Gobierno de Reconciliación y Unidad Nacional

El Pueblo, Presidente!

ENATREL

Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica





Plan Indicativo de la Expansión de la Transmisión 2022-2037

INTRODUCCIÓN

La Ley de la Industria Eléctrica de Nicaragua, en su arto. 27 señala: **"**Es responsabilidad de la empresa de transmisión el cumplimiento del Plan de Expansión necesario para atender mayores niveles de generación eléctrica. La empresa de transmisión propietaria del Sistema Nacional de Transmisión será de propiedad estatal**"**.

Según la ley 791, Ley de Reforma a la Ley Creadora de ENATREL, en su artículo 5 Finalidad de ENATREL inciso 6) indica que una de las actividades de la empresa es:

"Elaborar el Plan de Expansión de ENATREL tomando como referencia el Plan del o los distribuidores de energía eléctrica, el Plan Indicativo de Generación elaborado por el Ministerio de Energía y Minas y las condiciones actuales del Sistema Nacional de Transmisión"

De acuerdo a la Normativa de Transporte, ENATREL anualmente debe someter para aprobación del Instituto Nicaragüense de Energía (INE), las obras que entran en operación durante el año.

Es por ello que en el mes de junio del 2021 ENATREL somete para aprobación del INE las obras que entran en operación durante el año 2020 por la suma de **US$ 168.01 millones** para reconocimiento en el peaje de transmisión para el año 2021, cuyo Costo Medio de Transmisión equivale a **12.389631 US$/MWh** transportado.

En el presente documento la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) presenta el **"Plan Indicativo de la Expansión de la Transmisión para el periodo 2022-2037"**, el cual contiene las obras finalizadas o a finalizarse en el 2021 y sometidas a reconocimiento al INE, las obras con financiamiento, las obras que se encuentran en gestión de financiamiento y las obras sin Financiamiento.

DEFINICIONES:

Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC): Organismo encargado de la operación del sistema eléctrico y de la operación del mercado de ocasión, dependiente de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL).

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE): Responsable de regular las relaciones comerciales entre las instituciones públicas y privadas que se conectan al Sistema Eléctrico Regional y de fijar las tarifas.

Consejo Director del MER (CD MER): Es la instancia que tiene por objetivo desarrollar el Mercado Eléctrico Regional (MER) y facilitar el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Segundo Protocolo al Tratado Marco del MER, así como coordinar la interrelación con el resto de organismos regionales: la CRIE y el EOR.

Dirección De Operación De Los Sistemas Aislados (DOSA): Es responsable de la generación, distribución, comercialización, organización, administración de los recursos energéticos, activos fijos y financieros en las Zonas no Concesionadas, así como de los requerimientos de ampliación o mejoras.

Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL): Empresa pública descentralizada bajo la rectoría de MEM, encargado del transporte de la energía eléctrica y el desarrollo, administración operación y mantenimiento del Sistema Nacional de Transmisión, es una entidad de servicio público y del dominio del Estado Nicaragüense por tanto es una empresa eminentemente estatal y de carácter social. También es la encargada de ejecutar proyectos de electrificación rural y urbanos derivados del Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional FODIEN y el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable PNESER.

Empresa Propietaria de la Red (EPR): Entidad público-privada responsable de la ejecución del proyecto y de la operación del SIEPAC, integrada por las empresas eléctricas de los países miembros y asociados.

Ente Operador Regional (EOR): Responsable del despacho e intercambios de energía entre países, en su calidad de administrador del mercado.

Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional (FODIEN): Es la instancia técnica y administrativa-financiera, coordinada por ENATREL de acuerdo a la ley 583, que tiene a su cargo el desarrollo de la electrificación rural en los distintos Departamentos y Regiones del territorio nacional, con acceso a fuentes de fondos privados y públicos.

Instituto Nicaragüense de Energía (**INE):** Es una entidad autónoma del Estado, que funge como ente regulador del sector energético del país.

La Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL): es una entidad del Estado de Nicaragua, adscrita al Ministerio de Energía y Minas (MEM), propietaria de plantas generadoras geotérmicas, hidroeléctrica, y térmicas de diferentes tipos y capacidad.

Ley de la Industria Eléctrica (**LIE):** Es la ley en la que se establece el régimen legal sobre las actividades de la industria eléctrica, las cuales comprenden la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de la energía eléctrica.

Mercado Eléctrico Regional (MER): Es un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con regulación regional, en el cual los agentes habilitados por el Ente Operador Regional (EOR) realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana.

Ministerio de Energía y Minas (MEM): Organismo rector del sector energético del país a cargo de la formulación de la política y planificación del sector energía, creado mediante la Ley Nº 612 Reforma a la Ley 290.

Normativa de Operación: Son las normas que establece las reglas de carácter operativo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), las reglas de carácter comercial del Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua (MEMN) y las interfaces necesarias para armonizar la presente normativa nacional con la reglamentación regional.

Normativa de Transporte: Son las normas que establecen las condiciones para el uso, acceso y expansión de la red de transporte de energía eléctrica y las normas de calidad.

Peaje: Es la remuneración por parte de los agentes del mercado por la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica a través de redes de interconexión, transmisión y distribución.

Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER): Programa que tiene como objetivo principal elevar el índice de cobertura eléctrica de Nicaragua por medio de extensión de redes, normalización de del servicio eléctrico en asentamientos, estudios de pre-inversión de fuentes de energía renovable, implementar programas de eficiencia energética, refuerzos en el sistema de transmisión para la integración de fuentes renovables y sostenibilidad de sistemas aislados.

Red de Transmisión Regional (RTR): Es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional

Sistema de Interconexión de los Países de América Central (SIEPAC): Proyecto regional en el Istmo Centroamericano que incluye la creación y desarrollo de un mercado eléctrico regional y la construcción de un sistema de transmisión desde Guatemala hasta Panamá.

Sistema de Transmisión: Es el conjunto de líneas de transmisión, subestaciones y equipos asociados necesarios para transportar la energía desde centrales de generación hasta sistemas de distribución.

Sistema Eléctrico Regional (SER): Sistema Eléctrico de América Central compuesto por cada uno de los sistemas eléctricos de los Países Miembros.

Sistema Interconectado Nacional (SIN): Conjunto de centrales de generación eléctrica y sistemas de distribución que se encuentran interconectados entre sí por el Sistema Nacional de Transmisión. Según LIE.

Sistema Nacional de Transmisión (SNT): Es el sistema de transmisión integrado a nivel nacional que incluye las interconexiones internacionales.

Sistema Secundario de Transmisión: Es la Línea o conjunto de líneas de transmisión que permiten conectar al generador o distribuidor al Sistema Interconectado Nacional.

INDICE.

CAP.		
1	**RESUMEN EJECUTIVO**	**Página**
1.1-	Ampliaciones del Sistema Nacional de Transmisión por iniciativa de ENATREL que entrarán en operación en el año 2021	1
1.2.-	Pago de Intereses y comisiones bancarias periodo mayo 2020 a mayo 2021 por deuda de préstamos intermediados.	2
1.3.-	Determinación del Peaje previsto de Transmisión	4
1.4.-	Proyectos Con Financiamiento	6
1.5.-	Proyectos En Gestión de Financiamiento	7
1.6.-	Proyectos Sin Financiamiento	8
2	**PROYECCIÓN DE DEMANDA DEL SIN**	10
2.1-	Demanda Histórica	10
2.2-	Proyección de Demanda (Escenario Medio)	11
2.3-	Proyección de la demanda Máxima por subestaciones	12
3	**El Sistema Interconectado Nacional y el Sistema Nacional de Transmisión**	14
3.1-	El Sistema Interconectado Nacional	14
3.2-	El Sistema Nacional de Transmisión	15
3.3-	Cobertura del SNT	18
3.4-	Mapa de Nicaragua con EL Sistema Nacional de Transmisión (SNT) 2021	19
3.5-	Diagrama unifilar del SIN año 2021 (sin obras)	20
3.6-	Diagrama unifilar del SIN año 2021 (con nuevas obras)	21
3.7-	Diagrama unifilar del SIN año 2026 (con nuevas obras 2021-2026)	22
3.8-	Nomenclatura de Subestaciones y Plantas del SIN.	23
4	**Plan Indicativo de Generación del Ministerio de Energía y Minas**	24
4.1-	Plan Indicativo de Generación	25
5	**Criterios de calidad, seguridad y desempeño del SIN**	26
5.1-	Criterios y Parámetros de Calidad	26
5.2-	Carga Admisibles en Líneas y Transformadores	28
5.3-	Niveles de las Corrientes de Falla	28

CAP.		Página
6.-	**AMPLIACIONES DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN, AÑO 2020**	32
6.1-	**AMPLIACIONES DEL SNT POR INICIATIVA DE LA EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN**	33
6.1.1-	Aumento de la capacidad de transformación en las subestaciones San Benito, Catarina y Acahualinca	36
6.1.2-	Aumento de la capacidad de transformación en las subestaciones: Los Brasiles, león I y Periodista.	45
6.1.3-	Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Ticuantepe II	56
6.1.4-	Nueva Subestación Yalí, Línea de Transmisión 138 kV y Obras conexas	63
6.1.5-	Construcción de Subestación Central y Obras Conexas	70
6.1.6-	Construcción Subestación Waslala 138 KV y Obras Conexas (El Cuá) y Obras Conexas	79
6.1.7-	Construcción Subestación Santa Clara, Línea de Transmisión Ocotal - Santa Clara 138 kV y Obras Conexas	89
6.1.8-	Construcción de Subestación Jinotega 138 kV, Línea de Transmisión en Doble Circuito 138 kV y Obras Conexas	98
6.1.9-	Adquisición de transformador móvil de 40 MVA 138/13.8/24.9 kV	105
6.1.10-	Refuerzos para la Conexión de Proyectos Hidroeléctricos – Fase I (LT 230 kV San Benito – Boaco)	108
6.1.11-	Línea De Transmisión Siuna - Rosita – Puerto Cabezas (Bilwi) En 138 kV Y Obras Conexas	117
6.1.12.-	Adquisición de bienes para sustitución de transformadores de corriente en las líneas de 230 kV de RTR-Fase 1	129
7	**OBRAS MAYORES DE 500 MIL DOLARES AÑO 2020**	
	DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES PREVISTOS DE TRANSMISIÓN	134
7.1	Marco Legislativo y Mandato Regular	134
7.2	Antecedentes	134
7.3	Revisiones de costos medio de Transmisión (CMT)	139
7.4	Costos medios de Transmisión. (CMT)	141

CAP.		Página
8.-	**PROYECTOS CON FINANCIAMIENTO**	142
8.1.-	Aumento de la Capacidad de Transmisión en las Líneas 230kV	143
8.2.-	Ampliación de la capacidad de transformación Subestación Ticuantepe II	150
8.3.-	Construcción Subestación Carlos Fonseca y Obras Conexas.	157
8.4.-	Aumento de la capacidad de transmisión en la línea Doble Circuito Alba Rivas.	173
8.5.-	Construcción de Nueva Subestación Ticuantepe I en 138 kV	174
8.6.-	Nueva Subestación Sébaco II 138 kV	183
8.7.-	Ampliación de capacidad de transmisión de las subestaciones La Esperanza y La Gateada, y de la Línea de Transmisión La Gateada – La Esperanza a 138 kV.	195
8.8.-	Construcción Nueva Subestación Villanueva y Línea de Transmisión de 138 Kv El Sauce – Villanueva	210
8.9.-	Construcción de subestación el tortuguero 138kv, construcción de línea la esperanza-el tortuguero en 138 kv y ampliación de la subestación la esperanza	220
8.10.-	Ampliación de la capacidad operativa del Centro Nacional de Despacho de Carga	229
8.11.-	Construcción de subestación bluefields en 138 kV, construcción de la línea la esperanza-bluefields en 138 kV y ampliación de la subestación la esperanza	239
9.-	**PROYECTOS EN GESTIÓN DE FINANCIAMIENTO**	248
9.1.-	Aumento de capacidad en la Línea Acahualinca – Managua 138 kV.	249
9.2.-	Construcción del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC ESPEJO)	258
9.3.-	Construcción de subestación Pantasma 138 kV	275
9.4.-	Construcción de Subestación Tola y línea de transmisión rivas – tola – san juan del sur en 138 kV	283
9.5.-	Construcción de Subestación Jiquilillo y Obras Conexas.	293
9.6.-	Construcción Línea de Transmisión 230 kV de la Subestación Boaco a la Subestación la Gateada	302
9.7.-	Construcción Subestación San Francisco Libre, línea de Transmisión 138 kV y obras conexas.	309
9.8.-	Construcción de subestación San Miguelito 138 kV, subestación Acoyapa II y línea Acoyapa - san miguelito en 138 kV	317
9.9.-	Subestación San Carlos 138 kV, Construcción de línea san miguelito - san carlos en 138 kV y ampliación de subestación san miguelito	326
9.10.-	Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de 138 kV Catarina-Nandaime-Rivas	336
9.11.-	Construcción de subestación Gis Corinto 138 kV, línea de transmisión 138 kV y obras conexas	343

CAP.		Página
9.12.-	Construcción de subestación Nueva Guinea en 138 kV, Construcción de la línea la gateada-nueva guinea en 138 kV y ampliación de la subestación La Gateada	351
9.13.-	Conversión de las subestaciones león II, La Paz Centro y Nagarote I a 138 kV y Construcción de 63 km de línea de transmisión en 138 kV	360
9.14.-	Construcción de Subestación Kukrahill 138 kV, construcción de línea La Esperanza - Kukrahill en 138 kV y Ampliación de la subestación La Esperanza	375
9.15.-	Construcción de Línea 230 kV Terrabona - Malpaisillo – Interconexión con Honduras	385
9.16.-	Construcción de Circuito de distribución en 24.9 kV, La Cruz del Rio Grande	394
9.17.-	Construcción de Subestación El Ayote 138 kV, Construcción de línea El Ayote (Aperturando la línea La Esperanza - El Tortuguero) en 138 kV.	401
10.-	**PROYECTOS SIN FINANCIAMIENTO**	411
10.1.-	Ampliación de capacidad línea Tipitapa – Guanacastillo - Masaya	413
10.2.-	Línea de Transmisión Terrabona – Mulukuku y Boaco – Mulukuku (Refuerzos de Transmisión para la conexión de proyectos Hidroeléctricos Fase II)	418
10.3.-	Aumento de la capacidad de transformación las subestaciones: Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí, Chinandega.	434
10.4.-	Adquisición de 1 Subestación Móvil de 40 MVA	450
10.5.-	Ampliación Y Refuerzo en Subestación MATEARE I (LINEA MATEARE I INTERCEPTA LBS-TCP 230 kV)	453
10.6.-	Construcción Subestación Guanacastillo y obras conexas	460
10.7.-	Construcción de la subestación GIS Metropolitana, línea de transmisión soterrada en 138kV y obras conexas.	468
10.8.-	Construcción Subestación Mateare II y Construcción de línea 138KV en Doble Circuito	477
10.9.-	Construcción de la Subestación GIS Santo Domingo, Línea de Transmisión Soterrada en 138kV y Obras Conexas. (Managua)	487
10.10.-	Construcción Línea de Transmisión 230 kV San Benito - La Virgen.	500
10.11.-	Construcción de Subestación Sabana Grande y Obras Conexas	506
10.12.-	Modernización y Ampliación de Subestación GIS Asososca a 138kv	512
10.13.-	Línea de Transmisión Waslala-Siuna en 138kV y la instalación de un reactor de 5MVAr en Waslala y Siuna	519

CAP.		Página
10.14.-	Construcción de Subestación Malacatoya y obras conexas	526
10.15.-	Modernización y Ampliación de Subestación GIS Benjamín Zeledón a 138 kV	536
10.16.-	Línea de Transmisión Waslala - Mulukuku en 138 kV.	543
10.17.-	Construcción de Subestación Santa Victoria y Obras Conexas	551
10.18.-	Construcción Subestación Cusmapa y Obras Conexas	559
10.19.-	Construcción de subestación El Realejo 138 kV, Construcción de Línea Doble Circuito en 138 kV y obras conexas	566
10.20.-	Construcción de Subestación Nejapa, Construcción de 5 Km de Línea en Doble Circuito 138 kV Nejapa-Intercepta Línea Los Brasiles-Batahola	575
10.21.-	Construcción de Subestación TECOLOSTOTE 138 kV	584
10.22.-	Cambio de Conductor Malpaisillo II - San Jacinto Tizate 138 kV	591
	ANEXOS	592

1.0. RESUMEN EJECUTIVO

1.1.- Ampliaciones del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) para el año 2021.

Para el año 2021 ENATREL presenta 12 obras las cuales corresponden a obras mayores de 500 mil dólares. La inversión Total para este año asciende a 168.01 millones de dólares.

A continuación, se presentan un resumen de las ampliaciones del SNT que entraran en operación en el año 2021:

Tabla 1.1 Ampliaciones del SNT

No.	Nombre del Proyecto	Descripción	Alcances		Moneda Local (kUS$)	Moneda Externa (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Fuente de Financiamiento
			MVA	Km				
1	Aumento de la capacidad de transformación en las subestaciones San Benito, Catarina y Acahualinca	• Instalación de 1 Transformador de 40 MVA en Subestación Acahualinca • Instalación de 1 Transformador de 40 MVA en Subestación Catarina • Instalación de 1 Transformador de 40 MVA en Subestación San Benito	120		622.60	6,295.20	6,917.80	BID-KEXIM-ENATREL
2	Aumento de la Capacidad de Transformación en las subestaciones Los Brasiles, León I y El Periodista	• Instalación de 2 Transformadores de 40 MVA en Subestación El Periodista • Instalación de 1 Transformador de 40 MVA en Subestación León I • Instalación de 1 Transformador de 40 MVA en Subestación El Periodista	160		870.00	8,698.30	9,568.30	BEI-ENATREL
3	Ampliación de la capacidad de transformación 230/138 kV de la subestación Ticuantepe II (3er Autotransformador)	• Instalación de 1 Autotransformador de 75 MVA 230/138 kV en Subestación Ticuantepe II	75		176.00	3,791.76	3,967.76	BID-ENATREL
4	Construcción Subestación Yalí, Línea de Transmisión 138kV y Obras Conexas.	• Construcción de Nueva Subestación Yalí con capacidad de 20 MVA 138/24.9 kV • Construcción de 85 km de línea de transmisión en 138 kV • Ampliación de subestaciones Larreynaga y Yalagüina	20	85	1,773.17	18,902.88	20,676.05	BEI-LAIF-ENATREL
5	Construcción de Subestación Central y Obras Conexas	• Construcción de Nueva Subestación Central con capacidad de 40 MVA 138/13.8 kV • Construcción de 1 km Doble circuito de línea de transmisión en 138 kV	40	1	2,052.43	6,272.91	8,325.34	BCIE-ENATREL
6	Construcción Subestación Waslala 138 KV y Obras Conexas (El Cuá)	• Construcción de Nueva Subestación Waslala con capacidad de 25 MVA 138/24.9 kV • Construcción de 48.3 km de línea de transmisión en 138 kV	30	48.3	2,122.86	11,645.62	13,768.48	BID-ENATREL
7	Construcción Subestación Santa Clara y Línea Ocotal-Santa Clara 138KV.	• Construcción de Nueva Subestación Santa Clara con capacidad de 20 MVA 138/24.9 kV • Construcción de 22 km de línea de transmisión en 138	25	22	1,287	7,152	8,439.48	BID-ENATREL

		kV • Ampliación de subestación Ocotal						
8	Construcción de Subestación Jinotega 138KV y Construcción de Línea de transmisión 138kV.	• Construcción de Nueva Subestación Jinotega con capacidad de 25 MVA 138/24.9 kV • Construcción de 5.7 km de línea de transmisión en 138 kV	25	5.7	1,195.54	6,463.34	7,658.87	BID-ENATREL
9	Adquisición de Transformador Móvil de 40 MVA 138kV/13.8kV/24.9 kV.	• Adquisición de un transformador Móvil de 40MVA con relación de Voltaje 138/13.8/24.9 kV	40		174.30	972.83	1,147.14	BID-KEXIM-ENATREL
10	Refuerzos para la Conexión de Proyectos Hidroeléctricos - FASE I (LT 230 kV San Benito - Boaco)	• Ampliación de Subestación San Benito • Ampliación de subestación Boaco a 230 kV • Construcción de 42.7 km de línea, simple circuito en 230 kV entre San Benito – Boaco.	120	42.7	3,120.00	36,790.05	39,910.05	BCIE-BID-KEXIM-ENATREL
11	Línea de Transmisión Eléctrica en 138 Kv Siuna-Rosita-Bilwi y Obras Conexas.	• Construcción de Nueva subestación Rosita, con capacidad de 20 MVA 138/24.9 kV • Construcción de Nueva Subestación Bilwi, con capacidad de 20 MVA 138/24.9 kV • Construcción de 208 km de línea de transmisión, simple circuito en 138 kV • Adquisición de 2 Reactores de 5 MVA kV en 138 kV • Ampliación de las Subestaciones Siuna y Mulukuku • Construcción de 70 km de línea de fibra óptica entre subestaciones Siuna - Mulukuku	40	208	42,252.73	3,246.43	45,499.16	GdN-BID-ENATREL
12	Adquisición de bienes para sustitución de transformadores de corriente en las líneas de 230 kV de RTR-Fase 1	• Adquisición de Bienes Para Sustitución de 147 Transformadores de Corriente en las Líneas de 230 kV de RTR Fase I			62.31	2,076.98	2,139.29	BID-ENATREL
TOTAL			**695.0**	**412.7**	**55,709.43**	**112,308.29**	**168,017.72**	

***Inversión en Miles de U$**

1.2.- Pago de Intereses y comisiones bancarias periodo mayo 2020 a mayo 2021 por deuda de préstamos intermediados.

El **INE** por medio de la resolución **INE-CD-001-01-2012**, referente al costo medio de transmisión, en la resolución segunda, establece el **reconocimiento de pagos de intereses y comisiones bancarias realizados por ENATREL** a las instituciones financieras otorgantes de los créditos de las obras ya realizadas y nuevas, para lo cual ENATREL deberá presentar en su oportunidad los comprobantes que acreditan dicho pago.

A continuación, se presentan los montos pagados por ENATREL en concepto de intereses, **desde el 1 de junio de 2020 hasta el 31 de mayo del 2021**, al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, los cuales totalizan la cantidad de **$ 768,615.62 dólares**.

Estos pagos corresponden a intereses de los préstamos y líneas de crédito de los siguientes organismos financieros: Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y Kexim Bank de Corea.

Tabla 1.2.A Intereses y comisiones pagados al MHCP derivados de préstamos intermediados (US $)

No.	Referencia	No. de Préstamo	Intereses	Total	No. Documento	Fecha del Documento
1	MHCP-DVM-E-0189-08-2020	BID 3611/BL-NI	$ 9,138.59	$ 9,138.59	2020-00900400-03364	23/11/2020
2	MHCP-DVM-E-125-08-19 MHCP-DVM-E-047-03-20	BID 3611/BL-NI	$ 482,468.06	$ 482,468.06	ND-OP53013	03/06/2020
3	MHCP-DVM-E-0125-08-19 MHCP-DVM-E-047-03-20	BID 2342/BL-NI	$ 131,600.00	$ 131,600.00	ND-OP55438	06/11/2020
4	MHCP-DVM-E-144-07-18 MHCP-DVM-E-009-01-19 MHCP-DVM-E-111-07-19 MHCP-DVM-E-001-01-20	BID 3727/BL-NI BID 3728/KI-NI	$ 105,779.87	$ 105,779.87	2021-00900400-00545	19/02/2021
5	MHCP-DVM-E-144-07-18 MHCP-DVM-E-009-01-19 MHCP-DVM-E-111-07-19 MHCP-DVM-E-001-01-20	BID 3727/BL-NI BID 3728/KI-NI	$ 39,629.10	$ 39,629.10	2021-00900400-00574	23/02/2021
	TOTAL		**$ 768,615.62**	**$ 768,615.62**		

***Cifras en Miles de U$**

1.3.- Determinación del Peaje previsto de Transmisión

La Ley de la Industria Eléctrica (Ley 272) en su arto. 118 estable: "Los peajes a pagarse por el uso de los **sistemas de transmisión existentes** serán calculados por la Empresa de Transmisión y aprobados por el INE sobre la base de sus costos de reposición, operación y mantenimiento de un sistema modelo incluyendo un beneficio calculado en base a la tasa de descuento estipulada en el arto. 117 de la presente Ley". Así mismo el arto. 117 de dicha Ley, expresa: "La tasa de descuento utilizada como costo de oportunidad del capital **será la prevaleciente en el mercado de capitales**, pero si ésta no estuviese disponible, la misma deberá ser fijada por el INE **en base a rentabilidades de actividades de riesgo similar** realizadas en el país".

De acuerdo al TRA 5.1.1. de la Normativa de Transporte la remuneración de la Empresa Nacional de Transmisión, se compone de:

i) Remuneración Anual General (RAG)

ii) Remuneración Anual Particular (RAP) si corresponde recibirla,

iii) Costo Anual de Funcionamiento del CNDC (CAD).

A su vez la RAG según el TRA 5.3.1. de la Normativa de Transporte es igual a la anualidad de la inversión reconocida (IR), considerando una vida útil de 30 años y la tasa de descuento autorizada por el INE, más los Costos Reconocidos de Operación y Mantenimiento (CROM).

En la siguiente tabla se detalla los componentes del cálculo del Costo Medio de Transmisión solicitado.

Tabla 1.3 Costo Medio de Transmisión (CMT) 2021

Para el año 2022 ENATREL solicita un CMT de **12.389631 $/MWh** equivalente a **54.18 millones de dólares**, según la siguiente tabla:

Inversión Reconocida a 2021* (US$)	**633,984,637.09**
Índice de Actualización (IA)	**1.00000000**
Inversión Reconocida 2021 ajustada con IA * (US$)	**633,984,637.09**
Inversión durante el año 2021 (US$)**	**168,017,715.75**
Inversión Reconocida al 1o. de enero 2022 (US$)	**802.002.352.84**
Anualidad de la IR (1.509197 %, 30 años) (US$)	**31.173.170.57**
Costo Reconocido de O y M (US$)	**20,050,058.82**
Costo Anual de Func. del CNDC (US$)	**2,526,479.97**
SUB - TOTAL ANUAL (US$)	**53,749,709.36**
Pago de Intereses y Comisiones Bancarias	**768.615.62**
TOTAL ANUAL (US$)	**54,518,324.98**
Demanda Proyectada 2022 (MWh)	**4,400,318.66**
Costo Medio de Transmisión 2022 US$/MWh	**12.389631**

*** Índice de actualización (IPM / IPC) = 1.00**

**** Ampliaciones: i) ENATREL $ 65, 960,487.1**

1.4.- Proyectos Con Financiamiento

Las obras programadas con financiamiento no entran en el cálculo de la tarifa de peaje del año 2021. Estas obras se presentarán con su respectiva justificación técnica y económica para ser incluidas en el cálculo del peaje según su fecha de entrada en operación.

Tabla 1.4.- Obras Con Financiamiento

No.	Nombre del Proyecto	NUEVA SE	MVA a Instalar	Km de Línea	Financ. Local (kUS$)	Financ. Externo (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Fuente de Financiamiento	Año PROBABLE de Finalización	Estado
1	Aumento de la Capacidad de Transmisión en las Líneas 230 kV				712.16	8,738	9,450	BID-KEXIM-ENATREL	2022	Contratado
2	Ampliación de la capacidad de transformación Subestación Ticuantepe II		75		176.00	3,792	3,968	BID	2022	En construcción
3	Construcción Subestación Carlos Fonseca y Obras Conexas.	1	30	76	2,945.11	26,240	29,185	INDIA-ENATREL	2023	Licitada
4	Aumento de la capacidad de transmisión en la línea Doble Circuito Alba Rivas			0.5		200	200	BID-ENATREL	2023	En construcción
5	Nueva Subestación Ticuantepe I en 138kV	1	40	2	927.41	5,781	6,708	BID-KEXIM-ENATREL	2023	A licitarse
6	Nueva Subestación Sebaco II	1	40	10	582.49	8,956	9,539	BID-KEXIM-ENATREL	2023	A licitarse
7	Ampliación de capacidad de transmisión de las subestaciones La Esperanza y La Gateada, y de la Línea de Transmisión La Gateada – La Esperanza a 138 kV	2	70	77	2,650.90	31,290	33,941	INDIA-ENATREL	2023	A licitarse
8	Construcción Nueva Subestación Villa Nueva y Línea de Transmisión de 138 kV El Sauce – Villanueva y Ampliación de Subestación El Sauce	1	45	37	1,024.89	14,353	15,378	BID-KEXIM-ENATREL	2023	A licitarse
9	Construcción de Subestación El Tortuguero 138KV	1	15	100	1,021.00	20,546	21,567	OFID	2024	Licitada
10	Ampliación de la Capacidad Operativa del Centro Nacional de Despacho de Carga	-	-	-		13,489	13,489	BCIE	2025	A licitarse
11	Construcción de subestación Bluefields en 138kv, construcción de la línea la esperanza-Bluefields en 138 kV y ampliación de la subestación La Esperanza	1	25	78	507.05	26,611	27,118	BCIE	2025	A licitarse
TOTAL		**8**	**340**	**381**	**10,547**	**159,997**	**170,544**			

1.5.- Proyectos En Gestión de Financiamiento

Las obras que se encuentran en proceso de gestión de financiamiento corresponden a la construcción de 17 proyectos, 13 nuevas subestaciones, 760 km de líneas de transmisión y la instalación de 625 MVA en capacidad de transformación. Dichas obras no tienen financiamiento definido.

Tabla 1.5.- Obras en Gestión de Financiamiento

No.	Nombre del Proyecto	NUEVA SE	MVA a Instalar	Km de Línea	Financ. Local (kUS$)	Financ. Externo (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Año PROBABLE de Finalización
1	Aumento de la Capacidad de la Línea Acahualinca –Managua				138.16	6,770	6,908	2022
2	Construcción del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC ESPEJO)					11,086	11,086	2025
3	Construcción de Subestación Pantasma 138 kV	1	30	47.5	884.73	13,408	14,293	2025
4	Construcción de Subestación Tola y Línea de transmisión Rivas - Tola - San Juan del Sur en 138 KV		40	37	1,106.26	18,452	19,558	2025
5	Construcción de Subestación Jiquilillo y Obras conexas.	1	25	45	869.00	16,510	17,379	2025
6	Construcción de Línea de transmisión 230 kV de la Subestación Boaco a la Subestación La Gateada		170	152	2,493.00	47,365	49,858	2025
7	Construcción Subestación San Francisco Libre, Línea de Transmisión 138 kV Y Obras Conexas.	1	15	10	879.44	9,555	10,435	2025
8	Construcción de Subestación San Miguelito 138KV, Subestación Acoyapa II y Línea Acoyapa-San Miguelito en 138 KV.	2	30	86.5	1,225.91	29,346	30,572	2025
9	Construcción de Subestación San Carlos 138KV, Construcción de Línea San Miguelito-San Carlos en 138 KV y Ampliación de la Subestación San Miguelito	1	15	48	797.29	15,534	16,331	2025
10	Aumento de la Capacidad de las Líneas Catarina-Nandaime y Nandaime-Rivas				76.36	4,356	4,433	2025
11	Construcción de Subestación Gis Corinto 138 KV, Línea de Transmisión 138 kV y Obras Conexas	1	25	0.45	250.72	8,107	8,357	2025
12	Construcción de Subestación Nueva Guinea 138KV, Construcción de Línea La Gateada-Nueva Guinea en 138 KV y Ampliación de la Subestación La Gateada	1	15	55	829.01	16,650	17,479	2026
13	Conversión de las Subestaciones LeonII, La Paz Centro y Nagarote I a 138kV y construcción de 63km de Línea de Transmisión en 138kV.	3	70	63.2	3,041.51	36,255	39,297	2026
14	Construcción de Subestación KUKRAHILL 138 kV, Construcción de línea LA ESPERANZA- KUKRAHILL en 138 kV Y Ampliación de la subestación LA ESPERANZA	1	20	55	1,851.07	15,072	16,923	2026
15	Construcción de línea de 230 kV Terrabona - Malpaisillo – Interconexión Honduras		150	120	2,780.33	46,717	49,497	2027
16	Construcción de Circuito de distribución hacia La Cruz del Rio Grande en 24.9 kV				105.00	1,750	1,855	2027
17	Construcción de Subestación EL AYOTE 138 kV, Construcción de línea EL AYOTE - Apertura de línea La Esperanza - El Tortuguero en 138 kV	1	20	40	1,016.97	13,573	14,590	2028
TOTAL		**13**	**625**	**760**	**18,345**	**310,507**	**328,852**	

(*) kUS$ = miles de dólares

1.6.- Proyectos Sin Financiamiento

Las obras que se encuentran sin financiamiento corresponden a la construcción de 22 proyectos, 13 nuevas subestaciones, 819 km de líneas de transmisión y la instalación de 900 MVA en capacidad de transformación.

Tabla 1.5.- Obras Sin Financiamiento

No.	Nombre del Proyecto	NUEVA SE	MVA a Instalar	Km de Linea	Financ. Local (kUS$)	Financ. Externo (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Fuente de Financiamiento	Año PROBABLE de Finalización
1	Ampliación de Capacidad de la Línea Tipitapa-Guanacastillo-Masaya				126.66	1,938	2,065	Sin Financiamiento	2025
2	Construcción Líneas 230kV Terrabona-Mulukuku y Boaco-Mulukuku		100	283	4,400.57	97,202	101,603	Sin Financiamiento	2025
3	Aumento de la capacidad de transformación las subestaciones: Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí, Chinandega		380		1,539.21	29,245	30,784	Sin Financiamiento	2026
4	Adquisición de 1 Subestación Móvil de 30 MVA				200.00	4,000	4,200	Sin Financiamiento	2026
5	Ampliación Y Refuerzo en Subestación MATEARE I (LINEA MATEARE I INTERCEPTA LBS-TCP 230 kV))			16.5	2,406.32	9,315	11,722	Sin Financiamiento	2026
6	Construcción de subestación Guanacastillo y obras conexas	1	40	1.5	326.52	6,204	6,530	Sin Financiamiento	2027
7	Construcción de la subestación GIS Metropolitana, línea de transmisión soterrada en 138kV y obras conexas.	1	40	5	1,017.78	19,474	20,492	Sin Financiamiento	2027
8	Construcción subestación Mateare II y línea 138 kV en doble circuito	1	40	1.5	270.17	5,133	5,403	Sin Financiamiento	2027
9	Construcción de la Subestación GIS Santo Domingo, Línea de Transmisión Soterrada en 138kV y Obras Conexas. (Managua)	1	40	0.6	885.05	14,367	15,252	Sin Financiamiento	2028
10	Construcción Línea de Transmisión 230kV La Virgen - San Benito			127	1,902.88	36,896	38,799	Sin Financiamiento	2029
11	Construcción de Subestación Sabana Grande y Obras Conexas	1	40	17	1,004.25	11,734	12,738	Sin Financiamiento	2029
12	Modernización y Ampliación de Subestación GIS ASOSOSCA a 138kV	1	40	5	846.14	11,300	12,146	Sin Financiamiento	2029
13	Línea de Transmisión Waslala-Siuna en 138kV y la instalación de un reactor de 5MVAr en Waslala y Siuna			95	2,313.93	20,825	23,139	Sin Financiamiento	2030
14	Construcción de Subestación Malacatoya y Obras Conexas	1	20	30	714.71	13,580	14,294	Sin Financiamiento	2031
15	Modernización y Ampliación de Subestación GIS Benjamín Zeledón a 138 kV	1	30		183.45	7,966	8,150	Sin Financiamiento	2031
16	Línea de Transmisión Waslala-Mulukuku en 138kV			56	840.82	14,403	15,244	Sin Financiamiento	2032
17	Construcción de Subestación Santa Victoria y Obras Conexas	1	20	70	1,613.35	20,097	21,711	Sin Financiamiento	2033
18	Construcción Subestación Cusmapa y Obras Conexas	1	15	35	1,191.05	12,609	13,800	Sin Financiamiento	2033

19	Construcción de subestación El Realejo 138 kV, Construcción de Línea Doble Circuito en 138 kV y obras conexas	1	30	2	782.79	6,350	7,133	Sin Financiamiento	2034
20	Construcción de Subestación Nejapa, Construcción de 5 Km de Línea en Doble Circuito 138 kV Nejapa-Intercepta Línea Los Brasiles-Batahola	1	40	5	820.89	8,356	9,177	Sin Financiamiento	2035
21	Construcción de Subestación TECOLOSTOTE 138 kV	1	25	29	544.58	10,347	10,892	Sin Financiamiento	2036
22	Cambio de Conductor Malpaisillo II - San Jacinto Tizate 138 kV			40	111.88	2,126	2,238	Sin Financiamiento	2037
TOTAL		**13**	**900**	**819**	**24,043**	**363,469**	**387,512**		

2.0 PROYECCIÓN DE DEMANDA DEL SIN

2.1 Demanda Histórica

En el año 2020 el Sistema Interconectado Nacional (SIN), según lo reportado por el CNDC en su informe anual Balance de Energía, registró una demanda máxima de potencia de 689.04 MW y una demanda de energía de 4,348.58 GWh, representando un decrecimiento del -3.97 % en potencia y un decrecimiento del -2.28 % en energía con respecto a los valores del año 2019.

El promedio del crecimiento anual de la demanda histórica desde el año 2010 hasta el año 2020 ha sido del 3.25 % para la potencia y 3.43 % para la energía.

Tabla 2.1 Demanda Histórica* 2010 -2020

DEMANDA HISTORICA SIN (2010-2020)					
AÑO	**POTENCIA**	**CRECIMIENTO**	**ENERGIA**	**CRECIMIENTO**	
	MW	**%**	**(GWH)**	**%**	**fc**
2010	538.9	-	3,289.53	-	**0.70**
2011	571.1	5.98	3,417.09	3.88	**0.68**
2012	609.9	6.79	3,666.01	7.28	**0.69**
2013	620.1	1.67	3,766.14	2.73	**0.69**
2014	638.8	3.02	3,953.27	4.97	**0.71**
2015	667.56	4.50	4,160.27	5.24	**0.71**
2016	688.3	3.11	4,296.58	3.28	**0.71**
2017	709.05	3.01	4,379.18	1.92	**0.71**
2018	721.8	1.80	4,387.59	0.19	**0.69**
2019	717.53	-0.59	4,449.88	1.42	**0.71**
2020	689.04	-3.97	4,348.58	-2.28	**0.72**
PROMEDIO		**3.25**		**3.43**	

* Fuente CNDC: Informes anuales 2007-2017

2.2 Proyección de demanda (Escenario Medio)

La proyección de demanda a nivel de generación del Sistema Interconectado Nacional para el período 2021 - 2035 se presenta en la tabla 2.2. Los datos del año 2020 son datos reales según fuente CNDC.

Los datos del periodo 2021-2035 corresponden a la proyección de demanda del Ministerio de Energía y Minas del mes de febrero del año 2021, para el escenario de demanda media.

Tabla 2.2 Proyección de la demanda del SIN (2021-2035)

AÑO	POTENCIA (MW)	CREC. %	ENERGIA (GWh)	CREC. %
2020	**689.04**	**-**	**4348.57**	**-**
2021	694.52	0.80%	4353.85	0.12%
2022	700.89	0.92%	4400.32	1.07%
2023	712.27	1.62%	4478.36	1.77%
2024	728.01	2.21%	4584.17	2.36%
2025	748.08	2.76%	4717.52	2.91%
2026	771.39	3.12%	4871.76	3.27%
2027	797.61	3.40%	5044.85	3.55%
2028	825.83	3.54%	5231.06	3.69%
2029	856.02	3.66%	5430.36	3.81%
2030	888.23	3.76%	5643.04	3.92%
2031	922.82	3.89%	5871.53	4.05%
2032	959.52	3.98%	6114.08	4.13%
2033	998.48	4.06%	6371.82	4.22%
2034	1040.22	4.18%	6648.04	4.33%
2035	1084.47	4.25%	6941.12	4.41%
% CREC		**3.08%**		**3.17%**

*Fuente: 2020 Datos Reales CNDC
2021-2035 Proyección MEM Escenario Medio

A partir del mes de marzo del 2021 hubo un incremente en la potencia máxima del SIN, con respecto al año 2020, por encima de lo proyectado por el MEM para este año.

DEMANDA MAXIMA (MW)		
Mes	2020	2021
Enero	662.97	665.06
Febrero	689.03	686.56
Marzo	689.04	691.42
Abril	671.28	727.51
Mayo	673.06	712.96

* Datos del CNDC

2.3 Proyección de la demanda máxima por subestaciones

A partir de las demandas máximas reales registradas en el año 2020 para cada subestación y tomando los porcentajes de crecimiento de la demanda proyectada a nivel global por el CNDC y el Ministerio de Energía y Minas, se proyecta la demanda para cada subestación. En algunos nodos la demanda permanece constante debido a que son cargas fijas de grandes consumidores.

Tabla 2.3.a
Proyección de Demanda Máxima No Coincidente
Por Subestaciones

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA NO COINCIDENTE (MW)							
	AÑO SUBESTACION	2021 MW	2022 MW	2023 MW	2024 MW	2025 MW	2026 MW
1	ACAHUALINCA	18.9	19.1	19.4	19.8	20.3	21.0
2	ACOYAPA	5.4	5.5	5.5	5.7	5.8	6.0
3	ALTAMIRA BARRA I STR	21.0	18.5	18.8	19.3	19.8	24.2
4	ALTAMIRA BARRA II ABB	18.4	15.9	16.2	16.6	17.0	21.3
5	AMERRISQUE	8.2	8.3	8.4	8.6	8.8	9.1
6	ASOSOSCA	7.4	7.5	7.6	7.8	8.0	8.2
7	ASTURIAS	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
8	ASTURIAS II	3.8	3.8	3.9	1.5	1.5	1.6
9	BATAHOLA I	17.6	17.8	18.1	18.5	19.0	19.6
10	BATAHOLA II	7.4	7.5	7.6	7.8	8.0	8.3
11	BENJAMIN ZELEDON	9.8	9.9	10.1	10.3	10.6	10.9
12	BLUEFIELDS	5.6	5.7	5.8	5.9	6.1	6.3
13	BOACO	7.2	7.3	7.4	7.5	7.8	8.0
14	CENTROAMERICA						
15	**JINOTEGA**	**7.0**	7.1	7.2	7.4	4.9	5.1
16	PANTASMA					**5.0**	**5.0**
17	CHICHIGALPA	7.4	7.5	7.6	7.8	8.0	8.2
18	CHINANDEGA	18.3	18.5	18.8	19.2	19.7	20.3
19	CORINTO	3.3	3.4	3.4	3.5	3.6	3.7
20	COROCITO	3.6	3.6	3.7	3.8		
21	NUEVA GUINEA					3.9	0.0
22	CHE GUEVARA 9	2.0	2.1	2.1	2.1	2.2	2.3
23	DIRIAMBA	10.1	10.2	10.4	10.6	10.9	11.3
24	EL PERIODISTA 1	15.7	15.8	16.1	16.4	16.9	21.2
25	EL PERIODISTA 2	14.6	14.7	15.0	15.3	15.7	20.0
26	EL TUMA						
27	LA DALIA	4.4	4.4	4.5	4.6	4.7	4.9
28	**WASLALA**	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6
29	EL VIEJO	14.3	14.4	14.7	15.0	13.2	13.6
30	JIQUILILLO					**1.8**	**1.8**
31		4.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7

32	ENACAL I	2.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
33	ENACAL II	2.7	2.7	2.7	2.3	2.3	2.4
34	LA ESPERANZA				**0.5**	0.5	0.5
35	EL TORTUGUERO	12.5	12.7	12.9	13.2	13.5	13.9
36	ESTELI	2.5	2.5	2.6	2.6	2.7	2.8
37	LA GATEADA	15.0	15.2	15.4	15.7	16.2	16.7
38	GRANADA.	16.4	16.5	16.8	17.2	17.7	18.2
39	LAS COLINAS	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2
40	LAS BANDERAS	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
41	LOS BRASILES I	16.9	17.1	17.4	17.8	18.2	18.8
42	LOS BRASILES II	18.4	18.6	18.9	19.3	19.8	20.4
43	LEON I	10.2	10.3	10.4	10.7	11.0	11.3
44	LEON II	7.2	7.3	7.4	7.5	7.8	8.0
45	EL CARMEN	3.0	3.0	3.0	3.1	3.2	3.3
46	GUANACASTILLO	15.2	15.3	15.6	15.9	16.3	16.8
47	**CENTRAL**	**6.8**	6.9	6.9	7.1	7.3	7.5
48	LA PAZ CENTRO	3.0	3.0	3.1	3.2	3.2	3.3
49	LA VIRGEN	5.7	5.8	5.9	6.0	6.2	6.3
50	MALPAISILLO	6.3	6.4	6.5	6.6	6.8	7.0
51	MASATEPE	9.4	9.5	9.7	9.9	10.2	10.5
52	MATAGALPA	9.5	9.6	9.7	9.9	10.2	10.5
53	MATIGUAS	4.2	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6
54	MANAGUA I	10.2	10.3	10.5	10.7	11.0	11.3
55	MANAGUA II	10.6	10.7	10.9	11.1	11.4	11.8
56	MATEARE I (15 MVA)	3.1	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5
57	MINA EL LIMON	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
58	MONTE FRESCO						
59	CARLOS FONSECA			**0.0**	0.0	0.0	0.0
60	MULUKUKU	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4	2.5
61	NAGAROTE	3.9	4.0	4.0	4.1	4.2	4.4
62	NANDAIME	7.9	8.0	8.1	8.3	8.5	8.8
63	ORIENTAL I	14.9	15.0	15.2	15.6	16.0	16.5
64	ORIENTAL II	19.6	19.8	20.1	20.6	21.1	21.8
65	PUNTA HUETE	0.8	0.8	0.8	0.9		
66	SAN FRANCISCO LIBRE					**0.9**	**0.9**
67	RIVAS	16.7	16.8	17.1	17.5	10.9	4.1
68	SAN JUAN DEL SUR	5.8	5.9	6.0	6.1	6.3	6.5
69	TOLA					**7.1**	**7.1**
70	SAN BENITO	11.9	12.1	12.2	12.5	12.9	13.3
71	SAN RAMON	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	6.0
72	SÉBACO	15.2	15.4	15.6	16.0	16.4	16.9
73	SAN MIGUELITO	4.4	4.5	4.6	4.7	2.8	0.9
74	SAN CARLOS					2.0	2.0
75	SAN RAFAEL DEL SUR	11.5	11.6	11.8	12.1	12.4	12.8
76	SANTA CLARA	9.7	9.8	10.0	10.2	10.5	10.8
77	OCOTAL	4.3	4.4	4.4	4.5	4.7	4.8
78	SIUNA	5.6	5.1	4.7	4.2	3.8	3.4
79	**ROSITA**	**0.5**	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
80	**BILWI**	**6.5**	6.6	6.7	6.8	7.0	7.2
81	TICUANTEPE I	12.2	12.3	12.5	12.7	13.1	13.5
82	TICUANTEPE II	6.0	6.0	6.1	6.2	6.4	6.6
83	PORTEZUELO	16.6	16.8	17.1	17.4	17.9	18.5
84	TIPITAPA	18.5	18.7	20.2	24.4	24.7	25.4
85	VILLANUEVA	10.7	10.8	10.9	11.2	11.5	11.8
86	INDEX	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
87	YALAGUINA	9.7	9.8	10.0	10.2	10.5	10.8
88	EL MOJON	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
89	CANAL-CEMEX (GESARSA)	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
90	HOLCIM	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
91	TRITON MINERA	4.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
92	**TERRABONA**	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.4
93	**EL SAUCE**	4.3	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7
94	**YALI**	**4.1**	4.1	4.2	4.3	4.4	4.6
95	**CATARINA**	11.7	11.8	12.0	12.3	12.6	13.0

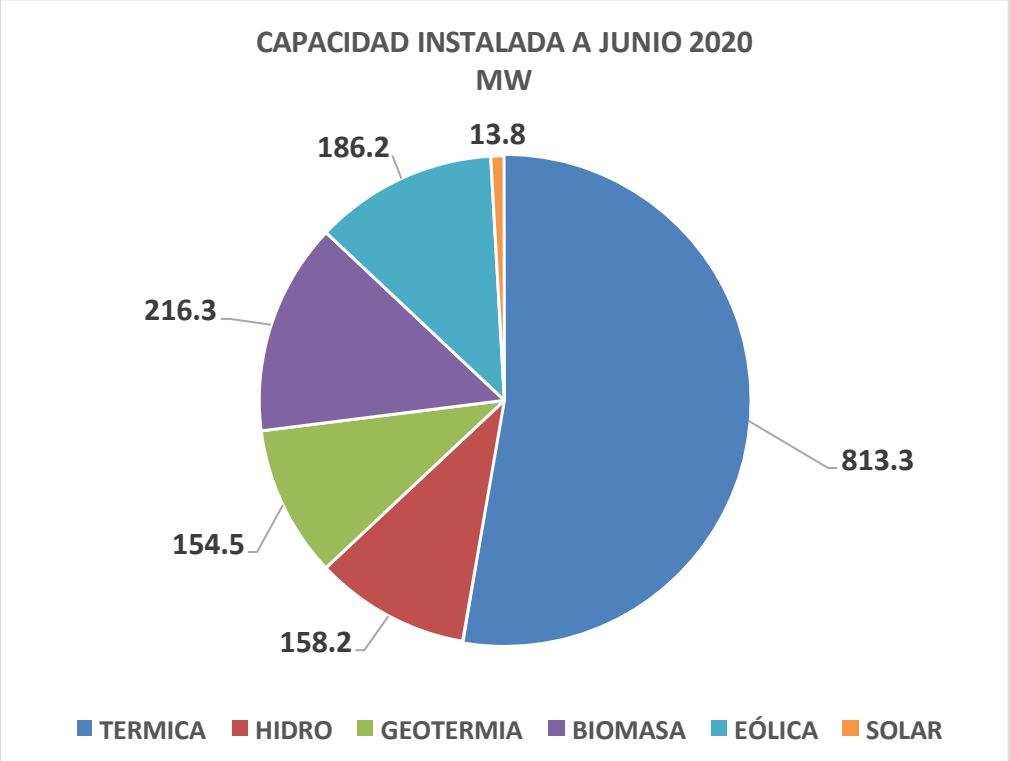
3.0 EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL Y EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

3.1 El Sistema Interconectado Nacional (SIN)

La ley de la Industria Eléctrica define al Sistema Interconectado Nacional como el conjunto de centrales de generación eléctrica y sistemas de distribución que se encuentran interconectados entre sí por el Sistema Nacional de Transmisión (SNT).

Al mes de junio del 2021 el Sistema Interconectado Nacional (SIN) contaba con una capacidad instalada en generación de 1,542.23 MW, de la cual 728.93 MW son renovables y 813.3 térmicos.

Grafico 3.1 Capacidad Instalada por tipo de fuente *



***Fuente CNDC. Datos al mes de junio de 2021.**

El SIN cuenta con una capacidad instalada de Potencia de 1,542.33 MW desglosada en los siguientes tipos de Tecnología por fuente de energía; Hidroeléctrica, Geotérmica, Térmicas (Turbina de Vapor, Motor de Combustión Interna y Turbina a Gas), Biomasa, Eólica y Solar Fotovoltaica.

Tabla 3.1.a Resumen por Fuente

TIPO	CAPACIDAD		PORCENTAJE
TIPO DE FUENTE	INSTALADA	EFECTIVA	
TERMICA	813.1	696.5	52.7%
HIDRO	158.2	148.0	10.3%
GEOTERMIA	154.5	95.0	10.0%
BIOMASA	216.6	111.5	14.0%
EÓLICA	186.2	186.2	12.1%
SOLAR	13.8	13.0	0.9%
TOTAL	**1542.3**	**1250.2**	
RENOVABLE (%)	729.23	553.71	47.28%
NO RENOVABLE (%)	813.10	696.47	52.72%

3.2.- El Sistema Nacional de Transmisión (SNT)

La ley de la Industria Eléctrica define al Sistema Nacional de Transmisión como el sistema de transmisión integrado a nivel nacional que incluye las interconexiones internacionales.

3.2.1.- El Sistema de Transmisión y Subestaciones

A junio del año 2021, el Sistema Nacional de Transmisión está constituido por 3,132.1 km de líneas, de los cuales 2,655.5 km pertenecen a ENATREL y 476.3 km a otros agentes del Mercado Eléctrico de Nicaragua. Estas longitudes de líneas de transmisión están desglosadas por niveles de tensión de la tabla 3.2.1.

Tabla 3.2.1.a km de línea de transmisión instalados en Nicaragua

LINEAS AÑO 2021 (JUNIO)			
Tensión kV	Total km	ENATREL km	OTROS km
230	938.2	541.5	396.7
138	1549.0	1503.3	45.7
69	644.9	610.6	34.3
Total	**3,132.1**	**2,655.5**	**476.7**

Fuente: Datos propios de ENATREL al mes de junio de 2021 y no incluyen las nuevas obras.

Estas cantidades incluyen las interconexiones internacionales en 230 kV hasta las fronteras con Honduras y Costa Rica, cuyas subestaciones terminales en Nicaragua son las Subestaciones León, Amayo, Sandino y Ticuantepe respectivamente, las líneas secundarias de transmisión pertenecientes a los productores privados y grandes consumidores y las líneas de propiedad estatal perteneciente a ENATREL. Se incluye en otros en el voltaje de 230 kV, la línea SIEPAC propiedad de la EPR.

La interconexión entre los centros de generación y los centros de carga se hace por medio de 101 subestaciones desglosadas según la función que desempeñan de la siguiente manera (No incluyen obras 2021):

Tabla 3.2.1.b Subestaciones Instaladas y Capacidad de MVA instalado en el SIN

	TOTAL		PROPIEDAD DE ENATREL		PRIVADOS	
TIPO	No.	CAPACIDAD (MVA)	No.	CAPACIDAD (MVA)	No.	CAPACIDAD (MVA)
Enlace	3	0	3	0	0	0
Enlace/ Reductoras	11	1344	11	1,344	0	0
Elevadoras	27	2358	11	583	16	1776
Reductoras	60	1268	54	1,227	6	40.75
TOTAL	**101**	**4971**	**79**	**3,154.3**	**22**	**1,816.6**

* Datos propios de ENATREL actualizados al mes de junio de 2021

El SIN cuenta con una capacidad instalada de 4971 MVA en capacidad transformación, con 101 subestaciones de las cuales 79 pertenecen a ENATREL y 22 subestaciones a agentes privados del mercado.

3.2.2.- Pérdidas en el Sistema de Transmisión

Las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de transmisión son calculadas en base a las mediciones del SIMEC, inyecciones menos extracciones, según datos oficiales del CNDC en su página WEB. Para el año 2020 las pérdidas representaron el 2.07 % de la energía inyectada. Las pérdidas de transmisión del periodo 2010-2020 son las siguientes:

Pérdidas Netas del Sistema de Transmisión 2010- 2020

AÑO	Energía Inyectada Anual (MWh)	Energía Extraída Anual (MWh)	Perdidas MWh	% de Perdida Promedio Anual
2010	3,324,034.14	3,248,469.68	75,564.46	**2.27**
2011	3,483,371.59	3,409,216.96	74,154.64	**2.13**
2012	3,650,683.64	3,558,065.68	92,617.96	**2.54**
2013	3,828,098.59	3,736,858.49	91,240.10	**2.38**
2014	4,072,766.89	3,975,045.15	97,721.74	**2.40**
2015	4,236,203.85	4,136,601.56	99,602.29	**2.35**
2016	4,414,999.72	4,316,632.01	98,367.71	**2.23**
2017	4,452,599.55	4,359,783.38	92,816.18	**2.08**
2018	4,452,944.66	4,356,577.89	96,366.77	**2.16**
2019	4,540,140.79	4,435,993.98	104,146.80	**2.29**
2020	4,422,513.75	4,330,865.89	91,647.86	**2.07**
TOTAL	**44,878,357.17**	**43,864,110.66**	**1,014,246.50**	**2.26**

Fuente CNDC. Datos actualizados al mes de diciembre del 2020.

3.2.3 Interconexiones Eléctricas Internacionales

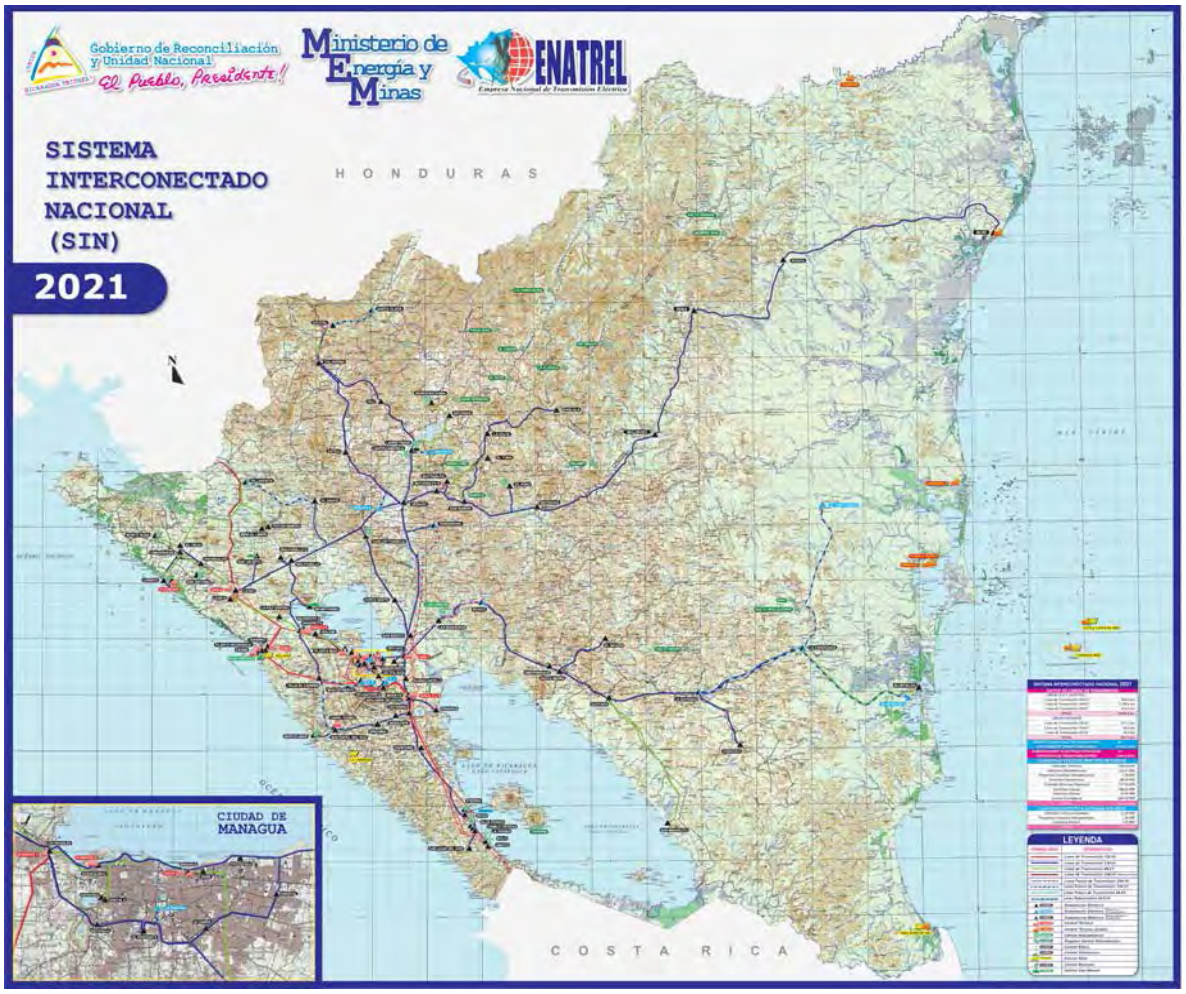
Nicaragua está interconectada con los sistemas eléctricos de Costa Rica y Honduras por medio de 4 líneas de transmisión de 230 kV cuyas subestaciones terminales en Nicaragua son León I, Amayo, Ticuantepe y Sandino, correspondiendo a la Empresa Propietaria de la Red (EPR) 2 interconexiones y 2 a ENATREL. En el año 2019 se integró el tramo de línea Masaya – La Virgen en 230 kV correspondiendo al segundo circuito del SIEPAC en Nicaragua.

3.3 Cobertura del SNT

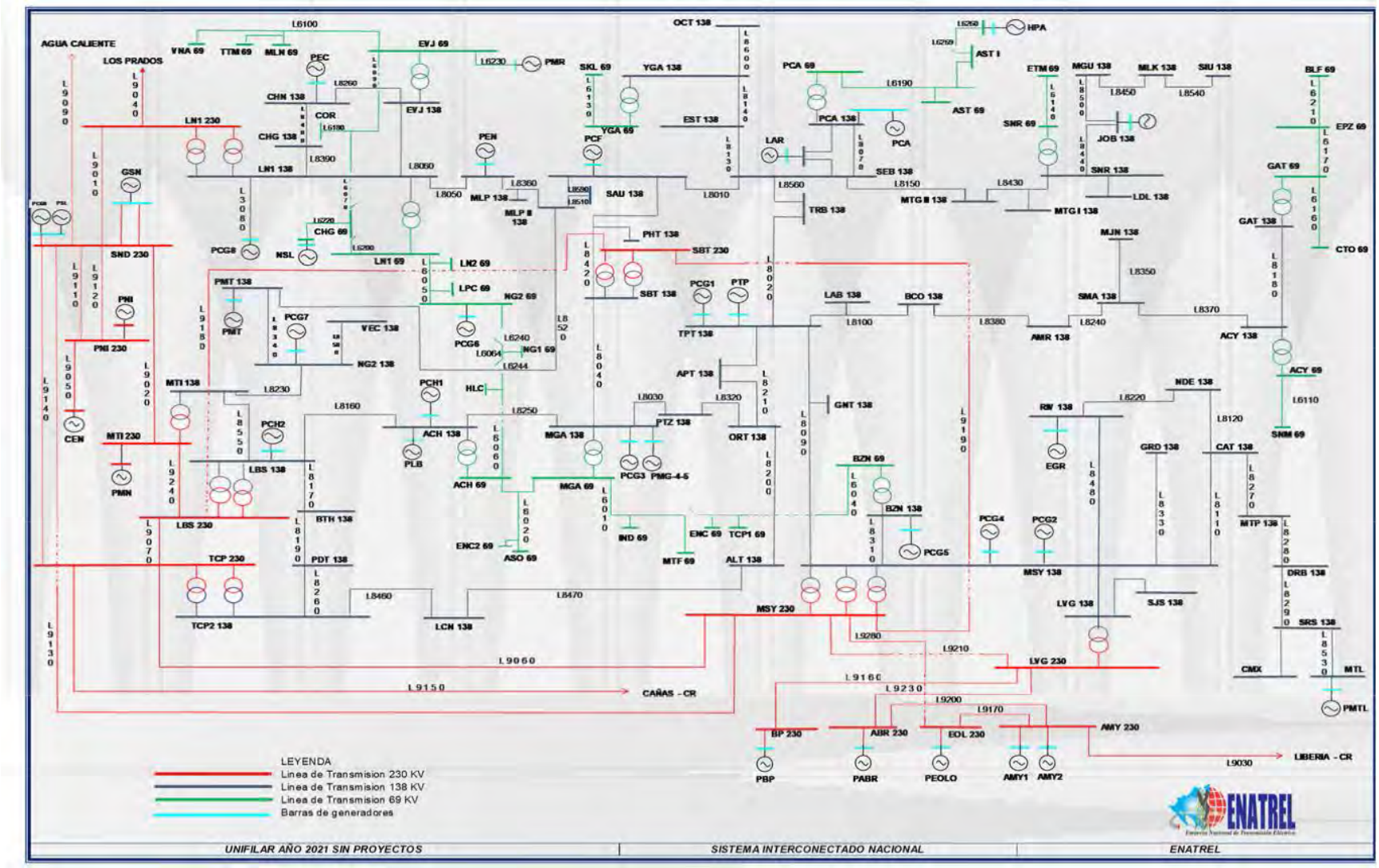
Geográficamente el Sistema Nacional de Transmisión cubre toda la costa del Pacífico desde El Viejo en el Occidente del país, hasta Rivas en el Sur, la región central y la región norte hasta Santa Clara, en la RACCN hasta Siuna, la costa este del lago de Nicaragua hasta San Carlos, Río San Juan. Por el este del país llega hasta la zona de Nueva Guinea y en el extremo oriental en la RACCS hasta Bluefields.

En el siguiente mapa de Nicaragua se muestra la cobertura del Sistema Nacional de Transmisión, las plantas generadoras, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión para los 3 niveles de tensión existentes en el SIN, 69, 138 y 230 kV.

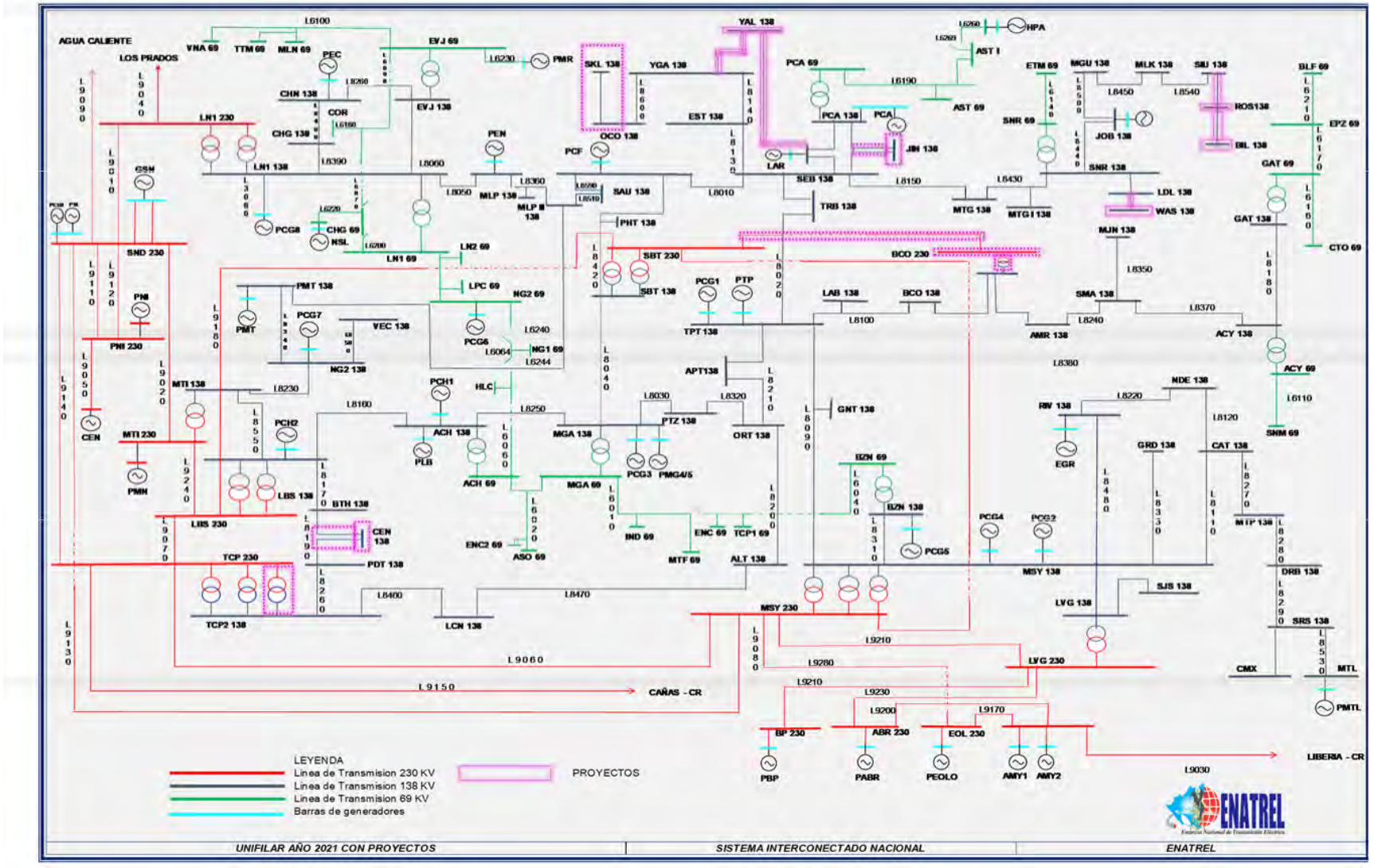
Figura 3.4: Mapa de Nicaragua con EL Sistema Nacional de Transmisión (SNT) 2021.



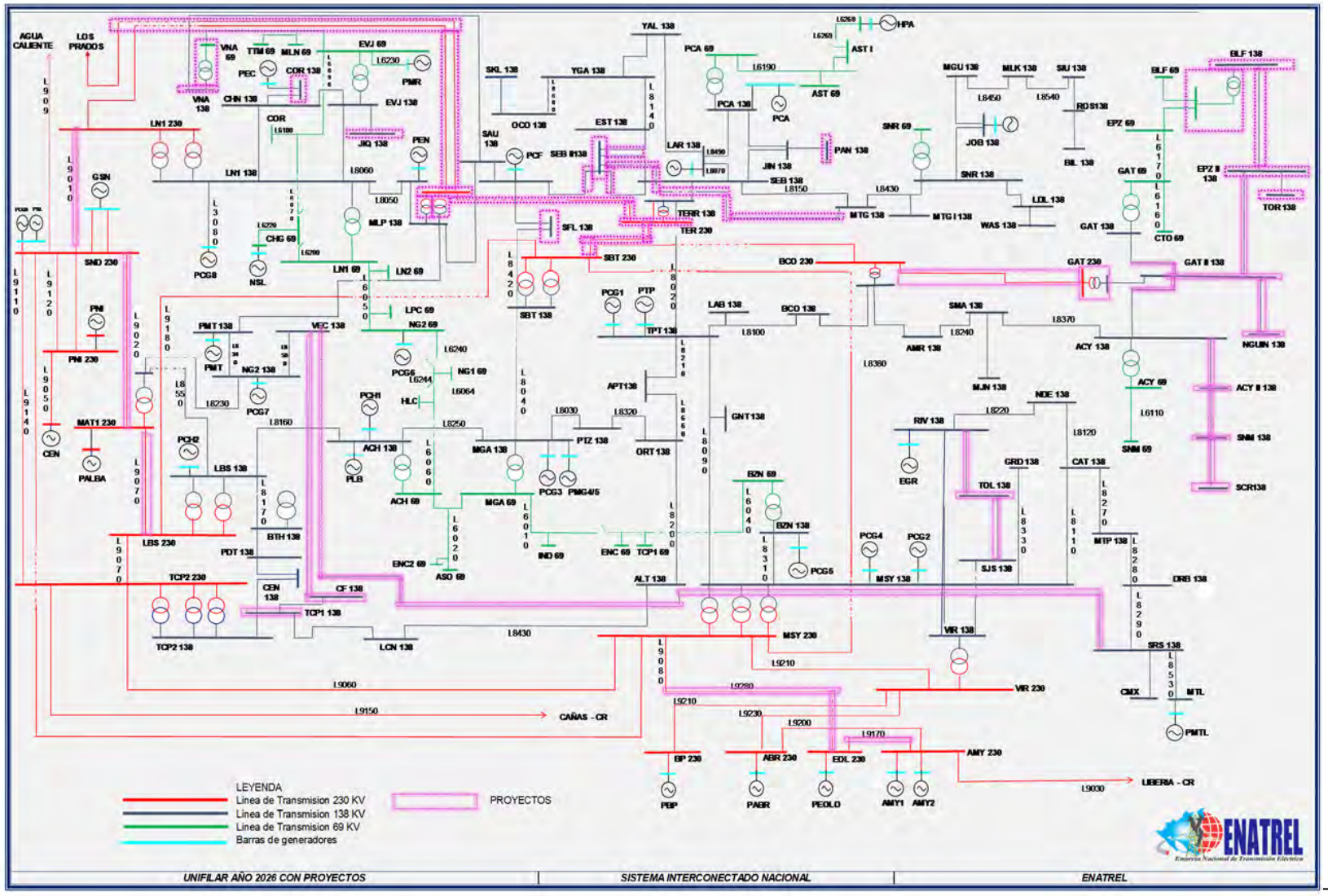
3.5. Diagrama unifilar del SIN año 2021 (sin obras)



3.6 Diagrama unifilar del SIN año 2021 (con nuevas obras)



3.7 Diagrama unifilar del SIN año 2026 (con nuevas obras 2021-2026)



3.8 Nomenclatura de Subestaciones y Plantas del SIN.

N.º	Código	Subestación	Nº	Código	Subestación
1	ACH	Acahualinca	61	PEGR	Planta EGERSA
2	ACY	Acoyapa	62	PCG 1-9	Plantas Che Guevara (Albanisa)
3	ALT	Altamira	63	PDT	El Periodista
4	AMR	Amerrisque	64	PEC	Planta Energética Corinto (AEI)
5	AMY	Amayo	65	PEOLO	Planta Eolo
6	ASO	Asososca	66	PEN	Polarys Energy Nic. (Planta San Jacinto)
7	AST	Asturias	67	PHCF-1-2	Planta Hugo Chávez 1 y 2
8	BLW	Bilwi	68	PHT	Punta Huete
9	BCO	Boaco	69	PABR	Planta Alba Rivas
10	BLF	Bluefields	70	PLB	Planta Las Brisas (Gecsa)
11	BTH	Batahola	71	PMR	Planta Ingenio Monte Rosa
12	BZN	Benjamín Zeledón	72	PMT	Planta Momotombo
13	CAR	Villa El Carmen	73	PMTL	Planta Montelimar
14	CAT	Catarina	74	PNI	Planta Nicaragua (Geosa)
15	CEN	Planta Amtels	75	PCF	Planta Carlos Fonseca
16	CHG	Chichigalpa	76	PTPC	Planta Tipitapa Power
17	CHN	Chinandega	77	PTM	Planta Hidropantasma
18	CMX	Canal (CEMEX)	78	PTZ	Portezuelo
19	COR	Corinto	79	RIV	Rivas
20	CTO	Corocito	80	ROS	Rosita
21	DRB	Diriamba	81	SBT	San Benito
22	ENC	Enacal	82	SEB	Sebaco
23	ENC-2	Enacal 2 (Kyoto)	83	SJS	San Juan del Sur
24	APT	El Aeropuerto	84	SIU	Siuna
25	EPZ	Esperanza	85	SKL	Santa clara
26	ESC	El Sauce	86	SMA	Santa María
27	EST	Estelí	87	SMT	San Martin
28	ETM	El Tuma	88	SNC	San Carlos
29	EVJ	El Viejo	89	SND	Sandino
30	JOB	El Jobo	90	SNM	San Miguelito
31	GAT	La Gateada	91	SRM	San Ramon
32	GRD	Granada	92	SJS	San Juan del Sur
33	HLC	Holcim	93	SRS	San Rafael del Sur
34	LAB	Las Banderas	94	TEB	Terrabona
35	LAR	Larreynaga	95	TCP	Ticuantepe
36	LBS	Los Brasiles	96	TCP-2	Ticuantepe-2
37	CLN	Las Colinas	97	TPT	Tipitapa
38	DAL	La Dalia	98	TTM	Tritón Minera
39	LN-I	León - I	99	LVG	La Virgen
40	LN-II	León - II	100	VNA	Villa Nueva
41	LPC	La Paz Centro	101	YGA	Yalagüina
42	MGA	Managua	102	IND	Zona Franca Índex
43	MGU	Matiguas	SUBESTACIONES FUTURAS		
44	MLP	Malpaisillo	1	WAS	Waslala
45	MLN	Mina El Limón	2	CEN	Central
46	MSY	Masaya	3	TCP-3	Ticuantepe 3
47	MTG	Matagalpa	4	TOL	Tola
48	MTF	Monte Fresco	5	NGN	Nueva Guinea
49	MTP	Masatepe	6	SCR	San Carlos
50	NDE	Nandaime	7	ACY II	Acoyapa II
51	MAT1	Mateare 1	8	GAT II	La Gateada II
52	NGA	Nagarote	9	BLF II	Bluefields II
53	NGA2	Nagarote 2	10	YAL	Yalí
54	NSL	Nicaragua Sugar Limited (Planta Ingenio San Antonio)	11	PAN	Pantasma
55	OCT	Ocotal	12	JIN	Jinotega
56	ORT	Oriental	13	SEB II	Sébaco II
57	PMAN	Planta MAN	14	SFL	San Francisco Libre
58	PAR	Planta Alba Rivas	15	JIQ	Jiquilillo
59	PBP	Planta Blue Power			
60	PCA	Planta Centro América			

4. PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN (MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS)

4.1 Plan Indicativo de generación

La normativa de transporte en el capítulo 4.4.1 establece que la Empresa Estatal de transmisión presentará un plan de obras anual que debe tomar en cuenta el plan indicativo de generación, que textualmente dice;

TRA 4.4.1. La Empresa Estatal de Transmisión someterá anualmente a aprobación del INE un plan de obras que deberá cumplir con los siguientes requisitos:

a) Tomar en consideración lo establecido en la Planificación Indicativa que realiza la CNE, hoy Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Cumpliendo con el mandato de la Normativa de Transporte se presenta el Plan Indicativo de Generación del Ministerio de Energía y Minas a la fecha de elaboración de este documento, el cual se muestra en la tabla
4.1 con las fechas de entrada en operación de los proyectos de generación, el tipo de tecnología, el nombre y la potencia eléctrica de cada central.

El Plan Indicativo de la Generación del Ministerio de Energía y Minas abarca el período 2019 – 2033, y propone la adición de 880 MW de los cuales, 215 MW son proyectos hidroeléctricos, 128 MW eólicos, 300 MW térmicos, 212 MW solar fotovoltaico y 25 MW Geotérmicos.

Tabla 4.1 Plan Indicativo de Generación (MEM)*

PROYECTOS	Fuente	AÑOS															TOTAL FUENTE 2019-2033
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
NG-300MW Ciclo simple	Térmico			300													300
CASUR (Ingenio)	Biomasa																0
Biomasa																	
El Velero	Solar - FV		12														212
Solar 2				50													
Solar 3					50												
Solar 4						50											
Solar 5							50										
Solar 6																	
Eólico 1	Eólico					24											128
Eólico 2																	
Eólico 3												64					
Eólico 4														40			
Geo 1	Geotérmico															25	25
Geo 2																	
Geo 3																	
Mojolka	Hidrico								113								215
El Carmen																	
Copalar																	
San Pedro del Norte												94					
La Mora			1.9														
San Martin		5.7															
TOTAL		5.7	14	350	50	74	50	0	113	0	0	158	0	40	0	25	880
RETIRO				-100			-176										-276

* Fuente Plan Indicativo de Generación - MEM, diciembre 2019.

5. CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

La normativa de operación de Nicaragua define los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM) como el Conjunto de parámetros técnicos a mantener en la operación del SIN para garantizar un nivel de desempeño mínimo en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional asociado a la continuidad y confiabilidad, en condición normal y en condición de emergencia.

Dichos parámetros surgen de estudios técnicos y económicos que los avalan y de acuerdos regionales sobre la calidad a compartir entre países interconectados.

5.1 Criterios y Parámetros de Calidad

El objetivo de estos criterios es mantener una operación estable y confiable, y limitar las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias.

En Condición de Operación Normal, se deberá tener como objetivo mantener el nivel de tensión dentro de un rango del +/- 5% del valor nominal.

En condición de emergencia, el parámetro será mantener el nivel de tensión dentro de un rango entre +/- 10% del valor nominal.

Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, los Agentes Productores deberán tener en cuenta que excepcionalmente el voltaje de la red podrá desviarse del valor nominal +/- 20% durante un tiempo de 10 segundos. Deberá poder permanecer durante tres (3) minutos con una variación de la tensión entre el 10% y 20 % del valor nominal.

Conforme a lo establecido en el libro III del RMER capítulo 16.2.6, se definen los siguientes criterios:

Criterio de Operación Normal: En condiciones de operación normal, el sistema debe: (a) permanecer estable, (b) la carga en todos los elementos debe ser igual o inferior a su capacidad operativa, y (c) no debe haber desconexión de carga.

Criterio de Contingencia Simple: Ante la pérdida de un elemento por una falla liberada por la protección primaria, o ante la pérdida de un elemento sin que ocurra falla:

a) El sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje;

b) No deben producirse disparos en cascada;

c) La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo

d) Los voltajes en los nodos deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal.

Para cumplir con los anteriores requerimientos, no se debe:

i. Desconectar carga en forma automática;
ii. Reducir las transferencias entre países.

Criterio de Contingencia Múltiple: El Criterio de contingencia múltiple será utilizado únicamente para establecer y proponer esquemas de control suplementario y no se utilizarán para proponer nuevas ampliaciones del SNT.

Ante la pérdida de dos o más elementos con el mismo evento, por una falla liberada por la protección primaria o de respaldo, o ante la pérdida de dos o más elementos sin que ocurra falla (pérdida de sección de barra, pérdida de todos los circuitos montados en la misma torre de una línea de varios circuitos), o una contingencia simple seguida de otra contingencia simple considerando que el sistema ha sido ajustado a un estado normal después de que ocurre la primera contingencia:

a) El sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje;

b) No deben producirse disparos en cascada no programados;

c) La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico de emergencia

d) Los voltajes en los nodos del SIN deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal.

Para cumplir con los anteriores requerimientos:

i. Se permite desconectar carga y generación.

De acuerdo al RMER, después de una contingencia múltiple, se debe ajustar el sistema a su estado normal en un tiempo no mayor a treinta (30) minutos, para que el mismo quede habilitado para soportar la siguiente contingencia. Durante este tiempo, se permite la reducción de las transferencias y el disparo de carga en el área de control donde ocurre la contingencia para llevar el sistema un estado de operación normal.

Después de una contingencia múltiple se permite que algunos elementos se carguen al límite térmico de emergencia, el cual es una función del tiempo. El tiempo necesario para reducir la carga de los elementos al límite térmico continuo, debe coordinarse con el límite térmico de emergencia correspondiente.

5.2 Carga Admisibles en Líneas y Transformadores

En condiciones normales de operación los elementos deben mantener el límite operativo de carga. Ante una contingencia simple, la carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo, y ante contingencias múltiples la carga en cada elemento no debe superar su límite térmico de emergencia.

En condiciones normales de operación, no se admiten sobrecargas ni en líneas ni en transformadores de potencia.

5.3 Niveles de las Corrientes de Falla

Las corrientes de falla trifásicas o de línea a tierra que se originen en el sistema, deberán ser menores que los valores nominales de cortocircuito de los interruptores ya instalados en el sistema.

Tiempo máximo para despeje de Fallas

Cualquier cortocircuito o falla en una línea de transmisión deberá ser liberado despejando solamente la línea afectada en un tiempo no mayor de 6 ciclos (Zona uno). Deberá haber tres niveles de respaldo en caso de fallas del equipo de protección de línea. Los tiempos de liberación de fallas de los niveles de respaldo serán:

30 ciclos para el primer nivel de respaldo (Zona 2);

120 ciclos para el tercer nivel de respaldo (sobrecorriente).

2. Las unidades generadoras deberán permanecer sincronizadas al SIN ante la ocurrencia de los siguientes eventos:

Rangos de frecuencia:

1.) 59.8 - 60.2 por tiempo indefinido.
2.) 59.0 - 61.0 por 90 segundos.
3.) 58.5 - 62.0 por 30 segundos.
4.) 58.0 - 62.5 por 10 segundos.

b) Voltaje reducido en barra de alta:

l.) 0.3 pu por 0.I 75 segundos.
2.) 0.7 pu por 1.5 segundos.

Tabla 5.1 resumen de Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño

			Consecuencias Aceptables				
Categoría	**Tipo**	**Evento y Contingencia**	**Sistema Estable**	**Disparos en Cascada**	**Límite de Carga de los Elementos**	**Limite de Voltaje**	**Desconexión Automática de Carga / reducción de Transferencias**
A-Operación Normal	——	Sin Contingencias	Si	No	Operativo	0.95–1.05 pu	No
B- Pérdida de un Elemento	Simple	Falla liberada por la protección primaria (6 ciclos) que desconecta: 1. Generador 2. Circuito de transmisión 3. Transformador 4. Banco de Capacitares 5. Reactor 6. Carga Disparo de los componentes anteriores sin falla	Si	No	Térmico Continuo	0.9–1.1 pu	No
C- Pérdida de dos o más elementos con el mismo evento	Múltiple	Falla liberada por la protección primaria o de respaldo (6 ó 15 ciclos) que desconecta: 1. Sección de barra 2. Todos los circuitos montados en las mismas torres 3. Una contingencia seguida de otra contingencia considerando que se ha ajustado el sistema a un Estado Normal después de que ocurre la primera contingencia.	Si	No	Límite Térmico de Emergencia	0.9-1.1 pu	Si (también puede desconectarse generación)

Tabla 5.2 resumen de Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (Continuación)

D- Contingencias Extremas Pérdida de dos o más elementos con el mismo evento o como consecuencia de disparos en cascada	Extremas	Disparo de: 1. Todas las líneas en un mismo derecho de paso 2. Todos los generadores de una misma planta 3. Todas las secciones de barra de una subestación 4. No operación de una Protección Especial redundante	Se debe evaluar los riesgos y consecuencias 1. Porciones o todo el sistema interconectado puede no alcanzar una condición de operación estable. 2. Formación de islas 3. Puede involucrar la pérdida de carga y generación en áreas geográficas extensas.

Notas a la Tabla 1

1. Los Criterios de la Tabla 1 aplican con todos los componentes en servicio.
2. Después de una contingencia que lleve el sistema a un Estado de Alerta o de Emergencia, se debe ajustar el sistema a un Estado Normal en un tiempo no mayor a 30 minutos para que soporte la siguiente contingencia. Se permite la reducción de transferencias y el disparo de carga en el área de control donde ocurre la contingencia para llevar el sistema a un Estado Normal.
3. Después de una contingencia múltiple que lleve el sistema a un Estado de Emergencia se permite reducir las transferencias o disparar carga en el área de control donde ocurre la contingencia para llevar el sistema a un Estado de Alerta. Después de 30 minutos el sistema debe operar en un Estado Normal
4. Después de una contingencia múltiple se admite que algunos elementos se carguen a la capacidad de emergencia que es función del tiempo. El tiempo necesario para reducir la carga del o los elementos a la capacidad continua debe coordinarse con la capacidad de emergencia del o los elementos involucrados.

6.0 AMPLIACIONES DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN, AÑO 2020

La normativa de transporte vigente encarga a la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) someter anualmente a aprobación del INE un plan de obras que contengan las obras/refuerzos en transmisión que finalizaran en el año para su reconocimiento en el peaje de transmisión del año entrante.

El capítulo 4.4, TRA 4.2.2 de la Normativa de Transporte, considera que la solicitud de aprobación del plan de obras sea presentada al INE cada año a más tardar en el mes de junio y que contenga para cada obra propuesta la siguiente información:

- Cronogramas de trabajos, indicando fechas de puesta en servicio.
- Costo estimado de la obra.
- Estudios técnicos que permitan verificar el desempeño del Sistema Eléctrico Nacional sin y con la obra propuesta.
- Un estudio sobre los peajes previstos con y sin las obras propuestas, conforme el Régimen Remuneratorio establecido en esta Normativa.

En este capítulo se presentan las Obras que finalizaran en el presente año 2021, con la información de los alcances de los trabajos realizados, costos, cronograma de ejecución, fuentes de financiamientos, diagramas unifilares e información técnica del proyecto, para su reconocimiento en el peaje de transmisión del año 2022.

A continuación, se presentan un resumen de las ampliaciones del SNT del año 2021:

	Descripción	Alcances		Financiamiento Local (kUS$)	Financiamiento Externo (kUS$)	Inversión Total (kUS$)
		MVA a Instalar	Km de Línea			
1	OBRAS MAYORES A U$ 500MIL POR INICIATIVA DE ENATREL	695	412.7	55,709	112,308	168,018

	TOTAL OBRAS POR INICIATIVA DE ENATREL	**695**	**412.7**	**55,709**	**112,308**	**168,018**

***Inversión en Miles de U$**

6.1 AMPLIACIONES DEL SNT POR INICIATIVA DE LA EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN, OBRAS MAYORES DE 500 MIL DOLARES AÑO 2020

A continuación, se presentan las obras que finalizaran en el año 2021 y que entraran en operación en enero del 2022, las cuales han sido desarrolladas por iniciativa de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, y cuyo monto excede los US $ 500,000 dólares americanos.

En el año 2021, se finalizará la construcción de 412.7 km de líneas de transmisión y la instalación de 16 transformadores que suman una capacidad de 695 MVA. Dichas obras representan una inversión de 168.017 Millones de dólares financiados con el Banco de la India, Banco de Exportación e Importación de Corea (Kexim Bank), Banco Interamericano Desarrollo (BID), Banco Europeo de Inversiones (BEI), Fondo para Inversión en América Latina (LAIF), Fondos del Gobierno y con fondos propios de ENATREL.

Tabla 6.1 Obras Mayores a 500 mil dólares

No.	Nombre del Proyecto	Descripción	Alcances		Moneda Local	Moneda Externa (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Fuente de Financiamiento
			MVA	Km	(kUS$)			
1	Aumento de la capacidad de transformación en las subestaciones San Benito, Catarina y Acahualinca	• Instalación de 1 Transformador de 40 MVA en Subestación Acahualinca • Instalación de 1 Transformador de 40 MVA en Subestación Catarina • Instalación de 1 Transformador de 40 MVA en Subestación San Benito	120		622.60	6,295.20	6,917.80	BID-KEXIM-ENATREL
2	Aumento de la Capacidad de Transformación en las subestaciones Los Brasiles, León I y El Periodista	• Instalación de 2 Transformadores de 40 MVA en Subestación El Periodista • Instalación de 1 Transformador de 40 MVA en Subestación León I • Instalación de 1 Transformador de 40 MVA en Subestación El Periodista	160		870.00	8,698.30	9,568.30	BEI-ENATREL
3	Ampliación de la capacidad de transformación 230/138 kV de la subestación	• Instalación de 1 Autotransformador de 75 MVA 230/138 kV en Subestación Ticuantepe II	75		176.00	3,791.76	3,967.76	BID-ENATREL

	Ticuantepe II (3er Autotransformador)							
4	Construcción Subestación Yalí, Línea de Transmisión 138kV y Obras Conexas.	• Construcción de Nueva Subestación Yalí con capacidad de 20 MVA 138/24.9 kV • Construcción de 85 km de línea de transmisión en 138 kV • Ampliación de subestaciones Larreynaga y Yalagüina	20	85	1,773.17	18,902.88	20,676.05	BEI-LAIF-ENATREL
5	Construcción de Subestación Central y Obras Conexas	• Construcción de Nueva Subestación Central con capacidad de 40 MVA 138/13.8 kV • Construcción de 1 km Doble circuito de línea de transmisión en 138 kV	40	1	2,052.43	6,272.91	8,325.34	BCIE-ENATREL
6	Construcción Subestación Waslala 138 KV y Obras Conexas (El Cuá)	• Construcción de Nueva Subestación Waslala con capacidad de 25 MVA 138/24.9 kV • Construcción de 48.3 km de línea de transmisión en 138 kV	30	48.3	2,122.86	11,645.62	13,768.48	BID-ENATREL
7	Construcción Subestación Santa Clara y Línea Ocotal-Santa Clara 138KV.	• Construcción de Nueva Subestación Santa Clara con capacidad de 20 MVA 138/24.9 kV • Construcción de 22 km de línea de transmisión en 138 kV • Ampliación de subestación Ocotal	25	22	1,287	7,152	8,439.48	BID-ENATREL
8	Construcción de Subestación Jinotega 138KV y Construcción de Línea de transmisión 138kV.	• Construcción de Nueva Subestación Jinotega con capacidad de 25 MVA 138/24.9 kV • Construcción de 5.7 km de línea de transmisión en 138 kV	25	5.7	1,195.54	6,463.34	7,658.87	BID-ENATREL
9	Adquisición de Transformador Móvil de 40 MVA 138kV/13.8kV/24.9 kV.	• Adquisición de un transformador Móvil de 40MVA con relación de Voltaje 138/13.8/24.9 kV	40		174.30	972.83	1,147.14	BID-KEXIM-ENATREL
10	Refuerzos para la Conexión de Proyectos Hidroeléctricos - FASE I (LT 230 kV San Benito - Boaco)	• Ampliación de Subestación San Benito • Ampliación de subestación Boaco a 230 kV • Construcción de 42.7 km de línea, simple circuito en 230 kV entre San Benito – Boaco.	120	42.7	3,120.00	36,790.05	39,910.05	BCIE-BID-KEXIM-ENATREL
11	Línea de Transmisión Eléctrica en 138 Kv Siuna-Rosita-Bilwi y Obras Conexas.	• Construcción de Nueva subestación Rosita, con capacidad de 20 MVA 138/24.9 kV • Construcción de Nueva Subestación Bilwi, con capacidad de 20 MVA 138/24.9 kV • Construcción de 208 km de línea de transmisión, simple circuito en 138 kV • Adquisición de 2 Reactores de 5 MVA kV en 138 kV • Ampliación de las Subestaciones Siuna y Mulukuku • Construcción de 70 km de línea de fibra óptica entre subestaciones Siuna - Mulukuku	40	208	42,252.73	3,246.43	45,499.16	GdN-BID-ENATREL

12	Adquisición de bienes para sustitución de transformadores de medición y medidores para el SIMEC en las líneas de 230 KV de RTR – Fase 1	• Adquisición de Bienes Para Sustitución de 220 Transformadores de Corriente en las Líneas de 230 kV de RTR Fase I			62.31	2,076.98	2,139.29	BID-ENATREL
TOTAL			**695.0**	**412.7**	**55,709.43**	**112,308.29**	**168,017.72**	

***Inversión en Miles de U$**

6.1.1.- Aumento de la capacidad de transformación en las subestaciones San Benito, Catarina y Acahualinca

6.1.1.- Introducción

La interconexión entre los centros de generación y los centros de carga se hace por medio de 87 subestaciones, desglosadas según el tipo de la siguiente manera:

	TOTAL		PROPIEDAD DE ENATREL		PROPIEDAD DE OTROS	
TIPO	No.	CAPACIDAD (MVA)	No.	CAPACIDAD (MVA)	No.	CAPACIDAD (MVA)
Enlace	3	0	3	0	0	0
Enlace/ Reductoras	10	1142	9	1,142	1	0
Elevadoras	24	2000	10	395	14	1606
Reductoras	50	971	44	922	6	49.5
TOTAL	**87**	**4113**	**66**	**2,458**	**21**	**1,655**

Actualmente se cuenta con 4,113 MVA instalados en el Sistema Interconectado Nacional. De este total, son propiedad de ENATREL 2,458 MVA, correspondiente a 86 Transformadores instalados en 66 subestaciones propiedad de ENATREL. De estos 86 transformadores, 11 corresponden a auto transformadores de 230,000 voltios, los cuales representan el 13% de los equipos instalados, 55 equipos están conectados a la red de 138,000 voltios, es decir el 64 % de los transformadores instalados y 20 transformadores están conectados a la red de 69,000 voltios, que representan el 23 % de los equipos instalados.

Dado que el SNT dispone de transformadores con muchos años de servicio y gran variedad de marcas, existe la dificultad para la adquisición de repuestos, en muchos casos los modelos han sido descontinuado por los fabricantes.

6.1.2. - Antecedentes

Los primeros transformadores que se instalaron en el sistema de transmisión fueron los transformadores SIEMENS, los que se encuentran instalados desde 1954. Posteriormente se conectaron al Sistema de Transmisión transformadores marcas General Electric, Westinghouse, Mitsubishi, Unión, ASEA, Savoissiene, los que también han superado su vida útil.

Desde el año 1991 hasta la fecha se han sustituido y se han realizado mejoras en transformadores de varias subestaciones, entre estas se encuentran: Oriental, Altamira, Los Brasiles, Periodista, Portezuelo, San Rafael del Sur, Bluefields, Acahualinca, Diriangen, Managua, Gateada, Diriamba, Masatepe, Generadora San Rafael del Sur, Yalagüina, Villa Nueva, Nandaime, Matagalpa, Sébaco, León I, El Viejo, Tipitapa, Ticuantepe II y Las Banderas. En las sub estaciones mencionadas se han instalados transformadores nuevos y en algunos casos se han reubicado transformadores de una subestación a otra, lo que ha aumentado la capacidad de transformación y ha aumentado la confiabilidad en las mismas.

6.1.3.- Situación Actual

Managua es la ciudad capital de Nicaragua y cabecera del Municipio y Departamento homónimos, en donde se concentra aprox. el 50% de la demanda del país e importantes cargas industriales, comerciales y residenciales.

Ante la creciente demanda en la zona de carretera Masaya se ha llegado al límite a la capacidad disponible a las subestaciones existentes Ticuantepe, Ticuantepe II y Altamira, a lo largo de la autopista carretera a Masaya donde se encuentran la mayoría de los hoteles, bancos, Residenciales, tiendas, centros comerciales, como Galerías Santo Domingo y las nuevas edificaciones que vienen en camino, es necesario aumentar la capacidad de energía para servir la demanda de distribución del mismo sector.

También en el sector de carretera sur se ha incrementado las cargas de la zona debido a cargas industriales tales como la empresa láctea Lala de 2.5MW.

6.1.4.- Justificación

Se requieren la instalación de 5 transformadores de potencia para las subestaciones de Catarina, San Benito, Diriamba, Acahualinca y Ticuantepe II.

Actualmente en la **subestación San Benito** se encuentra operando de forma temporal con un transformador de 25MVA el cual tiene 37 años de servicio. De acuerdo a un análisis de riesgo en los Transformadores que se

efectuó en el 2011, el transformador utilizado se descartó por que se encontraba en condición riesgosa de operación por que se identificaron una serie de anomalías, las cuales se mencionan a continuación:

- Desgastes excesivos en los contactos fijos y móviles del conmutador de voltaje
- Recalentamiento del aislamiento de la resistencia limitadora de corriente del conmutador de voltaje.
- Excesivo desgaste en el sistema de transmisión del mecanismo de mando del conmutador de voltaje bajo carga.
- Alto punto de neutralización del aceite dieléctrico.
- Elevado valor de factor de potencia del aceite dieléctrico del transformador.
- Sistema de enfriamiento deficiente.

Este transformador tuvo que ser instalado de emergencia de forma provisional para atender la demanda de empresa láctea Lala de 2.5MW la cual entró a operar en mayo 2015. Además se realizó de forma provisional la instalación de la bahía de transformación y de dos celdas para la salida de circuitos de distribución para suministrar energía a clientes: agropecuarios, comerciales, Enacal, Industriales, Educación y salud; pozos comunitarios y Policía; dado que el circuito TPT-3020 de la Subestación Tipitapa se encontraba saturado, registrando una caída de voltaje de arriba del 20% en el poblado de San Blas km 56 carretera panamericana norte.

Existe una gran demanda potencia eléctrica en esta zona del país, existe solicitudes de ampliación e incremento de demanda del sector industrial de la carretera panamericana norte, actualmente existe solicitud de Agricorp de 1.1 MVA, Zona Franca Industrial Park 2.0 MVA la que no podría ser atendida por la distribuidora, porque dependía exclusivamente de la subestación Tipitapa, pero con el inicio de operaciones de un nuevo transformador de potencia de 40MVA en la subestación eléctrica San Benito y la construcción de los nuevos circuitos las solicitudes podrán ser atendidas en tiempo y con una mejor calidad del servicio eléctrico.

La subestación Benjamín Zeledón alimenta la ciudad de Masaya, Nindirí y sectores aledaños, los que totalizan 37,501 clientes. En el año 2014 la demanda máxima registrada de la subestación fue de 19.80MW. Actualmente la subestación Benjamín Zeledón está construida en esquema de barra

sencilla y se alimenta de forma radial desde la subestación Masaya por lo que una falla en la línea de 138kV, en la barra o en el transformador deja sin alimentación la ciudad de Masaya y cargas importantes como la fábrica INCASA, MEBASA, Zona Francas Draymar, Cupido y Siglo XXI, Granja Avícola La Barranca, etc.

Así mismo la subestación Granada se conecta de forma radial de la subestación Masaya. Esta subestación alimenta un total de 34,555 clientes, entre los cuales se encuentran clientes: agropecuarios, turísticos, comerciales, Industriales y salud. La demanda máxima registrada en el año 2014 de la subestación Granada fue de 19MW.

Se requiere una subestación de respaldo para la carga de la ciudad de Masaya, Masatepe, Nindirí, Granada, Catarina y sectores aledaños alimentados por las subestaciones Benjamín Zeledón, Granada y Masatepe; para lo cual se instalara un transformador de 40MVA en la subestación de Catarina, la cual actualmente es únicamente de Switcheo.

La **subestación Acahualinca** posee un transformador de 25MVA se requiere aumentar la capacidad de transformación, ya que en el año 2014 registro una demanda máxima de 23.3MW, es decir el 98% de la capacidad nominal del transformador actual. En el corto plazo este transformador alcanzará el 100% de su capacidad. En el siguiente cuadro se observa el pronóstico de la demanda para la subestación Acahualinca y la cargabilidad del transformador de potencia actual:

Proyección de Demanda Subestación Acahualinca

AÑO Demanda Transformadores	2014 * MW	2015 MVA	2016 MVA	2017 MVA	2018 MVA
CARGA MW	23.300	24.045	24.813	25.661	26.602
CARGA MVA	24.526	25.310	26.119	27.012	28.003
CARGABILIDAD TRAFO (%)	98%	101%	104%	108%	112%

* Demanda Maxima Registrada.

6.1.5.- Objetivos

Objetivo General

- Aumentar la capacidad de transformación a las subestaciones de Acahualinca, San Benito y Catarina; para satisfacer la demanda de electricidad y su crecimiento en el largo plazo de forma confiable.

Objetivos Específicos

- Mejorar la confiabilidad y calidad del suministro de energía a los consumidores de las subestaciones de Acahualinca, Granada, Masatepe y San Benito.

- Crear la infraestructura necesaria para satisfacer el aumento de la demanda en la zona, y para brindar un servicio confiable y de calidad a los futuros usuarios

6.1.6.- Alcances del Proyecto

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la instalación de:

Subestación San Benito:

- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV (doble barra)
- 7 celdas Metaclad (incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Ampliación de barras de 138 KV
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Cables de potencia y control
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación Acahualinca (Se adicionara un Transformador):

- Adición de 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV (doble barra)
- 7 celdas Metaclad (incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios)
- Ampliación de barras de 138 KV
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Cables de potencia y control
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación Catarina:

- Obras civiles y Montaje de 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV.
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV
- 1 Juego de Barra de 138kV
- 7 celdas Metaclad (incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios)
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías nuevas
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Las obras civiles de la ampliación (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos,

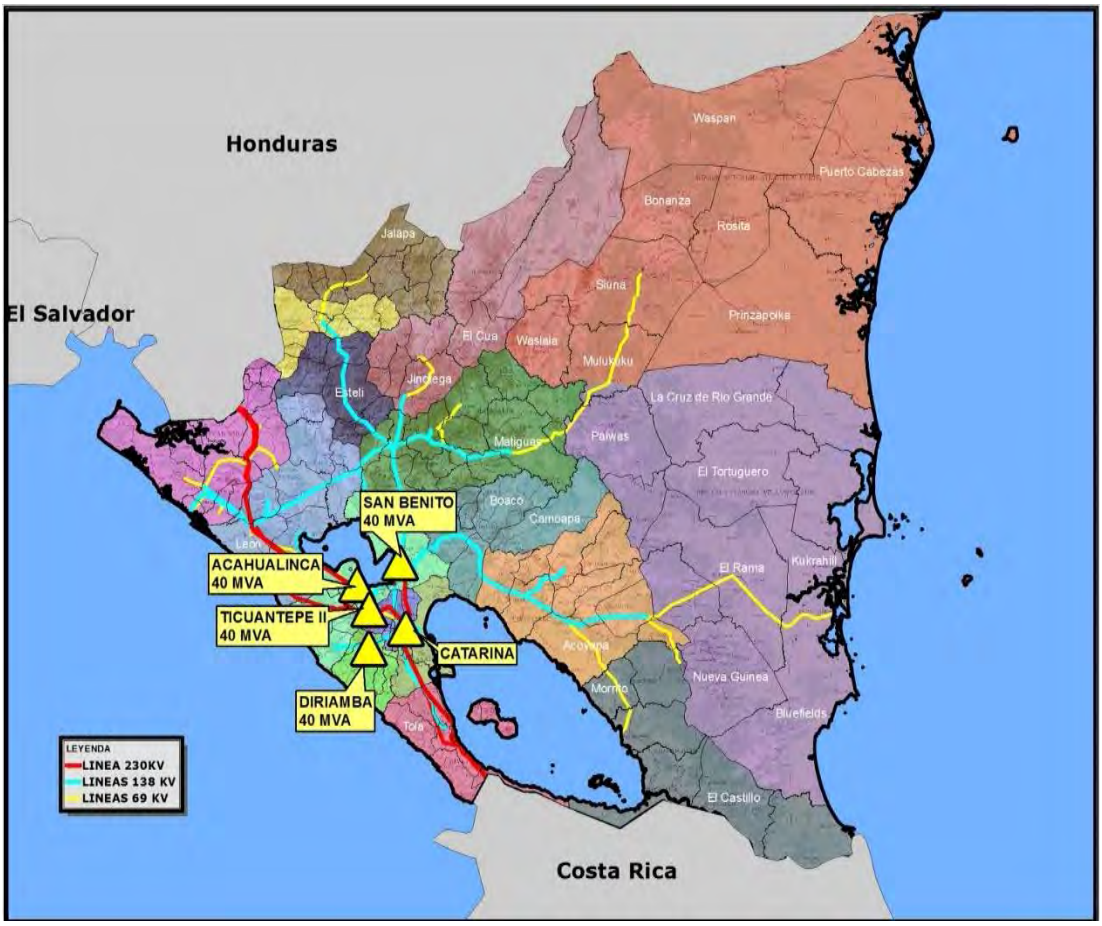
Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías, mejoramiento de acceso en la entrada de la subestación.

6.1.6.7.- Costos del proyecto

EL costo de este proyecto es de US $6.917 millones de dólares de los cuales 6.295 millones de dólares serán con el financiamiento extranjero y US $ 0.622 millones con financiamiento local.

Proyecto		
Aumento de la capacidad de transformación en las subestaciones San Benito, Catarina y Acahualinca	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BID	**3462,358**
Moneda Extranjera	COREA	**2832,839**
Moneda Local	Recursos Propios	**622602**
	Costo Total $	**6917,800**

6.1.6.8.- Mapa de Localización

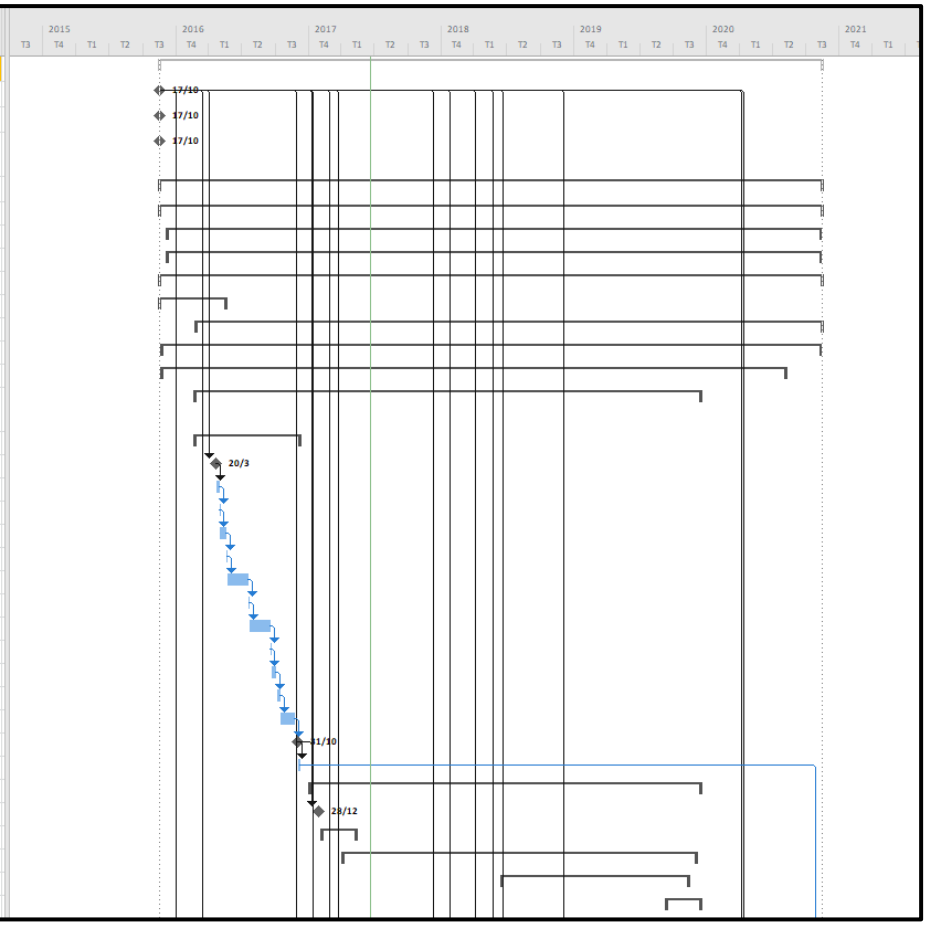


6.1.6.9.- Población Beneficiada

El total de clientes beneficiados es de 83,246 conectados a las subestaciones Acahualinca, Diriamba, Tipitapa, Ticuantepe II, San Benito, Benjamín Zeledón, Masatepe y Granada.

6.1.6.10.- Cronograma de Ejecución

Task Name	Comienzo	Fin
PROYECTOS PARA EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISI	lun 17/10/16	vie 15/10/21
INICIO	lun 17/10/16	lun 17/10/16
R1: Incrementar la capacidad de transmision de carga en MW pai	lun 17/10/16	lun 17/10/16
R2: Incrementar la capacidad de LT 230 KV en los tramos ubicados en Nicaragua para garantizar las trasferencias hasta 300 MW	lun 17/10/16	lun 17/10/16
C2: Mejoras en la infraestructura electrica de transmisión	lun 17/10/16	vie 15/10/21
1. Ingenieria, Supervision y Administración	lun 17/10/16	vie 15/10/21
Supervision Ambiental	lun 7/11/16	mar 12/10/21
Supervision Tecnica	lun 7/11/16	mar 12/10/21
Administracion Unidad Ejecutora	lun 17/10/16	vie 15/10/21
Fortalecimiento Institucional y apoyo a la Unidad Ejecutora	lun 17/10/16	lun 17/4/17
Auditoria Financiera y Operacional y Evaluaciones	vie 27/1/17	vie 15/10/21
2. Costos Directos	lun 24/10/16	mar 12/10/21
2.1 Transmisión para apoyar los refuerzos nacionales	lun 24/10/16	mié 7/7/21
P4. Subestaciones San Benito, Catarina, Diriamba, Acahualinca y Ticuantepe II, Construida y Puesta en Marcha	mar 24/1/17	lun 16/11/20
Proceso de licitación y contratación:Suministro de bienes y s	mar 24/1/17	mar 7/11/17
Elaboración de especificaciones técnicas	mar 24/1/17	lun 20/3/17
Elaboración de DDL	mar 21/3/17	mié 29/3/17
Solicitud de no objeción los DDL	jue 30/3/17	jue 30/3/17
No objeción del BID a los DDL	vie 31/3/17	lun 17/4/17
Convocatoria pública de licitación	mar 18/4/17	jue 20/4/17
Elaboración de Ofertas	vie 21/4/17	vie 16/6/17
Apertura de ofertas	lun 19/6/17	lun 19/6/17
Evaluación de oferta	mar 20/6/17	jue 17/8/17
Solicitud de no objeción del BID	vie 18/8/17	vie 18/8/17
No objeción del BID al informe de evaluación	lun 21/8/17	vie 1/9/17
Notificación a los oferentes	lun 4/9/17	mar 12/9/17
Constitución de garantías	mié 13/9/17	mar 24/10/17
Suscripción del contrato	mié 25/10/17	mar 31/10/17
Remisión del contrato y Solicitud de número Prism	mié 1/11/17	mar 7/11/17
Ejecución del Contrato para la puesta en operación de transf	mié 6/12/17	lun 16/11/20
Solicitud y Pago del Anticipo (20%)	mié 6/12/17	jue 28/12/17
Diseño y Especificaciones Técnicas (15%)	lun 8/1/18	mar 10/4/18
Suministro de Bienes (65%)	jue 8/3/18	mié 4/11/20
Obras Civiles y Montajes Electromecánicos (80%)	lun 20/5/19	lun 12/10/20
Pruebas y Puesta en Servicio (80%)	vie 14/8/20	lun 16/11/20



6.1.2.- Aumento de la capacidad de transformación en las subestaciones: Los Brasiles, león I y Periodista.

6.1.2.1. - Introducción

La Interconexión entre los centros de generación y los centros de carga se hacer por medio de 87 subestaciones, desglosadas según el tipo de la siguiente manera:

TOTAL			PROPIEDAD DE ENATREL		PROPIEDAD DE OTROS	
TIPO	No.	CAPACIDAD (MVA)	No.	CAPACIDAD (MVA)	No.	CAPACIDAD (MVA)
ENLACE	3	0	3	0	0	0
ENLACE/REDUCTORAS	11	1287	10	1287	1	0
ELEVADORAS	24	2018	10	413	14	1606
REDUCTORAS	49	965	43	916	6	49.5
TOTAL	87	4270	66	2615	21	1655

Actualmente se cuenta con 4,270 MVA instalados en el Sistema Interconectado Nacional. De Este total, son propiedad de ENATREL 2,615 MVA, correspondiente a 87 Transformadores instalados en 66 subestaciones propiedad de ENATREL.

De estos 87 transformadores, 11 corresponden a auto transformadores de 230,000 voltios, los cuales representan el 13% de los equipos instalados, 55 equipos están conectados a la red de 138,000 voltios, es decir el 64 % de los transformadores instalados y 20 transformadores están conectados a la red de 69,000 voltios, que representan el 23 % de los equipos instalados.

6.1.2.2. - Resumen de modificaciones de alcances del Proyecto

a. Proyecto Original

El proyecto original "Aumento de la capacidad de transformación en las subestaciones: Los Brasiles, León I y Periodista", presentado para financiamiento BEI, por **U$ 8.700** millones de dólares (financiamiento externo, costos directos sin incluir imprevisto), consideraba la instalación de 3 transformadores de potencia para ampliar la capacidad de las subestaciones Periodista, Los Brasiles y León I.

b. Modificación – Julio 2019

Se refiere a la adición de un transformador en paralelo de 40 MVA en la subestación El Periodista.

Debido a que se cuenta con un excedente de **U$ 2.155** millones de dólares de la Licitación Pública Internacional no. lpi-007-2018-pneser "Suministro de bienes y servicios para aumento de la capacidad de las subestaciones El Periodista, Los Brasiles y León I", ENATREL propone instalar un segundo transformador de 40 MVA en paralelo en la subestación El Periodista debido a que los dos transformadores de 25 MVA instalados actualmente en el corto plazo se encontraran sobrecargados.

Por lo anterior los alcances se modifican de la siguiente manera:
El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la instalación de:

- **2** Transformadores de **40** MVA en la subestación el periodista (En paralelo)
- **1** Transformadores de 40 MVA en la subestación Los Brasiles (En paralelo)
- **1** Transformadores de **40** MVA en la subestación León I (En paralelo)

6.1.2.3. – Antecedentes

El SNT posee 81 transformadores que son de ENATREL, en el periodo reciente se han sustituido **11** transformadores de potencia en el año 2011 y **2** transformadores que se reemplazaron en el año 2013, **3** en el año 2014, **5** en el año 2015, **4** en el año 2016.

Se encuentran 30 equipos de transformación conectados al Sistema Nacional de Transmisión que superan su vida útil, es decir el 37% de los transformadores instalados en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), en los diagnósticos efectuados a estos transformadores se presentan cargabilidad encima del 80%, también existe la dificultad para la adquisición de repuestos. En la mayoría de los casos debido a la antigüedad de estos equipos, los modelos han sido descontinuado por los fabricantes y no se puede realizar reparaciones o mejoras a estos equipos.

Además, los transformadores de Periodista, Batahola, León I, Benjamín Zeledón y Masaya se encuentran cargados a más del 80% de su capacidad nominal, Debido a la antigüedad y a la sobrecarga que presentan, poseen considerables pérdidas de transformación, disminuyendo la eficiencia de estos equipos.

6.1.2.4. - Situación Actual

Managua es la ciudad capital de Nicaragua y cabecera del Municipio y Departamento homónimos, en donde se concentra aprox. el 50% de la demanda del país e importantes cargas industriales, comerciales y residenciales.

En la siguiente tabla se muestra la demanda máxima actual de las subestaciones Periodista, Los Brasiles y León I.

SUBESTACION	MVA
EL PERIODISTA-1 (25 MVA)	19.1
EL PERIODISTA-2 (25 MVA)	22.7
LOS BRASILES (22 MVA)	21.3
LEON I (25 MVA)	20.7

6.1.2.5. - Justificación

Se requieren la instalación de 4 transformadores de potencia para ampliar la capacidad de las subestaciones Periodista, Los Brasiles y León I

En la **Subestación El Periodista** se requiere aumentar la capacidad de transformación, ya que en el año 2016 registro una demanda máxima de 41.8 MVA, es decir el 84% de la capacidad nominal de los transformadores actualmente instalados de 25 MVA. En el corto plazo este transformador alcanzará el 100% de su capacidad. En el siguiente cuadro se observa el pronóstico de la demanda para la subestación Periodista y la cargabilidad del transformador de potencia actual:

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020
SUBESTACION	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA
EL PERIODISTA-1 (25 MVA)	19.1	19.67	20.26	20.87	21.5
CARGABILIDAD DEL TRAFO	76%	79%	81%	83%	86%
EL PERIODISTA-2 (25 MVA)	22.7	23.38	24.08	24.8	25.55
CARGABILIDAD DEL TRAFO	91%	94%	96%	99%	102%

*Datos Distribuidora Disnorte-Dissur

La subestación **Los Brasiles** cuenta con un transformador de 22 MVA, este transformador se encuentra cargado aproximadamente al 97% de su capacidad nominal. Existen solicitudes de incremento de demanda de la urbanizadora La Merced que tendrá 1.2 MW de demanda, la urbanización Bethel que tendrá una demanda de 0.96 MW; ampliaciones de la Urbanizadoras Ciudad Doral que se ubica en el km 17 ½ carretera nueva a León y Vistas de Momotombo ubicado en el km 19 ½ carretera nueva a León con 2.6 y 1.2 MW de incremento de demanda respectivamente. En total el aumento de carga de los residenciales será de aprox. 6MW en el corto plazo.

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020
SUBESTACION	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA
LOS BRASILES	21.3	21.94	22.59	23.27	23.97
CARGABILIDAD DEL TRAFO	97%	100%	103%	106%	109%

*Datos Distribuidora Disnorte-Dissur

En la **subestación León I** se requiere aumentar la capacidad de transformación, ya que en el año 2016 registro una demanda máxima de 20.68 MVA, es decir el 94% de la capacidad nominal del transformador actualmente instalado de 25 MVA. En el corto plazo este transformador alcanzará el 100% de su capacidad. En el siguiente cuadro se observa el pronóstico de la demanda para la subestación León I y la cargabilidad del transformador de potencia actual:

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020
SUBESTACION	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA
LEON-I (25 MVA)	20.68	21.3	21.93	22.59	23.27
CARGABILIDAD DEL TRAFO	94%	97%	100%	103%	106%

*Datos Distribuidora Disnorte-Dissur

6.1.2.6. - Objetivos

Objetivo General

- Aumentar la capacidad de transformación a las subestaciones de Periodista, Los Brasiles y León I; para satisfacer la demanda de electricidad y su crecimiento en el largo plazo de forma confiable.

Objetivos Específicos

- Mejorar la confiabilidad y calidad del suministro de energía a los

consumidores de las subestaciones El Periodista, Los Brasiles y León I.

- Crear la infraestructura necesaria para satisfacer el aumento de la demanda en la zona, y para brindar un servicio confiable y de calidad a los futuros usuarios

6.1.2.7. - Alcances del Proyecto

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la instalación de:

Subestación El Periodista (Se adicionarán Dos transformador en paralelo):

- 2 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV,
- 2 Bahía de transformación 138/13.8 KV.
- Ampliación Barra 138kV
- 14 celdas Metaclad incluye 8 salidas de distribución con sus interruptores, 2 celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, 2 celdas para equipos de medición y 1 celda con interruptor para acople de barras.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Ampliación de la caseta de control, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación Los Brasiles (Se adicionará un transformador en paralelo):

- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV,

- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV (doble barra).
- Ampliación Barra 138kV
- 7 celdas Metaclad incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, 1 celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, 1 celdas para equipos de medición y 1 celda con interruptor para acople de barras.

- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control

- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Ampliación Caseta de Control, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación León I (Se adicionará un transformador en paralelo):

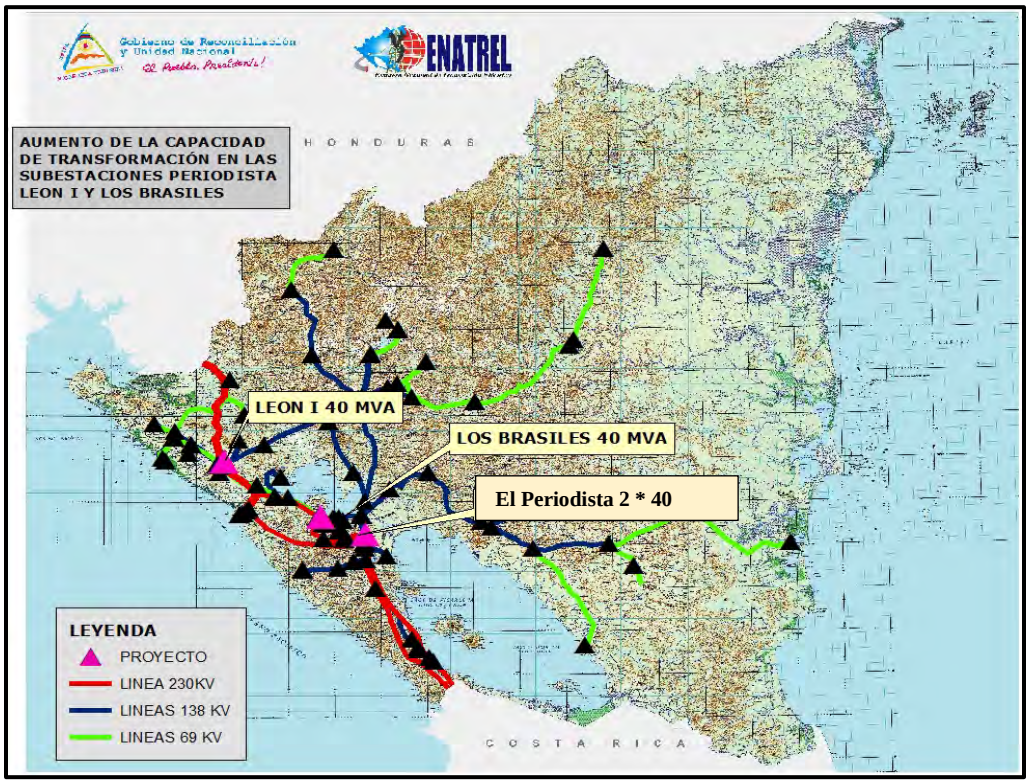
- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV.
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV (doble barra).
- 15 celdas Metaclad incluye 9 salidas de distribución con sus interruptores, 2 celdas de entrada del transformador de potencia con su interruptor, 2 celdas para equipos de medición, 1 celda para el transformador de servicios propios y 1 celda con su interruptor para acople de barras (incluye el reemplazo para las salidas de distribución existente).
- Ampliación de barras de 138 KV.
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación.
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Ampliación Caseta de Control, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

6.1.2.8. - Costos del proyecto

El costo Del proyecto es de U$ 9.568 millones de dólares, de los cuales U$ 8.698 millones de dólares es con financiamiento del BEI, U$ 0.570 millones con Recursos del Tesoro y U$ 0.300 millones con recursos propios.

Proyecto		
Aumento de la capacidad de transformación en las subestaciones Los Brasiles, León I y El Periodista	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BEI	**8698,302**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**570,000**
Moneda Local	Recursos Propios	**300,000**
	Costo Total $	**9568,301**

6.1.2.9. - Mapa de Localización



Coordenadas de las subestaciones

	COORDENADAS UTM WGS 84	
SUBESTACION	COORDENADA ESTE	COORDENADA NORTE
EL PERIODISTA	577912.47 mE	1339921.92 mN
LOS BRASILES	571696.93 mE	1345120.48 mN
LEON I	513978.20 mE	1377172.39 mN

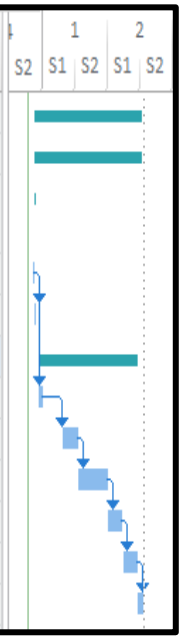
6.1.2.10. - Población Beneficiada

El total de clientes beneficiados es de 75,979 conectados a las subestaciones Periodista, Los Brasiles y León I.

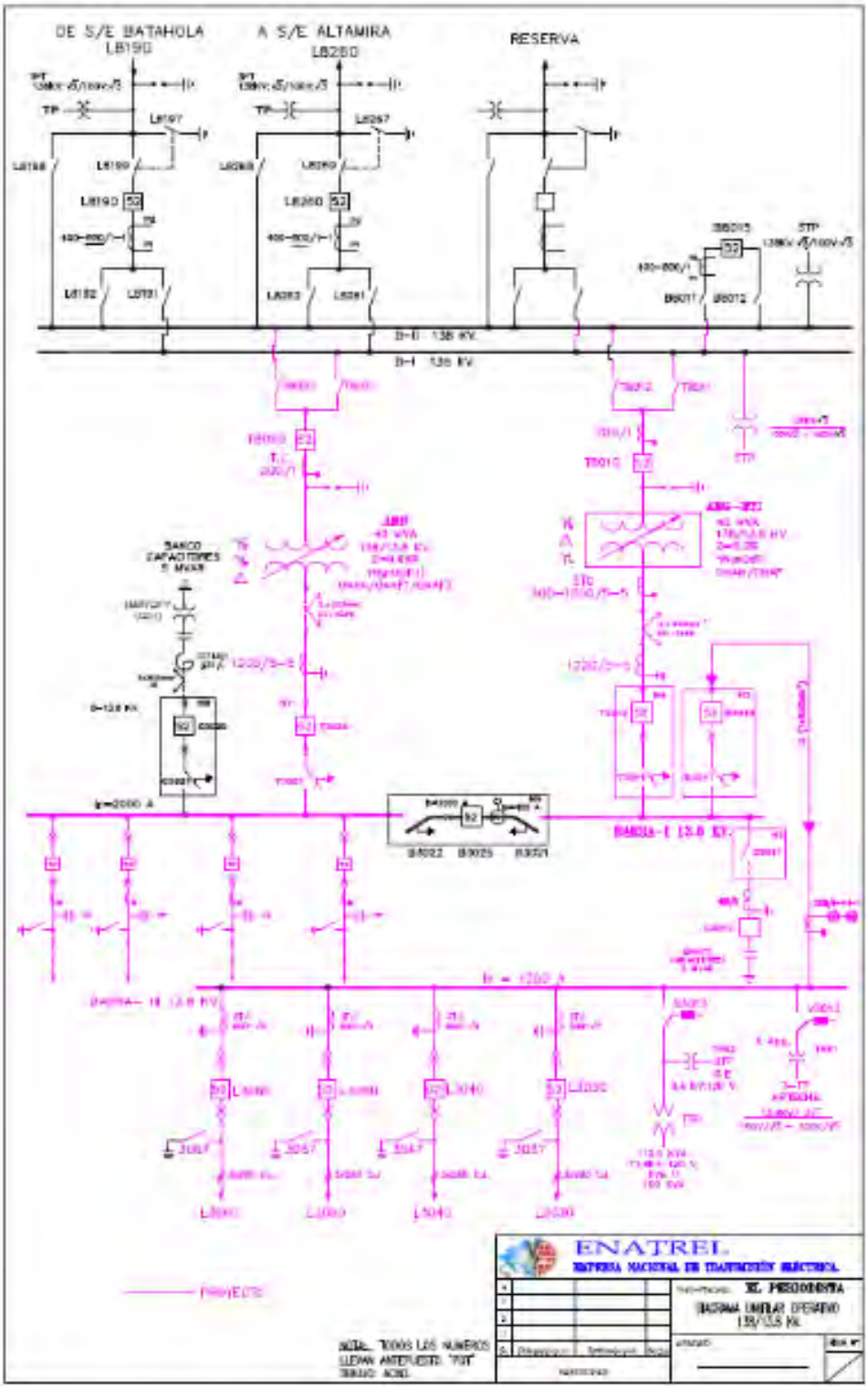
SUBESTACION	CLIENTES
EL PERIODISTA	12,712
LOS BRASILES	32,243
LEON I	31,024
TOTAL	**75,979**

6.1.2.11. - Cronograma de Ejecución

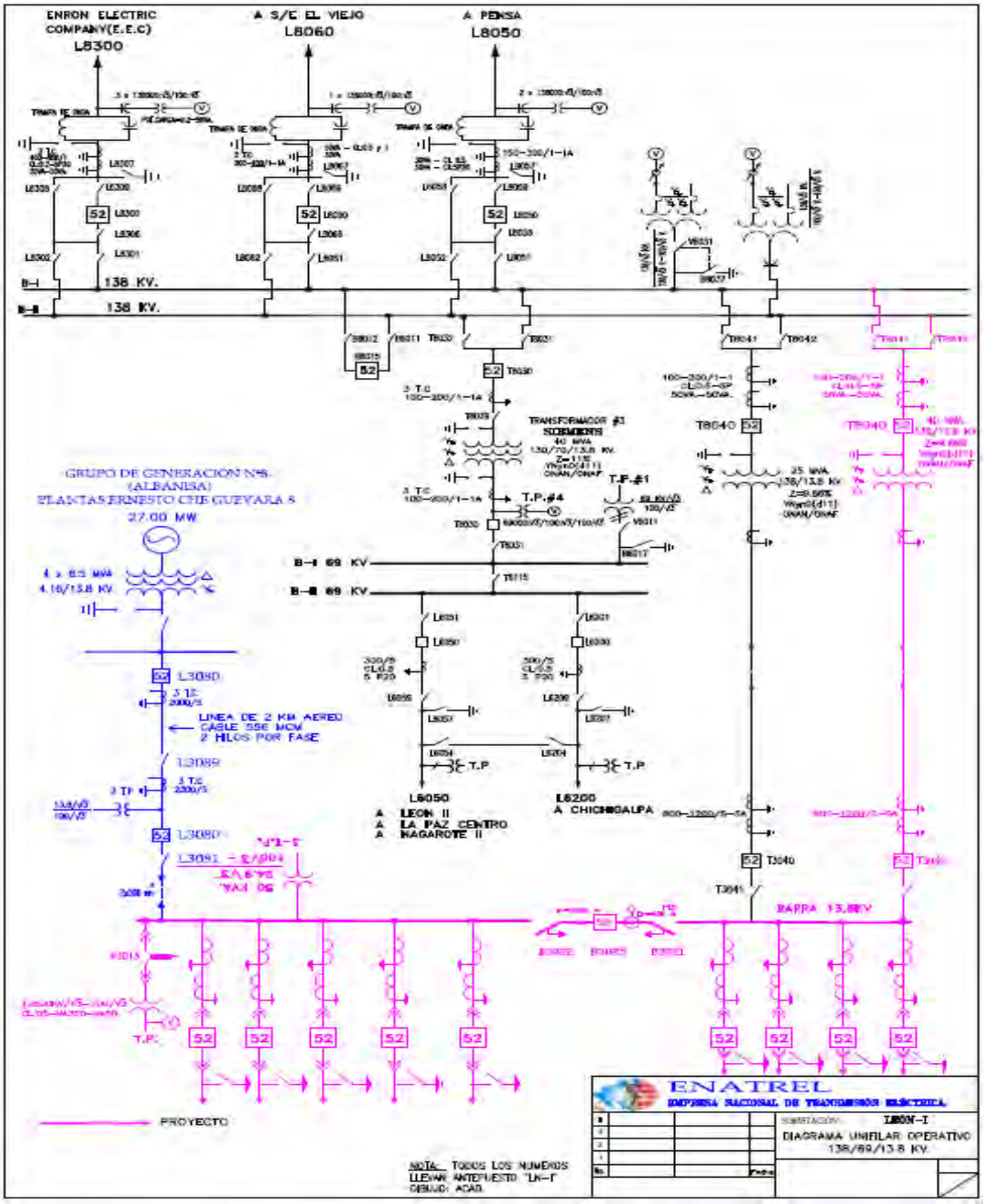
Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
PEP	**451 días**	**vie 15/11/19**	**vie 06/08/21**
FORTALECIMIENTO AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION (SNT)	**451 días**	**vie 15/11/19**	**vie 06/08/21**
AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN LAS SUBESTACIONES LOS BRASILES, LEÓN I Y EL PERIODISTA	**200 días**	**vie 15/11/19**	**jue 20/08/20**
Suscripción del contrato	5 días	vie 15/11/19	jue 21/11/19
Remisión del contrato	5 días	vie 22/11/19	jue 28/11/19
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**430 días**	**lun 16/12/19**	**vie 06/08/21**
Solicitud y pago del anticipo	20 días	lun 16/12/19	vie 10/01/20
Diseño y especificaciones técnicas	60 días	lun 04/05/20	vie 24/07/20
Suministro de bienes	120 días	lun 27/07/20	vie 08/01/21
Obras Civiles	60 días	lun 11/01/21	vie 02/04/21
Montaje Electromecanico	60 días	lun 05/04/21	vie 25/06/21
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	30 días	lun 28/06/21	vie 06/08/21



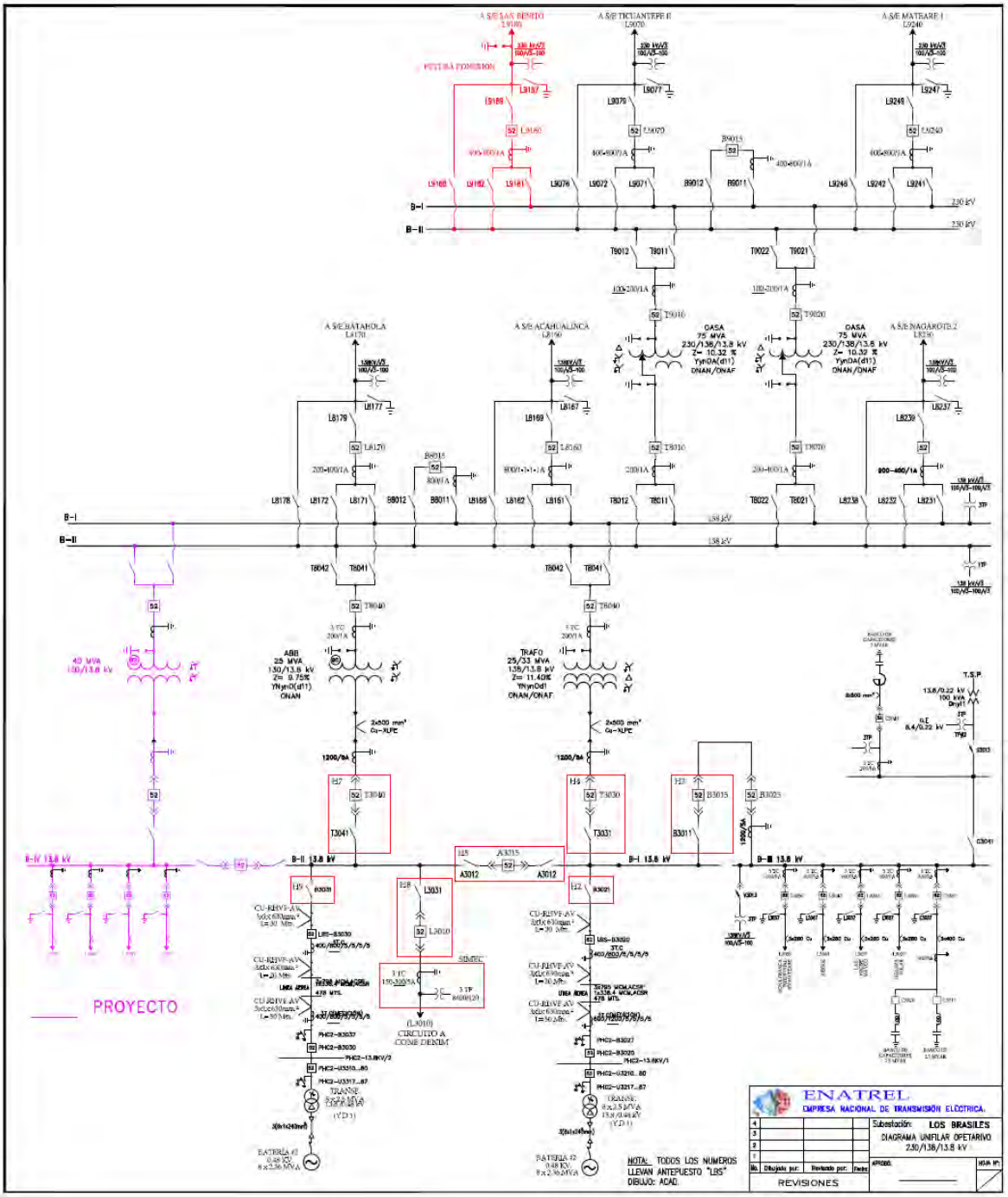
6.1.2.12. - Unifilar Subestación El Periodista



6.1.2.13. - Unifilar Subestación León I



6.1.2.14.- Unifilar Subestación Los Brasiles



6.1.3. - Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Ticuantepe II

6.1.3.1 – Introducción

En los últimos años se ha venido desarrollando el establecimiento del Mercado Eléctrico Regional (MER) donde se puedan efectuar transacciones de potencia de manera confiable de hasta 300 MW con el SIEPAC. Sin embargo, actualmente las transferencias se encuentran limitadas siendo la máxima transferencia de Sur a Norte de 50MW y de Norte a Sur de 180MW, una razón de esto es que se requieren refuerzos en transmisión en el Sistema Nacional para poder alcanzar la capacidad del proyecto SIEPAC.

Estos refuerzos nacionales constituyen un compromiso de los países de la América Central los cuales deben construir estas obras.

6.1.3.2. - Antecedentes

Enatrel Como parte de su compromiso regional ha realizado las siguientes obras de refuerzo nacional:

1) Subestación Sandino 230 kV en Esquema de Interruptor y Medio. (Entro en operación en el año 2012)

2) Línea de Transmisión de 230 kV entre las subestaciones Sandino y Masaya. (Entro en operación en el año 2013)

3) Instalación de 94 MVAr en compensación de potencia reactiva. (En el año 2004 se instaló 40 MVAr en bancos capacitores en las barras de 13.8 kV del anillo de Managua y Masaya, los cuales se adquirieron con el proyecto Híbrido con financiamiento del BID. Posteriormente en los año 2011 y 2012, se instaló 32 MVAr adicionales en las barras de 13.8 kV del anillo de Managua y actualmente se están instalando 17 MVAR restantes en la línea radial de Tipitapa-Bluefields)

4) Adición de un autotransformador de potencia de 75 MVA, 230/138 kV en la subestación Masaya. (Entro en operación en el año 2011).

6.1.3.3. - Situación Actual

Se han realizado diversos estudios para determinar los refuerzos en transmisión para permitir las transferencias de 300MW entre pares de países. Actualmente ENATREL, con financiamiento del BID, se encuentra ejecutando otros proyectos de refuerzos tal como: el Aumento de la Capacidad de las Líneas de 230kV y el Aumento de capacidad de la línea de 138kV Los Brasiles-Acahualinca-Managua. Adicionalmente está en construcción la línea de 230kV Masaya-La Virgen y La Virgen-Amayo la cuales reforzaran el sistema en el lado Sur del Pais.

En el estudio más reciente "DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL DE AMÉRICA CENTRAL 2019-2023" realizado por el Ente Operador Regional (EOR) para dicho periodo, se indica como parte de los refuerzos de transmisión para Nicaragua lo siguiente:

- Instalación de un tercer auto transformador en la subestación Ticuantepe II
- Aumento de la capacidad de la línea Nandaime – Rivas

Así mismo se indica que EPR deberá realizar la apertura de la línea Siepac (en el tramo Ticuantepe-Cañas) y conectarla a la Subestación Rivas.

6.1.3.4. - Justificación

El proyecto SIEPAC al ser un sistema de transmisión interconectado con los sistemas eléctricos nacionales, parte de su capacidad se utilizará por los flujos de electricidad en lo interno de los países, por lo cual se requieren realizar nuevos y continuos estudios que identifiquen oportunamente las debilidades, necesidades de incrementar la capacidad térmica u otras, que se vayan creando en el sistema de transmisión regional, para continuar impulsado las mejoras y refuerzos nacionales o regionales que se requieran.

En los análisis eléctricos realizados al Sistema Interconectado Nacional, se ha identificado la necesidad de realizar el aumento de la capacidad de transformación de 230kV/138kV de la Subestación Ticuantepe II ya que en condiciones de transferencias y de contingencias siendo la más crítica, la falla o salida de un autotransformador de 75MVA de Ticuantepe, se sobrepasa el límite de capacidad del otro que queda en servicio, llegando alcanzar una sobrecarga de hasta 121%.

Esta situación se presenta sin transferencia, pero es incremental la sobrecarga de este equipo cuando existe transferencia ya sea de Sur a Norte o de Norte a Sur, es decir, los valores de sobrecarga se incrementan sensiblemente con transferencia, lo cual demuestra que el elemento de transmisión con sobrecarga, forma parte importante de la ruta de los flujos de las transferencias entre los países del SER (Sistema Eléctrico Regional).

6.1.3.5. – Objetivos

General

- Incrementar la capacidad de Transformación de 230/138kV de la Subestación Ticuantepe II, para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo del Sistema establecidos la Normativas Nacional y Regional.

Específicos

- Realizar la instalación de un tercer autotransformador 230/138kV.

- Mejorar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional y del Sistema Eléctrico Regional creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

- Garantizar las condiciones técnicas necesarias para lograr la transferencia de 300MW de Nicaragua.

6.1.3.6. – Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

Ampliación Subestación Ticuantepe II:

- 1 Bahía de 230kV en esquema de doble interruptor.
- 1 Bahía de transformación lado de 138kV (doble barra).
- 1 Autotransformador de 75 MVA con relación de voltaje 230/138 kV

- Ampliación de Barras 230kV
- Ampliación de Barras 138kV
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

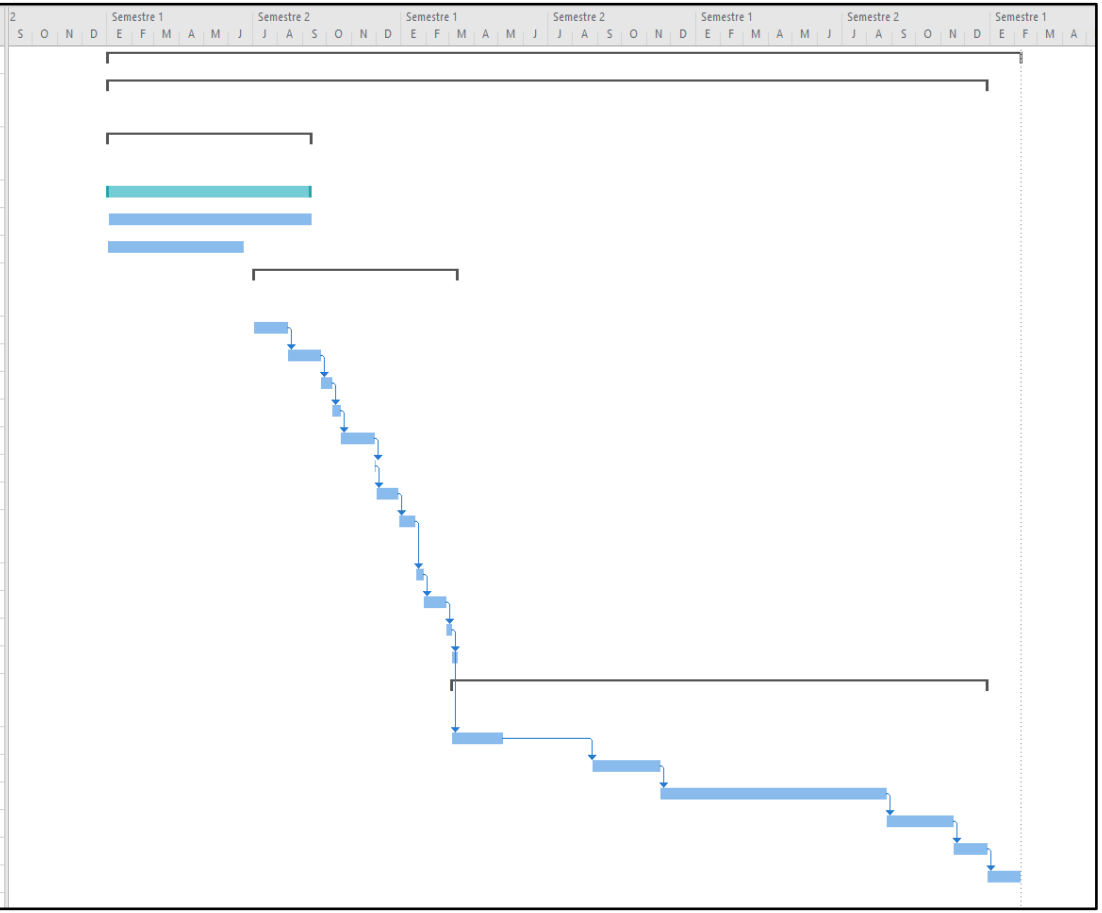
6.1.3.7. - Costos del Proyecto

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 3.967 millones de dólares, de los cuales US$ 3.791 millones es financiamiento externo y 0.176 millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

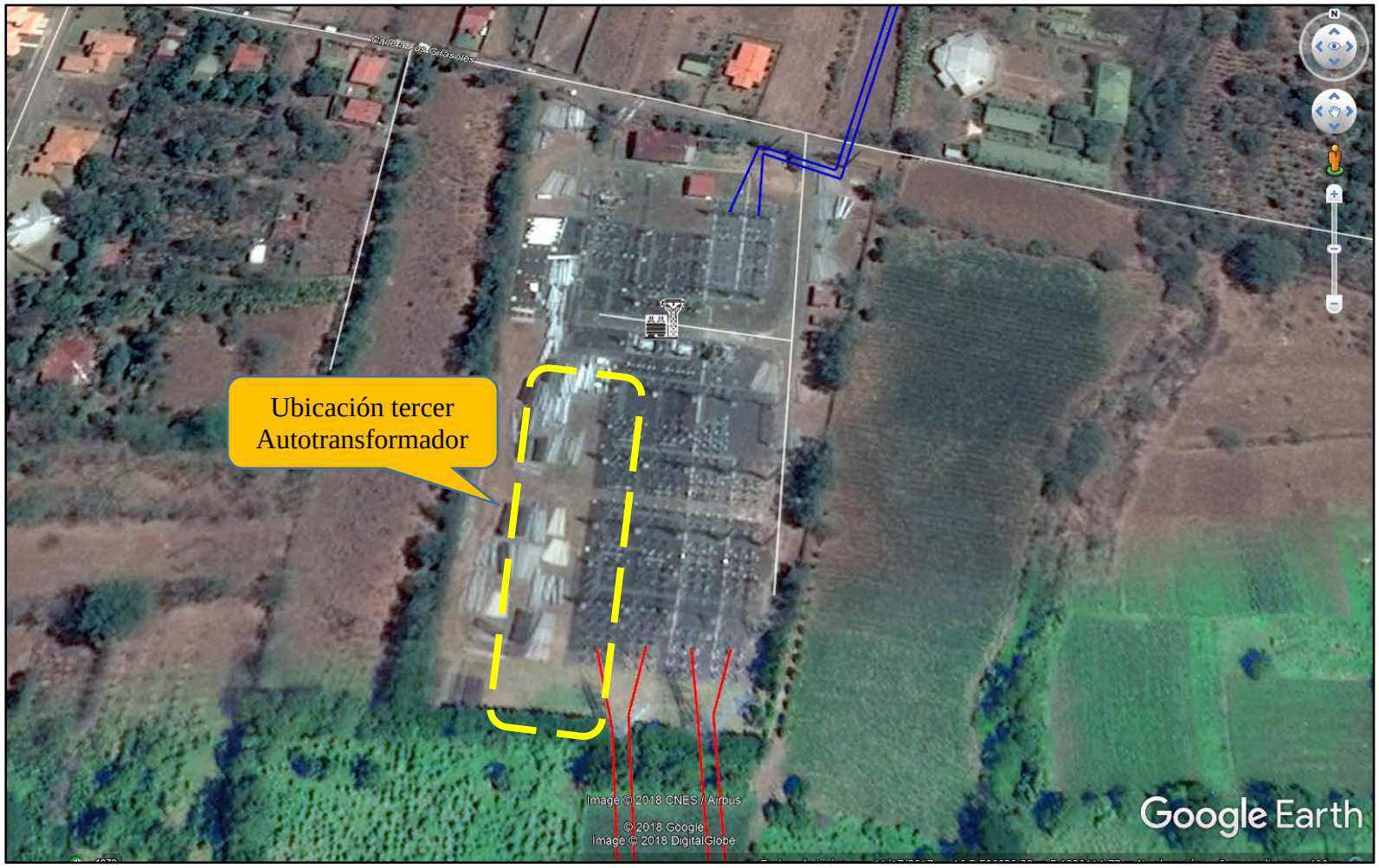
Proyecto		
Ampliación de la capacidad de transformación 230/138 kV de la subestación Ticuantepe II (3er Autotransformador)	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BID 3611	**3791,758**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**133,000**
Moneda Local	Recursos Propios	**43,000**
	Costo Total $	**3967,759**

6.1.3.8. – Cronograma

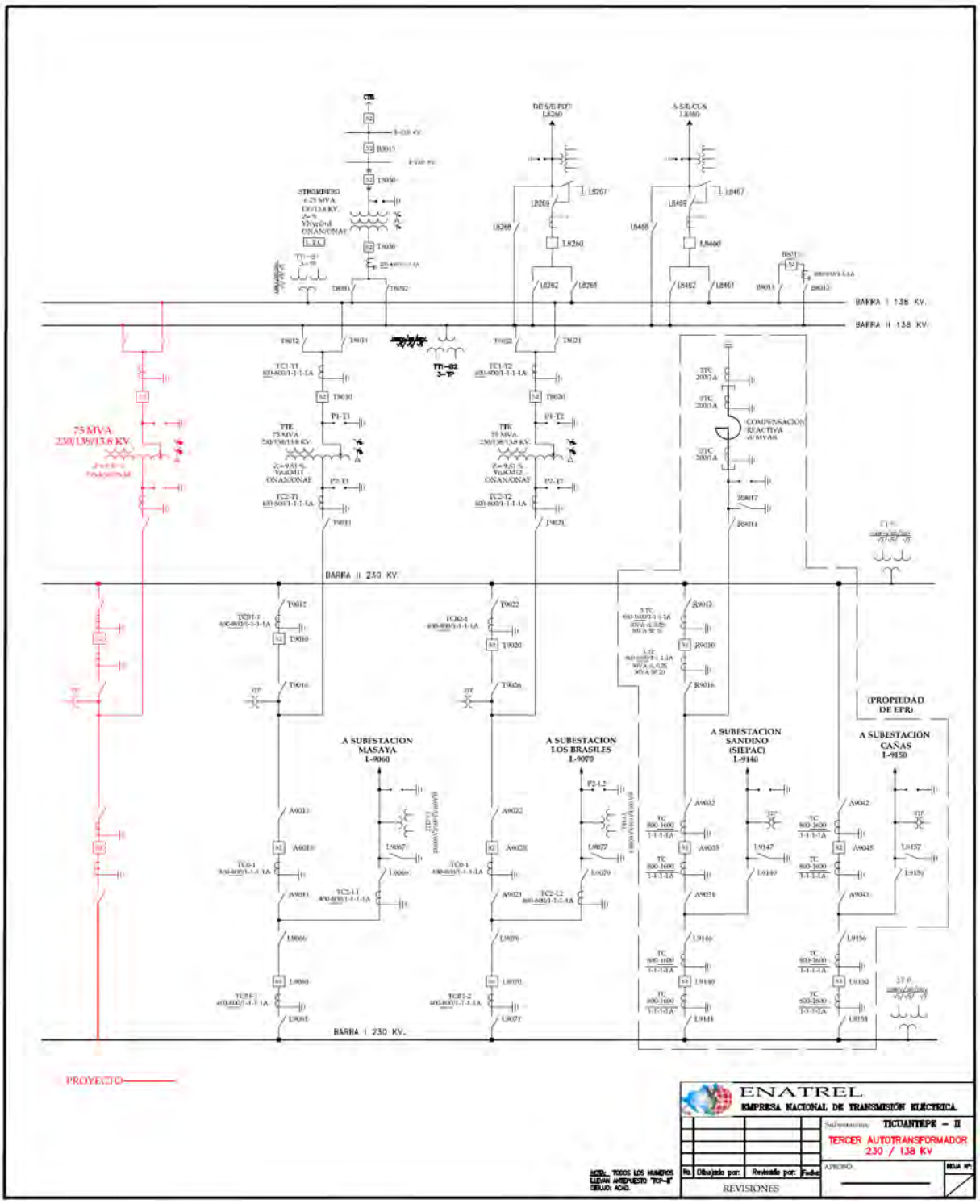
Nombre de tarea	Duración
PEP	**810 días**
AMPLIACION DE CAPACIDAD SE TICUANTEPE II	**780 días**
Preliminares	**181 días**
Elegibilidad del Préstamo	180 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	180 días
Estudio geológico	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**181 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	30 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	20 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	20 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**475 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	200 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	30 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	30 días



6.1.3.9. - Localización Del Proyecto



6.1.3.10. - Unifilar Ticuantepe II



6.1.4. - Nueva Subestación Yalí, Línea de Transmisión 138 kV y Obras conexas

6.1.4.1.- Introducción

El programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER), incluye la construcción de una nueva subestación en el poblado de San Sebastián de Yalí, para alimentar los nuevos circuitos de distribución de electrificación rural que se construirán en esta zona. La nueva Subestación se conectará al SNT por medio de un anillo en 138 kV entre las Subestaciones de Yalagüina, Planta Larreynaga, Sébaco y Planta Centroamérica.

La subestación Yalí abastecerá a los municipios de San Sebastián de Yalí, la Concordia y San Rafael del Norte, estos municipios se encuentran ubicados en el departamento de Jinotega, y cuentan con una población de 57,041 habitantes siendo la población urbana de 9,422 habitantes y rural de 47,619 habitantes.

Actualmente el servicio eléctrico se suministra a través del circuito de distribución PCA4010, 24.9/14.4 kV, proveniente de la Subestación Planta Centroamérica (PCA). La Subestación PCA, se encuentra conectada al Sistema Nacional de Transmisión (SNT), por medio de dos líneas de 138 kV, procedentes de la Subestación Sébaco y se encuentra equipada con un transformador de 6.25 MVA, 138/24.9 kV.

6.1.4.2. - Situación Actual

Al departamento de Jinotega, le suministra energía la Subestación PCA la cual entró en operación en el año 1965.
La zona de influencia de los circuitos de distribución en las zonas rurales de esta subestación ha aumentado en los últimos años, debido en su mayoría al desarrollo del departamento de Jinotega. El circuito PCA-4010, es el de mayor longitud, en particular la línea que abastece al municipio de Wiwilí, la cual posee una distancia mayor de 90 km, lo que provoca grandes pérdidas de energía en la red de distribución y por consiguiente una baja calidad en el servicio eléctrico suministrado en la zona.

Muchas comunidades rurales no gozan del servicio de energía eléctrica debido a la saturación de las líneas de distribución, largas distancias de los

circuitos existentes y la falta de financiamiento para la construcción de una nueva subestación que permita suministrar energía confiable y con calidad.

Esta subestación suministrará energía eléctrica a un total de 339 comunidades con 8,576 viviendas y 51,456 habitantes, que actualmente no tienen energía eléctrica. Además esta subestación tendrá un potencial para alimentar a 460 comunidades adicionales que no serán cubiertas por el PNESER.

6.1.4.3. - Objetivos del Proyecto

General

• Suministrar energía confiable y Segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios de las comunidades rurales que serán electrificadas en el Programa de Electrificación Rural en el municipio de Yalí y zonas aledañas.

Específicos

• Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro conforme las normativas de transporte y operación.

• Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen el servicio de energía eléctrica

• Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales.

6.1.4.4. – Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- ❖ Nueva subestación Yalí con nivel de tensión de 138/24.9 kV
- ❖ Ampliación de las Subestaciones Larreynaga y Yalagüina
- ❖ 85 km de línea en 138 kV Dove calibre 556.5 kcmil ACSR, con hilo de guarda tipo OPGW.

1. Obra 1: Nueva Subestación Yalí.

- Barra de 138 kV con transformadores de potencial.
- Bahía de línea en 138kV para llegada de subestación Larreynaga, con interruptor de potencia.
- Bahía de salida en 138 kV hacia subestación Yalagüina, con interruptor de potencia.
- Bahía de transformación 138/24.9 kV.
- Transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/24.9 kV, conexión tipo Yn /Yn y cambiador de tap bajo carga.
- Barra de distribución 24.9 kV con transformadores de potencial.
- Transformador de servicio propio.
- 3 celdas de circuitos de distribución 24.9Kv.
- RTU y equipo de comunicaciones, para fibra óptica.
- Construcción de un edificio de control y muro perimetral
- Adquisición de terreno para la construcción de la nueva Subestación Yalí

2. Obra 2: Ampliación Subestación Larreynaga

- 1 Bahía de salida de línea en 138 kV hacia subestación Yalí con interruptor de potencia.

3. Obra: Ampliación Subestación Yalagüina

- 2 Bahías de salida de línea en 138 kV, una hacia subestación Yalí y otra hacia la subestación Estelí cada una con interruptor de potencia.

4. Obra 4: Línea de Transmisión

- Línea de transmisión simple circuito de 35 km de longitud desde la futura Subestación Larreynaga hasta la subestación Yalí con conductor Dove calibre 556.5 kcmil ACSR, con hilo de guarda tipo OPGW.
- Línea de transmisión simple circuito de 50 km de longitud desde la Subestación Yalagüina hasta la subestación Yalí con conductor Dove calibre 556.5 kcmil ACSR y con hilo de guarda tipo OPGW.

6.1.4.5. - Justificación

La nueva subestación Yalí Suministrará energía a los actuales usuarios de la zona y a los nuevos usuarios que serán beneficiados con el PNESER, por lo tanto en el programa se construirán nuevas redes de distribución en la zona rural de Jinotega específicamente en los municipios de San Sebastián de Yalí, la Concordia y San Rafael del Norte, con lo que podrá brindar cobertura de servicio eléctrico a nuevas comunidades, y mejorar la calidad del servicio de energía en los poblados que actualmente tienen este servicio.

Con la construcción de la Subestación Yalí se reducirán las pérdidas en los circuitos existentes al reducirse el área de influencia de las subestaciones existente.

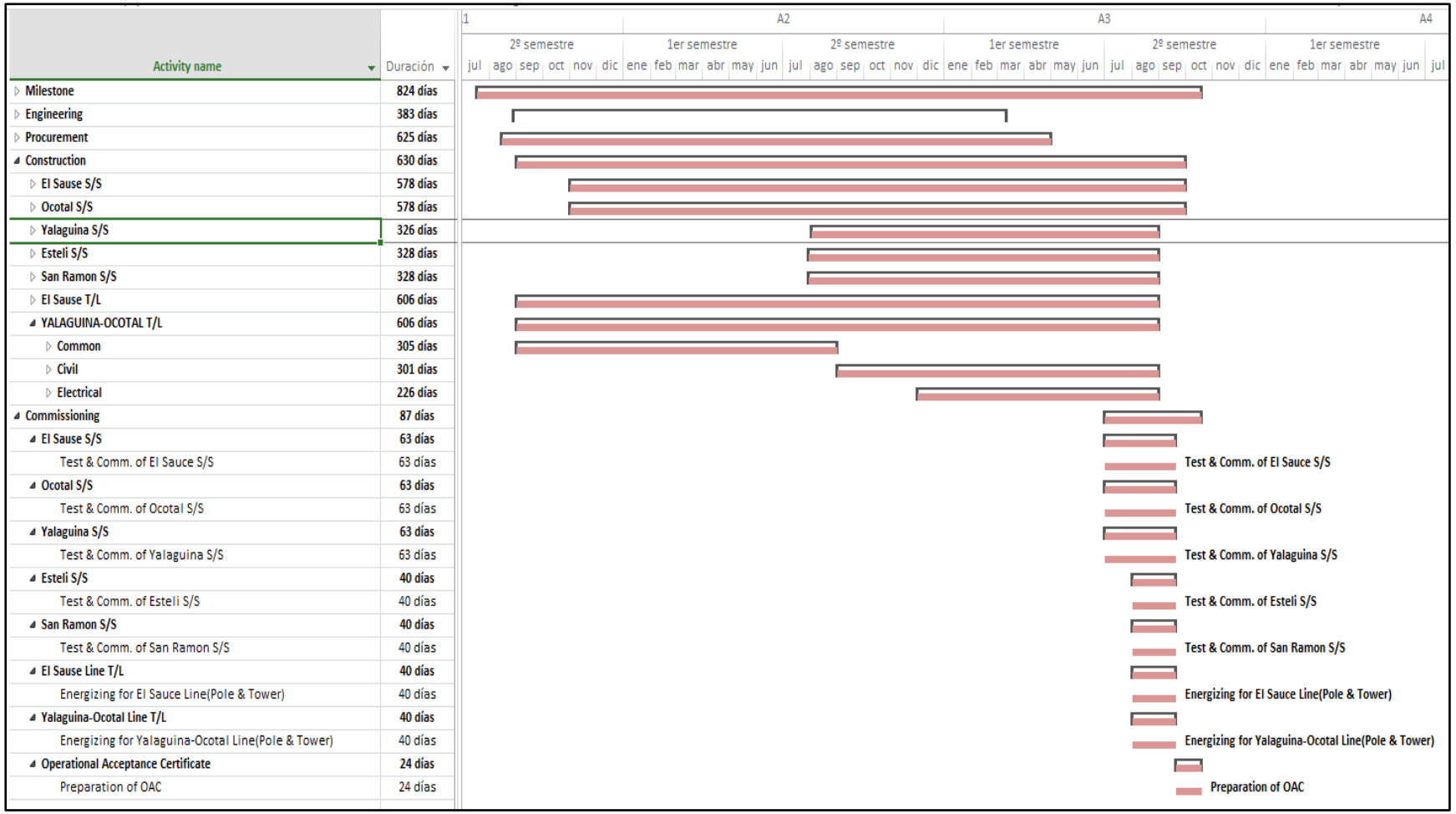
Otro beneficio de la SE Yalí es que permitirá transferencia de carga con la subestación Estelí que actualmente no cuenta con conexión de sus circuitos de distribución con ninguna otra subestación, de manera que cuando el transformador este en mantenimiento o fuera por falla, se pueda retroalimentar de la S/E Yalí hacia parte de la carga de la S/E Estelí.

6.1.4.6. - Costo Estimado

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 20.676 millones de dólares, de los cuales U$ 18.902 millones corresponden a financiamiento del banco BEI, En contrapartida Local está destinado U$ 1.202 millones con recursos del tesoro y con fondos propios U$ 0.570 millones.

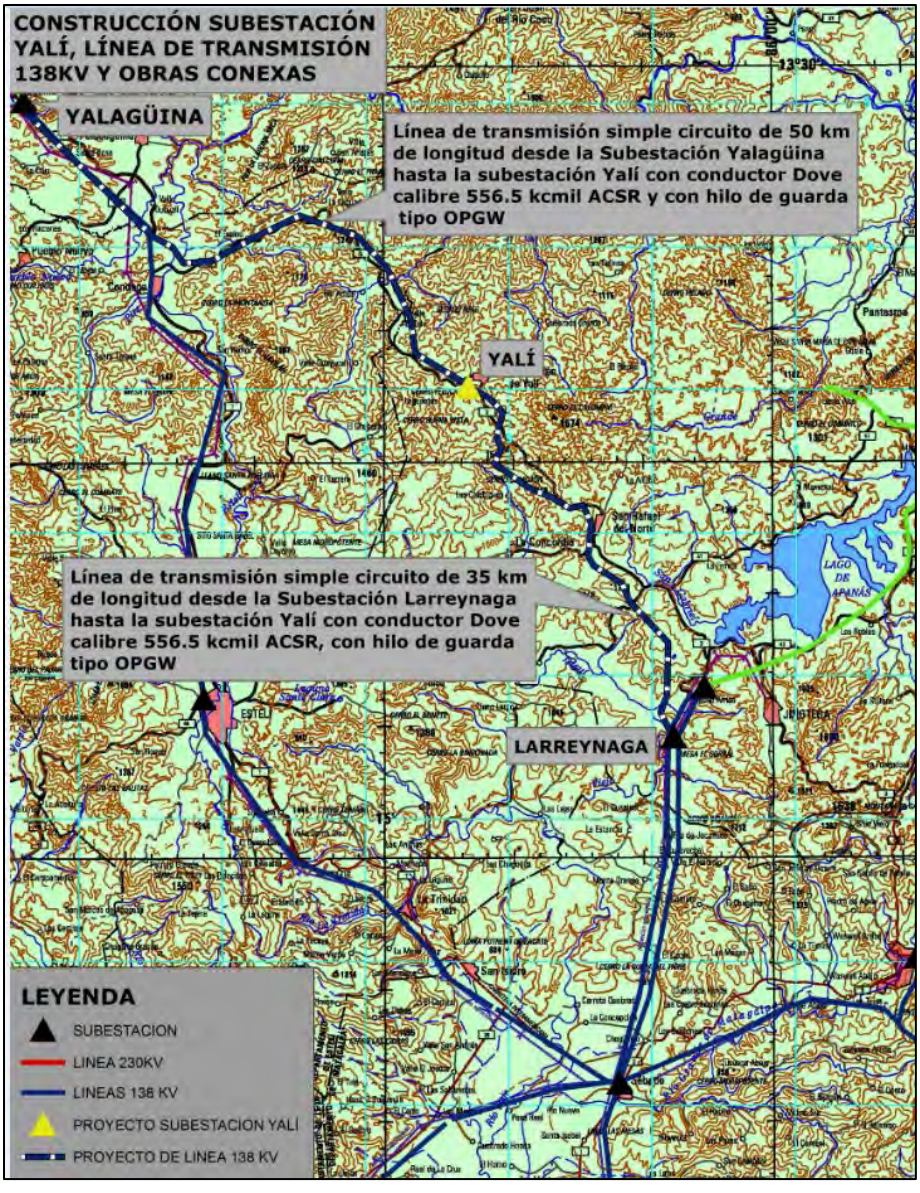
Proyecto		
Construcción Nueva SubestaciónYalí, Línea de Transmisión 138kV y Obras Conexas	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BEI	**18902,877**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**1202,760**
Moneda Local	Recursos Propios	**570,408**
	Costo Total $	**20676,045**

6.1.4.7. - Cronograma

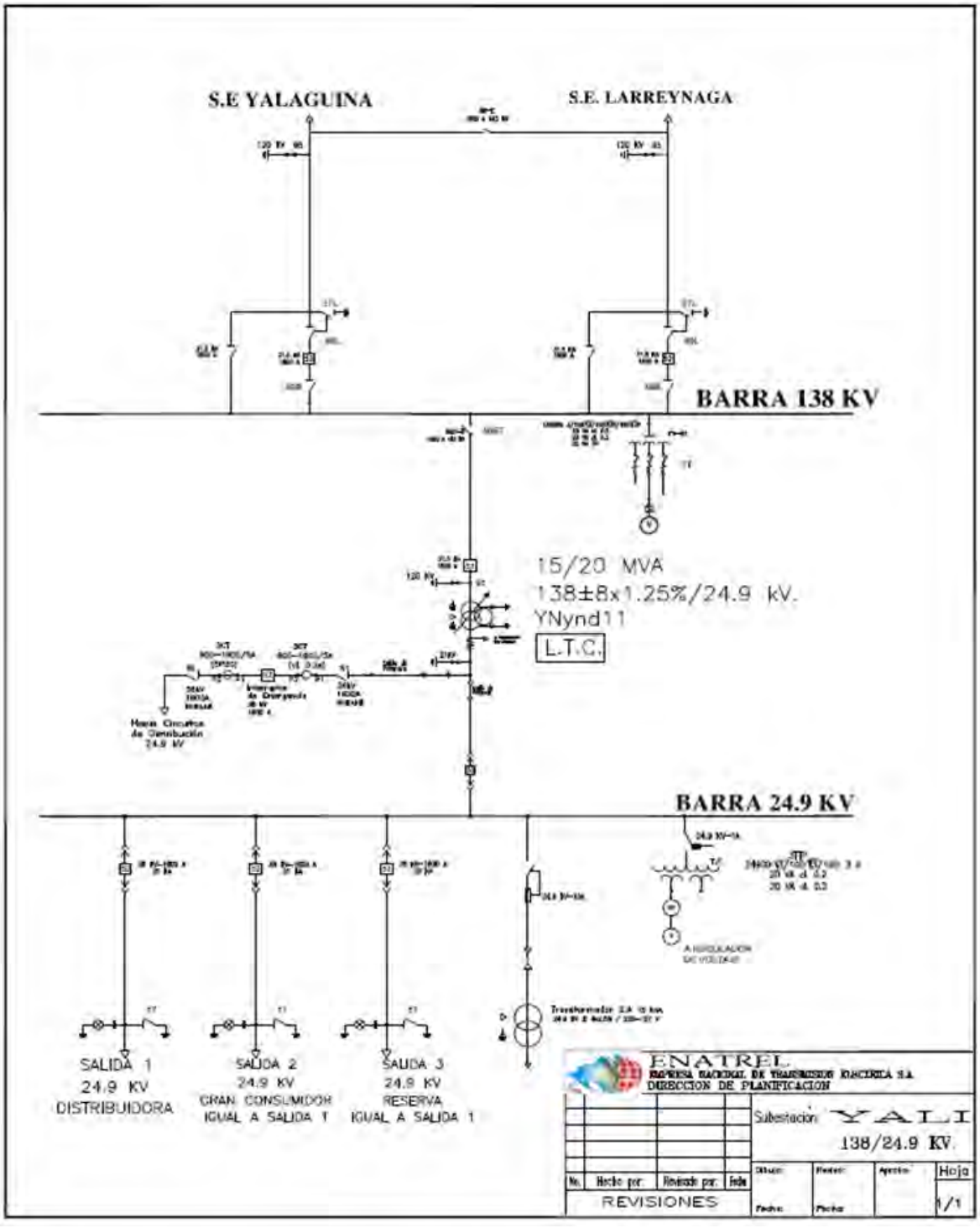


6.1.4.8. - Mapa de Localización

La S/E Yalí estará ubicada a 212 km al Norte de la ciudad de Managua en el Departamento Jinotega.



6.1.4.9. - Diagrama Unifilar S/E Yalí



6.1.5. - Construcción de Subestación Central y Obras Conexas

6.1.5.1. - Introducción

La Empresa Distribuidora ha manifestado a ENATREL las limitaciones que se presentarán a corto plazo para servir la carga en el centro de Managua.

Actualmente la zona es servida desde cinco subestaciones de distribución por medio de siete circuitos de distribución a 13.8 kV. La longitud de la red de media tensión es de 124.42 km con 2,040 transformadores de distribución y una demanda máxima de 42 MW en el año 2017 con una demanda de 17,708 MWH mensual.

El centro de Managua es alimentado desde las siguientes subestaciones El Periodista, Asososca, Batahola, Altamira y Managua. Por medio de los siguientes circuitos de distribución a 13.8 kV:

- PDT3030
- BTH3020
- ASO3020
- ASO3030
- MGA3030
- MGA3080
- ALT3070

Con el propósito de suplir esta demanda y poder descargar las subestaciones de Managua, Asososca, Batahola y El Periodista; se realizará la construcción de la subestación Central, en esquema de barra simple, con una capacidad inicial de 30/40 MVA, la cual disponga de cierto margen de capacidad, para realizar transferencia de cargas en casos de emergencia.

6.1.5.2. - Objetivos Del Proyecto

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios actuales y futuros, así como a cargas importantes, del centro de Managua mediante la construcción de una nueva subestación eléctrica.

Específicos

- Mejorar la confiabilidad y calidad del suministro de energía eléctrica en el área de influencia de las subestaciones Managua, Asososca, Batahola y

El Periodista.

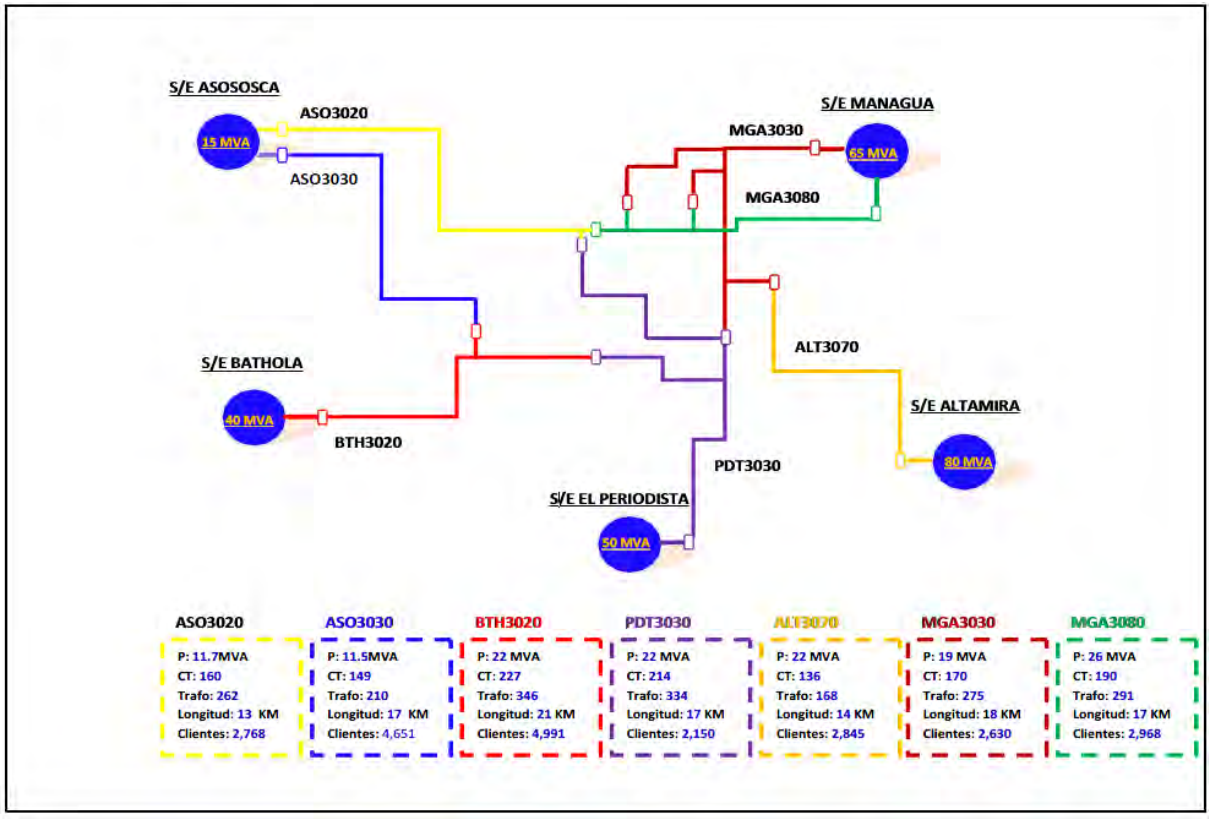
- Servir cargas importantes en el centro de Managua de forma confiable.
- Evitar cargas no servidas por falta de capacidad del sistema de distribución y de Transmisión.
- Reducir las pérdidas en los circuitos de distribución.
- Ofrecer respaldo a las subestaciones El Periodista, Asososca, Batahola y Managua en caso de falla.

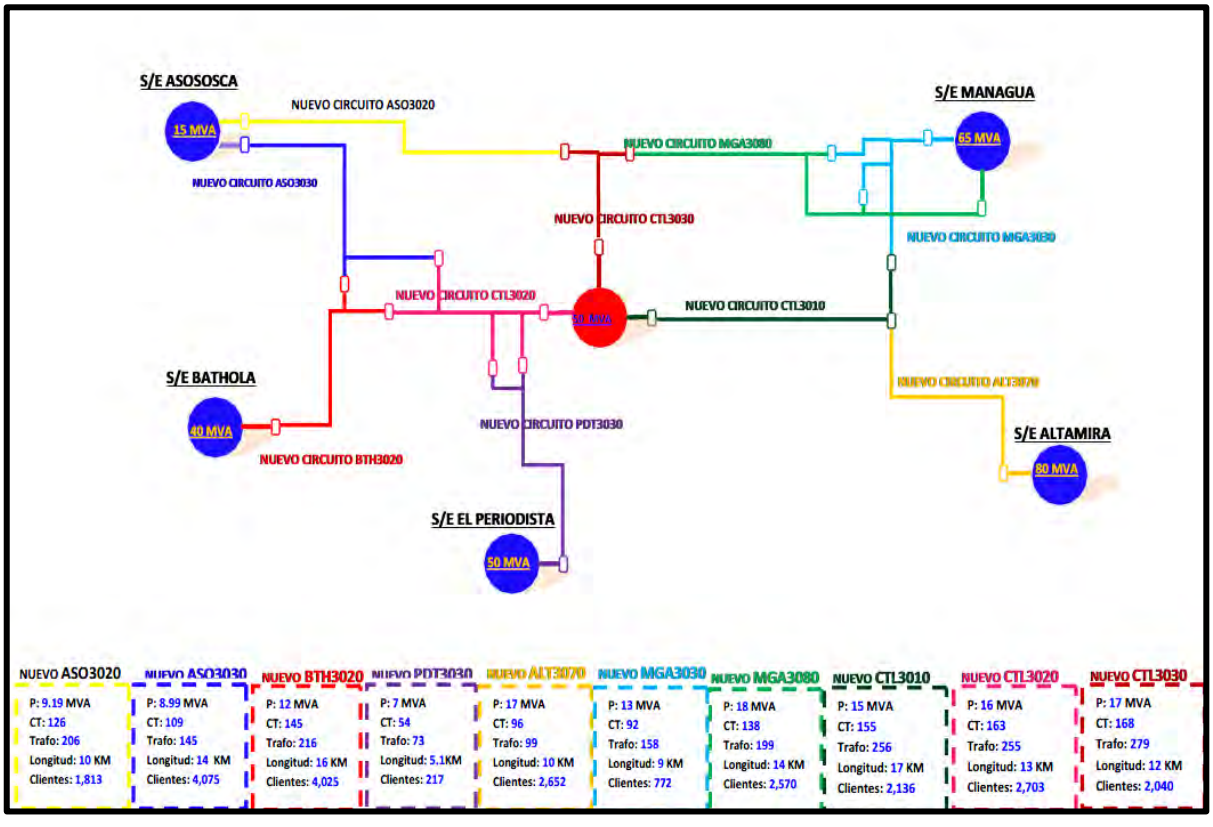
6.1.5.3. - Situación actual

En la situación actual los circuitos involucrados no podrán soportar el crecimiento vegetativo y los proyectos que se desarrollaran a futuro debido a que se están aproximando a su valor de carga que deben soportar de acuerdo a sus características técnicas y así mismo por el hecho de que los transformadores de potencia de las subestaciones están llegando al máximo de su cargabilidad.

Dominio Actual Ortogonal: PDT3030, BTH3020, ASO3020, ASO3030, MAG3030, MGA3080, ALT3070.

6.1.5.4. - Situación con Proyecto





6.1.5.5. - Justificación

En la situación actual los circuitos de distribución involucrados de las subestaciones de Managua, Asososca, Batahola y Periodista no podrán soportar el crecimiento vegetativo y de los nuevos proyectos que se desarrollarán a futuro, incluyendo cargas importantes del centro de Managua.

En la siguiente tabla se muestra la proyección de demanda en cada uno de los circuitos sin la subestación Central. La demanda se incrementa a una razón de entre 4% y 5% anualmente.

Carga de Circuitos de Distribución Sin Subestación Central (MW)					
Circuitos de Distribución	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**
ALT-3070	7.30	7.70	8.10	8.50	8.90
ASO-3020	4.10	4.30	4.50	4.70	4.90
ASO-3030	4.10	4.30	4.50	4.80	5.00
BTH-3020	7.80	8.20	8.70	9.10	9.50
MGA-3030	5.40	5.70	6.00	6.30	6.60
MGA-3080	8.30	8.80	9.20	9.60	10.10
PDT-3030	8.20	8.60	9.00	9.50	10.00

La capacidad máxima de los circuitos de distribución es de 7 MVA. Se observa

que la carga de cuatro circuitos de distribución ha superado la capacidad máxima desde el año 2017.

Por otro lado, las pérdidas en las redes de distribución si no se construye la subestación Central alcanzarían los 300 MWh mensuales aprox. 3,600 MWh anuales en el año 2021.

La nueva Subestación descargará los circuitos de distribución que alimentan el centro de Managua logrando abastecer la demanda total sin necesidad de realizar corte de carga en horas de demanda máxima, además la nueva subestación reduce las pérdidas mensuales de energía de aprox. 324 MWh a 160 MWh lo que representa una reducción de costo de más de U$ 310,000 al año, considerando un costo de USD 0.162/KWH.

Adicionalmente, la SE Central dispondrá de cierto margen de capacidad, para realizar transferencia de carga en casos de emergencia. Por consiguiente, cuando esta subestación entré en operación servirá de apoyo a las subestaciones El periodista, Asososca, Batahola y Managua, debido a que será posible la transferencia de circuitos de distribución de ellas en caso de emergencia.

6.1.5.6. - Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva subestación La Central 138 kV.
- 1 km de línea transmisión en 138 KV.

Obra 1: Nueva subestación La Central 138 kV.

- Barra de 138 kV con transformadores de potencial.
- 2 Bahía de línea en 138 kV, con sus seccionadores bypass.
- Bahía de Transformación 138/13.8 kV.
- Transformador de potencia de 30/40 MVA, 138/13.8 kV, con cambiador de Tap bajo carga.
- 9 celdas Metalclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 5 celdas de distribución con sus interruptores, una celda para transformador de servicios propios, una celda de Medición, una celda con su interruptor de barra para conectar el transformador de potencia y una celda con su interruptor de reserva).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y

transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Todas las obras grises (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Adquisición de terreno de la Subestación.

Obra 2: Líneas de 138 KV

- Construcción de 1 km de línea en 138 kV, doble circuito, con conductor Dove 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW.

6.1.5.7. - Población Beneficiada

Con la construcción de la nueva Subestación Central se beneficiará a 95,853 habitantes.

6.1.5.8. - Sectores Beneficiados

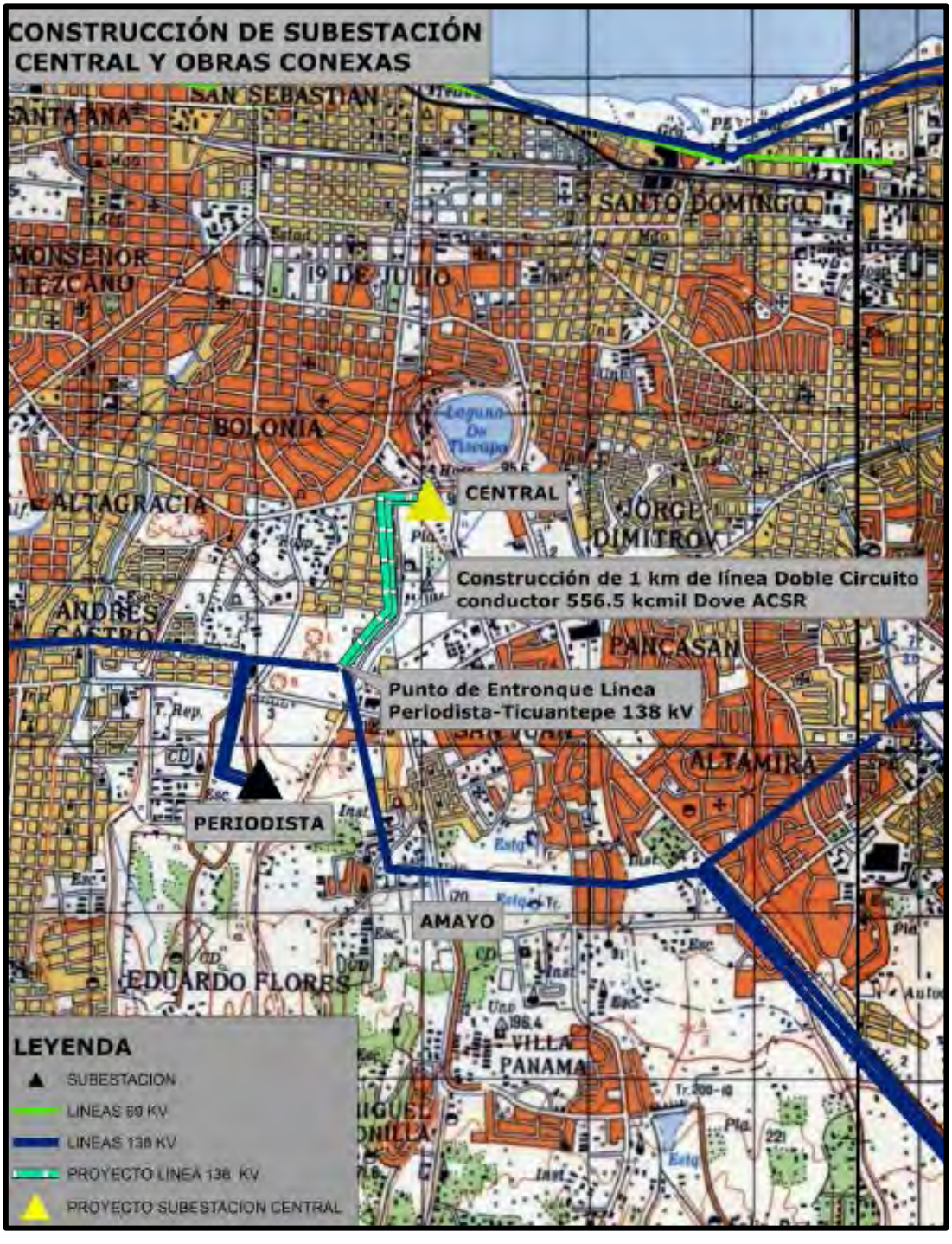
Hospital Militar, Estadio de Béisbol Denis Martínez, Pricesmart, Hotel Holiday Inn. Plaza España, Embajada de Japón, BCIE, Bayer, Empresa Nacional de Electricidad, Ministerio de Relaciones Exteriores, Ministerio de Gobernación, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, entre otros.

6.1.5.9. - Costos del proyecto

El proyecto tiene un costo de **US$ 8.124 millones de dólares**, de los cuales **US$6.272 millones de dólares** serán financiados con fondos del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y el restante **US$ 2.034 millones de dólares** con fondos del Gobierno de Nicaragua.

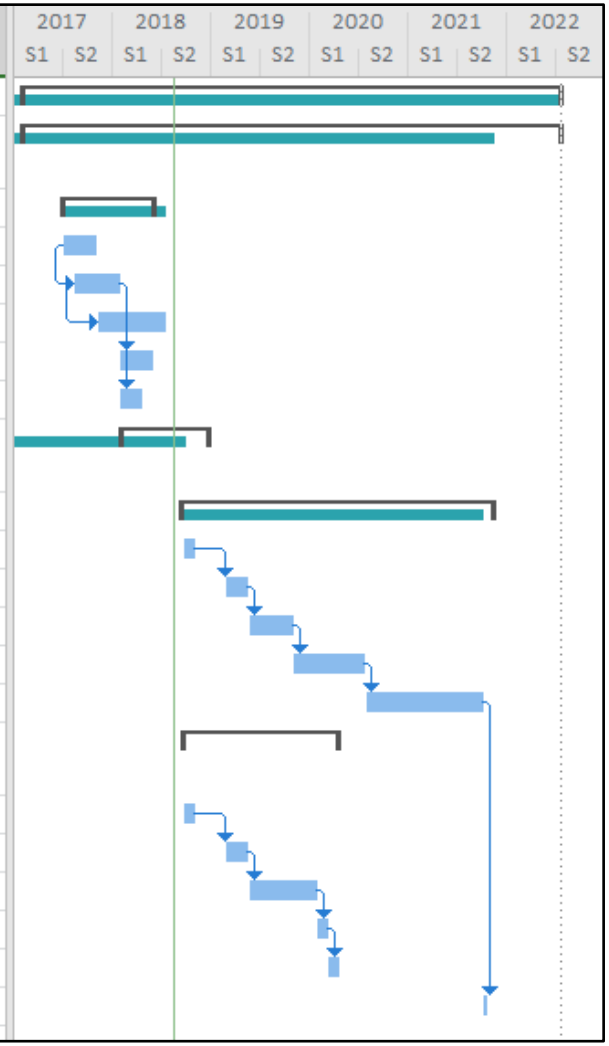
Proyecto		
Construcción de Subestación Central y Obras Conexas	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BCIE 2172	**6272,913**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**1779,191**
Moneda Local	Recursos Propios	**273,236**
	Costo Total $	**8325,340**

6.1.5.10. - Mapa de Localización

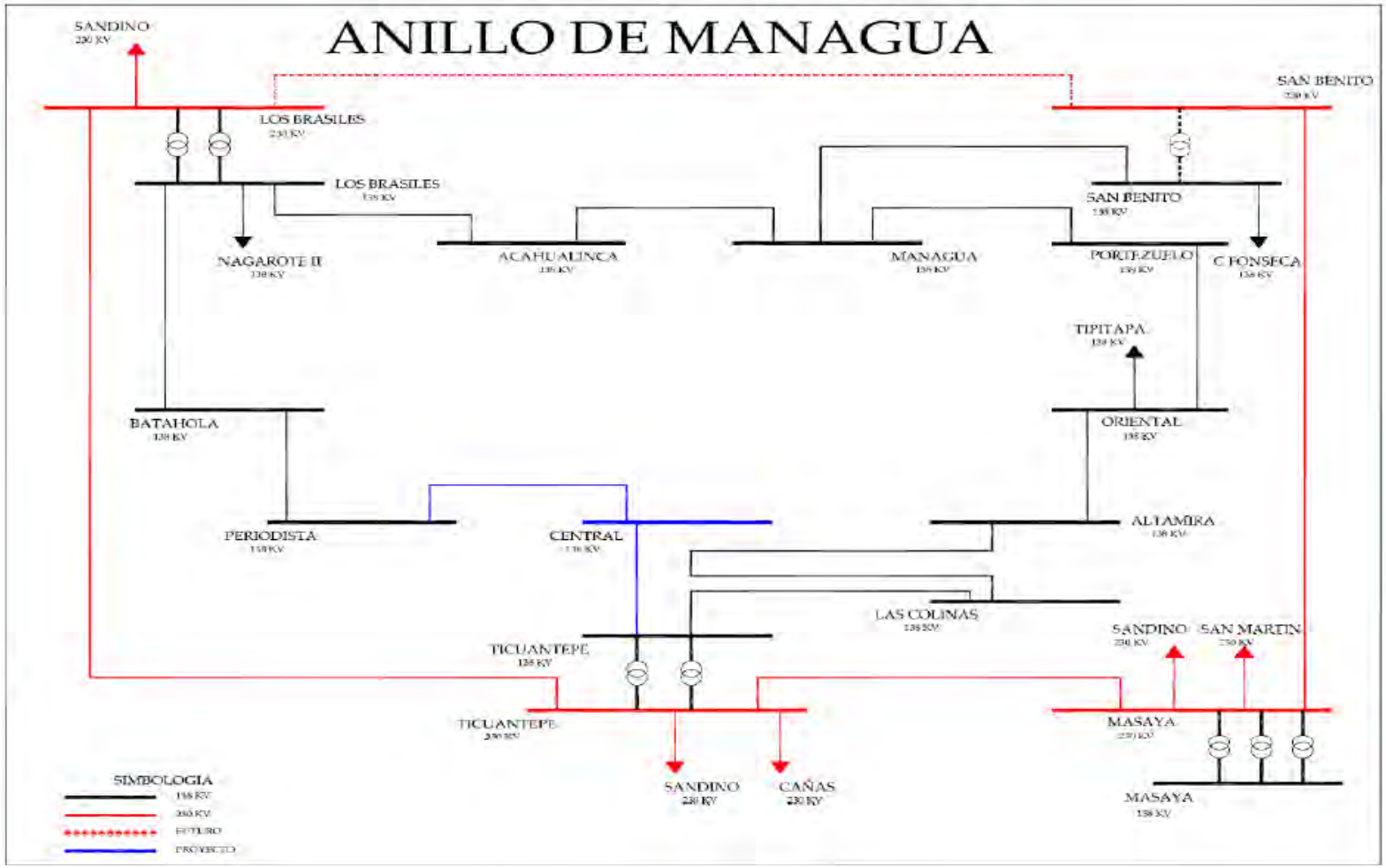


6.1.5.11. - Cronograma de ejecución

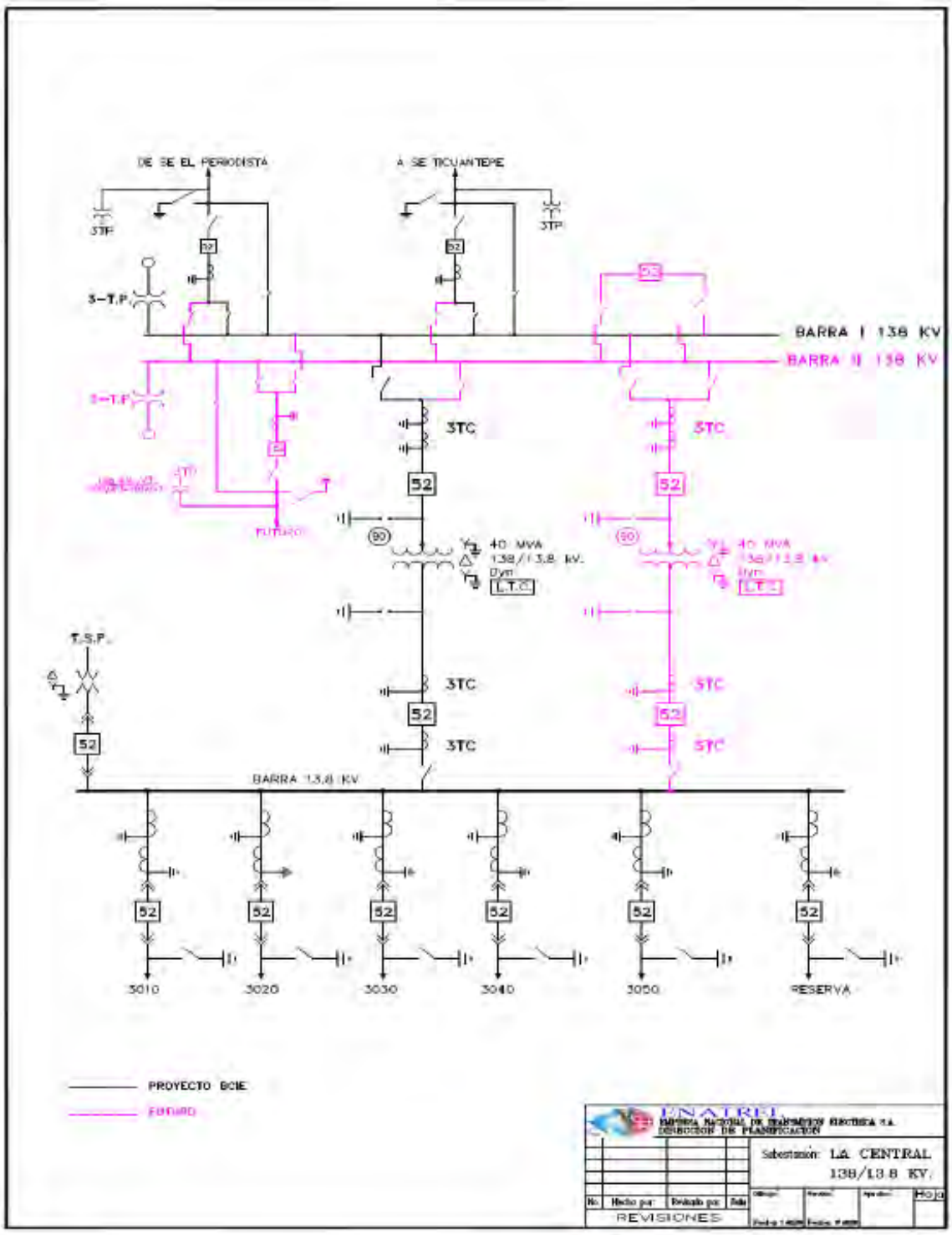
Nombre de tarea	Comienzo	Fin
PEP	**lun 6/2/17**	**vie 22/7/22**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN CENTRAL Y OBRAS CONEXAS	**lun 6/2/17**	**vie 22/7/22**
Preliminares	**sáb 1/7/17**	**jue 7/6/18**
Adquisición de terreno	lun 3/7/17	vie 3/11/17
Levantamiento topográfico	lun 14/8/17	vie 26/1/18
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	lun 6/11/17	vie 13/7/18
Estudio geológico	lun 29/1/18	vie 1/6/18
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	lun 29/1/18	vie 20/4/18
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**mar 6/2/18**	**vie 21/12/18**
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**mié 12/9/18**	**mar 16/11/21**
Solicitud y pago del anticipo	lun 24/9/18	vie 2/11/18
Diseño y especificaciones técnicas	lun 25/2/19	vie 17/5/19
Suministro de bienes	lun 20/5/19	vie 1/11/19
Obras Civiles	lun 4/11/19	vie 24/7/20
Montaje Electromecanico	lun 27/7/20	vie 1/10/21
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión - Lote II	**lun 24/9/18**	**vie 17/4/20**
Solicitud y pago del anticipo	lun 24/9/18	vie 2/11/18
Diseño y especificaciones técnicas	lun 25/2/19	vie 17/5/19
Suministro de bienes	lun 20/5/19	vie 24/1/20
Obras Civiles	lun 27/1/20	vie 6/3/20
Montaje Electromecanico	lun 9/3/20	vie 17/4/20
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	**lun 4/10/21**	**vie 15/10/21**



6.1.5.12. - Anillo de conexión



6.1.5.13. - Diagrama Unifilar Subestación Central



6.1.6. - Construcción Subestación Waslala 138 KV y Obras Conexas (El Cuá) y Obras Conexas

6.1.6.1. - Introducción

Los municipios del El Tuma-La Dalia, El Cuá, Waslala y Rancho Grande, se encuentran dentro de los programas de electrificación rural a desarrollarse en el país. La Subestación que alimenta esta zona es la S/E El Tuma, la cual opera en 69 kV y fue diseñada tipo Rural, para carga mucho menores a las actuales. Esta Subestación se conectada a la Subestación San Ramón, por medio de la línea radial L6140, la cual se construyó en el año 1979, con conductor 4/0 AWG ACSR y con estructuras de madera.

Actualmente los años de servicio de estos postes son superiores a su vida útil, por lo que muchos se encuentran deteriorados y es común la ocurrencia de colapsos en tiempo de invierno, ocasionando la interrupción del suministro de energía eléctrica en la zona.

A través del programa PNESER, se considera la construcción del presente proyecto, el cual consiste en la construcción de una nueva Subestación en el municipio de Waslala la cual se conectara a través de una línea en 138 kV a la futura Subestación La Dalia. Esta subestación asumirá parte de la carga del circuito ETM-4030 de la Subestación El Tuma y alimentará a los municipios de El Cuá, Rancho Grande, Waslala, el poblado de Yaoska y zonas aledañas.

El desarrollo de las fuentes renovables de energía es uno de los lineamientos del PNESER y de la política de desarrollo limpio de generación eléctrica que promueve el Gobierno de Nicaragua. ENATREL tiene como directrices estos mismos lineamientos, para lo cual ejecuta proyectos de reforzamiento en el Sistema Nacional de Transmisión para permitir la integración de fuentes renovables.

Existen proyectos hidroeléctricos de media envergadura que se desarrollarán en la zona de la comarca y rio Yaoska, en esta zona la empresa HYDROPENTA está desarrollando 5 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH): El pájaro, Las Brisas, Las vallas, Yaoska y Waslala que en total suman una potencia instalada de 22.5 MW.

6.1.6.2. - Objetivos Del Proyecto

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios de las

  comunidades rurales que serán electrificadas en los municipios de El Cuá, Rancho Grande, Waslala y zonas aledañas a estos municipios los cuales actualmente no tienen servicio eléctrico.

Específicos

- Mejorar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en las zonas de Waslala, Rancho Grande y El Cuá.
- Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen actualmente el servicio de energía eléctrica en la zona de influencia de la futura SE El Cuá.
- Poder abastecer a los nuevos usuarios que serán electrificados con el programa PNESER en las zonas de Waslala, Rancho Grande y El Cuá.
- Permitir la conexión al Sistema Interconectado Nacional de futuros proyectos hidroeléctricos de mediano tamaño identificados en las cercanías del poblado de Yaoska.
- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales.

6.1.6.3. – Antecedentes

En la década de los 60-70 se implementó el Plan nacional de Electrificación Rural en la zona norte, central y el pacifico de Nicaragua con un financiamiento de la AID.

En este programa se construyeron las subestaciones de Acoyapa, Sébaco, La Gateada, Santa Rita, Matiguás, Corocito, La Esperanza, Nandaime, Matagalpa y León II con sus respectivas líneas de transmisión.

Se hicieron conversiones de voltajes y/o aumentos de transformación en las subestaciones de Los Brasiles, Oriental, Asososca, León, Malpaisillo, Chinandega, La Paz Centro, Jinotepe y Granada. Así mismo se hizo mejoras en el sistema de protección en las subestaciones de Casa Colorada, Nagarote, Chichigalpa y Managua.

6.1.6.4. - Situación Actual

Los municipios de El Cuá, Rancho Grande y Waslala poseen el suministro eléctrico a través del circuito de distribución ETM-4030 en 24.9 kV, proveniente de la

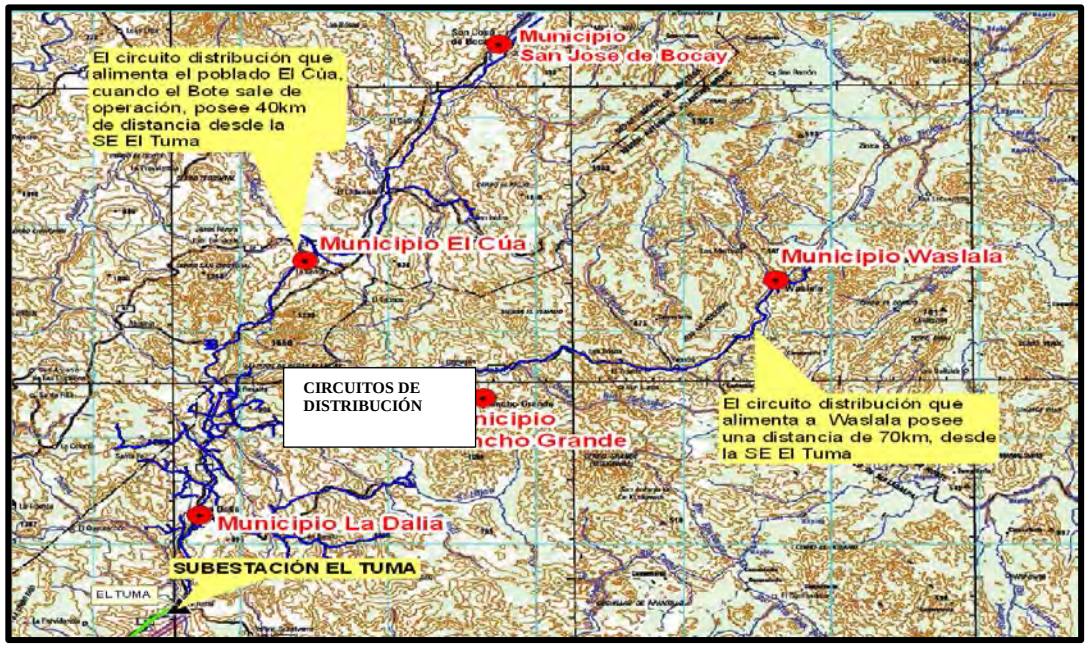
Subestación El Tuma. La zona de influencia de los circuitos de distribución de esta subestación ha aumentado en los últimos años, debido en su mayoría al desarrollo productivo de estos municipios.

El circuito de distribución 14.4/24.9 kV que alimenta el municipio del municipio Waslala tiene una distancia de más de 70km. Lo anterior provoca grandes

pérdidas de energía en los circuitos de distribución, ocasionando problemas de voltaje en el servicio eléctrico de esta zona.

Muchas comunidades rurales no gozan del servicio de energía eléctrica debido a las largas distancias de los circuitos existentes, la saturación de las líneas de distribución y la falta de financiamiento para la construcción de una nueva subestación que permita suministrar energía confiable y con calidad.

Mapa Ubicación S/E EL Tuma



6.1.6.5. -Justificación

Actualmente los poblados de Yaoska, Rancho Grande y Waslala son abastecidos desde la S/E El Tuma siendo los circuitos de distribución que alimentan estos poblados de una longitud considerable, más de 70km.

El circuito de distribución 14.4/24.9 kV que alimenta el municipio de El Cuá, cuando la PCH El Bote se encuentra fuera de servicio, tiene una distancia

aproximada de 40 km desde la Subestación El Tuma, siendo un circuito monofásico en su mayoría. Con la entrada en operación de la futura subestación Waslala, la distancia de los circuitos de distribución será de 27km de longitud aprox. hasta el poblado El Cuá.

Con la ubicación de la nueva subestación El Cuá en las cercanías del poblado de Yaoska existirá un mejor repartimiento de los circuitos de distribución existentes en El Cua, Waslala y Rancho Grande, lo que permitirá brindar una mejor calidad del servicio eléctrico y reducir pérdidas en los circuitos de distribución, además se podrá extender las redes para poder electrificar a comunidades que no cuentan con el servicio eléctrico.

Comunidades a Electrificarse con el Programa PNESER

Departamento	Municipio	Comunidades	No de Com	No de usuario
Matagalpa	Rancho Grande	Cuyuca	3	179
Matagalpa	Rancho Grande	Yaosca Arriba	1	40
Matagalpa	Rancho Grande	El Portillo	2	39
Matagalpa	Rancho Grande	La Uni¾N	1	11
Matagalpa	Rancho Grande	El Carrizal/El Cacao	1	31
Raan	Waslala	Los Cipreses # 1 Y 2	1	114
Raan	Waslala	Los Potrerillos	1	24
Raan	Waslala	Waslalita #1	1	25
Raan	Waslala	El Guabo	2	216
Raan	Waslala	San Pablo	1	34
Raan	Waslala	Caño La Ceiba	2	84
Raan	Waslala	Hierba Buena	1	91
Raan	Waslala	Las Vallas Abajo	1	109
Raan	Waslala	Los Chiles #1	1	88
	TOTAL		**46**	**2752**

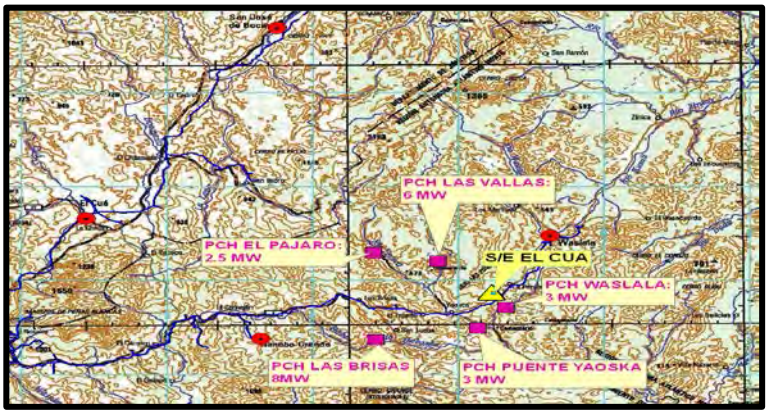
Comunidades a Electrificarse con el Programa PNESER

Departamento	Municipio	Comunidades	No de Com	No de usuario
Jinotega	Cúa - Bocay	El Sardinal	5	93
Jinotega	Cúa - Bocay	San Carlos	1	72
Jinotega	Cúa - Bocay	Ricardo Arauz/El Arbolito	2	124
Matagalpa	Rancho Grande	El Paraiso	1	26
Matagalpa	Rancho Grande	Las Brisas	1	86
Matagalpa	Rancho Grande	La Granja	4	131
Matagalpa	Rancho Grande	Las Carpas	1	23
Matagalpa	Rancho Grande	Colonia Julio Ramos	1	13
Matagalpa	Rancho Grande	San Jeronimo	2	327
Matagalpa	Rancho Grande	El Comejen	1	229
Matagalpa	Rancho Grande	Las Carpas #3	1	45
Matagalpa	Rancho Grande	La Colonia #2	1	161
Matagalpa	Rancho Grande	Coop. Jacinto Hernandez	1	16
Matagalpa	Rancho Grande	Las Mesitas	1	19
Matagalpa	Rancho Grande	Peñas Blancas/Bijao	1	187
Matagalpa	Rancho Grande	El Venado	3	115
Matagalpa	Rancho Grande	Cuyuca	3	179

Hay que considerar que la Pequeña Hidroeléctrica El Bote alimentaría los poblados de El Cuá y San José de Bocay y que estos poblados únicamente serían alimentados desde la SE El Cua, cuando El Bote salga de Servicio.

Adicionalmente, la ubicación de la subestación El Cuá facilitará la conexión de cinco pequeñas centrales hidroeléctricas: Las Vallas (6 MW), El Pajaro (2.5 MW), Las Brisas (8MW), Yaoska (3MW) y Waslala (3MW), estas PCH están siendo desarrolladas por la empresa HYDROPENTA, la cual inyectarán una potencia total de 22.5 MW.

PROYECTO HYDROPENTA



6.1.6.6. – Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- **Nueva Subestación Waslala en 138kV**
- **48.3 km de línea en 138 KV**

1. Nueva Subestación Waslalá en 138kV

- Bahía de Transformación 138/24.9 kV.
- Transformador de potencia de 20/25 MVA, 138/24.9 kV, Conexión tipo YnYnd, y cambiador bajo carga (Load Tap Changer).
- 8 celdas Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución, la celda de entrada del transformador de potencia, la celda para medición, la celda para transformador de servicios propios y la celda para la conexión de PCH).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.

- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación
- Todas las obras grises (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles,

  andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Adquisición de terreno de la Subestación

2. Líneas de 138 KV

- Construcción de 48.3 km de línea en 138 kV, simple terna, con conductor Dove 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, desde la futura subestación La Dalia a la subestación El Cuá.
- Adquisición de la servidumbre de la línea de transmisión

6.1.6.7. - Costos del Proyecto

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 13.768 millones de dólares, de los cuales US$ 11.645 millones serán cubiertos con financiamiento extranjero y U$2.122 millones con contrapartida local.

Proyecto		
Construcción Subestación Waslala 138 KV y Obras Conexas (El Cua)	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	INDIA	**11645,620**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**1624,300**
Moneda Local	Recursos Propios	**498,559**
	Costo Total $	**13768,479**

6.1.6.8. - Población Beneficiada

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará aproximadamente 6,755 viviendas, aprox. 40,500 habitantes, que tienen actualmente el servicio de energía eléctrica al obtener un servicio de mejor calidad y mayor confiabilidad.

Además se beneficiará a 46 comunidades rurales, que serán electrificadas dentro del programa de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER), beneficiando a un total de 2,752 viviendas de las comunidades rurales de los municipios de Waslala (RAAN), Rancho Grande (departamento de Matagalpa) y El Cua (departamento de Jinotega). Además esta subestación tendrá capacidad para alimentar a más comunidades adicionales que no tienen energía eléctrica en estos municipios y que actualmente no se encuentran incluidas en el programa PNESER.

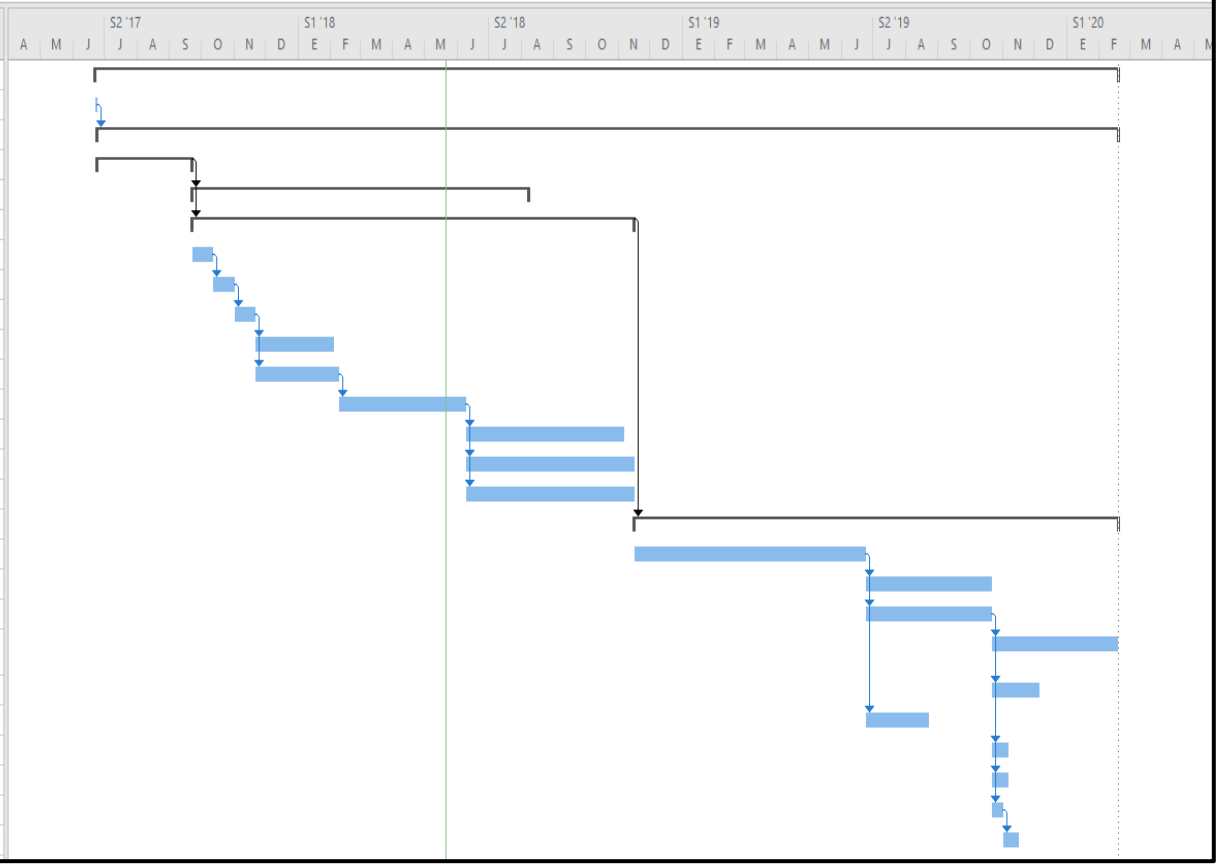
6.1.6.9. - Localización Del Proyecto

SUBESTACIÓN EL CUA

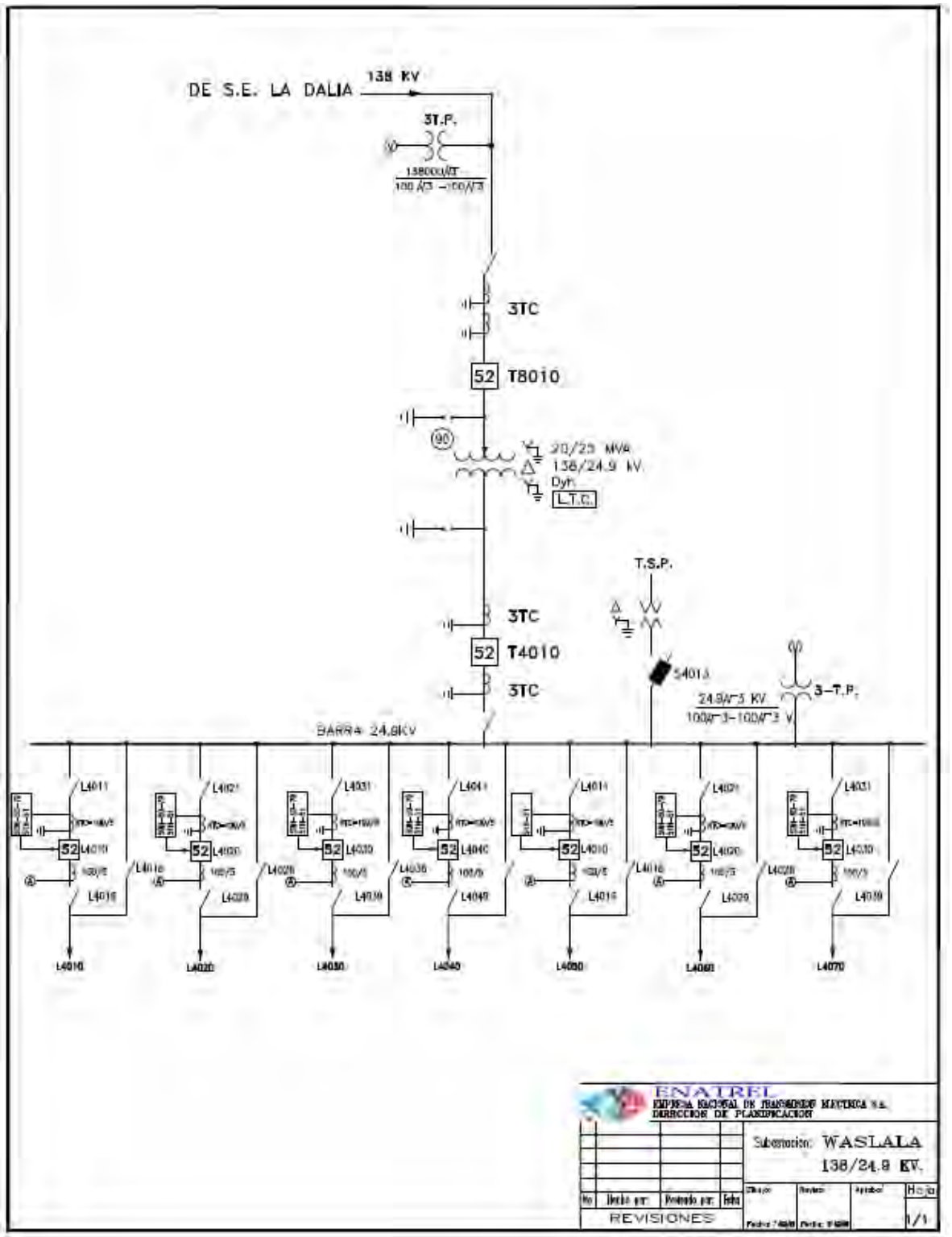


6.1.6.10.-Cronograma

Nombre de tarea	Duració	Comienzo	Fin
Proyecto: LPI-001-2016-RN-ENATREL - LOTE 2	972 días	jue 22/6/17	mar 18/2/20
RECEPCIÓN DEL ANTICIPO	2 días	jue 22/6/17	vie 23/6/17
LÍNEA DE TRANSMISIÓN WASLALA	970 días	sáb 24/6/17	mar 18/2/20
Aprobación de Diseños	90 días	sáb 24/6/17	jue 21/9/17
Suministros Waslala	320 días	vie 22/9/17	mar 7/8/18
Obras Civiles Línea de Transmisión	420 días	vie 22/9/17	jue 15/11/18
Tareas Previas	20 días	vie 22/9/17	mié 11/10/17
Preliminares	20 días	jue 12/10/17	mar 31/10/17
Replanteo Topográfico	20 días	mié 1/11/17	lun 20/11/17
Limpieza de vía	75 días	mar 21/11/17	sáb 3/2/18
Caminos de Acceso	80 días	mar 21/11/17	jue 8/2/18
Excavaciones para fundaciones	120 días	vie 9/2/18	vie 8/6/18
Fundaciones de Postes de concreto	150 días	sáb 9/6/18	lun 5/11/18
Fundaciones para Postes de acero	160 días	sáb 9/6/18	jue 15/11/18
Fundaciones para Torres de Celosia	160 días	sáb 9/6/18	jue 15/11/18
Montaje Línea Transmisión	460 días	vie 16/11/18	mar 18/2/20
Montaje para Torres de Celosía	220 días	vie 16/11/18	dom 23/6/19
Vestido de Estructuras en suspensión	120 días	lun 24/6/19	lun 21/10/19
Vestido de Estructuras en anclaje	120 días	lun 24/6/19	lun 21/10/19
Tendido y flechado de cable conducor de fase	120 días	mar 22/10/19	mar 18/2/20
Tendido y flechado de cable de guarda	45 días	mar 22/10/19	jue 5/12/19
Instalación de Puesta a Tierra	60 días	lun 24/6/19	jue 22/8/19
Instalación de Placa	15 días	mar 22/10/19	mar 5/11/19
Instalación de Baliza	15 días	mar 22/10/19	mar 5/11/19
Limpieza Final	10 días	mar 22/10/19	jue 31/10/19
Puesta en Servicio	15 días	vie 1/11/19	vie 15/11/19



6.1.6.11. - Diagrama Unifilar Subestación Waslala



6.1.7 - Construcción Subestación Santa Clara, Línea de Transmisión Ocotal - Santa Clara 138 kV y Obras Conexas

6.1.7.1. – Introducción

El departamento de Nueva Segovia se encuentra ubicado a 226 Km de la ciudad capital, conectada al Sistema Nacional de Transmisión por 100 Km de línea en 138 kV y 69 KV por medio de las subestaciones Yalagüina y Santa Clara.
La Subestación Santa Clara, se encuentra ubicada en el municipio El Jícaro, se conecta al Sistema Nacional de Transmisión desde la subestación Yalagüina a través de la línea de transmisión de 69 KV L6130, la cual posee aprox. 40 años de servicio y presenta altos índices de Energía No Servida (ENS), su conexión radial y nivel de tensión ahonda este problema, deteriorando la confiabilidad del suministro de energía eléctrica para este municipio y municipios aledaños.

El Programa Nacional de Electrificación Rural sostenible y Energía Renovable (PNESER) plantea la electrificación de varias comunidades pertenecientes a este municipio y zonas aledañas por lo que se necesita la conversión de la subestación Santa Clara a 138 kV para brindar un servicio de energía eléctrica confiable y permanente.

6.1.7.2. - Objetivos

General

- Suministrar energía confiable y segura a los actuales usuarios que cuentan con el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios de los municipios de El Jícaro, Ciudad Antigua, San Fernando, Jalapa y Quilali.

Específicos

- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro conforme a la Normativa.
- Permitir la conexión de nuevos clientes, ampliando la capacidad de transmisión y distribución en esta región del país
- Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen el servicio de Energía eléctrica.

- Disminuir la cantidad de Energía No Servida (ENS) anualmente.

6.1.7.3. – Antecedentes

En la década de los 60-70 se implementó el Plan nacional de Electrificación Rural en la zona norte, central y el pacifico de Nicaragua con un financiamiento de la AID.

La subestación Santa Clara inicio operaciones en 1976, como también las inicio la línea de transmisión L6130 en 69 KV Yalagüina – Santa Clara.

En el año 2008, se planifico dentro del Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER), la construcción de una nueva subestación en Ocotal y una Línea de transmisión en 138 kV Yalagüina-Ocotal-Santa Clara con conductor 556.5 kcmil ACSR, en este proyecto se consideraba que este último tramo de línea entre las subestaciones de Ocotal y Santa Clara quedaría operando en 69kV ya que no incluía la conversión de la subestación Santa Clara a 138 kV.

Posteriormente cuando se realizaron las licitaciones de los proyectos de transmisión del PNESER, el financiamiento adquirido no permitió contratar la construcción del tramo de línea entre Ocotal y Santa Clara.

6.1.7.4. - Situación Actual

Actualmente a los municipios de El Jícaro, Ciudad Antigua, San Fernando, Jalapa, Quilali, San Juan del Rio Coco y sectores adyacentes se les suministra energía a través de la subestación Santa Clara (SKL), estos municipios poseen un servicio de energía eléctrica con un bajo perfil de voltaje.
Esta subestación y su línea de trasmisión en 69 KV L6130, tienen 39 años de estar en operación, la antigüedad de la línea y el daño que se presenta en las estructuras de la misma provocan la salida de la subestación Santa Clara, estas salidas de operación representan pérdidas para los usuarios de la subestación Santa Clara.

A continuación, se presenta tabla de fallas ocurridas en el año 2017

Tensión	Circuito	Kilómetros Instalados	Localización	Forzadas No Autorizadas

				Nro.	Horas	ENS
69 kV	LINEA L6130	50.00	YALAGUINA - SANTA CLARA	96	106.0836	330.352

Además de esto, sus circuitos de distribución poseen largas distancias de más de 50 km, por lo que a la fecha se encuentran saturados.

6.1.7.5. - Justificación

Al realizar la construcción de la nueva subestación Santa Clara se reducirán las salidas intempestivas de operación de la subestación provocadas por el mal estado en la línea de transmisión de 69 kV y se mejorará el servicio eléctrico a los 22,100 usuarios actuales que se alimentan de la subestación Santa Clara. Además, se disminuirán las pérdidas en el sistema de transmisión.

Adicionalmente, con la conversión a 138 kV de Santa Clara aumentará la confiabilidad del suministro al no depender su alimentación del autotransformador de 138/69kV ubicado en la SE Yalagüina el cual tiene más de 40 años de estar en operación.

La nueva subestación contará con capacidad para integrar al sistema interconectado nacional nuevos clientes que no cuentan con este servicio, donde se proyecta alcanzar comunidades que no han sido electrificadas y que se podrán alimentar.

Adicionalmente, la subestación contara con capacidad para retroalimentar a la subestación Ocotal, en caso que se realice mantenimiento o salida intempestiva de la subestación.

En las siguientes tablas se muestran las comunidades beneficiadas con el programa electrificación rural (PNESER) y la construcción de la nueva subestación Santa Clara.

Comunidades a ser electrificadas por el PNESER

Municipio y Comunidades				
Ciudad Antigua	**Jalapa**			**Murra**
Apali Viejo	Aguas Calientes Sector El Porvenir	La Joya	Pataste N.2	Animas
Barrio 13 de Mayo	Bo. Poder Ciudadano	La Mia	Pataste N.3	Barrio Fidel Ventura
Colonia Julio Cesar López	Bo. San Antonio - Chusly	La Providencia	Pataste N.4	Comarca San Juan de Murra
Colonia Señor de Los Milagros	Brisas Arriba	La Providencia	Placeres Barrio Tierra Prometida	Las Pozas N.1
La Magdalena No1 y Magdalena No2	Campo Hermoso 1 y 2	La Vuelta Del Pedo	San Jose de los Lirios	
La Magdalena N°1	Comanilla	Llano Agrícola/Comana	Teotecacinte	
La Magdalena N°2	El Carbon	Llano AgrÝcola/Comana	Teotecacinte Sector N° 3	
Los Garcias	Gualacatu	Los Chiquirines		
Mojon 1	La Cidra-Las Delicias	Namasli/Santa Martha		
Mojon 2	La Esperanza-Las Malvinas	Namasli/Santa Martha		
Zalacatosa	La Esperanza-Wansapo	Pataste N.1		

Quilalí		El Jícaro			San Fernando
Arenales Sector 3	Las Cañas	Anexo Las Brisas	El Quebracho	Los Limones	Barrio Nuevo
Arenales Sector N° 1	Los Bonetes	Animas, San Diego	El Terrero N. 2	Los Lirios	El Bosque
Caulatu # 2	Los Jabalíes	Bo. 19 De Julio	El Terrero No1	Muyuca-Sector 5	Las Playitas Sector Aranjuez
Las Piedras, Vigia Norte	Santos Lopez No1 y No 2	Bo. Los Hermanos Cascos	El Terrero No2	Ojo De Agua	
Los Jabalíes		Buenos Aires	El Terrero Norte	Pie De La Cuesta N°1	
Plan Grande Sector # 1		Carao (Distribuidora)	La Podrida	Pie de La Cuesta N°2	
Plan Grande Sector No. 2		Cuchillas	La Rampa - Sector Los Manguitos	Rampa	
Santos Lopez N° 2		El Cinchado	La Rampa No1	San José de Wily (Ampliación)	
Santos Lopez N°1		El Coyol	La Rampa N°1	San Pedro De Hula	
La Gloria		El Limón-Sector Los Maradiaga	Las Animas-Sector El Coyol	Sardinas	
La Tasajera		El Limón-Sector El Salto del Tigre	Los Espinos (Ampliación)	Villa O Bº Carlos Fonseca Amador	

* Se beneficiara un total de 95 comunidades con el programa de electrificación rural sostenible energia renovable (PNESER)

6.1.7.6. – Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Nueva subestación Santa Clara con nivel de tensión de 138/24.9 kV.
- Ampliación de la Subestación Ocotal.
- 22 km de línea en 138 kV desde la subestación Ocotal hacia nueva subestación Santa Clara.

Obra 1: Nueva subestación Santa Clara con nivel de tensión de 138/24.9 kV

- Una bahía de transformación 138-24.9 kV.
- Un transformador de potencia de 20/25 MVA, 138/24.9 kV.
- celdas Metalclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, una celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor de barra, una celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Todas las obras grises (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Adquisición de terreno de la Subestación.

Obra 2: Ampliación de la Subestación Ocotal

- Bahía de línea 138 kV con su interruptor y seccionador bypass en la subestación Ocotal.

Obra 3: Línea en 138 kV

- Línea de Transmisión de 22 km entre la subestación Ocotal y la nueva subestación Santa Clara conductor Dove 556.5 kcmil ACSR, con hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes.

6.1.7.7. - Costos del Proyecto

El costo total del proyecto es de US$ 8.439 millones de dólares, de los cuales US$ 7.151 millones de dólares serán cubiertos con financiamiento externo, con financiamiento de recursos del tesoro US$ 0.735 millones de dólares y con Recursos Propios US$ 0.552 millones.

Proyecto		
Construcción Subestación Santa Clara y Línea Ocotal-Santa Clara 138KV.	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BID 3611	**7151,995**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**735,395**
Moneda Local	Recursos Propios	**552,094**
	Costo Total $	**8439,484**

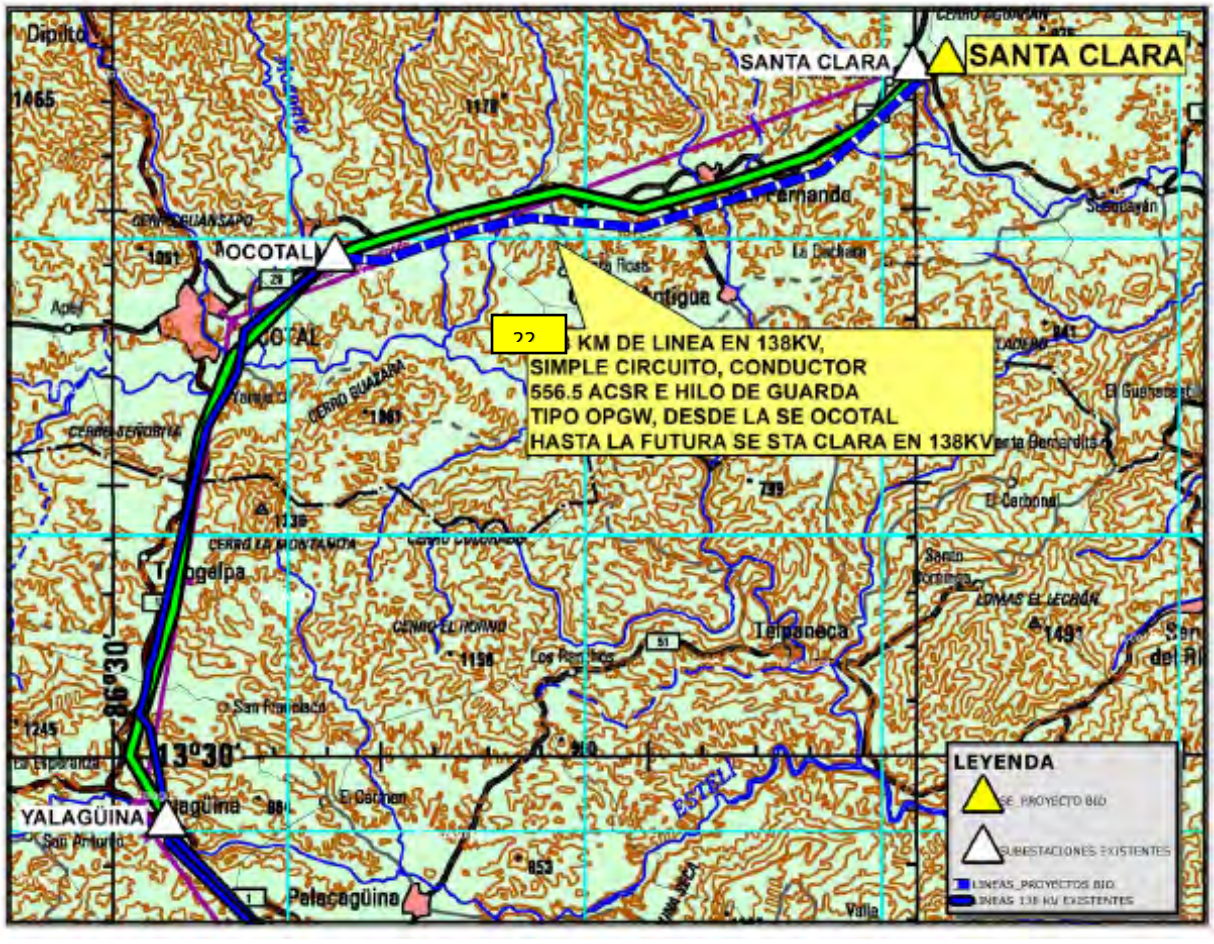
6.1.7.8. - Población Beneficiada

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará aproximadamente a 146,756 habitantes actuales pertenecientes a El Jícaro, Ciudad Antigua, San Fernando, Jalapa y Quilali.

6.1.7.9. - Sectores Beneficiados

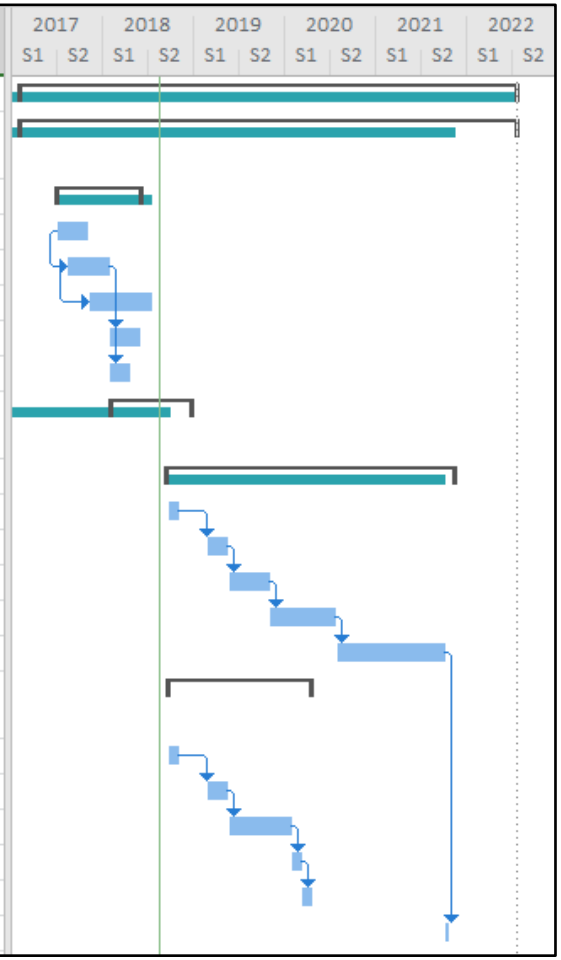
El Jícaro, Ciudad Antigua, San Fernando, Jalapa y Quilali. Además, se podrá realizar ampliación en los circuitos de distribución para los futuros clientes incluidos al sistema con el proyecto PNESER.

6.1.7.10. - Mapa de localización

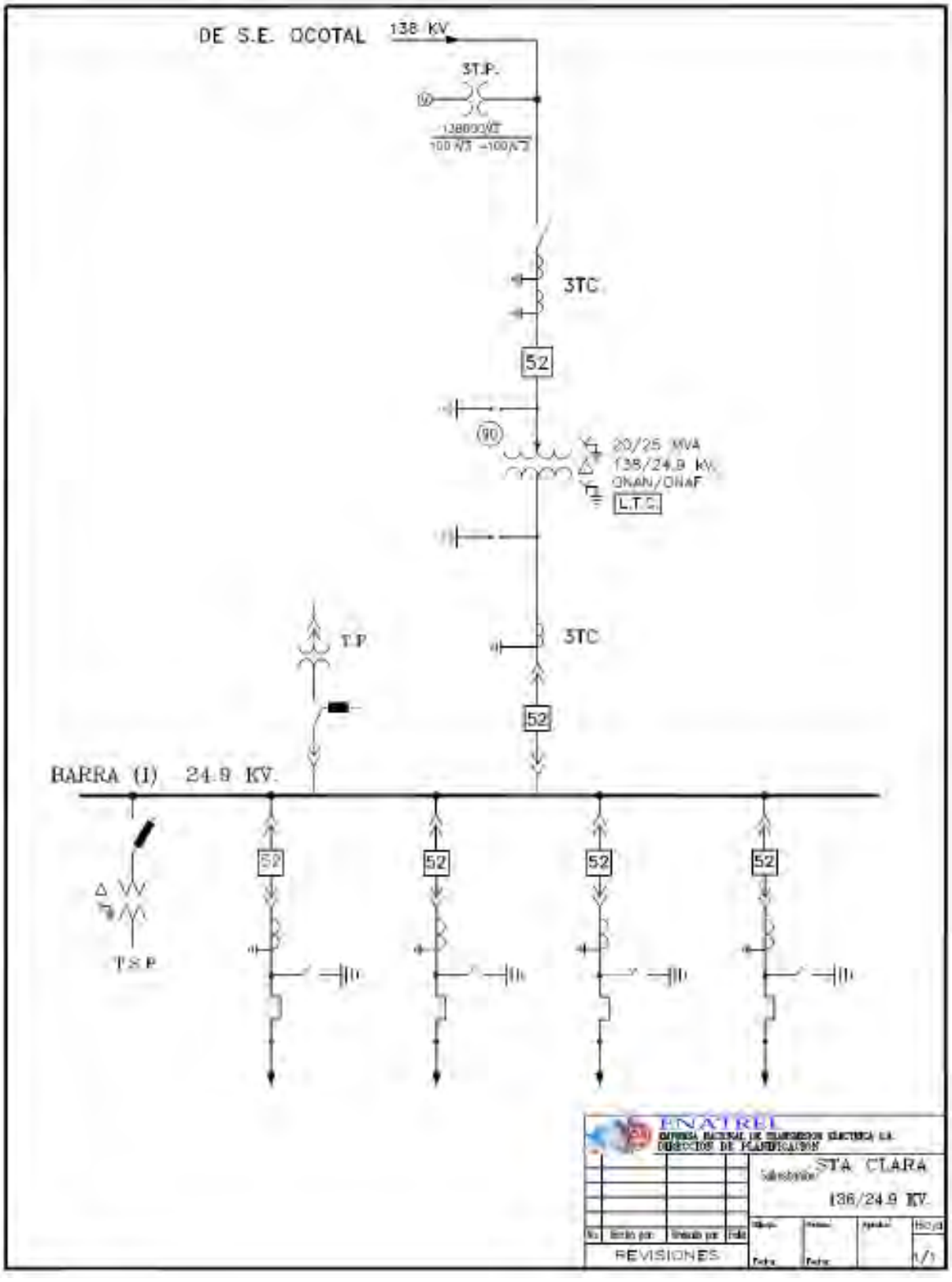


6.1.7.11. - Cronograma de ejecución

Nombre de tarea	Comienzo	Fin
PEP	**lun 6/2/17**	**vie 22/7/22**
CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN SANTA CLARA, LÍNEA DE TRANSMISIÓN OCOTAL - SANTA CLARA 138 KV Y OBRAS	**lun 6/2/17**	**vie 22/7/22**
Preliminares	**sáb 1/7/17**	**jue 7/6/18**
Adquisición de terreno	lun 3/7/17	vie 3/11/17
Levantamiento topográfico	lun 14/8/17	vie 26/1/18
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	lun 6/11/17	vie 13/7/18
Estudio geológico	lun 29/1/18	vie 1/6/18
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	lun 29/1/18	vie 20/4/18
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**mar 6/2/18**	**vie 21/12/18**
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**mié 12/9/18**	**mar 16/11/21**
Solicitud y pago del anticipo	lun 24/9/18	vie 2/11/18
Diseño y especificaciones técnicas	lun 25/2/19	vie 17/5/19
Suministro de bienes	lun 20/5/19	vie 1/11/19
Obras Civiles	lun 4/11/19	vie 24/7/20
Montaje Electromecanico	lun 27/7/20	vie 1/10/21
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión - Lote II	**lun 24/9/18**	**vie 17/4/20**
Solicitud y pago del anticipo	lun 24/9/18	vie 2/11/18
Diseño y especificaciones técnicas	lun 25/2/19	vie 17/5/19
Suministro de bienes	lun 20/5/19	vie 24/1/20
Obras Civiles	lun 27/1/20	vie 6/3/20
Montaje Electromecanico	lun 9/3/20	vie 17/4/20
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	**lun 4/10/21**	**vie 15/10/21**



6.1.7.12. - Diagrama Unifilar Subestación Santa Clara



6.1.8. - Construcción de Subestación Jinotega 138 kV, Línea de Transmisión en Doble Circuito 138 kV y Obras Conexas

6.1.8.1. - Introducción

Jinotega es una ciudad de Nicaragua, cabecera municipal y departamental de los territorios homónimos. De acuerdo a datos de INIDE, la ciudad tenía una población de 131,100 habitantes y el departamento 438,400. Está ubicada a 1078 msnm y limita al norte con los municipios de las Praderas y Cuá, al sur y este con los municipios matagalpinos de Sébaco, Matagalpa y la Dalia y al oeste con el municipio de San Rafael del Norte.

El municipio se alimenta de los circuitos de distribución PCA4010 y PCA4020 que se encuentran en la Planta Centroamérica, es necesario una subestación que ayude al respaldo y estabilidad de voltaje de la red de media tensión, además de ello que se proyectan redes de media tensión de grandes distancias las que necesitaran un nuevo punto de conexión para preservar la continuidad y confiabilidad del sistema.

Al realizar la construcción e integración de la nueva subestación Jinotega se reducirán las distancias de los circuitos de distribución y se podrán integrar a estos sistemas nuevos clientes que no cuentan con este servicio, donde se proyecta alcanzar comunidades que no han sido electrificadas y que se podrán incluir ya que la subestación Jinotega se ubicara en el centro de carga en donde se podrá tener mayor cobertura de esta y de las comunidades aledañas incluyendo las actuales comunidades que poseen el servicio de energía eléctrica.

6.1.8.2. - Objetivos

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios de las comunidades rurales del municipio de Jinotega y sectores aledaños.

Específicos

- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro conforme a la Normativa.
- Permitir la conexión de nuevos clientes, ampliando la capacidad de transmisión y distribución en esta región del país

- Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen el servicio de Energía eléctrica.
- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales.
- Proveer al municipio de Jinotega de una subestación eléctrica para abastecer la demanda de energía eléctrica actual y futura.

6.1.8.3. - Situación Actual

El municipio de Jinotega se conecta a través de una red de media tensión en 24.9 KV proveniente de la Subestación Planta Centroamérica. La zona de influencia de los circuitos de distribución de esta subestación ha aumentado en los últimos años, lo que provoca pérdidas de energía en las redes de distribución, ocasionando problemas de voltaje en el servicio eléctrico de esta zona.

Además de ello existen comunidades rurales no gozan del servicio de energía eléctrica debido a la saturación de las líneas de distribución, largas distancias de los circuitos existentes y la falta de financiamiento para la construcción de una nueva subestación que permita suministrar energía confiable y con calidad.

6.1.8.4. - Justificación

Se necesita una nueva subestación más cercana a las redes de distribución que permita mejorar la calidad del servicio en media tensión y además de ello permita integrarse a nuevas comunidades como nuevos clientes para suplir la demanda de energía eléctrica de una forma segura y confiable.

La construcción de la nueva subestación Jinotega creará las condiciones para desarrollar la electrificación rural permitiendo extender más las redes de distribución que actualmente no tienen servicio eléctrico, las cuales no se han construidos por el actual nivel de agotamiento que sufre el circuito PCA4010 y PCA4020. Así mismo, permitirá un mejor servicio eléctrico a los actuales usuarios de la subestación Planta Centroamérica.

Actualmente el transformador de potencia y equipos de transmisión asociados propiedad de ENATREL se encuentran en la subestación de la planta Centroamérica. Esta localidad ya no posee espacio para expansión del Sistema Nacional de Transmisión; por lo que es necesario que ENATREL construya una nueva subestación en el centro de carga y que posea el

espacio necesario para futuras expansiones consideradas en el Plan de Transmisión.

Actualmente el transformador de potencia que alimenta las redes de distribución es de 12.5 MVA y posee 35 años de servicio; una falla en este o mantenimiento deja sin energía eléctrica a la ciudad y departamento de Jinotega, que no tiene posibilidades de retroalimentación de otra subestación. Con esta nueva subestación permitirá aumentar la confiabilidad del suministro eléctrico y realizar mantenimientos programados al transformador.

6.1.8.5. - Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Nueva subestación Jinotega con esquema de barra simple con nivel de tensión de 138/24.9 kV
- 5.7 km de línea doble circuito torres de celosía en 138 kV desde la Jinotega hasta interceptar con la línea Planta Centroamérica - Sébaco.

Obra 1: Subestación Jinotega

- 1 bahía de transformación 138/24.9 kV.
- 2 Bahías de Línea 138 kV, con interruptor y seccionador bypass, una para salida a la Planta Centroamérica y la otra hacia la subestación Sébaco.
- 1 transformador de potencia de 20/25 MVA, 138/24.9 kV
- Celdas Metal Clad 24.9 KV con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, una celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor de barra, una celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación
- Todas las obras grises (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Adquisición de terreno de la Subestación.

Obra 2: Línea de Transmisión

- 5.7 km de línea doble circuito en 138 kV desde la subestación Jinotega hasta interceptar la línea Planta Centroamérica - Sébaco, conductor Dove calibre 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía.
- Adquisición de Servidumbre.

6.1.8.6. - Población Beneficiada

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará aproximadamente a 117,000 habitantes pertenecientes al municipio de Jinotega y sectores aledaños.

6.1.8.7. - Sectores Beneficiados

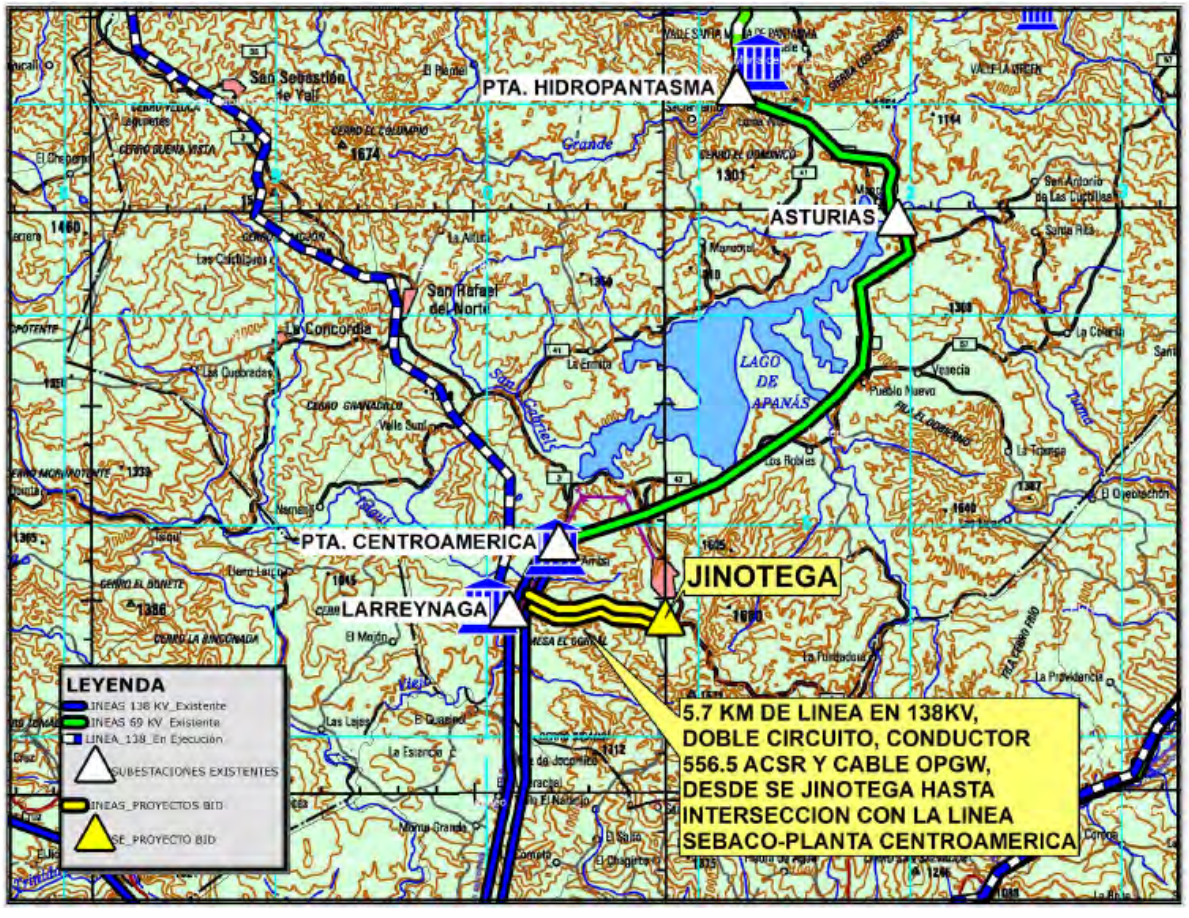
Jinotega, Pantasma, San Rafael del Norte, Comunidades Apanás, Asturias, Cuyalí, Wale, Tomatoya, Datanlí, Sacaclí, Jumayca, Mancotal, entre otros.

6.1.8.8. - Costos del Proyecto

El costo total del proyecto es de **US$ 7.658 millones de dólares** de los cuales **US$ 6.463 millones de dólares** corresponden a financiamiento externo y **US$ 1.195 millones de dólares** financiamiento local.

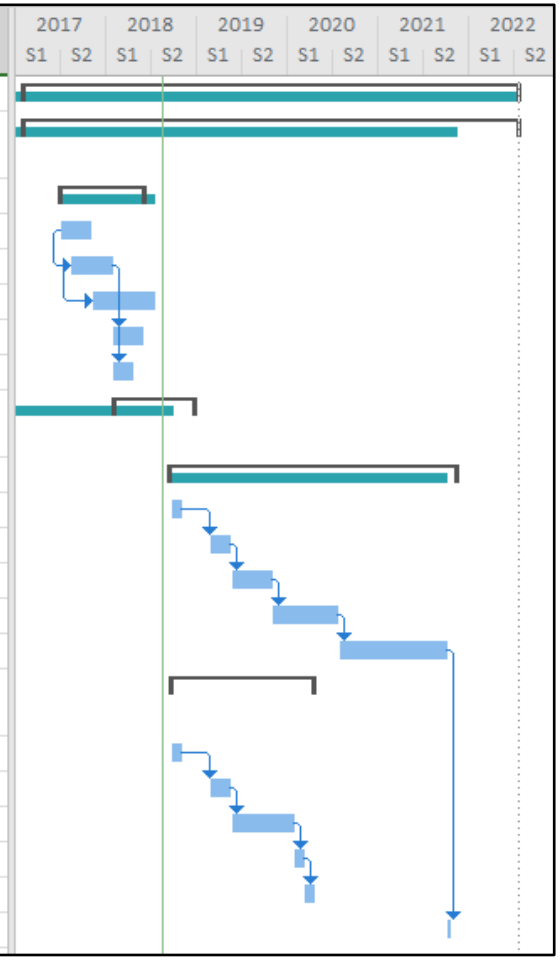
Proyecto		
Construcción de Subestación Jinotega 138 kV, línea de transmisión en doble circuito 138 kV y obras conexas	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BID	**6463,339**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**777,508**
Moneda Local	Recursos Propios	**418,027**
	Costo Total $	**7658,874**

6.1.8.9. - Mapa de Localización

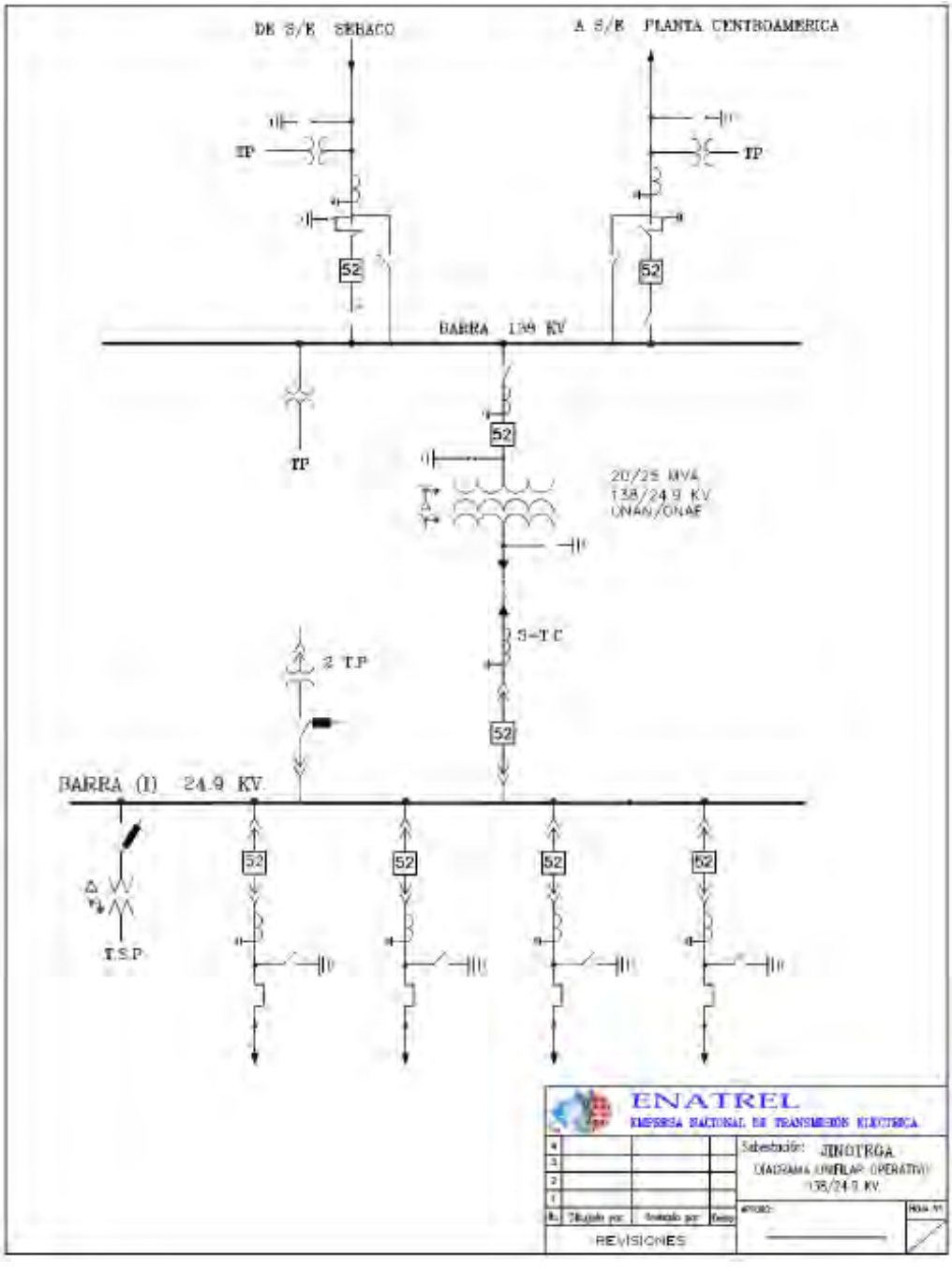


6.1.8.10. - Cronograma de ejecución

Nombre de tarea	Comienzo	Fin
PEP	**lun 6/2/17**	**vie 22/7/22**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN JINOTEGA 138KV, LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN DOBLE CIRCUITO 138 KV Y	**lun 6/2/17**	**vie 22/7/22**
Preliminares	**sáb 1/7/17**	**jue 7/6/18**
Adquisición de terreno	lun 3/7/17	vie 3/11/17
Levantamiento topográfico	lun 14/8/17	vie 26/1/18
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	lun 6/11/17	vie 13/7/18
Estudio geológico	lun 29/1/18	vie 1/6/18
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	lun 29/1/18	vie 20/4/18
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**mar 6/2/18**	**vie 21/12/18**
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**mié 12/9/18**	**mar 16/11/21**
Solicitud y pago del anticipo	lun 24/9/18	vie 2/11/18
Diseño y especificaciones técnicas	lun 25/2/19	vie 17/5/19
Suministro de bienes	lun 20/5/19	vie 1/11/19
Obras Civiles	lun 4/11/19	vie 24/7/20
Montaje Electromecanico	lun 27/7/20	vie 1/10/21
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión - Lote II	**lun 24/9/18**	**vie 17/4/20**
Solicitud y pago del anticipo	lun 24/9/18	vie 2/11/18
Diseño y especificaciones técnicas	lun 25/2/19	vie 17/5/19
Suministro de bienes	lun 20/5/19	vie 24/1/20
Obras Civiles	lun 27/1/20	vie 6/3/20
Montaje Electromecanico	lun 9/3/20	vie 17/4/20
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	**lun 4/10/21**	**vie 15/10/21**



6.1.8.11. - Diagrama unifilar Subestación Jinotega



6.1.9. - Adquisición de transformador móvil de 40 MVA 138/13.8/24.9 kV

6.1.9.1. - Introducción

Actualmente se cuenta con 4,095 MVA instalados en el Sistema Interconectado Nacional.

De este total son propiedad de ENATREL 2,439 MVA, correspondiente a 85 Transformadores instalados en 66 subestaciones propiedad de ENATREL, De estos 85 transformadores que posee ENATREL 33 de ellos poseen 30 o más años de servicio.

6.1.9.2. - Antecedentes

Actualmente ENATREL posee 3 subestaciones móviles, dos de ellas de 15 MVA, adquiridas en los años 1975 y 1991 y una tercera de 25 MVA, adquirida en el año 2002.

La subestación Móvil de 15 MVA, Marca EB-NATIONAL, fue instalada en mayo del 2010 en la subestación de Estelí, debido a que el transformador de esta subestación se encontraba cargado. Posteriormente en el 2011, se instaló un nuevo transformador de 25 MVA adquirido con financiamiento del BID y se retiró. Actualmente dicha subestación se encuentra en la subestación de Enacal I (carretera Masaya). Dicha subestación móvil tiene 25 años de servicio.

La Subestación Móvil de 25 MVA, Marca EFACEC, se encuentra operando en la Subestación de Amerrisque desde marzo del 2012. Antes estaba operando en la Subestación Rivas, pero en esta subestación desde el año 2008 al 2012, debido a que la subestación Rivas se encontraba sobrecargada hasta que se instaló un nuevo transformador de 40MVA adquirido con el BID. Esta subestación tiene 14 años de servicio.

La subestación Móvil de 15 MVA, COGELEX, posee 41 años. Esta subestación fue desinstalada de la Subestación La Paz Centro en junio del año 2010. Actualmente se trasladará a la subestación de Rivas para abastecer al circuito RIV-4060 que alimenta a la ciudad de San Juan del Sur, Cárdenas, Sapoa, etc.

6.1.9.3. - Objetivos

Objetivo General

- Mejorar la confiabilidad del suministro de la demanda ante situaciones de contingencias al suplir a la Gerencia de Mantenimiento de un transformador móvil de 30MVA.

Objetivos Específicos

- Garantizar las condiciones para la realización de mantenimiento preventivo a los transformadores de 40 MVA
- Respaldo de la demanda ante cualquier emergencia o salida de un transformador de potencia

6.1.9.4. - Justificación

Considerando que la mayoría de los transformadores sobre todo en el área de Managua son de 40 MVA y tomando en cuenta que la capital es la zona donde se encuentra concentrada más del 50% de la demanda nacional con cargas importantes tales como la Cámara de Comercio de Nicaragua, las Embajadas de diferentes Países, Ministerio de Relaciones Exteriores, Ministerio de Gobernación, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Casa Presidencial, Teatro Rubén Darío, Hospitales importantes, Hoteles, importantes cargas industriales, etc. Se hace es necesario contar con al menos un transformador Móvil de mayor capacidad a los existentes de 15MVA y 25MVA.

Si existiera una falla intempestiva en uno de los transformadores de 40MVA o en caso que uno de estos transformadores requiera mantenimiento preventivo o correctivo, ENATREL no posee transformadores de 40 MVA en stock en los almacenes, de reserva, ni subestaciones móviles para suplir esta demanda mientras se restaura o se reemplaza el equipo.

Las exigencias del sector eléctrico son cada día más estrictas, en cuanto a la continuidad y calidad del servicio brindado, debido a esto se hace necesario dar seguimiento periódico a los parámetros dieléctricos de los aislamientos sólidos y líquidos del transformador, con el objetivo de realizar los mantenimientos preventivo a tiempo así como dar una solución rápida ante salidas intempestivas de estos equipos de transformación.

Debido a lo anterior se hace necesario la adquisición de un transformador móvil de 40MVA en caso contrario se prolongaría los tiempos de interrupción del suministro de energía eléctrica a los usuarios o no se podría satisfacer a toda la demanda en situaciones de emergencias.

6.1.9.5. - Alcances del Proyecto

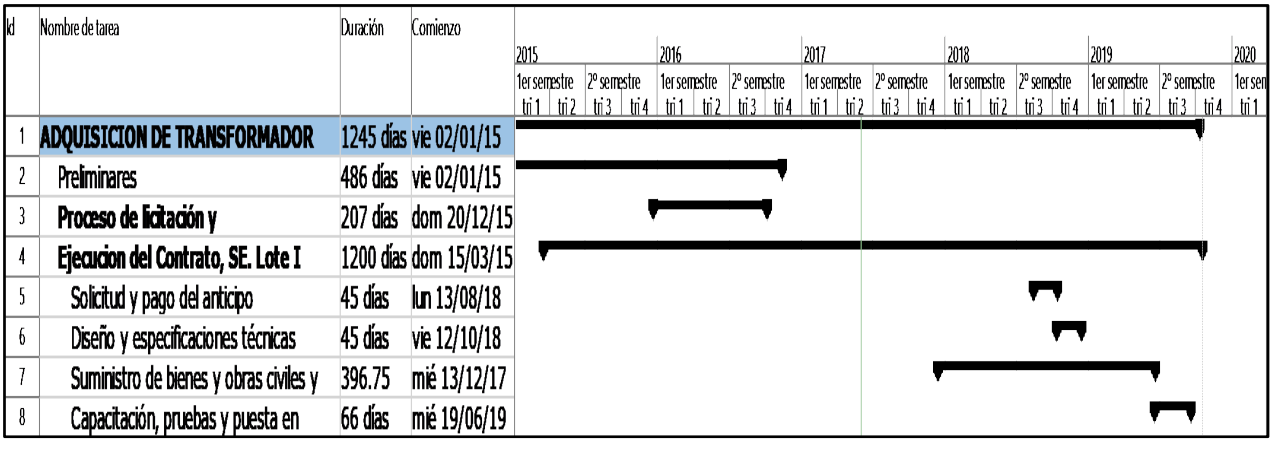
Adquisición de un transformador móvil de 40 MVA con relación de tensión 138/24.9/13.8 kV.

6.1.9.6. - Costos del proyecto

El costo del proyecto es de U$ 1.147 millón de dólares, de los cuales U$ 0.972 millones de dólares pertenecen a financiamiento del BID y COREA, mientras que U$ 0.089 millones de dólares a financiamiento procedente de recursos del Tesoro y U$ 0.085 financiamiento con recursos propios.

Proyecto		
Adquisición de Transformador Móvil de 40 MVA 138/13.8/24.9kV	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BID	**505,873**
Moneda Extranjera	COREA	**466,961**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**89,022**
Moneda Local	Recursos Propios	**85,281**
	Costo Total $	**1147,137**

6.1.9.7. - Cronograma de Ejecución



Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo
1	**ADQUISICION DE TRANSFORMADOR**	1245 días	vie 02/01/15
2	Preliminares	486 días	vie 02/01/15
3	**Proceso de licitación y**	207 días	dom 20/12/15
4	**Ejecucion del Contrato, SE. Lote I**	1200 días	dom 15/03/15
5	Solicitud y pago del anticipo	45 días	lun 13/08/18
6	Diseño y especificaciones técnicas	45 días	vie 12/10/18
7	Suministro de bienes y obras civiles y	396.75	mié 13/12/17
8	Capacitación, pruebas y puesta en	66 días	mié 19/06/19

6.1.10. - Refuerzos para la Conexión de Proyectos Hidroeléctricos – Fase I (LT 230 kV San Benito – Boaco)

6.1.10.1. - Introducción

El Sistema Interconectado Nacional cuenta con líneas de transmisión radiales con largas distancias, especialmente las líneas que se conectan con la Costa Caribe de Nicaragua.

Estas líneas de transmisión no cuentan con el respaldo ante contingencias y no mantienen la calidad del servició presentándose bajos voltajes en las subestaciones. Aún con la instalación de capacitores se mantienen voltajes por debajo de los criterios de calidad en demanda máxima y voltajes por encima de lo permitido en demanda mínima.

Por otro lado, el Mercado Eléctrico Regional requiere de los Refuerzos de Transmisión para garantizar el trasiego de 300 MW a través del SIN y es necesario la construcción de la infraestructura para cumplir con el proyecto SIEPAC.

También es necesario construir la infraestructura para el desarrollo de los proyectos con fuentes renovables, especialmente los proyectos hidroeléctricos que están ubicados en la zona norte de Nicaragua.

Este proyecto es parte de la infraestructura necesaria que requiere el SIN para satisfacer las necesidades mencionadas en los párrafos anteriores, esta infra estructura se desarrolla de manera gradual a medida que se cuente con los recursos financieros.

6.1.10.2. - Objetivos del Proyecto

General

- Fortalecer el Sistema Nacional de Transmisión para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo en la radial que va desde Tipitapa a Bluefields, que sirva de avance para la construcción de los refuerzos de transmisión para garantizar los 300 MW de transferencia regional en relación al proyecto SIEPAC y permitir el desarrollo futuro hidroeléctrico en la zona norte del país.

Específicos

- Realizar la ampliación en 230 KV de las subestaciones Boaco y San Benito y realizar una conexión entre las subestaciones Boaco y San Benito a través de una línea de transmisión simple terna en 230 kV.
- Mejorar el nivel de voltaje en las Subestaciones La Gateada, Acoyapa, Santa María, La Esperanza y Bluefields.
- Mejorar la confiabilidad del suministro de las Subestaciones Las Banderas, Boaco, Amerrisque, La Gateada, Acoyapa, Santa María, Corocito, San Miguelito, La Esperanza y Bluefields.
- Construir una primera fase de los refuerzos necesarios para la entrada en operación de futuros proyectos hidroeléctricos, de manera de garantizar que la incorporación de esta generación no provoque efectos adversos en el SIN.
- Contribuir al cambio de la matriz energética del país creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

6.1.10.3. - Situación Actual

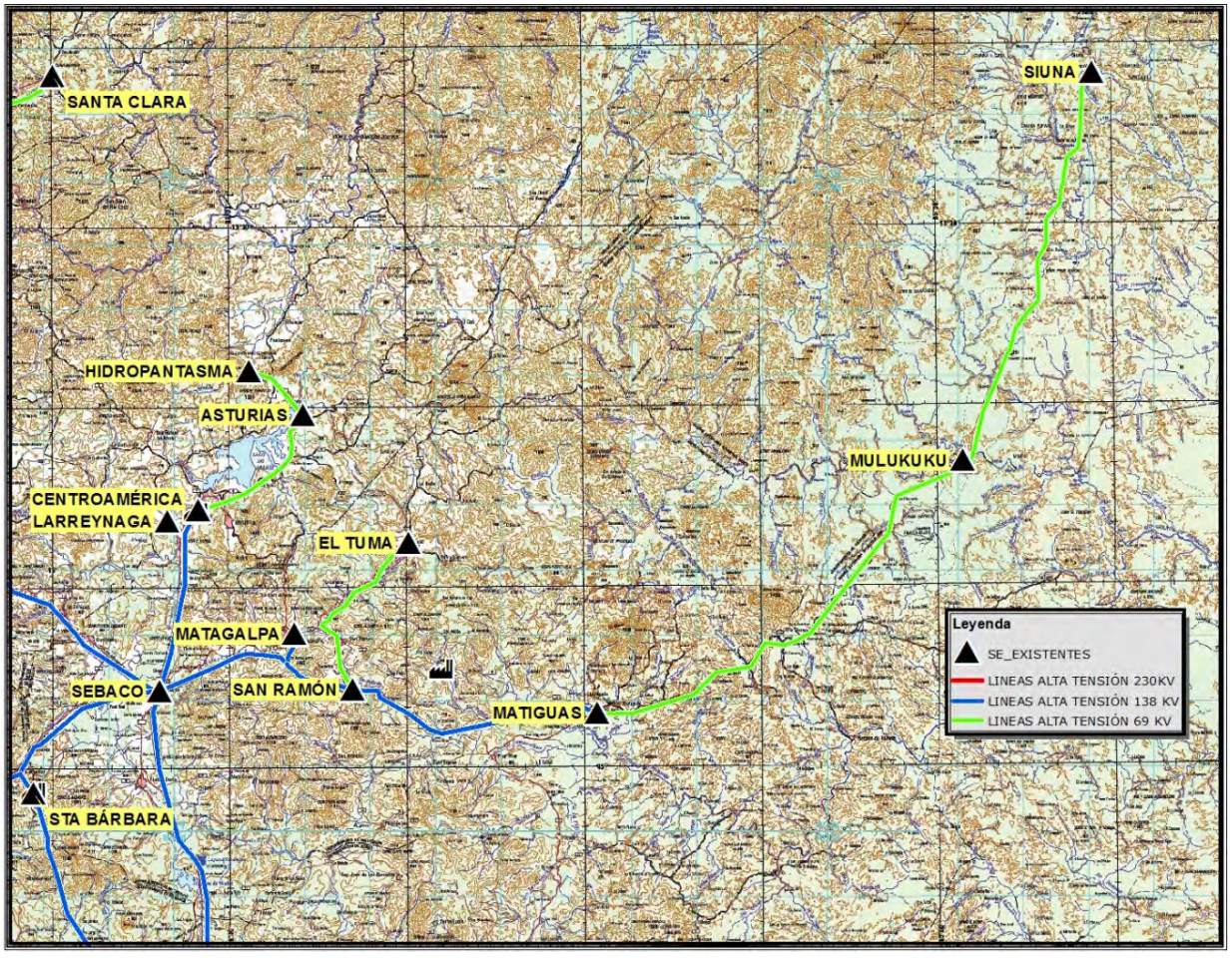
La línea de transmisión que alimenta la zona Caribe Sur del país tiene una longitud total de 314.68 km, de los cuales 187.16 km son en 138kV y 127.52 km en 69 kV. Esta línea (L8100) se encuentra conectada radialmente a la subestación Tipitapa y alimenta a un total de 11 subestaciones entre estas: Las Banderas, Boaco, Amerrisque, Santa María, El Mojón, La Gateada, Acoyapa, San Miguelito, Corocito y Bluefields siendo el nodo terminal la subestación de Bluefields.

Línea de Transmisión que alimenta la Zona Caribe Sur del País



Por otro lado, en el Caribe Norte se encuentra alimentada por medio de una línea radial que posee una longitud total de 221 km, de los cuales 79.20 km se encuentran operando en 138 kV y 141.82 en 69 kV. Esta línea radial parte de la subestación Sébaco y conecta a 6 subestaciones: Matagalpa, San Ramón, El Tuma, Matiguás, Mulukukú y Siuna, tal a como se muestra en el siguiente mapa:

Línea de Transmisión que alimenta la Zona Caribe Norte del País



6.1.10.4. – Justificación

Con la conversión de la subestación Boaco a 230 kV, se logrará aumentar la confiabilidad de las subestaciones Las Banderas, Boaco, Amerrisque, La Gateada, Acoyapa, Santa María, San Miguelito, Corocito, La Esperanza y Bluefields.

Estas Subestaciones actualmente se encuentran conectadas radialmente desde Tipitapa, por lo que una falla en la línea Tipitapa-Las banderas deja sin alimentación los departamentos de Boaco, Chontales y la Región

Autónoma de la Costa Caribe Sur (RACCS), lo cual representa actualmente una carga de 30MW aprox. Con la conexión de Boaco a 230 KV se mejorará los niveles de voltaje en los nodos de La Gateada, Acoyapa, Santa María y Amerrisque.

En una segunda fase con el financiamiento del BEI se construirá la conexión de Malpaisillo a la línea de interconexión León I - Los Prados en 230 kV y la construcción de la línea Malpaisillo - Terrabona 230 kV, lo que garantirá las transferencias de 300 MW de Norte a Sur por el sistema de Nicaragua.

6.1.10.5. - Alcances

Los alcances incluyen el suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje, pruebas y puesta en servicio de:

- Ampliación Subestación San Benito
- Ampliación Subestación Boaco a 230kV
- 42 km de línea de Transmisión

Obra 1: Ampliación Subestación San Benito:

- Ampliación de terreno y caseta de control
- Equipamiento y montaje de 2 bahías de línea en 230 kV, en configuración de interruptor y medio.
- Reactor Shunt de 20MVAr.

Obra 2: Ampliación Subestación Boaco a 230kV:

- Equipamiento y montaje de 2 bahías de líneas en configuración de interruptor y medio (dejando la salida de línea prevista para Mulukukú).
- Suministro y Montaje de 1 autotransformador 230/138 kV, de 120 MVA.
- Equipamiento y montaje de una bahía de transformación 230/138 (lado de 138kV).
- Equipamiento y montaje de una Bahía de Línea en 138 kV con seccionador bypass para la salida de línea que va hacia Las Banderas.
- Seccionador bypass (tipo pantógrafo) para la bahía de línea que va hacia Amerrisque.
- Suministro y Montaje de 1 reactor inductivo de 20 MAVr.
- Equipos de comunicaciones, protección y control.
- Ampliación de Terreno y caseta de Control.

Obra 3: Línea de Transmisión:

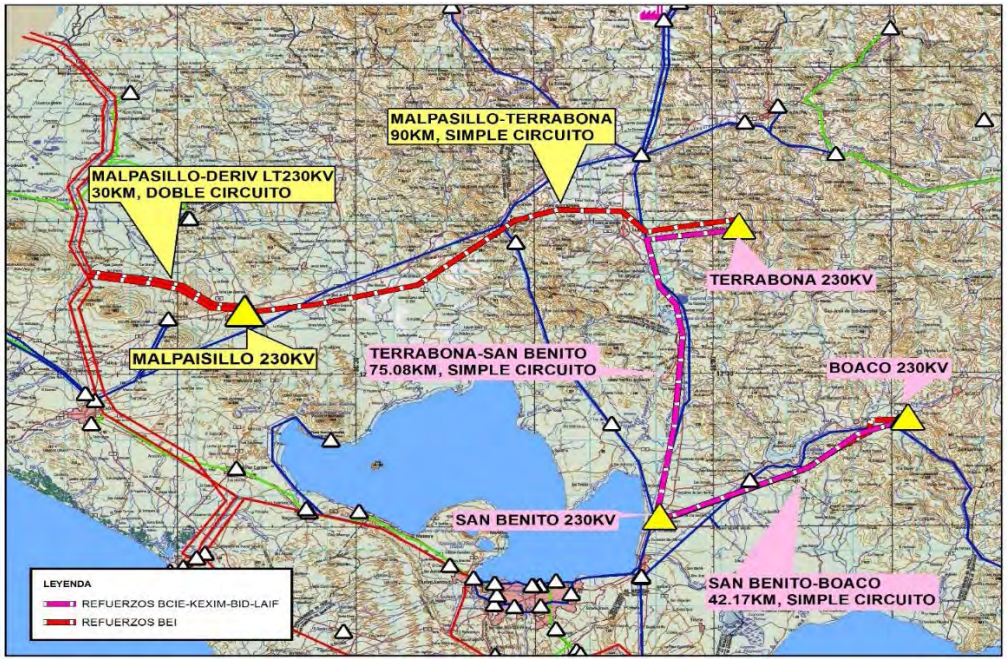
- Suministro y Construcción de 42.17 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, circuito simple terna, conductor 1024 kcmil ACAR, hilo de guarda tipo OPGW entre las subestaciones San Benito – Boaco.

6.1.10.6. - Costos del proyecto

El costo total del proyecto es de **US$ 45.045 millones de dólares** de los cuales **US$ 33.037 millones de dólares** es financiamiento del Gobierno de la República, **US$ 3.246 millones de dólares es financiamiento del BID 3611, US$ 8.681 millones de dólares es financiamiento** con recursos propios y **US$ 0.080 millones de dólares es financiamiento** con recursos del tesoro.

Proyecto		
Refuerzos para la Conexión de Proyectos Hidroeléctricos - FASE I (LT 230 kV San Benito - Boaco)	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BID 3	**2080,051**
Moneda Extranjera	BCIE 2050	**5909,999**
Moneda Extranjera	KEXIM 2 (NIC 7)	**28800,000**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**2177,571**
Moneda Local	Recursos Propios	**942,430**
	Costo Total $	**39910,052**

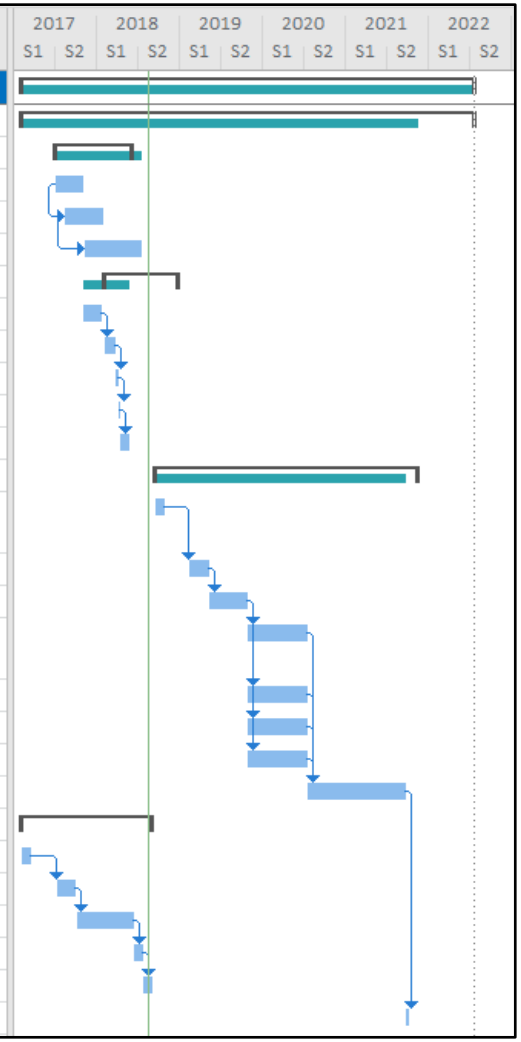
6.1.10.7. - Mapa de Localización



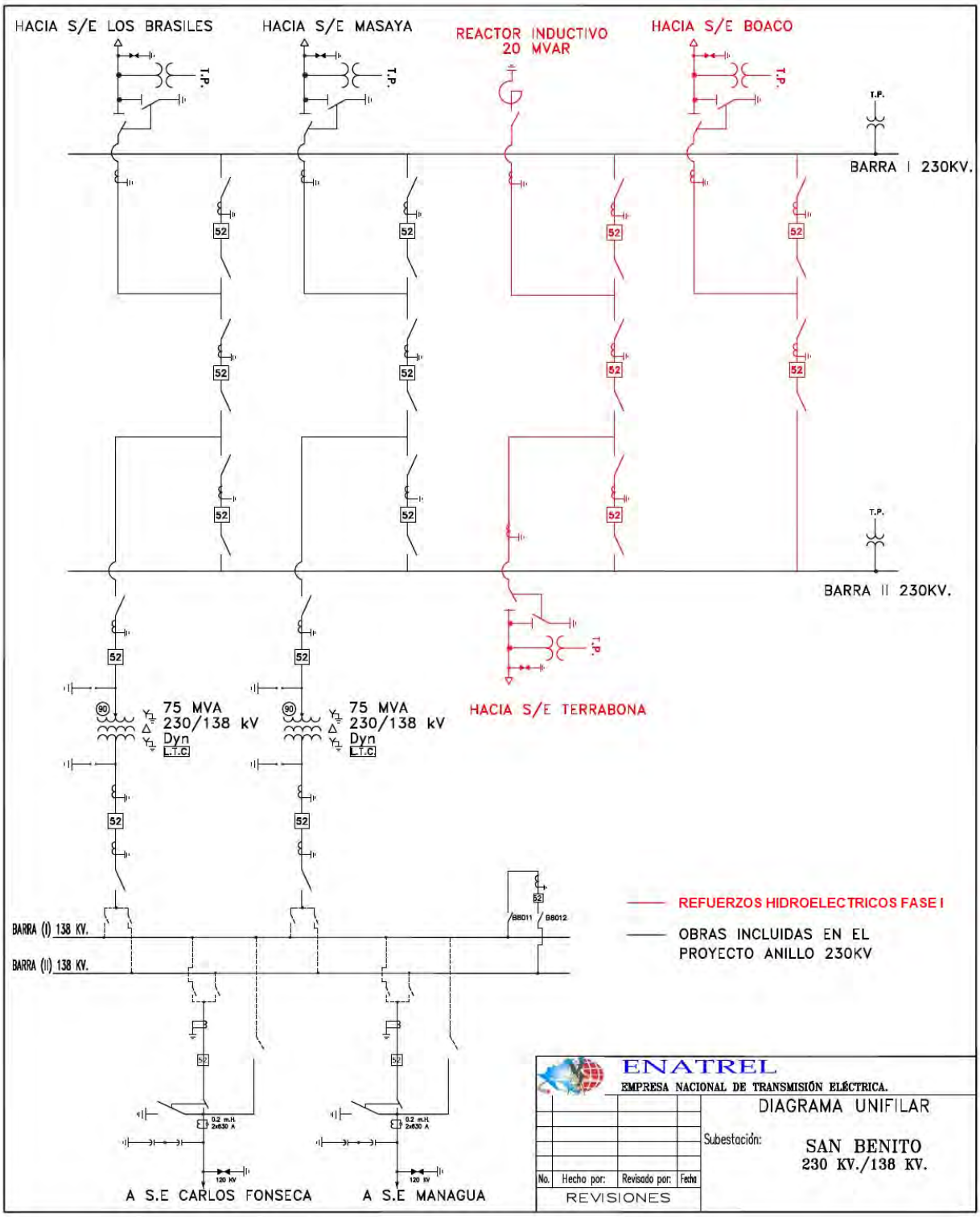
Con fondos del Kexim Bank de Corea se financiarán las ampliaciones de las subestaciones San Benito, Boaco, Terrabona y línea de 230kV San Benito-Boaco. La línea que conectará las subestaciones San Benito y Terrabona será financiada por el BCIE, BID y LAIF.

6.1.10.8. - Cronograma de ejecución

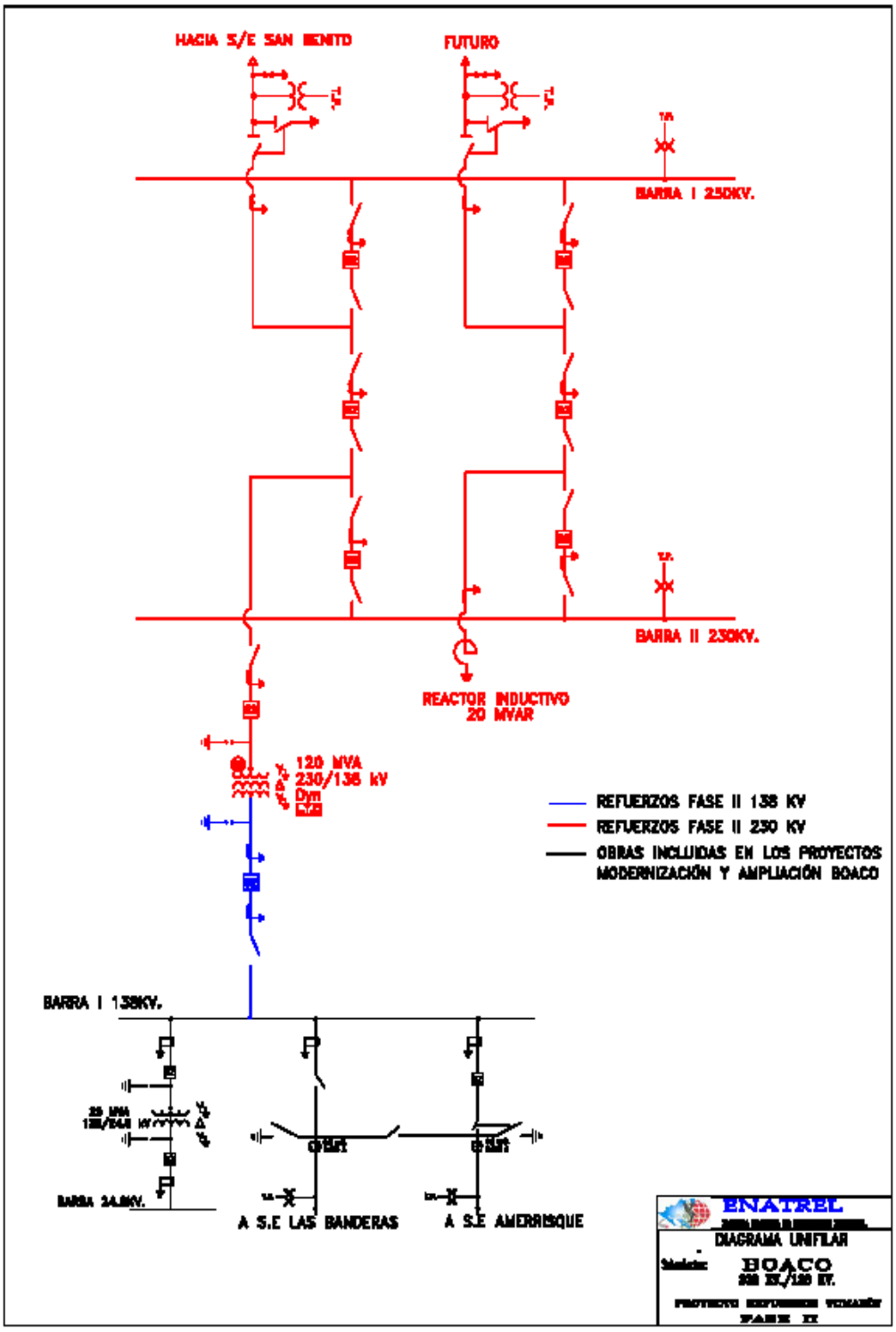
Nombre de tarea	Comienzo	Fin
PEP	**lun 6/2/17**	**vie 22/7/22**
REFUERZOS PAR LA CONEXIÓN DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS – FASE I	**lun 6/2/17**	**vie 22/7/22**
Ampliación Subestación San Benito	**sáb 1/7/17**	**jue 7/6/18**
Ampliación de terreno y caseta de control	lun 3/7/17	vie 3/11/17
Equipamiento y montaje de 2 bahías de línea en 230 kV, en configuración de interruptor y medio	lun 14/8/17	vie 26/1/18
Reactor Shunt de 20MVAr	lun 6/11/17	vie 13/7/18
Ampliación Subestación Terrabona a 230 kV	**mar 6/2/18**	**vie 21/12/18**
Equipamiento y montaje de 1 bahías de líneas en configuración de interruptor y medio	mié 1/11/17	mar 23/1/18
Suministro y Montaje de 1 autotransformador 230/138 kV, de 120 MVA	mar 6/2/18	lun 19/3/18
Equipamiento y montaje de una bahía de transformación 230/138 (lado de 138kV)	mar 20/3/18	lun 2/4/18
Equipos de comunicaciones, protección y control	mar 3/4/18	jue 12/4/18
Ampliación de Terreno y caseta de Control	vie 13/4/18	jue 24/5/18
Ampliación Subestación Boaco a 230kV	**mié 12/9/18**	**mar 16/11/21**
Equipamiento y montaje de 2 bahías de líneas en configuración de interruptor y medio (dejando la salida de línea prevista para Mulukukú)	mié 12/9/18	mar 23/10/18
Suministro y Montaje de 1 autotransformador 230/138 kV, de 120 MVA	mié 13/2/19	mar 7/5/19
Equipamiento y montaje de una bahía de transformación 230/138 (lado de 138kV)	mié 8/5/19	mar 22/10/19
Equipamiento y montaje de una Bahía de Línea en 138 kV con seccionador bypass para la salida de línea que va hacia Las Banderas	mié 23/10/19	mar 14/7/20
Seccionador bypass (tipo pantógrafo) para la bahía de línea que va hacia Amerrisque	mié 23/10/19	mar 14/7/20
Suministro y Montaje de 1 reactor inductivo de 20 MAVr	mié 23/10/19	mar 14/7/20
Equipos de comunicaciones, protección y control	mié 23/10/19	mar 14/7/20
Ampliación de Terreno y caseta de Control	mié 15/7/20	mar 21/9/21
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión San Benito - Boaco Lote II	**lun 6/2/17**	**vie 31/8/18**
Solicitud y pago del anticipo	lun 6/2/17	vie 17/3/17
Diseño y especificaciones técnicas	lun 10/7/17	vie 29/9/17
Suministro de bienes	lun 2/10/17	vie 8/6/18
Obras Civiles	lun 11/6/18	vie 20/7/18
Montaje Electromecanico	lun 23/7/18	vie 31/8/18
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	**mié 22/9/21**	**mar 5/10/21**



6.1.10.9. - Diagrama Unifilar Subestación San Benito



6.1.10.10. - Diagrama Unifilar Subestación Boaco

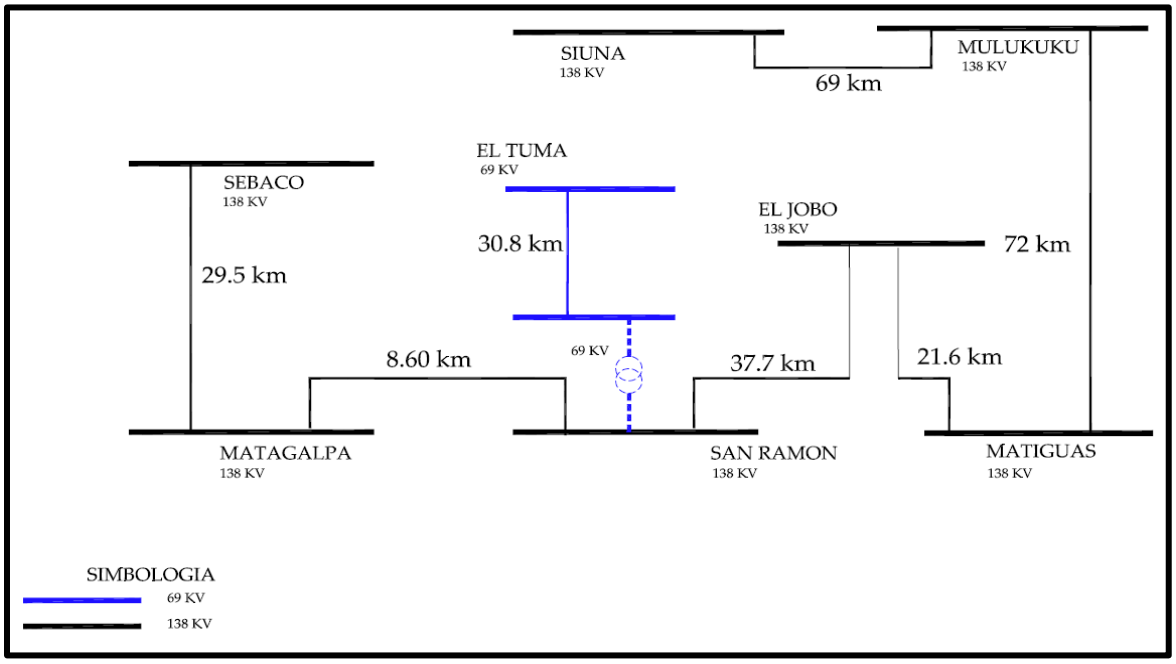


6.1.11. - Línea De Transmisión Siuna - Rosita – Puerto Cabezas (Bilwi) En 138 kV Y Obras Conexas

6.1.11.1. - Introducción

La Región Autónoma Atlántico Norte de Nicaragua (RAAN) está conectada al Sistema interconectado Nacional (SIN) hasta el poblado de Siuna por medio de una línea de transmisión de 69 kV y una subestación de 5 MVA.

Diagrama Actual Costa Caribe Norte



Los sistemas aislados de Bilwi y Waspán están interconectados entre sí, desde el año 2017, por medio de 176 km de línea de distribución 24.9 kV.

La cabecera de la Región Atlántico Norte de Nicaragua (RAAN), Bilwí está alimentada por motores diésel y el costo de la energía eléctrica es muy costoso para la población.

El poblado de Rosita también está alimentado por grupos electrógenos que solo operan por pocas horas durante el día.

Este servicio actualmente es administrado por un operador privado el cual se encarga de la generación, la distribución está a cargo de la Empresa Nicaragüense de Energía (ENEL), por medio de redes en 24.9 KV.

6.1.11.2. - Objetivos

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tiene el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios de las comunidades rurales que serán electrificadas en los municipios de Rosita, Bonanza, Bilwí y zonas aledañas, los cuales actualmente no tienen servicio eléctrico y nulo acceso al uso de fuentes renovables de energía.

Específicos

- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro conforme a la normativa.

- Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen el servicio de Energía eléctrica.

- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales.

- Aumentar la oferta de fuentes de energía renovable a los usuarios en la República de Nicaragua.

- Cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo en la radial que va desde Sébaco a Bilwi

6.1.11.3. - Identificación del problema

Los poblados de Bilwí y Rosita poseen un sistema eléctrico aislado del Sistema Interconectado Nacional. Puerto Cabezas (Bilwí) tiene un suministro de energía por medio de unidades electrógenas a un costo elevado para la población. El poblado de Rosita solo tiene energía eléctrica

por un periodo de tiempo y también a un costo elevado. Adicionalmente existen muchas comunidades que carecen del servicio de energía eléctrica las cuales no pueden ser electrificados por la falta de Fuentes alternativas de energía.

6.1.11.4. - Justificación

El Proyecto que comprende Siuna – Rosita - Puerto Cabezas, es de importancia fundamental para ayudar a expandir la electrificación rural en las comunidades que no cuentan con el servicio de energía e impulsar el desarrollo económico de la zona, suministrando el servicio eléctrico al máximo número de consumidores posibles en las comunidades servidas y en nuevas comunidades que no cuentan con este servicio.

Al conectar los sistemas de Rosita y Bilwí al Sistema Interconectado Nacional, permitirá a estos poblados utilizar energía de menor costo y mayor calidad, disminuyendo la dependencia de los hidrocarburos en la generación de energía eléctrica con su correspondiente ahorro de divisas al país.

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará aproximadamente una población total de 154,756 tanto a usuarios que tienen actualmente el servicio de energía eléctrica como a nuevos usuarios en los municipios de Rosita, Bonanza, Bilwi y Waspán.

La línea de transmisión Siuna – Rosita – Bilwi requerirá de compensación inductiva, ya que la distancia que tendrá esta radial (desde la subestación Sébaco) seria considerable sobrepasando los 420 km. Siendo las cargas de las subestaciones terminales relativamente bajas, la línea de 138 kV se encontrará cargada por debajo de su SIL, lo que ocasiona que la línea aporte potencia reactiva y que los niveles de tensión suban a más del 5% en las subestaciones terminales de Rosita y Bilwi. Con la instalación de compensación inductiva se logrará disminuir los valores de tensión dentro del rango normados pudiendo servir el fluido eléctrico para su suministro con la seguridad de no ocasionar daños a los equipos eléctricos.

Es indispensable la instalación de estos reactores en las subestaciones Rosita y Bilwi, en caso contrario se tendría salidas intempestivas en las

subestaciones o se quemarían ciertos equipos de protección por estar operando por arriba de su tensión.

6.1.11.5. - Alcances del Proyecto

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- 2 Nuevas subestaciones (Rosita y Bilwí) con nivel de tensión de 138/24.9 kV
- Ampliación de la Subestaciones Mulukukú y Siuna
- 208 km de línea en 138 kV desde la Subestación Siuna hacia la nueva subestación Puerto Cabezas (Bilwí)
- 70km de Fibra Óptica
- Compensación inductiva en Subestación Rosita
- Compensación inductiva en Subestación Bilwí

5.1- Componentes Del Proyecto

Obra 1: Nueva Subestación Rosita

- Suministro y Montaje de un Transformador de potencia de 15/20 MVA, 138/ 24.9 kV.
- Suministro y Montaje de una bahía de transformación 138/ 24.9 kV.
- Equipamiento y montaje de 3 Celdas 24.9 KV Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos.
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación
- Todas las obras grises (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Adquisición de terreno para la Subestación

Obra 2: Nueva Subestación Puerto Cabezas (Bilwí)

- Suministro y Montaje de un Transformador de potencia de 15/20 MVA, 138/ 24.9 kV.
- Suministro y Montaje de una bahía de transformación 138/ 24.9 kV.
- Equipamiento y montaje de 3 Celdas 24.9 KV Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos.
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación
- Todas las obras grises (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Adquisición de terreno para la Subestación

Obra 3: Ampliación Subestación Mulukukú.

- Equipos de Comunicación y RTU.

Obra 4: Ampliación Subestación Siuna.

- Suministro y Montaje de una bahía de Línea 138/ 24.9 kV.
- Equipos de Comunicación y RTU

Obra 5: Compensación Inductiva Subestación Rosita

- Suministro y Montaje de 1 reactor de 5MVAr en 138 kV,
- Equipamiento y montaje de 1 bahía en 138 kV para conexión de reactor equipada con un interruptor y seccionadores.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación de la nueva Bahía.
- Cables de control.

- Ampliación de Barra 138 kV
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Obra 6: Compensación Inductiva Subestación Bilwí

- Suministro y Montaje de 1 reactor de 5MVAr en 138 kV,
- Equipamiento y montaje de 1 bahía en 138 kV para conexión de reactor equipada con un interruptor y seccionadores.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación de la nueva Bahía.
- Cables de control.
- Ampliación de Barra 138 kV
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Obra 7: Líneas de Transmisión.

- Suministro y Construcción de 70 km de línea en 138 kV, simple terna, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, en torres de celosía y postes, de S/E Siuna hacia Nueva S/E Rosita.
- Suministro y Construcción de 138 km de línea en 138 kV, simple terna, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, en torres de celosía y postes, de Nueva subestación Rosita hacia Nueva Subestación Puerto Cabezas (Bilwí).

Obra 8: Línea de Fibra Óptica.

- Suministro y Construcción de 70 km de hilo de guarda tipo OPGW, en torres de celosía y postes existentes, desde subestación Mulukukú hacia Subestación Siuna.

6.1.11.6. - Población Beneficiada

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará aproximadamente una población Total de 154,756 tanto a usuarios que tienen actualmente el

servicio de energía eléctrica al obtener un servicio de energía eléctrica de mejor calidad una vez integrado el sistema local al SIN, como a nuevos usuarios de las comunidades rurales que serán electrificadas en los municipios de Rosita, Bonanza, Bilwí y Waspán, En los municipios de Puerto Cabezas, Waspán, Bonanza y Rosita existe una población de 62,049 habitantes que no cuentan con el servicio de energía eléctrica. Se electrificará un total de 5,872 viviendas con una población de 31,833 habitantes en 47 comunidades de la RAAN.

Tabla 8.2.7. - Comunidades a ser electrificadas por ENATREL (Waspán)

Llano Norte	924	5078	Puerto Cabezas
Santa Clara	108	666	Waspan
Kisalaya	234	1476	Waspan
Awastingni	108	873	Waspan
Kururia	139	866	Waspan
Ulwas	232	1400	Waspan
Francia Sirpi	179	1218	Waspan
Tikiamp	38	187	Waspan
Bull Kiamp	118	686	Waspan
La Piñera	65	316	Waspan
Tasba Pain	132	729	Waspan
Wisconsin	124	671	Waspan
TOTAL	**2401**	**14166**	

Comunidades a ser electrificadas
(Puerto Cabezas, Rosita y Siuna)

COMUNIDAD	VIVIENDAS	POBLACION	MUNICIPIO
El Naranjal	108	573	Puerto Cabezas
Leymus	33	171	Puerto Cabezas
Kukalaya	68	336	Puerto Cabezas
San Pablo	78	493	Puerto Cabezas
Sumubila	70	353	Puerto Cabezas
Siska	35	227	Puerto Cabezas
Sahsa	295	1647	Puerto Cabezas
Yuli	185	698	Puerto Cabezas
Nazareth	163	969	Puerto Cabezas
Maniwatla	143	901	Puerto Cabezas
Akawasito	178	1017	Puerto Cabezas
Kwakil	123	589	Puerto Cabezas
Llano Sur	187	726	Puerto Cabezas
San Francisco	15	80	Rosita
Waspuko	20	114	Rosita
Banacruz	59	259	Rosita
El Doce	63	323	Rosita
Santa Fe No 1	43	208	Rosita
Bonazona	27	122	Rosita
San Antonio	23	151	Rosita
Okonwas Central	56	283	Rosita
Sangsangwas	55	241	Rosita
Sulivan	43	222	Rosita
Bambanita	43	220	Rosita
Susun	161	754	Rosita
Miszalaya	33	151	Rosita
Waspado	49	246	Rosita
Las Breñas	85	460	Rosita
El Sombrero	88	487	Rosita
Arlen Siú	31	174	Siuna
Negrowas	79	371	Siuna
Coperna	298	1324	Siuna
Mongallo	229	1228	Siuna
Baka	113	636	Siuna
Yaoya	192	913	Siuna
TOTAL	3471	17667	

6.1.11.7. - Beneficios del Proyecto

Se logrará suministrar servicio eléctrico eficiente y de mejor calidad a Puerto Cabezas, aportará a disminuir la compra de combustible para la generación de energía eléctrica y servirá de estímulo para la inversión en las áreas de turismo y actividades productivas.

Con este proyecto se considera mejorar el desarrollo del sector agropecuario, forestal, puertos y pesca, generando nuevos empleos, disminución en la contaminación del aire, mejora en la educación ya que posibilita las clases y estudio nocturno, seguridad de las personas y desarrollo de actividades recreativas y sociales.

Adicionalmente, se podrá conectar al SIN futuros proyectos hidroeléctricos en la zona, Como es el caso de la pequeña central hidroeléctrica Tunky Ditch de 160kW.

6.1.11.8. - Costos del Proyecto

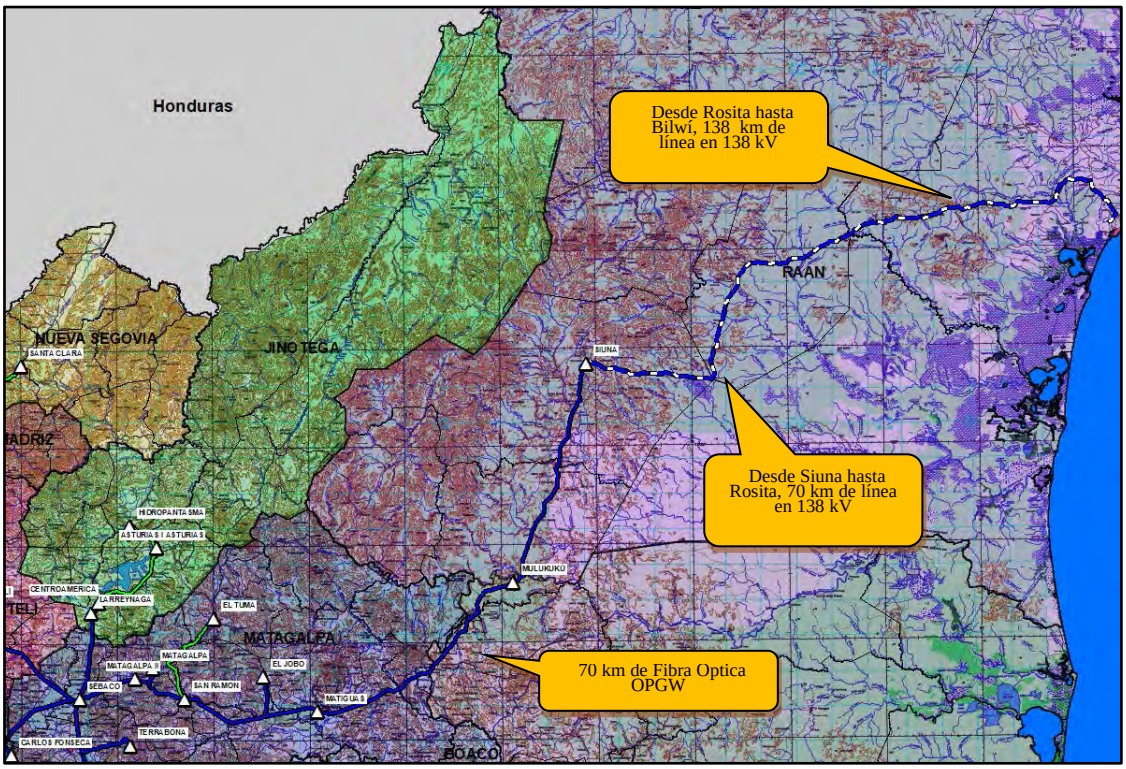
El costo total del proyecto es de **US$ 45.499 millones de dólares** de los cuales **US$ 25.259 millones de dólares** es financiamiento del Gobierno de la República, **US$ 3.246 millones de dólares es financiamiento del BID 3611, US$ 16.913 millones de dólares es financiamiento** con recursos propios y **US$ 0.080 millones de dólares es financiamiento** con recursos del tesoro.

FUENTE DE FINANCIAMIENTO	Total, US $
Fondos del Gobierno	25259,180
BID Programa 3611	3246,425
Fondos Propios	16913,551
Recursos del Tesoro	80,000
TOTAL	**45499,156**

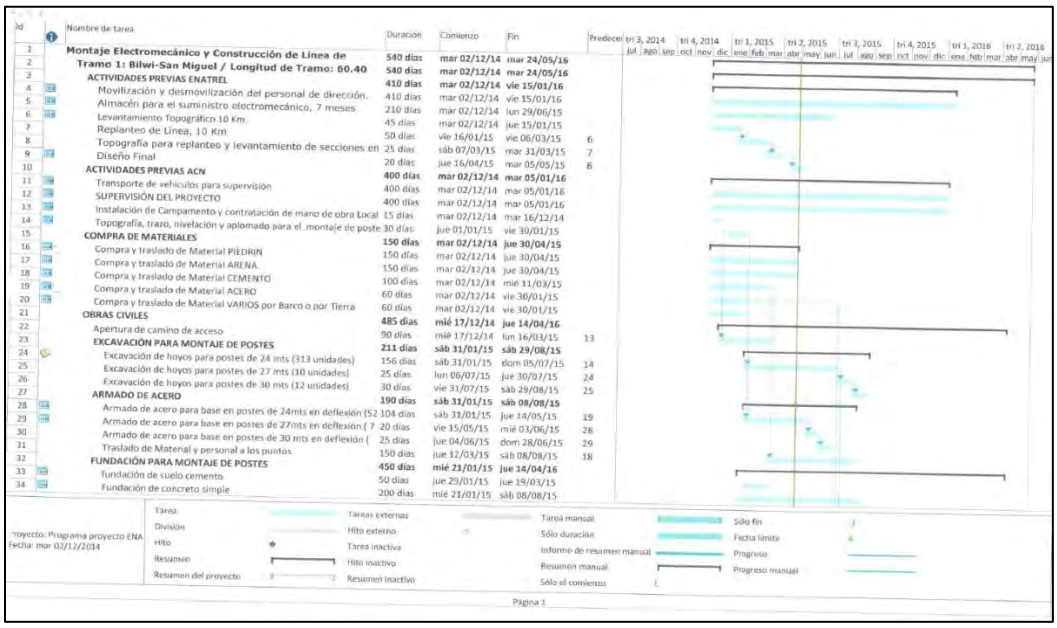
6.1.11.9. - Mapa de Localización

El poblado de Rosita está ubicado a 480 km al noreste de Managua en la Región Autónoma Atlántico Norte y Puerto Cabezas a su vez está a 147 al este de Rosita en La misma Región del país.

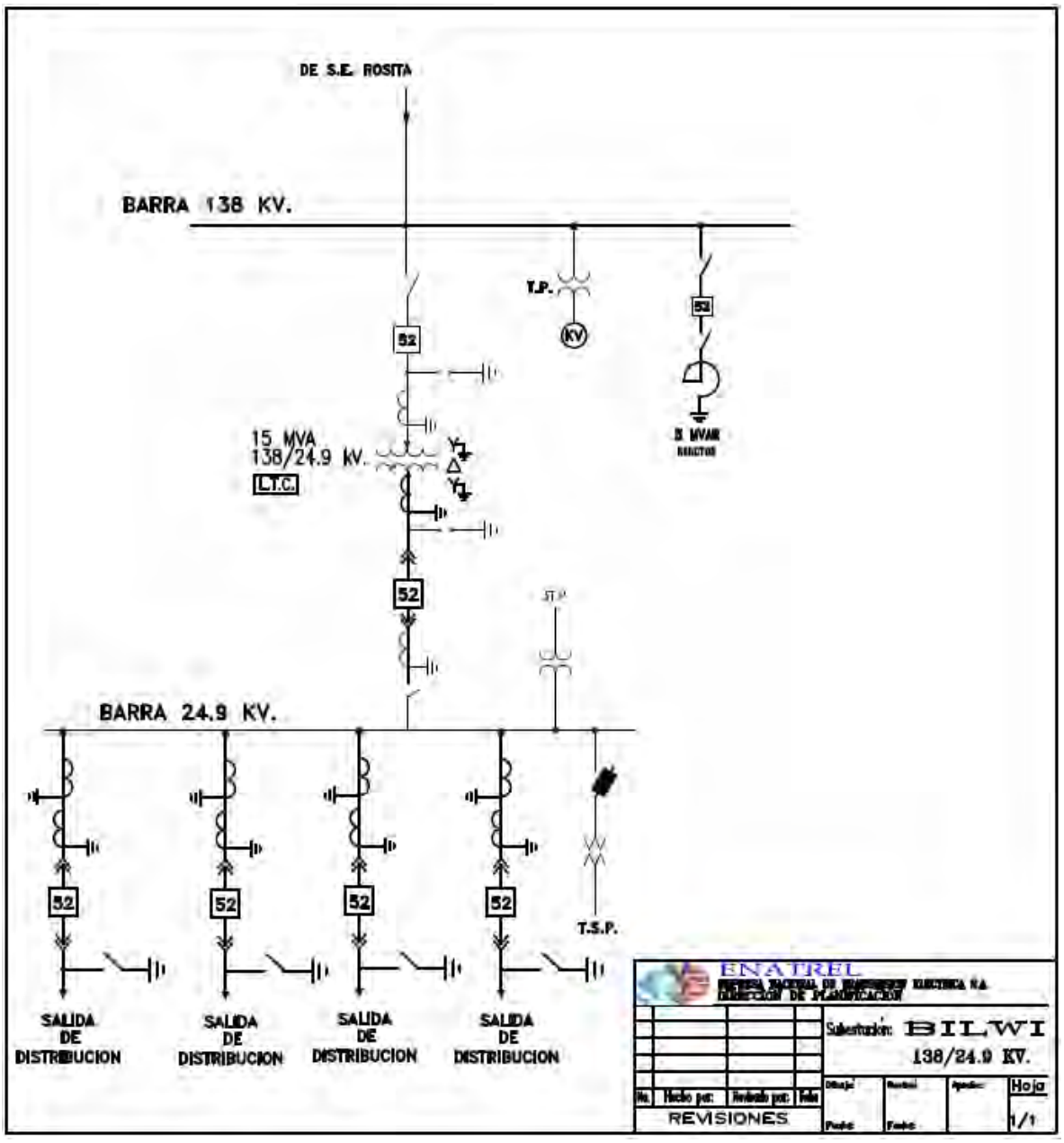
Línea de Transmisión de la Zona Caribe Sur del País



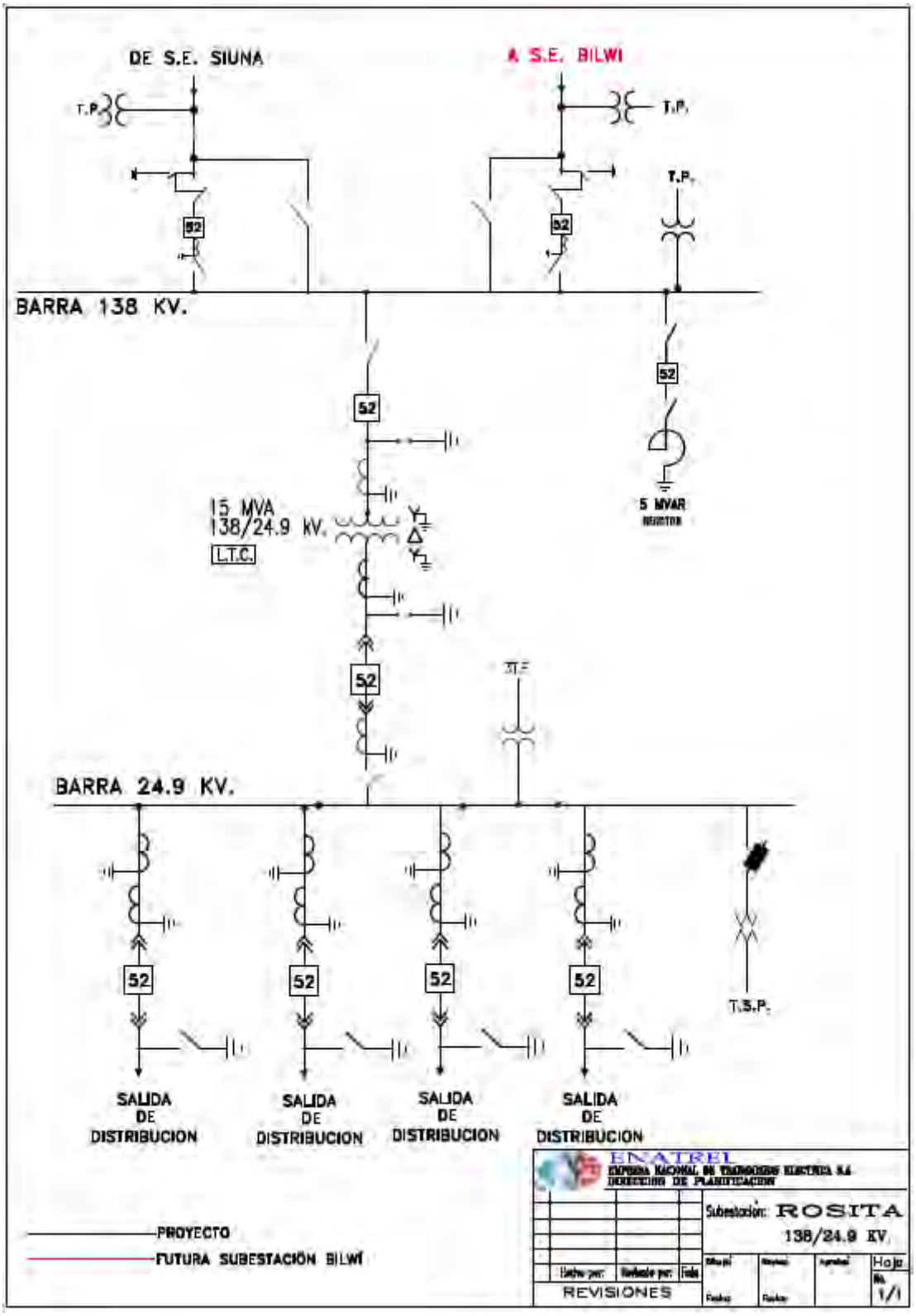
6.1.11.10. - CRONOGRAMA



6.1.11.11. - Diagrama Unifilar: Subestación Bilwí



6.1.11.12. - Diagrama Unifilar: Subestación ROSITA



6.1.12. - Adquisición de bienes para sustitución de transformadores de corriente en las líneas de 230 kV de RTR-Fase 1

6.1.12.1. – Introducción

En los últimos años se ha venido desarrollando el establecimiento del Mercado Eléctrico Regional (MER), donde se puedan efectuar transacciones de potencia de manera confiable de hasta 300 MW con el SIEPAC. Sin embargo, actualmente las transferencias se encuentran limitadas, una razón de esto es que se requiere la compra de suministro de equipos.

Estos suministros de equipos son necesario para la medición y control de las líneas y subestaciones del sistema 230 kV que forman parte de la red de transmisión regional (RTR).

6.1.12.2. – Antecedentes

El Banco Interamericano de Desarrollo viene impulsando desde hace varios años el Proyecto Sistema de Interconexión de los Países de la América Central (SIEPAC). La infraestructura del SIEPAC, en conjunto con refuerzos de los sistemas de transmisión nacionales, permitirá disponer de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de hasta 300 MW, entre los países de la región.

El proyecto SIEPAC ha contado de con varios estudios desde el año 1987. Uno de estos estudios fue elaborado por consultores internacionales en los años 2003-2004, y que estudiaron los refuerzos necesarios con que debe contar cada sistema de transmisión de los países de la América Central para realizar las transferencias de 300 MW de potencia de manera confiable.
ENATREL como parte de su compromiso regional ha realizado las siguientes obras de refuerzo nacional:

1) Subestación Sandino 230 kV en Esquema de Interruptor y Medio. (Entro en operación en el año 2012)

2) Línea de Transmisión de 230 kV entre las subestaciones Sandino y Masaya. (Entro en operación en el año 2013)

3) Instalación de 94 MVAr en compensación de potencia reactiva. (En el año 2004 se instaló 40 MVAr en bancos capacitores en las barras de 13.8 kV del anillo de Managua y Masaya, los cuales se adquirieron con el proyecto Híbrido con financiamiento del BID. Posteriormente en los año 2011 y 2012, se instaló 32 MVAr adicionales en las barras de 13.8 kV del anillo de Managua y actualmente se están instalando 17 MVAR restantes en la línea radial de Tipitapa-Bluefields)

4) Adición de un autotransformador de potencia de 75 MVA, 230/138 kV en la subestación Masaya. (Entro en operación en el año 2011)

En el año 2011, el EOR convoco a las empresas transmisoras de cada uno de los países para presentar los resultados del nuevo estudio "Actualización del Estudio de los Refuerzos Nacionales del Proyecto SIEPAC" realizado por el consultor Alfredo Povedano. En este estudio los refuerzos determinados para Nicaragua fueron:

1) Incrementar de la capacidad térmica de la línea de 69kV León I-León II-La Paz Centro-Nagarote.
2) Incrementar la capacidad térmica de la línea Honduras-León-Sandino-Los Brasiles-Ticuantepe-Masaya-Amayo-Frontera Costa Rica a 330MVA
3) Instalación de 249MVAr de compensación reactiva

Posteriormente en el año 2015, Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) a solicitud del EOR, realizo el estudio Refuerzos de Transmisión en los sistemas de América Central, en los resultados obtenidos además de los refuerzos anteriormente mencionados se ha identificado también la necesidad de Incrementar la capacidad de la línea Acahualinca-Managua de 138kV.

6.1.12.3. – Objetivos

General

- Garantizar las transferencias de hasta 300MW por el Sistema Eléctrico de Nicaragua, con la adquisición de suministro de equipos (Refuerzo SIEPAC) para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo del Sistema establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

Específicos

- Mejorar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional y del Sistema Eléctrico Regional creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

- Habilitar las subestaciones y líneas que requieren los suministros de equipos TC en 230 kV.

6.1.12.4. – Justificación

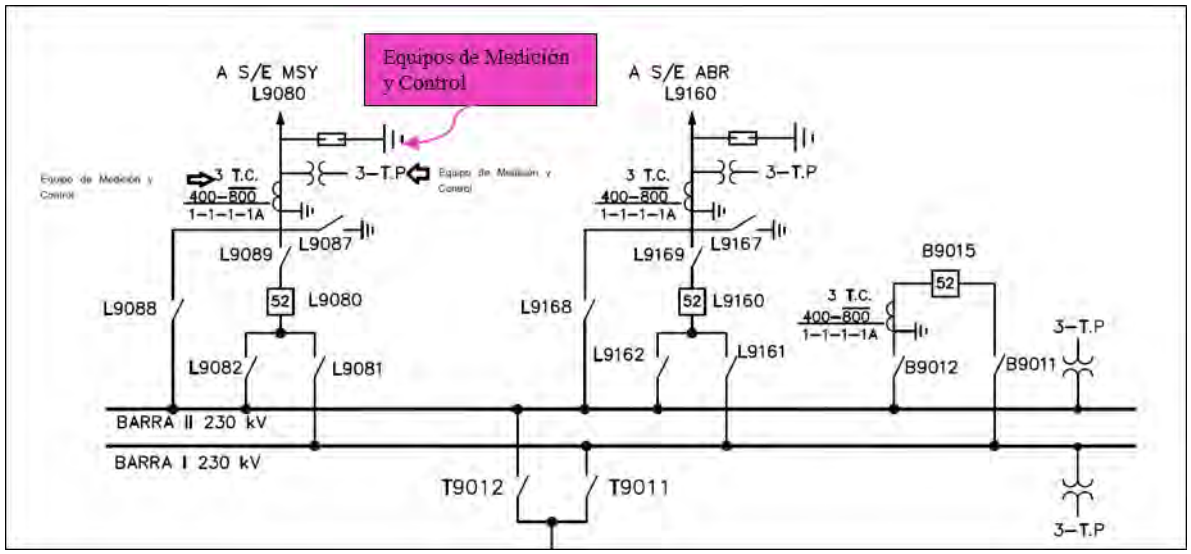
La continuidad y la calidad del servicio son dos requisitos íntimamente ligados al funcionamiento satisfactorio de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). El diseño de un sistema eléctrico debe contemplar el hecho de que van a producirse fallas de manera aleatoria e inesperada, por lo que es necesario dotarlo de los medios adecuados para su tratamiento. Por esta razón, los SEP incorporan un sistema de protección que tiene por objetivo minimizar los efectos derivados de los diferentes tipos de fallas.

Los sistemas de protecciones eléctricas constituyen el equipo más importante que se incluye en una subestación, por lo tanto, se debe conocer los Componentes de un sistema de protecciones:

- Relés de protección.
- **Transformadores de medida y control (TC y TP)**
- Disyuntores de poder
- Circuitos de control

En una línea de transmisión 230 kV está compuesta por tres fases (tres hilos) en cada uno de los hilos se encuentra un equipo TC y un equipo TP.

Diagrama 1



Equipos de TC y TP en la línea Masaya – Alba Rivas 230 kV

Finalidad de los transformadores de medida y protección

Los transformadores de medida tienen la finalidad de reducir en adecuada relación los valores de corriente y voltaje, el TC y TP es de los elementos más vitales e importantes del sistema de protección eléctrico de potencia, la elección de la protección apropiada puede estar condicionada tanto por consideraciones técnicas, de confiabilidad, económicas y por el tamaño del transformador.

6.1.12.5. – Alcances

El proyecto consiste en el suministro de equipos, repuestos, pruebas y puesta en servicio de:

- 147 Transformadores de Corriente (TC)

6.1.12.6. – Costos

El costo del proyecto es de U$ 2.139 millón de dólares, de los cuales U$ 2.076 millones de dólares pertenecen a financiamiento del BID, mientras que U$ 0.062 millones de dólares a financiamiento procedente de recursos del Tesoro.

Proyecto		
Adquisición de bienes para sustitución de transformadores de corriente en las líneas de 230 kV de RTR-Fase 1	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BID 3611	**2,076.98**
Moneda Local	Recursos Propios	**62.31**
	Costo Total $	**2,139.29**

7.0. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES PREVISTOS DE TRANSMISIÓN

7.1. MARCO LEGISLATIVO Y MANDATO REGULATORIO

La Ley de la Industria Eléctrica (Ley 272) en su arto. 118 estable: "Los peajes a pagarse por el uso de los **sistemas de transmisión existentes** serán calculados por la Empresa de Transmisión y aprobados por el INE sobre la base de sus costos de reposición, operación y mantenimiento de un sistema modelo incluyendo un beneficio calculado en base a la tasa de descuento estipulada en el arto. 117 de la presente Ley".

Así mismo el arto. 117 de dicha Ley, expresa: "La tasa de descuento utilizada como costo de oportunidad del capital **será la prevaleciente en el mercado de capitales**, pero si ésta no estuviese disponible, la misma deberá ser fijada por el INE **en base a rentabilidades de actividades de riesgo similar** realizadas en el país".

De acuerdo al TRA 5.1.1. de la Normativa de Transporte la remuneración de la Empresa Nacional de Transmisión, se compone de:

i) Remuneración Anual General (RAG),

ii) Remuneración Anual Particular (RAP) si corresponde recibirla,

iii) Costo Anual de Funcionamiento del CNDC (CAD).

A su vez la RAG según el TRA 5.3.1. de la Normativa de Transporte es igual a la anualidad de la inversión reconocida (IR), considerando una vida útil de 30 años y la tasa de descuento autorizada por el INE, más los Costos Reconocidos de Operación y Mantenimiento (CROM).

La Inversión Reconocida (IR) **será calculada por ENATREL y propuesta a aprobación del INE** y tendrá una vigencia de cinco años. Simultáneamente con la revisión de la Inversión Reconocida (IR), ENATREL deberá someter a aprobación del INE los Costos Reconocidos de Operación y Mantenimiento (CROM), todo de acuerdo a lo establecido en el TRA 5.3.7. de la Normativa de Transporte.

7.2. ANTECEDENTES

Período Tarifario 2000 - 2004

En Mayo del año 2000, el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, a través de la resolución No. 04-2000 aprueba la Normativa de Transporte, que entre su contenido esta el Anexo denominado : BASES Y PREMISAS PARA EL CALCULO TARIFARIO DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN. QUINQUENIO 2000 – 2004.

Los cálculos de remuneración realizada por el INE, contempló una inversión reconocida inicial (IRo) de US$ 187,216,129.00 (dólares americanos), costos reconocidos de operación y mantenimiento de redes (CROM) de US$ 7,137,600.00 (dólares americanos) y costo anual de funcionamiento del CNDC (CAD) de US$ 2,474,100.00 (dólares americanos). En la tabla 1, se muestra la proyección del CMT para el quinquenio 2000–2004.

Tabla 7.2.a Proyección del CMT (según IRo = US$ 187, 216,129.00)

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004
IRo (US$)	187,267,129.00	187,267,129.00	187,267,129.00	187,267,129.00	187,267,129.00
Anualidad C.C (US$)	23,247,903.20	23,247,903.20	23,247,903.20	23,247,903.20	23,247,903.20
CROM (US$)	7,137,600.00	7,137,600.00	7,137,600.00	7,137,600.00	7,137,600.00
CAD (US$)	2,474,100.00	2,474,100.00	2,474,100.00	2,474,100.00	2,474,100.00
Costo Total de Transmisión (US$)	32,859,603.20	32,859,603.20	32,859,603.20	32,859,603.20	32,859,603.20
Proyección de Demanda (MWh)	2,244,850.00	2,379,090.00	2,531,840.00	2,688,810.00	2,855,520.00
CMT (US$/Kwh)	**0.0146**	**0.0138**	**0.0129**	**0.0122**	**0.0115**

Sin embargo ante condicionante impuesto por el precio promedio general del pliego tarifario de 0.1090 US$/kWh y de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Transporte, según TRA 5.3.4., el Instituto Nicaragüense de Energía, no hizo para el primer período de cinco años ningún reconocimiento de inversión, esto es IRo = 0; manteniendo además el Costo Medio de Transmisión (CMT) a lo largo del quinquenio 2000–2004 en 0.005 US$/kWh. En la tabla 2, se presenta la proyección del CMT realizada en ese momento.

Tabla 7.2.b Proyección del CMT (según IRo = 0).

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004
Iro (FAT) US$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Anualidad C.C. (US$)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CROM (US$)	7,137,600.00	7,137,600.00	7,137,600.00	7,137,600.00	7,137,600.00
CAD (US$)	2,474,100.00	2,474,100.00	2,474,100.00	2,474,100.00	2,474,100.00
CISNT + CFCSNT (US$)	1,612,550.00	2,283750.00	3,047,500.00	3,832,350.00	4,665,900.00
Costo Total de Transmisión (US$)	11,224,250.00	11,895,450.00	12,659,200.00	13,444,050.00	14,277,600.00
Proyección de Demanda (MWh)	2,244,850.00	2,379,090.00	2,531,840.00	2,688,810.00	2,855,520.00
CMT (US$/Kwh)	**0.0050**	**0.0050**	**0.0050**	**0.0050**	**0.0050**

Con posterioridad en Junio del año 2000, el Instituto Nicaragüense de Energía modifica el anexo Bases y Premisas para el Cálculo Tarifario del Sistema Nacional de Transmisión a través de la resolución No. 12-2000, en la que señala:

> "Que es prioridad del gobierno el proceso de privatización de la ENEL, en la cual la estrategia y niveles tarifarios deben ser armónicos con tarifas medias objetivos en la fases iniciales 2000-2001, intermedias 2002-2004 y final 2005 para el primer período de cinco años, incluyendo el ajuste gradual y disminución y magnitud de los subsidios".
>
> "Que debido al proceso de conciliación de los pliegos con la tarifas medias objetivos y su efectiva aplicación, el contenido del Anexo de la Normativa de Transporte denominado Bases y Premisas para el Cálculo Tarifario del Sistema Nacional de Transmisión aprobado en fecha 12 de Mayo del año 2000, requiere en consecuencia de reformas y ajustes necesario".
>
> "Aprobar una nueva versión del anexo Bases y Premisas para el Cálculo Tarifario del Sistema Nacional de Transmisión de la Normativa de Transporte que contempla las modificaciones sufridas por el Costo Medio de Transmisión (CMT)".

En la tabla 3, se presenta la que a la fecha se consideró como la proyección del Costo Total de Transmisión para el quinquenio 2000-2004, donde la premisa esencial es mantener el CMT en 0.0040 US$/kWh en 2000-2001 y pasar a 0.0043 US$/kWh entre 2002-2004.

Tabla 7.2.c Proyección del CMT (según Resolución No. 12-2000)

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004
Iro (FAT) US$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Anualidad C.C. (US$)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CROM (US$)	7,137,600.00	7,137,600.00	7,137,600.00	7,137,600.00	7,137,600.00
CAD (US$)	2,474,100.00	2,474,100.00	2,474,100.00	2,474,100.00	2,474,100.00
CISNT + CFCSNT (US$)	---	---	1,275,212.00	1,950,183.00	2,667,036.00
Costo Total de Transmisión (US$)	9,611,700.00	9,611,700.00	10,886,912.00	11,561,883.00	12,278,736.00
Proyección de Demanda (MWh)	2,244,850.00	2,379,090.00	2,531,840.00	2,688,810.00	2,855,520.00
CMT (US$/Kwh)	**0.0040**	**0.0040**	**0.0043**	**0.0043**	**0.0043**

Período Tarifario 2005 - 2009

En el mes de Octubre del año 2004, ENATREL dio fiel cumplimiento al arto. 118 de la Ley de la Industria Eléctrica (Ley 272); presentando y sometiendo a aprobación del INE el nuevo Régimen Tarifario de la Actividad de Transmisión para el período 2005 – 2009. En la misma se determinó la Inversión Reconocida (IR) y los Costos Reconocidos de OyM (CROM). Así mismo y de acuerdo a lo establecido en el TRA 5.3.7. y TRA 5.6.1 de la Normativa de Transporte, indico el cálculo de la Remuneración Anual General (RAG) y los Costos de Funcionamiento del CNDC (CAD).

De acuerdo a los cálculos y cantidades determinadas la Inversión Reconocida al inicio del período 2005 alcanzaron los US$ 251,579,685.11 millones de dólares americanos; por lo que ENATREL **sometió a aprobación una Anualidad de Inversión Reconocida de US$ 31,232,022.28 millones de dólares**, determinada al aplicar a la IR una tasa de descuento del 12% y una vida útil de 30 años.

Así mismo de acuerdo al TRA 5.3.7. de la Normativa de Transporte, los Costos Reconocidos de Operación y Mantenimiento (CROM) fueron calculados como un porcentaje de la Inversión Reconocida; en vista de lo cual, ENATREL **solicitó un tres punto veinticinco por ciento (3.25%) de dicha inversión, por lo que el monto anual para las actividades de operación y mantenimiento de redes alcanzó la suma de US$ 8,176,339.77 millones de dólares**.

Tomando en cuenta el CROM y la anualidad de la IR, y el detalle presupuestario del CNDC la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) **sometió a aprobación una Remuneración Anual General (RAG) de US$ 39,408,362.05 y un Costo Anual de Funcionamiento (CAD) de US$ 2,625,873.66 millones de dólares americanos**. En el año 2005 el Costo Total de Transmisión, CTT, alcanzó los US$ 42.034.235,71 millones de dólares y teniendo en cuenta una proyección de consumo de energía, para el año 2005 de 2.952.100,00 Mega watt-hora, **se obtiene un Costo Medio de Transmisión, CMT, de 0,01424 US$ / kilowatt-hora transportado**. En la tabulación 4, se observa un resumen del resultado obtenido.

Tabla 7.2.d Costo Medio de Transmisión

COMPONENTE	AÑO 2005
Costo Anual de Capital (US$)	31.232.022,28
Costo Anual de O y M	8.176.339,77
Costo Anual de Funcionamiento del CNDC (US$)	2.625.873,66
Costo Total de Transmisión (US$)	42.034.235,71
Proyección Anual de Consumo de Energía (MWh)	2.952.100,00
Costo Medio de Transmisión (US$ / KWh)	**0,01424**

Período Tarifario 2010 - 2014

En el mes de Octubre del año 2009, ENATREL dio fiel cumplimiento al arto. 118 de la Ley de la Industria Eléctrica (Ley 272); presentando y sometiendo a aprobación del INE el nuevo Régimen Tarifario de la Actividad de Transmisión para el período 2010 – 2014. En la misma se determinó la Inversión Reconocida (IR) y los Costos Reconocidos de OyM (CROM). Así mismo y de acuerdo a lo establecido en el TRA 5.3.7. y TRA 5.6.1 de la Normativa de Transporte, indico el cálculo de la Remuneración Anual General (RAG) y los Costos de Funcionamiento del CNDC (CAD). De acuerdo a los cálculos y cantidades determinadas la Inversión Reconocida al inicio del período 2010 alcanzaron los US$ 393,281,232.00 millones de dólares americanos; por lo que ENATREL **sometió a aprobación una Anualidad de Inversión Reconocida de US$ 48,823,370.60 millones de dólares**, determinada al aplicar a la IR una tasa de descuento del 12% y una vida útil de 30 años.

Así mismo de acuerdo al TRA 5.3.7. de la Normativa de Transporte, los Costos Reconocidos de Operación y Mantenimiento (CROM) fueron calculados como un porcentaje de la Inversión Reconocida; en vista de lo cual, ENATREL **solicitó un tres por ciento (3.00%) de dicha inversión, por lo que el monto anual para las actividades de operación y mantenimiento de redes alcanzó la suma de US$ 11,798,437.00 millones de dólares**.

Tomando en cuenta el CROM y la anualidad de la IR, y el detalle presupuestario del CNDC la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) **sometió a aprobación una Remuneración Anual General (RAG) de US$ 60,621,807.65 y un Costo Anual de Funcionamiento (CAD) de US$ 2,625,873.66 millones de dólares americanos**. En el año 2010 el Costo Total de Transmisión, CTT, alcanzó los US$ 63.247.681,26 millones de dólares y teniendo en cuenta una proyección de consumo de energía, para el año 2010 de 3.200.200,00 Megawatt-hora, **se obtiene un Costo Medio de Transmisión, CMT, de 0,01976 US$ / kilowatt-hora transportado**. En la tabulación 5, se observa un resumen del resultado obtenido.

Tabla 7.2.e Costo Medio de Transmisión

COMPONENTE	AÑO 2010
Costo Anual de Capital (US$)	48.823.370,60
Costo Anual de O y M	11.798.437,00
Costo Anual de Funcionamiento del CNDC (US$)	2.625.873,66
Costo Total de Transmisión (US$)	63.247.681,26
Proyección Anual de Consumo de Energía (MWh)	3.200.200,00
Costo Medio de Transmisión (US$ / KWh)	**0,01976**

7.3. REVISIONES DEL COSTO MEDIO DE TRANSMISIÓN 2007 - 2020 (CMT)

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión extraordinaria No. 5 del 29 de Junio del año 2007, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 5.1577 US$/MWh, vigente a partir del 1º de julio del 2007**.

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 44 del 17 de Diciembre del año 2008, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 5.33515 US$/MWh, vigente a partir del 1º de Enero del 2009**.

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 49 del 16 de Diciembre del año 2009, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 5.76305 US$/MWh, vigente a partir del 1º de Enero del 2010**.

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión extraordinaria No. 3 del 22 de Diciembre del año 2010, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 6.372865 US$/MWh, vigente a partir del 1º de Enero del 2011**.

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 1 del 5 de Enero del año 2012, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 6.63845 US$/MWh, vigente a partir del 6 de Enero del 2012**.

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 13 del 11 de Abril del año 2013, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 7.11480 US$/MWh, vigente a partir del 15 de Abril del 2013.**

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 49 del 18 de Diciembre del año 2013, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 7.90680 US$/MWh, vigente a partir del 1° de Enero del 2014.**

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 36 del 17 de Diciembre del año 2014, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 8.22001 US$/MWh, vigente a partir del 1° de Enero del 2015.**

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 48 del 16 de Diciembre del año 2015, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 8.55173 US$/MWh, vigente a partir del 1° de Enero del 2016.**

- **ENATREL** presentó en el mes de junio del año 2016 una solicitud para el Costo Medio de Transporte por el orden 8.89278 US$/MWh,

sin embargo, el ente regulador no emitió resolución de ajuste que correspondía al primero de enero del año 2017, por lo tanto, a la fecha de elaboración de este documento el valor del peaje sigue siendo **8.55173 US$/MWh.**

- En diciembre del año 2017, por medio de la resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 03-2017 JC del 28 de diciembre del año 2017, **dispone autorizar un peaje de transmisión a ENATREL de 8.807055 US$/MWh, vigente a partir del 1 ° de enero del 2018.**

- Según resolución No-INE-CD-006-12-2018 emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 50-12-2018 JC del 19 de Diciembre del año 2018, **dispone autorizar un peaje de transmisión a ENATREL de 9.323145 US$/MWh, vigente a partir del 1° de Enero del 2019.**

- Según resolución No-INE-CD-11-12-2019 emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 49-12-2019JC del 18 de diciembre del año 2019, **dispone autorizar un peaje de transmisión a ENATREL de 9.419696 US$/MWh, vigente a partir del 1° de enero del 2020.**

- Según resolución No-INE-CD-08-12-2020 emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 48-12-2020 JC del 17 de diciembre del año 2020, **dispone mantener el peaje de transmisión a ENATREL en un valor de 9.419696 US$/MWh, el cual fue aprobado mediante resolución No. INE-CD-11-12-2019 en diciembre de 2019 y válido desde el 1° de enero del 2020.**

7.4. COSTO MEDIO DE TRANSMISIÓN (CMT-PEAJE)

Para el año 2022 ENATREL solicita un CMT de 12.389631 US$/MWh equivalente a 54.518 millones de dólares, según la siguiente tabla:

Tabla 7.4 Calculo CMT

Inversión Reconocida a 2021* (US$)	**633,984,637.09**
Indice de Actualización (IA)	**1.00000000**
Inversión Reconocida 2021 ajustada con IA * (US$)	**633,984,637.09**
Inversión durante el año 2021 (US$)**	**168,017,715.75**
Inversión Reconocida al 1o. de enero 2022 (US$)	**802,002,352.84**
Anualidad de la IR (1.509197 %, 30 años) (US$)	**31,173,170.57**
Costo Reconocido de O y M (US$)	**20,050,058.82**
Costo Anual de Func. del CNDC (US$)	**2,526,479.97**
SUB - TOTAL ANUAL (US$)	**53,749,709.36**
Pago de Intereses y Comisiones Bancarias	**768,615.62**
TOTAL ANUAL (US$)	**54,518,324.98**
Demanda Proyectada 2022 (MWh)	**4,400,318.66**
Costo Medio de Transmisión 2022 US$/MWh	**12.389631**

* Índice de actualización (IPM /IPC) = 1.00

8.- PROYECTOS CON FINANCIAMIENTO

En el mediano plazo entrarán en operacion 11 proyectos los cuales se encuentran con financiamiento definido y en proceso (de construcción, licitación) representan una inversión total de 170.544 millones de dólares, dichas inversiones se detallan en el presente capítulo.

Tabla 8

No.	Nombre del Proyecto	NUEVA SE	MVA a Instalar	Km de Linea	Financ. Local (kUS$)	Financ. Externo (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Año PROBABLE de Finalización	Estado
1	Aumento de la Capacidad de Transmisión en las Líneas 230 kV				712.16	8,738	9,450	2022	Contratado
2	Ampliación de la capacidad de transformación Subestación Ticuantepe II		75		176.00	3,792	3,968	2022	En construcción
3	Construcción Subestación Carlos Fonseca y Obras Conexas.	1	30	76	2,945.11	26,240	29,185	2023	Licitada
4	Aumento de la capacidad de transmisión en la línea Doble Circuito Alba Rivas			0.5		200	200	2023	En construcción
5	Nueva Subestacion Ticuantepe I en 138kV	1	40	2	927.41	5,781	6,708	2023	A licitarse
6	Nueva Subestación Sebaco II	1	40	10	582.49	8,956	9,539	2023	A licitarse
7	Ampliación de capacidad de transmisión de las subestaciones La Esperanza y La Gateada, y de la Línea de Transmisión La Gateada – La Esperanza a 138 kV	2	70	77	2,650.90	31,290	33,941	2023	A licitarse
8	Construcción Nueva Subestación Villa Nueva y Línea de Transmisión de 138 kv El Sauce – Villanueva y Ampliación de Subestación El Sauce	1	45	37	1,024.89	14,353	15,378	2023	A licitarse
9	Construcción de Subestación El Tortuguero 138KV	1	15	100	1,021.00	20,546	21,567	2024	Licitada
10	Ampliación de la Capacidad Operativa del Centro Nacional de Despacho de Carga	-	-	-		13,489	13,489	2025	A licitarse
11	Construcción de subestación Bluefields en 138kv, construcción de la línea la esperanza-Bluefields en 138 kV y ampliación de la subestación La Esperanza	1	25	78	507.05	26,611	27,118	2025	A licitarse
TOTAL		**8**	**340**	**381**	**10,547**	**159,997**	**170,544**		

8.1.- Aumento de la Capacidad de Transmisión en las Líneas 230kV

1. - Introducción

En los últimos años se ha venido desarrollando el mercado eléctrico regional donde se puedan efectuar transacciones de potencia de manera confiable de hasta 300 MW con el SIEPAC. Sin embargo actualmente las transferencias se encuentran limitadas y una razón de esto es que se requieren refuerzos en transmisión en cada uno de los países que conforman el MER.

Estos refuerzos nacionales constituyen un compromiso de los países de la América Central los cuales deben construir estas obras.

Enatrel como parte de su compromiso regional ha realizado las siguientes obras de refuerzo nacional:

1) Subestación Sandino 230 kV en Esquema de Interruptor y Medio. (Entro en operación en el año 2012)
2) Línea de Transmisión de 230 kV entre las subestaciones Sandino y Masaya. (Entro en operación en el año 2013)
3) Instalación de 94 MVAr en compensación de potencia reactiva. (En el año 2004 se instaló 40 MVAr en bancos capacitores en las barras de 13.8 kV del anillo de Managua y Masaya, los cuales se adquirieron con el proyecto Híbrido con financiamiento del BID. Posteriormente en los año 2011 y 2012, se instaló 32 MVAr adicionales en las barras de 13.8 kV del anillo de Managua y actualmente se están instalando 17 MVAR restantes en la línea radial de Tipitapa-Bluefields)
4) Adición de un autotransformador de potencia de 75 MVA, 230/138 kV en la subestación Masaya. (Entro en operación en el año 2011).

2. - Antecedentes

En el año 1976 se realizó la primera interconexión de Nicaragua con los países centroamericanos, la línea que parte desde la subestación León I hasta la frontera con honduras fue la primera en operar, la cual posee una distancia de 75.60 km, esta línea llamada en el código de conexión de Nicaragua como L-9040 fue una de las primeras interconexiones en la región.

Posteriormente, en 1983 se realizó la interconexión con el vecino país del sur Costa Rica, el tramo de línea que partía desde la subestación Masaya hasta la frontera con Costa Rica fue modificado al conectarse los parques eólicos en el departamento de Rivas. El tramo de interconexión de Nicaragua – Costa Rica ahora parte desde la subestación Amayo hasta la frontera con Costa Rica designada como la línea L–9030, esta tiene una distancia de 17.12 km.

En el año 2014, entre los países de Honduras y Nicaragua se registró una

máxima transferencia de 140MW de Norte a Sur y de 100 MW de Sur a Norte. Con la operación del primer circuito del proyecto Siepac, las líneas de 230kV tienen que garantizar la transferencia de 300 MW de energía de Norte a sur y viceversa, por lo que es preciso realizar el aumento de la capacidad de transporte de las interconexiones y de las líneas de 230kV internas.

3. - Situación Actual

El SIEPAC es la red de interconexión Centroamérica, donde se realizan transacciones de energía entre los países centroamericanos que así lo requieran, la responsabilidad de Nicaragua como país integrante de este, es garantizar la entrega de los 300 MW (norte – sur , sur – norte). Pero las líneas internas del país existentes en 230 KV necesitan de los refuerzos y ampliación de su capacidad de transmisión ya que estas fueron construidas a una temperatura de diseño de 50 grados, también esta capacidad está siendo utilizada por el parque de generación eólico que se ha conectado en la frontera sur. Agregado al número de años que tienen en operación, estas líneas han perdido su capacidad debido a la enlongamiento de los conductores y a repetidos ciclos térmicos que se ha visto sometido por tanto años de operación.

Actualmente la capacidad de las líneas de transmisión de 230kV es de 225MVA debido al diseño estructural de las torres, lo cual limita la capacidad del conductor Cóndor 795kcmil. Sin embargo, Para garantizar los 300MW de transferencias entre países, se requiere que las líneas de 230kV fronteras posean una capacidad de 340MVA, ya que ante contingencias de uno de los tramos fronteras del SIEPAC, las interconexiones que quedan operando se sobrecargarían con la capacidad actual de 225MVA.

En definitiva la cargabilidad de líneas de transmisión de 230kV se ve afectada, en su mayoría debido a la temperatura de diseño con la cual fue construida y al sometimiento del conductor a esfuerzos mecánicos y térmicos a lo largo del tiempo, va presentando cambios en sus características físicas que por un lado pueden representar una mayor flecha.

Por esta razón se necesita renovación de estructuras que con el paso del tiempo están cediendo al ambiente en el que se encuentran operando además que estas sometidas a un estrés eléctrico mayor del que fueron diseñadas y proyectadas para operar, esto nos hace vulnerables a las transacciones de energías entre países y pone en riesgo la transmisión interna de energía del país.

4. - Justificación

Se han realizado diversos estudios para determinar los refuerzos en transmisión para permitir la transferencias de 300MW entre pares de países, en el estudio más reciente "Refuerzos de Transmisión en el Sistema Eléctrico Centroamericano" realizado en este año 2015 por Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), se indica en los refuerzos de transmisión para Nicaragua, aumentar la capacidad de las líneas de 230 kV existentes, esto debido a que en situaciones de contingencia estas líneas se sobrecargan a más de su capacidad cuando existen transferencias de 300 MW.

El proyecto consiste en realizar el cambio del conductor y fibra óptica en los siguientes tramos: León-Frontera con Honduras, León-Sandino, Sandino-Mateare I, Masaya-Eolo, Eolo-Amayo y Amayo-Frontera con Costa Rica por uno de mayor capacidad en los tramos mencionados anteriormente.

Adicionalmente, para aumentar la capacidad de los tramos de las líneas de 230kV existentes, se requiere realizar un levantamiento topográfico utilizando para ello el sistema LIDAR, para identificar la capacidad máxima real de las líneas de 230kV, los claros mínimos y los puntos críticos que generan violaciones. Lo anterior con el objetivo de determinar los refuerzos necesarios tales como retensado, instalación de nuevas estructuras, movimientos de tierra en puntos crítico, etc. para la repotenciación de la línea de 230kV, optimizando la infraestuctura existente.

Conocer con exactitud la topografía de las líneas y la distancia a los obstáculos que han surgido con el paso del tiempo, permitirá utilizar las mismas torres para aumentar la capacidad de transmisión de estas líneas, sin necesidad de requerir nuevas servidumbres de paso.

5. - Objetivos

General

- Incrementar la capacidad de las líneas de 230kV propiedad de ENATREL, para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo del Sistema establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y garantizar las transferencias de hasta 300MW por el Sistema Eléctrico de Nicaragua.

Específicos

- Realizar cambio de conductor en los siguientes tramos: León-Frontera con Honduras, León-Sandino, Sandino-Mateare I, Masaya-Eolo, Eolo-Amayo y Amayo-Frontera con Costa Rica.

- Realizar el levantamiento LIDAR para los análisis de cada uno de los tramos de las líneas de 230KV existentes.

- Garantizar las condiciones técnicas necesarias para lograr la transferencia de 300MW de Nicaragua.

- Contribuir a la estabilidad del Sistema eléctrico Regional creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

6. - Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- 76 km de Cambio de conductor 795 ACSR por Conductor 795 ACSS/TW HTLS e Instalación de Aisladores, Herrajes y Accesorios. Instalación de Fibra Óptica OPGW de 48 hilos en la línea León – Frontera con Honduras. Se realizara el desmontaje del conductor condor ACSR existente y su traslado a los almacenes.

- 18 km de cambio de conductor existente por Conductor 795 ACSS/TW HTLS e Instalación de Aisladores, Herrajes y Accesorios. Instalación de Fibra Óptica OPGW de 48 hilos en la línea Amayo – frontera con Costa Rica. Se realizara el desmontaje del conductor condor ACSR existente y su traslado a los almacenes.

- 43 km de Cambio de conductor 795 ACSR por Conductor 795 ACSS/TW HTLS e Instalación de Aisladores, Herrajes y Accesorios. Instalación de Fibra Óptica OPGW de 48 hilos en la línea León – Sandino. Se realizara el desmontaje del conductor condor ACSR, Fibra óptica OPGW 12 hilos existentes y su traslado a los almacenes.

- 45 km de cambio de conductor 795 ACSR por Conductor 795 ACSS/Tw HTLS e instalación de Aisladores, Herrajes y Accesorios. Instalación de Fibra Óptica OPGW de 48 hilos en la línea Sandino – Mateare 1. Se realizara el desmonte del conductor condor ACSR, Fibra óptica OPGW de 12 hilos existentes y su traslado a los almacenes.

- 80 km de cambio de conductor 795 ACSR por Conductor 795 ACSS/TW HTLS e Instalación de Aisladores, Herrajes y Accesorios. Instalación de Fibra Óptica OPGW de 48 hilos en la línea Masaya – Eolo. Se realizara el desmontaje del conductor condor ACSR existente y su traslado a los almacenes.

- 4.5 km de cambio de conductor 795 ACSR por Conductor 795 ACSS/TW HTLS e Instalación de Aisladores, Herrajes y Accesorios. Instalación de Fibra Óptica OPGW de 48 hilos en la línea Eolo – Amayo. Se realizara el desmontaje del conductor condor ACSR existente y su traslado a los almacenes.

- Realización de estudio Levantamiento LIDAR en líneas de 230 KV existentes. El Levantamiento topográfico se realizará a los siguientes tramos:

ITEM	SUBESTACION DE SALIDA	SUBESTACION DE LLEGADA
1	LEÓN	PRADO(FRONTERA CON HONDURAS)
2	LEÓN	SANDINO
3	SANDINO	MATEARE I
4	MASAYA	EOLO
5	EOLO	AMAYO
6	AMAYO	LIBERIA(FRONTERA CON COSTA RICA)

7. - Costos del Proyecto

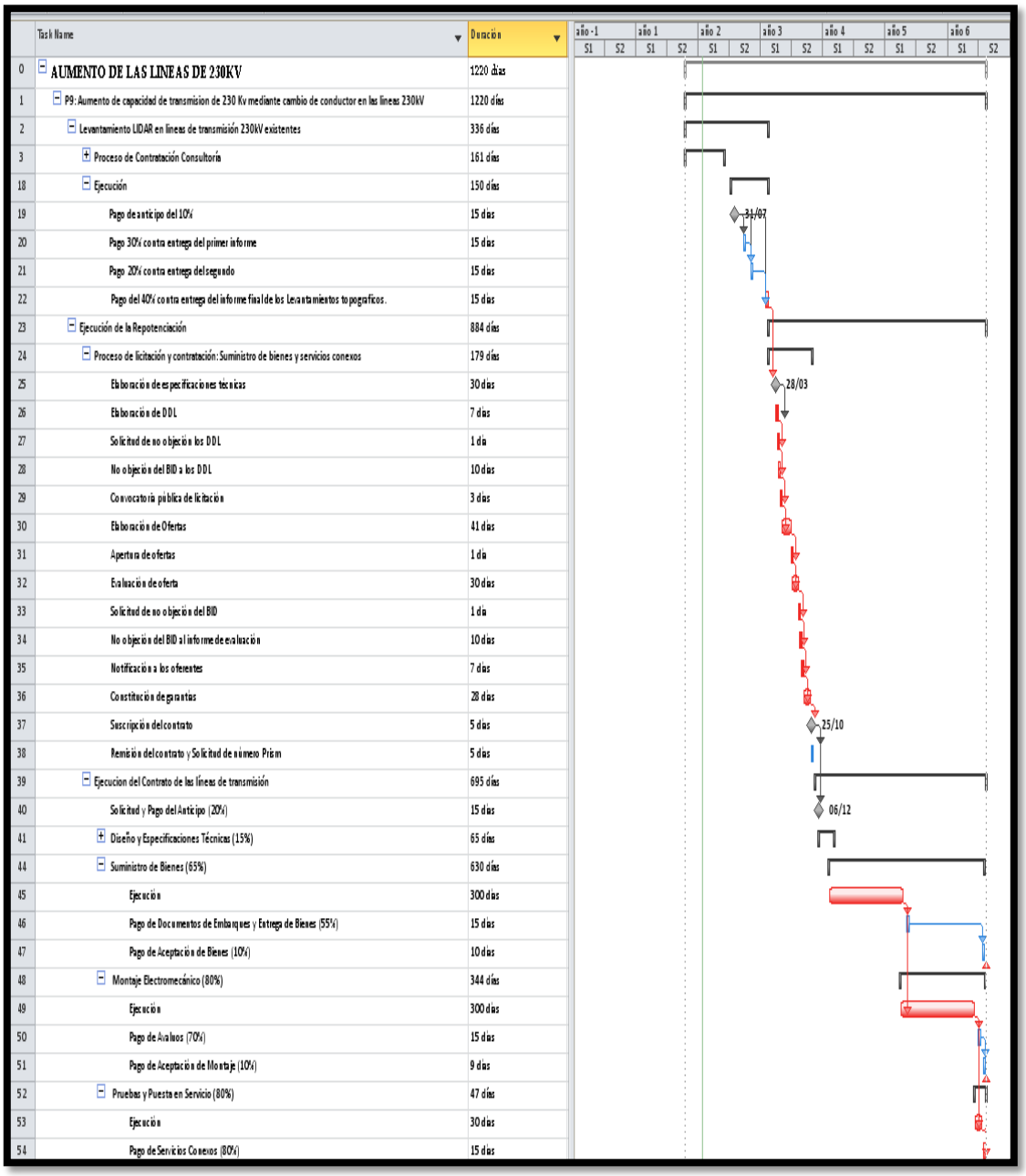
El costo total del proyecto es de US$ 9.450 millones de los cuales US$ 12.343 millones es financiamiento externo y 0.798 millones financiamiento local.

Proyecto		
Aumento de la Capacidad de Transmisión de 230kV mediante la Repotenciación de las Líneas entre Subestaciones Sandino-León I, Sandino-Los Brasiles-Ticuantepe II-Masaya	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BID 3727	**4567,255**
Moneda Extranjera	Corea 3728	**4171,013**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**572,030**
Moneda Local	Recursos Propios	**140,134**
	Costo Total $	**9450,432**

8. - Mapa del sitio



9. - Cronograma de Ejecución



	Task Name	Duración
0	AUMENTO DE LAS LINEAS DE 230KV	1220 días
1	P9: Aumento de capacidad de transmision de 230 Kv mediante cambio de conductor en las lineas 230kV	1220 días
2	Levantamiento LIDAR en lineas de transmisión 230kV existentes	336 días
3	Proceso de Contratación Consultoría	161 días
18	Ejecución	150 días
19	Pago de anticipo del 10%	15 días
20	Pago 30% contra entrega del primer informe	15 días
21	Pago 20% contra entrega del segundo	15 días
22	Pago del 40% contra entrega del informe final de los Levantamientos topograficos.	15 días
23	Ejecución de la Repotenciación	884 días
24	Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	179 días
25	Elaboración de especificaciones técnicas	30 días
26	Elaboración de DDL	7 días
27	Solicitud de no objeción los DDL	1 día
28	No objeción del BID a los DDL	10 días
29	Convocatoria pública de licitación	3 días
30	Elaboración de Ofertas	41 días
31	Apertura de ofertas	1 día
32	Evaluación de oferta	30 días
33	Solicitud de no objeción del BID	1 día
34	No objeción del BID al informe de evaluación	10 días
35	Notificación a los oferentes	7 días
36	Constitución de garantías	28 días
37	Suscripción del contrato	5 días
38	Remisión del contrato y Solicitud de numero Prism	5 días
39	Ejecucion del Contrato de las líneas de transmisión	695 días
40	Solicitud y Pago del Anticipo (20%)	15 días
41	Diseño y Especificaciones Técnicas (15%)	65 días
44	Suministro de Bienes (65%)	630 días
45	Ejecución	300 días
46	Pago de Documentos de Embarques y Entrega de Bienes (55%)	15 días
47	Pago de Aceptación de Bienes (10%)	10 días
48	Montaje Electromecánico (80%)	344 días
49	Ejecución	300 días
50	Pago de Avalúos (70%)	15 días
51	Pago de Aceptación de Montaje (10%)	9 días
52	Pruebas y Puesta en Servicio (80%)	47 días
53	Ejecución	30 días
54	Pago de Servicios Conexos (80%)	15 días

8.2.- Ampliación de la capacidad de transformación Subestación Ticuantepe II

Introducción

En los últimos años se ha venido desarrollando el establecimiento del Mercado Eléctrico Regional (MER) donde se puedan efectuar transacciones de potencia de manera confiable de hasta 300 MW con el SIEPAC. Sin embargo, actualmente las transferencias se encuentran limitadas siendo la máxima transferencia de Sur a Norte de 50MW y de Norte a Sur de 180MW, una razón de esto es que se requieren refuerzos en transmisión en el Sistema Nacional para poder alcanzar la capacidad del proyecto SIEPAC.

Estos refuerzos nacionales constituyen un compromiso de los países de la América Central los cuales deben construir estas obras.

Antecedentes

Enatrel como parte de su compromiso regional ha realizado las siguientes obras de refuerzo nacional:

1) Subestación Sandino 230 kV en Esquema de Interruptor y Medio. (Entro en operación en el año 2012)
2) Línea de Transmisión de 230 kV entre las subestaciones Sandino y Masaya. (Entro en operación en el año 2013)
3) Instalación de 94 MVAr en compensación de potencia reactiva. (En el año 2004 se instaló 40 MVAr en bancos capacitores en las barras de 13.8 kV del anillo de Managua y Masaya, los cuales se adquirieron con el proyecto Híbrido con financiamiento del BID. Posteriormente en los año 2011 y 2012, se instaló 32 MVAr adicionales en las barras de 13.8 kV del anillo de Managua y actualmente se están instalando 17 MVAR restantes en la línea radial de Tipitapa-Bluefields)
4) Adición de un autotransformador de potencia de 75 MVA, 230/138 kV en la subestación Masaya. (Entro en operación en el año 2011).

3. Situación Actual

Se han realizado diversos estudios para determinar los refuerzos en transmisión para permitir las transferencias de 300MW entre pares de países. Actualmente ENATREL, con financiamiento del BID, se encuentra ejecutando otros proyectos de refuerzos tal como: el Aumento de la Capacidad de las Líneas de 230kV y el Aumento de capacidad de la línea de 138kV Los Brasiles-Acahualinca-Managua. Adicionalmente está en construcción la línea de 230kV Masaya-La Virgen y La Virgen-Amayo la cuales reforzaran el sistema en el

lado Sur del Pais.

En el estudio más reciente "DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL DE AMÉRICA CENTRAL 2019-2023" realizado por el Ente Operador Regional (EOR) para dicho periodo, se indica como parte de los refuerzos de transmisión para Nicaragua lo siguiente:

- Instalación de un tercer auto transformador en la subestación Ticuantepe II
- Aumento de la capacidad de la línea Nandaime – Rivas

Así mismo se indica que EPR deberá realizar la apertura de la línea Siepac (en el tramo Ticuantepe-Cañas) y conectarla a la Subestación Rivas.

4. Justificación

El proyecto SIEPAC al ser un sistema de transmisión interconectado con los sistemas eléctricos nacionales, parte de su capacidad se utilizará por los flujos de electricidad en lo interno de los países, por lo cual se requieren realizar nuevos y continuos estudios que identifiquen oportunamente las debilidades, necesidades de incrementar la capacidad térmica u otras, que se vayan creando en el sistema de transmisión regional, para continuar impulsado las mejoras y refuerzos nacionales o regionales que se requieran.

En los análisis eléctricos realizados al Sistema Interconectado Nacional, se ha identificado la necesidad de realizar el aumento de la capacidad de transformación de 230kV/138kV de la Subestación Ticuantepe II ya que en condiciones de transferencias y de contingencias siendo la más crítica, la falla o salida de un autotransformador de 75MVA de Ticuantepe, se sobrepasa el límite de capacidad del otro que queda en servicio, llegando alcanzar una sobrecarga de hasta 121%.

Esta situación se presenta sin transferencia, pero es incremental la sobrecarga de este equipo cuando existe transferencia ya sea de Sur a Norte o de Norte a Sur, es decir, los valores de sobrecarga se incrementan sensiblemente con transferencia, lo cual demuestra que el elemento de transmisión con sobrecarga, forma parte importante de la ruta de los flujos de las transferencias entre los países del SER (Sistema Eléctrico Regional).

5. Objetivos
General

- Incrementar la capacidad de Transformación de 230/138kV de la Subestación Ticuantepe II, para cumplir con los Criterios de Calidad,

Seguridad y Desempeño Mínimo del Sistema establecidos la Normativas Nacional y Regional.

Específicos

- Realizar la instalación de un tercer autotransformador 230/138kV.

- Mejorar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional y del Sistema Eléctrico Regional creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

- Garantizar las condiciones técnicas necesarias para lograr la transferencia de 300MW de Nicaragua.

6. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

Ampliación Subestación Ticuantepe II:

- 1 Bahía de 230kV en esquema de doble interruptor.
- 1 Bahía de transformación lado de 138kV (doble barra).
- 1 autotransformador de 75 MVA con relación de voltaje 230/138 kV
- Ampliación de Barras 230kV
- Ampliación de Barras 138kV
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

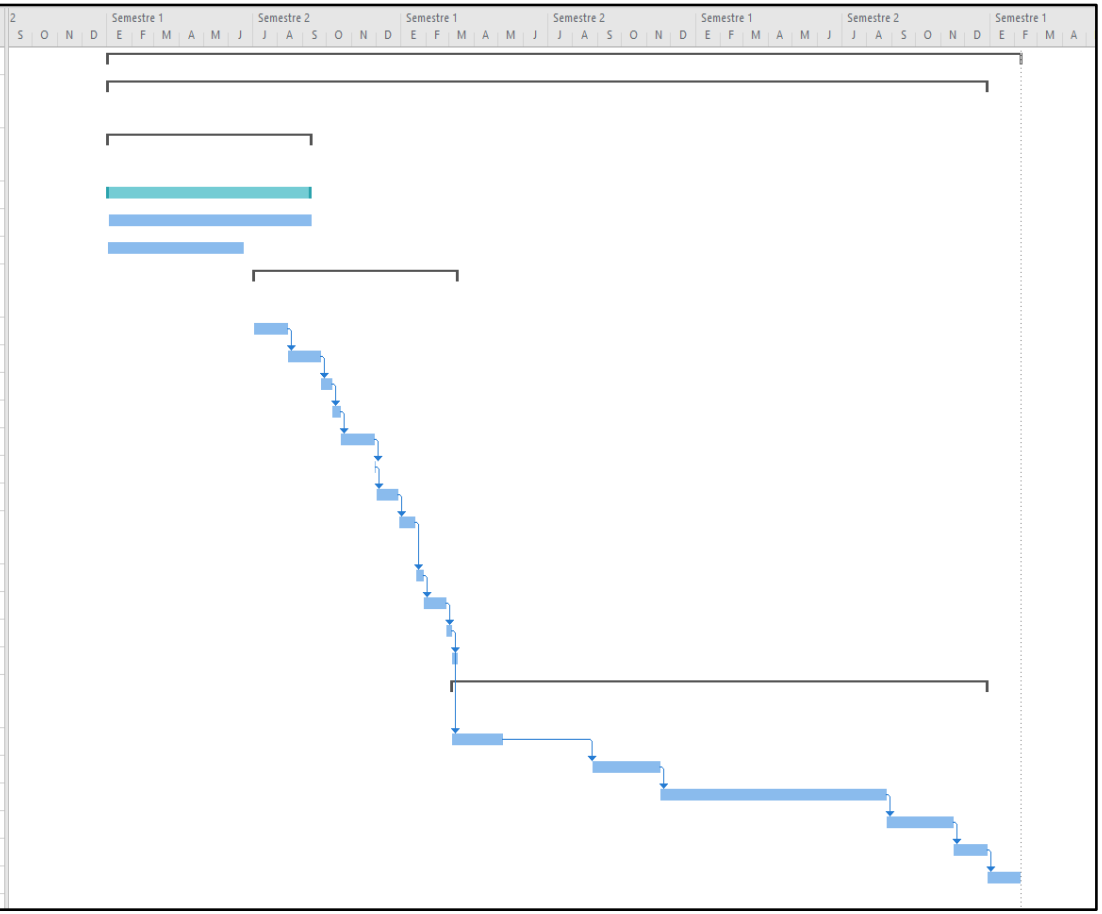
7. Costos del Proyecto

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 3.967 millones de dólares, de los cuales US$ 3.791 millones es financiamiento externo y 0.176 millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

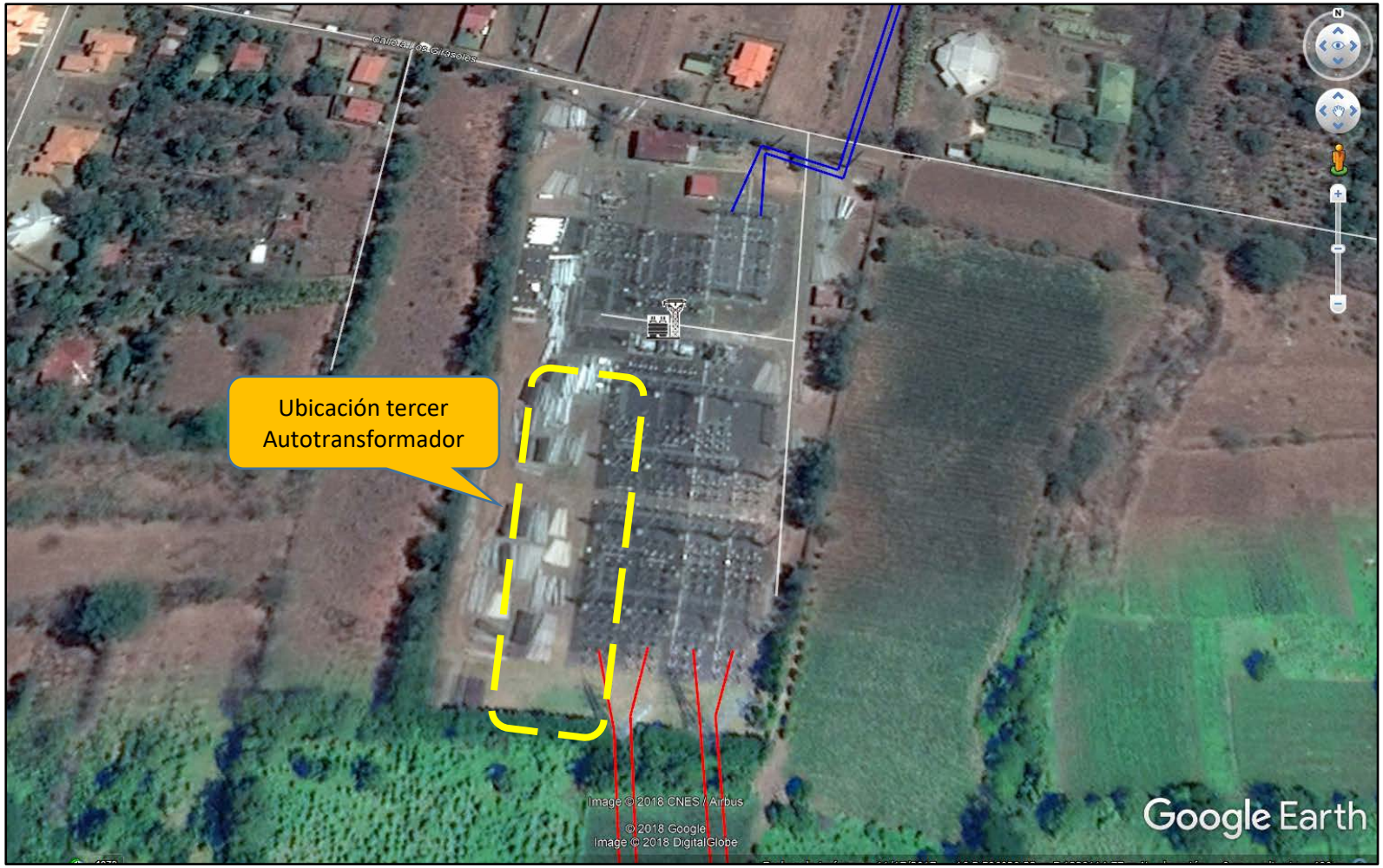
Proyecto		
Ampliación de la capacidad de transformación 230/138 kV de la subestación Ticuantepe II (3er Autotransformador)	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BID 3611	**3791,758**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**133,000**
Moneda Local	Recursos Propios	**43,000**
	Costo Total $	**3967,759**

8. Cronograma

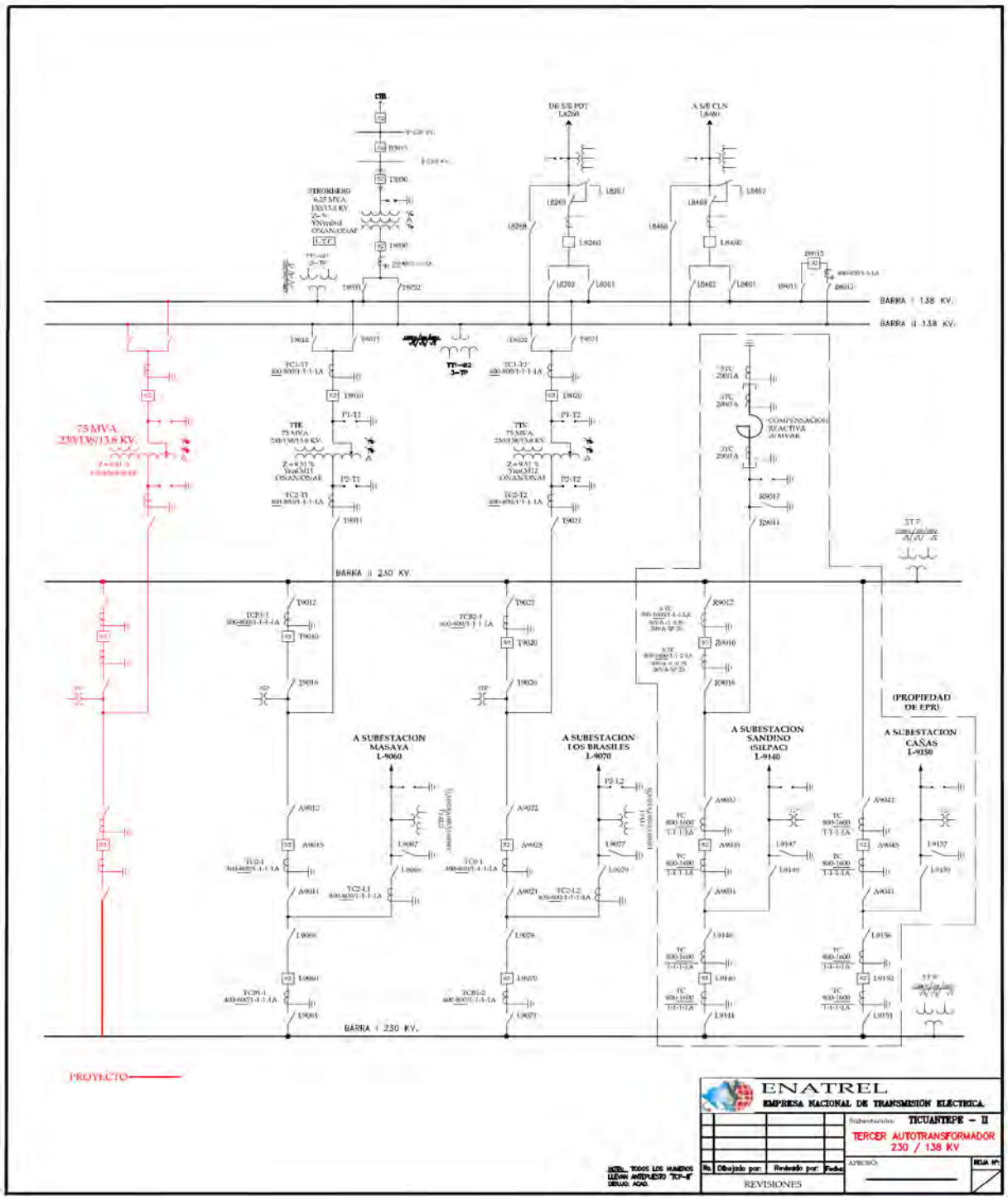
Nombre de tarea	Duración
PEP	**810 días**
AMPLIACION DE CAPACIDAD SE TICUANTEPE II	**780 días**
Preliminares	**181 días**
Elegibilidad del Préstamo	180 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	180 días
Estudio geológico	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**181 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	30 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	20 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	20 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**475 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	200 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	30 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	30 días



9.- Localización Del Proyecto



10.- Unifilar Ticuantepe II



8.3. - Construcción Subestacion Carlos Fonseca y Obras Conexas.

1. - Introducción

El servicio de energía eléctrica en el municipio de EL CRUCERO es suplido a través de la subestación Montefresco (S/E MTF), con un transformador de 10 MVA. La subestación se encuentra conectada al sistema Nacional de Transmisión (SNT) en 69 kV en tap a la línea Managua-Benjamín Zeledón.

La subestación Montefresco está localizada en el Km 17 de la carretera sur, esta subestación es alimentada en 69kV, por medio del circuito L6120 de 12.4 km, que se deriva de la línea de 69 kV Managua - Benjamín Zeledón, en el km 14 de la carretera a Masaya.

Con el propósito de suplir la demanda de las zonas de El Crucero, Montefresco, Las nubes y sectores aledaños, de forma confiable y segura; se realizará la construcción de la subestación Carlos Fonseca en 138kV, para sustituir la actual subestación Montefresco 69kV, dicha subestación tendrá una capacidad inicial de 25/30 MVA, la cual dispondrá de cierto margen de capacidad, para realizar transferencia de cargas en casos de emergencia.

2.- Objetivos Del Proyecto

General

- Proveer a las zonas de El Crucero, Montefresco y sectores adyacentes de una subestación eléctrica con capacidad para satisfacer la demanda de electricidad, y su crecimiento en el largo plazo.

Específicos

- Mejorar la confiabilidad y calidad del suministro de energía a los consumidores de El Crucero, Montefresco, Las Nubes y las zonas circundantes
- Mejorar la confiabilidad de las subestaciones Masatepe, Diriamba, San Rafael del Sur, Villa El Carmen y la nueva subestación CARLOS FONSECA.
- Crear la infraestructura necesaria para satisfacer el aumento de la demanda en la zona, y para brindar un servicio confiable y de calidad a los futuros usuarios
- Reducir las pérdidas de transmisión en el Sistema de Transmisión Nacional (SNT)

3. - Antecedentes

En 1958 se crea el Sistema Interconecta Nacional con 180km de líneas de transmisión en 69kV desde la Subestación Benjamín Zeledón hasta la Subestación León I. La línea Benjamín Zeledón – Managua forma parte de este primer sistema.

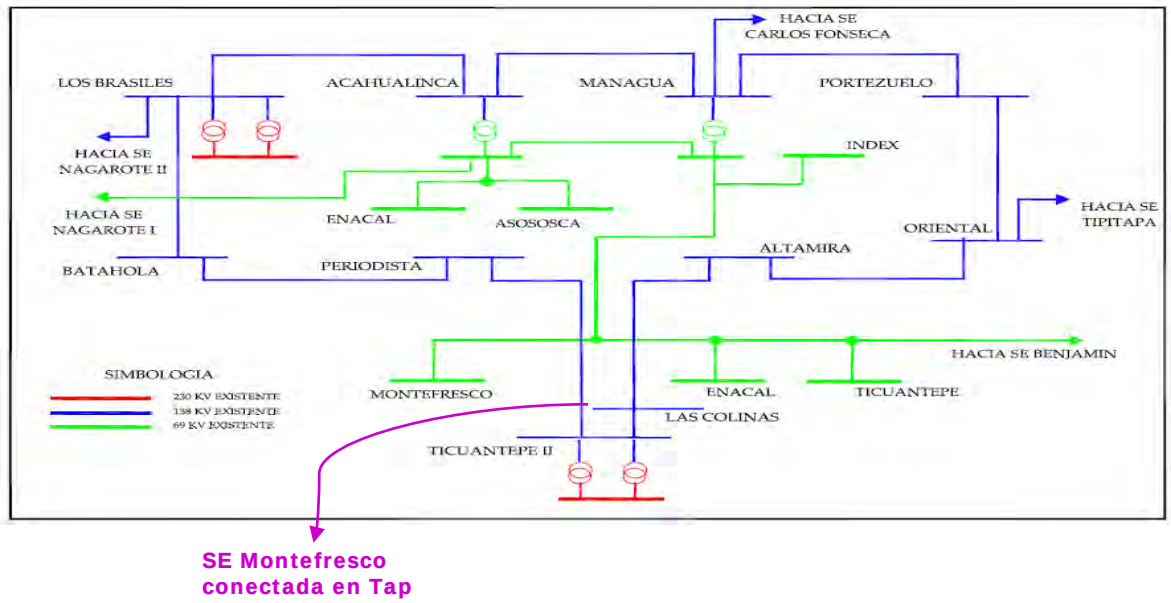
El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) cuenta con 610 kms de líneas de transmisión en 69 kV. De este total, casi el 50 % fue construido originalmente en estructuras de madera. Todos estos tramos sobre postes de madera ya tienen un tiempo de servicio mayor a 20 años y son los que presentan el mayor índice de indisponibilidad.

En el año 2011, se construyó 8 km de línea con conductor 556.5 kcmil desde la subestación Montefresco hacia el empalme de la carretera a Masaya, ya que parte de este circuito (L6120) iba montado en las torres de la línea de 230 kV Los Brasiles – Masaya, el cual se trasladó en las nuevas estructuras de 138 kV, liberando las torres de 230kV para el tendido de la línea San Benito-Los Brasiles (Proyecto Anillo de Managua 230kV).

4. - Situación actual

En la carretera Masaya se encuentran las subestaciones de Ticuantepe I, Enacal I y Montefresco, todas de 69 kV conectadas en tap a la línea Managua-Benjamín Zeledón.

Diagrama Unifilar red de 69KV de Benjamín Zeledón a Managua



Actualmente las subestaciones conectadas a esta línea se manejan seccionadas ya que se opera normalmente abierta la línea Derivación Puentón – Enacal I. De tal forma que las subestaciones de Enacal I y Ticuantepe I se alimentan desde la SE Benjamín Zeledón y las subestaciones Montefresco e Index desde la Subestación Acahualinca.

La subestación Montefresco alimenta a los poblados de El Crucero, Montefresco, Las Nubes, Monte Tabor, Km 12 ½ al 17 de la carretera Sur, Las Jinotepes, San José de la Cañada y sectores aledaños.

5. - Justificación

Las subestaciones Montefresco y Ticuantepe I están conectadas al SIN mediante un esquema en T, este tipo de conexión no garantiza la continuidad del suministro eléctrico en estas subestaciones ya que no existe selectividad en el sistema de protección para despejar las fallas. Una contingencia en la línea Managua-Benjamín Zeledón provoca el disparo de las subestaciones Montefresco y Ticuantepe I.

Sumado a lo anterior, debido a los años de operación de esta línea la cual fue una de las primeras en formar parte del SIN, sobrepasa los 50 años, por lo que este sistema de 69 kV presenta pérdidas en transmisión debido al envejecimiento del conductor y a su nivel de tensión, las cuales varían con las condiciones ambientales del entorno y la frecuencia de mantenimiento.

La línea Managua-Benjamín Zeledón pasa a través de diversas propiedades en la carretera Masaya, encontrándose las torres en terrenos privados de la zona de las Colinas, Rene Shick, Esquipulas, entre otros, esta situación dificulta el acceso para realizar el mantenimiento a la línea y pone en riesgo a la población de esta zona ante una eventualidad o falla.

Actualmente, en la SE Ticuantepe II se encuentra operando un transformador de 5.6 MVA, capacidad que no es suficiente para abastecer la demanda de la zona, sin embargo la ampliación de esta capacidad está restringida por la capacidad en los circuitos de distribución ya que esta subestación se encuentra aislada de los circuitos troncales de la distribuidora y esta se queja del acceso y la distancia a la que se encuentra la SE Ticuantepe.

Adicionalmente, con este proyecto se mejorará la confiabilidad de las subestaciones Masatepe, Diriamba y San Rafael del Sur, así como de la generación de Montelimar y de la cementera Canal. Actualmente estas 5 subestaciones se encuentran conectadas radialmente desde la Subestación Catarina por lo que cualquier falla en esta radial deja sin alimentación una demanda aproximada de 54 MW. Con la construcción de una línea en 138 kV

que conecte las subestaciones Villa CARFOS FONSECA, Villa El Carmen y San Rafael del Sur, se mejorará la confiabilidad de este ramal y de las futuras subestaciones CARFOS FONSECA y Villa El Carmen. Así mismo se mejora la confiabilidad de la planta de Biomasa Montelimar la cual entrega a la red aprox. 30MW de generación renovable.

6. - Alcances del Proyecto

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva subestación Carlos Fonseca con nivel de tensión de 138/13,8 kV
- Ampliación de las subestaciones San Rafael del Sur, Villa El Carmen, Masatepe, Diriamba y Ticuantepe 1
- Línea de transmisión 138 kV de unos 77 km, en torres de celosía y postes

Subestación Carlos Fonseca:

- 1 transformador de potencia 25/30 MVA, 138/13,8 kV
- 1 bahía de Transformación con relación de voltaje 138/13,8 kV
- 2 bahías de línea en 138kV, con seccionador bypass.
- 7 celdas Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios)
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC, DC, Rectificadores y Baterías) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras Metálicas para Pórticos Tipo Celosía.

- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control

- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).

- Adquisición de Terreno.

Ampliación de la Subestación San Rafael del Sur

- Ampliación de la Caseta de Control

- 2 bahías de línea en 138 kV, con seccionador bypass.

- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo

- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida

- Ampliación del Sistema de Iluminación de la nueva Bahía

- Cables de control

- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Ampliación de la Subestación Villa el Carmen

- 3 bahías de línea en 138 kV, tipo Doble Barra

- 1 bahía de acople de barras en 138 kV

- Barras de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores y herrajes.

- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo

- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida

- Ampliación del Sistema de Iluminación de la nueva Bahía

- Cables de control

- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Ampliación de la Subestación Ticuantepe 1

- 1 bahía de línea en 138 kV, tipo Doble Barra
- 1 bahía de acople de barras en 138 kV
- Barra de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores y herrajes.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación del Sistema de Iluminación de la nueva Bahía
- Cables de control
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Ampliación de la Subestación Diriamba

- 1 bahías de línea en 138 kV, con seccionador bypass.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación del Sistema de Iluminación de la nueva Bahía
- Cables de control
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Ampliación de la Subestación Masatepe

- 1 bahías de línea en 138 kV, con seccionador bypass.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación del Sistema de Iluminación de la nueva Bahía
- Cables de control
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Líneas de Transmisión

- Diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, de línea 138 kV de 28 km de longitud, en torres de celosía y postes, simple circuito, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, desde subestación Villa El Carmen hasta Subestación Carlos Fonseca.
- Diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, de línea 138 kV de 35 km de longitud, en torres de celosía y postes, simple terna, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, desde subestación Carlos Fonseca hasta subestación San Rafael del Sur.
- Diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, de línea 138 kV de 12 kilómetros de longitud, en torres de celosía y postes, simple terna, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, para conectar la Subestación Carlos Fonseca a la Subestación las Ticuantepe 138 kV.

7.- Costos

Se estima un costo total para el proyecto de **US$ 29.185** millones de dólares, de este monto **US $ 26.240** millones serán con financiamiento extranjero y **US$ 2.945** millones financiados con contrapartida local.

Proyecto		
Construcción Subestación Carlos Fonseca, Línea de Transmisión en 138 kV y Obras Conexas	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	INDIA	**26240,000**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**1702,000**
Moneda Local	Recursos Propios	**1243,110**
	Costo Total $	**29185,109**

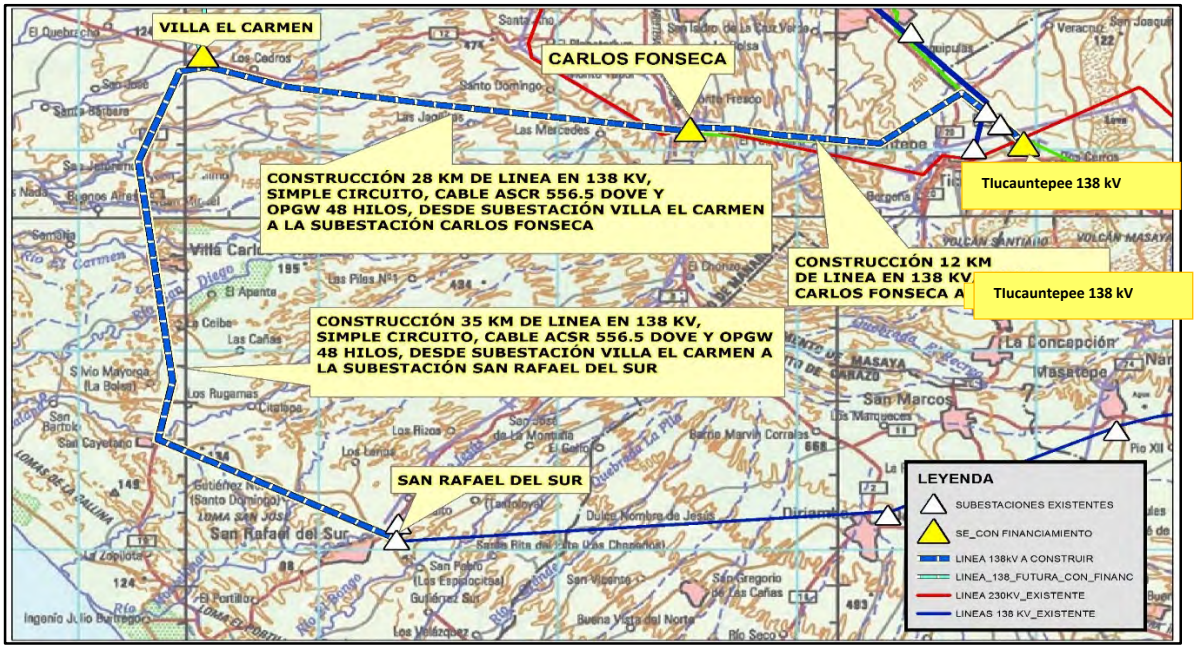
8. - Población beneficiada

La población beneficiaria son los clientes que se abastecen de la actual subestación Montefresco los que suman 5,498; así mismo los clientes de las subestaciones: Masatepe (25,305 clientes), Diriamba (20,481 clientes), San Rafael del Sur (15,048 clientes) y los futuros clientes de la subestación Villa El Carmen (aprox. 8,238 clientes). En total con el presente proyecto se beneficiará a 74,570 clientes con un servicio de energía eléctrica de mayor calidad y más confiable.

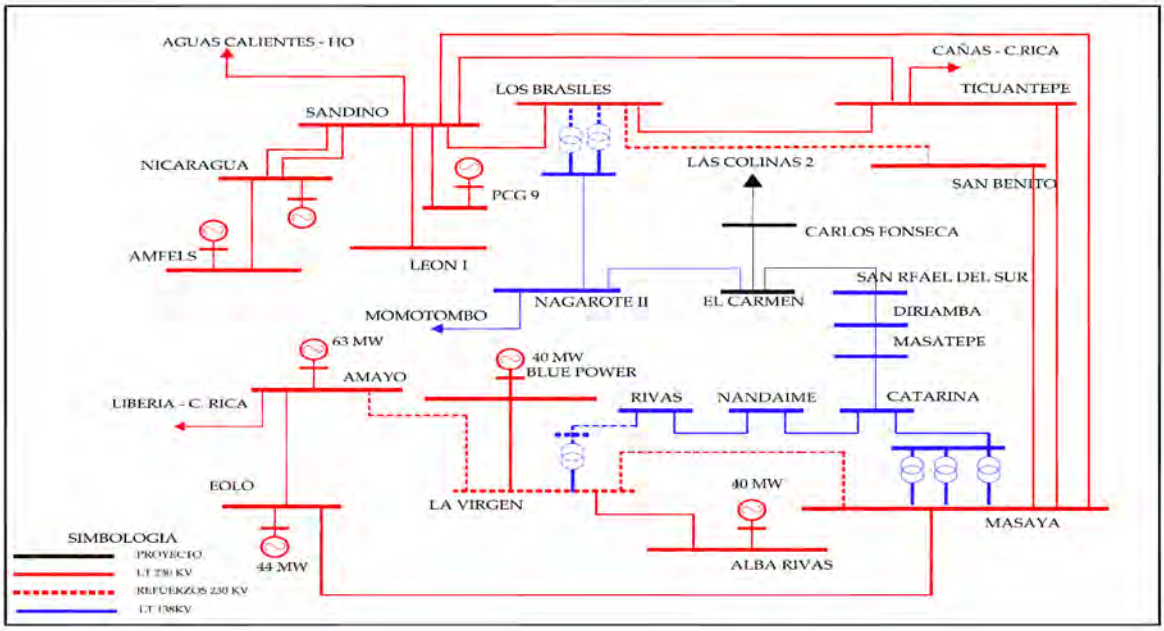
Además la subestación Carlos Fonseca contará con la capacidad para alimentar a futuros usuarios de El Crucero, Montefresco, Las Nubes y de las zonas circundantes.

9. - Localización

La subestación Carlos Fonseca estará ubicada en el poblado de Montefresco.

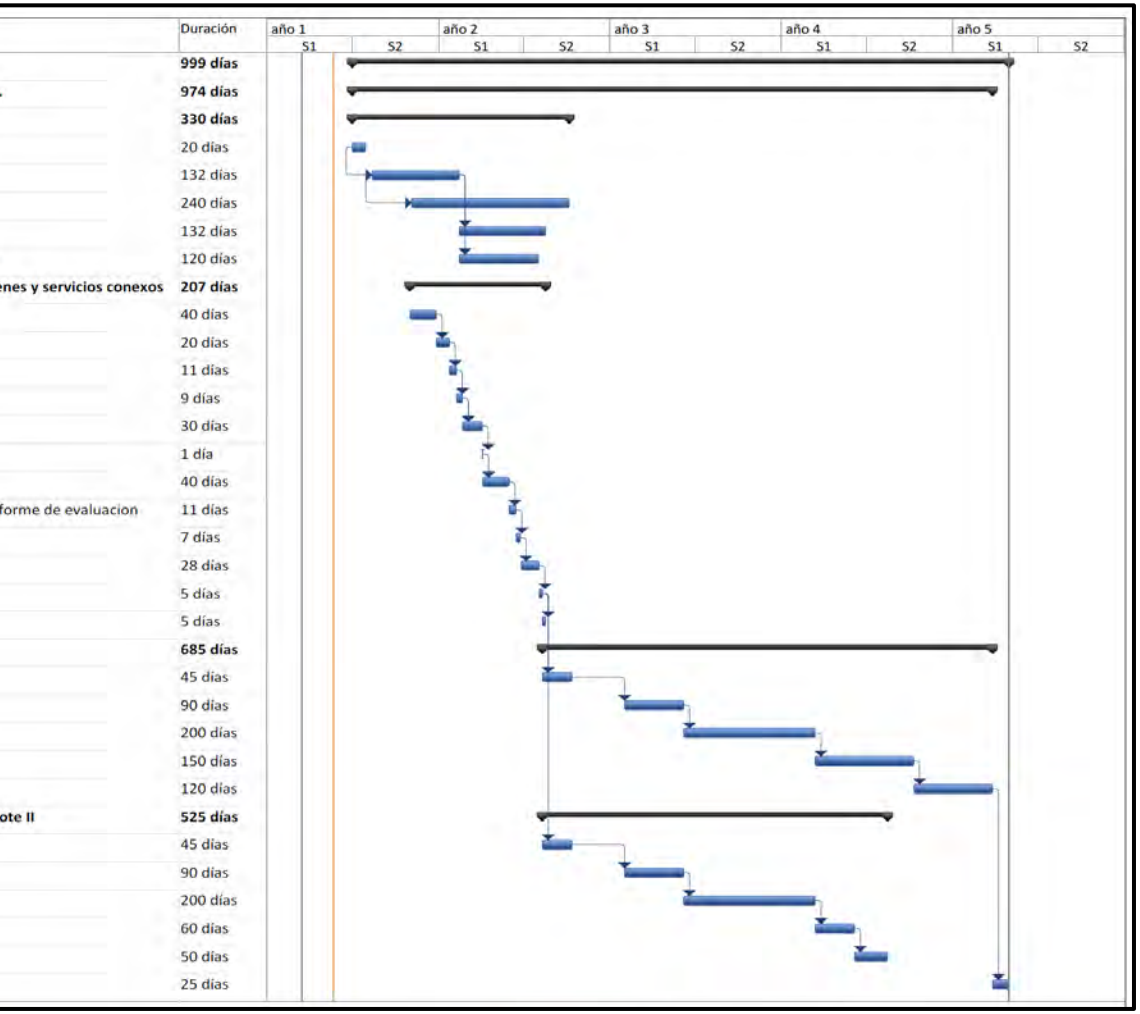


10. - Diagrama de Conexión

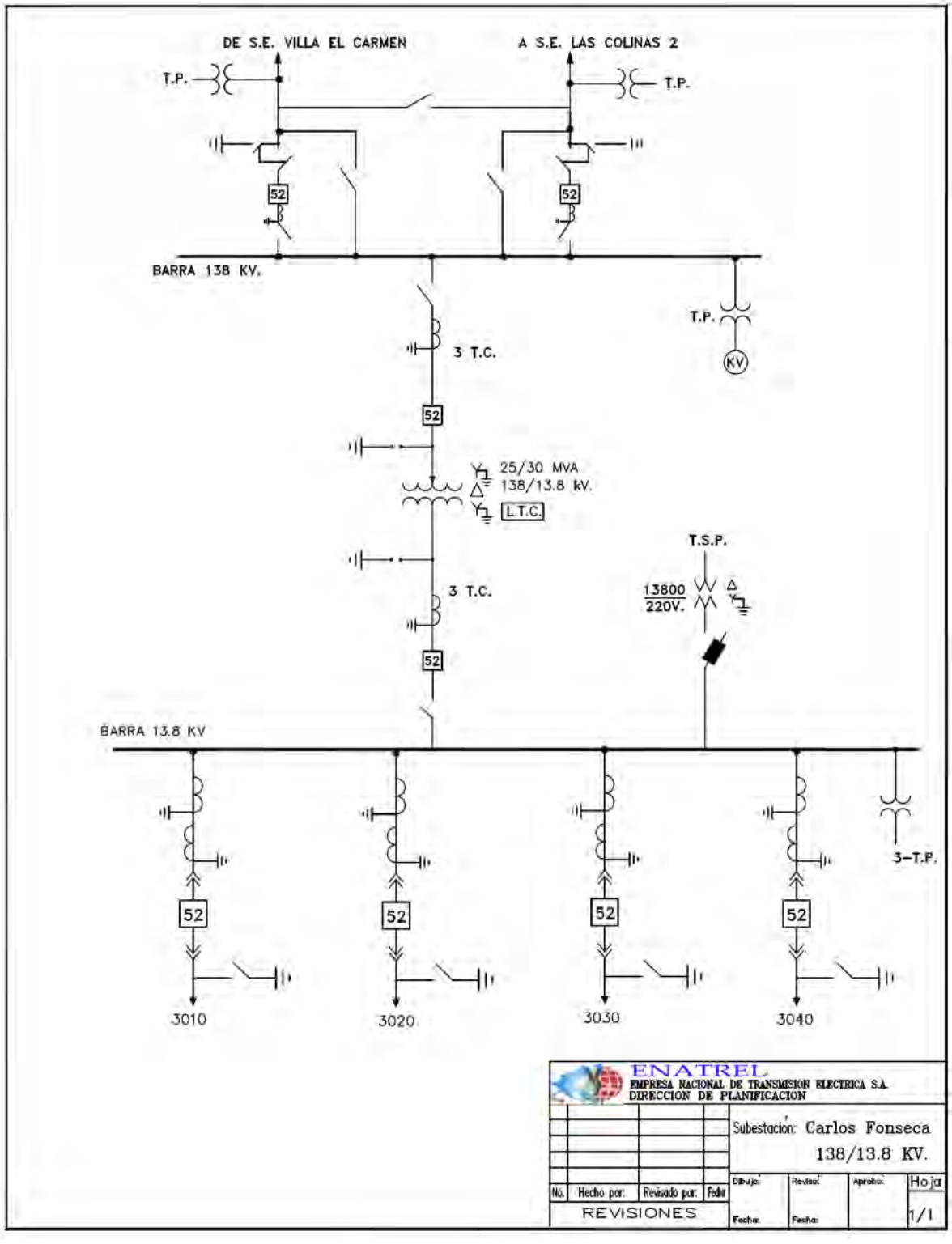


11. - Cronograma de Ejecución

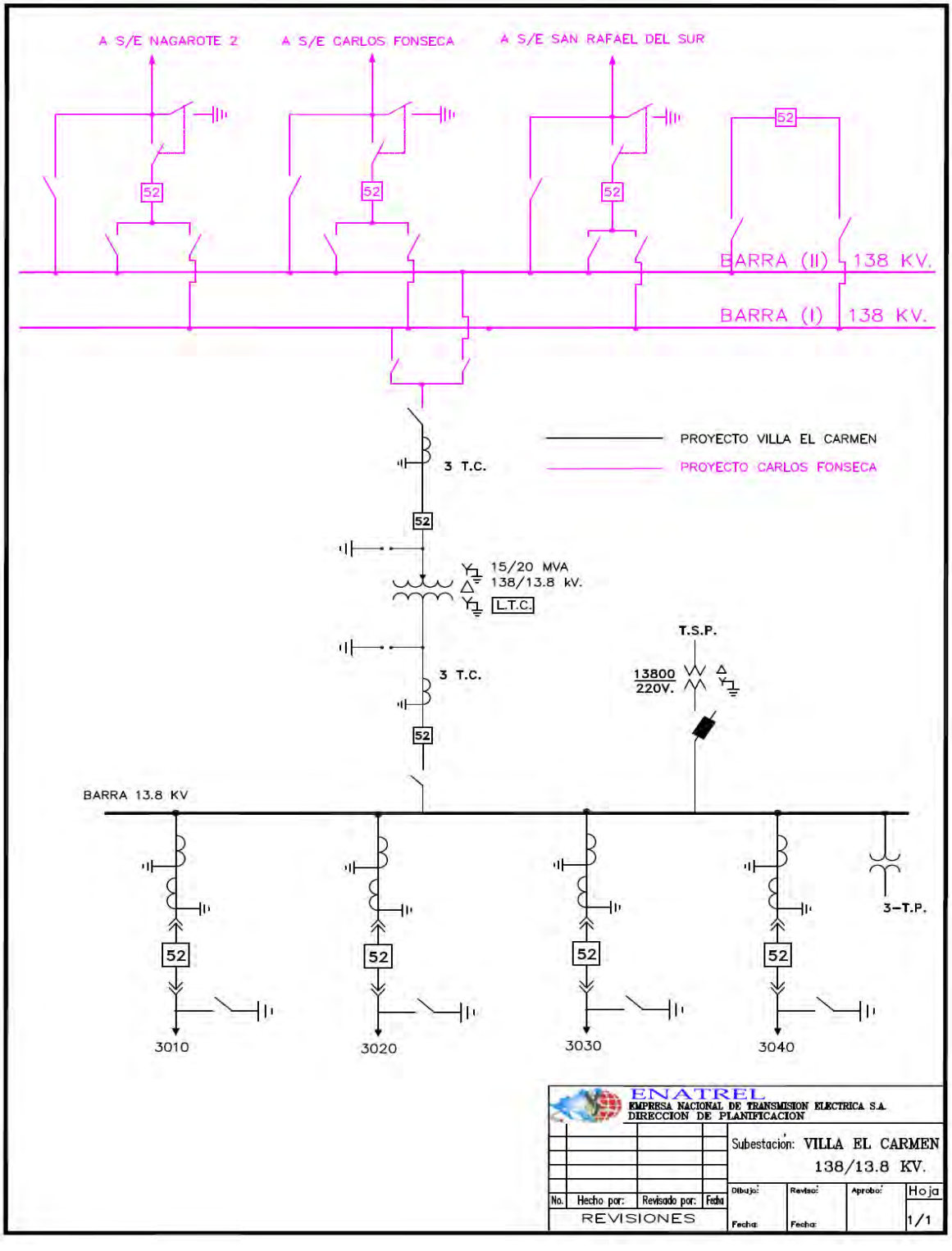
Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración
1		**PEP**	**999 días**
2		**Subestación Carlos Fonseca y obras conexas construidas.**	**974 días**
3		**Preliminares**	**330 días**
4		Adquisición de terreno	20 días
5		Levantamiento topográfico	132 días
6		Estudio de impacto ambiental + censo forestal	240 días
7		Estudio geológico	132 días
8		Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
9		**Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos**	**207 días**
10		Elaboración de especificaciones técnicas	40 días
11		Elaboración de DDL	20 días
12		Solicitud de no objeción al Banco	11 días
13		Convocatoria pública de licitación	9 días
14		Presentación de ofertas	30 días
15		Apertura de ofertas	1 día
16		Evaluación de oferta	40 días
17		Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	11 días
18		Notificación a los oferentes	7 días
19		Constitución de garantias	28 días
20		Suscripción del contrato	5 días
21		Remisión del contrato	5 días
22		**Ejecucion del Contrato, SE. Lote I**	**685 días**
23		Solicitud y pago del anticipo	45 días
24		Diseño y especificaciones técnicas	90 días
25		Suministro de bienes	200 días
26		Obras Civiles	150 días
27		Montaje Electromecanico	120 días
28		**Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II**	**525 días**
29		Solicitud y pago del anticipo	45 días
30		Diseño y especificaciones técnicas	90 días
31		Suministro de bienes	200 días
32		Obras Civiles	60 días
33		Montaje Electromecanico	50 días
34		Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	25 días



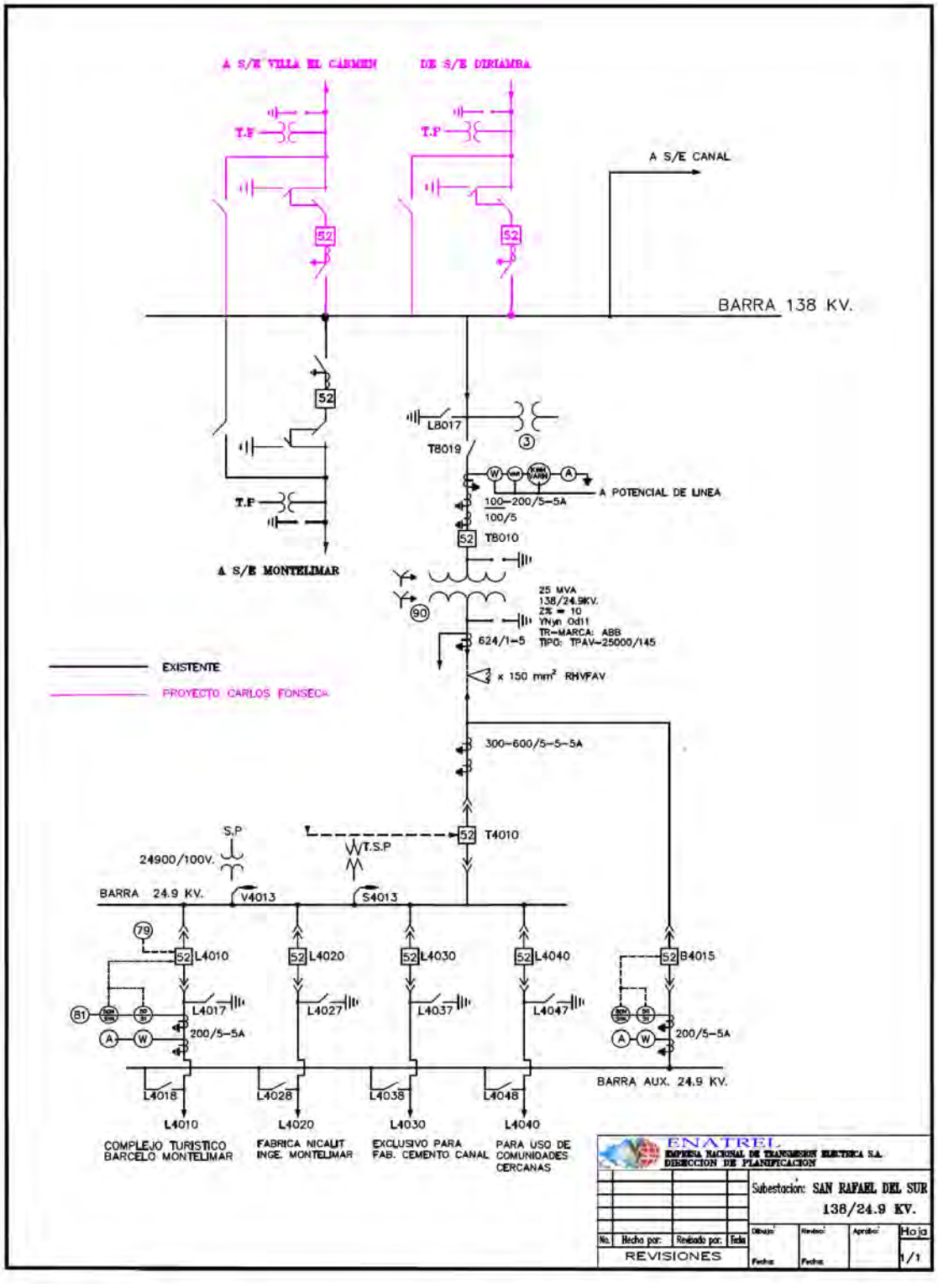
12. - Diagrama Unifilar de la Subestación Carlos Fonseca



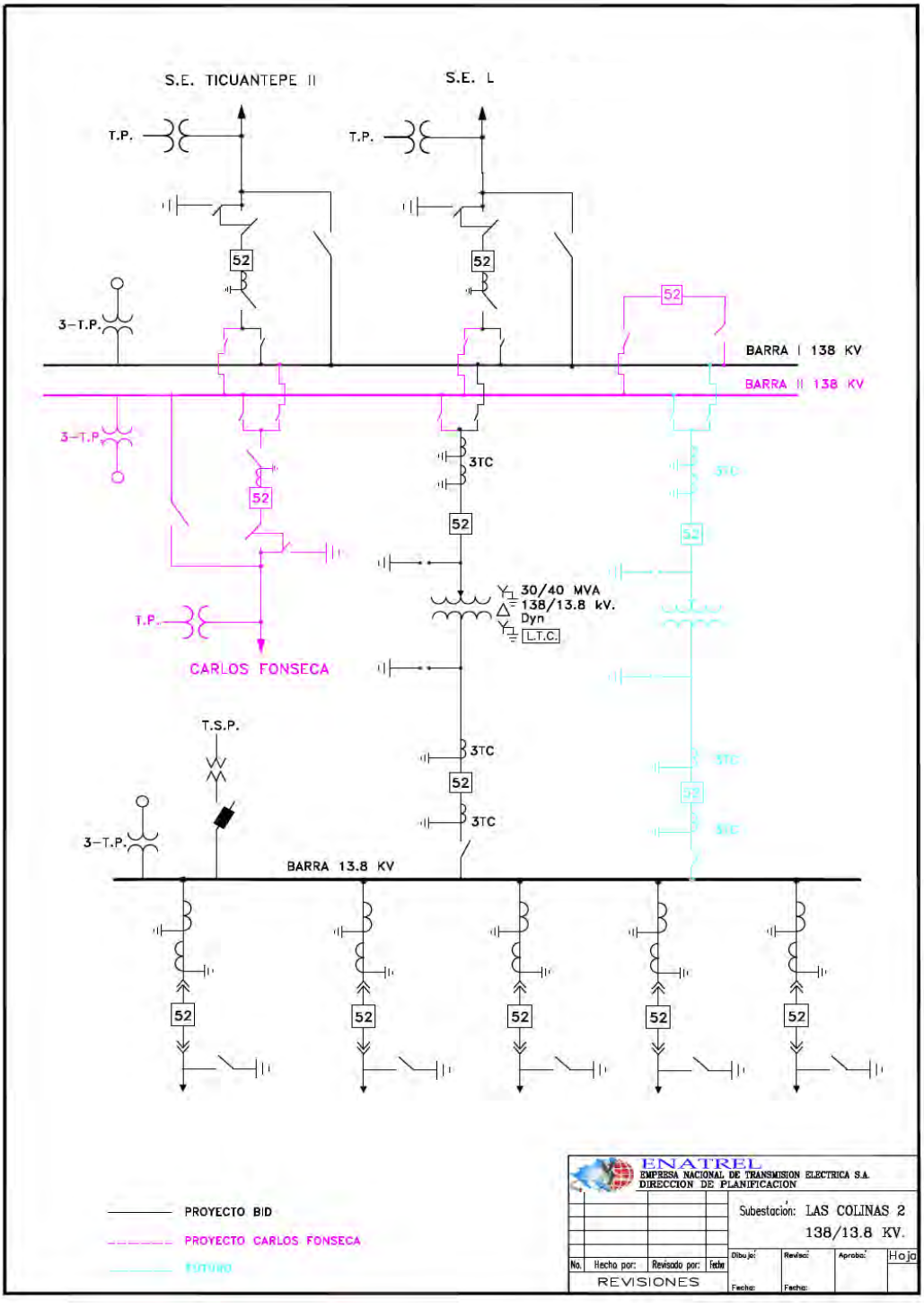
13. - Diagrama Unifilar de la Subestación Villa el Carm



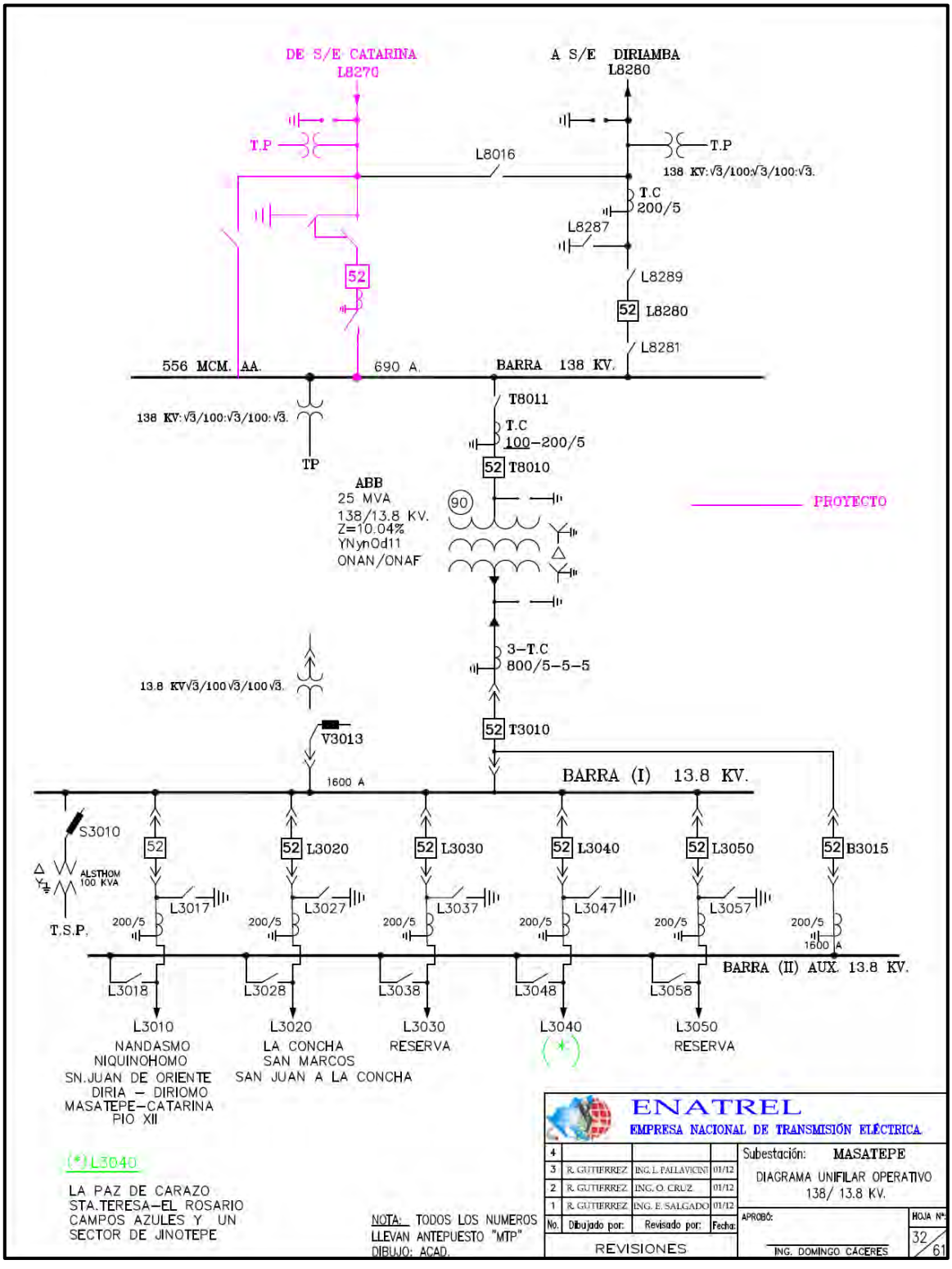
14. - Unifilar Subestación San Rafael del Sur



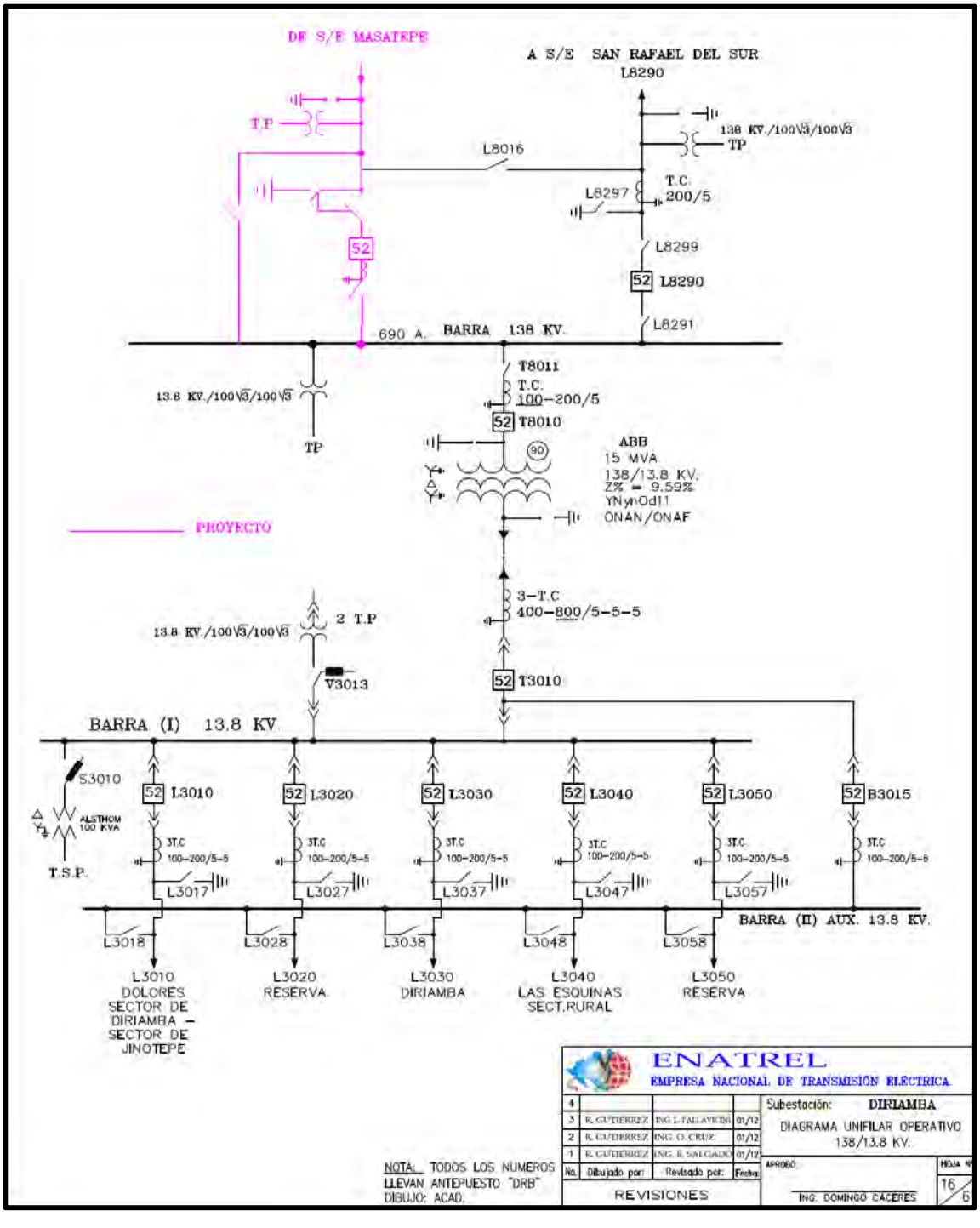
15. - Unifilar Subestación Ticuantepe I



16.- Unifilar Subestación Masatepe



17.- Unifilar Subestación Diriamba



8.4. - Aumento de la capacidad de transmisión en la línea Doble Circuito Alba Rivas.

8.4.1 – Costos

Línea	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $
Cambio de conductor Doble Circuito en línea Alba Rivas-La Virgen Amayo (Tendido Doble Circuito de Conductor ACSS CONDOR TW 795 e Instalación de Herrajes, aisladores y Accesorios)	0.5	$ 210,000	105,000
Costos del Desmontaje del conductor existente 795 ACSR, aisladores y herrajes de la línea Doble Circuito Alba Rivas-La Virgen Amayo Y LLEVADOS A ALMACENES DE ENATREL	0.5	$ 190,000	95,000
		Total	**$ 200,000**

8.5. - Construcción de Nueva Subestación Ticuantepe I en 138 kV

8.1. - Introducción

La subestación de Ticuantepe I (TCP I) entró en operación en el año 1986, esta subestación se encuentra alimentada a través de la línea de subtransmisión de 69 kV (L6040) proveniente de la subestación Benjamín Zeledón, la cual posee 58 años de servicio.

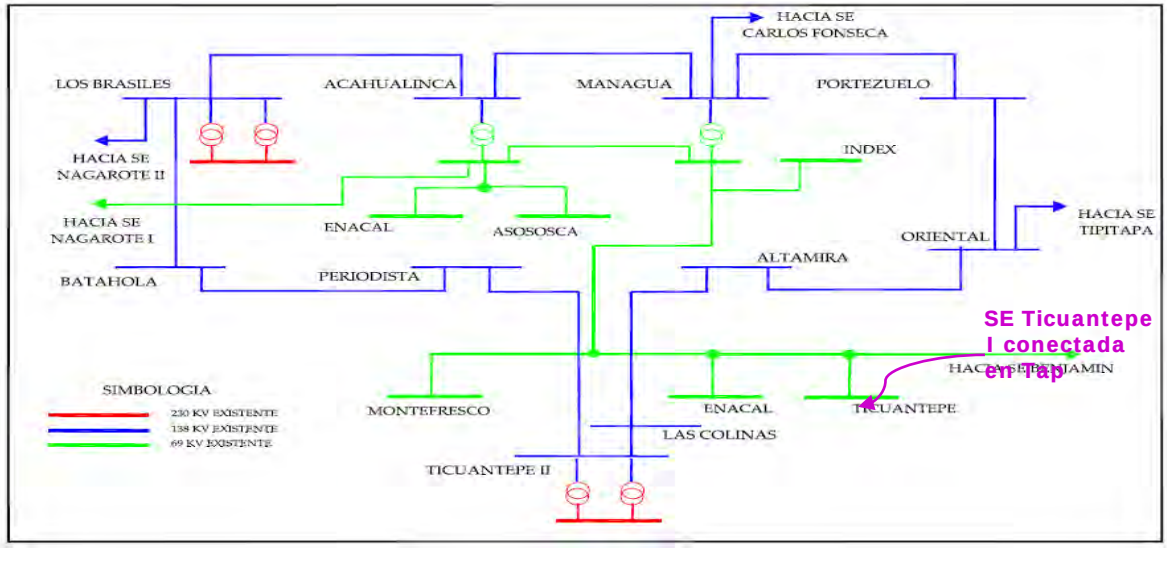
El presente proyecto consiste en la construcción de una nueva Subestación en 138 kV, que reemplace a la subestación Ticuantepe I actual de 69 kV con el propósito de mejorar la confiabilidad del suministro de dicha subestación y ampliar la capacidad de transformación para poder abastecer las cargas futuras de la zona.

8.2. – Antecedentes

En la carretera Masaya se encuentran las subestaciones de Ticuantepe I, Enacal I y Montefresco, todas conectadas en 69 kV conectadas en Tap a la línea Managua-Benjamín Zeledón.

La línea de subtransmisión 69 kV va desde la subestación Managua a la Subestación Benjamín Zeledón fue una de las primeras líneas del Sistema Interconectado Nacional, construido en el 1958, y tiene una distancia total de 30 km. Esta línea tiene 60 años de operación.

Diagrama Unifilar red de 69 KV de Benjamín Zeledón a Managua



Actualmente las subestaciones conectadas a esta línea se manejan seccionadas ya que se opera normalmente abierta la línea Derivación Puentón – Enacal I. De tal forma que las subestaciones de Enacal I y

Ticuantepe I se alimentan desde la SE Benjamín Zeledón y las subestaciones Montefresco e Índex desde la Subestación Acahualinca.

La Subestación Ticuantepe I se encuentra ubicada aprox. en el km. 16 de la carretera Managua – Masaya; esta subestación se alimenta en 69 kV por medio del circuito L6040 el cual tiene una distancia de 14.7 Km desde la Subestación Benjamín Zeledón. Esta última subestación posee las bahías y equipos de protección y control obsoletos ya que tienen aprox. 60 años de servicio.

8.3. - Objetivos

Objetivo General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica, abastecer el crecimiento de la zona de carretera Masaya y reducir las pérdidas en el sistema de Transmisión.

Específicos

- Proveer a las zonas de Veracruz, El Raizón, Piedra Quemada, Km 16½ al Km 21 carretera Managua - Masaya y todos los residenciales actuales y futuros de una subestación eléctrica con capacidad para satisfacer la demanda de electricidad actual, y su crecimiento en el largo plazo.
- Mejorar la confiabilidad de las subestaciones Ticuantepe II, Las Colinas al proveer de una subestación con capacidad para retroalimentar parte de las cargas en momentos de mantenimientos o fallas.
- Mejorar la confiabilidad del suministro de energía a importantes consumidores agroindustriales de la zona.
- Crear la infraestructura necesaria para satisfacer el aumento de la demanda en la zona, y para brindar un servicio confiable y de calidad a los futuros usuarios.
- Disminuir los costos de mantenimiento de las líneas de 69 kV.

8.4. – Justificación

En 1958 se crea el Sistema Interconecta Nacional con 180 km de líneas en 69 kV que va desde la Subestación Benjamín Zeledón hasta la Subestación León I. La subestación Ticuantepe I se alimenta de este sistema de 69 kV el cual fue el primero en construirse y tiene actualmente 58 años.

Actualmente se tiene una cartera de proyectos con financiamiento y en gestión para ir convirtiendo las líneas de 69 kV obsoletas a 138 kV.

Líneas de 69kV existentes pertenecientes al Sistema Nacional de Transmisión

CIRCUITO	TENSIÓN	LOCALIZACIÓN		PROYECTO
No.	kV	INICIO	FIN	
L6010	69	S/E. MANAGUA	DERIV. HACIA EL PUENTON	S/E CARLOS FONSECA
L6020	69	S/E. MANAGUA	S/E. ASOSOSCA	S/E ASOSOSCA 138KV
L6030	69	S/E. MANAGUA	S/E. ACAHUALINCA	
L6040	69	S/E. BENJAMIN ZELEDON	DERIV. EL PUENTON	
L6050	69	S/E. NAGAROTE II	S/E. LEON I	
L6050	69	DERIV. HACIA LEON II	S/E. LEON II	S/E LEON II 138KV
L6060	69	S/E ACAHUALINCA	S/E NAGAROTE I	S/E NAGAROTE I 138KV
L6070	69	S/E. CHICHIGALPA	S/E. CHINANDEGA	ANILLO OCCIDENTE 138KV
L6090	69	S/E. CHINANDEGA	S/E. EL VIEJO	ANILLO OCCIDENTE 138KV
L6100	69	S/E. EL VIEJO	S/E. VILLANUEVA	S/E VILLANUEVA 138KV
L6100	69	DERIV. HACIA MINA EL LIMON	S/E. MINA EL LIMON	
L6110	69	S/E. ACOYAPA	S/E. SAN MIGUELITO	S/E SAN MIGUELITO 138KV
L6120	69	DERIV. EL PUENTON	S/E. MONTE FRESCO	/E CARLOS FONSECA 138K
L6130	69	S/E. YALAGUINA	S/E. SANTA CLARA	S/E SANTA CLARA 138KV
L6140	69	S/E. SAN RAMON	S/E. EL TUMA	S/E LA DALIA 138KV
L6160	69	S/E. LA GATEADA	S/E. EL COROCITO	S/E COROCITO 138KV
L6170	69	S/E. LA GATEADA	S/E. LA ESPERANZA	S/E LA ESPERANZA 138KV
L6180	69	S/E. CHINANDEGA	S/E. CORINTO	S/E CORINTO 138KV
L6190	69	S/E. PTA. CENTROAMERICA	S/E. ASTURIAS	
L6200	69	S/E. LEON I	S/E. CHICHIGALPA	ANILLO OCCIDENTE 138KV
L6210	69	S/E. LA ESPERANZA	S/E. BLUEFIELDS	S/E BLUEFIELDS 138KV
L6240	69	S/E. NAGAROTE II	S/E. NAGAROTE I	S/E NAGAROTE 138KV

La conexión a la subestación se hace por medio de una línea de 69kV la cual conecta en "T" las subestaciones de Ticuantepe I, ENACAL I y Monte fresco lo que hace que la confiabilidad del suministro de Ticuantepe sea baja ya que cualquier falla en el tramo Benjamín Zeledón-ENACAL, haría que se salga la subestación Ticuantepe I, dejando sin suministro importantes cargas residenciales y agroindustriales.

El proyecto de conversión de Ticuantepe I de 69 kV a 138 kV es necesario debido a:

- El notable incremento de la demanda en la zona, principalmente al desarrollo de urbanizaciones y al crecimiento de carga agroindustrial.
- En un inicio se había considerado que la subestación Ticuantepe II reemplazaría a la subestación Ticuantepe I pero debido al alto crecimiento residencial de la zona y de cargas importantes en la carretera Masaya tales como la empresa Cargill la cual aumento su consumo a 3MW y en el mediano plazo se incrementara hasta 7MW y a diversas urbanizaciones de la zona construidas en los últimos años y a construirse

en el mediano plazo, es necesario la disponibilidad de ambas subestaciones para abastecer el crecimiento de la zona.

- La demanda máxima registrada en el 2015 fue de 14.8 MVA, lo que representa una cargabilidad del 99 % de la capacidad nominal del transformador.

A continuación, se muestra la proyección del crecimiento de la demanda vegetativa para la subestación Ticuantepe:

AÑO Demanda Transformadores	2017 * MW	2018 MW	2019 MW	2020 MW	2021 MW	2022 MW
CARGA MW	11.20	11.60	12.00	12.50	13.10	13.60
CARGA MVA	11.79	12.21	12.63	13.16	13.79	14.32
CARGABILIDAD TRAFO (%)	78.6%	81.4 %	84.2 %	87.7 %	91.9 %	95.4 %

***Demanda Máxima Registrada**

Esta proyección se realizó a partir de la demanda máxima registrada en el 2017 y se utilizó la tasa de crecimiento estimada por el Ministerio de Energía y Minas para el periodo 2015-2021(no se consideró el incremento de Cargill el cual agudiza más la problemática).

La subestación con sus equipos se encuentra operando bajo condiciones de alto riesgo, dado que tiene más de 30 años de funcionamiento, lo cual sobrepasa su vida útil.

Los equipos de la subestación y el transformador poseen 30 años de servicio. Entre el conjunto de transformadores que posee ENATREL, este transformador es el único de ese modelo y características, por lo que no se dispone de repuestos ni accesorios que permitan brindarle un mantenimiento adecuado. Ante una eventual falla de este transformador no se podría dar una respuesta inmediata, lo que incrementaría el tiempo fuera de servicio de esta Subestación.

Con la nueva subestación se podrá seguir abasteciendo de forma confiable y segura la demanda actual y su crecimiento a largo plazo, además que servirá de respaldo para la subestación Ticuantepe II ya que se podrá retroalimentar la carga de esta subestación en caso de mantenimiento o falla del transformador de distribución de Ticuantepe II.

La carga de ENACAL carretera a Masaya se alimentaria de un circuito exclusivo de la nueva subestación Ticuantepe I.

5. –Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Nueva subestación Ticuantepe I 138 kV
- 2 km de Línea de Transmisión en 138 kV

Obra 1: Nueva Subestación Ticuantepe I 138 Kv

- 2 bahías de línea en 138kV, con seccionador bypass.
- 1 bahía de transformación con relación de voltaje 138/13.8kV
- 1 Transformador de 30/40 MVA con relación 138/13.8 kV
- 8 celdas Metalclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 5 salidas de distribución con sus interruptores, la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios)
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios
- Adquisición de terreno.
- Sistema de Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras metálicas para Pórticos Tipo celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, Andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).

Obra 2: Línea de Transmisión

- Construcción de 2 kilómetros de línea de Transmisión en 138 kV, de cuatro circuitos, con conductor Dove ACSR 556.6 kcmil e hilo de guarda tipo OPGW, desde la nueva subestación Ticuantepe I hasta aperturar la línea Ticuantepe II-Las Colinas.

6. - Población Beneficiada

Esta nueva subestación beneficiaría directamente a 48,240 habitantes.

7. - Sectores Beneficiados

Veracruz, El Raizón, Piedra Quemada, Km 16½ al Km 21 carretera Managua – Masaya, Entre los grandes clientes que se beneficiarían están: Solka, Cargill y ENACAL

8. - Costos del proyecto

El costo total de las obras es de **US$6.708 millones de dólares**, de los cuales **US$ 5.780 millones de dólares** es financiamiento externo y **US$ 0.927 millones de dólares** es financiamiento local.

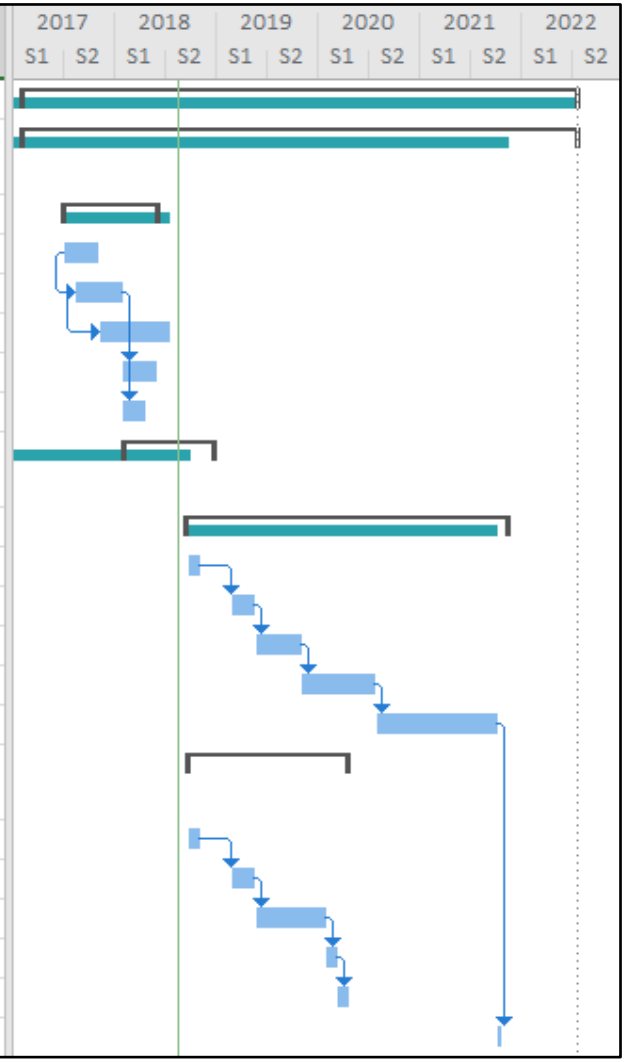
Proyecto		
Nueva Subestacion Ticuantepe I en 138kV	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BID 3727	**3017,569**
Moneda Extranjera	Corea 3728	**2763,341**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**709,022**
Moneda Local	Recursos Propios	**218,383**
	Costo Total $	**6708,314**

8.5.9. - Mapa de Localización

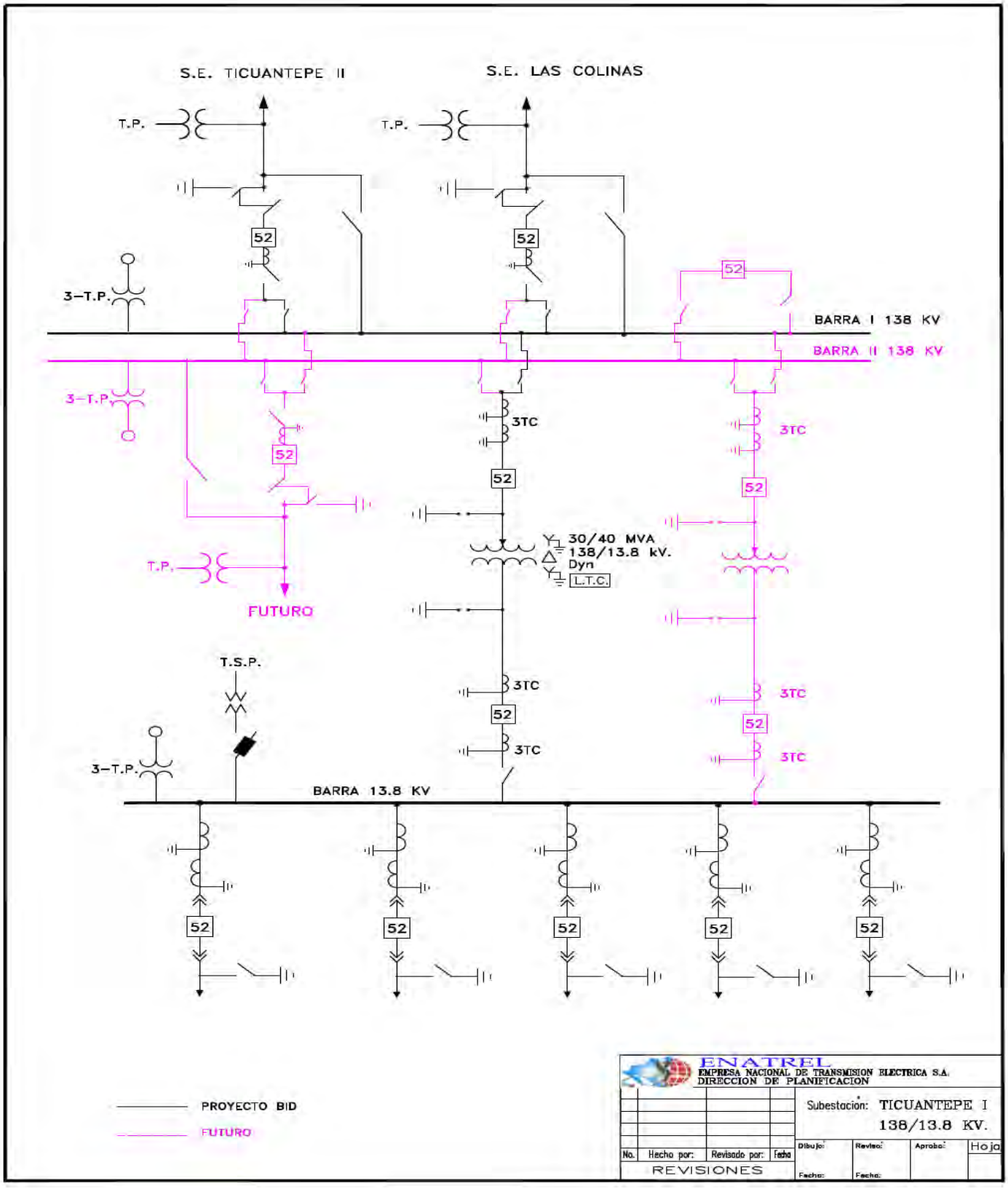


8.5.10. - Cronograma de ejecución

Nombre de tarea	Comienzo	Fin
PEP	**lun 6/2/17**	**vie 22/7/22**
CONSTRUCCIÓN DE NUEVA SUBESTACIÓN TICUANTEPE I EN 138 KV	**lun 6/2/17**	**vie 22/7/22**
Preliminares	**sáb 1/7/17**	**jue 7/6/18**
Adquisición de terreno	lun 3/7/17	vie 3/11/17
Levantamiento topográfico	lun 14/8/17	vie 26/1/18
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	lun 6/11/17	vie 13/7/18
Estudio geológico	lun 29/1/18	vie 1/6/18
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	lun 29/1/18	vie 20/4/18
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**mar 6/2/18**	**vie 21/12/18**
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**mié 12/9/18**	**mar 16/11/21**
Solicitud y pago del anticipo	lun 24/9/18	vie 2/11/18
Diseño y especificaciones técnicas	lun 25/2/19	vie 17/5/19
Suministro de bienes	lun 20/5/19	vie 1/11/19
Obras Civiles	lun 4/11/19	vie 24/7/20
Montaje Electromecanico	lun 27/7/20	vie 1/10/21
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión - Lote II	**lun 24/9/18**	**vie 17/4/20**
Solicitud y pago del anticipo	lun 24/9/18	vie 2/11/18
Diseño y especificaciones técnicas	lun 25/2/19	vie 17/5/19
Suministro de bienes	lun 20/5/19	vie 24/1/20
Obras Civiles	lun 27/1/20	vie 6/3/20
Montaje Electromecanico	lun 9/3/20	vie 17/4/20
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	**lun 4/10/21**	**vie 15/10/21**



8.5.11. - Diagrama Unifilar de la Subestación Ticuantepe I



8.6. - Nueva Subestación Sébaco II 138 kV

1. – Introducción

La Subestación de Sébaco (SEB I) está localizada en las inmediaciones de la ciudad del mismo nombre en el departamento de Matagalpa. Dicha subestación es barra sencilla y en ella convergen 6 bahías de líneas de 138 kV que conectan a 14 subestaciones eléctricas que alimentan las zonas norte y caribe norte del país.

Para mejorar la confiabilidad del suministro de estas 14 Subestaciones existentes (Matagalpa, San Ramón, El Tuma, El Jobo, Matiguás, Mulukukú, Siuna, Centroamérica, Asturias, Hidropantasma, Larreynaga, Estelí, Yalagüina y Santa Clara) conectadas radialmente al nodo de Sébaco se consideró realizar la ampliación de la Subestación Sébaco de barra sencilla a doble barra, siendo necesaria la reubicación de las bahías de líneas existentes y su construcción en esquema de doble barra, para ello se requiere de la compra de terreno adyacente a la subestación actual.

El nuevo Proyecto considera la construcción de 4 bahías de líneas en esquema de doble barra y 2 barras de 138kV; de forma tal de trasladar las salidas de líneas de Estelí, Planta Carlos Fonseca y Matagalpa a la nueva subestación Sébaco II y dejar las salidas de las líneas de Terrabona, Larreynaga y Centroamérica en Sébaco I.

Es decir, que las 6 salidas de líneas existentes en Sébaco I quedarían divididas 3 en la Subestación Sébaco II y 3 en Sébaco I, y una línea de enlace entre ambas subestaciones, con lo cual ambas subestaciones operarían en forma de doble barra, pero ubicadas en sitios diferentes.
Adicionalmente a lo previsto en el proyecto inicial, para esta modificación (proyecto Subestación Sébaco II), se requiere la construcción de aprox. 10 km de línea en 138kV.

Con esta nueva subestación se crearán las condiciones para que en un futuro se instale un transformador de potencia y poder abastecer a las nuevas demandas de la zona, tal es el caso del proyecto Minera Mina La india el cual tendría una demanda máxima de 6.6 MW prevista para el año 2020. La demanda de este proyecto minero no puede abastecerse por las redes de distribución ya que no tienen la capacidad requerida.

2. – Antecedentes

La Subestación Sébaco es el punto de convergencia de un total de seis líneas de 138 kV: Línea Sébaco I– Carlos Fonseca, línea Sébaco I- Terrabona, línea Sébaco I- Estelí, línea Sébaco I-Matagalpa, línea Sébaco I - Planta Larreynaga y línea Sébaco I – Planta Centroamérica.

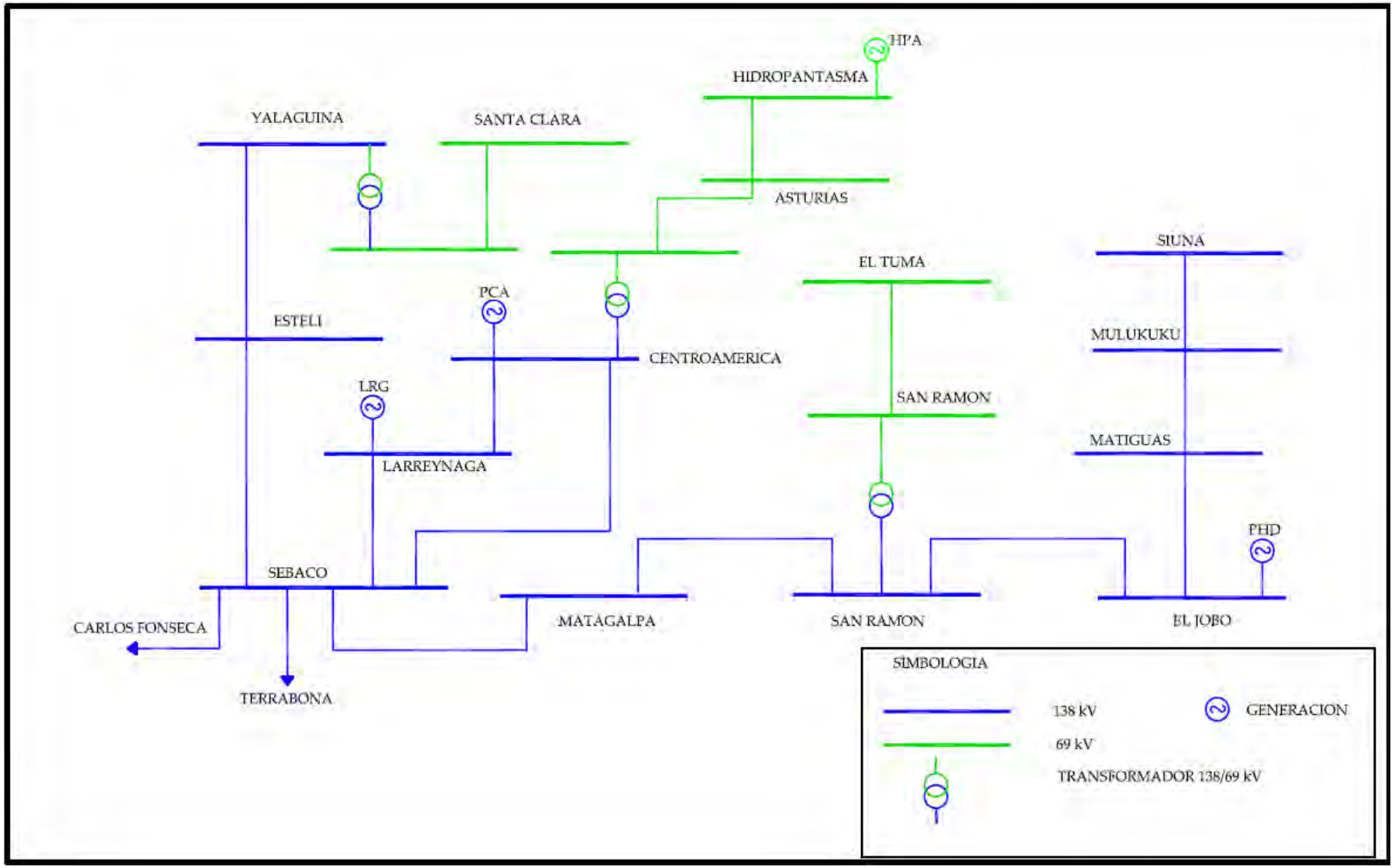
La subestación Sébaco I entró en operación en 1965, es decir, que actualmente tiene 53 años de servicio. Al inició tenía un transformador de 5 MVA, 138/24.9 kV, sin embargo, debido al incremento de carga el transformador fue sustituido en 1990 por uno de 15 MVA y en el 2005 por uno de 25 MVA (Marca ABB), el cual se encuentra actualmente en operación. Hay que recalcar que esta subestación entró en servicio en el mismo año que entró en operación la Planta Centroamérica debido a que esta planta se conecta al sistema a través de la Subestación Sébaco I.

3. - Situación Actual

La S/E Sébaco tiene seis celdas de línea de 138 kV (Terrabona, Estelí, Carlos Fonseca, Matagalpa, Larreynaga y Centroamérica) y una celda del transformador de distribución 138/24.9 kV. Todas las bahías de salida de líneas están provistas de un seccionador de bypass.

Esta subestación posee un transformador de 25 MVA, 138/24.9 kV que alimenta los poblados de Sébaco, Ciudad Darío, Santa Rosa del Peñón y otros. Pese a la importancia de esta subestación, su configuración en el lado de 138 kV es de barra sencilla.

Diagrama de conexión de la situación actual



4. - Objetivos

General

- Incrementar la confiabilidad de 14 subestaciones eléctricas actuales, así como las 4 centrales de generación hidroeléctrica del Sistema Nacional de transmisión del Centro-Norte del país.

Especifico

- Garantizar el despacho de generación de aprox. 85 MW hidroeléctricos de las plantas Centroamérica, Larreynaga, Pantasma y El Diamante.
- Mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico de las subestaciones actuales: Sébaco I, Matagalpa, San Ramón, El Tuma, El Jobo, Matiguás, Mulukukú, Siuna, Centroamérica, Asturias, Hidropantasma, Larreynaga, Terrabona, Estelí, Yalagüina y Santa Clara.
- Garantizar la operación de la principal planta hidroeléctrica (Centroamérica) que está conectada al Control Automático de Generación (AGC).
- Crear las condiciones para la realización de los mantenimientos preventivos y correctivos de la subestación de Sébaco I.

5. – Justificación

Actualmente la Subestación de Sébaco I posee un esquema de barra sencilla, la dependencia de una sola barra produce discontinuidad en el servicio eléctrico, como en el caso de falla de la barra o de un disyuntor.

La salida de la Subestación de Sébaco I deja sin alimentación un total de 14 Subestaciones conectadas radialmente a este nodo: Matagalpa, San Ramón, El Tuma, El Jobo, Matiguás, Mulukukú, Siuna, Centroamérica, Asturias, Hidropantasma, Larreynaga, Estelí, Yalagüina y Santa Clara las cuales actualmente alimentan una carga de 65 MW aprox.

Adicionalmente la salida de la SE Sébaco I tiene como consecuencia que la Planta Centroamérica de 50 MW, Larreynaga de 17 MW, Pantasma de 14 MW y El Diamante de 5 MW no puedan entregar al sistema aprox. 86 MW de generación hidroeléctrica que convergen en este nodo. Hay que resaltar que con la Planta Centroamérica se ha realizado por más de 40 años la regulación del SIN dando seguimiento a las variaciones de la carga y en los últimos años a las variaciones de la generación eólica, a la fecha sigue siendo la planta de mayor relevancia para mantener el balance carga-generación conectada al AGC.
Si es necesario hacer algún mantenimiento en las barras, se deben sacar de servicio todas las derivaciones u operar en caliente, lo que repercute en la

seguridad del personal encargado de mantenimiento.
Se realizará el seccionamiento y operación de doble barra de las líneas que convergen en Sébaco I, estas obras serán realizadas en la nueva Subestación Sébaco II que estará localizada aproximadamente a 12 km de Sébaco, por razones de legalidad con el terreno aledaño a la subestación existente.

La construcción de la nueva subestación Sébaco II permitirá incrementar la confiabilidad y seguridad de operación de la subestación de Sébaco I y de las subestaciones asociadas.

Esta nueva subestación estará construida en esquema doble barra en 138 kV, en el cual se repartirán las líneas que entran en la subestación Sébaco I, de tal manera que al momento de una falla en Sébaco I, el resto de las subestaciones conectadas queden respaldadas por Sébaco II.

6. - Alcance del proyecto

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, instalación electromecánica, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva Subestación Sébaco II.
- Líneas de transmisión.

Obra 1: Nueva Subestación Sébaco II.

- 2 juegos de Barras de 138 kV.
- 4 Bahías de Línea 138 kV, en esquema de doble barra, con seccionador bypass.
- Adquisición de terreno.
- Sistema de Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras metálicas para Pórticos Tipo celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Ampliación del Edificio de Control, Calles, Andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).

Obra 2: Líneas de transmisión.

- Suministro y Construcción de 10 km de línea en 138 kV, doble circuito, desde la nueva subestación Sébaco II hasta interceptar la línea Estelí – Sébaco I, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, en torres de celosía y postes.
- Suministro y Construcción de 0.6 km de línea en 138 kV, doble circuito, desde la nueva subestación Sébaco II hasta interceptar la línea Planta Carlos Fonseca – Sébaco I, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, en torres de celosía y postes.
- Suministro y Construcción de 0.3 km de línea en 138 kV, para realizar el bypass de la salida de la línea Matagalpa en Sébaco I hacia la nueva Subestación Sébaco II.

7. - Población Beneficiada

El número de clientes beneficiados es de 212,920 comprendidos en los diferentes departamentos de Matagalpa, Estelí, Jinotega, Madriz, Ocotal, Nueva Segovia y RAAN, los cuales están alimentados por las subestaciones que se muestran en la siguiente tabla:

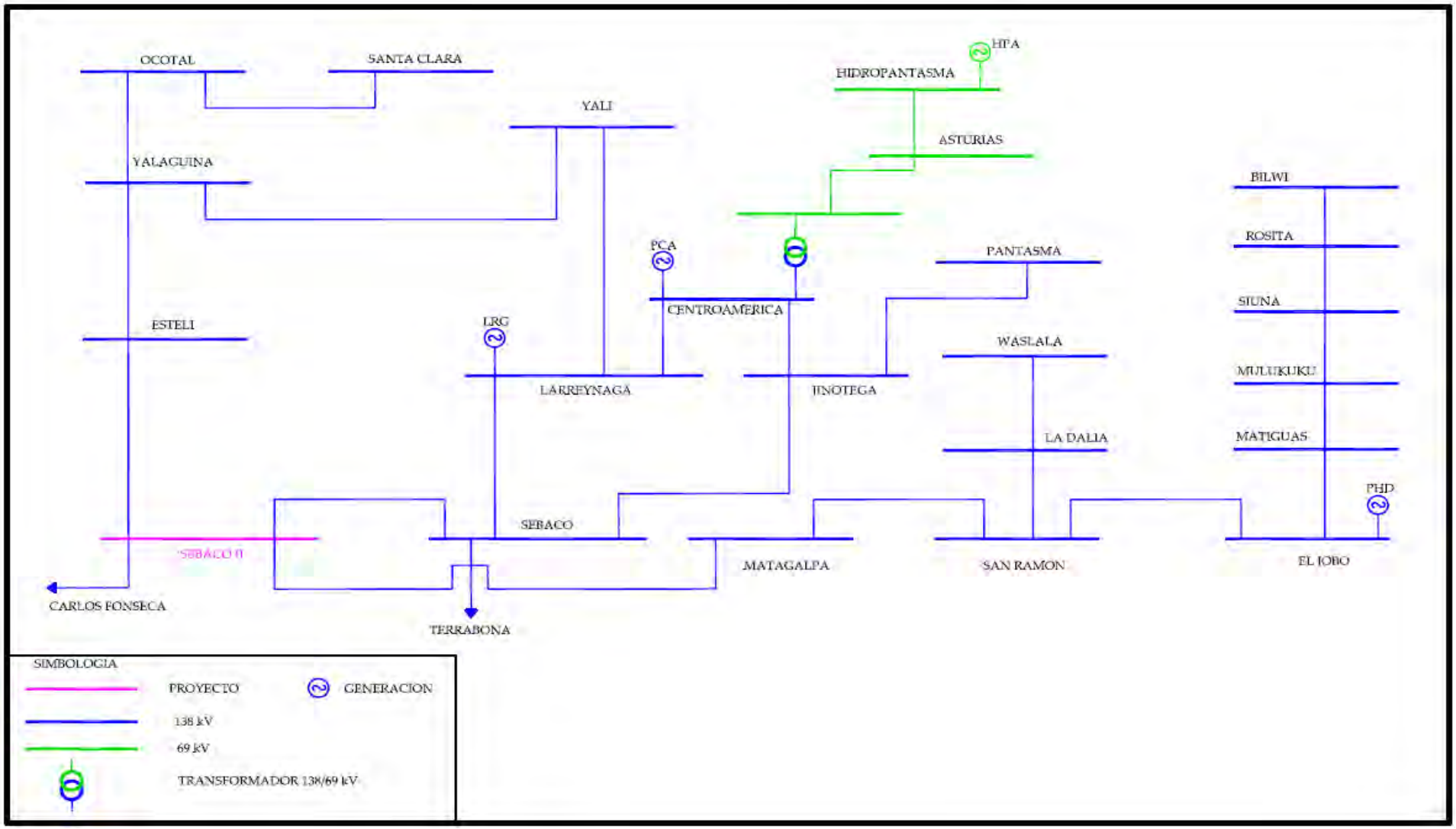
SUBESTACION	N° CLIENTES
ESTELI	30,851
EL TUMA	11,386
MATIGUAS	8,711
MATAGALPA	23,858
CENTROAMERICA	26,672
SEBACO	28,140
SANTA CLARA	22,477
SAN RAMON	14,445
YALAGUINA	37,532
MULUKUKU	3,729
SIUNA	5,119
TOTAL	**212,920**

8. - Costo del proyecto

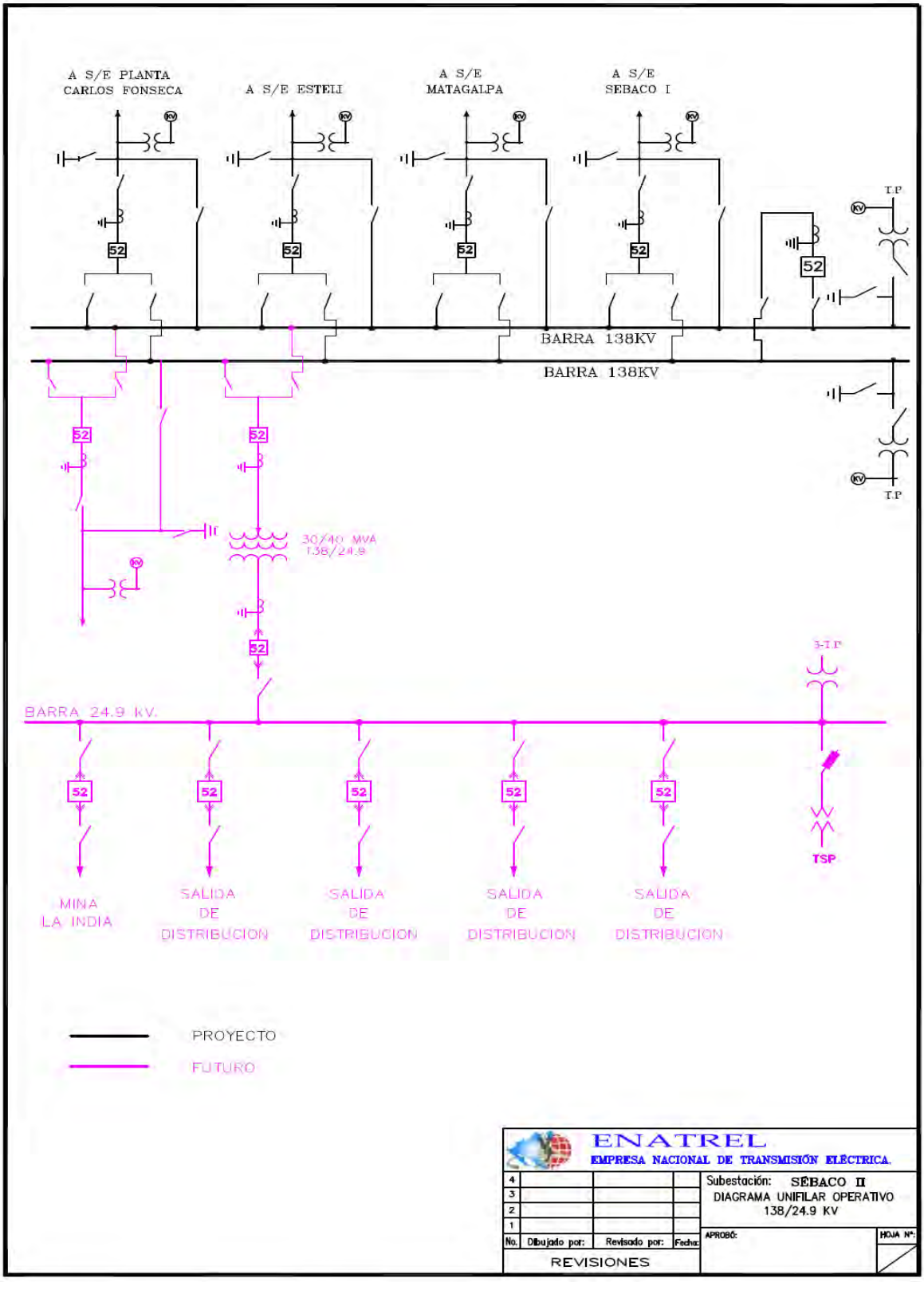
El proyecto tiene un costo total estimado de **US$ 9.53 millones de dólares**, de los cuales **US$ 8.95 millones de dólares** será financiamiento externo y el restante **US$ 0.58 millones de dólares** financiamiento local.

Proyecto		
Nueva Subestación Sebaco II	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BID 3727	**4657,199**
Moneda Extranjera	Corea 3728	**4298,953**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**508,799**
Moneda Local	Recursos Propios	**73,686**
	Costo Total $	**9538,637**

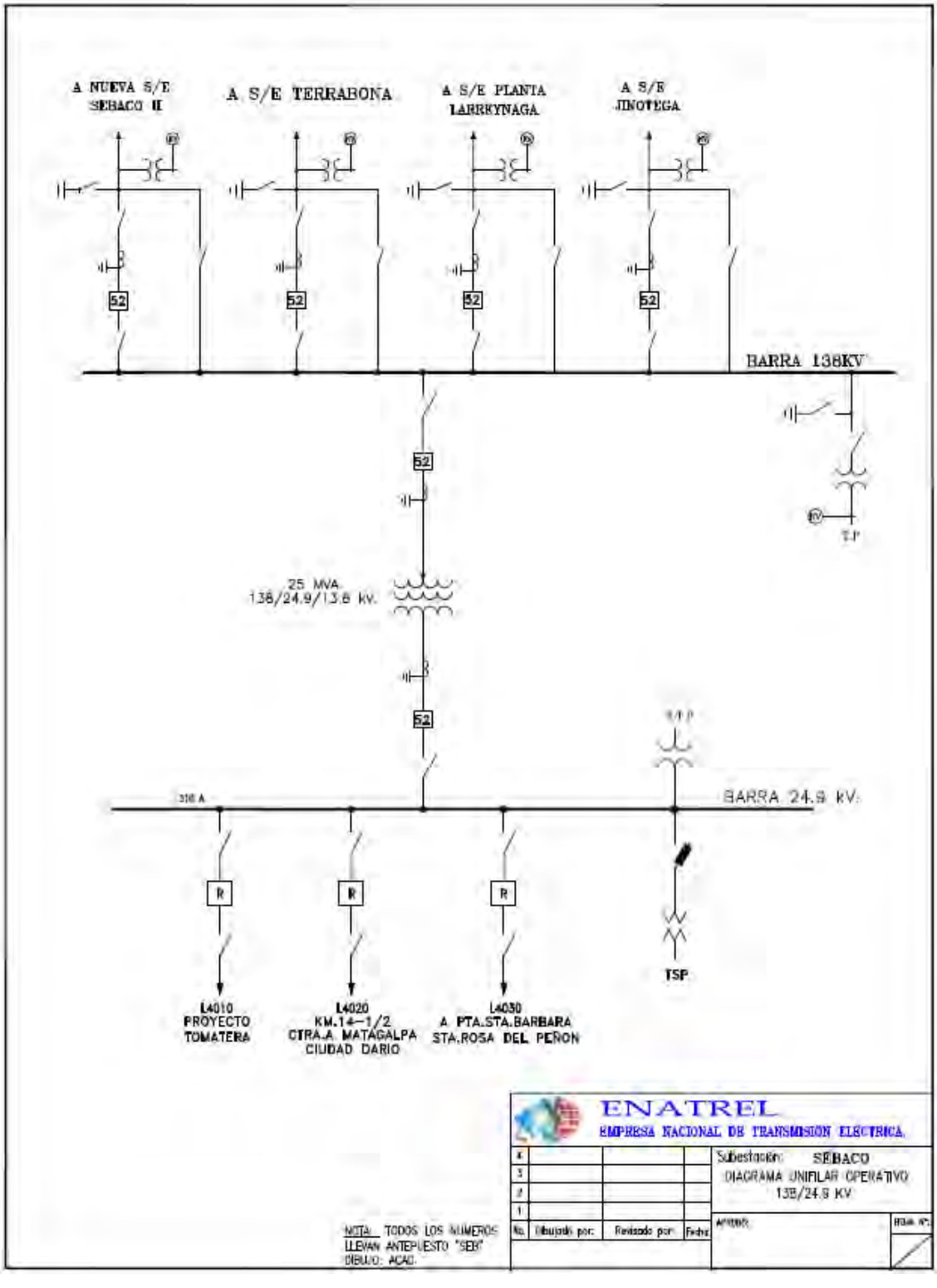
Diagrama de conexión futura con proyecto



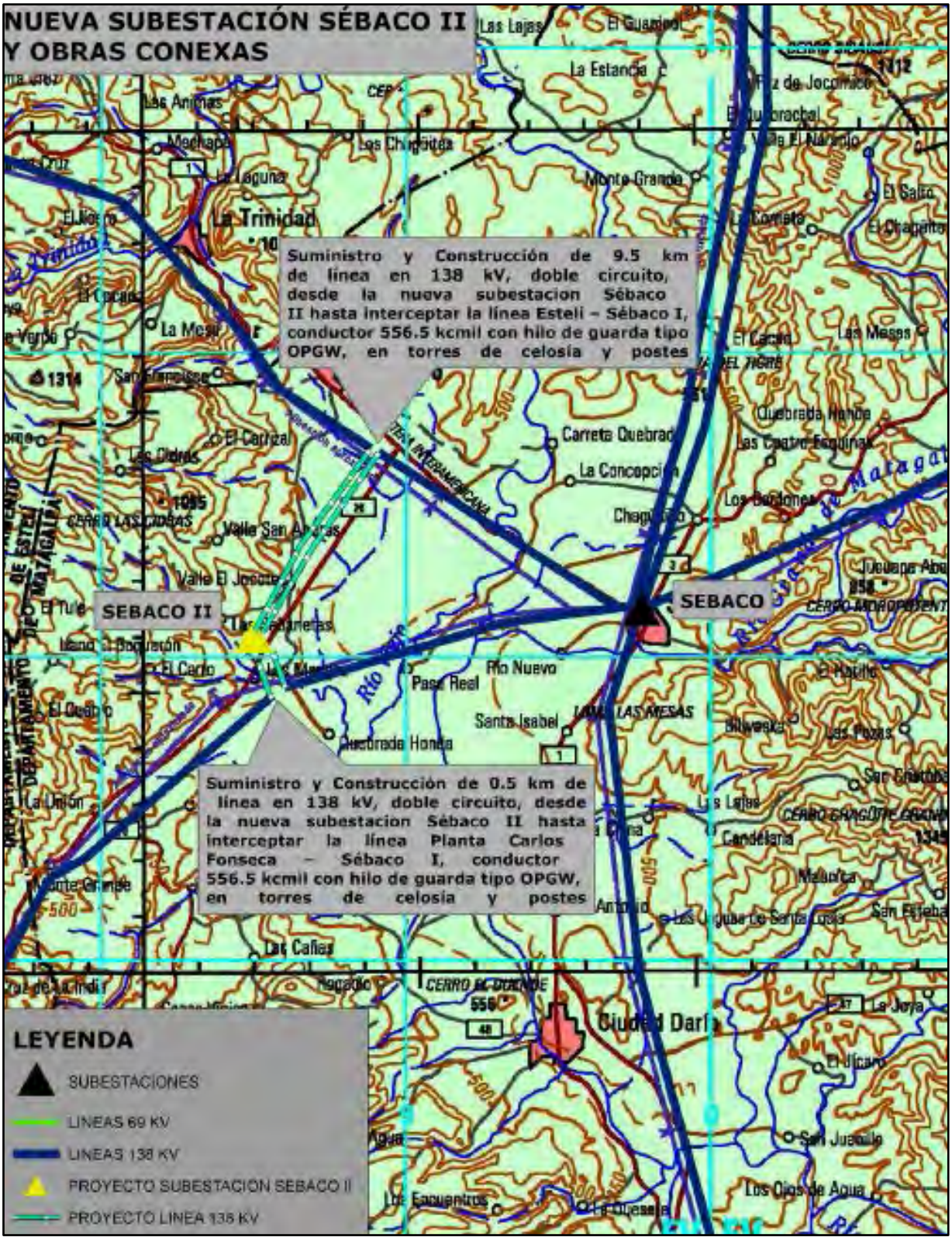
9. - Diagrama unifilar de subestación Sébaco II



10. - Diagrama unifilar de subestación Sébaco I



11. - Mapa de Localización



12. - Cronograma de Ejecución

Nombre de tarea	Comienzo	Fin
SUBESTACION SEBACO	**lun 20/11/17**	**mié 16/11/22**
AMPLIACION SUBESTACION SEBACO	**lun 20/11/17**	**mié 16/11/22**
Preliminares	**lun 20/11/17**	**lun 01/07/19**
Adquisición de terreno	mar 05/12/17	lun 09/04/18
Levantamiento topográfico	mar 16/01/18	lun 02/07/18
Estudio de impacto ambiental	mar 10/04/18	lun 28/01/19
Estudio geológico	mar 03/07/18	lun 17/12/18
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	mar 03/07/18	lun 17/12/18
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**mar 20/11/18**	**vie 04/10/19**
Elaboración de especificaciones técnicas	jue 01/11/18	mié 23/01/19
Elaboración de DDL	jue 24/01/19	mié 06/03/19
Solicitud de no objeción al Banco	jue 07/03/19	mié 20/03/19
Convocatoria pública de licitación	jue 21/03/19	lun 01/04/19
Presentación de ofertas	mar 02/04/19	lun 13/05/19
Apertura de ofertas	mar 14/05/19	mar 14/05/19
Evaluación de oferta	mié 15/05/19	mar 25/06/19
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	mié 26/06/19	mar 16/07/19
Notificación a los oferentes	mié 17/07/19	jue 25/07/19
Constitución de garantias	vie 26/07/19	mar 03/09/19
Suscripción del contrato	mié 04/09/19	mar 10/09/19
Remisión del contrato	mié 11/09/19	mar 17/09/19
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**mié 11/09/19**	**mar 27/09/22**
Solicitud y pago del anticipo	mié 11/09/19	mar 12/11/19
Diseño y especificaciones técnicas	mié 04/03/20	mar 18/08/20
Suministro de bienes	mié 19/08/20	mar 22/06/21
Obras Civiles	mié 23/06/21	mar 12/04/22
Montaje Electromecanico	mié 13/04/22	mar 27/09/22
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**mié 11/09/19**	**mar 16/11/21**
Solicitud y pago del anticipo	mié 11/09/19	mar 12/11/19
Diseño y especificaciones técnicas	mié 04/03/20	mar 18/08/20
Suministro de bienes	mié 19/08/20	mar 22/06/21
Obras Civiles	mié 23/06/21	mar 14/09/21
Montaje Electromecanico	mié 15/09/21	mar 16/11/21
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	mié 28/09/22	mar 08/11/22

8.7. - Ampliación de capacidad de transmisión de las subestaciones La Esperanza y La Gateada, y de la Línea de Transmisión La Gateada – La Esperanza a 138 kV.

1. - Introducción

El poblado de La Esperanza, pertenece al municipio EL RAMA el cual se ubica en la Región Autónoma de la Costa Caribe Sur (RACCS), a 292 km de Managua capital de la República. El municipio tiene una extensión territorial de 5,618 Km2, con una población de 59,089, de los cuales el 34.4 % es población urbana y el 65.6 % población rural.

El servicio de energía eléctrica en el municipio de EL RAMA es suplido a través de la subestación La Esperanza (S/E EPZ), con un transformador de 6.25 MVA. La subestación se encuentra conectada al sistema Nacional de Transmisión (SNT) en 69 kV a través de la línea La Gateada - La Esperanza (L6170).

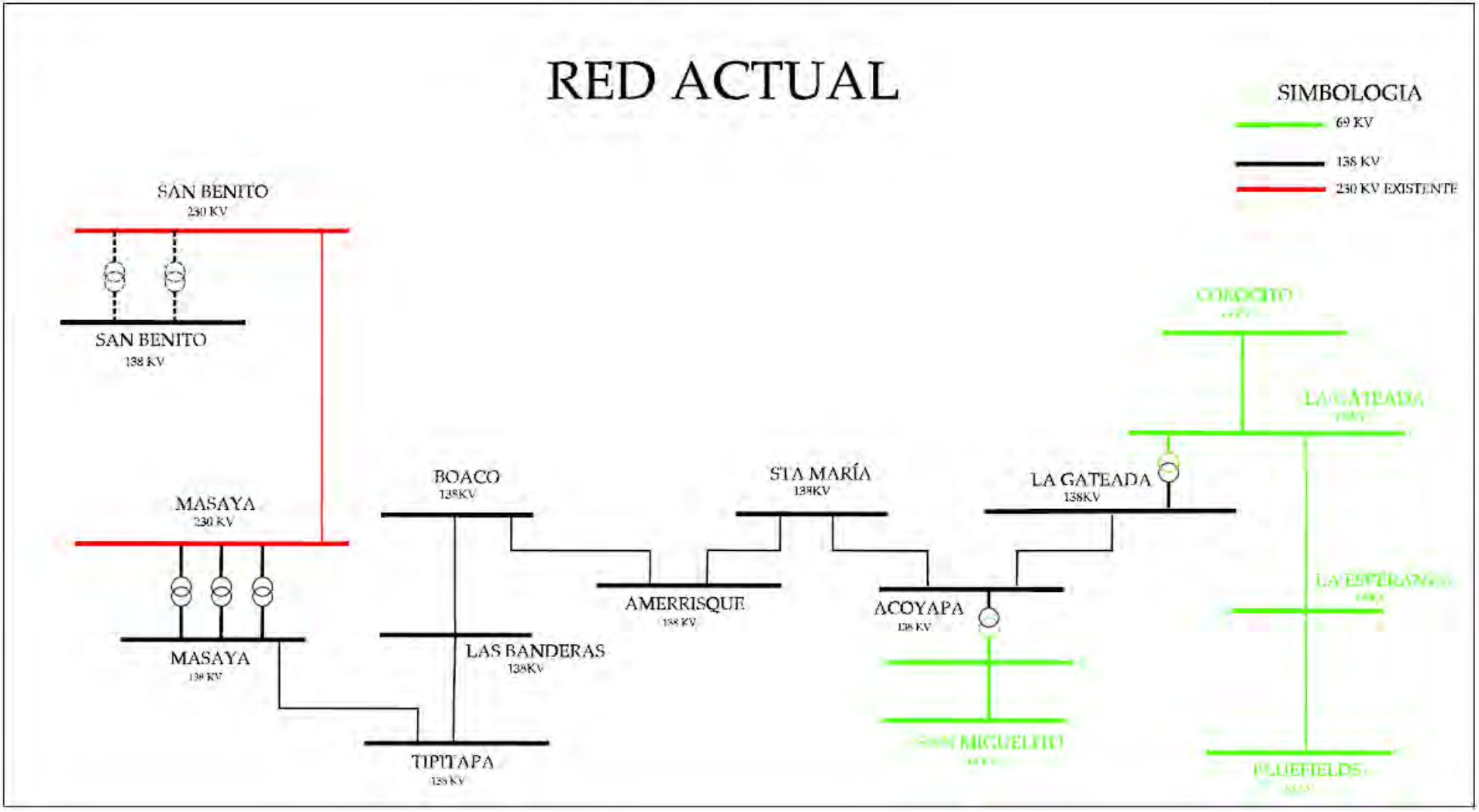
La ampliación de la cobertura del servicio de electricidad y la inversión en fuentes renovables de generación eléctrica, son componentes claves dentro de los planes estratégicos de desarrollo de Nicaragua, sin embargo, el tema se convierte en un reto para el gobierno en el contexto de los recursos financieros, lo cual implica que para la asignación eficiente de dichos recursos deban realizarse estudios técnicos y económicos que conlleven a invertir en proyectos procurando el máximo de rentabilidad económica-financiera, además se debe procurar que la inversión que se realiza consiga el mayor beneficio socioeconómico posible.

2. - Situación Actual

La Subestación La Esperanza alimenta los poblados de El Rama, La Esperanza, El Recreo, Kukrahill y zonas aledañas, por medio de un transformador de 6.25 MVA 69/24.9 kV, Marca General Electric, el cual posee actualmente 40 años de operación.

La línea de 69 kV La Gateada – La Esperanza fue construida dentro del Plan Nacional de Electrificación Rural desarrollado a finales de los setenta e inicios de los ochentas; esta línea posee actualmente 38 años de servicio y fue construida en postes de madera, debido a la antigüedad de las estructuras de madera muchas se encuentran muy deterioradas.

3. - Situación sin proyecto



4. – Justificación

En la zona de influencia de las Subestaciones La Esperanza y Bluefields existen aproximadamente 183 comunidades sin el servicio de energía eléctrica. Además, Existen proyectos hidroeléctricos en la zona, entre ellos se encuentra la pequeña central Salto Molejones ubicado en el poblado de Wapí con una capacidad de 450 kW, y otras hidroeléctricas identificadas tales como Piedra Fina (44 MW), Piedra Puntuda (15 MW) y Valentín (24 MW), las cuales se conectarán a la línea La Gateada - La Esperanza.

La Hidroeléctrica Piedra Puntuda cuenta con estudio de factibilidad y posee licencia de generación por 30 años.

La línea La Gateada – La Esperanza posee un conductor 4/0 ASCR y su capacidad de transporte de potencia es de 20 MW; por lo que para conectar estos proyectos hidroeléctricos al SIN se requiere aumentar la capacidad de transporte de esta línea.

Adicionalmente, en los poblados de La Esperanza, Bluefields, Kukrahill, El Rama y zonas aledañas se encuentran sin electrificar que requieren de la conversión de dicha subestación en 138 kV y de nuevas subestaciones en la Costa Caribe Sur.

Con la construcción de una nueva S/E La Esperanza en 138 kV se podrá realizar la conexión de las nuevas subestaciones El Tortuguero, Kukrahill y Bluefields consideradas en el Plan de Expansión de Transmisión.

Considerando lo anterior, sumado la antigüedad de las estructuras de madera de la línea La Gateada – La Esperanza, se necesita realizar la conversión de la línea La Gateada-La Esperanza de 69 a 138 kilovoltios, esto disminuirá las pérdidas en el Sistema de 69 kV, permitirá la integración de fuentes renovables y la conexión de subestaciones futuras.

Además, se ampliará la capacidad de la Subestación La Esperanza al sustituir el transformador de distribución de 6.25 MVA 69/24.9 kV por uno de 10/15 MVA 138/24.9 kV.

Para realizar la construcción de la Línea La Gateada-La Esperanza a 138 kV se requiere de una nueva subestación La Gateada II, ya que la actual subestación de la Gateada no posee espacio ni tampoco se podría realizar la compra de terreno adyacentes ya que no existen las condiciones en su ubicación actual.

Costado Trasero y lateral de la Actual Subestación La Gateada



Costado Frontal de la Actual Subestación La Gateada





Por otro lado, al ir incrementando la demanda en esta zona los niveles del voltaje de las Subestaciones La Esperanza y Bluefields, en horas de demanda máxima estarán por abajo del 5%, es decir por debajo de la condición de desempeño mínimo que especifica la normativa de operación.

Se requiere la reinstalación del banco de compensación reactiva de 1MVAr existente en la Gateada I a la barra de 24.9kV de la nueva S/E Gateada II. Así mismo es necesario la instalación de un banco de compensación 5MVAr de la S/E Benjamín a la barra de 69kV de la Gateada I (existente).

5. - Objetivos

Objetivo general

- Mejorar la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico a los usuarios que actuales y nuevos usuarios de las comunidades rurales en los poblados de La Esperanza, El Rama, Kukrahill, Bluefields y zonas aledañas.

Objetivos Específicos

- Dotar de infraestructura eléctrica con capacidad para la conexión de pequeños proyectos de generación hidroeléctrica.
- Mejorar el nivel de voltaje en las Subestaciones de La Esperanza y Bluefields.
- Disminuir las pérdidas de transmisión.
- Disminuir los índices de falla de la línea La Gateada – La Esperanza.
- Crear las condiciones para la expansión del Sistema de Transmisión en la Costa Caribe Sur.
- Aumentar la calidad y la fiabilidad del suministro de energía.

6. - Población Beneficiada

Los clientes directamente beneficiados son los que se abastecen de la actual subestación La Esperanza los que suman más de 6,129; así mismo serán indirectamente beneficiados los clientes de la subestación La Gateada (7,011 clientes) y Bluefields (10,842). En total con el presente proyecto se beneficiará a 23,793 clientes con un servicio de energía eléctrica de mayor calidad y más confiable.

Así mismo la conversión de las líneas La Gateada-La Esperanza, creará las condiciones para la conexión de proyectos Hidroeléctricos tales como (Piedra Puntuda, Valentín y Piedra Fina). Por otro lado, la subestación quedara con la capacidad para abastecer a nuevos usuarios de las zonas circundantes y se podrán conectar a la SE La Esperanza las futuras subestaciones El Tortuguero y Kukrahill.

7. - Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, instalación electromecánica, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva subestación La Esperanza II en 138/24.9 kV.
- Nueva subestación La Gateada II en 138/24.9 kV.

- Ampliación de la Subestación La Gateada I.
- Línea de transmisión de 138 kV de 66 kilómetros entre las Subestaciones de La Gateada II y La Esperanza II, en torres de celosía y postes.
- Línea de transmisión 138 kV de 2 km, doble circuito, entre Subestación La Gateada II y Subestación La Gateada I.

Obra 1: Nueva Subestación La Esperanza II en 138/24.9 Kv

- Adquisición de Terreno de la Subestación.
- 1 Barra de 138 kV con transformadores de potencial.
- 1 Bahía de Línea en 138 kV, con interruptor y seccionador bypass, para la línea proveniente de la Subestación La Gateada II.
- 1 Bahía de transformación 138/24.9 kV.
- 1 transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/24.9 KV, con cambiador automático de Tap bajo carga.
- 7 Metalclad 24.9 KV Switchgear, indoor type. (Incluye 4 salidas de distribución, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para transformador de servicios propios, 1 Celda de Medición).
- Sistema integrado de control y protección, incluyendo todos los Paneles de Mando, Control, Protección y Medición.
- Servicios Auxiliares de Corrientes AC y DC.
- Banco de Baterías, Rectificador- Cargador con accesorios
- Sistema de Iluminación perimetral de las nuevas Bahías.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Sistema de Comunicación.
- Sistema de Automatización.
- Estructuras Metálicas Mayores y Soporte de Equipos.
- Todas las obras grises (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).

Obra 2: Nueva Subestación La Gateada II en 138/24.9 kV

- Adquisición de Terreno para la Subestación.
- 2 barra de 138 kV con transformadores de potencial.
- 1 Bahía de Acople de Barras en 138 kV
- 3 bahías de Líneas en 138 KV en esquema de doble barra, con interruptor y seccionadores bypass: una para la línea proveniente de la Subestación La Gateada I, una para la línea hacia la Subestación Acoyapa y otra línea hacia la nueva Subestación La Esperanza II.
- 1 Bahía de transformación 138/24.9 kV, (en esquema de doble barra en la parte de 138 kV).

- 1 transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/24.9 KV, con cambiador automático de Tap bajo carga.
- 7 Metalclad 24.9 KV Switchgear, indoor type. (Incluye 4 salidas de distribución, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para transformador de servicios propios, 1 Celda de Medición).
- Traslado e Instalación del Banco de Compensación Reactiva de 1MVAr actualmente instalado en la barra de 24.9 kV de la Subestación La Gateada I a la Subestación La Gateada II.
- Sistema integrado de control y protección, incluyendo todos los Paneles de Mando, Control, Protección y Medición.
- Servicios Auxiliares de Corrientes AC y DC.
- Banco de Baterías, Rectificador- Cargador con accesorios.
- Sistema de Iluminación perimetral de las nuevas Bahías.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Sistema de Comunicación.
- Sistema de Automatización.
- Estructuras Metálicas Mayores y Soporte de Equipos.
- Todas las obras grises (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).

Obra 3: Ampliación Subestación La Gateada I:

- 1 transformador 20/25 MVA 138/69 KV, con cambiador automático de Tap bajo carga.
  Este transformador deberá ser igual en capacidad y en especificaciones al transformador de 138/69kV de la Subestación Bluefields 138 kV Futura (Proyecto BID)
- 1 Bahía de transformación 138/69 kV.
- 1 Bahía de Línea en 138 kV, con interruptor y seccionador bypass, para la línea proveniente de la Subestación La Gateada II. *(Se debe realizar este trabajo para la posterior operación en Anillo con el proyecto Bluefields 138 kV)*

- Traslado de los almacenes y montaje de un banco de compensación de 5MVAr en la barra de 69 kV. *(Suministro adquirido con proyecto BID para la Rehabilitación de los bancos de la SE Benjamín Zeledón)*
- Bahía de 69 kV, Interruptor y seccionadores para la instalación del banco de compensación en la Barra de 69kV.

Se desmontará la bahía de trasformación 138/24.9kV y las celdas de distribución 24.9 kV existentes

Obra 4: Líneas de transmisión 138 kV

- 66 km de línea de transmisión en 138kV, simple circuito, desde la Subestación La Gateada II a la Subestación La Esperanza II, utilizando torres de celosía y postes, con conductor ASCR 556,5 kcmil y cable de guarda tipo OPGW.

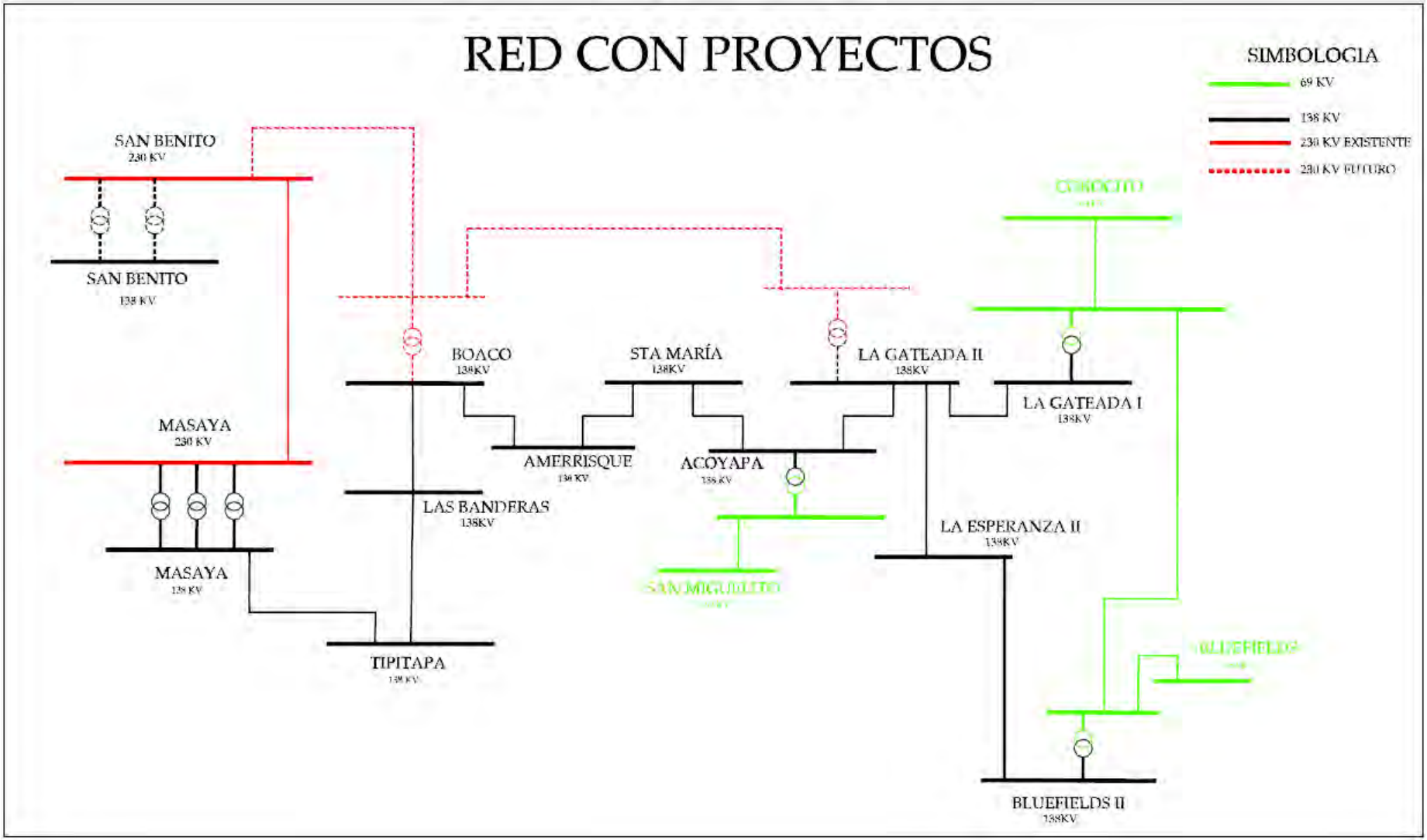
- 2 km de línea de transmisión en 138 KV, doble circuito, entre las subestaciones La Gateada I y la Gateada II, utilizando conductor ASCR 556,5 kcmil y cable de guarda tipo OPGW.

8. - Costos del proyecto

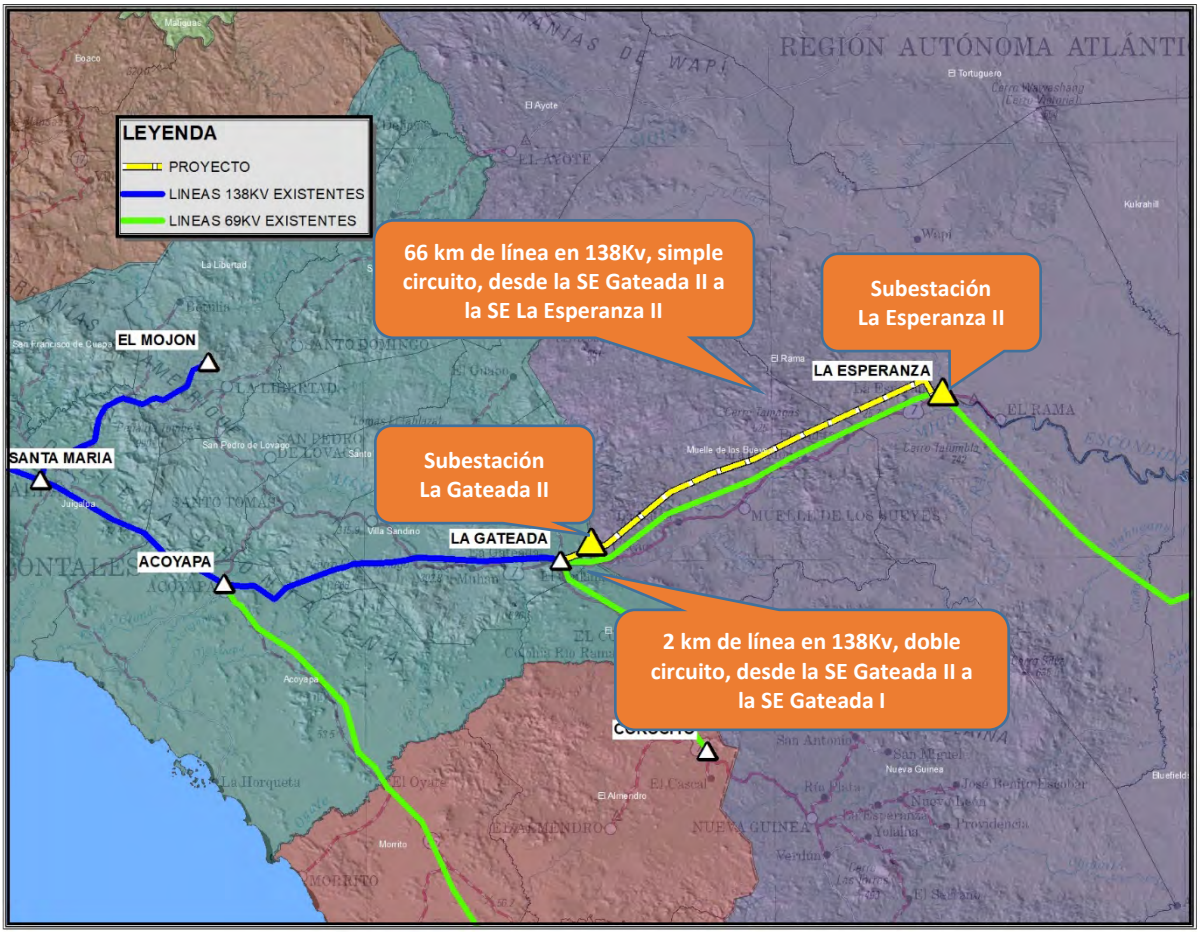
El costo del proyecto es de US$ **33.94** millones de dólares, de los cuales US$ **31.29** millones de dólares serán cubiertos con financiamiento externo y US$ **2.65** millones de dólares con financiamiento local.

Proyecto		
Construcción de Subestación Central y Obras Conexas	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	INDIA	**31290,000**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**2332,211**
Moneda Local	Recursos Propios	**318,689**
	Costo Total $	**33940,900**

Situación con proyecto

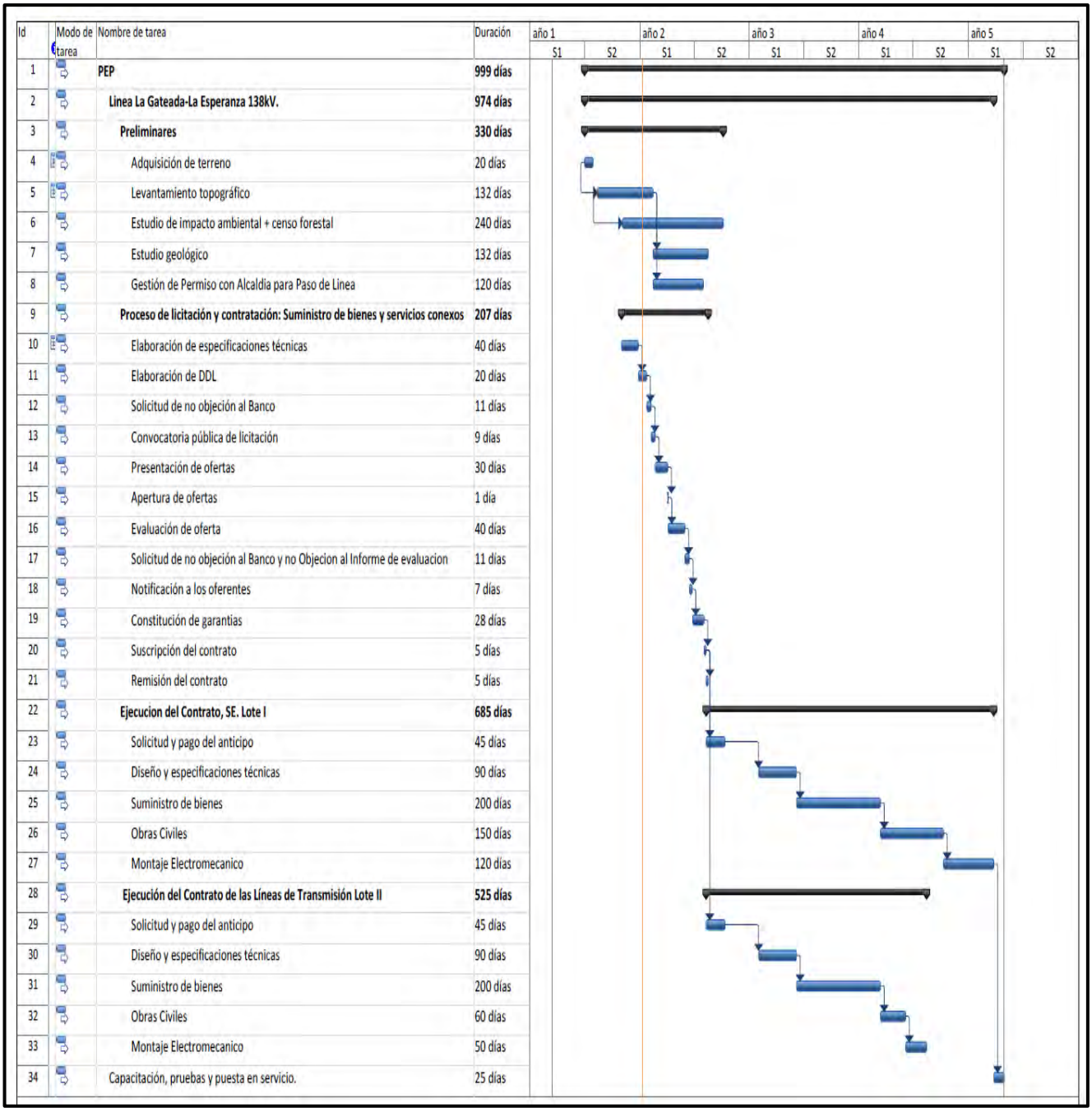


9. - Mapa de localización



10. - Cronograma de ejecución

Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración
1		**PEP**	**999 días**
2		**Linea La Gateada-La Esperanza 138kV.**	**974 días**
3		**Preliminares**	**330 días**
4		Adquisición de terreno	20 días
5		Levantamiento topográfico	132 días
6		Estudio de impacto ambiental + censo forestal	240 días
7		Estudio geológico	132 días
8		Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
9		**Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos**	**207 días**
10		Elaboración de especificaciones técnicas	40 días
11		Elaboración de DDL	20 días
12		Solicitud de no objeción al Banco	11 días
13		Convocatoria pública de licitación	9 días
14		Presentación de ofertas	30 días
15		Apertura de ofertas	1 día
16		Evaluación de oferta	40 días
17		Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	11 días
18		Notificación a los oferentes	7 días
19		Constitución de garantias	28 días
20		Suscripción del contrato	5 días
21		Remisión del contrato	5 días
22		**Ejecucion del Contrato, SE. Lote I**	**685 días**
23		Solicitud y pago del anticipo	45 días
24		Diseño y especificaciones técnicas	90 días
25		Suministro de bienes	200 días
26		Obras Civiles	150 días
27		Montaje Electromecanico	120 días
28		**Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II**	**525 días**
29		Solicitud y pago del anticipo	45 días
30		Diseño y especificaciones técnicas	90 días
31		Suministro de bienes	200 días
32		Obras Civiles	60 días
33		Montaje Electromecanico	50 días
34		Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	25 días



11. - Diagrama Unifilar nueva Subestación La Esperanza II

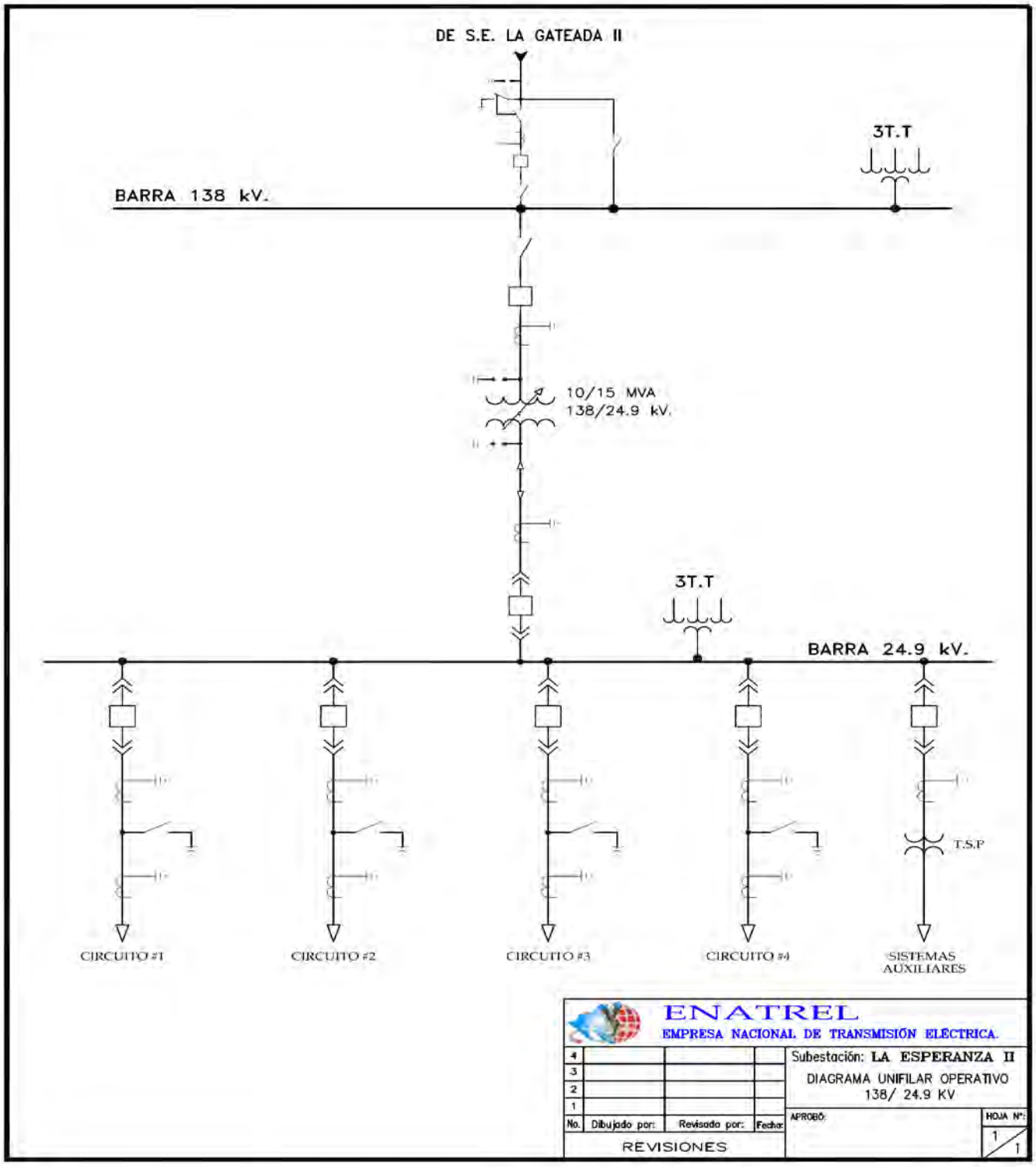
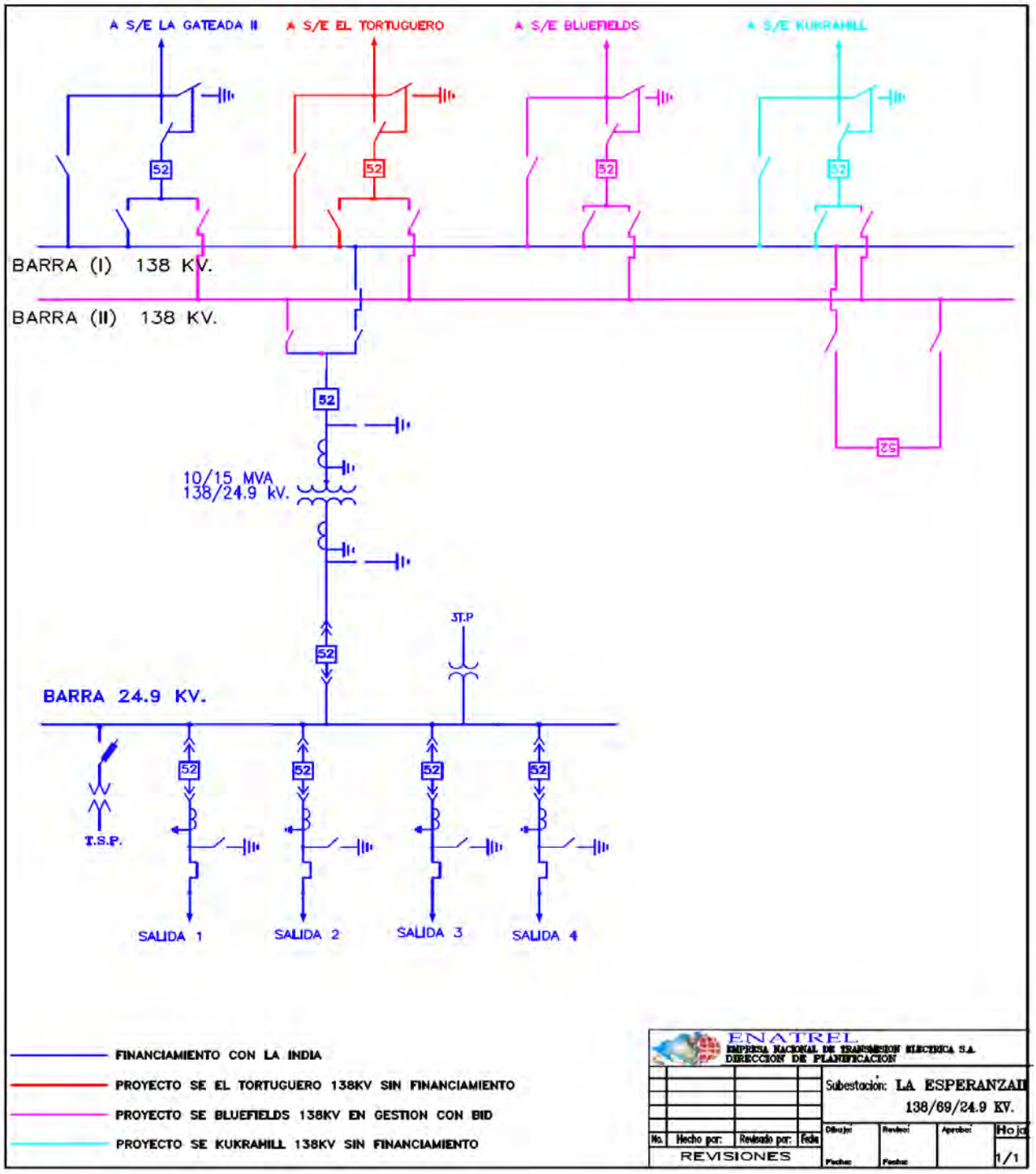
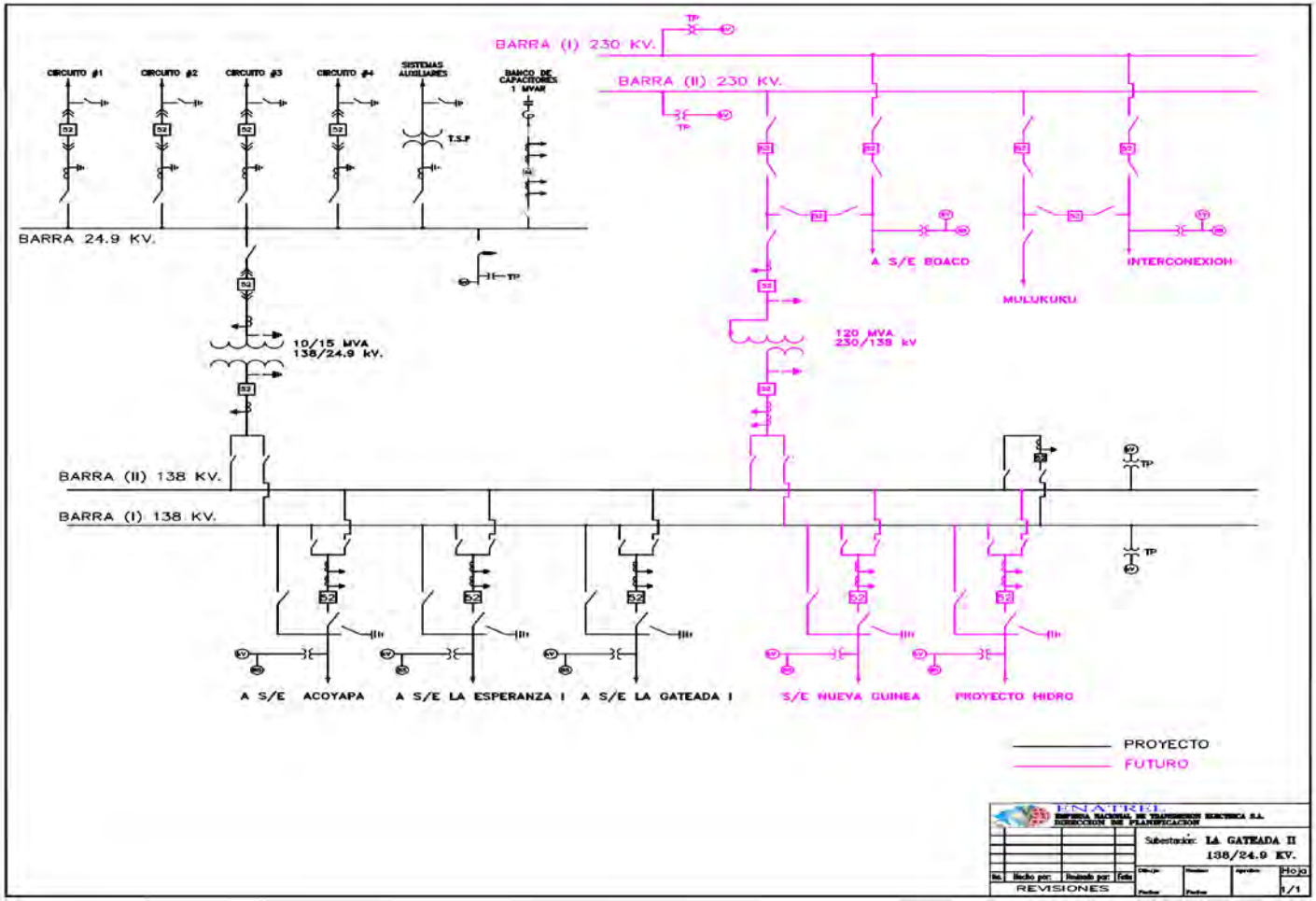


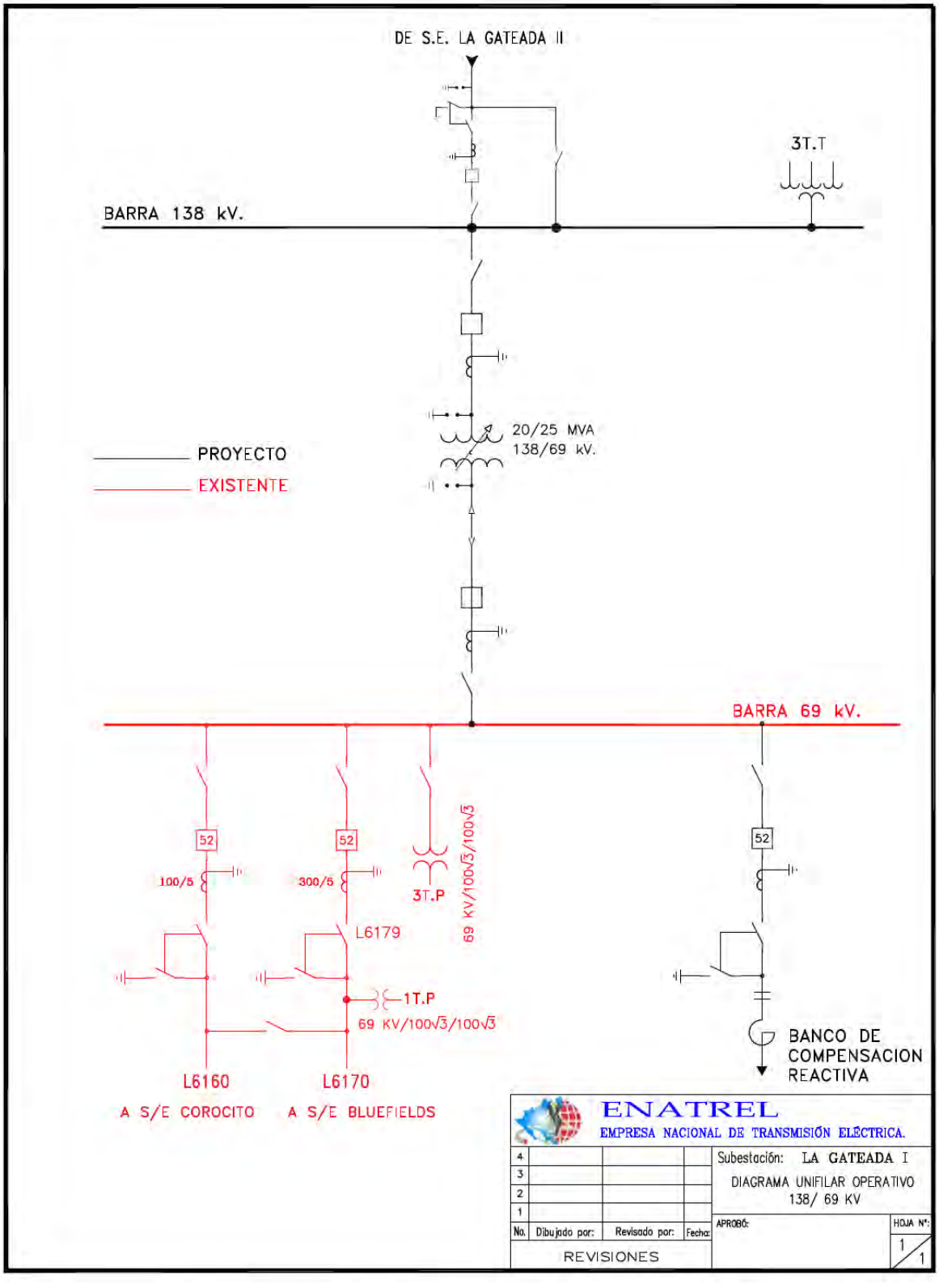
Diagrama Unifilar FUTURO de Subestación La Esperanza II con proyectos del Plan de Expansión



12. - Diagrama Unifilar nueva Subestación La Gateada II



13. - Diagrama Unifilar Subestación La Gateada I



8.8.- Construcción Nueva Subestación VillaNueva y Línea de Transmisión de 138 kV El Sauce – Villanueva

1. - Introducción

La subestación de Villanueva (VNA) entró en operación en el año 1978, esta subestación se encuentra alimentada a través de la línea de 69 kV (L6100) proveniente de la subestación el viejo, la cual posee también 33 años de servicio, la línea se encuentra soportada en postes de madera, debido a la antigüedad de estas estructuras muchas se encuentran deterioradas y es común la ocurrencia de colapsos aún más frecuente en época de invierno.

El presente proyecto consiste en la construcción de una nueva línea en 138 kV la cual conectara la Subestación Villanueva (VNA) en 138 kV a la nueva Subestación El Sauce, con el propósito de mejorar la confiabilidad de la Subestación VNA.

2. - Antecedentes

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) cuenta con 793 km de líneas de transmisión en 69 kV. De este total, casi el 50 % fue construido originalmente en estructuras de madera. Todos estos tramos sobre postes de madera ya tienen un tiempo de servicio mayor a 20 años y son los que presentan el mayor índice de indisponibilidad.

3. - Objetivos

Objetivo General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y usuarios futuros alimentados de la Subestación Villanueva, así mismo mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico de la zona minera y reducir las pérdidas en el sistema de Transmisión.

Específicos

- Mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico en los municipios de Villanueva, Somotillo, San Francisco del Norte, Santo Tomas del Norte, San Pedro del Norte, Cinco Pinos y sectores aledaños.
- Mejorar la calidad del servicio a los usuarios que poseen el servicio de energía eléctrica en los municipios de Villanueva, Somotillo, San Francisco del Norte, Santo Tomas del Norte, San Pedro del Norte, Cinco Pinos y sectores aledaños.

- Mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico a las Minas Mina Limón y Santa Pancha.
- Disminuir los costos de mantenimiento de las líneas de 69 kV
- Disminuir la cantidad de energía no servida (ENS) anualmente debido a la indisponibilidad de la línea de 69kV El Viejo-Villanueva.

4. - Diagnóstico del servicio

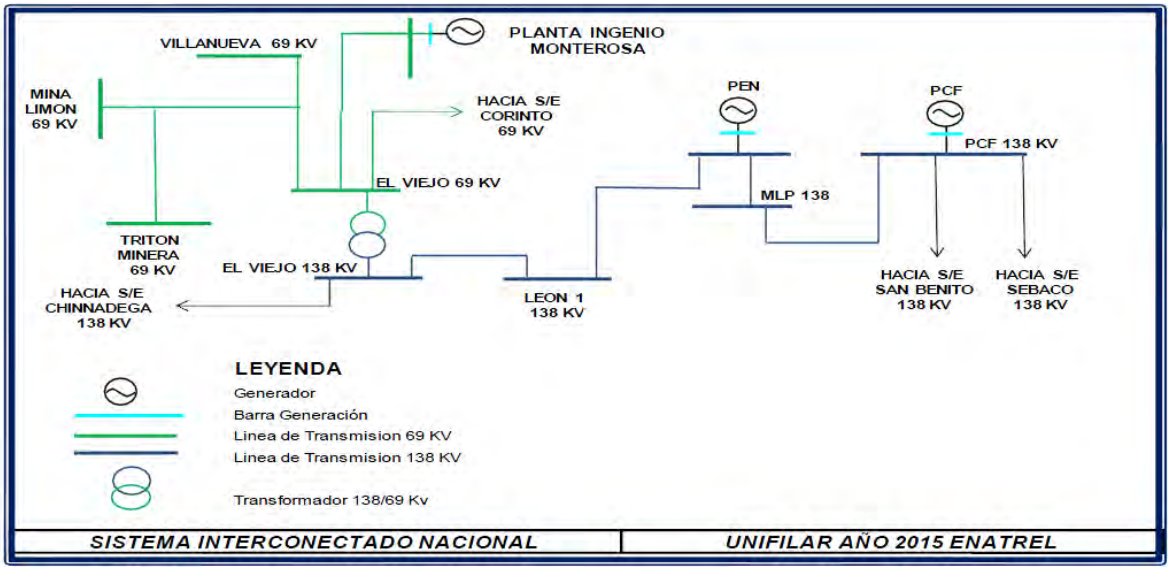
La subestación de Villanueva está alimentada radialmente de la subestación El Viejo por una línea en 69 kV, de esta misma línea se alimentan en conexión en "T" las subestaciones Mina el limón y Tritón Minera, lo que ocasiona problemas en la confiabilidad del suministro por lo que al haber una falla en cualquier tramo de la línea salen al mismo tiempo 3 subestaciones del SIN (Sistema Interconectado Nacional).

La subestación Villanueva cuenta con 3 circuitos de distribución, tiene un transformador marca SEA de 15 MVA 69/24.9 kV y abastece las cargas de Villanueva, San Juan de Limay, San Pedro del Norte, El Sauce y sectores aledaños.

La línea El Viejo-Villanueva de 69 kV tiene 33 años de estar operando, los postes de madera existentes (deteriorados y en malas condiciones) no son capaces de brindar un suministro confiable de la energía requerida por la población, así como la carga de la mina Tritón Minera y de la Mina Santa Pancha. Una falla en esta línea provoca varias horas de indisponibilidad debido a su ubicación lo que ocasiona pérdidas económicas al sector minero, económico y residencial.

SITUACION ACTUAL

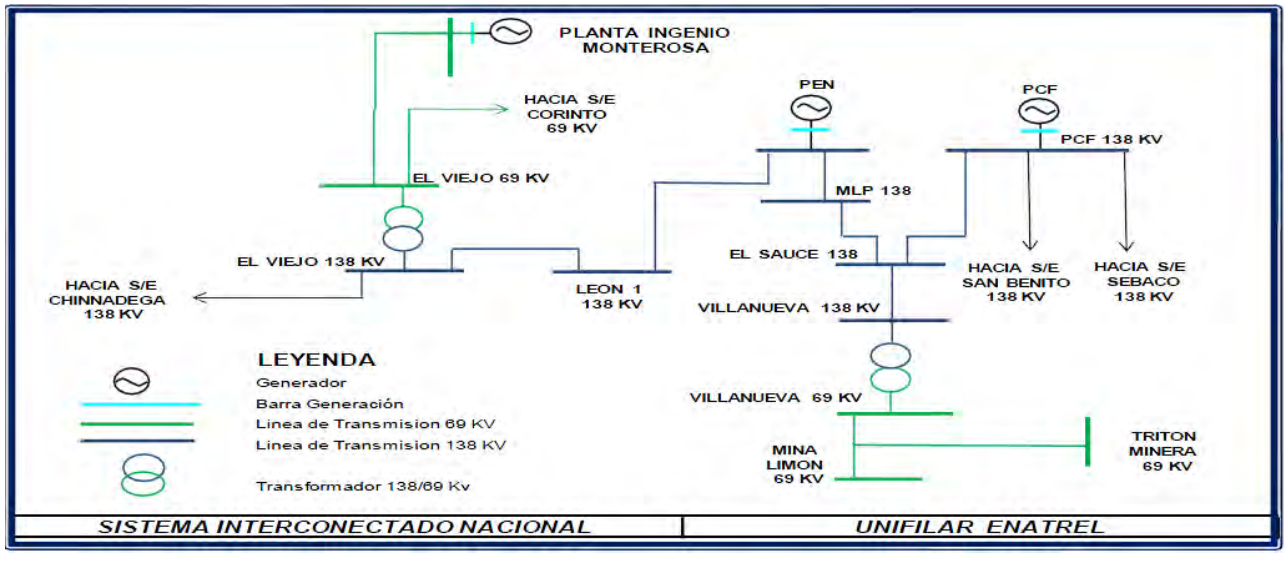
Situación Con Proyecto



Se construirá una nueva subestación en 138 kV equipada con un transformador de 15/20 con una relación de transformación 138/24.9 kV y otro de 25 MVA de 138/69 kV en Villanueva, este último trafo alimentará a las subestaciones Mina El Limón de 69 kV y subestación Minera Tritón 69 kV. Se construirá una línea de transmisión de 34 km en simple circuito (138 kV), 6 km doble circuito (138 kV) y 2.75 km doble circuito (69 kV) a un nivel de 138 kV sobre torres de celosía en su mayoría, el calibre del conductor es 556.5 Kcmil ACSR y el hilo de guarda será tipo OPGW, dicha línea conectará a la nueva subestación Villanueva con la subestación El Sauce 138 kV.

Además, se ampliará la subestación El Sauce con una bahía de línea 138 kV. El proyecto incluye la compra de un nuevo terreno y de la adquisición de servidumbre de paso.

DIAGRAMA CON PROYECTO



Lo anterior es a causa del mal estado en que se encuentran las estructuras de madera y el conductor de esta línea, las cuales poseen 33 años de servicio, superior a la vida útil de este material y perdidas de la resistencia mecánica del conductor por el destemplado del aluminio lo que provoca la elongación del conductor limitando su capacidad.

También estas estructuras se ven afectadas por la quema de maleza en las zonas de cultivo. Todo esto provoca altos índice de indisponibilidad en esta línea, ocasionando una gran cantidad de energía no servida anualmente.
Ante las fallas de la línea sale de operación la subestación Villanueva, y además las subestaciones Mina Limón y tritón Minera, al salir esta última no es posible suministrar los 5.83 MW que demanda la mina.

Esto debido a que la conexión de las subestaciones Mina Limón y Tritón Minera se hace por medio de una conexión en "T" lo que influye en la

confiabilidad del suministro ya que cualquier falla en el tramo Derivación Mina Limón-Villanueva, hace que se abra el interruptor de la subestación de El Viejo Con la salida de la línea El Viejo-Villanueva se deja sin servicio los municipios de Achuapa, Cinco Pinos, Somotillo, San Francisco del Norte, Santo Tomas del Norte, entre otros, lo que representa más de 22,000 clientes.

La línea de transmisión construida en simple circuito 69 kV, presenta un terreno arcilloso y existen zonas de manglares por lo que en invierno se profundiza la situación y al haber fallas en esta línea las condiciones del terreno incrementan las horas de indisponibilidad de la línea.

Con la nueva subestación se mejorará la confiabilidad del servicio eléctrico, tanto del sector residencial como del sector minero de la Mina Limón y Mina Santa Pancha.

5. - Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Nueva subestación Villanueva a 138 kV
- Ampliación subestación El Sauce 138 kV
- 34 km de Línea de Transmisión simple circuito en 138 kV, 6 km doble circuito en 138 kV y 2.75 km doble circuito en 69 kV.

Obra 1: Subestación Villanueva 138 kV

- 1 bahía de línea en 138 kV, con seccionador bypass.
- 1 bahía de transformación con relación de voltaje 138/24.9 KV.
- 1 bahía de transformación con relación de voltaje 138/69 KV.
- 1 Transformador de 15/20 MVA con relación 138/24.9 KV.
- 1 Transformador de 25 MVA con relación 138/69 KV.
- celdas Metalclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC, DC, Rectificadores y Baterías) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.

- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras Metálicas para Pórticos Tipo Celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Compra de Terreno para ampliar la Subestación.

Obra 2: Ampliación Subestación El Sauce 138 kV

- 1 bahía de línea en 138 kV, con seccionador bypass.
- Ampliación de las barras de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores y herrajes.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación de la nueva Bahía.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Obra 3: Línea de Transmisión

- Construcción de 34 kilómetros de línea de Transmisión en 138 kV, simple circuito, con conductor Dove ACSR 556.6 kcmil e hilo de guarda tipo OPGW de 48 fibras.
- Construcción de 6 kilómetros de línea de Transmisión en 138 kV, doble circuito y tendido de un solo circuito, con conductor Dove ACSR 556.6 kcmil e hilo de guarda tipo OPGW de 48 fibras; para las salidas de las subestaciones de Villanueva y El Sauce.
- Construcción de 2.75 kilómetros de línea de Transmisión en 69 kV, doble circuito, con conductor 4/0 ACSR e hilo de guarda para conectar la línea de 69 KV que va hacia la subestación Mina El Limón con la nueva subestación Villa Nueva.

6. - Población Beneficiada

Esta nueva subestación beneficiaría directamente a un total de 142,278 habitantes.

7. - Sectores Beneficiados

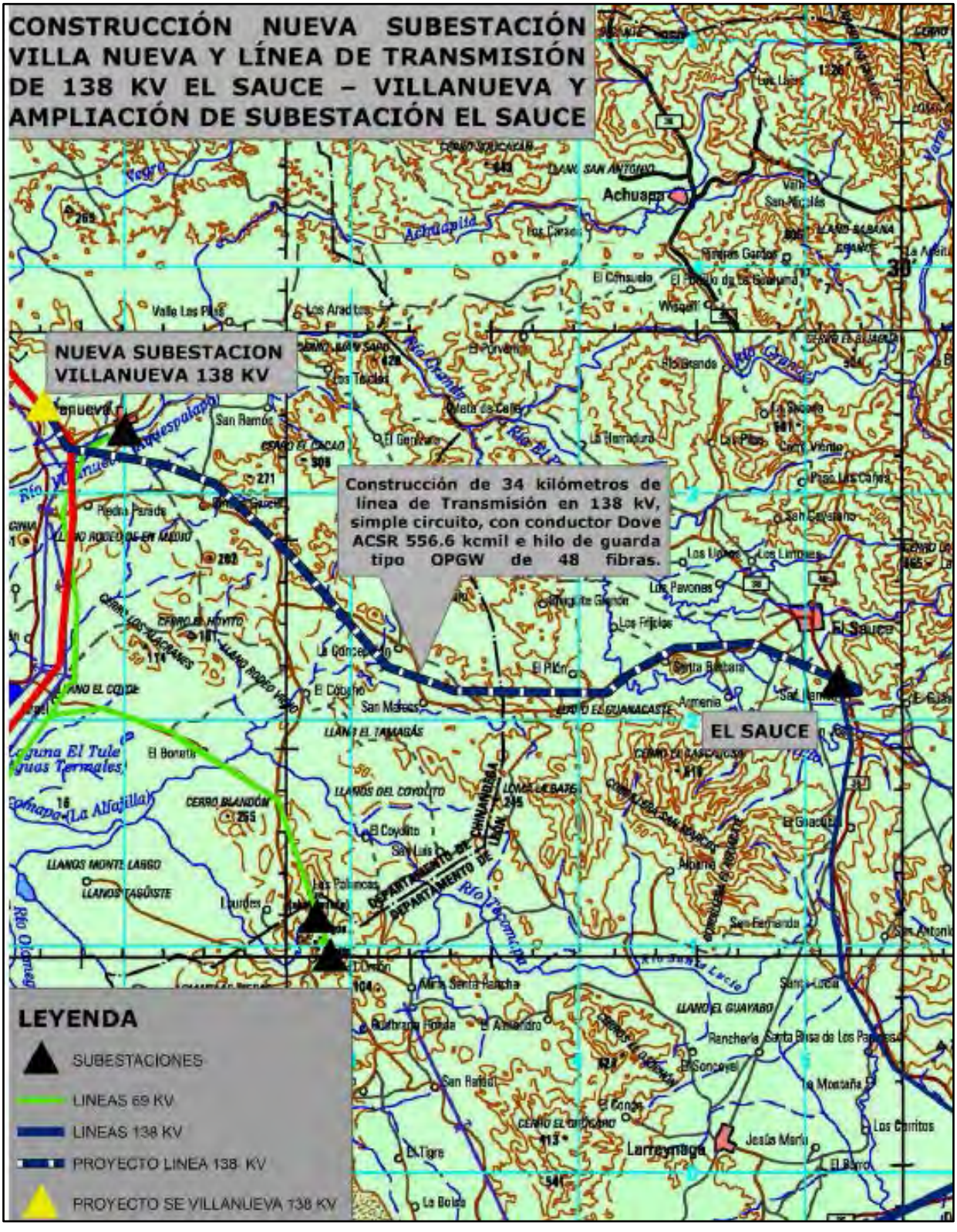
Villanueva, El Sauce, Achuapa, Río Grande, San Juan de Limay, Somotillo, San Francisco del Norte, Santo Tomas del Norte, San Pedro del Norte, Cinco Pinos y comunidades aledañas.

8. - Costos

El costo total de las obras es de **US$15.378 millones de dólares**, de los cuales **US$ 14.353 millones de dólares** es en financiamiento externo y **US$ 1.024 millones de dólares** es financiamiento local.

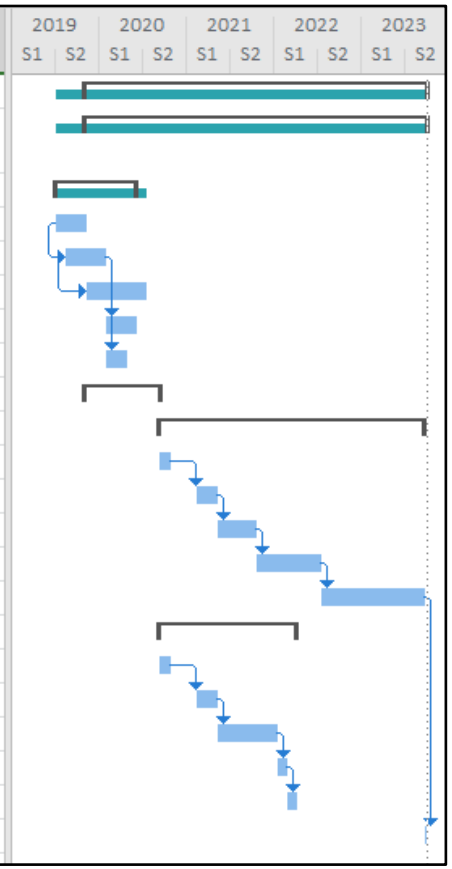
Proyecto		
Construcción Nueva Subestación Villa Nueva y Línea de Transmisión de 138 kv El Sauce – Villanueva y Ampliación de Subestación El Sauce	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BID 3727	**7665,066**
Moneda Extranjera	Corea 3728	**6688,422**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**846,387**
Moneda Local	Recursos Propios	**178,502**
	Costo Total $	**15378,377**

9. - Mapa de localización

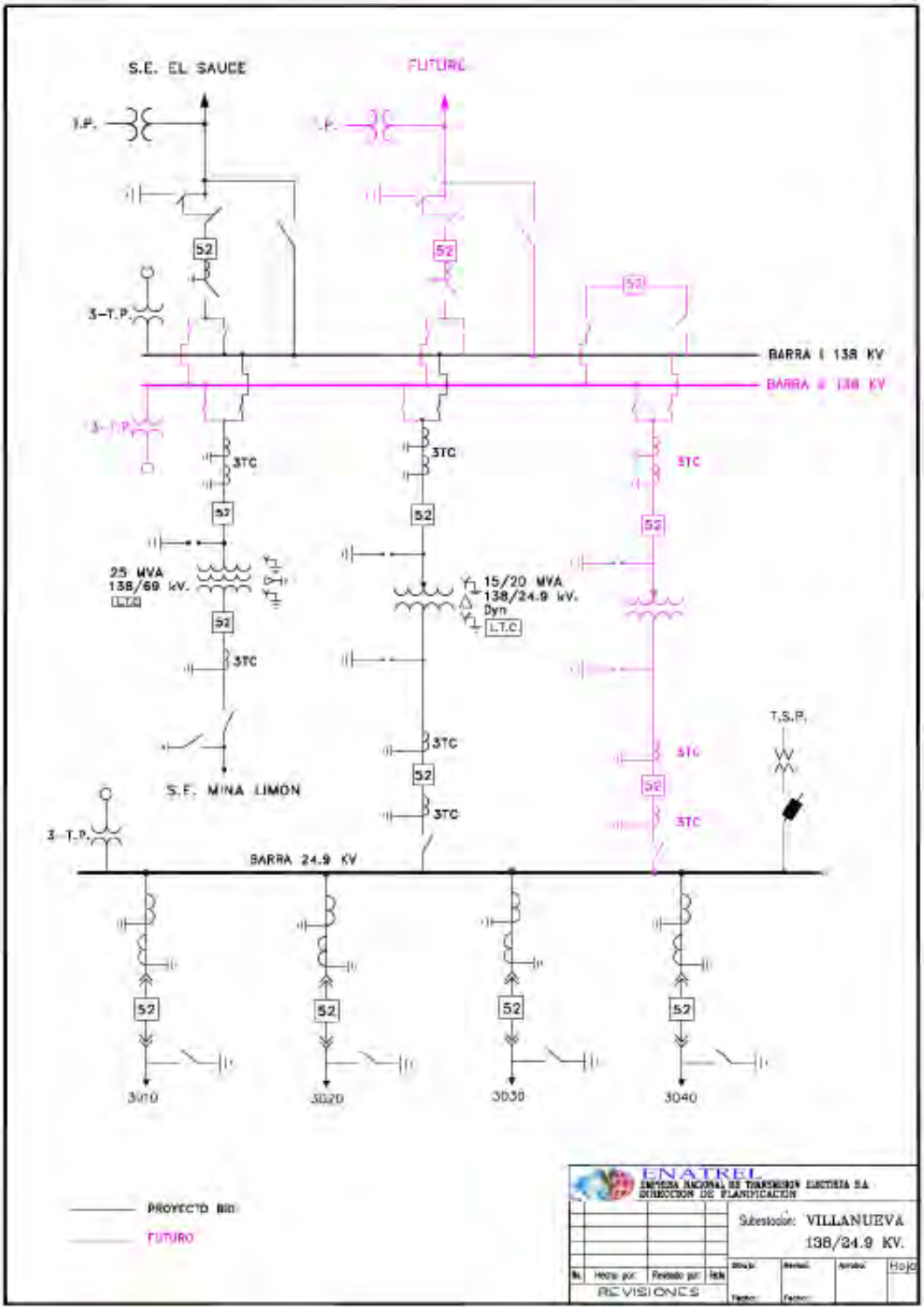


10. - Cronograma de Ejecución

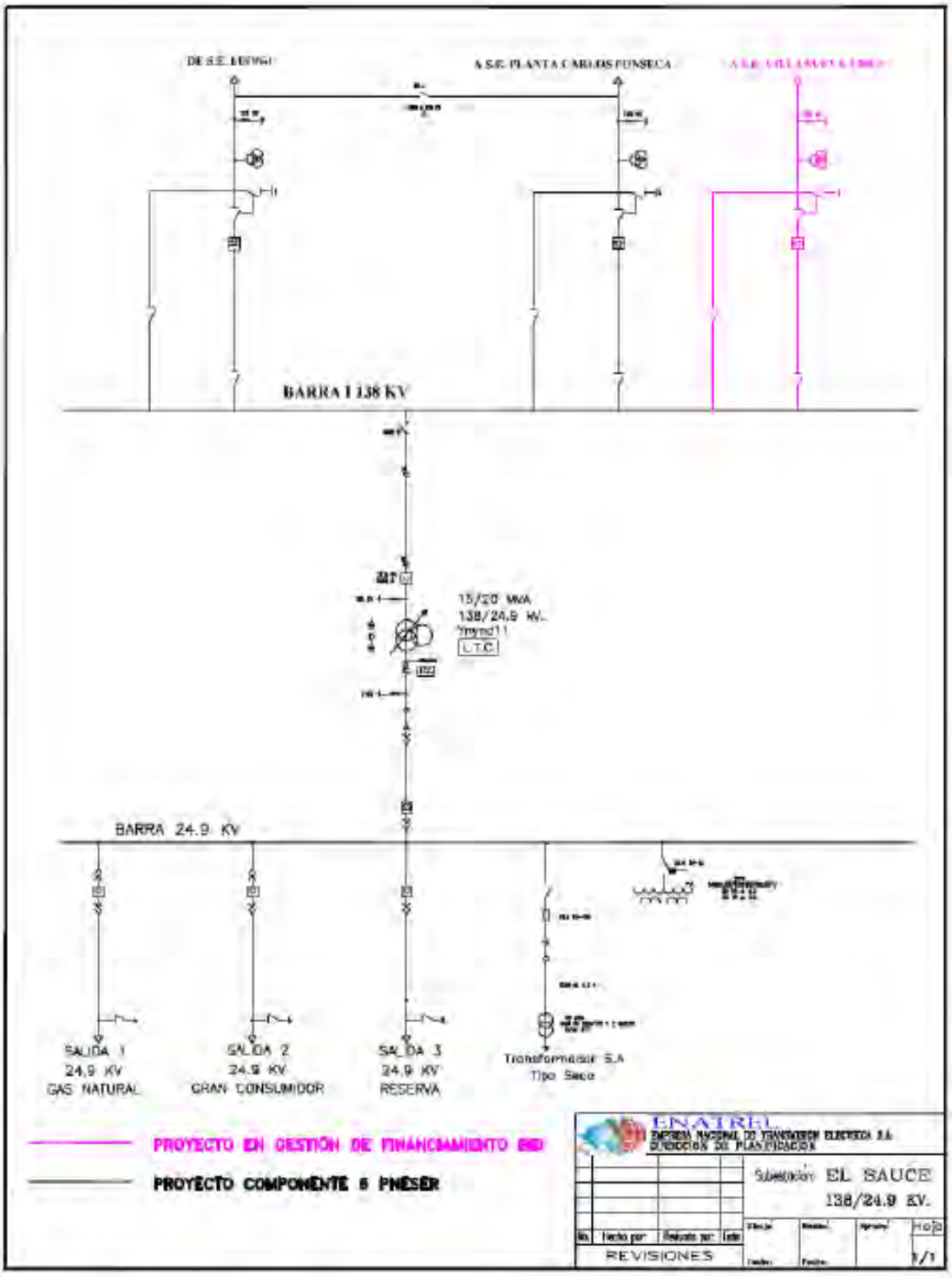
Nombre de tarea	Duraci	Comienzo	Fin
PEP	**1024 días**	**vie 1/11/19**	**mié 4/10/23**
CONSTRUCCIÓN NUEVA SUBESTACIÓN VILLA NUEVA Y LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 138 KV EL SAUCE – VILLANUEVA	**1024 días**	**vie 1/11/19**	**mié 4/10/23**
Preliminares	**245 días**	**lun 1/7/19**	**vie 5/6/20**
Adquisición de terreno	90 días	mié 3/7/19	mar 5/11/19
Levantamiento topográfico	120 días	mié 14/8/19	mar 28/1/20
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	180 días	mié 6/11/19	mar 14/7/20
Estudio geológico	90 días	mié 29/1/20	mar 2/6/20
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	60 días	mié 29/1/20	mar 21/4/20
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**	**vie 1/11/19**	**mié 16/9/20**
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**790 días**	**jue 10/9/20**	**mié 20/9/23**
Solicitud y pago del anticipo	30 días	jue 10/9/20	mié 21/10/20
Diseño y especificaciones técnicas	60 días	jue 11/2/21	mié 5/5/21
Suministro de bienes	120 días	jue 6/5/21	mié 20/10/21
Obras Civiles	190 días	jue 21/10/21	mié 13/7/22
Montaje Electromecanico	310 días	jue 14/7/22	mié 20/9/23
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión - Lote II	**410 días**	**jue 10/9/20**	**mié 6/4/22**
Solicitud y pago del anticipo	30 días	jue 10/9/20	mié 21/10/20
Diseño y especificaciones técnicas	60 días	jue 11/2/21	mié 5/5/21
Suministro de bienes	180 días	jue 6/5/21	mié 12/1/22
Obras Civiles	30 días	jue 13/1/22	mié 23/2/22
Montaje Electromecanico	30 días	jue 24/2/22	mié 6/4/22
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	**10 días**	**jue 21/9/23**	**mié 4/10/23**



11. - Diagrama Unifilar de la Subestación Villanueva



12. - Diagrama Unifilar Subestación El Sauce



8.9.- Construcción de subestación el tortuguero 138kv, construcción de línea la esperanza-el tortuguero en 138 kv y ampliación de la subestación la esperanza

1. - Introducción

La Región Autónoma de la Costa Caribe Sur (RACCS), está conectada al Sistema Nacional de Transmisión por 162 Km de línea de transmisión a través de las subestaciones La Esperanza y Bluefields.

La gran extensión de terreno de la Región Autónoma de la Costa Caribe Sur (RACCS), no permite que las comunidades más alejadas estén conectadas al SNT (Sistema Nacional de Transmisión) a través de las subestaciones La Esperanza y Bluefields. Existen zonas que se suplen de energía eléctrica a través de sistemas aislados de media tensión en 24.9 KV los cuales son operados por la DOSA (Dirección de Operación de Circuitos Aislados), tal es el caso de Orinoco y Karawala.

En el año 2013, se conectó el sistema eléctrico de El Tortuguero al SNT, mediante la construcción de una red de 63km de distancia, la cual se conectó a la red de la PCH de Wapi. El sistema de distribución de El Tortuguero es administrado y operado por la DOSA.

2. – Objetivos

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios de las comunidades rurales de El Tortuguero, La Cruz de Rio grande y sectores aledaños.

Específicos

- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro en la zona de El Tortuguero.
- Permitir la conexión de nuevos clientes, ampliando la capacidad de transmisión en esta región del país
- Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen el servicio de Energía eléctrica.
- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales.
- Crear la infraestructura en transmisión para la conexión de la planta hidroeléctrica El Tortuguero.

3. - Identificación del problema

Las subestaciones instaladas en la Región Autónoma de la Costa Caribe Sur (RACCS), La esperanza y Bluefields, no suplen las necesidades de demandas del suministro eléctrico a las zonas más aisladas, debido a que se requiere expandir el Sistema de Transmisión para llegar a mas comunidades con el servicio eléctrico ya que las redes de distribución se encuentran agotadas debido a la extensión que poseen.

Además de ello las comunidades del Kukrahill, Karawala, Tasbapauni, Sandy Bay, Set Net Point, Pueblo Nuevo, Laguna de Perlas, Orinoco, El Tortuguero y La Cruz de Rio Grande se encuentran alejadas de estas subestaciones, como resultado se presenta una mala calidad en el servicio de distribución.

Existen comunidades que tienen el servicio de energía eléctrica pero no cuentan con este las 24 horas al día ya que sufren interrupciones de la energía por largos periodos de hora lo que representa una pérdida de producción para las zonas afectadas e impide el buen desarrollo económico de las mismas.

4. - Justificación

El circuito que alimenta el poblado de El Tortuguero tiene más de 80km de distancia, desde la Subestación La Esperanza, lo que limita el desarrollo de la electrificación rural en la zona, ya que no se pueden seguir expandiendo las redes de distribución. El sistema del poblado El Tortuguero se conectó al Sistema Interconectado Nacional recientemente atreves de las redes de la pequeña Hidroeléctrica Wapi.

El Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica (FODIEN) está desarrollando los estudios de la central hidroeléctrica Salto Bosaya en el Municipio de El Tortuguero la cual tendrá una potencia de 5.5MW. La conexión de esta planta no se podría realizar al Sistema de 24.9kV de El Tortuguero ya que no cuenta con la capacidad y las perdidas serian demasiado altas.
La construcción de una nueva subestación en el municipio de El Tortuguero permitirá que estos proyectos de pequeñas centrales eléctricas logren integrarse al sistema sin mayor inconveniente para suplir la demanda de estas comunidades.

La ampliación de la cobertura del servicio de electricidad y la inversión en fuentes renovables de generación eléctrica, son componentes claves dentro de los planes estratégicos de desarrollo de Nicaragua, sin embargo, el tema

se convierte en un reto para el gobierno en el contexto de los recursos financieros, lo cual implica que para la asignación eficiente de dichos recursos deban realizarse estudios económicos que conlleven a invertir en proyectos procurando el máximo de rentabilidad financiera, sin embargo este zona del caribe la inversión que se realiza debe procurar analizar el máximo beneficio socioeconómico posible.

Al realizar la construcción e integración de la nueva subestación El Tortuguero se reducirán las distancias de los circuitos de distribución y se podrán integrar a estos sistemas nuevos clientes que no cuentan con este servicio, donde se proyecta alcanzar comunidades que no han sido electrificados y que se podrán incluirse en los programas de electrificación. Dentro de estos, se podrá incluir la electrificación a la comunidad de La Cruz de Rio Grande por su cercanía al Tortuguero.

5. - Población Beneficiada

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará aproximadamente a más de 1,300 clientes pertenecientes a las comunidades del municipio El Tortuguero y sectores aledaños.

Se podrá brindar un servicio de energía eléctrica constante las 24 horas del día sin interrupciones que impliquen pérdidas para los productores del área. La ejecución de este proyecto mejorará el desarrollo económico y tecnológico de la zona ya que se llevará la fibra óptica por medio de la línea de transmisión.

6. - Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Nueva subestación El Tortuguero 138/24.9 kV
- Ampliación de la Subestación La Esperanza
- 80 km de línea en 138 kV

Nueva subestación El Tortuguero

- 1 bahía de transformación con relación de tensión 138/24.9 kV.
- 1 transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/24.9 kV.
- 7 celdas Metaclad de 24.9kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con su interruptor, de las cuales

quedara 1 celda de reserva para conexión de PCH, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- Estructuras metálicas para pórticos tipo celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).
- Adquisición de terreno.

Ampliación Subestación La Esperanza

- 1 bahía de línea en 138kV, con interruptor y seccionador bypass.
- Barra de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores y herrajes.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación en las nuevas bahías.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles de la nueva bahía (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Línea de Transmisión

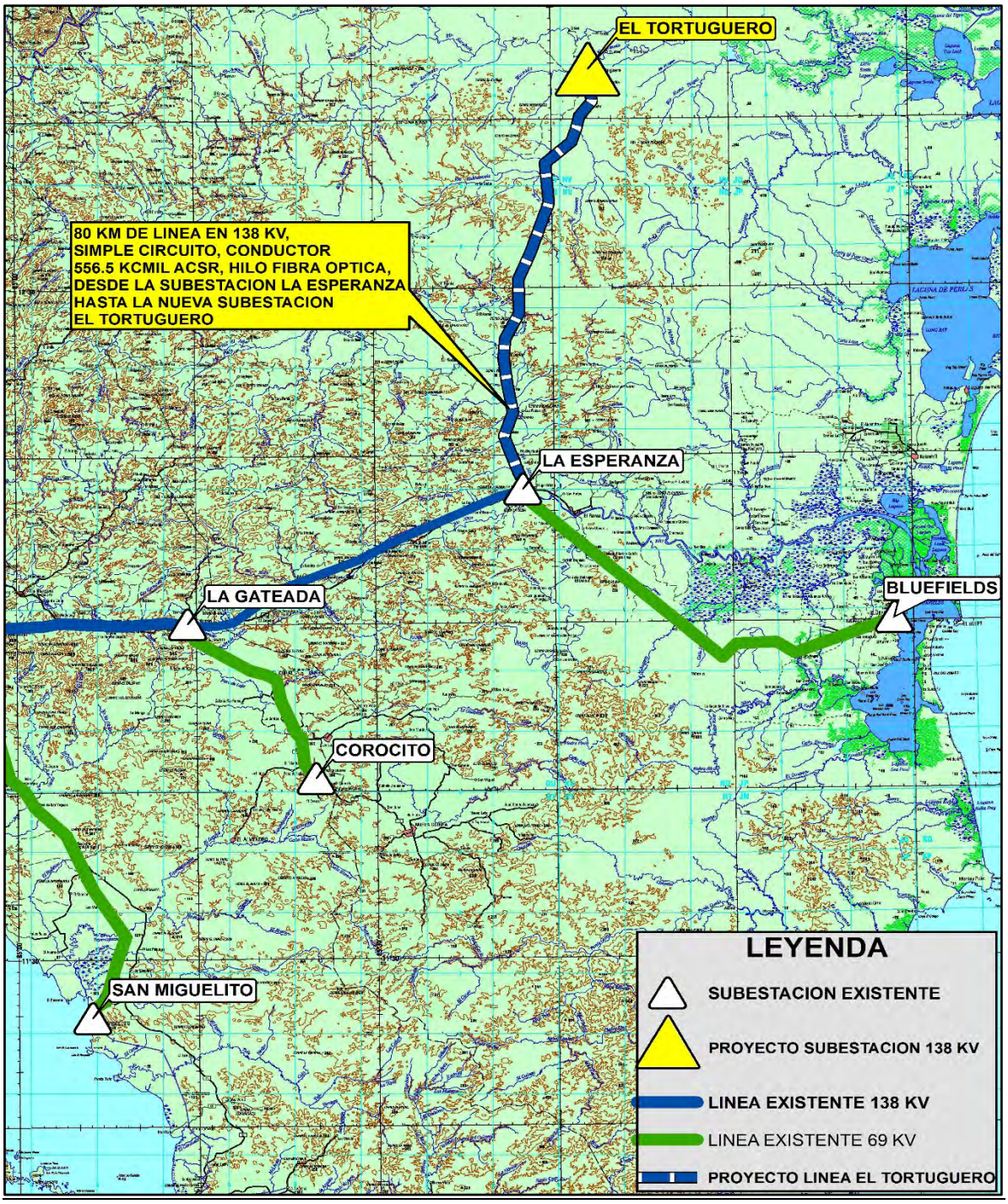
- 80 km de línea de transmisión de 138kV, entre la subestación La Esperanza y la nueva subestación El Tortuguero, con conductor 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes.

7. - Costos

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 21.567 millones de dólares, de los cuales US$ 20.546 millones es financiamiento externo y 1.021 millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

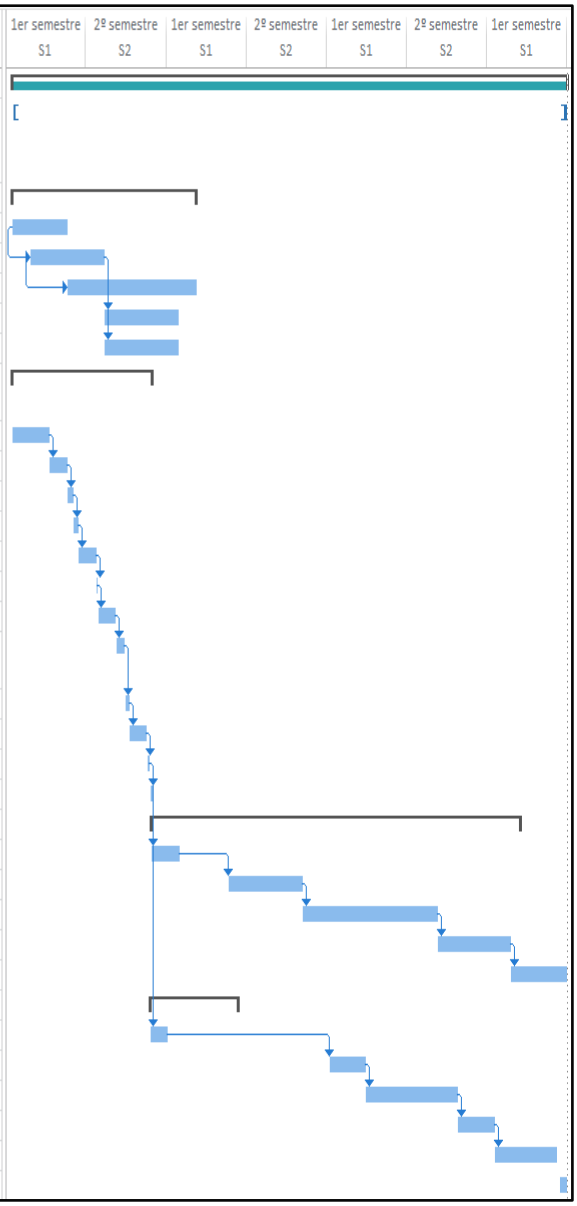
Proyecto		
Construcción de Subestación El Tortuguero 138KV	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	OFID	**20546,000**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**512,800**
Moneda Local	Recursos Propios	**508,200**
	Costo Total $	**21567,000**

8. - Localización Del Proyecto

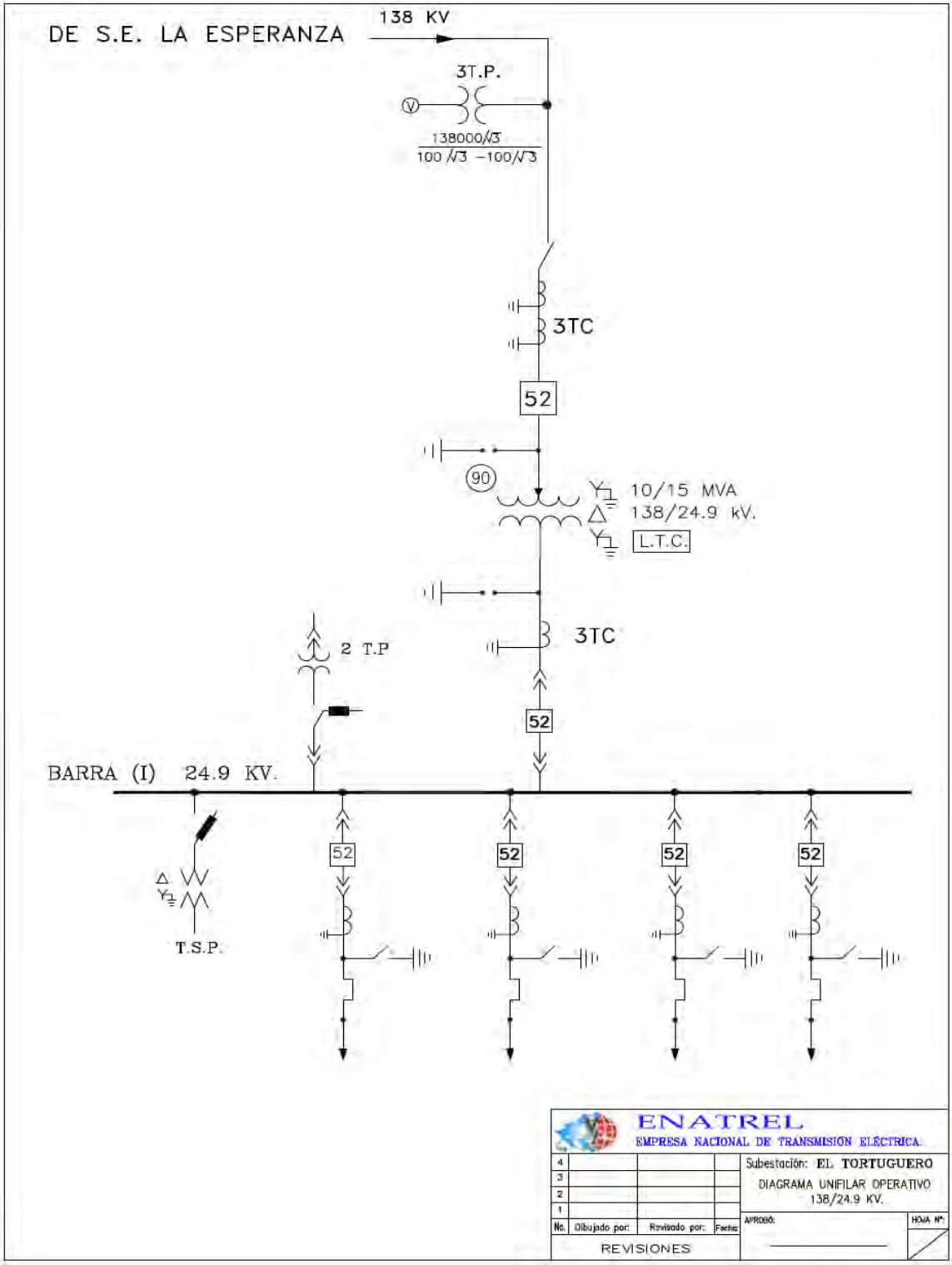


9. - Cronograma

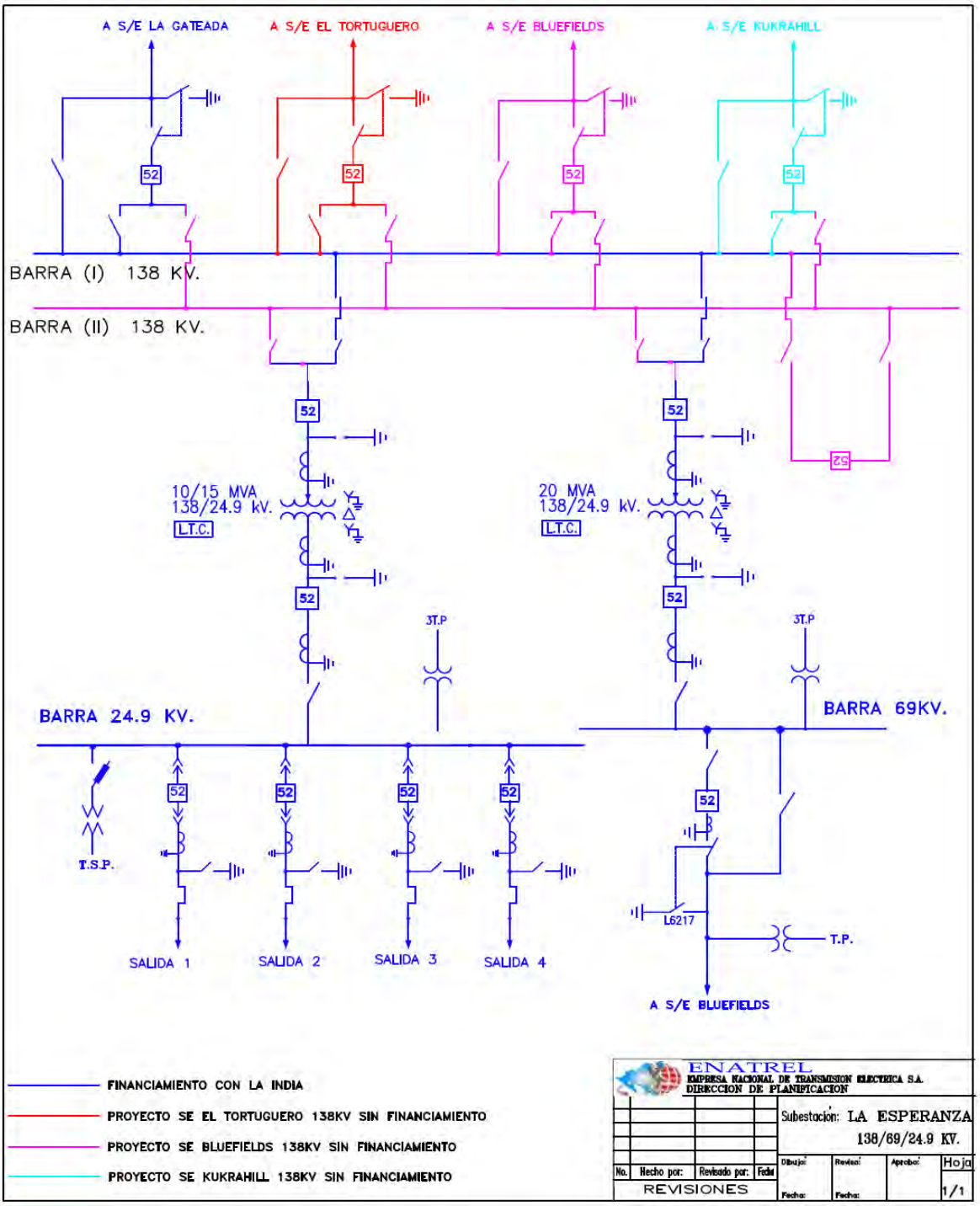
Nombre de tarea	Duración
PEP	**905 días**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN EL TORTUGUERO 138KV, CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA LA ESPERANZA-EL TORTUGUERO EN 138 KV Y AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN LA ESPERANZA	**785 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**600 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**145 días**
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días



10. - Diagrama unifilar Subestación El Tortuguero



11. - Diagrama Unifilar Subestación La Esperanza



8.10. - Ampliación de la capacidad operativa del Centro Nacional de Despacho de Carga

1. - Introducción

La Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) en los últimos años ha realizado las inversiones necesarias en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) con el objetivo de incrementar la confiabilidad y calidad en el suministro de energía eléctrica y preparar las condiciones técnicas para enfrentar la demanda futura asociada al impulso económico que el país viene presentando.

Dentro de la estructura organizativa de ENATREL, el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC por sus siglas) tiene a su cargo la coordinación y programación del despacho económico de los recursos energéticos, así como la supervisión y control de los sistemas de generación y transmisión asociados.

El CNDC es el área de ENATREL que se encarga de planear y controlar la generación de energía, coordinar los mantenimientos de los equipos de la red de transmisión, garantizar la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), efectuar transacciones de energía con los Agentes del Mercado local e internacional, así como recopilar la información económica y operativa diaria.

Para alcanzar estos objetivos, el CNDC cuenta con un sistema computarizado para la adquisición y procesamiento de información conocido como SCADA/EMS (Supervisory Control and Data Acquisition - Energy Management System) basado en Servidores de alto desempeño para el procesamiento de datos.

Este sistema está soportado por una infraestructura de comunicaciones a base de fibra óptica a través de las líneas de alta tensión, como medio de recolección de información proveniente de diferentes puntos remotos, incluyendo: plantas de generación de energía y subestaciones eléctricas.

Este documento contiene la formulación del proyecto "Ampliación de la capacidad operativa del Centro Nacional de Despacho de Carga" y se presenta ante el Sistema de Inversiones Públicas (SNIP) del Ministerio de Hacienda y Crédito Público como parte de la gestión de solicitud del Aval Técnico para etapa de Ejecución.

Mucha de la información aquí contenida está soportada en parte por los productos de la consultoría "Servicio de consultor individual especialista en

sistemas SCADA/EMS para el proyecto de modernización del Centro Nacional de Despacho de Carga", realizada por el ingeniero consultor Marco Tellez, este mismo año.

2. - Situación actual

El CNDC es la unidad responsable de la administración del Mercado Eléctrico de Nicaragua (MEN) y de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El objetivo del CNDC es programar y realizar la operación integrada del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SIN) en forma económica, dando prioridad al mantenimiento de los parámetros de calidad y confiabilidad vigentes, así como administrar el Mercado Energético Nacional (MEN) en tiempo y forma, conforme los procedimientos y criterios definidos en la Normativa de Operación, aprobada por el INE.

Las instalaciones del CNDC están localizadas en la ciudad de Managua, específicamente en los Altos de Santo Domingo.

La infraestructura del CNDC permite que el personal especializado maniobre los equipos que llevaban a cabo las funciones de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Dicha infraestructura se construyó y entró en operación en 1990.

Desde entonces el sistema eléctrico nacional ha crecido y se ha desarrollado, sin embargo, los equipos utilizados para su operación son los mismos y con tecnología de hace más de 25 años, por tanto, es necesario modernizar las instalaciones y equipos que soportan los servicios de operación del CNDC.

3. - Objetivos

- Reemplazar los equipos que por su obsolescencia, ponen en riesgo la operación continua de los servicios que presta el CNDC.

- Reemplazar equipos que debido al crecimiento del Sistema Eléctrico Nacional, ya no tienen la capacidad de incrementar el monitoreo ni el control de la Red Nacional y Regional así como efectuar la administración del Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua y las transacciones económicas con el Mercado Eléctrico Regional.

- Adquirir equipos que incrementen de manera sustancial la eficiencia y por ende la reducción en el consumo de energía.

- Propiciar el incremento, la administración y control de las plantas de generación a base de fuentes renovables intermitentes (eólico y solar).

- Rehabilitación y montaje electromecánico de la infraestructura existente del CNDC (Subestación, Planta de Emergencia, Impermeabilización del techo, sistema de climatización, UPS y banco de baterias, Sistema contra incendios y sistema fotovoltaico.)

4. - Beneficios

- Mejorar la confiablidad de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, así como agilizar el proceso de las transacciones comerciales nacionales y regionales, propiciando que las mismas se realicen de forma segura y transparente.

- Reducción del consumo de energía al adquirir equipos más eficientes.

- Utilizar energía renovable para el consumo local.

- Rehabilitar la infraestructura del CNDC para operar de forma segura y confiable.

5. - Justificación

El Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) está enmarcado en un mercado eléctrico regional en constante crecimiento, lo que requiere del continuo robustecimiento de las interconexiones entre países para permitir un intercambio energético cada vez más eficiente y seguro en la región, así como llevar el servicio de energía eléctrica con calidad a la población nicaragüense.

Estas condiciones de crecimiento y desarrollo exigen la adquisición de equipos con tecnología de punta instalados como parte de las nuevas

Subestaciones y las nuevas líneas de transmisión.

El respaldo eléctrico es vital para mantener operativo al CNDC ante cualquier falla del servicio eléctrico convencional. Situación que actualmente es deficiente dada la carencia de respaldo de emergencia (subestación propia del CNDC en mal estado y planta de emergencia sin funcionar) que permita hacer frente a la totalidad de la carga demanda en las instalaciones del CNDC.

Los altos costos operativos asociados a la alta demanda eléctrica en las instalaciones del CNDC también es un punto que permite la aplicación de medidas de mejora en el servicio (Sistema de Climatización deficiente ya que lleva más de 20 años sin cambiar) sumado a los problemas en el techo del edificio del CNDC.

Los cambios propuestos con este proyecto es rehabilitar y modernizar la infraestructura existente en el CNDC (Subestación, Planta de Emergencia, Impermeabilización del techo, sistema de climatización, UPS y banco de baterias, Sistema contra incendios y sistema fotovoltaico.) para operar de manera segura y confiable.

Tales contextos demandan que el CNDC cuente con equipamiento moderno y con la suficiente capacidad para operar el SIN cumpliendo con criterios de seguridad, confiabilidad y calidad.

Por otra parte, en los últimos años se ha incorporado al sistema, de forma acelerada, generación de energía con recursos renovables (eólico, solar, filo de agua, bagazo de caña, geotérmico, entre otros), lo que ha agregado nuevos retos a la regulación y operación del SIN.

El "Sistema de Control Supervisión y Adquisición de Datos" (SCADA por su siglas en inglés) propuesto con este proyecto, proporcionará los medios para operar de forma remota los interruptores de transformadores, líneas de transmisión, equipo de compensación reactiva, y otros muchos elementos del sistema.

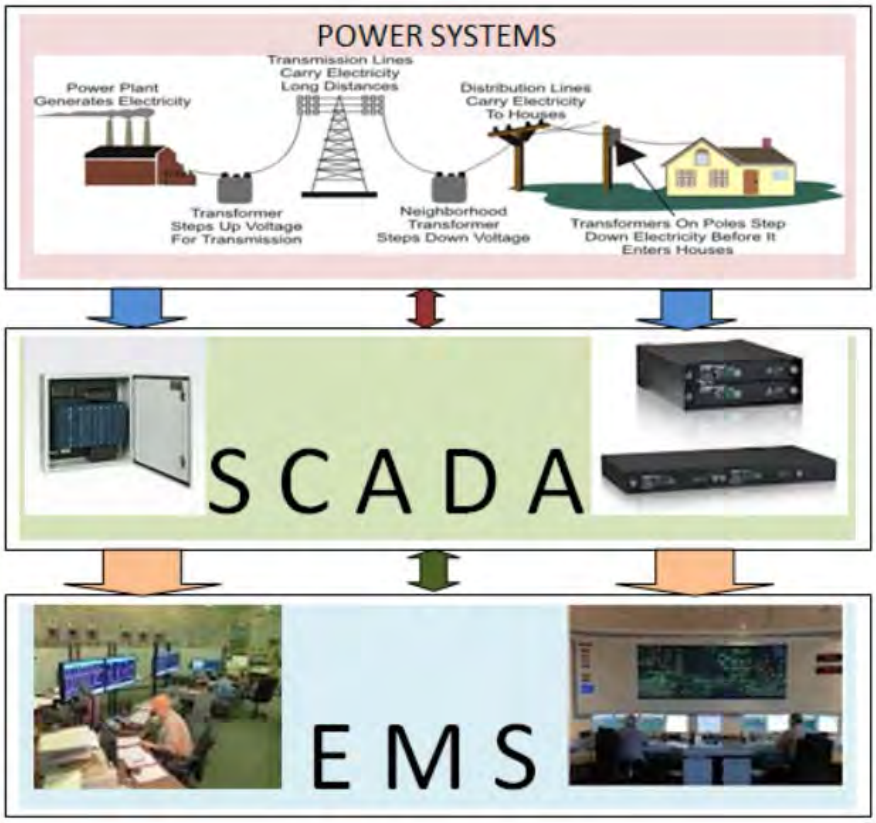
Adicionalmente, en la propuesta incluye la utilización de un sistema computacional con aplicaciones que faciliten la regulación, el control automático de generación, la proyección de la demanda, las simulaciones, el despacho económico, los cálculos de reservas de operación, las transacciones de intercambios, otras operaciones y funciones.

Estas aplicaciones son parte del "Sistema de Gestión de Energía" (EMS por su siglas en inglés) y permiten despachar la generación en forma segura,

económica, mantener el balance carga – generación del sistema, proyectar la demanda para contar con los recursos necesarios a tiempo, mantener la seguridad operativa del sistema de acuerdo a los criterios nacionales y regionales, gestionar las transacciones internacionales, mantener registros históricos de la operación, crear reportes de operación, entre otras muchas funciones.

Los componentes generales del sistema SCADA/EMS se presentan en la siguiente ilustración.

Ilustración 1. Componentes del SCADA/EMS



Sin un centro de control moderno, confiable y eficiente no es posible operar el SIN de acuerdo a los criterios de calidad, seguridad y desempeño referidos en el reglamento del Mercado Eléctrico Regional (MER) y de la Normativa de Operación Nacional. Por tanto, este proyecto de modernización es esencial para el cumplimiento de las normas antes referidas.

El SIEPAC es la red de interconexión Centroamérica, donde se realizan transacciones de energía entre los países centroamericanos que así lo requieran, la responsabilidad de Nicaragua (ENATREL) como país integrante

de este, es garantizar la entrega de los 300 MW (norte – sur, sur – norte). Las líneas existentes en 230 y 138 kV necesitan los refuerzos y ampliación de su capacidad de transmisión.

En Diciembre del año 2020 entra en operación El proyecto cambio del conductor y fibra óptica en los tramos: León-Frontera con Honduras, León- y Amayo-Frontera con Costa Rica, con financiamiento del BID y Corea.

Se encuentra con financiamiento la "Consultoría de Levantamiento LIDAR y Líneas de 230 kV (253 km)" y el proyecto "Líneas de 230 kV con capacidad de transmisión incrementada mediante retensado del conductor" con financiamiento del BID, para identificar la capacidad máxima real de las líneas de 230kV, los claros mínimos y los puntos críticos que generan violaciones. Lo anterior con el objetivo de determinar los refuerzos necesarios tales como retensado, instalación de nuevas estructuras, movimientos de tierra en puntos crítico, para la repotenciación de la línea de 230kV, optimizando la infraestructura existente.

Debido al cambio de conductores y ampliaciones de capacidad de las líneas de 230 kV, los actuales TC (Transformadores de Corriente), TP (Transformadores de Potencial) y Equipos SIMEC (Medición) limitan la capacidad operativa de los conductores.

En lo descrito anteriormente se propone en este proyecto realizar el cambio de TC, TP y Equipos SIMEC en los tramos de línea 230 y 138 kV por unos de mayor capacidad que garantice las condiciones técnicas necesarias para lograr la transferencia de 300MW de Nicaragua.

6. - Alcances del Proyecto

El proyecto consiste en el diseño, suministro y transporte de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio de las siguientes obras:

Obra 1: Adquisición de bienes, montaje y obras civiles de las instalaciones electromecánicas del edificio del CNDC e Impermeabilización del Techo.

Obra 2: Adquisición de Bienes, Equipos y Servicios Conexos Tecnológicos.

Obra 3: Adquisición de Transformadores de Corriente, Transformadores de Potencial y Medidores para RTR.

Obra 1: Adquisición de bienes, montaje y obras civiles de las instalaciones electromecánicas del edificio del CNDC e Impermeabilización del Techo.

- Equipamiento en Subestación (banco de transformadores) del CNDC: Reemplazo de equipos de la Subestación del CNDC y reemplazo de la Planta Eléctrica de Emergencia.
- Reemplazar 2 Interruptores de media tensión: 13.8 kV, 200A, 60 Hz.
- Reemplazar 6 Interruptores termo-magnéticos: 208 V, 60 Hz.
- Cambiar Regulador de Voltaje: 500 KVA 208/120V, 60 Hz.
- Sustitución de la Planta de Emergencia: 250 kVA; 120/208 V.
- Consiste en el reemplazo de la actual subestación eléctrica, la planta de emergencia (con sus dos tanques de combustible) y los servicios auxiliares de corriente continua, por equipos nuevos y de última tecnología, que cumplan con los requisitos de confiabilidad y resiliencia requeridos por el sistema encargado de la operación de la red de transmisión nacional, junto con sus equipos asociados.
- Equipamiento del Sistema Contra-Incendios:
- Reemplazar Sistema Contra-incendios en las Salas de Servidores y Comunicaciones.
- Agregar supervisión y detección de incendios en el resto de áreas del CNDC.
- Desinstalar sistema actual y poner en resguardo contenedores del gas Halón.
- Instalación de Sistema Solar Fotovoltaico para la generación de energía eléctrica en el CNDC.
- Acondicionar los techos del edificio principal, estacionamiento y subestación eléctrica para la instalación de paneles solares.
- Suministro e instalación de Sistema Solar Fotovoltaico con una capacidad de generación eléctrica de 58.41 kWp, destinada al autoconsumo eléctrico.
- Impermeabilización del Techo.
- Trabajo y suministro de materiales para realizar de impermeabilización de 220 metros cuadrados de loza de techo en edificio del CNDC.
- Sistema de Climatización (Equipamiento de las Unidades Centrales de Aire Acondicionado):
- Suministrar e instalar 3 Unidades de 20 Toneladas.
- Suministrar e instalar 2 Unidades de 12 Toneladas.
- Suministrar e instalar 2 Unidades de 3 Toneladas.

- Equipamiento del Sistema UPS y Banco de Baterías:

- Suministrar e instalar 2 UPS de 40 kVA con sus bancos de baterías.

Obra 2: Adquisición de Bienes, Equipos y Servicios Conexos Tecnológicos.

- Equipamiento de Sistemas SCADA/EMS: Remplazo del Sistema SCADA/EMS en el Centro de Operaciones y equipamiento de un sistema SCADA/EMS de respaldo en la Subestación San Benito.
- Suministro e instalación de todos los Equipos (hardware) requeridos por las aplicaciones que componen el Sistema SCADA/EMS principal y de respaldo.
- Suministro e instalación de las aplicaciones (software) que componen el Sistema SCADA/EMS principal y de respaldo.
- Suministro e instalación de un sistema de visualización del Sistema SCADA/EMS principal en el Centro de Operaciones.
- Suministro e instalación de 18 UTR con capacidad de manejo de protocolos de comunicación Ethernet y seriales.
- Capacitación al personal CNDC para la operación y mantenimiento del nuevo Sistema SCADA/EMS.
- Equipamiento de Sistema de Medición Comercial: Equipamiento del Sistema de Medición Comercial Regional en los nodos de la Red de Transmisión Regional (RTR) que no cuentan con ello.
- Suministro e instalación del sistema de medición comercial, principal y respaldo, en 20 nodos.
- Reemplazo de equipos de línea o contadores de energía en 35 nodos.
- Analizar, Desarrollar, Suministrar e Instalar un Sistema de Recolección de Datos para las Mediciones Comerciales, que garantice la recopilación diaria de las mediciones comerciales de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua (MEMN).
- Suministro e instalación de Servidores y puertos de comunicación.

Obra 3: Adquisición de Transformadores de Corriente, Transformadores de Potencial y Medidores para RTR.

- Suministro e instalación de 117 Transformadores de corriente en 138 kV y 18 transformadores de corriente en 230 kV.

- Suministro e instalación de 138 Transformadores de potencia en 138 kV y 36 transformadores de potencia en 230 kV.

- Suministro e instalación de 131 medidores.
- Suministro e instalación de 59 accesorios.

7. - Costos del Proyecto

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 13.489 millones de dólares (ver tabla 1), los cuales corresponderían a financiamiento del BCIE.

COMPONENTE	BCIE	LOCAL	TOTAL	
	US$	US$	US$	%
P1: Adquisición de bienes, montaje y obras civiles de las instalaciones electromecánicas del edificio del CNDC e Impermeabilización del Techo				
Equipamiento de la SE y la Planta Eléctrica de Emergencia	510,616		510,616	3.79%
Equipamiento del Sistema Contra Incendios	516,021		516,021	3.83%
Sistema Fotovoltaico (SFV)	64,027		64,027	0.47%
Impermeabilización del Techo	30,346		30,346	0.22%
Sistema de Climatización (Equipamiento de las Unidades Centrales de AA)	359,182		359,182	2.66%
Modernizar el Sistema UPS y Banco de Baterías	95,100		95,100	0.71%
Total P1: Adquisición de bienes, montaje y obras civiles de las instalaciones electromecánicas del edificio del CNDC e Impermeabilización del Techo	**1575,292**	**-**	**1575,292**	**11.68%**
P2: Adquisición de Bienes, Equipos y Servicios Conexos Tecnológicos				
Equipamiento del Sistema SCADA-EMS	5864,777		5864,777	43.48%
Equipamiento del Sistema de Recolección de las Mediciones Comerciales	118,870		118,870	6.29%
Total P2: Consultorías, adquisición de Bienes, Equipos y Servicios Conexos Tecnológicos	**6321,347**	**-**	**6321,347**	**49.77%**
Total P3: Adquisición de Transformadores de Corriente, Transformadores de Potencial y Medidores para RTR.	**3703,211**		**3703,211**	**27.45%**
GRAN TOTAL	**11599,850**	**-**	**11599,850**	**88.90%**
Auditoría Financiera y Operativa	**100,000**	**-**	**100,000**	0.74%
Supervisión Externa	**800,000**	-	**800,000**	5.93%
Imprevistos + Escalamiento	**989,301**	-	**989,301**	7.33%
Total Ingeniería y Supervisión	**1889,301**	**-**	**1889,301**	**14.01%**
TOTAL GENERAL U$	**13489,151**		**13489,151**	100.00%
PARTICIPACIÓN	100.00%			

8. - Cronograma

Proyecto del Centro Nacional Despacho de Carga	mar 08/03/22	lun 24/02/25	753 días
P3. Adquisición de bienes y montaje de las instalaciones electromecánicas del edificio del CNDC e Impermeabilización del Techo	jue 31/03/22	jue 14/03/24	496 días
P4. Adquisición de Bienes, Equipos y Servicios conexos Tecnológicos	mar 08/03/22	lun 24/02/25	753 días
P5. Adquisición de Transformadores de Corriente, Transformadores de Potencial y Medidores para RTR.	jue 31/03/22	lun 25/03/24	503 días

8.11. - Construcción de subestación bluefields en 138 kV, construcción de la línea la esperanza-bluefields en 138 kV y ampliación de la subestación la esperanza

1. – Introducción

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) cuenta con 663.22 Kms de líneas de transmisión en 69 kV. De este total, 381.77 Kms (57.6 %) fue construida originalmente en estructuras de madera. Todos los tramos construidos sobre postes de madera ya tienen un tiempo de servicio mayor a 20 años por lo que ENATREL ha venido realizando el cambio de estas estructuras paulatinamente.
A través del Programa de Ampliación del Sistema de Transmisión Eléctrica en Nicaragua con un financiamiento con el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), se considera construir el presente proyecto, el cual consiste en la construcción de una nueva Subestación en el poblado de Bluefields y se conectara a través de una línea en 138 kV desde la Subestación La Esperanza. La subestación Bluefields II se conectará a la actual Subestación Bluefields por medio de línea de 69 kV ambas subestaciones asumirá la carga de los poblados de Bluefields y zonas aledañas.

La oferta de energía eléctrica a todos los sectores del país es un paso necesario que una nación debe emprender para su desarrollo. Así mismo, ésta abarca las zonas más extensas, pero a su vez poseen grandes potencialidades en recursos naturales, productivos y aprovechables.

2. - Objetivos

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios que serán electrificadas en Bluefields y zonas aledañas.

Especificos

- Mejorar el nivel de voltaje en las subestaciones La Esperanza y Bluefields.
- Permitir la conversión de las subestaciones la esperanza y Bluefields a un nivel de voltaje en 138 kV.
- Aumentar la capacidad de Transmisión a la zona de RACCS.

- Poder abastecer a los nuevos usuarios que serán electrificados con el programa PNESER CARIBE en las zonas rurales de Bluefields y zonas aledañas.
- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas aisladas.
- Reducir las pérdidas de energía en la línea La Esperanza-Bluefields

3. - Antecedentes

Actualmente la línea Esperanza-Bluefields opera a una tensión de 69 KV, y es alimentada desde la subestación la esperanza por medio de la línea L6210, la cual posee una longitud de 78 km de línea.

Actualmente se está convirtiendo a 138 KV de la línea La Gateada – La Esperanza y con ello la construcción de la Subestación Bluefields II será posible en una tensión de 138 kV. Actualmente la línea consta en sus estructuras de calibre de conductor 4/0 con estructuras tipo "T", la cual quedara en operación junto con la subestación Bluefields II.

4. – Justificación

En la zona de influencia de las Subestación Bluefields existen aproximadamente 987 viviendas aproximadamente sin el servicio de energía eléctrica, La entrada en operación de la subestación Bluefields en 138 KV y la línea de transmisión en 138 KV La Esperanza-Bluefields es de importancia fundamental para coadyuvar a expandir la electrificación rural en las comunidades que no cuentan con el servicio de energía e impulsar el desarrollo económico de la zona, suministrando el servicio eléctrico al máximo número de consumidores posibles en las comunidades servidas y en nuevas comunidades que no cuentan con este servicio.

Se mejorará el nivel de tensión ya que con el actual nivel de tensión de 69 kV de la subestación no se cumple con los criterios de calidad al presentar bajo voltaje. Igualmente se disminuirán las pérdidas en el Sistema de 69 kV ocasionada al aumento de la demanda y se deja la infraestructura eléctrica en transmisión necesaria para el crecimiento de Bluefields de cara a la construcción del futuro puerto.

5. - Población Beneficiada

La población beneficiaria es de 61,540 habitantes que representan los clientes que se abastecen de la actual subestación Bluefields (12,824).

Adicionalmente se podrían electrificar a 987 viviendas que no poseen el servicio eléctrico.

Se podrá brindar un servicio de energía eléctrica con mayor calidad con un índice menor de interrupciones que impliquen pérdidas para los productores del área. La ejecución de este proyecto mejorara el desarrollo económico y tecnológico de la zona.

6. - Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva subestación Bluefields II 138kV
- Ampliación Subestación La Esperanza
- 68 km de línea transmisión de 138 kV
- 0.15 km de línea transmisión doble circuito en 69 kV

6.1 Nueva subestación Bluefields II 138kV

- Bahía de Transformación 138/24.9 kV.
- Transformador de potencia de 20/25 MVA, 138/24.9 kV, Conexión tipo YnYnd y cambiador de Tap bajo carga.
- 7 celdas Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución, la celda de entrada del transformador de potencia, la celda para transformador de servicios propios y Celda de Medición).
- Transformador de potencia de 20/25 MVA, 138/69 kV, Conexión tipo YnYnd y cambiador de Tap bajo carga.
- Bahía de transformación 138/69 kV
- Bahía de línea en 69 kV
- Bahía de línea en 138 kV
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación

- Todas las obras grises (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Adquisición de terreno de la Subestación

6.2 Ampliación Subestación La Esperanza

- Construcción de una bahía de línea Doble Barra en 138kV en la subestación La Esperanza
- Construcción de 5 Seccionadores de Línea
- Construcción de una bahía de Acople en 138kV en la subestación La Esperanza

6.3 Línea de Transmisión

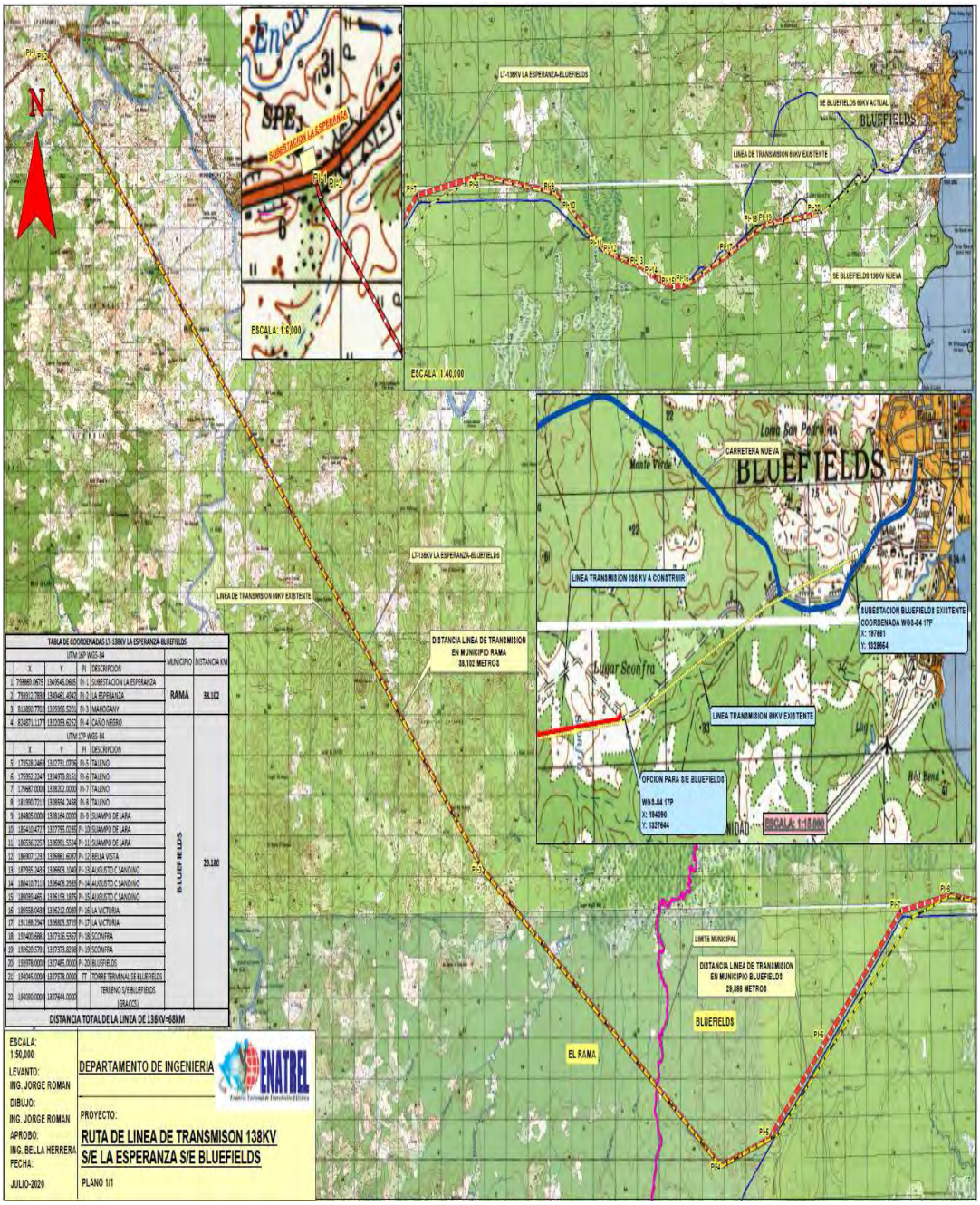
- Construcción de 68 km de línea en 138 kV, simple terna, con conductor Dove 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, desde la subestación La Esperanza a la subestación Bluefields.
- Construcción de 0.15 km de línea en 69 kV, doble terna, con conductor Dove 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, desde Subestación Bluefields 69 kV a Nueva Subestación Bluefields 138kV
- Adquisición de Servidumbre

7. - Costo del Proyecto

El costo total del proyecto corresponde a US$ 27.117 millones de dólares, de los cuales U$ 26.610 millones a financiamiento BCIE y U$ 0.507 millones corresponden a contrapartida local.

COMPONENTE	BCIE	LOCAL	TOTAL	
	US$	US$	US$	%
Levantamiento Topográfico	80,000	-	80,000	0.30%
Estudio Geológico, Geotécnico e Hidrológico	140,400	-	140,400	0.52%
Servidumbre		477,050	477,050	1.76%
Estudio de Impacto Ambiental	-	30,000	30,000	0.11%
Censo Forestal	15,000	-	15,000	0.06%
Total Estudios y Actividades previas	**235,400**	**507,050**	**742,450**	**2.74%**
Total P1: Subestación Bluefields y Ampliación SE La Esperanza	8843,033	-	8843,033	32.61%
Total P2: Línea de Transmisión 138 KV (68 km)	13180,202	-	13180,202	48.60%
Total Subestaciones y Línea	**22023,236**	**-**	**22023,236**	**81.21%**
Auditoría Financiera y Operativa	200,000	-	200,000	0.74%
Supervisión Externa	2400,000	-	2400,000	8.85%
Imprevistos + Escalamiento	1752,213	-	1752,213	6.46%
Total Ingeniería Supervisión y Administración	**4352,213**	**-**	**4352,213**	**16.05%**
TOTAL GENERAL U$	**26610,849**	**507,050**	**27117,899**	100.00%
PARTICIPACIÓN	98.13%	1.87%	100.0%	

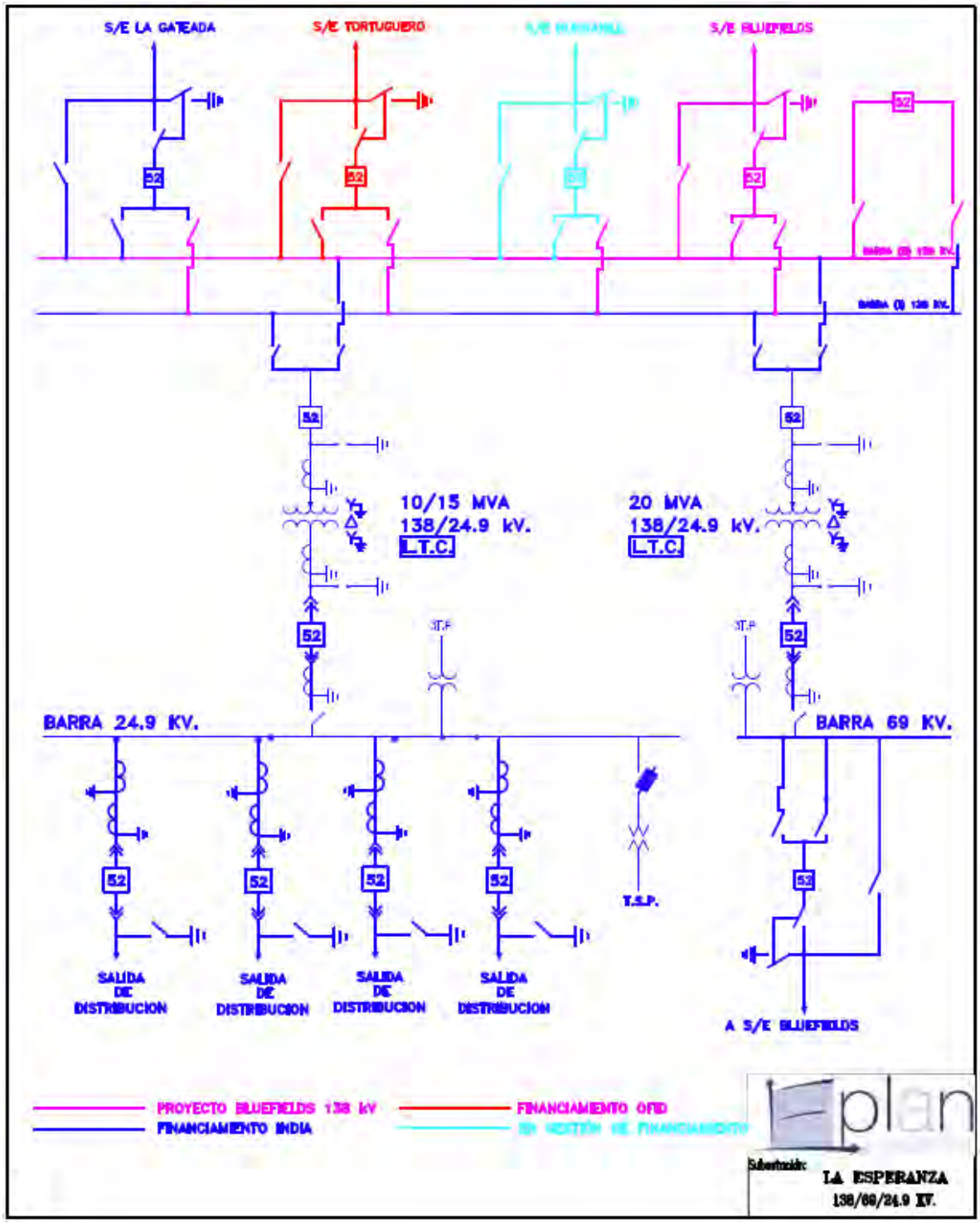
8. - Mapa de localización



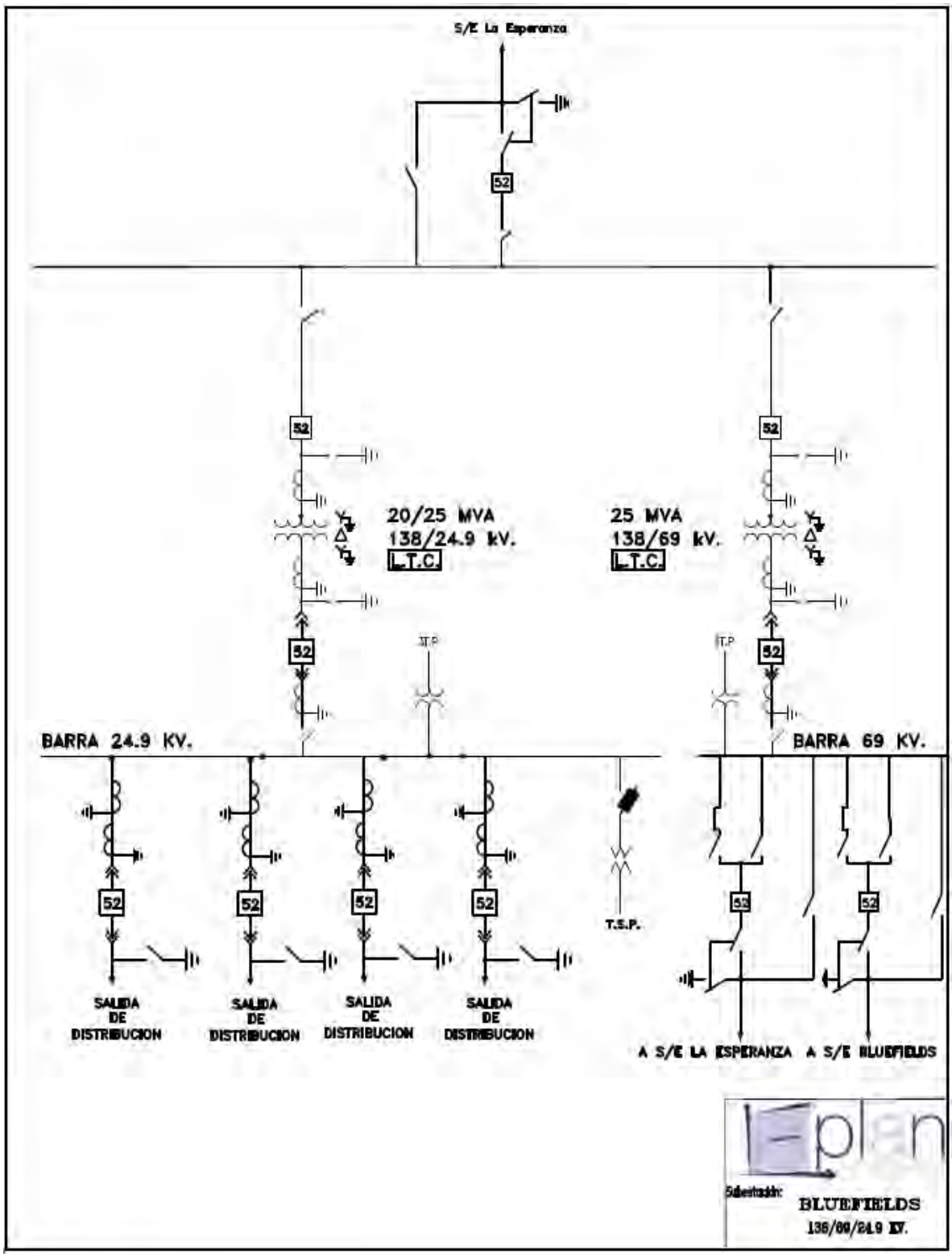
9. - Cronograma de ejecución

Projecto	lun 15/02/21	mié 09/09/26	1417 días
Construcción SE Bluefields, LT La Esperanza - Bluefields y ampliación SE La Esperanza y Ampliación de la capacidad operativa del CNDC	lun 15/02/21	mié 09/09/26	1417 días
Inicio	lun 15/02/21	lun 15/02/21	1 día
Cumplimiento Condiciones Previas al 1er desembolso	lun 15/02/21	jue 11/05/23	571 días
Proyecto Nueva Subestación Bluefields, Línea de Transmisión de 138 Kv La Esperanza - Bluefields y Ampliación de la subestación La Esperanza.	mar 03/01/23	vie 13/02/26	791 días
Resolución de inicio y dictamen presupuestario	mar 10/01/23	lun 30/01/23	15 días
Suministro de bienes y servicios conexos de Subestacion Blueflields en 138 kv, ampliacion de la subestacion La Esperanza y Línea de Transmision La Esperanza-Bluefields en 138 Kv .Licitaciòn Pùblica Internacional (LPI)	mar 03/01/23	jue 07/12/23	237 días
P1 y P2: Ejecucion Contrato Lote 1 y 2	lun 11/12/23	vie 13/02/26	554 días
P1: Subestación Blufields y Ampliación SE La Esperanza	lun 11/12/23	vie 13/02/26	554 días
P2: Línea de Transmisión 138 KV (78 km)	lun 11/12/23	vie 13/02/26	554 días
Proyecto del Centro Nacional Despacho de Carga	mar 08/03/22	lun 24/02/25	753 días
P3. Adquisición de bienes y montaje de las instalaciones electromecánicas del edificio del CNDC e Impermeabilización del Techo	jue 31/03/22	jue 14/03/24	496 días
P4. Adquisición de Bienes, Equipos y Servicios conexos Tecnológicos	mar 08/03/22	lun 24/02/25	753 días
P5. Adquisición de Transformadores de Corriente, Transformadores de Potencial y Medidores para RTR.	jue 31/03/22	lun 25/03/24	503 días
Auditoría	lun 15/02/21	mié 09/09/26	1417 días
Auditoría Financiera y Operativa. Proceso de Licitaciòn	lun 26/07/21	lun 10/10/22	309 días
Resolucion de inicio y dictamen presupuestario	lun 26/07/21	vie 30/07/21	5 días
Auditoria Financiera y Operativa. Concurso Pùblico Internacional (CPI). Lote 1 y 2	lun 02/08/21	lun 10/10/22	304 días
Auditoría CNDC. Ejecuciòn	lun 15/02/21	lun 04/05/26	1325 días
Auditoria para SE y LT. Ejecuciòn	mar 12/04/22	mié 09/09/26	1120 días
Imprevistos + Escalamiento CNDC	vie 28/04/23	vie 28/04/23	1 día
Imprevistos + Escalamiento SE y LT	lun 16/02/26	lun 16/02/26	1 día
Fin	mié 09/09/26	mié 09/09/26	0 días

10. - Diagrama Unifilar Subestación La Esperanza



11. - Diagrama Unifilar Subestación Bluefields 138 kV



9.0- PROYECTOS EN GESTIÓN DE FINANCIAMIENTO

En el mediano plazo (6 años) se encuentran en gestion de financiamiento 13 proyectos y representan una inversión total de 328.852 millones de dólares, dichas inversiones se detallan en el presente capítulo.

Tabla 9

No.	Nombre del Proyecto	NUEVA SE	MVA a Instalar	Km de Linea	Financ. Local (kUS$)	Financ. Externo (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Año PROBABLE de Finalización
1	Aumento de la Capacidad de la Línea Acahualinca –Managua				138.16	6,770	6,908	2022
2	Construcción del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC ESPEJO)					11,086	11,086	2025
3	Construccion de Subestación Pantasma 138 kV	1	30	47.5	884.73	13,408	14,293	2025
4	Construcción de Subestación Tola y Línea de transmisón Rivas - Tola - San Juan del Sur en 138 KV		40	37	1,106.26	18,452	19,558	2025
5	Construcción de Subestación Jiquilillo y Obras conexas.	1	25	45	869.00	16,510	17,379	2025
6	Construccion de Línea de transmision 230 kV de la Subestación Boaco a la Subestación La Gateada		170	152	2,493.00	47,365	49,858	2025
7	Construcción Subestación San Francisco Libre, Línea de Transmisión 138 kV Y Obras Conexas.	1	15	10	879.44	9,555	10,435	2025
8	Construcción de Subestación San Miguelito 138KV, Subestación Acoyapa II y Linea Acoyapa-San Miguelito en 138 KV.	2	30	86.5	1,225.91	29,346	30,572	2025
9	Construcción de Subestación San Carlos 138KV, Construcción de Linea San Miguelito-San Carlos en 138 KV y Ampliación de la Subestación San Miguelito	1	15	48	797.29	15,534	16,331	2025
10	Aumento de la Capacidad de las Líneas Catarina-Nandaime y Nandaime-Rivas				76.36	4,356	4,433	2025
11	Construcción de Subestación Gis Corinto 138 KV, Línea de Transmisión 138 kV y Obras Conexas	1	25	0.45	250.72	8,107	8,357	2025
12	Construcción de Subestación Nueva Guinea 138KV, Construcción de Linea La Gateada-Nueva Guinea en 138 KV y Ampliación de la Subestación La Gateada	1	15	55	829.01	16,650	17,479	2026
13	Conversion de las Subestaciones LeonII, La Paz Centro y Nagarote I a 138kV y construcción de 63km de Linea de Transmisión en 138kV.	3	70	63.2	3,041.51	36,255	39,297	2026
14	Construcción de Subestación KUKRAHILL 138 kV, Construcción de línea LA ESPERANZA- KUKRAHILL en 138 kV Y Ampliación de la subestación LA ESPERANZA	1	20	55	1,851.07	15,072	16,923	2026
15	Construcción de línea de 230 kV Terrabona - Malpaisillo – Interconexión Honduras		150	120	2,780.33	46,717	49,497	2027
16	Construcción de Circuito de distribución hacia La Cruz del Rio Grande en 24.9 kV				105.00	1,750	1,855	2027
17	Construcción de Subestación EL AYOTE 138 kV, Construcción de línea EL AYOTE - Apertura de línea La Esperanza - El Tortuguero en 138 kV	1	20	40	1,016.97	13,573	14,590	2028
	TOTAL	**13**	**625**	**760**	**18,345**	**310,507**	**328,852**	

9.1.- Aumento de capacidad en la Línea Acahualinca – Managua 138 kV.

1. Introducción

En los últimos años se ha venido desarrollando el establecimiento del Mercado Eléctrico Regional (MER), donde se puedan efectuar transacciones de potencia de manera confiable de hasta 300 MW con el SIEPAC. Sin embargo, actualmente las transferencias se encuentran limitadas, una razón de esto es que se requieren refuerzos en transmisión en cada uno de los países.

Estos refuerzos nacionales constituyen un compromiso de los países de la América Central los cuales deben construir estas obras, Con transferencias de 300MW por el Sistema Eléctrico de Nicaragua, ante contingencias N-1 en el anillo de Managua, el flujo de potencia que pasa por la línea Acahualinca - Managua se incrementa y sobrepasa su capacidad máxima (134MW correspondientes a su límite térmico).

Debido a lo anterior, se planifico cambiar el conductor existente y utilizar conductores de baja flecha y alta temperatura, utilizando las mismas torres existentes e instalando el nuevo conductor DOVE ACSS/TW HTLS, el cual a 100 grados posee una ampacidad de aprox. 880A y a 150 grados de 1100 Amperios.

2. Antecedentes

El Banco Interamericano de Desarrollo viene impulsando desde hace varios años el Proyecto Sistema de Interconexión de los Países de la América Central (SIEPAC). La infraestructura del SIEPAC, en conjunto con refuerzos de los sistemas de transmisión nacionales, permitirá disponer de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de hasta 300 MW, entre los países de la región.

El proyecto SIEPAC ha contado de con varios estudios desde el año 1987. Uno de estos estudios fue elaborado por consultores internacionales en los años 2003-2004, y que estudiaron los refuerzos necesarios con que debe contar cada sistema de transmisión de los países de la América Central para realizar las transferencias de 300 MW de potencia de manera confiable.
ENATREL como parte de su compromiso regional ha realizado las siguientes obras de refuerzo nacional:

1) Subestación Sandino 230 kV en Esquema de Interruptor y Medio. (Entro en operación en el año 2012)

2) Línea de Transmisión de 230 kV entre las subestaciones Sandino y Masaya. (Entro en operación en el año 2013)

3) Instalación de 94 MVAr en compensación de potencia reactiva. (En el año 2004 se instaló 40 MVAr en bancos capacitores en las barras de 13.8 kV del anillo de Managua y Masaya, los cuales se adquirieron con el proyecto Híbrido con financiamiento del BID. Posteriormente en los años 2011 y 2012, se instaló 32 MVAr adicionales en las barras de 13.8 kV del anillo de Managua y actualmente se están instalando 17 MVAR restantes en la línea radial de Tipitapa-Bluefields)

4) Adición de un autotransformador de potencia de 75 MVA, 230/138 kV en la subestación Masaya. (Entro en operación en el año 2011)

En el año 2011, el EOR convoco a las empresas transmisoras de cada uno de los países para presentar los resultados del nuevo estudio "Actualización del Estudio de los Refuerzos Nacionales del Proyecto SIEPAC" realizado por el consultor Alfredo Povedano. En este estudio los refuerzos determinados para Nicaragua fueron:

1) Incrementar de la capacidad térmica de la línea de 69kV León I-León II-La Paz Centro-Nagarote.
2) Incrementar la capacidad térmica de la línea Honduras-León-Sandino-Los Brasiles-Ticuantepe-Masaya-Amayo-Frontera Costa Rica a 330MVA
3) Instalación de 249MVAr de compensación reactiva

Posteriormente en el año 2015, Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) a solicitud del EOR, realizo el estudio Refuerzos de Transmisión en los sistemas de América Central, en los resultados obtenidos además de los refuerzos anteriormente mencionados se ha identificado también la necesidad de Incrementar la capacidad de la línea Acahualinca-Managua de 138kV.

3. Objetivos del Proyecto

General

- Garantizar las transferencias de hasta 300MW por el Sistema Eléctrico de Nicaragua, incrementando la capacidad de la Línea Acahualinca-Managua para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo del Sistema establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

Específicos

- Aumentar la capacidad de transporte de la línea de 138kV existente en las subestaciones Acahualinca –Managua.

- Crear los refuerzos en el anillo de Managua para el transporte de 300MW por el Sistema de Nicaragua.

- Mejorar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional y del Sistema Eléctrico Regional creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

4. Justificación

En el año 2018, el EOR elaboro el estudio "Planificación a Largo Plazo de la generación y la transmisión regional de América Central 2019-2028", TOMO II PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL, contiene los resultados y análisis, para determinar la expansión de la transmisión regional relacionada a los escenarios evaluados en la planificación indicativa de la generación para el período 2019-2028, conforme lo establece el numeral 10.2.2 del Libro III del RMER.

El estudio presenta la necesidad de refuerzos de transmisión que se tienen que realizar en Nicaragua, ante contingencias la línea Acahualinca-Mangua 138 kV existen sobrecargas que generan que la línea no cumpla con los criterios de calidad y seguridad establecida en la Normativa de Operación de Nicaragua, se adjunta como anexo el estudio.

A pesar de las mejoras realizadas en el Sistema Eléctrico de Nicaragua, aún existen limitantes de capacidad, como la que se presenta en el anillo de Managua, ante transferencias de 300 MW y contingencias N-1; bajo estas condiciones el flujo de potencia que transporta la línea Acahualinca - Managua se incrementa y sobrepasa su capacidad máxima (134 MW correspondientes a su límite térmico). Cumpliendo con los compromisos de país ante el MER y como parte de las continuas obras de mejoras y refuerzo del SNT, ENATREL propone el incremento de la capacidad de la línea Acahualinca-Managua, sustituyendo 8 km de conductor en línea Acahualinca-Managua, esta última compuesta por 3 km de línea aérea montada sobre las torres existentes y 5 km de línea sumergida en el lecho del lago Xolotlán.

El SIEPAC es un sistema de transmisión regional pero interconectado con los sistemas eléctricos nacionales, por lo cual, parte de su capacidad se utiliza por los flujos eléctricos propios de cada país.

Dado que cada país realiza cambios en sus sistemas de transmisión, el sistema regional requiere de nuevos y continuos estudios que identifiquen las debilidades y vulnerabilidades a las que está expuesto el sistema regional.

Esta vigilancia continua permite proponer oportunamente los refuerzos requeridos para solventar dichas debilidades y vulnerabilidades; tal sería el caso, de que un

estudio revele las necesidades de incrementar la capacidad térmica de conductores, realizar compensación inductiva en algunas líneas, u otras mejoras que se requieran a partir de los cambios que se presenten en cada sistema nacional de transmisión, de tal forma que continuamente se promuevan y desarrollen obras de refuerzos nacionales o regionales que permitan cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo del sistema establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

En análisis eléctricos realizados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), se ha identificado la necesidad de realizar refuerzos en la red de transmisión de 138 kV de Managua.

Estos refuerzos requieren el aumento en la capacidad de la línea entre las subestaciones Acahualinca - Managua, puesto que en condiciones de contingencias los conductores instalados sobrepasan su límite térmico.

Específicamente, según los análisis de flujo, cuando existe una contingencia en la línea Los Brasiles-Batahola, el flujo de potencia sobrepasa los 134 MW, lo que corresponde al límite térmico de la línea Acahualinca-Managua.

Si lo anterior se presenta en un escenario que considere una transferencia regional de 300 MW a través del sistema eléctrico de Nicaragua, el flujo en las líneas antes mencionadas se incrementa aún más; convirtiendo a la línea Acahualinca-Managua en una restricción al sistema regional.

Con esta iniciativa se propone eliminar la restricción técnica mencionada, cambiando el conductor actual de la línea Acahualinca-Managua por un conductor de mejores prestaciones térmicas y conductivas, como el DOVE ACSS/TW, el cual tiene un menor coeficiente de dilatación (baja flecha) y mayor resistencia a alta temperatura (hasta 250°C). Dicho conductor a 100°C posee una ampacidad1 de aproximadamente 880 A y a 150°C de 1,100 A.

Debido a las obras incluidas en el Plan Maestro del Desarrollo Urbano de la ciudad de Managua, a cargo de la Alcaldía de Managua el Proyecto original sufrió modificaciones en el tramo Acahualinca-Managua. Inicialmente se tuvo que contemplar un desvío de la línea por la construcción del Puerto Salvador Allende e infraestructura aledaña, pero luego la Alcaldía de Managua ha estado desarrollando varias etapas de construcción del Centro turístico a la orilla del lago Xolotlán, en el área que está atravesada por la línea de transmisión 138 KV de doble circuito (una en 138 KV Acahualinca- Managua y la segunda está operando en 69 KV Managua – Nagarote).

Con el Plan de Revitalización del Centro Tradicional y Patrimonial de Managua,

que fue elaborado con el apoyo técnico y financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), los proyectos de la Alcaldía se van extendiéndose a mayores áreas en dirección Este del Puerto Salvador Allende, donde se mantiene la presencia de la Línea de transmisión.

Debido al desarrollo que ha tenido esta zona de Managua y a su futuro crecimiento se hace necesario realizar el desvío de la línea, esto ha sido requerido por la Alcaldía de Managua, ya que la línea obstruye sus planes de ampliación, tiene un impacto visual negativo, que contrasta con la parte estética de sus construcciones, y representa un alto riesgo en la seguridad de las personas, al ser un lugar turístico y muy concurrido por la población.

Por otro lado, la línea Acahualinca – Managua genera una problemática paisajística y de seguridad que ha sido expuesta en varias ocasiones a ENATREL por parte de la alcaldía de Managua. El problema radica en que un tramo de dicha línea pasa por el sector del Puerto Salvador Allende. Afectando los planes de ampliación del centro, creando impacto visual negativo y generando sensación de inseguridad al estar en las cercanías de un espacio turístico muy concurrido.

Lo anterior obliga a desviar un tramo de aproximadamente 5 km de la línea Acahualinca – Managua e instalar dicho tramo de forma sumergida en el lecho del lago Xolotlán.

5. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- 8 km de línea Doble Circuito en 138 kV (una de las líneas operara en 69 kV) entre Acahualinca-Managua, que incluye cambio de conductor en 3 kms sobre las torres existentes y 5 kms de construcción de línea 138 KV subacuática en el lecho del lago Xolotlán.

i. Línea Acahualinca-Managua

- Desmontaje 8 km de conductor Doble Circuito (una de 138 kV y la otra de 69 kV) existente en la línea Acahualinca-Managua.

- Cambio de conductor Doble Circuito 138 kV (un circuito operara en 69 kV) en 3 km de la línea existente saliendo de la Subestación Acahualinca. Se realizará tendido del nuevo conductor Dove ACSS /TW, instalación de aisladores, herrajes y accesorios sobre las torres existentes.

- Construcción de 5 km de nueva línea 138 kV doble circuito, con cable submarino y cable de fibra óptica (Para desvío de las Líneas de 138 kV y 69kV).

- Construcción de 2 Torres de Transición Especial Aérea – Subterránea, con sus pararrayos y accesorios.

- Desmontaje y traslado a los almacenes de las estructuras que pasan por el puerto Salvador Allende y Centro Histórico de Managua y su traslado a los almacenes.

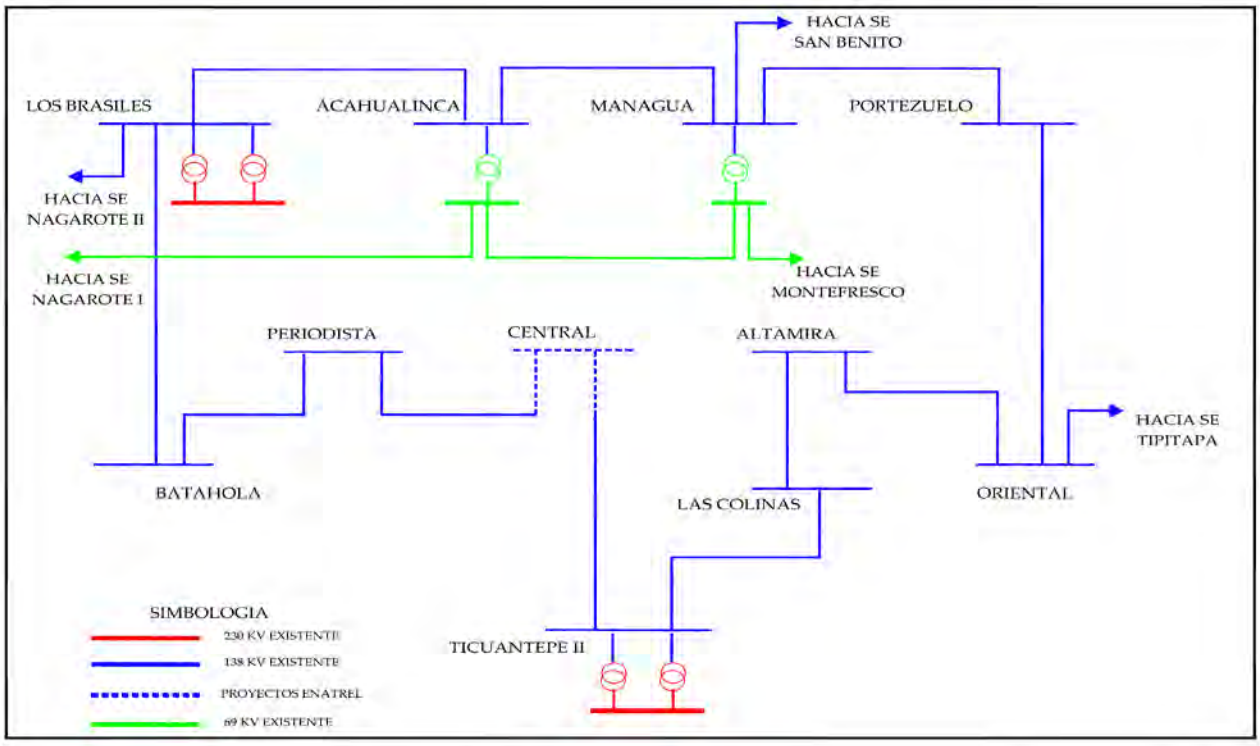
6. Costo del Proyecto

El proyecto tendrá un costo directo de US$ 6, 908,168 millones de dólares, que se cubrirán con el financiamiento externo.

Línea	Descripción	longitud (km)	Costo Unitario US$	Total US$
Desmontaje del conductor de la Línea Doble Circuito que contempla el 138 y 69 kV Acahualinca-Managua	Desmontaje y traslado de los conductores existente de la torre Doble Circuito que contempla la línea en 138 y 69 kV Acahualinca-Managua	8	5,000.00	40,000.00
Cambio de Conductores en Línea aérea existente Acahualinca-Managua 138 y 69 kV	Tendido de conductor Dove ACSS HTLS TW, Doble Circuito que incluye la línea en 69 kV (Las dos líneas son en 138 kV pero una operara en 69 kV) instalación de aisladores, herrajes, accesorios y cambio de TC´s en SE Acahualinca	3	48,000.00	144,000.00
Construcción Nueva Línea Acahualinca - Managua	Construcción LT subacuática 138kV Doble circuito que incluye la línea en 69 kV (Las dos líneas son en 138 kV pero una operara en 69 kV), cable, empalmes, instalación de aisladores, herrajes, accesorios, cable de fibra óptica y cambio de TC´s en SE Managua	5	1200,000.00	6000,000.00
Tramo Línea Aérea Acahualinca - Managua Doble Circuito que incluye la línea en 138 y 69 kV	Desmontaje y traslado a los almacenes de las estructuras	5	30,000.00	150,000.00
Torres de	Compra y Montaje de	2	80,000.00	160,000.00

Transición Especial Aérea - Subterránea	Estructuras Especiales de la Entrada y Salida de la línea Subacuática			
Pararrayos y accesorios	Compra y Montaje de Pararrayos para Estructuras Especiales (Torres de transición Aérea - Subterránea)	6	3,856.68	23,140.06
Sub Total Líneas				**6517,140.06**
Imprevisto				**391,028.40**
Total				**6908,168.5**

7. Diagrama de Conexión



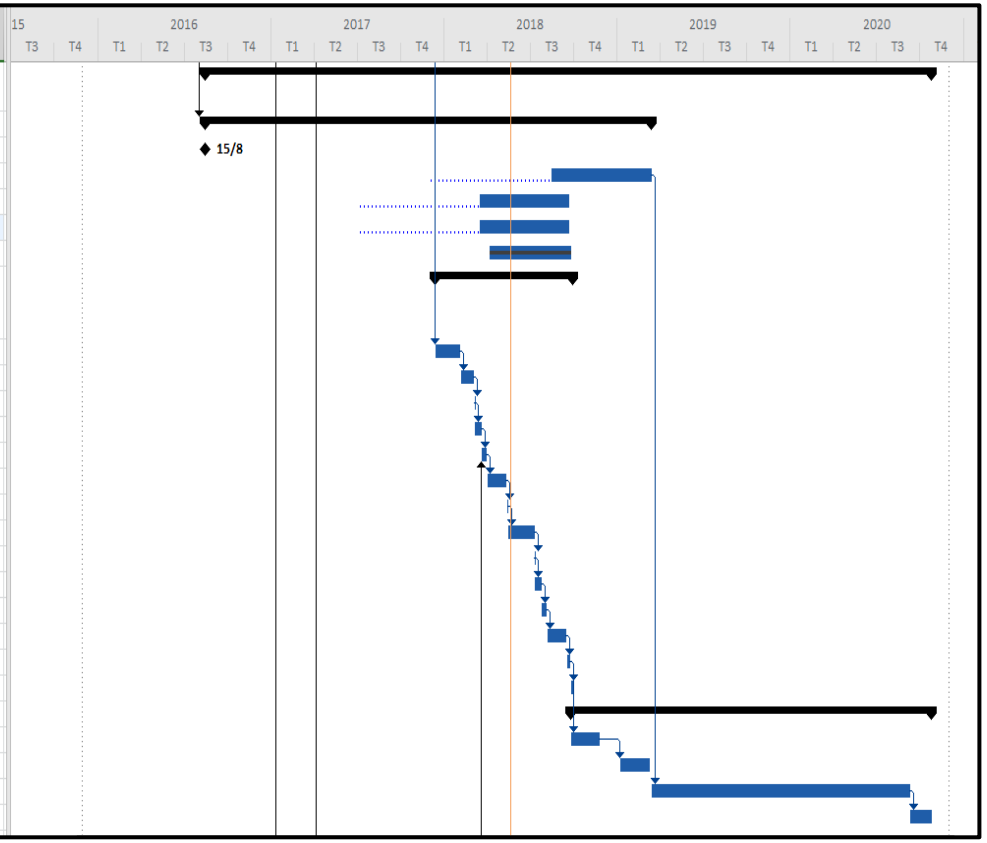
8. Mapa de Ubicación

Detalle del desvío de la Línea Acahualinca-Managua 138kV



9. Cronograma

Task Name	Duración	Comienzo	Fin
P1: Capacidad de la linea Los Brasiles-Acahualinca-Managua Aumentado.	**1079 días**	**lun 15/8/16**	**vie 23/10/20**
Preliminares	**659 días**	**lun 15/8/16**	**mar 12/3/19**
Adquisición de terreno	0 días	lun 15/8/16	lun 15/8/16
Estudio de impacto ambiental	150 días	vie 1/12/17	mar 12/3/19
Levantamiento topográfico	132 días	lun 3/7/17	jue 20/9/18
Estudio geológico	132 días	lun 3/7/17	jue 20/9/18
Servidumbre	120 días	jue 5/4/18	lun 24/9/18
Proceso de licitación y contratación:Suministro de bienes y servicios conexos Los Brasiles - Acahualinca – Managua 138 Kv.	**207 días**	**mar 12/12/17**	**vie 28/9/18**
Elaboración de especificaciones técnicas	40 días	mar 12/12/17	vie 2/2/18
Elaboración de DDL	20 días	lun 5/2/18	vie 2/3/18
Solicitud de no objeción del BID	1 día	lun 5/3/18	lun 5/3/18
No objeción del BID a la elegibilidad	10 días	mar 6/3/18	lun 19/3/18
Convocatoria pública de licitación	9 días	mar 20/3/18	vie 30/3/18
Presentación de ofertas	30 días	lun 2/4/18	vie 11/5/18
Apertura de ofertas	1 día	lun 14/5/18	lun 14/5/18
Evaluación de oferta	40 días	mar 15/5/18	lun 9/7/18
Solicitud de no objeción del BID	1 día	mar 10/7/18	mar 10/7/18
No objeción del BID al informe de evaluación	10 días	mié 11/7/18	mar 24/7/18
Notificación a los oferentes	7 días	mié 25/7/18	vie 3/8/18
Constitución de garantias	28 días	lun 6/8/18	jue 13/9/18
Suscripción del contrato	5 días	lun 17/9/18	vie 21/9/18
Remisión del contrato	5 días	lun 24/9/18	vie 28/9/18
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión	**542 días**	**lun 24/9/18**	**vie 23/10/20**
Solicitud y pago del anticipo	45 días	lun 24/9/18	vie 23/11/18
Diseño y especificaciones técnicas	45 días	lun 7/1/19	vie 8/3/19
Suministro de bienes y obras civiles y montaje de equip	390 días	mié 13/3/19	mié 9/9/20
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	30 días	jue 10/9/20	vie 23/10/20



9.2. -Construcción del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC ESPEJO)

1.- Introducción

El Gobierno de la República de Nicaragua, a través de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) pretende desarrollar el proyecto denominado "Construcción del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de respaldo", para esto requiere inversión proveniente de una fuente de financiamiento externa. En este documento se proporcionará la información necesaria para someter dicha iniciativa ante el Sistemas Nacional de Inversión Pública (SNIP) con la finalidad de obtener el Aval Técnico a nivel de pre-factibilidad.

El CNDC es la unidad responsable de la administración del Mercado Eléctrico de Nicaragua (MEN) y de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Actualmente existe un único CNDC, localizado en Managua y al cual se denominará en este documento como CNDC principal, este será sometido a una extensa modernización a partir de la implementación del proyecto "Ampliación de la Capacidad Operativa del Centro Nacional Despacho de Carga". No obstante, con el objetivo de continuar robusteciendo y aumentando la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ENATREL propone la construcción de un CNDC de respaldo, que tenga iguales condiciones y capacidad que el CNDC principal para operar el SIN y, por tanto, bajo situaciones de emergencia o contingencias del CNDC principal pueda operar el SIN, sin menoscabo de la calidad y confiabilidad del servicio en todo el sistema.

El objetivo de los CNDC será programar y realizar la operación integrada del SIN en forma económica, dando prioridad al mantenimiento de los parámetros de calidad y confiabilidad vigentes, así como administrar el MEMN y el MER en tiempo y forma, conforme los procedimientos y criterios definidos en la Normativa de Operación, aprobada por el INE, y el Reglamento del MER (RMER), aprobado por la CRIE.

Dentro de la estructura organizativa de ENATREL, el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC por sus siglas) tiene a su cargo la coordinación y programación del despacho económico de los recursos energéticos, así como la supervisión y control de los sistemas de generación y transmisión asociados. El CNDC de respaldo formaría parte de la estructura organizativa de ENATREL, en condiciones similares a las del CNDC principal.

Mucha de la información aquí contenida está soportada en parte por los productos de la consultoría "Servicio de consultor individual especialista en sistemas SCADA/EMS para el proyecto de modernización del Centro Nacional de Despacho de Carga", realizada por el ingeniero consultor Marco Tellez (2019) y el proyecto "Estudio financiero, económico y social del proyecto - Ampliación de la capacidad operativa del Centro Nacional de Despacho de

Carga", elaborado por el consultor Héctor Sandoval (2020).

En el presente documento se resume el estado actual del sistema de control del SIN, así como las instalaciones y equipos necesarios para su respaldo. Se describen, además, las experiencias y dificultades para lograr mantener un servicio eléctrico confiable, siendo sus puntos más débiles no contar con un sistema de respaldo en caso de una eventualidad en el CNDC principal, así como la dificultad para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) tanto nacional como regional.

Para este estudio se toma como referencia la información de los mantenimientos, la configuración y espacios requeridos, archivos e incidencias que se han estado presentando con mayor frecuencia durante los últimos años. Todo para tener una visión preliminar del proyecto "Construcción del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de respaldo", que se estima tenga un costo aproximado de 9 millones de Dólares.

2.- Objetivos

Objetivo general

- Instalar un Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de respaldo y/o apoyo, con la capacidad de operar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en caso de contingencias o fallas del CNDC principal.

Objetivos Específicos

- Proveer respaldo adicional al control y operación del SIN, en caso de desastres naturales u otros daños provocados intencionales o no.

- Reducir el riesgo de fallas en la continuidad de la operación de los servicios que presta el CNDC al SIN.

- Asegurar el cumplimiento de la normativa de operación, la calidad del servicio y el control eficiente del SIN, aún ante la presencia de fallas o contingencias del CNDC principal.

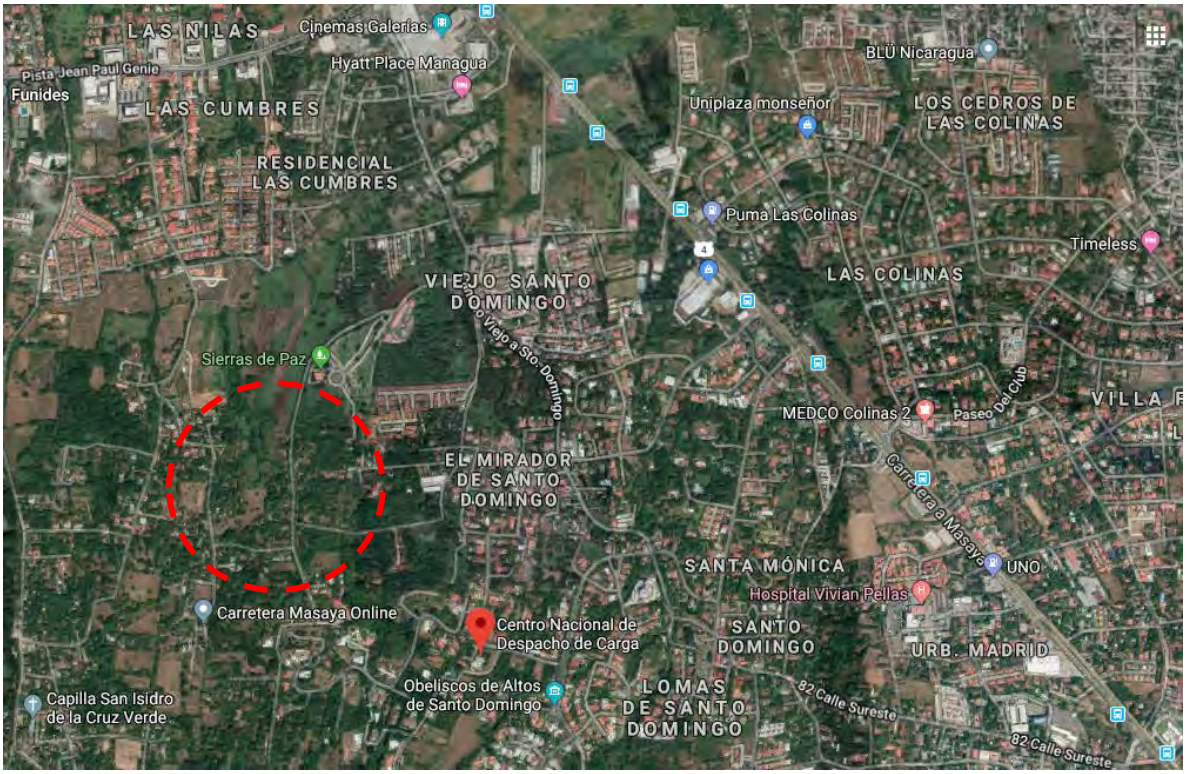
- Responder a la capacidad de control suficiente frente al incremento de la oferta de energía renovable en respuesta al crecimiento de la demanda eléctrica. (La energía renovable requiere de una mayor capacidad de control y gestión).

3.- Antecedente

La infraestructura tecnológica del CNDC permite que el personal especializado maniobre los equipos que llevaban a cabo las funciones de operación del SIN. Actualmente existe un único CNDC, instalado en 1990 y localizado en Managua (ver imagen), al cual se denominará en este documento como CNDC principal, este será sometido a una extensa modernización a partir de la implementación del proyecto "Ampliación de la Capacidad Operativa del Centro Nacional Despacho de Carga".

El CNDC principal tiene su sede en los Altos de Santo Domingo, de la embajada de Finlandia, 500 m al Sur, a las afueras de la ciudad de Managua.

Figura 1. Localización del CNDC



El sistema eléctrico nacional ha crecido y se ha desarrollado, en diversos aspectos, como: líneas eléctricas más extensas, subestaciones de mayor capacidad, inclusión de generación renovable no convencional (eólico, fotovoltaico) en la matriz energética, crecimiento del mercado eléctrico regional, etc. No obstante, el CNDC y los equipos y sistemas utilizados para la operación y control del SIN no ha evolucionado ante las nuevas exigencias, manteniendo su capacidad y tecnología desde hace más de 20 años. Por tanto, se evidencia la necesidad de modernizar la infraestructura de control y operación del SIN y mejorar la confiabilidad de la gestión del sistema eléctrico ante desastres naturales.

Para esto se propone modernizar el sistema de control, monitoreo y control del SIN en dos etapas consecutivas. La primera etapa es modernizar y ampliar la capacidad del CNDC principal y la segunda etapa contempla la instalación de un segundo CNDC, con las mismas capacidades de control y maniobra que el CNDC principal, que opere como respaldo y/o apoyo del principal. Este documento desarrolla el proyecto correspondiente a la segunda etapa mencionada.

El Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua está compuesto por:

• Tres Entidades Reguladoras (MEM e INE con jurisdicción nacional, CRIE con jurisdicción regional)
• Dos Entidades Operadoras (CNDC a nivel nacional, y EOR a nivel regional)
• Agentes del Mercado en Nicaragua, compuesto por Productores (Generadores de Energía eléctrica), Transmisores, Distribuidores, Grandes consumidores y Mercado Eléctrico Mayorista
La siguiente figura muestra la organización del Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua

Figura 2. Organización del Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua



Fuente: ENATREL.

La Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), en los últimos años ha realizado las inversiones necesarias en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) con el objetivo de incrementar la confiabilidad y calidad en el suministro de energía eléctrica y preparar las condiciones técnicas para enfrentar la demanda futura asociada al impulso económico que el país viene presentando.

4.- Justificación

El SIN crece y se fortalece continuamente con el propósito de llevar el servicio de energía eléctrica con calidad a la mayor parte de la población nicaragüense.

Así mismo, el SIN está enmarcado en un mercado eléctrico regional en constante crecimiento, lo que requiere del continuo robustecimiento de las interconexiones entre países para permitir un intercambio energético cada vez más eficiente y seguro en la región.

Estas condiciones de crecimiento y desarrollo exigen la adquisición de equipos con tecnología de punta instalados como parte de las nuevas Subestaciones y líneas de transmisión.

Por otra parte, en los últimos años se ha incorporado al sistema, de forma acelerada, generación de energía con recursos renovables (eólico, solar, filo de agua, bagazo de caña, geotérmico, entre otros), lo que ha agregado nuevos retos a la regulación y operación del SIN.

Tales contextos demandan que el CNDC cuente con equipamiento moderno y con la suficiente capacidad para operar el SIN cumpliendo con criterios de seguridad, confiabilidad y calidad. Pero, además exige que se cuente con un CNDC de respaldo que opere y controle de forma completa al SIN ante cualquier falla o eventualidad que pudiera interrumpir el normal funcionamiento del CNDC principal.

Por tanto, con este proyecto se propone instalar un CNDC de respaldo que cuente con todo el equipo necesario para operar y gestionar el sistema en ausencia del CNDC principal. Esto incluye un "Sistema de Control Supervisión y Adquisición de Datos" (SCADA por sus siglas en inglés), con el cual se proporcionarán los medios para operar de forma remota los interruptores de transformadores, líneas de transmisión, equipo de compensación reactiva, y otros muchos elementos del sistema de forma exactamente igual a como lo hace el CNDC principal.

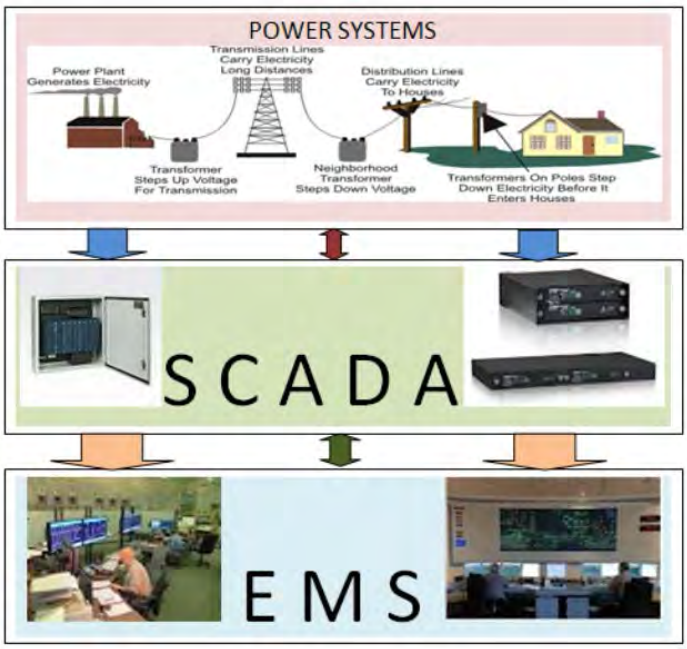
Adicionalmente, en la propuesta incluye la utilización de un sistema computacional con aplicaciones que faciliten la regulación, el control automático de generación, la proyección de la demanda, las simulaciones, el despacho económico, los cálculos de reservas de operación, las transacciones de intercambios, y otras operaciones y funciones más.

Estas aplicaciones son parte del "Sistema de Gestión de Energía" (EMS por su siglas en inglés) y permiten despachar la generación en forma segura, económica, mantener el balance carga – generación del sistema, proyectar la demanda para contar con los recursos necesarios a tiempo, mantener la seguridad operativa del sistema de acuerdo a los criterios nacionales y

regionales, gestionar las transacciones internacionales, mantener registros históricos de la operación, crear reportes de operación, entre otras muchas funciones.

Sin un centro de control moderno, confiable y eficiente o bien ante la salida de funcionamiento del mismo, no es posible operar el SIN de acuerdo con los criterios de calidad, seguridad y desempeño referidos en el reglamento del Mercado Eléctrico Regional (MER) y de la Normativa de Operación Nacional. Por tanto, este proyecto es esencial para el cumplimiento de las normas antes referidas.
Los componentes generales del sistema SCADA/EMS del CNDC se presentan en la siguiente ilustración.

Figura 3. Componentes del SCADA/EMS



Fuente: ENATREL.

La construcción de un segundo Centro de Despacho de Carga se realizará en los terrenos de la Subestación San Benito, como bien se ha dicho, éste tiene la finalidad de aumentar la fiabilidad del sistema eléctrico ante amenazas naturales y no naturales. Es una inversión que considera primordialmente la seguridad nacional.

Identificación de la iniciativa

Diagnóstico del área de influencia

Localización del Proyecto y descripción del área de influencia.

El proyecto se desarrollará en el departamento de Managua, específicamente en el municipio de Tipitapa, cerca de la ciudad de San Benito. La Subestación San Benito está localizada cerca de la ciudad de San Benito, en el municipio de Tipitapa, a unos 34 km de la ciudad de Managua.

El área de influencia directa corresponde al área que abarque el edificio de control a construir dentro del terreno de la Subestación San Benito. Perteneciente a Enatrel.

El terreno en mención está localizado en las Coordenadas geográficas:
Este: 599638.98 m
Norte: 1355025.01 m
Zona: 16 P

Figura 4. Localización de Subestación San Benito



La imagen satelital a continuación, muestra el terreno de la Subestación San Benito, donde se propone construir el edificio del CNDC de respaldo. El terreno tiene más de 7 hectáreas (más de 70,000 metros cuadrados) y las áreas dentro de los polígonos formados por las líneas rojas son áreas disponibles para la construcción del proyecto.

Aproximadamente el 60% del terreno de la subestación está disponible para la construcción del edificio del CNDC de respaldo. Por lo cual se considera que existe espacio suficiente para la implementación del proyecto.

Figura 5. Terreno de Subestación San Benito y su disponibilidad de espacio



Fuente: Google Earth

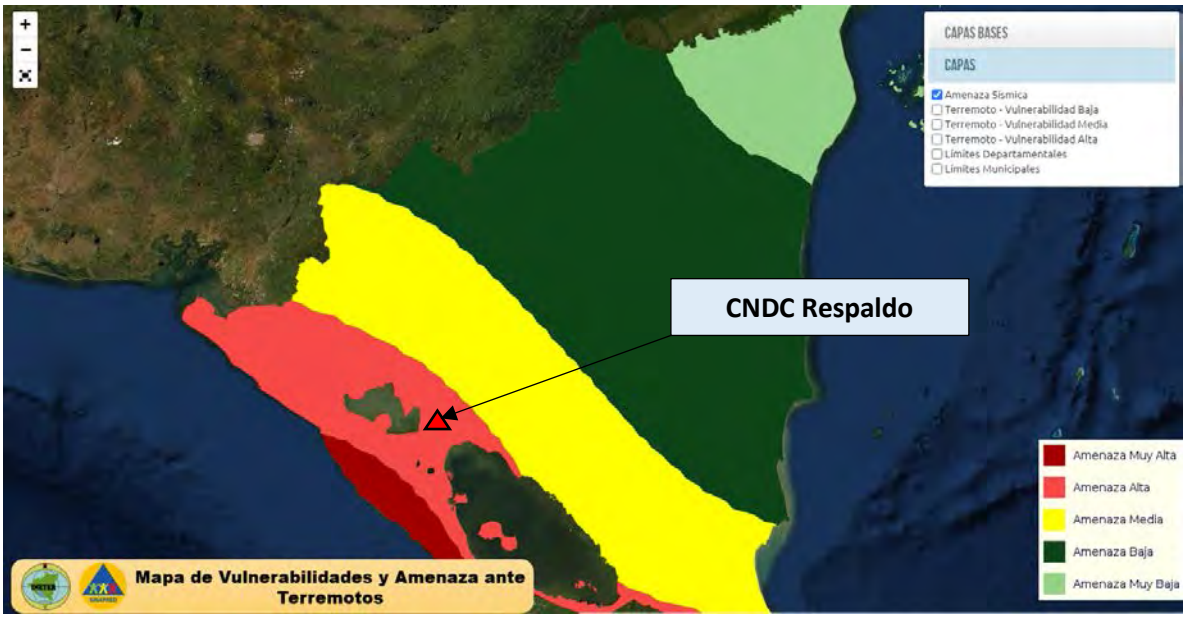
Identificación de amenazas

Las amenazas a las que estará expuesto el edificio y la infraestructura del CNDC de respaldo, son semejantes a las que percibe el resto de infraestructura eléctrica de transmisión en la zona del proyecto. Es decir, las amenazas que enfrenta la subestación San Benito.

Utilizando como referencia la información presentada en el portal electrónico http://gestionderiesgo.ineter.gob.ni/ de INETER, es posible reseñar un análisis general de las amenazas a las que probablemente estaría enfrentado el proyecto.

Amenazas sísmicas: el proyecto se localiza en una zona con "Alta" posibilidad de ocurrencia de eventos sísmicos.

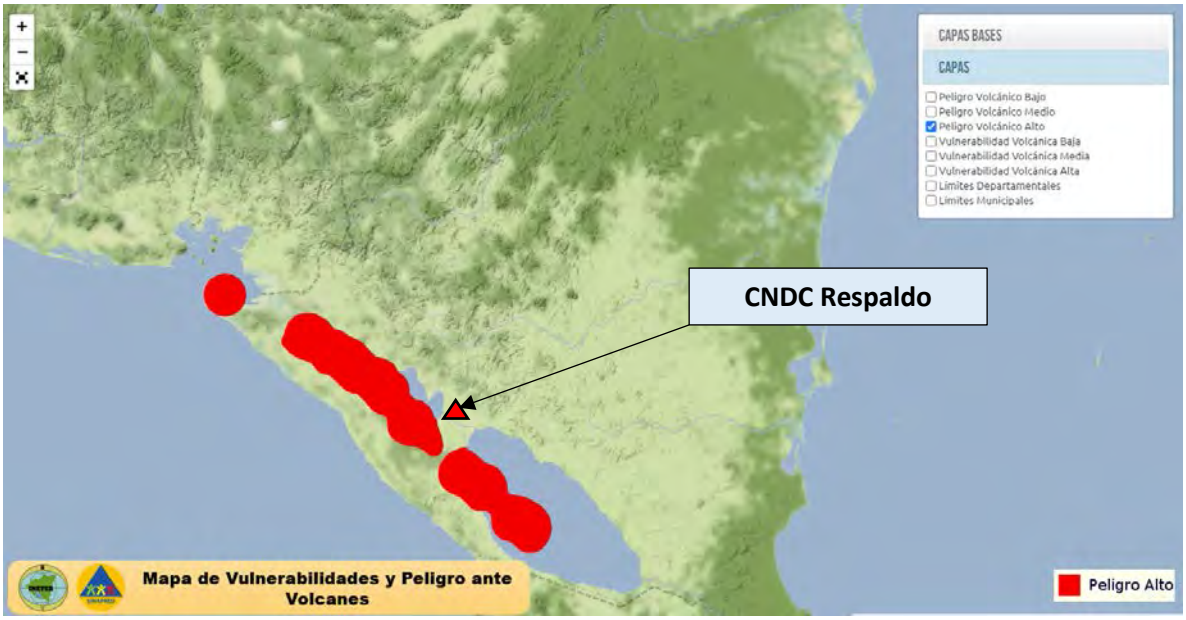
Figura 6. Mapa de vulnerabilidad y amenaza ante terremoto



Fuente: INETER

Amenazas volcánicas: el proyecto se localiza cerca de una zona con "Alta" posibilidad de ocurrencia de eventos volcánicos.

Figura 7. Mapa de vulnerabilidad y amenaza ante volcanes

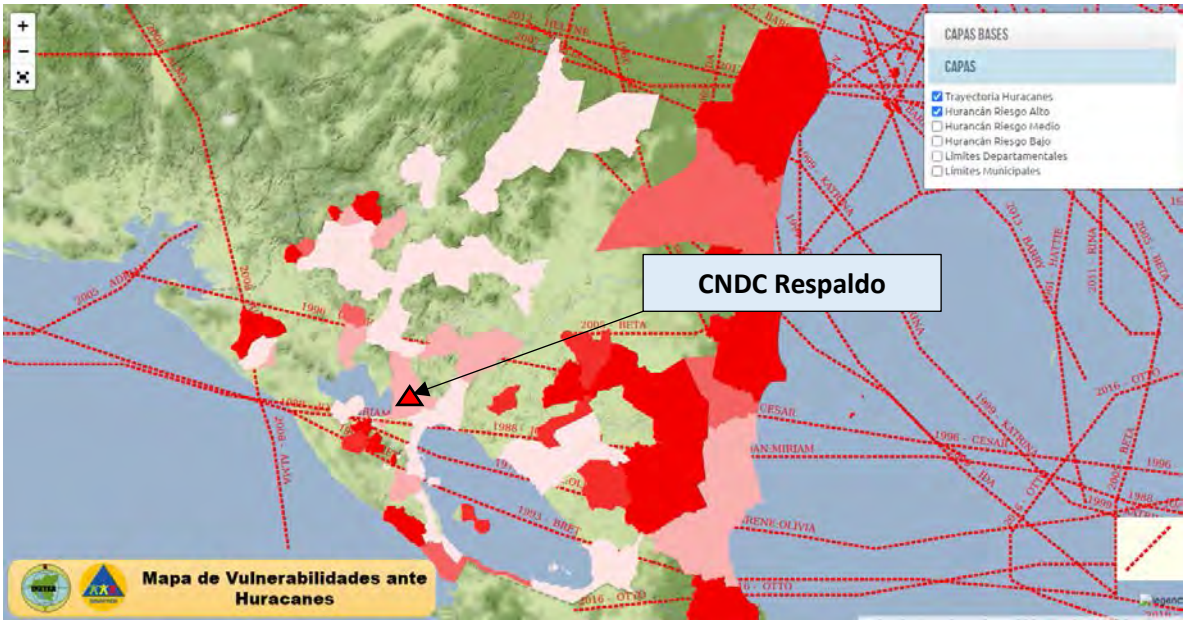


Fuente: INETER

Amenazas por huracanes: se estima que la posibilidad de ocurrencia de

esta amenaza es de en un nivel "Alta".

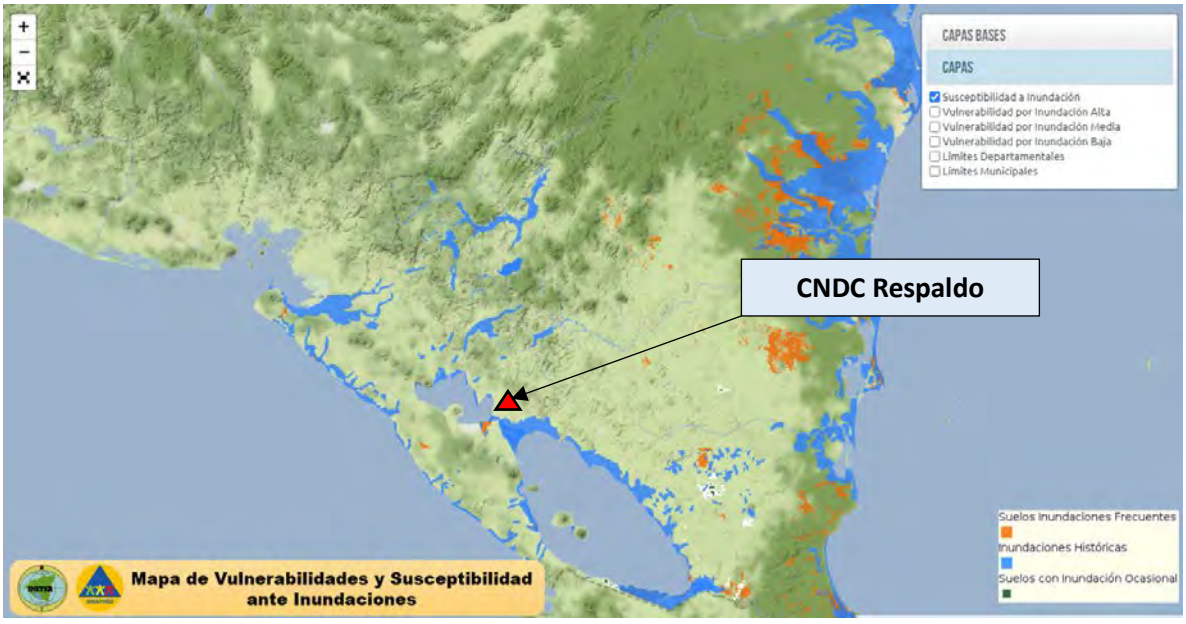
Figura 8. Mapa de vulnerabilidad y amenaza ante huracanes



Fuente: INETER

Amenazas por inundaciones: se estima que la posibilidad de ocurrencia de esta amenaza es de en un nivel "medio". Si bien, el proyecto se localiza fuera de zonas con historial de inundaciones, si es una zona con inundaciones frecuentes de medias a moderadas.

Figura 9. Mapa de vulnerabilidad y amenaza ante inundaciones



Fuente: INETER

A continuación, se muestra el perfil de elevación del terreno desde la Subestación San Benito y el Lago de Managua.

Figura 10. Perfil de elevación (Subestación San Benito)



Fuente: INETER

La Subestación San Benito está asentado a una altura aproximada de 62 m.s.n.m. La costa del lago de Managua tiene una cota de altitud de 41 m.s.n.m. Por lo cual existe una diferencia de aproximadamente 20 metros de altitud y unos 1.9 km de distancia entre ambos puntos.

Por lo cual, se considera que inundaciones y crecidas no representan mayores riesgos para la infraestructura eléctrica de transmisión de la subestación, ni para el edificio del CNDC de respaldo que se prevé construir en sus terrenos.

Vulnerabilidades ante las amenazas:

El edificio a construir tendrá características típicas aplicables en la normativa de construcción de Nicaragua. Por tanto, no es tan robusta como la infraestructura de transmisión, sin embargo, es lo suficientemente fuerte y robusta para tener un nivel de vulnerabilidad "medio" o "bajo" frente a la mayoría de eventos asociados a las amenazas antes expuestas.

En la etapa de pre factibilidad, se deberá valorar el sitio (dentro del terreno de la subestación) que presente menos impacto en cada uno de los riesgos y amenazas antes descritas.

El Sector Energético es considerado como parte de un servicio público esencial, por tanto, es parte de una infraestructura estratégica y crítica para el país. Internacionalmente los espacios, inmuebles, construcciones, muebles, equipo y demás bienes, destinados al funcionamiento, mantenimiento y operación de las actividades consideradas como estratégicas por el Estado, así como de aquellas que tiendan a mantener la integridad, estabilidad y permanencia de este, son consideradas infraestructuras estratégicas.

Las infraestructuras críticas se diferencian de las estratégicas por la imposibilidad de ofrecer soluciones alternativas en caso de perturbación. Por este motivo, garantizar su seguridad mediante la identificación de amenazas técnicas, naturales y vulnerabilidades, así como neutralizar ataques y adoptar una actitud proactiva en términos de prevención, es una responsabilidad conjunta de las administraciones y de los operadores encargados de hacer realidad el funcionamiento de los servicios esenciales. Este planteamiento puede considerarse común internacionalmente, sin embargo, la aplicación práctica de las soluciones de seguridad para infraestructuras críticas tiene que ser particularizada en cada país.

Las amenazas naturales en la zona del CNDC principal son menores y no representan un riesgo mayor para la infraestructura. Las principales de estas amenazas son la sismicidad, los huracanes y las inundaciones, no obstante, la misma se ve mitigada considerablemente por las condiciones de construcción de la edificación.
Sin embargo, al considerar al CNDC de respaldo como una infraestructura crítica para el país y tomando una actitud proactiva de prevención que reduzca las vulnerabilidades técnicas y contra la seguridad física y operativa de la infraestructura de control del sector eléctrico. Se propone la construcción de un Centro de Despacho de Carga de respaldo en los terrenos de la Subestación San Benito.
Al igual que en el CNDC, las amenazas naturales en la zona de construcción del Centro de Despacho de Carga de Respaldo son menores y no representan un riesgo mayor para la infraestructura de dicho Centro.
Cabe destacar que ambos centros de cargas están alejados entre sí más de 30 km, por lo que cualquier amenaza natural ocurrida en el CNDC de los Altos de Santo Domingo, como eventos sísmicos de gran magnitud, no afectarían directamente a ambas infraestructuras simultáneamente ni con la misma intensidad.

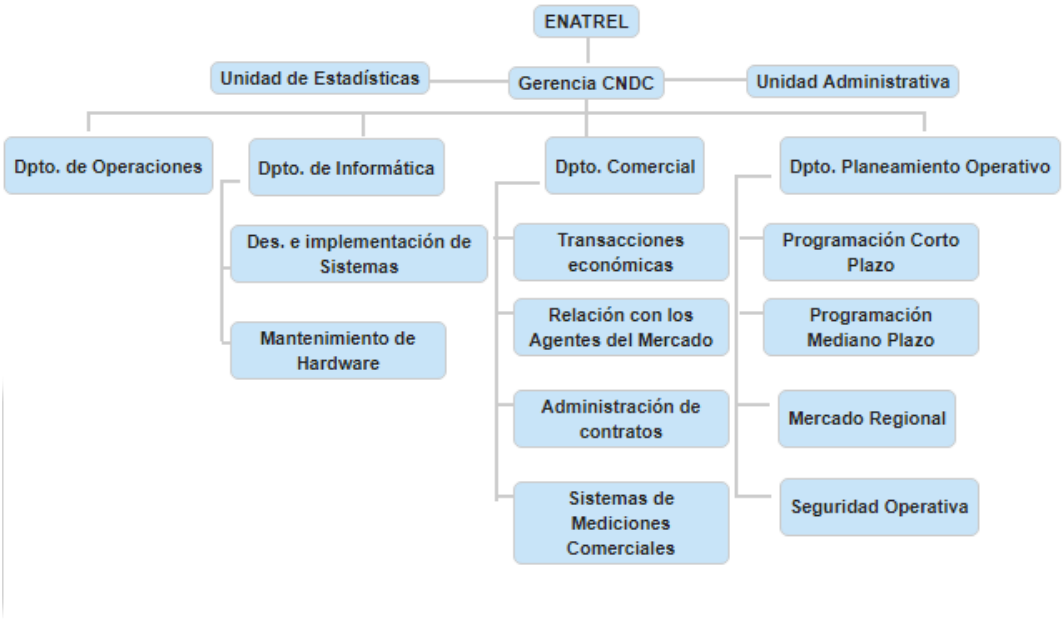
Diagnóstico de los involucrados

Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL):

Es la empresa estatal responsable de la transmisión eléctrica. Tiene la misión de asegurar el transporte de energía eléctrica tomando en cuenta los incrementos progresivos de generación y demanda de electricidad. Todo con criterios de eficiencia, eficacia y calidad. Es la empresa responsable de la ejecución de este proyecto.

A continuación, se presenta el organigrama del CNDC, el cual depende organizativamente de Enatrel.

Figura 11. Organigrama del CNDC



Fuente: ENATREL

El Centro Nacional de Despacho de Carga es la unidad responsable de la administración del Mercado Eléctrico de Nicaragua (MEN) y de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El objetivo del CNDC es programar y realizar la operación integrada del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SIN) en forma Económica, dando prioridad al mantenimiento de los parámetros de calidad y confiabilidad vigentes, así como administrar el Mercado Energético Nacional (MEN) en tiempo y forma, conforme los procedimientos y criterios definidos en la Normativa de Operación, aprobada por el INE.

Enatrel es el ente responsable de la ejecución del proyecto "Ampliación de la capacidad operativa del Centro Nacional de Despacho de Carga" presentado en este documento.

5.- Alcances

La iniciativa considera el diseño, suministro de equipos y materiales, transporte, montaje, pruebas y puesta en servicio del proyecto dividido en 6 componentes para su mejor comprensión:

Componente 1:

A. Equipamiento de Sistemas SCADA/EMS de respaldo

i. Suministro e instalación de todos los Equipos (hardware), requeridos por las aplicaciones que componen el Sistema SCADA/EMS de respaldo.
ii. Suministro e instalación de las aplicaciones (software), que componen el Sistema SCADA/EMS de respaldo.
iii. Suministro e instalación de un sistema de visualización del Sistema SCADA/EMS en el Centro de Operaciones de respaldo.
iv. Suministro e instalación de 18 UTR con capacidad de manejo de protocolos de comunicación Ethernet y seriales.
v. Capacitación al personal CNDC para la operación y mantenimiento del nuevo Sistema SCADA/EMS.

B. Equipamiento en Subestación del CNDC de respaldo

i. Un Transformador trifásico.
ii. Dos interruptores de media tensión: 13.8 kV, 200A, 60 Hz.
iii. Seis interruptores termo-magnéticos: 208 V, 60 Hz.
iv. Un regulador de voltaje: 500 KVA 208/120V, 60 Hz.
v. Una planta de emergencia: 250 kVA; 120/208 V.

C. Equipamiento del Sistema UPS y Banco de Baterías

i. Suministrar e instalar 2 UPS de 40 kVA con sus bancos de baterías.

Componente 2:

A. Equipamiento de las Unidades Centrales de Aire Acondicionado

i. Suministrar e instalar Sistemas Acondicionadores de Aire en todas las instalaciones del CNDC de respaldo.

Componente 3:

A. Equipamiento del Sistema de Medición Comercial de respaldo (Complementado con el Proyecto de Modernización del CNDC principal, no requiere inversión directa por parte de este proyecto).
i. Equipamiento del Sistema de Medición Comercial Regional en los nodos de la Red de Transmisión Regional (RTR) que no cuentan con ello.
ii. Suministro e instalación del sistema de medición comercial de respaldo.

B. Equipamiento del Sistema de Recolección de las Mediciones Comerciales de respaldo

i. Analizar, Desarrollar, Suministrar e Instalar un Sistema de Recolección de Datos para las Mediciones Comerciales, que garantice la recopilación diaria de las mediciones comerciales de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua (MEMN).

ii. Suministro e instalación de Servidores y puertos de comunicación.

Componente 4:

A. Instalación del Sistema Solar Fotovoltaico para la generación de energía eléctrica en el CNDC de respaldo

i. Acondicionar los techos del edificio a construir para la instalación de paneles solares.

ii. Suministro e instalación de Sistema Solar Fotovoltaico con una capacidad de generación eléctrica destinada al autoconsumo eléctrico.

Componente 5:

A. Equipamiento del Sistema Contra - Incendios

i. Instalación del Sistema Contra-incendios en las Salas de Servidores y Comunicaciones.
ii. Instalar el sistema de supervisión y detección de incendios en todo el edificio del CNDC de respaldo.

Componente 6:

A. Construcción del edificio del CNDC de respaldo

i. Construcción de las obras civiles, es decir, todo el edificio del CNDC de respaldo y las áreas requeridas para su eficiente operatividad.
ii.

Las Especificaciones Técnicas a detalle del sistema SCADA/EMS y de los demás equipos y componentes para el CNDC se presentan a detalle en la consultoría "Servicio de consultor individual especialista en sistemas SCADA/EMS para el proyecto de modernización del Centro Nacional de Despacho de Carga", realizada por el ingeniero consultor Marco Tellez, del año 2019. Es importante señalar que la evaluación socioeconómica se basa en los 5 componentes descritos anteriormente.Estas obras se realizarán con los objetivos de proveer respaldo adicional al control y operación del SIN, en caso de desastres naturales u otros daños provocados intencionales o no; reducir el riesgo de fallas en la continuidad de la operación de los servicios que presta el CNDC al SIN y asegurar el cumplimiento de la normativa de operación, la calidad del servicio y el control eficiente del SIN, aún ante la presencia de fallas o contingencias del CNDC principal.

6.- Beneficios esperados

Construir un CNDC de respaldo es una iniciativa que favorecerá globalmente la operación de todo SIN. Sin embargo, se pueden identificar algunos beneficios específicos asociados al proyecto:

1. Mejorar la confiablidad de la operación del Sistema Eléctrico Nacional.
2. Aumento de la capacidad de almacenamiento de información y de velocidad de procesamiento de datos, mejorando la velocidad de respuesta ante eventos y nuevas exigencias.
3. Mayor protección de un servicio y de una infraestructura considerada como crítica para la nación.

7.- Presupuesto de Inversión

Concepto	Costo Total US$
Adquisición de bienes, montaje y obras civiles de las instalaciones electromecánicas del edificio del CNDC de respaldo	**3,544,946**
Equipamiento de la SE y la Planta Eléctrica de Emergencia	510,616
Equipamiento del Sistema Contra Incendios	516,021
Sistema Fotovoltaico (SFV)	64,027
Construcción del edificio de CNDC de respaldo	2,000,000
Sistema de Climatización (Equipamiento de las Unidades Centrales de AA)	359,182
Modernizar el Sistema UPS y Banco de Baterías	95,100
Adquisición de Bienes, Equipos y Servicios Conexos Tecnológicos	**5,983,647**
Equipamiento del Sistema SCADA-EMS	5,864,777
Equipamiento del Sistema de Recolección de las Mediciones Comerciales	118,870
TOTAL OBRAS Y EQUIPOS (USD)	**9,528,593**
Total Ingeniería Supervisión y Administración	**1,557,706**
Auditoría Financiera y Operativa	70,000
Supervisión Externa	480,749
Consultorías del CNDC	337,700
Imprevistos	669,257
TOTAL GENERAL (USD)	**11,086,299**

8.- Gastos de Operación y Mantenimiento

Los gastos de Operación y Mantenimiento (O&M) anuales necesarios para la buena marcha de las obras del proyecto durante los años de operación, ascienden a USD 166,295 anuales. Estos gastos corresponden al 1.5 % del costo directo de inversión de los cuales el 15 % (USD 24,945) son destinados para operación y el 85 % (USD 141,350) para mantenimiento.

El mantenimiento consistirá tanto en el mantenimiento de la infraestructura civil como el mantenimiento y actualización anual del equipo tecnológico, especialmente el SCADA.

Los trabajos podrán consistir tanto en las reparaciones de los sistemas actuales (mantenimiento correctivo) como en la posible instalación de nuevos elementos o nuevas programaciones para la mejora de los mismos (mantenimiento evolutivo).

9.- Cronología

Se estima que el proyecto tendrá un período de ejecución de tres años aproximadamente, esto incluye los estudio preliminares y los periodos de licitación.

El proceso de licitación incluyendo firma de contrato para la adquisisción de los equipos y servicios requeridos, se estima finalizará a inicios de 2024.
Esto implicaría que las obras estarían iniciando a medidados del año 2024 y la puesta en operación se realizaría a finales ño 2025.

El cuadro siguiente muestra los hítos globales más importantes del proyecto:

Cronología del Proyecto

Actividad	Inicio	Fin	Duración (años)
Estudio y Diseño	2022	2023	1.0
Proceso de Licitación de Obra, incluyendo firma de contrato	2023	2024	0.50
Obras civiles y tecnológicas. Suministro e instalación de equipos	2024	2025	1.50
Total			**3.00**

9.3. - Construccion de subestacion Pantasma 138 kV

1. – Introducción

La subestación Centroamérica alimenta por medio del circuito PCA-L4010 a los poblados de Santa María de Pantasma, La Concordia, San Rafael del Norte, San Sebastián de Yalí, Comunidades Apanás, Asturias, Toma toya, Wiwilí, Las Praderas y sectores aledaños. El circuito PCA-L4020 alimenta exclusivamente a la ciudad de Jinotega.

El circuito PCA-L4010 que alimenta al poblado de Wiwilí posee una distancia aproximada de 85 km, lo que limita el desarrollo de la electrificación rural por medio de extensión de redes en la zona de Santa María de Pantasma, Wiwilí y sectores aledaños.

La distribuidora Gas Natural está solicitando una nueva subestación en el poblado de Pantasma para poder dar respuesta a las nuevas solicitudes de conexión de electrificación rural, el Proyectos PNESER, incrementos de potencia en Wiwilí de Jinotega y la interconexión del proyecto hidroeléctrico Kurawas ubicado fuera de la concesión de DISNORTE S.A.

2. - Objetivo

- Mejorar la calidad del suministro eléctrico en la zona de Santa María de Pantasma y sectores aledaños.
- Satisfacer el incremento de la demanda en la zona y permitir la electrificación rural prevista en el programa PNESER.
- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales.
- Permitir la conexión al SIN (Sistema Interconectado Nacional) a pequeños proyectos hidroeléctricos localizados en las cercanías del poblado de Estancia Cora.

3. – Justificación

El municipio de Santa María de Pantasma y Wiwilí de Jinotega son abastecidos a través del circuito PCA-L4010 en 24.9 kV, este circuito tiene una distancia de más de 85 km, desde la Subestación Centroamérica. Lo anterior provoca grandes pérdidas de energía en los circuitos de distribución, ocasionando problemas de voltaje en el servicio eléctrico de esta zona y no es posible técnicamente brindar un servicio de energía eléctrica con un perfil de voltaje aceptable y dentro de los rangos normados.

Actualmente el circuito PCA-4010 está agotado y su tipología es extensa, siendo uno de los circuitos con más de 800 Km de líneas aérea de media tensión monofásica (incluye líneas troncales y ramales). Debido a lo anterior,

muchas comunidades rurales no gozan del servicio de energía eléctrica debido a la saturación de las líneas de distribución y largas distancias de los circuitos existentes.

En el poblado de Wiwilí la concesión de distribución la tiene la Dirección de Operación de los Sistemas Aislados (DOSA). La frontera de las concesiones de DISNORTE-DISSUR y DOSA se encuentra en el poblado de Estancia Cora. Actualmente la DOSA para el consumo de energía de los clientes de Wiwilí, Plan de Grama y Casa Quemada realiza compras de energía a la Distribuidora DISNORTE-DISSUR lo que ocasiona que con las tarifas actuales los sistemas (Wiwilí y Casa quemada) operen con pérdidas económicas que limitaran en el futuro la operatividad requiriendo subsidio del gobierno central.

Es necesaria una nueva subestación que permita una mejor calidad y continuidad de energía para los clientes que se encuentran asociados a estos circuitos. Esta nueva subestación es necesaria para el desarrollo de la electrificación rural en la zona de manera que una nueva configuración de redes en los circuitos de distribución permita la conexión de todos los nuevos proyectos de electrificación previstos en la zona.

Construir una subestación en Pantasma en el poblado de Estancia Cora, le permitirá a la DOSA (Dirección Operación Sistemas Aislados) comprar la energía residual que se genere en las pequeñas hidroeléctricas de la zona (Casa Quemada, Yakalwás, La Camaleona, El Bote, Benjamín Linder y Las Peñitas); o bien podrá contratar con las Hidroeléctricas de ENEL, la energía que requiera en la ZONA de Wiwilí a un precio inferior que el ofertado por DISNORTE-DISSUR abaratando los costos de operación y para beneficiar a nuevos usuarios de la energía eléctrica.

4. - Población Beneficiada

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará aproximadamente un total de 57,718 habitantes.

5. - Sectores Beneficiados

Santa María de Pantasma, Penquillas, Los cuatros esquinas, El Portal, El Charcón, El Payacal, Estancia Cora, El Ventarrón 1 y 2, El Malecón, La Brellera 1 y 2, EL chile, El Consuelo, La Esperanza, La Rica, Santa Cruz, San Luis, El Prisionero y sectores aledaños.

6. – Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Obra 1: Nueva subestación Pantasma 138 kV.
- Obra 2: Ampliación Subestación Jinotega 138 kV.
- Obra 3: Construcción de línea transmisión en 138 kV.

Obra 1: Subestación Pantasma

- 1 bahía de transformación 138/24.9 kV.
- 1 transformador de Potencia de 30 MVA, con relación de voltaje 138 kV/24.9 kV.
- 7 celdas Metalclad de 24.9 kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 5 salidas de distribución con su interruptor, de las cuales quedara 2 celda de reserva para conexión de PCH, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- Estructuras metálicas para pórticos tipo celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).
- Adquisición de terreno.

Obra 2: Ampliación Subestación Jinotega

- 1 bahía de línea en 138 kV, en esquema de doble barra, con interruptor y seccionador bypass.
- 1 bahía de acople de barras en 138 kV
- Barras de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores y herrajes.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación en las nuevas bahías.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Obra 3: Línea de Transmisión

- Construcción de 47.5 km de línea, con conductor 556.5 kcmil ACSR simple circuito e hilo de guarda tipo OPGW de 48 hilos, soportada en torres de celosía y postes, desde la nueva Subestación Jinotega hasta la nueva Subestación Pantasma.

7. - Costos

El costo del proyecto tiene un valor de **US$ 14.29 millones de dólares** sin incluir imprevistos, de los cuales **US$ 13.40 millones de dólares** serán financiados con financiamiento externo y **US$ 0.885 millones de dólares** serán contrapartida local.

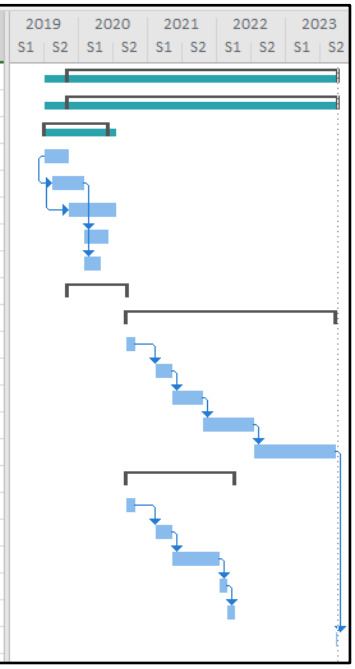
Proyecto		
Construcción Subestación Pantasma	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	EN GESTIÓN BCIE	**13407,861**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**521,460**
Moneda Local	Recursos Propios	**363,269**
	Costo Total $	**14292,590**

8. - Mapa de Localización

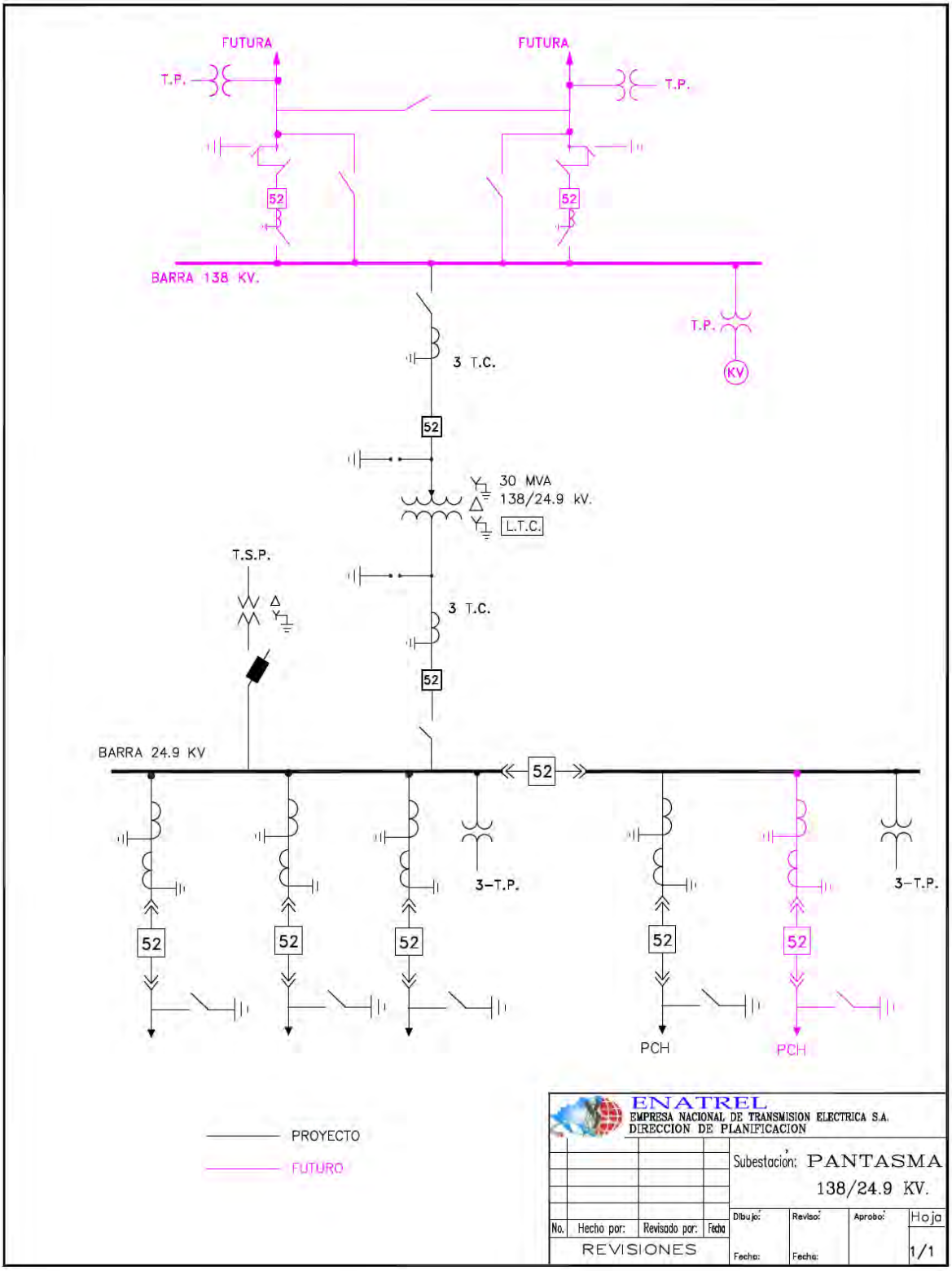


9. - Cronograma

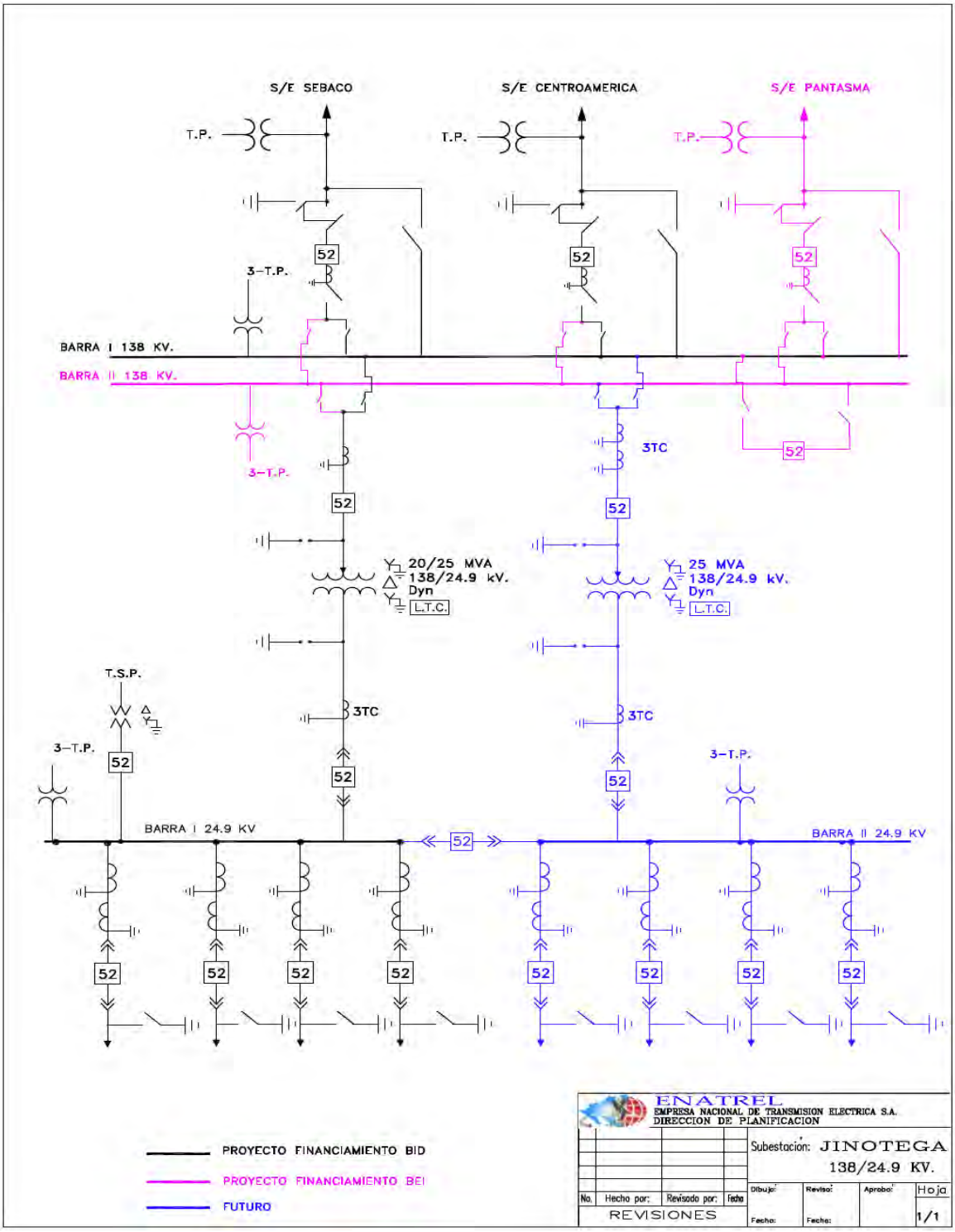
Nombre de tarea	Comienzo	Fin
PEP	**vie 1/11/19**	**mié 4/10/23**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN PANTASMA EN 138 KV	**vie 1/11/19**	**mié 4/10/23**
Preliminares	**lun 1/7/19**	**vie 5/6/20**
Adquisición de terreno	mié 3/7/19	mar 5/11/19
Levantamiento topográfico	mié 14/8/19	mar 28/1/20
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	mié 6/11/19	mar 14/7/20
Estudio geológico	mié 29/1/20	mar 2/6/20
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	mié 29/1/20	mar 21/4/20
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**vie 1/11/19**	**mié 16/9/20**
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**jue 10/9/20**	**mié 20/9/23**
Solicitud y pago del anticipo	jue 10/9/20	mié 21/10/20
Diseño y especificaciones técnicas	jue 11/2/21	mié 5/5/21
Suministro de bienes	jue 6/5/21	mié 20/10/21
Obras Civiles	jue 21/10/21	mié 13/7/22
Montaje Electromecanico	jue 14/7/22	mié 20/9/23
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión - Lote II	**jue 10/9/20**	**mié 6/4/22**
Solicitud y pago del anticipo	jue 10/9/20	mié 21/10/20
Diseño y especificaciones técnicas	jue 11/2/21	mié 5/5/21
Suministro de bienes	jue 6/5/21	mié 12/1/22
Obras Civiles	jue 13/1/22	mié 23/2/22
Montaje Electromecanico	jue 24/2/22	mié 6/4/22
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	**jue 21/9/23**	**mié 4/10/23**



10. - Diagrama Unifilar SE Pantasma



11. - Diagrama Unifilar SE Jinotega



9.4.- Construccion de Subestación Tola y linea de transmisión rivas – tola - san juan del sur en 138 kv

1.- Introducción

En los últimos años la demanda de potencia en la subestación Rivas ha tenido un crecimiento acelerado, del período 2007-2009: 19 %; 2009-2011: 25%; 2011-2014: 33% y al 2017: 55%. Esto se debe a que parte del área de influencia de sus circuitos de distribución corresponde a la zona costera de los municipios de Tola y San Juan del Sur. Hay que destacar que esta zona costera es la de mayor crecimiento en infraestructura turística de la costa del pacífico de Nicaragua.

ENATREL construirá una nueva subestación en Tola con el objeto de asegurar y mejorar el suministro de la zona costera y descargar la Subestación Rivas. Con esta nueva subestación se mejorará la calidad del servicio eléctrico (nivel de tensión), se podrá atender la demanda en la zona de desarrollo turístico de Tola, se reducirán las pérdidas en los circuitos de distribución y podrá brindarse cobertura de servicio eléctrico a nuevas comunidades.

Esta nueva subestación es clave para el desarrollo turístico en la zona costera del municipio de Tola, sin ella no es posible brindar un suministro energético confiable.

2.- Antecedentes

En 1972 se energizo la subestación de Rivas con cuatro circuitos de distribución. Dicha subestación posee una capacidad instalada en transformación de 40 MVA. A continuación, se muestra los circuitos que posee y los sectores que alimenta.

Subestación	Circuito	DN/DS	Sectores
RIVAS	RIV4030	Dissur	Popoyuapa, Candelaria, Buenos Aires, Potosí, Apompua, El Cocal, San Antonio, La Rinconada Enacal y sectores aledaños
RIVAS	RIV4040	Dissur	Belén, Pueblo Nuevo, Ochomogo, Comunidades Pica Pica, El Menco y Las Banderas, Km 78 al 109 carretera Nandaime - Rivas
RIVAS	RIV4050	Dissur	Rivas, San Jorge, comunidades 29 de Mayo, Apataco, Chatilla 1 y 2, Mico Negro, Nagüalapa, Nancite Dulce, Norteamérica, Tolesmaida, El Papaturro, La Chocolata, La Puebla, La Tigrera y sectores aledaños
RIVAS	RIV4060	Dissur	Sector este de Rivas, San Juan del Sur, Cárdenas, Sapoá, Peñas Blancas, El Ostional, Tirurí, La virgen, La Talanguera, Nacascolo, El Bastón, Cerro La Cuesta, Condominio Bahia del Mar, Reserva El Aguacate, Playas Manzanillo, Majahualt, Escameca, Marsella, Los Cocos, La Tortuga, El Coyol y sectores aledaños
RIVAS	RIV4070	Dissur	Tola, Las Salinas, Marina de Guacalito, Guachipilín, Nancimí, Los Horcones, El Limón, Barrios las Piedras, Palo Negro, La Flor, El Palmar, Hospital Gaspar García Laviana, Rancho Sta Ana, Playa Gigante, Jiquelite, Guasacate, Popoyo y sectores aledaños

El crecimiento promedio anual de la demanda de Rivas ha sido de 5.7% en los últimos años. A continuación, se muestra la demanda de la subestación

Rivas en los últimos 5 años

	2013	2014	2015	2016	2017
DEMANDA (MW)	20.10	21.3	22.6	23.3	23.5
TASA CRECIMIENTO	7.5%	6.2%	5.9%	3.1%	4.8%

Los circuitos mayormente cargados son el 4060 y el 4070 que alimentan las zonas costeras del pacifico de Rivas. El circuito 4060 ya fue seccionado en el 2016 con la puesta de un transformador provisional (Móvil) en la subestación La Virgen mientras entra en operación la Subestación San Juan del Sur.

El circuito 4070 de la subestación Rivas alimenta actualmente la zona de Tola y sectores aledaños, su carga máxima registrada en abril del 2016 fue de 8.5 MVA. Siendo la capacidad del circuito de 9.9 MVA. Estos circuitos tienen 44 años de estar operando.

La infraestructura eléctrica de distribución asociada al circuito RIV4070 consiste en 280 km de red de media tensión, 668 transformadores de distribución que suman una capacidad instalada de 24,681 KVA.

Las capacidades de las líneas de distribución existentes no son capaces de transportar la energía requerida por la población y los inversionistas (hoteles, condominios, etc.) lo que ocasiona una demanda insatisfecha, por lo que los hoteles poseen sus propios generadores electrógenos para suplirse de su propia energía en caso de faltar el suministro o bien durante la temporada alta de turismo.

3. - Justificación

La subestación de Rivas está alimentada radialmente de la subestación Nandaime y abastece las cargas de San Juan del Sur, Tola, San Jorge, Sapoa, Buenos Aires, Potosí, Cárdenas y sectores aledaños.

La demanda máxima de energía ocurre en Semana Santa, debido a la afluencia de turismo nacional e internacional en la zona costera de este departamento. Por lo que los hoteles poseen sus propios generadores electrógenos para suplirse de su propia energía en caso de faltar el suministro.

Así mismo en esta época hay conciertos y fiestas donde los organizadores no dependen de la red sino de su propia fuente de generación para evitar cancelaciones por falta de energía.

En la situación actual dada la extensión del circuito RIV4070 y su demanda energética, los cuales ya cuentan con expediente de solicitud de nuevo suministros y otros proyectos por venir, no es posible técnicamente

abastecer toda la demanda a futuro de esta zona.

Adicionalmente, por la gran cantidad de red de media tensión conectada a una misma cabecera de circuito la probabilidad de re cierres, perturbaciones en la continuidad e interrupciones incrementa proporcionalmente (entre menos cantidad de red menos probabilidad y entre más cantidad de red la probabilidad aumenta).

Índice de Falla:

Salida de línea Nandaime-Rivas 2017
Salidas forzadas autorizadas.

Tensión	Circuito	Kilómetros Instalados	Localización	Forzadas Autorizadas		
				Nro.	Horas	ENS
138 kV	Línea L8220	40.29	NANDAIME - RIVAS	16.00	17.33	206.85

Con la construcción de la nueva subestación Tola y tener conectadas las subestaciones quedando un anillo en el sur del pacifico de Nicaragua, se mejorará la confiabilidad del servicio eléctrico y podrá brindarse cobertura de servicio eléctrico a los proyectos turísticos futuros y actuales que requieren ampliarse así mismo a nuevos usuarios residenciales del departamento de Rivas a electrificarse.

4. - Objetivos

General

- Construir una nueva subestación eléctrica en el municipio de Tola para asegurar el suministro de energía a los clientes actuales y futuros, con calidad y confiabilidad.

Específicos

- Satisfacer el crecimiento de la demanda en la zona costera del departamento de Rivas.
- Proveer las condiciones técnicas necesarias para el desarrollo de la electrificación rural en los municipios de Tola y zonas aledañas.
- Mejorar la calidad del servicio a los usuarios que poseen el servicio de energía eléctrica.
- Proveer las condiciones técnicas necesarias para el desarrollo turístico en la zona costera de Tola.

- Mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico en el municipio de Tola y San Juan del Sur.

5. - Población beneficiada

Esta nueva subestación beneficiaría a 40,960 habitantes.

6. - Sectores beneficiada

Tola, Las Salinas, El Astillero, Marina Guacalito, Los Horcones, El Limón, Guachipilín, Nancimí, Barrio las Piedras, Palo Negro, La Flor, El Palmar, Hospital Gaspar García Laviana, Rancho Santa Ana, Playa Gigante, Playa Jiquelite, Playa Guasacate, Playa Popoyo, La Virgen Morena, Güiscoyol, Mico Negro y sectores aledaños.

7. - Alcances del proyecto

El proyecto se divide en dos fases, la primera fase considera la construcción de la subestación Tola, ampliación de la subestación Rivas y una línea en 138 kV de 16 km de distancia entre las subestaciones Rivas –Tola.

La segunda fase consiste en la construcción de 21km de línea 138 kV entre las subestaciones de Tola y San Juan del Sur y la ampliación de ambas subestaciones.

8. - Alcances Fase I

Consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Construcción Subestación Tola en 138 KV.
- Obra 2: Ampliación Subestación Rivas
- Obra 3: Línea de Transmisión en 138 kV entre las Subestaciones Rivas y Tola.

Obras 1: Subestación Tola

- Barra de 138kV
- 1 Bahía de transformación en 138/24.9 kV.
- 1 Transformador de Potencia de 30/40 MVA con relación 138/24.9 kV.
- celdas Metalclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, una celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, una celda para equipos de medición y una celda para el transformador de servicios propios).

- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Adquisición de terreno.

Obras 2: Ampliación Subestación Rivas

- Ampliación Barra 138 kV.
- 1 bahía de línea en 138 kV con su interruptor y seccionador bypass.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación de la nueva Bahía.
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Obras 3: Línea de Transmisión

- Construcción de 16 km de línea, simple circuito, en 138kV entre la subestación Rivas y la subestación Tola, con conductor 556.5 kcmil ACSR y cable de guarda tipo OPGW.

Alcances Fase II

Consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Ampliación Subestación Tola en 138 kV.
- Obra 2: Ampliación Subestación San Juan del Sur 138 KV.
- Obra 3: 21 km de Línea de Transmisión en 138 kV entre las Subestaciones Tola y San Juan del Sur.

Obras 1: Ampliación Subestación Tola 138 kV

- Barra de 138 kV.

- 2 bahías de línea en 138 kV, en esquema de doble barra, con interruptor y seccionador bypass.
- 1 Bahía de acople de barras en 138 kV
- 1 Bahía de transformación en 138/24.9 kV.
- 1 transformador de Potencia de 30/40 MVA con relación 138/24.9 kV.
- celdas Metalclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, una celda para interruptor de acople de barras, una celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor y una celda para equipos de medición).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).

Obras 2: Ampliación Subestación San Juan del Sur 138 kV

- Ampliación Barra 138kV
- 2 bahías de línea en 138kV con su interruptor y seccionador bypass.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación del Sistema de Iluminación de la nueva Bahía
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Línea de Transmisión

- Construcción de 21 km de línea, simple circuito, en 138 kV entre la subestación San Juan del Sur y la subestación Tola, con conductor 556.5 kcmil ACSR y cable de guarda tipo OPGW, utilizando torres de celosía y postes

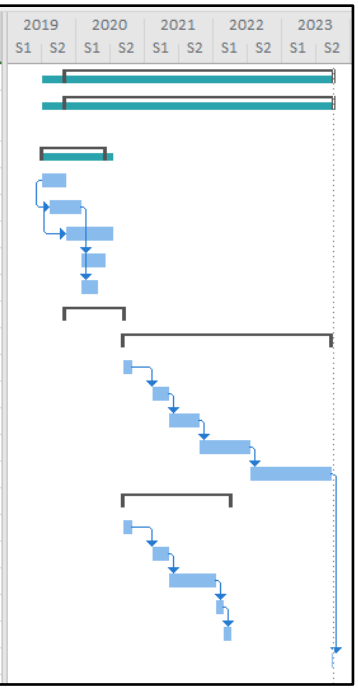
9. - Costos del Proyecto

El costo del proyecto tiene un valor de **US$ 19.55 millones de dólares** sin incluir imprevistos, de los cuales **US$ 18.45 millones de dólares** serán financiados con financiamiento externo y **US$ 1.10 millones de dólares** serán contrapartida local.

Proyecto		
Construcción de Subestación Tola y Línea de Transmisión Rivas -Tola -San Juan del Sur en 138 KV	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	EN GESTIÓN BCIE	**18452,141**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**713,550**
Moneda Local	Recursos Propios	**392,710**
	Costo Total $	**19558,401**

10. – Cronograma

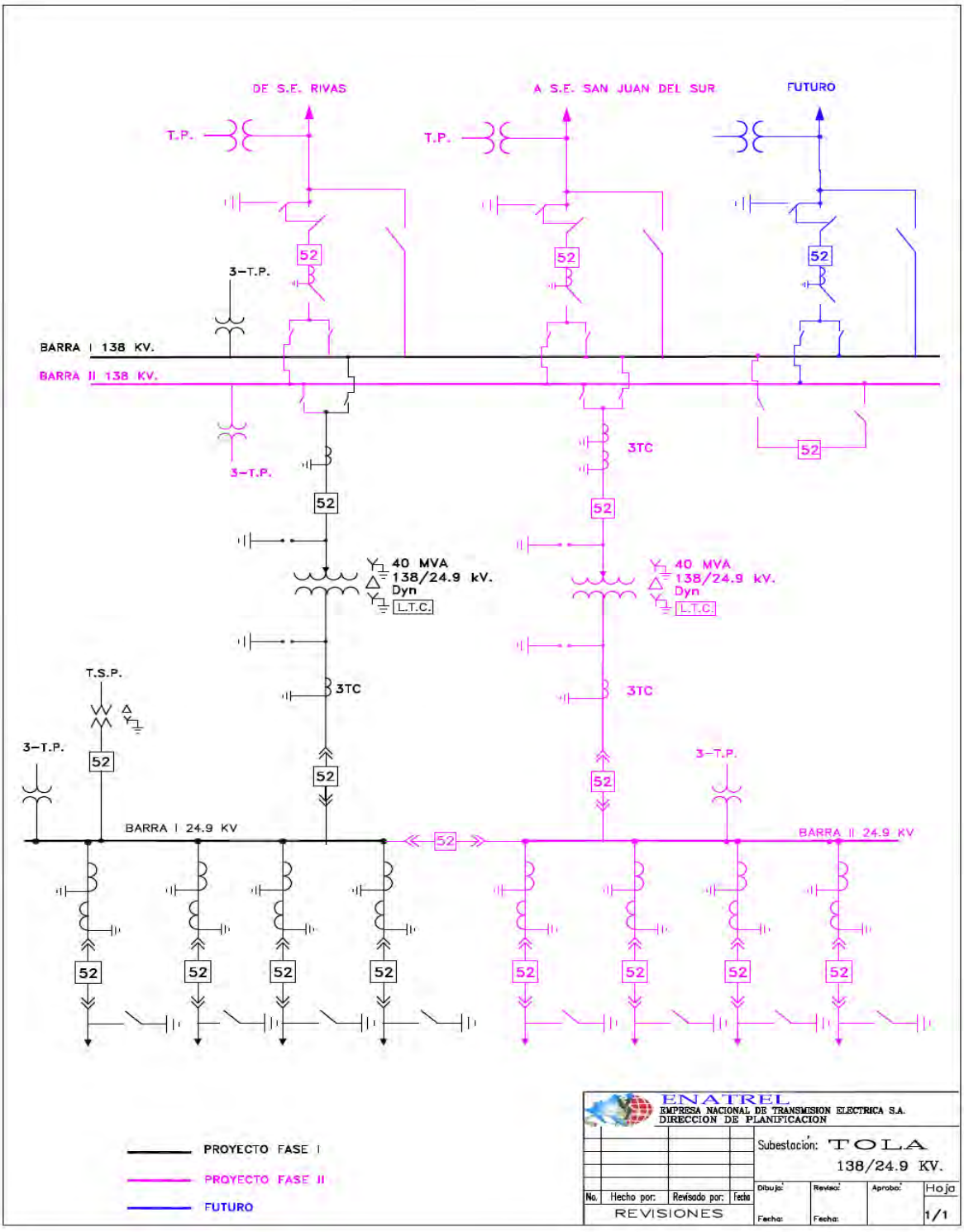
Nombre de tarea	Comienzo	Fin
PEP	**vie 1/11/19**	**mié 4/10/23**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN TOLA Y LINEA DE TRANSMISION RIVAS - TOLA - SAN JUAN DEL SUR EN 138 KV	**vie 1/11/19**	**mié 4/10/23**
Preliminares	**lun 1/7/19**	**vie 5/6/20**
Adquisición de terreno	mié 3/7/19	mar 5/11/19
Levantamiento topográfico	mié 14/8/19	mar 28/1/20
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	mié 6/11/19	mar 14/7/20
Estudio geológico	mié 29/1/20	mar 2/6/20
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	mié 29/1/20	mar 21/4/20
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**vie 1/11/19**	**mié 16/9/20**
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**jue 10/9/20**	**mié 20/9/23**
Solicitud y pago del anticipo	jue 10/9/20	mié 21/10/20
Diseño y especificaciones técnicas	jue 11/2/21	mié 5/5/21
Suministro de bienes	jue 6/5/21	mié 20/10/21
Obras Civiles	jue 21/10/21	mié 13/7/22
Montaje Electromecanico	jue 14/7/22	mié 20/9/23
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión - Lote II	**jue 10/9/20**	**mié 6/4/22**
Solicitud y pago del anticipo	jue 10/9/20	mié 21/10/20
Diseño y especificaciones técnicas	jue 11/2/21	mié 5/5/21
Suministro de bienes	jue 6/5/21	mié 12/1/22
Obras Civiles	jue 13/1/22	mié 23/2/22
Montaje Electromecanico	jue 24/2/22	mié 6/4/22
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	**jue 21/9/23**	**mié 4/10/23**



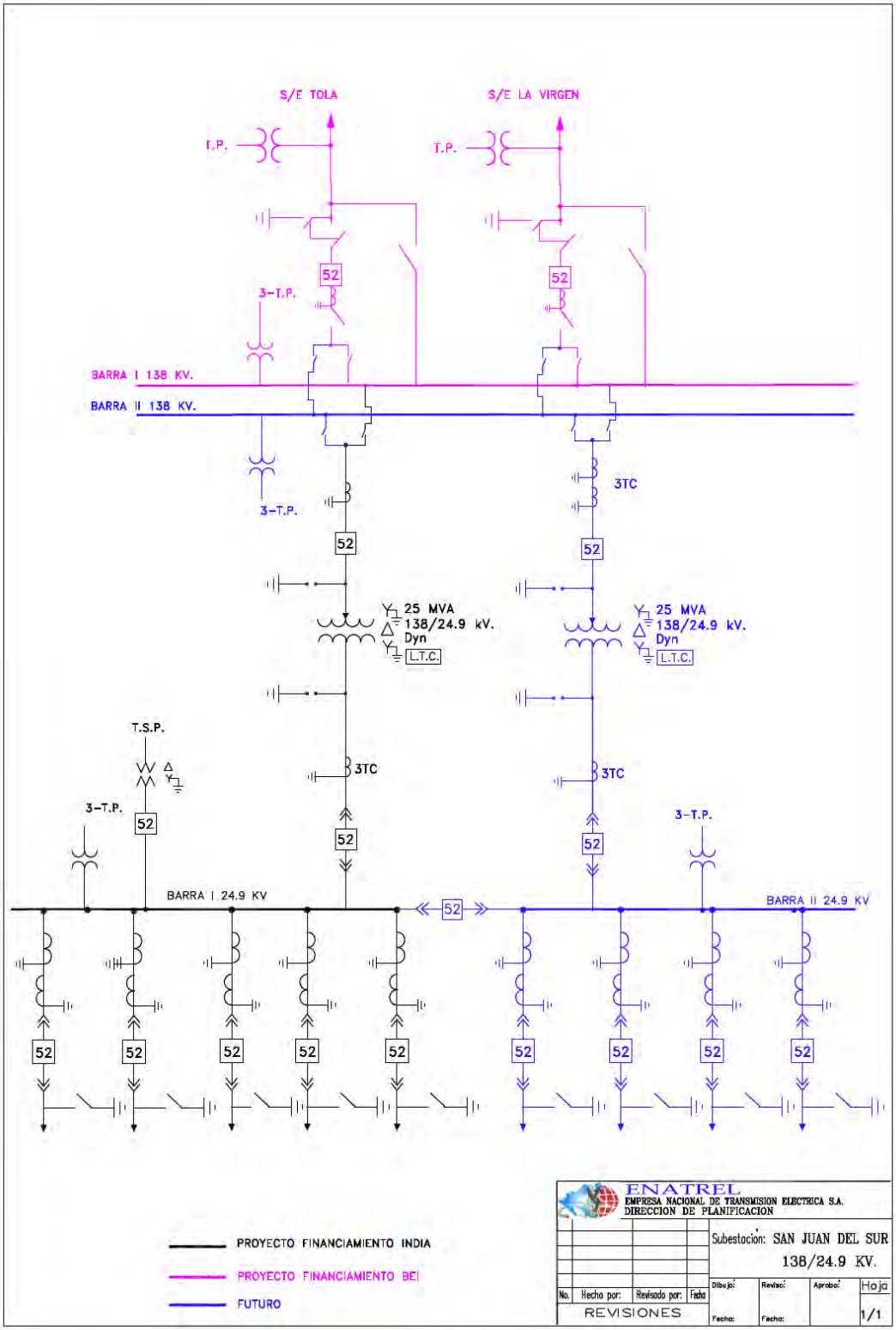
11. - Mapa de ubicación



12. - Diagrama Unifilar Subestación TOLA



13. - Diagrama Unifilar Subestación San Juan del Sur



9.5. - Construcción de Subestación Jiquilillo y Obras Conexas.

1. – Introducción

Existe una declaración conjunta de los presidentes de Honduras, Nicaragua y El Salvador del 25 de agosto del año 2014 para promover propuestas concretas que coadyuven a alcanzar el desarrollo del Golfo de Fonseca, promover proyectos en los sectores turísticos, de infraestructura, agroindustria y energía renovable.

Adicionalmente la distribuidora Disnorte - Dissur ha solicitado a ENATREL una nueva subestación en las cercanías del balneario Jiquilillo, en las proximidades de la comunidad del Congo en el departamento de Chinandega. En la actualidad la zona de Jiquilillo, Cosigüina, Sta. María del Mar, Mechapa, Padre Ramos, Tom Valle, La Reforma, El Fortín, Los Zorros y sectores aledaños son alimentados por medio del circuito 4030 de la subestación El Viejo.

El circuito EVJ-4030, tiene una longitud de 284 Km, con demanda de potencia de 3.3 MW, este circuito tiene el 88% de cargabilidad con respecto a su capacidad instalada, existen solicitudes de conexión de nuevas cargas las cuales no se aceptan debido a la caída de voltaje existente provocado por la lejanía de las mismas.

2. - Objetivos

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los usuarios futuros.

Específicos

- Proveer a los nuevos clientes y a los proyectos de generación de la zona, de una subestación eléctrica con capacidad para satisfacer la demanda de electricidad actual, y su crecimiento vegetativo en el mediano y largo plazo.
- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable a los usuarios Jiquilillo, Cosigüina, Sta. María del Mar, Mechapa, Padre Ramos, Tom Valle, La Reforma, El Fortín, Los Zorros y sectores aledaños.

- Mejorar la confiabilidad de la subestación El Viejo al proveer de una subestación con capacidad para retroalimentar parte de las cargas en momentos de mantenimientos o fallas del transformador.
- Garantizar el suministro de energía a la zona de influencia de la futura S/E Jiquilillo y descargar la subestación El Viejo.
- Crear la infraestructura en Transmisión para la conexión de la futura planta Geotérmica Cosigüina.

3. - Situación Actual

Actualmente la subestación de El Viejo abastece de energía eléctrica la zona por medio de los circuitos de distribución EVJ4030, EVJ4040, EVJ4060, EVJ4070 a los sectores que se muestran en la siguiente tabla.

Subestación	Circuito	Departamento	Distrito	DN/DS	Sectores
EL VIEJO	EVJ4030	Chinandega	Occidente	Disnorte	El Viejo, Potosí, Aposentillo, Apascalí, Cosigüina, Sta María del Mar, Mechapa, Padre Ramos, Tom Valle, La Reforma, El Fortín, Los Zorros y sectores aledaños
EL VIEJO	EVJ4040	Chinandega	Occidente	Disnorte	Ranchería, San José del Obraje, Comarca 10-14, Santa Rita de Tonala, Telpetate, Km 138 al 163 de la carretera El Viejo - Somotillo
EL VIEJO	EVJ4060	Chinandega	Occidente	Disnorte	Sectores norte y sur de El Viejo, Tonalá, Puerto Morazán, 4 Esquinas de Amayo, Colonia Germán Pomares, Quebrada Honda, Arnecom, Procamsa, Sahlman Seaffods, Hdas San Carlos, Relámpago, Azacualpa y sectores aledaños
EL VIEJO	EVJ4070	Chinandega	Occidente	Disnorte	Comunidades La Bolsa, San Isidro, San Benito, La Grecia, La Mora, El Pellizco y Santa Bárbara

4. - Justificación

El circuito de la subestación EL Viejo EVJ-4030, se encuentra saturado y ya no hay más disponibilidad de conexión en el mismo, registrando una caída de voltaje del 7.76% la cual se hace más pronunciada en los tramos de la red que están más alejados de la cabecera del circuito, por lo tanto, no se pueden realizar más conexiones o extensiones a este circuito que pertenece a la subestación El Viejo.

El crecimiento de la demanda no se está satisfaciendo debido a las limitantes de este circuito, para remediar esta situación se propone la construcción de la S/E Jiquilillo con una línea de transmisión de 45 Km de longitud (El Viejo-Jiquilillo).

Esto ha impedido el desarrollo de proyectos turísticos en el área de

Chinandega especialmente el segmento hotelero, debido a que la distribuidora ha rechazado las nuevas solicitudes de inversionistas interesados en el desarrollo de hoteles en los balnearios.

De tal manera que se ha incrementado el porcentaje de cargabilidad de los circuitos de distribución, que junto con el crecimiento de la demanda; requieren de una nueva subestación eléctrica.

Con esta subestación disminuirán así las caídas de voltajes existentes, aumentado la capacidad de transmisión del sistema volviéndolo más confiable y robusto.

Como parte del desarrollo del golfo de Fonseca esta subestación suministraría la energía necesaria para el desarrollo del área del Golfo de Fonseca.

5. – Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Nueva subestación Jiquilillo con nivel de tensión de 138/24.9 kV.
- Obra 2: Ampliación subestación El Viejo.
- Obra 3: Construcción Línea de Transmisión en 138 kV.
- Obra 4: Circuitos de Distribución.

Obra 1: Nueva Subestación Jiquilillo

- 1 una bahía de transformación 138/24.9 kV. La bahía estará equipada con interruptor en el lado de alta y de baja tensión.
- 1 transformador de potencia de 25 MVA, 138/24.9 kV.
- celdas Metalclad 24.9 KV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC, DC, Rectificadores y Baterías) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.

- Estructuras Metálicas para Pórticos Tipo Celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Compra de Terreno.

Obra 2: Ampliación Subestación El Viejo

- 1 una bahía de línea 138 kV con interruptor de potencia y seccionador bypass.
- Ampliación de las barras de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores y herrajes.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación de la nueva Bahía.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Movimiento de Tierra, Ampliación caseta de control y Muro perimetral, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).
- Ampliación del Terreno.

Obra 3: Línea de Transmisión 138 kV

- Construcción de 45 Km de línea de 138 kV, conductor 556.5 kcmil ACSR, simple circuito, con hilo de guarda tipo OPGW de 48 hilos, soportados en torres de celosía y postes.

Obra 4: Circuitos de Distribución

El proyecto considera la construcción de 100 km de líneas de distribución trifásica en 24.9 kV

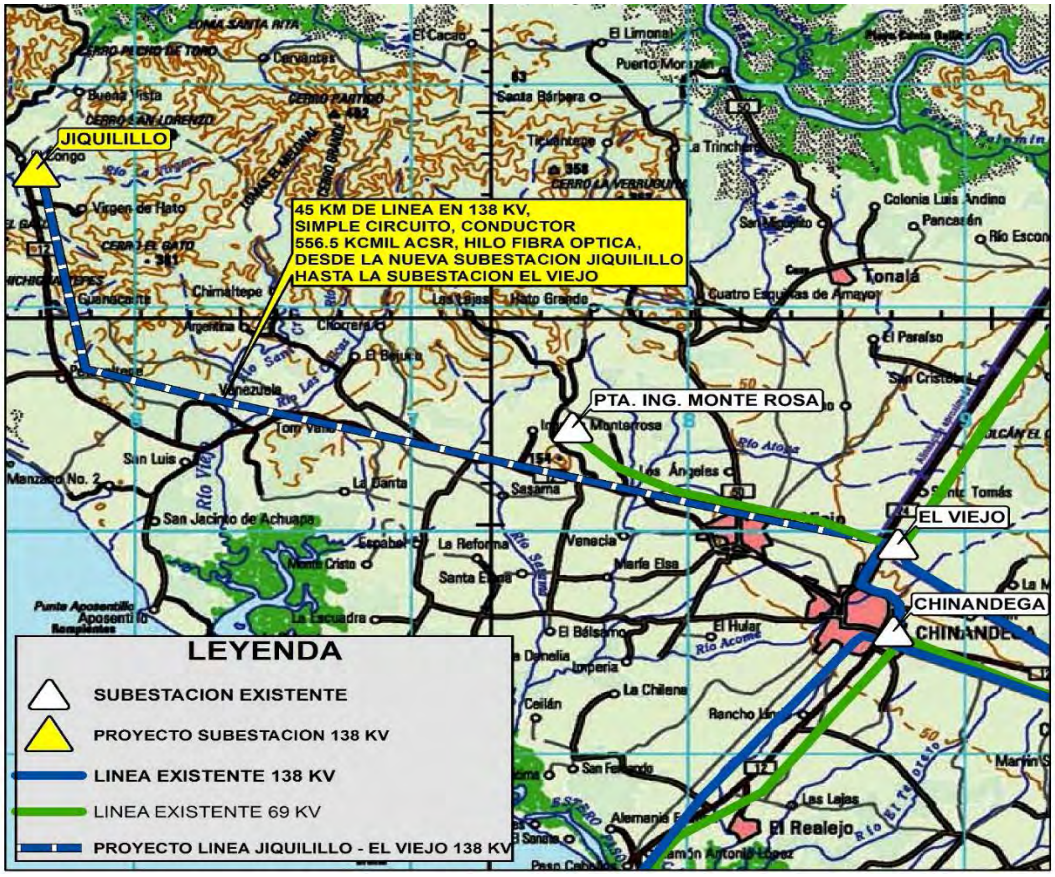
6. - Costos

El costo del proyecto tiene un valor de **US$ 17.708 millones de dólares**, de los cuales **US$ 16.164 millones de dólares** serán con financiamiento externo y **US$ 1.544 millones de dólares** financiamiento local.

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $
	Estudios Preinversión (Factibilidad, Estudio de Impacto Ambiental, Topográficos y Geológicos)		$202,484	$202,484
JIQUILILLO	Adquisición de terreno, Caseta de Control, Muro Perimetral y resto de obras grises de la SE	1	$500,000	$500,000
	Bahia de transformación 138/24.9 Kv	1	$757,799	$757,799
	Transformador 25 MVA 138/24.9 kV	1	$1,217,230	$1,217,230
	Celdas de distribución 24.9 Kv	7	$116,439	$815,072
EL VIEJO	Bahia de línea 138 kV	1	$870,392	$870,392
	Barra 138kV	1	$114,627	$114,627
	Ampliacion de terreno, Ampliacion de Caseta de Control, Ampliacion Muro Perimetral y resto de obras grises de la SE	1	$500,000	$500,000
			Sub-Total 1	$4,977,604.04

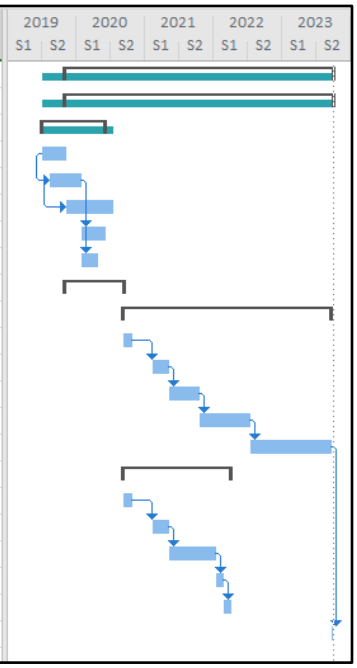
Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $
Desde nueva Subestación JIQUILILLO - hasta S/E EL VIEJO	Linea 138, 556 kcmil Simple circuito con Hilo de guarda tipo OPGW	45	$197,766.57	$8,899,495.51
Circuitos de distribución 24.9 kV	líneas trifasicas conductor 3/0 ACSR	100	$28,292.54	$2,829,253.72
			Sub-Total-2	$11,728,749.23
			Total Sin Imprevisto	**$16,706,353.27**
			Imprevisto	**$1,002,381.20**
			TOTAL	**$17,708,734.47**

7. - Mapa de Localización

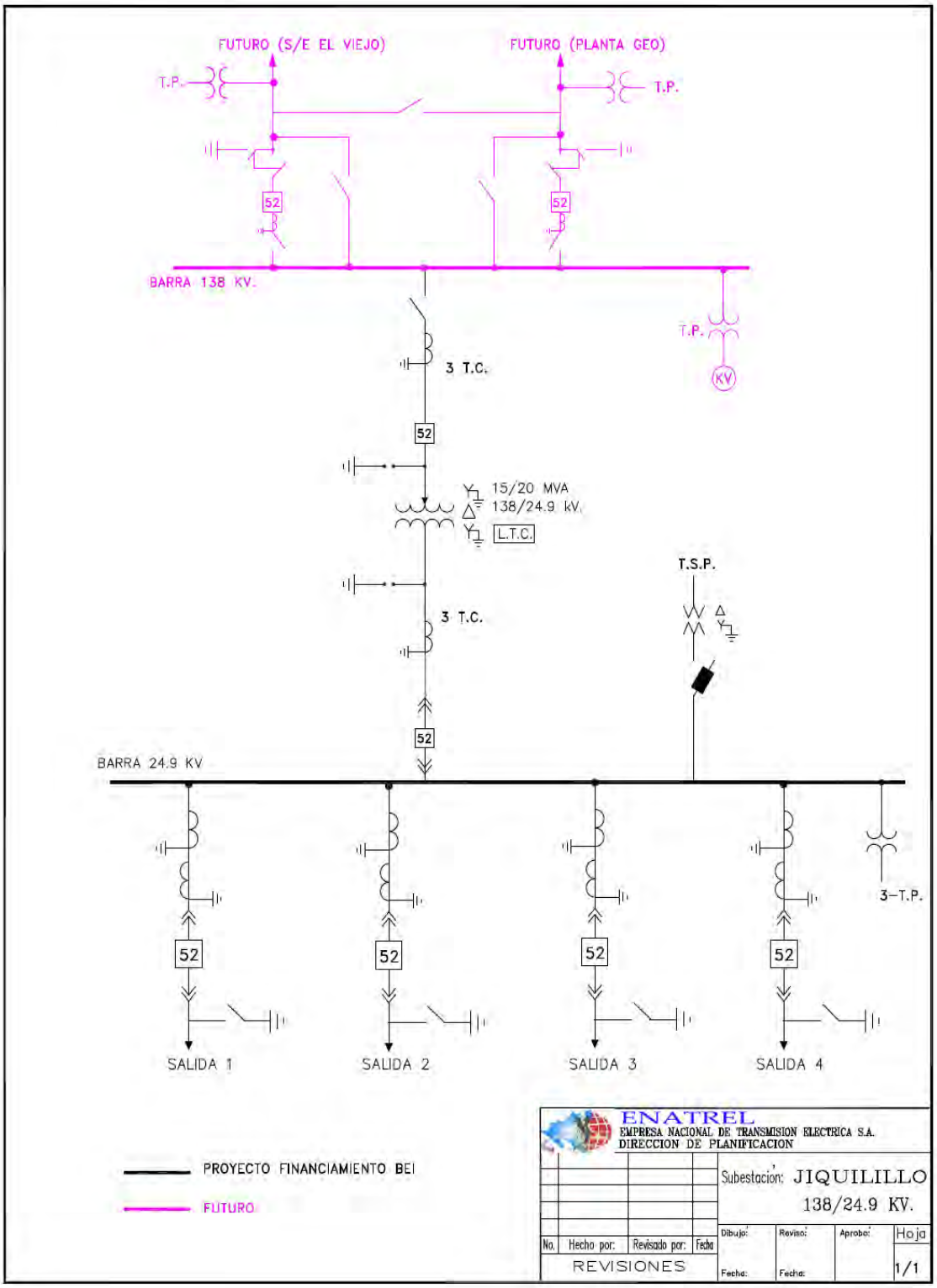


8. - Cronograma de Ejecución

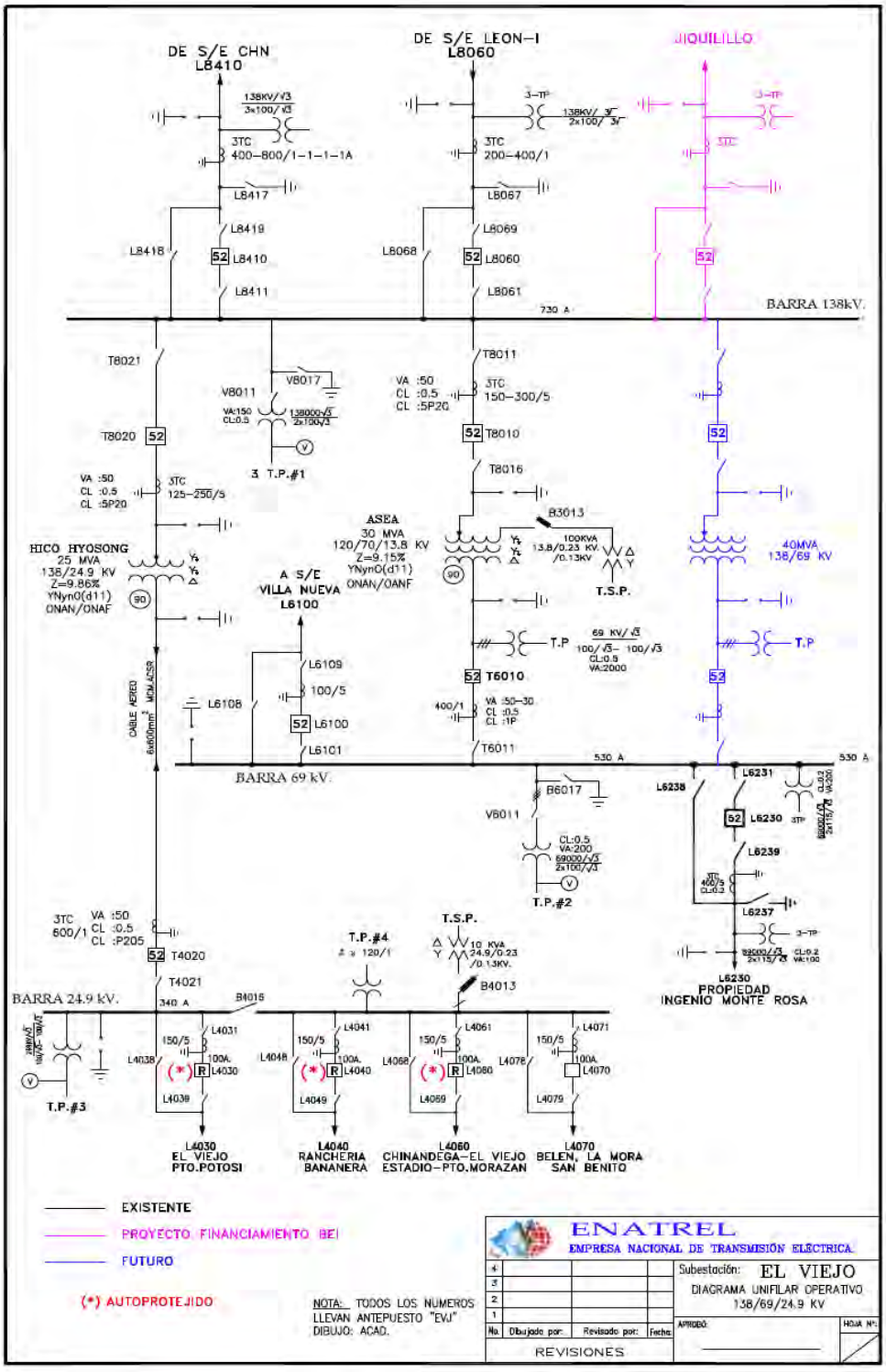
Nombre de tarea	Comienzo	Fin
PEP	**vie 1/11/19**	**mié 4/10/23**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN JIQUILILLO EN 138 KV	**vie 1/11/19**	**mié 4/10/23**
Preliminares	**lun 1/7/19**	**vie 5/6/20**
Adquisición de terreno	mié 3/7/19	mar 5/11/19
Levantamiento topográfico	mié 14/8/19	mar 28/1/20
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	mié 6/11/19	mar 14/7/20
Estudio geológico	mié 29/1/20	mar 2/6/20
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	mié 29/1/20	mar 21/4/20
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**vie 1/11/19**	**mié 16/9/20**
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**jue 10/9/20**	**mié 20/9/23**
Solicitud y pago del anticipo	jue 10/9/20	mié 21/10/20
Diseño y especificaciones técnicas	jue 11/2/21	mié 5/5/21
Suministro de bienes	jue 6/5/21	mié 20/10/21
Obras Civiles	jue 21/10/21	mié 13/7/22
Montaje Electromecanico	jue 14/7/22	mié 20/9/23
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión - Lote II	**jue 10/9/20**	**mié 6/4/22**
Solicitud y pago del anticipo	jue 10/9/20	mié 21/10/20
Diseño y especificaciones técnicas	jue 11/2/21	mié 5/5/21
Suministro de bienes	jue 6/5/21	mié 12/1/22
Obras Civiles	jue 13/1/22	mié 23/2/22
Montaje Electromecanico	jue 24/2/22	mié 6/4/22
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	**jue 21/9/23**	**mié 4/10/23**



9. - Diagrama Unifilar Subestación Jiquilillo



10. - Diagrama Unifilar Subestación El Viejo



9.6. - Construcción Línea de Transmisión 230 kV de la Subestacion Boaco a la Subestacion la Gateada

1. – Introducción

La línea de transmisión que alimenta la zona Caribe Sur del país tiene una longitud total de 314.68 km, de los cuales 187.16 km son en 138 kV y 127.52 km en 69 kV. Esta línea (L8100) se encuentra conectada radialmente a la subestación Tipitapa y alimenta a un total de 11 subestaciones entre estas: Las Banderas, Boaco, Amerrisque, Santa María, El Mojón, La Gateada, Acoyapa, San Miguelito, Corocito y Bluefields siendo el nodo terminal la subestación de Bluefields.

Línea de Transmisión que alimenta la Zona Caribe Sur del País



En una primera etapa se tiene planeado realizar la ampliación de la Subestación Boaco a 230 kV, para contribuir a mejorar la confiabilidad de esta radial ya que en caso que fallará la línea Tipitapa – Boaco el servicio de energía no sería descontinuado en las 11 subestaciones restantes.

Una vez realizada la primera etapa se pretende realizar la ampliación de la Subestación La Gateada a 230 kV y la construcción de 142 km de línea en 230 kV desde la Subestación Boaco a la Subestación La Gateada. Con este proyecto se logrará mejorar la confiabilidad en el resto de las subestaciones ya que quedaría una línea alterna de alimentación en caso que fallara,

cualesquiera de las líneas Tipitapa-Boaco, Boaco-Amerrisque, Amerrisque-Santa María, Santa María – Acoyapa o bien Acoyapa – La Gateada.

2. - Objetivos

- Mejorar la confiabilidad de las Subestaciones Amerrisque, La Gateada, Acoyapa, Santa María, San Miguelito, Corocito, La Esperanza y Bluefields.
- Disminuir la energía no suministrada debido fallas en las líneas de transmisión.
- Mejorar el nivel de voltaje en las Subestaciones La Gateada, Acoyapa, Santa María, La Esperanza y Bluefields.
- Contribuir al cambio de la matriz energética del país creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

3. - Justificación

Las subestaciones Las Banderas, Boaco, Amerrisque, La Gateada, Acoyapa, Santa María, El Mojón, San Miguelito, Corocito, La Esperanza y Bluefields se encuentran conectadas radialmente por medio de una línea de 314.68 km de longitud.

Cuando existe una falla en la línea Boaco - Amerrisque salen fuera de servicio 10 subestaciones, dejando sin alimentación a los departamentos de Boaco, Chontales y la Región Caribe, lo cual representa una carga de aprox. 29 MW. Con la construcción de este proyecto, se logrará mejorar la confiabilidad del sistema en la zona Caribe y disminuir la energía no servida debido a fallas en la línea radial desde subestación Boaco hasta la subestación La Gateada.

Además, se mejorará los niveles de voltaje en los nodos de La Gateada, Acoyapa, Santa María y Amerrisque, ya que por ser una línea radial con una longitud considerable existen problemas de voltaje y al ir incrementando la demanda en esta zona, este problema se intensificará, por lo que en un futuro los niveles del voltaje en estas subestaciones en horas de demanda máxima estarán por debajo de la condición de desempeño mínimo que especifica la normativa de operación.

Adicionalmente, con la construcción de este proyecto se lograra realizar una parte de los refuerzos necesarios para la conexión de las hidroeléctricas El Carmen de 100 MW y de Copalar Bajo de 150 MW.

4. – Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Obra 1: Ampliación Subestación Boaco 230 kV.
- Obra 2: Subestación La Gateada en 230 kV.
- Obra 3: Construcción de 152km de línea de transmisión.

Obra 1: Ampliación Subestación Boaco 230 kV

- 1 bahía de línea en 230 kV, en configuración de Interruptor y Medio.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación de la nueva Bahía.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Movimiento de Tierra, Ampliación Caseta de control, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).
- Ampliación de Terreno.

Obra 2: Subestación Gateada en 230 kV:

- 1 bahía de línea en 230 kV en configuración de Interruptor y Medio.
- 1 autotransformador 230/138 kV, de 120 MVA.
- 1 bahía de transformación 230/138 (lado de 138 kV).
- 2 Bahías de Línea en 138 KV hacia la subestación Acoyapa y La Esperanza. (En caso no se haya realizado el proyecto de la línea La Gateada – La Esperanza en 138 kV se reemplazará una bahía de 138 kV por una de 69 kV para la salida de la línea hacia La Esperanza).
- 1 Bahía de Línea en 69 KV hacia la subestación Corocito.
- 1 transformador 138/69 kV, de 25 MVA.
- 1 bahía de transformación 138/69 kV.
- 1 transformador 138/24.9 kV, de 20/25 MVA.
- 1 bahía de transformación 138/24.9 kV.
- celdas Metalclad 24.9 KV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 3 salidas de distribución con sus interruptores, la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).

- Servicios Auxiliares (Paneles de AC, DC, Rectificadores y Baterías) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras Metálicas para Pórticos Tipo Celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Compra de Terreno.

(Se dejará el espacio previsto para ampliación de la subestación en 230 kV, para conexión a la Subestación Mulukukú).

(Se dejará el espacio previsto para ampliación de la subestación en 138 kV a esquema de doble barra y salidas de líneas en 138kV, para la futura SE Corocito en 138 kV, SE La Esperanza 138 kV y para los proyectos hidroeléctricos de la zona ya sea El Consuelo o Piedra Cajón).

Obra 3: Línea de Transmisión:

- Suministro y Construcción de 142 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, en torres para doble circuito y tendido de un solo circuito, conductor 1024 kcmil ACAR, hilo de guarda tipo OPGW de 48 hilos, entre las subestaciones Boaco y La Gateada.
- Suministro y Construcción de 5 kilómetros de línea de transmisión, circuito simple, conductor 556 kcmil ASCR, hilo de guarda tipo OPGW para completar la línea que viene de Acoyapa hasta la nueva SE La Gateada o bien para la línea La Esperanza.
- Suministro y Construcción de 5 kilómetros de línea de transmisión, circuito simple, conductor 556 kcmil ASCR, para completar la línea que viene de Corocito hasta la nueva SE La Gateada.

5.- Costos

El costo del proyecto tiene un valor de **US$ 49.85 millones de dólares** sin incluir imprevistos, de los cuales **US$ 47.36 millones de dólares** serán con financiamiento externo y **US$ 2.77 millones de dólares** financiamiento local.

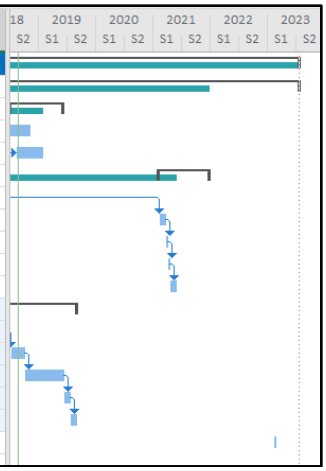
Proyecto		
Construcción de Línea de 230 kV de Subestación Boaco a la Subestación a Gateada	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	EN GESTIÓN BCIE	**47365,000**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**1789,980**
Moneda Local	Recursos Propios	**703,020**
	Costo Total $	**49858,000**

6.- Mapa de Localización

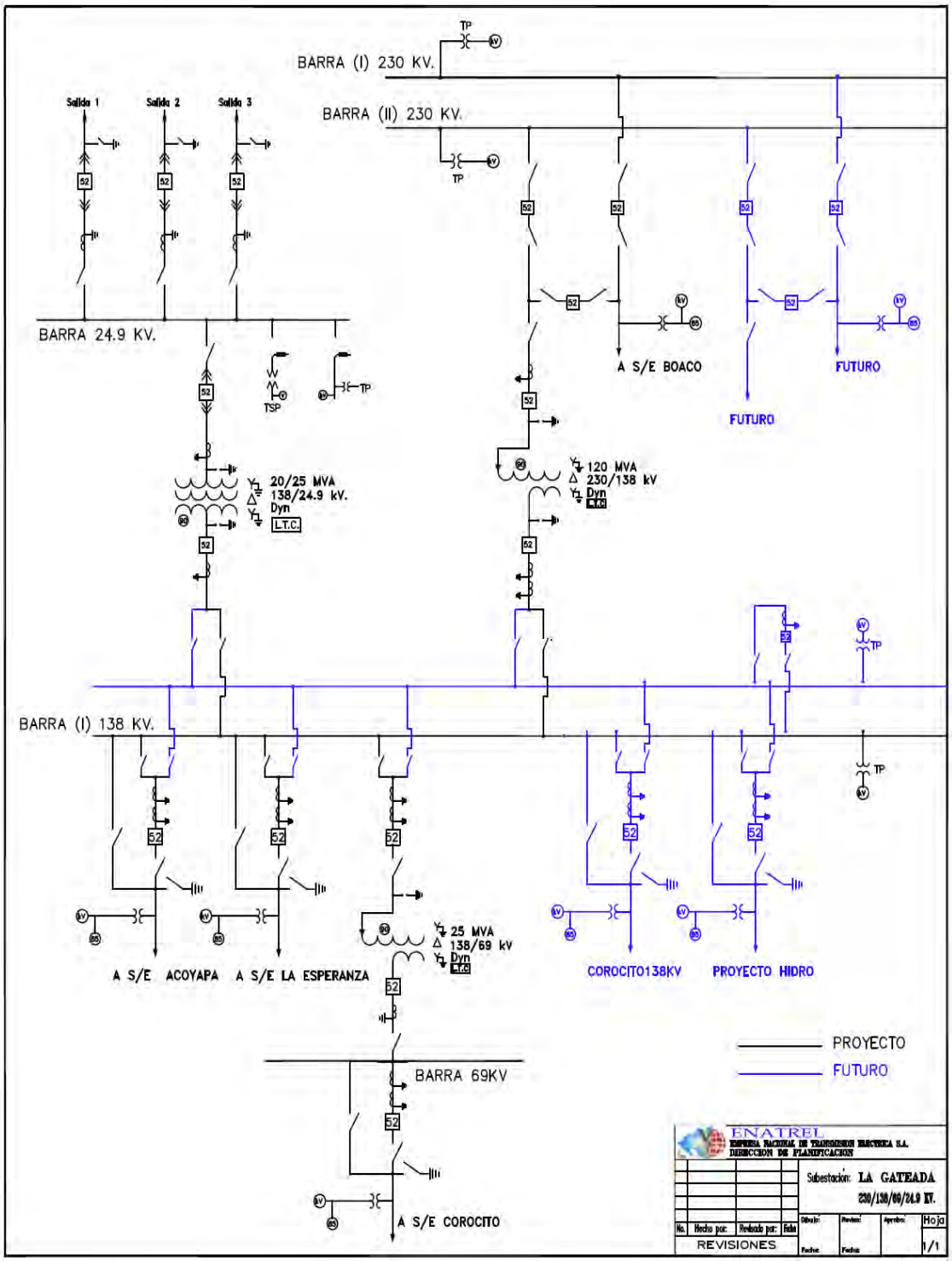


7.– Cronograma

Nombre de tarea	Comienzo	Fin
PEP	**mar 6/2/18**	**lun 24/7/23**
CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN 230 KV SUBESTACION BOACO HACIA LA GATEADA	**mar 6/2/18**	**lun 24/7/23**
Ampliación Subestación Boaco 230 KV	**dom 1/7/18**	**jue 6/6/19**
Ampliación de terreno y caseta de control	mar 3/7/18	lun 5/11/18
Bahía de línea en 230 Kv, en configuración de Interruptor y Medio	mar 14/8/18	lun 28/1/19
Subestación Gateada en 230 kV	**sáb 6/2/21**	**mié 22/12/21**
Bahía de línea en 230 kV en configuración de Interruptor y Medio	mié 1/11/17	mar 23/1/18
Suministro y Montaje de 1 autotransformador 230/138 kV, de 120 MVA	lun 8/2/21	vie 19/3/21
Equipamiento y montaje de una bahía de transformación 230/138 (lado de 138kV)	lun 22/3/21	vie 2/4/21
Equipos de comunicaciones, protección y control	lun 5/4/21	mié 14/4/21
Ampliación de Terreno y caseta de Control	jue 15/4/21	mié 26/5/21
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión en 230 kV Lote II	**mar 6/2/18**	**lun 2/9/19**
Solicitud y pago del anticipo	mar 6/2/18	lun 19/3/18
Diseño y especificaciones técnicas	mar 10/7/18	lun 1/10/18
Suministro de bienes	mar 2/10/18	lun 10/6/19
Obras Civiles	mar 11/6/19	lun 22/7/19
Montaje Electromecanico	mar 23/7/19	lun 2/9/19
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	**mar 7/2/23**	**lun 20/2/23**



8.- Diagrama Unifilar Subestación La Gateada



9.7.- Construcción Subestación San Francisco Libre, Linea de Transmisión 138 kV y obras conexas.

1. - Introducción

El municipio de San Francisco Libre actualmente es alimentado por la subestación Punta Huete conectada en "T" a la línea de 138kV Carlos Fonseca-San Benito, dicha subestación está equipada actualmente de un transformador de 5.6 MVA, con relación de voltaje 138/24.9kV.

En el municipio de San Francisco Libre existen proyectos de desarrollo que tendrán importantes demandas. La empresa Mangosa se encuentra ubicada en la comunidad El Jicaral y tiene en sus planes expandirse para la producción de mangos de calidad, en la actualidad se queja de bajo voltaje en sus instalaciones.
Así mismo la empresa Melonicsa que se encuentra localizada en la comarca Las Mojarras, de El Jicaral, se dedica a la producción y comercialización de arroz.
Adicionalmente la distribuidora Disnorte - Dissur ha solicitado a ENATREL una nueva subestación para suplir las nuevas solicitudes de estos clientes.

2. - Objetivos

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los usuarios futuros en el poblado de San Francisco Libre.

Específicos

- Proveer a los nuevos clientes y a los proyectos de desarrollo de la zona, de una subestación eléctrica con capacidad para satisfacer la demanda de electricidad actual y su crecimiento vegetativo en el mediano y largo plazo.

- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable a los usuarios El Jocotal, Laurel Galán, Los Tiesos, Santa María, Los Giménez, Valle San Francisco, El Congo y sectores aledaños.

- Reducir las distancias de los circuitos de distribución que alimentan cargas industriales importantes como Mangosa y Melonica, lo cual reducirá las pérdidas de energía en las redes.

3.- Situación Actual

Actualmente la Subestación de Punta Huete abastece de energía eléctrica la zona por medio de los circuitos de distribución PHT4010 que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla.1

Sector	Subestación	CIRCUITO	KV	KM Línea			Total general	CANTIDAD DE CT	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES	POTENCIA KVA
				1	2	3				
	PHT	CIRCUITO PHT4010	24.9	44.1	0.8	53.9	98.8	112	137	3,316

El circuito PHT4010 tiene una extensión de 44 kilómetros y alimenta a 1,040 clientes.

4.- Justificación

La subestación Punta Huete está conectada en "T" lo que ocasiona falta de selectividad en las protecciones, ya que cuando existe una falla en el tramo Carlos Fonseca-Punta Huete o en el tramo Punta Huete-San Benito, sale fuera de servicio toda la línea desde San Benito hasta Carlos Fonseca sacando fuera de servicio la subestación Punta Huete. Con el proyecto, haciendo la subestación San Francisco Libre con entrada y salida, cuando exista una falla en cualquiera de los tramos Carlos Fonseca-San Francisco Libre o San Francisco Libre-San Benito no saldrá fuera de servicio la subestación San Francisco Libre, mejorando la confiabilidad del suministro eléctrico de este poblado.

Las solicitudes de demanda de Mangosa y Melonicsa es de aproximadamente 5MW, las cuales actualmente son atendidas con el circuito MLP-4020 el cual no tiene la capacidad para abastecer ninguna de ellas ya que se quejan de mala calidad de voltaje y fallas en las redes de distribución, lo cual limita su expansión. Estas cargas se encuentran en las terminales de los circuitos de distribución MLP-4020 en los poblados El Jicaral y en Larreynaga aproximadamente existente 37 km desde la subestación Malpaisillo hasta Mangosa.

Una vez se construya la nueva subestación San Francisco quedarán a una distancia aprox. de 12km de distancia para conectar las cargas de Melonicsa y Mangosa, lo que reducirá las perdidas y mejorará la calidad de voltaje que reciben. Para la conexión de estas cargas se instalara en la nueva

subestación un transformador con relación de tensión de 24.9kV a 13.8kV para poder empalmar y alimentar parte del circuito de Malpaisillo (MLP-4020).

Con la construcción y entrada en operación de la subestación San Francisco Libre 138/24.9kV se planifica suministrar energía de manera confiable a los que ya cuentan con el servicio eléctrico y que son alimentados desde la Subestación Punta Huete, también se permitirá la conexión de Mangosa y Melonicsa atraves de un circuito exclusivo en 24.9kV desde la nueva Subestación y se contará con capacidad para futuras ampliaciones de sus cargas y para retroalimentación de carga con la Subestacion Malpaisillo.

5.- Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Nueva Subestación San Francisco Libre con nivel de tensión de 138/24.9/13.8 kV
- Obra 2: Línea de Transmisión en 138kV
- Obra 3: Redes de Distribución en 13.8kV

Obra 1: Nueva Subestación San Francisco Libre

- 1 bahía de transformación con nivel de tensión 138/24.9 kV. La bahía estará equipada con interruptor en el lado de alta y de baja tensión.
- 1 transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/24.9 kV.
- 2 bahías de línea (entrada y salida de la subestación), con interruptor y seccionador bypass.
- 7 celdas Metalclad 24.9 kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores (una de ellas para el circuito de Malpaisillo), la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- 1 transformador 2.5 MVA, con nivel de tensión 24.9 / 13.8 kV.
- 2 celda Metalclad 13.8 kV tipo interior con sus equipos respectivos (incluye 1 salida de distribución y 1 celda de entrada del transformador).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC, DC, Rectificadores y Baterías) y transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.

- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras Metálicas para Pórticos Tipo Celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Compra de Terreno.

Obra 2 Línea de Transmisión

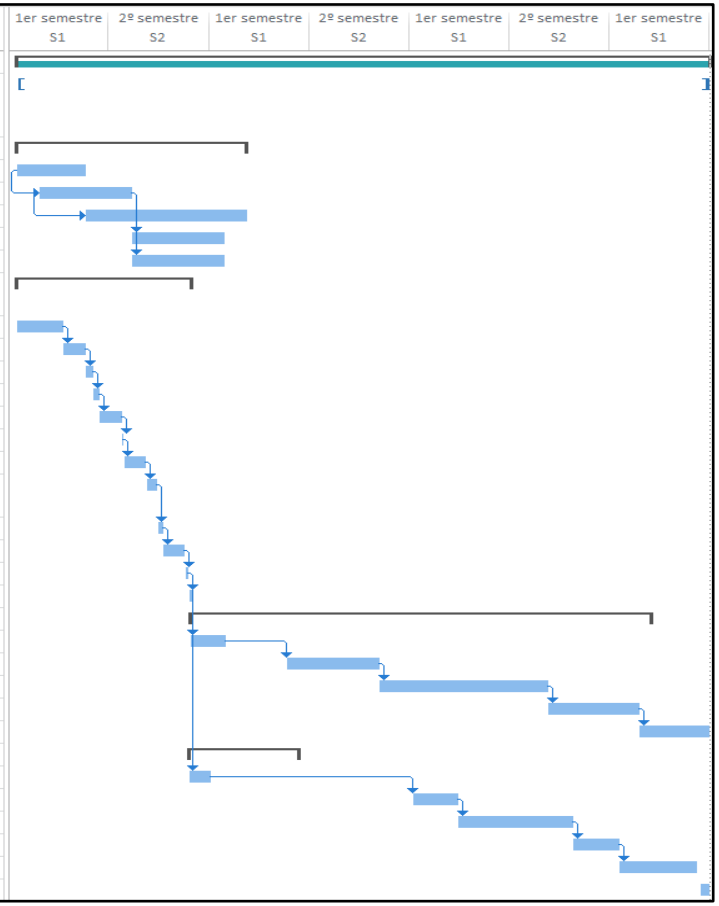
- Construcción de 10 Km de línea de 138 kV doble circuito, conductor 556.5 kcmil ASCR, con hilo de guarda tipo OPGW, abriendo la Línea Carlos Fonseca-San Benito.

Obra 3 Redes de Distribución

- Construcción de 12 Km de red de distribución, trifásica, con conductor Linnet 336 kcmil ASCR, desde la Subestación San Francisco Libre hasta Melonicsa y Mangosa, conectándose con las redes de Malpaisillo

6. - Cronograma

Nombre de tarea	Duración
PEP	**905 días**
CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN SAN FRANCISCO LIBRE, LINEA DE TRANSMISION 138 KV Y OBRAS CONEXAS.	**785 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**600 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**145 días**
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días



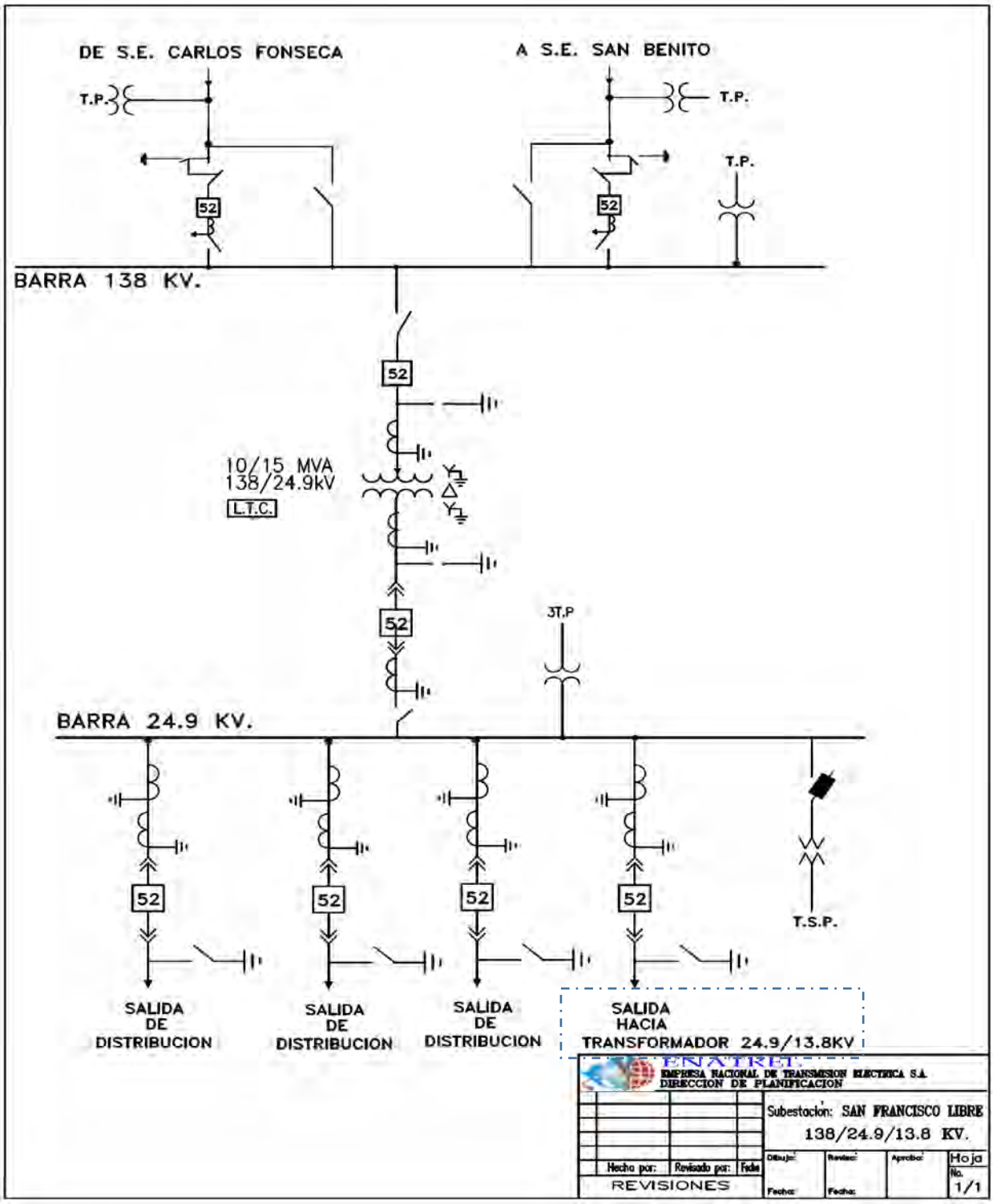
7.- Población Beneficiada

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará a 1,976 clientes actuales de San Francisco Libre y usuarios de El Jocotal, Laurel Galán, Los Tiesos, Santa María, Los Giménez, Valle San Francisco, El Congo y sectores aledaños. Se podrá satisfacer la demanda de energía de las empresas agroindustriales de la zona y brindar un servicio de energía eléctrica con mayor calidad sin interrupciones que impliquen pérdidas para las actividades económicas del área. La ejecución de este proyecto mejorara el desarrollo económico y tecnológico de la zona.

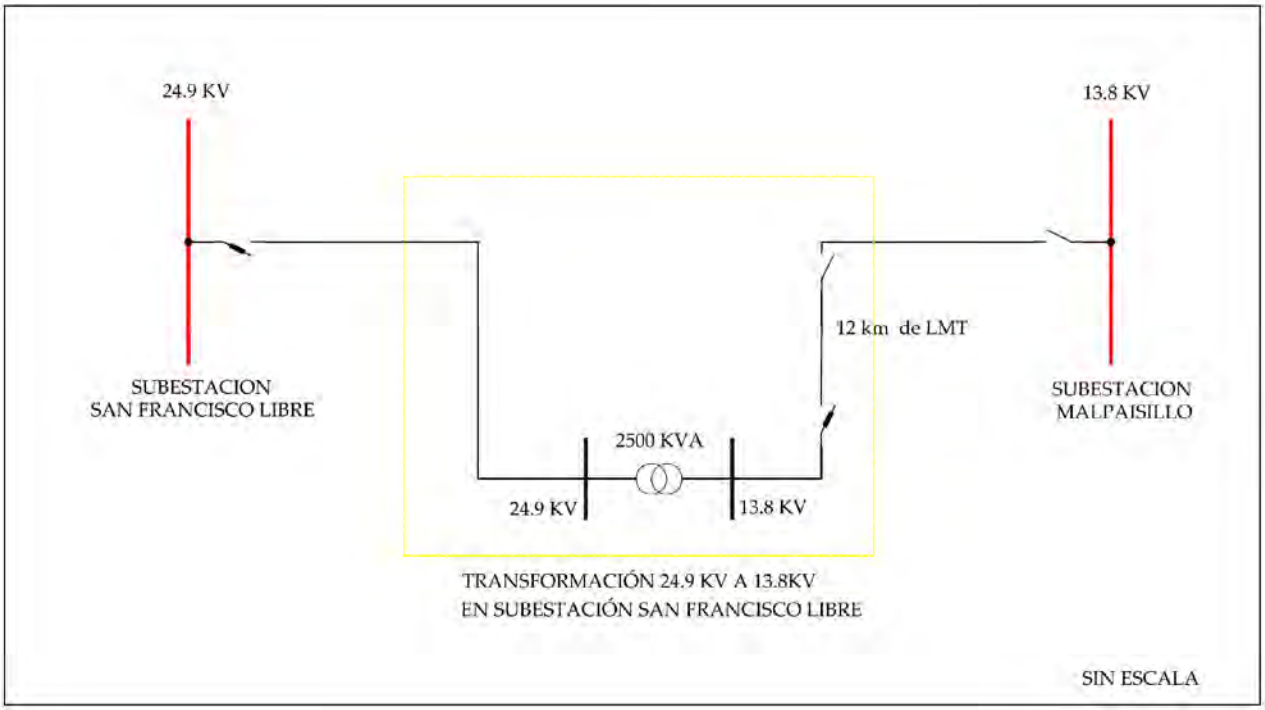
8.- Localización Del Proyecto



9. - Diagrama Unifilar Subestación San Francisco Libre



10. - Diagrama Unifilar Subestación San Francisco Libre (Continuación)



11. - Costos

El costo del proyecto tiene un valor de **US$ 10.516 millones de dólares** sin incluir imprevistos, de los cuales **US$ 9.636 millones de dólares** serán con financiamiento externo y **US$ 0.879 millones de dólares** financiamiento local.

Proyecto		
Construcción Subestación San Francisco Libre, Linea de Transmisión 138 kV y obras conexas.	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	EN GESTIÓN BCIE	**9555,442**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**527,662**
Moneda Local	Recursos Propios	**351,774**
	Costo Total $	**10434,878**

9.8.- Construcción de subestación San Miguelito 138 kV, subestación Acoyapa II y línea acoyapa - san miguelito en 138 kV

1.- Introducción

La ampliación de la cobertura del servicio eléctrico es un componente clave dentro de los planes estratégicos para continuar impulsando el desarrollo económico del país. No obstante, el tema se convierte en un reto debido a los altos niveles de inversión requeridos, principalmente en las zonas alejadas de los mayores centros urbanos del Pacifico de Nicaragua.

En la zona Caribe de Nicaragua el sistema de transmisión es menos confiable y robusto que en la zona del Pacífico. En los últimos años la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) ha realizado inversiones en el sistema eléctrico que han permitido llevar el servicio con mayor calidad a zonas aisladas de los grandes centros urbanos. No obstante, aún se requiere de muchas mejoras y expansión de la infraestructura de transmisión actual, lo que implica hacer inversiones nuevas y eficientes.

El presente proyecto consiste en la construcción de una subestación en el poblado de San Miguelito, la cual se conectará a través de una línea en 138 kV a la Subestación Acoyapa II.

La Subestación San Miguelito en 138 kV sustituirá a la actual Subestación San Miguelito en 69 kV y asumirá la carga de los poblados de San Miguelito y zonas aledañas.

2.- Objetivos

General

Suministrar energía confiable y Segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios que recibirán el servicio eléctrico en San Miguelito y zonas aledañas Específicos.

Específicos

• Mejorar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en las zonas de San Miguelito.

• Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen actualmente el servicio de energía eléctrica en la zona de influencia de la Subestación San Miguelito.

• Ampliar la capacidad de transmisión para contribuir a que nuevos

usuarios sean electrificados con el programa PNESER-FODIEN en las zonas rurales de San Miguelito y zonas aledañas.

• Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales.

• Disminuir la cantidad de Energía No Servida (ENS) debido a colapsos de estructuras de madera en el subsistema de 69 kV.

3.- Situación Actual

La Línea Acoyapa-San Miguelito (L 6110) fue construida en 1971, es una línea radial en 69 kV, con una longitud de 75 km, sus estructuras son postes de madera y el calibre de su conductor es 4/0 AWG ACSR. Actualmente la capacidad de transmisión de la línea es de 6 MVA. Considerando una vida útil operativa de 40 años, la línea L 6110 lo sobrepasa en 8 años. La caída de tensión en la línea de transmisión se mantiene dentro de lo establecido por la norma de transmisión, para esto se restringe la capacidad del conductor a 6 MVA como ya se indicó.

En cuanto a las pérdidas o caídas de voltaje que se producen en las redes de distribución, es un dato con el que no cuenta ENATREL.

Los años de servicio de las estructuras de madera ya superan su vida útil, por lo que muchos se encuentran deteriorados y es frecuente la ocurrencia de colapsos, principalmente en invierno, lo cual ocasiona interrupción del suministro de energía eléctrica en la zona.

La demanda y la cargabilidad del transformador de la Subestación San Miguelito en 69 kV en los últimos tres años se presenta en la siguiente tabla. Cabe destacar que el transformador instalado tiene una capacidad de 6.25 MVA, unos 5.7 MW, y fue instalado en 1981. Tomando una vida útil de 40 años, al igual que en el caso de la línea, al transformador le restan únicamente 3 años de vida operacional.

Por otra parte, el transformador de la Subestación Acoyapa tiene una capacidad de 15 MVA, unos 14.25 MW, y fue instalado en 1994. Tomando una vida útil de 40 años, al igual que en el caso del transformador de la Subestación San Miguelito, al transformador le restan 25 años de vida operacional.

4.- Justificación

La línea Acoyapa-San Miguelito (L6110) de 69kV, tiene más de 45 años de operación, debido a la antigüedad de las estructuras de madera, muchas se encuentran muy deterioradas y es común la ocurrencia de colapsos en época

de invierno. Adicionalmente, estas estructuras se ven afectadas por la quema de maleza en las zonas de cultivo.
Esta línea a presentando hasta más de 60 salidas al año. Debido a su extensión y su configuración radial un fallo de la misma conlleva la pérdida total del servicio de energía eléctrica en la zona de San Miguelito.

Además de la gran cantidad de fallas, la localización de la línea (249 km desde Managua) provoca que un fallo conlleve largos periodos de restablecimientos del servicio. Todo esto provoca altos índice de indisponibilidad en esta línea, lo que consecuentemente significan altos costos de mantenimiento y una gran cantidad de ENS anualmente.

La justificación del proyecto está sujeto a dos consideraciones fundamentales. La primera es la cantidad de fallas en la línea que interconecta a las subestaciones Acoyapa y San Miguelito, como ya se expuso esta línea es en 69 kV, para mejorar las prestaciones del servicio, se propone pasar a líneas de 138 kV, esto ya de por si requiere del cambio en las subestaciones Acoyapa y San Miguelito. La siguiente consideración, aunque menos relevantes, son las fallas propias de las subestaciones. Las cuales se presentan más adelante en este mismo capítulo.

Por otra parte, una vez se realice la sustitución de la Subestación San Miguelito de 69 kV a 138 kV, se podrá expandir el sistema de transmisión hacia San Carlos, donde se proyecta la construcción de una nueva subestación eléctrica dentro de los planes de expansión de ENATREL. Cosa que, debido a las grandes distancias, sería imposible en un sistema de 69 kV.

En cuanto a la decisión de construir una nueva subestación en Acoyapa y realizar una ampliación de la capacidad en San Miguelito, obedece a la disponibilidad de terreno.

En el caso de Acoyapa no es posible utilizar para el proyecto algún terreno adyacente al utilizado por la Subestación Acoyapa actual. Por ende, se entiende que la localización de la nueva subestación deberá ser distinta, y ambas subestaciones trabajaran al unísono.

Para el caso de la Subestación Miguelito en 138 kV, se cuenta con un terreno propicio para el proyecto, y es el terreno utilizado por la subestación actual. Por tanto, se habla de una ampliación de capacidad, ya que se sustituirá una subestación por otra.

5.- Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras

civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio de las siguientes obras:

Obra 1: Construcción de Subestación San Miguelito a 138 kV, con capacidad de 10/15 MVA.

Obra 2: Construcción de Subestación Acoyapa II 138 kV, con capacidad de 10/15 MVA.

Obra 3: Línea transmisión 138 kV, con una longitud total aproximada de 90 km.

Obra 1: Construcción de subestación San Miguelito 138kV

• 1 bahías de línea en 138kV, con interruptor y seccionador bypass.
• 1 barra de 138kV
• 1 bahía de transformación con relación de tensión 138/24.9 kV.
• 1 transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/24.9 kV.
• 7 celdas Metaclad de 24.9kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
• Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
• Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
• Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
• Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
• Estructuras metálicas para pórticos tipo celosía.
• Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
• Cables de potencia y control.
• Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).
• Adquisición de terreno.

Obra 2: Construcción de Subestación Acoyapa II 138kV

• 3 bahías de línea en 138kV, con interruptor y seccionador bypass, para las salidas a las subestaciones Santa Maria y San Miguelito.
• 2 Barra de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores y herrajes.
• 2 Bahías de Acople de barras 138kV
• 1 bahía de transformación con relación de tensión 138/24.9 kV.
• 1 transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/24.9 kV.

• 7 celdas Metaclad de 24.9kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
• Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
• Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
• Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
• Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
• Estructuras metálicas para pórticos tipo celosía.
• Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
• Cables de potencia y control.
• Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).
• Adquisición de terreno.

Obra 3: Construcción de Línea de Transmisión 138kV

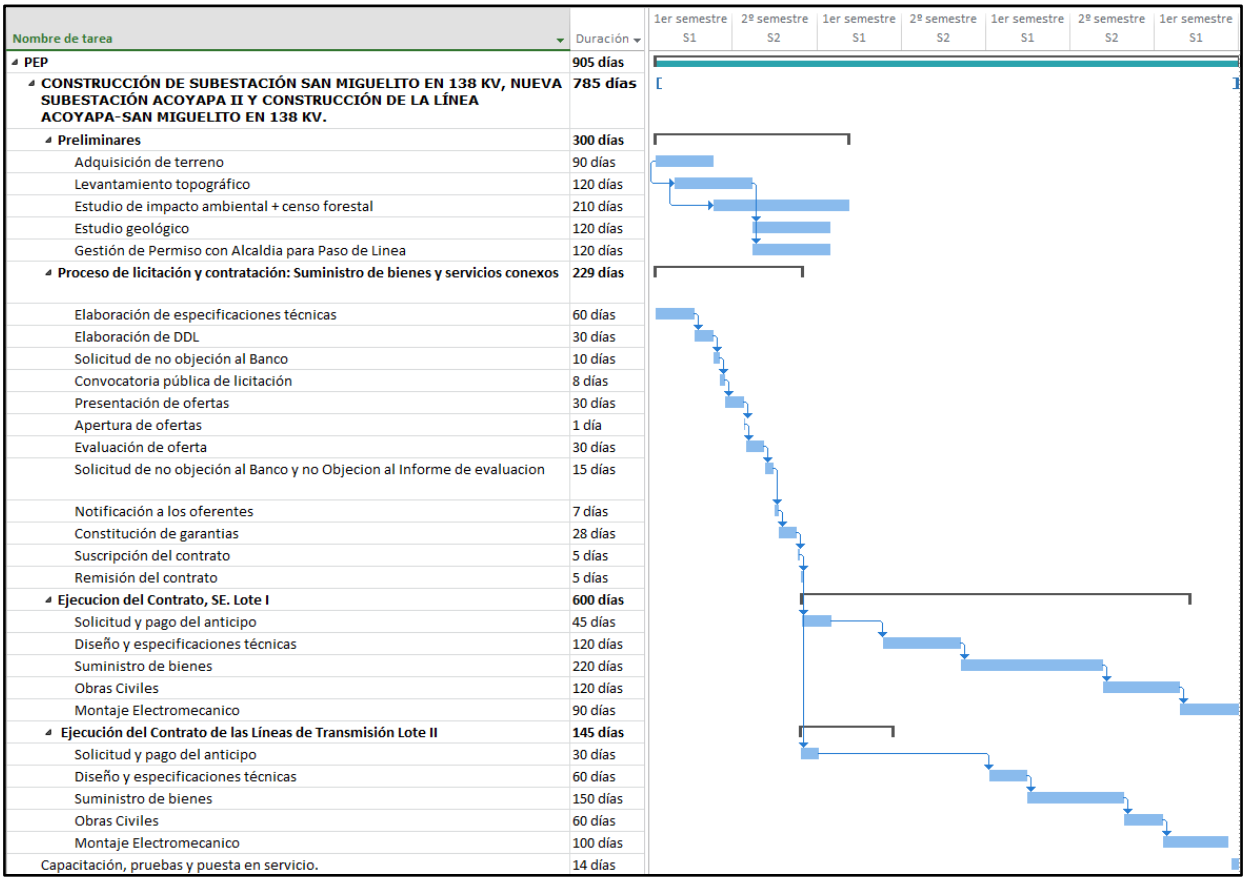
• 85 km de línea de transmisión de 138kV, simple terna, entre la Subestación Acoyapa y la nueva Subestación San Miguelito, con conductor 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW de 48 hilos, montada en estructuras de torres de celosía y postes.
• 1.5 km de línea de transmisión de 138kV, doble terna, desde la subestación Acoyapa II hasta interceptar la línea existente Acoyapa-La Gateada, con conductor 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW de 48 hilos, montada en estructuras de torres de celosía y postes.
• En la subestación Acoyapa actual se deberá by pasear las líneas de 138kV actuales.

6. - Costos

El costo total del proyecto corresponde a **USD 30.57** millones de dólares, de los cuales **USD 29.34** millones será Financiamiento externo y **USD 1.22** millones corresponden a Financiamiento local.

Proyecto		
Construcción de subestación San Miguelito 138 kV, subestación Acoyapa II y línea acoyapa - san miguelito en 138 kV	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	EN GESTIÓN BCIE	**29346,449**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**735,547**
Moneda Local	Recursos Propios	**490,365**
	Costo Total $	**30572,362**

7. - Cronograma



Nombre de tarea	Duración
PEP	905 días
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN SAN MIGUELITO EN 138 KV, NUEVA SUBESTACIÓN ACOYAPA II Y CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA ACOYAPA-SAN MIGUELITO EN 138 KV.	785 días
Preliminares	300 días
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	229 días
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	600 días
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	145 días
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días

8. - Población Beneficiada

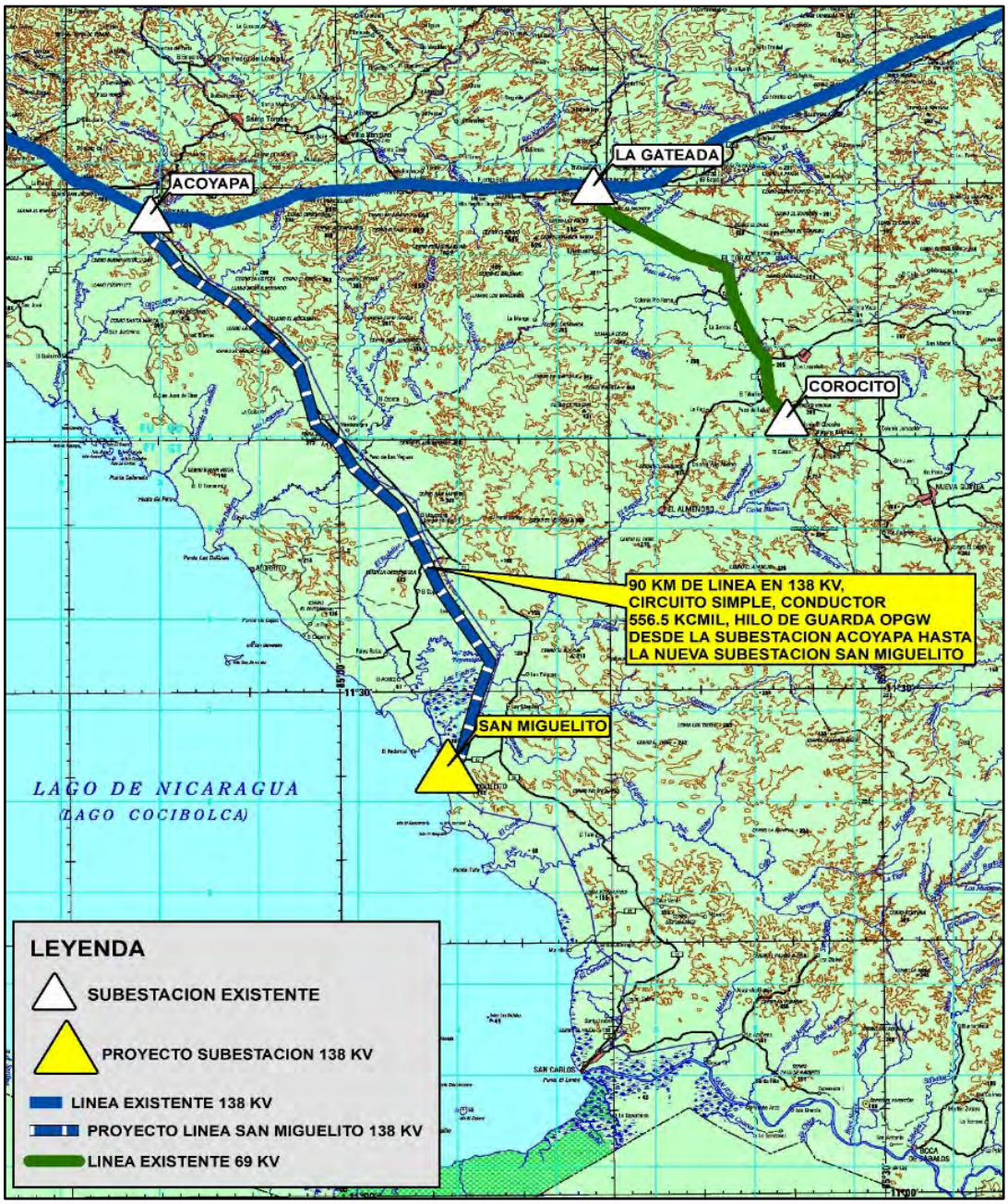
Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará a 11,866 clientes actuales de la Subestación San Miguelito.

Se estima que en la zona de influencia del proyecto tiene un índice de cobertura eléctrica de aproximadamente el 48.3 % y existen unas 21 comunidades sin electrificar, que representaría unas 2,127 viviendas, con

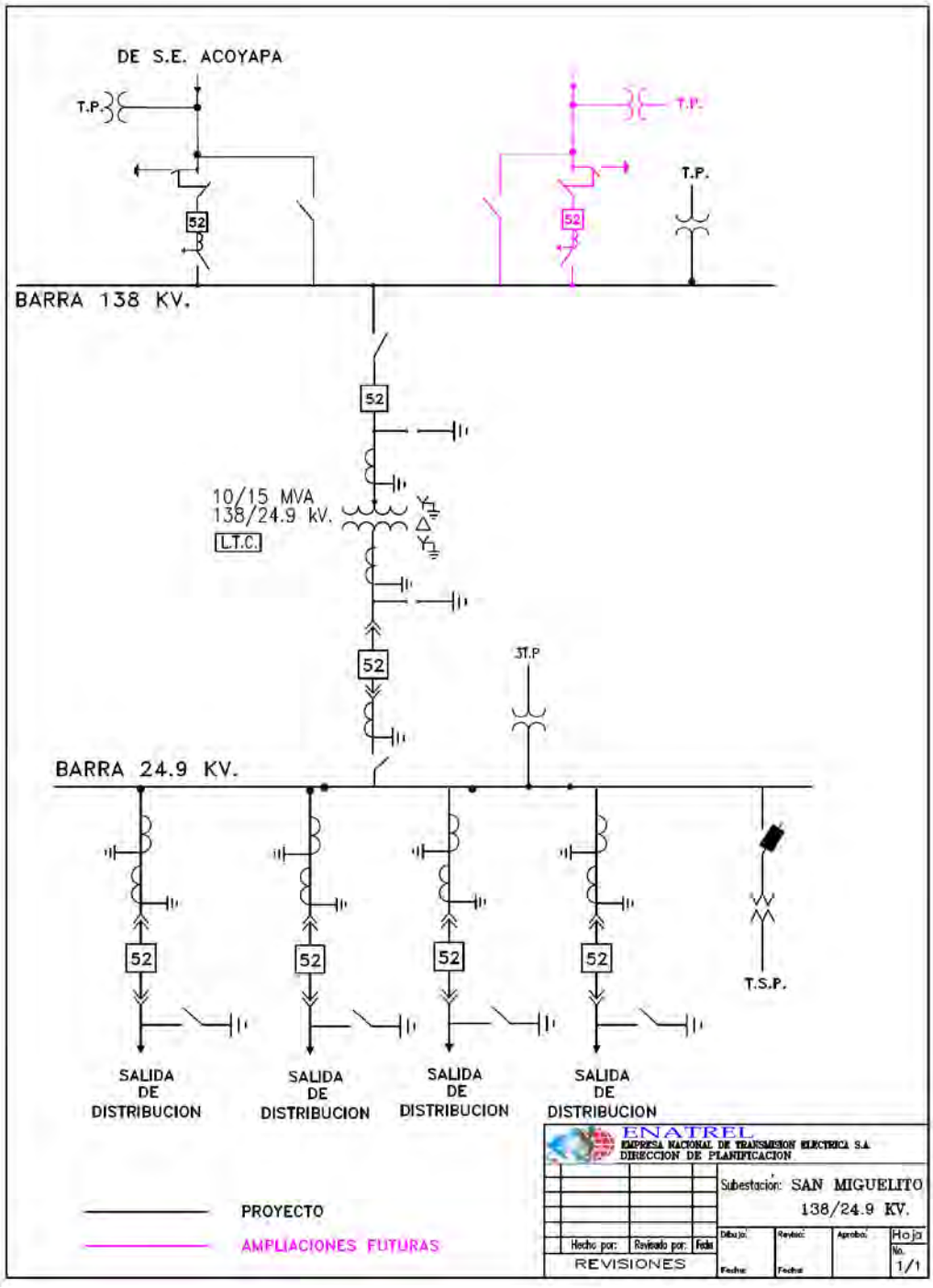
una población de 9,700 personas que potencialmente sería beneficiada con el nuevo servicio.

Siendo así, se estima que, en total, podrían ser beneficiados unas 21, 563 personas.

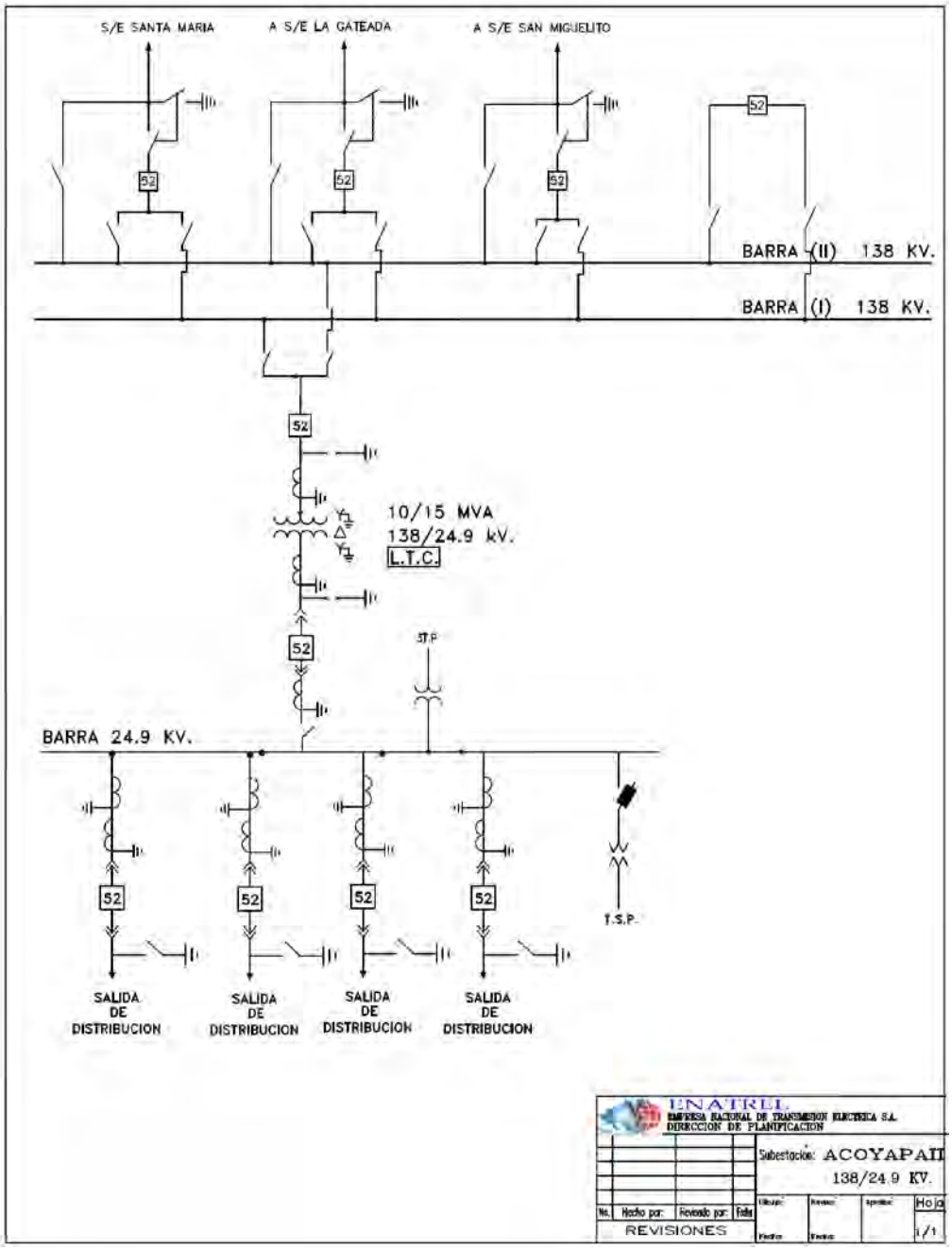
9. - Localización Del Proyecto



10.– Diagrama Unifilar Subestación San Miguelito



11.– Diagrama Unifilar Subestación Acoyapa II



9.9.- Subestación San Carlos 138 kv, Construcción de línea san miguelito - san carlos en 138 kV y ampliación de subestación san miguelito

1.- Introducción

La ampliación de la cobertura del servicio eléctrico es un componente clave dentro de los planes estratégicos para continuar impulsando el desarrollo económico del país. No obstante, el tema se convierte en un reto debido a los altos niveles de inversión requeridos, principalmente en la zona alejadas de los mayores centros urbanos del Pacifico de Nicaragua.

En la zona Caribe del país el sistema de transmisión es menos confiable y robusto que en la zona del Pacífico. La zona del Caribe es la región más extensa y a su vez la región menos poblada del país, por lo que los pocos centros urbanos de tamaño considerable se encuentran distantes entre sí, provocando que las subestaciones existentes estén cerca de algunos centros de carga importante, pero lejos de otros, por lo que para llegar con el servicio eléctrico a las zonas más alejadas se procede a extender excesivamente los circuitos de distribución, con lo cual se brinda un suministro de energía eléctrica de baja calidad. Esta es la situación que históricamente se ha presentado en el departamento de Río San Juan.

Sin embargo, en los últimos años ENATREL ha realizado inversiones en el sistema eléctrico que han permitido llevar el servicio con mayor calidad a zonas aisladas de los grandes centros urbanos. No obstante, aún se requiere de muchas mejoras y expansión de la infraestructura de transmisión actual, lo que implica hacer inversiones nuevas y eficientes.

Por otro lado, en los últimos años la empresa distribuidora de energía eléctrica ha solicitado a ENATREL una nueva subestación en San Carlos, municipio del departamento de Río San Juan. Al sureste del país. Esta solicitud se realiza en base a los estudios que la propia empresa distribuidora lleva a cabo para planificar su expansión y para garantizar la calidad del servicio en toda su zona concesionada.

Bajo estas premisas la iniciativa descrita en este documento consiste en construir una nueva Subestación entre los poblados de La Vega y La Azucena en el municipio de San Carlos, dicha subestación tendrá un transformador de potencia de 10/15 MVA y se conectará a través de una línea de 48 km en 138 kV a la Subestación San Miguelito.

2. - Objetivos

General

Mejorar la confiabilidad en la transmisión eléctrica para favorecer la calidad del servicio de los usuarios actuales y futuros en San Carlos, Boca de Sábalos y zonas aledañas.

Específicos

• Proveer una mejor calidad del servicio eléctrico en las zonas de San Carlos y Boca de Sábalos, fortaleciendo el sistema de transmisión local.

• Disminuir la longitud de las redes de distribución provenientes de la Subestación San Miguelito actual.

• Disminuir la carga de la Subestación San Miguelito.

• Disminuir las pérdidas por distribución eléctrica del circuito SNM 4020.

• Satisfacer el crecimiento de la demanda del suministro eléctrico asociado al desarrollo del casco urbano del municipio de San Carlos y de algunos sectores aledaños.

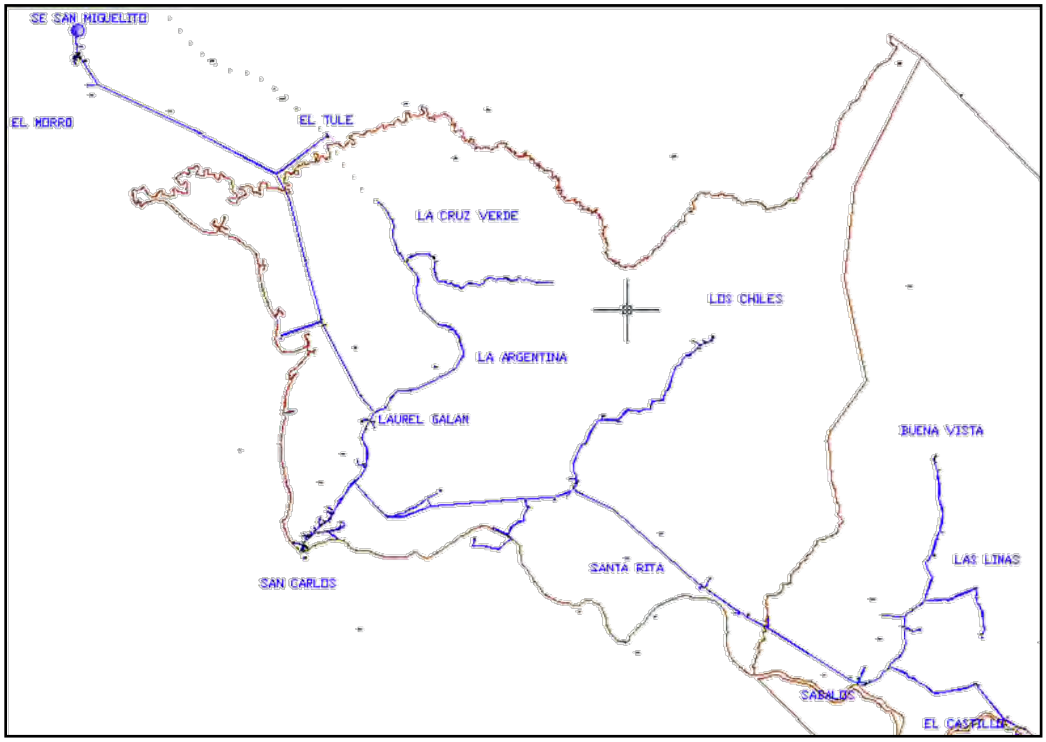
• Fortalecer el sistema eléctrico de transmisión para permitir la electrificación rural en la zona.

3. - Situación Actual

La Subestación San Miguelito tiene un transformador de 6.25 MVA instalado en 1980 y está interconectada con la Subestación Acoyapa a través de una línea (L6110) en 69 kV de 75 km de longitud, construida en 1971, la mayor parte de la cual está montada en estructuras de madera.

Esta subestación tiene una demanda de potencia máxima cercana a los 4.1 MW y alimenta los sectores de San Carlos, San Miguelito, El Castillo, Boca de Sábalos, Los Chiles, El Tule, Las Azucenas, La Esperanza, Buena Vista, La Argentina, La Culebra, Laurel Galán, La Cruz Verde, Santa Fe y sectores aledaños.

Actualmente los poblados de Boca de Sábalos y El Castillo, los cuales están localizados a más de 90 km de la Subestación San Miguelito, son alimentados por el circuito SNM 4020, que tiene una demanda de 3.1 MW y una capacidad de acuerdo a sus condiciones de operación actual y su conductor de 5.1 MW. A continuación, se presenta una ilustración del circuito en mención.



Circuito de Distribución (SNM4020) en el municipio de San Carlos.

En la ilustración se observa la sección troncal del circuito SNM 4020 y los principales poblados y zonas que sirve. Es un circuito con una extensión excesiva que ha crecido en función de la necesidad de electrificar las zonas más alejadas del departamento.

El desarrollo de este proyecto es clave para el futuro desarrollo socioeconómico del municipio de San Carlos y en particular para los planes de desarrollo turístico implementados en los últimos años en el extremo sur del departamento de Rio San Juan.

4. - Justificación

El servicio eléctrico para la zona del casco urbano de San Carlos es provisto a través de una infraestructura de distribución (circuito SNM 4020), que consta de 285 km de red primaria y secundaria y 384 transformadores, lo que suma una capacidad instalada de 7.67 MVA.

El circuito SNM 4020 tiene una demanda máxima de potencia superior a los 3 MW y una capacidad restringida por las condiciones actuales (tipo de conductor, topología y longitud del circuito) de 5.1 MW.

Bajo las condiciones de topología de red de distribución, el estado de la infraestructura eléctrica de alta y media tensión, la demanda eléctrica y su

crecimiento, técnicamente no es posible proveer un servicio eléctrico de calidad en la zona del proyecto.

Según la información presentada por la empresa distribuidora, al final del extenso circuito SNM 4020 de San Miguelito se presenta una caída de tensión de 27 %. Por tanto, el servicio actual no cumple con la calidad requerida y el crecimiento de la demanda no podría ser satisfecho debido a las restricciones técnicas del circuito.

Este no es el único problema técnico que adolece el servicio prestado a través del SNM 4020. Las fallas intempestivas son muy frecuentes en el circuito.

Para mejora la calidad del suministro eléctrico del departamento de Río San Juan y en particular de los municipios de San Carlos, Boca de Sábalos y El Castillo, se propone la construcción de la Subestación San Carlos en 138 kV, interconectada con una línea de transmisión de 48 km de longitud, construida desde la Subestación San Miguelito en 138 kV.

Con esta subestación disminuirán las caídas de voltajes existentes, aumentará la capacidad de transmisión de potencia en el sistema, permitiendo que el servicio eléctrico de la zona sea más confiable, robusto, con capacidad para abastecer nuevos proyectos turísticos y continuar conectando a nuevos usuarios, mediante los proyectos de electrificación rural.

5. - Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, de las siguientes obras:

Obra 1: Construcción de Subestación San Carlos 138 kV, con capacidad de 10/15 MVA.
Obra 2: Ampliación Subestación San Miguelito
Obra 3: Construcción de 48 km de línea transmisión de 138 KV
Obra 4: Construcción de 40 km de línea en 24.9 kV

A continuación, se detallan cada una de las obras:

Obra 1: Construcción de Subestación San Carlos 138 kV, con capacidad de 10/15 MVA.

- 1 Bahía de Transformación 138/24.9 kV.
- 1 Transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/24.9 kV.

- 7 celdas Metaclad de 24.9kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- Estructuras metálicas para pórticos tipo celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).
- Adquisición de terreno.

Obra 2: Ampliación Subestación San Miguelito

- 1 bahías de líneas en 138kV, con interruptor y seccionador bypass.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación en las nuevas bahías.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles de la nueva bahía (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Obra 3: Construcción de 48 km de línea transmisión de 138 KV

- 48 km de línea de transmisión de 138kV, simple terna, entre la subestación San Miguelito y la nueva subestación San Carlos, con conductor 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW de 48 hilos, montada en estructuras de torres de celosía y postes.

Obra 4: Construcción de 40 km en 24.9 kV

- El proyecto considera la construcción de 40 km de red troncal trifásica en 24.9kV, con conductor 3/0 ACSR, para las cuatro salidas de distribución de la subestación.

Una vez concluido el proyecto, la Subestación San Carlos se conectará por

medio de una línea de 48 km desde la Subestación San Miguelito, la cual será ampliada para tal fin, todo en nivel de tensión de 138 kV.

Con la Subestación San Carlos en operación se tomará parte de la carga del circuito SNM 4020, liberando de carga a la Subestación San Miguelito, reduciendo la longitud del circuito y las pérdidas en distribución, adicionalmente permitiendo la anexión de nuevas cargas producto de los proyectos de electrificación rural.

El proyecto permitirá ampliar y robustecer el sistema de transmisión en el departamento de Río San Juan y sentará las bases para seguir expandiendo el sistema de transmisión hacia el sur del departamento donde existe un creciente potencial turístico.

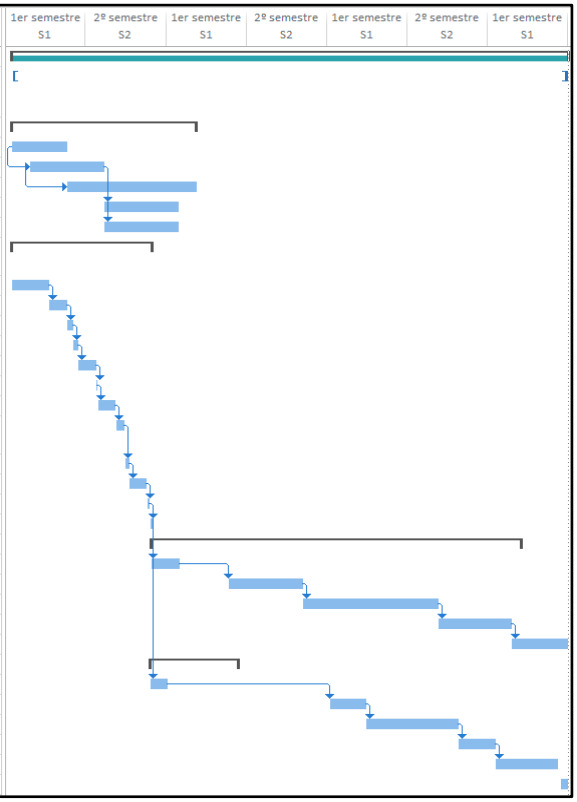
6. - Costos

El costo total del proyecto corresponde a USD 16.33 millones de dólares, de los cuales USD 15.53 millones será Financiamiento externo y USD 0.797 millones corresponden a Financiamiento local.

Proyecto		
Subestación San Carlos 138 kv, Construcción de línea san miguelito - san carlos en 138 kV y ampliación de subestación san miguelito	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	EN GESTIÓN BCIE	**15534,069**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**478,373**
Moneda Local	Recursos Propios	**318,915**
	Costo Total $	**16331,358**

7.- Cronograma

Nombre de tarea	Duración
PEP	**905 días**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN SAN CARLOS EN 138 KV, CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA SAN MIGUELITO-SAN CARLOS EN 138 KV Y AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SAN MIGUELITO	**785 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**600 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**145 días**
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días



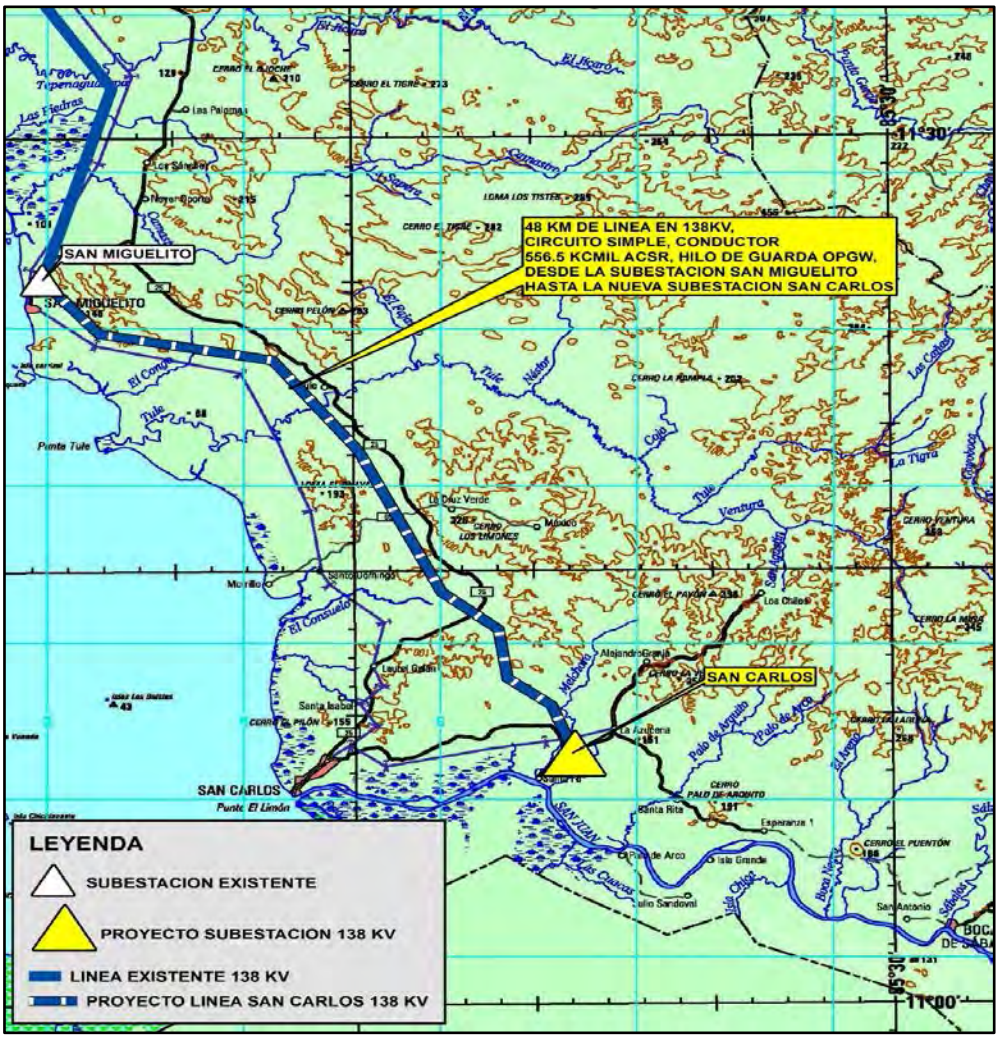
8.- Población Beneficiada

Con el proyecto se mejorará el servicio a 12,037 clientes de los municipios de San Carlos y El Castillo.

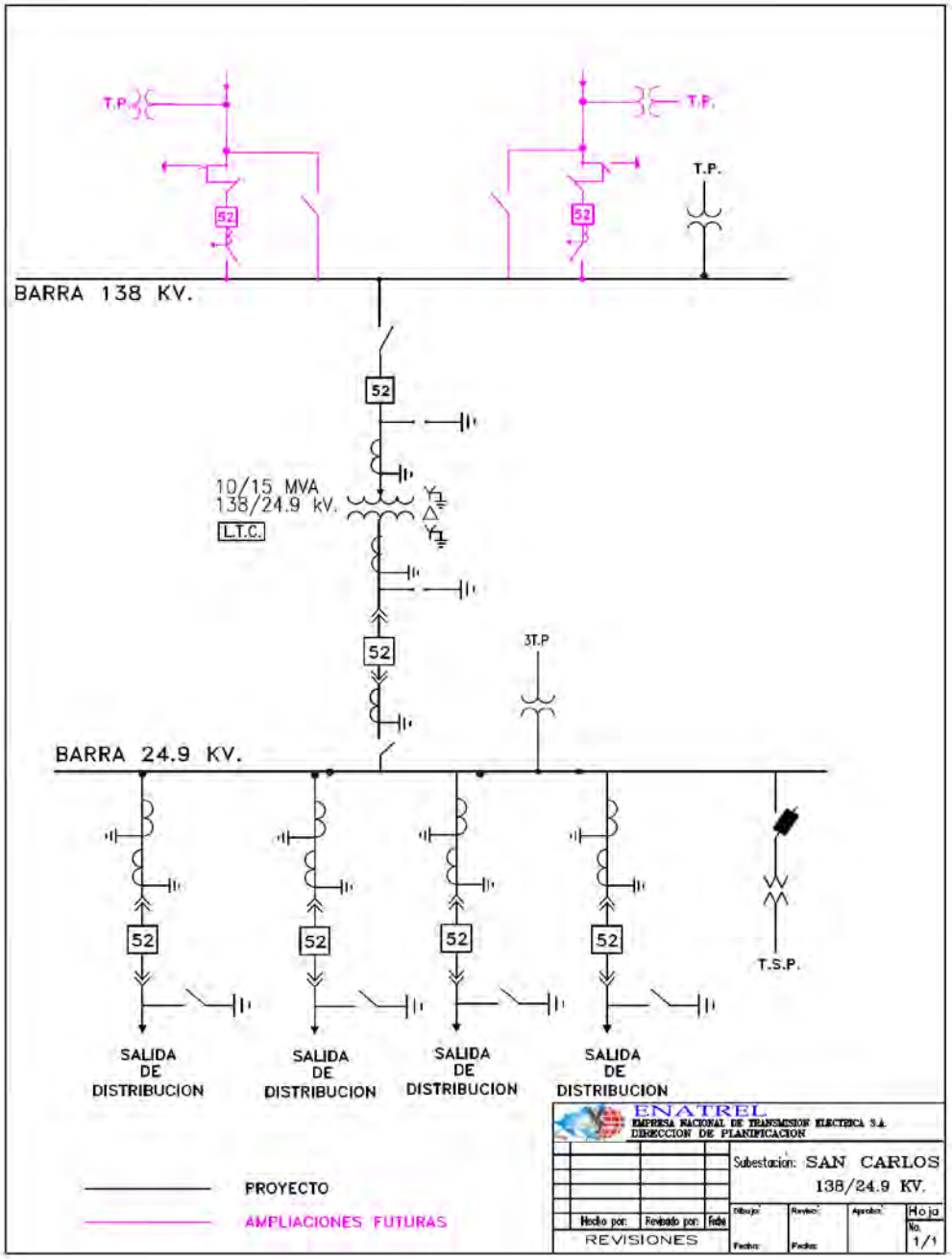
Así mismo, podrán ser beneficiados 7,938 pobladores que aún no cuentan con el servicio eléctrico en ambos municipios. Esto corresponde a unas 1,464 viviendas de 83 comunidades. Dando un total de beneficiarios de 19,975.

9.- Localización Del Proyecto

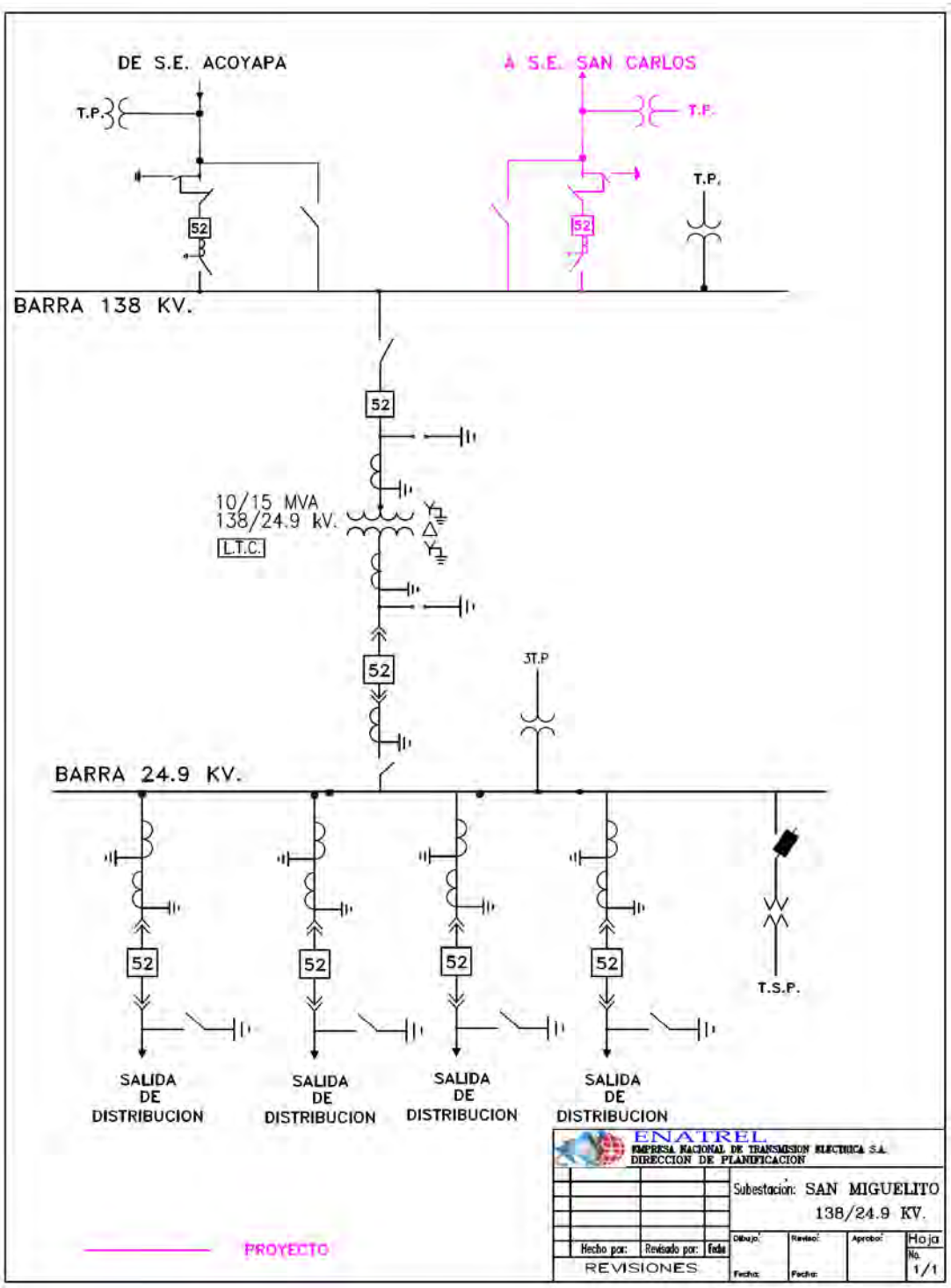
El proyecto se localiza en el municipio de San Carlos, en el departamento de Río San Juan. La figura a continuación muestra la localización de la Subestación San Carlos.



10.- Diagrama unifilare subestación San Carlos 138 kV



11.- Diagrama unifilare subestación San Miguelito 138 kV



9.10.- Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de 138 kV Catarina-Nandaime-Rivas

1. Introducción

La línea Catarina – Nandaime (L8120) y Nandaime-Rivas (L8220) se construyeron en el año 1982, ambas líneas utilizan el conductor Linnet 336.4 MCM ASCR el cual tiene una capacidad de hasta 96MW.

En la zona Sur del Sistema se encuentran limitadas las transferencias con los países vecinos (Costa Rica-Panamá) ya que en la línea Masaya-Amayo se encuentran conectadas las plantas eólicas las cuales totalizan una potencia de 186 MW, por lo que en la época de verano las transferencias se limitan hasta 50MW ya que en estos meses es donde se presentan los mayores aportes de la generación eólica alcanzando hasta su máxima capacidad.

Es por ello que ENATREL está ejecutando el proyecto de Refuerzos de Transmisión para la generación eólica en donde se considera la Subestación La Virgen (actualmente en servicio) y la construcción de aprox. 118 km de líneas (82 km en 230kV entre las subestaciones La Virgen-Masaya, 20km entre Amayo-La Virgen y 16km en 138kV entre Rivas y La Virgen). De esta forma existe una línea paralela a la línea de 230kV existente, desde la Subestación Amayo hasta la Subestación Masaya (además de la línea Siepac, Ticuantepe-Cañas).

Sin embargo, para poder trasegar los 300MW en la zona Sur del país es necesario repotenciar la línea Catarina – Nandaime – Rivas.

Estos refuerzos nacionales constituyen un compromiso de los países de la América Central los cuales deben construir estas obras.

2. Antecedentes

En los últimos años se ha venido desarrollando el establecimiento del Mercado Eléctrico Regional (MER) donde se puedan efectuar transacciones de potencia de manera confiable de hasta 300 MW con el SIEPAC. Sin embargo, actualmente las transferencias se encuentran limitadas siendo la máxima transferencia de Sur a Norte de 50MW y de Norte a Sur de 180MW, una razón de esto es que se requieren refuerzos en transmisión en el Sistema Nacional para poder alcanzar la capacidad del proyecto SIEPAC.

Se han realizado diversos estudios para determinar los refuerzos en transmisión para permitir las transferencias de 300MW entre pares de países. En el estudio más reciente "DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL DE AMÉRICA CENTRAL 2019-2023" realizado

por el Ente Operador Regional (EOR) para dicho periodo, se indica como parte de los refuerzos de transmisión para Nicaragua lo siguiente:

- Instalación de un tercer auto transformador en la subestación Ticuantepe II
- Aumento de la capacidad de la línea Nandaime – Rivas

Así mismo se indica que EPR deberá realizar la apertura de la línea Siepac (en el tramo Ticuantepe-Cañas) y conectarla a la Subestación Rivas.

3. Situación Actual

Enatrel está realizando la construcción de las líneas de transmisión asociadas a la Subestación La Virgen: Línea de 230kV Amayo-La Virgen, Línea de 230kV Masaya-La Virgen, Línea de 138kV Rivas-La Virgen. La Subestación La Virgen entro en operación en el año 2017.
Así mismo se realizó la instalación de un autotransformador de 120MVA con relación de tensión 230/138kV en la Subestación La Virgen, el cual se conectará a la subestación Rivas a través de una línea de 16 km con conductor 556.5 ASCR. El proyecto Refuerzos de Transmisión para la generación eólica considera el cambió de los transformadores de corrientes de las subestaciones Catarina, Nandaime y Rivas, ya que actualmente la capacidad operativa entre estos tramos de líneas es de 50MW y con dicho proyecto se aumentará a 96MW (capacidad del conductor 336.4 ASCR).

4. Objetivos

General

- Incrementar la capacidad de transporte de las Líneas de 138kV Catarina-Nandaime y Nandaime-Rivas, para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo del Sistema establecidos la Normativas Nacional y Regional.

Específicos

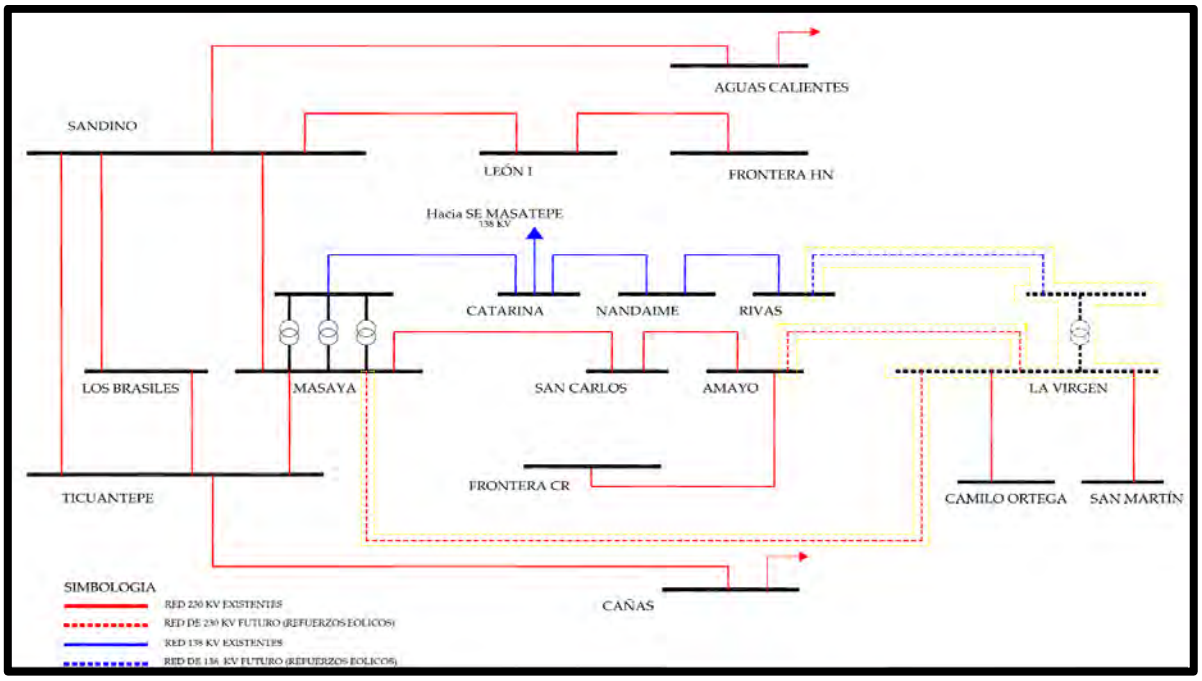
- Realizar el cambio del conductor existente por uno de alta temperatura y baja flecha.

- Mejorar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional y del Sistema Eléctrico Regional creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

- Garantizar las condiciones técnicas necesarias para lograr la transferencia de 300MW de Nicaragua.

5. Justificación

El proyecto SIEPAC al ser un sistema de transmisión interconectado con los sistemas eléctricos nacionales, para las transferencias los flujos de electricidad utilizan las redes a lo interno de los países, por lo cual se requieren realizar nuevos y continuos estudios que identifiquen oportunamente las debilidades, necesidades de incrementar la capacidad térmica u otras, que se vayan creando en el sistema de transmisión regional, para continuar impulsado las mejoras y refuerzos nacionales o regionales que se requieran.
Cuando entre en operación el enlace de 138kV Rivas –La Virgen se formará un anillo en 138Kv y 230Kv desde la Subestación Masaya conectando las subestaciones Catarina-Nandaime-Rivas-La Virgen-Amayo-San Carlos-Masaya-Catarina, a como se muestra en el siguiente diagrama:



Cuando entre en operación el enlace de 138kV Rivas –La Virgen los flujos en la línea Catarina – Rivas aumentaran, ya que al ser parte la subestación Masaya y Amayo de la Red de Transmisión Regional (RTR), en condiciones de trasiego parte de los flujos de las transferencia utilizan las red de 138KV Masaya-Catarina-Nandaime-Rivas-La Virgen, esta línea será utilizada y en situaciones de contingencia esta línea se llega a sobrecargar a más de 96MW, siendo necesario aumentar su capacidad como mínimo a 150MW. En los casos sin transferencia no se producen sobrecargas, por lo cual, la sobrecarga es atribuible a las transferencias.

Para esto se debe realizar un levantamiento lidar de la línea y realizar los análisis para determinar si las estructuras existentes pueden utilizar el conductor ASCC Dove 556.5 para aumentar la capacidad de estos tramos a 200MW o bien en su defecto utilizar el ASCC Linnet 336.4.

6. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- 20 km de cambio de conductor linnet 336.4 ACSR por Conductor linnet 336.4 ACSS/TW / Dove 556.5 ACSS/TW HTLS e Instalación de Aisladores, Herrajes y Accesorios. Instalación de Fibra Óptica OPGW de 48 hilos. Se realizará el desmontaje de los conductores existentes y su traslado a los almacenes.

- 41 km de cambio de conductor linnet 336.4 ACSR por Conductor linnet 336.4 ACSS/TW / Dove 556.5 ACSS/TW HTLS e Instalación de Aisladores, Herrajes y Accesorios. Instalación de Fibra Óptica OPGW de 48 hilos. Se realizará el desmontaje de los conductores existentes y su traslado a los almacenes.

- Realización de estudio Levantamiento LIDAR de las líneas Catarina-Nandaime y Nandaime-Rivas existentes, con el propósito de determinar el conductor que se puede utilizar ya sea 556.5 Dove ASCC/TW o 336.4 Linnet ASCC/TW con la utilización de las estructuras existentes, o bien adecuaciones necesarias a las mismas con el propósito de elevar la capacidad de esta línea de 96MW a 150MW-200MW.

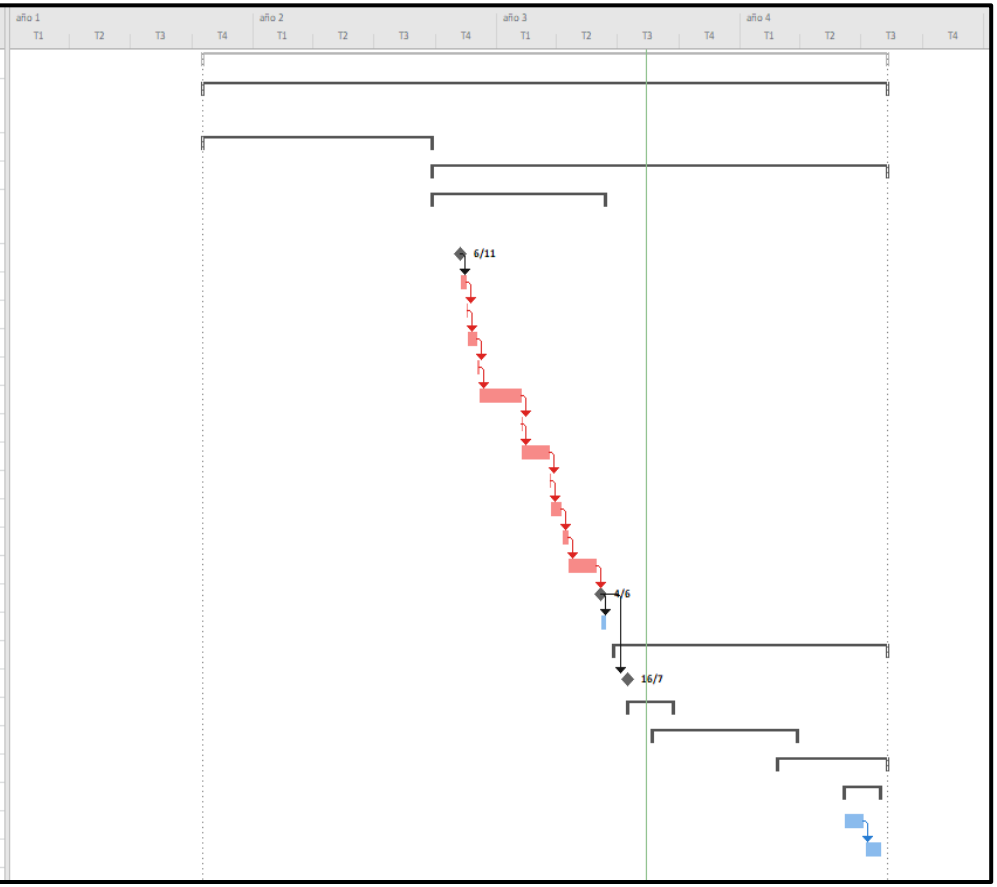
7. Costos del Proyecto

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 4.432 millones de dólares, de los cuales US$ 4.356 millones es financiamiento externo y 0.076 millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

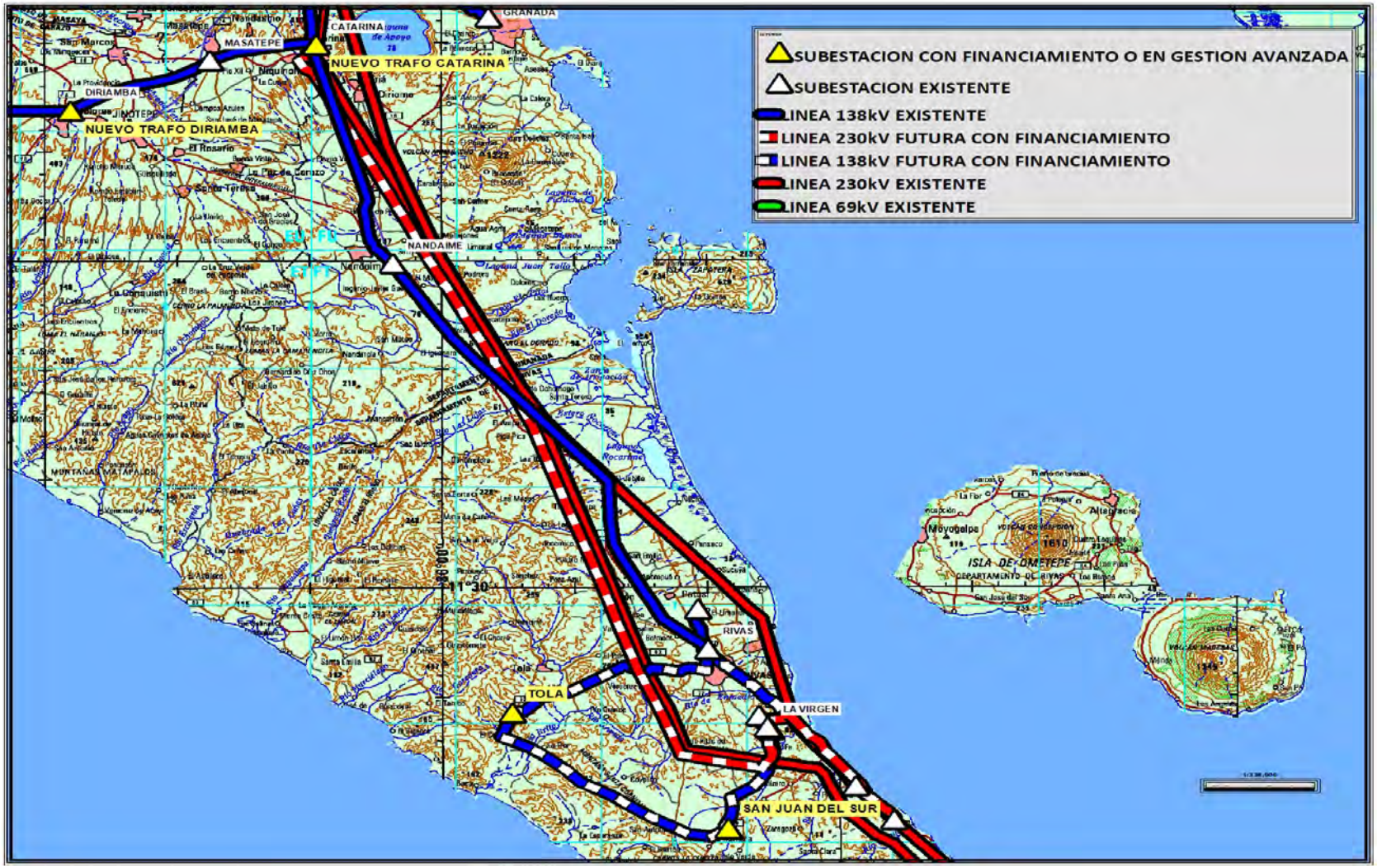
Descripción	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local U$	Financiamiento Externo U$	Total US $
Cambio de conductor en línea 138kV Catarina-Nandaime (Tendido de Conductor ACSS HTLS, cambio de fibra óptica, cambio de aisladores, Herrajes y Accesorios)	20	53,142	1,062,840		1,062,840	1,062,840
Cambio de conductor en línea 138kV Nandaime-Rivas (Tendido de Conductor ACSS HTLS, cambio de fibra óptica, cambio de aisladores, Herrajes y Accesorios)	41	53,142	2,178,823		2,178,823	2,178,823
Realización de estudio Levantamiento LIDAR en líneas existentes (LT CAT-NDE-RIV)	61	5,000	305,000		305,000	305,000
Desmontaje del conductor de las Líneas Catarina-Nandaime y Nandaime-Rivas	61	6,474	394,900		394,900	394,900
Ingeniería y Diseño		240,136	240,136	72,041	168,095	240,136
Sub Total			**4,181,699**	**72,041**	**4,109,658**	**4,181,699**
Imprevisto (6%)			**250,902**	**4,322**	**246,580**	**250,902**
Total			**4,432,601**	**76,363**	**4,356,238**	**4,432,601**

8. Cronograma

Task Name	Duración
AUMENTO DE LAS LINEAS CAT-NDE-RIV	708 días
P9: Aumento de capacidad de transmision de 138 Kv mediante cambio de conductor	**708 días**
Levantamiento LIDAR en lineas de transmisión 138kV existentes	**237 días**
Ejecución de la Repotenciación	**471 días**
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**179 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	30 días
Elaboración de DDL	7 días
Solicitud de no objeción los DDL	1 día
No objeción del BID a los DDL	10 días
Convocatoria pública de licitación	3 días
Elaboración de Ofertas	41 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción del BID	1 día
No objeción del BID al informe de evaluación	10 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantías	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato y Solicitud de número Prism	5 días
Ejecucion del Contrato de las líneas de transmisión	**282 días**
Solicitud y Pago del Anticipo (20%)	15 días
Diseño y Especificaciones Técnicas (15%)	**45 días**
Suministro de Bienes (65%)	**152 días**
Montaje Electromecánico (80%)	**114 días**
Pruebas y Puesta en Servicio (80%)	**37 días**
Ejecución	20 días
Pago de Servicios Conexos (80%)	15 días



9. Localización Del Proyect



9.11.- Construccion de subestacion Gis Corinto 138 kv, linea de transmsion 138 kv y obras conexas

1. Introducción

Corinto es un municipio del departamento de Chinandega. Tiene aprox. 18,300 habitantes repartidos en una extensión de 70,67 km², el desarrollo de este municipio depende mucho de la actividad portuaria.

El puerto de Corinto es el puerto más importante de Nicaragua. La mayor parte del petróleo entra al país por este puerto. Además, mucho de los productos agrícolas son importados y exportados por Corinto, también se desarrolla la industria turística en el mismo.

Este municipio es de gran importancia para el país por lo antes descrito, por tal razón el suministro de energía del mismo debe ser continuo y confiable, actualmente está conectado al SNT (Sistema Nacional de Transmisión) mediante una línea de transmisión y subestación en 69 kV con una antigüedad de 38 años, lo que requiere de una actualización y reforzamiento de la integridad operativa de la misma.

2. Antecedentes

La subestación Corinto entro en operaciones al SNT en 1976, tiene 38 años de operación conectada en (T) a línea El viejo-Chinandega, las estructuras han entregado su periodo de vida útil, además de ello con el reciente proyecto realizado en 138 kV anillo de occidente la subestación podrá conectarse en doble circuito a línea Chinandega-Planta Energética Corinto. Afianzando su seguridad y estabilidad de operación garantizando el suministro de energía eléctrica a la actividad portuaria, turística y consumo doméstico.

3. Situación Actual

La actual subestación corinto conectada en T resulta ser más sensible por su condición de derivación sin contar con una estructura más robusta que garantice su estabilidad ante condiciones N-1, el transformador actual existente de 3.75 MW se encuentra cargado al 91% de su capacidad, este resulta ser inconveniente mayor ya que la ciudad y sus actividades incrementan con ello incrementara la demanda de energía.

En el corto plazo la demanda del puerto de corinto se verá incrementada paulatinamente con la remodelación y ampliación de la infraestructura portuaria hasta llegar a tener una demanda instalada de 13MW, lo cual dejará al transformador de la subestación cargado al máximo de su

capacidad, siendo necesario la ampliación de la subestación Corinto.

4. Objetivos

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica, a los nuevos usuarios de las comunidades rurales y al proyecto de desarrollo del puerto de Corinto.

Específicos

- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro conforme a la Normativa.
- Permitir la conexión de nuevos clientes, ampliando la capacidad de transmisión y distribución en esta región del país
- Abastecer con calidad y seguridad la ampliación de demanda de energía del Puerto Corinto
- Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen el servicio de Energía eléctrica.
- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales y costeras del país.

5. Justificación

En el año 2017 la demanda de la subestación de Corinto fue de 3.2MW de los cuales aprox. 1MW corresponde a la demanda del puerto. Con esta demanda el transformador presenta una carga de más del 90%. Dicho equipo tiene aprox. 60 años de servicio, lo cual representa un riesgo para su operación y para la confiabilidad del suministro eléctrico.

La Empresa Portuaria Nacional (EPN), iniciará el reordenamiento de Puerto Corinto y construcción de un Centro Logístico que se llamará San Isidro, con una demanda de energía eléctrica de hasta 10.66 MW en administración portuaria Corinto y 2.25 MW para el centro logístico.

El presente proyecto consiste en una nueva subestación GIS en 138kV con la cual se podrá suministrar un servicio eléctrico con mayor confiabilidad y aumentara la capacidad de abastecimiento eléctrico con lo que se beneficiara al máximo número de consumidores posibles en las comunidades servidas y en nuevas comunidades que no cuentan con este servicio, con una mayor confiablidad del sistema.

Adicionalmente, con este proyecto se considera mejorar el desarrollo del sector de La industria portuaria y las actividades económicas presentes de

la zona, se ampliará la robustez del sistema y se reducirá el índice de fallas presente en esta conexión.

6. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Subestación Eléctrica GIS Corinto con relación de tensión de 138kV/13.8 kV.
- Línea de Transmisión en 138 Kv.
- Circuitos de Distribución en 13.8kV

Obra 1: Subestación Corinto GIS con nivel de tensión de 138/13.8 kV

- 1 módulo de barra en 138 kV.
- 1 módulo de bahía de transformación 138-13.8 kV.
- 2 módulos de bahías de línea en 138 kV.
- 1 transformador de potencia de 20/25 MVA, 138-13.8 kV.
- 8 celdas 13.8 KV, de las cuales, cinco celdas para conectar los circuitos de distribución y sus interruptores, una celda para el transformador de uso propio, una celda de equipos de medición y una celda con su interruptor de barra para conectar el transformador de potencia).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Sistema de Iluminación perimetral
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes, etc.).
- Adquisición de terreno de la Subestación

Obra 2: Línea de Transmisión

- 0.4 km de línea de transmisión 138kV, doble circuito, con conductor 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, hasta interceptar la línea existente Chinandega-Planta Corinto, montada en estructuras de torres de celosía y postes.

- 0.05 km de línea de transmisión 138kV, doble circuito, con conductor 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, hasta interceptar la línea existente Chinandega-Planta Corinto, soterrada.

Obra 3: Circuitos de Distribución

- 1.2 km de circuito trifásico de distribución en voltaje 13.8kV, con conductor 336 kcmil ACSR, para las cargas de puerto corinto y el centro logístico en San Isidro, montados en postes de concreto.

7. Costos del Proyecto

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 8.357 millones de dólares, de los cuales US$ 8.132 millones es financiamiento externo y 0.220 millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $
CORINTO	Estudios Técnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	110,503	110,503
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	1,600,000	1,600,000
	Módulo de juego de barras en 138KV	1	174,885	174,885
	Módulo de Bahía de Línea 138 kV	2	1,229,065	2,458,129
	Módulo de Bahía de transformación 138 kV/13.8 kV	1	1,181,979	1,181,979
	Transformador de 20/25 MVA 138 kV/13.8 Kv	1	1,111,639	1,111,639
	Celdas de Distribución 13.8 kV	8	64,571	516,569
	Ingeniería y Diseño Subestaciones		367,808	367,808
SubTotal-SUBESTACIONES				**7,521,512**

Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $
Línea entre línea existente Chinandega- Planta Energética Corinto y la nueva subestación Corinto	LT aérea 138kV, doble circuito, conductor 556.5 kcmil ACSR, con hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes.	0.4	233,633	93,453
	Ingeniería y Diseño		6,338	6,338
Línea Soterrada entrada a Subestación GIS	LT soterrada 138kV, doble circuito, conductor 556.5 kcmil ACSR, con hilo de guarda tipo OPGW	0.05	1,931,311	96,566
	Ingeniería y Diseño		6,548	6,548
Torre Especial Paso de Línea Aérea-Soterrada	Torre para el cambio de línea aérea a Soterrada para entrada a Subestación GIS	1	100,000	100,000
Subtotal-LINEAS TRANSMISION				**302,904**
Circuitos de Distribución 13.8kV	Circuito trifásico, doble circuito, 13.8kV, 336 kcmil ACSR, en postes de concreto	1.2	50,000	60,000
			SubTotal-CIRCUITOS DISTRIBUCIÓN	**60,000**
			Linea	**362,904**
			Total Sin Imprevisto	**$7,884,415.99**
			Imprevisto	**$473,064.96**
			TOTAL	**$8,357,480.95**

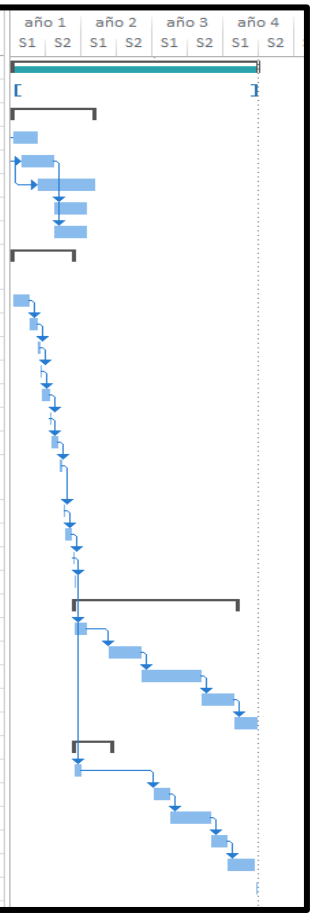
8. Población Beneficiada

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará a 5,485 clientes actuales de Corinto, Paso Caballos, Alemania Federal y sectores aledaños.

Se podrá brindar un servicio de energía eléctrica con mayor calidad sin interrupciones que impliquen pérdidas para las actividades económicas del área. La ejecución de este proyecto mejorara el desarrollo económico y tecnológico de la zona.

9. Cronograma

	Nombre de tarea	Duració
1	**PEP**	**905 días**
2	**SUBESTACION CORINTO 138 kV**	**785 días**
3	**Preliminares**	**300 días**
4	Adquisición de terreno	90 días
5	Levantamiento topográfico	120 días
6	Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
7	Estudio geológico	120 días
8	Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
9	**Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos**	**229 días**
10	Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
11	Elaboración de DDL	30 días
12	Solicitud de no objeción al Banco	10 días
13	Convocatoria pública de licitación	8 días
14	Presentación de ofertas	30 días
15	Apertura de ofertas	1 día
16	Evaluación de oferta	30 días
17	Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
18	Notificación a los oferentes	7 días
19	Constitución de garantias	28 días
20	Suscripción del contrato	5 días
21	Remisión del contrato	5 días
22	**Ejecucion del Contrato, SE. Lote I**	**600 días**
23	Solicitud y pago del anticipo	45 días
24	Diseño y especificaciones técnicas	120 días
25	Suministro de bienes	220 días
26	Obras Civiles	120 días
27	Montaje Electromecanico	90 días
28	**Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II**	**145 días**
29	Solicitud y pago del anticipo	30 días
30	Diseño y especificaciones técnicas	60 días
31	Suministro de bienes	150 días
32	Obras Civiles	60 días
33	Montaje Electromecanico	100 días
34	Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días



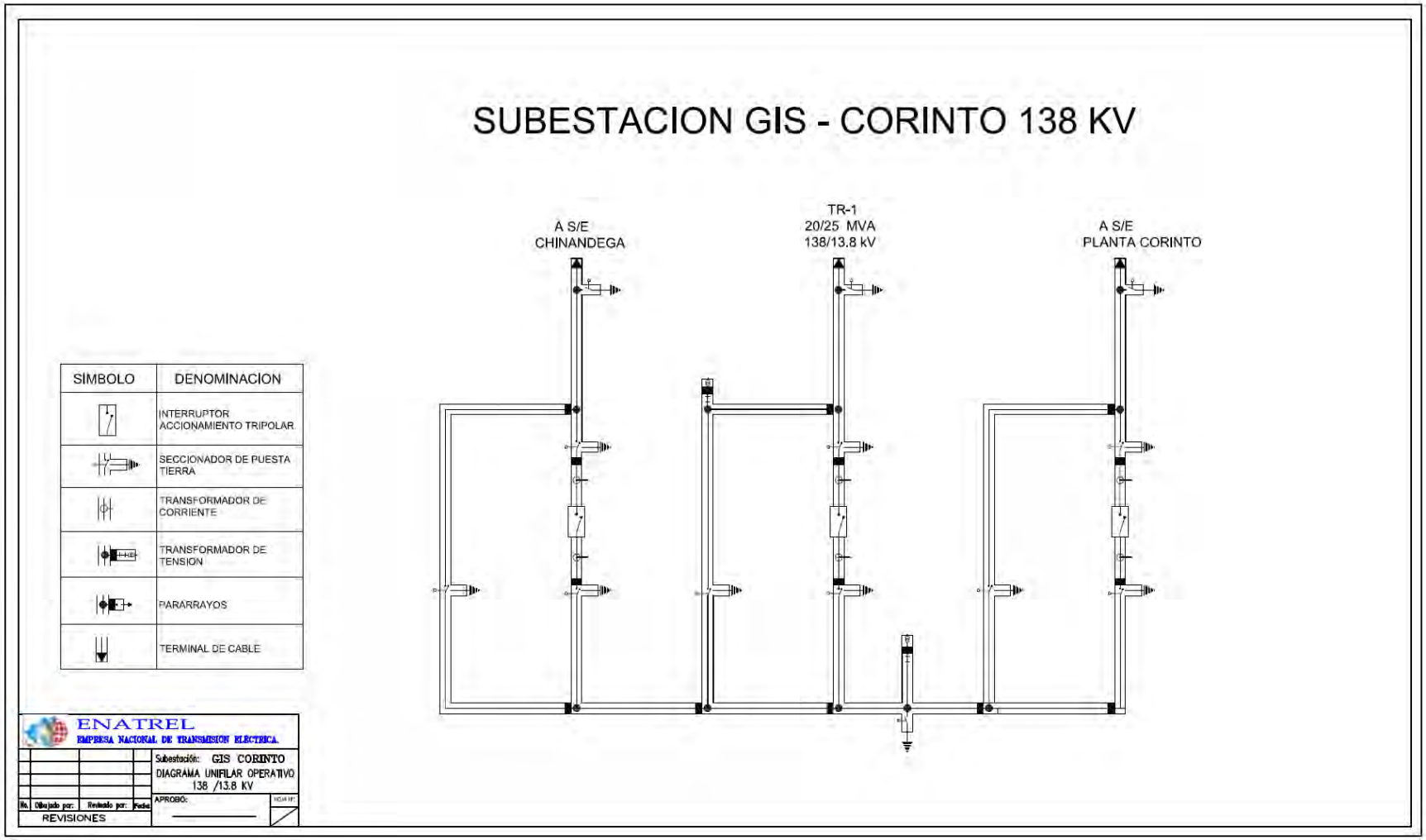
10. Localización Del Proyecto

El terreno es donado por la Empresa Portuaria Nicaragüense (EPN)





11. Diagrama Unifilar Subestación Corinto



9.12.- Construcción de subestación Nueva Guinea en 138 kV, Construcción de la línea la gateada-nueva guinea en 138 kV y ampliación de la subestación La Gateada

1. - Introducción

La Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), ha estado efectuando las inversiones necesarias en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), para incrementar la confiabilidad y calidad en el suministro de energía eléctrica actual, así como enfrentar la demanda de mediano plazo que permita mejorar las condiciones del servicio eléctrico del país.

El sistema nacional de transmisión (SNT) cuenta con 663.22 Kms de líneas de transmisión en 69 kV. De este total, 381.77 Kms (57.6 %) fue construida originalmente en estructuras de madera. Todos los tramos construidos sobre postes de madera ya tienen un tiempo de servicio mayor a 20 años por lo que ENATREL ha venido realizando el cambio de estas estructuras paulatinamente.

Se considera construir el presente proyecto, el cual consiste en la construcción de una nueva Subestación en el poblado de Nueva Guinea y se conectara a través de una línea en 138 kV a la Subestación La Gateada. La subestación Nueva Guinea sustituirá a la actual subestación Corocito de 69 kV y asumirá la carga de los poblados de Corocito, Nueva Guinea y zonas aledañas.

Las grandes distancias que recorren las redes de media tensión en la Región Autónoma del Atlántico Sur, provoca un perfil de bajo voltaje en las mismas y un suministro de energía eléctrica de mala calidad.

Las exigencias del sector eléctrico son cada día más estrictas, en cuanto a la continuidad y calidad del servicio brindado, debido a esto se hace necesario dar seguimiento periódico a los parámetros dieléctricos de los aislamientos sólidos y líquidos del transformador, con el objetivo de realizar los mantenimientos preventivo a tiempo así como dar una solución rápida ante salidas intempestivas de estos equipos de transformación.

2. - Objetivos Del Proyecto

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios que serán electrificadas en el municipio de Nueva Guinea y zonas aledañas.

Específicos

- Mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico en las zonas de Nueva Guinea y sectores aledaños.

- Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen actualmente el servicio de energía eléctrica en la zona de influencia de la SE Corocito.

- Poder abastecer a los nuevos usuarios que serán electrificados con el programa PNESER-FODIEN en las zonas rurales de Corocito y zonas aledañas.

- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales.

- Disminuir la cantidad de energía no servida (ENS) anualmente debido a colapsos de estructuras de madera en el subsistema de 69 kV.

3. - Situación Actual

El servicio de energía eléctrica en el municipio de Nueva Guinea es suplido a través de la subestación Corocito (S/E COR).

La subestación se encuentra conectada al sistema Nacional de Transmisión (SNT) en 69 kV a través de la línea La Gateada – Corocito (L-6160).

La Línea La Gateada-Corocito L6160 es una línea radial en 69 kV con una distancia de 35 Km y construida en 1979, sus estructuras son postes de madera y su calibre es 4/0 AWG ACRS.

Esta línea presenta varias salidas al año sobre todo en el periodo de invierno, debido que los años de servicio que posee. El fallo de esta línea conlleva largos tiempos sin energía debido a la extensión que posee y su ubicación. (283km desde Managua).

Año	Localización	Forzadas No Autorizadas			Forzadas Autorizadas			Programadas		
		Nro	Horas	ENS	Nro	Horas	ENS	Nro	Horas	ENS
2016	LA GATEADA - EL COROCITO	3	21.66	43.32	58	19.626	45.839	0	0	0
2017	LA GATEADA - EL COROCITO	3	14.22	32.1	44	25.033	58.38	1	0.71	0

4. - Justificación

Debido a la antigüedad de las estructuras de madera, aprox. 40 años,

muchas se encuentran muy deterioradas y es común la ocurrencia de colapsos en época de invierno. También estas estructuras se ven afectadas por la quema de maleza en las zonas de cultivo. Todo esto provoca altos índice de indisponibilidad en las líneas, lo cual, consecuentemente significa altos costos de mantenimiento y una gran cantidad de energía no servida anualmente.

Debido a que la línea es radial (35 km) en 69 kV, el fallo de la referida, conlleva largos tiempos sin energía eléctrica en el municipio de Nueva Guinea y son causa de indisponibilidad de la línea.

Adicionalmente la subestación actual Corocito no se encuentra en su centro de carga, razón por la cual se debe mover a las afueras del poblado de Nueva Guinea.

Es necesaria una nueva subestación que permita una mejor calidad y continuidad de energía para los clientes que se encuentran asociados a estos circuitos. Esta nueva subestación es clave para el desarrollo de la electrificación rural en la zona de manera que una nueva configuración de redes en los circuitos de distribución permita la conexión de todos los nuevos proyectos de electrificación previstos en la zona.

5. - Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva subestación Nueva Guinea 138 kV.
- Ampliación Subestación La Gateada.
- 55 km de línea transmisión en 138 KV.

Nueva subestación Nueva Guinea 138kV

- 1 Barra de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores y herrajes.
- Bahía de Transformación 138/24.9 kV.
- Transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/24.9 kV, Conexión tipo YnYnd y cambiador de Tap bajo carga.
- 7 celdas Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución, la celda de entrada del transformador de potencia, la celda para transformador de servicios propios y Celda de Medición).

- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones y radiofrecuencia, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Todas las obras grises (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Adquisición de terreno de la Subestación.

Ampliación Subestación La Gateada

- 1 bahía de línea en esquema doble barra en 138kV en la subestación La Gateada.
- 3 Seccionadores de Línea en 138 kV para las salidas de líneas existentes.
- Bahía de Acople en 138 kV.
- Barra de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores y herrajes.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación en las nuevas bahías.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles de las nuevas bahías (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Líneas de 138 KV

- Construcción de 55 km de línea en 138 kV, simple terna, con conductor Dove 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, desde la subestación La Gateada a la subestación Nueva Guinea.
- Adquisición de Servidumbre

6. - Población Beneficiada

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará aproximadamente a 13,388 clientes existentes pertenecientes a clientes de la Distribuidora, de los siguientes sectores:

Circuito	Sectores
CTO4010	El Almendro, El Nisperal, Comarca Grandaino, Rio Rama, La Santo, El Rotulo, El Fósforo, El Triunfo y sectores aledaños.

CTO4020	Municipio de Nueva Guinea, La Angostura, Nuevo León, Rio Plata, Yolaina, Verdum, Puerto Príncipe, Naciones Unidas, El Serrano, Caracito y sectores aledaños.
CTO4030	Los Laureles, El Guayabo, Jacinto Vaca, Talolinga, Kurinwas, San José, Miravalle y sectores aledaños.

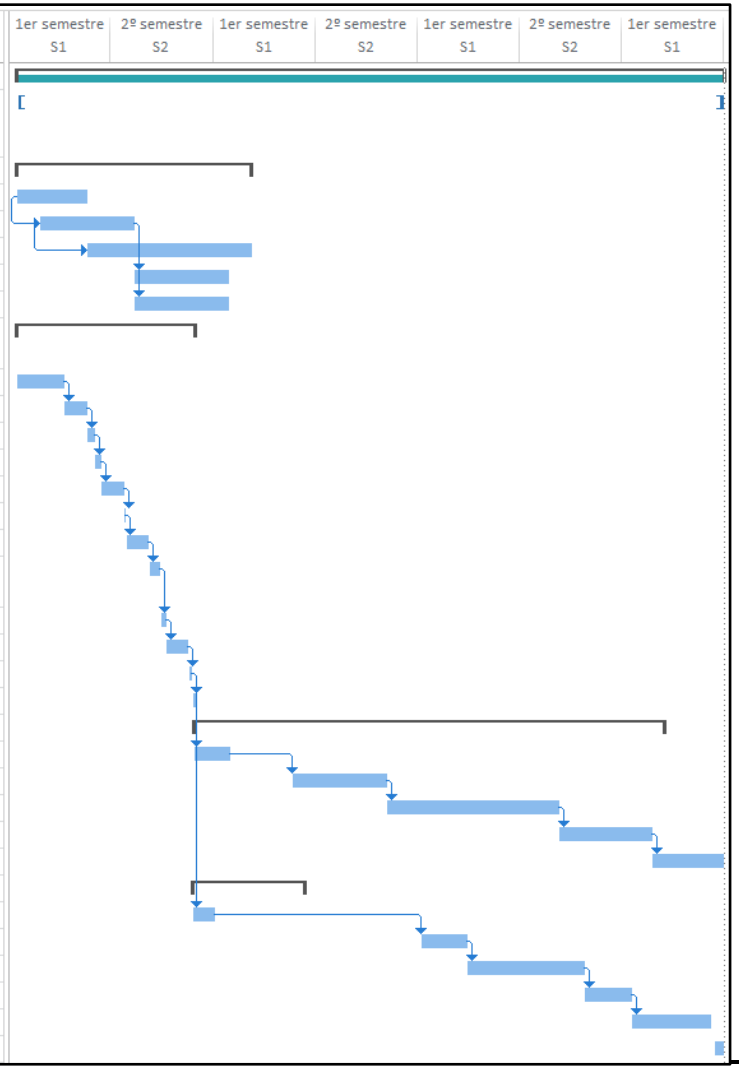
7. - Costo del Proyecto

El costo total del proyecto corresponde a US$ 17.478 millones de dólares, de los cuales U$ 16.649 millones a Financiamiento externo y U$ 0.829 millones corresponden a Financiamiento local.

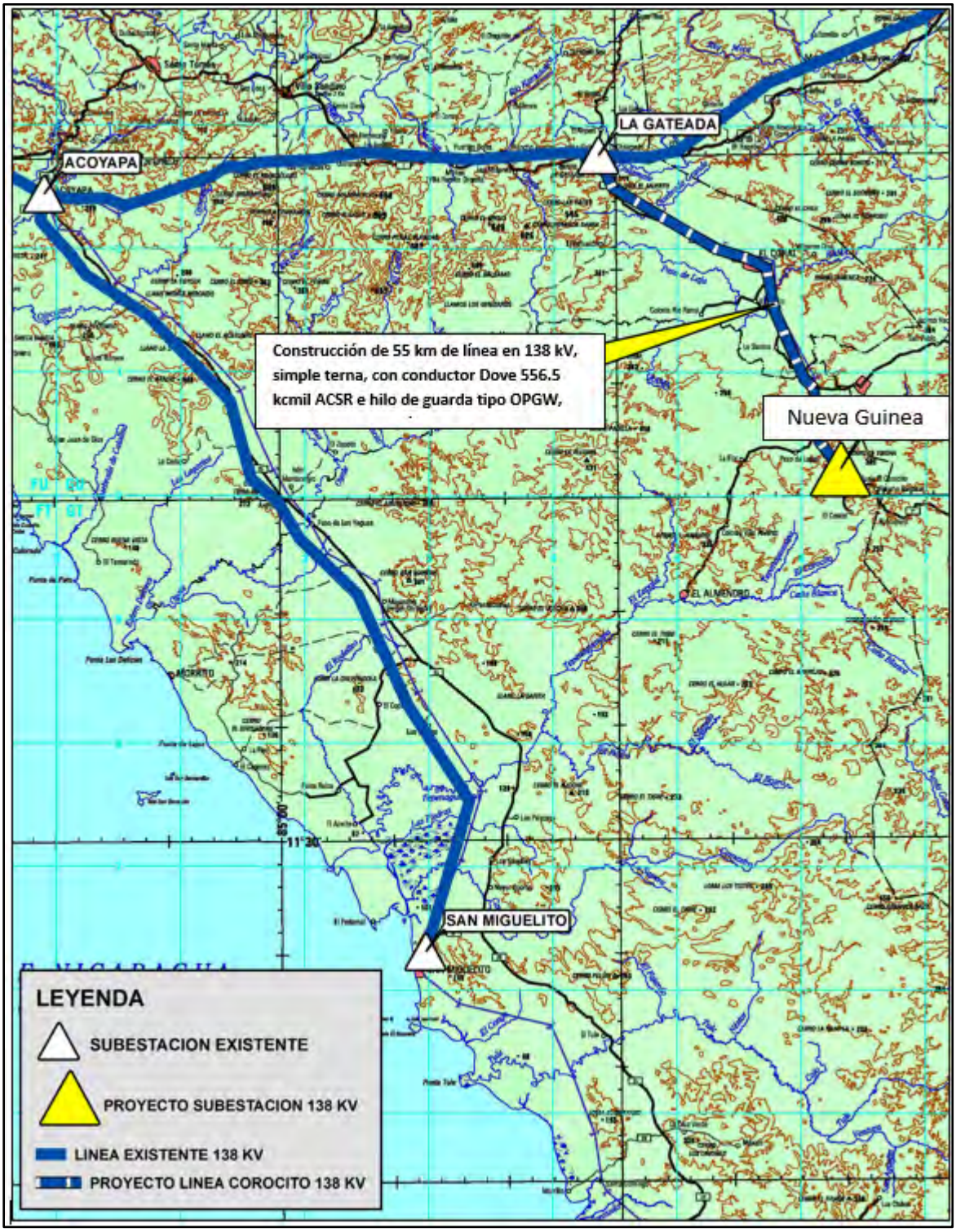
Proyecto		
Construcción de subestación Nueva Guinea en 138 kV, Construcción de la línea la gateada-nueva guinea en 138 kV y ampliación de la subestación La Gateada	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	EN GESTIÓN BCIE	**16649,948**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**497,408**
Moneda Local	Recursos Propios	**331,605**
	Costo Total $	**17478,961**

8. – Cronograma

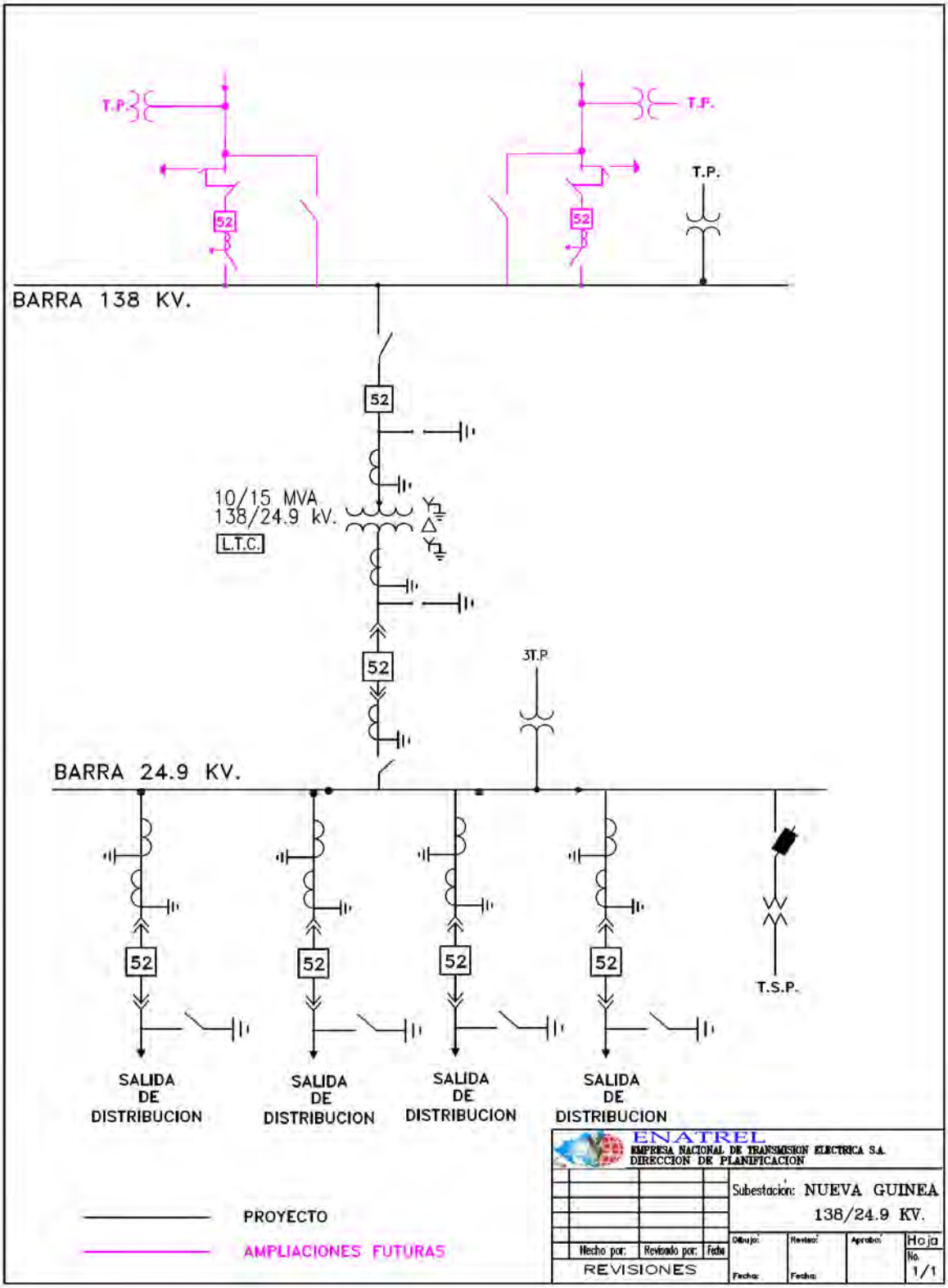
Nombre de tarea	Duración
PEP	**905 días**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN NUEVA GUINEA EN 138 KV, CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA LA GATEADA-NUEVA GUINEA EN 138 KV Y AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN LA GATEADA	**785 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**600 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**145 días**
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días



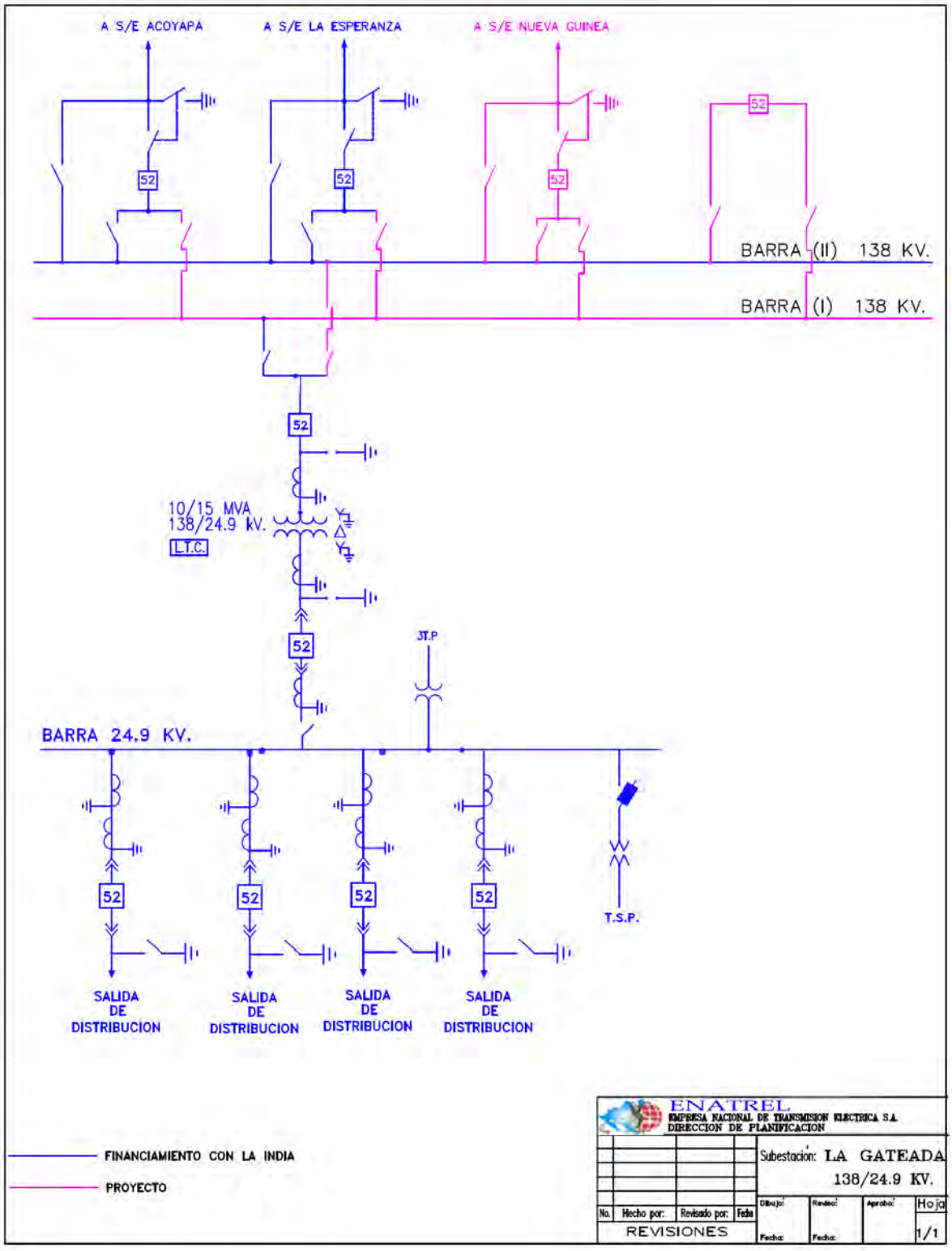
9. - Localización Del Proyecto



10. - Diagrama Unifilar Subestación Nueva Guinea



11. - Diagrama Unifilar de la subestación La Gateada



9.13.- Conversión de las subestaciones león II, La Paz Centro y Nagarote I a 138 kV y Construcción de 63 km de línea de transmisión en 138 kV

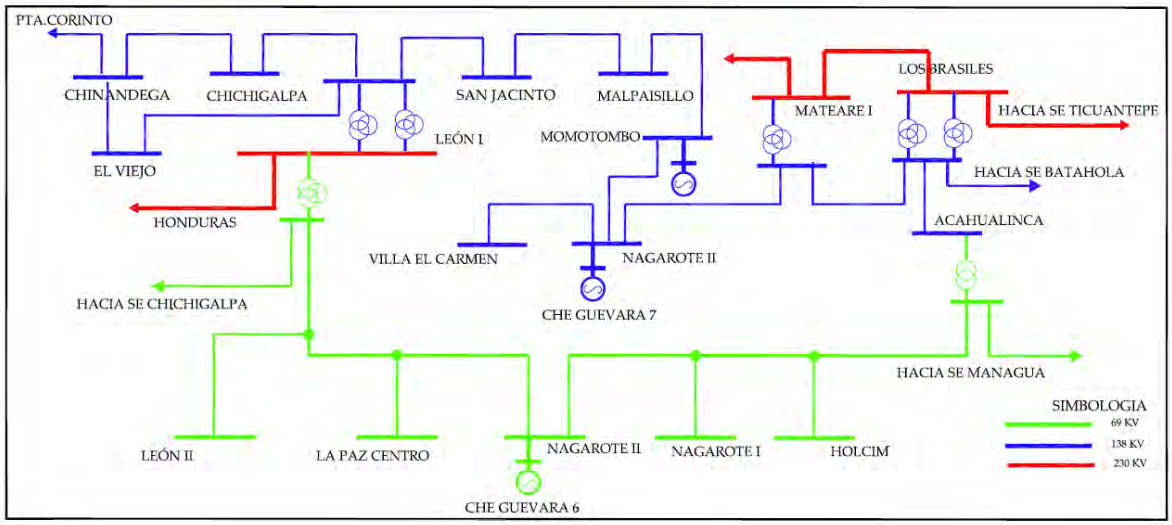
1.- Introducción

La línea de subtransmisión de 69 kV que va desde la Subestación Acahualinca a la Subestación León I fue una de las primeras líneas del SIN, posee una distancia total de 75.68 km y fue construida en el año 1958. La subestación Nagarote entro en operación en este mismo año. Las subestaciones La Paz Centro y León II se conectaron posteriormente en "T" a esta línea de 69 kV en los años 1969 y 1979 respectivamente.

Los transformadores que actualmente operan en las subestaciones de León II, La Paz Centro y Nagarote poseen 44, 40 y 53 años respectivamente. Estos equipos superan su vida útil y no se cuenta con repuestos para su mantenimiento ya que estos han sido descontinuados por sus fabricantes.

2.- Situación Actual

Actualmente las subestaciones de León II, La Paz Centro y Nagarote I se encuentran conectadas en 69 kV, tal a como se muestra en el siguiente diagrama:



Estas subestaciones están conectadas al SIN mediante un esquema en T, este tipo de conexión no garantiza la continuidad del suministro eléctrico en estas subestaciones ya que no existe selectividad en el sistema de protección para despejar las fallas. Una contingencia en la línea La Paz Centro – Nagarote II provoca el disparo de las subestaciones León II y La Paz Centro.

Sumado a lo anterior debido a los años de operación de esta línea que sobrepasa los 50 años, envejecimiento del conductor, las pérdidas de

transmisión son considerables.

3.- Objetivos

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios de las subestaciones Nagarote, La Paz Centro y León II.

Específicos

- Dotar a los municipios de Nagarote, La Paz Centro y León de una subestación eléctrica con capacidad para atender la demanda actual de electricidad y su crecimiento a largo plazo.
- Mejorar la Confiabilidad y calidad del suministro de energía de las subestaciones León II, La Paz Centro y Nagarote I.
- Evitar sobrecargas en las líneas de 69 KV del Sistema Nacional cuando se realicen transferencias de 300 MW.
- Disminuir las pérdidas de transmisión en el SNT.

4.- Justificación

En los estudios de Actualización de los Refuerzos del Proyecto Siepac, se indica en los refuerzos necesarios para el sistema de Nicaragua, aumentar el límite térmico de la línea de 69 kV desde León II hasta Acahualinca. Lo anterior se debe a que esta línea se sobrecarga a más de su capacidad cuando existe transferencia de 300MW y falla la línea Sandino-León I.

A como se mencionó anteriormente, estas subestaciones (León II, La Paz Centro y Nagarote I) poseen más de 50 años de operación, por lo que la mayoría de sus equipos se encuentran obsoletos y en mal estado, incluyendo los equipos de transformación los cuales sobrepasan su vida útil en estas tres subestaciones. Debido a lo anterior el sistema de 69 kV presenta considerables pérdidas en transmisión, las cuales varían con las condiciones ambientales del entorno, el envejecimiento del conductor y la frecuencia de mantenimiento.

Considerando los años de vida útil que posee esta línea de 69 kV y los requerimientos para poder realizar transferencias de 300 MW por el Sistema de Nicaragua, se hace necesario la construcción de una línea en 138kV desde la SE León II a la SE Nagarote así como la conversión de las

Subestaciones León II, La Paz Centro y Nagarote I a 138 kV.

5.- Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

Obra 1: Construcción de Subestación GIS León II a 138 KV:
Obra 2: Construcción Subestación La Paz Centro 138 kV
Obra 3: Construcción Subestación Nagarote 138 kV
Obra 4: Línea de Transmisión 138KV

Obra 1: Construcción de Subestación GIS León II 138 KV:

- 1 módulo de bahía de transformación con relación de 138/13.8 kV.
- 2 módulo de barra en 138 kV.
- 3 módulos de bahías de línea 138 kV.
- 1 módulos de bahías de Acople 138 kV.
- 1 transformador de potencia 30/40 MVA, con relación de voltaje 138/13.8 kV.
- 7 módulos de celdas metalclad 13.8 kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral.
- Ampliación de terreno.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes, etc).

Obra 2: Construcción de Subestación La Paz Centro a 138 kV:

- 2 bahías de línea 138 kV para barra simple.
- 1 barra en 138 kV.
- 1 bahía de transformación con relación de voltaje 138/13.8 kV.
- 1 transformador de potencia de 10/15 MVA, con relación de voltaje 138/13.8 kV.
- 7 celdas de distribución 13.8 kV. tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Adquisición de terreno.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).

Obra 3: Construcción de Subestación Nagarote I 138 kV:

- 3 bahías de línea 138 kV
- 2 barras en 138 kV.
- 1 bahía de acople en 138 kV.

- 1 bahía de transformación con relación de voltaje 138/13.8 kV.
- 1 transformador de potencia 10/15 MVA, con relación de voltaje 138/13.8 kV.
- 7 celdas de distribución 13.8 kV. tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Adquisición de terreno.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).

Obra 4: Construcción Línea de transmisión:

- 18 km de línea en 138kV, doble circuito, conductor 556.5 ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, desde la nueva SE León II hasta aperturar la línea Chichigalpa-León I 138kV.
- 25 km de línea en 138kV, conductor 556.5 ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, de la subestación León II hasta la subestación La Paz Centro.

- 19 km de línea en 138kV, conductor 556.5 ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, de la subestación La Paz Centro hasta la subestación Nagarote I.
- 1.2 km de línea en 138kV, doble circuito, conductor 556.5 ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, de la derivación Nagarote II - Villa El Carmen hacia Nagarote I 138 KV.

6.- Costos

El costo del proyecto es de **US$ 39.296 millones**, de los cuales US$ 36.255 millones corresponden a financiamiento externo y U$ 3.042 millones corresponden a financiamiento local.

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	160,943	160,943	160,943		160,943
LEON II GIS	Modulo Bahía de transformación 138/13.8 kV	1	1,181,979	1,181,979		1,181,979	1,181,979
	Modulo Barra de 138 kV	2	174,885	349,769		349,769	349,769
	Módulo Bahía de línea 138 kV, con seccionador bypass	3	1,229,065	3,687,194		3,687,194	3,687,194
	Transformador de Potencia 30/40 MVA, 138/13.8 Kv	1	1,767,952	1,767,952		1,767,952	1,767,952
	Modulo Celdas de distribución 13.8 kV	7	64,572	452,001		452,001	452,001
	Módulo de Bahía de acople (Interruptor) 138kV	1	1,009,436	1,009,436		1,009,436	1,009,436
	Ampliación de terreno	1	550,000	550,000		550,000	550,000
	Caseta de Control, Iluminacion, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	1,800,000	1,800,000	1,800,000		1,800,000
LA PAZ CENTRO	Bahia de línea 138 kV, barra simple	2	898,306	1,796,613		1,796,613	1,796,613
	Barra de 138 kV	1	74,800	74,800		74,800	74,800
	Bahía de transformación 138/13.8 Kv	1	784,563	784,563		784,563	784,563
	Transformador de Potencia 10/15 MVA, 138/13.8 Kv	1	824,923	824,923		824,923	824,923
	Celdas de distribucion 13.8 kV	7	101,867	713,066		713,066	713,066
	Adquisicion de terreno	1	550,000	550,000		550,000	550,000
	Caseta de Control, Iluminacion, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	850,000	850,000		850,000	850,000
NAGAROTE 138 kV	Bahia de linea 138 kV	3	898,306	2,694,919		2,694,919	2,694,919

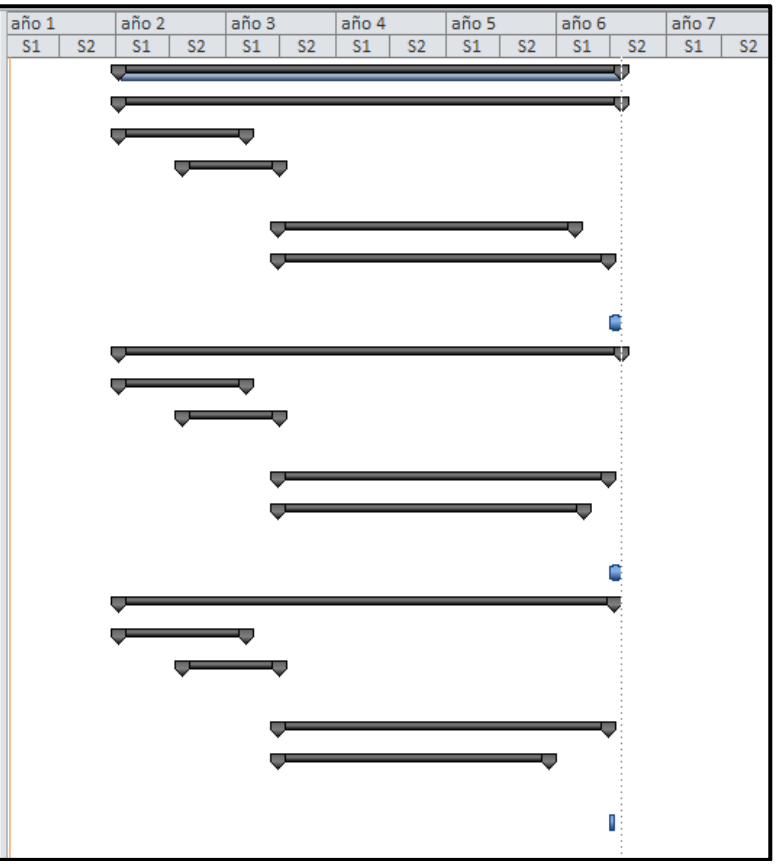
Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Barra de 138 kV	2	74,800	149,599		149,599	149,599
	Bahía de acople 138 kV	1	556,134	556,134		556,134	556,134
	Bahía de transformación 138/13.8 Kv	1	784,563	784,563		784,563	784,563
	Transformador de Potencia 10/15 MVA, 138/13.8 Kv	1	824,923	824,923		824,923	824,923
	Celdas de distribucion 13.8 kV	7	101,867	713,066		713,066	713,066
	Adquisicion de terreno	1	550,000	550,000		550,000	550,000
	Caseta de Control, Iluminacion, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	850,000	850,000		850,000	850,000
	Ingenieria y Diseño Subestaciones		1,242,211	1,242,211	372,663	869,548	1,242,211
SubTotal-SUBESTACIONES				**24,918,654**	**2,333,607**	**22,585,048**	**24,918,654**

Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
Desde la nueva SE Leon II hasta aperturar la línea Chichigalpa-Leon I	Línea 138 kV, conductor 556.5 kcmil, doble circuito	18	233,633	4,205,399		4,205,399	4,205,399
Línea Leon II - La Paz Centro	Línea 138 kV, conductor 556.5 kcmil, circuito simple	25	194,652	4,866,291		4,866,291	4,866,291
Línea La Paz Centro – Nagarote I 138 kV	Línea 138 kV, conductor 556.5 kcmil, circuito simple	19	194,652	3,698,381		3,698,381	3,698,381
Línea Derivacion Nagarote II - Villa El Carmen hacia Nagarote I 138 Kv	Línea 138 kV, conductor 556.5 kcmil, doble circuito	1.2	233,633	280,360		280,360	280,360
	Ingenieria y Diseño	1	885,027	885,027	265,508	619,519	885,027
	Servidumbre	1	442,400	442,400	442,400		442,400
SubTotal-LINEAS				**14,377,858**	**707,908**	**13,669,950**	**14,377,858**
TOTAL				**39,296,512**	**3,041,515**	**36,254,998**	**39,296,512**

Precios Referidos al Año 2018

7.- Cronograma

Nombre de tarea	Duración
PEP	1189 días
SUBESTACION GIS LEON II 138 kV	**1189 días**
Preliminares	300 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	229 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	705 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	785 días
Pruebas y puesta en servicio.	30 días
SUBESTACION LA PAZ CENTRO 138 kV	**1189 días**
Preliminares	300 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	229 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	785 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	725 días
Pruebas y puesta en servicio.	30 días
SUBESTACION NAGAROTE 138 kV	**1174 días**
Preliminares	300 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	229 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	785 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	645 días
Pruebas y puesta en servicio.	15 días



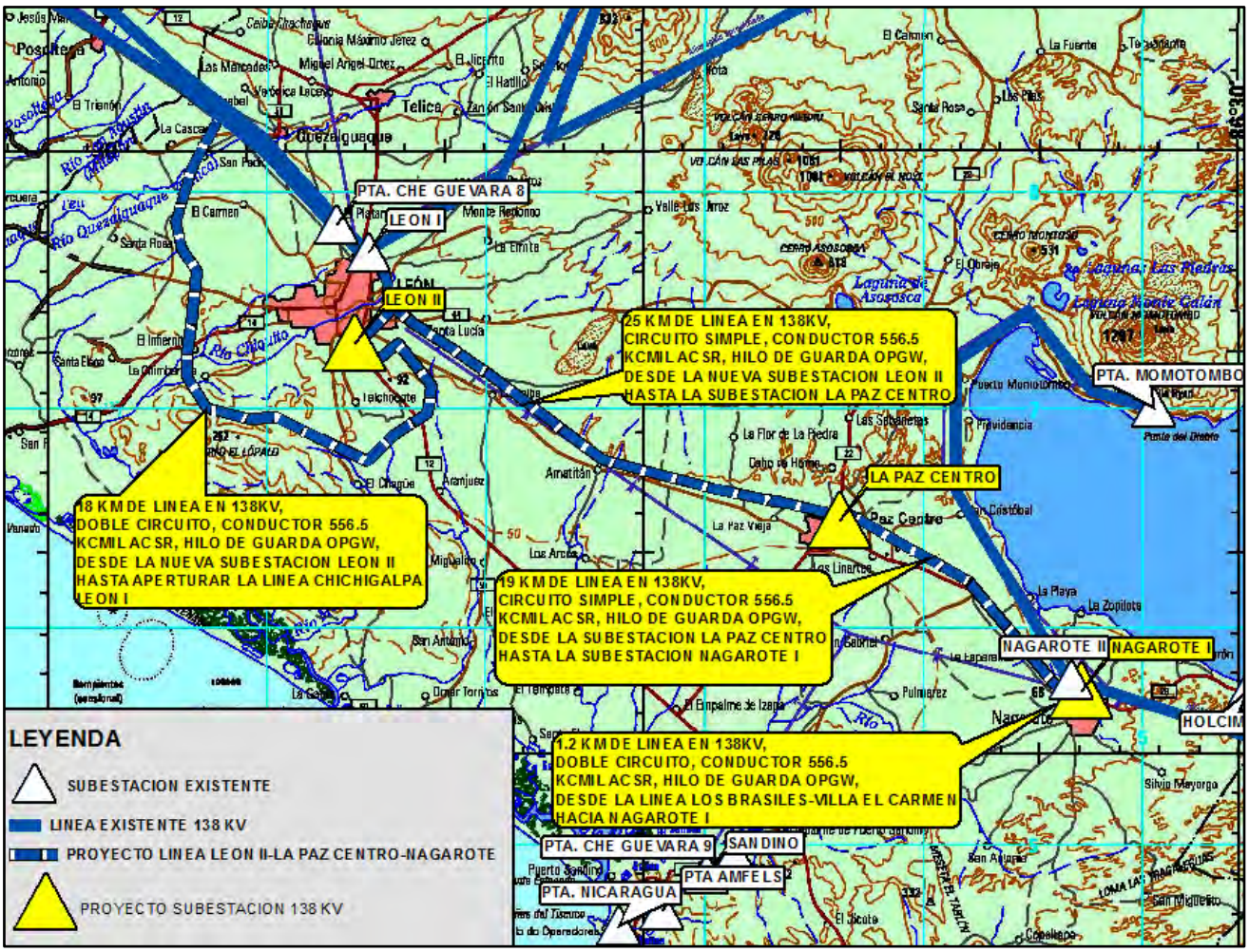
8.- Poblacion Beneficiada

La población beneficiaria es aprox. 199,007 habitantes que se abastecen de las actuales subestaciones La Paz Centro, León II y Nagarote I. En total con el presente proyecto se beneficiará a 37,834 clientes con un servicio de energía eléctrica de mejor calidad y más confiable, a como se muestra en la siguiente tabla:

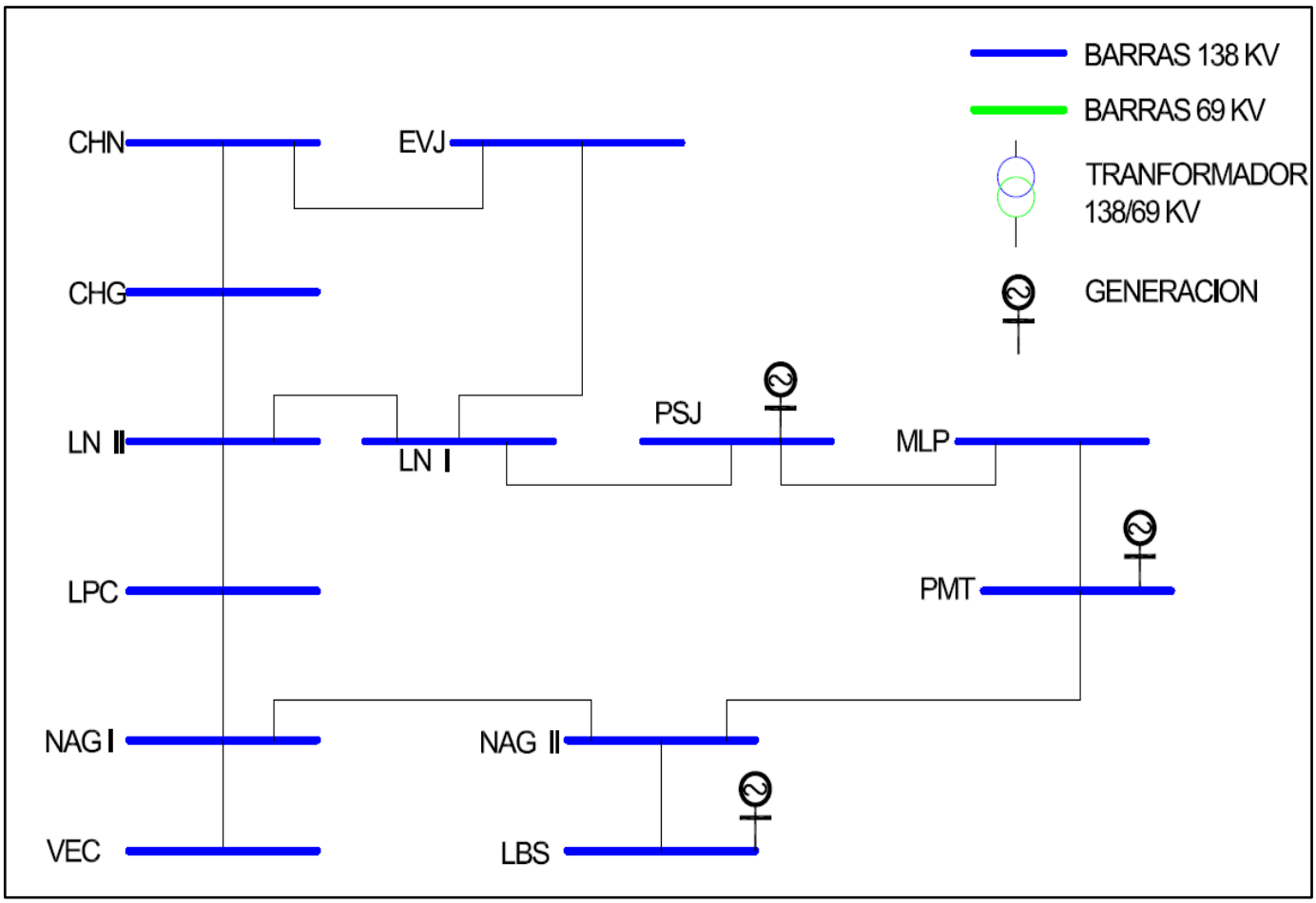
SUBESTACIONES	CLIENTES
LA PAZ CENTRO	6,855
LEON II	23,102
NAGAROTE I	7,877
TOTAL	**37,834**

Así mismo con la conversión de estas subestaciones se instalará capacidad suficiente para abastecer a nuevos usuarios de las zonas circundantes.

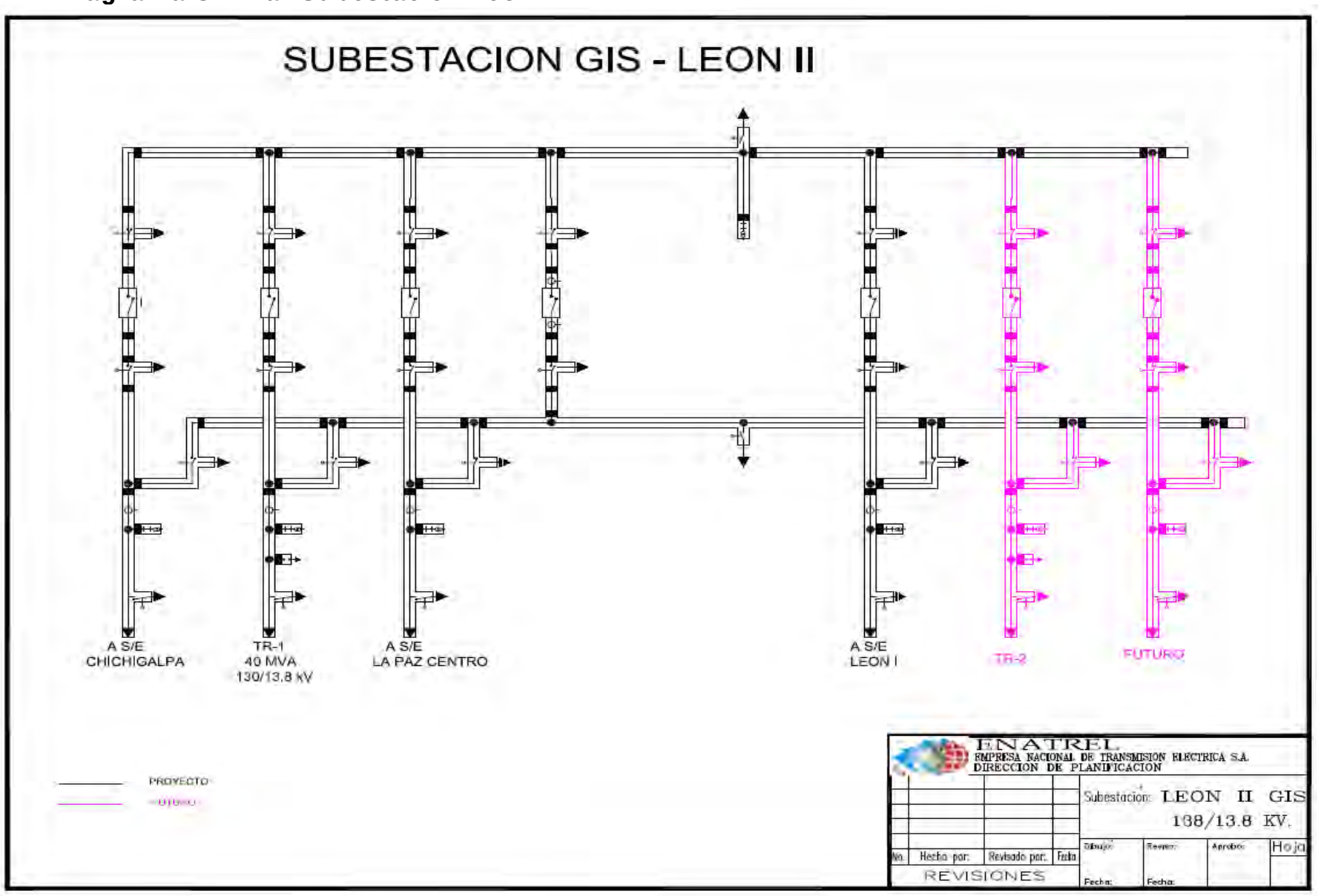
9.- Localización



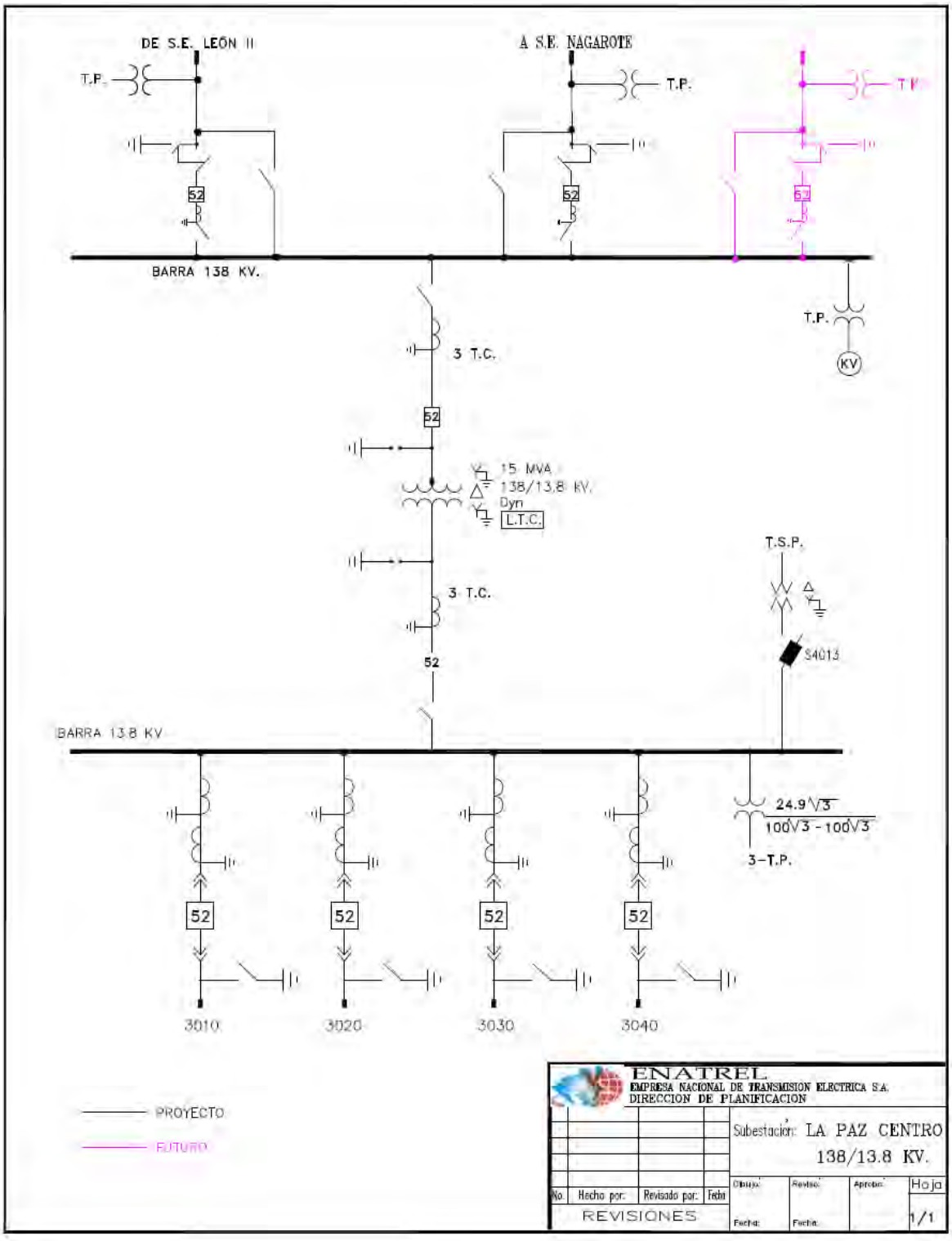
10- Diagrama de Conexión con proyecto



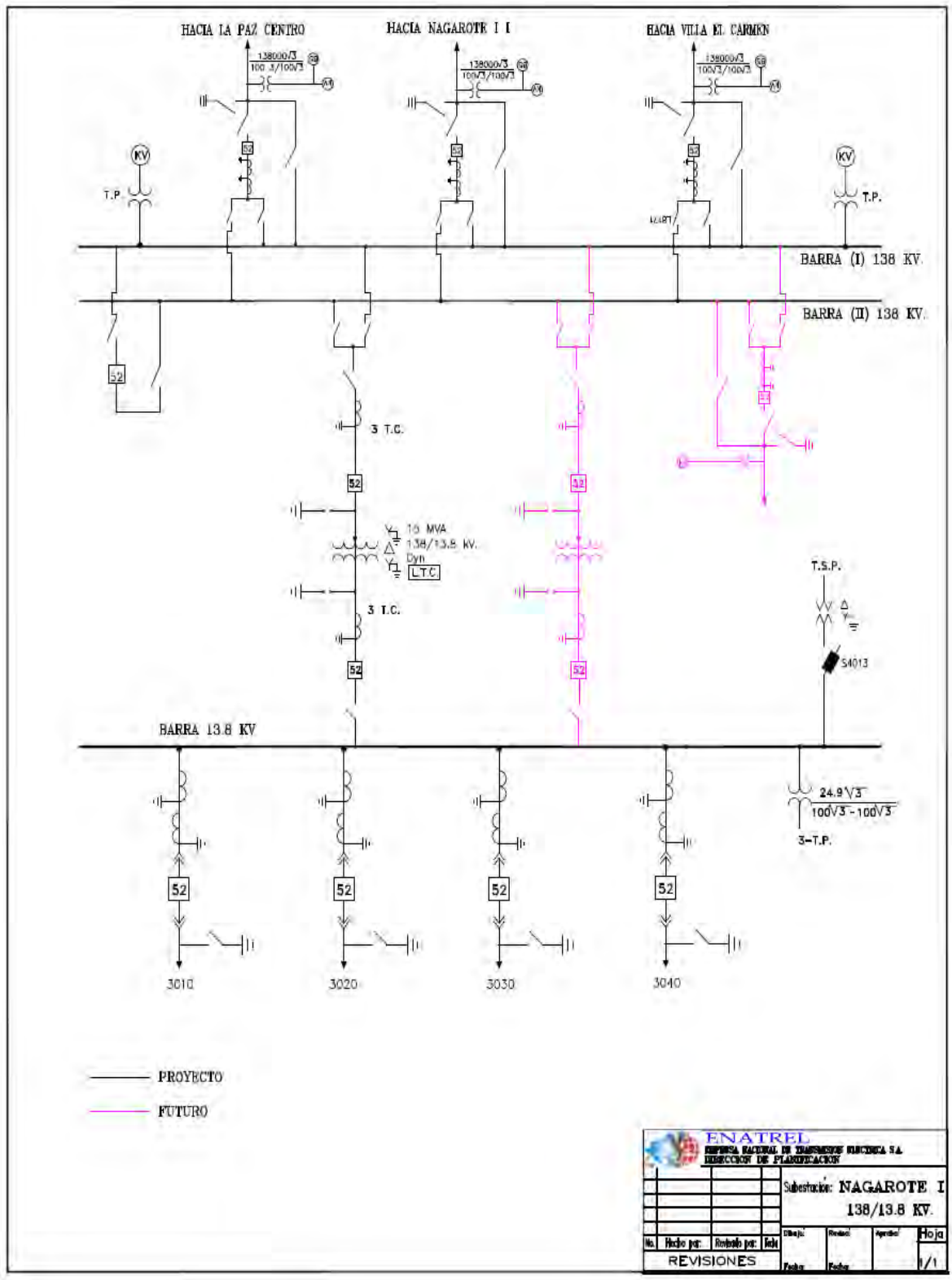
11.- Diagrama Unifilar Subestación León II



12.- Diagrama Unifilar Subestación La Paz Centro



13.- Diagrama Unifilar Subestación Nagarote I 138 kV



9.14.- Construcción de Subestación Kukrahill 138 kV, construcción de línea La Esperanza - Kukrahill en 138 kV y Ampliación de la subestación La Esperanza

1. Introducción

Kukrahill es un municipio perteneciente a la Región Autónoma de la Costa Caribe Sur (RACCS), en la Costa Caribe, a 415 Km de la ciudad capital, cuenta con una población de 8,789 de los cuales se reportan 2,226 usuarios de la red de distribución eléctrica presente en la zona.

El suministro eléctrico presente en la RAAS se logra a través de las líneas de transmisión de 69 kV, L6170 y L6210, y las subestaciones La Esperanza de 6.25 MVA y Bluefields de 15 MVA. Actualmente se encuentra con financiamiento del gobierno de la India el proyecto "Ampliación de capacidad de transmisión de las subestaciones La Esperanza y La Gateada, y de la Línea de Transmisión La Gateada – La Esperanza a 138 kV", con el cual se realizará la modernización de la subestación La Esperanza a 138kV.

La Dirección Operación Sistemas Aislados (DOSA) plantea la necesidad de conectar Orinoco al circuito de Kukrahill que está conectado por un circuito de distribución Trifásico en 24.9 kV a la Subestación La Esperanza con una distancia de 100 Kilómetros, este circuito abarca los sistemas aislados de Laguna de Perlas y Kukrahill. Los Poblados de Orinoco y Pueblo Nuevo tienen energía eléctrica por un periodo de tiempo en el día y a un costo elevado.

Muchas comunidades rurales no gozan del servicio de energía eléctrica debido a la saturación de las líneas de distribución, largas distancias de los circuitos existentes (80 Km desde el circuito Kukrahill a la subestación la Esperanza) y la falta de financiamiento para la construcción de una nueva subestación que permita suministrar energía confiable y con calidad.

El presente proyecto consiste en la construcción de la nueva subestación Kukrahill 138kV la cual se conectaría a través de una línea de 55km a la futura subestación La Esperanza en 138kV.

2. Antecedentes

En la década de los 60-70 se implementó el Plan nacional de Electrificación Rural en la zona norte, central y el pacifico de Nicaragua con un

financiamiento de la AID.
En este programa se construyeron las subestaciones de Acoyapa, Sébaco, La Gateada, Santa Rita, Matiguás, Corocito, La Esperanza, Nandaime, Matagalpa y León II con sus respectivas líneas de transmisión.

En el año 2010, se realizó la construcción de una red trifásica en media tensión para conectar los sistemas eléctricos de Kukrahill y Laguna de Perlas al Sistema Interconectado Nacional por medio del circuito 4020 de la subestación La Esperanza.

3. Situación Actual

Los municipios Kukrahill y Laguna de Perlas se conectan, a través de una red de media tensión en 24.9 KV, a la Subestación La Esperanza. La zona de influencia de los circuitos de distribución de esta subestación ha aumentado en los últimos años, lo que provoca pérdidas de energía en las redes de distribución, ocasionando problemas de voltaje en el servicio eléctrico de esta zona. Sumado las fallas que presentan dichas redes debido a sus distancias.

La demanda de energía en Kukrahill y Laguna de Perlas ha aumentado durante los últimos años debido al crecimiento poblacional y económico de la zona.

Existen demandas de clientes tales como la palma africana y fincas de cacao establecidas en Kukrahill, las cuales solicitan conectar una demanda de 1.3 MW.

Además de ello existen comunidades rurales no gozan del servicio de energía eléctrica debido a la saturación de las líneas de distribución, largas distancias de los circuitos existentes y la falta de financiamiento para la construcción de una nueva subestación que permita suministrar energía confiable y con calidad.

4. Justificación

El circuito de distribución 24.9 kV que alimenta el municipio de Kukrahill y laguna de Perlas desde La Subestación Esperanza, tiene una distancia aproximada de 100 km. Con la entrada en operación de la Subestación Kukrahill en el poblado de La Palma, la distancia de los circuitos de distribución será de 35 – 45 km de longitud aproximadamente.

Con la subestación Kukrahill existirá un mejor repartimiento de los circuitos de distribución, lo que permitirá brindar una mejor calidad del

servicio eléctrico, reducir pérdidas en los circuitos de distribución y energía no servida. Así mismo será posible seguir extendiendo las redes de distribución para seguir electrificando a más comunidades que no poseen el servicio de energía eléctrica.

Con esta subestación, la Dirección Operación Sistemas Aislados (DOSA) podría conectar los poblados de Orinoco y Pueblo Nuevo al Sistema Interconectado Nacional de acuerdo a sus planes, lo que permitiría a los usuarios actuales de esta zona tener un suministro eléctrico de mayor calidad y confiabilidad, además de reducir el costo medio de generación utilizando una energía de menor costo, disminuyendo la dependencia de los hidrocarburos en la generación de energía eléctrica.

Adicionalmente, con este proyecto se podrá abastecer la demanda de potencia del sector de La Palma Africana y Fincas de Cacao, contando la subestación con capacidad para alimentar estas cargas. Además de potenciar el desarrollo turístico de la zona de Lagunas de Perlas.

Otro de los beneficios de este proyecto, es que se podrá suministrar el servicio eléctrico al máximo número de consumidores posibles en las comunidades servidas y en nuevas comunidades que no cuentan con este servicio, mejorando la educación ya que posibilita las clases de estudio nocturno y de herramientas informativas, mejora la seguridad de las personas y desarrollo de actividades recreativas y sociales.

5. Objetivos

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica en los poblados de La Fonseca, Kukrahill y Laguna de Perlas, a la vez a los futuros usuarios de las comunidades rurales de Orinoco, Pueblo Nuevo y zonas aledañas.

Específicos

- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro conforme a la Normativa.

- Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen el servicio de Energía eléctrica en los poblados de La Fonseca, Kukrahill, Laguna de Perlas y zonas aledañas.

- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales.

- Permitir la conexión de nuevos clientes (Palma Africana y Fincas de cacao) de la comunidad de Kukrahill.

6. Población Beneficiada

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará a un total de 3,728 usuarios existentes de los poblados de Laguna de Perlas, Kukrahill, Orinoco y Pueblo Nuevo al mejorar la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico que actualmente reciben. Se presenta tabla de clientes residenciales por zona:

LAGUNA DE PERLAS	KUKRAHILL	ORINOCO	PUEBLO NUEVO
1141	2226	181	180
TOTAL			**3,728**

Adicionalmente se podrían electrificar aprox. 1,700 viviendas que no poseen el servicio eléctrico.

Se podrá brindar un servicio de energía eléctrica con mayor calidad sin interrupciones que impliquen pérdidas para los productores del área. La ejecución de este proyecto mejorara el desarrollo económico y tecnológico de la zona.

7. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Nueva subestación Kukrahill en 138/24.9 kV.
- Ampliación de la Subestación La Esperanza.
- 55 km de línea en 138 kV desde la subestación La Esperanza hacia nueva subestación Kukrahill.

Nueva Subestación Kukrahill

- 1 Bahía de transformación en 138/24.9 kV.
- 1 transformador de Potencia de 10/15MVA con relación 138/24.9 kV.

- 7 celdas Metal Clad 24.9 KV con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución, la celda de entrada del transformador de potencia, celda de medición y la celda para transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Todas las obras grises (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Adquisición de terreno de la Subestación.

Ampliación Subestación La Esperanza

- 1 bahía de línea en 138kV, con interruptor y seccionador bypass.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación en las nuevas bahías.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles de la nueva bahía (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Línea de Transmisión

- Línea de Transmisión de 55 km entre la subestación La Esperanza y la nueva subestación Kukrahill, simple terna, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, en torres de celosía y postes.
- Adquisición de Servidumbre.

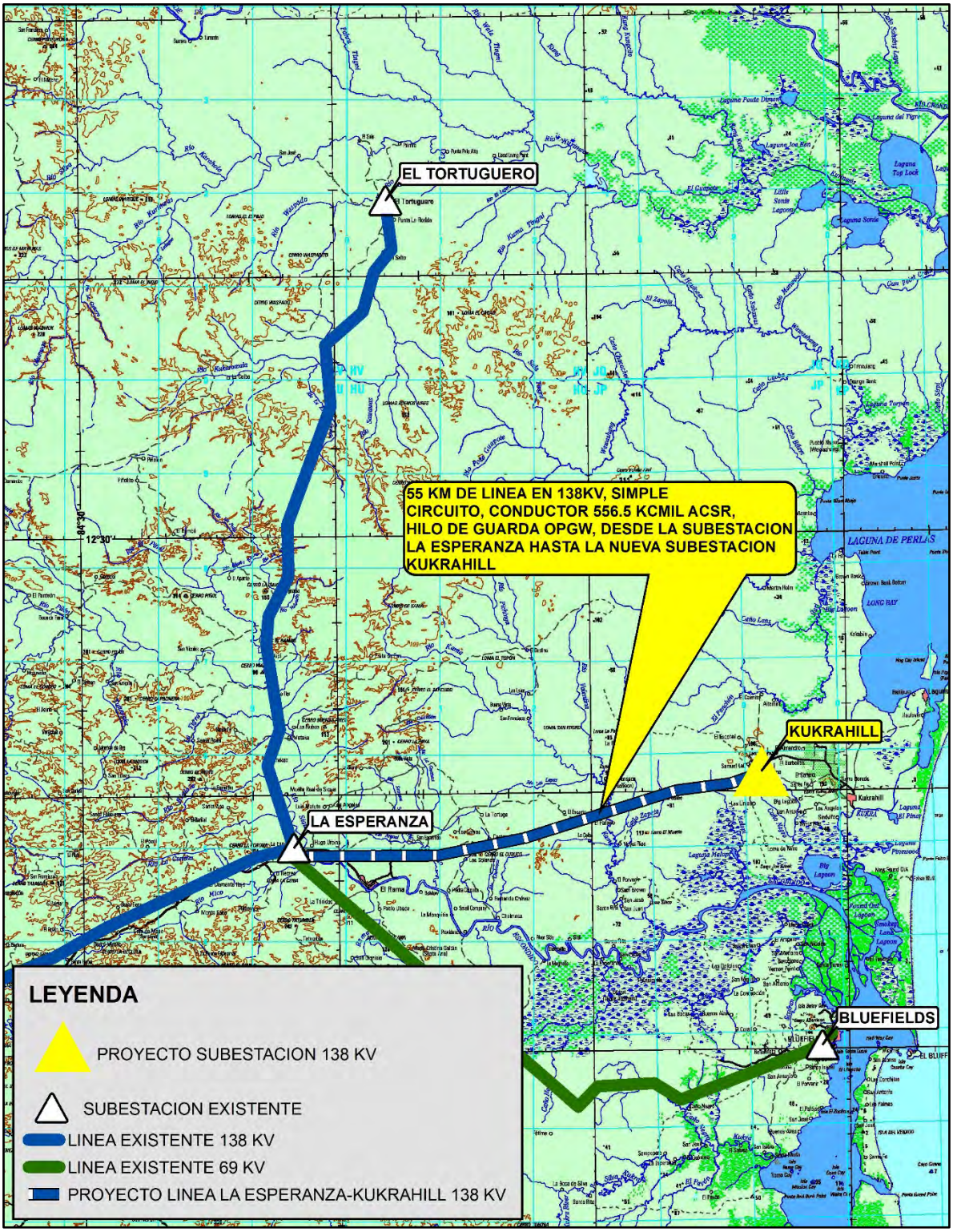
8. Costos del Proyecto

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 16.923 millones de dólares, de los cuales US$ 15.071 millones es financiamiento externo y 1.851 millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

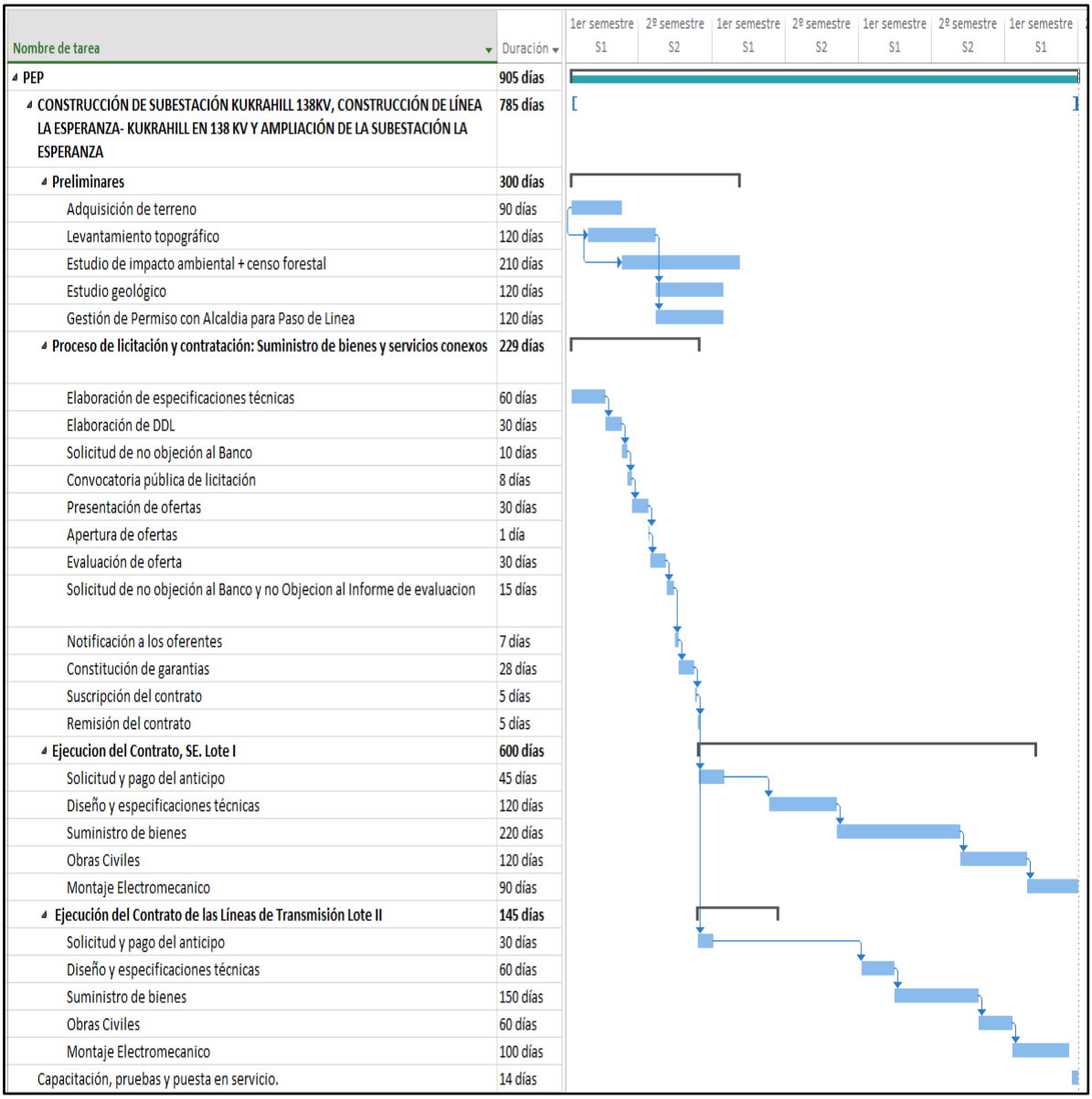
Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $
	Estudios Tecnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topograficos y Geologicos)	1	$ 287,728	$ 287,728.00
KUKRAHILL	Adquisición Terreno	1	$ 200,000	$ 200,000.00
	Caseta de Control, Iluminacion, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	$ 1,800,000	$ 1,800,000.00
	Bahía de transformación 138 kV/24.9 kV	1	$ 732,509.47	$ 732,509.47
	Transformador de 15/20 MVA 138 kV/24.9 Kv	1	$ 902,148.97	$ 902,148.97
	Celdas de Distribución 24.9 kv	7	$ 60,022.04	$ 420,154.29
LA ESPERANZA	Bahía de Línea 138 kV, barra simple	1	$ 575,551.94	$ 575,551.94
	Ingenieria y Diseño Subestaciones		$ 185,872.18	$ 185,872.18
SubTotal-SUBESTACIONES				**$ 5,103,965**

Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $
Desde Subestación Nueva subestación Kukrahill - hasta subestacion La Esperanza	55 km en simple circuito conductor 556.5 kcmil ACSR, con hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes.	55	$ 179,051.12	$9,847,811.63
	Servidumbre	55	$ 7,000.00	$ 385,000.00
	Ingenieria y Diseño		$ 675,279	$ 675,278.51
SubTotal-LINEAS				**$ 10,908,090**
TOTAL SIN IMPREVISTO				**$ 16,012,055**
IMPREVISTO				**$ 910,974**
TOTAL CON IMPREVISTO				**$ 16,923,029**

9. Localización Del Proyecto

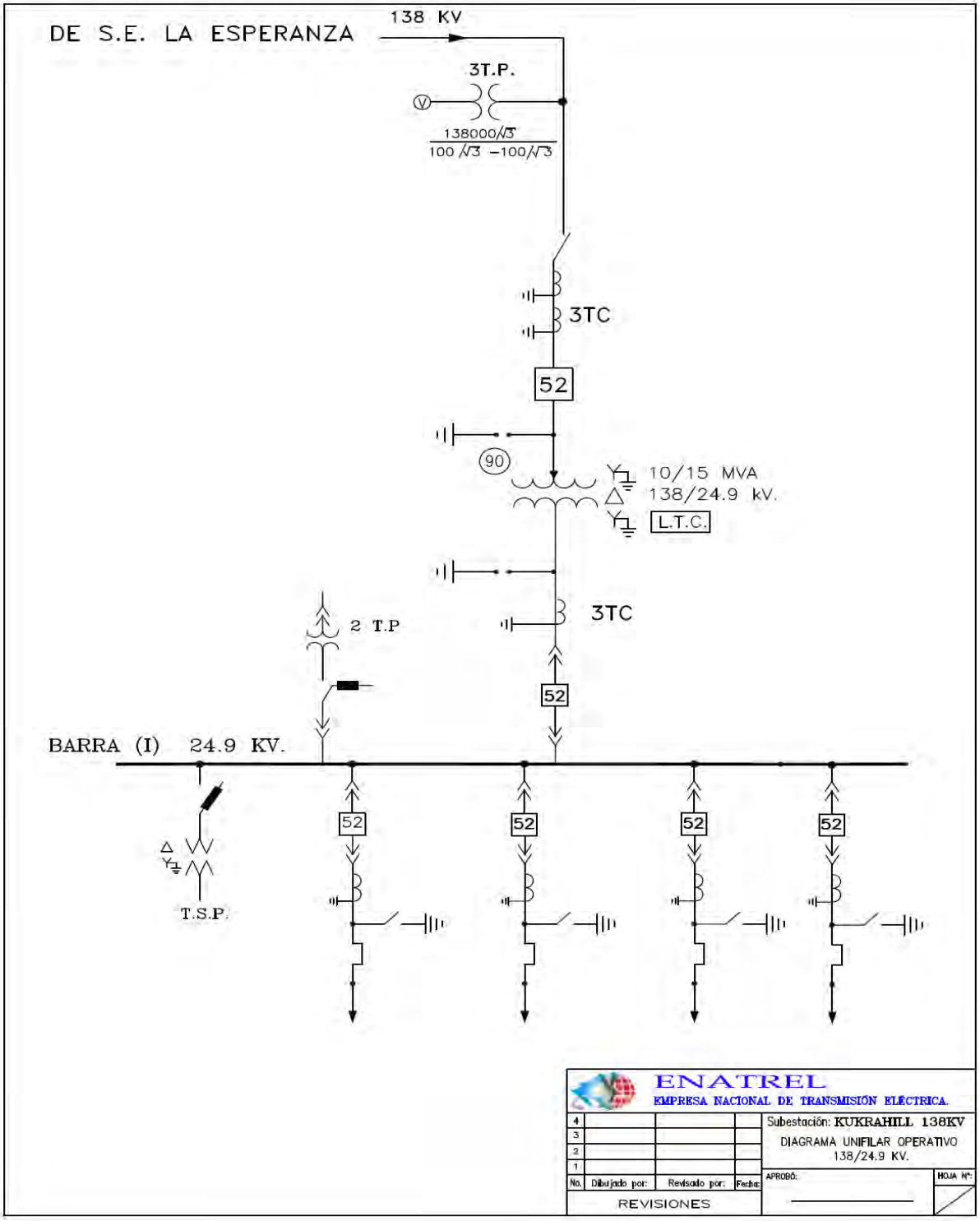


10. Cronograma

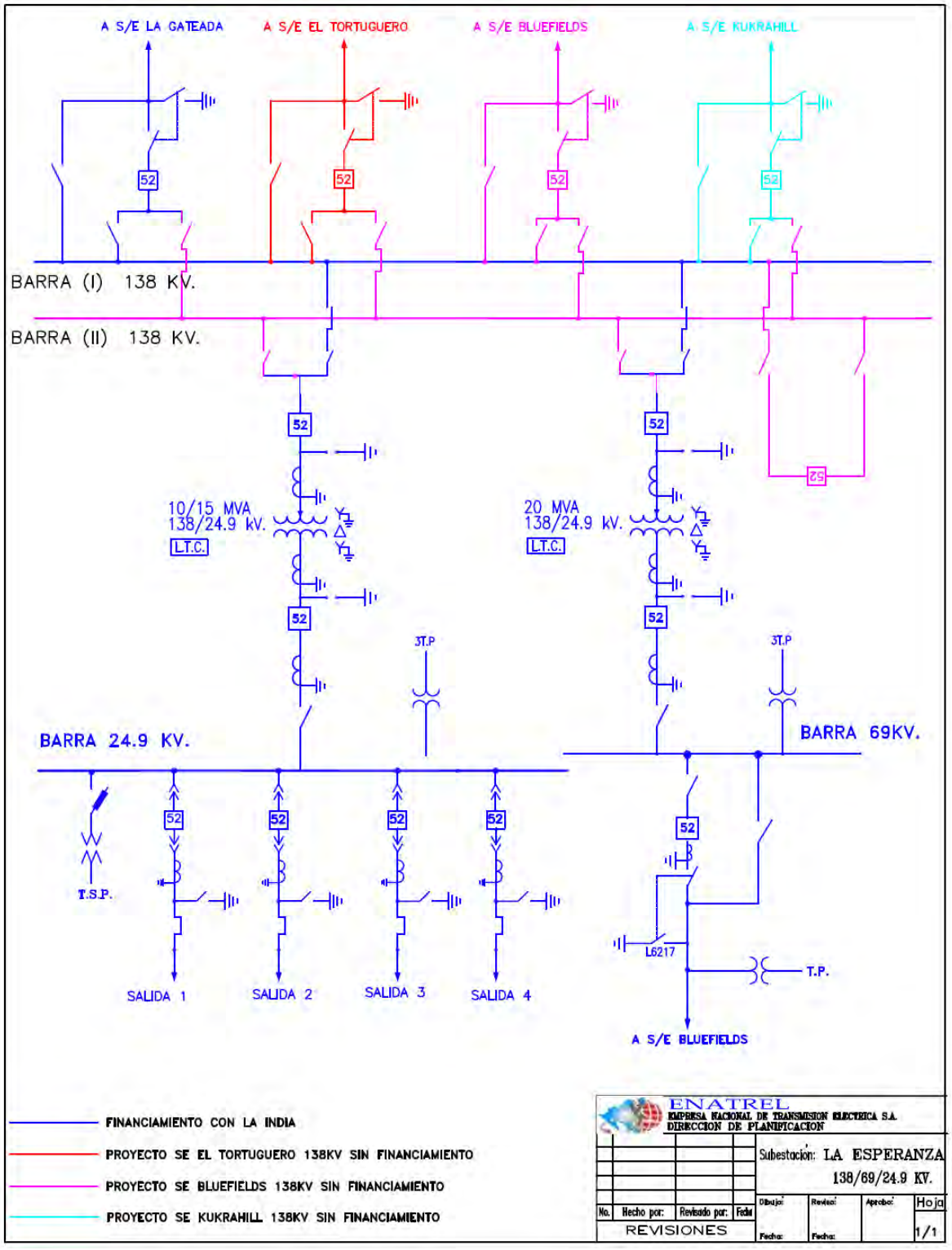


Nombre de tarea	Duración
PEP	**905 días**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN KUKRAHILL 138KV, CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA LA ESPERANZA- KUKRAHILL EN 138 KV Y AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN LA ESPERANZA	**785 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**600 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**145 días**
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días

11.- Diagrama unifilar de la Subestación Kukra Hill



12. Diagrama unifilar de la Subestación La Esperanza



9.15.- Construcción de Línea 230 kV Terrabona - Malpaisillo – Interconexión con Honduras

1. Introducción

El Mercado Eléctrico Regional requiere que los países de América Central refuercen sus sistemas de transmisión para garantizar el trasiego de 300 MW de potencia a través de sus redes.

Nicaragua ha venido desarrollando los refuerzos necesarios para tal fin, pero a medida que se incrementa la generación parte la capacidad de esos refuerzos es consumida por la red nacional.

De cara a los próximos años es necesario adecuar el Sistema Interconectado Nacional para seguir garantizando las transferencias que requiere el Mercado Eléctrico Regional.

2. Objetivos

2.1 Objetivo General

- Reforzar el Sistema Nacional de Transmisión mediante la construcción de las obras que permitan aumentar la capacidad de transporte del Sistema Interconectado Nacional.

2.2 Específicos

- Realizar la ampliación en 230 KV de las subestaciones Malpaisillo y Terrabona.
- Construcción, entre las subestaciones Terrabona y Malpaisillo, de una línea de transmisión simple terna a un nivel de tensión de 230 kV.
- Construcción de una línea doble terna de 230 kV entre la subestación Malpaisillo y la línea de Interconexión con Honduras.
- Cumplir con la regulación regional permitiendo transferencias de 300 MW de Norte a Sur por el sistema de Nicaragua, ante contingencia simple en las líneas de 230 kV.

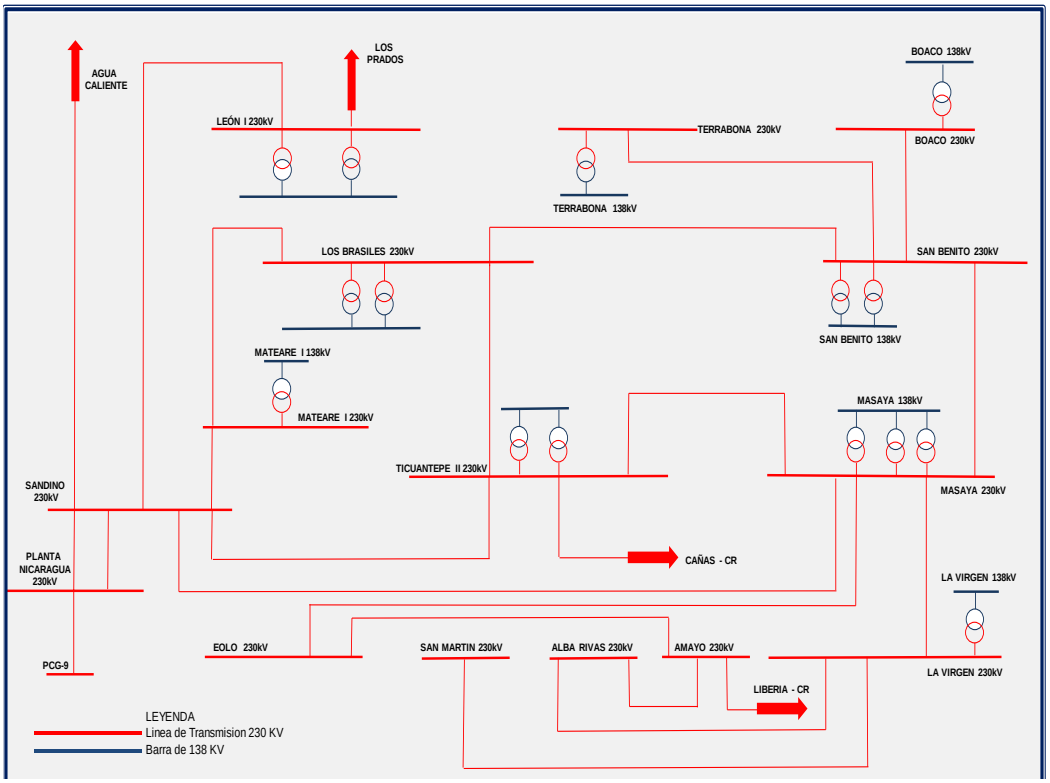
3. Situación Actual

Nicaragua cuenta con 4 interconexiones internacionales 2 hacia Honduras y 2 hacia Costa Rica con una tensión de 230 kV de las cuales 2 pertenecen al proyecto SIEPAC (EPR) y 2 pertenecen a ENATREL.

ENATREL tiene un sistema de 230 kV que abarca principalmente la zona del pacifico de Nicaragua.

En cuanto a la capacidad de transmisión regional ENATREL no cumple con los requerimientos del Mercado Regionales de garantizar 300 MW por limitaciones en su sistema de Transmisión.

ENATREL viene desarrollando los refuerzos necesarios para cumplir con los requerimientos regionales en cuanto al capacidad interna de Nicaragua.
Como parte de los refuerzos se encuentra la construcción de un corredor interno desde la subestación San Benito hasta la interconexión con Honduras



en el Norte de Nicaragua.

Diagrama unifilar (Actual)

4. Justificación

El Mercado Eléctrico Regional requiere que los sistemas de transmisión de la América Central tengan la capacidad de trasiego de 300 MW de potencia ante contingencia sencilla.

Para eso se necesita desarrollar la infraestructura de Transmisión del Sistema de Nicaragua, además de extender el Sistema de 230 KV hacia la zona norte del país.

5. Descripción del Proyecto

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Ampliación Subestación Malpaisillo a 230 kV.
- Obra 2: Ampliación Subestación Terrabona en 230 kV.
- Obra 3: Construcción Línea de transmisión en 230 kV.

5.1 Obra 1: Ampliación Subestación Malpaisillo.

- 3 bahías de líneas en configuración de interruptor y medio.
- 2 autotransformador 230/138 kV, de 120 MVA.
- 2 bahía de transformación 230/138 kV (lado de 138 kV).
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación.
- Ampliación Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras Metálicas para Pórticos Tipo Celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles para las nuevas obras (Movimiento de Tierra, ampliación Edificio de Control, Calles, andenes, ampliación Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Ampliación de Terreno.

5.2 Obra 2: Ampliación Subestación Terrabona.

- 1 bahía de líneas en configuración de interruptor y medio.

- 1 reactor inductivo de 20MAVR
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación.
- Ampliación Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras Metálicas para Pórticos Tipo Celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles para las nuevas obras (Movimiento de Tierra, Calles, andenes, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- (Se dejará el espacio previsto para ampliación de la subestación en 230 kV, para conexión de salidas de líneas hacia Mulukukú y hacia el norte del país).

5.3 Obra 3: Líneas de Transmisión.

- Suministro y construcción de 75 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, doble circuito (solo se utilizara un brazo, el otro queda disponible para futuras ampliaciones) con conductor 1024 kcmil ACAR, hilo de guarda tipo OPGW 48 hilos, entre las subestaciones Malpaisillo y Terrabona.

- Montaje de 33 km línea de transmisión LT-230 kV Terrabona - Malpaisillo (Se Usaran los brazos libres de las estructuras en doble circuito desde la subestación Terrabona PI-65 Hasta la estructura No. 149, que son parte del proyecto LT-230 kV SAN BENITO - TERRABONA), A partir de la Torre No. 149 se realizara el montaje de las nuevas estructuras.

- Suministro y construcción de 27 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, doble circuito, con conductor 795 ACSS/TW e hilo de guarda tipo OPGW 48 hilos, desde la Subestación Malpaisillo hasta entroncarse a la Línea de Interconexión León-Prados.

6. Costo Proyecto

El costo del proyecto tiene un valor de **US$ 49.497 millones de dólares** sin incluir imprevistos, de los cuales **US$ 46.716 millones de dólares** serán con financiamiento externo y **US$ 2.780 millones de dólares** financiamiento local.

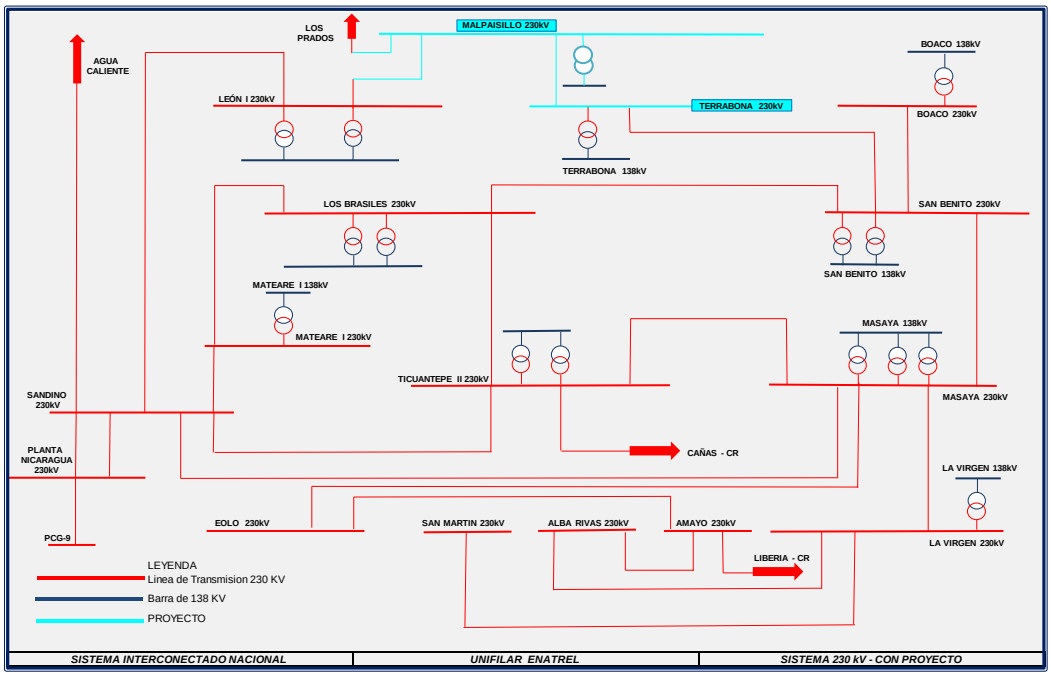
Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local	Financiamiento Externo	Suma de Finan. Local + externo
	Estudios Pre inversión (Factibilidad, Estudio de Impacto Ambiental, Topográficos y Geológicos)		$458,345	$458,345	$458,345		
TERRABONA	Bahía de Interruptor y Medio (ramas)	1	$1887,520	$1887,520		$1887,520	$1887,520
	Reactor Inductivo 20 MVAr	1	$4878,513	$4878,513	$185,513	$4692,999	$4878,513
MALPAISILLO	Ampliacion de Caseta de Control, Ampliacion Muro Perimetral y resto de obras grises de la SE	1	$500,000	$500,000		$500,000	$500,000
	Bahía de Interruptor y Medio (ramas)	3	$1887,520	$5662,561	$215,328	$5447,233	$5662,561
	Bahía de transformación 230/138 kV	2	$1105,537	$2211,074	$84,080	$2126,994	$2211,074
	Autotransformador 120 MVA, 230/138 kV	2	$2637,808	$5275,615	$207,080	$5068,535	$5275,615
			Sub-Total 1	**$20873,628**	**$1150,346**	**$19723,282**	**$20873,628**

Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local	Financiamiento Externo	Suma de Finan. Local + externo
LINEA MALPAISILLO-TERRABONA	Línea 230kV, 1024 kcmil Doble Circuito-Tendido un solo circuito en torres, hilo de guarda tipo OPGW	75	$224,641	$16848,042	$1001,431	$15846,611	$16848,042
LINEA MALPAISILLO-TERRABONA	Montaje de Conductor en el brazo disponible del proyecto Línea San Benito - Terrabona 230 kV	33	$101,390	$3345,880.67	$127,496	$3218,385	$3345,881
DERIVACION LT LEON-PRADOS MALPAISILLO	Línea 230kV, 1024 kcmil Doble Circuito en torres, hilo de guarda tipo OPGW	30	$280,991	$8429,729	$501,055	$7928,674	$8429,729
		138	**Sub-Total-2**	$28623,651	$1629,981	$26993,670	$28623,651
			Costos Directos	**49497,279**	**2780,327**	**46716,952**	**49497,279**

7. Mapa de Localización

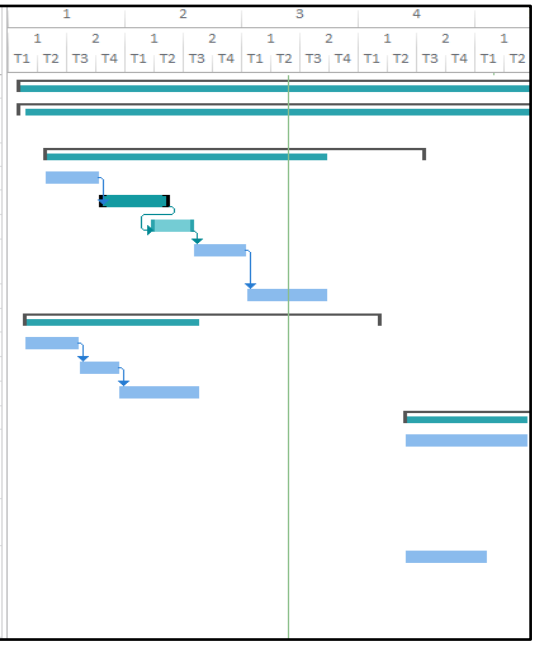


8. Diagrama Unifilar con Proyecto

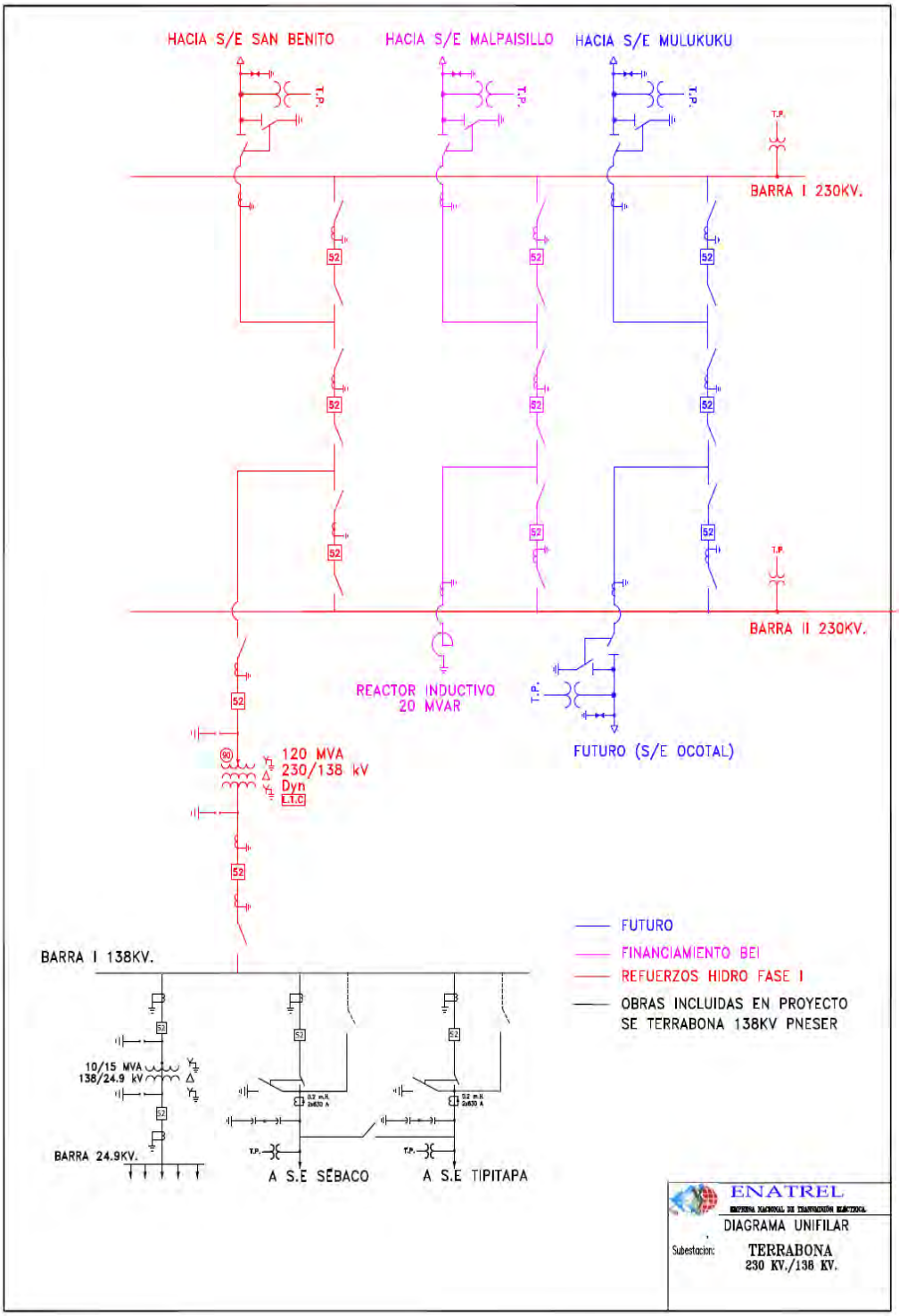


9. Cronograma

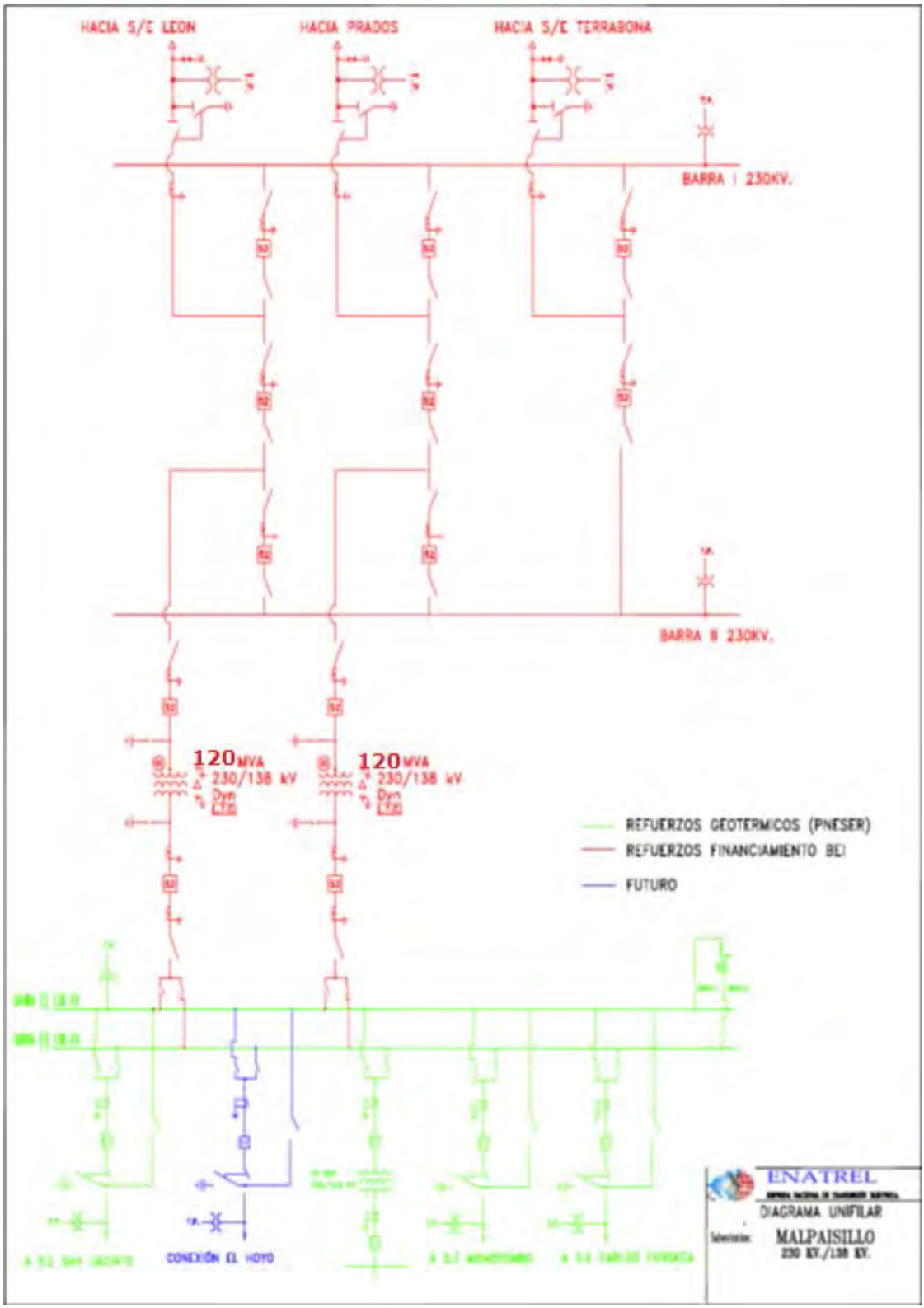
Nombre de tarea	Duración
PEP	**1160 días**
LINEA DE TRANSMISION 230 KV TERRABONA - MALPAISILLO – INTERCONEXION HONDURAS	**1160 días**
Subestación Malpaisillo	**850 días**
Ampliación de Terreno y caseta de Control.	120 días
Equipamiento y montaje de 3 bahías de líneas	160 días
Suministro y Montaje de 2 autotransformador 230/138 kV,	90 días
Equipamiento y montaje de 2 bahía de transformación 230/138 kV (lado de 138kV).	120 días
Equipos de comunicaciones, protección y control.	180 días
Subestación Terrabona	**795 días**
Equipamiento y montaje de 1 bahía de líneas	120 días
Suministro y Montaje de 1 reactor inductivo de 20MAVR	90 días
Equipos de comunicaciones, protección y control.	180 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**290 días**
Suministro y construcción de 75 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, circuito simple, entre las subestaciones Malpaisillo y Terrabona.	270 días
Suministro y construcción de 33 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, doble circuito , entre las	
Suministro y construcción de 27 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, doble circuito, de la derivación de la Línea de Interconexión León-Prados a la Subestación Malpaisillo.	180 días



10. Diagrama Unifilar Subestación Terrabona



10. Diagrama Unifilar Subestación Malpaisillo



9.16.- Construcción de Circuito de distribución en 24.9 kV, La Cruz del Rio Grande

1.- Introducción

En la Región autónoma de la Costa Caribe Sur (RACCS), se encuentra ubicado el municipio de **La Cruz del Rio Grande** a 410 km de la ciudad de Managua, cuyo sistema eléctrico no está conectado al Sistema Interconectado Nacional.

El suministro de energía eléctrica en el municipio de La Cruz del Rio Grande era administrado por la Alcaldía Municipal y fue traspasado en el año 2020 a la Dirección de Operaciones Sistemas Aislados (DOSA), este sistema tiene un promedio de operación de 12 horas al día. El sistema actual cuenta con una red de media tensión en 24.9 kV y una longitud de aproximada de 9.70 kilómetros con líneas trifásicas, bifásicas y monofásicas.

ENATREL conectara al Sistema Interconectado Nacional (SIN) al Municipio de La Cruz del Rio Grande por medio de una línea en 24.9 kV saliendo de la subestación El Tortuguero, con el objetivo de brindar un servicio confiable y seguro, teniendo disponible la capacidad para conexión de nuevos clientes.

2.- Objetivos

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tiene el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios del Municipio de La Cruz de Rio Grande y sectores Aledaños.

Específicos

- Integrar al Municipio La Cruz del Rio Grande al Sistema Nacional de Transmisión (SIN)
- Brindar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro conforme a la Normativas.
- Permitir la conexión de nuevos clientes, ampliando la capacidad de transmisión y distribución en esta región del país
- Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen el servicio de Energía eléctrica.
- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales.

3.- Situación Actual

El Municipio de La Cruz del Rio Grande es alimentando actualmente la energía se suministra a través de Unidad Generadora de 300 KW, que opera a base de combustible Diésel. El suministro se realiza por 12 horas al día, siendo la generación mensual de energía de aproximadamente 14,076 KWH.

Las características de la Planta generadora son las siguientes:

La demanda actual de los clientes de la Cruz de Rio Grande es de 140 KW, posee 350 clientes todos de características domiciliares.

Agencia Rango de Consumo	Enero 2021		Febrero 2021	
	Clientes	Consumo KWH	Clientes	Consumo KWH
0 - 25	218	1,927	192	1,584
26 - 50	66	2,347	67	2,501
51 - 100	37	2,616	55	3,983
101 - 150	16	1,938	23	2,838
151 - 500	6	1,264	13	3,170
Total general	**343**	**10,092**	**350**	**14,076**

En cuanto al sistema de red eléctrica en el Municipio, es el siguiente:

- Detalle de red de distribución

Item	Redes Primaria (KMS)					Redes Secundaria (KMS)		
	Calibre conductor	Monofásica	Calibre conductor	Bifásica	TOTAL	Calibre conductor	Triplex	Total
01	1/0 ACSR	1.20	1/0 ACSR	1.50	**2.70**	1/0 ACSR	2.50	**5.20**
TOTAL		**1.20**		**1.50**	**2.70**		**2.50**	**5.20**

UNIDADES EN OPERACIÓN	MARCA	SERIE	ARREGLO / MOTOR	MODELO	POTENCIA INSTALADA (KW)	POTENCIA DISPONIBLE (KW)	VOLTAJE GENERACIÓN	VOLTAJE DISTRIBUCIÓN MEDIA TENSIÓN	VOLTAJE DISTRIBUCIÓN BAJA TENSIÓN	HORAS/ DÍA SERVICIO
1	CATERPILLAR	OLY00000CJSZ 00383	GCA-360	GEH300-1	300	240	240V	24.9KV	120/240V	12

- Detalle de Transformadores Instalados

Item	Desglose por Capacidad			
	25	37.5	75	Total (KVA)
01	1	4	3	400
TOTAL	**1**	**4**	**3**	400

- Detalle de Postes

Item	POSTES DE MADERA			
	30´	35´	40´	TOTAL
01	25	27	1	**53**
TOTAL	**25**	**27**	**1**	**53**

- Detalle de Luminarias

ITEM	VAPOR DE SODIO		TOTAL
	150 w	250 w	
01	12	5	**17**
TOTAL	**12**	**5**	**17**

4.- Justificación

Al realizar la construcción e integración del sistema eléctrico del Municipio de la Cruz del Rio Grande por medio de una línea en 24.9 kV proveniente de la subestación El Tortuguero se podrán conectar las comunidades que no cuentan con el servicio de energía e impulsar el desarrollo económico de la zona, suministrando el servicio eléctrico al máximo número de consumidores posibles en las comunidades servidas y en nuevas comunidades que no cuentan con este servicio.

Al conectar a estas comunidades al Sistema Interconectado Nacional, permitirá a estos poblados utilizar energía de menor costo y mayor calidad, disminuyendo la dependencia de los hidrocarburos en la generación de energía eléctrica con su correspondiente ahorro de divisas al país.

Las comunidades que podrían ser electrificadas son:

Item	Comunidades	Kms a Construir	Cantidad de Viviendas	Demanda kw
1	San Miguel de Casa de alto	13	60	15
2	Capirote	8	40	10
3	La Palma	10	60	15
4	Mayawas	8	40	10
5	El Coco	13	80	20
6	Cañalito	17	45	11.25
7	Hospital San Miguel de Casa de alto	-	-	300
8	El Recreo	8	40	10
TOTAL		**77**	**365**	**381.25**

Con el servicio se beneficiaran de un suministro de energía eléctrica estable y continuo durante las 24 horas del día además de ello se ampliara el SNT, lo que permitirá evaluar futuros proyectos de generación renovable que amplíen la matriz energética del país y el crecimiento económico de la zona.

5.- Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos, materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- 36 kilómetros de Línea de Distribución 24.9 kV (Desde Subestación El Tortuguero hasta el Municipio de la Cruz del Rio Grande).

Línea de Transmisión:

- Construcción de 36 Km de línea de 24.9 kV, 4/0 kcmil ACSR con hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de postes de concreto.

6.- Ubicación del Proyecto



7.- Población Beneficiada

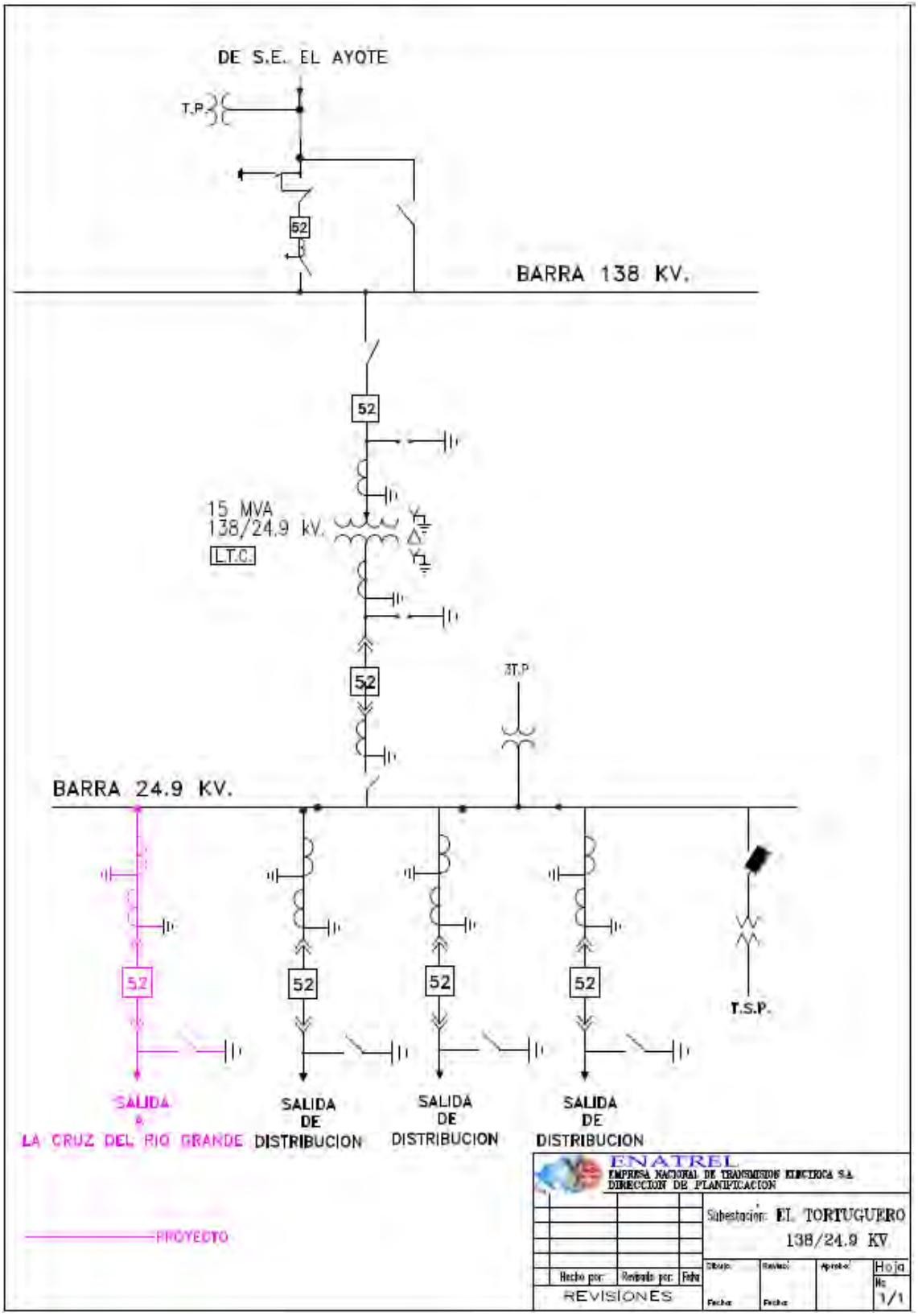
Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará 350 clientes que tienen actualmente el servicio de energía eléctrica al obtener un servicio de energía eléctrica de mejor calidad con la posibilidad de 365 clientes potenciales y sectores aledaños.

8.- Costos del proyecto

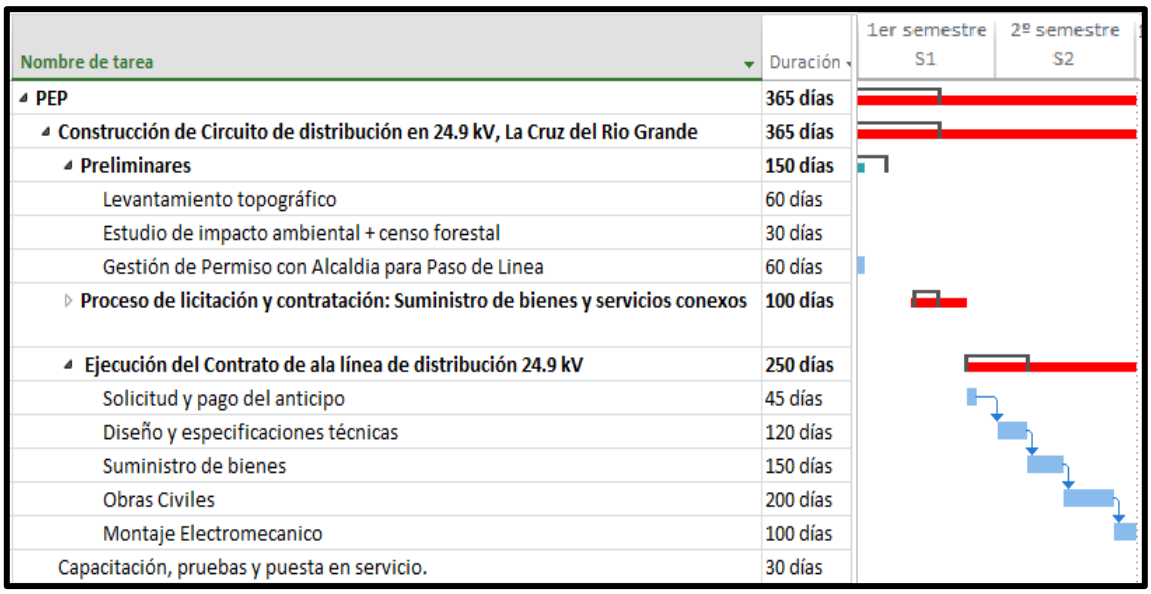
El costo total del proyecto es de USD 1.855 millones, de los cuales USD 1.750 millones corresponden a financiamiento externo y USD 0.105 millones a financiamiento local.

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
Construcción de Circuito de distribución en 24.9 kV Desde Subestación Tortuguero hacia el Poblado de la Cruz de Rio Grande	Circuito trifásico, simple circuito, 24.9 kV, 4/0 kcmil ACSR, en postes de concreto	35	$ 50,000.00	$ 1,750,000		1750000.00	1750000.00
			IMPREVISTO	**$ 105,000**	105000.00		105000.00
			TOTAL	**$ 1,855,000**	**$ 105,000**	**$ 1,750,000**	**$ 1,855,000**

9.- Diagrama Unifilar



10.- Cronograma



Nombre de tarea	Duración
PEP	**365 días**
Construcción de Circuito de distribución en 24.9 kV, La Cruz del Rio Grande	**365 días**
Preliminares	**150 días**
Levantamiento topográfico	60 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	30 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	60 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**100 días**
Ejecución del Contrato de ala línea de distribución 24.9 kV	**250 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	200 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	30 días

9.17.- Construcción de Subestación El Ayote 138 kV, Construcción de línea El Ayote (Aperturando la línea La Esperanza - El Tortuguero) en 138 kV.

1. Introducción

El Ayote es una municipalidad de la Región Autónoma de la Costa Caribe Sur (RACCS) en la República de Nicaragua. Es el municipio más joven de Nicaragua, nacido oficialmente en el año 2000.

La cabecera municipal está ubicada a 96 km de Juigalpa, cabecera departamental de Chontales (razón por la cual muchos nicaragüenses creen que El Ayote pertenece administrativamente a este departamento), y a 231 km de la ciudad de Managua, la Capital.

La Región Autónoma de la Costa Caribe Sur (RACCS), está conectada al sistema nacional de transmisión por 162 Km de línea de transmisión a través de las subestaciones La Esperanza y Bluefields.

Las grandes distancias que recorren las redes de media tensión en la Región Autónoma del Atlántico Sur, provoca un perfil de bajo voltaje en las mismas y un suministro de energía eléctrica de mala calidad. Tal es el caso del municipio de El Ayote que se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional a través de la subestación Mulukuku, el cual recorre una distancia de más de 120 Km para lograr alimentar este municipio y sus comunidades aledañas.

2. Antecedentes

El municipio del Ayote se caracteriza por ser un pueblo que se dedica a la ganadería bovina y producción porcina mayormente, Ante el desarrollo de la del municipio se requiere la instalación de una nueva subestación que venga a satisfacer la demanda y el crecimiento económico.
Se está realizando la construcción de una Pequeña Central Hidroeléctrica Tapalwas en el municipio de El Ayote, dicha central entregara una potencia de 5 MW al Sistema Interconectado Nacional (SIN) para lo cual requiere de una subestación eléctrica para la inyección de esta potencia al Sistema.

3. Objetivos del proyecto

Objetivos generales:

Suministrar energía confiable y con un perfil de voltaje adecuado a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a nuevas demandas de los municipios de El Ayote.

Objetivos específicos:

- Realizar la construcción de la subestación eléctrica en el municipio del El Ayote.
- Contribuir y Promover la electrificación rural en el municipio del El Ayote y sectores aledaños.
- Permitir la conexión de nuevos clientes, ampliando la capacidad de transmisión y distribución en este municipio.
- Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen el servicio de Energía eléctrica.
- Crear la Infraestructura eléctrica necesaria para la conexión de la central Tapalwas.
- Promover la conexión de fuentes de generación renovable en el país.

4. Situación Actual

Las subestaciones instaladas en la RACCS (Región Autónoma Costa Caribe Sur), tales como La esperanza y Bluefields, no suplen las necesidades que se acrecientan en toda la región debido a la extensión territorial y al número de clientes que se presentan en las estadísticas de demandas del suministro eléctrico de la zona.

Actualmente el municipio El Ayote quien se abastece a través de los circuitos de distribución de la subestación Mulukuku, siendo la distancia de este circuito de más de 120 Km, lo que provoca una considerable caída de voltaje en el mismo y un bajo perfil de tensión en el suministro eléctrico del consumidor final; esta situación no permite la conexión de nuevos clientes ya que las redes actuales se encuentran agotadas.

Existen además demandas de nuevas conexiones en la zona del municipio de El Ayote, se encuentra la Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) Tapalwas que entregara 5 MW y que demanda una nueva subestación con la cual se pueda evacuar la energía que genere.

5. Justificación

Anteriormente, el suministro de energía eléctrica en el municipio de El Ayote y sectores aledaños se realizaba a partir de grupos de electrógenos que sumaban una potencia total de generación de 0.55 MW, este sistema operaba 12 horas diarias, disminuyendo las horas de productividad de la zona.

En el año 2012, se realiza la interconexión de El Ayote al Sistema Interconectado Nacional (SIN), por medio de extensión de redes de

distribución provenientes de la subestación Mulukuku; por lo que las plantas diésel fueron sacadas de operación en junio del 2012.
Sin embargo la capacidad de la red existente no es adecuada para la conexión de la pequeña central hidroeléctrica Tapalwas y para seguir desarrollando la electrificación rural por medio de extensión de redes.

Al realizar este proyecto de una nueva subestación en el poblado de El Ayote se reducirán las distancias de los circuitos de distribución, la saturación que estos poseen y se podrán integrar a nuevos clientes que no cuentan con este servicio, a través de la electrificación rural en la zona. Así mismo se podrá conectar la central hidroeléctrica El Ayote para que esta entregue su energía al SIN.

6. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva subestación El Ayote con capacidad de 15/20 MVA y con relación de tensión de 138 kV/24.9 kV.

- 40 km de línea en 138 kV Doble circuito.

Componentes del Proyecto

Subestación El Ayote:

- Bahía de transformación 138/24.9 kV.
- Un transformador de potencia de 15/20 MVA, 138/24.9 kV.
- 7 celdas Metaclad de 24.9 kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 3 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda con su interruptor para acople de barra para la conexión de la PCH Tapalwas, 1 celda de entrada del transformador de potencia con interruptor, 1 celda para los equipos de medición y 1 celda para el transformador de servicios propios).
- Sistema de control y comunicaciones.
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de en la zona de los equipos a instalar.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.

- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín para las bahías de los equipos a instalar).
- Adquisición de terreno

Línea de Transmisión:

- Suministro y construcción 40 Km de línea de 138 kV Doble circuito, conductor ACSR DOVE 556.5 MCM con hilo de guarda tipo OPGW, desde la nueva Subestación El Ayote hasta intercepción con la línea La Esperanza - El Tortuguero 138 kV.

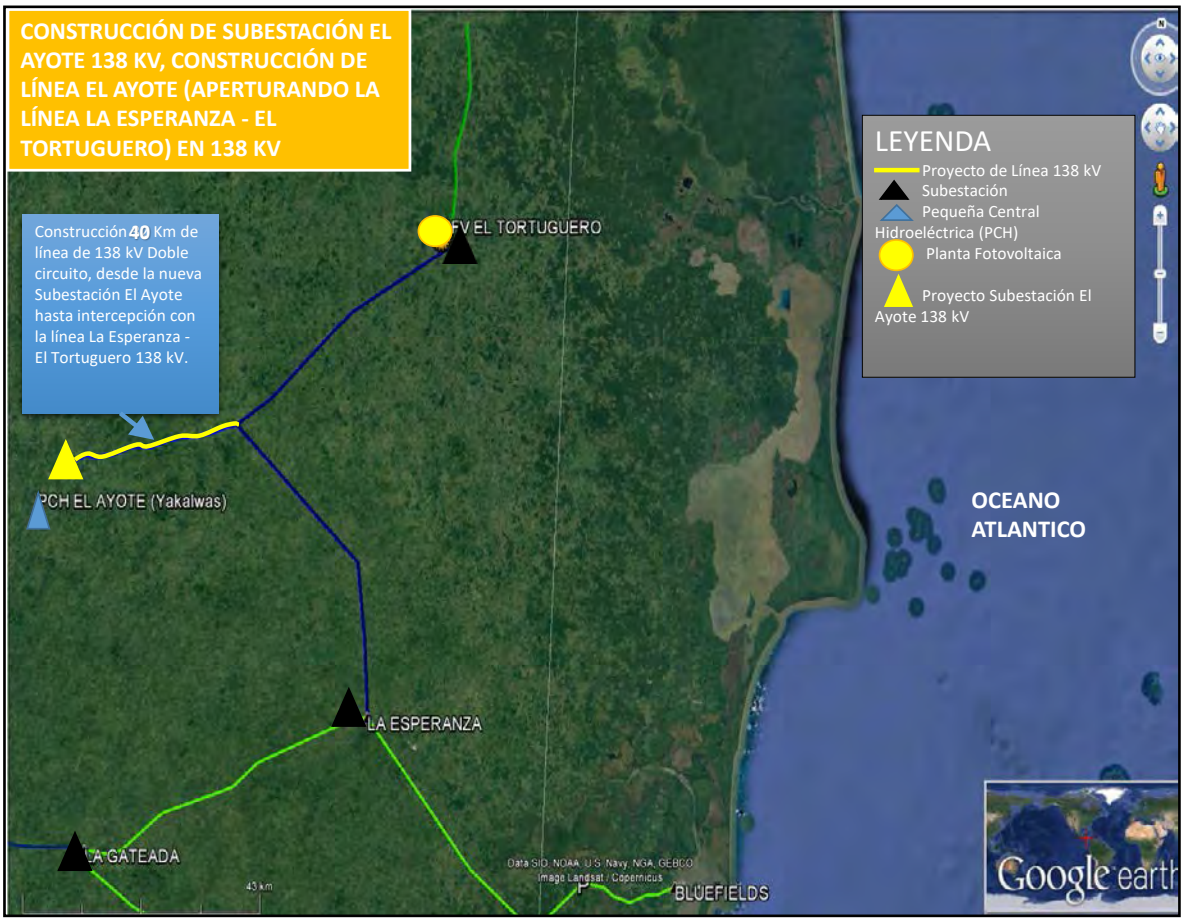
7. Costos del proyecto

El costo total del proyecto es de US$ 14.589 millones de dólares de los cuales US$ 13.572 millones de dólares es financiamiento externo y US$ 1.016 millones financiamiento local.

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $
	Estudios Tecnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topograficos y Geologicos)	1	$ 322,145	$ 322,145.13
EL AYOTE	Adquisición Terreno	1	$ 200,000	$ 200,000.00
	Caseta de Control, Iluminacion, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	$ 1,800,000	$ 1,800,000.00
	Bahía de transformación 138 kV/24.9 kV	1	$ 732,509.47	$ 732,509.47
	Transformador de 15/20 MVA 138 kV/24.9 Kv	1	$ 902,148.97	$ 902,148.97
	Celdas de Distribución 24.9 kv	7	$ 60,022.04	$ 420,154.29
TORTUGUERO	Arreglo de seccionador	1	$ 163,194.24	$ 163,194.24
LA ESPERANZA	Bahía de Línea 138 kV, barra simple	1	$ 575,551.94	$ 575,551.94
	Ingenieria y Diseño Subestaciones		$ 185,872.18	$ 185,872.18
SubTotal-SUBESTACIONES				**$ 5,301,576**

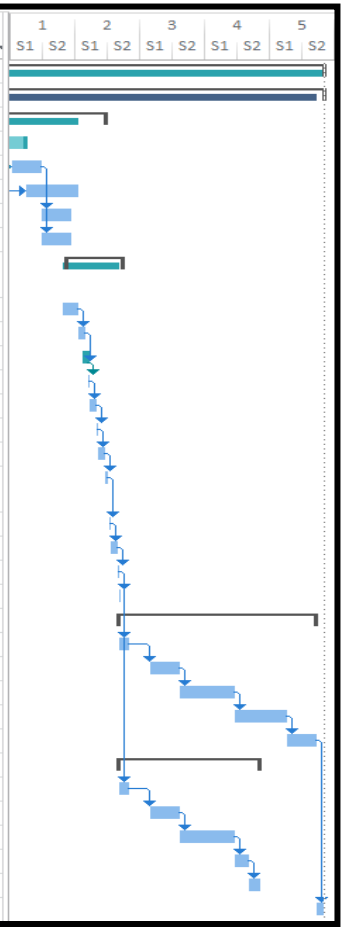
Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $
Desde Subestación Nueva subestación El Ayote - hasta interceptar linea La Esperanza - El Tortuguero	40 km en doble circuito conductor 556.5 kcmil ACSR, con hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes.	40	$ 194,625.46	$7,785,018.30
	Servidumbre	40	$ 7,000.00	$ 280,000.00
	Ingenieria y Diseño		$ 530,223	$ 530,222.87
SubTotal-LINEAS				**$ 8,595,241**
TOTAL SIN IMPREVISTO				**$ 13,896,817**
IMPREVISTO				**$ 693,062**
TOTAL CON IMPREVISTO				**$ 14,589,880**

8. Localización Del Proyecto

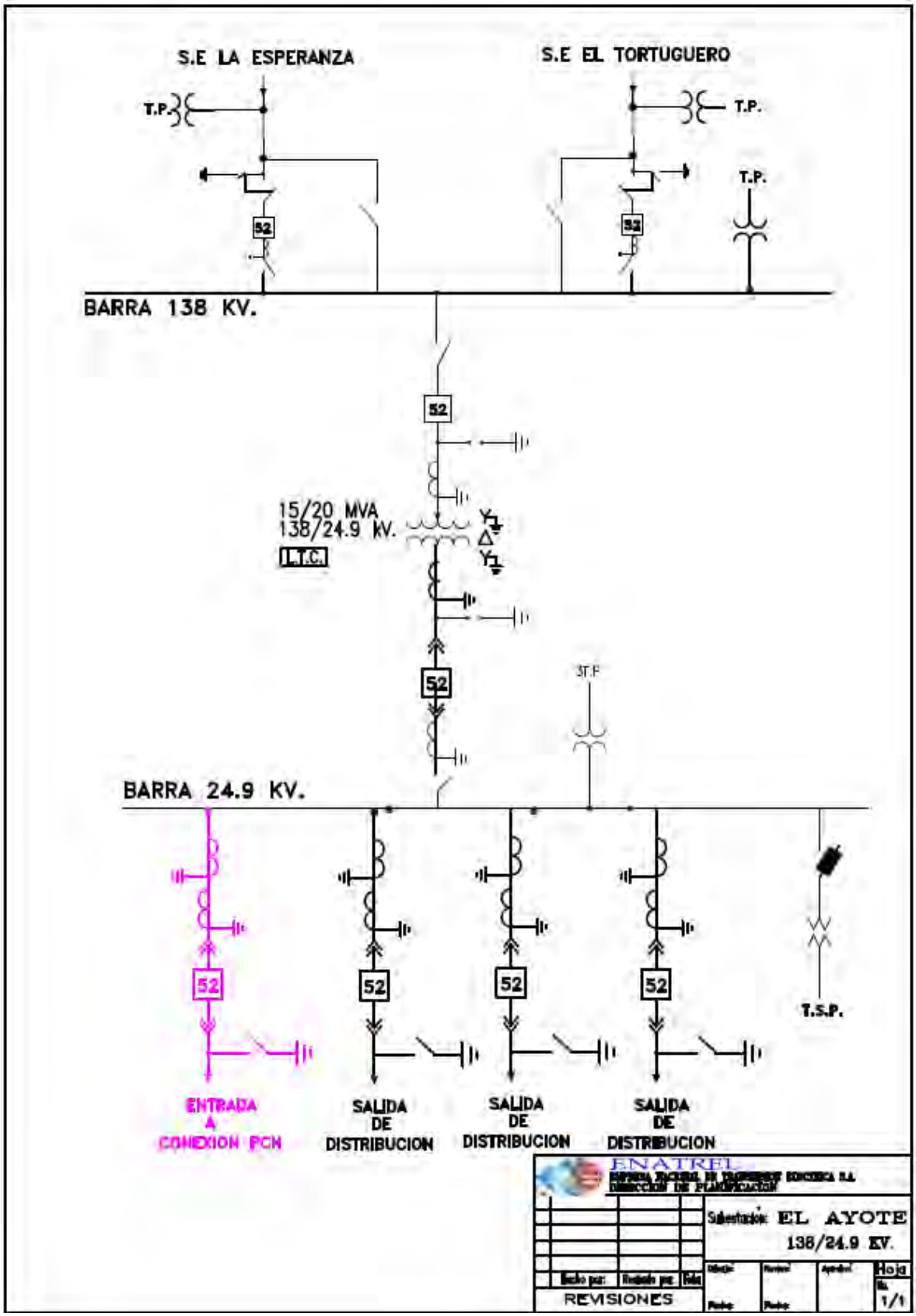


9. Cronograma

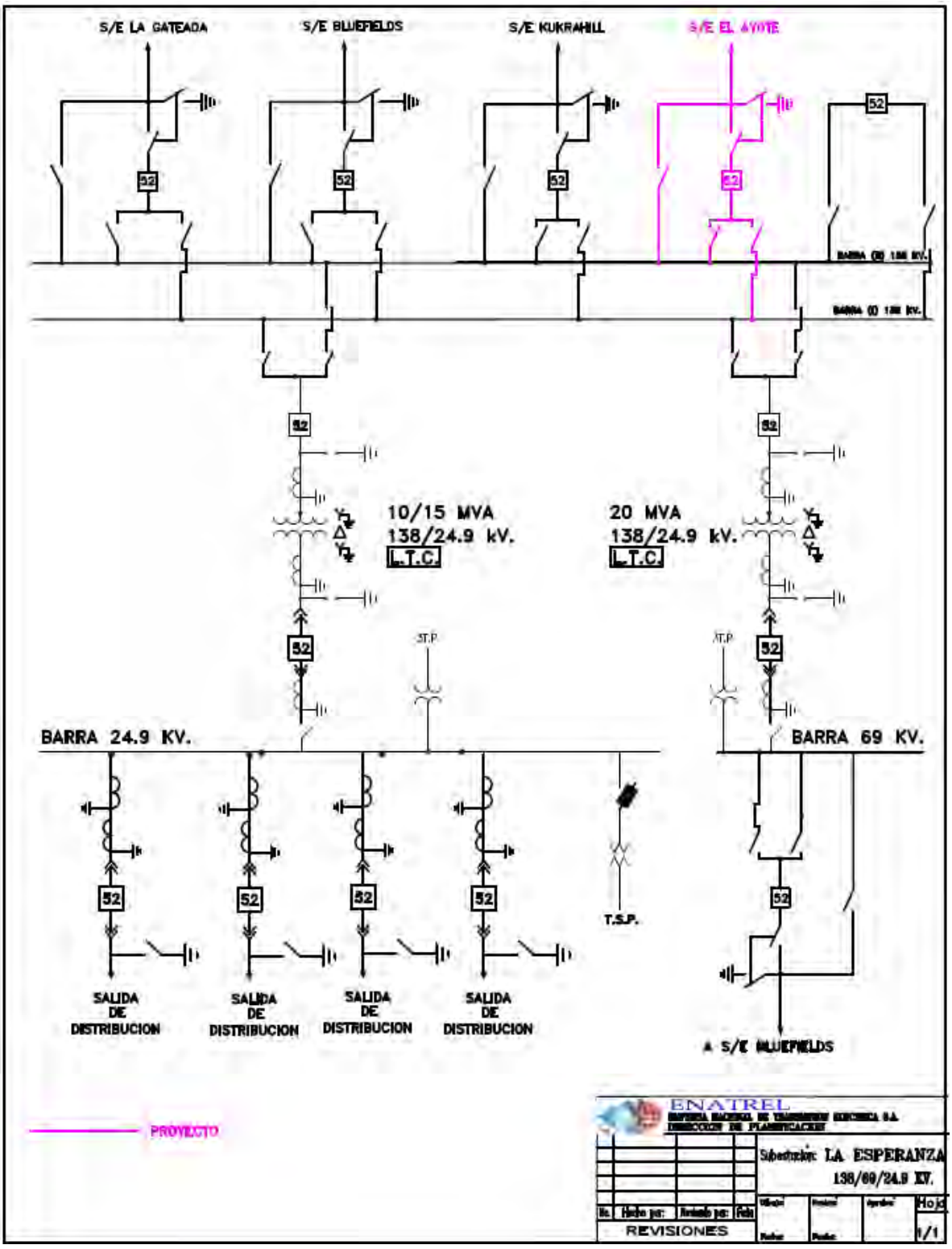
Nombre de tarea	Duración
PEP	**1303 días**
Construcción de Subestación El Ayote 138 kV, Construcción de línea El Ayote (Ape	**1303 días**
Preliminares	**421 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**795 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	210 días
Montaje Electromecanico	120 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**570 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	45 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	30 días



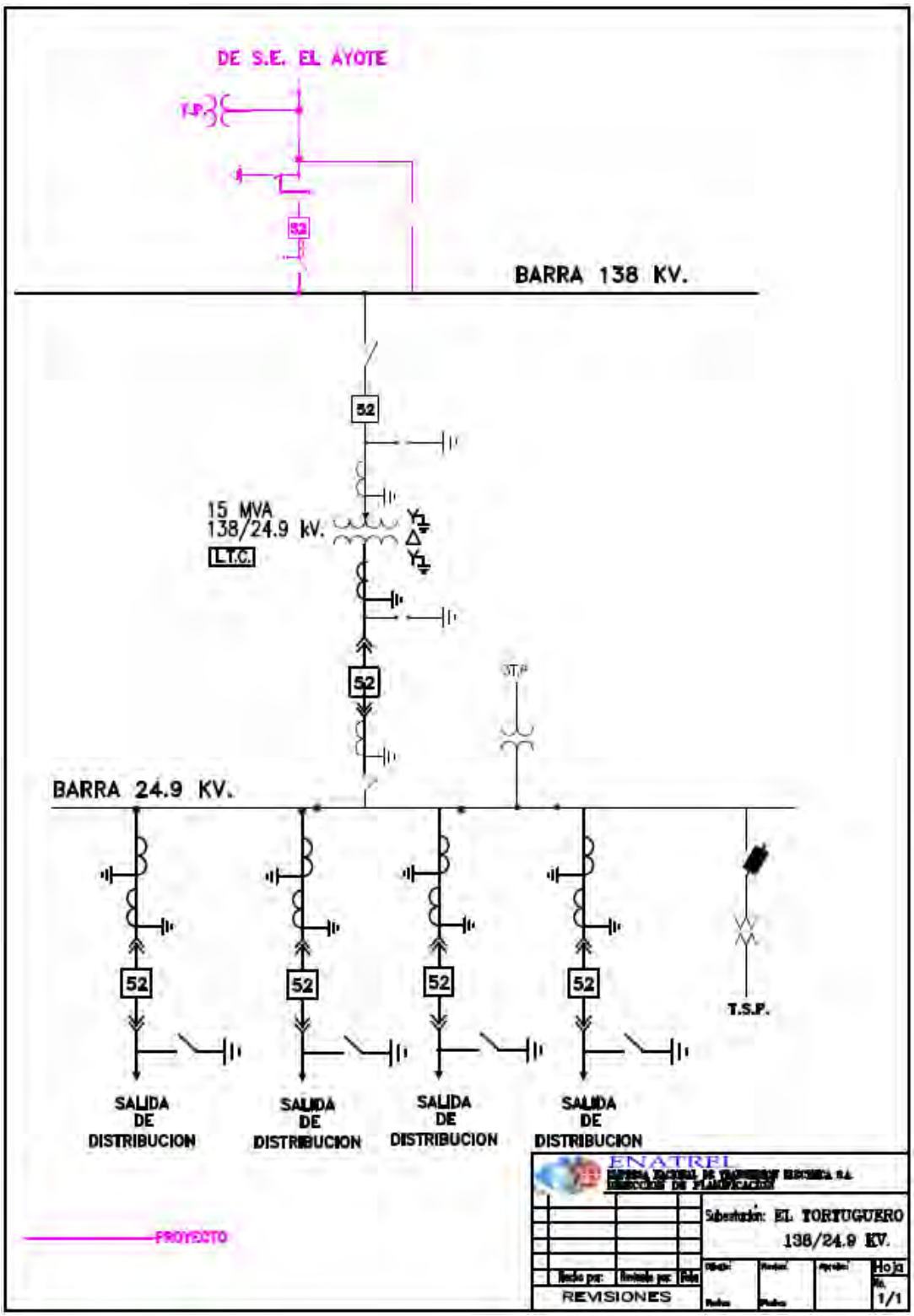
10. Unifilar subestación El Ayote



11. Diagrama unifilar de la subestación La Esperanza.



12. Diagrama unifilar de la subestación El Tortuguero.



10.- PROYECTOS SIN FINANCIAMIENTO

La adecuada planificación y expansión de la transmisión debe buscar las soluciones técnicas óptimas, permitiendo su desarrollo a un mínimo costo y cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo del Sistema, para garantizar niveles adecuados de confiabilidad y calidad de servicio, adaptado a los requerimientos de generadores y consumidores, procurando así mismo el menor impacto ambiental.

La planificación de las infraestructuras de transmisión de energía tiene como objetivo primordial garantizar el suministro eléctrico en situaciones de máxima demanda al menor coste posible cumpliendo con los criterios de desempeño mínimo.

En el periodo 2025-2037 se encuentran 22 proyectos sin financiamiento definido y representan una inversión total de más de 382 millones de dólares, dichas inversiones se detallan en el presente capitulo.

Tabla 10.- Obras periodo 2025-2037

No.	Nombre del Proyecto	NUEVA SE	MVA a Instalar	Km de Línea	Financ. Local (kUS$)	Financ. Externo (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Fuente de Financiamiento	Año PROBABLE de Finalización
1	Ampliación de Capacidad de la Línea Tipitapa-Guanacastillo-Masaya				126.66	1,938	2,065	Sin Financiamiento	2025
2	Construcción Líneas 230kV Terrabona-Mulukuku y Boaco-Mulukuku		100	283	4,400.57	97,202	101,603	Sin Financiamiento	2025
3	Aumento de la capacidad de transformación las subestaciones: Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí, Chinandega		320		453.42	24,944	25,398	Sin Financiamiento	2026
4	Adquisición de 1 Subestación Móvil de 30 MVA				200.00	4,000	4,200	Sin Financiamiento	2026
5	Ampliación Y Refuerzo en Subestación MATEARE I (LINEA MATEARE I INTERCEPTA LBS-TCP 230 kV))			16.5	2,406.32	9,315	11,722	Sin Financiamiento	2026
6	Construcción de subestación Guanacastillo y obras conexas	1	40	1.5	326.52	6,204	6,530	Sin Financiamiento	2027
7	Construcción de la subestación GIS Metropolitana, línea de transmisión soterrada en 138kV y obras conexas.	1	40	5	1,017.78	19,474	20,492	Sin Financiamiento	2027
8	Construcción subestación Mateare II y línea 138 kV en doble circuito	1	40	1.5	270.17	5,133	5,403	Sin Financiamiento	2027
9	Construcción de la Subestación GIS Santo Domingo, Línea de Transmisión Soterrada en 138kV y Obras Conexas. (Managua)	1	40	0.6	885.05	14,367	15,252	Sin Financiamiento	2028
10	Construcción Línea de Transmisión 230kV La Virgen - San Benito			127	1,902.88	36,896	38,799	Sin Financiamiento	2029

11	Construcción de Subestación Sabana Grande y Obras Conexas	1	40	17	1,004.25	11,734	12,738	Sin Financiamiento	2029
12	Modernización y Ampliación de Subestación GIS ASOSOSCA a 138kV	1	40	5	846.14	11,300	12,146	Sin Financiamiento	2029
13	Línea de Transmisión Waslala-Siuna en 138kV y la instalación de un reactor de 5MVAr en Waslala y Siuna			95	2,313.93	20,825	23,139	Sin Financiamiento	2030
14	Construcción de Subestación Malacatoya y Obras Conexas	1	20	30	714.71	13,580	14,294	Sin Financiamiento	2031
15	Modernización y Ampliación de Subestación GIS Benjamín Zeledón a 138 kV	1	30		183.45	7,966	8,150	Sin Financiamiento	2031
16	Línea de Transmisión Waslala-Mulukuku en 138kV			56	840.82	14,403	15,244	Sin Financiamiento	2032
17	Construcción de Subestación Santa Victoria y Obras Conexas	1	20	70	1,613.35	20,097	21,711	Sin Financiamiento	2033
18	Construcción Subestación Cusmapa y Obras Conexas	1	15	35	1,191.05	12,609	13,800	Sin Financiamiento	2033
19	Construcción de subestación El Realejo 138 kV, Construcción de Línea Doble Circuito en 138 kV y obras conexas	1	30	2	782.79	6,350	7,133	Sin Financiamiento	2034
20	Construcción de Subestación Nejapa, Construcción de 5 Km de Línea en Doble Circuito 138 kV Nejapa-Intercepta Línea Los Brasiles-Batahola	1	40	5	820.89	8,356	9,177	Sin Financiamiento	2035
21	Construcción de Subestación TECOLOSTOTE 138 kV	1	25	29	544.58	10,347	10,892	Sin Financiamiento	2036
22	Cambio de Conductor Malpaisillo II - San Jacinto Tizate 138 kV			40	111.88	2,126	2,238	Sin Financiamiento	2037
TOTAL		**13**	**840**	**819**	**22,957**	**359,168**	**382,125**		

(*) kUS$ = miles de dólares

10.1.- Ampliación de capacidad línea Tipitapa – Guanacastillo - Masaya

1. Introducción

La línea L8090 opera a 138 kV, tiene una longitud de 19.5 km, su conductor es Linnet 336.4 kcmil ACSR, y su capacidad de transferencia es de 113 MVA (471 Amperios a 138 kV).

Actualmente, en demanda máxima y en condiciones normales del sistema, la línea L8090 transfiere 36 MVA (aproximadamente) en dirección Tipitapa – Masaya, sin embargo, si se produce una apertura de la línea L9060 Ticuantepe-Masaya (o de la línea L9070 Los Brasiles - Ticuantepe), el flujo de potencia a través de la línea L8090 llega a 105 MVA (93% de su límite de carga).

Es necesaria la ampliación de capacidad de transporte en la línea Masaya – Tipitapa para cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo del sistema.

2. Objetivo

- Aumentar la capacidad de transferencia a 200 MVA en la línea L8090.
- Evitar la ocurrencia de blackout en la zona sur debido a la sobrecarga de la línea L8090.

3. Justificación

Cuando hay trasferencias en las líneas de interconexión. Bajo esta condición, si llega a producirse la salida de la línea L9060 (o de la línea L9070), los flujos de potencia en la línea L8090 llegan a ser de 140 MVA (o más, dependiendo de la transferencia de potencia por la interconexión), sobrepasando la capacidad de del conductor de la línea Tipitapa-Masaya, lo que produciría el disparo por sobrecarga.

Como consecuencia de esta sobrecarga se cortaría el suministro de potencia a la zona sur del sistema, quedando sin suministro de electricidad las subestaciones: Masaya, Granada, Masatepe, Diriamba, San Rafael del Sur, Nandaime y Rivas.

Así mismo, cuando entre en operación el proyecto Ticuantepe – anillo de Managua y se produzca contingencias en las líneas EL Periodista-Ticuantepe,

Ticuantepe-Las Colinas y Las Colinas- Altamira se produce sobrecarga en la línea Masaya-Tipitapa, esto considerando la nueva generación de la planta Montelimar de 30MW.

Para evitar los eventos descritos, ENATREL pretende aumentar la capacidad de transferencia entre las subestaciones Tipitapa – Masaya, para lo cual se requiere cambiar el conductor de la existente en la línea L8090 por un conductor cuya capacidad de transferencia sea de al menos 200 MVA, para lo cual se utilizará conductor HTLS de alta temperatura y baja flecha.

4. Alcances del Proyecto

El proyecto consiste en:

- Desmontaje de 20km aprox. del conductor Linnet 336.4 kcmil ACSR existente en la línea de Masaya-Tipitapa y su traslado a los almacenes.

- Suministro y Montaje de 20 km de línea de transmisión simple circuito conductor Dove ACSS HTLS TW, entre las subestaciones Tipitapa y Masaya. Asociado se deberá realizar el suministro y cambio de herrajes.

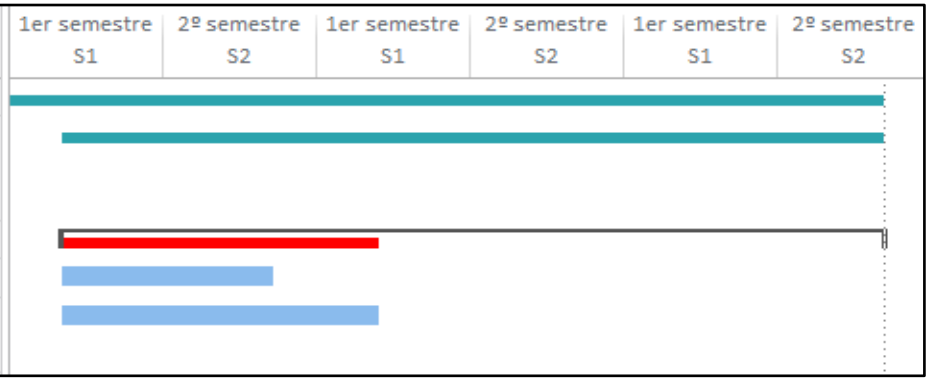
5. Costo total

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 2.064millones de dólares, de los cuales U$ 1.937 millones con Financiamiento externo y U$ 0.126 millones con Financiamiento local.

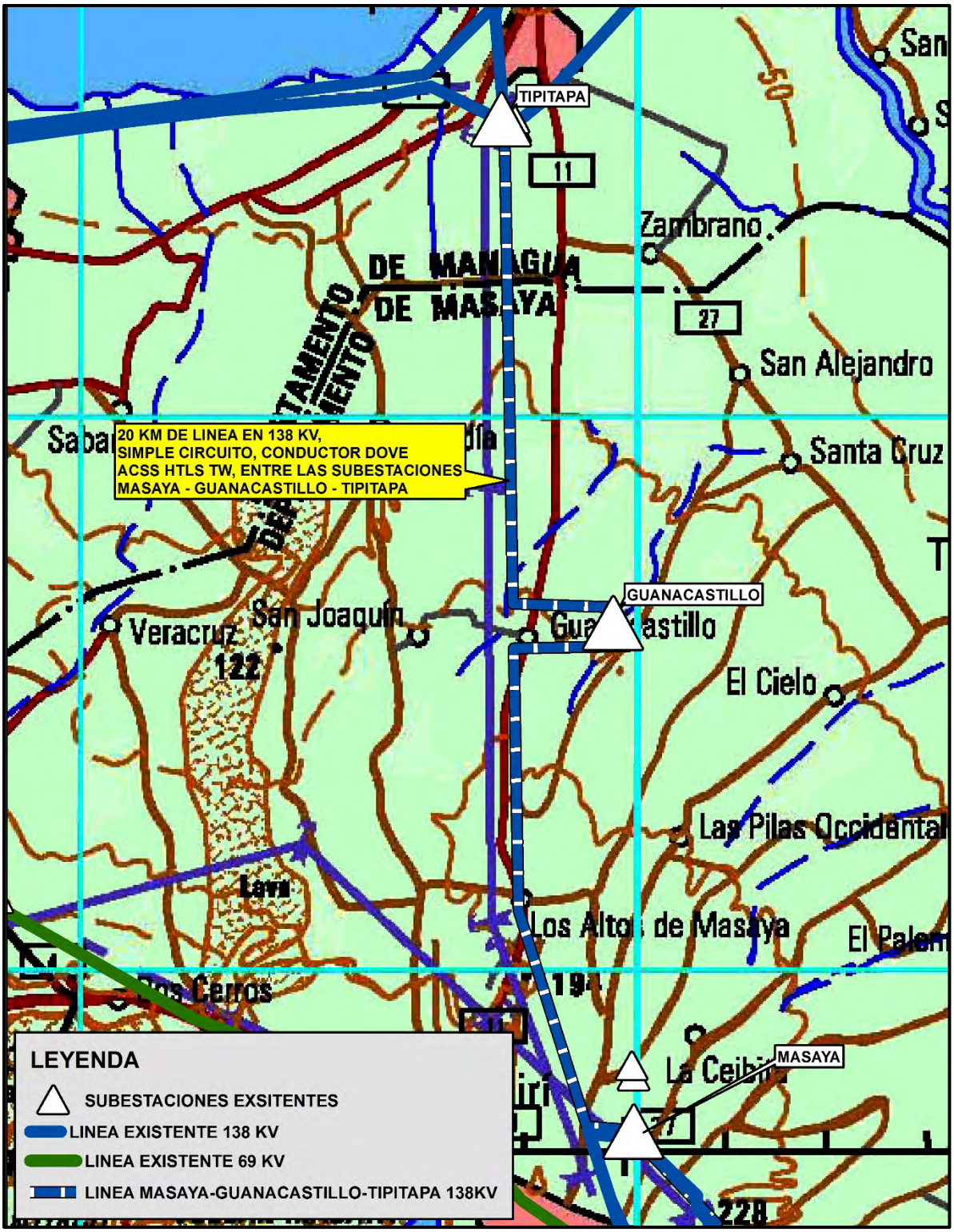
Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Técnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	$ 103,997.16	$ 103,997.16	103997.16		103997.16
	Desmontaje del conductor de Línea	20	$ 15,500.00	$ 310,000.00		310000.00	310000.00
	Estructuras	10	$ 24,300.00	$ 243,000.00		243000.00	243000.00
Línea Tipitapa-Guanacastillo-Masaya	Línea 138 kV, Conductor Linnet ACSS HTLS TW e instalación de herrajes y accesorios	20	$ 63,033.06	$ 1260,661.22		1260661.22	1260661.22
	Servidumbre			$ -	$ -		$ -
	Ingeniería y Diseño		$ 75,531	$ 75,531.44	$ 22,659	$ 52,872.01	$ 75,531
SubTotal-LINEAS				**$ 1993,190**	**$ 126,657**	**$ 1866,533**	**$ 1993,189.81**
TOTAL SIN IMPREVISTO				**$ 1993,190**	**$ 126,657**	**$ 1866,533**	**$ 1993,190**
IMPREVISTO				**$ 71,358**		**$ 71,358**	**$ 71,358**
TOTAL CON IMPREVISTO				**$ 2064,548**	**$ 126,657**	**$ 1937,891**	**$ 2064,548**

6. Cronograma

Nombre de tarea	Duración
PEP	**700 días**
AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD LÍNEA TIPITAPA-GUANACASTILLO-MASAYA	**700 días**
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**700 días**
Desmontaje del conductor de Línea	180 días
Línea 138 kV, Conductor Linnet ACSS HTLS TW e instalación de herrajes y accesorios	270 días



7. Localización Del Proyecto



10.2.- Línea de Transmisión Terrabona – Mulukuku y Boaco – Mulukuku (Refuerzos de Transmisión para la conexión de proyectos Hidroeléctricos Fase II)

1. Introducción

El plan indicativo de Generación del Ministerio de Energía y Minas de la república (MEM) de Nicaragua establece como uno de sus principales ejes de desarrollo la generación con fuentes renovables de energía, especialmente la generación hidroeléctrica de la cual Nicaragua tiene un alto potencial y poco aprovechamiento.

El plan indicativo de Generación contempla la instalación de aproximadamente 1223 MW de los cuales son: 440 Térmicos, 138 MW Biomasa, 74 Solar, 143 MW Eólico, 135 Geotérmico y 293 MW hidroeléctricos.

Por eso el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER) ha puesto énfasis en el desarrollo de las fuentes renovables incluyendo en sus alcances la realización del "Plan Maestro de la Cuenca del Río Grande de Matagalpa y Cuenca Superior del Río Coco", ubicados en la parte norte y Región Atlántica Costa Caribe Norte. El potencial hidroeléctrico identificado a la fecha en la zona Norte- Atlántica es de 573 MW, con proyectos como Copalar (150 MW), Boboké (70 MW), Tumarín (253MW) y El Carmen (100 MW), sin incluir otros proyectos que están en estudios dentro del mismo PNESER. La red de transmisión actual en esta zona no tiene la capacidad suficiente para transportar los proyectos hidroeléctricos de la zona, por lo que para el desarrollo de uno de ellos es necesario la realizaron de refuerzos de Transmisión especialmente en la región de Mulukukú.

El objetivo del proyecto de Refuerzos Hidroeléctricos es ampliar la capacidad de transporte del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) en la Región Costa Caribe Norte mediante la construcción de obras de refuerzos en Transmisión que permitan la conexión inicial de 300MW de potencia de centrales Hidroeléctricas en el nodo de Mulukukú de igual forma se crearán las condiciones iniciales para la conexión de otros 300 MW adicionales. Además, con el Proyecto se mejorará el suministro y el perfil de voltaje en la costa caribe Sur.

2. Objetivos del Proyecto

General

- Reforzar el Sistema Nacional de Transmisión que permitan el transporte de energía hidroeléctrica de hasta 300 MW de potencia, cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo que establece la Normativa de Operación

Específicos

- Realizar la ampliación a 230KV de las subestaciones Terrabona y Mulukukú.
- Construcción de una línea de transmisión simple terna a un nivel de tensión de 230kV, entre las subestaciones Boaco-Mulukukú y Terrabona-Mulukukú.
- Mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico de las subestaciones Matagalpa, San Ramón, Matiguás, Mulukukú, Siuna, Rosita y Bilwi.
- Mejorar el control de tensión de las subestaciones Siuna, Rosita y Bilwi.
- Cumplir con la regulación regional permitiendo transferencias de 300 MW de Norte a Sur por el sistema de Nicaragua.
- Contribuir al cambio de la matriz energética del país creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

3. Estudios de Potencial Hidroeléctricos en las Cuencas del Rio Grande de Matagalpa y Cuenca Superior del Rio Coco

El PNESER está elaborando el plan maestro de las Cuencas del Rio Grande de Matagalpa y del río Coco, dividido en 2 etapas:

- Etapa I: Estudios Iniciales de Evaluación del Potencial Hidroeléctrico.
  En esta etapa fueron identificados 22 sitios potenciales para centrales hidroeléctricas, de los resultados obtenidos, solamente 10 sitios fueron seleccionados para estudios de Pre-Factibilidad.
- Etapa II: Ejecución de los Estudios de Pre-Factibilidad, selección y priorización de los sitios para estudios de factibilidad.

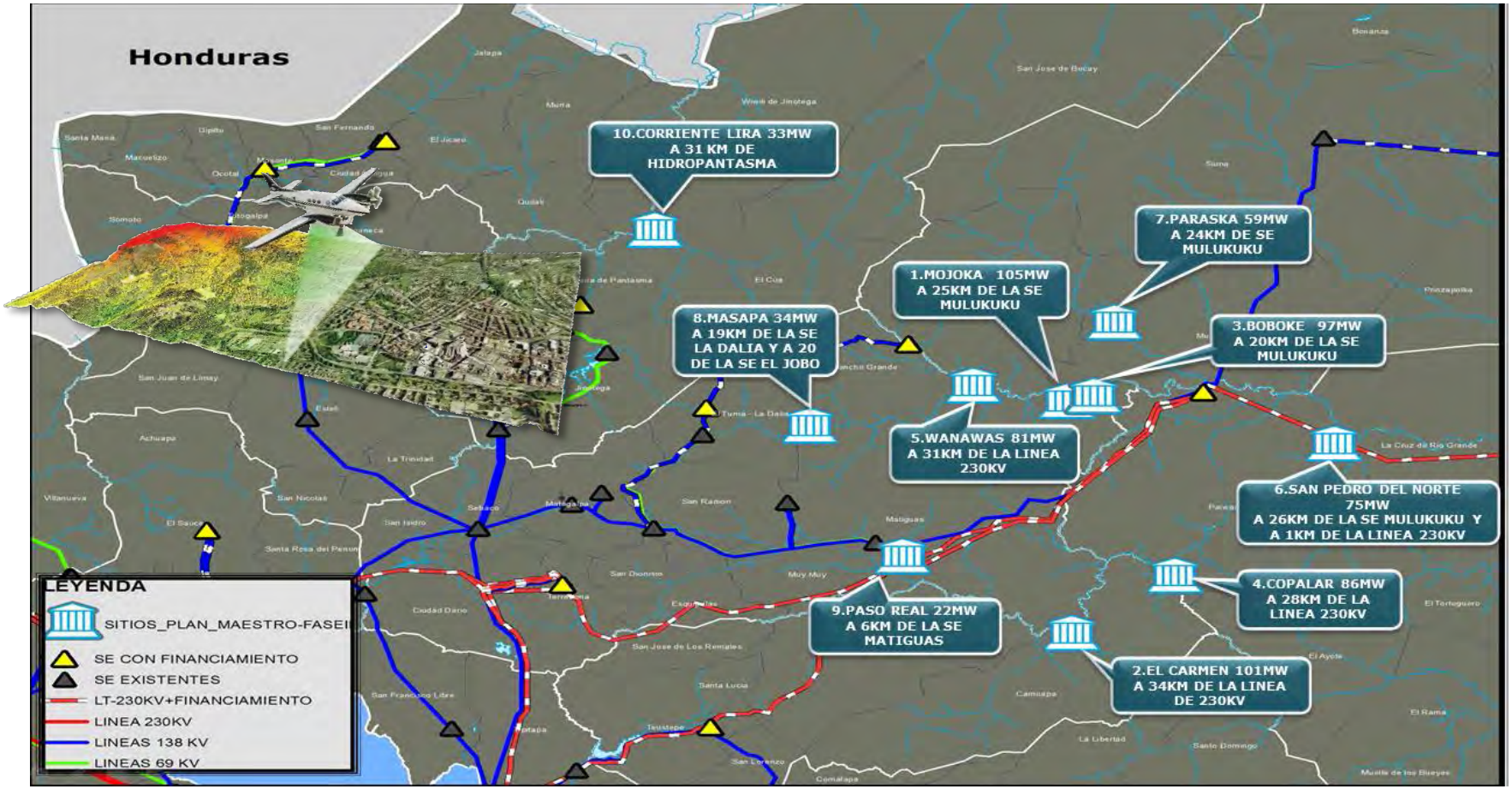
En esta etapa se profundiza en los estudios y definiciones de los diez sitios seleccionados en la Etapa I para, de un modo comparativo, determinar cuáles son los cincos planteamientos mas atractivos.

La siguiente tabla muestra el potencial hidroeléctrico de los 10 mejores sitios seleccionados:

Cuenca	No.	Sitio	Potencial (MW)
Rio Grande de Matagalpa	1	Mojolka	105
	2	El Carmen	101
	3	Boboké	97
	4	Copalar	86
	5	Wanawás	81
	6	San Pedro del Norte	75
	7	Paraska	59
	8	Masapa	34
	9	Paso Real	22
Rio Coco	10	Corriente Lira	33

A continuación, se muestra en el mapa las ubicaciones de los diez sitios seleccionados:

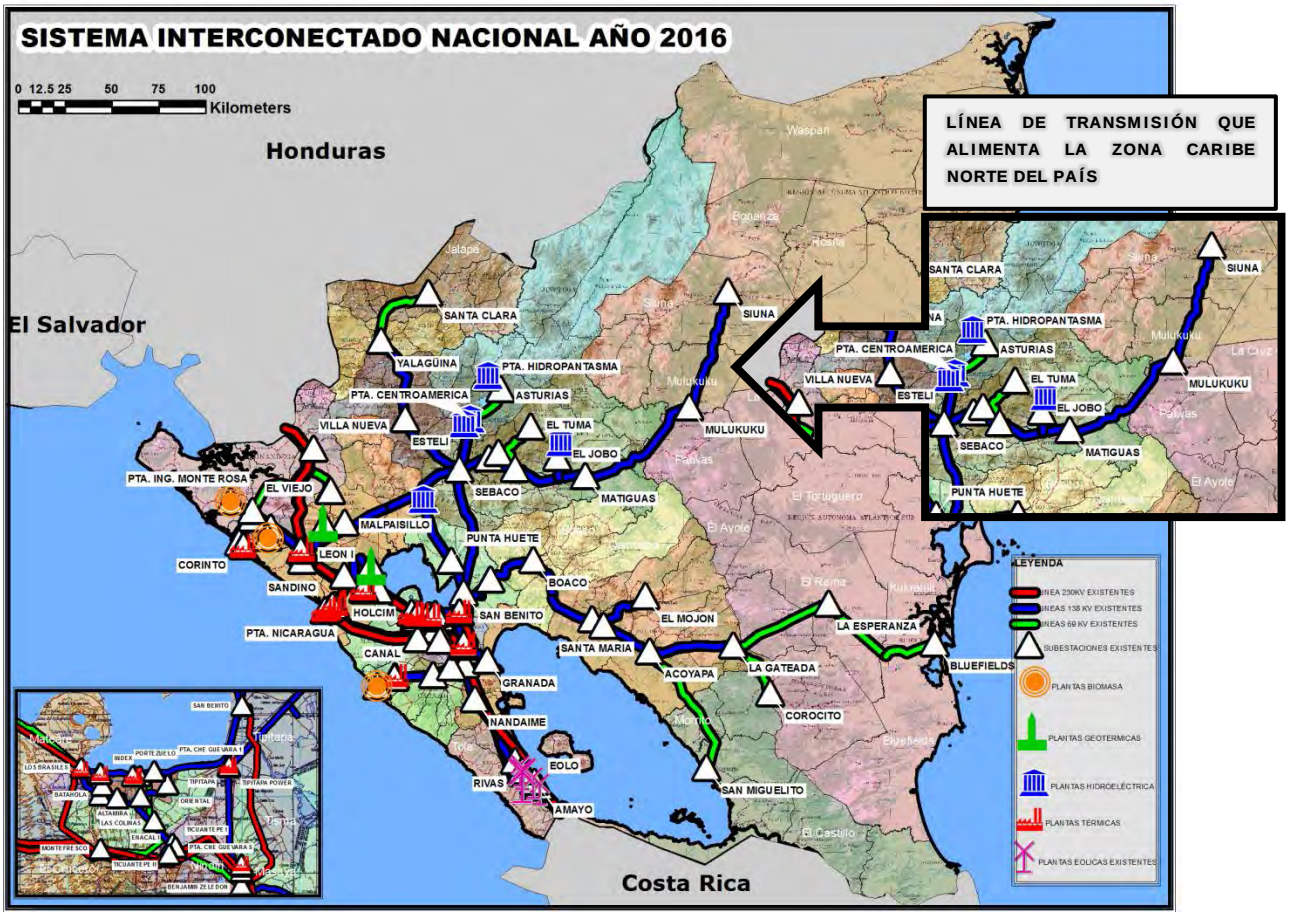
Este estudio cuenta con la utilización de tecnología LIDAR (Light detection and ranging or laser imaging detection and ranging), (escáner laser aerotransportado). Esta tecnología permitirá definir la cerrada o sitio de presa específico, la zona de embalse, delimitación de la zona de inundación y posibles estructuras geológicas que afecten a los sitios seleccionados.



4. Situación Actual

Situación Actual del Sistema Nacional de Transmisión en la zona Caribe Norte

La zona del Caribe Norte se encuentra alimentada por medio de una línea radial que posee una longitud total de 221 km, operando en 138kV. Esta línea radial parte de la subestación Sébaco y conecta a 7 subestaciones: Matagalpa, San Ramón, El Tuma, El Jobo, Matiguás, Mulukukú y Siuna, tal a como se muestra en el siguiente mapa:

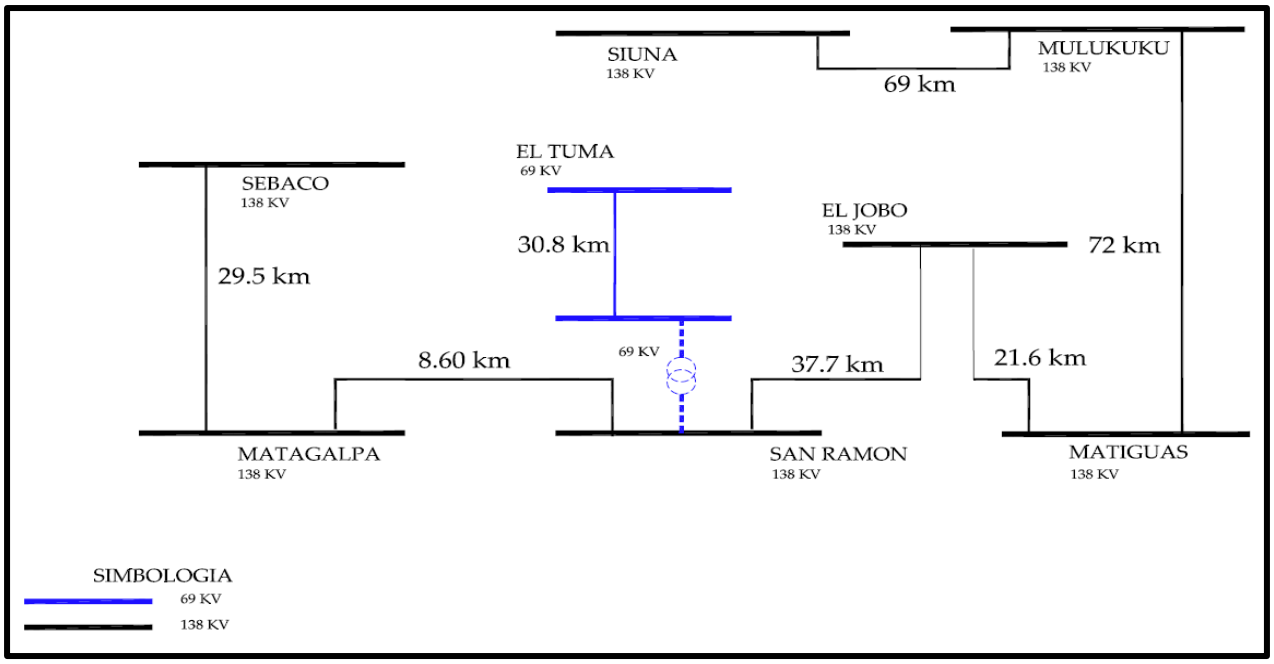


Actualmente la subestación Mulukukú opera en una tensión de 138 kV alimentada desde la subestación Sébaco. En la subestación El Jobo actualmente está conectada una planta hidroeléctrica de 4MW.

ENATREL finalizó en el año 2016 la conversión a 138 kV de las subestaciones Mulukukú y Siuna que actualmente se encuentran en operación

.

Diagrama Actual Costa Caribe Norte



Esta red no tiene la capacidad para evacuar la potencia generada de los proyectos hidroeléctricos considerados en el Plan Indicativo de Generación del MEM tales como Tumarín de 253MW, El Carmen de 100MW, Copalar bajo de 150MW y Boboke de 70MW.

5. Justificación

Los Refuerzos de transmisión consisten en dos fases descritas a continuación:

La primera fase incluye la ampliación en 230KV de las subestaciones Boaco, San Benito y Terrabona y la construcción de dos líneas de transmisión simple terna en 230kV, una de ellas entre las subestaciones Boaco y San Benito y la otra entre San Benito y Terrabona. Esta Fase tiene financiamiento del Kexim Bank de Corea, LAIF, BCIE, BID y del GDN.

La segunda fase considera la construcción de una línea en 230kV que conectará las subestaciones Mulukukú – Terrabona, una línea en 230kV que enlace las subestaciones Mulukukú – Boaco; y la ampliación las subestaciones de Mulukukú y Terrabona a 230 kV. Esta segunda fase se encuentra sin financiamiento.

El tamaño de la Centrales hidroeléctricas ubicadas en la zona de la subestación Mulukukú, las cuales suman aprox. 750MW, exige contar con una red de transmisión en la zona con capacidad de transportar 300 MW de forma confiable; y con interconexiones robustas con el resto del sistema, con el fin de suplir una posible salida intempestiva de la central o de las unidades generadoras, sin provocar inestabilidad en la operación del sistema nacional o regional.

Actualmente la red de transmisión de 138kV existente en la costa caribe norte posee una capacidad de 90 MW, esta red no posee la capacidad para la conexión de las plantas hidroeléctricas consideradas en el Plan de Generación ubicadas en la zona de la subestación Mulukukú; por lo cual se llevará la red de 230 kV a esta subestación, con lo cual se dispondrá de una capacidad de transporte de 374 MVA. Además, se incrementará la confiabilidad del suministro eléctrico de la costa caribe norte y de los departamentos de Matagalpa y Jinotega.

Además, con la conversión de la subestación Mulukukú a 230 Kv y la instalación de un autotransformador de 230/138kV se podrá regular el voltaje en los nodos de Siuna, Rosita y Bilwi, ya que por ser una línea radial con una longitud considerable existe dificultades para mantener el nivel de tensión de acuerdo a norma y al ir incrementando la demanda y la red en esta zona, este problema se intensificará, por lo que a realizar la ampliación de la subestación Mulukukú en 230kV el autotransformador instalado servirá como nodo de control de voltaje.

Con la conexión de Terrabona a Mulukukú y de Boaco a Mulukukú se mejorará la confiabilidad de las subestaciones Matagalpa, San Ramón, Matiguás, Mulukukú y Siuna, que actualmente se encuentran conectadas de forma radial desde la subestación Sébaco. Es decir se mejorara la confiabilidad del suministro eléctrico a aprox. 69,000 viviendas, las que representan una demanda de 33MW aprox y que son alimentadas de las subestaciones Matagalpa, San Ramón, Matiguás, Mulukukú y Siuna que actualmente se encuentran conectadas de forma radial desde la subestación Sébaco.

6. Alcances del Proyecto de Refuerzos Hidroeléctricos

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Ampliación Subestación Mulukukú a 230kV e instalación de autotransformador de 100MVA.

- Obra 2: Ampliación Subestación Terrabona en 230kV e instalación de autotransformador de 120MVA.

- Obra 3: Compensación inductiva en Subestación Rosita

- Obra 4: Compensación inductiva en Subestación Bilwi

- Obra 5: Líneas de Transmisión en 230kV

Obra 1: Ampliación Subestación Mulukuku a 230kV.

- Equipamiento y montaje de 3 Bahías de Línea 230kV, en configuración de interruptor y medio.
- Equipamiento y montaje de una bahía de transformación 230/138 kV.
- Suministro y Montaje de 1 autotransformador 230/138 kV, de 100 MVA.
- Equipamiento y montaje de 1 Bahía de Línea de 138kV, con seccionador bypass para la salida de línea que va hacia la SE Matiguás.
- 2 Reactores Shunt de 25 MVAr
- PLC esclavo para DAG
- Equipos de Comunicaciones y radiofrecuencia, protección y control.
- Ampliación de Terreno y caseta de Control.

Obra 2: Para Subestación Terrabona.

- Equipamiento y montaje de 2 bahías de líneas en configuración de interruptor y medio.
- Suministro y Montaje de 1 reactor inductivo de 25MVAr
- Equipos de Comunicaciones y radiofrecuencia, protección y control.

Obra 3: Compensación Inductiva Subestación Rosita

- Suministro y Montaje de 1 reactor de 5MVAr en 138kV, con su bahía equipada de un interruptor y seccionadores.
- Equipos de Comunicaciones y radiofrecuencia, protección y control.

Obra 4: Compensación Inductiva Subestación Bilwi

- Suministro y Montaje de 1 reactor de 5MVAr en 138kV, con su bahía equipada de un interruptor y seccionadores.
- Equipos de Comunicaciones y radiofrecuencia, protección y control.

Obra 5: Líneas de Transmisión.

- Suministro y construcción de 143 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, doble terna, con tendido de un solo circuito, con conductor 1024 kcmil ACAR e hilo de guarda tipo OPGW, entre las subestaciones Terrabona y Mulukukú.

- Suministro y construcción de 140 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, doble terna, con tendido de un solo circuito, con conductor 1024 kcmil ACAR e hilo de guarda tipo OPGW, entre las subestaciones Boaco y Mulukukú.

7. Costo del Proyecto

La Fase II del proyecto tiene un costo directo de US$ 101.603 millones, de los cuales U$ 97.202 millones serán cubiertos con financiamiento externo y U$ 4.401 millones con financiamiento local.

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local	Financiamiento Externo	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	279,876	279,876	279,876		279,876
MULUKUKU	Ampliación de terreno	1	250,000	250,000	250,000		250,000
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	400,000	400,000		400,000	400,000
	Bahía de Interruptor y Medio (ramas)	3	1,875,558	5,626,675		5,626,675	5,626,675
	Bahía de transformación 230/138 kV	1	1,098,531	1,098,531		1,098,531	1,098,531
	Autotransformador 100 MVA, 230/138 kV	1	3,356,984	3,356,984		3,356,984	3,356,984
	Bahía de línea 138 kV con seccionador bypass	1	864,876	864,876		864,876	864,876
	Reactor Inductivo 25MVAr	2	3,274,515	6,549,031		6,549,031	6,549,031
	PLC Esclavo para DAG	1	42,536	42,536		42,536	42,536
TERRABONA	Bahía de Interruptor y Medio (ramas)	1	1,875,558	1,875,558		1,875,558	1,875,558
	Reactor Inductivo 25MVAr	1	3,274,515	3,274,515		3,274,515	3,274,515
ROSITA	Reactor Inductivo 5 MVAr	1	654,903	654,903		654,903	654,903
	Bahía para Reactor	1	864,876	864,876		864,876	864,876
BILWI	Reactor Inductivo 5 MVAr	1	654,903	654,903		654,903	654,903
	Bahía para Reactor	1	864,876	864,876		864,876	864,876
	Ingeniería y Diseño	1	1,748,768	1,748,768	699,507	1,049,261	1,748,768
			SUBESTACIONES	**$28,406,907.96**	**$1,229,383**	**$27,177,525**	**$28,406,908**
Línea	**Tipo**	**longitud (km)**	**Costo Unitario US $**	**Total US $**	**Financiamiento Local**	**Financiamiento Externo**	**Suma Financ. Local y Externo US$**

LINEA MULUKUKU-TERRABONA	Línea 230kV, 1024 kcmil Doble Circuito-Tendido un solo circuito en torres, hilo de guarda tipo OPGW	143	218,236	31,207,698		31,207,698	31,207,698
	Servidumbre	143	5,286	755,849	755,849		755,849
	Ingenieria y Diseño	143	14,800	2,116,379	846,551	1,269,827	2,116,379
LINEA MULUKUKU-BOACO	Línea 230kV, 1024 kcmil Doble Circuito-Tendido un solo circuito en torres, hilo de guarda tipo OPGW	140	218,236	30,552,991		30,552,991	30,552,991
	Servidumbre	140	5,286	739,993	739,993		739,993
	Ingenieria y Diseño	140	14,800	2,071,979	828,792	1,243,187	2,071,979
LINEAS				**$67,444,889**	**$3,171,185**	**$64,273,704**	**$67,444,889**
SUB TOTAL SIN IMPREVISTO				**95,851,797**	**4,400,568**	**91,451,229**	**95,851,797**
IMPREVISTO (6%)				**5,751,108**		**5,751,108**	**5,751,108**
TOTAL CON IMPREVISTO				**101,602,905**	**4,400,568**	**97,202,337**	**101,602,905**

***Estos costos corresponden a los costos directos del proyecto; no incluyen Gastos Financieros y Consultoría por Supervisión.**

8. Beneficios del Proyecto de Refuerzos Hidroeléctricos

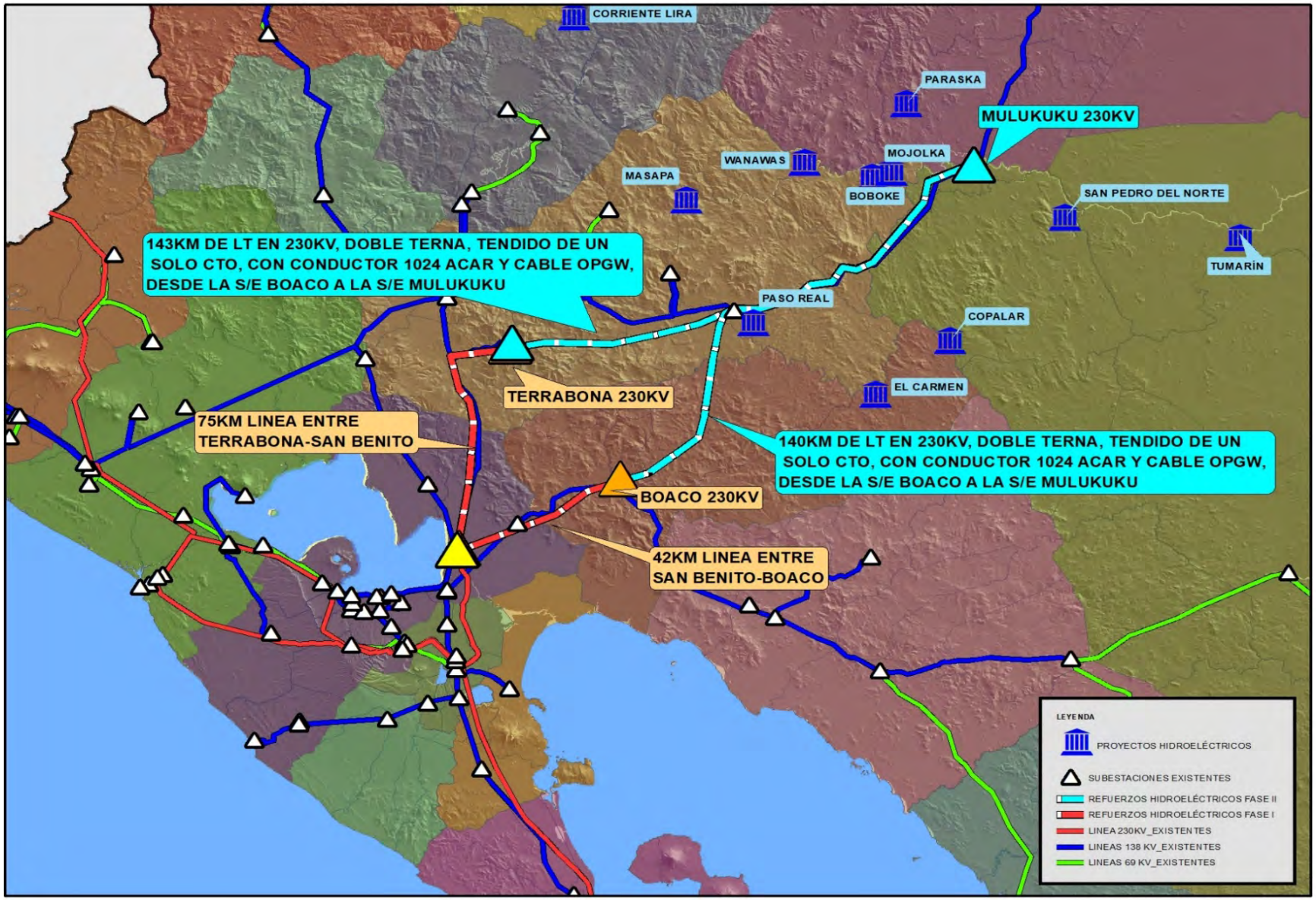
- Se incrementará la confiabilidad del suministro eléctrico de las subestaciones Matagalpa, San Ramón, Matiguás, Mulukukú, Siuna, Rosita y Bilwi.

- Se mejorará el control de tensión de las subestaciones Siuna, Rosita y Bilwi.

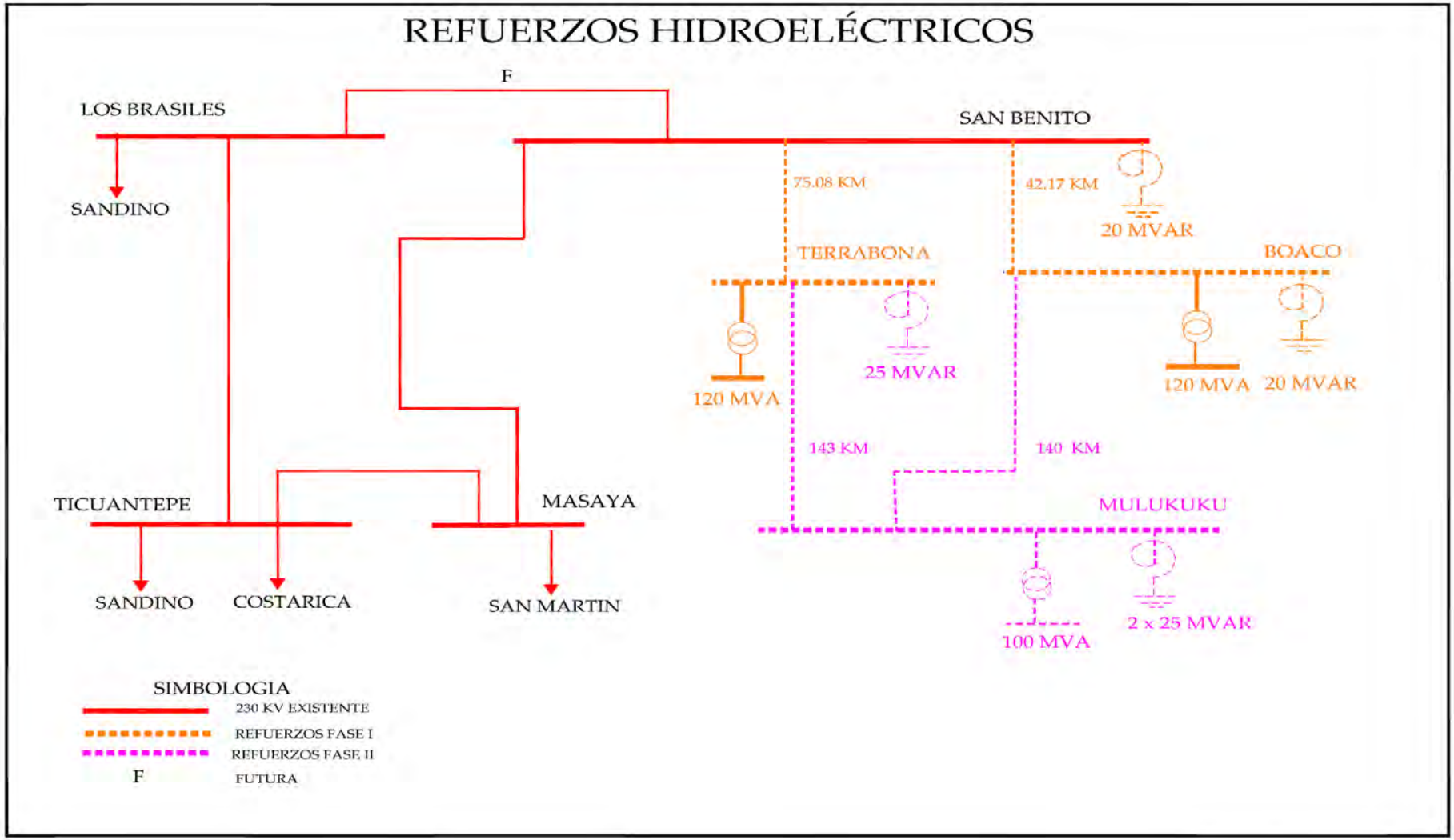
- Se construirá los refuerzos necesarios para la entrada en operación de 300MW de generación Hidroeléctrica en la zona de Mulukukú, de manera de garantizar que la incorporación de esta generación no provoque efectos adversos en el SIN.

- Se contribuirá al cambio de la matriz energética del país creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

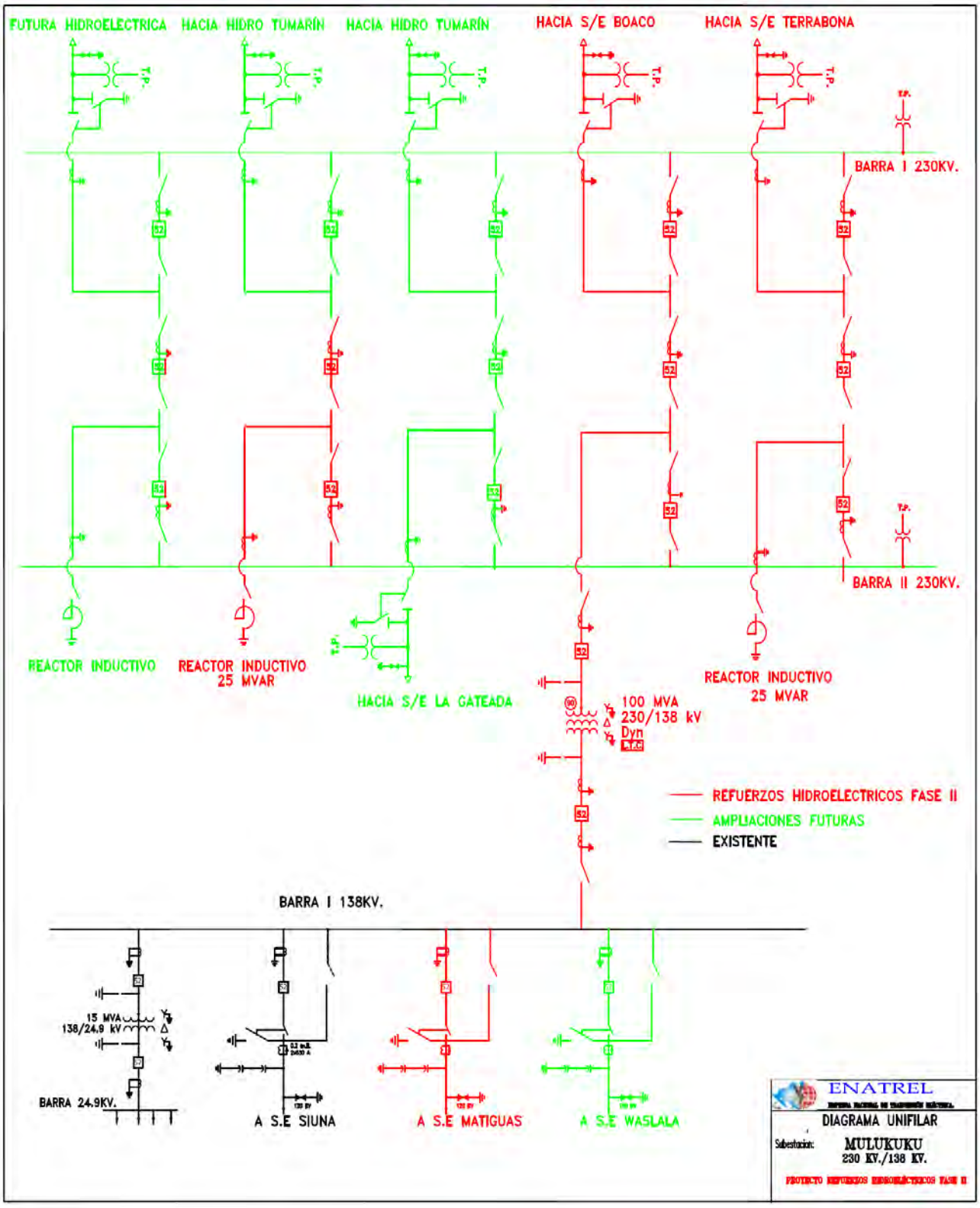
9. Mapa de Localización de los Refuerzos Hidroeléctricos



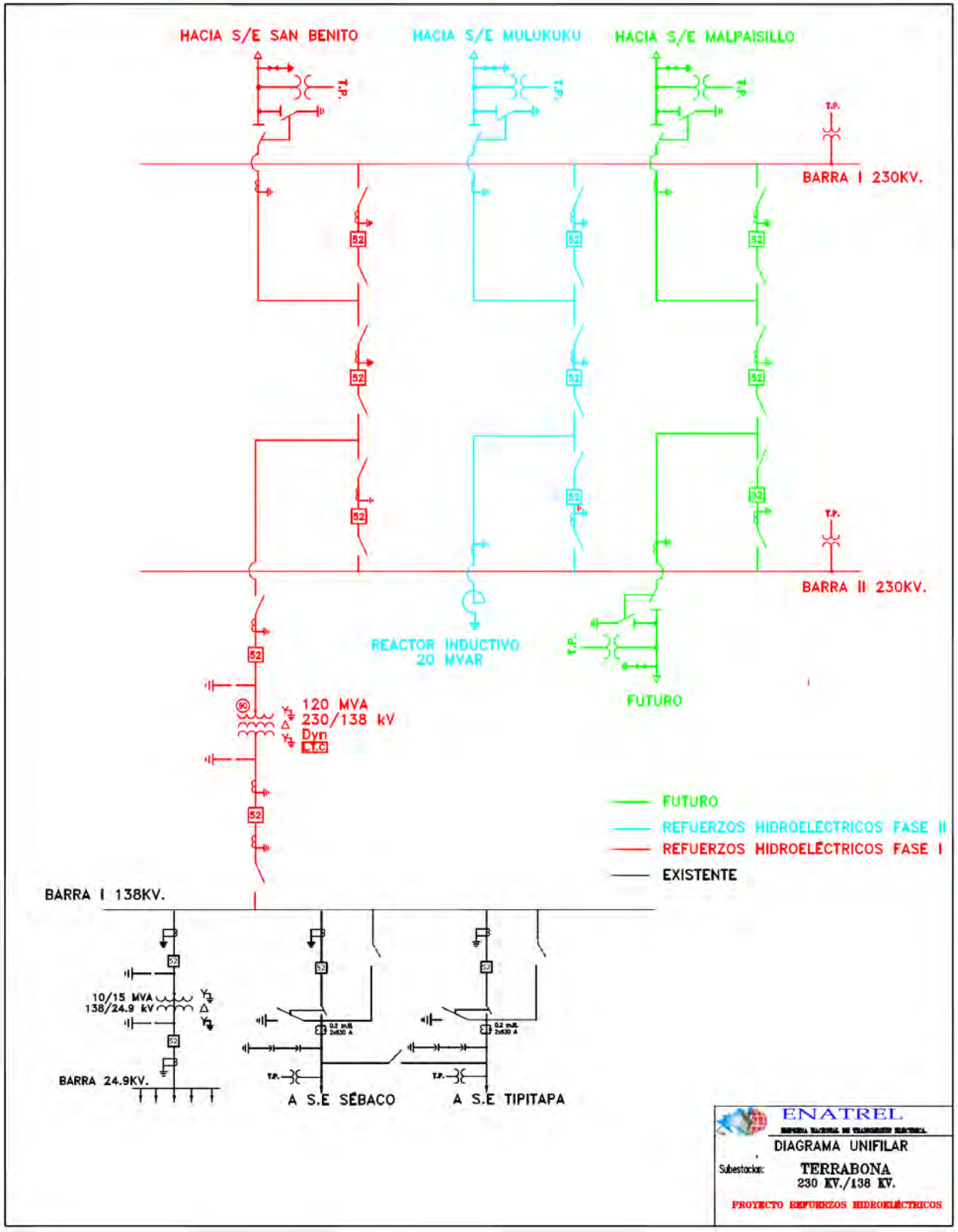
10. Diagrama de Conexión de Refuerzos



11. Diagrama Unifilar Subestación Mulukukú



12. Diagrama Unifilar Subestación Terrabona



10.3.- Aumento de la capacidad de transformación las subestaciones: Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí, Chinandega.

1. Introducción

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) está compuesto de 96 subestaciones, desglosadas según el tipo de la siguiente manera:

	TOTAL		PROPIEDAD DE ENATREL		PROPIEDAD DE OTROS	
TIPO	No.	CAPACIDAD (MVA)	No.	CAPACIDAD (MVA)	No.	CAPACIDAD (MVA)
Enlace	3	0	3	0	0	0
Enlace/ Reductoras	11	1320	11	1,320	0	0
Elevadoras	27	2491	12	558	15	1933
Reductoras	55	1103	49	1,052	6	50.75
TOTAL	**96**	**4913**	**75**	**2,929.3**	**21**	**1,983.8**

Actualmente se cuenta con 4,931 MVA instalados en el SIN. De este total, son propiedad de ENATREL 2,929 MVA, correspondiente a 75 subestaciones.

De estos 100 transformadores, 12 corresponden a auto transformadores de 230,000 voltios, los cuales representan el 13% de los equipos instalados, 62 equipos están conectados a la red de 138,000 voltios, es decir el 60 % de los transformadores instalados y 26 transformadores están conectados a la red de 69,000 voltios, que representan el 27 % de los equipos instalados.

2. Antecedentes

En el año 2011 se sustituyeron **11** transformadores de potencia, 2 transformadores el año 2013, **3** transformadores en el año 2014, **5** transformadores en el año 2015, **4** transformadores en el año 2016, para el año 2017 se instalaron 7 nuevos transformadores.

En la carretera a Masaya se han dado construcciones de nuevos edificios, que requieren las demandas ser atendidas, se detalla en el siguiente cuadro:

Edificio	Estado	Energia Demandada MW
La Colonia	Nuevo	1*
Pricesmart	Nuevo	1*
Centro Financiero Kakau	Nuevo	1*
Oficinas Arcalay	Nuevo	1*
Galerías santo Domingo	Ampliación	1*

* Energía Demandada (Estimaciones)

3. Situación Actual

Managua es la ciudad capital de Nicaragua, cabecera del Municipio, Departamento homónimos, en donde se concentra aprox. el 50% de la demanda del país e importantes cargas industriales, comerciales y residenciales.

Se encuentran con financiamiento del Banco Interamericano Desarrollo (BID) 5 transformadores (Catarina, San Benito, Diriamba, Acahualinca, Ticuantepe) y se encuentra en periodo de aprobación financiamiento con el Banco Europeo Inversiones (BEI) para adquirir 3 transformadores (El Periodista, Los Brasiles, León I).

En la siguiente tabla se muestra la demanda máxima actual de las subestaciones BATAHOLA, EL PERIODISTA, LAS COLINAS, MASATEPE, MASAYA.

Cuadro situación actual:

AÑO	2017
SUBESTACION	MVA
BATAHOLA I	22.84
BATAHOLA II	13.26
EL PERIODISTA 1	22.21
EL PERIODISTA 2	21.58
LAS COLINAS	18.32
MASATEPE	16.42

*Fuente: Centro nacional de despacho de carga CNDC

4. Justificación

Se requieren la instalación de 7 transformadores y 1 Autotransformadores de potencia para ampliar la capacidad de las subestaciones Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí, Chinandega.

5. Objetivos

Objetivo General

- Abastecer la demanda actual y futura la capacidad de transformación a las subestaciones de Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí, Chinandega.

Objetivos Específicos

- Instalación de nuevos transformadores para Aumento de capacidad de transformación en las subestaciones Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí, Chinandega.
- Aumento de la capacidad de distribución mediante la instalación de nuevas celdas en las subestaciones Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí, Chinandega.
- Mejorar la confiabilidad y calidad del suministro de energía a los consumidores de las subestaciones de Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí, Chinandega.

6. Alcances del Proyecto

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la instalación de:

Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí, Chinandega

Subestación Granada:

- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV
- 7 celdas Metaclad incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, 1 celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, 1 celdas para equipos de medición y 1 celda para el transformador de servicios.
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación de la caseta de control.
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación Nandaime:

- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV (doble barra).
- 7 celdas Metaclad incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, 1 celda de entrada del transformador de potencia con

su interruptor, 1 celdas para equipos de medición y 1 celda para el transformador de servicios.
- 1 Celda de Acople.
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación de la caseta de control
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación Las Colinas:

- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV
- 12 celdas Metaclad incluye 6 salidas de distribución con sus interruptores, 3 salidas de distribución para la barra 13.8 ya existente, 1 celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, 1 celdas para equipos de medición y 1 celda para el transformador de servicios.
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación de la caseta de control
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación Masatepe:

- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV
- 7 celdas Metaclad incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, 1 celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, 1 celdas para equipos de medición y 1 celda para el transformador de servicios.
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.

- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación de la caseta de control
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación Masaya:

- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV
- 7 celdas Metaclad incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, 1 celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, 1 celdas para equipos de medición y 1 celda para el transformador de servicios.
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación de la caseta de control
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación Mateare I:

- 1 autotransformador de 120 MVA con relación de voltaje 230/138 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV (doble barra).
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación de la caseta de control
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación Estelí:

- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV
- 7 celdas Metaclad incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, 1 celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, 1 celdas para equipos de medición y 1 celda para el transformador de servicios.
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación de la caseta de control
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación Chinandega:

- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV
- 7 celdas Metaclad incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, 1 celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, 1 celdas para equipos de medición y 1 celda para el transformador de servicios.
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación de la caseta de control
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

7. Costos del proyecto

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 30.784 millones de dólares, de los cuales US$ 24.490 millones es financiamiento externo y 0.453 millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

Subestación	Obra	Cant	Costo Unitario US $	Total US $
GRANADA	Transformador 40 MVA 138/13.8 kV	1	$ 1,767,952	1,767,952
Cambio de Trafo	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$ 1,181,979	1,181,979
	Celdas Metaclad Tipo Interior 13.8 kV	7	$ 64,572	452,001
	Barra 138kV	1	$ 116,590	116,590
	Ampliación Caseta de Control	1	$ 150,000	150,000
			Subtotal	$ 3,668,522
NANDAIME	Transformador 40 MVA 138/13.8 kV	1	$ 1,767,952	1,767,952
Trafo Adicional	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$ 1,181,979	1,181,979
	Celdas Metaclad Tipo Interior 13.8 kV	7	$ 64,572	452,001
	Barra 138kV	1	$ 116,590	116,590
	Ampliación Caseta de Control	1	$ 150,000	150,000
			Subtotal	$ 3,668,522
LAS COLINAS	Transformador 40 MVA 138/13.8 kV	1	$ 1,767,952	1,767,952
Trafo Adicional	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$ 1,181,979	1,181,979
	Celdas Metaclad Tipo Interior 13.8 kV	12	$ 64,572	774,858
	Barra 138kV	1	$ 116,590	116,590
	Ampliación Caseta de Control	1	$ 150,000	150,000
			Subtotal SE	$ 3,991,380
MASAYA	Transformador 40 MVA 138/13.8 kV	1	$ 1,767,952	1,767,952
Trafo Adicional	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$ 1,181,979	1,181,979
	Celdas Metaclad Tipo Interior 13.8 kV	7	$ 64,572	452,001
	Barra 138kV	1	$ 116,590	116,590
	Ampliación Caseta de Control	1	$ 150,000	150,000
			Subtotal SE	$3,668,522.46
MASATEPE	Transformador 40 MVA 138/13.8 kV	1	$ 1,767,952	1,767,952
Cambio de Trafo	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$ 1,181,979	1,181,979
	Celdas Metaclad Tipo Interior 13.8 kV	7	$ 64,572	452,001
	Barra 138kV	1	$ 116,590	116,590
	Ampliación Caseta de Control	1	$ 150,000	150,000
			Subtotal SE	$3,668,522.46
Estelí	Transformador 40 MVA 138/13.8 kV	1	$ 1,767,952	1,767,952
Paralelo	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$ 1,181,979	1,181,979
	Celdas Metaclad Tipo Interior 13.8 kV	7	$ 64,572	452,001
	Barra 138kV	1	$ 116,590	116,590
	Ampliación Caseta de Control	1	$ 150,000	150,000
			Subtotal SE	$3,668,522.46
Chinandega	Transformador 40 MVA 138/13.8 kV	1	$ 1,767,952	1,767,952
Paralelo	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$ 1,181,979	1,181,979
	Celdas Metaclad Tipo Interior 13.8 kV	7	$ 64,572	452,001
	Barra 138kV	1	$ 116,590	116,590
	Ampliación Caseta de Control	1	$ 150,000	150,000
			Subtotal SE	$3,668,522.46
MATEARE 1	Transformador 120 MVA 230/138 kV	1	$ 3,085,507	3,085,507
Cambio de Trafo	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$ 1,696,150	1,696,150
			SubTotal SE	$4,781,657.05
Total				**$ 30,784,172**

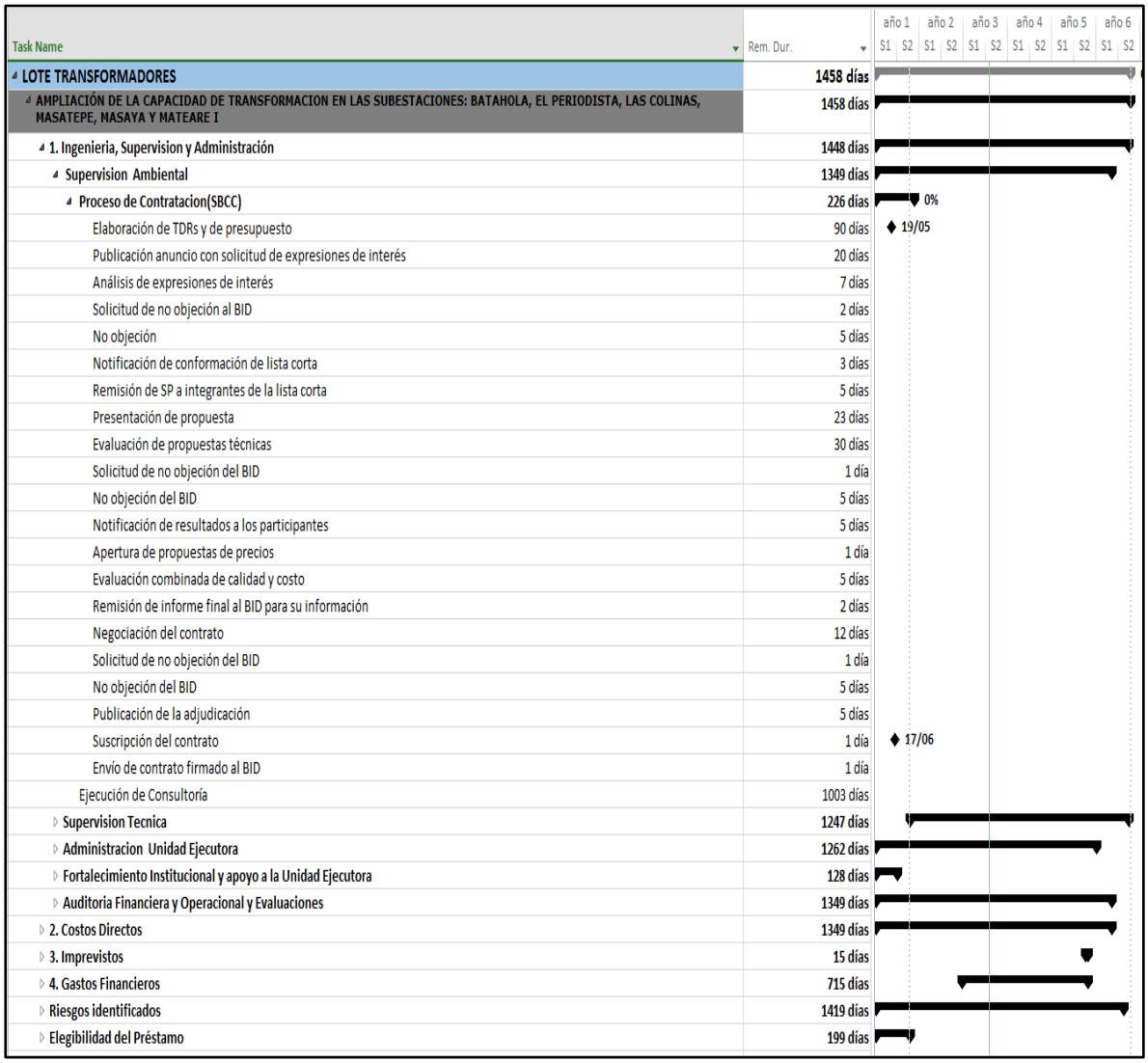
8. Localización Del Proyecto



9. Coordenadas de subestaciones

	Coordenadas UTM WGS 84	
Subestación	**Coordenada Este**	**Coordenada Norte**
El Periodista	577912.47 m E	1339921.92 m N
Batahola	574880.64 m E	1340349.76 m N
Las Colinas	584294.00 m E	1335969.00 m N
Masatepe	592906.00 m E	1316078.00 m N
Masaya	599468.00 m E	1327194.00 m N
Mateare I	568115.26 m E	1347472.37 m N
Ticuantepe II	586920.00 m E	1330159.00 m N

10. Cronograma de Ejecución

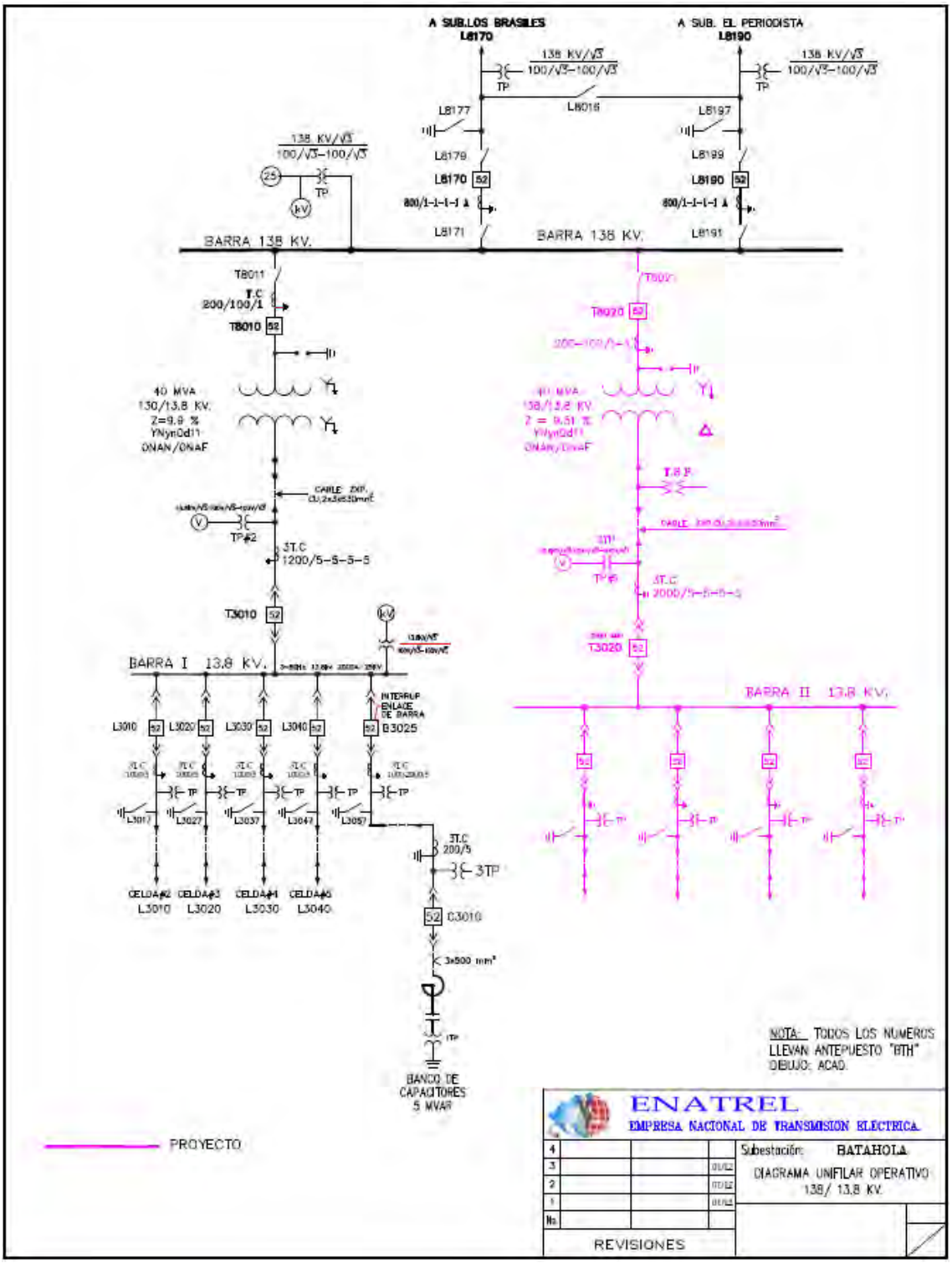


11. Beneficiarios del Proyecto

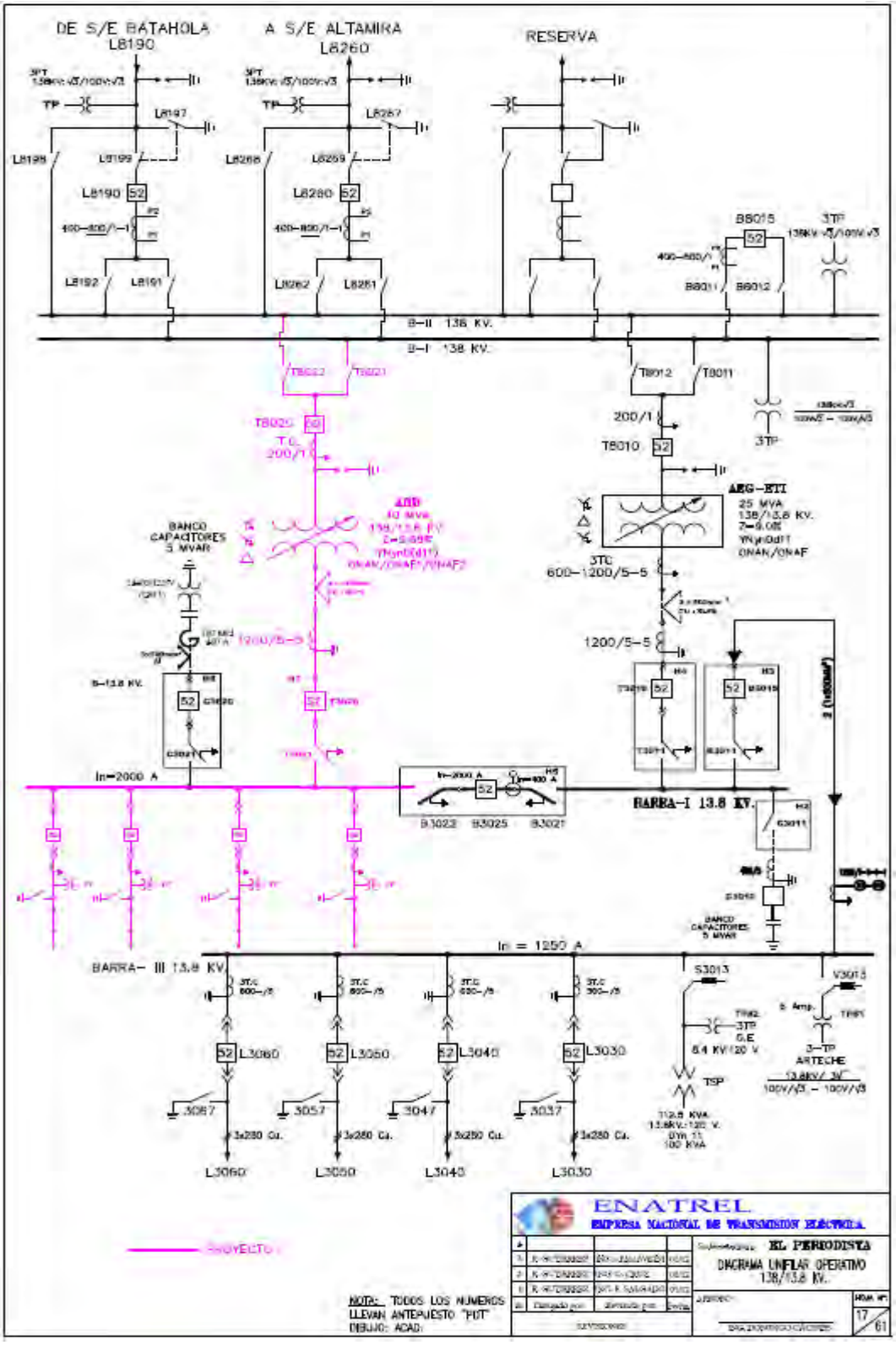
La cantidad de Clientes beneficiados con el proyecto son 108,894 repartidos en las subestaciones, presentadas en el siguiente cuadro:

SUBESTACION	CLIENTES
BATAHOLA I	21605
BATAHOLA II	22988
EL PERIODISTA 1	12647
EL PERIODISTA 2	7868
LAS COLINAS	15718
MASATEPE	28068
Total	**108894**

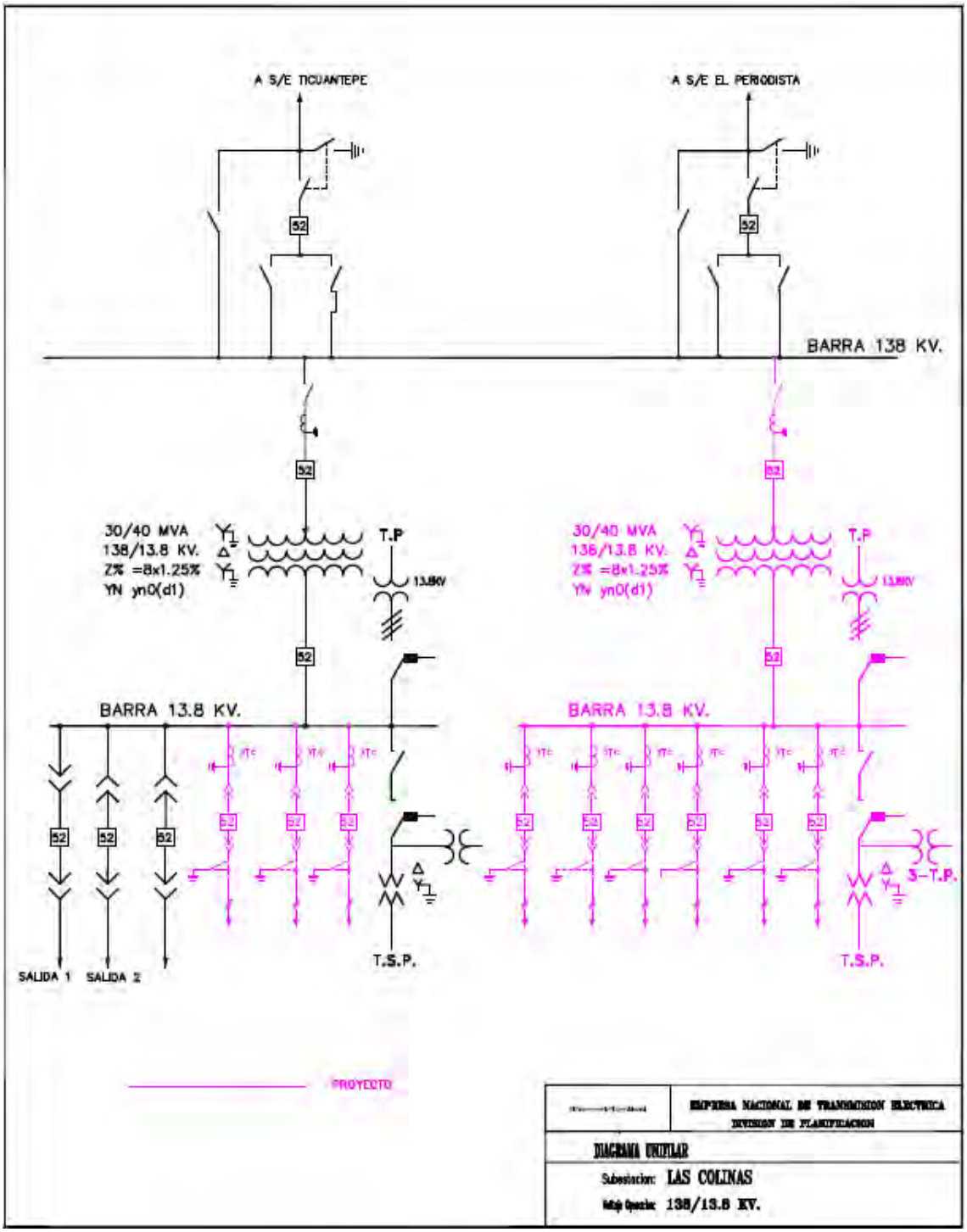
12. Unifilar Batahola



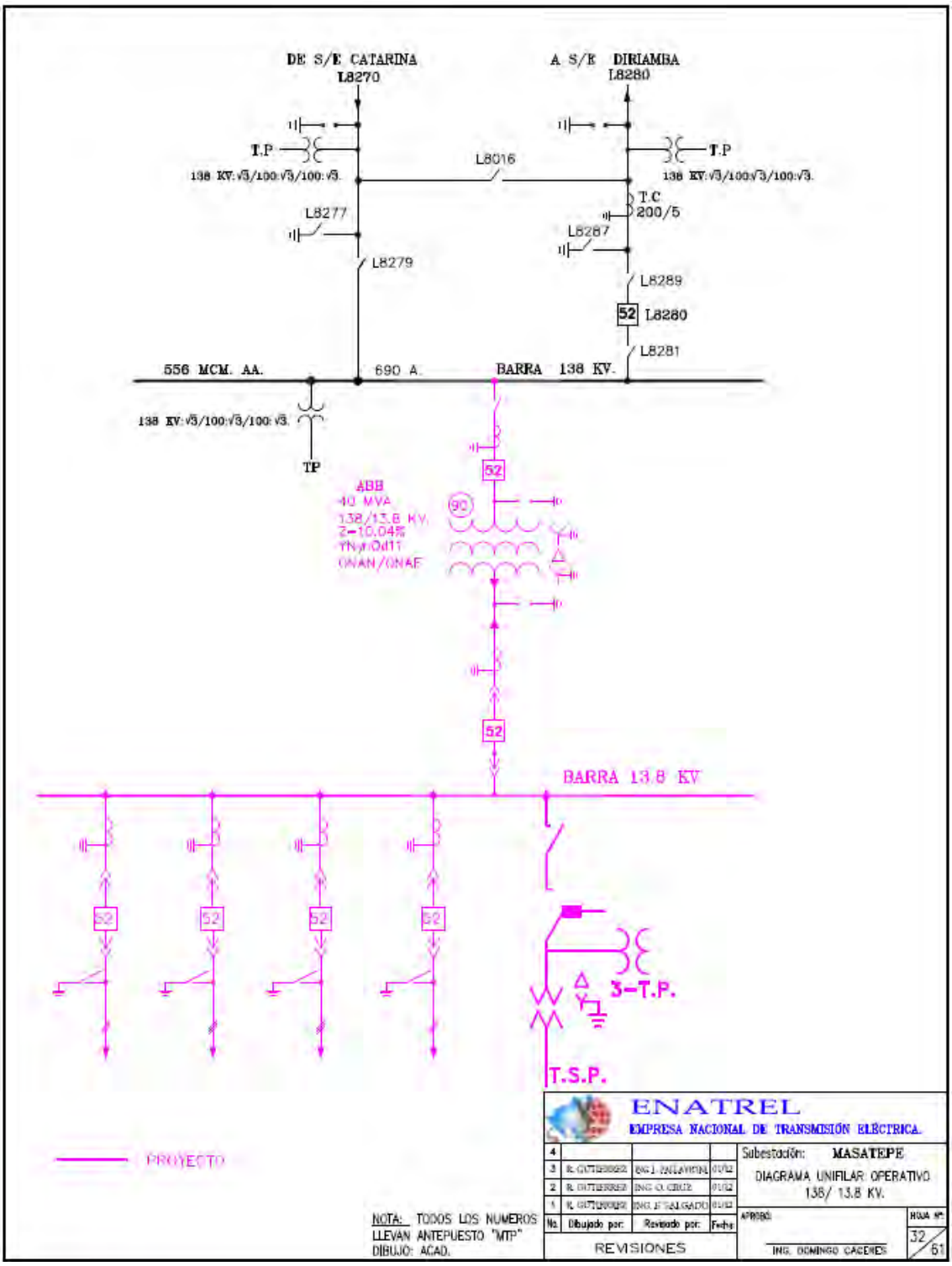
12.1 Unifilar El Periodista



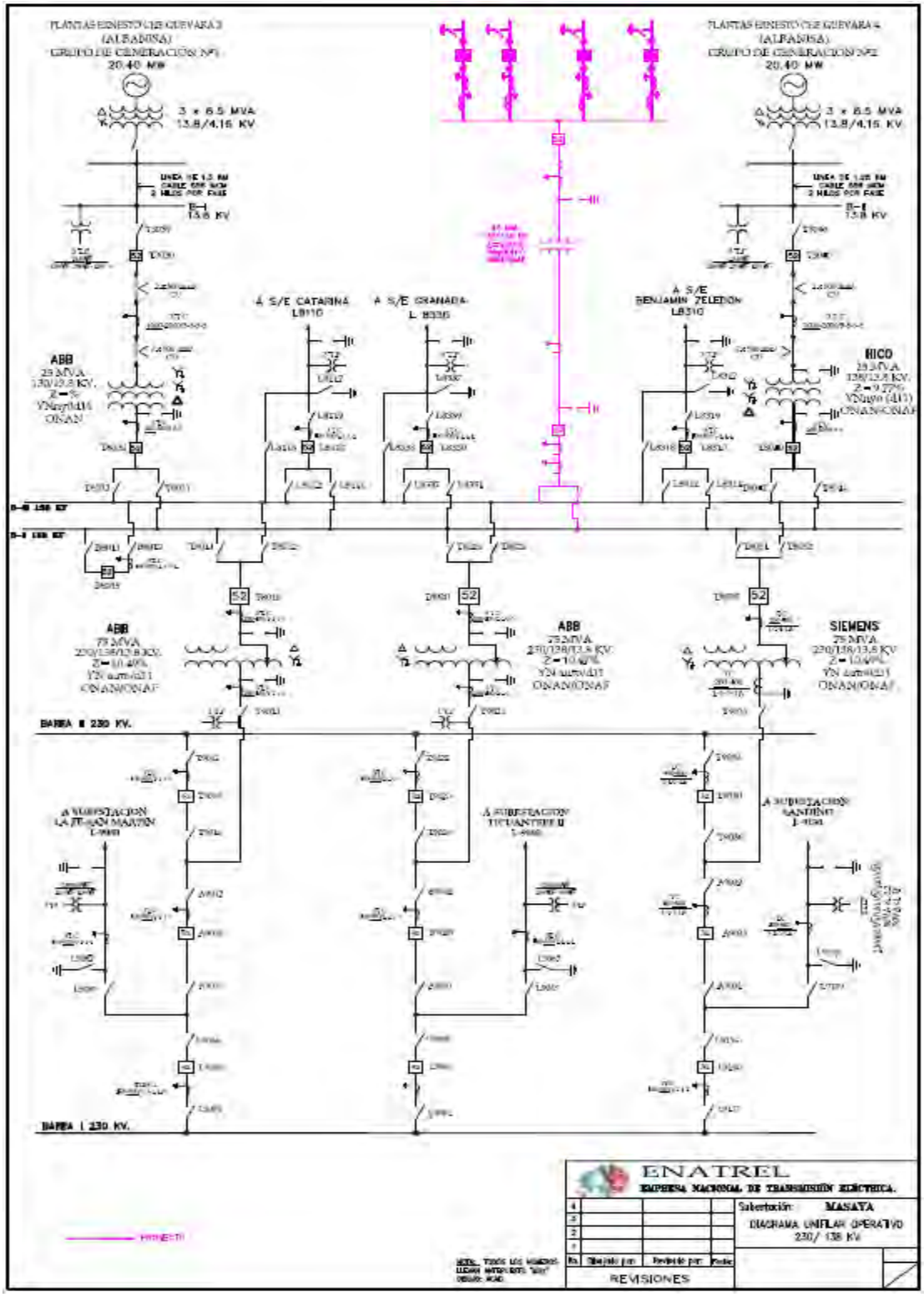
12.2 Unifilar Las Colinas



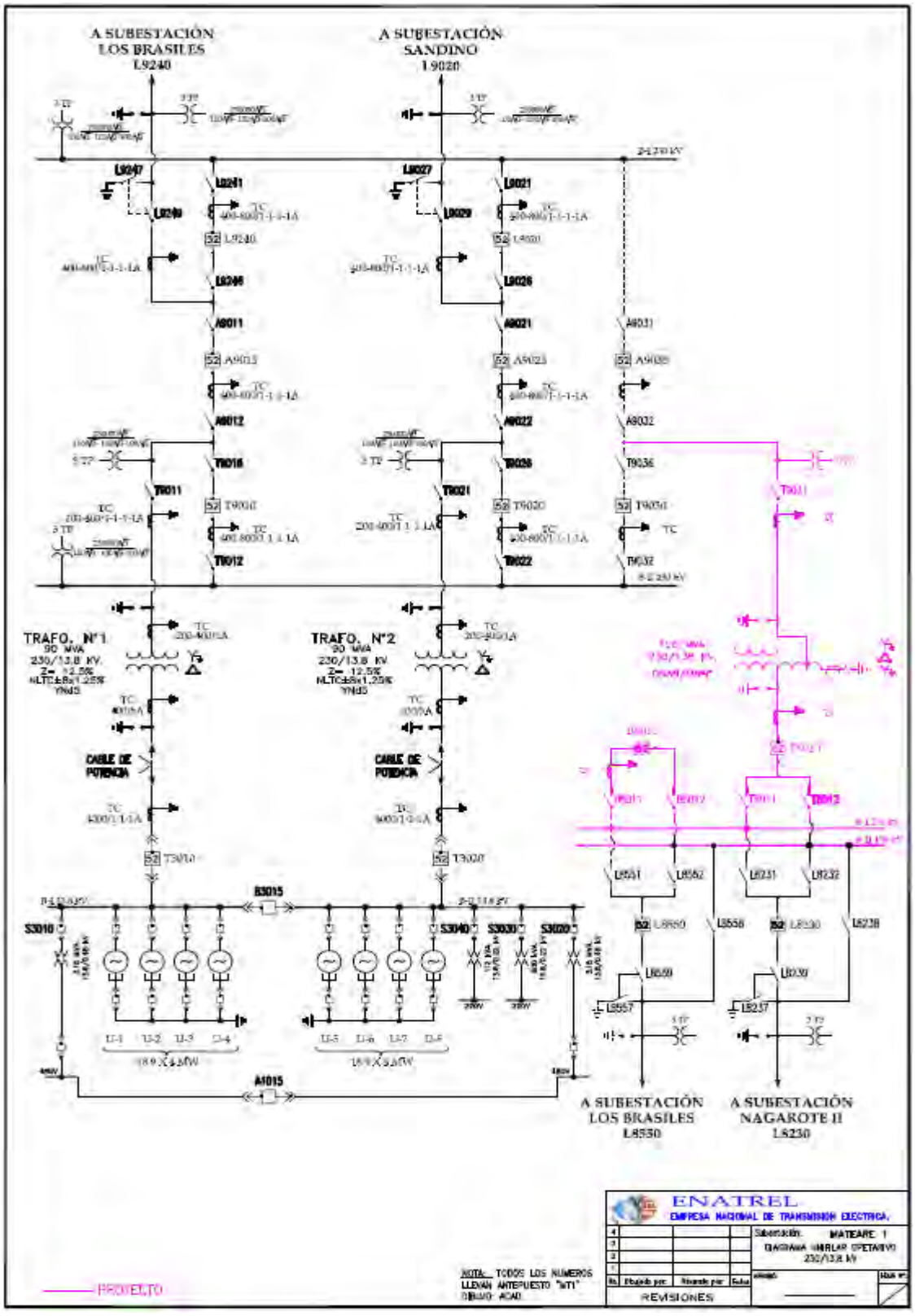
12.3 Unifilar Masatepe



12.4 Unifilar Masaya



12.5 Unifilar Mateare I



10.4.- Adquisición de 1 Subestación Móvil de 40 MVA

1.- Introducción

Actualmente se cuenta con 4,095 MVA instalados en el Sistema Interconectado Nacional. De este total son propiedad de ENATREL 2,439 MVA, correspondiente a 85 Transformadores instalados en 66 subestaciones propiedad de ENATREL.

De estos 85 transformadores que posee ENATREL 33 de ellos poseen 30 o más años de servicio.

2.- Antecedentes

Actualmente ENATREL posee 3 subestaciones móviles, dos de ellas de 15 MVA, adquiridas en los años 1975 y 1991 y una tercera de 25 MVA, adquirida en el año 2002.

La subestación Móvil de 15 MVA, Marca EB-NATIONAL, fue instalada en mayo del 2010 en la subestación de Estelí, debido a que el transformador de esta subestación se encontraba cargado. Posteriormente en el 2011, se instaló un nuevo transformador de 25 MVA adquirido con financiamiento del BID y se retiró. Actualmente dicha subestación se encuentra en la subestación de ENACAL I (carretera Masaya). Dicha subestación móvil tiene 25 años de servicio.

La Subestación Móvil de 25 MVA, Marca EFACEC, se encuentra operando en la Subestación de Amerrisque desde marzo del 2012. Antes estaba operando en la Subestación Rivas, pero en esta subestación desde el año 2008 al 2012, debido a que la subestación Rivas se encontraba sobrecargada hasta que se instaló un nuevo transformador de 40 MVA adquirido con el BID. Esta subestación tiene 14 años de servicio.

La subestación Móvil de 15 MVA, COGELEX, posee 41 años. Esta subestación fue desinstalada de la Subestación La Paz Centro en Junio del año 2010. Actualmente se trasladará a la subestación de Rivas para abastecer al circuito RIV-4060 que alimenta a la ciudad de San Juan del Sur, Cárdenas, Sapoa, etc.

3.- Objetivos

Objetivo General

- Mejorar la confiabilidad del suministro de la demanda ante situaciones de contingencias al suplir a la Gerencia de Mantenimiento de una subestación móvil de 40MVA.

Objetivos Específicos

- Garantizar las condiciones para la realización de mantenimiento preventivo a los transformadores de 40MVA
- Respaldo de la demanda ante cualquier emergencia o salida de un transformador de potencia
- Garantizar el suministro de energía eléctrica temporalmente mientras entra en operación el proyecto definitivo.

4.- Justificación

Considerando que la mayoría de los transformadores sobre todo en el área de Managua son de 40 MVA y tomando en cuenta que la capital es la zona donde se encuentra concentrada más del 50% de la demanda nacional con cargas importantes tales como la Cámara de Comercio de Nicaragua, las Embajadas de diferentes Países, Ministerio de Relaciones Exteriores, Ministerio de Gobernación, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Casa Presidencial, Teatro Rubén Darío, Hospitales importantes, Hoteles, importantes cargas industriales, etc. Se hace necesario contar con al menos una subestación móvil de mayor capacidad a los existentes de 15 MVA y 25 MVA.

Si existiera una falla intempestiva en uno de los transformadores de 40 MVA o en caso que uno de estos transformadores requiera mantenimiento preventivo o correctivo, ENATREL no posee transformadores de 40 MVA en stock en los almacenes, de reserva, ni subestaciones móviles para suplir esta demanda mientras se restaura o se reemplaza el equipo.

Las exigencias del sector eléctrico son cada día más estrictas, en cuanto a la continuidad y calidad del servicio brindado, debido a esto se hace necesario dar seguimiento periódico a los parámetros dieléctricos de los aislamientos sólidos y líquidos del transformador, con el objetivo de realizar los mantenimientos preventivo a tiempo así como dar una solución rápida ante salidas intempestivas de estos equipos de transformación.

Adicionalmente existe un auge en el desarrollo de nuevas inversiones en la ciudad de Managua que demandan energía en corto tiempo antes que se construya las subestaciones previstas a alimentar dichas cargas, por lo que se requiere una móvil con la que se pueda atender de forma temporal una carga importante prevista a entrar en corto tiempo mientras se finaliza el proyecto definitivo.

Debido a lo anterior se hace necesario la adquisición de una móvil de 40 MVA en caso contrario se prolongaría los tiempos de interrupción del suministro de energía eléctrica a los usuarios o no se podría satisfacer a toda la demanda en situaciones de emergencias.

5.- Alcances del Proyecto

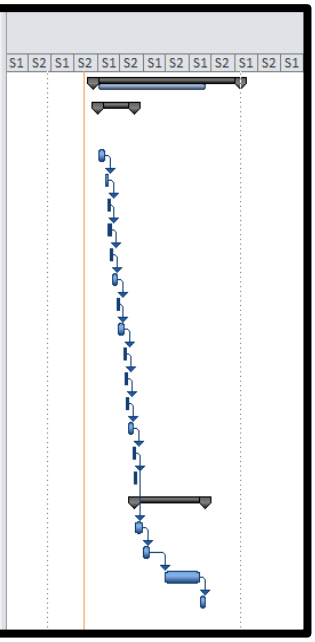
Adquisición de una subestación móvil de 40 MVA con relación de tensión 138/24.9/13.8 kV, con sus equipos de protección y control asociados.

6.- Costos del Proyecto

El costo del proyecto es de U$ 4.2 millones de dólares, de los cuales 4 millones corresponde a financiamiento externo y 0.2 millones dólares financiamiento local.

7.- Cronograma

Task Name	Duración	Comienzo	Fin
ADQUISICIÓN DE SUBESTACION MOVIL 40MVA	**828 días**	**mié 30/11/16**	**mar 18/02/20**
Proceso de licitación y contratación:Suministro de bienes y servicios conexos	**207 días**	**lun 02/01/17**	**jue 26/10/17**
Elaboración de especificaciones técnicas	40 días	lun 02/01/17	vie 24/02/17
Elaboración de DDL	20 días	lun 27/02/17	vie 24/03/17
Solicitud de no objeción del Banco	1 día	lun 27/03/17	lun 27/03/17
No objeción del BID a la elegibilidad	10 días	mar 28/03/17	lun 10/04/17
Convocatoria pública de licitación	9 días	mar 11/04/17	mié 26/04/17
Presentación de ofertas	30 días	jue 27/04/17	mié 07/06/17
Apertura de ofertas	1 día	jue 08/06/17	jue 08/06/17
Evaluación de oferta	40 días	vie 09/06/17	vie 04/08/17
Solicitud de no objeción del Banco	1 día	lun 07/08/17	lun 07/08/17
No objeción del Banco al informe de evaluación	10 días	mar 08/08/17	mar 22/08/17
Notificación a los oferentes	7 días	mié 23/08/17	jue 31/08/17
Constitución de garantias	28 días	vie 01/09/17	jue 12/10/17
Suscripción del contrato	5 días	vie 13/10/17	jue 19/10/17
Remisión del contrato	5 días	vie 20/10/17	jue 26/10/17
Ejecucion del Contrato, Lote I	**400 días**	**vie 20/10/17**	**mar 07/05/19**
Solicitud y pago del anticipo	45 días	vie 20/10/17	vie 22/12/17
Diseño y especificaciones técnicas	45 días	dom 24/12/17	jue 22/02/18
Suministro de bienes	200 días	vie 15/06/18	mar 26/03/19
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	30 días	mié 27/03/19	mar 07/05/19



10.5.- Ampliación Y Refuerzo en Subestación MATEARE I (LINEA MATEARE I INTERCEPTA LBS-TCP 230 kV)

1. Introducción

Se ha venido desarrollando el establecimiento del Mercado Eléctrico Regional (MER), donde se puedan efectuar transacciones de potencia de manera confiable de hasta 300 MW con el SIEPAC, La empresa New Fortress se encuentra en fase de construcción, el proyecto de 300 MW de generación Gas Natural, Por medio de una línea de 230 kV en doble circuito entregaran la producción de energía a la subestación Sandino 230 kV.

Con transferencias de 300MW por el Sistema Eléctrico de Nicaragua y despachando la planta de gas natural new Fortress a su máxima capacidad de 300 MW, ante contingencias N-1 el transformador de 75 MVA que se encuentra en la subestación Mateare I se sobrecarga.

Para cumplir con los requerimientos regionales y dar las condiciones óptimas a la inversión de generación (Planta Gas Natural) se hace necesario el cambio de transformador de la subestación Mateare I por uno de mayor capacidad y la construcción de una línea en doble circuito 230 kV con conductor especial de mayor capacidad de transporte de energía partiendo de la subestación Mateare I abriendo la línea existente Los Brasiles – Ticuantepe II.

El SIEPAC es un sistema de transmisión regional pero interconectado con los sistemas eléctricos nacionales, por lo cual, parte de su capacidad se utiliza por los flujos eléctricos propios de cada país.

2. Objetivos del Proyecto

General

- Garantizar las transferencias de hasta 300MW por el Sistema Eléctrico de Nicaragua, incrementando la capacidad de transformación en la subestación Mateare I y construcción de línea de transmisión para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo del Sistema establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

Específicos

- Aumentar la capacidad de transformación del transformador de la subestación Mateare I.

- Realizar la construcción de la línea de transmisión con conductor de mayor capacidad que aumentan la capacidad de transferencia de energía.

- Mejorar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional y del Sistema Eléctrico Regional creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

3. Justificación

En análisis eléctricos realizados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), se ha identificado la necesidad de realizar refuerzos en la red de transmisión de 230 kV de Mateare I ante la entrada en operación de 300 MW de la generación de gas natural de la empresa new Fortress, que entregara su energía Por medio de una línea de 230 kV en doble circuito a la subestación Sandino 230 kV y simulaciones de 300 MW con el SIEPAC, al juntar este par de escenarios los 300MW de la planta Gas Natural y 300 MW en traspaso de energía por la línea SIEPAC, contiene los resultados y análisis en donde presenta la necesidad de refuerzos de transmisión que se tienen que realizar en Nicaragua, ante contingencias el transformador de Mateare I existen sobrecargas que generan que la línea no cumpla con los criterios de calidad y seguridad establecida en la Normativa de Operación de Nicaragua.

A pesar de las mejoras realizadas en el Sistema Eléctrico de Nicaragua, aún existen limitantes de capacidad, como la que se presenta, ante transferencias de 300 MW, gas natural despachando máxima capacidad de 300 MW y contingencias N-1; bajo estas condiciones el flujo de potencia sobrecarga la línea y el transformador.

Esta vigilancia continua permite proponer oportunamente los refuerzos requeridos para solventar dichas debilidades y vulnerabilidades; tal sería el caso, de que un estudio revele las necesidades de incrementar la capacidad térmica de conductores, realizar compensación inductiva en algunas líneas, u otras mejoras que se requieran a partir de los cambios que se presenten en cada sistema nacional de transmisión, de tal forma que continuamente se promuevan y desarrollen obras de refuerzos nacionales o regionales que permitan cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo del sistema establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

Cumpliendo con los compromisos de país ante el MER y como parte de las continuas obras de mejoras y refuerzo del SNT, ENATREL propone aumentar la capacidad de transformación de Mateare I cambiando el transformador existente de 75 MVA por uno de 120 MVA y la construcción de 16.5 km de línea 230 kV doble circuito partiendo de la subestación Mateare I abriendo la línea Los Brasiles – Ticuantepe II.

Con esta iniciativa se propone eliminar la restricción técnica mencionada, la línea 230 kV que se construirá por un conductor de mejores prestaciones térmicas y

conductivas, Conductor ACSS CONDOR TW 795 20/7MCM., el cual tiene un menor coeficiente de dilatación (baja flecha) y mayor resistencia a alta temperatura (hasta 250°C).

4. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Autotransformador de 120 MVA
- 16.5 km de línea Doble Circuito en 230 kV.

i. Autotransformador de 120 MVA

- Montaje de Autotransformadores de 120 MVA.
- Complemento para la bahía de transformación (equipos necesarios para instalar el transformador de mayor capacidad)
- Complemento para completar la bahía de Interruptor y medio (completar la bahía para la llegada de la línea proveniente de subestación Los Brasiles)
- 1 bahía de línea 230 kV Doble Interruptor (Para la llegada de la subestación Ticuantepe II)
- Ampliación de los Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Ampliación Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación Ampliación Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- Ampliación Estructura metálicas para pórticos tipo celosía.
- Ampliación de los Conductores, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Ampliación de los Cables de potencia y control.
- Ampliación del edificio de control
- Desmontaje del autotransformador de 75 MVA instalado actualmente y llevado a almacenes.

ii. 16.5 KM línea de trasmisión doble circuito 230 kV

- Suministro y Construcción de 16.5 km de línea en 230 kV, doble terna, Conductor ACSS CONDOR TW 795 20/7MCM con hilo de guarda tipo OPGW, en torres de celosía y postes, de S/E Mateare I Interceptando la línea Los Brasiles – Ticuantepe II.
- Adquisición de Servidumbre.

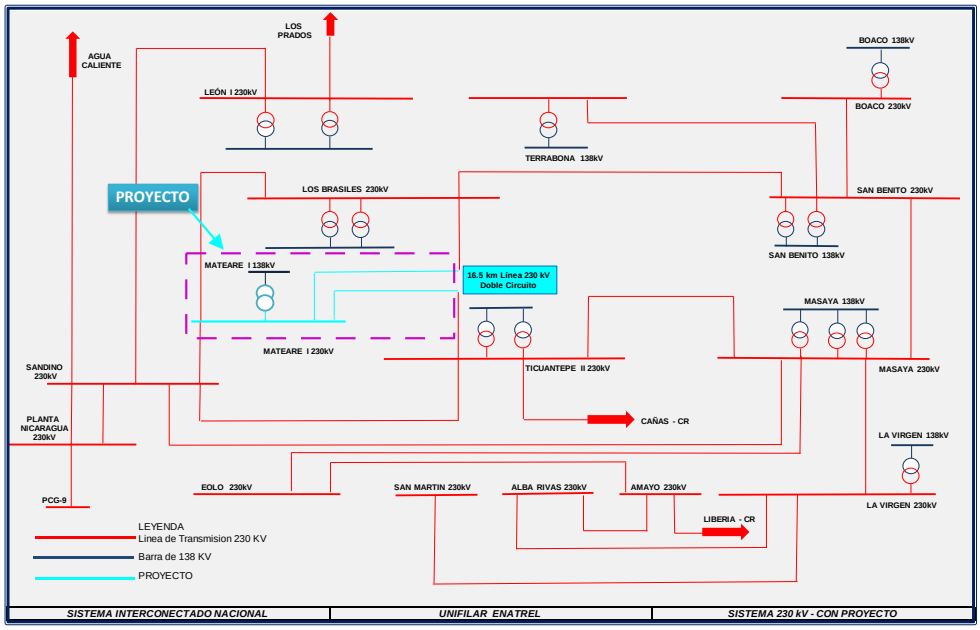
5. Costo del Proyecto

El proyecto tendrá un costo directo de US$ 11.721 millones de dólares, que se cubrirán con financiamiento externo.

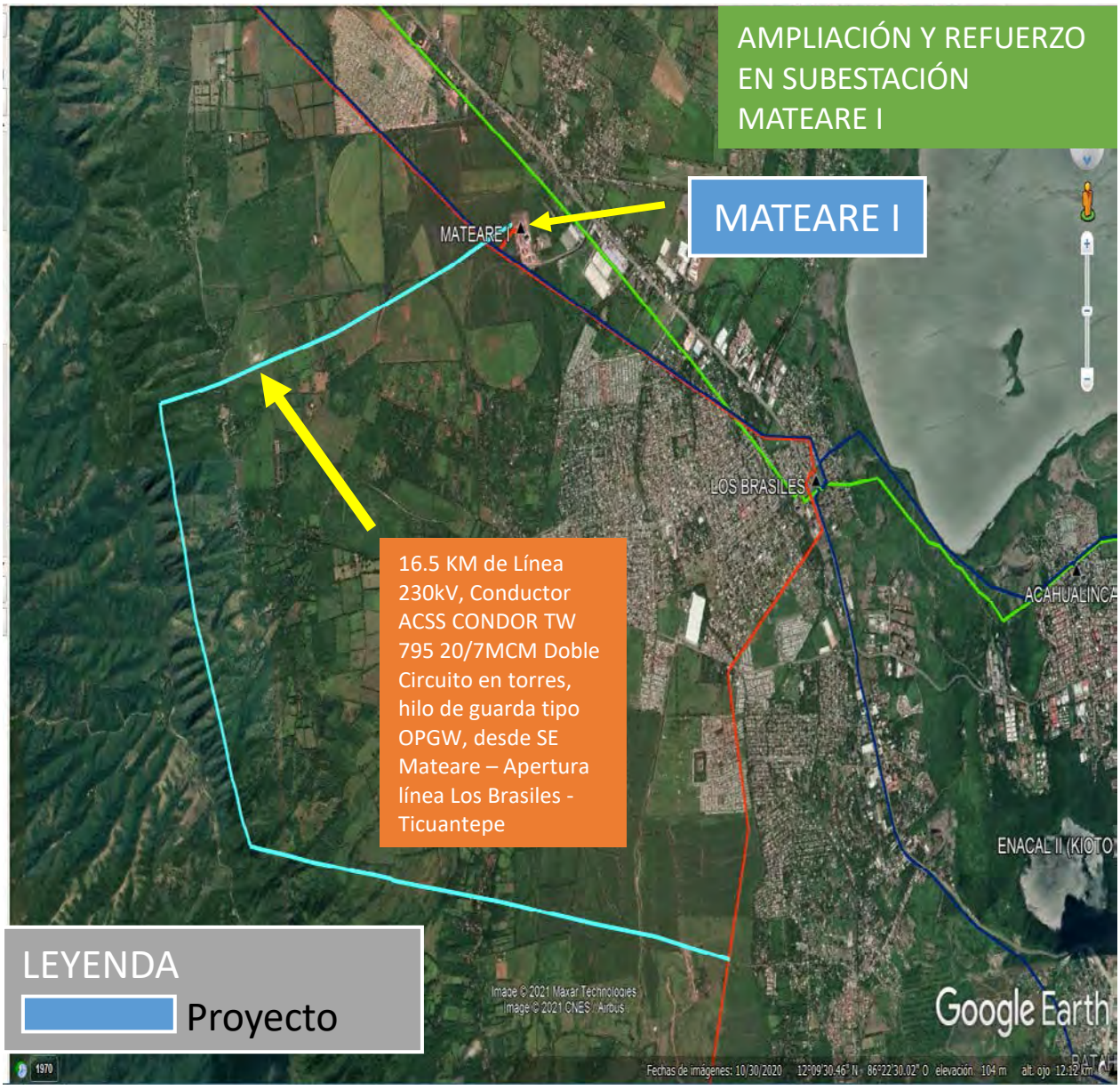
Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $
MATEARE 1 230kV	Estudios Técnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	$ 99,383	$ 99,383
	Ampliación de Caseta de Control, Ampliación Muro Perimetral y resto de obras grises de la SE	1	$ 200,000	$ 200,000
	Complemento para adaptar la Bahía de transformación 230/138	1	$ 277,046	$ 242,865
	Complemento para adaptar la Bahía de interruptor y medio existente	1	$ 475,799	$ 367,290
	Bahía de Línea 230 kV Interruptor y Medio	1	$ 1427,397	$ 1101,871
	Autotransformador 230/138/13.8, 120 MVA	1	$ 3382,906	$ 3382,906.45
	Ingeniería y Diseño	1	$ 444,922	$ 444,921.78
			Sub-Total 1	**$5839,237**

Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $
LINEA MATEARE I - INTERCEPTA LBS - TCP II	Línea 230kV, Conductor ACSS CONDOR TW 795 20/7MCM. Doble Circuito en torres, hilo de guarda tipo OPGW	16.5	$ 202,212.54	$ 3336,506.96
	Servidumbre	16.5	$ 96,477.65	$ 1591,881.26
	Ingeniería y Diseño	1	$ 270,137.43	$ 270,137.43
			Sub-Total-2	**$5198,526**
			IMPREVISTO	**$684,050**
			TOTAL	**$11721,813**

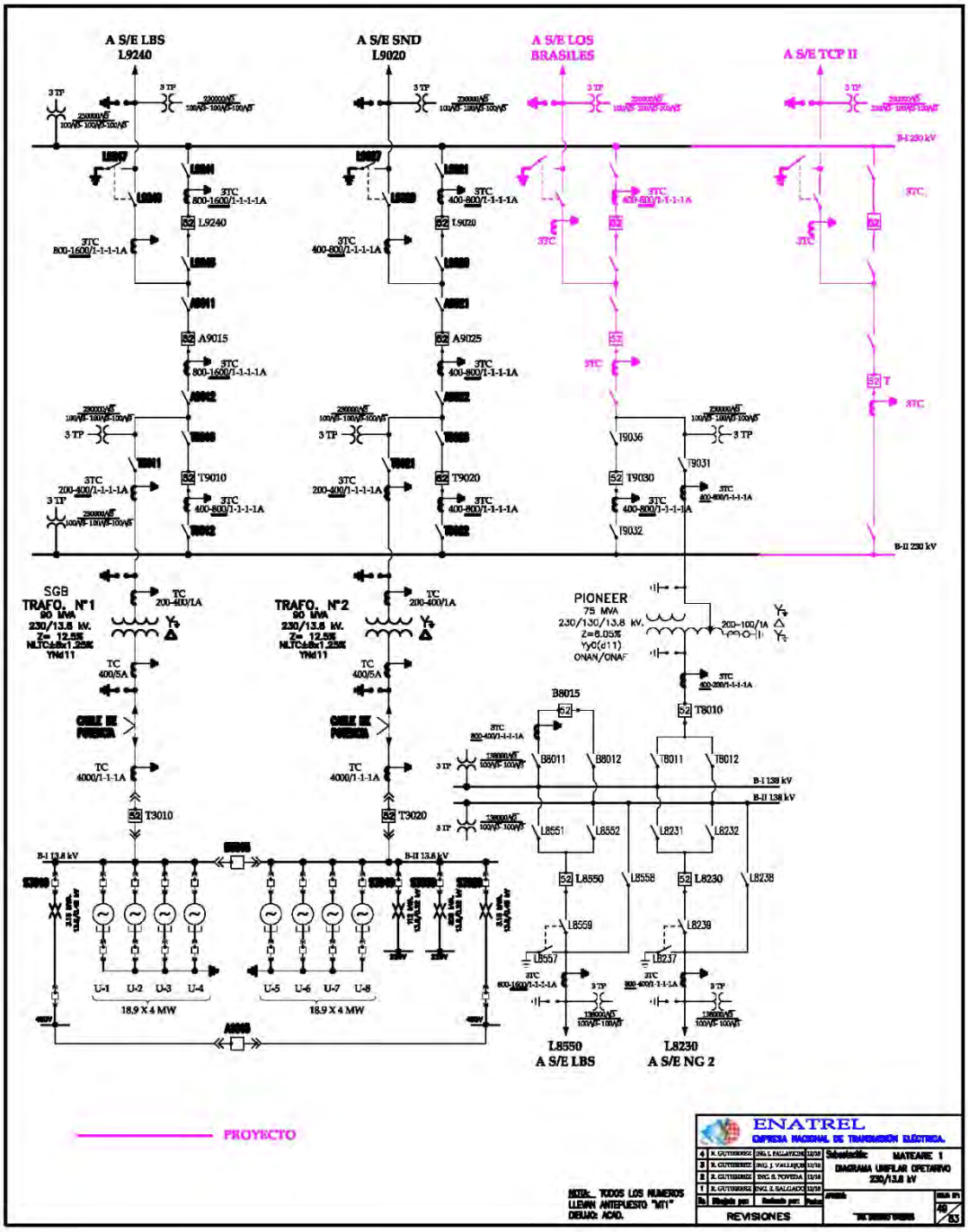
6. Diagrama de Conexión



7. Mapa de Ubicación



8. Unifilar


A S/E LBS
L.9240
A S/E SND
L.9020
A S/E LOS BRASILES
A S/E TCP II
B-I 230 kV
B-II 230 kV
A9015
A9025
T9010
T9020
T9030
T9031
T9032
T9036
SGB
TRAFO. N°1
90 MVA
230/13.8 kV.
Z= 12.5%
NLTC±8x1.25%
YNd11
TRAFO. N°2
90 MVA
230/13.8 kV.
Z= 12.5%
NLTC±8x1.25%
YNd11
PIONEER
75 MVA
230/138/13.8 kV.
Z=8.05%
YyO(d11)
ONAN/ONAF
T8010
B8015
B8011
B8012
T8011
T8012
B-I 138 kV
B-II 138 kV
L8551
L8552
L8231
L8232
L8550
L8558
L8230
L8238
L8559
L8239
L8557
L8237
T3010
T3020
B-I 13.8 kV
B-II 13.8 kV
U-1
U-2
U-3
U-4
U-5
U-6
U-7
U-8
18.9 X 4 MW
18.9 X 4 MW
L8550
A S/E LBS
L8230
A S/E NG 2
PROYECTO
ENATREL
EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
Subestación: MATEARE 1
DIAGRAMA UNIFILAR OPERATIVO
230/13.8 kV
REVISIONES

10.6.- Construcción Subestación Guanacastillo y obras conexas

1. Introducción

La subestación Guanacastillo surge ante la necesidad de suplir el crecimiento de la demanda de energía eléctrica a los sectores de San Joaquín, Guanacastillo, Altos de Masaya y zonas aledañas.

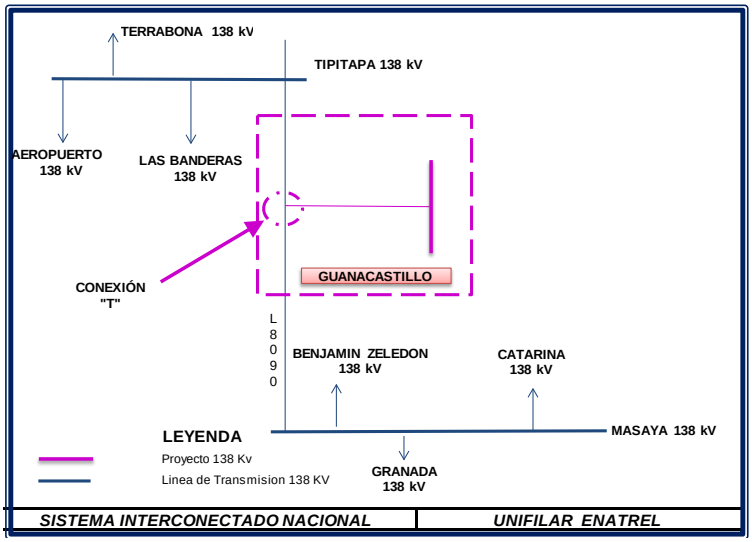
La subestación Guanacastillo está ubicada en el departamento de Masaya. Esta subestación tendrá una capacidad de 40 MVA con relación de voltaje de 138 kV/13.8 kV y se alimentará de la línea de transmisión L8090 entre las subestaciones Tipitapa-Masaya de 138 kV por medio de una conexión "entrada-salida".

2. Situación Actual

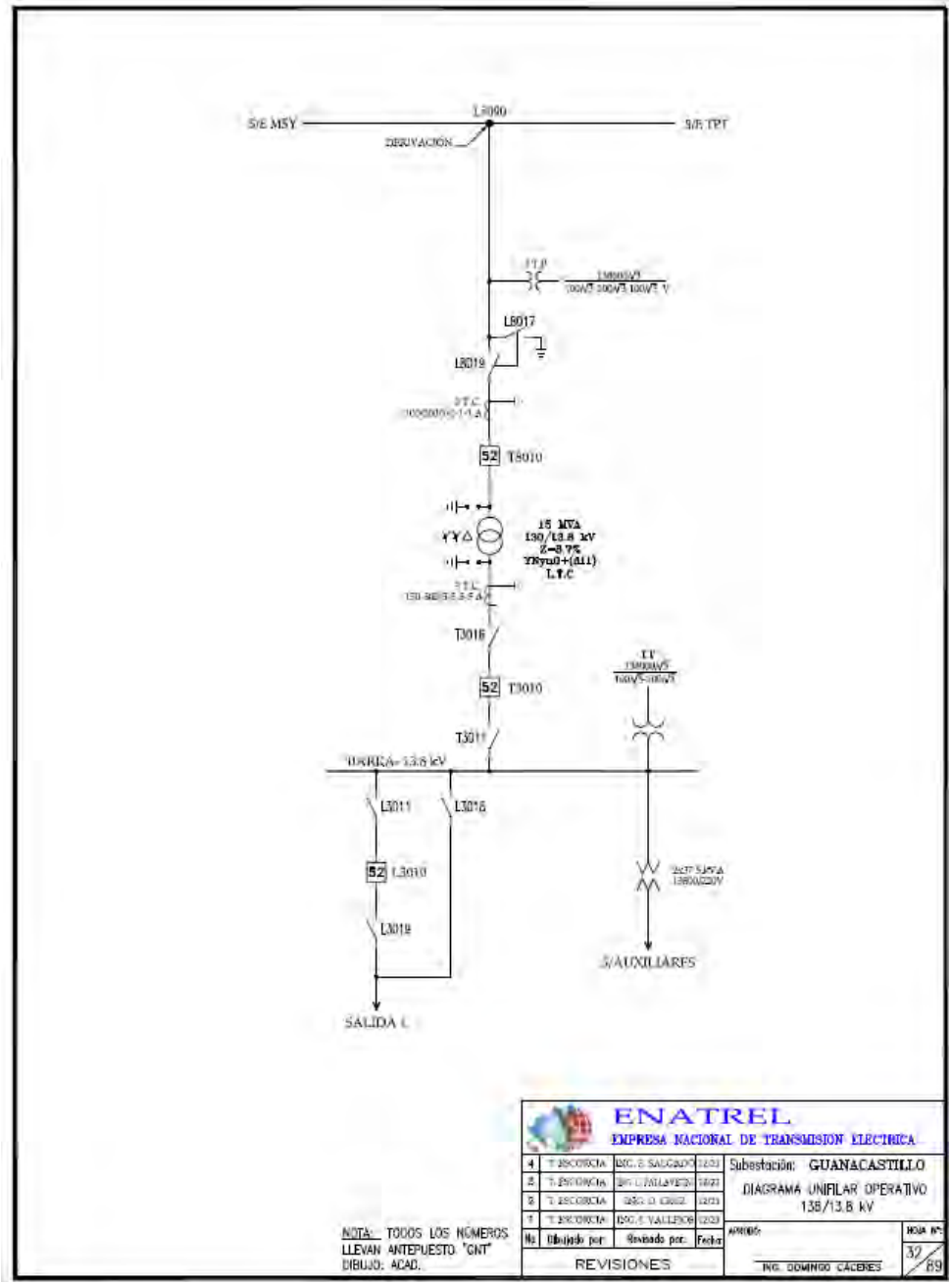
La empresa Mayacero entró en operación en el año 2017 con una demanda de energía inicial de 2 MVA. Dicha empresa está ubicada en la carretera Tipitapa-Masaya en el km 36.

Dadas las circunstancias de crecimiento de la demanda y al no tener la capacidad las subestaciones aledañas de asumir esa carga, ENATREL en el año 2017 realizó la construcción de la subestación provisional Guanacastillo, la cual se conecta en Tap (Conexión en "T") a la línea L8090 y se instaló un transformador de 15 MVA.

Gráfica.1 Situación Actual



3. Diagrama Unifilar Actual



4. Objetivos

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios que serán electrificadas en los Programas de Electrificación Rural en la comunidad Guanacastillo.

Específicos

- Proveer a las zonas de Guanacastillo, San Joaquín, Altos de Masaya y zonas aledañas de una subestación eléctrica con capacidad para satisfacer la demanda de electricidad actual, y su crecimiento en el largo plazo.

- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable a los usuarios de Nindirí, Sector noroeste de Masaya, Barrios Roberto Lara, Euclide Tapia, San Lucas, Villas Santana Norte y Sur, Altos de Masaya, Comunidades Pilas Orientales y Occidentales, Guanacastillo, Los Trejos, Santa Teresa, Sacuanjoche, Carretera Coyotepe-Zambrano y zonas aledañas.

- Mejorar la confiabilidad de las subestaciones Tipitapa y Benjamín Zeledón al proveer de una subestación con capacidad para retroalimentar parte de las cargas en momentos de mantenimientos o fallas.

4. Justificación

Dentro de los planes de expansión de ENATREL, está la ampliación de construcción de la subestación Guanacastillo, que beneficiará en su mayor parte a los sectores actualmente alimentado actualmente por la subestación provisional Guanacastillo, los cuales se ubican en Carretera Masaya-Tipitapa, Camino a Tisma, Comunidad La Montañita- Tisma y entrada al Volcán Masaya 1 km al este, entre otros. Esta subestación tendrá una capacidad de 40 MVA con relación de voltaje de 138kV/13.8kV y se alimentará de la línea de transmisión L8090 entre las subestaciones Tipitapa - Masaya de 138kV por medio de una conexión "entrada- salida".

Además, existen solicitudes de aumento de carga de Pro Nicaragua (1.18MW), Lanco (0.5-1 MW), Steel Max (0.71MW) y hotel Los Volcanes (1.88MW).

5. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos, materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva subestación Guanacastillo con capacidad de 40 MVA y con relación de tensión de 138 kV/13.8 kV.
- 0.25 km de línea en 138 kV en Doble Circuito.

Nueva Subestación Guanacastillo

- 2 bahías de línea en 138 kV, con seccionador bypass.
- 1 bahía de transformación con relación de voltaje 138 kV/13.8 kV.
- 1 transformador de Potencia de 40 MVA, con relación de voltaje 138 kV/13.8 kV.
- 8 celdas Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 5 salidas de distribución con su interruptor, de las cuales quedaran 2 celdas de reservas para nuevas cargas, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Adquisición de terreno.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- Estructuras metálicas para pórticos tipo celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).

Línea de Transmisión

- 0.25 kilómetros de línea de transmisión en 138 kV, de doble circuito, con conductor 336.4 Linnet ACSS/TW HTLS e hilo de guarda 48 fibras tipo OPGW, desde la subestación Guanacastillo hasta apertura la Línea de Transmisión L8090 entre las subestaciones Masaya–Tipitapa.

6. Localización Del Proyecto



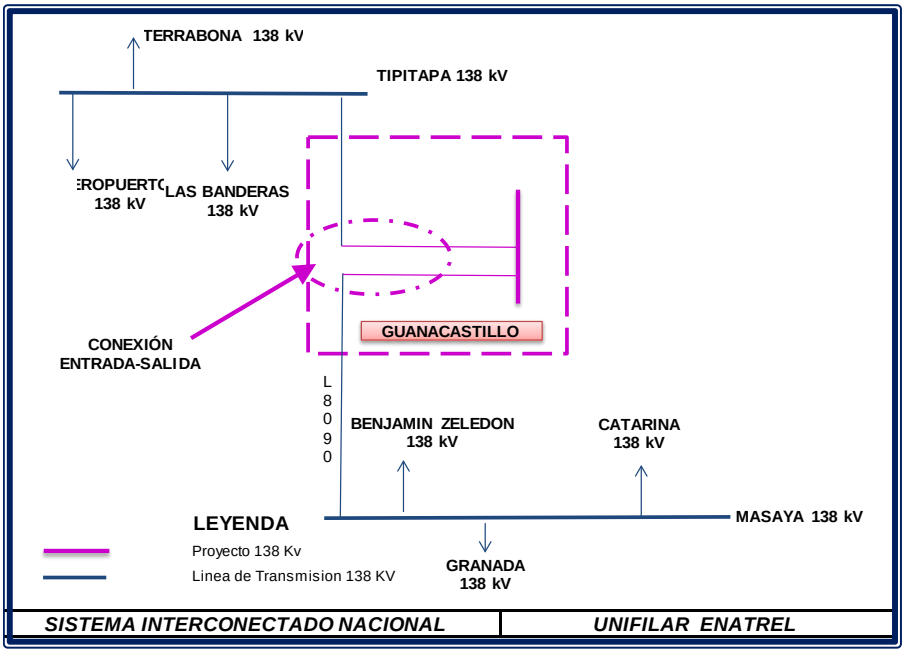
7. Costo del proyecto

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 6.531 millones de dólares, de los cuales US$ 6.209 millones es financiamiento externo y 0.326 millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $
	Estudios Técnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	$ 265,330	$ 265,329.55
Guanacastillo	Ampliación de Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	$ 1,000,000	$ 1,000,000.00
	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$ 815,000	$ 815,000.00
	Bahía de Línea 138 kV, barra simple	2	$ 930,000.00	$ 1,860,000.00
	Transformador de 40MVA 138 kV/13.8 kV	1	$ 1,000,000.00	$ 1,000,000.00
	Celdas de distribución 13.8 Kv	8	$ 126,000.00	$ 1,008,000.00
	Barra de 138 Kv	1	$ 150,000.00	$ 150,000.00
Subtotal-SUBESTACIONES				**$ 6,098,330**

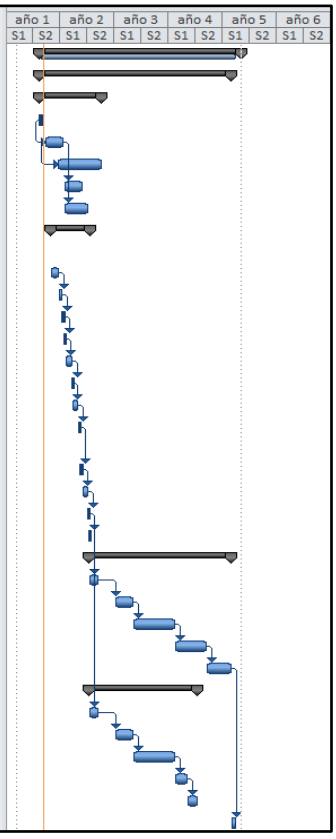
Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $
Guanacastillo abre línea Tipitapa - Masaya	Línea 138 kV, 336.4 Linnet ACSS/TW HTLS Doble circuito con Hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes.	0.25	$250,000.00	$62,500.00
Subtotal-LINEAS				**$ 62,500**
TOTAL SIN IMPREVISTO				**$ 6,160,830**
IMPREVISTO				**$ 369,650**
TOTAL CON IMPREVISTO				**$ 6,530,479**

Gráfica.2 Situación Con Proyecto

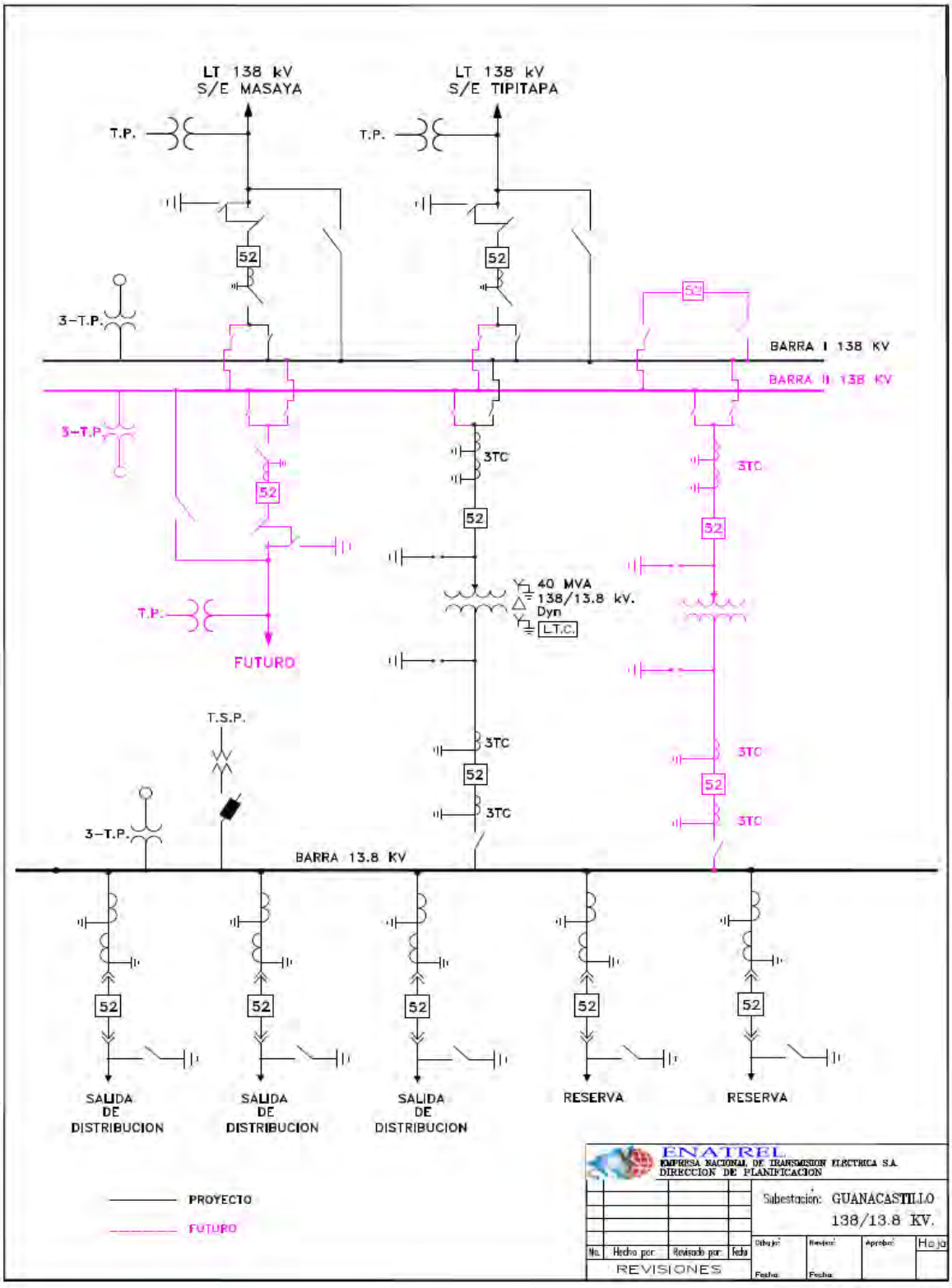


8. Cronograma

Nombre de tarea	Duración
PEP	**977 días**
Subestación GUANACASTILLO y obras conexas.	**926 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	15 días
Levantamiento topográfico	90 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	90 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**190 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	40 días
Elaboración de DDL	15 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	11 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**685 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	90 días
Suministro de bienes	200 días
Obras Civiles	150 días
Montaje Electromecanico	120 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**520 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	90 días
Suministro de bienes	200 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	45 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	20 días



9. Diagrama Unifilar



10.7.- Construcción de la subestación GIS Metropolitana, línea de transmisión soterrada en 138kV y obras conexas..

1. Introducción

La demanda de la ciudad de Managua representa actualmente el 49% de la demanda a nivel nacional. En el año 2015 la demanda máxima del sistema fue de 667.7 MW correspondiendo al área de Managua 325.1 MW. Además en el sistema de Managua actualmente se encuentran instalada 4 centrales de generación: Las Brisas (66 MW), Hugo Chávez 1-2 (67.2W), Che Guevara 3 (20.4 MW) y la Planta Managua U3-U4-U5 (56 MW), lo que representa una capacidad instalada de generación de 210 MW.

El antiguo casco de la capital se ha ido poblando con edificios gubernamentales como Telcor, Juzgados de Managua, Asamblea Nacional, SINAPRED, Puerto Salvador Allende, viviendas para el pueblo entre otros.

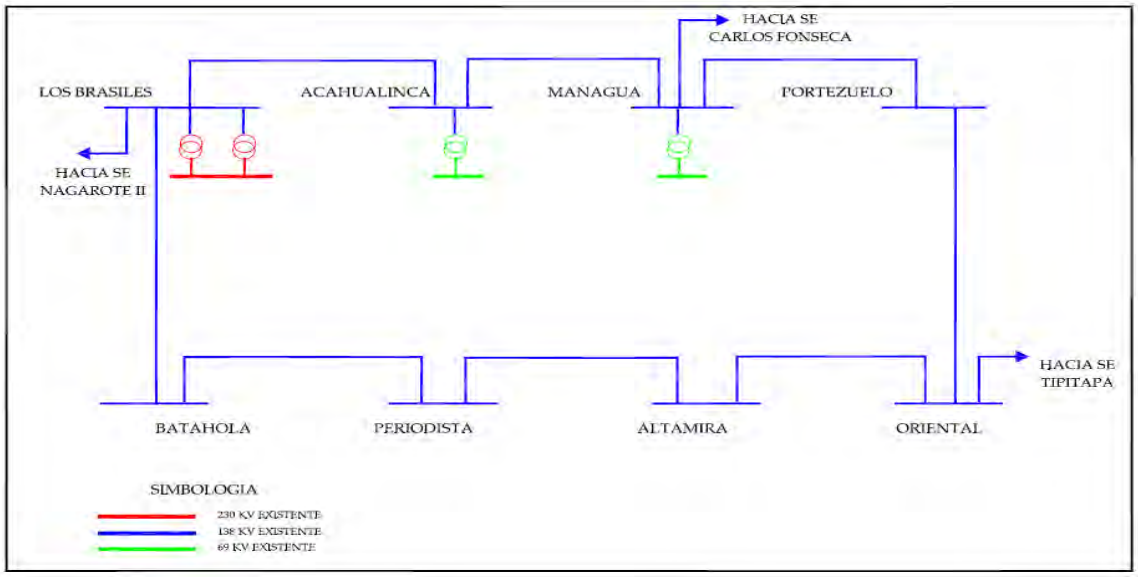
2. Objetivos

- Mejorar la confiabilidad del suministro de demanda en la ciudad de Managua.

3. Situación Actual y Futura

Antes del año 2015, en el área de Managua existía un anillo en 138kV el cual conectaba a 8 subestaciones: Altamira, Periodista, Batahola, Los Brasiles, Acahualinca, Managua, Portezuelo y Oriental. En la siguiente grafica se muestra el anillo de Managua:

Antiguo Anillo de Managua



En el año 2015 con la entrada en operación de los proyectos Ticuantepe - Anillo de Managua, se conectaron las subestaciones de Ticuantepe II y Las Colinas al anillo de Managua. Posteriormente en el año 2019 se tiene programado conectar la subestación Central por medio de una conexión de entra y salida a la línea El periodista – Ticuantepe. Es decir que existirán un total de 11 subestaciones conectadas en anillo, tal a como se muestra en el siguiente diagrama:

Debido a lo anterior, se pretende formar dos anillos en 138 kV mediante la construcción de 8 km de línea soterrada y una nueva subestación para reforzar el sistema en Managua y brindar mayor confiabilidad.

4. Justificación

La subestación Metropolitana tomará carga de las subestaciones Acahualinca, Managua y Central, descargando a estas subestaciones y cerrará 2 anillos de 138 kV en Managua.

Al año 2019, la ciudad de Managua contará con un anillo de 138 kV con 11 subestaciones que comprenderá a las Subestaciones; Los Brasiles, Batahola, El Periodista, La Central, Ticuantepe, Las Colinas, Altamira, Oriental, Portezuelo, La Managua y Acahualinca cerrando con Los Brasiles nuevamente.

Al entrar en operación la subestación Metropolitana el anillo de 138 kV será partido en 2 anillos, lo que permitirá mejorar la confiabilidad del suministro

y mejorar el nivel de tensión ante situaciones de contingencias. El primer anillo abarcará las siguientes subestaciones: Los Brasiles, Batahola, El Periodista, La Central, Metropolitana y Acahualinca, cerrando el primer anillo en los Brasiles. El segundo anillo quedará conformado por las subestaciones: Metropolitana, Ticuantepe, Las Colinas, Altamira, Oriental, Portezuelo y Managua, cerrando el anillo con la Metropolitana.

Actualmente la zona central de Managua es alimentada por las subestaciones Managua y Acahualinca; en la cual existen cargas importantes tales como: Asamblea Nacional, Teatro Nacional, Museo Nacional, Hotel y Plaza Inter y zona comercial aledaña, Ministerio de Relaciones Exteriores, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el edificio de la Cancillería etc.

La Subestación Metropolitana dispondrá de cierto margen de capacidad, para realizar transferencia de carga en casos de emergencia. Por consiguiente, cuando esta subestación entré en operación servirá de apoyo a tres subestaciones (La Central, Acahualinca y Managua) debido a que será posible la transferencia de carga de ellas.

5. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Nueva subestación GIS Metropolitana con nivel de tensión de 138/13.8 kV
- Ampliación Subestación Central
- Línea de Transmisión en 138 kV.

Nueva Subestación GIS Metropolitana 138 kV

- 1 módulo de bahía de transformación con relación de voltaje 138 kV/13.8 kV.
- Suministro y Montaje de un Transformador de potencia de 40 MVA, 138/ 13.8 kV.
- 3 módulos de bahías de línea en 138 kV.
- 2 módulos de barras en 138 kV.
- 1 módulo de bahía de acople en 138 kV.
- 3 módulos de conexión de cables.
- 7 celdas Metalclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución, la celda de entrada del transformador de potencia, la celda para transformador de servicios propios y celda de equipos de medición).

- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Adquisición de terreno.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes,etc).

Ampliación Subestación Central:

- 1 módulo de bahía de línea en 138 kV.
- 1 módulos de conexión de cables

Línea de Transmisión

- 3 kilómetros de línea de transmisión subterráneo en 138 kV, simple circuitos, con cable XLPE-ALUMINIO, conductor 2000 kcmil, 4 conductores por circuito y cable tipo OPGW de 48 fibras, desde la nueva subestación Metropolitana hasta la subestación Central.

- 2 kilómetros de línea de transmisión subterráneo en 138 kV, doble circuitos, con cable XLPE-ALUMINIO, conductor 2000 kcmil, 4 conductores por circuito y cable tipo OPGW de 48 fibras, desde la nueva subestación Metropolitana hasta aperturar la Línea de Transmisión Acahualinca-Managua. Incluye dos pasos aéreos subterráneo para entroncar la línea hacia Acahualinca y la de Managua.

6. Costo total

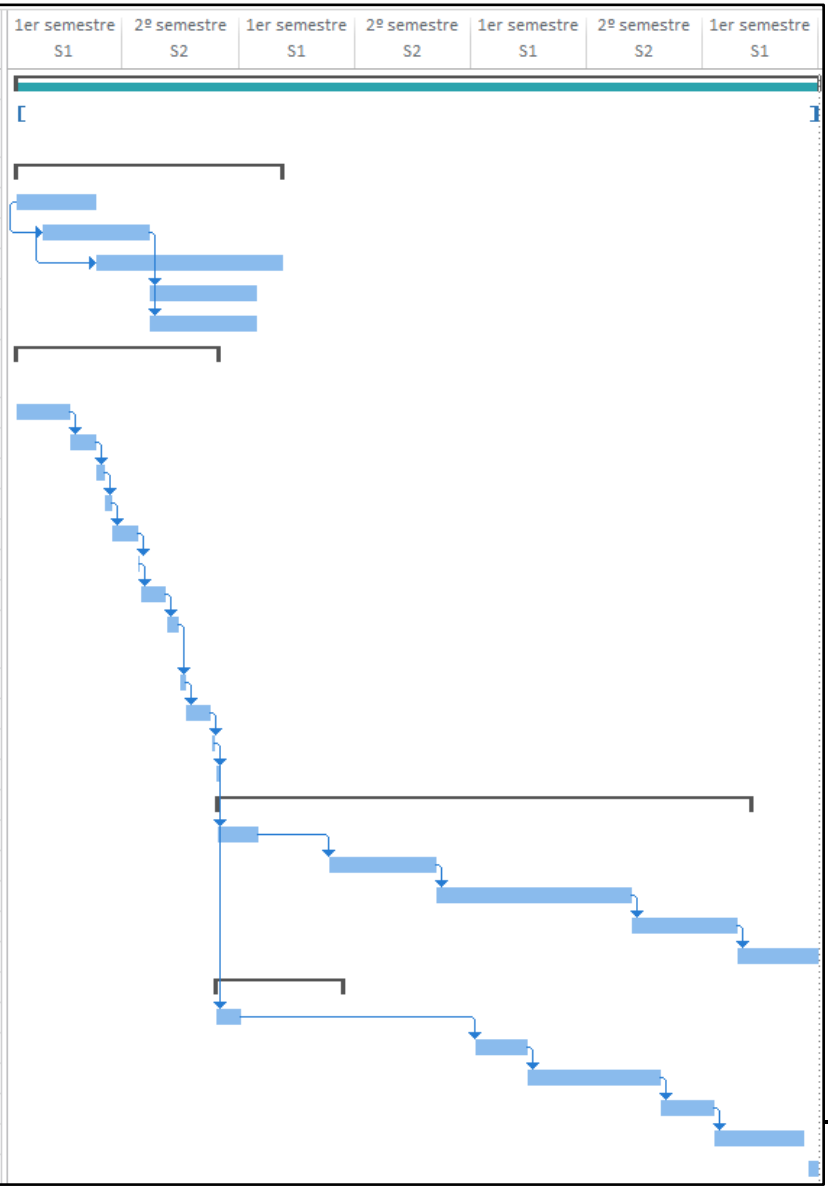
El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 20.491 millones de dólares, de los cuales US$ 19.473 millones es financiamiento externo y 1.017 millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	97,067	97,067	97,067		97,067
METROPOLITANA	Adquisición Terreno	1	550,000	550,000	550,000		550,000
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	1,802,933	1,802,933		1,802,933	1,802,933
	Módulo de juego de barras en 138 kV	2	174,885	349,769		349,769	349,769
	Módulo de Bahía de acople (Interruptor) 138kV	1	1,009,436	1,009,436		1,009,436	1,009,436
	Módulo de Bahía de Línea 138 kV	3	1,229,065	3,687,194		3,687,194	3,687,194
	Módulo de Bahía de transformación 138 kV/13.8 kV	1	1,181,979	1,181,979		1,181,979	1,181,979
	Transformador de 40 MVA 138 kV/13.8 Kv	1	1,767,952	1,767,952		1,767,952	1,767,952
	Módulo de conexión de cables	3	64,572	193,715		193,715	193,715
	Celdas de Distribución 13.8 kV	7	64,572	452,001		452,001	452,001
CENTRAL	Bahía de línea 138kV, doble barra	1	1,229,065	1,229,065		1,229,065	1,229,065
	Módulo de conexión de cables	1	64,572	64,572		64,572	64,572
	Ingeniería y Diseño		647,595	647,595	194,279	453,317	647,595

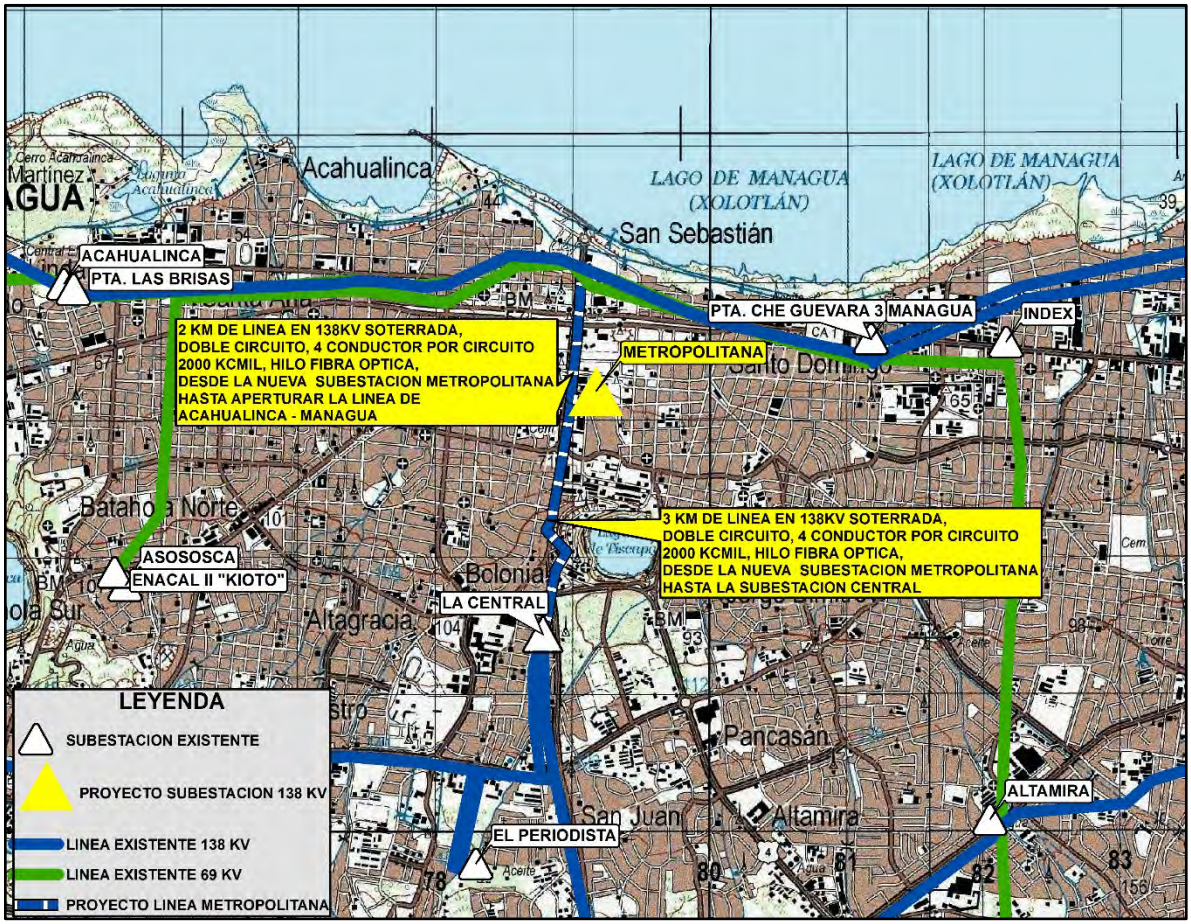
SubTotal-SUBESTACIONES				13,033,277	841,346	12,191,932	13,033,277
Línea	**Tipo**	**longitud (km)**	**Costo Unitario US $**	**Total US $**	**Financiamiento Local US$**	**Financiamiento Externo US$**	**Suma Financ. Local y Externo US$**
Desde nueva subestación Metropolitana hasta aperturar la Línea de Transmisión Ticuantepe-Central	Línea 138 kV, simple circuito, subterránea, con cable XLPE-Aluminio Conductor 2000 kcmil, 4 conductores por circuito, y cable OPGW de 48 hilos	3	1,067,394	3,202,181		3,202,181	3,202,181
Desde nueva subestación Metropolitana hasta aperturar la Línea de Transmisión Acahualinca-Managua	Línea 138 kV, doble circuito, subterránea, con cable XLPE-Aluminio Conductor 2000 kcmil, 4 conductores por circuito, y cable OPGW de 48 hilos	2	1,874,855	3,749,710		3,749,710	3,749,710
	Servidumbre	5	7,000	35,000	35,000		35,000
	Ingeniería y Diseño		471,449	471,449	141,435	330,014	471,449
Subtotal-LINEAS				**7,458,340**	**176,435**	**7,281,905**	**7,458,340**
TOTAL				**20,491,617**	**1,017,780**	**19,473,837**	**20,491,617**

7. Cronograma

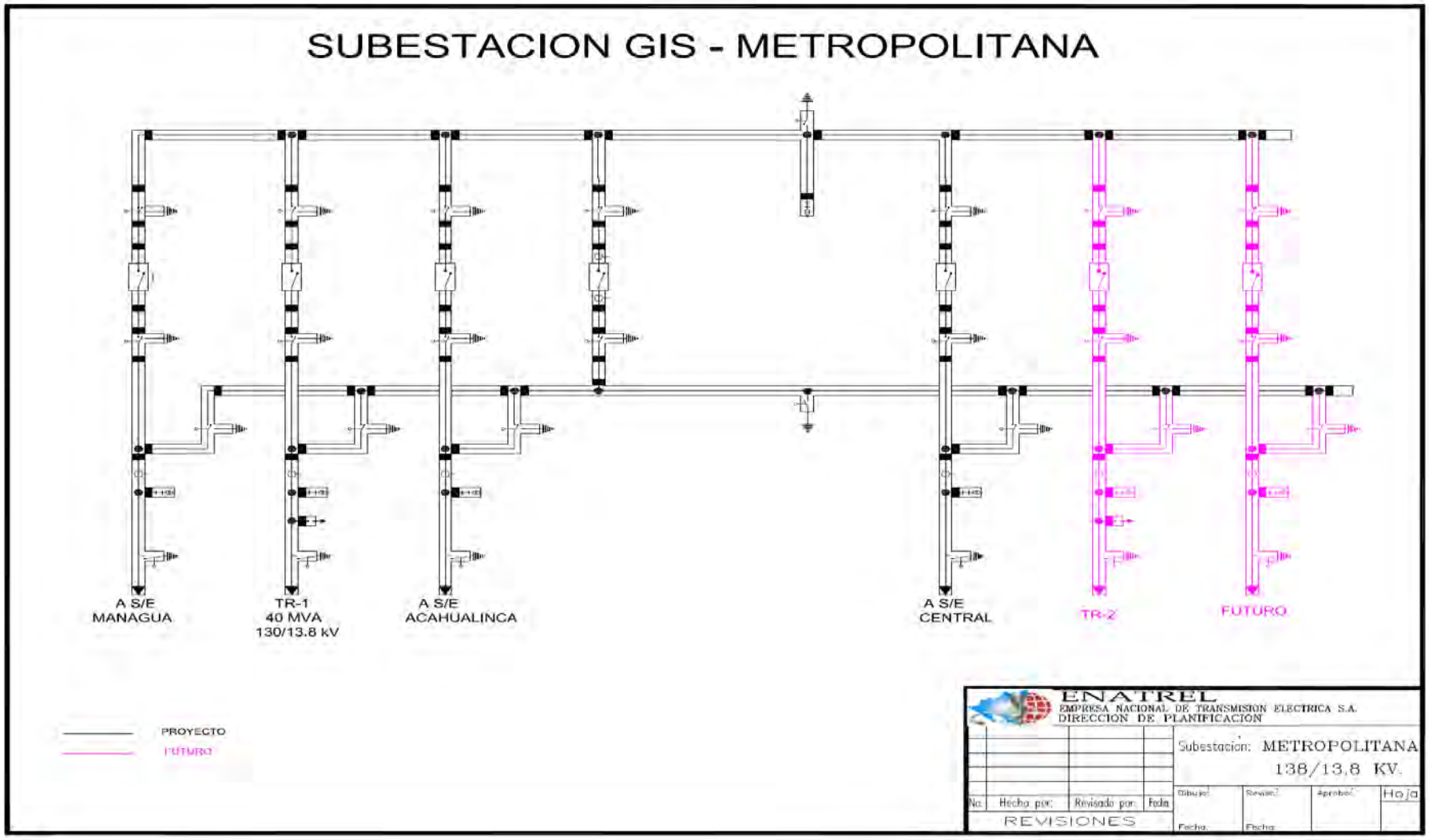
Nombre de tarea	Duración
PEP	**905 días**
CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN GIS METROPOLITANA, LÍNEA DE TRANSMISIÓN SOTERRADA EN 138KV Y OBRAS CONEXAS.	**785 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**600 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**145 días**
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días



8. Localización Del Proyecto



9. Diagrama Unifilar Subestación Metropolitana



10.8.- Construcción Subestación Mateare II y Construcción de línea 138KV en Doble Circuito

1- Introducción

La Empresa Distribuidora ha manifestado a ENATREL las limitaciones que se presentarán a corto plazo para servir la carga en el sector de la carretera nueva a león.

Existen solicitudes ante la distribuidora de incrementos de demanda en la zona de carretera nueva a León, entre estas, el matadero Cacique ubicado en el Km 16 ½ de la carretera nueva a León, el cual incrementará su carga hasta 3.6 MW a partir de septiembre 2015 hasta junio 2017.

También existe otras solicitudes de proyectos que se encuentran en proceso de construcción tales como el nuevo Híper Plaza Sandino ubicado en el Km 13 Carretera nueva a León el que tendrá una demanda de 1.5MW y la Urbanizadora Bethel con una demanda de 0.96 MW, dicha urbanización estará ubicada en el Km 14 de la Carretera nueva a león. Adicionalmente existen solicitudes de incremento de demanda de otras urbanizaciones tales como Ciudad El Doral, Vistas de Momotombo y La Merced.

El sector de la carretera nueva a león es alimentado desde las subestaciones los Brasiles, por medio de los siguientes circuitos de distribución a 13.8 kV:

a. LBS3040
b. LBS3050

Con el propósito de suplir la demanda actual y futura de la carretera nueva a León y quitar carga a la subestación Los Brasiles; se realizará la construcción de la subestación Mateare, en esquema de barra simple, con una capacidad inicial de 30/40 MVA, la cual disponga de cierto margen de capacidad, para realizar transferencia de cargas en casos de emergencia.

2.- Objetivos Del Proyecto

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios actuales y futuros, así como a cargas importantes, del sector de la carretera nueva a león mediante la construcción de una nueva subestación eléctrica en el poblado de Mateare.

Específicos

- Mejorar la confiabilidad y calidad del suministro de energía eléctrica en el área de influencia de las subestaciones Los Brasiles y Nagarote.
- Servir cargas importantes del sector de la carretera nueva león de forma confiable.
- Evitar cargas no servidas por falta de capacidad del sistema de distribución y de Transmisión.
- Reducir las pérdidas en los circuitos de distribución.
- Ofrecer respaldo a las subestaciones Los Brasiles y Nagarote en caso de falla.

3.- Antecedentes

En los últimos años ha habido un auge en la construcción de proyectos urbanísticos, construidos en los últimos ocho años, en la carretera nueva León entre los km 9 hasta el km 25, se encuentran las urbanizaciones Motastepe, San Andrés, Praderas de Sandino, Valle Santa Rosa, Santa Eduvigues, San Miguel, San Francisco, Villa Soberana, Valle Sandino, La Bethel, Villa Sol, Ciudad El Doral, Vista del Momotombo, Villa Xiloa, entre otros proyectos a construirse.

Este sector mencionado es alimentado desde la subestación Los Brasiles a través del circuito LBS-3040.

4.- Diagnostico del servicio

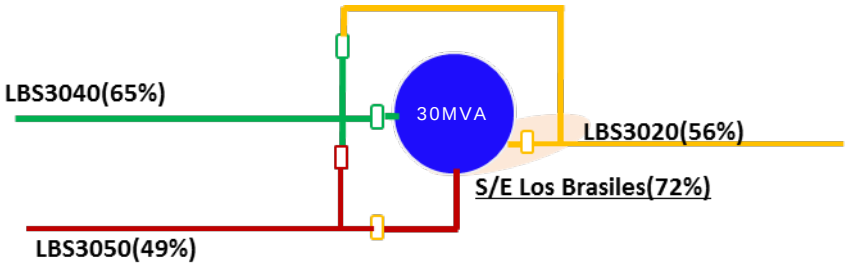
La subestación Los Brasiles cuenta con un transformador Marca Trafo Unión de 30 MVA, de los cuales se derivan los circuitos de distribución LBS3040, LBS3050, LBS3020 y abastece las cargas en el sector de la carretera nueva a león. Este transformador se encuentra cargado aproximadamente al 72% de su capacidad nominal.

Actualmente el circuito LBS-3040 está al 64% de su cargabilidad con una demanda máxima de 6.18 MW, este circuito alimenta en su mayor parte al sector domiciliar de Mateare, Los Brasiles, Xiloá, Urbanizaciones, Proyecto Lechero Chiltepe, Zona 7 de Ciudad Sandino, Zona Franca F&D Nicaragua, Nilac y sectores aledaños

Así mismo el circuito de distribución (LBS3050) que alimenta esos sectores su porcentaje de carga es del 48% con una demanda máxima de 4.6 MW, en este circuito además de sector de urbanizaciones, prevalece el sector

industrial entre los cuales tenemos como relevantes Zona Franca Alfa Textil SA, Zona Franca Saratoga, Chao Hsin Internacional, Caprich, John Garment Sa, Grand Paper, Sacos de Nicaragua y Yu Jin Nicaragua, Simplemente Madera y PLASTITEX.

DIAGRAMA SITUACIÓN ACTUAL



5. Situación Con Proyecto

Se construirá una nueva subestación en 138 kV equipada con un transformador de 30/40 con una relación de transformación 138/13.8. Se construirá una línea de transmisión de 1.5 km en doble circuito a un nivel de 138 kV sobre torres de celosía en su mayoría, el calibre del conductor es 556.5 Kcmil ACSR y el hilo de guarda será tipo OPGW.

Este proyecto alimentará la carga de la carretera nueva a León, principalmente se trasladará la carga del circuito LBS3040 y parte del circuito 3050. De manera que la subestación Los Brasiles cuente con capacidad para seguir atendiendo la demanda.

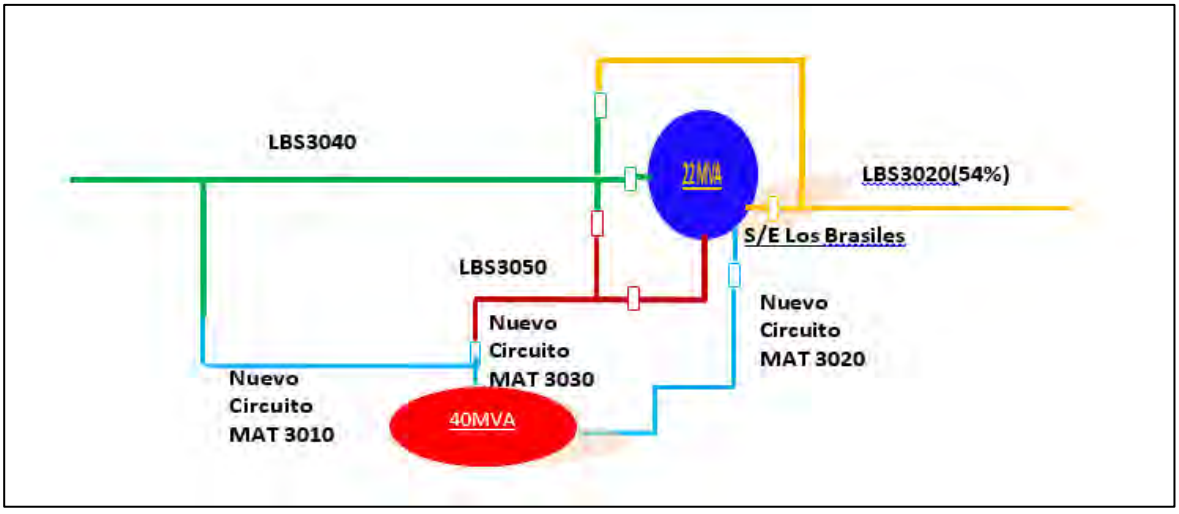


DIAGRAMA CON PROYECTO

6.- Justificación

Existen solicitudes de incremento de demanda de la urbanizadora La Merced que tendrá 1.2 MW de demanda, la urbanización Bethel que tendrá una demanda de 0.96 MW; ampliaciones de la Urbanizadoras Ciudad Doral que se ubica en el km 17 ½ carretera nueva a León y Vistas de Momotombo ubicado en el km 19 ½ carretera nueva a León con 2.6 y 1.2 MW de incremento de demanda respectivamente. En total el aumento de carga de los residenciales será de aprox. 6MW en el corto plazo.

Así mismo existen incrementos de cargas importantes a desarrollarse, tal como la carga del matadero El Cacique, que al 2017, alcanzará los 3.6MW e Hiper Plaza Sandino de 1.5MW.

En total los incrementos de cargas en la zona de influencia de los circuitos 3040 y 3050 es de 11 MW.

Solicitudes de Demanda

	Demanda MW
Ampliación Urbanizadoras	5.96
Matadero El Cacique	3.6
Hiper Plaza Sandino	1.5
Total	**11.06**

En la situación actual el transformador de 30MVA de la subestación Los Brasiles se encuentra cargado al 72%, ya que alimenta aprox. 21.6 MVA sumando los incrementos de demanda indicados en la tabla anterior el transformador se sobrecargaría a más del 100% de su capacidad (aprox. 33MVA).

En cuanto a la capacidad de los circuitos de distribución, a continuación, se muestra tabla con la capacidad actual de los circuitos con la proyección de la demanda a septiembre 2016 considerando las solicitudes de incremento de carga que entraran en servicio a esta fecha:

Condición actual SE LBS con 5% de crecimiento vegetativo anual mas proyecto Aumento de Matadero El Cacique (3.6MW) y carga comprometida de urbanización Bethel (0.94 MW) proyectados a septiembre 2016					
Subestación	Tensión de oper (kV)	S (MVA) Nominal	Arranque primario Fase (Amp)	Imax Carga Barra (max)	% cargabilidad
LBS 3040	13.8	22	921.6	1179.2	**128%**
LBS 3041	13.8	22	921.6	900	**98%**

*Las estadísticas del 2015 están actualizadas hasta el mes de septiembre

La nueva Subestación descargará los circuitos de distribución que alimentan el sector de la carretera nueva a león logrando abastecer la demanda total sin necesidad de realizar corte de carga en horas de demanda máxima.

Adicionalmente, la SE Mateare dispondrá de capacidad, para realizar transferencias de carga en casos de emergencia. Por consiguiente, cuando esta subestación entré en operación servirá de apoyo a las subestaciones Los Brasiles y Nagarote, debido a que será posible la transferencia de potencia entre las subestaciones a través de los circuitos de distribución, en los casos de emergencia.

7. – Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Nueva subestación Mateare II en 138kV
- Obra 2: 1.5 km de Línea de Transmisión en doble circuito 138 kV

7.1- Subestación Mateare II 138 kV

- 2 Bahías de línea 138 kV con seccionador bypass
- 1 bahía de transformación con relación de voltaje 138/13.8kV
- 1 Transformador de 30/40 MVA con relación 138/13.8 kV
- 8 celdas Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 5 salidas de distribución con sus interruptores, la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios)
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC, DC, Rectificadores y Baterías) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones y radiofrecuencia, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras Metálicas para Pórticos Tipo Celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Compra de Terreno para la Subestación.

7.2- Línea de Transmisión

- Construcción de 1.5 kilómetros de línea de Transmisión en 138 kV, Doble circuito, con conductor Dove ACSR 556.6 kcmil e hilo de guarda tipo OPGW de 48 fibras.

8.- Costos

El costo total de las obras es de **$5.403** millones de dólares, de los cuales **US$ 5.133** millones es en moneda extranjera y US**$ 0.270** millones es en moneda local.

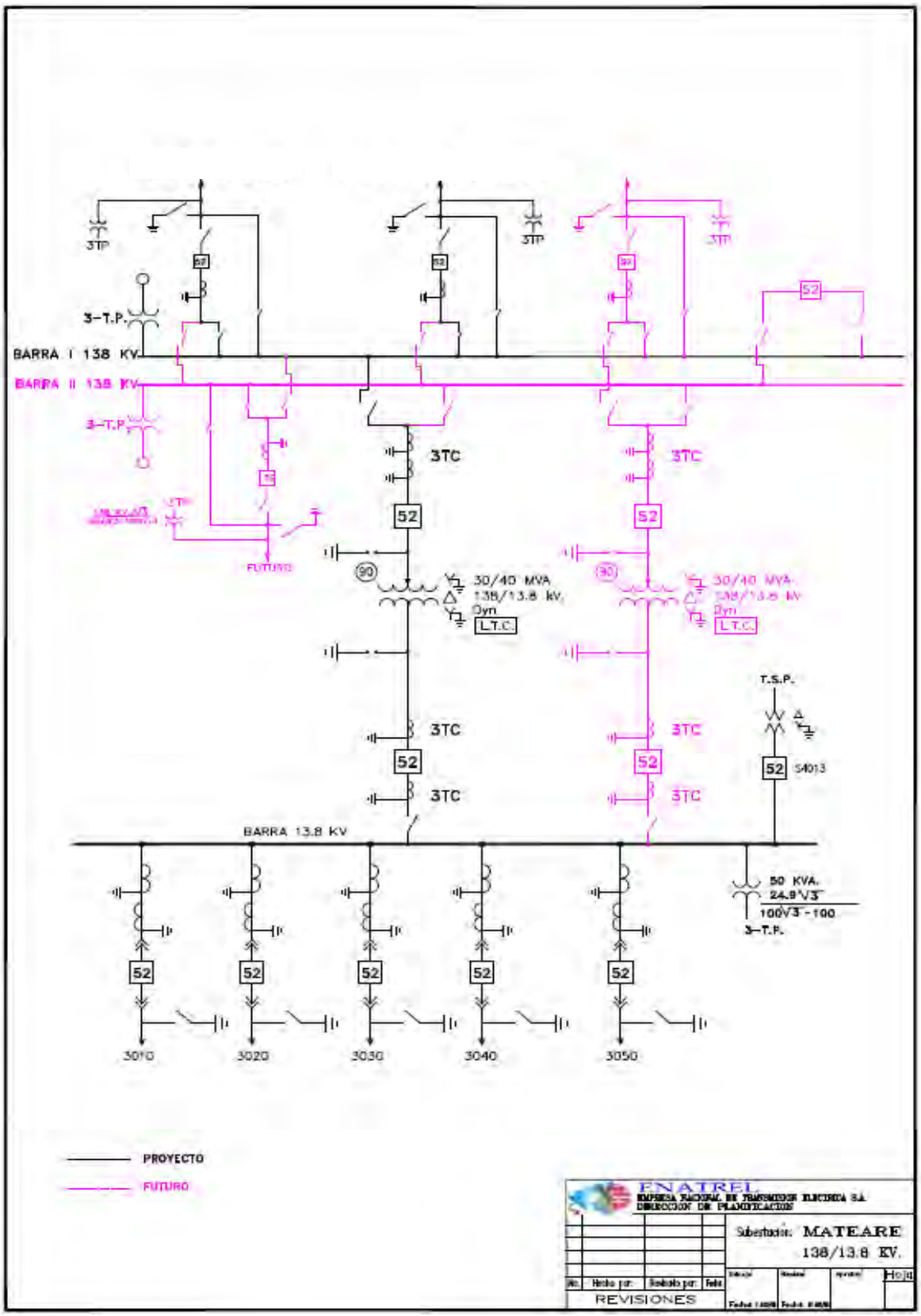
Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US$	Total US$	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	75,507	75,507	75,507	-	75,507
MATEARE II	Adquisición Terreno	1	100,000	100,000	100,000	-	100,000
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE		824,493	824,493		824,493	824,493
	Bahía de transformación 138 kV/13.8 kV	1	731,914	731,914		731,914	731,914
	Transformador de 30/40 MVA 138 kV/13.8 Kv	1	896,969	896,969		896,969	896,969
	Bahía de Línea 138 kV	2	742,269	1484,538		1484,538	1484,538
	Barra 138kV	1	74,800	74,800		74,800	74,800
	Celdas de Distribución 24.9 kV	8	72,190	577,519		577,519	577,519
	Ingeniería y Diseño Subestaciones		254,813	254,813	76,444	178,369	254,813
SUBESTACIÓN				**5020,554**	**251,951**	**4768,603**	**5020,554**

Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US$	Total US$	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
Línea SE MATEARE	Línea 138 kV de doble circuito, con conductor Dove ACSR 556.6 kcmil e hilo de guarda tipo OPGW de 48 fibras	1.5	232,101.01	348,151.52		348,151.52	348,151.52
	Servidumbre	1.5	7,426.00	11,139.00	11,139.00		11,139.00
	Ingeniería y Diseño		23,610.21	23,610.21	7,083.06	16,527.15	23,610.21
LINEAS				**382,901**	**18,222**	**364,679**	**382,901**
TOTAL				**5403,454**	**270,173**	**5133,282**	**5403,454**

9.- Mapa Localización

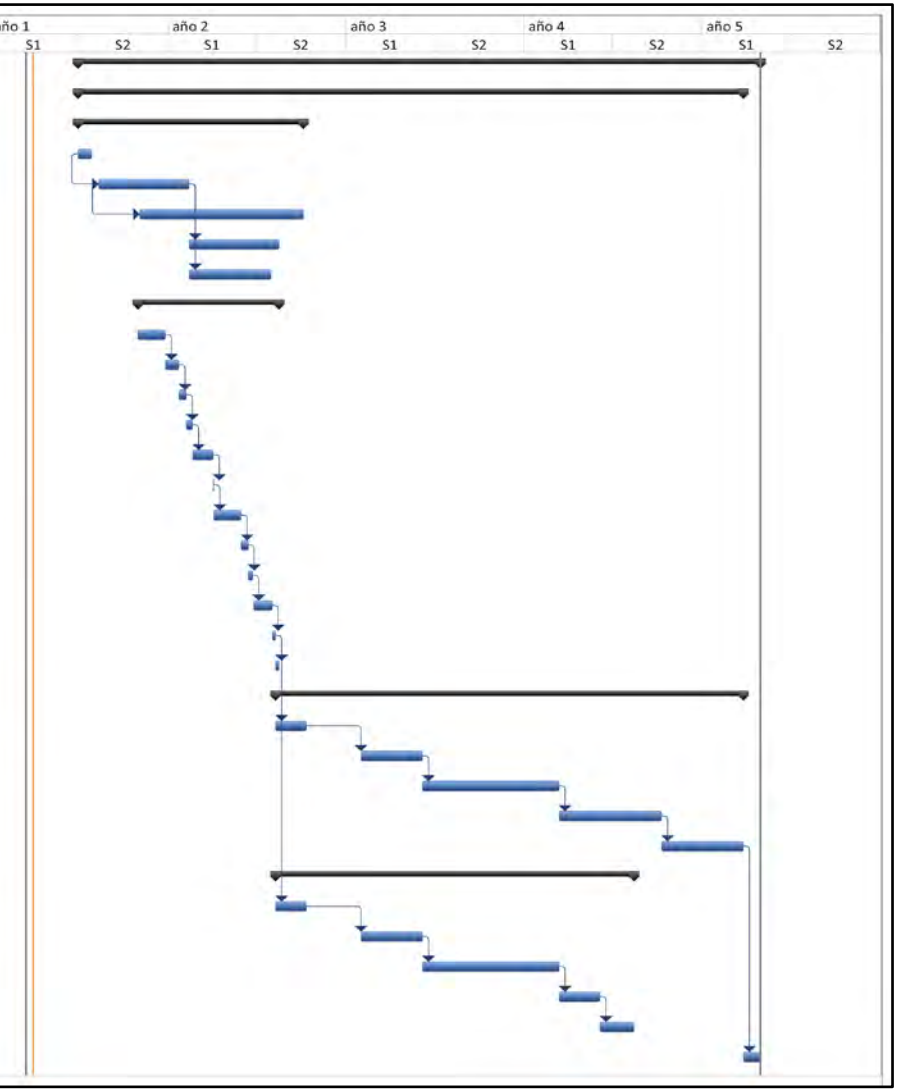


10.- Diagrama Unifilar



11.- Cronograma

Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración
1		**PEP**	**999 días**
2		**Subestación MATEARE y obras conexas construidas.**	**974 días**
3		**Preliminares**	**330 días**
4		Adquisición de terreno	20 días
5		Levantamiento topográfico	132 días
6		Estudio de impacto ambiental + censo forestal	240 días
7		Estudio geológico	132 días
8		Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
9		**Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos**	**207 días**
10		Elaboración de especificaciones técnicas	40 días
11		Elaboración de DDL	20 días
12		Solicitud de no objeción al Banco	11 días
13		Convocatoria pública de licitación	9 días
14		Presentación de ofertas	30 días
15		Apertura de ofertas	1 día
16		Evaluación de oferta	40 días
17		Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	11 días
18		Notificación a los oferentes	7 días
19		Constitución de garantias	28 días
20		Suscripción del contrato	5 días
21		Remisión del contrato	5 días
22		**Ejecucion del Contrato, SE. Lote I**	**685 días**
23		Solicitud y pago del anticipo	45 días
24		Diseño y especificaciones técnicas	90 días
25		Suministro de bienes	200 días
26		Obras Civiles	150 días
27		Montaje Electromecanico	120 días
28		**Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II**	**525 días**
29		Solicitud y pago del anticipo	45 días
30		Diseño y especificaciones técnicas	90 días
31		Suministro de bienes	200 días
32		Obras Civiles	60 días
33		Montaje Electromecanico	50 días
34		Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	25 días



10.9.- Construcción de la Subestación GIS Santo Domingo, Línea de Transmisión Soterrada en 138kV y Obras Conexas. (Managua)

1. Introducción

La nueva Subestación eléctrica Santo Domingo estará ubicada en las cercanías de la Rotonda Jean Paul Genie, carretera a Masaya. Esta subestación tendrá un transformador con capacidad de 40 MVA con relación de voltaje de 138 kV/13.8 kV y se alimentará de las líneas de transmisión Las Colinas–Altamira y El Periodista-Ticuantepe en 138 kV por medio de una conexión "entrada-salida".

Esta subestación permitirá atender las solicitudes de conexión de nuevos clientes, incrementos de cargas de clientes actuales y asumirá carga de los circuitos de las subestaciones adyacentes.

2. Objetivos Del Proyecto

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica, así como a nuevos incrementos de carga de los sectores de la rotonda Jean Paul Genie, Camino de Oriente, Colonia Centroamérica, carretera Masaya y sectores aledaños.

Específicos

- Atender el crecimiento vegetativo de la demanda y a nuevos clientes al proveer de una subestación eléctrica con capacidad para satisfacer la demanda de electricidad actual y su crecimiento en el mediano y largo plazo.

- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable a los usuarios de centro comercial Galerías Santo Domingo, Santo Domingo, Colonia Centroamérica y sectores aledaños.

- Descargar a las subestaciones Altamira y Las Colinas, para que en el mediano plazo estas se encuentran por debajo del 80% de carga.

- Mejorar la confiabilidad de las subestaciones de Altamira y Las Colinas al proveer de una subestación con capacidad para retroalimentar parte de sus cargas en momentos de mantenimientos o fallas.

3. Situación Actual

Los sectores de Santo Domingo, Camino de Oriente, Colonia Centroamérica, Las Colinas, carretera Masaya y sectores aledaños actualmente se abastecen de energía eléctrica por medio de las subestaciones de Altamira y Las Colinas, a través de los circuitos de distribución ALT3010, ALT3030, ALT3060 y CLN3010.

En la siguiente tabla se muestran los sectores que son alimentados por los circuitos de las subestaciones antes mencionadas:

Circuitos que alimentan el Área de Influencia del Proyecto

Subestación	Circuito	Departamento	Distrito	Sectores
ALTAMIRA	ALT3010	MANAGUA	DISSUR	Sector norte de Las Colinas, Fernando Manzanares, Hospital Roberto Calderón y sectores aledaños.
ALTAMIRA	ALT3030	MANAGUA	DISSUR	Las Cumbres, Villa Italia, Villa Fonta Este, San Isidro de la Cruz Verde, Centro Comercial Managua, Estación V de Policía y sectores aledaños.
ALTAMIRA	ALT3060	MANAGUA	DISSUR	Galerías Santo Domingo, Repartos Altos y El Mirador de Santo Domingo, Urbanizaciones La Castellana y Lomas de Notre Dame, Sector oeste de la Colonia Centroamérica, sectores aledaños.
COLINAS	CLN3010	MANAGUA	DISSUR	Urbanización Madrid, Residencial Castañeda, Casa España, Los Menbreños, Lomas de Notre Dame, Cruz del Paraíso, Hospital Metropolitano y sectores aledaños.

En los últimos años se ha venido incrementando la demanda de potencia de grandes consumidores, como es el caso del Centro Comercial Galerías Santo Domingo el cual se amplió en 1.2MW y el nuevo Hotel Hyatt inaugurado recientemente con una carga de 1.5MW. Estos nuevos incrementos de carga junto con el crecimiento de la demanda vegetativa requieren de una nueva subestación eléctrica.

En la siguiente tabla se muestra la potencia instalada en transformadores de distribución de los circuitos de las subestaciones Altamira y Las Colinas:

POTENCIA INSTALADA ACTUAL	
CIRCUITOS	SITUACION ACTUAL (MVA)
ALT-3010	9
ALT-3030	22.1

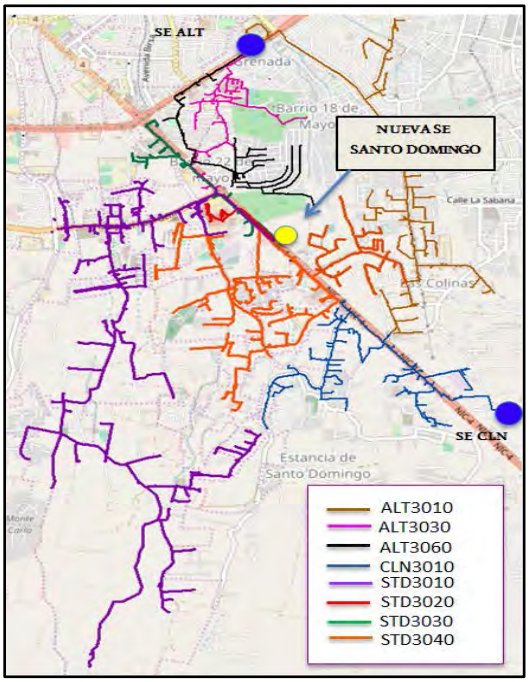
ALT-3060	17.5
CLN-3010	21.6

4. Situación Futura

Con la construcción de la nueva Subestación eléctrica GIS Santo Domingo, la potencia instalada en distribución será distribuida de la siguiente manera:

POTENCIA INSTALADA FUTURA	
CIRCUITOS	SITUACION ACTUAL (MVA)
ALT-3010	6.3
ALT-3030	11.6
ALT-3060	8.8
CLN-3010	10.5
STD-3010	15.9
STD-3020	8.7
STD-3030	15.5
STD-3040	13.9

A continuación, se presenta el dominio futuro de los circuitos de la Nueva Subestación Santo Domingo y de las subestaciones adyacentes.



5. Justificación

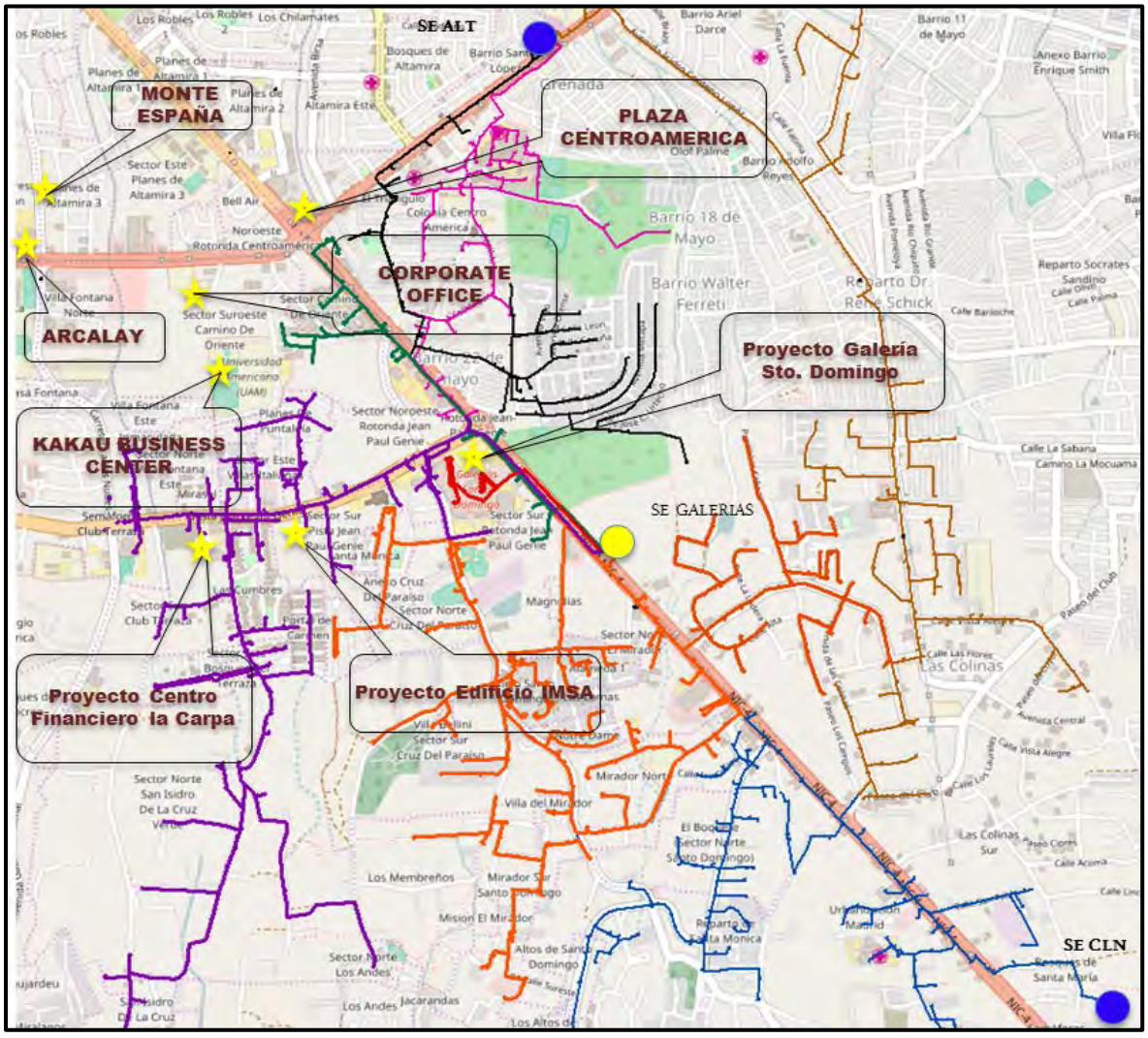
La construcción de la nueva subestación Santo Domingo es necesario debido a:

1- El aumento de carga de clientes importantes y nuevas solicitudes de conexión, tal a como se muestra en siguiente tabla:

CLIENTE	KAKAU BUSINESS CENTER	ARCALAY	CENTRO FINANCIERO LA CARPA	CORPORATE OFFICE	PLAZA CENTROAMERICA	MONTE ESPAÑA	GALERIAS SANTO DOMINGO	IMSA
CARGA MVA	1.66	0.85	0.8	0.689	0.5*	0.638	7.5	1.5
TOTAL CARGA MVA								**14.14**

*Dato de carga estimada.

Mapa de ubicación de las cargas



2- Poca capacidad de las Subestaciones de Altamira y Las Colinas para abastecer eléctricamente incrementos de cargas significativas.

Subestación eléctrica Altamira:

La subestación Altamira posee dos transformadores de potencia de capacidad nominal instalado de 40 MVA cada uno.

A continuación, se muestra el porcentaje de cargabilidad en la que se encuentran los transformadores de la subestación Altamira, según datos de la distribuidora del año 2016:

CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA						
DATOS BASICOS					DATOS OPERATIVOS	
ZONA/SECTOR	SUBESTACION	NOMBRE TRAFO	TENSION DE OPER(Kv)	Snom TRAFO MVA	DEMANDA MAXIMA (MVA)	CARGABILIDAD (%)
MANAGUA	ALTAMIRA	ALT-T3020	13.8	40	30.6	77
MANAGUA	ALTAMIRA	ALT-T3010	13.8	40	27.9	70

En la siguiente tabla se hace referencia al porcentaje de cargabilidad en la que se encuentran los circuitos de distribución ALT3010, ALT3030 y ALT3060

CARGABILIDAD DEL CIRCUITO					
DATOS BASICOS				DATOS OPERATIVOS ACTUAL	
ZONA/SECTOR	SUBESTACION	SALIDA MT (MATRICULA)	TENSION DE OPER(Kv)	DEMANDA MAXIMA (MVA)	CARGABILIDAD CIRCUITO (%)
MANAGUA	ALTAMIRA 2	ALT3030	13.8	395.0	79
MANAGUA	ALTAMIRA 1	ALT3060	13.8	322.0	65
MANAGUA	ALTAMIRA 2	ALT3010	13.8	223.0	45

Subestación eléctrica Las Colinas:

La subestación Las Colinas posee un transformador de potencia de capacidad nominal instalado de 40 MVA.

A continuación en la siguiente tabla se muestra la cargabilidad en la que se encuentra el transformador de la subestación Las Colinas:

CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA						
DATOS BASICOS					DATOS OPERATIVOS	
ZONA/SECTOR	SUBESTACION	NOMBRE TRAFO	TENSION DE OPER(Kv)	Snom TRAFO MVA	DEMANDA MAXIMA (MVA)	CARGABILIDAD (%)
MANAGUA	LAS COLINAS	CLN-T3010	13.8	40	19.5	49

La subestación Las Colinas entro recientemente en operación a finales del año 2015 es decir posee un año de operación y ya se encuentra cargada casi al 50% de la capacidad del transformador instalado debido al constante crecimiento de carga de la zona de carretera Masaya, donde se están desarrollando proyectos urbanísticos y comerciales.

La siguiente tabla hace referencia al porcentaje de cargabilidad en la que se encuentra el circuito de distribución LCN3010

ZONA/SECTOR	SUBESTACION	SALIDA MT (MATRICULA)	TENSION DE OPER(Kv)	DEMANDA MAXIMA (MVA)	CARGABILIDAD CIRCUITO (%)
MANAGUA	LAS COLINAS	CLN3010	13.8	272.0	54

Para el periodo 2016-2021 se realizó una proyección de la demanda vegetativa para las subestaciones eléctricas de Altamira y Las Colinas para determinar la cargabilidad de los transformadores en el mediano plazo.

En las siguiente tablas se muestra para cada año el porcentaje de cargabilidad de los transformadores de cada subestación, sin considerar las solicitudes de incrementos de cargas.

ALTAMIRA I							
AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022

DEMANDA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA
CARGA MVA	27.90	29.20	30.54	31.96	33.78	35.28	36.91
CARGABILIDAD TRAFO % (S operación 40 MVA)	70%	73%	76%	80%	84%	88%	92%
ALTAMIRA II							
AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
DEMANDA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA
CARGA MVA	30.60	32.03	33.50	35.05	37.05	38.70	40.48
CARGABILIDAD TRAFO % (S operación 40 MVA)	77%	80%	84%	88%	93%	97%	101%

LAS COLINAS							
AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
DEMANDA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA
CARGA MVA	19.50	20.41	21.35	22.34	23.61	24.66	25.80
CARGABILIDAD TRAFO % (S opración 40 MVA)	49%	51%	53%	56%	59%	62%	64%

Estas proyecciones se realizaron a partir de la demanda máxima registrada en el año 2016 y se utilizó la tasa de crecimiento estimada por el Ministerio de Energía y Minas para el periodo 2016-2021.

Se requiere de la nueva subestación eléctrica Santo Domingo para descargar los transformadores de las subestaciones Altamira en el mediano plazo así como para lograr satisfacer las nuevas solicitudes de conexión de nuevas cargas e incremento de carga significativos de clientes existentes.

6. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos, materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva Subestación Eléctrica GIS Santo Domingo con relación de tensión de 138 kV/13.8 kV.
- Línea de Transmisión en 138 Kv.

Nueva Subestación GIS Santo Domingo 138/13.8kV

- 4 módulos de bahías de línea en 138 kV.
- 1 módulo de bahía de transformación con relación de voltaje 138 kV/13.8 kV.
- 1 Transformador de Potencia de 40 MVA, con relación de voltaje 138 kV/13.8 kV.
- 8 celdas Metaclad de 13.8 kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 5 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- 2 módulos de barras en 138 kV.
- 1 módulo de bahía de acople en 138 kV.
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Adquisición de terreno.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes, etc.).

Línea de Transmisión en 138kV

- 0.6 kilómetros de línea de transmisión soterrada en 138 kV, de cuatros circuitos, con cable con capacidad de 850 Amperios, 4 conductores por circuito y cable tipo OPGW de 48 fibras, desde la nueva subestación Santo Domingo hasta aperturar las Líneas de Transmisión Las Colinas-Altamira y Ticuantepe-El Periodista.

7. Costo del Proyecto

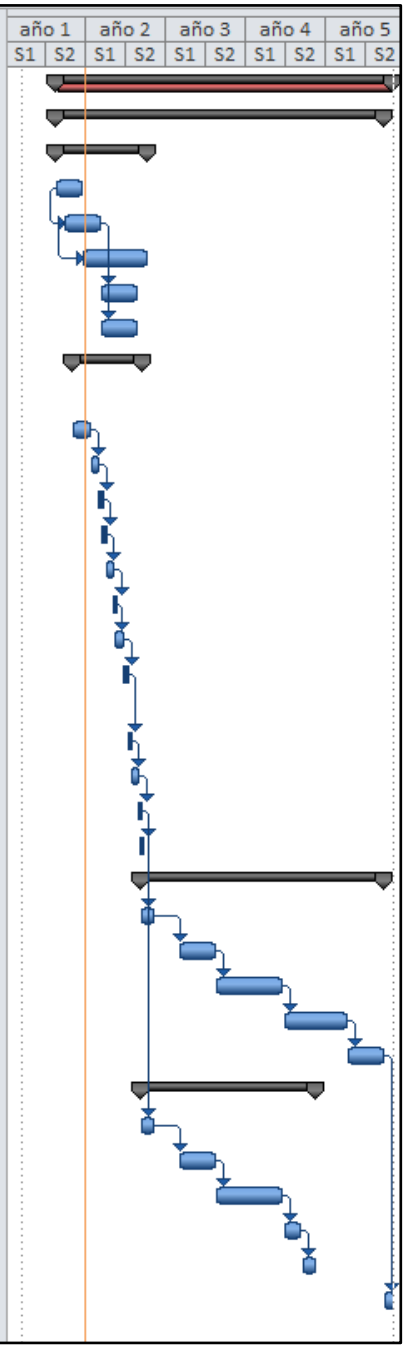
El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 15.251 millones de dólares, de los cuales US$ 14.366 millones es financiamiento externo y 0.885 millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	87,394	87,394	87,394		87,394
SANTO DOMINGO	Adquisición Terreno	1	550,000	550,000	550,000		550,000
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	1,802,933	1,802,933		1,802,933	1,802,933
	Módulo de juego de barras en 138KV	2	174,885	349,769		349,769	349,769
	Módulo de Bahía de acople (Interruptor) 138kV	1	1,009,436	1,009,436		1,009,436	1,009,436
	Módulo de Bahía de Línea 138 kV	4	1,229,065	4,916,259		4,916,259	4,916,259
	Módulo de Bahía de transformación 138 kV/13.8 kV	1	1,181,979	1,181,979		1,181,979	1,181,979
	Transformador de 40 MVA 138 kV/13.8 Kv	1	1,767,952	1,767,952		1,767,952	1,767,952
	Celdas de Distribución 13.8 kV	8	64,572	516,572		516,572	516,572
	Ingeniería y Diseño		658,689	658,689	197,607	461,082	658,689
SubTotal-SUBESTACIONES				**12,840,984**	**835,001**	**12,005,983**	**12,840,984**

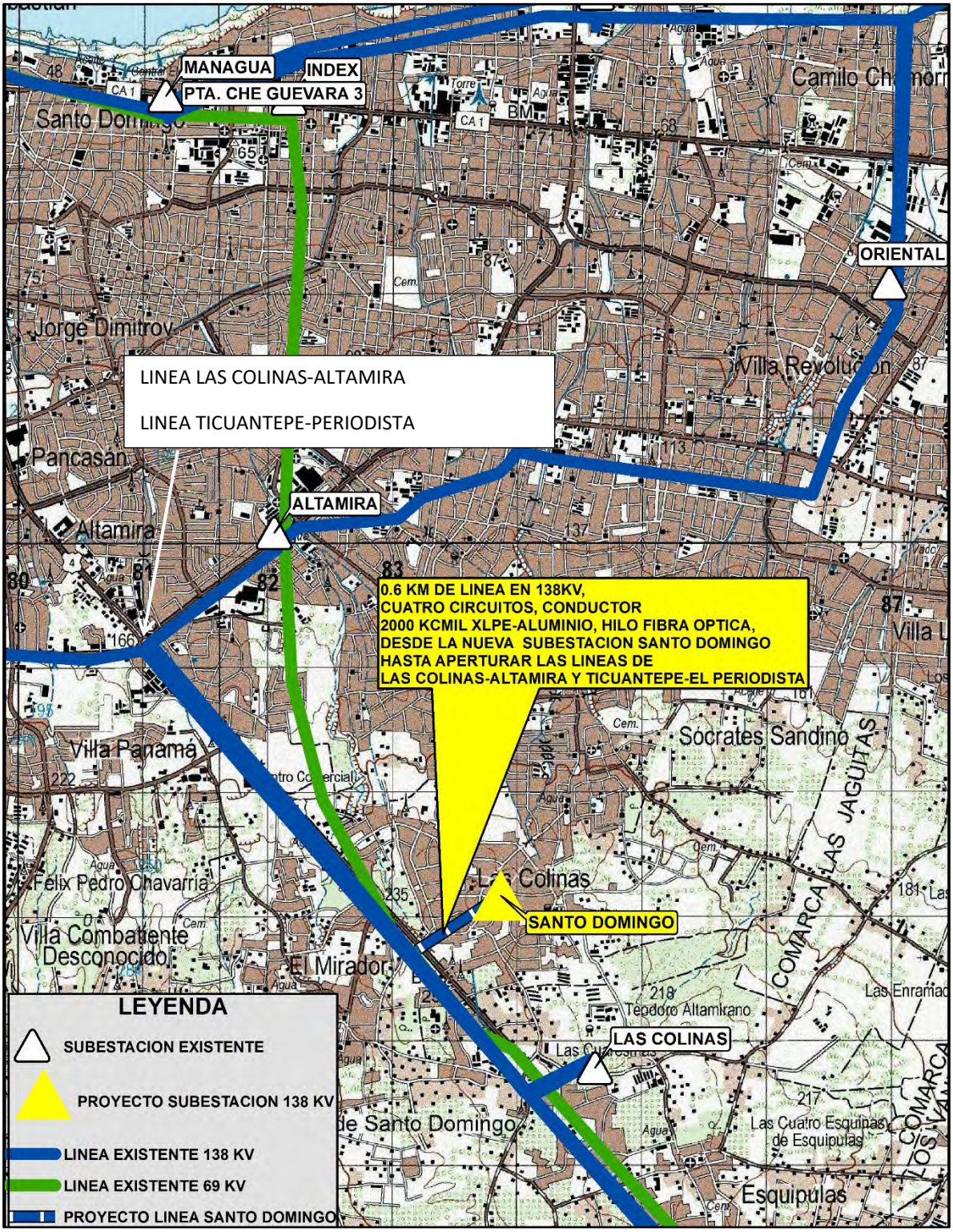
Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
Desde nueva subestación Santo Domingo hasta interceptar las líneas Las Colinas-Altamira y Ticuantepe-Periodista	Línea 138 kV, cuatro circuitos, subterránea, con cable de capacidad de 850 Amperios, 4 conductores por circuito, y cable OPGW de 48 hilos	0.6	3,756,265	2,253,759		2,253,759	2,253,759
	Servidumbre	0.6	7,000	4,200	4,200		4,200
	Ingeniería y Diseño		152,841	152,841	45,852	106,989	152,841
Subtotal-LINEAS				**2,410,800**	**50,052**	**2,360,748**	**2,410,800**
TOTAL				**15,251,784**	**885,053**	**14,366,731**	**15,251,784**

8. Cronograma

Nombre de tarea	Duración
PEP	**1100 días**
Subestación SANTO DOMINGO y obras conexas.	**1075 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**795 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	210 días
Montaje Electromecanico	120 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**570 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	45 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	30 días



9. Localización Del Proyecto

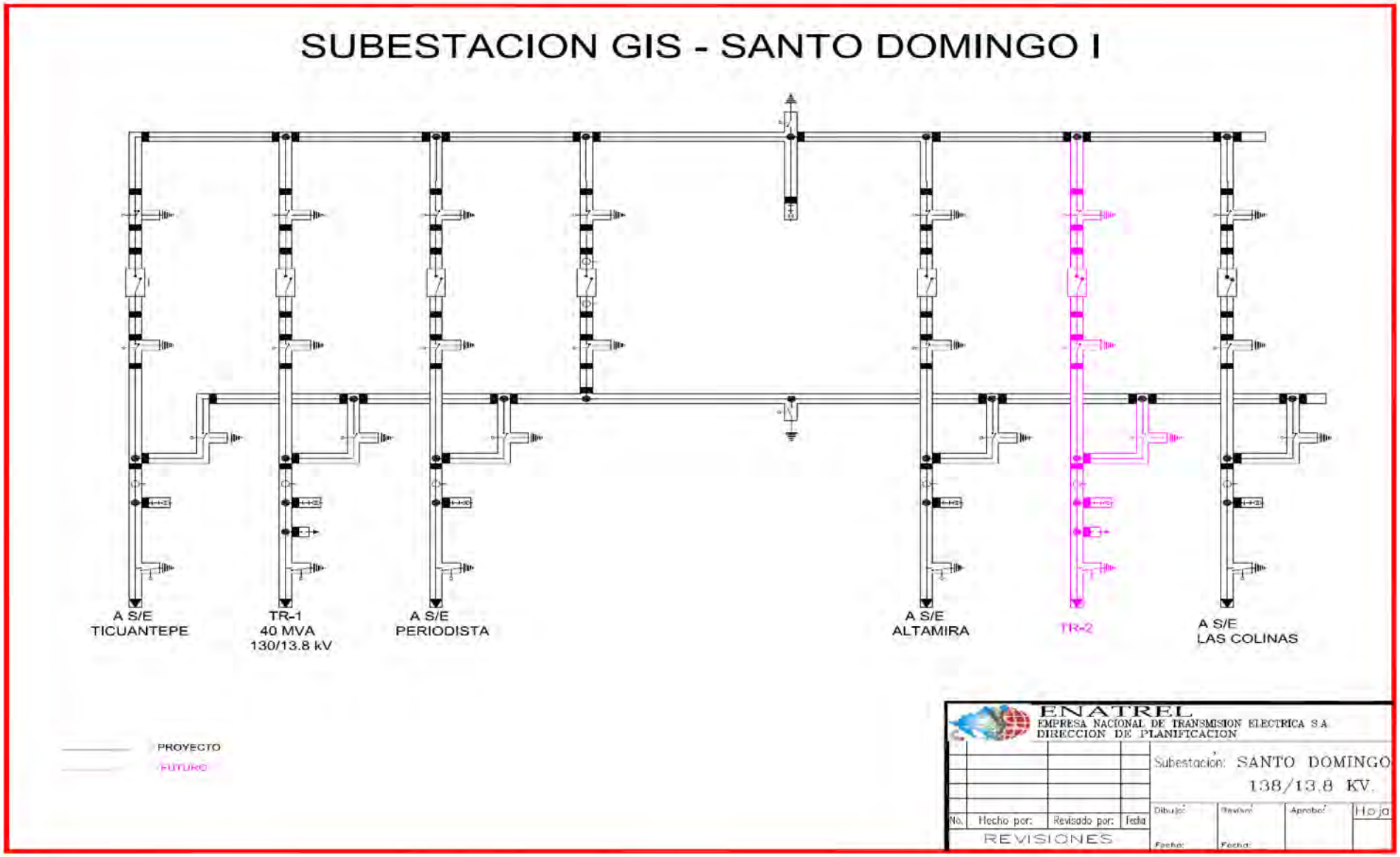


10. Población Beneficiada

Con el presente proyecto se beneficiarán 10,327 clientes, ubicados en los siguientes sectores:

Subestación	Circuito	Departamento	Distrito	Sectores
ALTAMIRA	ALT3010	MANAGUA	DISSUR	Sector norte de Las Colinas, Fernando Manzanares, Hospital Roberto Calderón y sectores aledaños.
ALTAMIRA	ALT3030	MANAGUA	DISSUR	Las Cumbres, Villa Italia, Villa Fonta Este, San Isidro de la Cruz Verde, Centro Comercial Managua, Estación V de Policía y sectores aledaños.
ALTAMIRA	ALT3060	MANAGUA	DISSUR	Galerías Santo Domingo, Repartos Altos y El Mirador de Santo Domingo, Urbanizaciones La Castellana y Lomas de Notre Dame, Sector oeste de la Colonia Centroamérica, sectores aledaños.
COLINAS	CLN3010	MANAGUA	DISSUR	Urbanización Madrid, Residencial Castañeda, Casa España, Los Menbreños, Lomas de Notre Dame, Cruz del Paraíso, Hospital Metropolitano y sectores aledaños.

11. Diagrama Unifilar Subestación Eléctrica GIS Santo Domingo



10.10.- Construcción Línea de Transmisión 230 kV San Benito - La Virgen.

1. Introducción

Actualmente la producción energética en Nicaragua depende del 48% de combustibles fósiles. A fin de cambiar la matriz energética, el Gobierno de Nicaragua, ha orientado la ejecución de proyectos que promuevan el desarrollo de la generación eléctrica a través de fuentes renovables.

Adicionalmente, Nicaragua forma parte del Protocolo de Kyoto, lo cual muestra el firme compromiso de reducir emisiones nocivas a la atmósfera así como de proporcionar electricidad para las necesidades del país a través del empleo de alternativas renovables y responsables.

El cambio de la matriz energética del país además de conllevar el desarrollo de energía limpia va acompañado con el correspondiente desarrollo del Sistema de Transmisión Eléctrica, realizando los refuerzos necesarios para el transporte de esta energía.

El departamento de Rivas debido a su posición geográfica presenta gran potencial eólico en los sitios ubicados aledaños a las costas del lago Cocibolca, en los que se captan fuertes ráfagas de viento que surcan del lago hacia el Istmo de Rivas. En esta zona se habla de un potencial de más de 500 MW de generación en energía eólica, siendo esta zona una de las más privilegiadas para este tipo de tecnología en el istmo Centroamericano.

2. Situación Actual

A partir del año 2009 se han integrado al Sistema Interconectado Nacional 187 MW de generación eólica con los proyectos AMAYO fase I y II (63 MW), Eolo (44MW), Blue Power (39.6MW) y Alba Rivas (40 MW).

En el año 2009 se incorporó, Amayo fase I, de 40 MW, posteriormente en el año 2010 se amplió con Amayo fase II en 23 MW. Esta central consiste en la instalación de 30 generadores (19 Fase I y 11 Fase II) de 2.1 MW marca Suzlon.

En agosto de 2012 entro en operación Blue Power con 39.6 MW, con la instalación 22 generadores de 1.8 MW marca VESTAS. Blue Power está conectada temporalmente a la línea Masaya – Amayo.

En noviembre del 2012 entro en operación EOLO con 44 MW, con la instalación de 22 aerogeneradores de 2 MW marca GAMESA. Esta planta está ubicada aproximadamente a 5km de Amayo, conectada a la línea Amayo - Masaya 230 kV.

A finales del 2013, se conectó el proyecto eólico Alba Rivas con 40 MW adicionales, conectándose temporalmente a la línea Blue Power- Eolo.

Los proyectos anteriores totalizan una capacidad de generación eólica de 187 MW de potencia conectada al Sistema Interconectado Nacional. Los eólicos Alba Rivas y Blue Power tienen conexiones temporales aprobadas por la CRIE y ENATREL, estos generadores deberán conectarse a la Subestación La Virgen una vez finalice las obras de refuerzos eólicos.

Considerando que la generación eólica es de instalación rápida, una de las fuentes de energía renovable y limpia más baratas y que puede competir en rentabilidad con otras fuentes energéticas aportando beneficios a la tarifa, es necesario crear las condiciones operativas necesarias fortaleciendo la red de transmisión y la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) con plantas que brinden regulación automática, estabilidad y que sean de arranque rápido.

El proyecto consiste en el aumento de la capacidad de transmisión en la red de 230 KV, hará el SIN (Sistema Interconectado Nacional) más robusto y confiable beneficiara de manera regional permitiendo el trasiego de energía entre los países de Centroamérica, ya que Nicaragua está limitada en el trasiego de energía, limitándose operativamente a 120 MW de trasiego, Es necesario crear todas las condiciones que plantea el mercado regional para el trasiego de 300 MW.

3. Objetivo

General

- Garantizar los 300MW de transferencias entre países, realizando la construcción de una línea en 230kV entre San Benito-La Virgen, en circuito independiente, para cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo establecidos en la normativa nacional y regional.

Específicos

- Mejorar la confiabilidad del Sistema de Interconexión Centroamericana y del Sistema Nacional de Nicaragua.

- Garantizar los 300MW de transferencias que requiere el proyecto SIEPAC
- Realizar la construcción de una línea independiente en 230kV desde la subestación San Benito a la subestación La Virgen
- Completar los refuerzos regionales de transmisión y los refuerzos de transmisión de los proyectos eólicos.

4. Justificación

Cuando existe transferencia de potencia alrededor de los 100MW, en situaciones de contingencia, cuando sale cualquiera de las líneas, Cañas - Ticuantepe 230 kV (Línea del Siepac) o bien la línea existente Amayo-Masaya 230 kV, se producen sobrecargas en el sistema de 230kV los cuales podrían causar el colapso del sistema. Para mitigar esto, en la actualidad se tienen programados controles suplementarios en los cuales ante ciertas situaciones de contingencias dispara generación eólica para no provocar sobrecargas.

Debido a lo anterior, en fase de construcción se encuentra la nueva Subestación La Virgen y por esto se hace necesaria la construcción de un circuito adicional en 230kV que permita la transferencia de hasta 300 MW sin provocar sobrecargas en situaciones de contingencias n-1.

Esta línea mejorará la confiabilidad, debido a la negativa por parte de EPR de utilizar el brazo disponible para llevar el circuito de transmisión, se hace necesaria la construcción de una línea de transmisión desde la Subestación La Virgen a la Subestación San Benito, en torres de celosía quedando el otro brazo disponible para futuros proyectos.

5. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- 127 km de línea en 230 kV San Benito-La Virgen
- 2 Bahía de Líneas de 230kV

Línea de Transmisión eléctrica San Benito- La Virgen 230 kV:

- Suministro y Construcción de 127 km de línea de transmisión 230 kV, doble terna, con tendido de un solo circuito, con conductor 1024 kcmil ACAR e hilo de guarda tipo OPGW, entre las subestaciones de Masaya y La Virgen. (Se dejará previsto el segundo brazo de la torre para futuras ampliaciones)

Bahía de Líneas en 230 kV:

- 1 Bahía de Línea 230kV en esquema de Interruptor y Medio (Completar Interruptor y Medio) en la subestación San Benito

- 1 Bahía de Línea 230kV en esquema de Doble Interruptor en la subestación La Virgen.

6. Beneficios

- Los beneficios de este proyecto están en cuanto al mejoramiento de la confiabilidad de la Interconexión Centroamericana que permita trasiego de hasta 300MW por el Sistema de Nicaragua.

- Se permitirá el transporte confiable de 187 MW de generación eólica, en contingencias n-1 y n-2.

7. Costo del Proyecto

El costo total del proyecto es de US$ 38.799 millones de los cuales US$ 36.896 millones es financiamiento externo y 1.902 millones financiamiento local.

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Técnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	$ 245,045	$ 245,044.56	$ 245,045		$ 245,045
San Benito	Bahía de Línea 230 kV Interruptor y medio	1	$ 2043,023.05	$ 2043,023.05		$ 2043,023.05	$ 2043,023
La Virgen	Bahía de línea 230 kV Doble Interruptor	1	$ 2043,023.05	$ 2043,023.05		$ 2043,023.05	$ 2043,023
	Ingeniería y Diseño Subestaciones		$ 271,064.83	$ 271,064.83	$ 81,319	$ 189,745.38	$ 271,065
SubTotal-SUBESTACIONES		**$ 4602,156**		**$ 326,364**	**$ 4275,791**		**$ 4602,156**

Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
Línea Subestación San Benito - Línea Subestación La Virgen	Línea 230 kV, 1024 kcmil Doble Circuito (solo se utilizara un brazo, quedando el segundo brazo libre para futuros proyectos) con 48 hilo de guarda tipo OPGW	127	$ 228,808.50	$ 29058,679.93		29058679.93	29058679.93
	Servidumbre	127	$ 7,758.43	$ 985,320.45	$ 985,320		$ 985,320
	Ingeniería y Diseño		$ 1970,641	$ 1970,640.90	$ 591,192	$ 1379,448.63	$ 1970,641
Subtotal-LINEAS			**$ 32014,641**	**$ 1576,513**	**$ 30438,129**	**$ 32014,641.28**	
TOTAL SIN IMPREVISTO			**$ 36616,797**	**$ 1902,877**	**$ 34713,920**	**$ 36616,797**	
IMPREVISTO			**$ 2182,305**		**$ 2182,305**	**$ 2182,305**	
TOTAL CON IMPREVISTO			**$ 38799,102**	**$ 1902,877**	**$ 36896,225**	**$ 38799,102**	

8. Localización Del Proyecto



10.11.- Construcción de Subestación Sabana Grande y Obras Conexas

1. Introducción

La subestación Sabana Grande tomará carga de la subestación Oriental y junto a la subestación El Aeropuerto permitirán abastecer a la zona Oriental de Managua con mayor confiabilidad.

La subestación Oriental (S/E ORT) cuenta con dos transformadores uno con capacidad **15/20/25 MVA** (ONAN/ONAF/ONAF) y el otro de **25/40.0 MVA** (ONAN/ONAF), totalizando una capacidad instalada de 65 MVA (ONAF). A finales del presente año (2011) se pretende sustituir el transformador de 25 MVA por uno de 40 MVA. En caso de indisponibilidad de uno de los transformadores el otro no podría abastecer la carga total de la subestación.

2. Objetivos

- Mejorar la Confiabilidad de las Subestaciones Oriental y Altamira en caso de falla o de mantenimiento a unos de los transformadores de estas subestaciones.
- Satisfacer el incremento de la demanda en la zona oriental de Managua

3. Justificación

La zona de influencia de la S/E ORT abarca el distrito más populoso de la capital (distrito #6) y parte de la zona industrial de carretera norte, actualmente está subestación tiene una carga aproximada de 60 MVA. A finales del año 2011 se reemplazará en la Subestación Oriental el transformador de 25 MVA por uno de 40 MVA, totalizando una capacidad instalada de 80MVA.

Proyección de la Demanda SE Oriental

S/E ORIENTAL	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Tasa de Crecimiento (MEM)		5.00%	4.12%	4.29%	4.46%	4.56%	3.07%	3.04%	3.04%
Proyeccion de Demanda (MVA)	57.11	59.96	62.43	65.11	68.01	71.11	73.29	75.52	77.82
Capacidad Nominal Trafo	75.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00
Cargabilidad (%)	76%	75%	78%	81%	85%	89%	92%	94%	97%

En caso de exista la salida imprevista de uno de los dos transformadores de potencia de la Sub. Oriental el otro trafo no podría abastecer la demanda total de la subestación.

La subestación Sabana Grande tomará carga de la subestación Oriental, descargándola cuando esta esté al límite de su capacidad.

La carga inicial de la subestación Sabana Grande será de aproximadamente 17MW. Esta Subestación dispondrá de cierto margen de capacidad, para realizar transferencia de carga en casos de emergencia, ya sea por falla de uno de los transformadores de la SE Oriental o por mantenimiento preventivo.

4. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Nueva subestación Sabana Grande con nivel de tensión de 138 kV
- 15 km de línea en 138 kV doble circuito.

En subestación Sabana Grande:

- Suministro y Montaje de un Transformador de potencia de 25/40 MVA, 138/ 13.8 kV.
- Equipamiento y montaje de una bahía de transformación 138/13.8 kV.
- Equipamiento y montaje de dos Bahías de Línea de 138kV.
- Suministro y montaje de 5 celdas en 13.8 kV.
- Equipos de Comunicaciones y radiofrecuencia, protección y control.
- Construcción de Caseta de Control
- Adquisición de Terreno

El proyecto incluye una línea en 138kV doble circuito conductor ACSR 556.5 kcmil e hilo de guarda tipo OPGW de 15 kilómetros de longitud.

5. Costo total

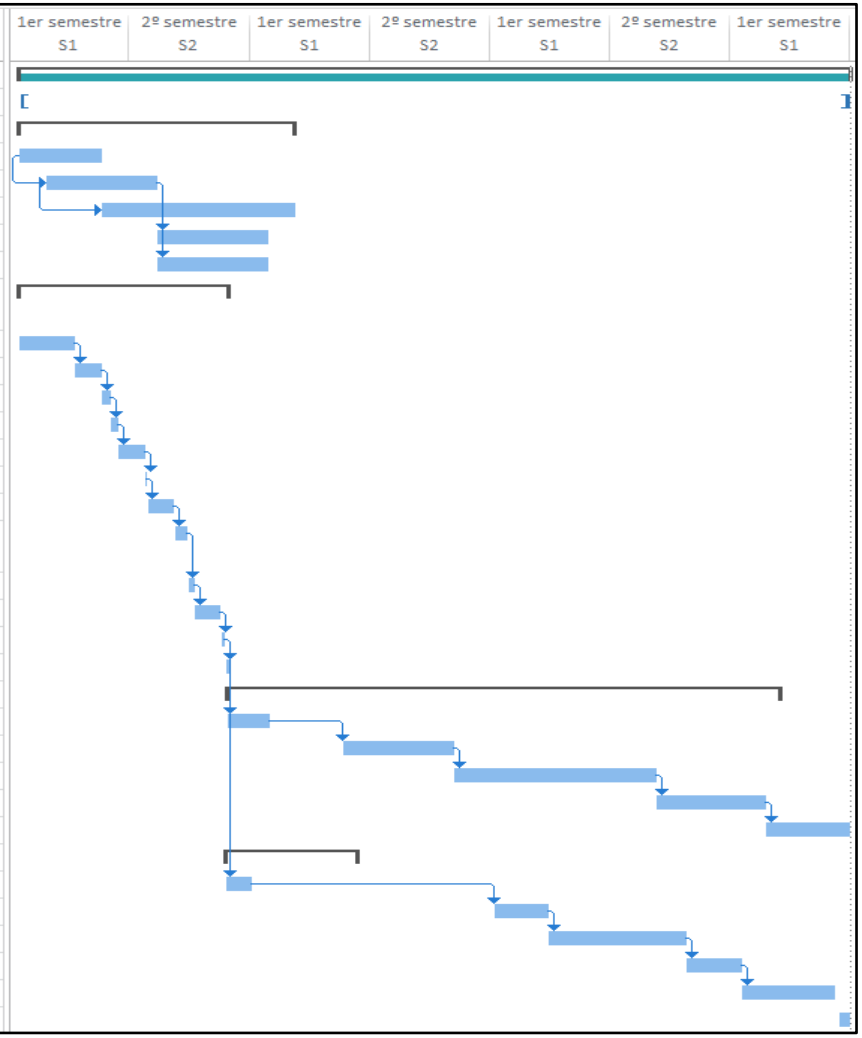
El costo del proyecto es de US $ 12.738 millones de dólares, de los cuales U$ 11.734 millones corresponde a Financiamiento externo y U$ 1.004 millones a Financiamiento local.

Subestación	Obra	Cant.	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Técnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	$ 100,043	$ 100,042.56	$ 100,043		$ 100,043
SABANA GRANDE	Adquisición Terreno	1	$ 600,000	$ 600,000.00	$ 600,000		$ 600,000
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	$ 299,957	$ 299,957.44		$ 299,957.44	$ 299,957
	Barra en 138KV	1	$ 118,942.47	$ 118,942.47		$ 118,942.47	$ 118,942
	Bahía de transformación 138 kV/24.9 kV	1	$ 1013,927.32	$ 1013,927.32		$ 1013,927.32	$ 1013,927
	Transformador de 40 MVA 138 kV/24.9 Kv	1	$ 1927,067.85	$ 1927,067.85		$ 1927,067.85	$ 1927,068
	Celdas de Distribución 13.8 kV	7	$ 99,316.07	$ 695,212.51		$ 695,212.51	$ 695,213
	Bahía de Línea 138 kV, barra simple	2	$ 1149,123.96	$ 2298,247.92		$ 2298,247.92	$ 2298,248
	Ingeniería y Diseño Subestaciones		$ 328,611.41	$ 328,611.41	$ 98,583	$ 230,027.98	$ 328,611
SubTotal-SUBESTACIONES				**$ 7382,009**	**$ 798,626**	**$ 6583,383**	**$ 7382,009**

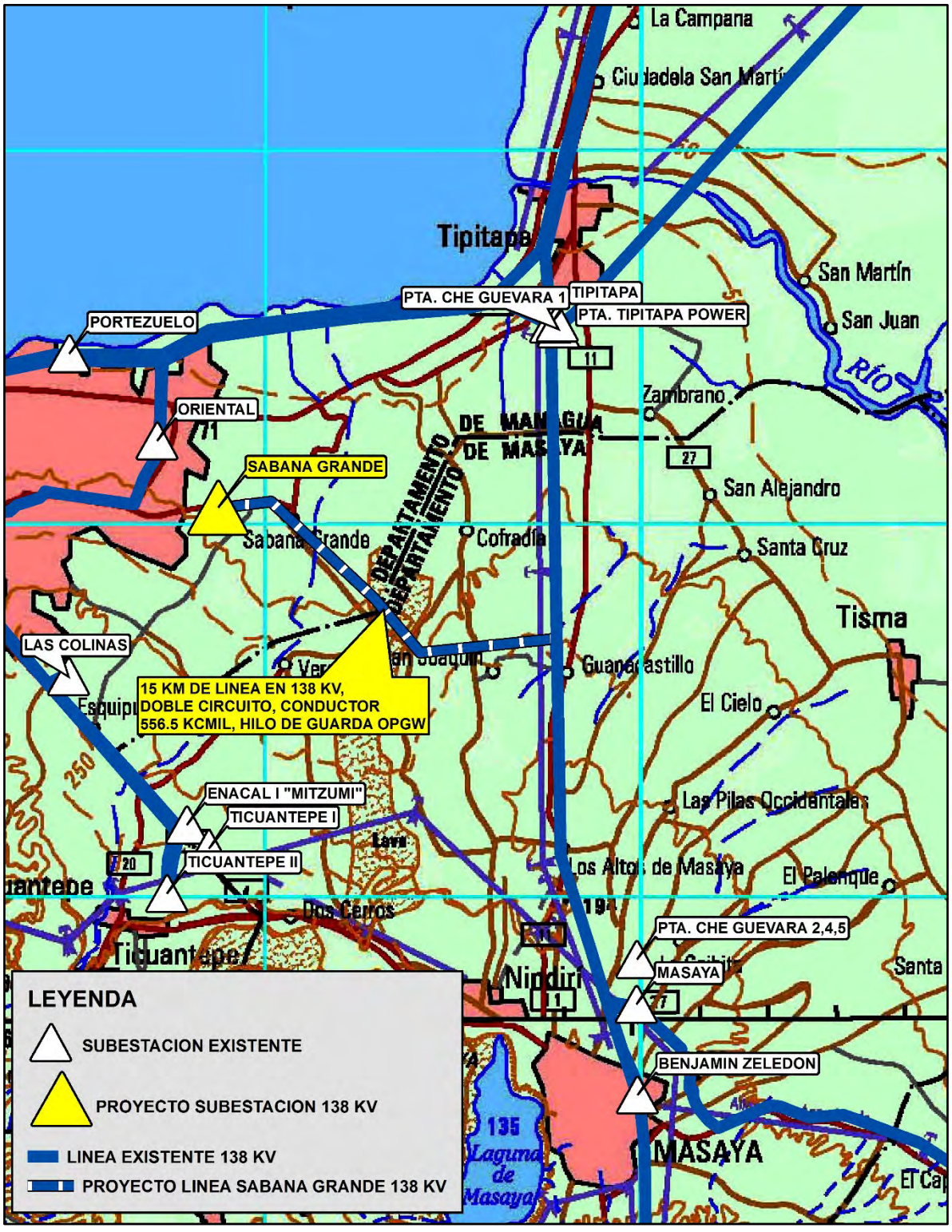
Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
Línea Subestación Sabana Grande - Derivación de línea Tipitapa-Masaya	Derivación de línea Tipitapa-Masaya hasta SE Sabana Grande	17	$ 255,405.96	$4341,901.37		4341901.37	4341901.37
	Servidumbre	17	$ 6,899.39	$ 117,289.70	$ 117,290		$ 117,290
	Ingeniería y Diseño		$ 294,450	$ 294,450.00	$ 88,335	$ 206,115.00	$ 294,450
Subtotal-LINEAS				**$ 4753,641**	**$ 205,625**	**$ 4548,016**	**$ 4753,641.07**
TOTAL SIN IMPREVISTO				**$ 12135,651**	**$ 1004,251**	**$ 11131,400**	**$ 12135,651**
IMPREVISTO				**$ 602,738**		**$ 602,738**	**$ 602,738**
TOTAL CON IMPREVISTO				**$ 12738,389**	**$ 1004,251**	**$ 11734,138**	**$ 12738,389**

6. Cronograma

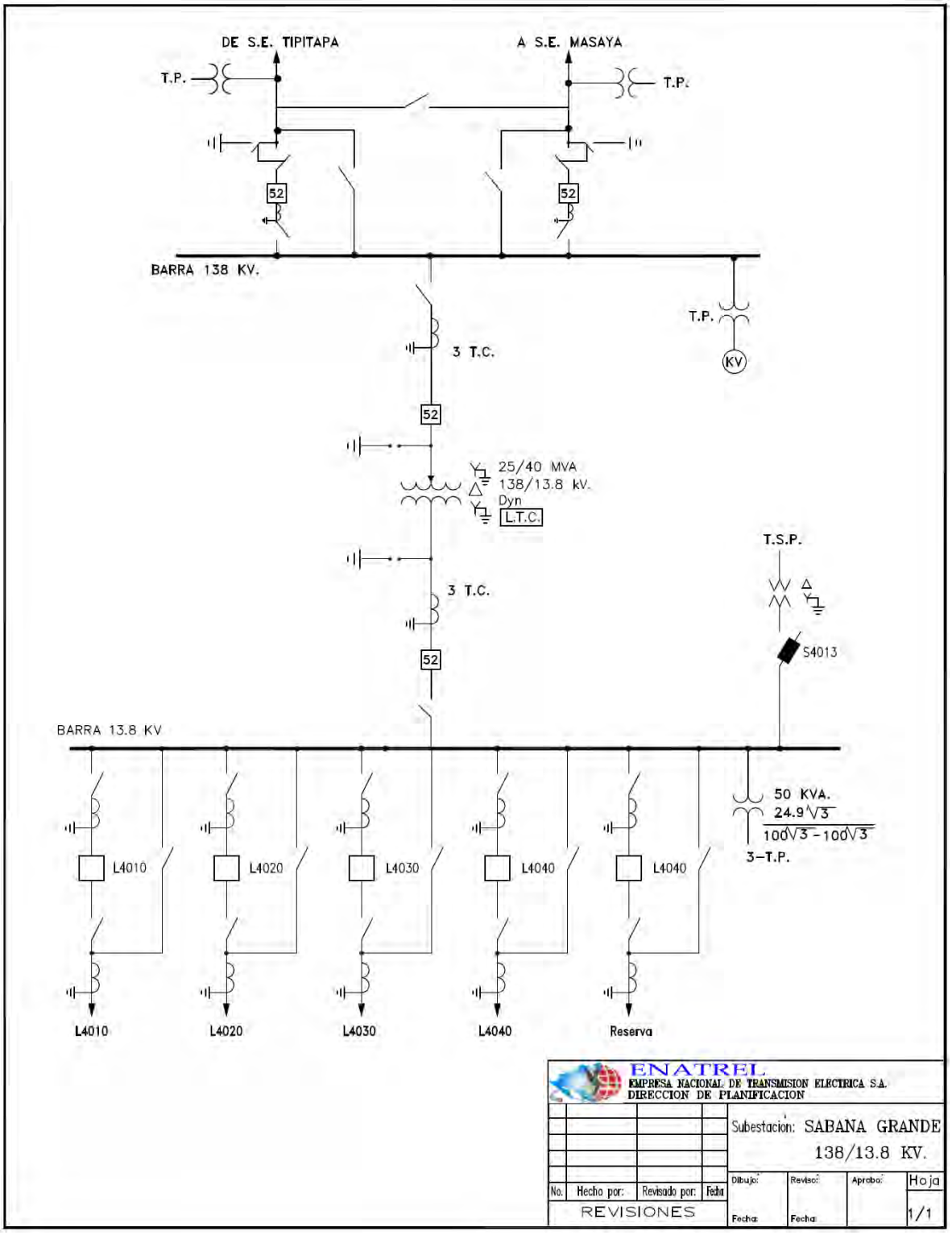
Nombre de tarea	Duración
PEP	**905 días**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN SABANA GRANDE Y OBRAS CONEXAS	**785 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**600 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**145 días**
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días



7. Localización Del Proyecto



8. Diagrama Unifilar Subestación Sabana Grande



10.12.- Modernización y Ampliación de Subestación GIS Asososca a 138kv

1. Introducción

La demanda de la ciudad de Managua representa actualmente el 51% de la demanda a nivel nacional. En el año 2010 la demanda máxima del sistema fue de 529 MW correspondiendo al área de Managua 270 MW.

Actualmente la zona central de Managua es alimentada por las subestaciones Managua, Asososca y Acahualinca; en la cual existen cargas importantes tales como: Asamblea Nacional, Secretaria de la Presidencia, Teatro Nacional, Museo Nacional, Hotel y Plaza Inter y zona comercial aledaña, Ministerio de Relaciones Exteriores, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el edificio de la Cancillería etc.

2. Antecedentes

La actual Subestación Asososca se encuentra ubicada en el sector de Batahola kilómetro 5 carretera sur frente a ENACAL central, esta subestación y su línea de transmisión en 69 kV fueron puestas en servicio en 1967.

La Subestación Asososca se encuentra alimentada de la Subestación Managua por la línea de transmisión en 69 kV radial L-6020, de 8.40 Km de longitud.

3. Objetivos

General

- Modernización de la Subestación Asososca para satisfacer la demanda actual y futura de forma confiable

Específico

- Ampliar la capacidad de la Subestación Asososca.
- Mejorar la calidad y confiabilidad del suministro de energía de la Subestación Asososca.
- Satisfacer el crecimiento de la demanda.
- Modernización del sistema de transmisión en 138 kV.
- Garantizar el suministro de energía a la Secretaria de presidencia, Asamblea Nacional y demás cargas importantes.

4. Justificación

La S/E Asososca y la línea L-6020 tienen 45 años de antigüedad, factor que incide en las fallas que se presentan en este sistema, agregando que las conexiones en 69 kV son poco estables ocasionando así interrupciones en la transmisión de la energía.

Para corregir este problema se propone construir la nueva S/E Asososca en 138 kV, alimentada por una nueva línea de transmisión de 3 Km de longitud en 138 kV la cual se conectará haciendo la apertura de la línea L-8170 LBS-BTH. Descargando así las S/E próximas a ella, aumentando la capacidad de transmisión y confiabilidad del sistema.

5. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Subestación Eléctrica GIS Asososca con relación de tensión de 138kV/13.8 kV.
- Línea de Transmisión en 138 Kv.

Obra 1: Subestación Compacta Asososca 138kV:

- 1 módulo de barra en 138 kV.
- 1 módulo de bahía de transformación 138-13.8 kV.
- 2 módulos de bahías de línea en 138 kV.
- 1 transformador de potencia de 40 MVA, 138-13.8 kV.
- 8 Celdas 13.8 KV, de las cuales, cinco celdas para conectar los circuitos de distribución y sus interruptores, una celda para el transformador de uso propio, una celda de equipos de medición y una celda con su interruptor de barra para conectar el transformador de potencia).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y transformador de Servicios Propios.

- Equipos de Comunicaciones y radiofrecuencia, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Sistema de Iluminación perimetral
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes, etc).
- Adquisición de terreno de la Subestación

Obra 2: Líneas de Transmisión

- 5 km de línea aérea en 138kV, doble circuito, en torres de celosía y postes, simple terna, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, para conectar nueva subestación Asososca 138kV con la Línea Batahola-Los Brasiles.
- 0.5 km de línea soterrada en 138kV, doble circuito, con cable con capacidad de 850 Amperios, 4 conductores por circuito, y cable OPGW de 48 hilos

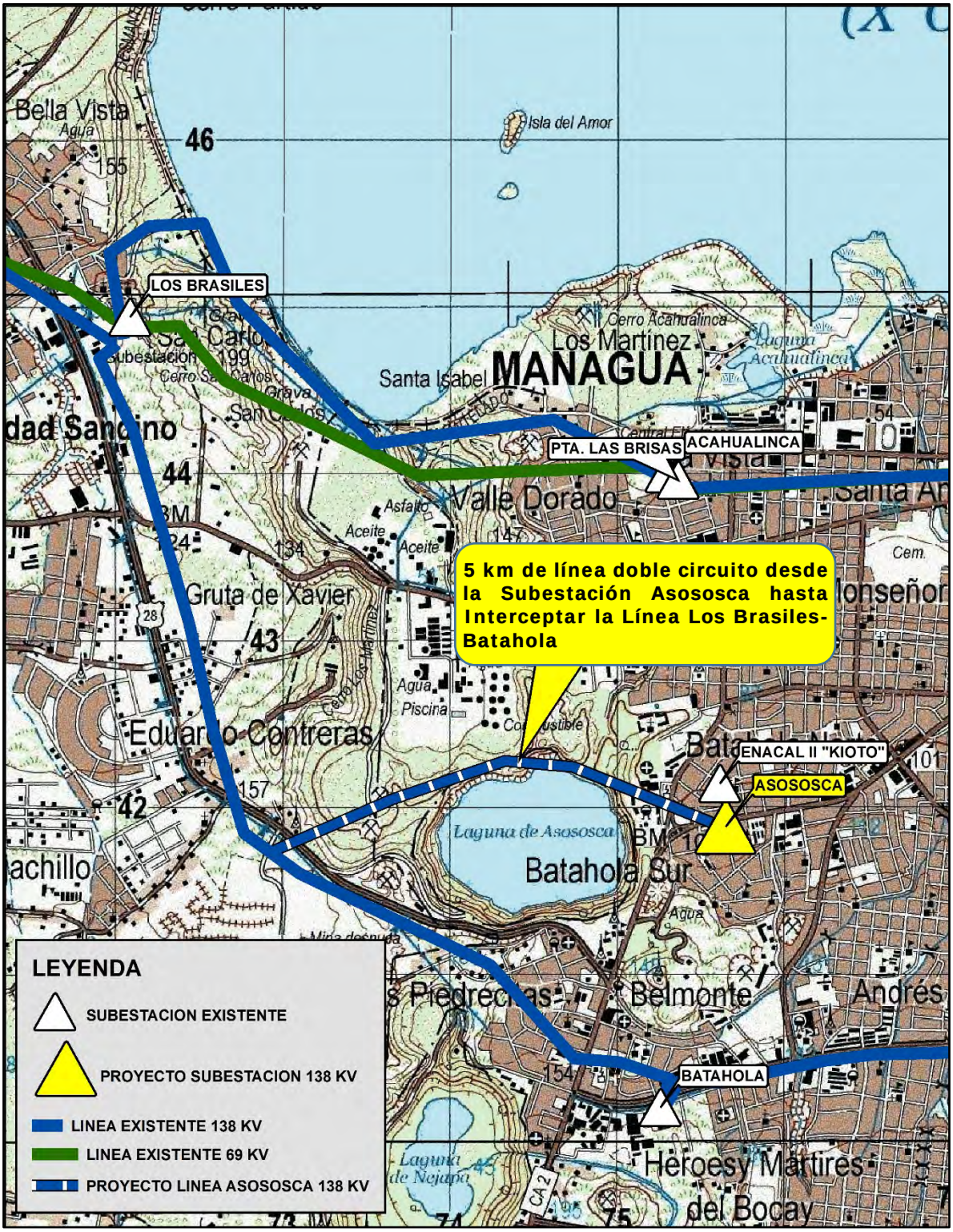
6. Costos

Se estima un costo total para el proyecto de **US$ 12.146 millones de dólares**, de este monto **US $ 11.300 millones** serán con financiamiento extranjero y **US$ 0.846 millones** financiados con contrapartida local.

Subestación	Obra	Cant	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	84,224	84,224	84,224		84,224
ASOSOSCA	Adquisición Terreno	1	550,000	550,000	550,000		550,000
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	1,815,776	1,815,776		1,815,776	1,815,776
	Módulo de juego de barras en 138KV	1	190,624	190,624		190,624	190,624
	Módulo de Bahía de Línea 138 kv	2	1,253,863	2,507,725		2,507,725	2,507,725
	Módulo de Bahía de transformación 138 kV/13.8 kV	1	1,270,302	1,270,302		1,270,302	1,270,302
	Transformador de 40 MVA 138 kV/13.8 Kv	1	1,927,068	1,927,068		1,927,068	1,927,068
	Módulo de conexión de cables	1	70,445	70,445		70,445	70,445
	Celdas de Distribución 13.8 kv	8	70,383	563,064		563,064	563,064
	Ingeniería y Diseño		452,198	452,198	135,660	316,539	452,198
SubTotal-SUBESTACIONES				**9,431,426**	**769,884**	**8,661,542**	**9,431,426**

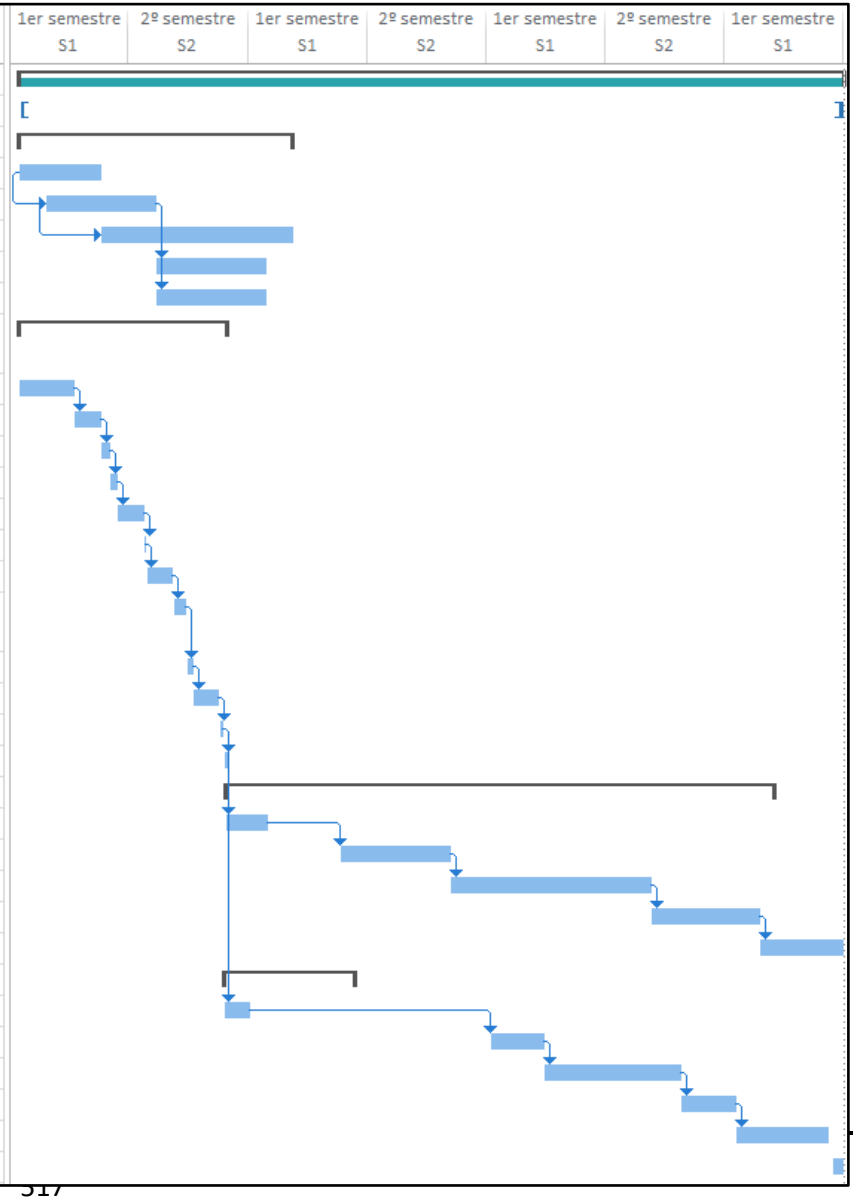
Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
Desde subestación Asososca hasta apertura la Línea Los Brasiles - Batahola	5 km de longitud, doble circuito, en torres de celosía y postes, simple terna, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, para conectar nueva subestación Asososca 138kV con la Línea Batahola-Los	5	179,384	896,921		896,921	896,921
	Servidumbre	5	7,000	35,000	35,000		35,000
	Ingeniería y Diseño		60,370	60,370	18,111	42,259	60,370
Tramo Soterrado para entrada a SE	Línea 138 kV, doble circuito, soterrada con capacidad de 850Amperios, 4 conductores por circuito, y cable OPGW de 48 hilos	0.5	1,931,311	965,655		965,655	965,655
	Servidumbre	0.5	7,000	3,500	3,500		3,500
	Ingeniería y Diseño		65,480	65,480	19,644	45,836	65,480
Sub Total-LINEAS				**2,026,926**	**76,255**	**1,950,671**	**2,026,926**
TOTAL SIN IMPREVISTO				**11,458,352**	**846,139**	**10,612,214**	**11,458,352**
IMPREVISTO				**687,501**		**687,501**	**687,501**
TOTAL CON IMPREVISTO				**12,145,853**	**846,139**	**11,299,715**	**12,145,853**

7. Localización Del Proyecto

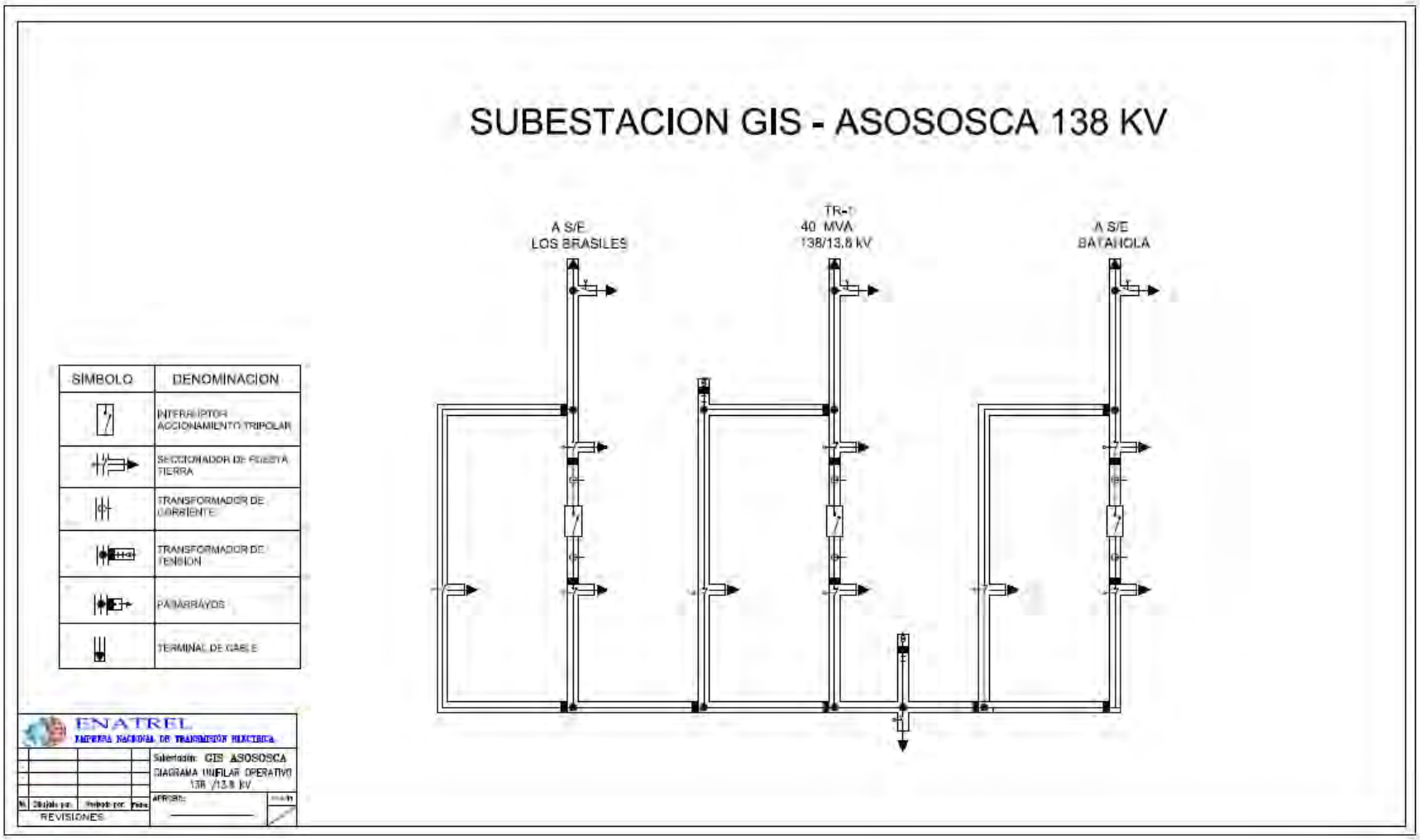


8. Cronograma

Nombre de tarea	Duración
PEP	**905 días**
MODERNIZACION Y AMPLIACIÓN DE SUBESTACIÓN GIS ASOSOSCA A 138KV	**785 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**600 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**145 días**
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días



9. Diagrama Unifilar Subestación Asososca



10.13.- Línea de Transmisión Waslala-Siuna en 138kV y la instalación de un reactor de 5MVAr en Waslala y Siuna

1. Introducción

Actualmente se encuentra en construcción la nueva subestación Waslala en el poblado de Yahoska. Esta Subestación alimentará la demanda de los poblados de Rancho Grande (departamento de Matagalpa), Yahoska, Waslala (RAAN) y El Cua (departamento de Jinotega). Además, esta subestación tendrá capacidad para alimentar a más comunidades adicionales que no tienen energía eléctrica en estos municipios

2. Objetivos Del Proyecto

General

- Suministrar energía confiable a los usuarios actuales y futuros, a los municipios de El Tuma-La Dalia, Rancho Grande, El Cuá y Waslala al crear un anillo en 138kV entre las subestaciones San Ramón-Matiguás- La Dalia -Waslala-Siuna.

Específicos

- Mejorar la confiabilidad y calidad del suministro de energía eléctrica en el área de influencia de las subestaciones La Dalia y Waslala.
- Evitar cargas no servidas por falla de la línea San Ramón – La Dalia y La Dalia-Waslala-Siuna
- Evitar energía no suministrada en caso de salida intempestiva de la subestación Waslala.

3. Antecedentes

En los últimos años ha habido un auge en la construcción de proyectos de transmisión. Con el programa PNESER se están realizando la construcción de 6 nuevas subestaciones rurales para coadyuvar a la electrificación rural.

Dentro del marco de este programa entro en operación la subestación La Dalia y en fase final de construcción Waslala.

4. Justificación

Las subestaciones La Dalia y Waslala quedaran conectadas radialmente desde la subestación San Ramón en 138kV, es decir que cuando se presente una falla en los tramos de línea San Ramón – La Dalia o La Dalia – Waslala, se descontinuara el suministro eléctrico a los poblados de El Cuá, La Dalia,

El Tuma, Waslala, Rancho Grande y sectores cercanos que lo significa energía no suministrada durante el tiempo que se logre superar la falla o que dure el mantenimiento a estas líneas.

Con el proyecto se logrará realizar un anillo en 138kV que en caso de falla de las líneas anteriormente mencionadas no se interrumpirá el suministro de energía ya que sería abastecido desde la Subestación Siuna.

5. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Ampliación Subestación Waslala 138kV
- Obra 2: Ampliación Subestación Siuna 138kV
- Obra 2: 95 km de Línea de Transmisión 138 kV

Obra 1: En Subestación Waslala 138kV

- 1 Bahía de Línea en 138 kV con Interruptor.
- Barra de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores, herrajes y con transformadores de potencial.
- Compensación reactiva de 5 MVAr.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación en las nuevas bahías.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles de las nuevas bahías (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes, capa de piedrín y Ampliación Caseta de Control).

Obra 2: En Subestación Siuna138kV

- 1 Bahía de Línea en 138 kV con Interruptor.
- Barra de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores, herrajes y con transformadores de potencial.
- Compensación reactiva de 5 MVAr.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación en las nuevas bahías.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles de las nuevas bahías (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes, capa de piedrín y Ampliación Caseta de Control).

Obra 3: Línea de Transmisión

- 95 km de línea de transmisión en 138kV, en torres de celosía y postes, simple terna, ASCR conductor 556.5 y cable OPGW 48 hilos tipo cable de guardia, desde La subestación Waslala a La Subestación Siuna.

6. Costos

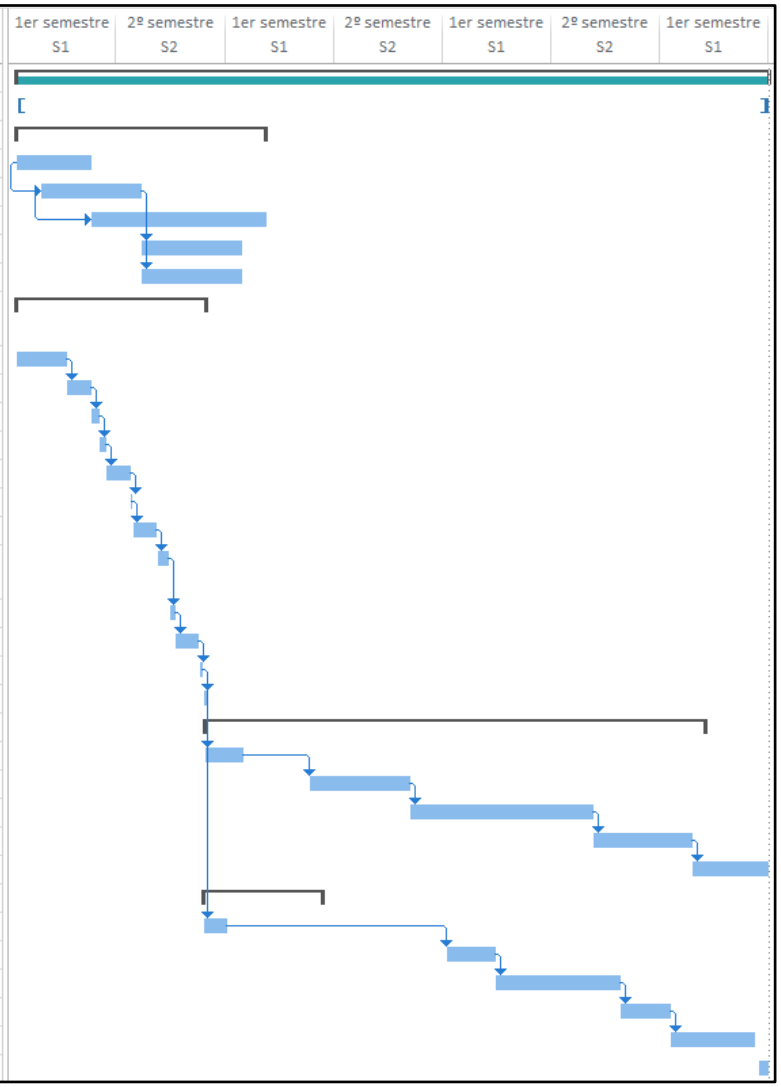
El costo total de las obras es de **$23.139** millones de dólares, de los cuales **US$ 20.825** millones es Financiamiento externo y **US$ 2.313** millones es Financiamiento local.

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $
	Estudios Técnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	$ 304,546	$ 304,546.00
Waslala	Ampliación de Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	$ 1,000,000	$ 1,000,000.00
	Bahía de Línea 138 kV, barra simple	1	$ 720,000.00	$ 720,000.00
	Compensación Reactiva 5 Mvar	1	$ 835,000.00	$ 835,000.00
Siuna	Ampliación de Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	$ 1,000,000	$ 1,000,000.00
	Bahía de Línea 138 kV, barra simple	1	$ 720,000.00	$ 720,000.00
	Compensación Reactiva 5 Mvar	1	$ 150,000.00	$ 150,000.00
SubTotal-SUBESTACIONES				**$ 4,729,546**

Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $
Waslala-Siuna	95 km en simple circuito conductor 556.5 kcmil ACSR, con hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes.	95	$180,000.00	$17,100,000.00
Subtotal-LINEAS				**$ 17,100,000**
TOTAL SIN IMPREVISTO				**$ 21,829,546**
IMPREVISTO				**$ 1,309,773**
TOTAL CON IMPREVISTO				**$ 23,139,319**

7. Cronograma

Nombre de tarea	Duración
LINEA DE TRANSMISIÓN WASLALA-SIUNA 138 kV	**905 días**
	785 días
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**600 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**145 días**
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días

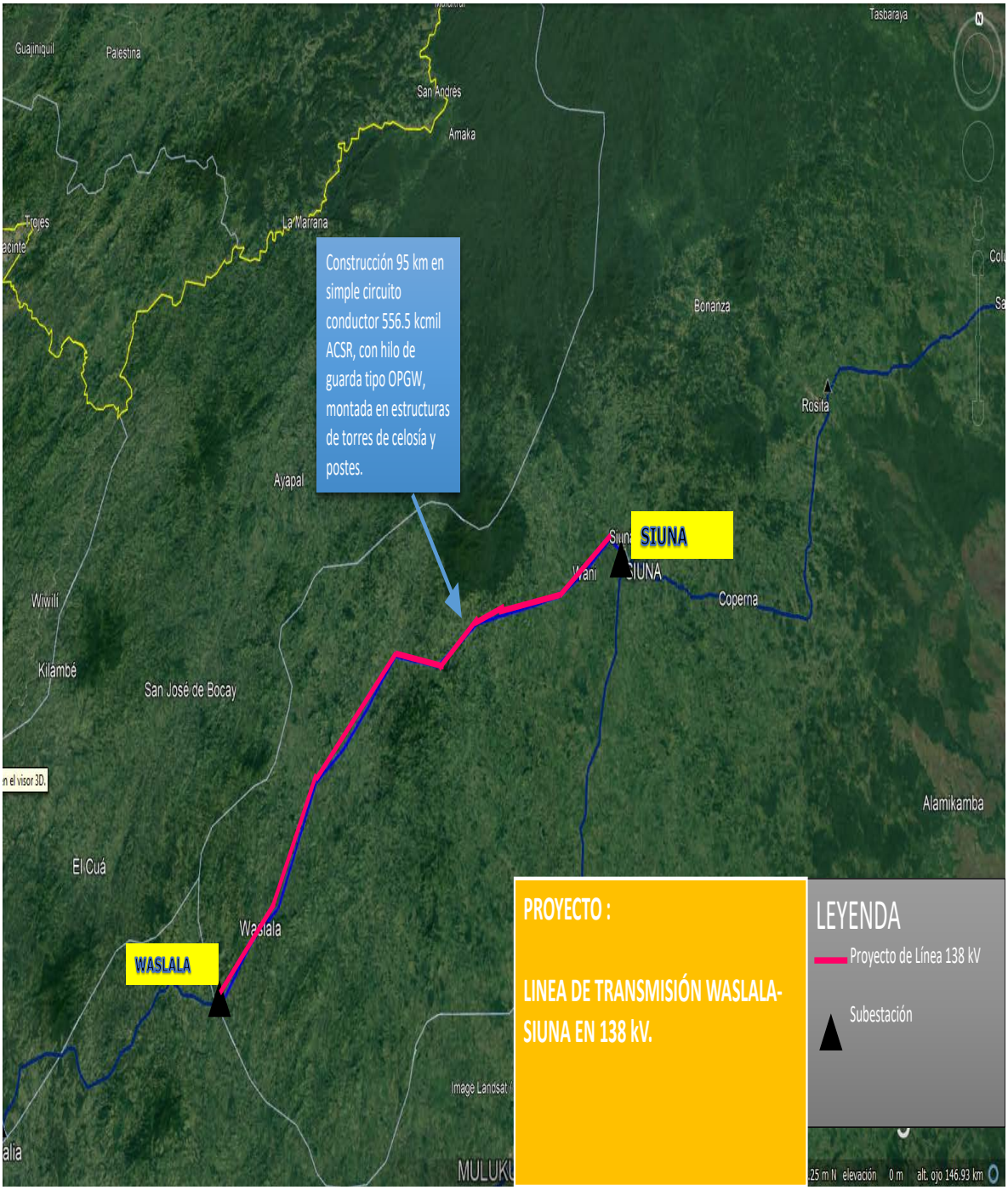


8. Población Beneficiada

Con este proyecto se beneficiará aproximadamente a 15,819 clientes de El Tuma, La Dalia, Rancho Grande, Waslala, El Carmen, El Cua, El Escambray, Peñas Blancas, Wasaka, La Mora, Yale, Yaoska, El Granadillo y sectores aledaños.

Además, se beneficiará la actual central hidroeléctrica el Bote (0.9 MW), la hidroeléctrica San Martin de 5 MW la cual se encuentra en construcción y las futuras centrales hidroeléctricas de los proyectos de Hidro Energy (20MW) e Hidropenta (22MW), los cuales se conectarían a las subestaciones de La Dalia y Waslala respetivamente.

9. Localización Del Proyecto



10.14.- Construcción de Subestación Malacatoya y obras conexas

1. Introducción

La distribuidora Gas Natural ha solicitado a ENATREL una nueva subestación en Malacatoya. Malacatoya es una comunidad rural situada 27 Kms al norte de la ciudad de Granada en Nicaragua.

Actualmente el poblado de Malacatoya es alimentado por la subestación las Banderas que en total suman 1,898 clientes, de los cuales el 8% son agro industriales, 3 % comercios y 89% residenciales. Estos clientes se ubican en las comunidades: Malacatoya, Tepalón, El Paso, Los Brasiles, San Ramón y sectores aledaños.

2. Objetivos

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tiene el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios del poblado de Malacatoya y Granada.

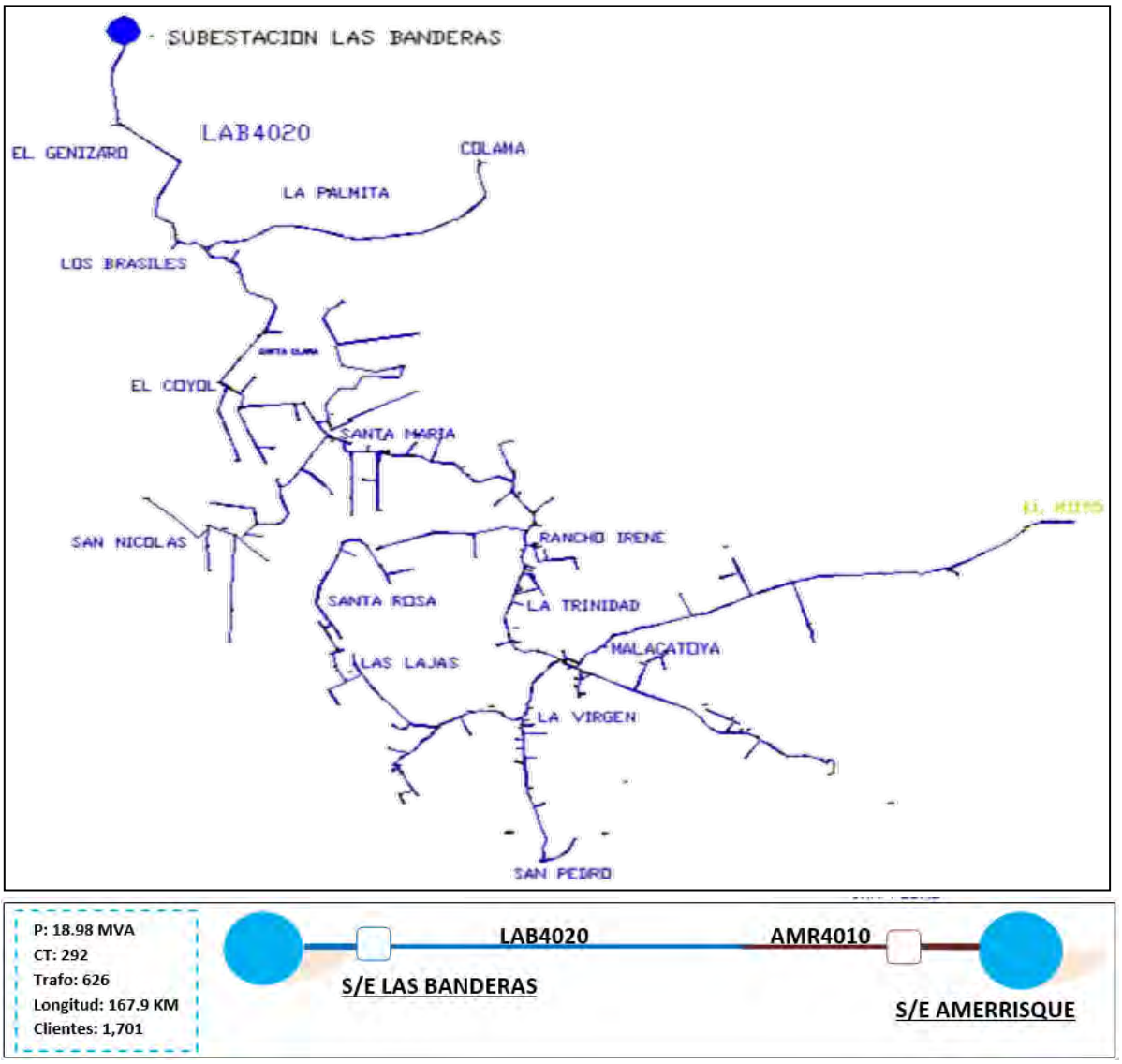
Específicos

- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro conforme a la normativa.
- Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen el servicio de Energía eléctrica.
- Descargar la subestación Las Banderas.
- Crear la infraestructura necesaria para el futuro anillo de Oriente (S/E Granada - S/E Malacatoya – S/E Tecolostote)
- Mejorar la confiabilidad del suministro de energía de la ciudad de Granada, Malacatoya y sectores aledaños.

3. Situación Actual

La infraestructura eléctrica de distribución asociada es básicamente la del actual circuito LAB4020 que consiste en 168 km de red de media tensión, 710 transformadores de distribución que suman una capacidad instalada de 23,324 KVA. Esta infraestructura eléctrica actualmente tiene una demanda máxima de potencia de 8 MW.

Dominio Actual: LAB4020



4. Justificación

El circuito LAB-4020 de la Subestación Las Banderas se encuentra saturado, registrando un porcentaje de carga del 91 % en el sector de Malacatoya, estos valores no se encuentran dentro de los parámetros de calidad de servicio de la energía.

En la situación actual dada la extensión del circuito LAB4020 y su demanda energética, no es posible técnicamente brindar un servicio de energía eléctrica con un perfil de voltaje aceptable y dentro de los rangos normados. Es necesario una nueva subestación que permita una mejor calidad y

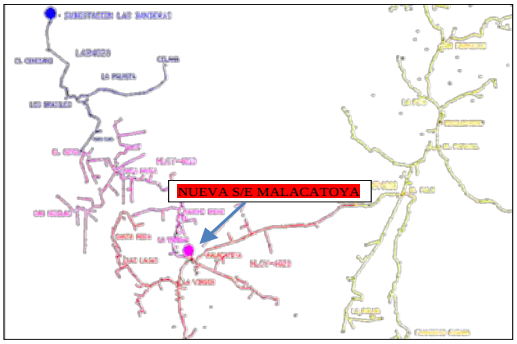
continuidad de energía para los clientes que se encuentran asociados a estos circuitos.

Adicionalmente, por la gran cantidad de red de media tensión conectada a una misma cabecera de circuito la probabilidad de recierres, perturbaciones en la continuidad e interrupciones incrementa proporcionalmente (entre menos cantidad de red menos probabilidad y entre más cantidad de red la probabilidad aumenta). Por lo anterior será muy difícil a futuro atender de manera satisfactoria un crecimiento sostenido de la demanda en esta zona y abastecer actividades económicas en general que requieran de mayor suministro de energía eléctrica.

Esta nueva subestación es clave para garantizar a futuro un suministro energético seguro y confiable del sector agro industrial arrocero de Malacatoya y a su vez con ello fomentar su desarrollo y expansión.

El crecimiento de la demanda no se está satisfaciendo debido a las limitantes y caídas de voltaje de este circuito, para remediar esta situación se propone la construcción de la S/E Malacatoya con una línea de transmisión de 30 Km de longitud (S/E Granada – S/E Malacatoya). Con esta subestación se disminuirán las caídas de voltajes existentes, se descargara la S/E GRANADA y se aumentara su confiabilidad, ya que actualmente la subestación Granada se alimenta de forma radial de Masaya, así como crear las condiciones de infraestructura para completar el anillo de oriente con la subestación Tecolostote, se planea la instalación de una bahía de línea en la subestación Malacatoya que quedara como espera para la línea del proyecto de Tecolostote.

Dominio futuro nuevos circuitos.



5. Alcance

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Nueva subestación Malacatoya nivel de tensión de 138/24.9 kV
- Línea de Transmisión 138 kV Granada - Malacatoya.
- Ampliación Subestación Granada

En subestación Malacatoya:

- 1 Transformador de potencia de 15/20 MVA, 138/ 24.9 kV.
- 1 bahía de transformación 138/ 24.9 kV.
- 2 bahías de línea 138kV con interruptor de potencia y seccionador bypass.(Llegada de SE Granada y Espera de llegada de línea Futura Tecolostote)
- 7 celdas Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución, la celda de entrada del transformador de potencia, la celda para transformador de servicios propios y la celda de Medición).
- Barra 138kV con equipos respectivos
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Adquisición de terreno para la Subestación
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

En subestación Granada:

- 1 una bahía de línea 138kV con interruptor de potencia y seccionador bypass.

- Ampliación de las barras de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores y herrajes.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación de la nueva Bahía.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Línea de Transmisión:

- Construcción de 30 Km de línea de 138 kV simple circuito conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes, desde subestación Granada-Subestación Malacatoya.

6. Costos

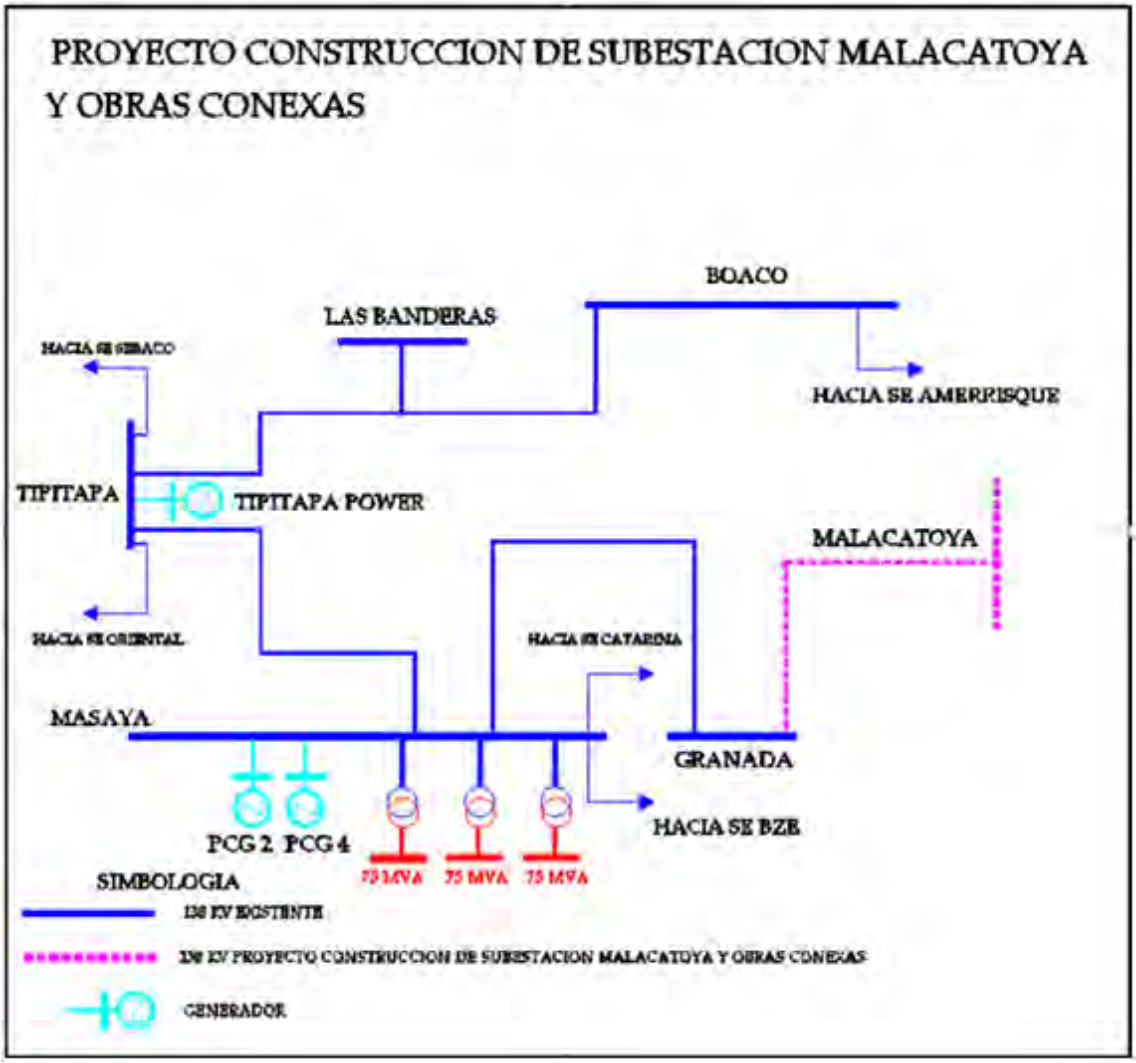
El costo total del proyecto es de US$ 14.294 millones de dólares de los cuales US$ 13.579 millones de dólares es financiamiento externo y US$ 0.714 millones financiamiento local.

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $
	Estudios Técnicos Previos (Estudio de Pre factibilidad, Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	117179	$117,179.00
MALACATOYA	Adquisición Terreno	1	600,000	$600,000.00
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	282,821	$282,821
	Barra en 138KV	1	127,083.43	$127,083
	Bahía de Línea 138 kV	2	1156,661.71	$2313,323
	Bahía de transformación 138 kV/13.8 kV	1	989,723.62	$989,723.62
	Transformador de 15/20 MVA 138 kV/13.8 Kv	1	1240,747.21	$1240,747.21
	Celdas de Distribución 13.8 kV	7	110,610.72	$774,275.04
GRANADA	Bahía de Línea 138 kV	1	1121,692.95	$1121,692.95
	Ampliación de Barra en 138KV	1	127,083.43	$127,083.43
	Ingeniería y Diseño Subestaciones		234,564.17	$234,564.17
SubTotal-SUBESTACIONES				**7928493.27**
Línea	**Tipo**	**longitud (km)**	**Costo Unitario US $**	**Total US $**
Línea Subestación Granada - Subestación Malacatoya	30 km en simple circuito conductor 556.5 kcmil ACSR, con hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes.	30	204948.64	$6148,459.20
	Servidumbre	30	6790.82	$203,724.60
	Ingeniería y Diseño		13574.00	$13,574.00
SubTotal-LINEAS				**$6365,757.80**
TOTAL-COSTOS DIRECTOS				**$14294,251.07**

7. Localización Del Proyecto

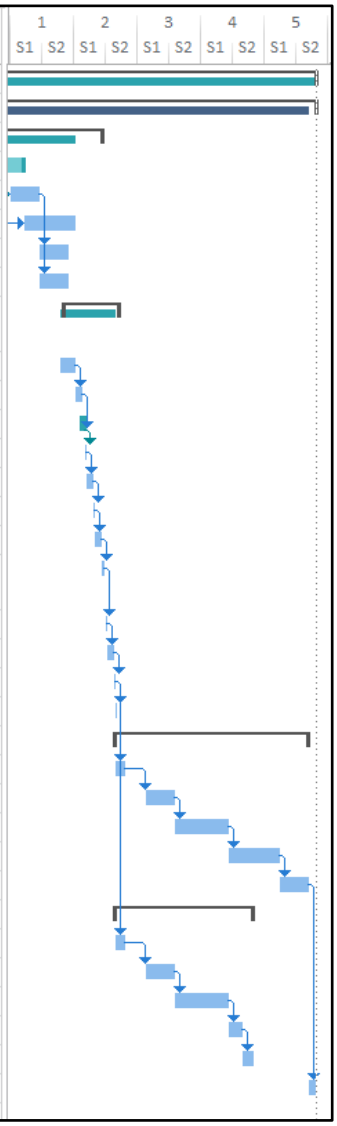


8. Diagrama de Conexión con Proyecto



9. Cronograma

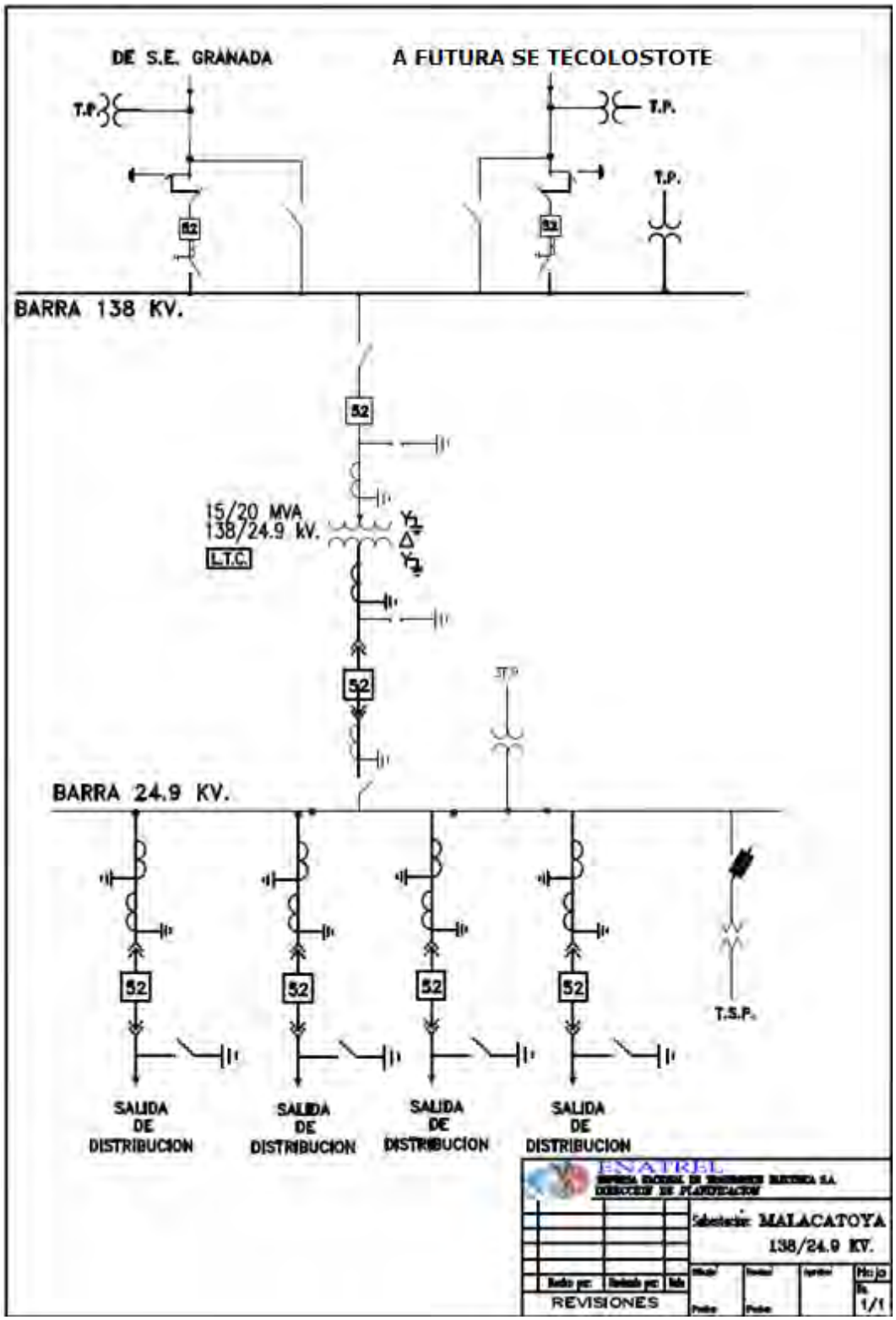
Nombre de tarea	Duración
PEP	**1303 días**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN MALACATOYA Y OBRAS CONEXAS.	**1303 días**
Preliminares	**421 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**795 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	210 días
Montaje Electromecanico	120 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**570 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	45 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	30 días



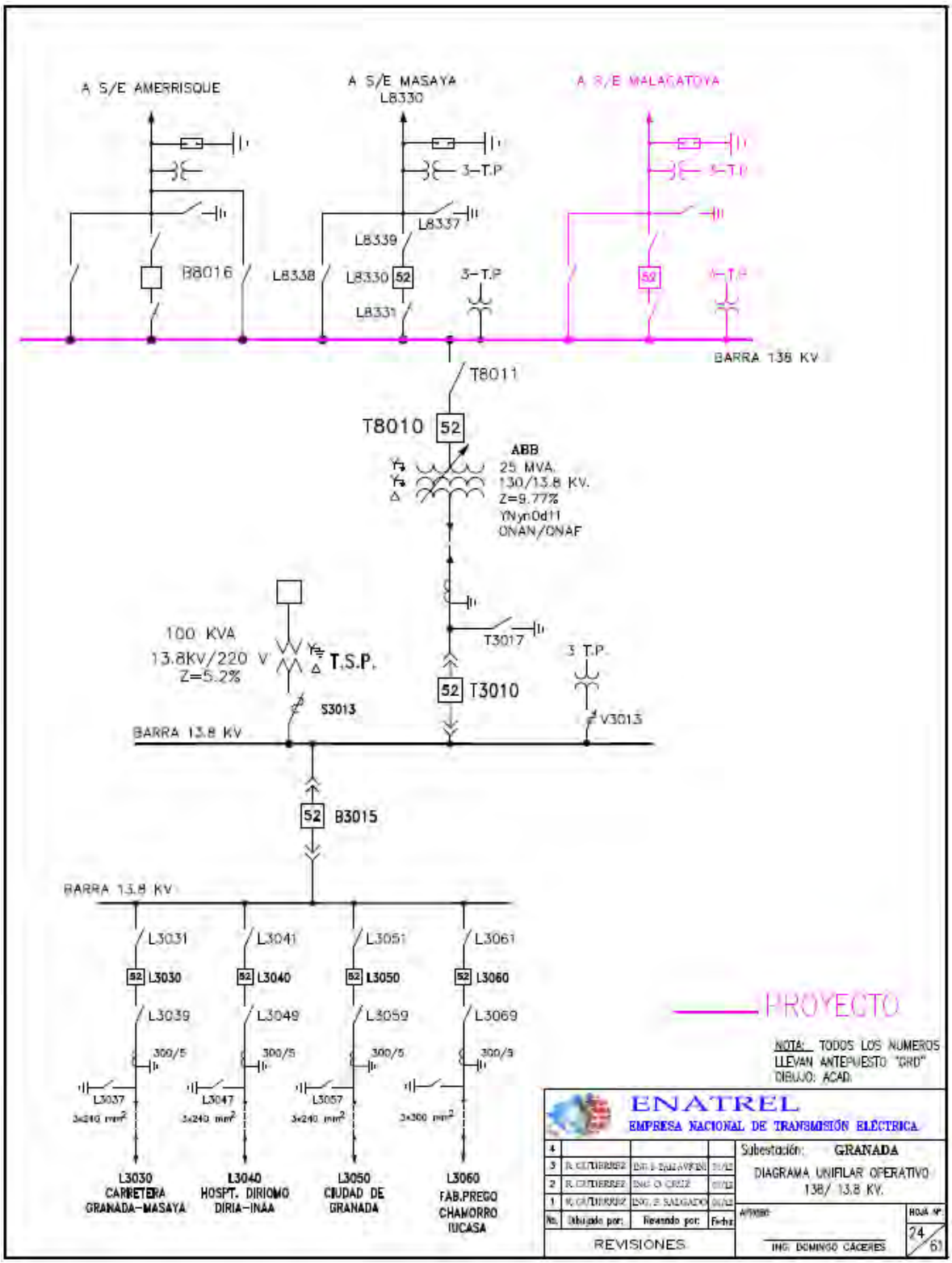
10. Población Beneficiada

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará 1,898 clientes que tienen actualmente el servicio de energía eléctrica al obtener un servicio de energía eléctrica de mejor calidad.

11. Diagrama Unifilar Malacatoya



12. Diagrama Unifilar Granada



10.15.- Modernización y Ampliación de Subestación GIS Benjamín Zeledón a 138 kV

1.- Introducción

El proyecto consiste en la Rehabilitación de la Subestación Benjamín Zeledón ya que varios equipos de esta subestación se encuentran deteriorados debido al uso continuo de operación que han tenido por más de 30 años.

La subestación Benjamín Zeledón (BZN) es alimentada radialmente de la Subestación de Masaya en 138KV. Actualmente posee una carga de 23 MW aprox., proveniente de los municipios de Masaya, Nindirí y sectores aledaños (sector de piedra Quemada carretera a Managua, km 30-43 carretera a Granada, Comunidad Los Altos carretera a Tipitapa, entre otros). Desde esta Subestación se alimenta la Subestación Ticuantepe I en 69 kV.

2. Antecedentes

La subestación Benjamín Zeledón originalmente era alimentada desde Managua por una línea de 69 kV. Esta Subestación entró operando en un voltaje de 69 kV en el año 1958, por lo que varios de sus equipos que operan a este nivel poseen más de 50 años de operación encontrándose obsoletos y con desperfectos mecánicos.

La SE BZN actualmente tiene un transformador de 30/40 MVA, 138/13.8 kV con financiamiento del BID.

3. Situación actual

- La barra de 138 kV presenta problemas de mantenimiento debido a la altura del pórtico. Se considera reubicar la barra de 138 Kv más abajo sobre el mismo pórtico, instalando un seccionador nuevo e interruptor de llegada a la subestación.

- Los Seccionadores de Bahías 138 kV y 69 KV ya están obsoletos y presentan desperfectos mecánicos, estos ya han sido reparados con partes adaptadas de otros equipos.

- Con respecto a los conectores de la barra de 138 kV, estos se notan oxidados y con pernos quebrados, una de las fases de la barra tiene parches de reparaciones. Se considera sustituir la barra y todos los conectores.

- Se requiere instalar el alumbrado perimetral y mejorar el alumbrado de las bahías de 69 kV y 138 kV.

- Se requiere sustituir el interruptor de potencia T8010 de marca ISODEL el cual tiene más de 30 años de servicio, y no se tienen repuestos y esta descontinuado por el fabricante.

4. Objetivos

General

- Modernización de la Subestación Benjamín Zeledón para satisfacer la demanda actual y futura de forma confiable.

Específico

- Ampliar la capacidad de la Subestación Benjamín Zeledón.

- Mejorar la calidad y confiabilidad del suministro de energía de la Subestación Benjamín Zeledón.

- Satisfacer el crecimiento de la demanda.

- Modernización del sistema de transmisión en 138 kV.

5. Justificación

Es imprescindible realizar la modernización de la subestación Benjamín Zeledón, ya que sus equipos tienen más de 35 años de servicio, por lo que son de tecnología obsoleta y están discontinuados por el fabricante y ante cualquier avería de estos no hay repuestos para su mantenimiento correctivo. La salida de la Subestación Benjamín Zeledón representa una pérdida de 23 MW.

Ante cualquier falla del autotransformador de 40MW 138/69, el cual ya sobrepaso su vida útil, se interrumpe el servicio de las subestaciones Ticuantepe I (15 MW) y Enacal.

Con la modernización de la Subestación BZN se garantizará la continuidad del suministro eléctrico a los municipios de Masaya, Nindiri y sectores

aledaños. También se mejorará la confiabilidad de las subestaciones de Ticuantepe y Enacal.

6. Alcance del proyecto

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Subestación Eléctrica GIS con relación de tensión de 138kV/13.8 kV.
- Obra 2: Línea de Transmisión 138kV Soterrada

Obra 1: Subestación GIS BZN con nivel de tensión de 138/13.8 kV

- 1 módulo de barra en 138 kV.
- 1 módulo de bahía de transformación 138-13.8 kV.
- 1 módulos de bahías de línea en 138 kV.
- 1 transformador de potencia de 40 MVA, 138-13.8 kV.
- 8 Celdas 13.8 KV, de las cuales, cinco celdas para conectar los circuitos de distribución y sus interruptores, una celda para el transformador de uso propio, una celda de equipos de medición y una celda con su interruptor de barra para conectar el transformador de potencia).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones y radiofrecuencia, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Sistema de Iluminación perimetral
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes, etc).
- Adquisición de terreno de la Subestación

Obra 2: Línea de Transmisión 138kV Soterrada

- Construcción de 0.5km de línea soterrada , con cable con capacidad de 850Amperios y cable OPGW, para entrada a la Subestación GIS.

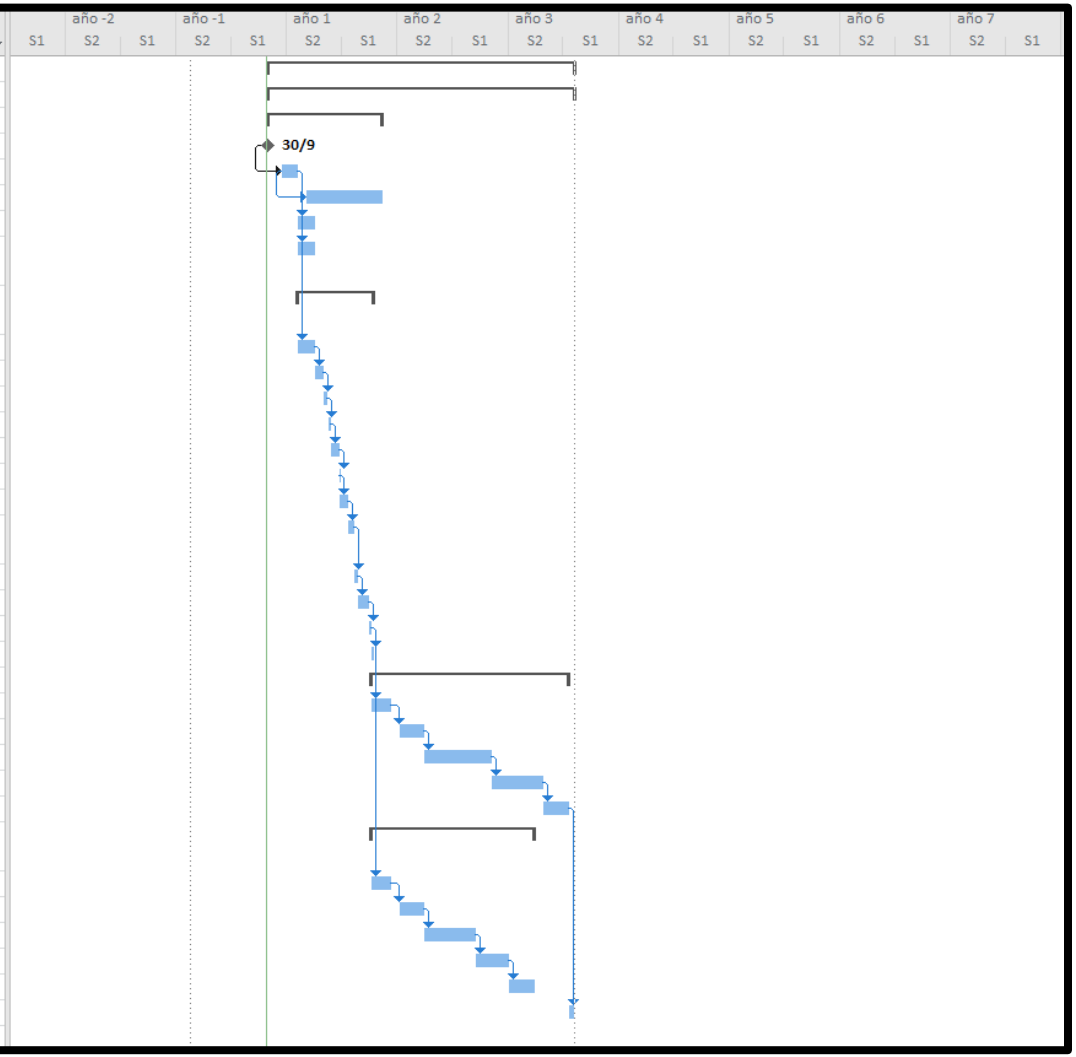
7. Costo del proyecto

El costo del proyecto es de US $ 8.150 millones de dólares, de los cuales U$ 7.966 millones corresponde a Financiamiento externo y U$ 0.183 millones a Financiamiento local.

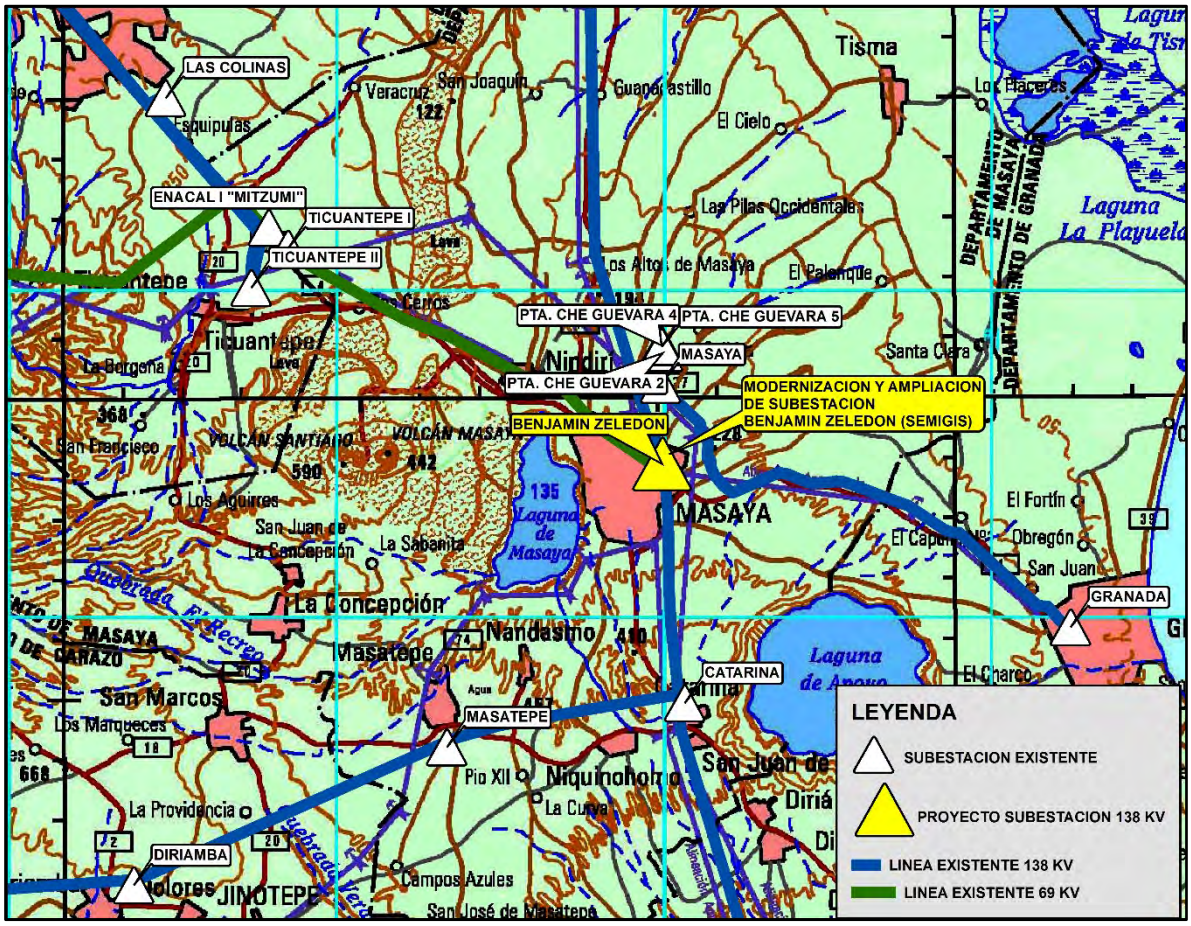
Subestación	Obra	Cant.	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Previos (Estudio de Impacto Ambiental y Geológicos)	1	62,633	62,633	62,633		62,633
BENJAMIN ZELEDON	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	1,800,000	1,800,000		1,800,000	1,800,000
	Módulo de juego de barras en 138KV	1	190,624	190,624		190,624	190,624
	Módulo de Bahía de Línea 138 kv	1	1,339,681	1,339,681		1,339,681	1,339,681
	Módulo de Bahía de transformación 138 kV/13.8 kV	1	1,270,302	1,270,302		1,270,302	1,270,302
	Transformador de 40 MVA 138 kV/13.8 Kv	1	1,927,068	1,927,068		1,927,068	1,927,068
	Módulo de conexión de cables	1	70,445	70,445		70,445	70,445
	Celdas de Distribución 13.8 kv	8	70,383	563,064		563,064	563,064
	Ingeniería y Diseño		361,547	361,547	108,464	253,083	361,547
Sub Total-SUBESTACIONES SIN IMPREVISTO				**7,585,364**	**171,097**	**7,414,267**	**7,585,364**
Línea	**Tipo**	**longitud (km)**	**Costo Unitario US $**	**Total US $**	**Financiamiento Local US$**	**Financiamiento Externo US$**	**Suma Financ. Local y Externo US$**
Tramo Soterrado para entrada a SE	Línea 138 kV, soterrada, con cable capacidad 850 Amperios, 4 conductores por circuito y cable OPGW de 48 hilos	0.05	1,931,311	96,566		96,566	96,566
	Ingeniería y Diseño		6,548	6,548	1,964	4,584	6,548
Sub Total-LINEAS SIN IMPREVISTO				**103,114**	**1,964**	**101,149**	**103,114**
TOTAL SIN IMPREVISTO				**7,688,478**	**173,062**	**7,515,416**	**7,688,478**
IMPREVISTO				**461,309**	**10,384**	**450,925**	**461,309**
TOTAL CON IMPREVISTO				**8,149,787**	**183,445**	**7,966,341**	**8,149,787**

8. Cronograma

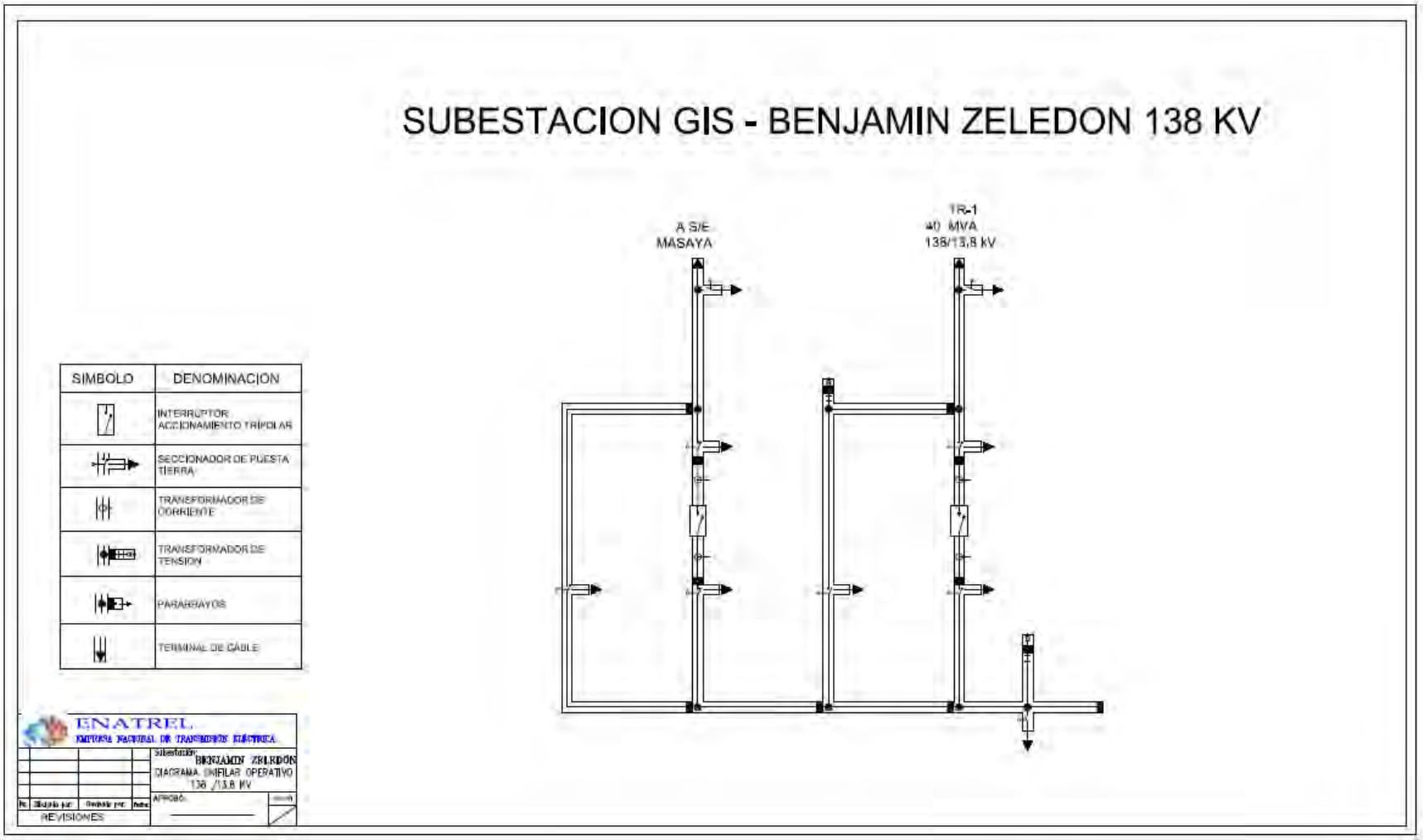
Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración
	PEP	724 días
	SUBESTACION GIS BENJAMIN ZELEDON 138 kV	**724 días**
	Preliminares	270 días
	Adquisición de terreno	0 días
	Levantamiento topográfico	40 días
	Estudio de impacto ambiental + censo forestal	180 días
	Estudio geológico	40 días
	Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	40 días
	Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	179 días
	Elaboración de especificaciones técnicas	40 días
	Elaboración de DDL	20 días
	Solicitud de no objeción al Banco	10 días
	Convocatoria pública de licitación	8 días
	Presentación de ofertas	20 días
	Apertura de ofertas	1 día
	Evaluación de oferta	20 días
	Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
	Notificación a los oferentes	7 días
	Constitución de garantias	28 días
	Suscripción del contrato	5 días
	Remisión del contrato	5 días
	Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	465 días
	Solicitud y pago del anticipo	45 días
	Diseño y especificaciones técnicas	60 días
	Suministro de bienes	160 días
	Obras Civiles	120 días
	Montaje Electromecanico	60 días
	Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	385 días
	Solicitud y pago del anticipo	45 días
	Diseño y especificaciones técnicas	60 días
	Suministro de bienes	120 días
	Obras Civiles	80 días
	Montaje Electromecanico	60 días
	Pruebas y puesta en servicio.	15 días



9. Localización Del Proyecto



10. Diagrama Unifilar



10.16.- Línea de Transmisión Waslala - Mulukuku en 138 kV.

1. Introducción

Actualmente se encuentra en construcción la nueva subestación Waslala en el poblado de Yahoska. Esta Subestación alimentará la demanda de los poblados de Rancho Grande (departamento de Matagalpa), Yahoska, Waslala (RAAN) y El Cua (departamento de Jinotega). Además, esta subestación tendrá capacidad para alimentar a más comunidades adicionales que no tienen energía eléctrica en estos municipios

2. Objetivos Del Proyecto

General

- Suministrar energía confiable a los usuarios actuales y futuros, a los municipios de El Tuma-La Dalia, Rancho Grande, El Cuá y Waslala al crear un anillo en 138kV entre las subestaciones San Ramón-Matiguás-Mulukuku-Waslala-La Dalia.

Específicos

- Mejorar la confiabilidad y calidad del suministro de energía eléctrica en el área de influencia de las subestaciones La Dalia y Waslala.
- Evitar cargas no servidas por falla de la línea San Ramón – La Dalia y La Dalia-Waslala
- Evitar energía no suministrada en caso de salida intempestiva de la subestación San Ramón.

3. Antecedentes

En los últimos años ha habido un auge en la construcción de proyectos de transmisión. Con el programa PNESER se están realizando la construcción de 6 nuevas subestaciones rurales para coadyuvar a la electrificación rural.

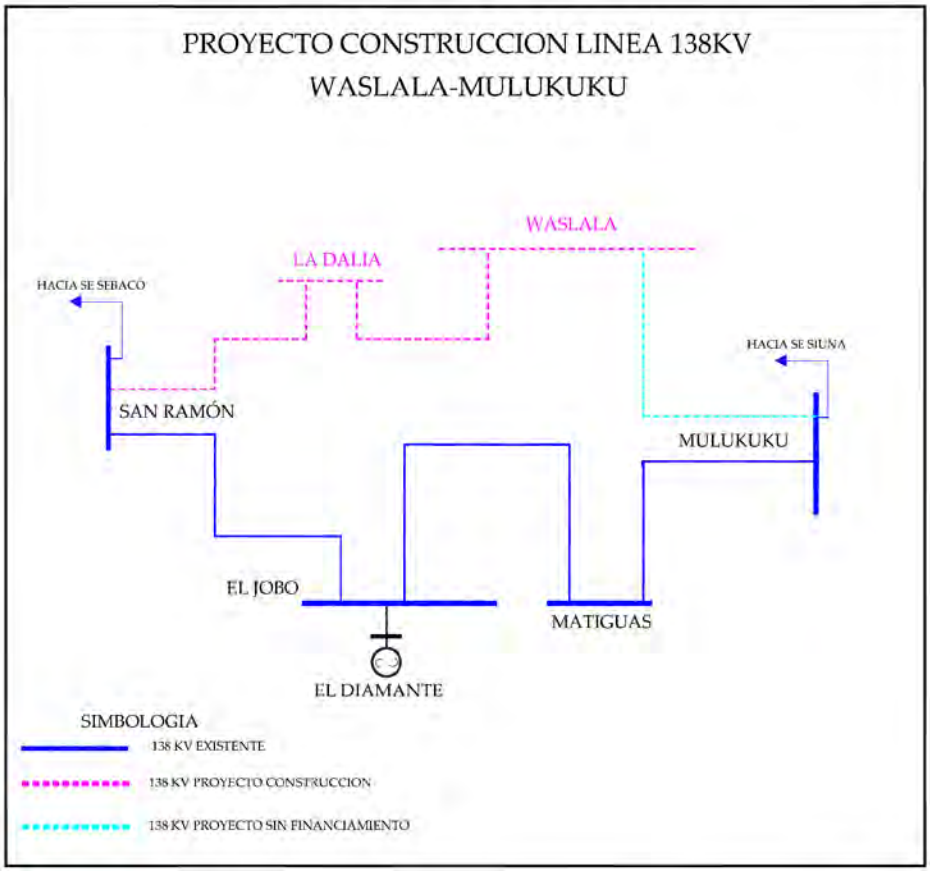
Dentro del marco de este programa se están ejecutando las nuevas subestaciones La Dalia y Waslala.

4. Justificación

Las subestaciones La Dalia y Waslala quedaran conectadas radialmente desde la subestación San Ramón en 138kV, es decir que cuando se presente una falla en los tramos de línea San Ramón – La Dalia o La Dalia – Waslala, se descontinuara el suministro eléctrico a los poblados de El Cuá, La Dalia, El Tuma, Waslala, Rancho Grande y sectores cercanos que lo significa energía no suministrada durante el tiempo que se logre superar la falla o que dure el mantenimiento a estas líneas.

Con el proyecto se logrará realizar un anillo en 138kV que en caso de falla de las líneas anteriormente mencionadas no se interrumpirá el suministro de energía ya que sería abastecido desde la Subestación Mulukuku.

5. Diagrama de Conexión con Proyecto



6. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Ampliación Subestación Waslala 138kV
- Obra 2: Ampliación Subestación Mulukuku 138kV
- Obra 2: 58 km de Línea de Transmisión 138 kV

Obra 1: En Subestación Waslala 138kV

- 2 Bahías de Línea en 138 kV con Interruptor y Seccionador bypass.
- Barra de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores, herrajes y con transformadores de potencial.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación en las nuevas bahías.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles de las nuevas bahías (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes, capa de piedrín y Ampliación Caseta de Control).

Obra 2: En Subestación Mulukukú 138kV

- 1 Bahía de Línea en 138 kV con Interruptor y Seccionador bypass.
- Barra de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores, herrajes y con transformadores de potencial.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación en las nuevas bahías.
- Cables de control.

- Todas las obras civiles de las nuevas bahías (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes, capa de piedrín y Ampliación Caseta de Control).

Obra 3: Línea de Transmisión

- 56 km de línea de transmisión en 138kV, en torres de celosía y postes, simple terna, ASCR conductor 556.5 y cable OPGW 48 hilos tipo cable de guardia, desde La subestación Waslala a La Subestación Mulukukú.

7. Costos

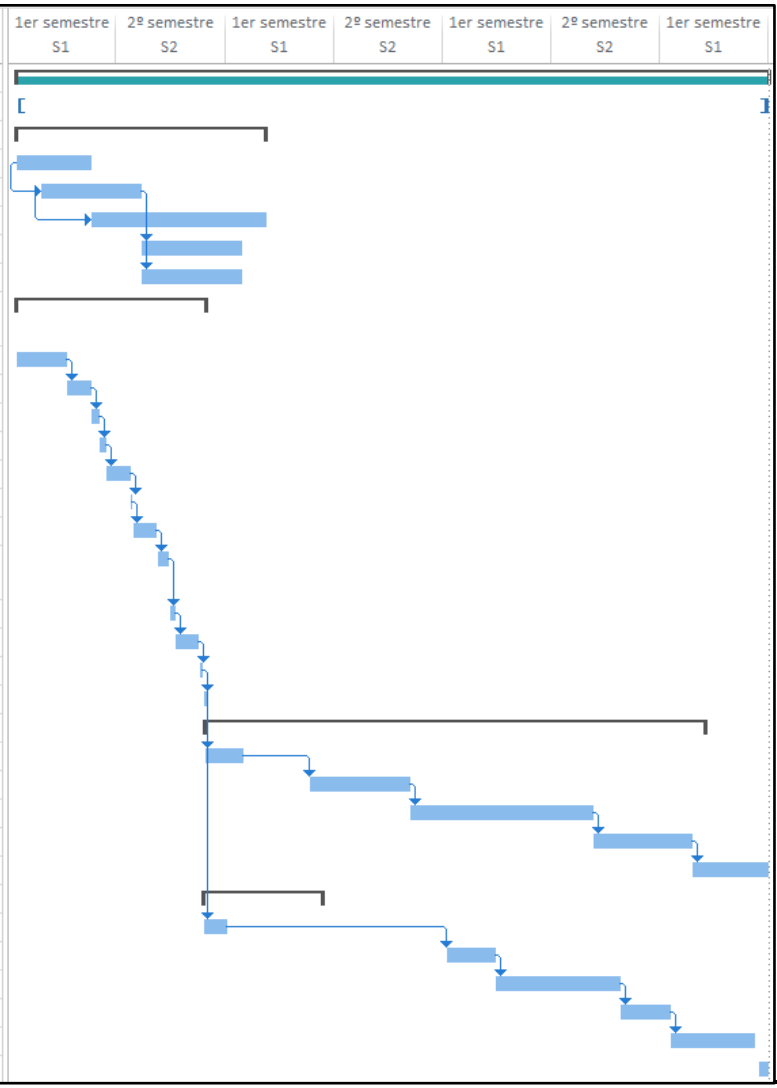
El costo total de las obras es de **$15.24** millones de dólares, de los cuales **US$ 14.403** millones es Financiamiento externo y **US$ 0.84** millones es Financiamiento local.

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US$	Total US$	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	151,452	151,452	151,452		151,452
WASLALA	Ampliación Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	200,000	200,000	200,000		200,000
	Bahía de Línea 138kV	2	867,452	1,734,904		1,734,904	1,734,904
	Barra 138kV	1	113,097	113,097		113,097	113,097
MULUKUKU	Ampliación Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	200,000	200,000		200,000	200,000
	Bahía de Línea 138kV	1	867,452	867,452		867,452	867,452
	Barra 138kV	1	113,097	113,097		113,097	113,097
	Ingeniería y Diseño Subestaciones		124,711	124,711	37,413	87,298	124,711
SUBESTACIÓN				**3,504,714**	**388,866**	**3,115,849**	**3,504,714**

Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US$	Total US$	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
Línea SE Waslala-Mulukuku	Línea 138 kV, Dove ACSR simple circuito con Hilo de guarda tipo OPGW	56	192,965	10,806,038		10,806,038	10,806,038
	Servidumbre	56	4,386	245,628	245,628		245,628
	Ingeniería y Diseño		687,758	687,758	206,327	481,431	687,758
LINEAS				**11,739,423**	**451,955**	**11,287,468**	**11,739,423**
TOTAL COSTOS DIRECTOS				**15,244,138**	**840,821**	**14,403,317**	**15,244,138**

8. Cronograma

Nombre de tarea	Duración
PEP	**905 días**
LINEA DE TRANSMISIÓN WASLALA-MULUKUKU EN 138KV.	**785 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**600 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**145 días**
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días

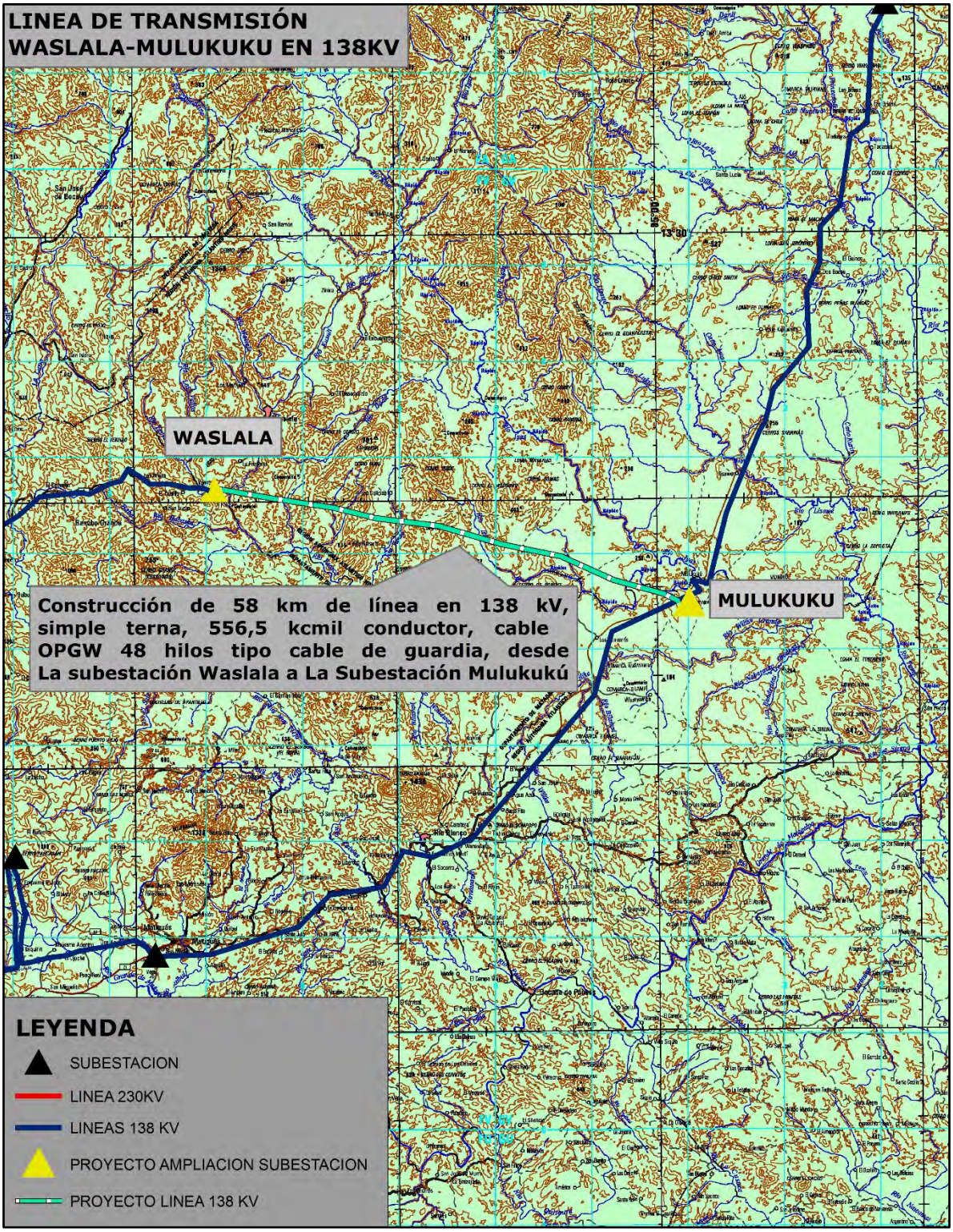


9. Población Beneficiada

Con este proyecto se beneficiará aproximadamente a 15,819 clientes de El Tuma, La Dalia, Rancho Grande, Waslala, El Carmen, El Cua, El Escambray, Peñas Blancas, Wasaka, La Mora, Yale, Yaoska, El Granadillo y sectores aledaños.

Además, se beneficiará la actual central hidroeléctrica el Bote (0.9 MW), la hidroeléctrica San Martin de 5 MW la cual se encuentra en construcción y las futuras centrales hidroeléctricas de los proyectos de Hidro Energy (20MW) e Hidropenta (22MW), los cuales se conectarían a las subestaciones de La Dalia y Waslala respetivamente.

10. Localización Del Proyecto



10.17.- Construcción de Subestación Santa Victoria y Obras Conexas

1.- Introducción

La Subestación Boaco se alimenta de la línea de 138kV Tipitapa – Amerrisque -Acoyapa - La Gateada. Este es un sistema radial que llega hasta la Gateada en 138 kV y hasta La Esperanza y Bluefields en 69 kV.

La Subestación Boaco abastece a los poblados de Teustepe, Camoapa, Tecolostote, San Lorenzo, Santa Lucia, San José de los Remates, San Juan, Boaquito, Villa Revolución, San José de la Vega y San José de Murra.

Las distancias de los circuitos de distribución que salen de la SE Boaco y alimentan a los poblados de San José de la Vega y San José de Murra son de 71 y 85 km respectivamente. Lo anterior limita el desarrollo de la electrificación rural prevista en estas zonas.

2.- Situación Actual y Futura

Actualmente la conexión de la subestación Boaco a la línea Tipitapa - La Gateada se hace por medio de una T, con este tipo de conexión no existe selectividad en el sistema de protección para eliminar las fallas, por lo que ENATREL está ejecutando el proyecto "Modernización SE Boaco", donde se sustituirá la conexión T por una conexión de entrada y salida para que en caso de contingencia se dispare el tramo donde ocurre la falla, evitando que salga fuera de servicio toda la Línea radial desde Tipitapa.

Además se ampliara la capacidad de transformación de la Subestación de 5.6 MVA a 25 MVA.

3.- Objetivos

- Mejorar la calidad del suministro eléctrico en la zona de San José de la Vega, San José de Murra y sectores aledaños.

- Satisfacer el incremento de la demanda en la zona y permitir la electrificación rural prevista en la zona Nor-Este del departamento de Boaco.

- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales

4.- Justificación

La zona de influencia de los circuitos de distribución de la subestación Boaco ha aumentado en los últimos años, debido en su mayoría al desarrollo productivo de estos municipios.

Los poblados de San José de la Vega y San José de Murra son abastecidos a través de los circuitos BCO4020 y BCO4030 en 24.9 kV, y tienen una distancia de 71 y 85 km, respectivamente, desde la Subestación Boaco. Lo anterior provoca grandes pérdidas de energía en los circuitos de distribución, ocasionando problemas de voltaje en el servicio eléctrico de esta zona.

Muchas comunidades rurales no gozan del servicio de energía eléctrica debido a la saturación de las líneas de distribución, largas distancias de los circuitos existentes y la falta de financiamiento para la construcción de una nueva subestación que permita suministrar energía confiable y con calidad.

En la situación actual dada la extensión de los circuitos BCO4020 y BCO4030 y su demanda energética, no es posible técnicamente brindar un servicio de energía eléctrica con un perfil de voltaje aceptable y dentro de los rangos normados.

Es necesaria una nueva subestación que permita una mejor calidad y continuidad de energía para los clientes que se encuentran asociados a estos circuitos. Esta nueva subestación es clave para el desarrollo de la electrificación rural en la zona de manera que una nueva configuración de redes en los circuitos de distribución permita la conexión de todos los nuevos proyectos de electrificación previstos en la zona.

5.- Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Obra 1: Nueva Subestación en 138/24.9KV
- Obra 2: Ampliación Subestación Boaco
- Obra 3: Línea de Transmisión 138Kv

Obra 1 Subestación Santa Victoria:

- 1 transformador de potencia de 15/20 MVA, 138/ 24.9 kV.

- 1 bahía de transformación 138/24.9 kV.
- 7 celdas Metaclad de 24.9kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- Estructuras metálicas para pórticos tipo celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).
- Adquisición de terreno.

Obra 2 Ampliación Subestación Boaco:

- Convertir a esquema doble Barra 138 kV
- 1 Bahía de acople de barras.
- Bahía de línea en 138 kV con seccionador bypass, hacia la Subestación Santa Victoria.
- Interruptor de línea, seccionador bypass y equipos asociados en la Bahía de línea hacia Las Banderas.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación en las nuevas bahías.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles de la nueva bahía (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Obra 3 Línea de Transmisión:

- Construcción de 70 km de línea en 138 kV, simple terna, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW.

6.- Costos

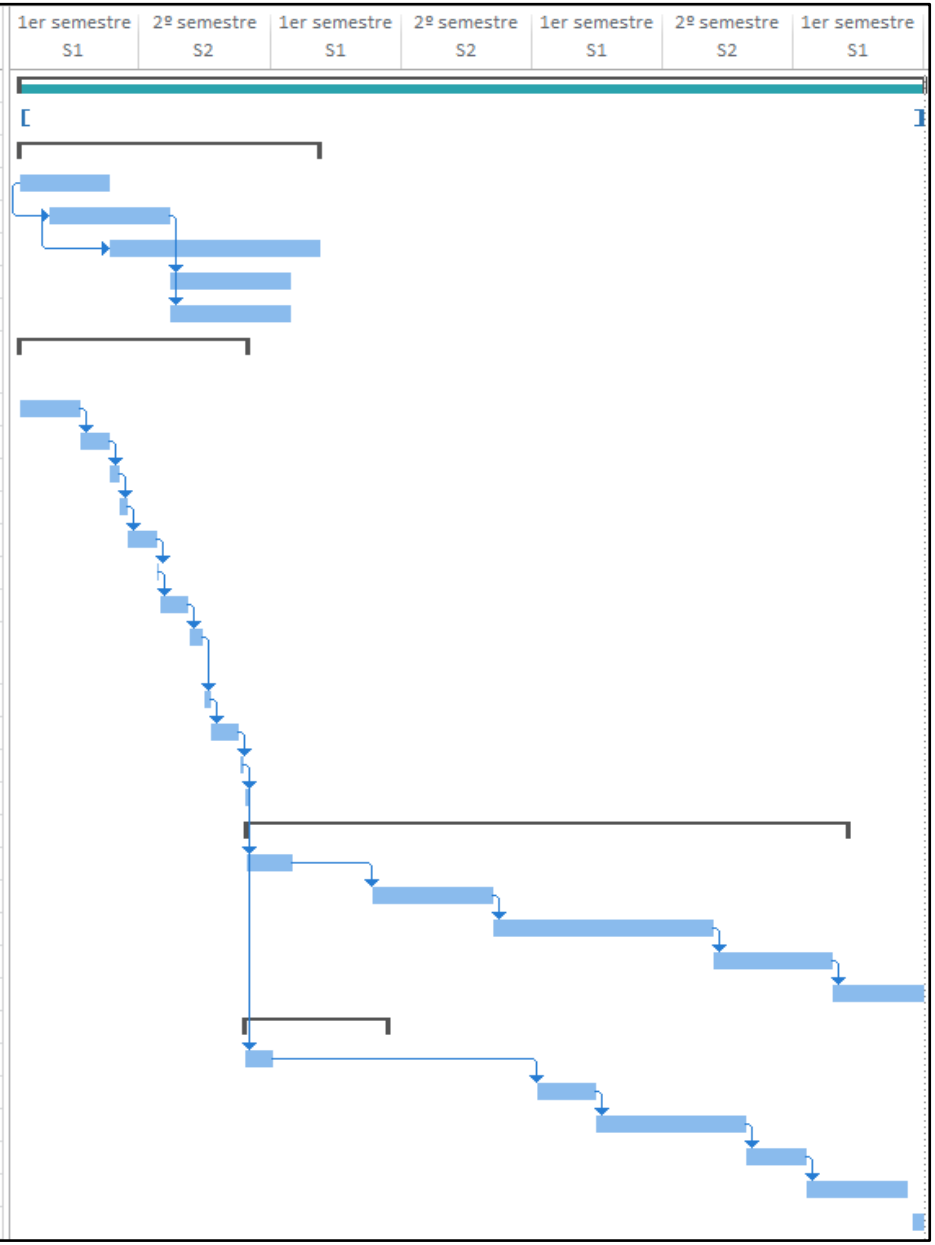
Se estima un costo total para el proyecto de US$ 21.710 millones de dólares, de este monto US$ 20.097 millones es moneda extranjera y US$ 1.613 millones en moneda local.

Subestación	Obra	Cant.	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Técnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	$ 169,907	$ 169,907.16	$ 169,907		$ 169,907
SANTA VICTORIA	Adquisición Terreno	1	$ 600,000	$ 600,000.00	$ 600,000		$ 600,000
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	$ 230,093	$ 230,092.84		$ 230,092.84	$ 230,093
	Barra en 138KV	1	$ 118,942.47	$ 118,942.47		$ 118,942.47	$ 118,942
	Bahía de transformación 138 kV/24.9 kV	1	$ 1013,927.32	$ 1013,927.32		$ 1013,927.32	$ 1013,927
	Transformador de 15/20 MVA 138 kV/24.9 Kv	1	$ 1175,389.25	$ 1175,389.25		$ 1175,389.25	$ 1175,389
	Celdas de Distribución 13.8 kV	7	$ 99,316.07	$ 695,212.51		$ 695,212.51	$ 695,213
	Bahía de Línea 138 kV, barra simple	1	$ 1149,123.96	$ 1149,123.96		$ 1149,123.96	$ 1149,124
BOACO	Bahía de Línea 138 kV, barra simple	1	$ 1149,123.96	$ 1149,123.96		$ 1149,123.96	$ 1149,124
	Ingeniería y Diseño Subestaciones		$ 356,436.24	$ 356,436.24	$ 106,931	$ 249,505.37	$ 356,436
Subtotal-SUBESTACIONES				**$ 6658,156**	**$ 876,838**	**$ 5781,318**	**$ 6658,156**

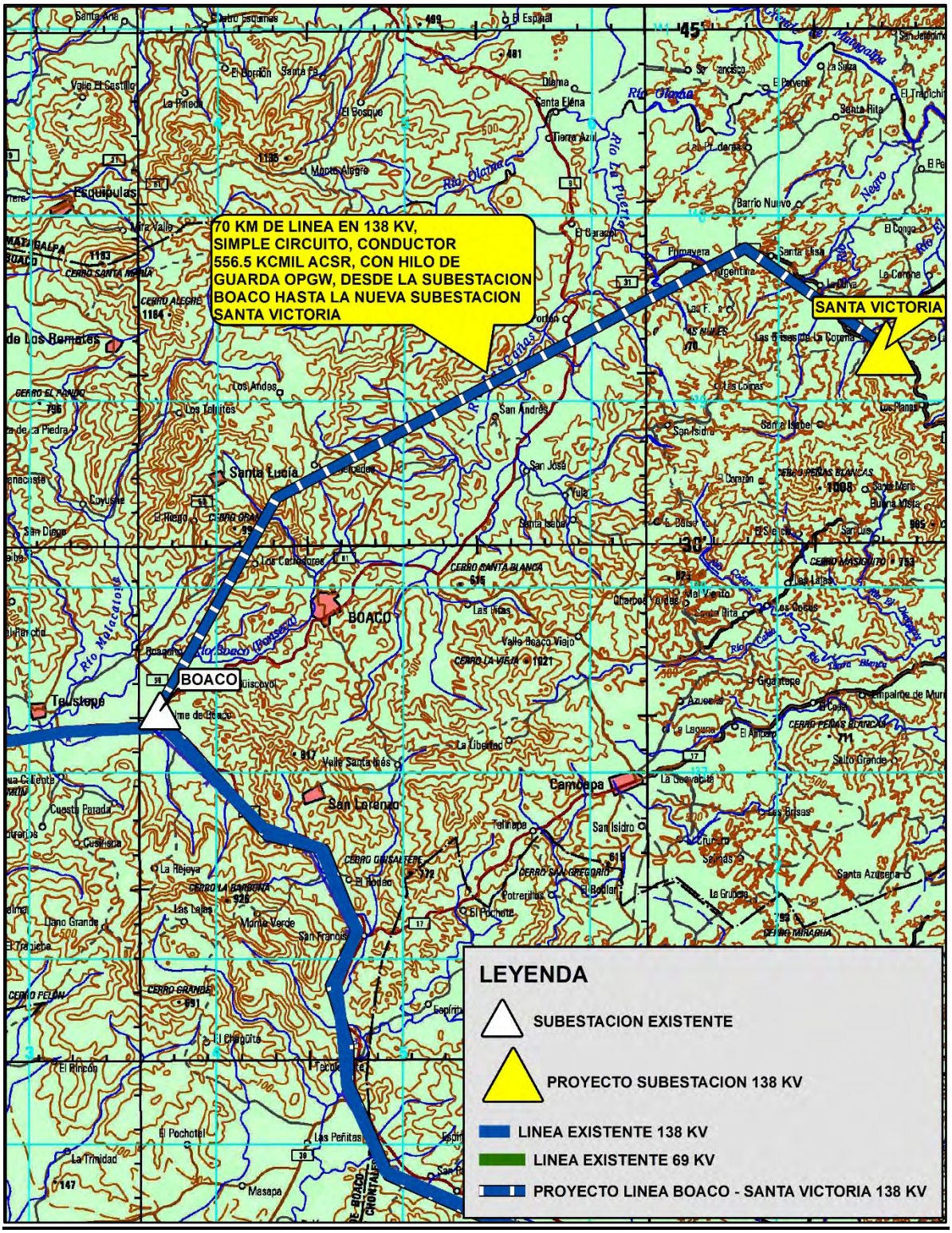
Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
Línea Subestación Boaco - Santa Victoria	70 km en simple circuito conductor 556.5 kcmil ACSR, con hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes.	70	$ 179,384.24	$12556,896.84		12556896.84	12556896.84
	Servidumbre	70	$ 6,899.39	$ 482,957.57	$ 482,958		$ 482,958
	Ingeniería y Diseño		$ 845,176	$ 845,175.75	$ 253,553	$ 591,623.02	$ 845,176
Subtotal-LINEAS				**$ 13885,030**	**$ 736,510**	**$ 13148,520**	**$ 13885,030.16**
TOTAL SIN IMPREVISTO				**$ 20543,186**	**$ 1613,348**	**$ 18929,838**	**$ 20543,186**
IMPREVISTO				**$ 1167,433**		**$ 1167,433**	**$ 1167,433**
TOTAL CON IMPREVISTO				**$ 21710,619**	**$ 1613,348**	**$ 20097,271**	**$ 21710,619**

7. Cronograma

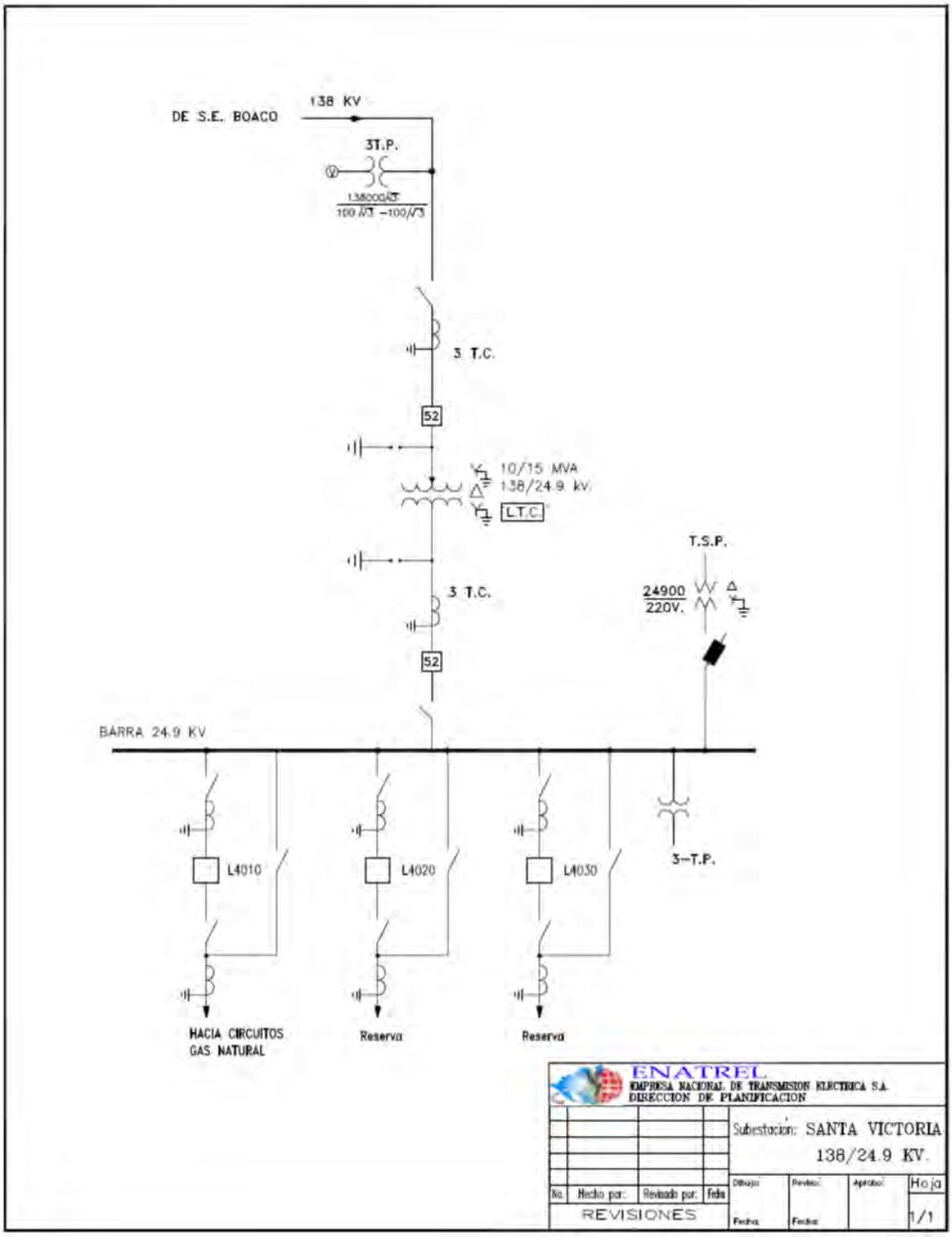
Nombre de tarea	Duración
PEP	**905 días**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN SANTA VICTORIA Y OBRAS CONEXAS	**785 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**600 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**145 días**
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días



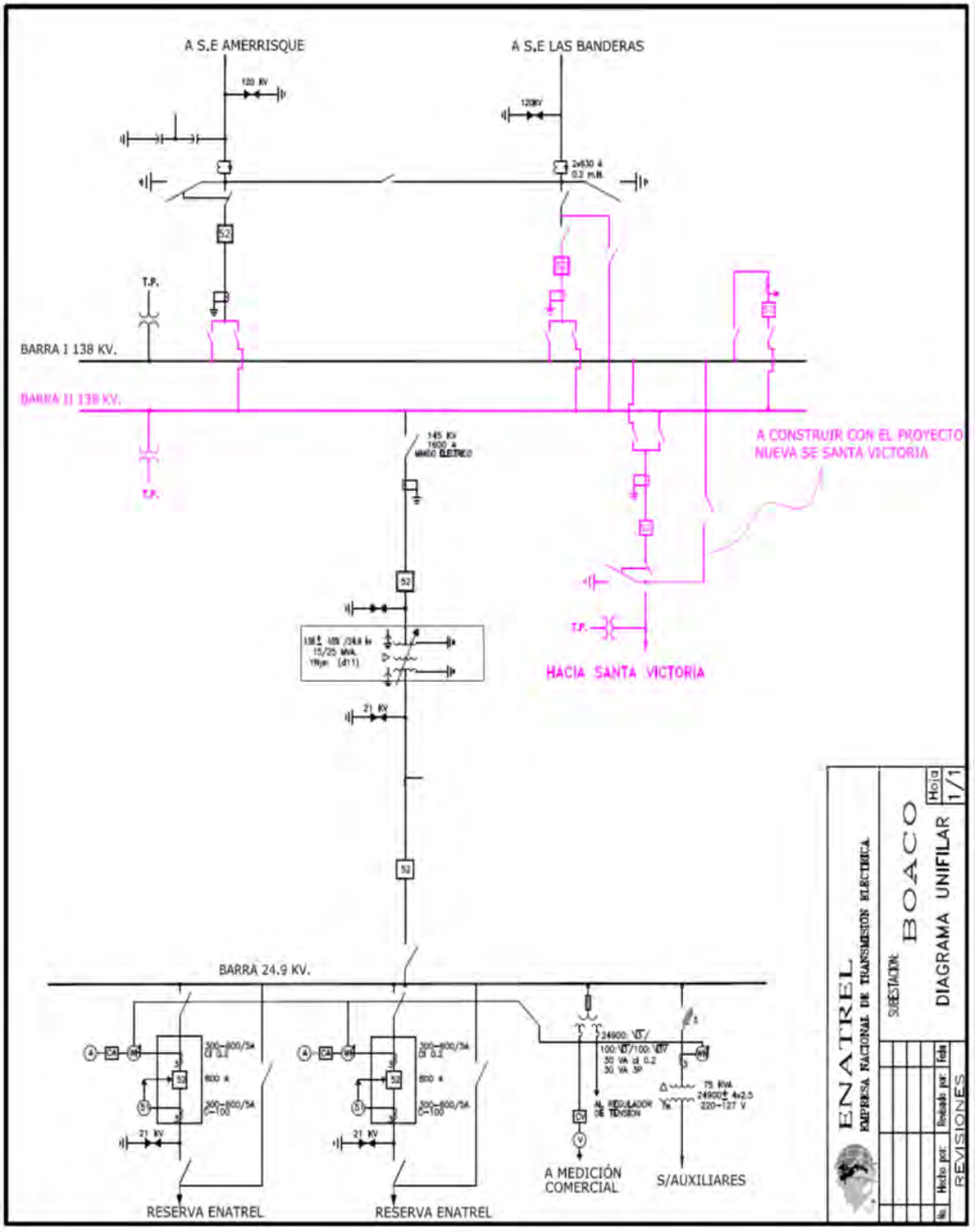
8.- Localización del Proyecto



9.- Diagrama Unifilar Subestación Santa Victoria



10.- Diagrama Unifilar Subestación Boaco



10.18.- Construcción Subestación Cusmapa y Obras Conexas

1. Introducción

La distribuidora Gas Natural ha solicitado a ENATREL una nueva subestación en San José de Cusmapa municipio del departamento de Madriz.

En la actualidad los circuitos VNA-4020 y YGA-4020 comprenden una red de media tensión de 526 Km, con demanda de potencia de 6.1 MW, en las áreas que cubren estos circuitos existen solicitudes de conexión de nuevas cargas las cuales no se aceptan debido a la caída de voltaje existente provocado por la lejanía de las mismas.

2. Objetivos

- Garantizar el suministro de energía a la zona de influencia de la futura S/E Cusmapa.
- Ampliar la capacidad de transmisión
- Satisfacer el crecimiento de la demanda.

3. Justificación

Los circuitos (YGA-4020, VNA-4020) de las Subestaciones Yalagüina y Villa Nueva se encuentran saturados, registrando caídas de voltaje de 4.9 % en el sector de San José de Cusmapa correspondiente al circuito YGA-4020 y 4.3 % en el sector de San Francisco del Norte, estos valores no se encuentran dentro de los parámetros de calidad de servicio de la energía.

El crecimiento de la demanda no se está satisfaciendo debido a las limitantes de estos circuitos, para dar solución a esta situación se propone la construcción de la S/E Cusmapa con una línea de transmisión de 35 Km de longitud (Línea 8140-S/E Cusmapa).

Con esta subestación disminuirán así las caídas de voltajes existentes, aumentado la capacidad de transmisión del sistema volviéndolo más confiable y robusto.

4. Alcance

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Nueva subestación Cusmapa con nivel de tensión de 138/24.9 kV
- Obra 2: Línea de Transmisión 138kV

Obra 1 en subestación Cusmapa:

- 2 Bahías de Líneas 138kV, con interruptor y seccionador bypass.
- 1 Transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/ 24.9 kV.
- 1 bahía de transformación 138/24.9 kV.
- 6 celdas Metalclad de 24.9kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 3 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- Estructuras metálicas para pórticos tipo celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).
- Adquisición de terreno.

Obra 2 Línea de Transmisión:

- 35 Km de línea de 138 kV, doble circuito, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW en torres de celosía y postes, desde la Subestación Cusmapa hasta entroncarse a la línea existente Esteli-Yalaguina.

5. Costos

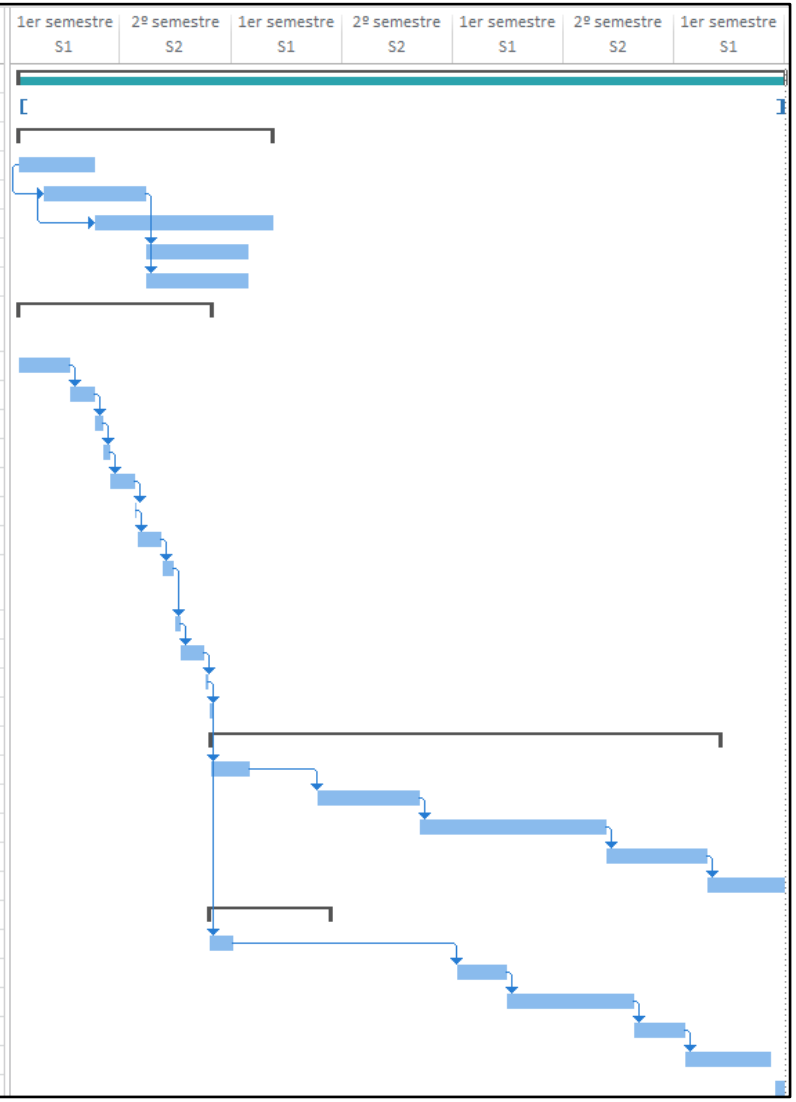
El proyecto tiene un costo de US$ 13.800 millones de dólares, de los cuales U$ 12.609 millones será financiamiento externo y U$ 0.368 millones financiamiento local.

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Técnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	123,770	$ 123,770.16	$ 123,770		$ 123,770
CUSMAPA	Adquisición Terreno	1	600,000	$ 600,000.00	$ 600,000		$ 600,000
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	276,230	$ 276,229.84		$ 276,229.84	$ 276,230
	Barra en 138KV	1	118,942.47	$ 118,942.47		$ 118,942.47	$ 118,942
	Bahía de transformación 138 kV/24.9 kV	1	1013,927.32	$ 1013,927.32		$ 1013,927.32	$ 1013,927
	Transformador de 15/20 MVA 138 kV/24.9 Kv	1	1175,389.25	$ 1175,389.25		$ 1175,389.25	$ 1175,389
	Celdas de Distribución 13.8 kV	3	99,316.07	$ 297,948.22		$ 297,948.22	$ 297,948
	Bahía de Línea 138 kV, barra simple	2	999,370.70	$ 1998,741.40		$ 1998,741.40	$ 1998,741
	Ingeniería y Diseño Subestaciones		330,082.06	$ 330,082.06	$ 99,025	$ 231,057.44	$ 330,082
SubTotal-SUBESTACIONES				**$ 5935,031**	**$ 822,795**	**$ 5112,236**	**$ 5935,031**

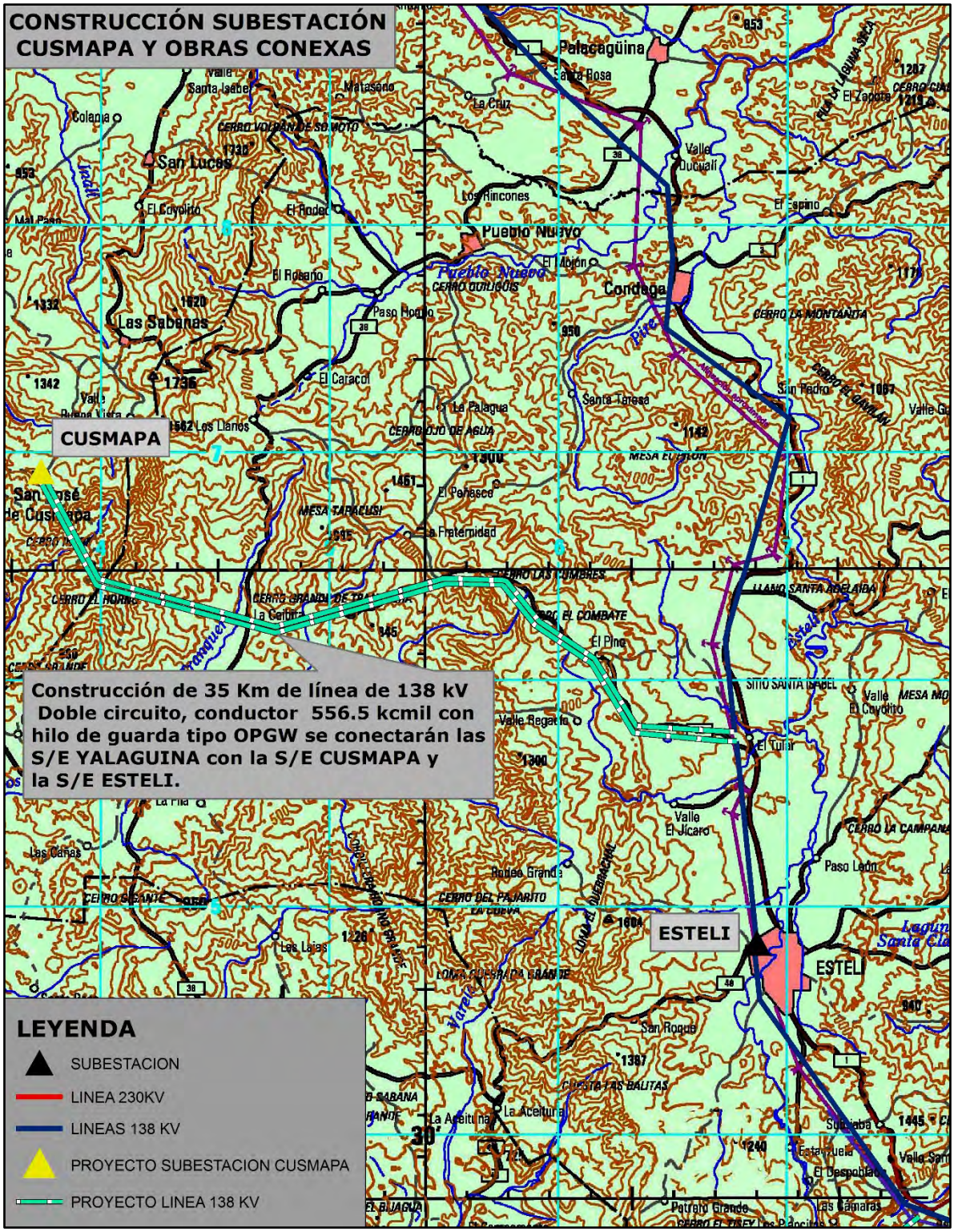
Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
Desde Subestación Cusmapa hasta LT 138kV Estelí - Yalagüina	35 km en simple circuito conductor 556.5 kcmil ACSR, con 48 hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes.	35	184,939.31	$ 6472,875.78		6472875.78	6472875.78
	Servidumbre	35	6,899.39	$ 241,478.79	$ 241,479		$ 241,479
	Ingeniería y Diseño		422,588	$ 422,587.87	$ 126,776	$ 295,811.51	$ 422,588
SubTotal-LINEAS				**$ 7136,942**	**$ 368,255**	**$ 6768,687**	**$ 7136,942.44**
TOTAL SIN IMPREVISTO				**$ 13071,973**	**$ 1191,050**	**$ 11880,923**	**$ 13071,973**
IMPREVISTO				**$ 728,289**		**$ 728,289**	**$ 728,289**
TOTAL CON IMPREVISTO				**$ 13800,262**	**$ 368,255**	**$ 12609,212**	**$ 13800,262**

6. Cronograma

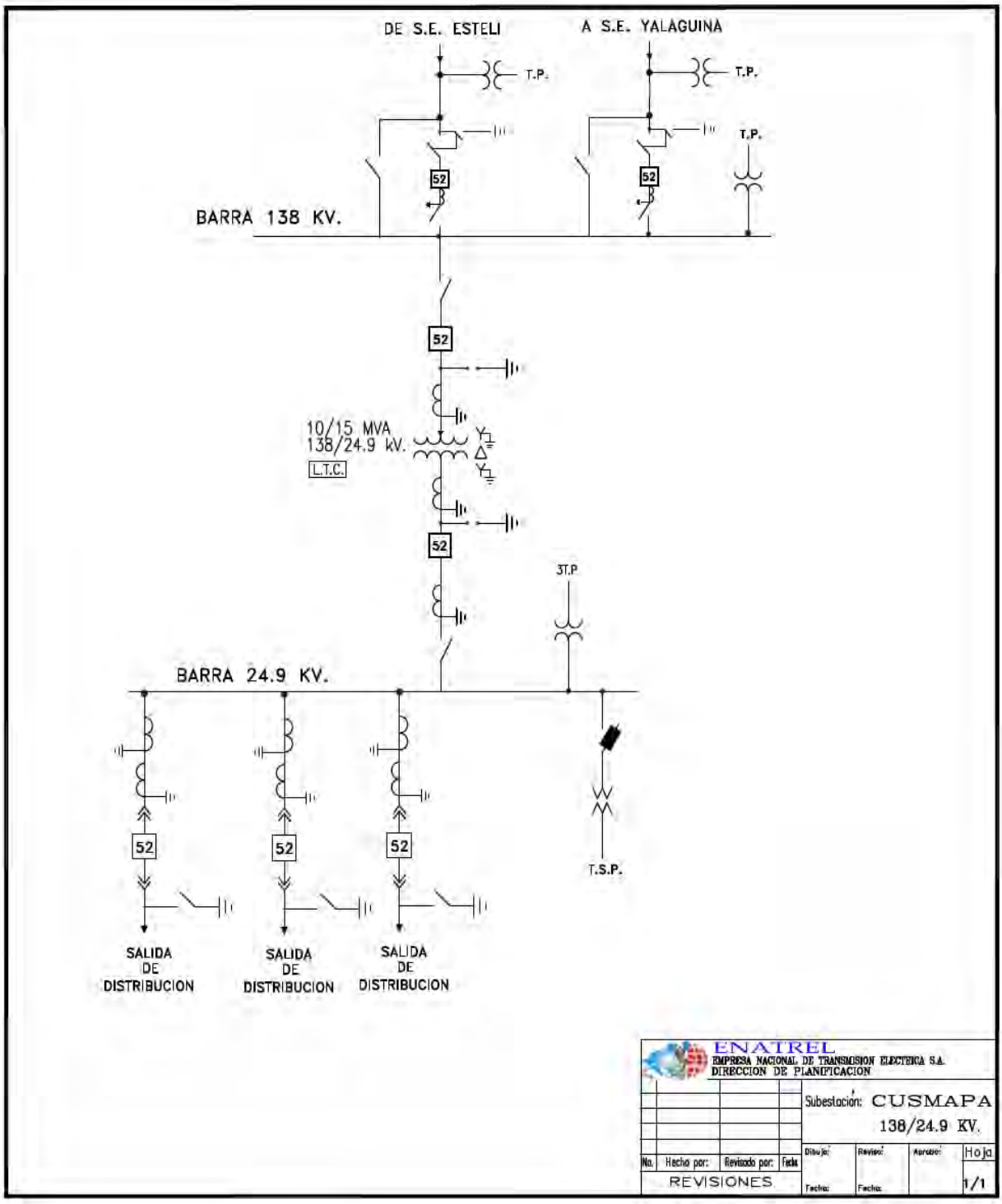
Nombre de tarea	Duración
PEP	**905 días**
CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN CUSMAPA Y OBRAS CONEXAS	**785 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**600 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**145 días**
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días



7. Localización Del Proyecto

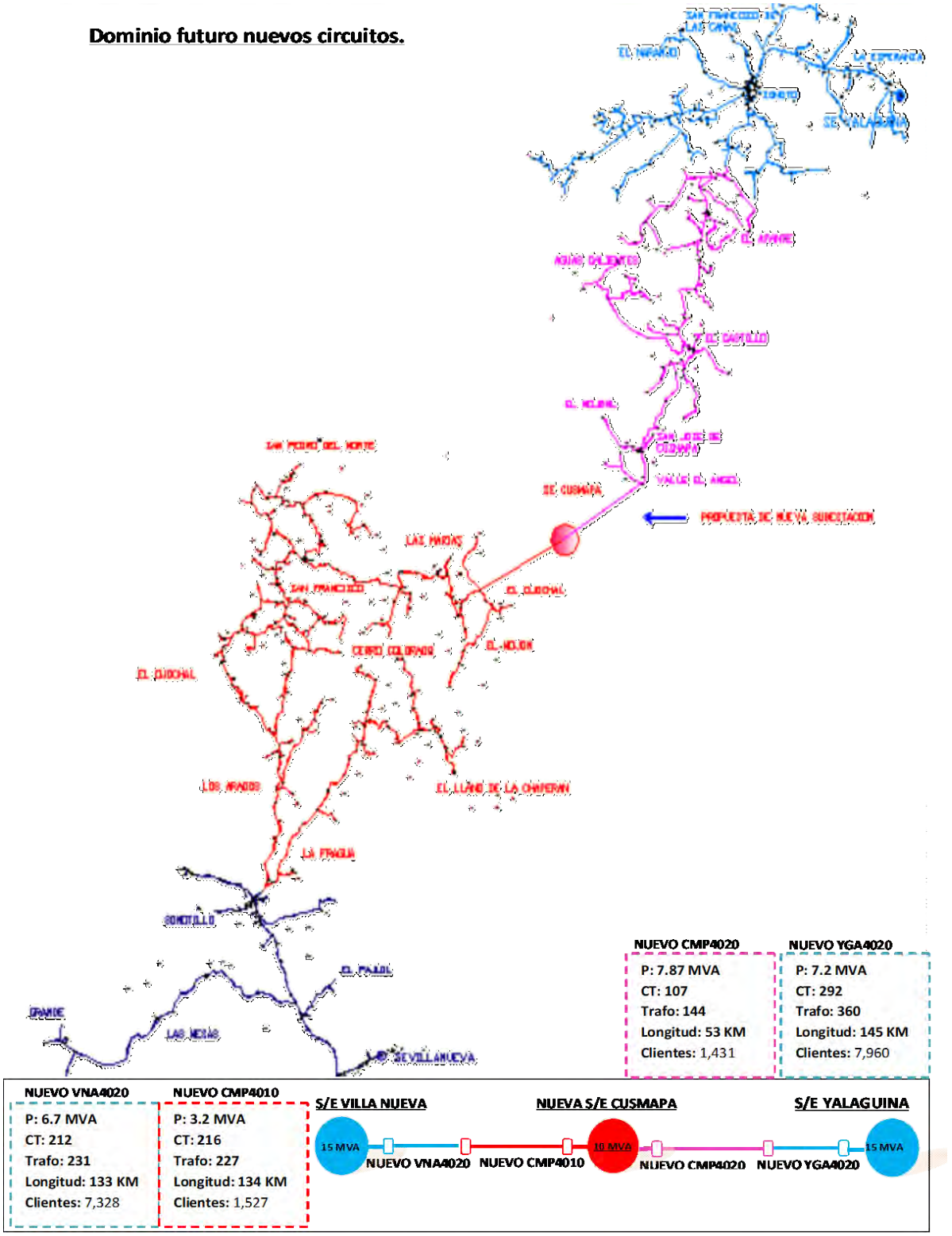


8. Diagrama Unifilar Subestación Cusmapa



9. Distribución nuevos circuitos Subestación Cusmapa

Dominio futuro nuevos circuitos.



10.19.- Construcción de subestación El Realejo 138 kV, Construcción de Línea Doble Circuito en 138 kV y obras conexas

1. Introducción

El Realejo es un municipio del departamento de Chinandega, con una superficie de 105 km² y una altitud de 11 m s. n. m., el desarrollo de este municipio se debe su actividad económica que es la agricultura, sembrándose arroz, maíz, ajonjolí, yuca, banano y plátano, y la de mayor volumen: caña de azúcar.

En el Municipio del Realejo estará ubicada la nueva subestación El Realejo 138/13.8 kV ante la solicitud de conexión del nuevo Hospital Chinandega, incremento de cargas actuales y asumir las cargas de los circuitos de distribución ante una falla y/o mantenimiento de la subestación Chinandega 138/13.8 kV.

Esta subestación tendrá un transformador con capacidad de 25/30 MVA con relación de voltaje de 138 kV/13.8 kV por medio de una conexión "entrada-salida" en 138 kV a la línea de transmisión Chinandega - Planta Corinto.

2. Objetivos Del Proyecto

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica, así como al Nuevo Hospital de Chinandega, nuevos incrementos de carga del Municipio del El Realejo y sectores aledaños.

Específicos

- Atender el crecimiento vegetativo de la demanda y a nuevos clientes al proveer de una subestación eléctrica con capacidad para satisfacer la demanda de electricidad actual y su crecimiento en el mediano y largo plazo.

- Disponibilidad de respaldo en caso de falla y/o mantenimiento de la subestación Chinandega 138/13.8 kV.

- Abastecer con calidad y seguridad al Nuevo Hospital de Chinandega.

3. Situación Actual

Actualmente el Municipio del Realejo y zonas aledañas es abastecido de energía eléctrica por medio de 2 circuitos de Distribución Provenientes de la subestación Chinandega (CHN 3070, CHN 3090) que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1.

Subestación	Circuito	Departamento	Sectores
CHINANDEGA	CHN3070	Chinandega	El Realejo, Villa Country Club Chinandega, Colonia Filadelfia, Complejo Agropecuario El Cortijo, Condominio Guillermo Obregón, Comunidades Las Lajas, Barricada, Santa Julia, Santa Clara, Agrícola La Unión, Rancho Lindo, Comasa y sectores aledaños
CHINANDEGA	CHN3090	Chinandega	Sectores central y sur de Chinandega, Repartos Florida, Carlos Fonseca, Colonia Ayapal, Barrios Camilo Ortega, Guadalupe, El Rosario, San Agustín, Comunidades Ojo de Agua, El Raizal, El Ensayo y sectores aledaños

***Fuente: Distribuidora año 2019**

El suministro eléctrico para el Municipio del Realejo es una infraestructura eléctrica de distribución asociada a los actuales circuitos CHN 3070, CHN 3090, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2.

Subestación	CIRCUITO	KV	KM Línea			Total general	CANTIDAD DE CT	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES	POTENCIA KVA
			1	2	3				
CHN	CIRCUITO CHN3070	13.2	24.5	2.5	32.1	59.1	164	231	13,530
CHN	CIRCUITO CHN3090	13.2	24.4	0.7	10.8	35.9	209	262	9,393

***Fuente: Distribuidora año 2019**

4. Justificación

El circuito de distribución CHN 3070 y CHN 3090 de la subestación Chinandega, se están acercando a niveles de saturación lo cual representa una limitante al crecimiento de la zona, es necesaria la instalación de una nueva subestación que permita atender a la demanda de los clientes actuales y la solicitud de los nuevos clientes de una manera confiable y segura en el Municipio del Realejo, como se muestra en la tabla 3.

Tabla 3.

SUBESTACION	Máx.	Límite	% de uso
CHN 3070	2.9	5.0	58%
CHN 3090	4.1	6.2	67%

***Fuente: Distribuidora (DMáx.) Año Dic. 2018**

El gobierno de unidad y reconciliación nacional en sus planes de desarrollo y atención a la población se encuentra en la construcción del nuevo Hospital Chinandega que demandara 5 MW, esto traerá dinamismo a la economía de la zona (oficinas, comedores, hoteles, etc.), actualmente se encuentra un centro logístico el cual no puede ampliarse debido a la limitante de capacidad de los circuitos de distribución, Debido a esto la nueva subestación es clave para garantizar a futuro un suministro energético seguro y confiable y a su vez con ello fomentar su desarrollo y expansión.

Ante la falla y/o mantenimiento de la Subestación Chinandega, la nueva subestación Realejo servirá de respaldo ya sea para asumir carga de la SE CHN Ó ante mantenimiento garantizara el suministro de energía.

Se propone la construcción de la subestación Realejo 138 kV y Construcción de 2 Km de línea 138 Doble circuito que abrirá la línea existente L8330 Chinandega – Planta Corinto. Adicionalmente, la subestación dispondrá de capacidad, para realizar transferencias de carga en casos de emergencia. Por consiguiente, cuando esta subestación entré en operación servirá de apoyo a la subestación Chinandega, debido a que será posible la transferencia de potencia entre las subestaciones a través de los circuitos de distribución, en los casos de emergencia.

5. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos, materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva Subestación El Realejo con relación de tensión de 138 kV/13.8 kV.
- Línea de Transmisión en 138 Kv.

Nueva Subestación El Realejo 138/13.8kV

- 2 bahías de línea en 138 kV, con seccionador bypass.
- 1 bahía de transformación con relación de voltaje 138 kV/13.8 kV.
- 1 transformador de Potencia de 25/30 MVA, con relación de voltaje 138 kV/13.8 kV.
- 7 celdas Metalclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Adquisición de terreno.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- Estructuras metálicas para pórticos tipo celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.

Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).

Línea de Transmisión en 138kV

- 2 kilómetros de línea de transmisión en 138 kV, de doble circuito, con conductor DOVE ACSS 556.5 kcmil e hilo de guarda 48 fibras tipo OPGW, desde la nueva subestación Nejapa hasta aperturar la Línea de Transmisión L8330 entre las subestaciones Los Chinandega–Planta Corinto.

6. Costo del proyecto

El proyecto tiene un costo total estimado de **US$ 7.133** millones, de los cuales US**$ 6.50** millones es financiamiento externo y en contrapartida Local **US$ 0.782** millones.

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $
	Estudios Técnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	$ 80,270	$ 80,269.56
EL REALEJO	Adquisición Terreno	1	$ 600,000	$ 600,000.00
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	$ 319,730	$ 319,730.44
	Bahía de transformación 138 kV/24.9 kV	1	$ 1,013,927.32	$ 1,013,927.32
	Transformador de 25/30 MVA 138 kV/24.9 Kv	1	$ 1,175,389.25	$ 1,175,389.25
	Celdas de Distribución 13.8 kV	7	$ 99,316.07	$ 695,212.51
	Bahía de Línea 138 kV, barra simple	2	$ 1,149,123.96	$ 2,298,247.92
	Ingeniería y Diseño Subestaciones		$ 271,605.08	$ 271,605.08
SubTotal-SUBESTACIONES				**$ 6,454,382**

Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $
Desde Subestación El Realejo - Abre línea Chinandega - Energética Corinto	2 km en Doble circuito conductor 556.5 kcmil ACSR, con hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes.	2	$179,384.24	$358,768.48
	Servidumbre	2	$ 6,899.39	$ 13,798.79
	Ingeniería y Diseño		$ 24,148	$ 24,147.88
SubTotal-LINEAS				**$ 396,715**
TOTAL SIN IMPREVISTO				**$ 6,851,097**
IMPREVISTO				**$ 281,957**
TOTAL CON IMPREVISTO				**$ 7,133,054**

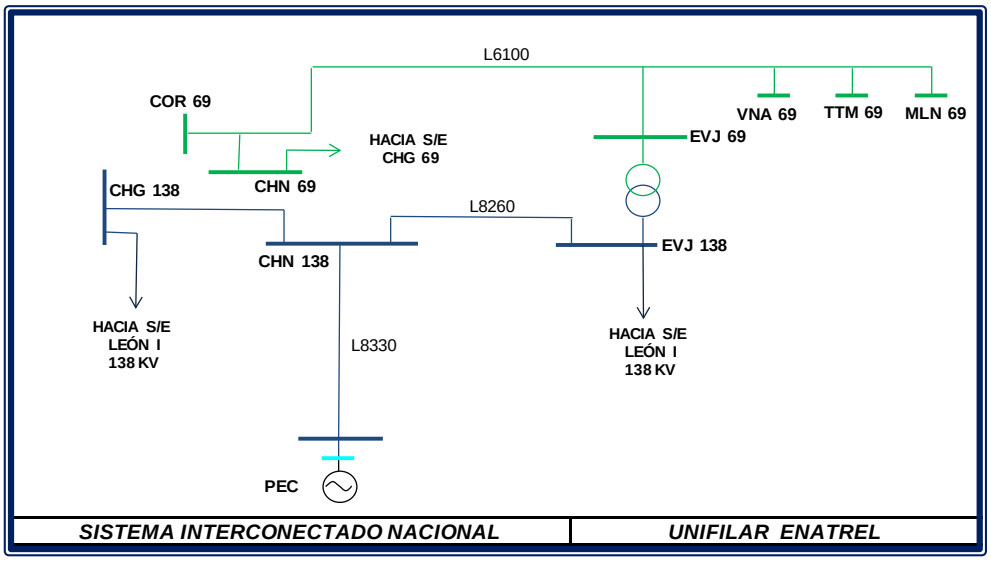
7. Mapa de Localización



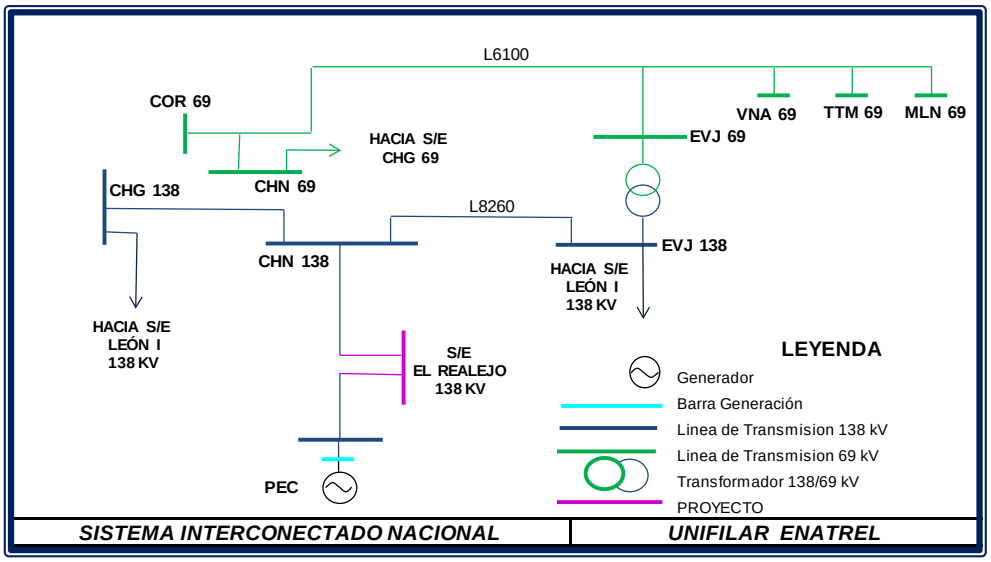
8. Diagrama Sin y Con Proyecto

La Construcción Subestación El Realejo 138/13.8 kV contara con un transformador de 25/30 MVA y contempla la construcción de 2 km línea de 138 kV que interceptara la línea existente Chinandega-Planta Corinto.

Situación sin proyecto



Situación con proyecto



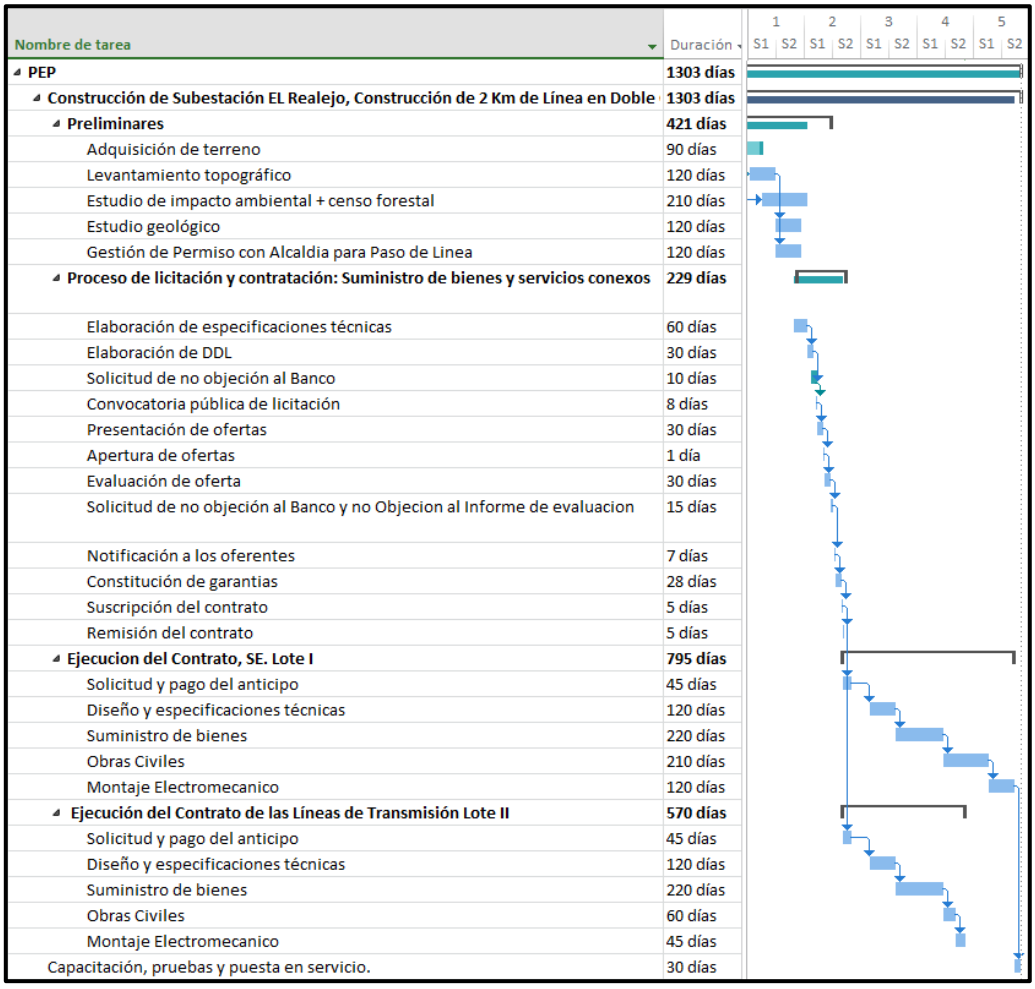
9. Población Beneficiada

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará aproximadamente un total de 12,680 Clientes que tienen actualmente el servicio de energía eléctrica al obtener un servicio de energía eléctrica de mejor calidad.

CIRCUITO	CANTIDAD CLIENTES
CHN 3070	3087
CHN 3090	9593
Total general	**12,680**

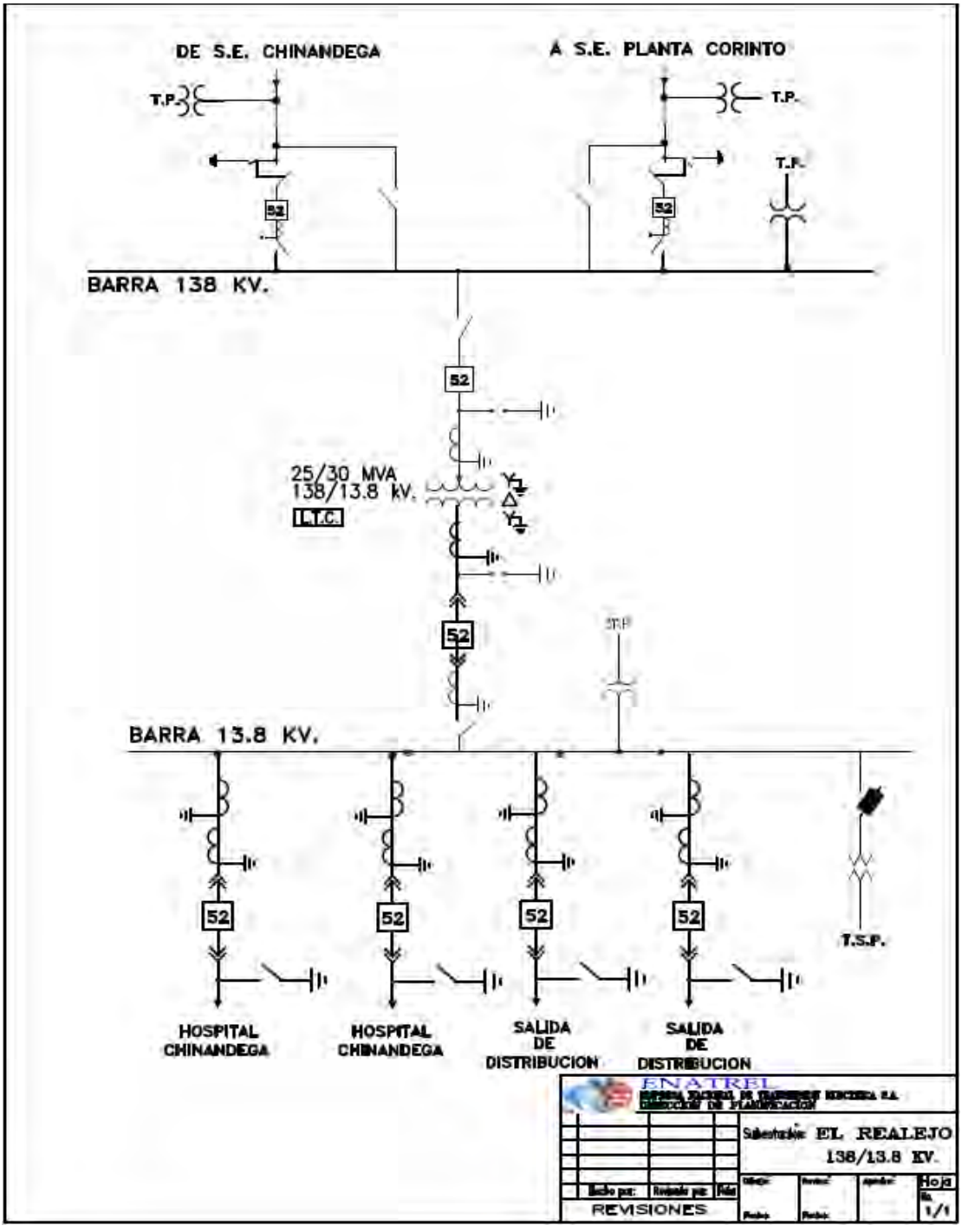
***Fuente: Distribuidora año 2017**

10. Cronograma



Nombre de tarea	Duración
PEP	**1303 días**
Construcción de Subestación EL Realejo, Construcción de 2 Km de Línea en Doble	**1303 días**
Preliminares	**421 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**795 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	210 días
Montaje Electromecanico	120 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**570 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	45 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	30 días

11. Diagrama Unifilar Subestación El Realejo



10.20.- Construcción de Subestación Nejapa, Construcción de 5 Km de Línea en Doble Circuito 138 kV Nejapa-Intercepta Línea Los Brasiles-Batahola

1. Introducción

En el Municipio de Managua, El Sector de Nejapa estará ubicada la nueva subestación Nejapa ante las solicitudes de conexión de nuevos clientes, incremento de cargas actuales y asumir las cargas de los circuitos de las subestaciones Batahola y Monte fresco.

Esta subestación tendrá un transformador con capacidad de 30/40 MVA con relación de voltaje de 138 kV/13.8 kV por medio de una conexión "entrada-salida" en 138 kV a la línea de transmisión Los Brasiles-Batahola.

2. Objetivos Del Proyecto

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica, así como a nuevos incrementos de carga de los sectores de Nejapa y sectores aledaños.

Específicos

- Atender el crecimiento vegetativo de la demanda y a nuevos clientes al proveer de una subestación eléctrica con capacidad para satisfacer la demanda de electricidad actual y su crecimiento en el mediano y largo plazo.

- Descargar a las subestaciones Batahola y Montefresco.

3. Situación Actual

Actualmente el sector de Nejapa y zonas aledañas es abastecido de energía eléctrica por medio de 3 circuitos de Distribución Provenientes de 2 Subestaciones: Subestación Batahola (BTH 3040, BTH3050) y Subestación Montefresco (MTF 3020) que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1.

Subestación	Circuito	Departamento	Sectores
BATAHOLA	BTH3040	Managua	Repartos Reicel, San Patricio, Urbanización Valle Ticomo, Lomas del Sur, Barrios Camilo Ortega, Loma Linda, Buenos Aires, Pochocuape, Villa Roma, Villa Nueva, Arges Sequeira, sector sur Héroes y Mártires de Ayapal y sectores aledaños
BATAHOLA	BTH3050	Managua	Reparto Planetarium, Planes de Nejapa, Villa El Carmen, El Tránsito, Comunidades Nandayosi, Cuajachillo, Samaria, Los Cedros, Venecia, Chiquilistagüa, Cedro Galán, Venecia, El Caimito, Calle de los Besos y sectores aledaños
MONTEFRESCO	MTF3020	Managua	Serranías, Altos y Lomas de Ticomo, Las Jinotepe, Santa Isabel, Santa Anita, Samarcanda, El Sosiego, Monte Tabor, El Incae, Los Solices y sectores aledaños

***Fuente: Distribuidora año 2017**

El suministro eléctrico para el sector de Nejapa es una infraestructura eléctrica de distribución asociada básicamente a los actuales circuitos BTH3040, BTH3050, MTF3020 como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2.

SE	CIRCUITO	KV	KM Línea			Total general KM	CANTIDAD DE CT	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES	POTENCIA KVA
			1	2	3				
BTH	CIRCUITO BTH3040	13.2	28.2	0.6	20.0	48.8	308	389	16,693
	CIRCUITO BTH3050	13.2	60.8	1.8	47.3	109.9	431	540	17,750
MTF	CIRCUITO MTF3020	13.2	36.6	5.1	20.6	62.3	387	460	16,824

***Fuente: Distribuidora año 2017**

4. Justificación

El circuito de distribución BTH 3040 Y BTH 3050 de la Subestación Batahola, el circuito MTF-3020 de la subestación Monte fresco, se encuentran en niveles de saturación lo cual representa una limitante al crecimiento de la zona, es necesaria la instalación de una nueva subestación que permita atender a la demanda de los clientes actuales y la solicitud de los nuevos clientes de una manera confiable y segura en el sector de Nejapa, como se muestra en la tabla 3.

Tabla 3.

SUBESTACION	Máx.	Límite	% de uso
BTH3040	6.9	9.7	71%
BTH3050	7.8	9.7	80%
MTF3020	4.3	4.3	100%

***Fuente: Distribuidora año 2017**

Ante la creciente inversión en urbanizadoras y centros comerciales en la zona de Nejapa (Residencial Bosques de Miraflores, Residencial Cumbres de Cedro Galán, Residencial Planetarium, minisúper Nejapa) los circuitos de distribución existentes no dan abasto, con la nueva subestación descargara las subestaciones Batahola Y Monte fresco.

El Gobierno de la Republica de Nicaragua está la ejecución de la construcción de la carretera Ticuantepe-Santo Domingo-San Judas-Nejapa, mejor conocida como pista de circunvalación, esto traerá dinamismo a la economía de la zona (Centro Comerciales, Urbanizadoras, Oficinas, etc.) Debido a esto la nueva subestación es clave para garantizar a futuro un suministro energético seguro y confiable y a su vez con ello fomentar su desarrollo y expansión.

Se propone la construcción de la subestación Nejapa 138 kV y Construcción de 5 Km de línea 138 Doble circuito que abrirá la línea existente L8170 Los Brasiles-Batahola. Adicionalmente, la subestación Nejapa dispondrá de capacidad, para realizar transferencias de carga en casos de emergencia. Por consiguiente, cuando esta subestación entré en operación servirá de apoyo a las subestaciones Los Brasiles y Batahola, debido a que será posible la transferencia de potencia entre las subestaciones a través de los circuitos de distribución, en los casos de emergencia.

5. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos, materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva Subestación Nejapa con relación de tensión de 138 kV/13.8 kV.
- Línea de Transmisión en 138 Kv.

Nueva Subestación Nejapa 138/13.8kV

- 2 bahías de línea en 138 kV, con seccionador bypass.
- 1 bahía de transformación con relación de voltaje 138 kV/13.8 kV.
- 1 transformador de Potencia de 30/40 MVA, con relación de voltaje 138 kV/13.8 kV.
- 7 celdas Metalclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Adquisición de terreno.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- Estructuras metálicas para pórticos tipo celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).

Línea de Transmisión en 138kV

- 5 kilómetros de línea de transmisión en 138 kV, de doble circuito, con conductor DOVE ACSS 556.5 kcmil e hilo de guarda 48 fibras tipo OPGW, desde la nueva subestación Nejapa hasta aperturar la Línea de Transmisión L8170 entre las subestaciones Los Brasiles–Batahola.

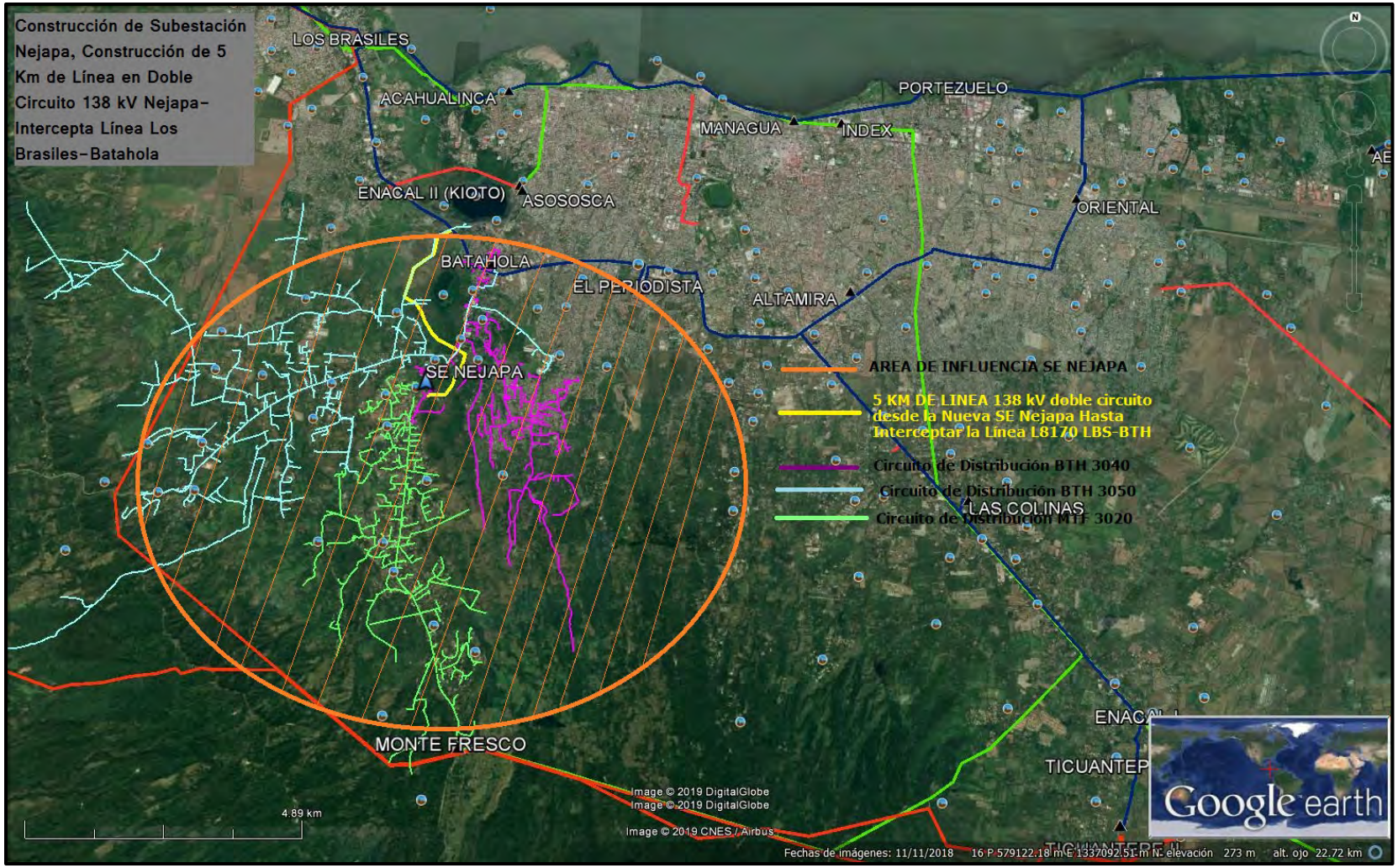
6. Costo del proyecto

El proyecto tiene un costo total estimado de **US$ 9.176** millones, de los cuales US**$8.356** millones es financiamiento externo y en contrapartida Local **US$0.820** millones.

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Técnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	$ 84,224	$ 84,224.16	$ 84,224		$ 84,224
NEJAPA	Adquisición Terreno	1	$ 600,000	$ 600,000.00	$ 600,000		$ 600,000
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	$ 315,776	$ 315,775.84		$ 315,775.84	$ 315,776
	Barra en 138KV	1	$ 118,942.47	$ 118,942.47		$ 118,942.47	$ 118,942
	Bahía de transformación 138 kV/13.8 kV	1	$ 1013,927.32	$ 1013,927.32		$ 1013,927.32	$ 1013,927
	Transformador de 30/40 MVA 138 kV/13.8 Kv	1	$ 2023,480.06	$ 2023,480.06		$ 2023,480.06	$ 2023,480
	Celdas de Distribución 13.8 kV	7	$ 99,316.07	$ 695,212.51		$ 695,212.51	$ 695,213
	Bahía de Línea 138 kV, barra simple	2	$ 1149,123.96	$ 2298,247.92		$ 2298,247.92	$ 2298,248
	Ingeniería y Diseño Subestaciones		$ 280,204.33	$ 280,204.33	$ 84,061	$ 196,143.03	$ 280,204
SubTotal-SUBESTACIONES				**$ 7430,015**	**$ 768,285**	**$ 6661,729**	**$ 7430,015**

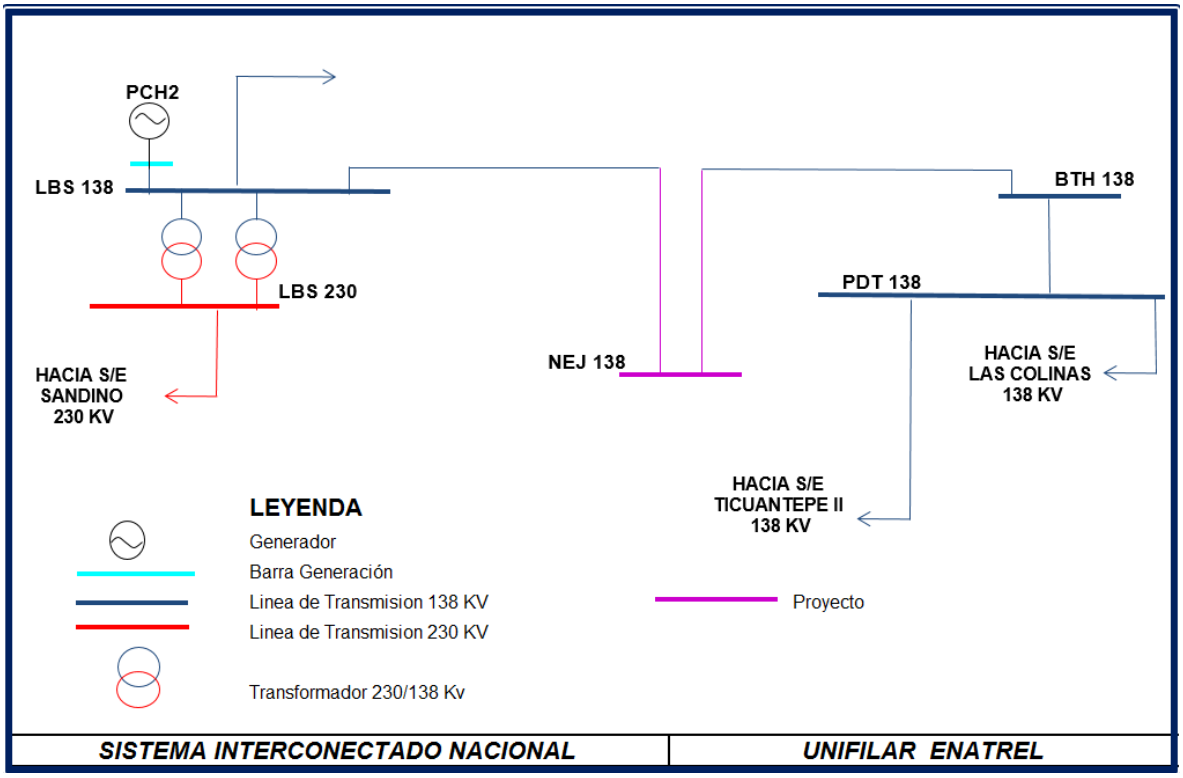
Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
CONSTRUCCIÓN DE 5 KM DE LÍNEA 138 KV DOBLE CIRCUITO NEJAPA-INTERCEPTA LÍNEA LBS-BTH	5 km en Doble circuito conductor 556.5 kcmil ACSR, con hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes.	5	$265,303.44	$1326,517.21		1326517.21	1326517.21
	Servidumbre	5	$ 6,899.39	$ 34,496.97	$ 34,497		$ 34,497
	Ingeniería y Diseño		$ 60,370	$ 60,369.70	$ 18,111	$ 42,258.79	$ 60,370
Subtotal-LINEAS				**$ 1421,384**	**$ 52,608**	**$ 1368,776**	**$ 1421,383.88**
TOTAL SIN IMPREVISTO				**$ 8851,398**	**$ 820,893**	**$ 8030,505**	**$ 8851,398**
IMPREVISTO				**$ 325,560**		**$ 325,560**	**$ 325,560**
TOTAL CON IMPREVISTO				**$ 9176,959**	**$ 820,893**	**$ 8356,066**	**$ 9176,959**

7. Mapa de Localización



8. Diagrama Con Proyecto

La Construcción Subestación Nejapa 138/13.8 kV contara con un transformador de 30/40 MVA y contempla la construcción de 5 km línea de 138 kV que interceptara la línea existente Los Brasiles-Batahola.



9. Población Beneficiada

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará aproximadamente un total de 29,397 Clientes que tienen actualmente el servicio de energía eléctrica al obtener un servicio de energía eléctrica de mejor calidad.

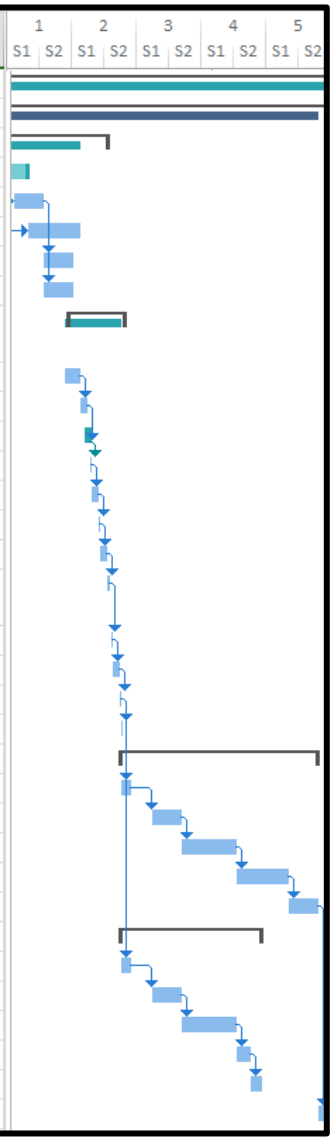
CIRCUITO	CANTIDAD CLIENTES
BTH3040	10261
BTH3050	15275
MTF3020	3861
Total general	**29,397**

***Fuente: Distribuidora año 2017**

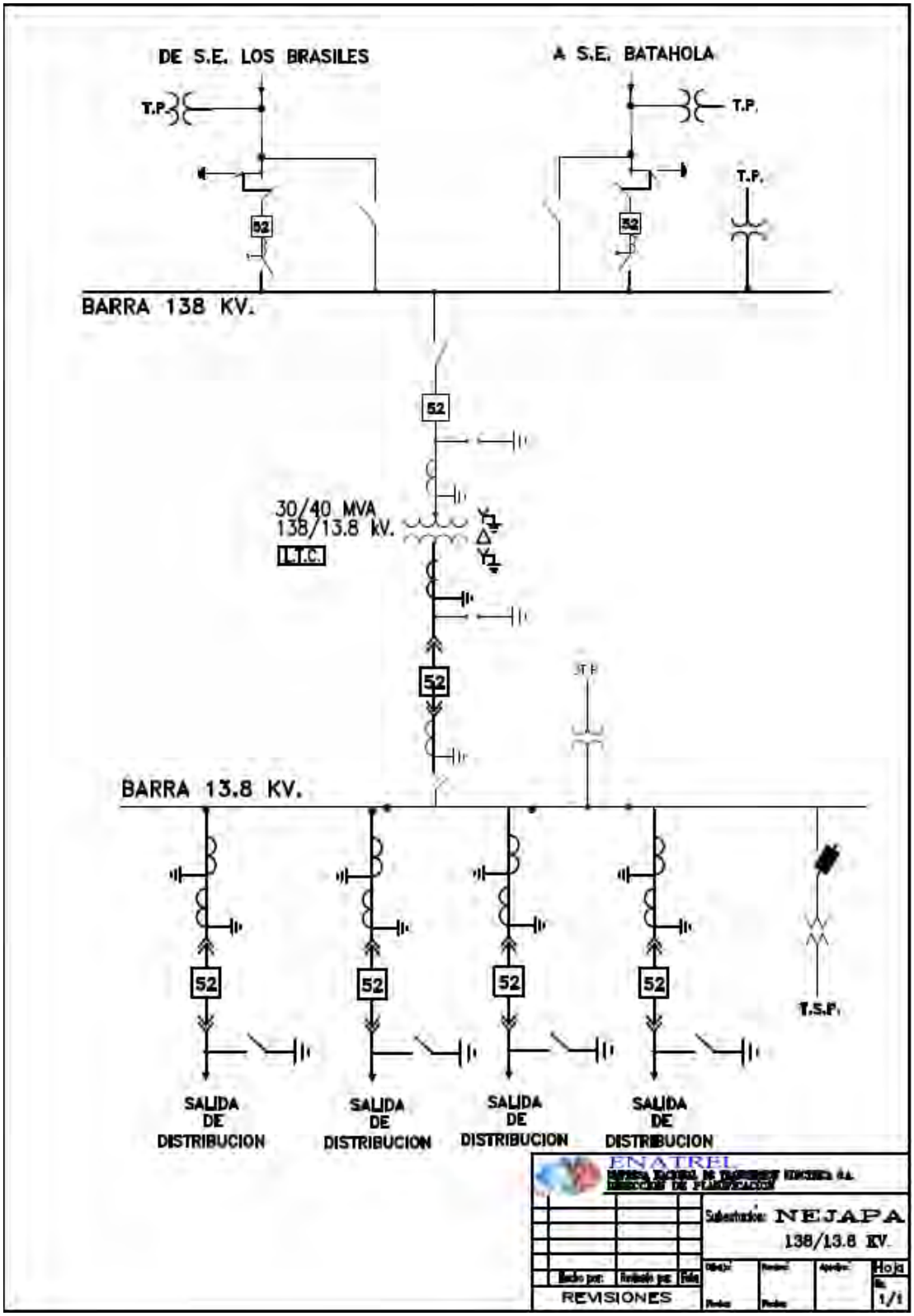
Así como los futuros usuarios de Nejapa y sectores aledaños.

9. CRONOGRAMA

Nombre de tarea	Duración
PEP	**1303 días**
Construcción de Subestación Nejapa, Construcción de 5 Km de Línea en Doble Circ	**1303 días**
Preliminares	**421 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**795 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	210 días
Montaje Electromecanico	120 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**570 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	45 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	30 días



10. Diagrama Unifilar Subestación NEJAPA



10.21.- Construcción de Subestación TECOLOSTOTE 138 kV

1.- Introducción

Se encuentra en búsqueda de financiamiento el proyecto de construcción de subestación Malacatoya 138 kV, este proyecto es a solicitud de la distribuidora ya que se presentan bajos niveles de voltaje e interrupciones de energía debido a las grandes distancias de los circuitos de distribución en el poblado de Malacatoya y zonas aledañas.

El Proyecto de la subestación Tecolostote en 138 kV es una obra complementaria a la subestación Malacatoya para crear el anillo de oriente (Granada-Malacatoya-Tecolostote) que aportará en el suministro de energía de manera confiable y segura, acortará las distancias de los circuitos de distribución de los poblados de Boaco y Amerrisque, permitirá maniobras de las subestaciones y tendrá la capacidad de atender el crecimiento de la zona.

2.- Objetivos

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tiene el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios del poblado de Boaco y Amerrisque.

Específicos

- Crear la infraestructura necesaria en la subestación Tecolostote para hacer el anillo de oriente (Granada-Malacatoya-Tecolostote).

- Mejorar la confiabilidad del suministro de energía de la ciudad de Boaco, Amerrisque y sectores aledaños.

- Descargar las subestaciones Boaco y Amerrisque, contar con la capacidad de maniobra ante mantenimiento y fallas intempestivas.

3.- Justificación

La subestación Tecolostote 138 kV surge ante la necesidad de crear la infraestructura necesaria para crear el anillo de oriente (Granada-Malacatoya-Tecolostote 138 kV), esto permite unir la zona oriental que permitirá realizar maniobras ante salidas de subestaciones (transferencia de carga, mantenimiento, etc.) esta nueva subestación es clave para garantizar a futuro un suministro energético seguro y confiable y a su vez con ello fomentar su desarrollo y expansión.

La nueva subestación Tecolostote 138 kV vendrá a acortar los circuitos de distribución existente de Boaco y Amerrisque con lo cual se solucionaran las limitantes y caídas de voltaje de estos circuitos, para remediar esta situación se propone la construcción de la S/E Tecolostote en 138 kV con una línea de transmisión de 29 Km de longitud en 138 kV (S/E Malacatoya - S/E Tecolostote).

Con la construcción de la nueva subestación Tecolostote tendrá 3 bahías de línea para recibir las líneas de las subestaciones Boaco, Malacatoya y Amerrisque, tendrá la capacidad de 25 MVA 138/24.9 kV, para abastecer actividades económicas en general que requieran de mayor suministro de energía eléctrica.

4.- Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos, materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva subestación Tecolostote nivel de tensión de 138/24.9 kV
- Línea de Transmisión 138 kV formando el anillo oriente (S/E GRANADA, S/E MALACATOYA, S/E TECOLOSTOTE).

En subestación Tecolostote:

- 1 transformador de potencia de 20/25 MVA, 138/ 24.9 kV.
- 1 bahía de transformación 138/ 24.9 kV.
- 3 bahías de línea 138kV con interruptor de potencia y seccionador bypass. (Para recibir las líneas provenientes de las SE Boaco-Malacatoya-Amerrisque)
- 7 celdas Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución, la celda de entrada del transformador de

potencia, la celda para transformador de servicios propios y la celda de Medición).
- Barra 138kV con equipos respectivos
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Adquisición de terreno para la Subestación

Línea de Transmisión:

- Construcción de 29 Km de línea de 138 kV simple circuito conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes, desde subestación Malacatoya-Subestación Tecolostote.

5.- Ubicación del Proyecto



6.- Población Beneficiada

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará 10,898 clientes que tienen actualmente el servicio de energía eléctrica al obtener un servicio de energía eléctrica de mejor calidad.

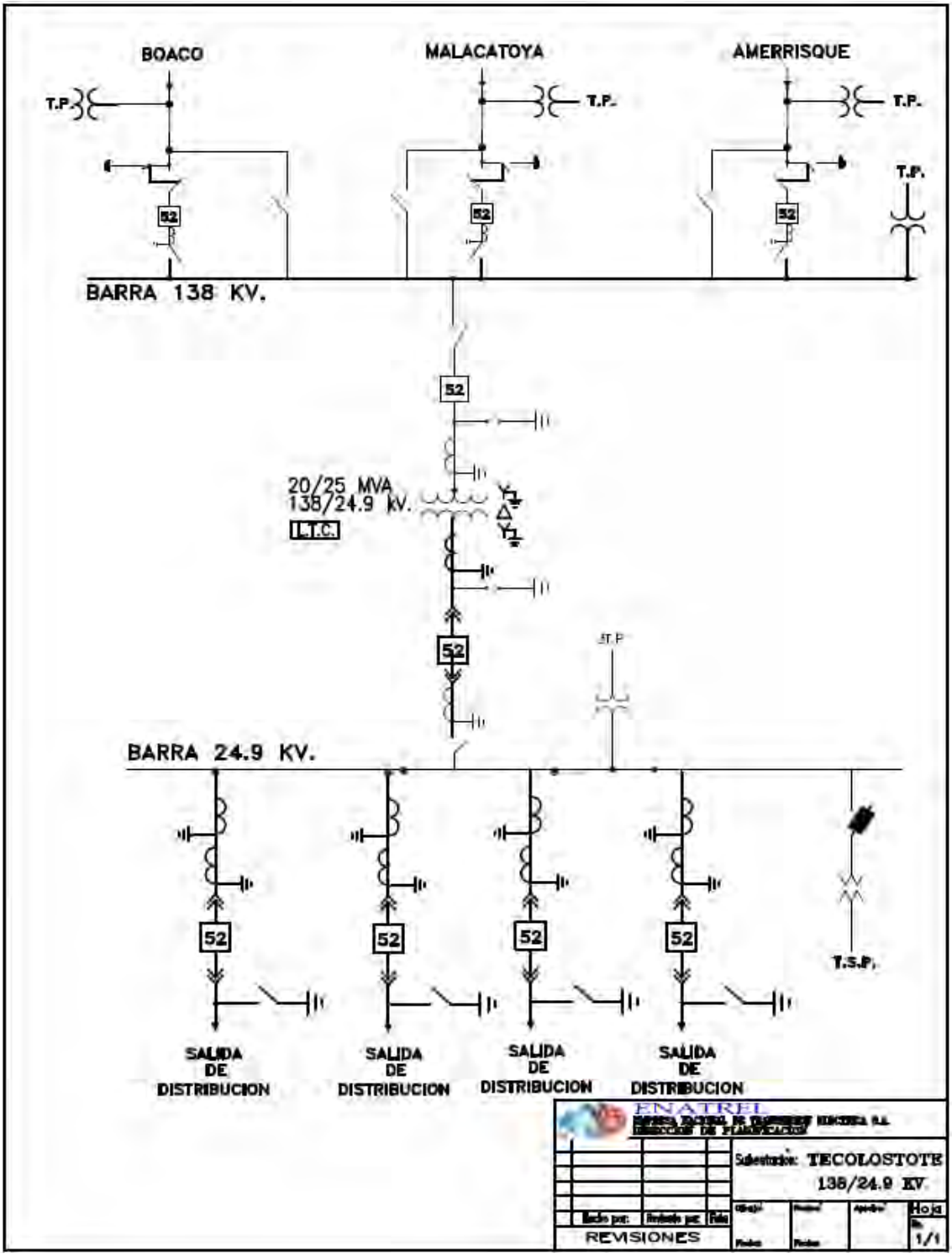
7.- Costos del proyecto

El costo total del proyecto es de USD 10.891 millones, de los cuales 10.347 millones a financiamiento externo y 0.544 millones corresponden a financiamiento nacional

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $
	Estudios Técnicos Previos (Estudios de Pre Factibilidad, Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	$ 165,861	$ 165,860.96
TECOLOSTOTE	Adquisición Terreno	1	$ 500,000	$ 500,000.00
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	$ 334,139	$ 334,139.04
	Barra en 138KV	1	$ 83,136.26	$ 83,136.26
	Bahía de transformación 138 kV/24.9 kV	1	$ 722,227.19	$ 722,227.19
	Transformador de 20/25 MVA 138 kV/24.9 Kv	1	$ 581,909.58	$ 581,909.58
	Celdas de Distribución 24.9 kV	7	$ 90,252.30	$ 631,766.10
	Bahía de Línea 138 kV, barra simple	1	$ 746,700.64	$ 746,700.64
	Bahía de Línea 138 kV, barra simple	1	$ 746,700.64	$ 746,700.64
	Bahía de Línea 138 kV, barra simple	1	$ 746,700.64	$ 746,700.64
	Ingeniería y Diseño Subestaciones		$ 285,031.38	$ 285,031.38
SubTotal-SUBESTACIONES				**$ 5544,172**

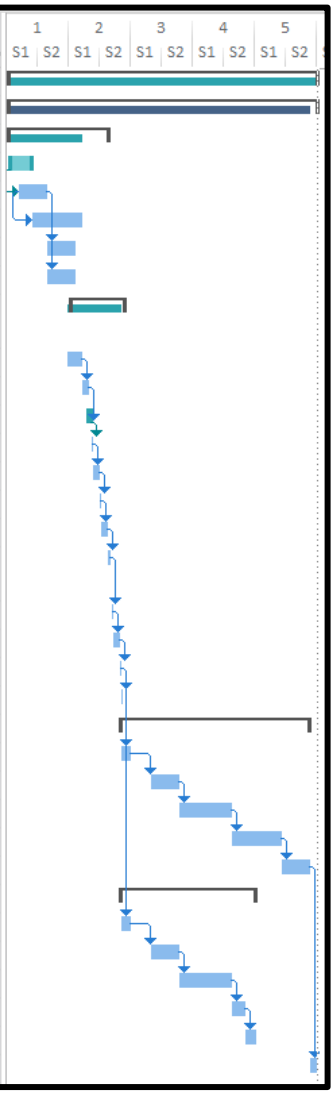
Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $
Desde Subestación Malacatoya - Nueva Subestación Tecolostote	29 km en simple circuito conductor 556.5 kcmil ACSR, con hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes.	29	$150,760.46	$4372,053.34
	Servidumbre	29	$ 4,670.55	$ 135,445.86
	Ingeniería y Diseño		$ 287,309	$ 287,309.40
Subtotal-LINEAS				**$ 4794,809**
TOTAL SIN IMPREVISTO				**$ 10338,981**
IMPREVISTO				**$ 552,554**
TOTAL CON IMPREVISTO				**$ 10891,535**

8.- Diagrama Unifilar



9.- Cronograma

Nombre de tarea	Duración
PEP	**1303 días**
Construcción de Subestación Tecolostote, Construcción de 29 Km de Línea en Sim	**1303 días**
Preliminares	**421 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**795 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	210 días
Montaje Electromecanico	120 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**570 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	45 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	30 días



10.22.- Cambio de Conductor Malpaisillo II - San Jacinto Tizate 138 kV

1.- Costos

El costo total del proyecto es de USD 2.237 millones, de los cuales 2.126 millones a financiamiento externo y 0.111 millones corresponden a financiamiento nacional.

Línea	Descripción	longitud (km)	Costo Unitario US$	Total US$
Desmontaje del conductor de la Línea San Jacinto-Malpaisillo II	Desmontaje y traslado del conductor existente DOVE 556.5 ACSR en la línea Acahualinca-Managua	40	4,938	197,500.00
Cambio de Conductor en Línea aérea existente San Jacinto-Malpaisillo II	Tendido de conductor Dove ACSS HTLS TW, instalación de aisladores, herrajes, accesorios	40	51,000.00	2,040,000.00
Sub Total Líneas				**2,237,500.00**

2.- Mapa



Gobierno de Reconciliación y Unidad Nacional

El Pueblo, Presidente!

ENATREL

Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

ESTUDIOS ELECTRICOS DEL PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSION DE LA TRANSMISION

2022-2037

ANEXOS

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN 2

2. OBJETIVO DEL ESTUDIO 2

3. MODELADO DEL SISTEMA DE POTENCIA 3

4. ESTUDIOS A REALIZAR 4

5. CRITERIOS EMPLEADOS EN EL ESTUDIO 11

6. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2022 13

7. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2023 23

8. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2024 32

9. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2025 40

10. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2026 49

11. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2027 58

12. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2032 68

13. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2037 79

14. ESTABILIDAD DE TENSIÓN 2022 90

15. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO 2022 260

16. ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSIENTE 2022 262

17. CONCLUSIONES 518

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe ha sido preparado por la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), en cumplimiento al Capitulo 4.4, RTA 4.4.2 inciso d) de la Normativa de Transporte.

El principal objetivo de este trabajo es presentar la factibilidad técnica de las nuevas obras de transmisión que contiene el plan indicativo de la expansión de la transmisión 2022-2037.

Para los estudios se escogió un escenario típico de verano e invierno para los años 2022,2027,2032 y 2037, los cuales fueron analizados con las obras que entrarán en operación. Además, se analizaron transferencias en el Sistema Eléctrico Regional de hasta 220 MW de sur a norte y de 190 MW de norte a sur, así como escenarios sin transferencias de acuerdo al estudio de máximas capacidades de transferencias de potencia entre áreas de control del SER.

El impacto a la red de transmisión se ha determinado por medio de simulaciones de diversos escenarios considerando la operación del SIN en estado estable y en situaciones de contingencias N-1; con las obras.

Para los análisis de estabilidad de tensión se analizaron todos los escenarios del año 2022 sin y con transferencias ante contingencias sencillas, que son los casos que más demanda de reactivo presentan.

Para los análisis de estabilidad transitoria se consideraron los escenarios de demanda máxima sin y con obras, y las máximas transferencias analizadas en ambos sentidos, para el año 2022.

2. OBJETIVO DEL ESTUDIO

El presente estudio tiene como Objetivo General:

- Evaluar el impacto que los proyectos de transmisión que entrarán en operación durante los años del 2022 al 2037 tendrán en el comportamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Los principales Objetivos Específicos son:

- Determinar la viabilidad técnica de la puesta en operación de las nuevas obras en condiciones de operación normal del sistema y ante contingencias, bajo las condiciones más adversas previsibles.

- Verificar que la puesta en operación de los proyectos no produzcan efectos adversos en el Sistema y contribuyan a cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño (CCSD) mínimo que establece la regulación nacional y regional.

- Determinar los valores de reserva reactiva del sistema eléctrico de Nicaragua para el año 2022.

3. MODELADO DEL SISTEMA DE POTENCIA

Demanda

El escenario de demanda máxima 2022 analizado parte de las demandas de potencia de cada subestación registrada en el año 2021 y se aplica el pronóstico de crecimiento para el año 2022 considerado en la proyección de Demanda 2022-2037 realizada por el Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Año	ESCENARIO DE DEMANDA
	MW
2,021	**727.50**
2,022	748.73
2,023	775.80
2,024	803.91
2,025	833.70
2,026	865.61
2,027	900.00
2,028	936.85
2,029	976.55
2,030	1019.46
2,031	1065.55
2,032	1114.53
2,033	1166.27
2,034	1220.76
2,035	1278.06
2,036	1338.13
2,037	1401.16

Tabla 1. Escenario de demanda

La demanda máxima del año está representada en el escenario de verano y el escenario de invierno se ajusta de acuerdo al comportamiento histórico del mes de septiembre (según registro de la curva horaria).

4. ESTUDIOS A REALIZAR

Los estudios eléctricos para verificar el correcto desempeño del Sistema electrico nacional con los proyectos de transmisión son: **a)** Estudios de flujos de cargas y Contingencias; **b)** Estudios de cortocircuito; **c)** Estudios de Estabilidad de Tensión y **d)** Estudio de Estabilidad Transitorio para el año 2022. Posteriormente se realizo el estudio de flujos de cargas y contingencias para los 2027,2032 y 2037.

De acuerdo al libro III del RMER capitulo 17.1 y al Anexo Procedimiento Técnico para el acceso de la Normativa de Transporte, los estudios eléctricos deberán contener:

Estudios Eléctricos en Régimen Permanente:

- **Flujos de Carga**

- De estos flujos de carga se deben verificar la existencia o no de sobrecargas en los elementos de transmisión, y el cumplimiento del perfil de tensiones en los nodos del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

- Este estudio incluye el funcionamiento de la red con contingencia simple (condición N-1), identificando y analizando los escenarios que sean más exigentes para el SIN y el SER. Se realizarán las siguientes contingencias:

- Todas las contingencias simples de elementos de transmisión con nivel de tensión nominal igual o superior a 138 kV (líneas) del sistema eléctrico de Nicaragua.

- Contingencias de generación.

- Contingencias de Autotransformadores.

- Contingencias en las interconexiones

En la siguente tabla se detallan las contingencias analizadas:

Tabla 2. Contingencias analizadas año 2022

CONTINGENCY	EVENTS	CONVERGED	CONVERGENCE STATE
BASE CASE	BASE CASE	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4300-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4300-4317(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4317 [MGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4301-4313(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4313 [GAT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4301-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4302-4323(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4323 [ORT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4302-4343(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4343 [CLN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4303-4304(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4304 [BCO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4303-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4304-4310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4304 [BCO-138 138.00] TO BUS 4310 [DLAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4305-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4305-4325(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4325 [PDT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4306-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4306 [BZN-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4307-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4307-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4307-4322(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4322 [NDE-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4308-4324(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JNT-138 138.00] TO BUS 4324 [PCA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4308-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JNT-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4309-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4309-4333(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4333 [SRS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4310-4314(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4314 [LAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4310-4336(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4336 [TPT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4311-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4311-4337(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4337 [YGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4312-4316(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4316 [LNI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

SINGLE 4312-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4315-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4316-4341(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4341 [PEN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4316-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4317-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4317-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4318-4350(1)	OPEN LINE FROM BUS 4318 [MLP-138 138.00] TO BUS 4350 [DMLP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4319-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4319-4380(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4380 [GRD-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4322-4330(1)	OPEN LINE FROM BUS 4322 [NDE-138 138.00] TO BUS 4330 [RIV-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4323-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4323-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4344 [APT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4324-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4324 [PCA-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4325-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4325 [PDT-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4326-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4326 [PEC-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4327-4329(1)	OPEN LINE FROM BUS 4327 [PHT-138 138.00] TO BUS 4329 [PCF-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4327-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4327 [PHT-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4328-4342(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4342 [NG2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4328-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4329-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4329-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4355 [ESC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4330-4384(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4384 [EGR138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4330-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4331-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4331-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4332-4353(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4353 [LDL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4332-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

SINGLE 4333-4334(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4334 [MTL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4333-4339(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4339 [CGC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4336-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4344 [APT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4336-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4336-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4337-4351(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4351 [YALI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4337-4352(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4352 [OCT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4340-4343(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4343 [CLN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4340-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4341-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4341 [PEN-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4342-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4342-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4345-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4347-4348(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4348 [MLK 138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4347-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4348-4349(1)	OPEN LINE FROM BUS 4348 [MLK 138 138.00] TO BUS 4349 [SIU 138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4349-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4349 [SIU 138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4350-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4355 [ESC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4350-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4351-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4351 [YALI-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4352-4399(1)	OPEN LINE FROM BUS 4352 [OCT-138 138.00] TO BUS 4399 [SKL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4353-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4353 [LDL-138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4368-4372(1)	OPEN LINE FROM BUS 4368 [DMTG-138 138.00] TO BUS 4372 [MTG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4369-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SJS-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4382-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4382 [BIL-138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4400-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4400 [AMF-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4401-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

SINGLE 4401-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4401-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4402-4403(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4403 [LNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4402-4404(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4404 [MSY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4402-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4402-4405(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4402-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4402-4411(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4402-4415(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4415 [PCG9-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4402-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4403-4407(1)	OPEN LINE FROM BUS 4403 [LNI-230 230.00] TO BUS 4407 [FNH-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4404-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4404-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4404-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4404-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4406-4412(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4412 [FCS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4408-4750(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4410-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4410 [SMT-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4420-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4750-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4750-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4800-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4800 [LVG-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4950-4951(1)	OPEN LINE FROM BUS 4950 [SMA-138 138.00] TO BUS 4951 [MJN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4407-3310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 3310 [PRD B618 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4408-50004(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 50004 [FIC-LIB230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4411-3301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4411 [FHS-230 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
SINGLE 4412-50053(10)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 50053 [FIC-CAS230 230.00] CKT 10	VERDADERO	Met convergence tolerances

UNIT 4067(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4067 [PMR-U1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4070(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4070 [PMR-U2 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4071(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4071 [PMR-U3 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4073(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4073 [PEN-U3 4.1600]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4074(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4074 [PEN-U4 4.2000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4077(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4077 [EGR-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4091(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4091 [PHL1-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4092(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4092 [PHL2-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4198(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4198 [EJB-24.9 24.900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4601(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4601 [PCA-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4602(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4602 [PCA-U2 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4604(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4604 [PEC 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4610(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4610 [PMT-U1 13.200]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4612(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4612 [PNI-U1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4614(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4614 [PSA-U1 13.200]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4615(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4616(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4616 [PCF-U2 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4618(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4618 [PMT-U3 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4619(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4619 [TPC 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4628(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4628 [PMN-GM1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4629(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4629 [PMN-GM2 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4701(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4701 [AMY-I 0.6000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4702(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4702 [AMY-II 0.6000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4802(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4802 [EOLO 0.6900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4831(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4831 [ABR 0.6900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4931(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4931 [HPA-1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4932(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4932 [HPA-2 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances

UNIT 4954(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4954 [MTL-G1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4960(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4960 [PBP 0.7000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
UNIT 4990(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4990 [MART-U1 24.900]	VERDADERO	Met convergence tolerances

- **Cortocircuitos**

Se deben realizar estudios de cortocircuitos trifásicos y monofásicos incluyendo las ampliaciones previstas. Se verificará si en alguna subestación de la red se superan los niveles de corriente de cortocircuito de diseño de los elementos de transmisión existentes.

En este estudio se analizaron los máximos aportes de cortocircuito que pueden ser obtenidos en cada nodo del sistema para el año 2022 considerando las condiciones más exigentes en cuanto a contribuciones de corrientes que se puedan obtener.

- **Estudios de Estabilidad de Tensión**

Se simularon las fallas de líneas, autotransformadores y pérdida de generación para el sistema de Nicaragua, para mantener la estabilidad del sistema.

Para este análisis se monitorearon las siguientes barras del sistema de Nicaragua:

Tabla 3. Nodos analizados para estudio de estabilidad de tensión

NODO	CODIGO
4316	LNI-138
4319	MSY-138
4331	SEB-138
4336	TPT-138
4340	TCP-138
4401	LBS-230
4402	SND-230
4420	SNB-230
4827	LVG-138

- **Estudios de Estabilidad Transiente**

Para este estudio se analizaron los casos de demanda máxima de verano para la situación sin y con porteos de Norte a Sur y viceversa. Para la simulación del estudio se consideró el despeje de la falla en 6 ciclos y un tiempo total de simulación de 30 segundos. En los casos de salidas de líneas, en todos los casos se simularon fallas que provocaron la perdida de generacion. Se muestra a continuación el listado de las fallas simuladas:

Tabla 4. Fallas simuladas para el análisis de estabilidad transitoria

Contingencia	Nodo 1		Nodo 2		Ckt	Descripción
	Número	Nombre	Número	Nombre		
C1	4402	SND-230	4415	PCG9-230	1	Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central PCG9 y PSL (Planta Solaris)
C2	4324	PCA-138	4601	PCA-U1	1	Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la unidad #1 de la central PCA
C3	4341	PEN-138	4073	PEN-U3	1	Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la central PEN-U3
C4	4419	MT1-230	4628	PMN-GM1	1	Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores PMN-GM1
C5	4800	LVG-230	4410	SMT-230	1	Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central eólica PBP
C6	4750	AMY-230	4731	AMY-T13	1	Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores AMY-1 y AMY-2
C7	4800	LVG-230	4404	MSY-230	1	Desconexión de línea Masaya-La Virgen
C8	4800	LVG-230	4832	ABRI-230	1	Desconexión de línea La Virgen-Alba Rivas
C9	4402	SND-230	4403	LNI-230	1	Desconexión de la línea Sandino-León I
C10	4402	SND-230	4419	MT1-230	1	Desconexión de la línea Sandino-Mateare 1
C11	4316	LNI-138	4341	PEN-138	1	Desconexión de la línea León I-Pensa
C12	4420	SNB-230	4404	MSY-230	1	Desconexión de la línea San Benito - Masaya
C13	4420	SNB-230	4401	LBS-230	1	Desconexión de la línea San Benito - Los Brasiles
C14	4420	SNB-230	4422	BCO-230	1	Desconexión de la línea San Benito - Boaco

Las variables monitoreadas y que contienen las gráficas realizadas para cada falla simulada fueron:

- Comportamiento del desplazamiento angular del rotor de 6 máquinas
- Comportamiento del voltaje en nodos representativos del sistema
- Comportamiento de frecuencia

5. CRITERIOS EMPLEADOS EN EL ESTUDIO

➢ Criterios y Parámetros de Calidad

Conforme a lo establecido en el libro III del RMER capitulo 16.2.5, la magnitud del voltaje en las barras de la RTR en condición normal de operación, debe mantenerse dentro del rango 0.95 y 1.05 por unidad con relación al voltaje nominal de la barra, manteniendo un factor de potencia adecuado de las inyecciones y retiros para cumplir con este requerimiento.

Criterio de Operación Normal: En condiciones de operación normal, el sistema debe: **(a)** permanecer estable, **(b)** la carga en todos los elementos debe ser igual o inferior a su capacidad operativa, y **(c)** no debe haber desconexión de carga.

Criterio de Contingencia Simple: Ante la pérdida de un elemento por una falla liberada por la protección primaria, o ante la pérdida de un elemento sin que ocurra falla: **a)** El sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje; **b)** No deben producirse disparos en cascada; **c)** La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo y **d)** Los voltajes en los nodos de la RTR deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal.

- **Carga Admisibles en Líneas y Transformadores.**

El RMER establece en su Libro III, que en condiciones normales de operación los elementos deben mantener el limite operativo de carga. Ante una contingencia simple, la carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo, y ante contingencias múltiples la carga en cada elemento no debe superar su límite térmico de emergencia.

En condiciones normales de operación, no se admiten sobrecargas ni en líneas ni en transformadores de potencia.

- **Niveles de las Corrientes de Falla.**

Las corrientes de falla trifásicas o de línea a tierra que se originen en el sistema, deberán ser menores que los valores nominales de cortocircuito de los interruptores ya instalados en el sistema.

- **Simulación de fallas y perturbaciones.**

En estas simulaciones se analiza el comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico Nacional ante fallas ocurridas en los elementos de mayor interés.

Tiempos de simulación.

- Para estabilidad transitoria: mínimo 30 segundos.
- Evaluación de amortiguamiento post-falla mínimo 20 segundos.

6. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2022

Para los escenarios de demanda máxima de verano e invierno para el año 2022 se analizó el comportamiento del sistema de Nicaragua en estado estable, simulando transferencias de Sur a Norte y de Norte a Sur y aplicando las contingencias que han sido consideradas para este estudio.

Para simular el porteo de Sur a Norte por el sistema de Nicaragua, se consideraron 220 MW de transferencia de Costa Rica hacia El Salvador en demanda máxima.

Para simular el porteo de Norte a Sur, se consideraron 180 MW de transferencia desde Guatemala a Costa Rica en demanda máxima.

El análisis está dirigido a identificar elementos con sobrecarga y la presencia de nodos con voltajes fuera del rango de 0.90-1.10 pu; que sean atribuibles a las obras que entrarán en operación en el año 2022. Para este fin se ejecutó la actividad ACCC del PSSE.

Se analizaron un total de 142 contingencias, dentro de las cuales se incluyen las contingencias simples de todas las líneas a nivel de 69 kV, 138 kV y de 230 kV del sistema de Nicaragua, salida de autotransformadores de 230/138 kV y pérdida de las unidades de generación.

Tabla 5. Contingencias analizadas 2022

CONTINGENCY	EVENTS	CONVERGED
BASE CASE	BASE CASE	VERDADERO
SINGLE 4300-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4300-4317(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4317 [MGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4301-4313(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4313 [GAT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4301-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4302-4323(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4323 [ORT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4302-4343(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4343 [CLN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4303-4304(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4304 [BCO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4303-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4304-4310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4304 [BCO-138 138.00] TO BUS 4310 [DLAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4305-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4305-4325(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4325 [PDT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4306-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4306 [BZN-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4322(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4322 [NDE-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4324(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JNT-138 138.00] TO BUS 4324 [PCA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JNT-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4309-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4309-4333(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4333 [SRS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4310-4314(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4314 [LAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4310-4336(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4336 [TPT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4311-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4311-4337(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4337 [YGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4316(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4316 [LNI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4315-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4316-4341(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4341 [PEN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4316-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4318-4350(1)	OPEN LINE FROM BUS 4318 [MLP-138 138.00] TO BUS 4350 [DMLP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4319-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4319-4380(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4380 [GRD-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4320-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4320-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4322-4330(1)	OPEN LINE FROM BUS 4322 [NDE-138 138.00] TO BUS 4330 [RIV-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4323-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4323-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4344 [APT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4324-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4324 [PCA-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4325-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4325 [PDT-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4326-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4326 [PEC-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4327-4329(1)	OPEN LINE FROM BUS 4327 [PHT-138 138.00] TO BUS 4329 [PCF-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4327-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4327 [PHT-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4328-4342(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4342 [NG2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4328-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4329-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4329-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4355 [ESC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4384(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4384 [EGR138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4353(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4353 [LDL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4333-4334(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4334 [MTL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4339(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4339 [CGC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4344 [APT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4337-4351(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4351 [YALI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4337-4352(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4352 [OCT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4340-4343(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4343 [CLN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4340-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4341-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4341 [PEN-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4342-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4342-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4345-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4347-4348(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4348 [MLK 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4347-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4348-4349(1)	OPEN LINE FROM BUS 4348 [MLK 138 138.00] TO BUS 4349 [SIU 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4349-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4349 [SIU 138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4350-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4355 [ESC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4350-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4351-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4351 [YALI-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4352-4399(1)	OPEN LINE FROM BUS 4352 [OCT-138 138.00] TO BUS 4399 [SKL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4353-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4353 [LDL-138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4355-4389(1)	OPEN LINE FROM BUS 4355 [ESC-138 138.00] TO BUS 4389 [VNA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4368-4372(1)	OPEN LINE FROM BUS 4368 [DMTG-138 138.00] TO BUS 4372 [MTG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4369-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SJS-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4382-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4382 [BIL-138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4400-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4400 [AMF-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4403(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4403 [LNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4404(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4404 [MSY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4405(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2	VERDADERO
SINGLE 4402-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4411(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4415(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4415 [PCG9-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4423(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [GSN-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4423(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [GSN-230 230.00] CKT 2	VERDADERO
SINGLE 4403-4407(1)	OPEN LINE FROM BUS 4403 [LNI-230 230.00] TO BUS 4407 [FNH-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4406-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4408-4750(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4410-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4410 [SMT-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4412-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4417-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4417 [TRB-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4420-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4800-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4800 [LVG-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4950-4951(1)	OPEN LINE FROM BUS 4950 [SMA-138 138.00] TO BUS 4951 [MJN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4407-3310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 3310 [PRD B618 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4408-50004(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 50004 [FIC-LIB230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4411-3301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4411 [FHS-230 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4412-50053(10)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 50053 [FIC-CAS230 230.00] CKT 10	VERDADERO
UNIT 4067(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4067 [PMR-U1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4070(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4070 [PMR-U2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4071(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4071 [PMR-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4073(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4073 [PEN-U3 4.1600]	VERDADERO
UNIT 4074(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4074 [PEN-U4 4.2000]	VERDADERO
UNIT 4077(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4077 [EGR-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4601(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4601 [PCA-U1 10.500]	VERDADERO
UNIT 4604(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4604 [PEC 13.800]	VERDADERO
UNIT 4610(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4610 [PMT-U1 13.200]	VERDADERO
UNIT 4614(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4614 [PSA-U1 13.200]	VERDADERO

UNIT 4615(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO
UNIT 4618(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4618 [PMT-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4619(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4619 [TPC 13.800]	VERDADERO
UNIT 4628(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4628 [PMN-GM1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4629(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4629 [PMN-GM2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4631(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4631 [GSN-U1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4632(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4632 [GSN-U2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4633(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4633 [GSN-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4634(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4634 [GSN-U4 13.800]	VERDADERO
UNIT 4635(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4635 [GSN-U5 13.800]	VERDADERO
UNIT 4636(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4636 [GSN-U6 13.800]	VERDADERO
UNIT 4637(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4637 [GSN-U7 13.800]	VERDADERO
UNIT 4701(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4701 [AMY-I 0.6000]	VERDADERO
UNIT 4702(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4702 [AMY-II 0.6000]	VERDADERO
UNIT 4802(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4802 [EOLO 0.6900]	VERDADERO
UNIT 4831(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4831 [ABR 0.6900]	VERDADERO
UNIT 4954(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4954 [MTL-G1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4960(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4960 [PBP 0.7000]	VERDADERO

- **Situación sin y con las obras año 2022, escenarios de verano sin transferencias**

Tabla 6. Escenario verano demanda maxima – Sin transferencias

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2022, escenarios de verano con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 7. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 180MW de norte a sur

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

Violaciones de Voltajes con Obras			
CONTINGENCY	BUS	VOLTAGE SP	VOLTAGE CP
SINGLE 4329-4331(1)	JNT-138	0.6514	-
SINGLE 4329-4331(1)	EST-138	0.6375	-
SINGLE 4329-4331(1)	MTG-138	0.6376	-
SINGLE 4329-4331(1)	PCA-138	0.6517	-
SINGLE 4329-4331(1)	SEB-138	0.6571	-

En condiciones N-1, se presentan violaciones de voltajes por debajo de 0.9 p.u en los nodos de Jinotega, Esteli, Matagalpa, Planta Centroamerica y Sebaco I todos de 138 kV, ante la contingencia de la línea Planta Carlos Fonseca – Sebaco I.

- **Situación sin y con las obras año 2022, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 8. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 220MW de sur a norte

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

Violaciones de Voltajes con Obras			
CONTINGENCY	BUS	VOLTAGE SP	VOLTAGE CP
SINGLE 4329-4331(1)	JNT-138	0.6382	-
SINGLE 4329-4331(1)	EST-138	0.6237	-
SINGLE 4329-4331(1)	MTG-138	0.6237	-
SINGLE 4329-4331(1)	PCA-138	0.6385	-
SINGLE 4329-4331(1)	SEB-138	0.6443	-

En condiciones N-1, se presentan violaciones de voltajes por debajo de 0.9 p.u en los nodos de Jinotega, Esteli, Matagalpa, Planta Centroamerica y Sebaco I todos de 138 kV, ante la contingencia de la línea Planta Carlos Fonseca – Sebaco I.

- **Situación sin y con las obras año 2022, escenarios de invierno sin transferencias**

Tabla 9. Escenario invierno demanda maxima – Sin transferencias

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

Violaciones de Voltajes con Obras			
CONTINGENCY	BUS	VOLTAGE SP	VOLTAGE CP
SINGLE 4307-4319(1)	SRS-138	0.8989	-
SINGLE 4307-4319(1)	MTL-138	0.8990	-
SINGLE 4307-4319(1)	CGC-138	0.8988	-

En condiciones N-1, se presentan violaciones de voltajes por debajo de 0.9 p.u en los nodos de San Rafael del Sur, Montelimar y Canal, todos de 138 kV, ante la contingencia de la línea Masaya – Catarina. Estos bajos voltajes se presentan cuando la planta de Biomasa Montelimar se encuentra fuera de zafra.

Este problema se supera con la entrada en operación de la Línea de 138 kV Villa El Carmen – San Rafael del Sur, la cual forma parte de las obras del Proyecto: Nueva Subestación Carlos Fonseca 138 KV, en el año 2023.

- **Situación sin y con las obras año 2022, escenarios de invierno con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 10. Escenario invierno demanda maxima – con transferencia de 180MW de norte a sur

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

Violaciones de Voltajes con Obras			
CONTINGENCY	BUS	VOLTAGE SP	VOLTAGE CP
SINGLE 4307-4319(1)	CAT-138	0.89	0.89
SINGLE 4307-4319(1)	DRB-138	0.88	0.89
SINGLE 4307-4319(1)	MTP-138	0.89	0.89
SINGLE 4307-4319(1)	SRS-138	0.88	0.89
SINGLE 4307-4319(1)	MTL-138	0.88	0.89
SINGLE 4307-4319(1)	CGC-138	0.88	0.89

En condiciones N-1, se presentan violaciones de voltajes por debajo de 0.9 p.u en los nodos de Catarina, Diriamba, Masatepe, San Rafael del Sur, Montelimar y Canal, todos de 138 kV, ante la contingencia de la línea Masaya – Catarina. Estos bajos voltajes se presentan cuando la planta de Biomasa Montelimar se encuentra fuera de zafra.

Este problema se supera con la entrada en operación de la Línea de 138 kV Villa El Carmen – San Rafael del Sur, la cual forma parte de las obras del Proyecto: Nueva Subestación Carlos Fonseca 138 KV, en el año 2023.

- **Situación sin y con las obras año 2022, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 11. Escenario invierno demanda maxima – con transferencia de 220MW de sur a norte

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

Violaciones de Voltajes con Obras			
CONTINGENCY	BUS	VOLTAGE SP	VOLTAGE CP
SINGLE 4307-4319(1)	CAT-138	0.89	0.89
SINGLE 4307-4319(1)	DRB-138	0.88	0.89
SINGLE 4307-4319(1)	MTP-138	0.89	0.89
SINGLE 4307-4319(1)	SRS-138	0.88	0.89
SINGLE 4307-4319(1)	MTL-138	0.88	0.89
SINGLE 4307-4319(1)	CGC-138	0.88	0.89

En condiciones N-1, se presentan violaciones de voltajes por debajo de 0.9 p.u en los nodos de Catarina, Diriamba, Masatepe, San Rafael del Sur, Montelimar y Canal, todos de 138 kV, ante la contingencia de la línea Masaya – Catarina. Estos bajos voltajes se presentan cuando la planta de Biomasa Montelimar se encuentra fuera de zafra.

Este problema se supera con la entrada en operación de la Línea de 138 kV Villa El Carmen – San Rafael del Sur, la cual forma parte de las obras del Proyecto: Nueva Subestación Carlos Fonseca 138 KV, en el año 2023.

RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE FLUJO DE POTENCIA Y CONTINGENCIAS REALIZADOS : 2022

De acuerdo a los resultados obtenidos en la situación con proyecto, la entrada en operación de las obras 2022, no impactan negativamente en su operación.

7. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2023

Para los escenarios de demanda máxima de verano e invierno para el año 2023 se analizó el comportamiento del sistema de Nicaragua en estado estable, simulando transferencias de Sur a Norte y de Norte a Sur y aplicando las contingencias que han sido consideradas para este estudio.

Para simular el porteo de Sur a Norte por el sistema de Nicaragua, se consideraron 220 MW de transferencia de Costa Rica hacia El Salvador en demanda máxima.

Para simular el porteo de Norte a Sur, se consideraron 180 MW de transferencia desde Guatemala a Costa Rica en demanda máxima.

El análisis está dirigido a identificar elementos con sobrecarga y la presencia de nodos con voltajes fuera del rango de 0.90-1.10 pu; que sean atribuibles a las obras que entrarán en operación en el año 2023. Para este fin se ejecutó la actividad ACCC del PSSE.

Se analizaron un total de 147 contingencias, dentro de las cuales se incluyen las contingencias simples de todas las líneas a nivel de 69 kV, 138 kV y de 230 kV del sistema de Nicaragua, salida de autotransformadores de 230/138 kV y pérdida de las unidades de generación.

Tabla 12. Contingencias analizadas 2023

CONTINGENCY	EVENTS	CONVERGED
BASE CASE	BASE CASE	VERDADERO
SINGLE 4300-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4300-4317(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4317 [MGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4301-4313(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4313 [GAT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4301-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4302-4323(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4323 [ORT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4302-4343(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4343 [CLN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4303-4304(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4304 [BCO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4303-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4304-4310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4304 [BCO-138 138.00] TO BUS 4310 [DLAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4305-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4305-4325(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4325 [PDT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4306-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4306 [BZN-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4322(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4322 [NDE-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4324(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JNT-138 138.00] TO BUS 4324 [PCA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JNT-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4309-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4309-4333(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4333 [SRS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4310-4314(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4314 [LAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4310-4336(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4336 [TPT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4311-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4311-4337(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4337 [YGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4316(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4316 [LNI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4313-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4313 [GAT-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4315-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4316-4341(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4341 [PEN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4316-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4318-4350(1)	OPEN LINE FROM BUS 4318 [MLP-138 138.00] TO BUS 4350 [DMLP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4319-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4319-4380(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4380 [GRD-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4320-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4320-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4322-4330(1)	OPEN LINE FROM BUS 4322 [NDE-138 138.00] TO BUS 4330 [RIV-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4323-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4323-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4344 [APT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4324-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4324 [PCA-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4325-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4325 [PDT-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4326-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4326 [PEC-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4327-4329(1)	OPEN LINE FROM BUS 4327 [PHT-138 138.00] TO BUS 4329 [PCF-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4327-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4327 [PHT-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4328-4342(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4342 [NG2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4328-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4329-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4329-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4355 [ESC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4384(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4384 [EGR138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4353(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4353 [LDL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4332-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4334(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4334 [MTL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4339(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4339 [CGC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4344 [APT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4337-4351(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4351 [YALI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4337-4352(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4352 [OCT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4340-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4340-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4341-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4341 [PEN-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4342-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4342-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4343-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4345-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4347-4348(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4348 [MLK 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4347-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4348-4349(1)	OPEN LINE FROM BUS 4348 [MLK 138 138.00] TO BUS 4349 [SIU 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4349-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4349 [SIU 138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4350-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4355 [ESC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4350-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4351-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4351 [YALI-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4352-4399(1)	OPEN LINE FROM BUS 4352 [OCT-138 138.00] TO BUS 4399 [SKL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4353-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4353 [LDL-138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4355-4389(1)	OPEN LINE FROM BUS 4355 [ESC-138 138.00] TO BUS 4389 [VNA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4368-4372(1)	OPEN LINE FROM BUS 4368 [DMTG-138 138.00] TO BUS 4372 [MTG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4369-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SJS-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4382-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4382 [BIL-138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4385-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4397-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4400-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4400 [AMF-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4403(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4403 [LNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4404(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4404 [MSY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4405(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2	VERDADERO
SINGLE 4402-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4411(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4415(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4415 [PCG9-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4423(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [GSN-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4423(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [GSN-230 230.00] CKT 2	VERDADERO
SINGLE 4403-4407(1)	OPEN LINE FROM BUS 4403 [LNI-230 230.00] TO BUS 4407 [FNH-230 230.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4404-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4406-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4408-4750(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4410-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4410 [SMT-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4412-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4417-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4417 [TRB-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4420-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4800-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4800 [LVG-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4950-4951(1)	OPEN LINE FROM BUS 4950 [SMA-138 138.00] TO BUS 4951 [MJN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4407-3310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 3310 [PRD B618 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4408-50004(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 50004 [FIC-LIB230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4411-3301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4411 [FHS-230 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4412-50053(10)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 50053 [FIC-CAS230 230.00] CKT 10	VERDADERO
UNIT 4067(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4067 [PMR-U1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4070(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4070 [PMR-U2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4071(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4071 [PMR-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4073(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4073 [PEN-U3 4.1600]	VERDADERO
UNIT 4074(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4074 [PEN-U4 4.2000]	VERDADERO

UNIT 4077(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4077 [EGR-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4601(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4601 [PCA-U1 10.500]	VERDADERO
UNIT 4604(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4604 [PEC 13.800]	VERDADERO
UNIT 4610(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4610 [PMT-U1 13.200]	VERDADERO
UNIT 4614(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4614 [PSA-U1 13.200]	VERDADERO
UNIT 4615(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO
UNIT 4618(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4618 [PMT-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4619(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4619 [TPC 13.800]	VERDADERO
UNIT 4628(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4628 [PMN-GM1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4629(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4629 [PMN-GM2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4631(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4631 [GSN-U1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4632(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4632 [GSN-U2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4633(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4633 [GSN-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4634(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4634 [GSN-U4 13.800]	VERDADERO
UNIT 4635(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4635 [GSN-U5 13.800]	VERDADERO
UNIT 4636(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4636 [GSN-U6 13.800]	VERDADERO
UNIT 4637(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4637 [GSN-U7 13.800]	VERDADERO
UNIT 4701(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4701 [AMY-I 0.6000]	VERDADERO
UNIT 4702(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4702 [AMY-II 0.6000]	VERDADERO
UNIT 4802(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4802 [EOLO 0.6900]	VERDADERO
UNIT 4831(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4831 [ABR 0.6900]	VERDADERO
UNIT 4954(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4954 [MTL-G1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4960(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4960 [PBP 0.7000]	VERDADERO

- **Situación sin y con las obras año 2023, escenarios de verano sin transferencias**

Tabla 13. Escenario verano demanda maxima – Sin transferencias

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2023, escenarios de verano con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 14. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 180MW de norte a sur

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2022, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 15. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 220MW de sur a norte

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2023, escenarios de invierno sin transferencias**

Tabla 16. Escenario invierno demanda maxima – Sin transferencias

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2023, escenarios de invierno con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 17. Escenario invierno demanda maxima – con transferencia de 180MW de norte a sur

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

Violaciones de Voltajes			
CONTINGENCY	BUS	VOLTAGE SP	VOLTAGE CP
SINGLE 4307-4319(1)	CAT-138	0.90	-
SINGLE 4307-4319(1)	DRB-138	0.89	-
SINGLE 4307-4319(1)	MTP-138	0.89	-
SINGLE 4307-4319(1)	SRS-138	0.88	-
SINGLE 4307-4319(1)	MTL-138	0.88	-
SINGLE 4307-4319(1)	CGC-138	0.88	-

En condiciones N-1, se presentan violaciones de voltajes por debajo de 0.9 p.u en los nodos de Catarina, Diriamba, Masatepe, San Rafael del Sur, Montelimar y Canal, todos de 138 kV, ante la contingencia de la línea Masaya – Catarina. Estos bajos voltajes se presentan cuando la planta de Biomasa Montelimar se encuentra fuera de zafra. Sin Proyecto

Este problema se supera con la entrada en operación de la Línea de 138 kV Villa El Carmen – San Rafael del Sur, la cual forma parte de las obras del Proyecto: Nueva Subestación Carlos Fonseca 138 KV.

- **Situación sin y con las obras año 2023, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 18. Escenario invierno demanda maxima – con transferencia de 220MW de sur a norte

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

Violaciones de Voltajes			
CONTINGENCY	BUS	VOLTAGE SP	VOLTAGE CP
SINGLE 4307-4319(1)	CAT-138	0.90	-
SINGLE 4307-4319(1)	DRB-138	0.89	-
SINGLE 4307-4319(1)	MTP-138	0.89	-
SINGLE 4307-4319(1)	SRS-138	0.88	-
SINGLE 4307-4319(1)	MTL-138	0.88	-
SINGLE 4307-4319(1)	CGC-138	0.88	-

En condiciones N-1, se presentan violaciones de voltajes por debajo de 0.9 p.u en los nodos de Catarina, Diriamba, Masatepe, San Rafael del Sur, Montelimar y Canal, todos de 138 kV, ante la contingencia de la línea Masaya – Catarina. Estos bajos voltajes se presentan cuando la planta de Biomasa Montelimar se encuentra fuera de zafra. Sin Proyecto

Este problema se supera con la entrada en operación de la Línea de 138 kV Villa El Carmen – San Rafael del Sur, la cual forma parte de las obras del Proyecto: Nueva Subestación Carlos Fonseca 138 KV.

8. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2024

Para los escenarios de demanda máxima de verano e invierno para el año 2024 se analizó el comportamiento del sistema de Nicaragua en estado estable, simulando transferencias de Sur a Norte y de Norte a Sur y aplicando las contingencias que han sido consideradas para este estudio.

Para simular el porteo de Sur a Norte por el sistema de Nicaragua, se consideraron 220 MW de transferencia de Costa Rica hacia El Salvador en demanda máxima.

Para simular el porteo de Norte a Sur, se consideraron 180 MW de transferencia desde Guatemala a Costa Rica en demanda máxima.

El análisis está dirigido a identificar elementos con sobrecarga y la presencia de nodos con voltajes fuera del rango de 0.90-1.10 pu; que sean atribuibles a las obras que entrarán en operación en el año 2024. Para este fin se ejecutó la actividad ACCC del PSSE.

Se analizaron un total de 148 contingencias, dentro de las cuales se incluyen las contingencias simples de todas las líneas a nivel de 69 kV, 138 kV y de 230 kV del sistema de Nicaragua, salida de autotransformadores de 230/138 kV y pérdida de las unidades de generación.

Tabla 19. Contingencias analizadas 2024

CONTINGENCY	EVENTS	CONVERGED
BASE CASE	BASE CASE	VERDADERO
SINGLE 4300-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4300-4317(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4317 [MGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4301-4313(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4313 [GAT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4301-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4302-4323(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4323 [ORT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4302-4343(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4343 [CLN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4303-4304(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4304 [BCO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4303-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4304-4310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4304 [BCO-138 138.00] TO BUS 4310 [DLAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4305-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4305-4325(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4325 [PDT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4306-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4306 [BZN-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4322(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4322 [NDE-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4324(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JNT-138 138.00] TO BUS 4324 [PCA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JNT-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4309-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4309-4333(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4333 [SRS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4310-4314(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4314 [LAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4310-4336(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4336 [TPT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4311-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4311-4337(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4337 [YGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4316(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4316 [LNI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4313-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4313 [GAT-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4315-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4316-4341(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4341 [PEN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4316-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4318-4350(1)	OPEN LINE FROM BUS 4318 [MLP-138 138.00] TO BUS 4350 [DMLP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4319-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4319-4380(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4380 [GRD-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4320-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4320-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4322-4330(1)	OPEN LINE FROM BUS 4322 [NDE-138 138.00] TO BUS 4330 [RIV-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4323-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4323-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4344 [APT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4324-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4324 [PCA-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4325-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4325 [PDT-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4326-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4326 [PEC-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4327-4329(1)	OPEN LINE FROM BUS 4327 [PHT-138 138.00] TO BUS 4329 [PCF-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4327-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4327 [PHT-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4328-4342(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4342 [NG2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4328-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4329-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4329-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4355 [ESC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4384(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4384 [EGR138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4353(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4353 [LDL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4332-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4334(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4334 [MTL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4339(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4339 [CGC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4344 [APT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4337-4351(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4351 [YALI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4337-4352(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4352 [OCT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4340-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4340-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4341-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4341 [PEN-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4342-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4342-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4343-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4345-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4347-4348(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4348 [MLK 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4347-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4348-4349(1)	OPEN LINE FROM BUS 4348 [MLK 138 138.00] TO BUS 4349 [SIU 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4349-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4349 [SIU 138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4350-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4355 [ESC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4350-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4351-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4351 [YALI-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4352-4399(1)	OPEN LINE FROM BUS 4352 [OCT-138 138.00] TO BUS 4399 [SKL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4353-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4353 [LDL-138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4355-4389(1)	OPEN LINE FROM BUS 4355 [ESC-138 138.00] TO BUS 4389 [VNA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4368-4372(1)	OPEN LINE FROM BUS 4368 [DMTG-138 138.00] TO BUS 4372 [MTG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4369-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SJS-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4382-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4382 [BIL-138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4385-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4395-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4395 [TOR-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4397-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4400-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4400 [AMF-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4403(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4403 [LNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4404(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4404 [MSY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4405(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2	VERDADERO
SINGLE 4402-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4411(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4415(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4415 [PCG9-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4423(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [GSN-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4423(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [GSN-230 230.00] CKT 2	VERDADERO

SINGLE 4403-4407(1)	OPEN LINE FROM BUS 4403 [LNI-230 230.00] TO BUS 4407 [FNH-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4406-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4408-4750(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4410-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4410 [SMT-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4412-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4417-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4417 [TRB-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4420-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4800-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4800 [LVG-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4950-4951(1)	OPEN LINE FROM BUS 4950 [SMA-138 138.00] TO BUS 4951 [MJN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4407-3310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 3310 [PRD B618 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4408-50004(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 50004 [FIC-LIB230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4411-3301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4411 [FHS-230 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4412-50053(10)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 50053 [FIC-CAS230 230.00] CKT 10	VERDADERO
UNIT 4067(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4067 [PMR-U1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4070(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4070 [PMR-U2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4071(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4071 [PMR-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4073(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4073 [PEN-U3 4.1600]	VERDADERO

UNIT 4074(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4074 [PEN-U4 4.2000]	VERDADERO
UNIT 4077(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4077 [EGR-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4601(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4601 [PCA-U1 10.500]	VERDADERO
UNIT 4604(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4604 [PEC 13.800]	VERDADERO
UNIT 4610(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4610 [PMT-U1 13.200]	VERDADERO
UNIT 4614(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4614 [PSA-U1 13.200]	VERDADERO
UNIT 4615(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO
UNIT 4618(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4618 [PMT-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4619(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4619 [TPC 13.800]	VERDADERO
UNIT 4628(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4628 [PMN-GM1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4629(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4629 [PMN-GM2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4631(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4631 [GSN-U1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4632(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4632 [GSN-U2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4633(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4633 [GSN-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4634(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4634 [GSN-U4 13.800]	VERDADERO
UNIT 4635(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4635 [GSN-U5 13.800]	VERDADERO
UNIT 4636(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4636 [GSN-U6 13.800]	VERDADERO
UNIT 4637(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4637 [GSN-U7 13.800]	VERDADERO
UNIT 4701(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4701 [AMY-I 0.6000]	VERDADERO
UNIT 4702(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4702 [AMY-II 0.6000]	VERDADERO
UNIT 4802(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4802 [EOLO 0.6900]	VERDADERO
UNIT 4831(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4831 [ABR 0.6900]	VERDADERO
UNIT 4954(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4954 [MTL-G1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4960(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4960 [PBP 0.7000]	VERDADERO

- **Situación sin y con las obras año 2024, escenarios de verano sin transferencias**

Tabla 20. Escenario verano demanda maxima – Sin transferencias

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2024, escenarios de verano con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 21. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 180MW de norte a sur

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2024, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 22. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 220MW de sur a norte

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2024, escenarios de invierno sin transferencias**

Tabla 23. Escenario invierno demanda maxima – Sin transferencias

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2024, escenarios de invierno con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 24. Escenario invierno demanda maxima – con transferencia de 180MW de norte a sur

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2024, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 25. Escenario invierno demanda maxima – con transferencia de 220MW de sur a norte

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

9. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2025

Para los escenarios de demanda máxima de verano e invierno para el año 2025 se analizó el comportamiento del sistema de Nicaragua en estado estable, simulando transferencias de Sur a Norte y de Norte a Sur y aplicando las contingencias que han sido consideradas para este estudio.

Para simular el porteo de Sur a Norte por el sistema de Nicaragua, se consideraron 220 MW de transferencia de Costa Rica hacia El Salvador en demanda máxima.

Para simular el porteo de Norte a Sur, se consideraron 180 MW de transferencia desde Guatemala a Costa Rica en demanda máxima.

El análisis está dirigido a identificar elementos con sobrecarga y la presencia de nodos con voltajes fuera del rango de 0.90-1.10 pu; que sean atribuibles a las obras que entrarán en operación en el año 2025. Para este fin se ejecutó la actividad ACCC del PSSE.

Se analizaron un total de 148 contingencias, dentro de las cuales se incluyen las contingencias simples de todas las líneas a nivel de 69 kV, 138 kV y de 230 kV del sistema de Nicaragua, salida de autotransformadores de 230/138 kV y pérdida de las unidades de generación.

Tabla 26. Contingencias analizadas 2025

CONTINGENCY	EVENTS	CONVERGED
BASE CASE	BASE CASE	VERDADERO
SINGLE 4140-4329(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4329 [PCF-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4140-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4299-4301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4301 [ACY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4299-4313(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4313 [GAT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4300-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4300-4317(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4317 [MGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4301-4377(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4377 [SNM-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4301-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4302-4323(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4323 [ORT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4302-4343(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4343 [CLN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4303-4304(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4304 [BCO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4303-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4304-4310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4304 [BCO-138 138.00] TO BUS 4310 [DLAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4305-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4305-4325(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4325 [PDT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4306-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4306 [BZN-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4322(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4322 [NDE-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4324(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JNT-138 138.00] TO BUS 4324 [PCA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JNT-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4364(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JNT-138 138.00] TO BUS 4364 [PAN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4309-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4309-4333(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4333 [SRS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4310-4314(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4314 [LAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4310-4336(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4336 [TPT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4311-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4311-4337(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4337 [YGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4312-4316(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4316 [LNI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4971(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4971 [JIQ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4313-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4313 [GAT-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4315-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4316-4341(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4341 [PEN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4316-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4318-4350(1)	OPEN LINE FROM BUS 4318 [MLP-138 138.00] TO BUS 4350 [DMLP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4319-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4319-4380(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4380 [GRD-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4320-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4320-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4322-4330(1)	OPEN LINE FROM BUS 4322 [NDE-138 138.00] TO BUS 4330 [RIV-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4323-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4323-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4344 [APT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4324-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4324 [PCA-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4325-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4325 [PDT-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4326-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4326 [PEC-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4328-4342(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4342 [NG2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4328-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4329-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4329-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4355 [ESC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4384(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4384 [EGR138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4353(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4353 [LDL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4334(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4334 [MTL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4339(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4339 [CGC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4344 [APT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4337-4351(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4351 [YALI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4337-4352(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4352 [OCT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4340-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4340-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4341-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4341 [PEN-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4342-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4342-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4343-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4345-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4345-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4347-4348(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4348 [MLK 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4347-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4348-4349(1)	OPEN LINE FROM BUS 4348 [MLK 138 138.00] TO BUS 4349 [SIU 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4349-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4349 [SIU 138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4350-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4355 [ESC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4350-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4351-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4351 [YALI-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4352-4399(1)	OPEN LINE FROM BUS 4352 [OCT-138 138.00] TO BUS 4399 [SKL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4353-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4353 [LDL-138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4355-4389(1)	OPEN LINE FROM BUS 4355 [ESC-138 138.00] TO BUS 4389 [VNA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4368-4372(1)	OPEN LINE FROM BUS 4368 [DMTG-138 138.00] TO BUS 4372 [MTG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4369-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SJS-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4369-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SJS-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4371-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4371 [BLF-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4377-4378(1)	OPEN LINE FROM BUS 4377 [SNM-138 138.00] TO BUS 4378 [SNC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4382-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4382 [BIL-138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4385-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4395-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4395 [TOR-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4397-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4400-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4400 [AMF-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4401-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4403(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4403 [LNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4404(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4404 [MSY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4405(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2	VERDADERO
SINGLE 4402-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4411(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4415(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4415 [PCG9-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4423(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [GSN-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4423(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [GSN-230 230.00] CKT 2	VERDADERO
SINGLE 4403-4407(1)	OPEN LINE FROM BUS 4403 [LNI-230 230.00] TO BUS 4407 [FNH-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4406-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4408-4750(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4410-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4410 [SMT-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4412-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4417-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4417 [TRB-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4420-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4422-4838(1)	OPEN LINE FROM BUS 4422 [BCO-230 230.00] TO BUS 4838 [GAT-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4800-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4800 [LVG-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4950-4951(1)	OPEN LINE FROM BUS 4950 [SMA-138 138.00] TO BUS 4951 [MJN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4407-3310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 3310 [PRD B618 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4408-50004(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 50004 [FIC-LIB230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4411-3301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4411 [FHS-230 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4412-50053(10)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 50053 [FIC-CAS230 230.00] CKT 10	VERDADERO
UNIT 4067(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4067 [PMR-U1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4070(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4070 [PMR-U2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4071(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4071 [PMR-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4073(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4073 [PEN-U3 4.1600]	VERDADERO
UNIT 4074(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4074 [PEN-U4 4.2000]	VERDADERO
UNIT 4077(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4077 [EGR-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4601(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4601 [PCA-U1 10.500]	VERDADERO
UNIT 4604(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4604 [PEC 13.800]	VERDADERO
UNIT 4610(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4610 [PMT-U1 13.200]	VERDADERO
UNIT 4614(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4614 [PSA-U1 13.200]	VERDADERO
UNIT 4615(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO
UNIT 4618(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4618 [PMT-U3 13.800]	VERDADERO

UNIT 4619(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4619 [TPC 13.800]	VERDADERO
UNIT 4628(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4628 [PMN-GM1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4629(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4629 [PMN-GM2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4631(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4631 [GSN-U1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4632(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4632 [GSN-U2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4633(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4633 [GSN-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4634(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4634 [GSN-U4 13.800]	VERDADERO
UNIT 4635(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4635 [GSN-U5 13.800]	VERDADERO
UNIT 4636(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4636 [GSN-U6 13.800]	VERDADERO
UNIT 4637(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4637 [GSN-U7 13.800]	VERDADERO
UNIT 4701(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4701 [AMY-I 0.6000]	VERDADERO
UNIT 4702(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4702 [AMY-II 0.6000]	VERDADERO
UNIT 4802(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4802 [EOLO 0.6900]	VERDADERO
UNIT 4831(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4831 [ABR 0.6900]	VERDADERO
UNIT 4954(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4954 [MTL-G1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4960(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4960 [PBP 0.7000]	VERDADERO

- **Situación sin y con las obras año 2025, escenarios de verano sin transferencias**

Tabla 27. Escenario verano demanda maxima – Sin transferencias

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2025, escenarios de verano con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 28. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 180MW de norte a sur

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2025, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 29. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 220MW de sur a norte

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2025, escenarios de invierno sin transferencias**

Tabla 30. Escenario invierno demanda maxima – Sin transferencias

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2025, escenarios de invierno con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 31. Escenario invierno demanda maxima – con transferencia de 180MW de norte a sur

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2025, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 32. Escenario invierno demanda maxima – con transferencia de 220MW de sur a norte

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

10. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2026

Para los escenarios de demanda máxima de verano e invierno para el año 2026 se analizó el comportamiento del sistema de Nicaragua en estado estable, simulando transferencias de Sur a Norte y de Norte a Sur y aplicando las contingencias que han sido consideradas para este estudio.

Para simular el porteo de Sur a Norte por el sistema de Nicaragua, se consideraron 300 MW de transferencia de Costa Rica hacia El Salvador en demanda máxima.

Para simular el porteo de Norte a Sur, se consideraron 300 MW de transferencia desde Guatemala a Costa Rica en demanda máxima.

El análisis está dirigido a identificar elementos con sobrecarga y la presencia de nodos con voltajes fuera del rango de 0.90-1.10 pu; que sean atribuibles a las obras que entrarán en operación en el año 2026. Para este fin se ejecutó la actividad ACCC del PSSE.

Se analizaron un total de 159 contingencias, dentro de las cuales se incluyen las contingencias simples de todas las líneas a nivel de 69 kV, 138 kV y de 230 kV del sistema de Nicaragua, salida de autotransformadores de 230/138 kV y pérdida de las unidades de generación.

Tabla 33. Contingencias analizadas 2026

CONTINGENCY	EVENTS	CONVERGED
BASE CASE	BASE CASE	VERDADERO
SINGLE 4140-4329(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4329 [PCF-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4140-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4299-4301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4301 [ACY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4299-4313(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4313 [GAT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4300-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4300-4317(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4317 [MGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4301-4377(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4377 [SNM-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4301-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4302-4323(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4323 [ORT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4302-4343(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4343 [CLN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4303-4304(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4304 [BCO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4303-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4304-4310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4304 [BCO-138 138.00] TO BUS 4310 [DLAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4305-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4305-4325(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4325 [PDT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4306-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4306 [BZN-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4322(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4322 [NDE-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4324(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JNT-138 138.00] TO BUS 4324 [PCA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JNT-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4364(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JNT-138 138.00] TO BUS 4364 [PAN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4309-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4309-4333(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4333 [SRS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4310-4314(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4314 [LAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4310-4336(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4336 [TPT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4311-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4311-4337(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4337 [YGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4316(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4316 [LNI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4971(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4971 [JIQ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4313-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4313 [GAT-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4315-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4316-4341(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4341 [PEN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4316-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4318-4350(1)	OPEN LINE FROM BUS 4318 [MLP-138 138.00] TO BUS 4350 [DMLP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4319-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4319-4380(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4380 [GRD-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4320-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4320-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4322-4330(1)	OPEN LINE FROM BUS 4322 [NDE-138 138.00] TO BUS 4330 [RIV-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4323-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4323-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4344 [APT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4324-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4324 [PCA-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4325-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4325 [PDT-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4326-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4326 [PEC-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4328-4342(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4342 [NG2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4328-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4329-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4329-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4355 [ESC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4384(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4384 [EGR138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4331-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4353(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4353 [LDL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4334(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4334 [MTL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4339(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4339 [CGC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4344 [APT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4337-4351(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4351 [YALI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4337-4352(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4352 [OCT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4340-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4340-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4341-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4341 [PEN-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4342-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4342-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4343-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4345-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4345-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4347-4348(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4348 [MLK 138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4347-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4348-4349(1)	OPEN LINE FROM BUS 4348 [MLK 138 138.00] TO BUS 4349 [SIU 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4349-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4349 [SIU 138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4350-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4355 [ESC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4350-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4351-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4351 [YALI-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4352-4399(1)	OPEN LINE FROM BUS 4352 [OCT-138 138.00] TO BUS 4399 [SKL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4353-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4353 [LDL-138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4355-4389(1)	OPEN LINE FROM BUS 4355 [ESC-138 138.00] TO BUS 4389 [VNA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4368-4372(1)	OPEN LINE FROM BUS 4368 [DMTG-138 138.00] TO BUS 4372 [MTG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4369-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SJS-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4369-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SJS-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4371-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4371 [BLF-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4377-4378(1)	OPEN LINE FROM BUS 4377 [SNM-138 138.00] TO BUS 4378 [SNC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4382-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4382 [BIL-138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4385-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4395-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4395 [TOR-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4397-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4400-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4400 [AMF-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4403(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4403 [LNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4402-4404(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4404 [MSY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4405(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2	VERDADERO
SINGLE 4402-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4411(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4415(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4415 [PCG9-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4423(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [GSN-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4423(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [GSN-230 230.00] CKT 2	VERDADERO
SINGLE 4403-4407(1)	OPEN LINE FROM BUS 4403 [LNI-230 230.00] TO BUS 4407 [FNH-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4406-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4408-4750(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4410-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4410 [SMT-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4412-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4417-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4417 [TRB-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4420-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4422-4838(1)	OPEN LINE FROM BUS 4422 [BCO-230 230.00] TO BUS 4838 [GAT-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4800-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4800 [LVG-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4950-4951(1)	OPEN LINE FROM BUS 4950 [SMA-138 138.00] TO BUS 4951 [MJN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4957-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4957 [NGUI-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4407-3310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 3310 [PRD B618 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4408-50004(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 50004 [FIC-LIB230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4411-3301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4411 [FHS-230 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4412-50053(10)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 50053 [FIC-CAS230 230.00] CKT 10	VERDADERO
UNIT 4067(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4067 [PMR-U1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4070(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4070 [PMR-U2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4071(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4071 [PMR-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4073(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4073 [PEN-U3 4.1600]	VERDADERO
UNIT 4074(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4074 [PEN-U4 4.2000]	VERDADERO
UNIT 4077(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4077 [EGR-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4601(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4601 [PCA-U1 10.500]	VERDADERO
UNIT 4604(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4604 [PEC 13.800]	VERDADERO
UNIT 4610(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4610 [PMT-U1 13.200]	VERDADERO
UNIT 4614(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4614 [PSA-U1 13.200]	VERDADERO
UNIT 4615(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO
UNIT 4618(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4618 [PMT-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4619(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4619 [TPC 13.800]	VERDADERO
UNIT 4628(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4628 [PMN-GM1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4629(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4629 [PMN-GM2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4631(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4631 [GSN-U1 13.800]	VERDADERO

UNIT 4632(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4632 [GSN-U2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4633(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4633 [GSN-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4634(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4634 [GSN-U4 13.800]	VERDADERO
UNIT 4635(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4635 [GSN-U5 13.800]	VERDADERO
UNIT 4636(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4636 [GSN-U6 13.800]	VERDADERO
UNIT 4637(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4637 [GSN-U7 13.800]	VERDADERO
UNIT 4701(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4701 [AMY-I 0.6000]	VERDADERO
UNIT 4702(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4702 [AMY-II 0.6000]	VERDADERO
UNIT 4802(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4802 [EOLO 0.6900]	VERDADERO
UNIT 4831(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4831 [ABR 0.6900]	VERDADERO
UNIT 4954(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4954 [MTL-G1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4960(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4960 [PBP 0.7000]	VERDADERO

- **Situación sin y con las obras año 2026, escenarios de verano sin transferencias**

Tabla 34. Escenario verano demanda maxima – Sin transferencias

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2026, escenarios de verano con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 35. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de norte a sur

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
4341 PEN-138 - MLP2-138	SINGLE 4402-4403(1)	166.46	169.00	150	112.67	112.59

No existen violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2026, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 36. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de sur a norte

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2026, escenarios de invierno sin transferencias**

Tabla 37. Escenario invierno demanda maxima – Sin transferencias

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2026, escenarios de invierno con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 38. Escenario invierno demanda maxima – con transferencia de 300MW de norte a sur

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2026, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 39. Escenario invierno demanda maxima – con transferencia de 300MW de sur a norte

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

11. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2027

Para los escenarios de demanda máxima de verano e invierno para el año 2027 se analizó el comportamiento del sistema de Nicaragua en estado estable, simulando transferencias de Sur a Norte y de Norte a Sur y aplicando las contingencias que han sido consideradas para este estudio.

Para simular el porteo de Sur a Norte por el sistema de Nicaragua, se consideraron 300 MW de transferencia de Costa Rica hacia Guatemala en demanda máxima.

Para simular el porteo de Norte a Sur, se consideraron 300 MW de transferencia desde Guatemala a Costa Rica en demanda máxima.

El análisis está dirigido a identificar elementos con sobrecarga y la presencia de nodos con voltajes fuera del rango de 0.90-1.10 pu; que sean atribuibles a las obras que entrarán en operación en el año 2026. Para este fin se ejecutó la actividad ACCC del PSSE.

Se analizaron un total de 182 contingencias, dentro de las cuales se incluyen las contingencias simples de todas las líneas a nivel de 69 kV, 138 kV y de 230 kV del sistema de Nicaragua, salida de autotransformadores de 230/138 kV y pérdida de las unidades de generación.

Tabla 40. Contingencias analizadas 2027

CONTINGENCY	EVENTS	CONVERGED
BASE CASE	BASE CASE	VERDADERO
SINGLE 4140-4329(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4329 [PCF-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4140-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4299-4301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4301 [ACY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4299-4313(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4313 [GAT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4300-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4300-4963(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4963 [MET-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4301-4377(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4377 [SNM-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4301-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4302-4323(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4323 [ORT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4302-4343(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4343 [CLN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4303-4304(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4304 [BCO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4303-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4304-4310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4304 [BCO-138 138.00] TO BUS 4310 [DLAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4305-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4305-4325(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4325 [PDT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4306-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4306 [BZN-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4322(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4322 [NDE-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4324(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4324 [PCA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4364(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4364 [PAN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4309-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4309-4333(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4333 [SRS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4310-4314(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4314 [LAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4310-4336(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4336 [TPT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4311-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4311-4337(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4337 [YGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4316(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4316 [LNI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4971(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4971 [JIQ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4313-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4313 [GAT-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4315-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4316-4341(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4341 [PEN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4316-4366(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4366 [LNII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4963(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4963 [MET-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4318-4350(1)	OPEN LINE FROM BUS 4318 [MLP-138 138.00] TO BUS 4350 [DMLP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4319-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4319-4380(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4380 [GRD-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4320-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4320-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4322-4330(1)	OPEN LINE FROM BUS 4322 [NDE-138 138.00] TO BUS 4330 [RIV-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4323-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4323-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4324-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4324 [PCA-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4325-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4325 [PDT-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4326-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4326 [PEC-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4328-4342(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4342 [NG2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4328-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4329-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4329-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4384(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4384 [EGR138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4330-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4353(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4353 [DAL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4334(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4334 [MTL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4339(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4339 [CGC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4337-4351(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4351 [YALI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4337-4352(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4352 [OCT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4340-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4340-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4341-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4341 [PEN-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4342-4360(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4360 [MT2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4342-4365(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4365 [NAG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4343-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4345-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4345-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4346-4366(1)	OPEN LINE FROM BUS 4346 [CHG-138 138.00] TO BUS 4366 [LNII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4347-4348(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4348 [MLK 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4347-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4348-4349(1)	OPEN LINE FROM BUS 4348 [MLK 138 138.00] TO BUS 4349 [SIU 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4349-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4349 [SIU 138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4350-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4350-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4352-4399(1)	OPEN LINE FROM BUS 4352 [OCT-138 138.00] TO BUS 4399 [SKL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4353-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4353 [DAL-138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4355-4389(1)	OPEN LINE FROM BUS 4355 [SAU-138 138.00] TO BUS 4389 [VNA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4360-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4360 [MT2-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4365-4367(1)	OPEN LINE FROM BUS 4365 [NAG1-138 138.00] TO BUS 4367 [LPC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4365-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4365 [NAG1-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4366-4367(1)	OPEN LINE FROM BUS 4366 [LNII-138 138.00] TO BUS 4367 [LPC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4368-4372(1)	OPEN LINE FROM BUS 4368 [DMTG-138 138.00] TO BUS 4372 [MTG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4369-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SNJ-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4369-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SNJ-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4371-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4371 [BLF-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4377-4378(1)	OPEN LINE FROM BUS 4377 [SNM-138 138.00] TO BUS 4378 [SNC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4382-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4382 [BIL-138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4383-4963(1)	OPEN LINE FROM BUS 4383 [CNT-138 138.00] TO BUS 4963 [MET-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4385-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4385-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4395-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4395 [TOR-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4397-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4397-4964(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4964 [KUK-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4400-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4400 [AMF-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4419(2)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 2	VERDADERO
SINGLE 4401-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4403(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4403 [LNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4404(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4404 [MSY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4405(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2	VERDADERO
SINGLE 4402-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4411(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4415(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4415 [PCG9-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4423(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4424(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4424 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4425(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4425 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4426(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4426 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4403-4418(1)	OPEN LINE FROM BUS 4403 [LNI-230 230.00] TO BUS 4418 [MLP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4404-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4405-4984(1)	OPEN LINE FROM BUS 4405 [PNI-230 230.00] TO BUS 4984 [EOL1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4406-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4406-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4407-4418(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 4418 [MLP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4408-4750(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4410-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4410 [SMT-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4412-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4414-4417(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4417 [TRB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4414-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4414-4430(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4430 [MJK-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4417-4418(1)	OPEN LINE FROM BUS 4417 [TRB-230 230.00] TO BUS 4418 [MLP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4417-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4417 [TRB-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4420-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4422-4838(1)	OPEN LINE FROM BUS 4422 [BCO-230 230.00] TO BUS 4838 [GAT-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4800-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4800 [LVG-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4950-4951(1)	OPEN LINE FROM BUS 4950 [SMA-138 138.00] TO BUS 4951 [MJN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4957-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4957 [NGUI-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4407-3310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 3310 [PRD B618 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4408-50004(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 50004 [FIC-LIB230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4411-3301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4411 [FHS-230 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4412-50053(10)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 50053 [FIC-CAS230 230.00] CKT 10	VERDADERO
UNIT 4041(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4041 [MJK-U1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4042(2)	REMOVE UNIT 2 FROM BUS 4042 [MJK-U2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4043(3)	REMOVE UNIT 3 FROM BUS 4043 [MJK-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4044(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4044 [MJK-U4 13.800]	VERDADERO
UNIT 4067(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4067 [PMR-U1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4070(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4070 [PMR-U2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4071(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4071 [PMR-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4073(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4073 [PEN-U3 4.1600]	VERDADERO
UNIT 4074(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4074 [PEN-U4 4.2000]	VERDADERO
UNIT 4077(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4077 [EGR-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4601(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4601 [PCA-U1 10.500]	VERDADERO
UNIT 4602(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4602 [PCA-U2 10.500]	VERDADERO
UNIT 4610(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4610 [PMT-U1 13.200]	VERDADERO
UNIT 4614(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4614 [PSA-U1 13.200]	VERDADERO
UNIT 4615(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO
UNIT 4616(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4616 [PCF-U2 10.500]	VERDADERO
UNIT 4618(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4618 [PMT-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4628(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4628 [PMN-GM1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4629(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4629 [PMN-GM2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4631(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4631 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4632(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4632 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4633(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4633 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO

UNIT 4634(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4634 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4635(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4635 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4636(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4636 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4637(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4637 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4701(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4701 [AMY-I 0.6000]	VERDADERO
UNIT 4702(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4702 [AMY-II 0.6000]	VERDADERO
UNIT 4802(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4802 [EOLO 0.6900]	VERDADERO
UNIT 4831(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4831 [ABR 0.6900]	VERDADERO
UNIT 4954(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4954 [MTL-G1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4960(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4960 [PBP 0.7000]	VERDADERO

- **Situación sin y con las obras año 2027, escenarios de verano sin transferencias**

Tabla 41. Escenario verano demanda maxima – Sin transferencias

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2027, escenarios de verano con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 42. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de norte a sur

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2027, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 43. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de sur a norte

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2026, escenarios de invierno sin transferencias**

Tabla 44. Escenario invierno demanda maxima – Sin transferencias

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2027, escenarios de invierno con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 45. Escenario invierno demanda maxima – con transferencia de 300MW de norte a sur

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2027, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 46. Escenario invierno demanda maxima – con transferencia de 300MW de sur a norte

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

12. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2032

Para los escenarios de demanda máxima de verano e invierno para el año 2032 se analizó el comportamiento del sistema de Nicaragua en estado estable, simulando transferencias de Sur a Norte y de Norte a Sur y aplicando las contingencias que han sido consideradas para este estudio.

Para simular el porteo de Sur a Norte por el sistema de Nicaragua, se consideraron 300 MW de transferencia de Costa Rica hacia Guatemala en demanda máxima.

Para simular el porteo de Norte a Sur, se consideraron 300 MW de transferencia desde Guatemala a Costa Rica en demanda máxima.

El análisis está dirigido a identificar elementos con sobrecarga y la presencia de nodos con voltajes fuera del rango de 0.90-1.10 pu; que sean atribuibles a las obras que entrarán en operación en el año 2026. Para este fin se ejecutó la actividad ACCC del PSSE.

Se analizaron un total de 201 contingencias, dentro de las cuales se incluyen las contingencias simples de todas las líneas a nivel de 69 kV, 138 kV y de 230 kV del sistema de Nicaragua, salida de autotransformadores de 230/138 kV y pérdida de las unidades de generación.

Tabla 47. Contingencias analizadas 2027

CONTINGENCY	EVENTS	CONVERGED
BASE CASE	BASE CASE	VERDADERO
SINGLE 4140-4329(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4329 [PCF-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4140-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4298-4380(1)	OPEN LINE FROM BUS 4298 [MLTOYA-138 138.00] TO BUS 4380 [GRD-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4299-4301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4301 [ACY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4299-4313(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4313 [GAT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4300-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4300-4963(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4963 [MET-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4301-4377(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4377 [SNM-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4301-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4302-4323(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4323 [ORT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4302-4375(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4375 [STG-GIS 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4303-4304(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4304 [BCO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4303-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4304-4310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4304 [BCO-138 138.00] TO BUS 4310 [DLAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4305-4325(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4325 [PDT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4305-4370(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4370 [ASO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4306-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4306 [BZN-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4322(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4322 [NDE-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4324(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4324 [PCA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4364(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4364 [PAN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4309-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4309-4333(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4333 [SRS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4310-4314(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4314 [LAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4310-4336(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4336 [TPT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4311-4337(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4337 [YGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4311-4901(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4901 [BARROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4316(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4316 [LNI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4971(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4971 [JIQ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4313-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4313 [GAT-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4315-4370(1)	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4370 [ASO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4315-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4316-4341(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4341 [PEN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4316-4366(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4366 [LNII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4963(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4963 [MET-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4318-4350(1)	OPEN LINE FROM BUS 4318 [MLP-138 138.00] TO BUS 4350 [DMLP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4319-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4319-4380(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4380 [GRD-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4320-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4320-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4322-4330(1)	OPEN LINE FROM BUS 4322 [NDE-138 138.00] TO BUS 4330 [RIV-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4323-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4323-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4324-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4324 [PCA-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4325-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4325 [PDT-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4326-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4326 [PEC-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4328-4342(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4342 [NG2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4328-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4329-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4329-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4330-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4384(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4384 [EGR138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4353(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4353 [DAL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4334(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4334 [MTL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4339(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4339 [CGC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4335-4901(1)	OPEN LINE FROM BUS 4335 [SEBII-138 138.00] TO BUS 4901 [BARROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4965(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4965 [SBG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4337-4351(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4351 [YALI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4337-4352(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4352 [OCT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4340-4375(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4375 [STG-GIS 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4340-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4341-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4341 [PEN-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4342-4360(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4360 [MT2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4342-4365(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4365 [NAG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4343-4375(1)	OPEN LINE FROM BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4375 [STG-GIS 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4343-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4345-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4345-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4346-4366(1)	OPEN LINE FROM BUS 4346 [CHG-138 138.00] TO BUS 4366 [LNII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4347-4348(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4348 [MLK 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4347-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4348-4349(1)	OPEN LINE FROM BUS 4348 [MLK 138 138.00] TO BUS 4349 [SIU 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4348-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4348 [MLK 138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4349-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4349 [SIU 138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4349-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4349 [SIU 138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4350-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4350-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4352-4399(1)	OPEN LINE FROM BUS 4352 [OCT-138 138.00] TO BUS 4399 [SKL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4353-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4353 [DAL-138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4355-4389(1)	OPEN LINE FROM BUS 4355 [SAU-138 138.00] TO BUS 4389 [VNA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4360-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4360 [MT2-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4361-4965(1)	OPEN LINE FROM BUS 4361 [GNT-138 138.00] TO BUS 4965 [SBG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4365-4367(1)	OPEN LINE FROM BUS 4365 [NAG1-138 138.00] TO BUS 4367 [LPC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4365-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4365 [NAG1-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4366-4367(1)	OPEN LINE FROM BUS 4366 [LNII-138 138.00] TO BUS 4367 [LPC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4368-4372(1)	OPEN LINE FROM BUS 4368 [DMTG-138 138.00] TO BUS 4372 [MTG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4369-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SNJ-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4369-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SNJ-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4371-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4371 [BLF-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4375-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4375 [STG-GIS 138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4377-4378(1)	OPEN LINE FROM BUS 4377 [SNM-138 138.00] TO BUS 4378 [SNC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4382-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4382 [BIL-138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4383-4963(1)	OPEN LINE FROM BUS 4383 [CNT-138 138.00] TO BUS 4963 [MET-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4385-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4385-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4393-4395(1)	OPEN LINE FROM BUS 4393 [AYO-138 138.00] TO BUS 4395 [TOR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4393-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4393 [AYO-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4397-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4397-4964(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4964 [KUK-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4400-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4400 [AMF-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4419(2)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 2	VERDADERO
SINGLE 4401-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4403(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4403 [LNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4404(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4404 [MSY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4405(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2	VERDADERO
SINGLE 4402-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4411(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4415(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4415 [PCG9-230 230.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4402-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4423(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4424(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4424 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4425(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4425 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4426(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4426 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4403-4418(1)	OPEN LINE FROM BUS 4403 [LNI-230 230.00] TO BUS 4418 [MLP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4405-4984(1)	OPEN LINE FROM BUS 4405 [PNI-230 230.00] TO BUS 4984 [EOL1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4406-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4406-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4407-4418(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 4418 [MLP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4408-4750(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4410-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4410 [SMT-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4412-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4414-4417(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4417 [TRB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4414-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4414-4427(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4427 [PED-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4414-4430(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4430 [MJK-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4417-4418(1)	OPEN LINE FROM BUS 4417 [TRB-230 230.00] TO BUS 4418 [MLP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4417-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4417 [TRB-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4420-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4420-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4422-4838(1)	OPEN LINE FROM BUS 4422 [BCO-230 230.00] TO BUS 4838 [GAT-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4837(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4837 [SMC-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4800-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4800 [LVG-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4950-4951(1)	OPEN LINE FROM BUS 4950 [SMA-138 138.00] TO BUS 4951 [MJN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4957-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4957 [NGUI-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4407-3310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 3310 [PRD B618 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4408-50004(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 50004 [FIC-LIB230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4411-3301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4411 [FHS-230 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4412-50053(10)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 50053 [FIC-CAS230 230.00] CKT 10	VERDADERO
UNIT 4041(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4041 [MJK-U1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4042(2)	REMOVE UNIT 2 FROM BUS 4042 [MJK-U2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4043(3)	REMOVE UNIT 3 FROM BUS 4043 [MJK-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4044(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4044 [MJK-U4 13.800]	VERDADERO
UNIT 4067(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4067 [PMR-U1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4070(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4070 [PMR-U2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4071(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4071 [PMR-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4073(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4073 [PEN-U3 4.1600]	VERDADERO
UNIT 4074(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4074 [PEN-U4 4.2000]	VERDADERO
UNIT 4077(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4077 [EGR-13.8 13.800]	VERDADERO

UNIT 4091(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4091 [PHL1-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4125(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4125 [PED-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4126(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4126 [PED-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4198(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4198 [EJB-24.9 24.900]	VERDADERO
UNIT 4601(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4601 [PCA-U1 10.500]	VERDADERO
UNIT 4602(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4602 [PCA-U2 10.500]	VERDADERO
UNIT 4610(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4610 [PMT-U1 13.200]	VERDADERO
UNIT 4614(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4614 [PSA-U1 13.200]	VERDADERO
UNIT 4615(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO
UNIT 4616(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4616 [PCF-U2 10.500]	VERDADERO
UNIT 4618(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4618 [PMT-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4628(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4628 [PMN-GM1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4629(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4629 [PMN-GM2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4631(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4631 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4632(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4632 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4633(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4633 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4634(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4634 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4635(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4635 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4636(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4636 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4637(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4637 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4701(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4701 [AMY-I 0.6000]	VERDADERO
UNIT 4702(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4702 [AMY-II 0.6000]	VERDADERO
UNIT 4802(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4802 [EOLO 0.6900]	VERDADERO

UNIT 4831(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4831 [ABR 0.6900]	VERDADERO
UNIT 4835(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4835 [SMC-0.70 0.7000]	VERDADERO
UNIT 4902(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4902 [BARROS-34.5 34.500]	VERDADERO
UNIT 4954(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4954 [MTL-G1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4960(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4960 [PBP 0.7000]	VERDADERO
UNIT 4981(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4981 [EOL1-0.7 0.7000]	VERDADERO
UNIT 4985(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4985 [MOR-U1 24.900]	VERDADERO

- **Situación sin y con las obras año 2032, escenarios de verano sin transferencias**

Tabla 48. Escenario verano demanda maxima – Sin transferencias

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2032, escenarios de verano con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 49. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de norte a sur

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2032, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 50. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de sur a norte

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2032, escenarios de invierno sin transferencias**

Tabla 51. Escenario invierno demanda maxima – Sin transferencias

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2032, escenarios de invierno con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 52. Escenario invierno demanda maxima – con transferencia de 300MW de norte a sur

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2032, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 53. Escenario invierno demanda maxima – con transferencia de 300MW de sur a norte

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

13. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2037

Para los escenarios de demanda máxima de verano e invierno para el año 2037 se analizó el comportamiento del sistema de Nicaragua en estado estable, simulando transferencias de Sur a Norte y de Norte a Sur y aplicando las contingencias que han sido consideradas para este estudio.

Para simular el porteo de Sur a Norte por el sistema de Nicaragua, se consideraron 300 MW de transferencia de Costa Rica hacia Guatemala en demanda máxima.

Para simular el porteo de Norte a Sur, se consideraron 300 MW de transferencia desde Guatemala a Costa Rica en demanda máxima.

El análisis está dirigido a identificar elementos con sobrecarga y la presencia de nodos con voltajes fuera del rango de 0.90-1.10 pu; que sean atribuibles a las obras que entrarán en operación en el año 2026. Para este fin se ejecutó la actividad ACCC del PSSE.

Se analizaron un total de 219 contingencias, dentro de las cuales se incluyen las contingencias simples de todas las líneas a nivel de 69 kV, 138 kV y de 230 kV del sistema de Nicaragua, salida de autotransformadores de 230/138 kV y pérdida de las unidades de generación.

Tabla 54. Contingencias analizadas 2037

CONTINGENCY	EVENTS	CONVERGED
BASE CASE	BASE CASE	VERDADERO
SINGLE 4140-4329(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4329 [PCF-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4140-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4297-4298(1)	OPEN LINE FROM BUS 4297 [TECOL-138 138.00] TO BUS 4298 [MLTOYA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4297-4303(1)	OPEN LINE FROM BUS 4297 [TECOL-138 138.00] TO BUS 4303 [AMR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4297-4304(1)	OPEN LINE FROM BUS 4297 [TECOL-138 138.00] TO BUS 4304 [BCO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4298-4380(1)	OPEN LINE FROM BUS 4298 [MLTOYA-138 138.00] TO BUS 4380 [GRD-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4299-4301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4301 [ACY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4299-4313(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4313 [GAT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4300-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4300-4963(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4963 [MET-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4301-4377(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4377 [SNM-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4301-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4302-4323(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4323 [ORT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4302-4375(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4375 [STG-GIS 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4303-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4304-4310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4304 [BCO-138 138.00] TO BUS 4310 [DLAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4304-4374(1)	OPEN LINE FROM BUS 4304 [BCO-138 138.00] TO BUS 4374 [SVICT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4305-4325(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4325 [PDT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4305-4387(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4387 [NJAPA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4306-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4306 [BZN-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4307-4322(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4322 [NDE-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4324(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4324 [PCA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4308-4364(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4364 [PAN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4309-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4309-4333(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4333 [SRS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4310-4314(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4314 [LAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4310-4336(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4336 [TPT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4311-4376(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4376 [CUSM-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4311-4901(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4901 [BARROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4316(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4316 [LNI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4312-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4312-4971(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4971 [JIQ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4313-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4313 [GAT-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4315-4370(1)	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4370 [ASO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4315-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4316-4341(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4341 [PEN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4316-4366(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4366 [LNII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4317-4963(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4963 [MET-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4318-4350(1)	OPEN LINE FROM BUS 4318 [MLP-138 138.00] TO BUS 4350 [DMLP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4319-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4319-4380(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4380 [GRD-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4320-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4320-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4322-4330(1)	OPEN LINE FROM BUS 4322 [NDE-138 138.00] TO BUS 4330 [RIV-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4323-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4323-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4324-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4324 [PCA-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4325-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4325 [PDT-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4326-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4326 [PEC-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4328-4342(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4342 [NG2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4328-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4329-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4329-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4384(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4384 [EGR138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4330-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4331-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4353(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4353 [DAL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4332-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4334(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4334 [MTL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4339(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4339 [CGC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4333-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4335-4901(1)	OPEN LINE FROM BUS 4335 [SEBII-138 138.00] TO BUS 4901 [BARROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4336-4965(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4965 [SBG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4337-4351(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4351 [YALI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4337-4352(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4352 [OCT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4337-4376(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4376 [CUSM-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4340-4375(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4375 [STG-GIS 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4340-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4341-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4341 [PEN-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4342-4360(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4360 [MT2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4342-4365(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4365 [NAG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4343-4375(1)	OPEN LINE FROM BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4375 [STG-GIS 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4343-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4345-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4345-4379(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4379 [RLJO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4346-4366(1)	OPEN LINE FROM BUS 4346 [CHG-138 138.00] TO BUS 4366 [LNII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4347-4348(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4348 [MLK 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4347-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4348-4349(1)	OPEN LINE FROM BUS 4348 [MLK 138 138.00] TO BUS 4349 [SIU 138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4348-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4348 [MLK 138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4349-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4349 [SIU 138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4349-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4349 [SIU 138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4350-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4350-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4352-4399(1)	OPEN LINE FROM BUS 4352 [OCT-138 138.00] TO BUS 4399 [SKL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4353-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4353 [DAL-138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4355-4389(1)	OPEN LINE FROM BUS 4355 [SAU-138 138.00] TO BUS 4389 [VNA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4360-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4360 [MT2-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4361-4965(1)	OPEN LINE FROM BUS 4361 [GNT-138 138.00] TO BUS 4965 [SBG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4363-4379(1)	OPEN LINE FROM BUS 4363 [COR-138 138.00] TO BUS 4379 [RLJO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4365-4367(1)	OPEN LINE FROM BUS 4365 [NAG1-138 138.00] TO BUS 4367 [LPC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4365-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4365 [NAG1-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4366-4367(1)	OPEN LINE FROM BUS 4366 [LNII-138 138.00] TO BUS 4367 [LPC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4368-4372(1)	OPEN LINE FROM BUS 4368 [DMTG-138 138.00] TO BUS 4372 [MTG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4369-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SNJ-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4369-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SNJ-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4370-4387(1)	OPEN LINE FROM BUS 4370 [ASO-138 138.00] TO BUS 4387 [NJAPA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4371-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4371 [BLF-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4375-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4375 [STG-GIS 138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4377-4378(1)	OPEN LINE FROM BUS 4377 [SNM-138 138.00] TO BUS 4378 [SNC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4382-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4382 [BIL-138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4383-4963(1)	OPEN LINE FROM BUS 4383 [CNT-138 138.00] TO BUS 4963 [MET-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4385-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4385-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4393-4395(1)	OPEN LINE FROM BUS 4393 [AYO-138 138.00] TO BUS 4395 [TOR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4393-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4393 [AYO-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4397-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4397-4964(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4964 [KUK-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4400-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4400 [AMF-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4401-4419(2)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 2	VERDADERO
SINGLE 4401-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4403(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4403 [LNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4404(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4404 [MSY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4402-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4405(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2	VERDADERO
SINGLE 4402-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4411(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4415(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4415 [PCG9-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4423(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4424(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4424 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4425(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4425 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4402-4426(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4426 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4403-4418(1)	OPEN LINE FROM BUS 4403 [LNI-230 230.00] TO BUS 4418 [MLP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4404-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4405-4984(1)	OPEN LINE FROM BUS 4405 [PNI-230 230.00] TO BUS 4984 [EOL1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4406-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4406-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4407-4413(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 4413 [CSTA-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4408-4750(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4410-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4410 [SMT-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4412-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4413-4418(1)	OPEN LINE FROM BUS 4413 [CSTA-230 230.00] TO BUS 4418 [MLP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO

SINGLE 4414-4417(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4417 [TRB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4414-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4414-4427(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4427 [PED-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4414-4430(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4430 [MJK-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4417-4418(1)	OPEN LINE FROM BUS 4417 [TRB-230 230.00] TO BUS 4418 [MLP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4417-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4417 [TRB-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4420-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4420-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4422-4838(1)	OPEN LINE FROM BUS 4422 [BCO-230 230.00] TO BUS 4838 [GAT-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4750-4837(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4837 [SMC-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4800-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4800 [LVG-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4950-4951(1)	OPEN LINE FROM BUS 4950 [SMA-138 138.00] TO BUS 4951 [MJN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4957-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4957 [NGUI-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4407-3310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 3310 [PRD B618 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4408-50004(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 50004 [FIC-LIB230 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4411-3301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4411 [FHS-230 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	VERDADERO
SINGLE 4412-50053(10)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 50053 [FIC-CAS230 230.00] CKT 10	VERDADERO
UNIT 4013(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4013 [MGA-U4,5 13.800]	VERDADERO
UNIT 4028(2)	REMOVE UNIT 2 FROM BUS 4028 [MGA-U4,5 13.800]	VERDADERO
UNIT 4041(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4041 [MJK-U1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4042(2)	REMOVE UNIT 2 FROM BUS 4042 [MJK-U2 13.800]	VERDADERO

UNIT 4043(3)	REMOVE UNIT 3 FROM BUS 4043 [MJK-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4044(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4044 [MJK-U4 13.800]	VERDADERO
UNIT 4067(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4067 [PMR-U1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4070(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4070 [PMR-U2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4071(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4071 [PMR-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4073(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4073 [PEN-U3 4.1600]	VERDADERO
UNIT 4074(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4074 [PEN-U4 4.2000]	VERDADERO
UNIT 4077(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4077 [EGR-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4091(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4091 [PHL1-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4092(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4092 [PHL2-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4125(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4125 [PED-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4126(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4126 [PED-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4178(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4178 [CSTA-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4198(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4198 [EJB-24.9 24.900]	VERDADERO
UNIT 4601(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4601 [PCA-U1 10.500]	VERDADERO
UNIT 4602(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4602 [PCA-U2 10.500]	VERDADERO
UNIT 4605(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4605 [PLB-U1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4610(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4610 [PMT-U1 13.200]	VERDADERO
UNIT 4614(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4614 [PSA-U1 13.200]	VERDADERO
UNIT 4615(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO
UNIT 4616(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4616 [PCF-U2 10.500]	VERDADERO
UNIT 4618(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4618 [PMT-U3 13.800]	VERDADERO
UNIT 4624(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4624 [PHC1 0.4800]	VERDADERO
UNIT 4625(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4625 [PHC2-BT1 0.4800]	VERDADERO

UNIT 4626(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4626 [PHC2-BT2 0.4800]	VERDADERO
UNIT 4627(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4627 [PHC2-BT3 0.4800]	VERDADERO
UNIT 4628(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4628 [PMN-GM1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4629(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4629 [PMN-GM2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4631(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4631 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4632(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4632 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4633(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4633 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4634(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4634 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4635(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4635 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4636(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4636 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4637(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4637 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO
UNIT 4701(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4701 [AMY-I 0.6000]	VERDADERO
UNIT 4702(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4702 [AMY-II 0.6000]	VERDADERO
UNIT 4802(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4802 [EOLO 0.6900]	VERDADERO
UNIT 4831(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4831 [ABR 0.6900]	VERDADERO
UNIT 4835(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4835 [SMC-0.70 0.7000]	VERDADERO
UNIT 4902(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4902 [BARROS-34.5 34.500]	VERDADERO
UNIT 4931(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4931 [HPA-1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4932(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4932 [HPA-2 13.800]	VERDADERO
UNIT 4954(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4954 [MTL-G1 13.800]	VERDADERO
UNIT 4960(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4960 [PBP 0.7000]	VERDADERO
UNIT 4981(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4981 [EOL1-0.7 0.7000]	VERDADERO
UNIT 4985(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4985 [MOR-U1 24.900]	VERDADERO

- **Situación sin y con las obras año 2037, escenarios de verano sin transferencias**

Tabla 55. Escenario verano demanda maxima – Sin transferencias

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2037, escenarios de verano con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 56. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de norte a sur

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2037, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 57. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de sur a norte

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2037, escenarios de invierno sin transferencias**

Tabla 58. Escenario invierno demanda maxima – Sin transferencias

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2037, escenarios de invierno con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 59. Escenario invierno demanda maxima – con transferencia de 300MW de norte a sur

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2037, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 60. Escenario invierno demanda maxima – con transferencia de 300MW de sur a norte

					Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	AMPFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

14. ESTABILIDAD DE TENSIÓN 2022

Para determinar la estabilidad de voltaje se obtuvieron curvas QV para todos los escenarios de demanda analizados de verano e invierno del año 2022, con transferencias de Norte a Sur y viceversa.

Se realizaron escenarios de verano e invierno con transferencias de 190 MW de Guatemala a Costa Rica y 220 MW de Costa Rica hacia El Salvador.

Los resultados sin las obras fueron comparados con los resultados obtenidos con las Obras 2022 en operación.

Para este análisis se evaluaron todas las contingencias sencillas de las líneas de 69 kV, 138 kV y 230 kV, contingencias de autotranformadores y de todas las unidades de generación.

Para este análisis se monitorearon las siguientes barras del sistema de Nicaragua:

Tabla 61. Nodos a monitorear 2022

NODOS A MONITOREAR
4316 LNI-138
4319 MSY-138
4331 SEB-138
4336 TPT-138
4340 TCP-138
4401 LBS-230
4402 SND-230
4420 SNB-230
4827 LVG-138

A continuación se muestran las reservas mínimas de potencia reactiva obtenidas para cada escenario analizado:

- **Situación sin y con proyectos, escenarios de verano sin transferencia**

Las reservas de potencia reactiva más críticas por nodo son las que se muestran a continuación:

Tabla 62. Reserva de potencia reactiva – Escenario de Verano Sin transferencias

SIN OBRAS 2022							
NODO	CODIGO	VERANO MAXIMO		VERANO MEDIO		VERANO MINIMO	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-222.66	SND-LNI 230kV	-232.80	SND-LNI 230kV	-247.68	SND-LNI 230kV
4319	MSY-138	-227.39	FNC-AMY 230kV	-222.80	FNC-AMY 230kV	-249.45	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-54.39	PCF-SEB 138kV	-63.76	PCF-SEB 138kV	-72.01	PCF-SEB 138kV
4336	TPT-138	-164.25	MSY-GNT 138kV	-167.16	MSY-GNT 138kV	-209.17	TPT-GNT 138kV
4340	TCP-138	-229.35	FNC-AMY 230kV	-223.04	FNC-AMY 230kV	-255.41	FNC-AMY 230kV
4401	LBS-230	-278.10	FNC-AMY 230kV	-269.76	FNC-AMY 230kV	-305.98	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-321.86	SND-LNI 230kV	-316.28	FNC-AMY 230kV	-353.18	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-240.78	LBS-SNB 230kV	-236.38	FNC-AMY 230kV	-258.92	LBS-SNB 230kV
4827	LVG-138	-170.74	RIV-LVG 138kV	-172.70	RIV-LVG 138kV	-174.33	RIV-LVG 138kV

CON OBRAS 2022							
NODO	CODIGO	VERANO MAXIMO		VERANO MEDIO		VERANO MINIMO	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-231.43	SND-LNI 230kV	-232.92	SND-LNI 230kV	-247.79	SND-LNI 230kV
4319	MSY-138	-262.59	FNC-AMY 230kV	-219.30	FNC-AMY 230kV	-248.80	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-62.72	PCF-SEB 138kV	-70.54	PCF-SEB 138kV	-70.94	PCF-SEB 138kV
4336	TPT-138	-239.27	MSY-GNT 138kV	-213.31	MSY-GNT 138kV	-241.29	TPT-GNT 138kV
4340	TCP-138	-274.63	FNC-AMY 230kV	-228.56	FNC-AMY 230kV	-265.11	FNC-AMY 230kV
4401	LBS-230	-317.24	FNC-AMY 230kV	-263.54	FNC-AMY 230kV	-302.30	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-360.25	SND-LNI 230kV	-308.41	FNC-AMY 230kV	-349.18	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-268.00	LBS-SNB 230kV	-227.86	FNC-AMY 230kV	-267.31	LBS-SNB 230kV
4827	LVG-138	-174.55	RIV-LVG 138kV	-169.64	RIV-LVG 138kV	-173.04	RIV-LVG 138kV

Resultado – Escenario de Verano sin transferencias:

En la situación con proyecto aumentan las reservas de reactivo en todos los nodos monitoreados, el aumento en la reserva es de hasta -38 MVAr en demanda máxima. La mínima reserva de reactivo encontrada en la situación sin proyecto es de -54.39 MVAr y con proyecto es de -63 MVAr en el nodo 4331 de Sebaco I 138 kV.

- **Situación sin y con proyectos, escenarios de verano con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 63. Reserva de potencia reactiva – Escenario de Verano con transferencia de norte a sur

SIN OBRAS 2022							
NODO	CODIGO	VERANO MAXIMO: 180MW GUA->CR		VERANO MEDIO: 190MW GUA->CR		VERANO MINIMO: 180MW GUA->CR	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-198.59	LNI-FNH 230kV	-189.46	LNI-FNH 230kV	-215.45	LNI-FNH 230kV
4319	MSY-138	-151.27	FNC-AMY 230kV	-142.75	FNC-AMY 230kV	-173.26	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-54.37	PCF-SEB 138kV	-61.56	PCF-SEB 138kV	-69.94	PCF-SEB 138kV
4336	TPT-138	-141.56	FNC-AMY 230kV	-133.44	FNC-AMY 230kV	-162.71	FNC-AMY 230kV
4340	TCP-138	-150.35	FNC-AMY 230kV	-140.92	FNC-AMY 230kV	-171.91	FNC-AMY 230kV
4401	LBS-230	-175.76	FNC-AMY 230kV	-163.07	FNC-AMY 230kV	-197.27	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-202.86	FNC-AMY 230kV	-187.86	FNC-AMY 230kV	-224.30	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-161.03	FNC-AMY 230kV	-149.45	FNC-AMY 230kV	-178.52	FNC-AMY 230kV
4827	LVG-138	-135.90	FNC-AMY 230kV	-129.98	FNC-AMY 230kV	-149.10	FNC-AMY 230kV

CON OBRAS 2022							
NODO	CODIGO	VERANO MAXIMO: 180MW GUA->CR		VERANO MEDIO: 190MW GUA->CR		VERANO MINIMO: 180MW GUA->CR	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-223.79	LNI-FNH 230kV	-179.02	LNI-FNH 230kV	-206.09	LNI-FNH 230kV
4319	MSY-138	-187.87	FNC-AMY 230kV	-134.27	FNC-AMY 230kV	-161.20	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-62.05	PCF-SEB 138kV	-67.45	PCF-SEB 138kV	-68.10	PCF-SEB 138kV
4336	TPT-138	-183.64	FNC-AMY 230kV	-130.22	FNC-AMY 230kV	-157.21	FNC-AMY 230kV
4340	TCP-138	-190.31	FNC-AMY 230kV	-134.18	FNC-AMY 230kV	-162.71	FNC-AMY 230kV
4401	LBS-230	-213.88	FNC-AMY 230kV	-149.58	FNC-AMY 230kV	-180.65	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-245.01	FNC-AMY 230kV	-172.42	FNC-AMY 230kV	-206.42	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-192.31	FNC-AMY 230kV	-135.75	FNC-AMY 230kV	-162.74	FNC-AMY 230kV
4827	LVG-138	-154.75	FNC-AMY 230kV	-119.56	FNC-AMY 230kV	-138.81	FNC-AMY 230kV

Resultado – Escenario de Verano con transferencias de Norte a Sur:

En la situación con proyecto aumentan las reservas de reactivo en todos los nodos monitoreados, el aumento en la reserva es de hasta -42 MVAr en demanda maxima. La mínima reserva de reactivo encontrada en la situación sin proyecto es de -54.37 MVAr y con proyecto es de -62.05 MVAr en el nodo 4331 de Sebaco I 138 kV.

- **Situación sin y con proyectos, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 64. Reserva de potencia reactiva – Escenario de Verano con transferencia de sur a norte

SIN OBRAS 2022							
NODO	CODIGO	VERANO MAXIMO: 220MW CR->SAL		VERANO MAXIMO: 220MW CR->SAL		VERANO MAXIMO: 220MW CR->SAL	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-198.59	LNI-FNH 230kV	-183.30	LNI-FNH 230kV	-216.93	LNI-FNH 230kV
4319	MSY-138	-151.27	FNC-AMY 230kV	-147.60	FNC-AMY 230kV	-177.82	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-54.37	PCF-SEB 138kV	-60.89	PCF-SEB 138kV	-69.84	PCF-SEB 138kV
4336	TPT-138	-141.56	FNC-AMY 230kV	-137.49	FNC-AMY 230kV	-170.00	FNC-AMY 230kV
4340	TCP-138	-150.35	FNC-AMY 230kV	-146.49	FNC-AMY 230kV	-180.42	FNC-AMY 230kV
4401	LBS-230	-175.76	FNC-AMY 230kV	-171.47	FNC-AMY 230kV	-209.58	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-202.86	FNC-AMY 230kV	-199.06	FNC-AMY 230kV	-242.68	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-161.03	FNC-AMY 230kV	-156.37	FNC-AMY 230kV	-188.31	FNC-AMY 230kV
4827	LVG-138	-135.90	FNC-AMY 230kV	-133.59	FNC-AMY 230kV	-153.42	FNC-AMY 230kV

CON OBRAS 2022							
NODO	CODIGO	VERANO MAXIMO: 220MW CR->SAL		VERANO MAXIMO: 220MW CR->SAL		VERANO MAXIMO: 220MW CR->SAL	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-219.19	LNI-FNH 230kV	-174.15	LNI-FNH 230kV	-218.48	LNI-FNH 230kV
4319	MSY-138	-199.26	FNC-AMY 230kV	-141.69	FNC-AMY 230kV	-184.84	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-61.20	PCF-SEB 138kV	-66.03	PCF-SEB 138kV	-69.18	PCF-SEB 138kV
4336	TPT-138	-195.14	FNC-AMY 230kV	-138.73	FNC-AMY 230kV	-183.51	FNC-AMY 230kV
4340	TCP-138	-203.28	FNC-AMY 230kV	-144.23	FNC-AMY 230kV	-192.00	FNC-AMY 230kV
4401	LBS-230	-230.36	FNC-AMY 230kV	-162.84	FNC-AMY 230kV	-215.62	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-266.99	FNC-AMY 230kV	-189.18	FNC-AMY 230kV	-249.65	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-206.07	FNC-AMY 230kV	-146.42	FNC-AMY 230kV	-192.27	FNC-AMY 230kV
4827	LVG-138	-161.86	FNC-AMY 230kV	-123.91	FNC-AMY 230kV	-155.11	FNC-AMY 230kV

Resultado – Escenario de Verano con transferencias de Sur a Norte:

En la situación con proyecto aumentan las reservas de reactivo en todos los nodos monitoreados, el aumento en la reserva es de hasta -64 MVAr en demanda maxima. La mínima reserva de reactivo encontrada en la situación sin proyecto es de -54.37 MVAr y con proyecto es de -61.20 MVAr en el nodo 4331 de Sebaco I 138 kV.

- **Situación sin y con proyectos, escenarios de invierno sin transferencia**

Tabla 65. Reserva de potencia reactiva – Escenario de Invierno Sin transferencias

SIN OBRAS 2022							
NODO	CODIGO	INVIERNO MAXIMO		INVIERNO MEDIO		INVIERNO MINIMO	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-228.90	SND-LNI 230kV	-228.25	SND-LNI 230kV	-248.63	SND-LNI 230kV
4319	MSY-138	-297.20	FNC-AMY 230kV	-243.19	PCF-SEB 138kV	-331.66	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-62.42	PCF-SEB 138kV	-54.43	PCF-SEB 138kV	-72.93	PCF-SEB 138kV
4336	TPT-138	-193.34	MSY-GNT 138kV	-180.93	PCF-SEB 138kV	-248.43	MSY-GNT 138kV
4340	TCP-138	-310.85	SND-MT1 230kV	-267.82	PCF-SEB 138kV	-353.71	FNC-AMY 230kV
4401	LBS-230	-381.66	SND-MT1 230kV	-356.36	SND-MT1 230kV	-433.76	LBS-MT1 230kV
4402	SND-230	-490.30	LN1-FNH 230kV	-426.50	FNC-AMY 230kV	-528.85	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-288.53	LBS-SNB 230kV	-271.48	LBS-SNB 230kV	-301.52	LBS-SNB 230kV
4827	LVG-138	-154.11	CAT-MSY 138kV	-150.98	CAT-MSY 138kV	-161.95	CAT-MSY 138kV

CON OBRAS 2022							
NODO	CODIGO	INVIERNO MAXIMO		INVIERNO MEDIO		INVIERNO MINIMO	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-233.62	SND-LNI 230kV	-230.84	SND-LNI 230kV	-248.31	SND-LNI 230kV
4319	MSY-138	-321.25	FNC-AMY 230kV	-287.96	PCF-SEB 138kV	-341.37	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-70.49	PCF-SEB 138kV	-54.63	PCF-SEB 138kV	-74.36	PCF-SEB 138kV
4336	TPT-138	-277.61	MSY-GNT 138kV	-225.12	PCF-SEB 138kV	-295.67	MSY-GNT 138kV
4340	TCP-138	-358.69	SND-MT1 230kV	-323.55	PCF-SEB 138kV	-376.08	FNC-AMY 230kV
4401	LBS-230	-405.97	SND-MT1 230kV	-391.92	SND-MT1 230kV	-436.28	LBS-MT1 230kV
4402	SND-230	-504.41	LN1-FNH 230kV	-469.40	FNC-AMY 230kV	-528.76	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-311.37	LBS-SNB 230kV	-298.42	LBS-SNB 230kV	-319.94	LBS-SNB 230kV
4827	LVG-138	-150.31	CAT-MSY 138kV	-148.33	CAT-MSY 138kV	-157.40	CAT-MSY 138kV

Resultado – Escenario de Invierno sin transferencias:

En la situación con proyecto aumentan las reservas de reactivo en todos los nodos monitoreados, el aumento en la reserva es de hasta -43 MVAr en demanda media. La mínima reserva de reactivo encontrada en la situación sin proyecto es de -54.43 MVAr y con proyecto es de -54.63 MVAr en el nodo 4331 de Sebaco I 138 kV en demanda media.

- **Situación sin y con proyectos, escenarios de invierno con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 66. Reserva de potencia reactiva – Escenario de Invierno con transferencias de Norte a Sur

SIN OBRAS 2022							
NODO	CODIGO	INVIERNO MAXIMO: 180MW GUA->CR		INVIERNO MEDIO: 190MW GUA->CR		INVIERNO MINIMO: 180MW GUA->CR	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-211.74	SND-LNI 230kV	-206.68	SND-LNI 230kV	-235.81	SND-LNI 230kV
4319	MSY-138	-234.33	FNC-AMY 230kV	-192.28	FNC-AMY 230kV	-269.38	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-59.51	PCF-SEB 138kV	-51.71	PCF-SEB 138kV	-70.83	PCF-SEB 138kV
4336	TPT-138	-180.97	MSY-GNT 138kV	-153.46	PCF-SEB 138kV	-234.18	MSY-GNT 138kV
4340	TCP-138	-246.69	FNC-AMY 230kV	-200.84	FNC-AMY 230kV	-282.43	FNC-AMY 230kV
4401	LBS-230	-311.57	FNC-AMY 230kV	-245.43	FNC-AMY 230kV	-342.74	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-369.33	FNC-AMY 230kV	-296.51	FNC-AMY 230kV	-403.45	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-265.04	FNC-AMY 230kV	-214.40	FNC-AMY 230kV	-280.35	LBS-SNB 230kV
4827	LVG-138	-148.48	CAT-MSY 138kV	-143.96	CAT-MSY 138kV	-155.54	CAT-MSY 138kV

CON OBRAS 2022							
NODO	CODIGO	INVIERNO MAXIMO: 180MW GUA->CR		INVIERNO MEDIO: 190MW GUA->CR		INVIERNO MINIMO: 180MW GUA->CR	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-217.61	SND-LNI 230kV	-215.86	SND-LNI 230kV	-236.31	SND-LNI 230kV
4319	MSY-138	-256.25	FNC-AMY 230kV	-227.14	FNC-AMY 230kV	-275.31	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-68.23	PCF-SEB 138kV	-51.68	PCF-SEB 138kV	-71.90	PCF-SEB 138kV
4336	TPT-138	-256.37	MSY-GNT 138kV	-196.84	PCF-SEB 138kV	-274.20	MSY-GNT 138kV
4340	TCP-138	-277.22	FNC-AMY 230kV	-243.29	FNC-AMY 230kV	-295.08	FNC-AMY 230kV
4401	LBS-230	-324.68	FNC-AMY 230kV	-283.22	FNC-AMY 230kV	-340.64	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-380.13	FNC-AMY 230kV	-339.65	FNC-AMY 230kV	-397.99	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-275.93	FNC-AMY 230kV	-242.86	FNC-AMY 230kV	-293.38	LBS-SNB 230kV
4827	LVG-138	-142.15	CAT-MSY 138kV	-141.48	CAT-MSY 138kV	-150.85	CAT-MSY 138kV

Resultado – Escenario de Invierno con transferencias de Norte a Sur:

En la situación con proyecto aumentan las reservas de reactivo en todos los nodos monitoreados, el aumento en la reserva es de hasta -43 MVAr en demanda media. La mínima reserva de reactivo encontrada en la situación sin proyecto es de -51.71 MVAr y con proyecto es de -51.68 MVAr en el nodo 4331 de Sebaco I 138 kV en demanda media.

- **Situación sin y con proyectos, escenarios de invierno con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 67. Reserva de potencia reactiva – Escenario de Invierno con transferencias de Sur a Norte

SIN OBRAS 2022							
NODO	CODIGO	INVIERNO MAXIMO: 220MW CR->SAL		INVIERNO MEDIO: 220MW CR->SAL		INVIERNO MINIMO: 220MW CR->SAL	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-196.42	SND-LNI 230kV	-183.13	SND-LNI 230kV	-230.71	SND-LNI 230kV
4319	MSY-138	-250.73	FNC-AMY 230kV	-215.94	FNC-AMY 230kV	-281.60	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-61.16	PCF-SEB 138kV	-53.18	PCF-SEB 138kV	-71.91	PCF-SEB 138kV
4336	TPT-138	-190.36	TPT-GNT 138kV	-173.42	PCF-SEB 138kV	-232.89	MSY-GNT 138kV
4340	TCP-138	-265.49	FNC-AMY 230kV	-226.60	FNC-AMY 230kV	-298.11	FNC-AMY 230kV
4401	LBS-230	-337.14	FNC-AMY 230kV	-278.23	FNC-AMY 230kV	-361.11	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-396.99	FNC-AMY 230kV	-330.10	FNC-AMY 230kV	-426.70	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-279.41	LBS-SNB 230kV	-242.25	FNC-AMY 230kV	-294.65	LBS-SNB 230kV
4827	LVG-138	-149.48	CAT-MSY 138kV	-147.21	CAT-MSY 138kV	-157.97	CAT-MSY 138kV

CON OBRAS 2022							
NODO	CODIGO	INVIERNO MAXIMO: 220MW CR->SAL		INVIERNO MEDIO: 220MW CR->SAL		INVIERNO MINIMO: 220MW CR->SAL	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-210.21	SND-LNI 230kV	-213.43	SND-LNI 230kV	-229.87	SND-LNI 230kV
4319	MSY-138	-275.96	FNC-AMY 230kV	-252.07	FNC-AMY 230kV	-288.95	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-69.45	PCF-SEB 138kV	-53.55	PCF-SEB 138kV	-73.33	PCF-SEB 138kV
4336	TPT-138	-270.47	TPT-GNT 138kV	-215.68	PCF-SEB 138kV	-288.73	MSY-GNT 138kV
4340	TCP-138	-299.19	FNC-AMY 230kV	-271.84	FNC-AMY 230kV	-313.19	FNC-AMY 230kV
4401	LBS-230	-352.59	FNC-AMY 230kV	-317.96	FNC-AMY 230kV	-360.85	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-412.53	FNC-AMY 230kV	-375.63	FNC-AMY 230kV	-427.14	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-301.53	LBS-SNB 230kV	-272.01	FNC-AMY 230kV	-311.75	LBS-SNB 230kV
4827	LVG-138	-143.60	CAT-MSY 138kV	-144.60	CAT-MSY 138kV	-153.50	CAT-MSY 138kV

Resultado – Escenario de Invierno con transferencias de Sur a Norte:

En la situación con proyecto aumentan las reservas de reactivo en todos los nodos monitoreados, el aumento en la reserva es de hasta -46 MVAr en demanda media. La mínima reserva de reactivo encontrada en la situación sin proyecto es de -53.18 MVAr y con proyecto es de -53.55 MVAr en el nodo 4331 de Sebaco I 138 kV en demanda media.

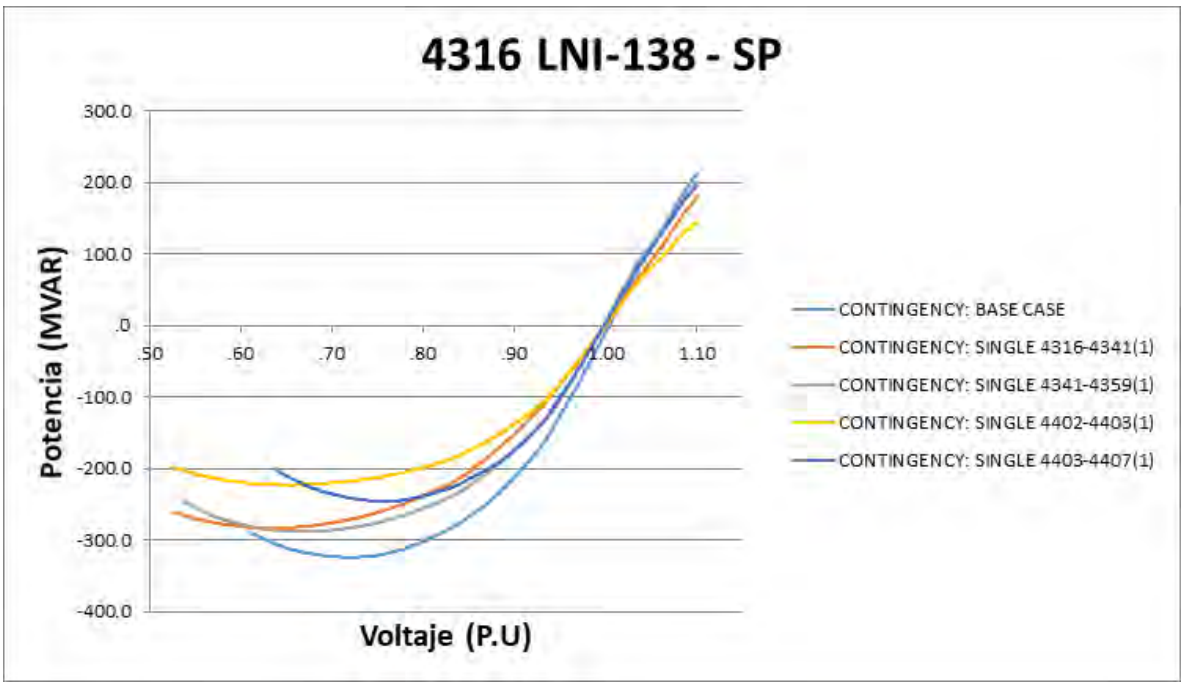
De los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios de transferencias y demanda analizados podemos concluir que:

En general, se observa una mayor reserva de potencia reactiva en todos los nodos monitoreados en los casos cuando las obras 2022 están en operación que cuando no están en servicio.

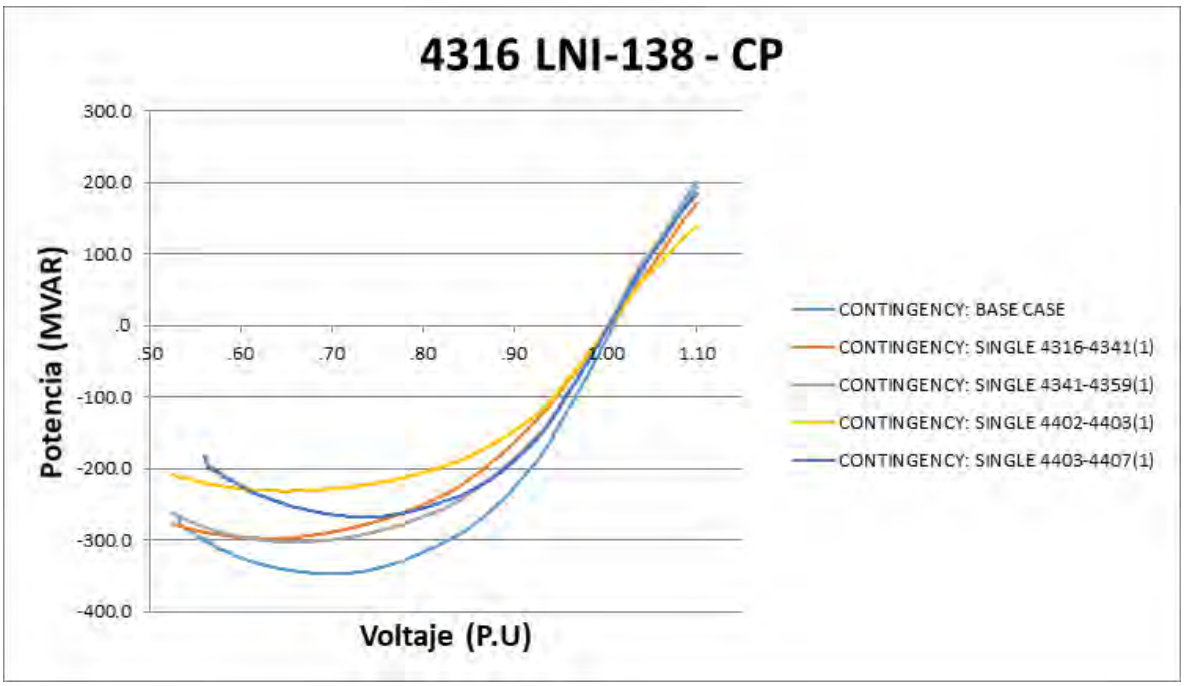
A continuación se presentan las graficas resultantes para cada escenario y contingencia analizada.

- **Escenario Verano demanda máxima sin intercambios**

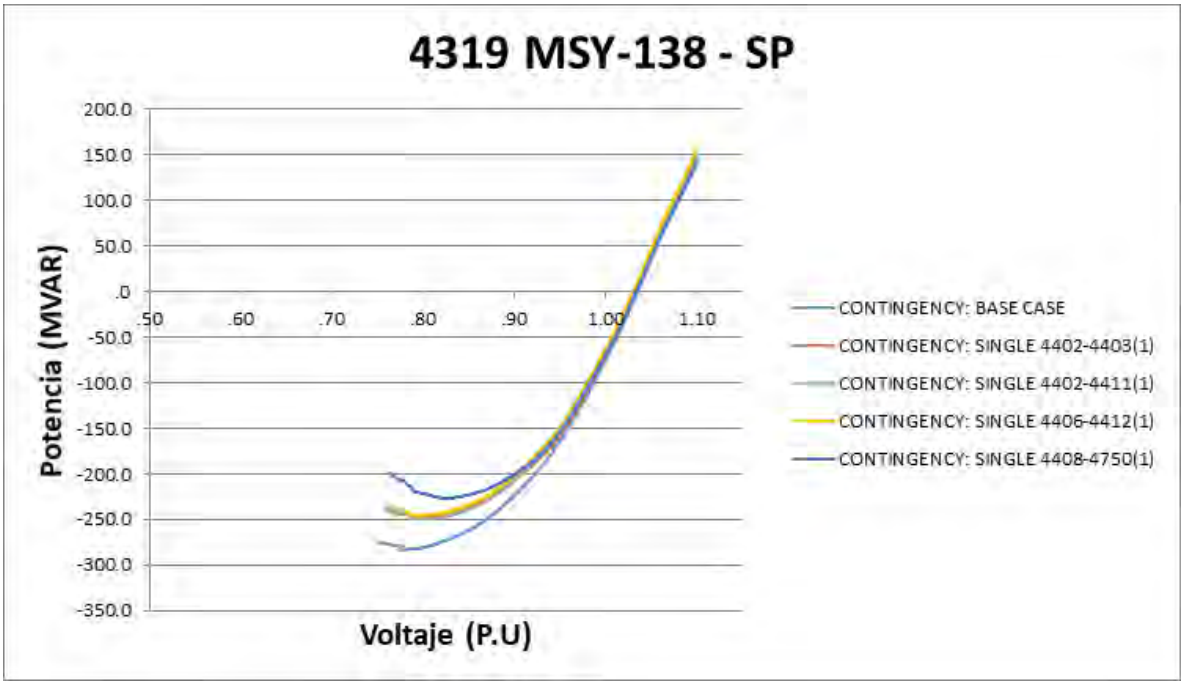
Gráfica 1: Nodo 4316 Sin Proyecto



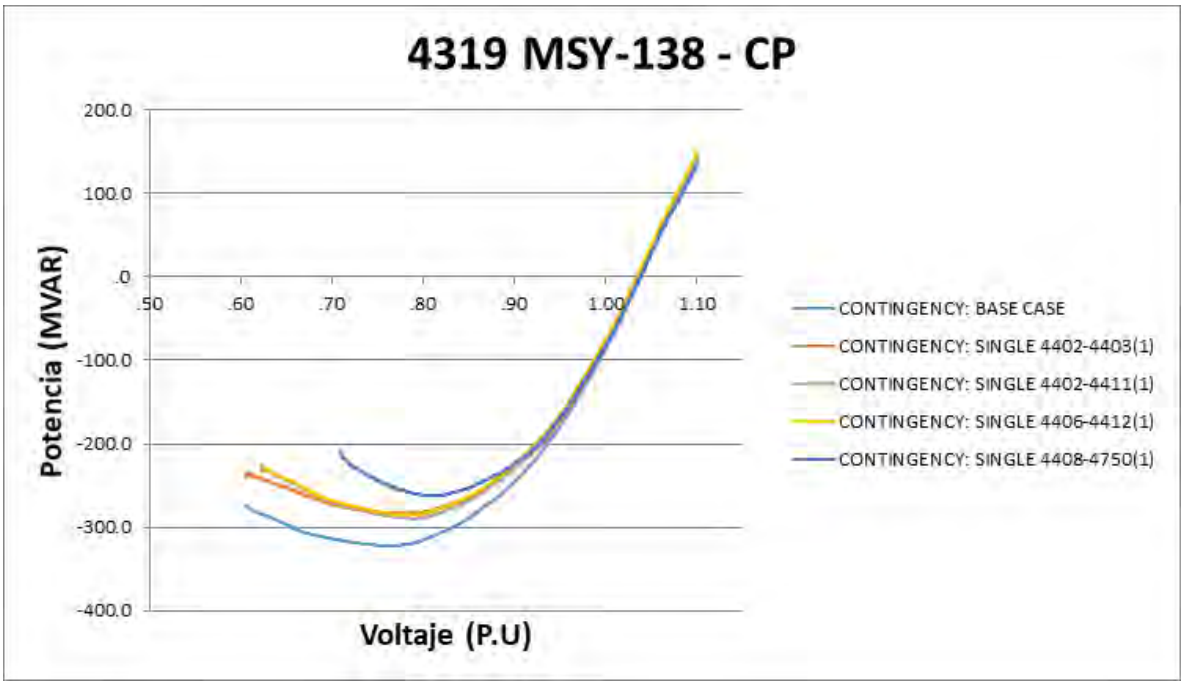
Gráfica 2: Nodo 4316 Con Proyecto



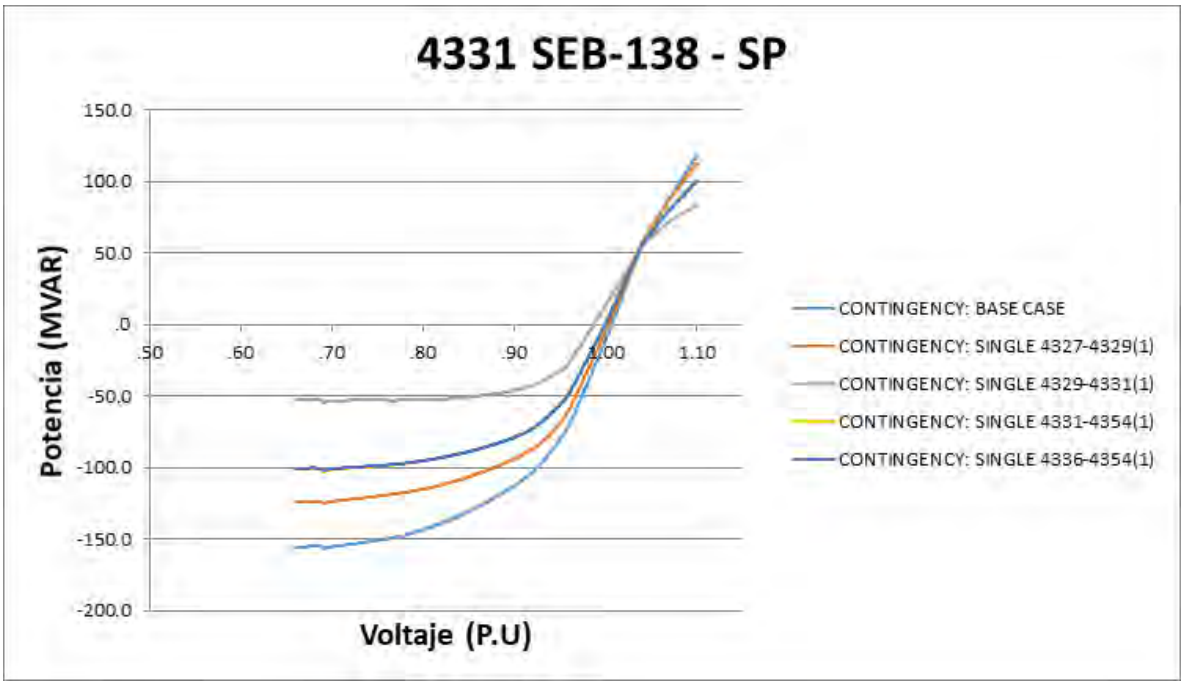
Gráfica 3: Nodo 4319 Sin Proyecto



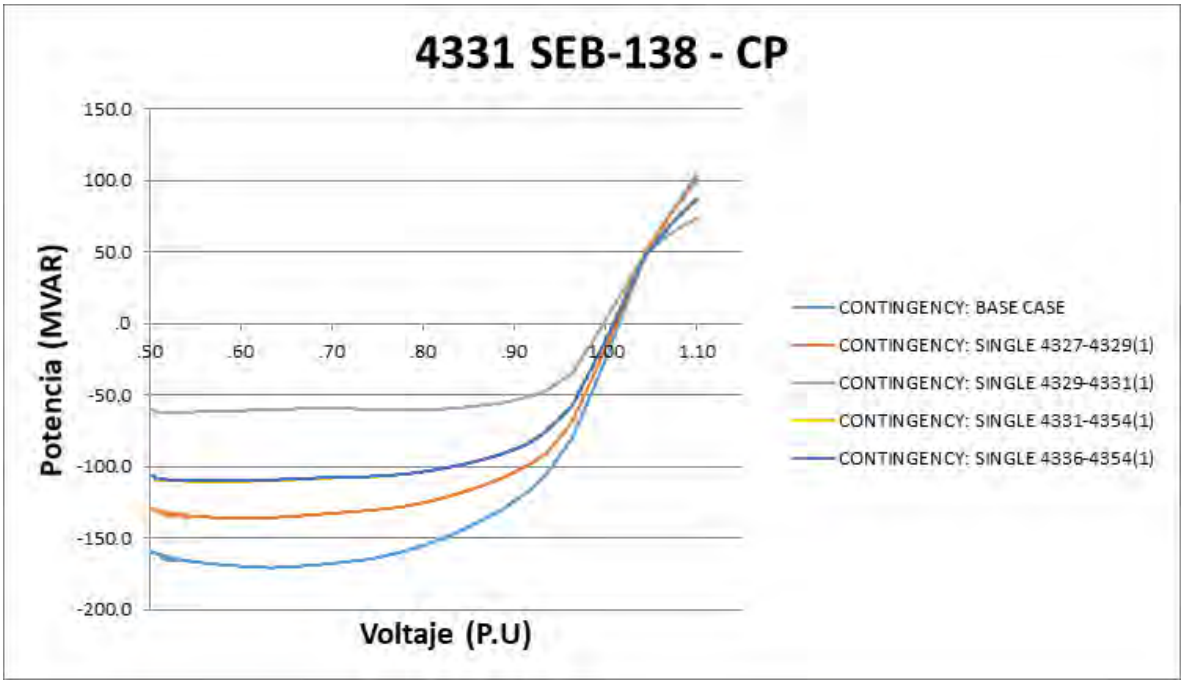
Gráfica 4: Nodo 4319 Con Proyecto



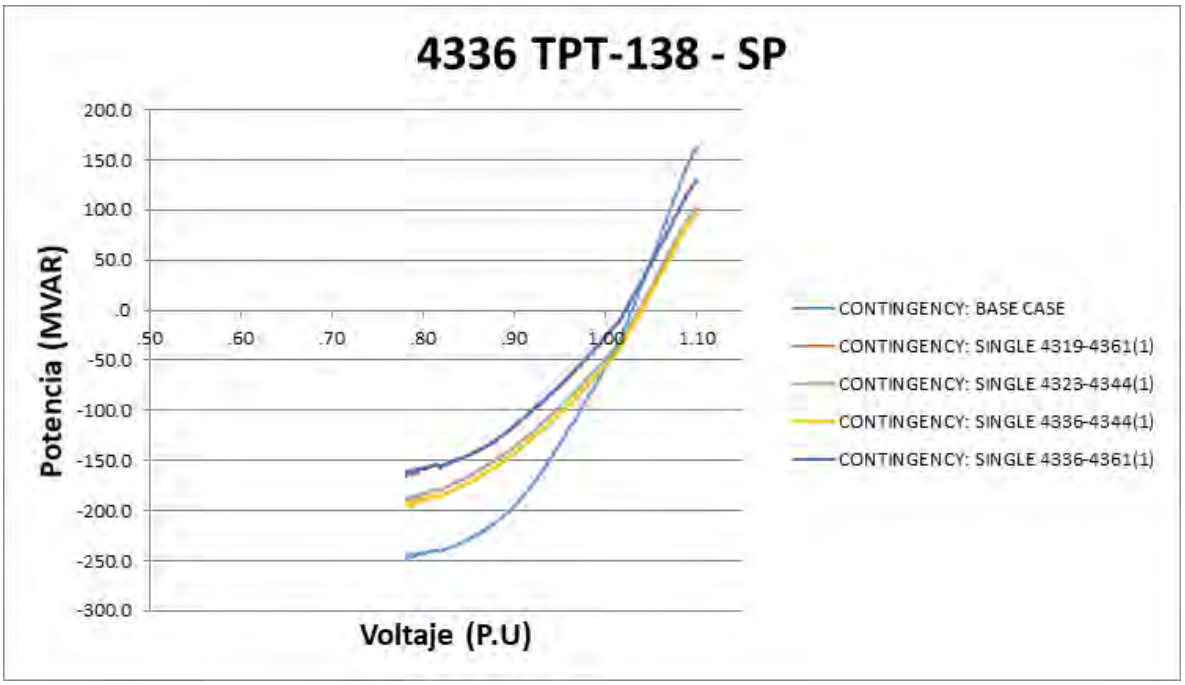
Gráfica 5: Nodo 4331 Sin Proyecto



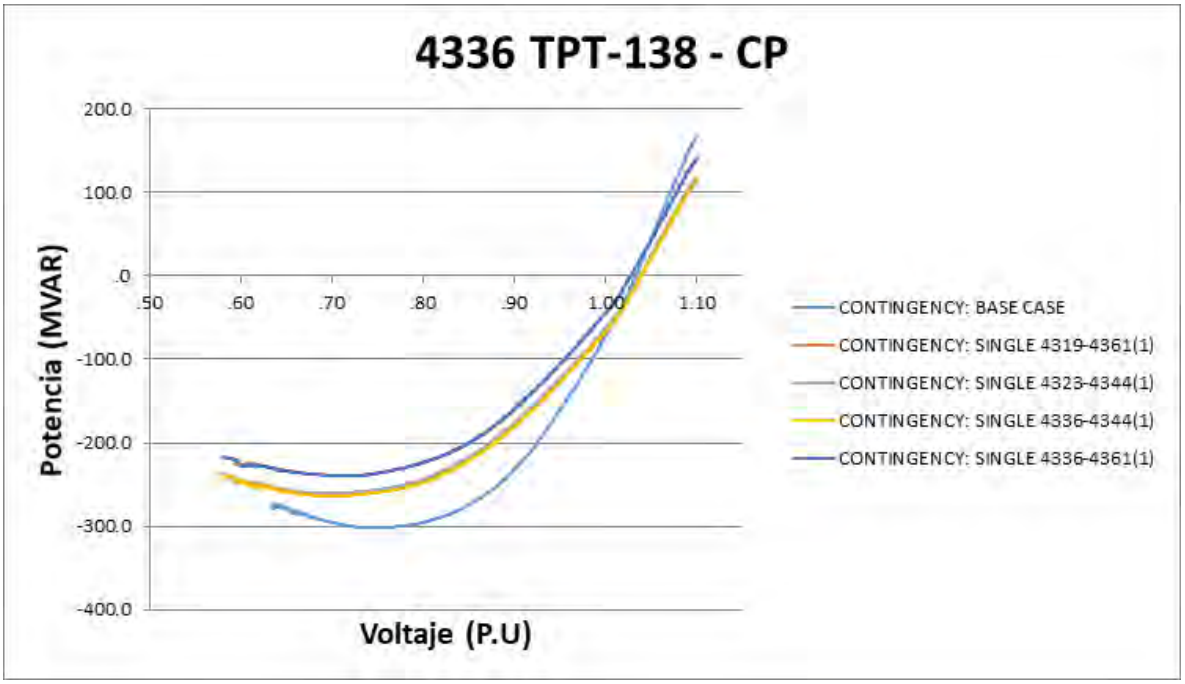
Gráfica 6: Nodo 4331 Con Proyecto



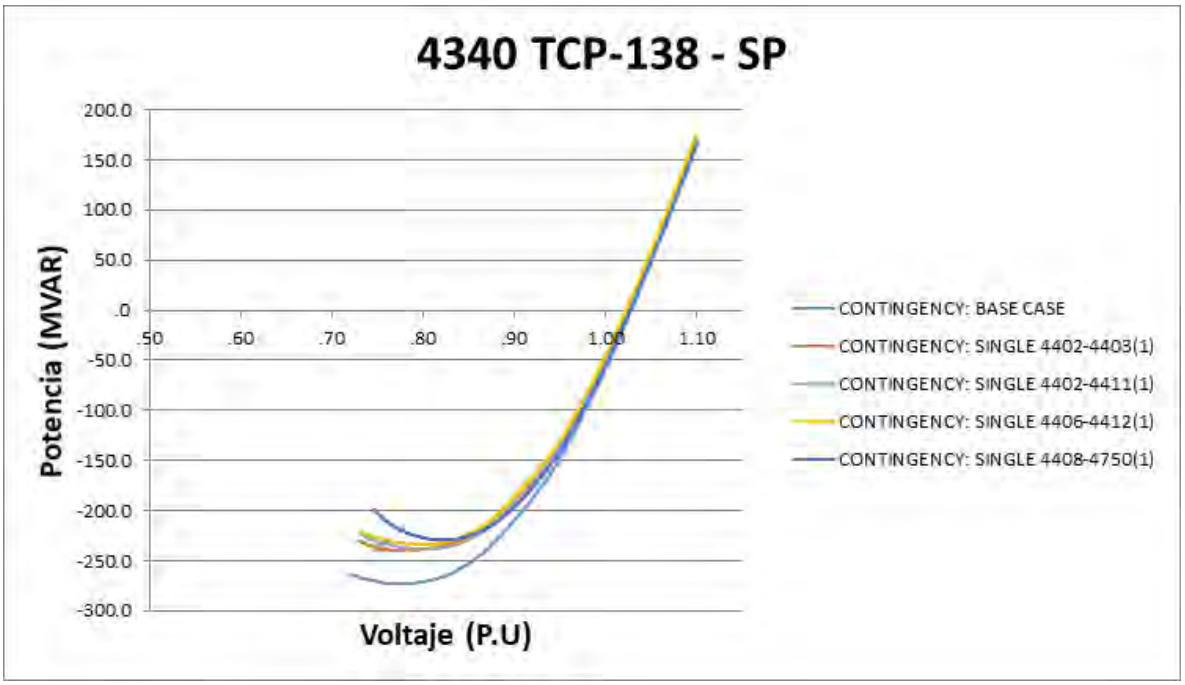
Gráfica 7: Nodo 4336 Sin Proyecto



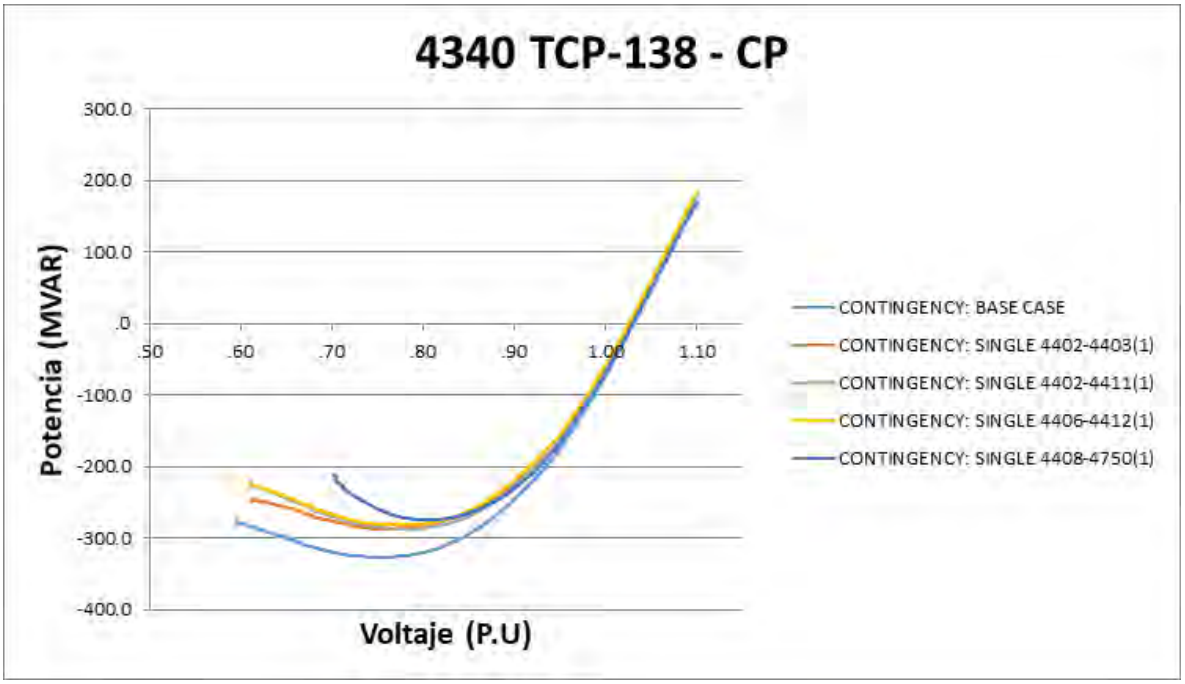
Gráfica 8: Nodo 4336 Con Proyecto



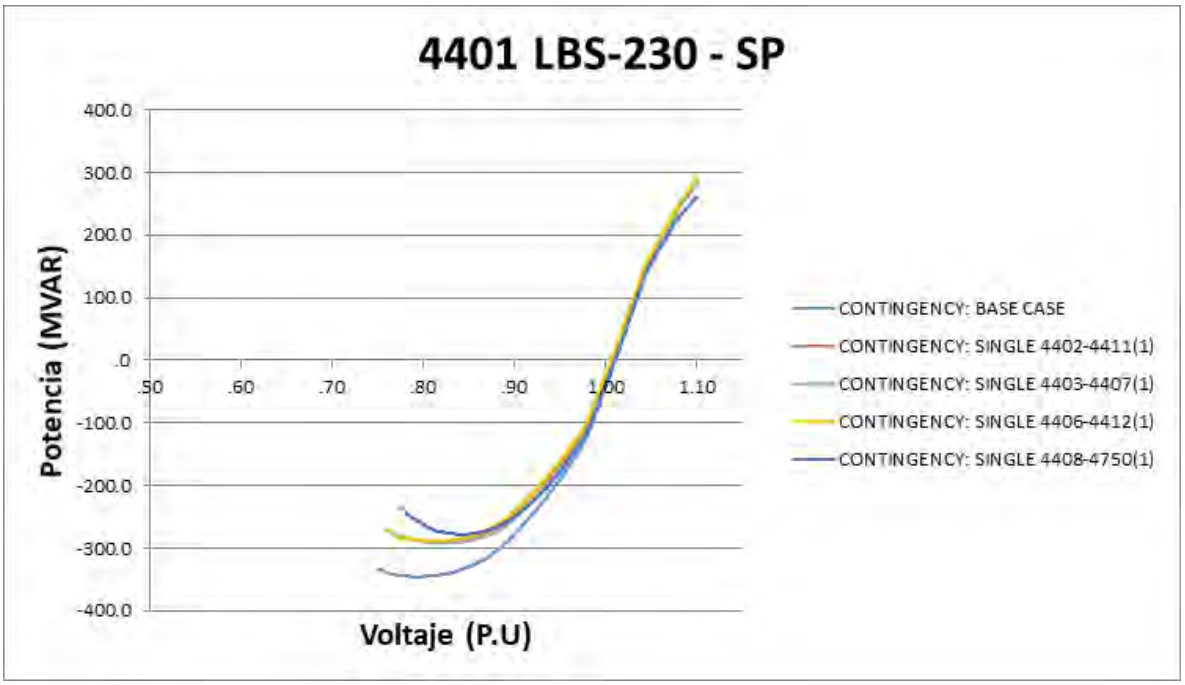
Gráfica 9: Nodo 4340 Sin Proyecto



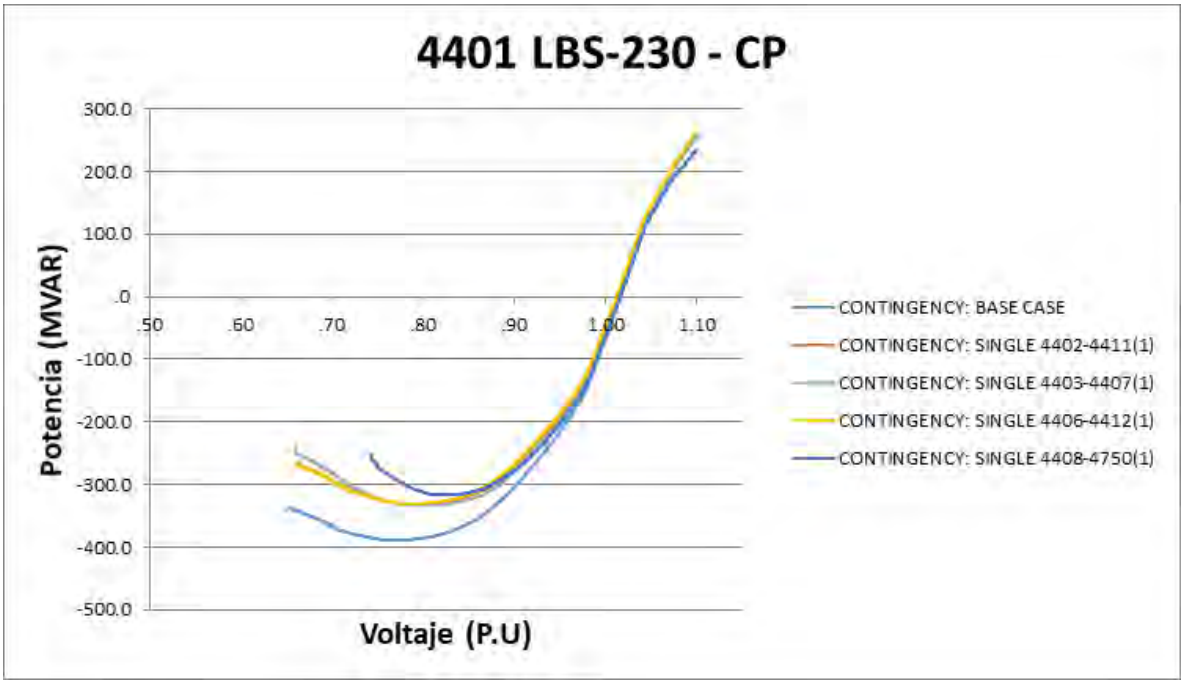
Gráfica 10: Nodo 4340 Con Proyecto



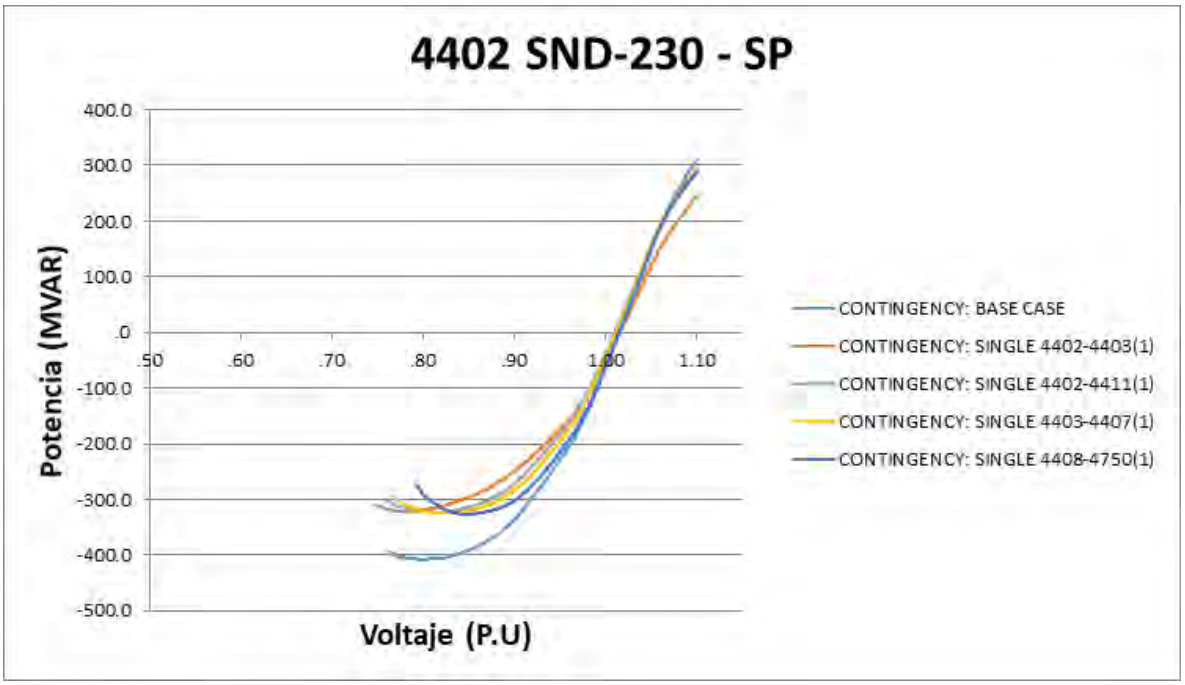
Gráfica 11: Nodo 4401 Sin Proyecto



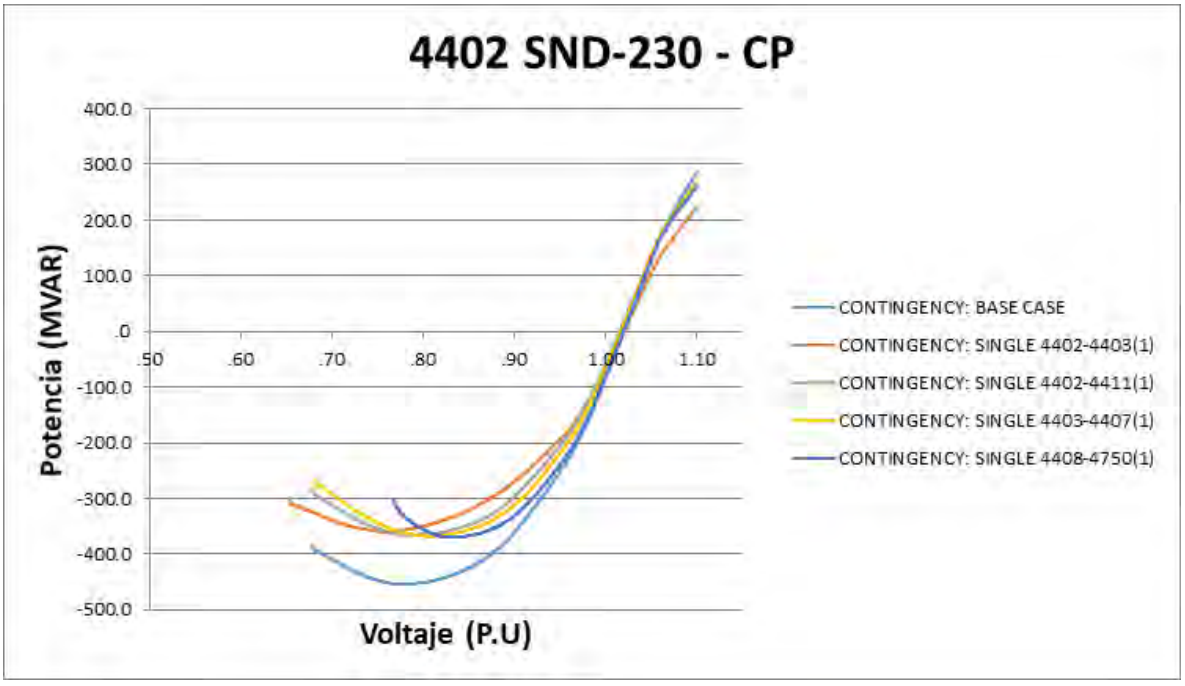
Gráfica 12: Nodo 4401 Con Proyecto



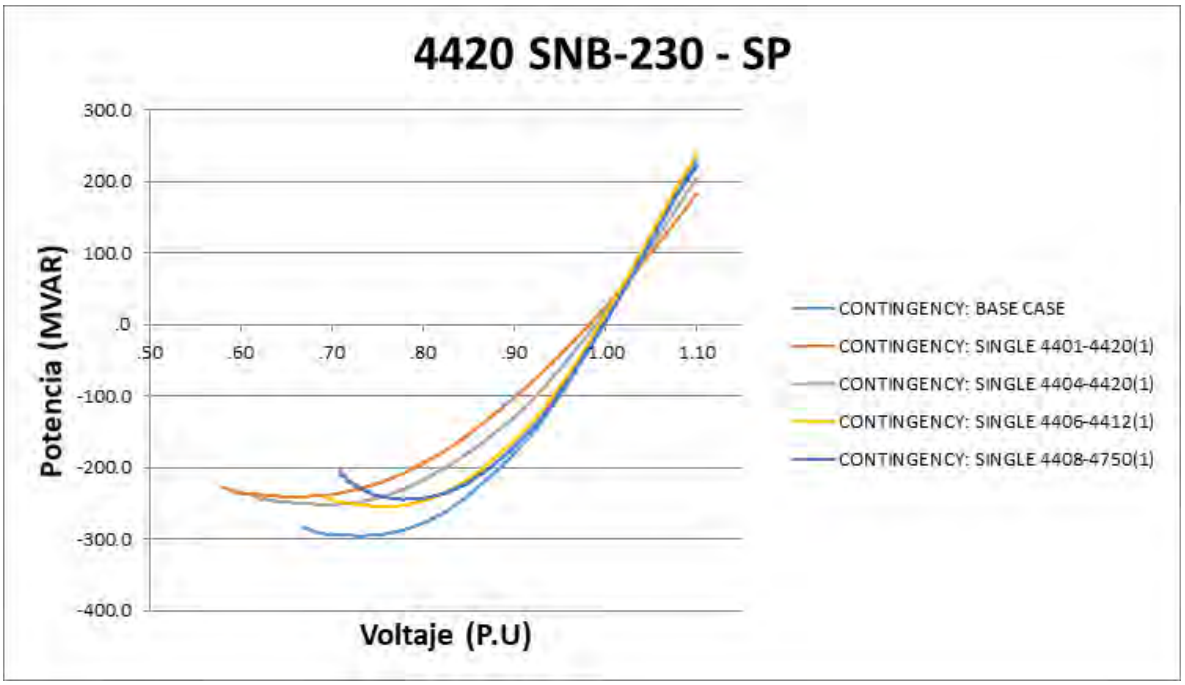
Gráfica 13: Nodo 4402 Sin Proyecto



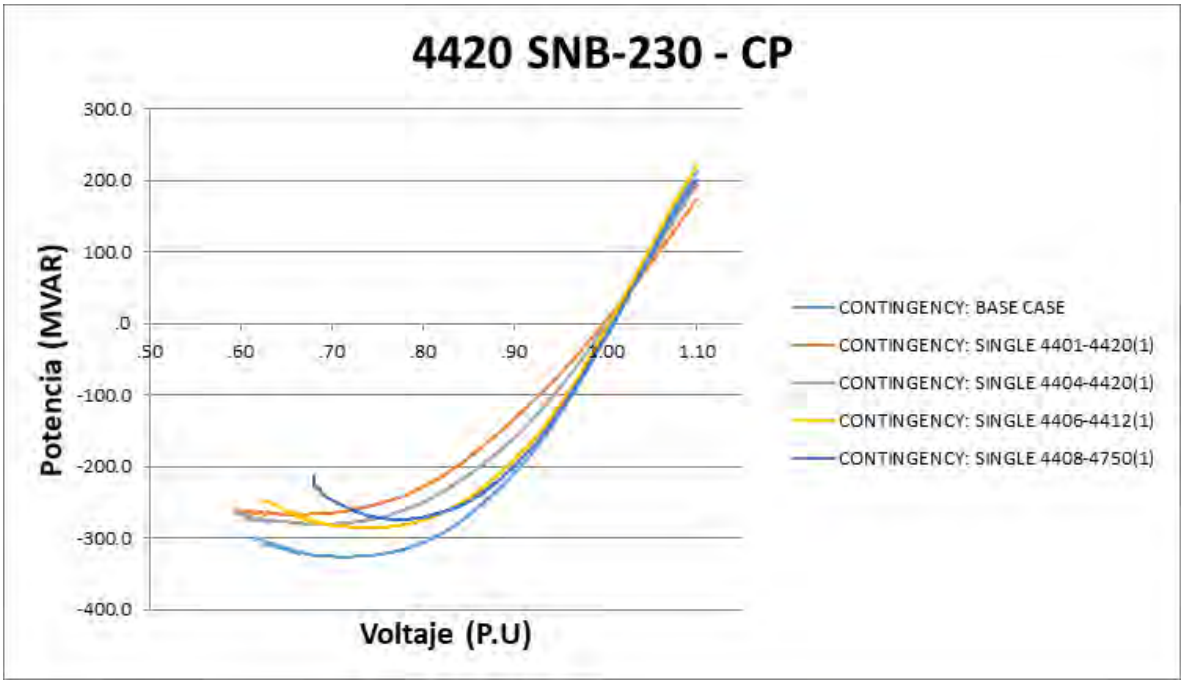
Gráfica 14: Nodo 4402 Con Proyecto



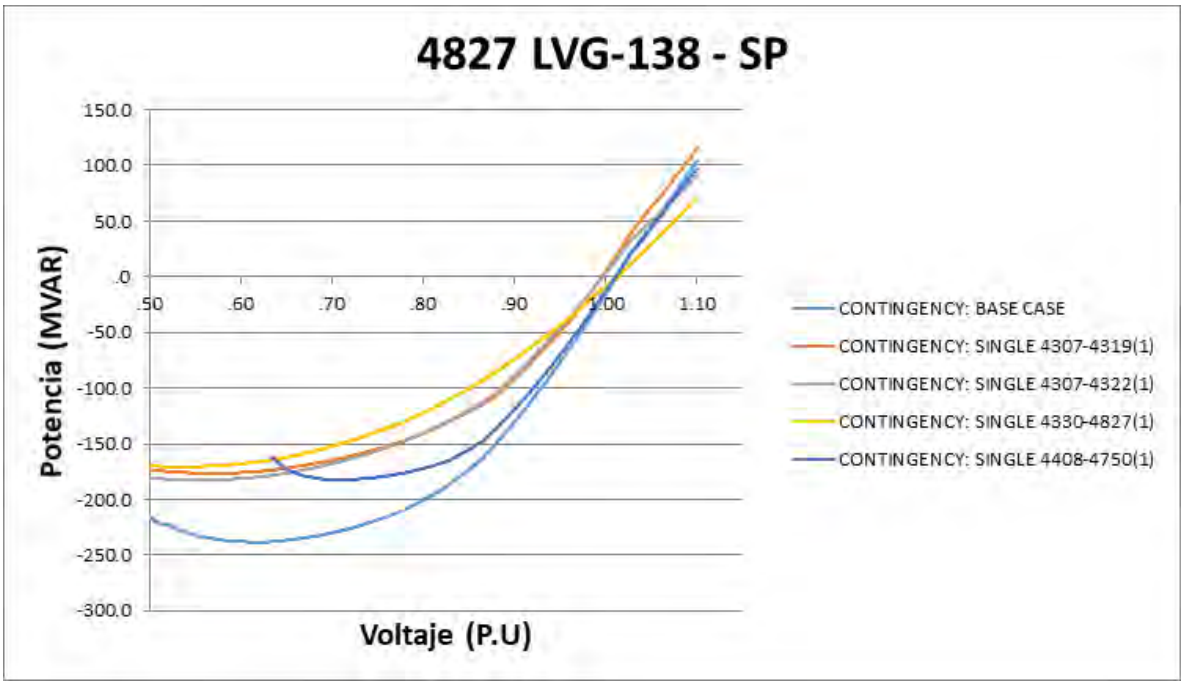
Gráfica 15: Nodo 4420 Sin Proyecto



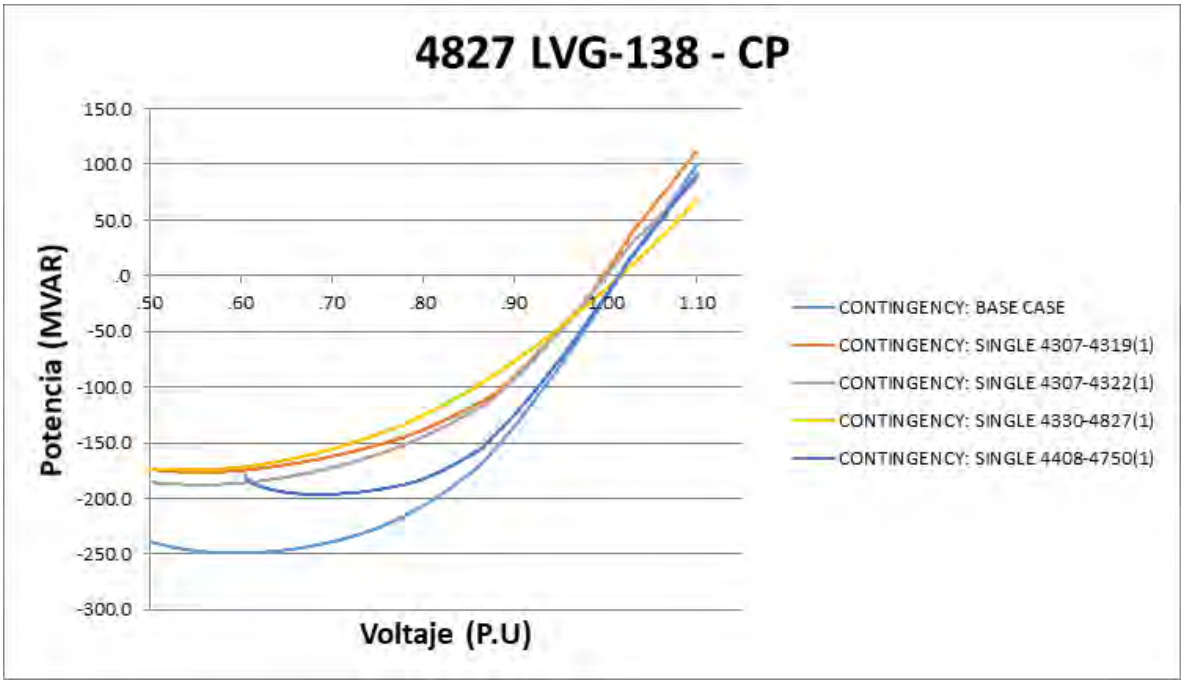
Gráfica 16: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 17: Nodo 4827 Sin Proyecto

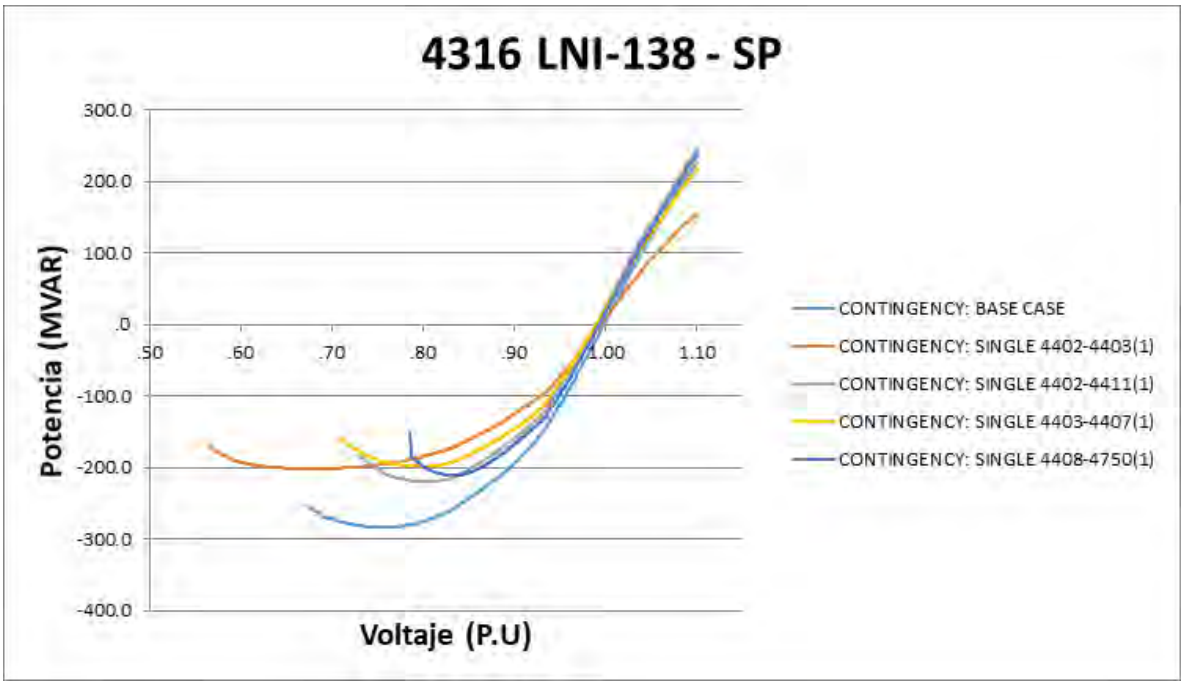


Gráfica 18: Nodo 4827 Con Proyecto

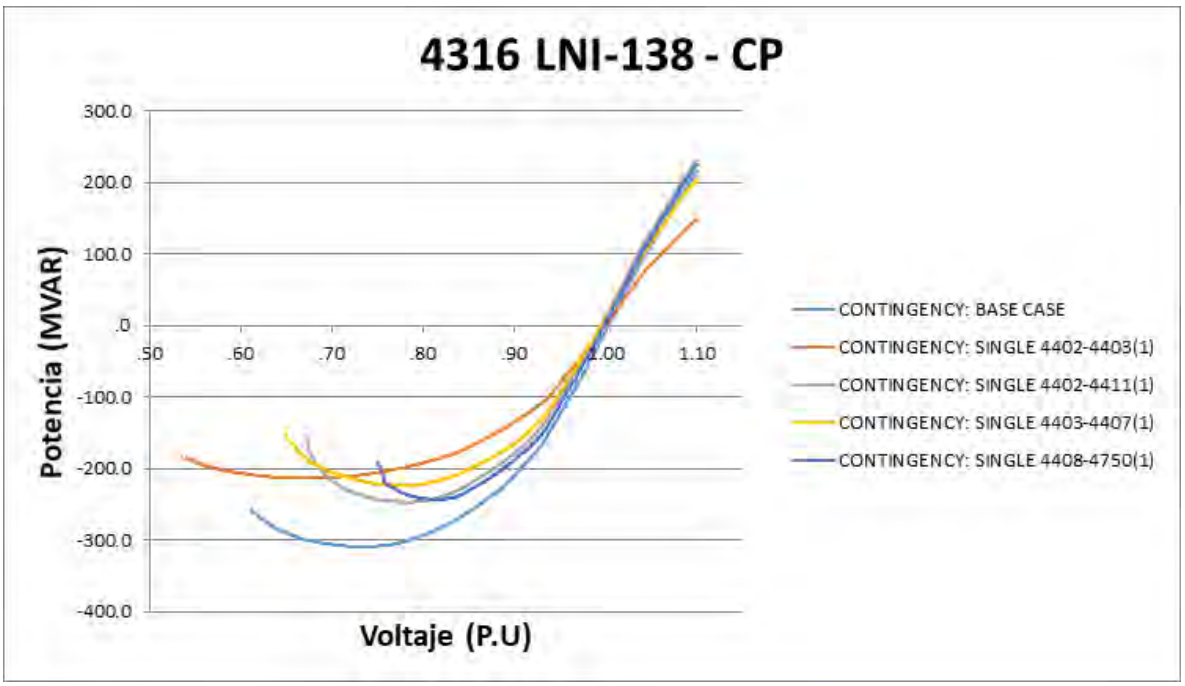


- **Escenario Verano demanda máxima Porteo Norte - Sur 180 MW**

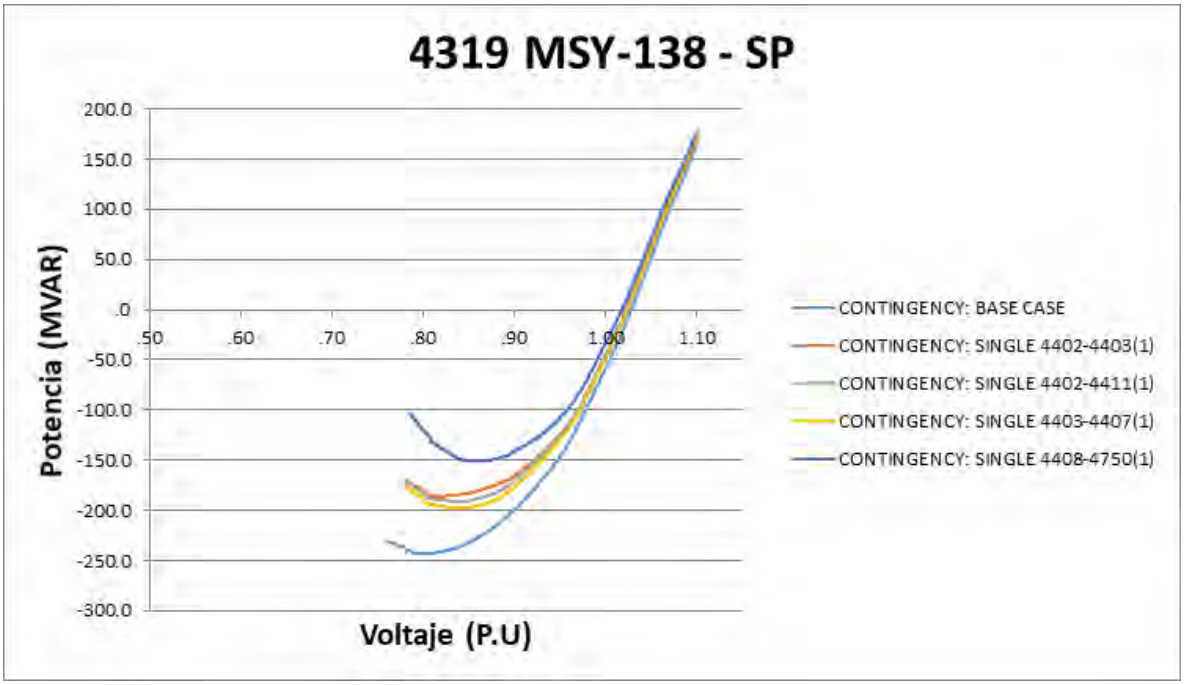
Gráfica 19: Nodo 4316 Sin Proyecto



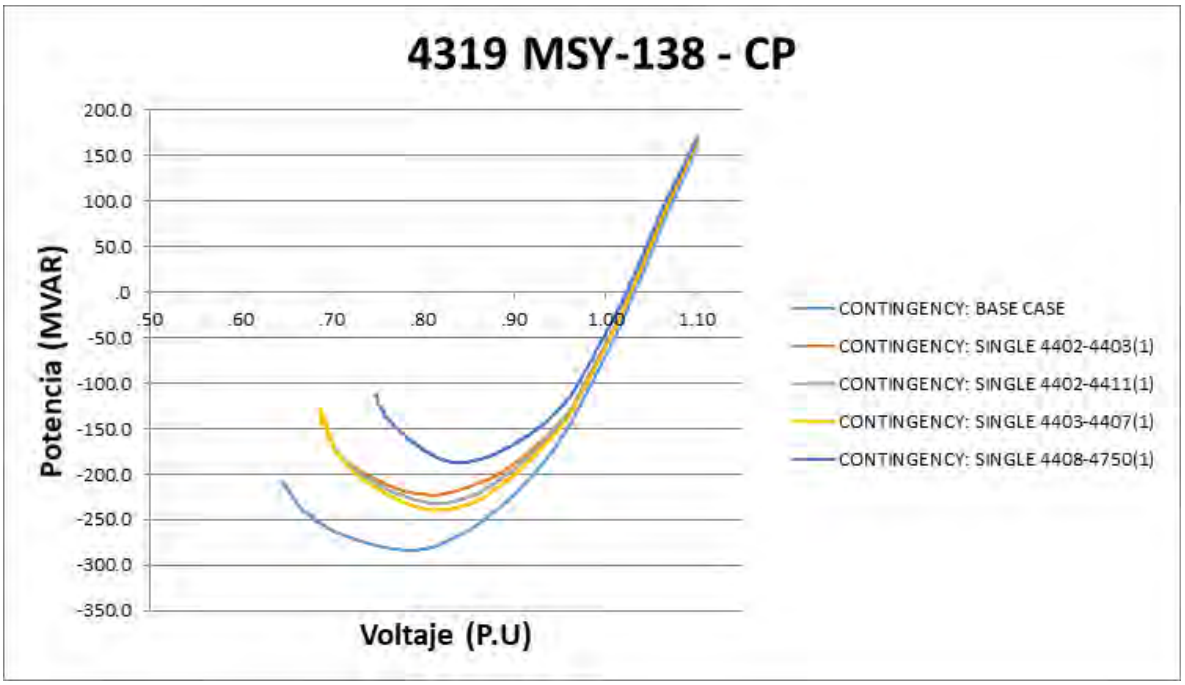
Gráfica 20: Nodo 4316 Con Proyecto



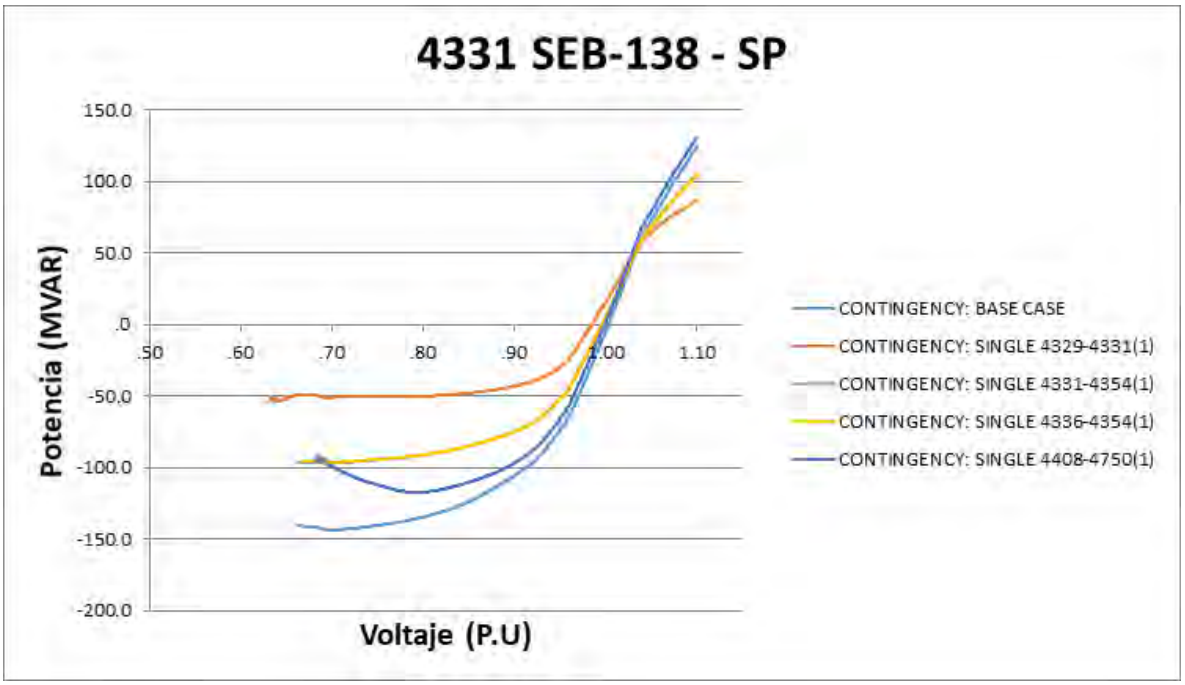
Gráfica 21: Nodo 4319 Sin Proyecto



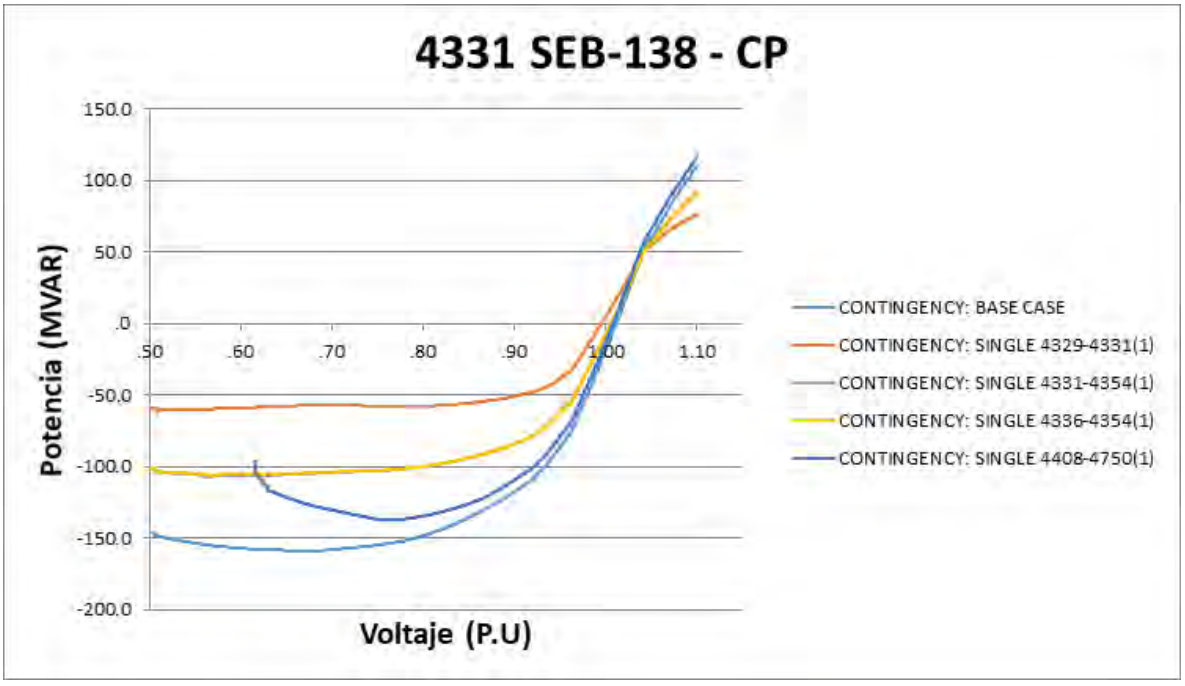
Gráfica 22: Nodo 4319 Con Proyecto



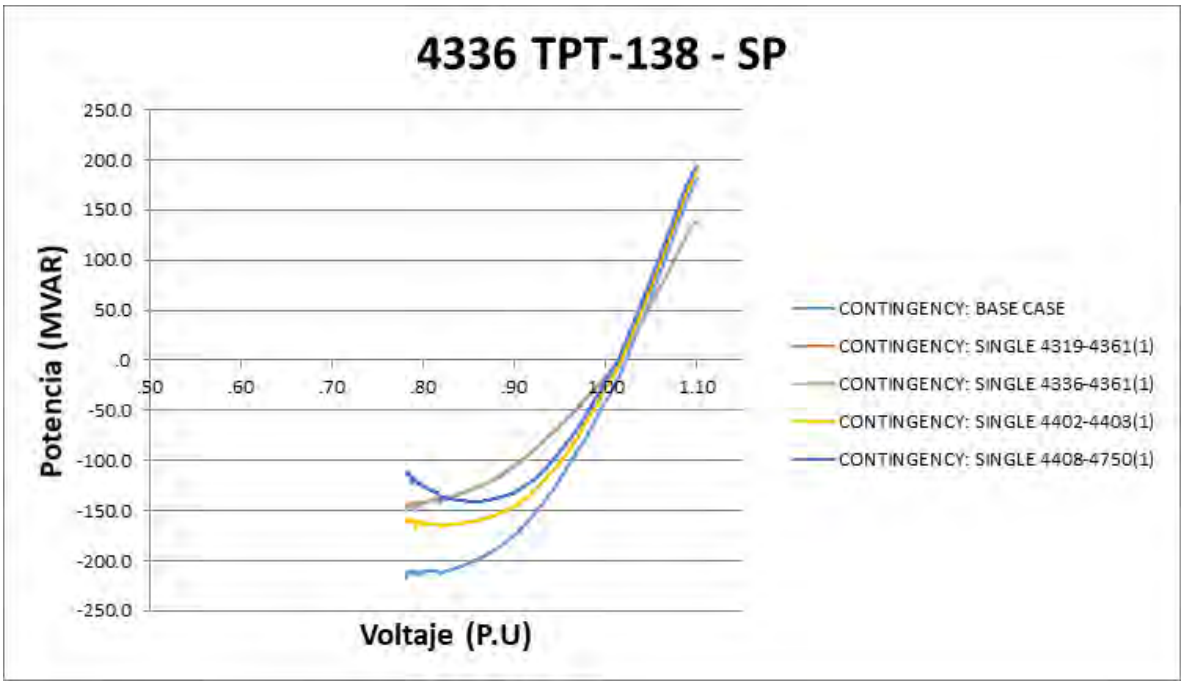
Gráfica 23: Nodo 4331 Sin Proyecto



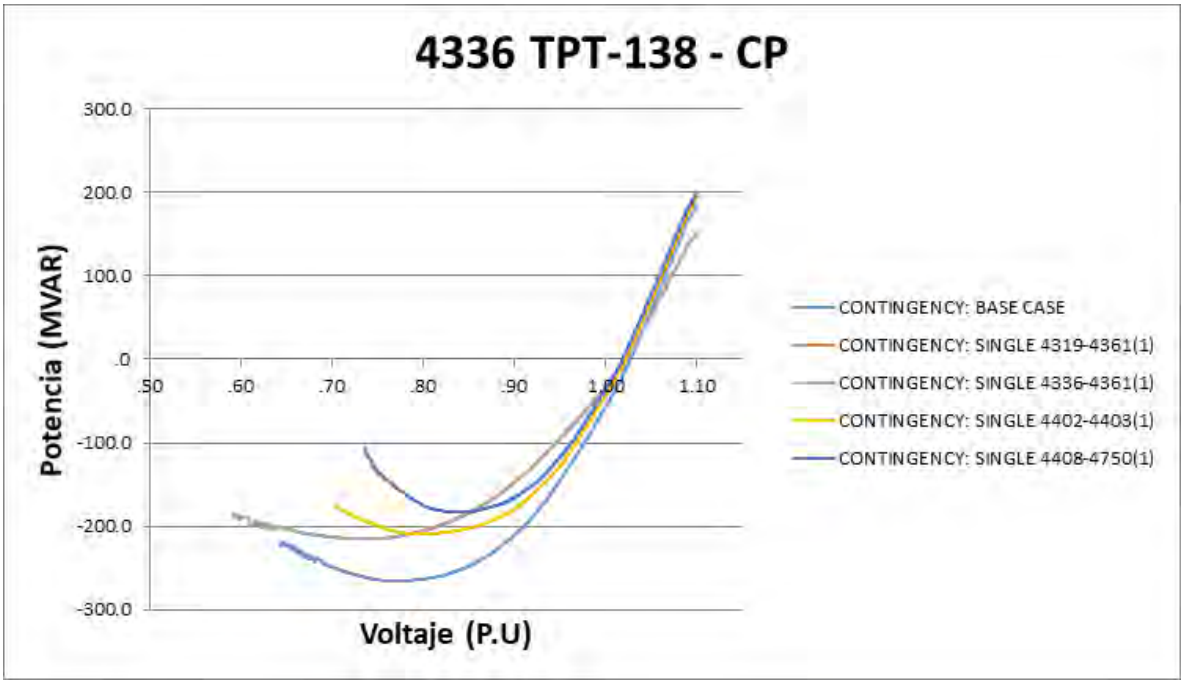
Gráfica 24: Nodo 4331 Con Proyecto



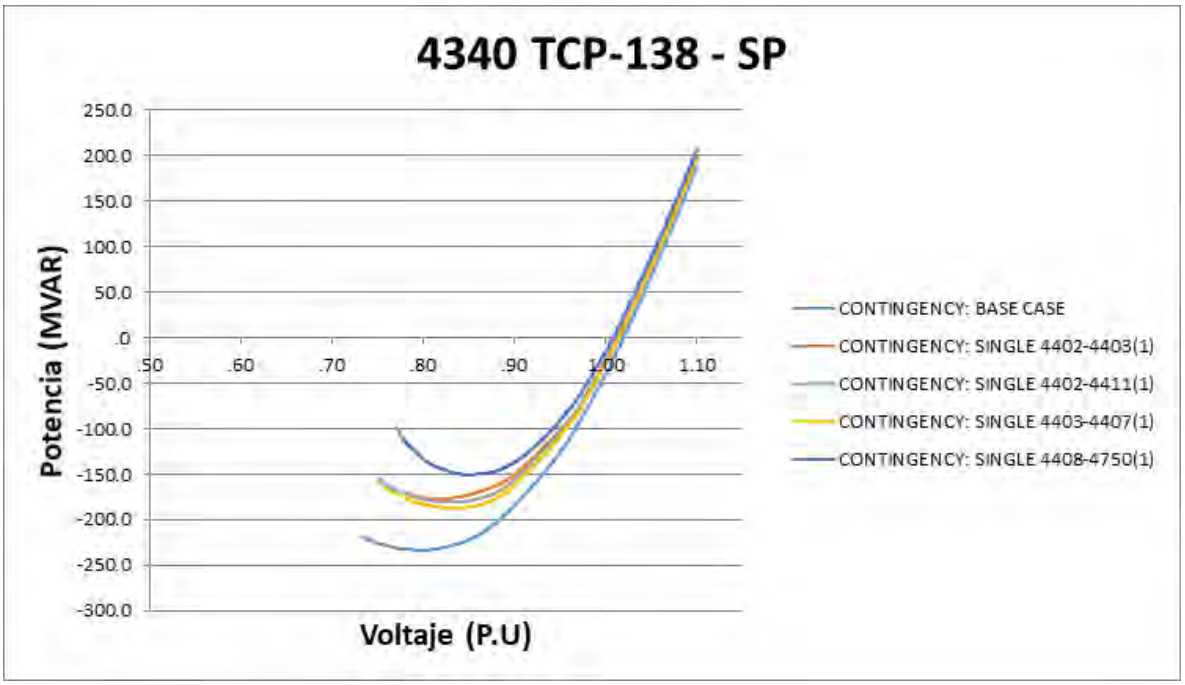
Gráfica 25: Nodo 4336 Sin Proyecto



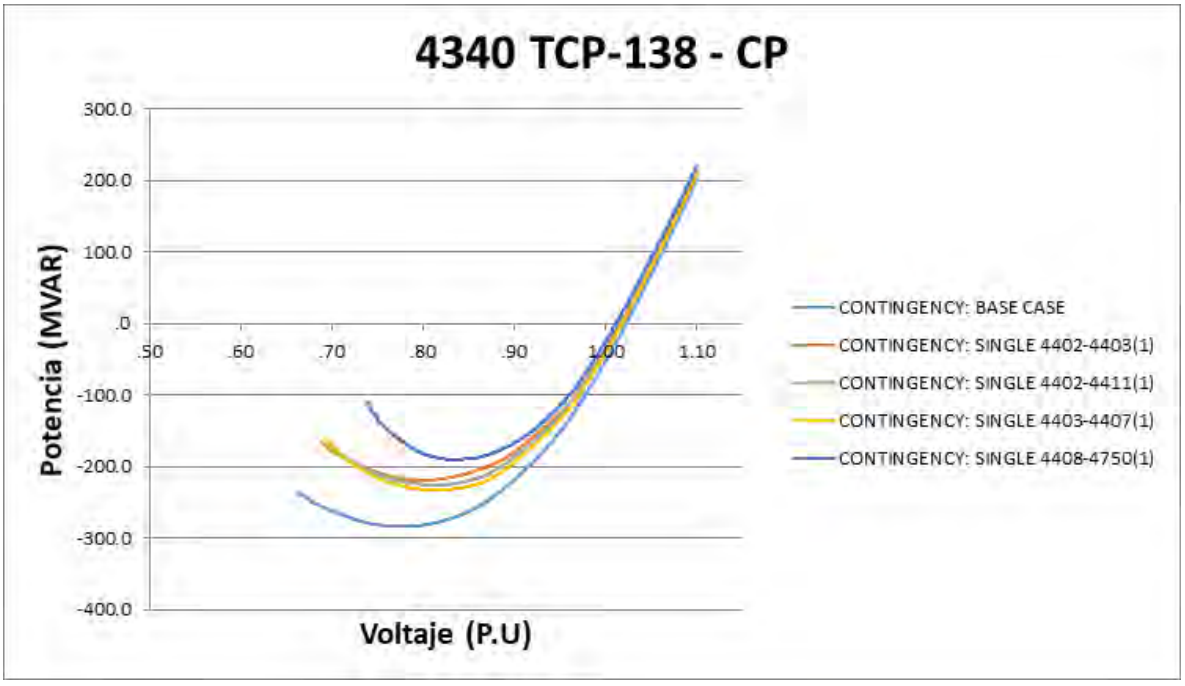
Gráfica 26: Nodo 4336 Con Proyecto



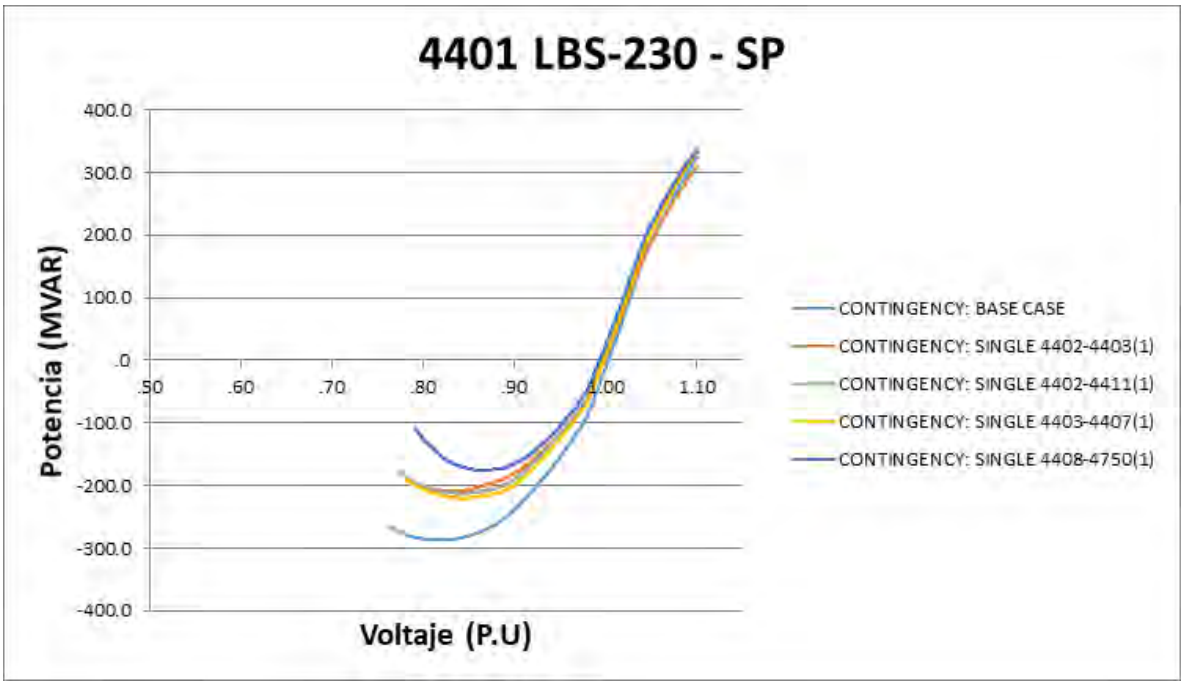
Gráfica 27: Nodo 4340 Sin Proyecto



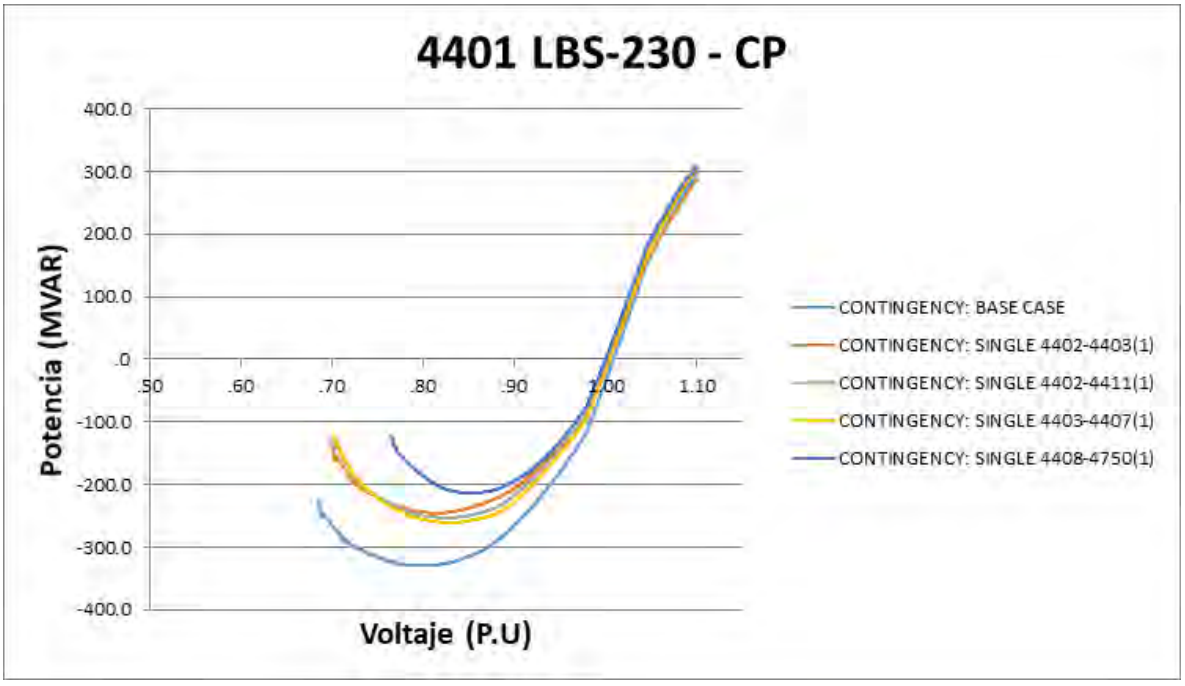
Gráfica 28: Nodo 4340 Con Proyecto



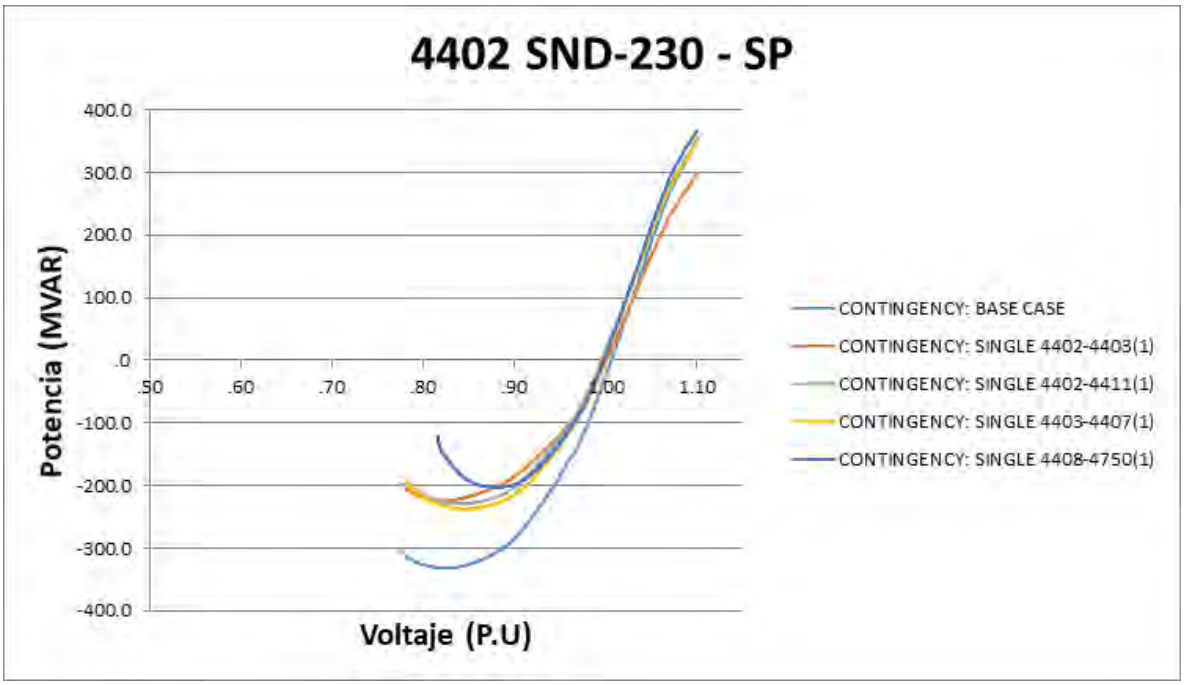
Gráfica 29: Nodo 4401 Sin Proyecto



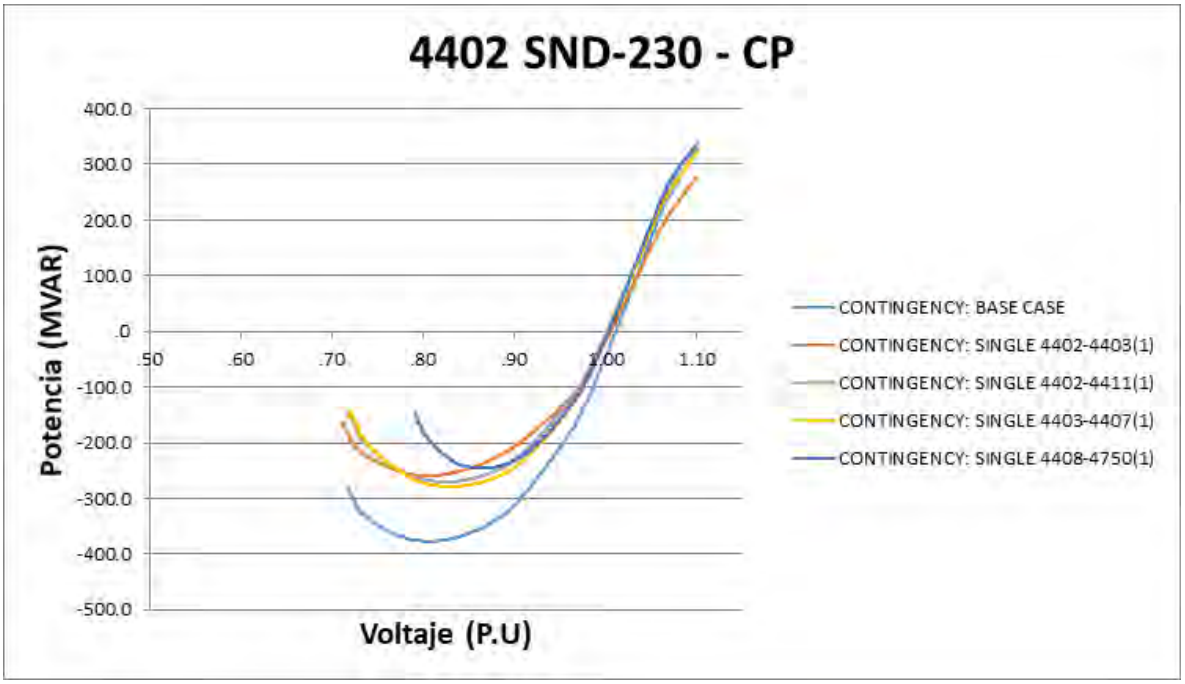
Gráfica 30: Nodo 4401 Con Proyecto



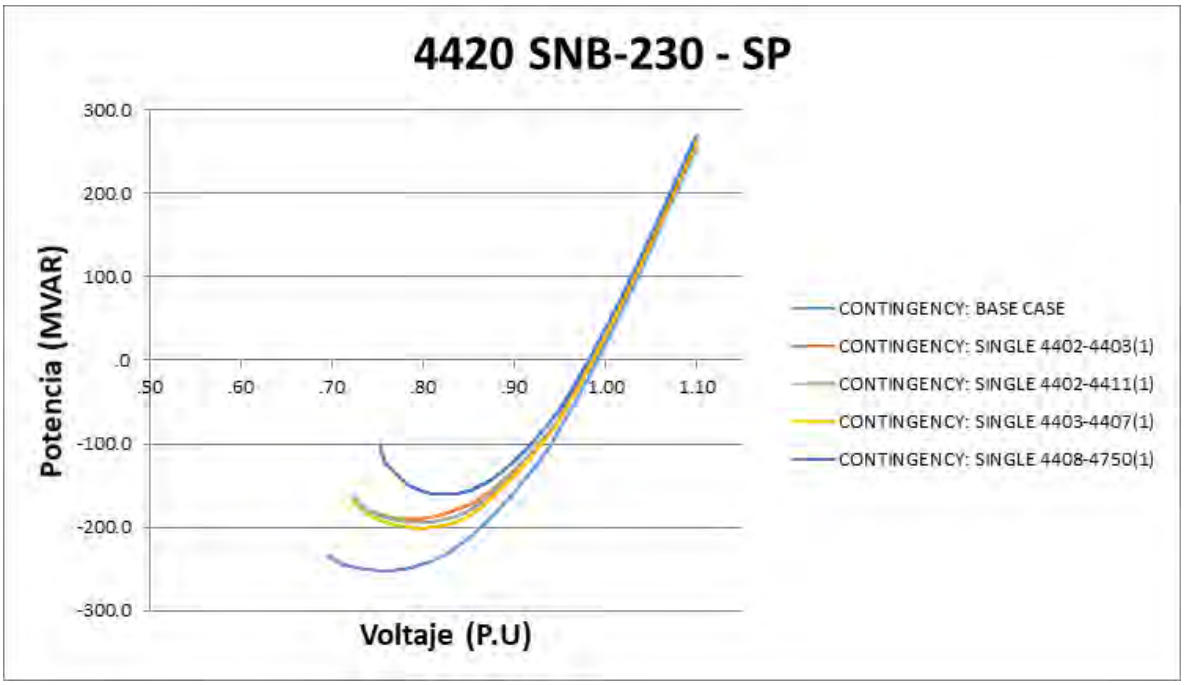
Gráfica 31: Nodo 4402 Sin Proyecto



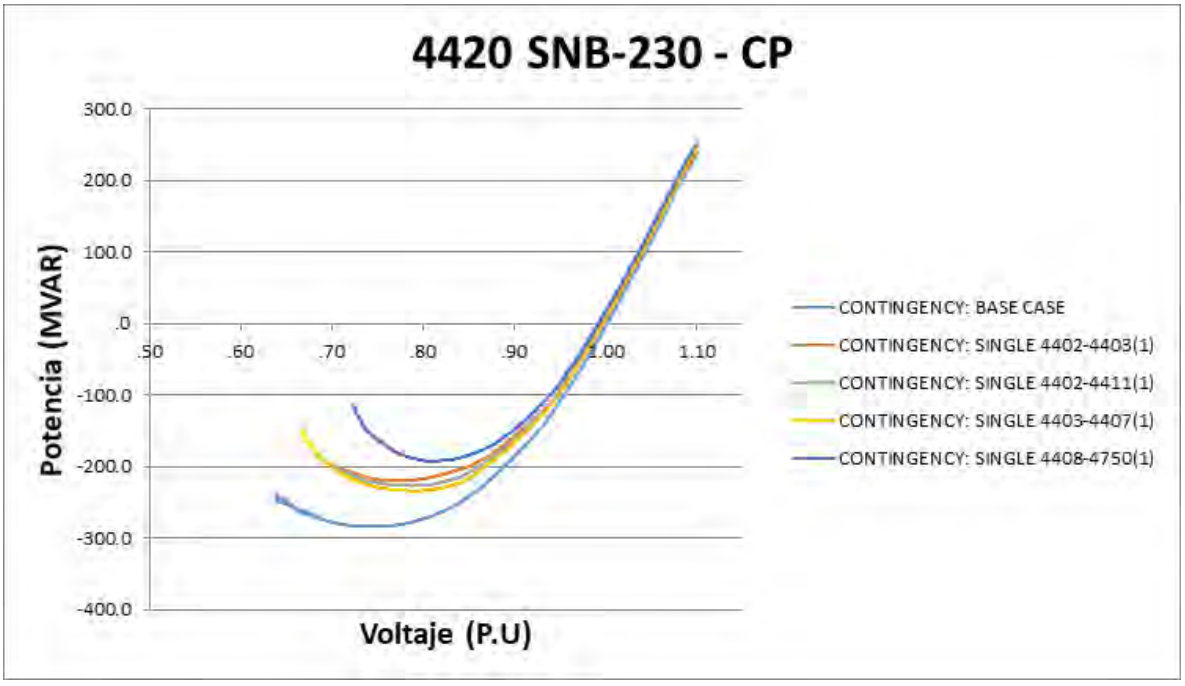
Gráfica 32: Nodo 4402 Con Proyecto



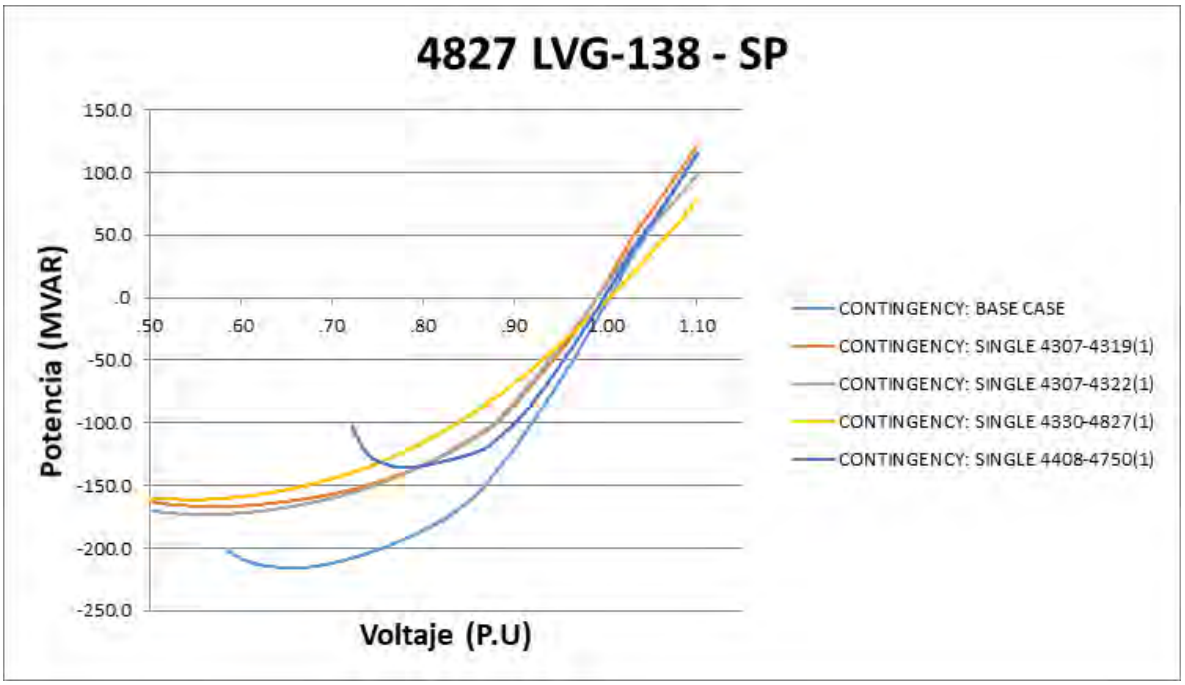
Gráfica 33: Nodo 4420 Sin Proyecto



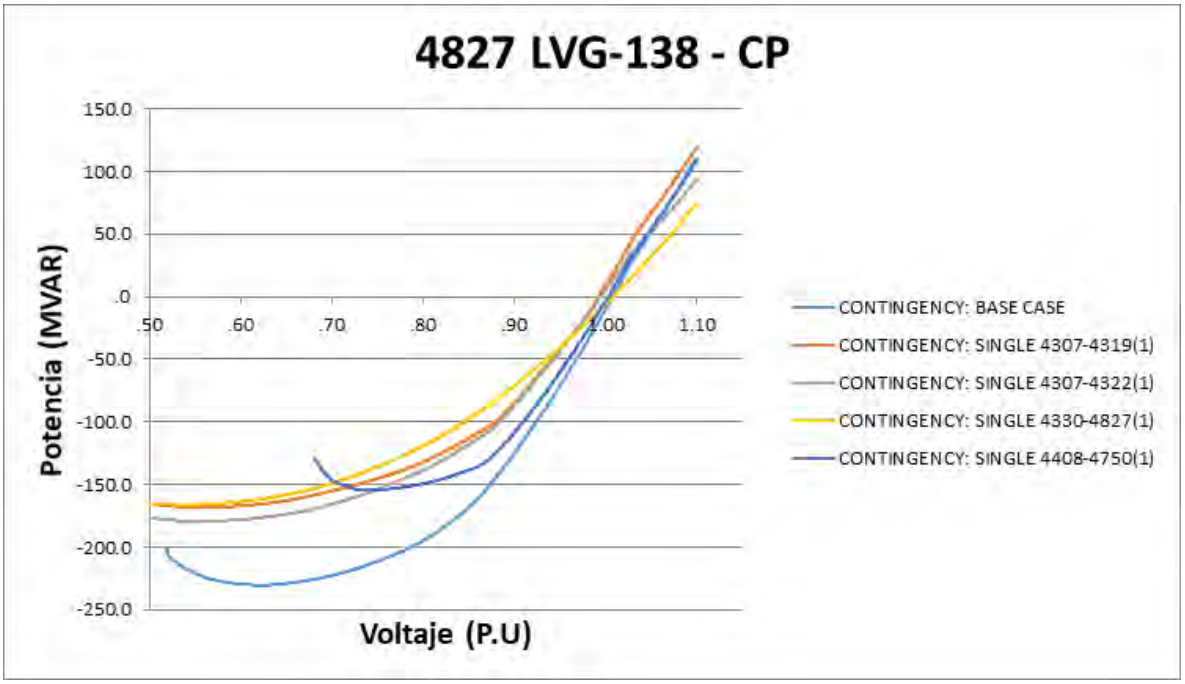
Gráfica 34: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 35: Nodo 4827 Sin Proyecto

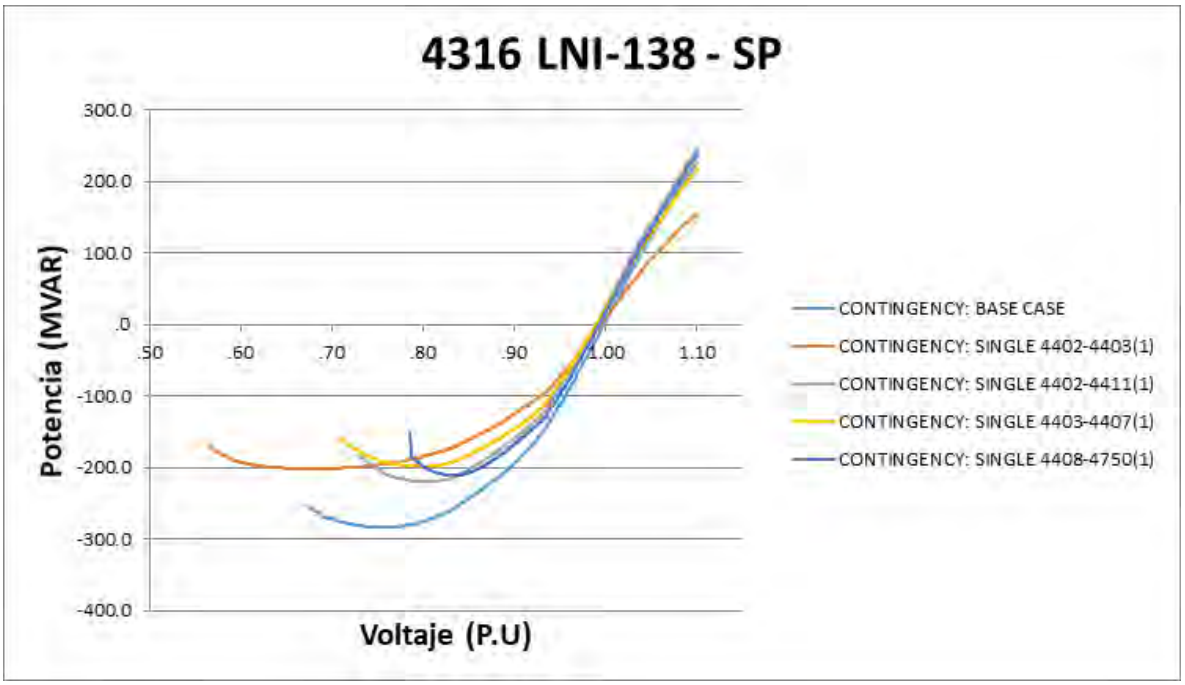


Gráfica 36: Nodo 4827 Con Proyecto

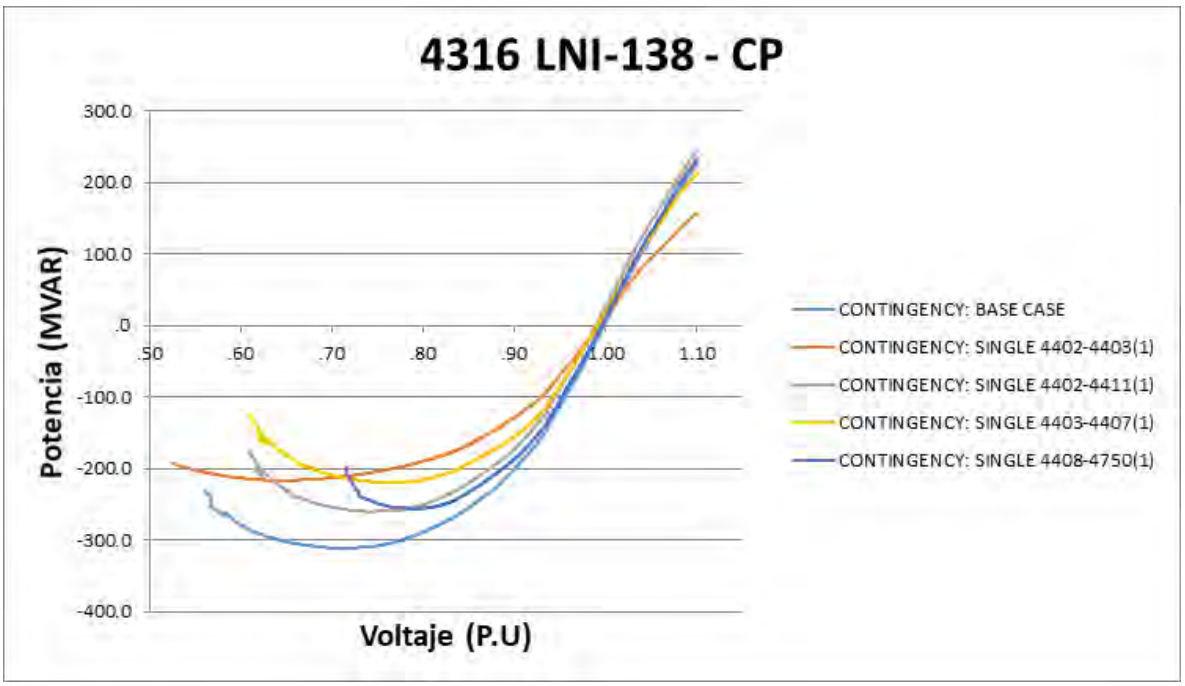


- **Escenario Verano demanda máxima Porteo Sur - Norte 220 MW**

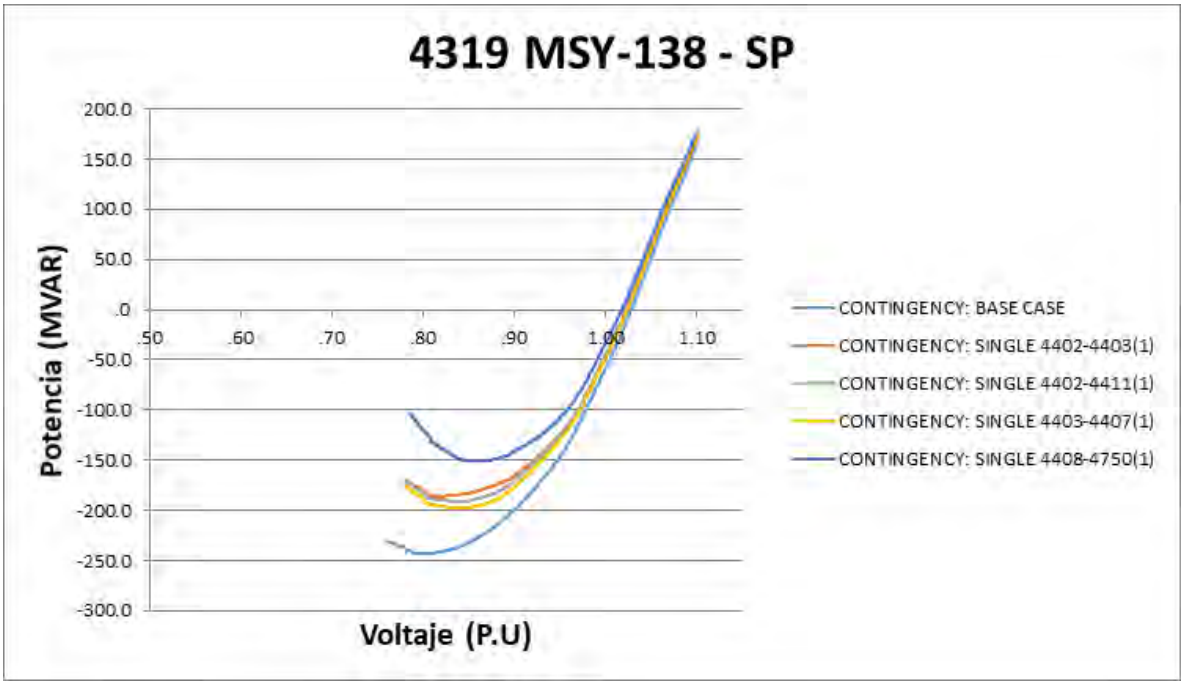
Gráfica 37: Nodo 4316 Sin Proyecto



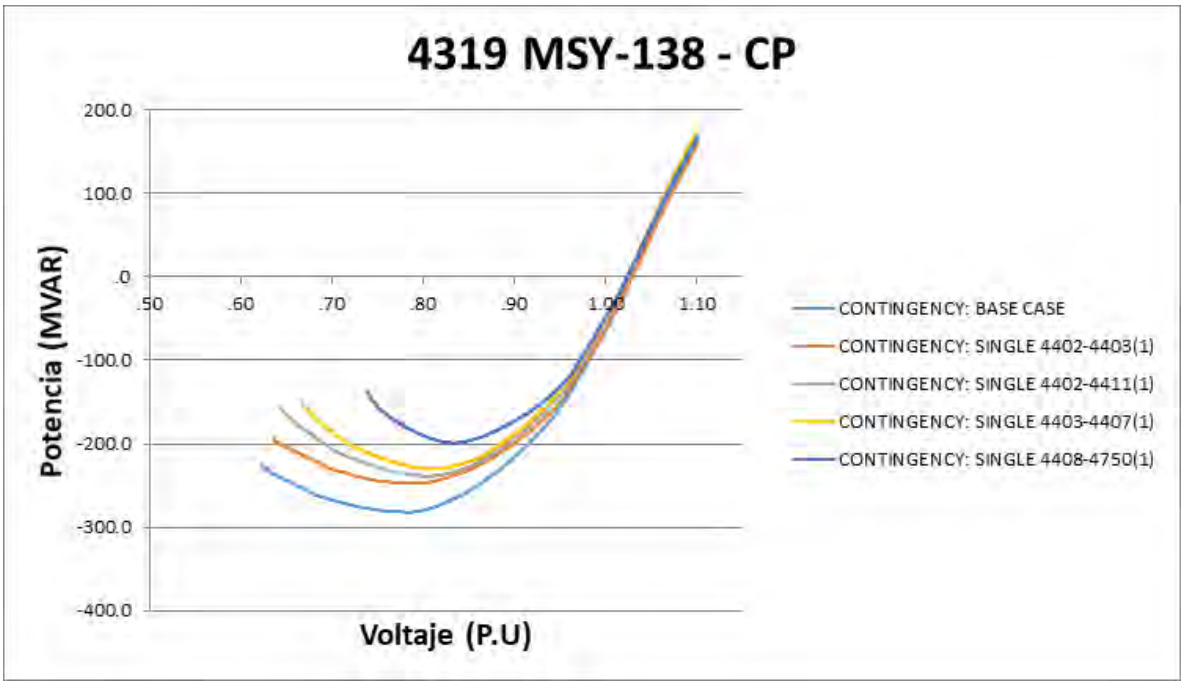
Gráfica 38: Nodo 4316 Con Proyecto



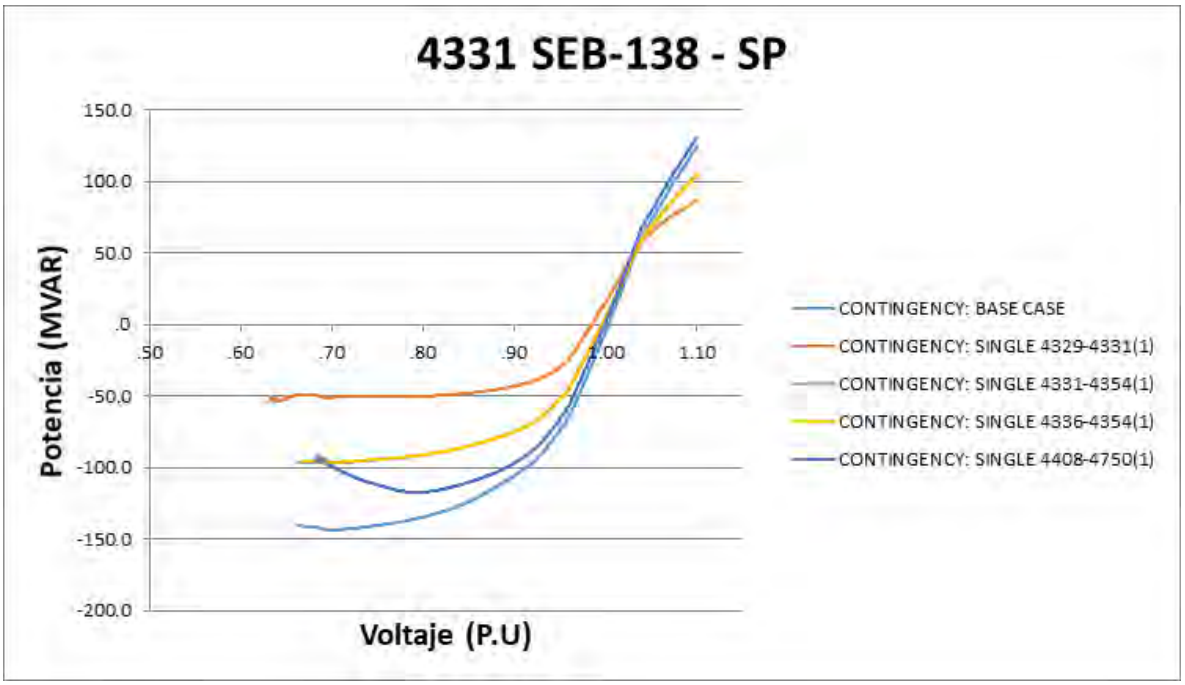
Gráfica 39: Nodo 4319 Sin Proyecto



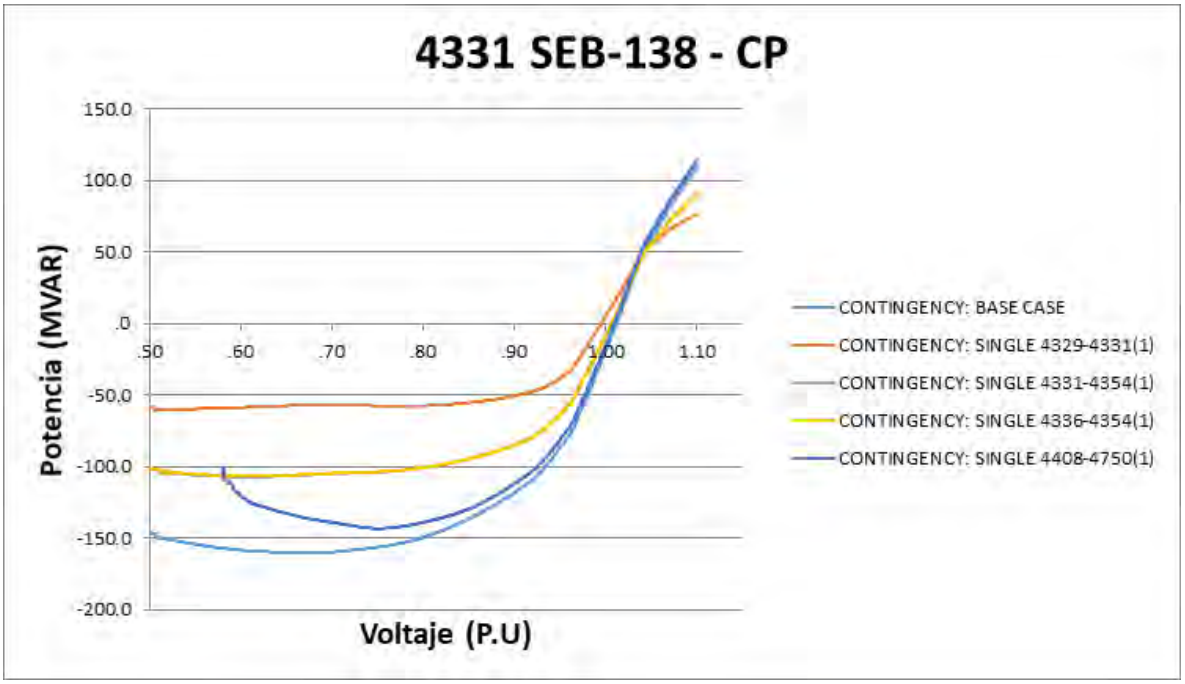
Gráfica 40: Nodo 4319 Con Proyecto



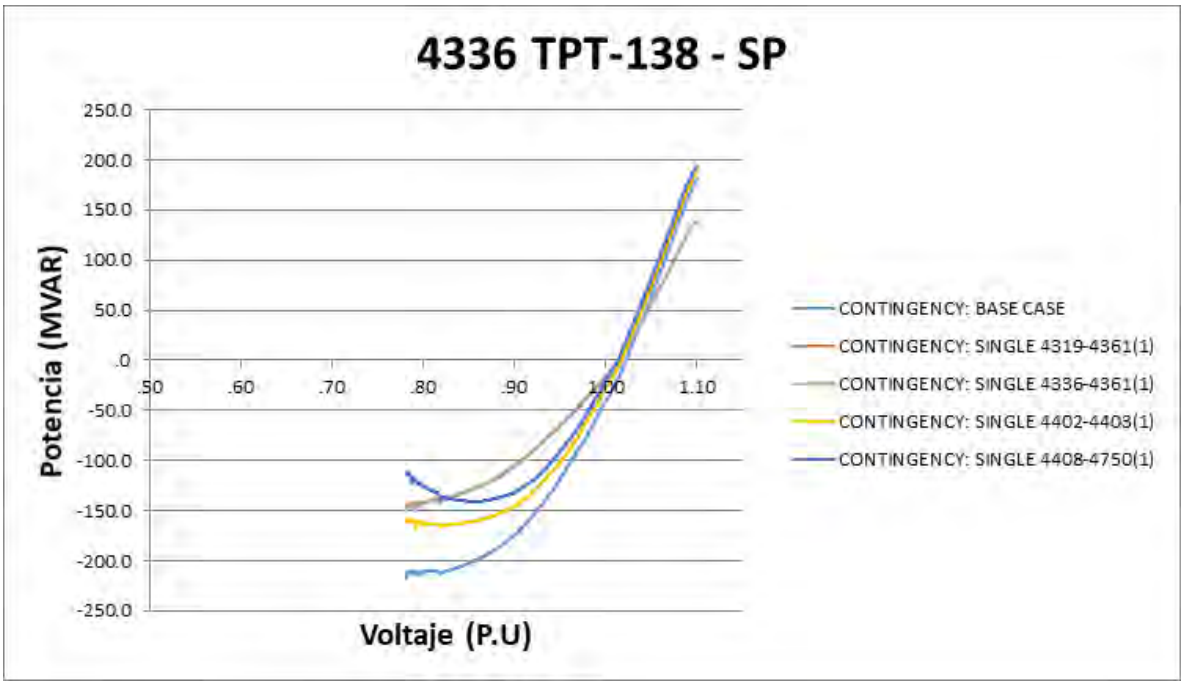
Gráfica 41: Nodo 4331 Sin Proyecto



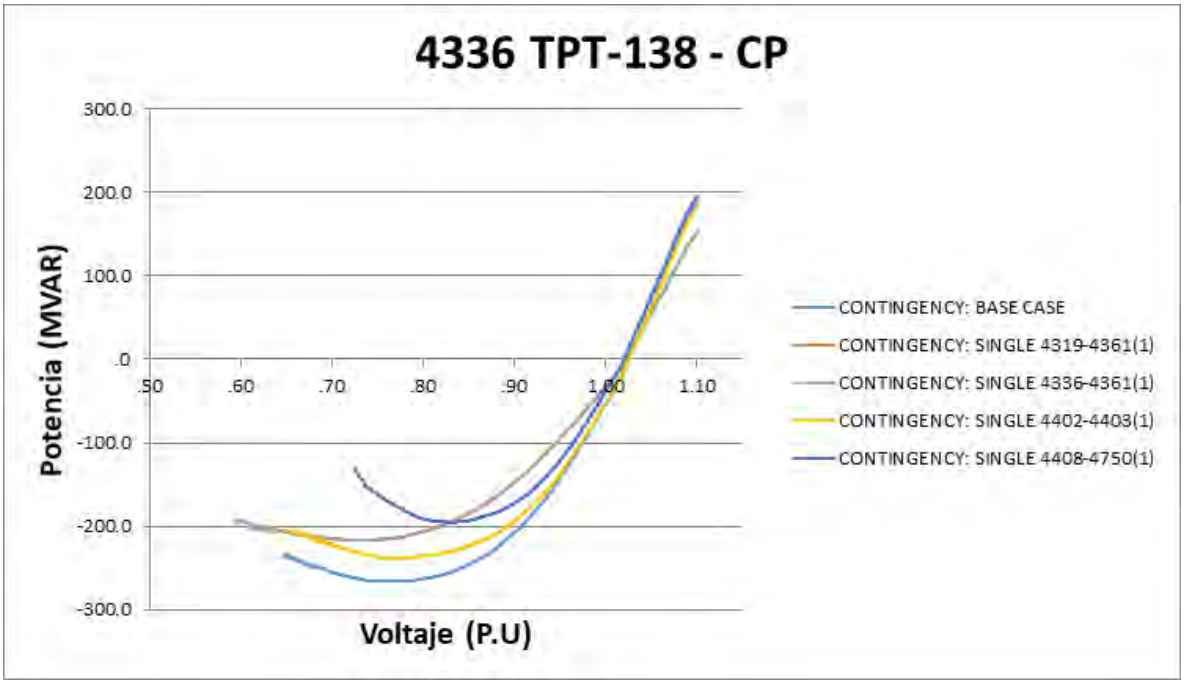
Gráfica 42: Nodo 4331 Con Proyecto



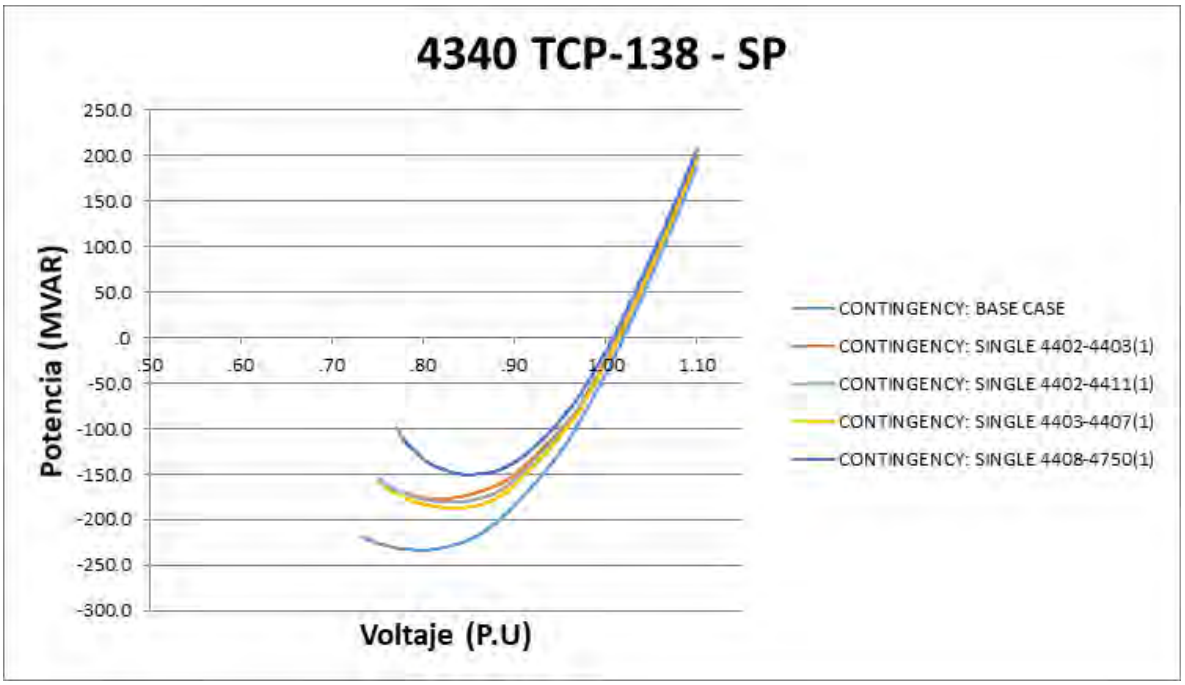
Gráfica 43: Nodo 4336 Sin Proyecto



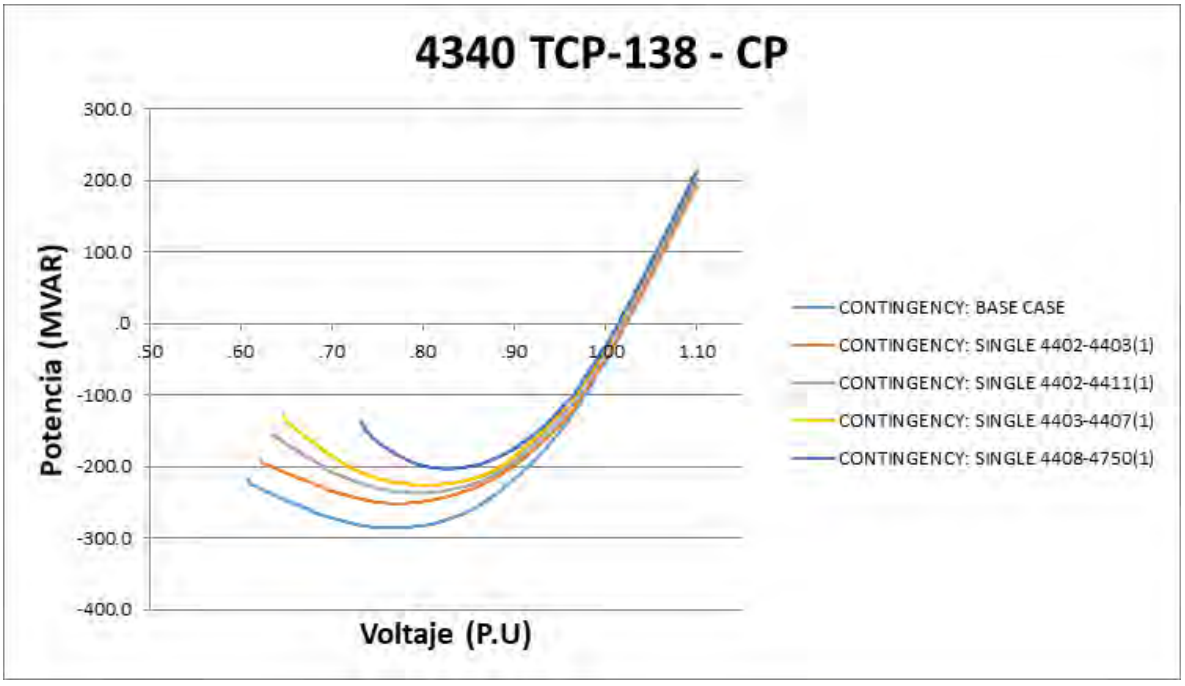
Gráfica 44: Nodo 4336 Con Proyecto



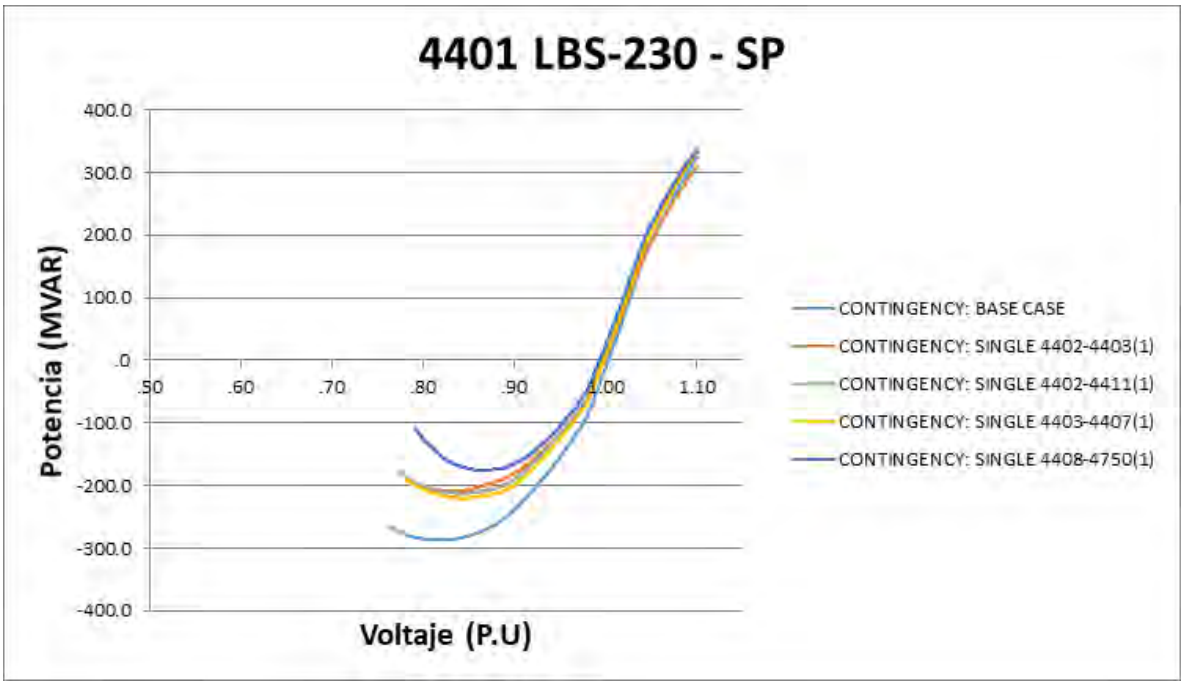
Gráfica 45: Nodo 4340 Sin Proyecto



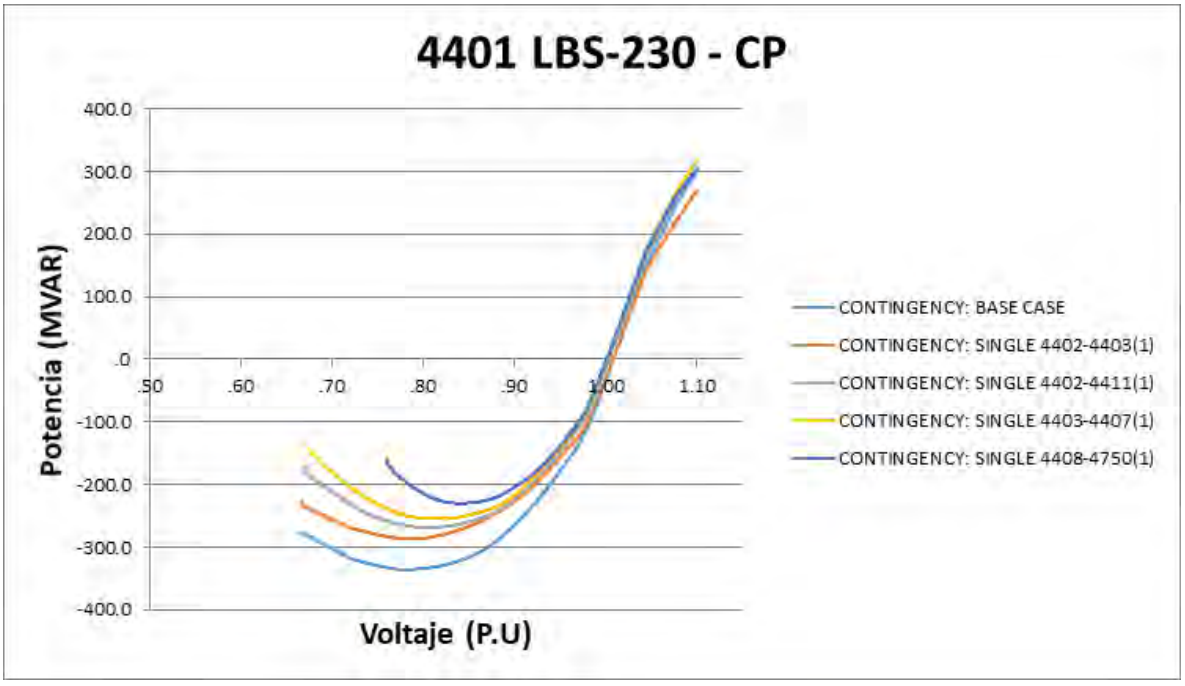
Gráfica 46: Nodo 4340 Con Proyecto



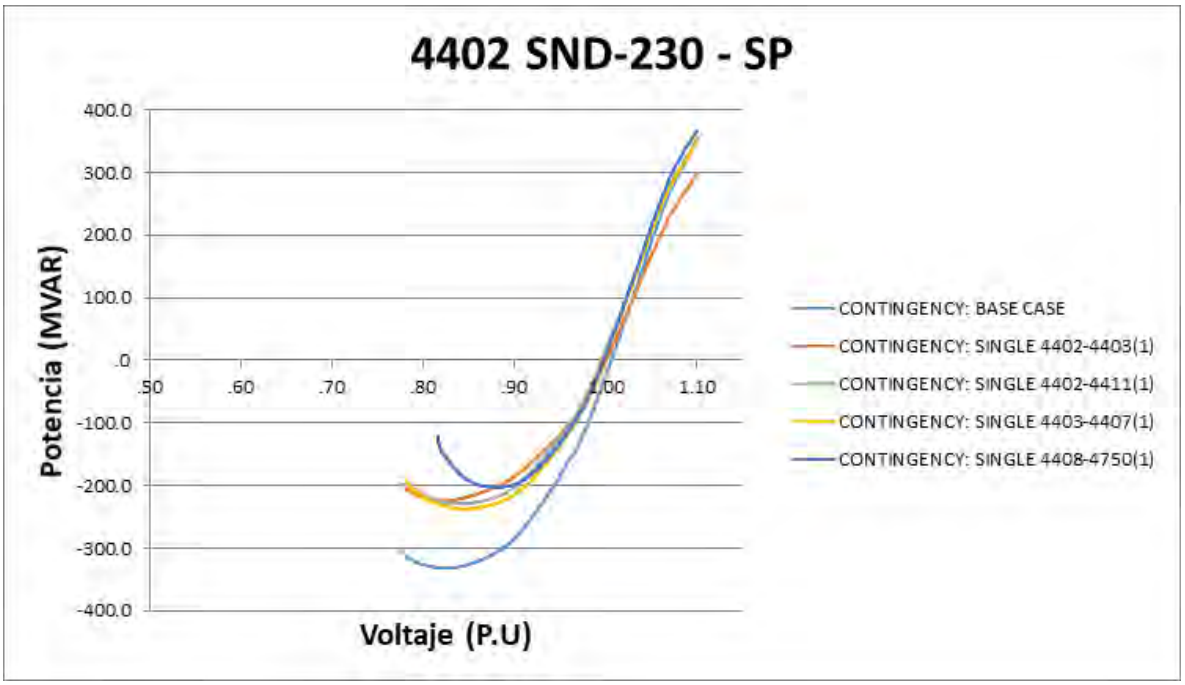
Gráfica 47: Nodo 4401 Sin Proyecto



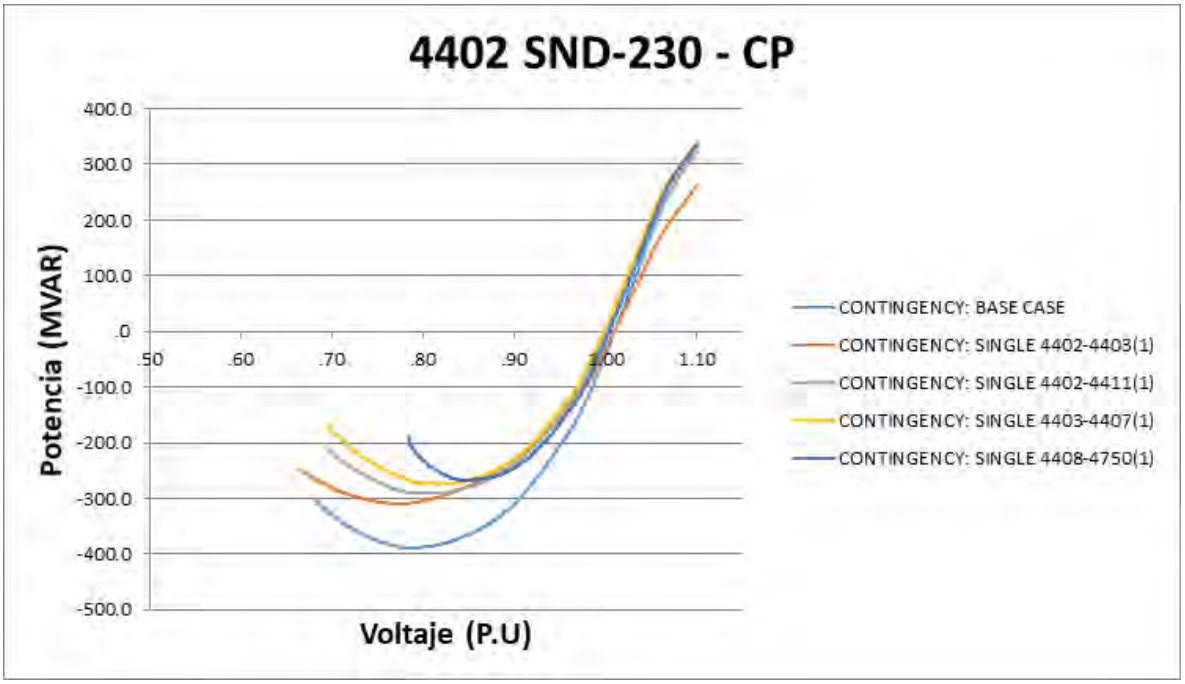
Gráfica 48: Nodo 4401 Con Proyecto



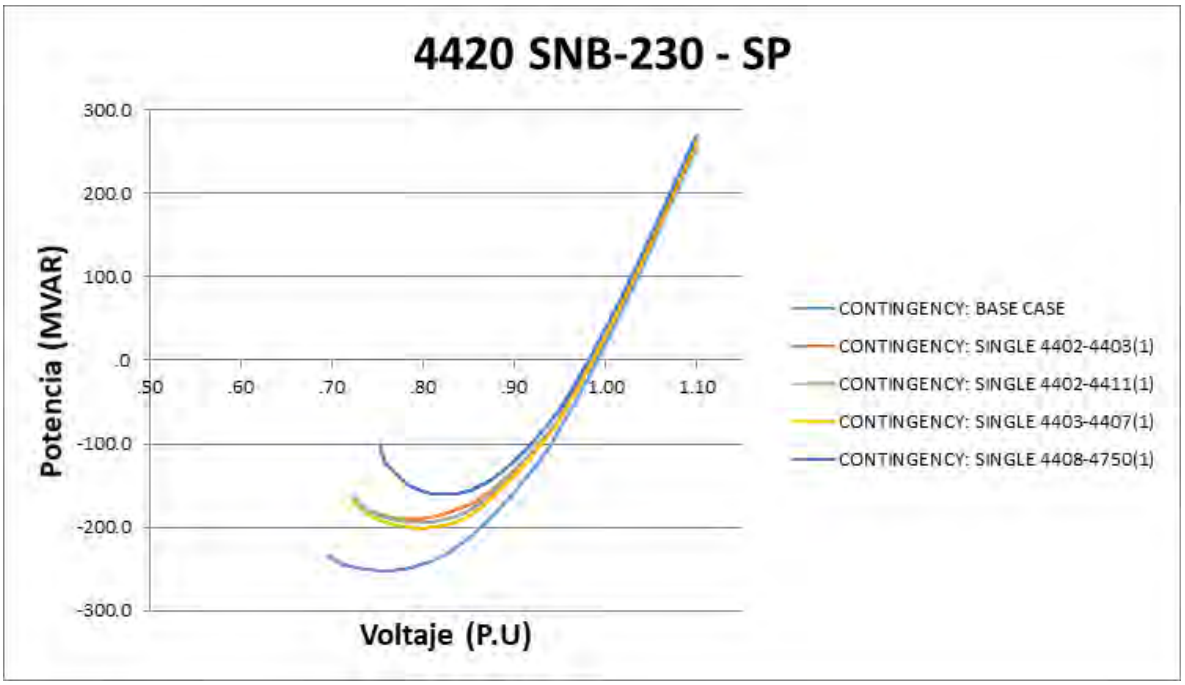
Gráfica 49: Nodo 4402 Sin Proyecto



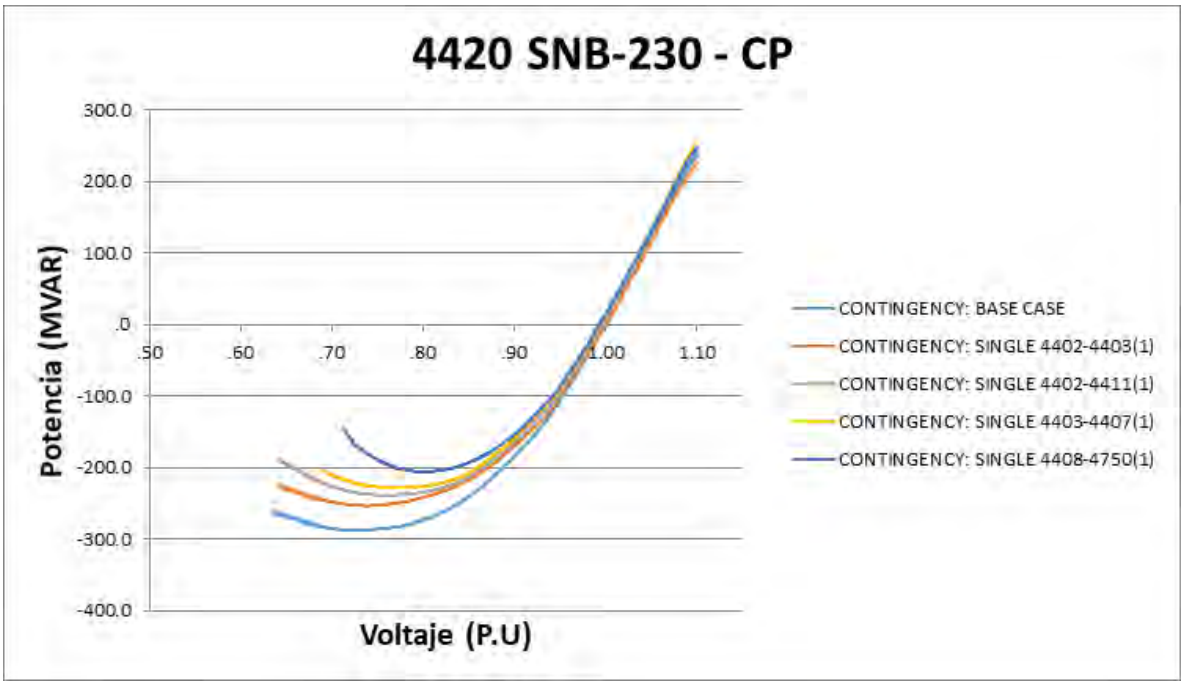
Gráfica 50: Nodo 4402 Con Proyecto



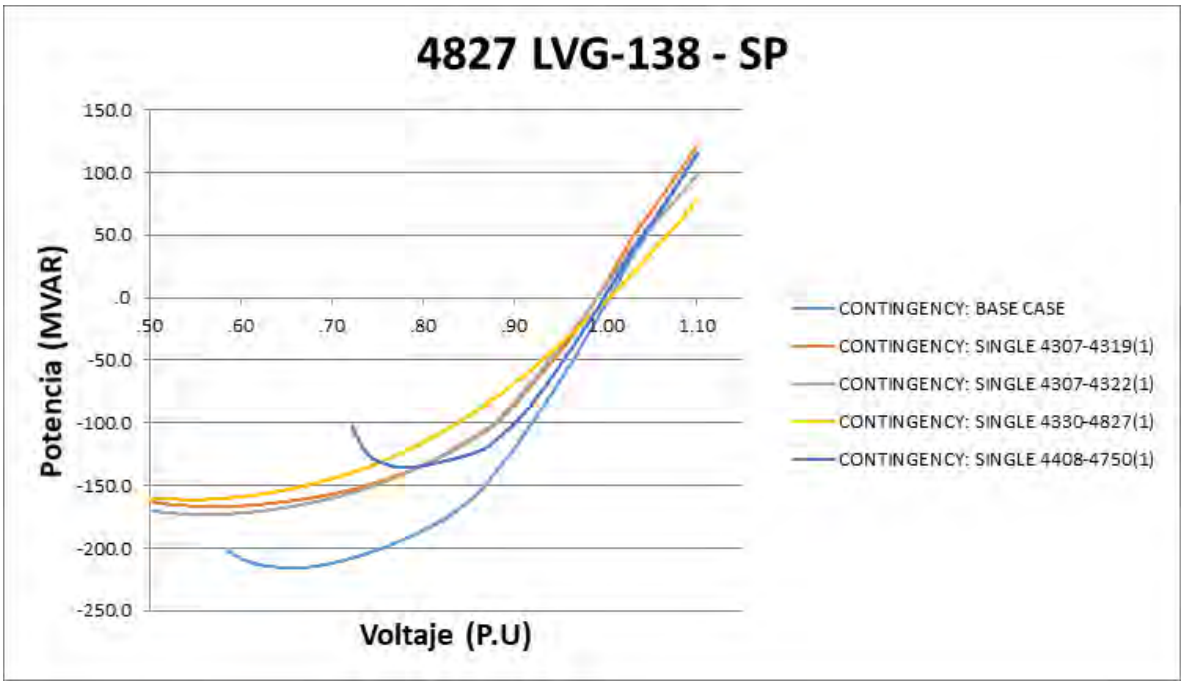
Gráfica 51: Nodo 4420 Sin Proyecto



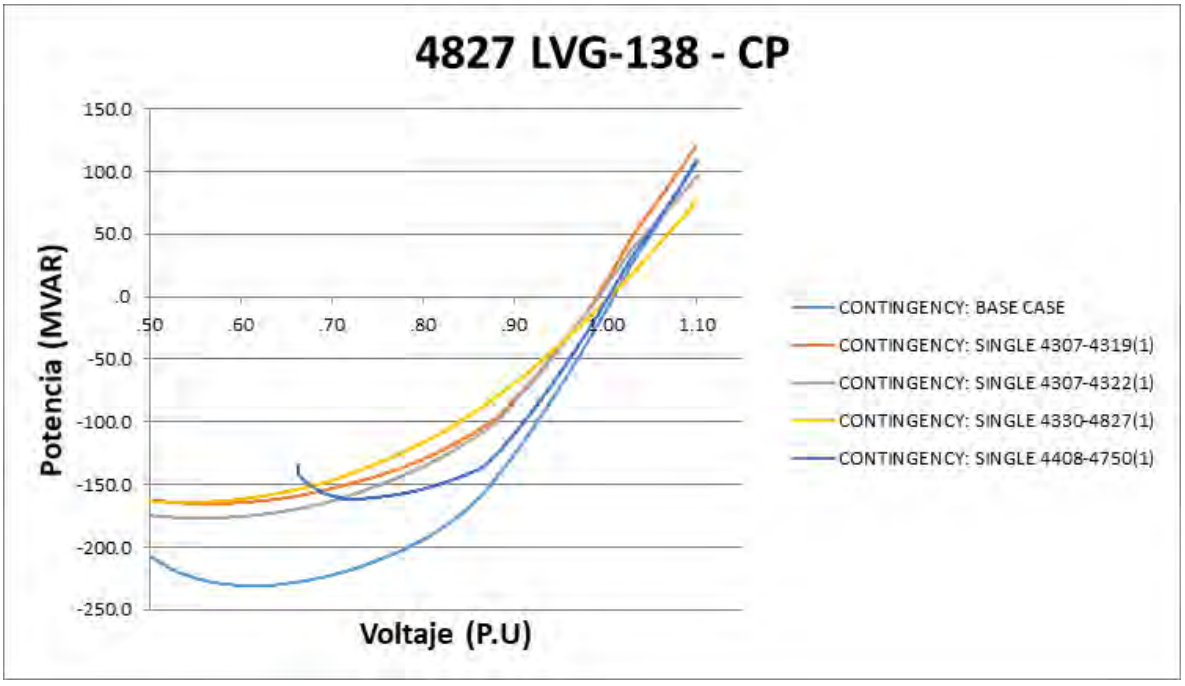
Gráfica 52: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 53: Nodo 4827 Sin Proyecto

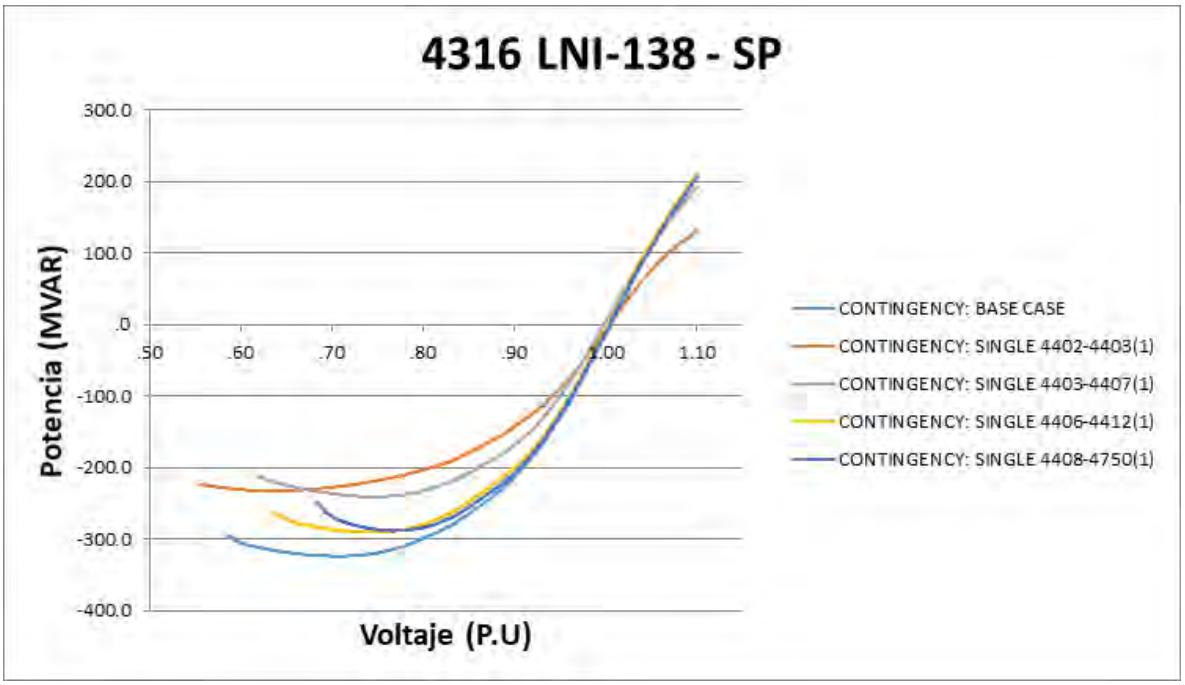


Gráfica 54: Nodo 4827 Con Proyecto

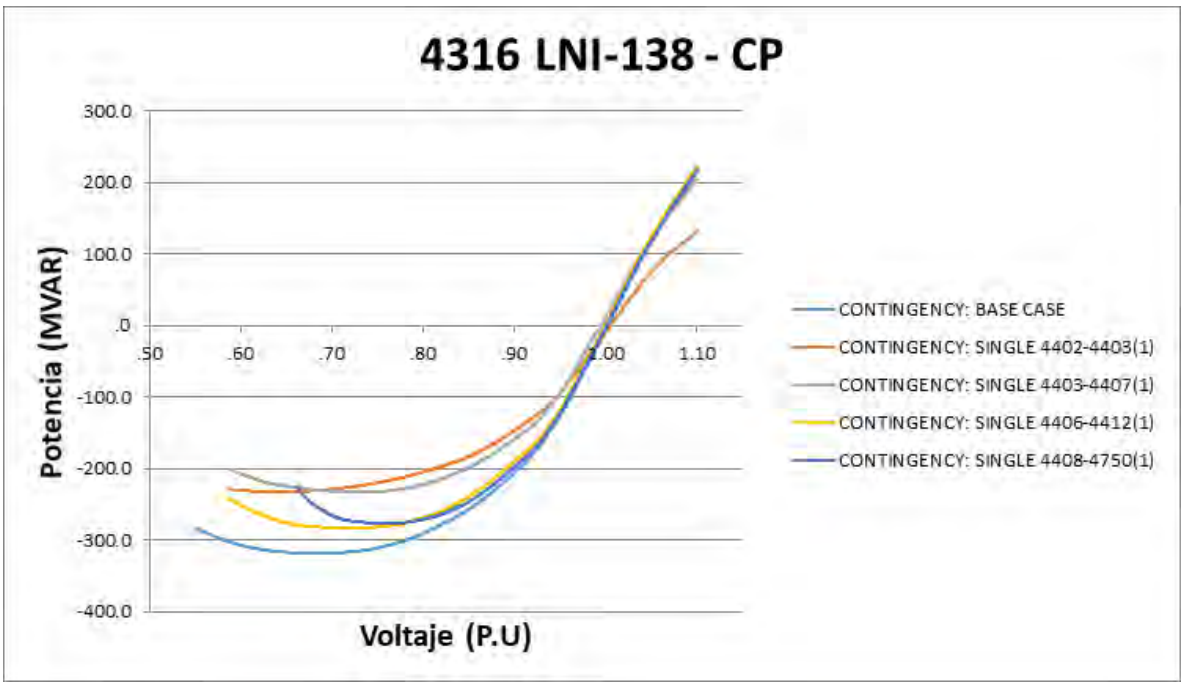


- **Escenario Verano demanda media sin intercambios**

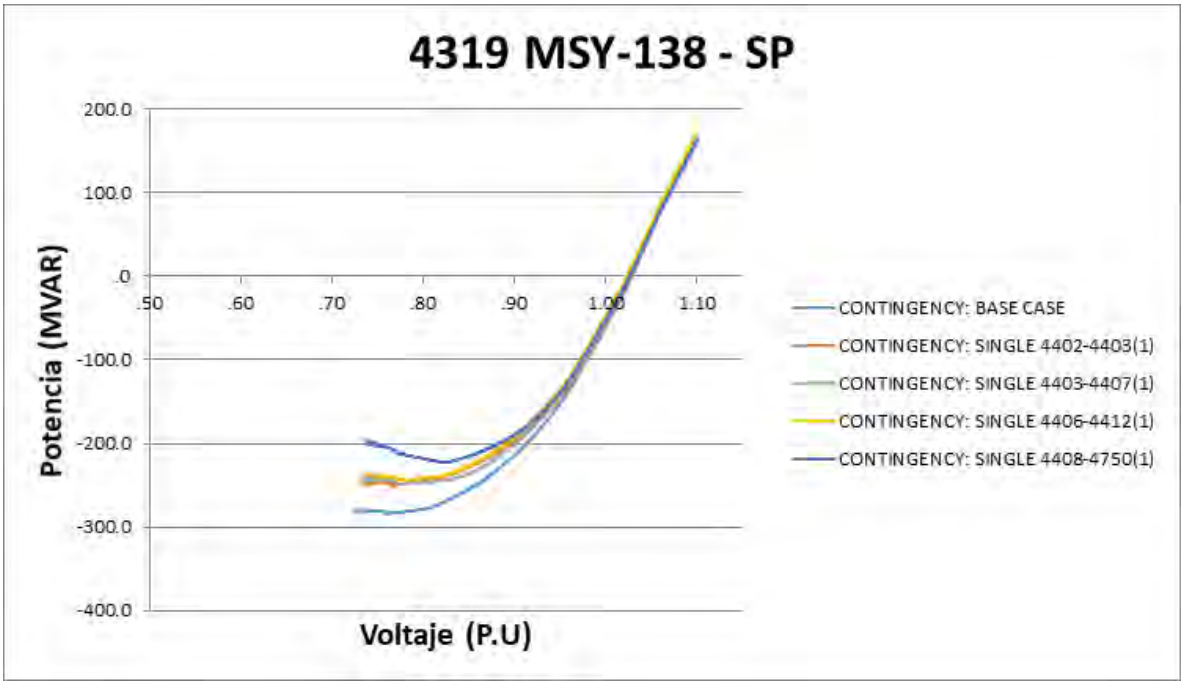
Gráfica 55: Nodo 4316 Sin Proyecto



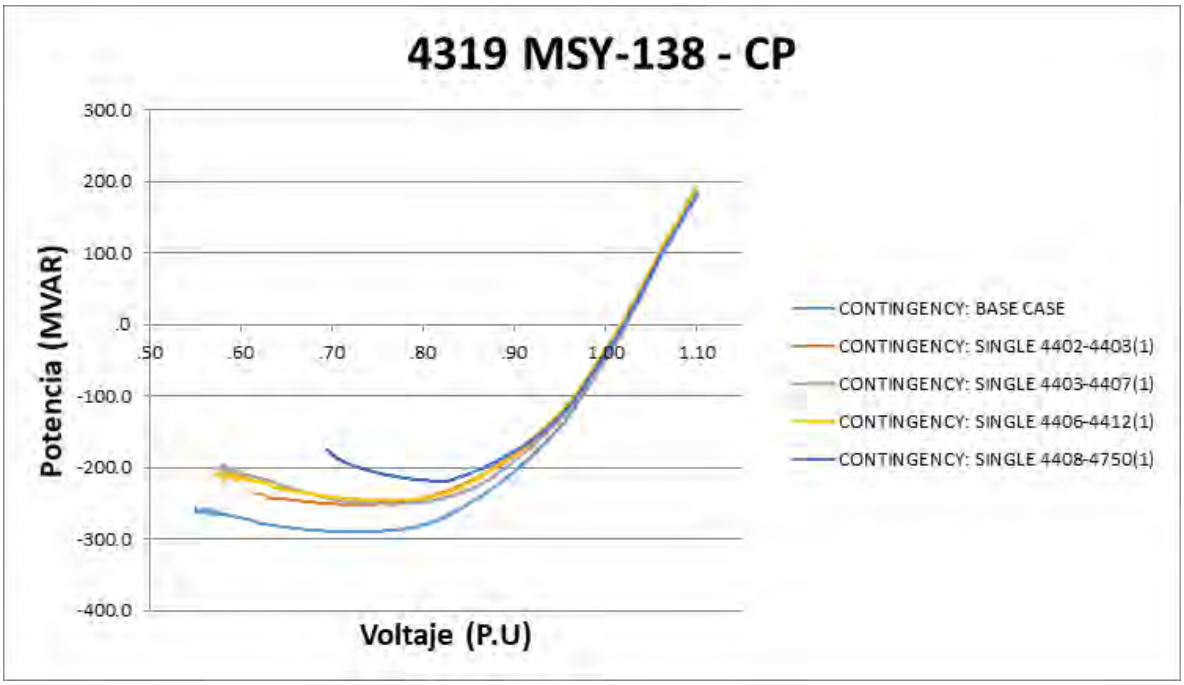
Gráfica 56: Nodo 4316 Con Proyecto



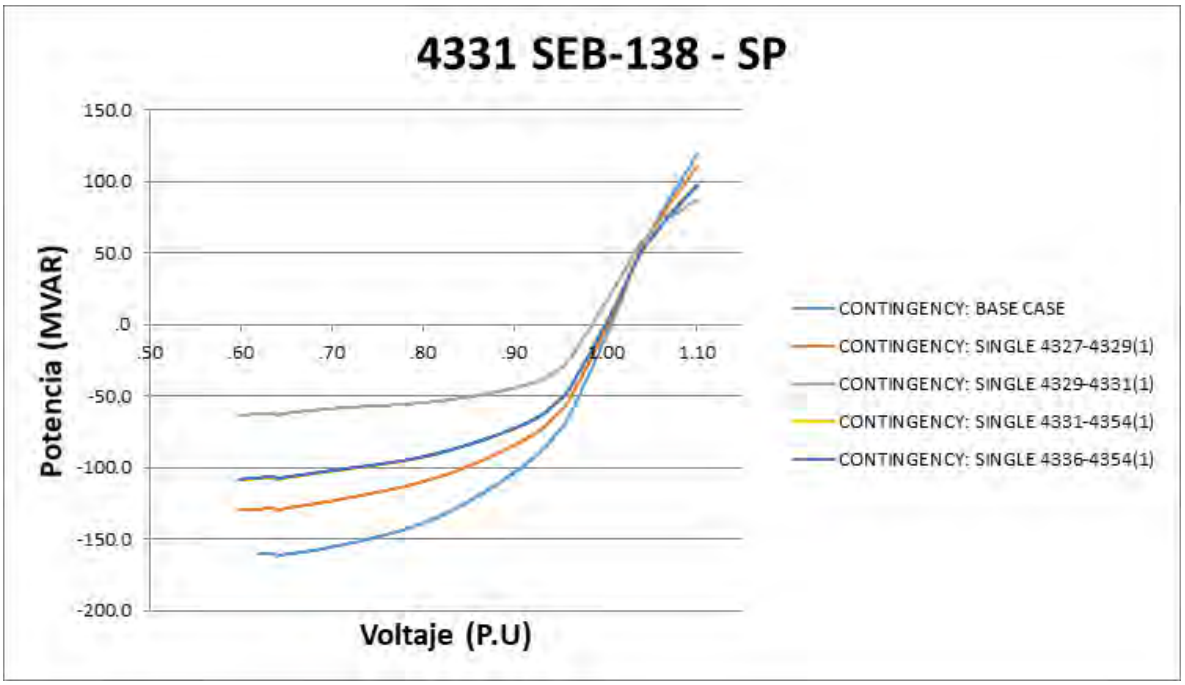
Gráfica 57: Nodo 4319 Sin Proyecto



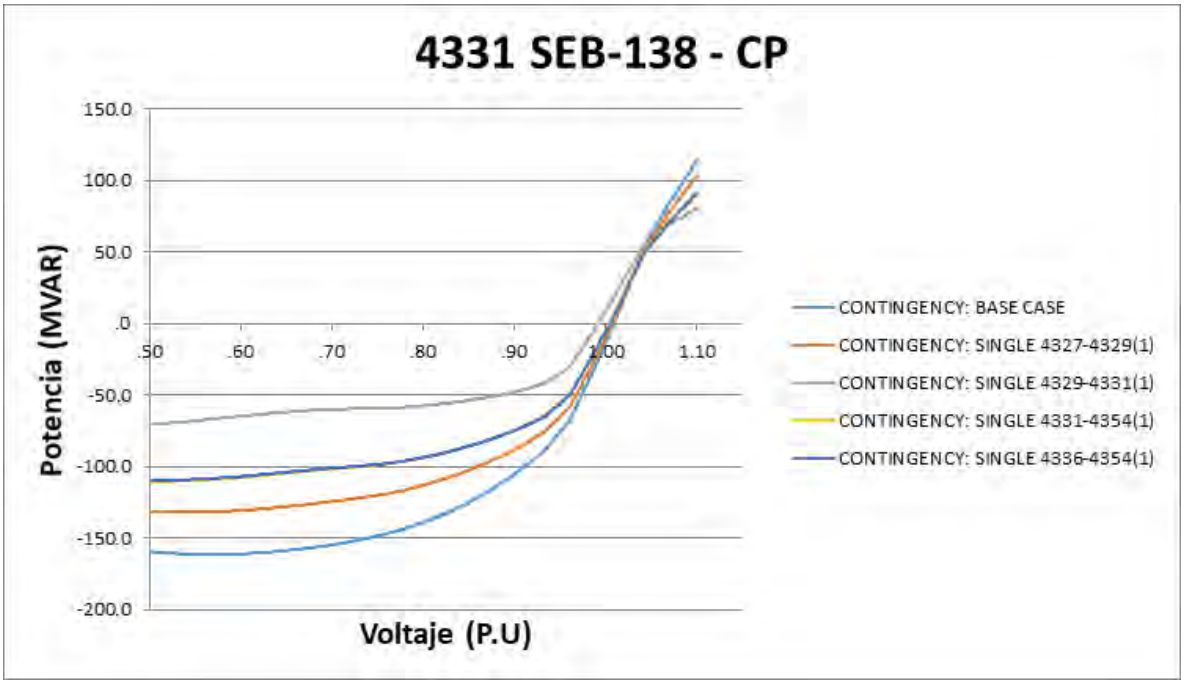
Gráfica 58: Nodo 4319 Con Proyecto



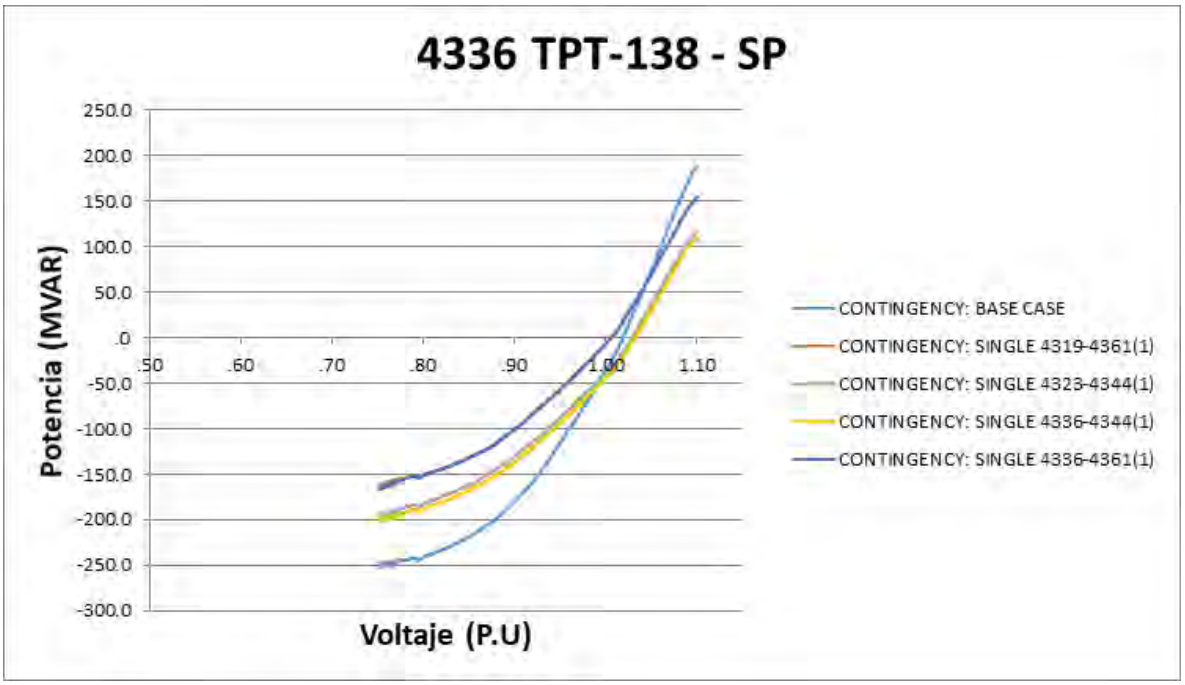
Gráfica 59: Nodo 4331 Sin Proyecto



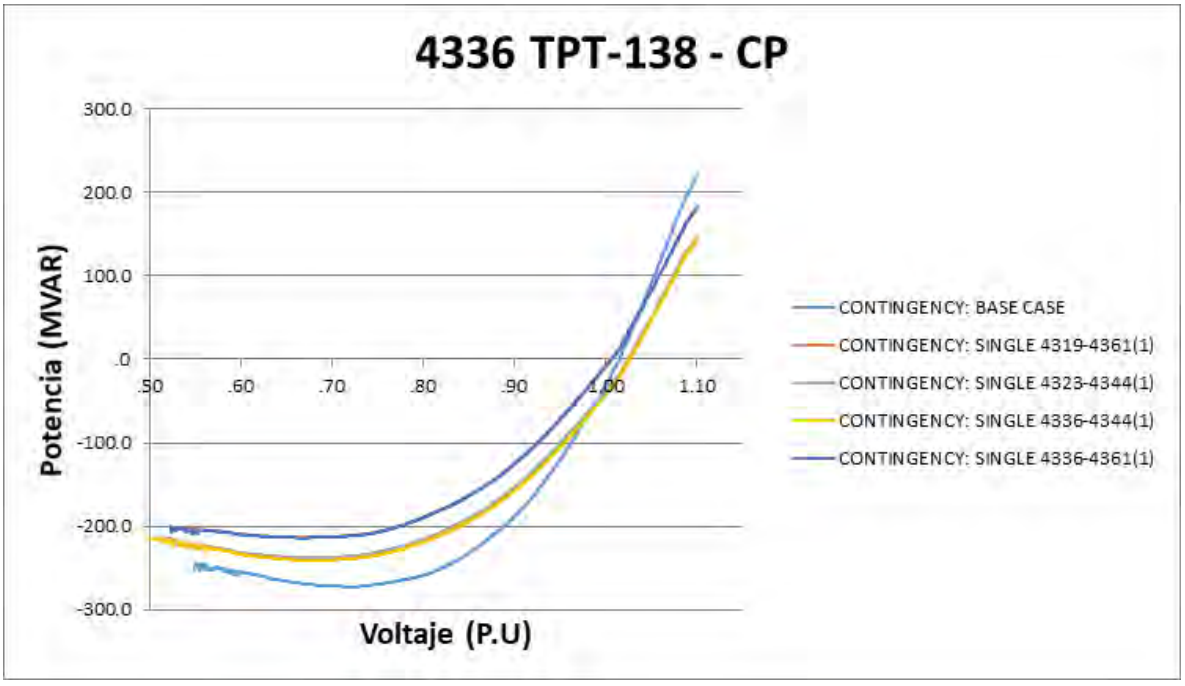
Gráfica 60: Nodo 4331 Con Proyecto



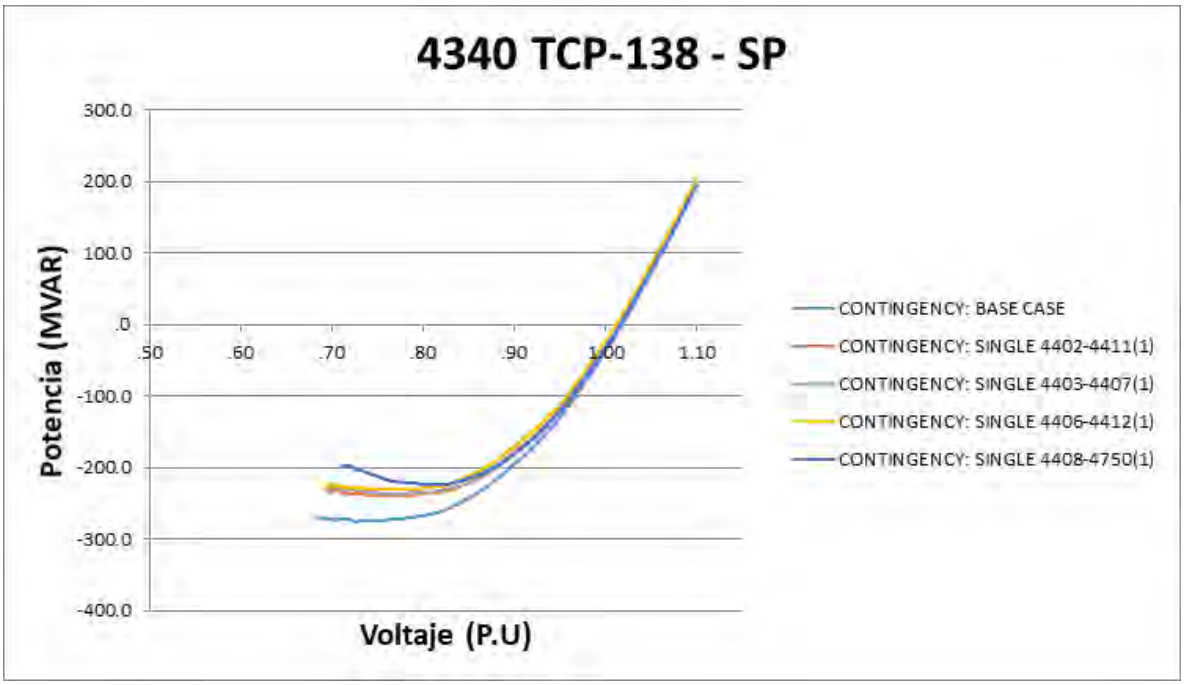
Gráfica 61: Nodo 4336 Sin Proyecto



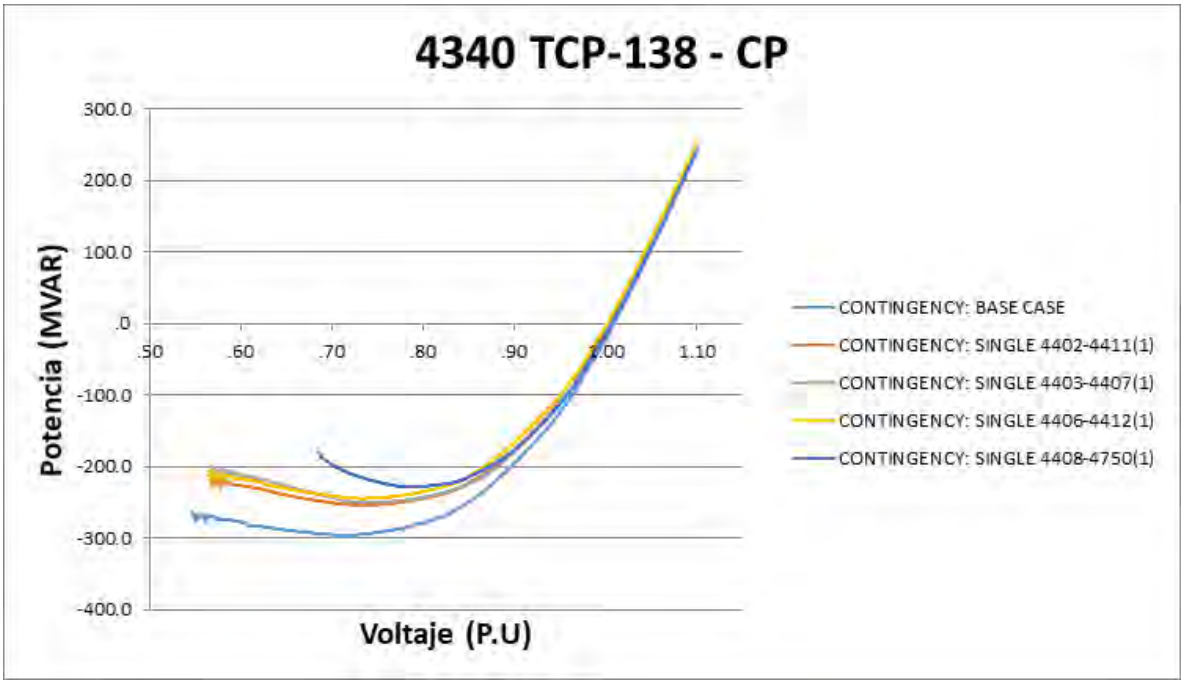
Gráfica 62: Nodo 4336 Con Proyecto



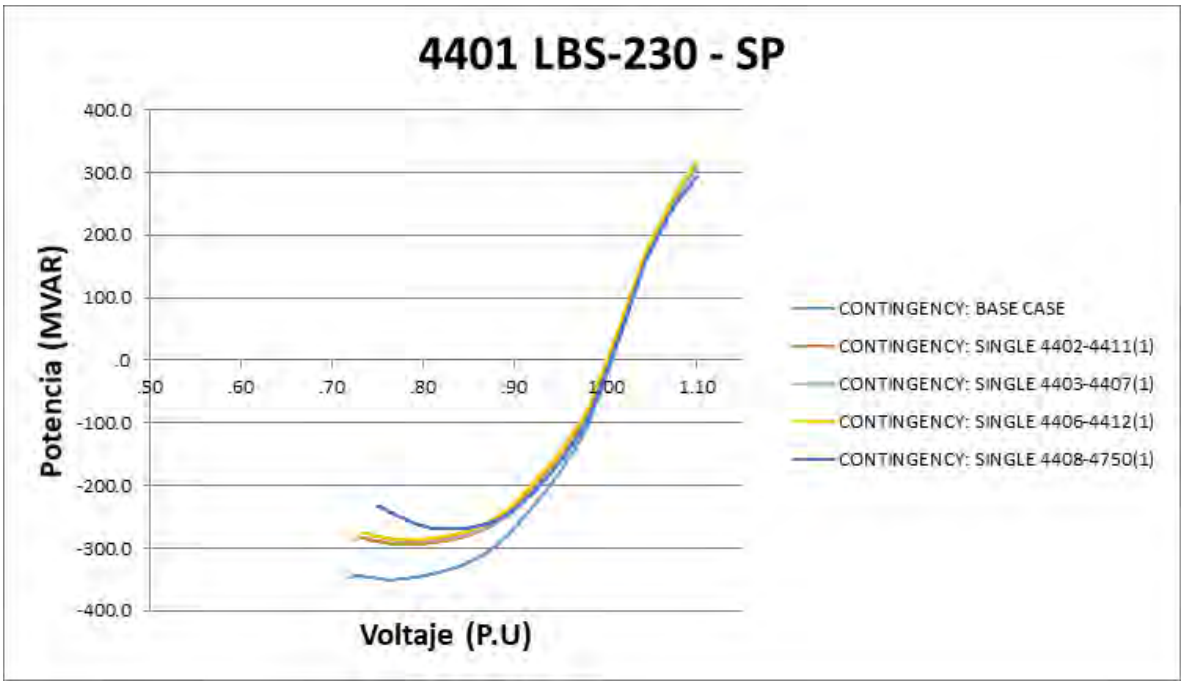
Gráfica 63: Nodo 4340 Sin Proyecto



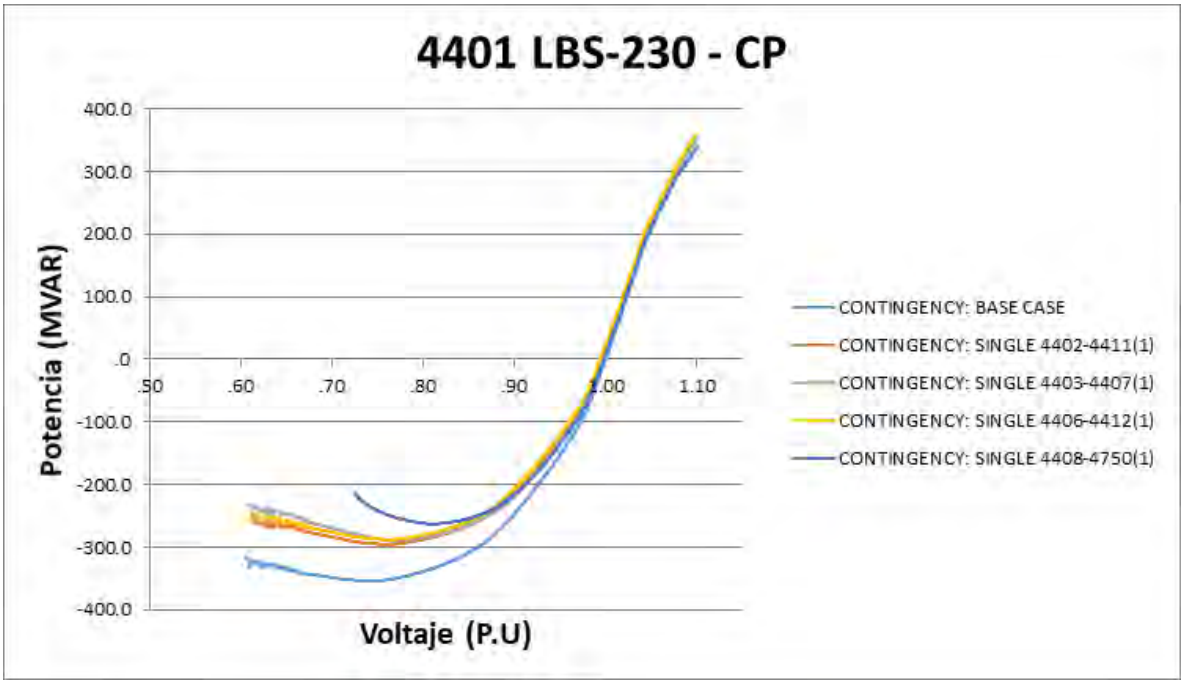
Gráfica 64: Nodo 4340 Con Proyecto



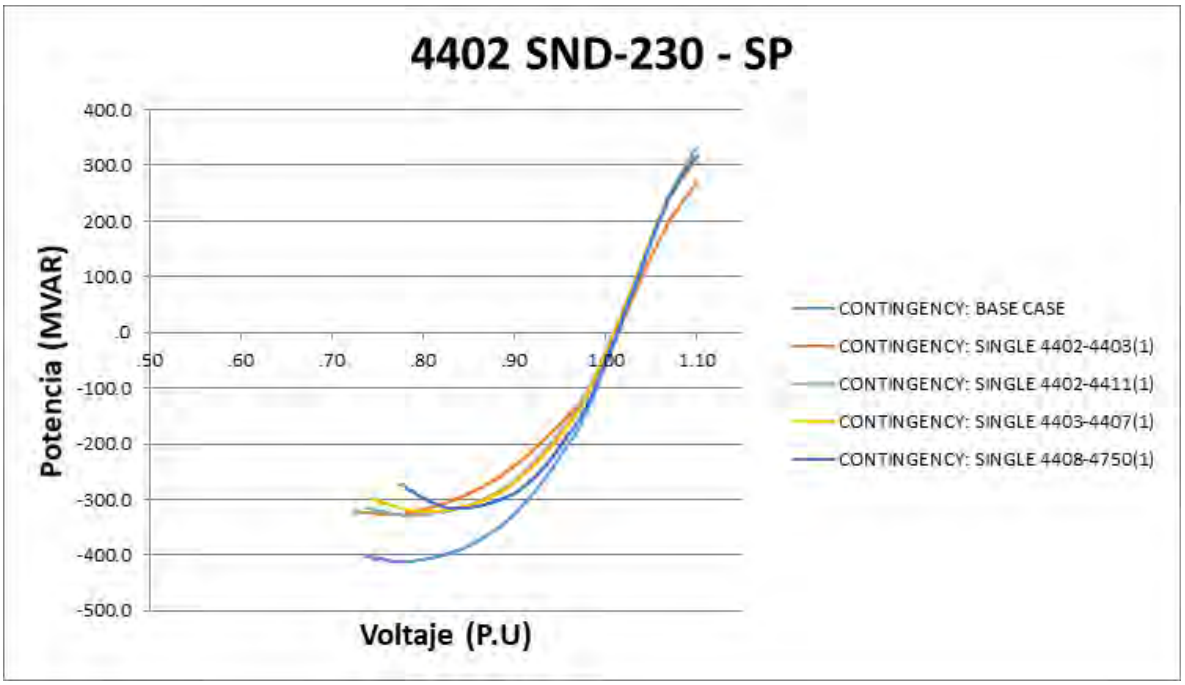
Gráfica 65: Nodo 4401 Sin Proyecto



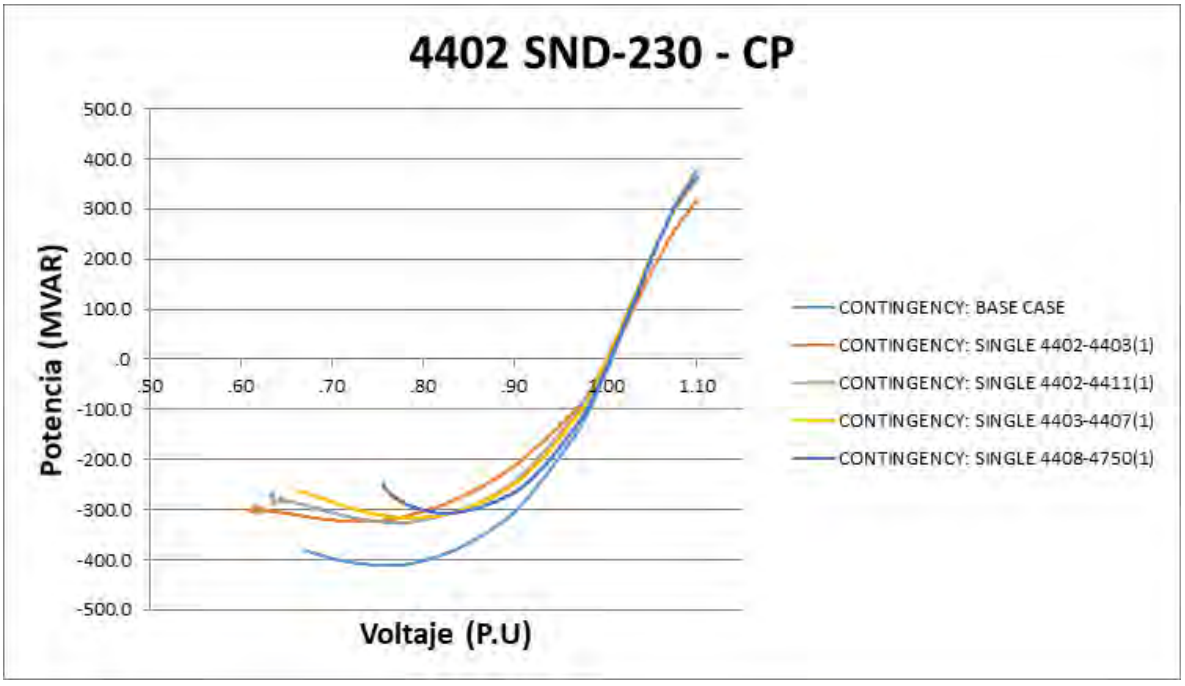
Gráfica 66: Nodo 4401 Con Proyecto



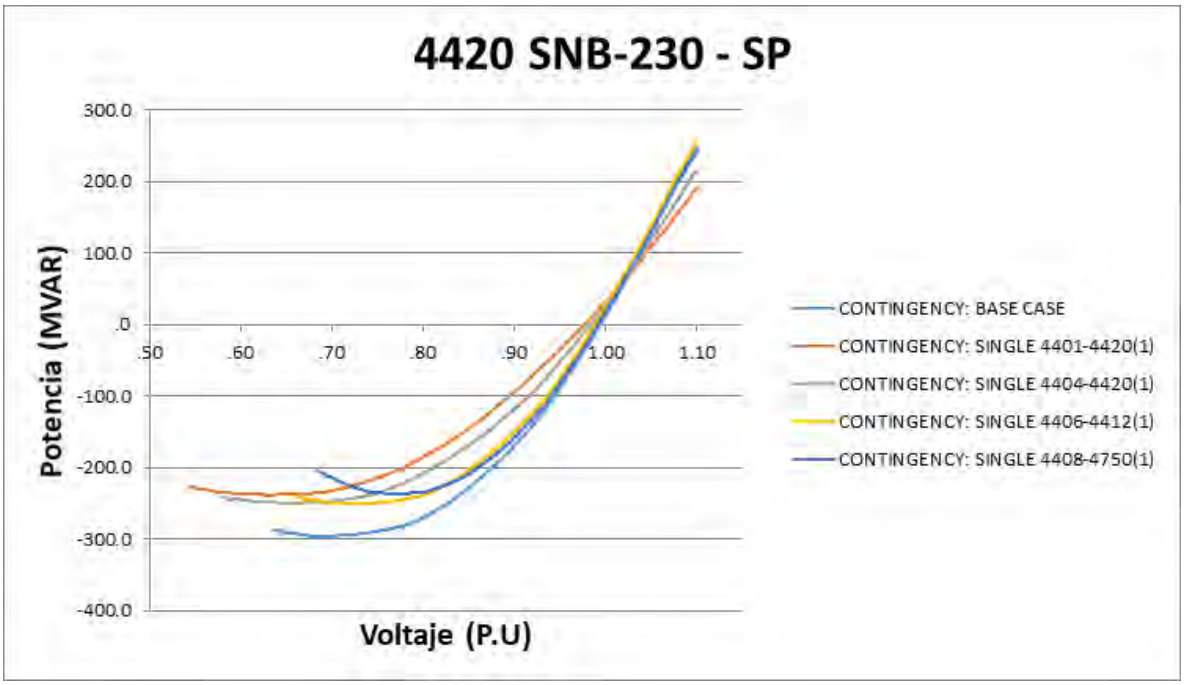
Gráfica 67: Nodo 4402 Sin Proyecto



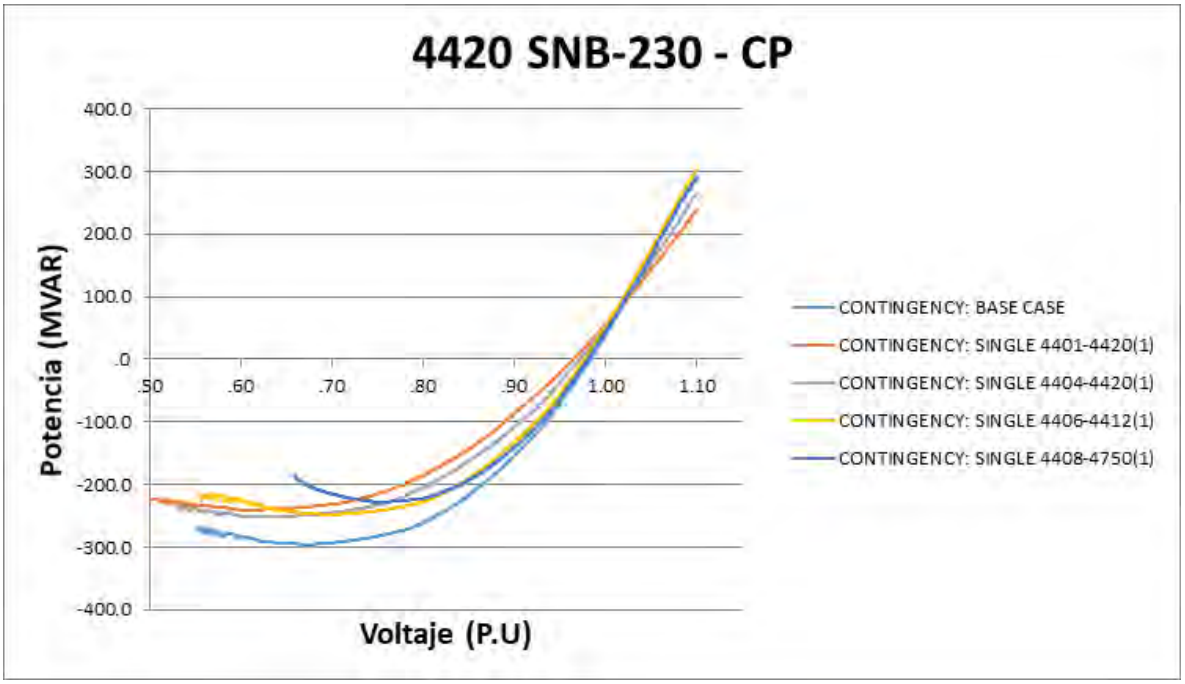
Gráfica 68: Nodo 4402 Con Proyecto



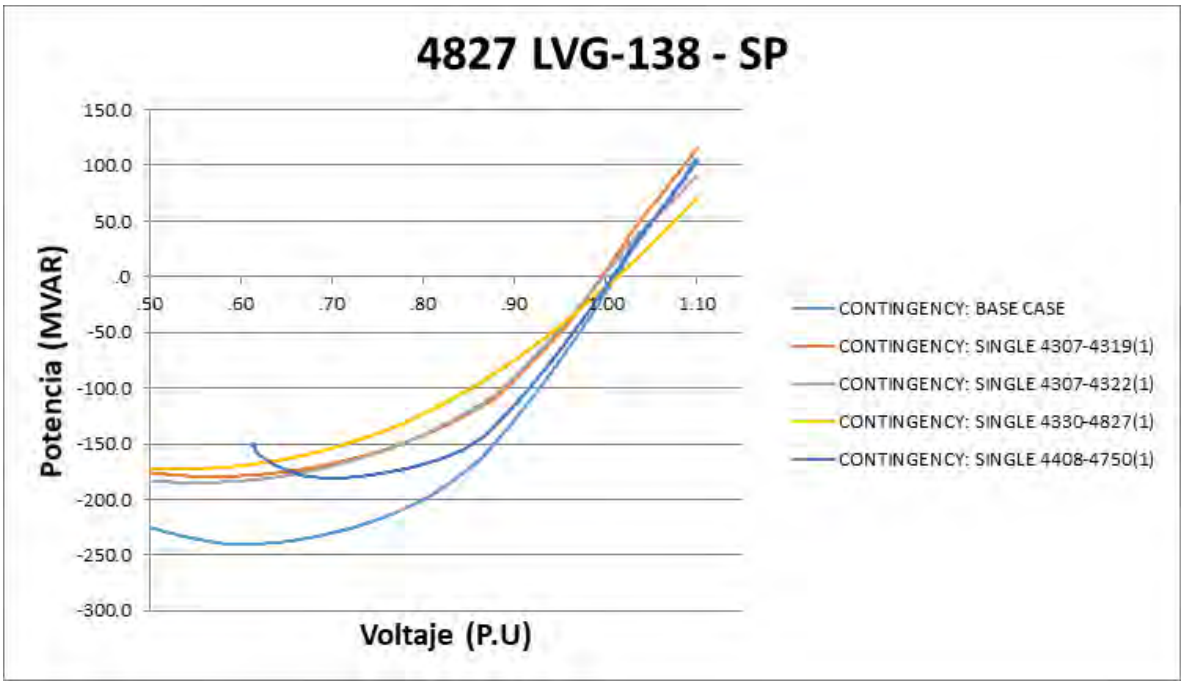
Gráfica 69: Nodo 4420 Sin Proyecto



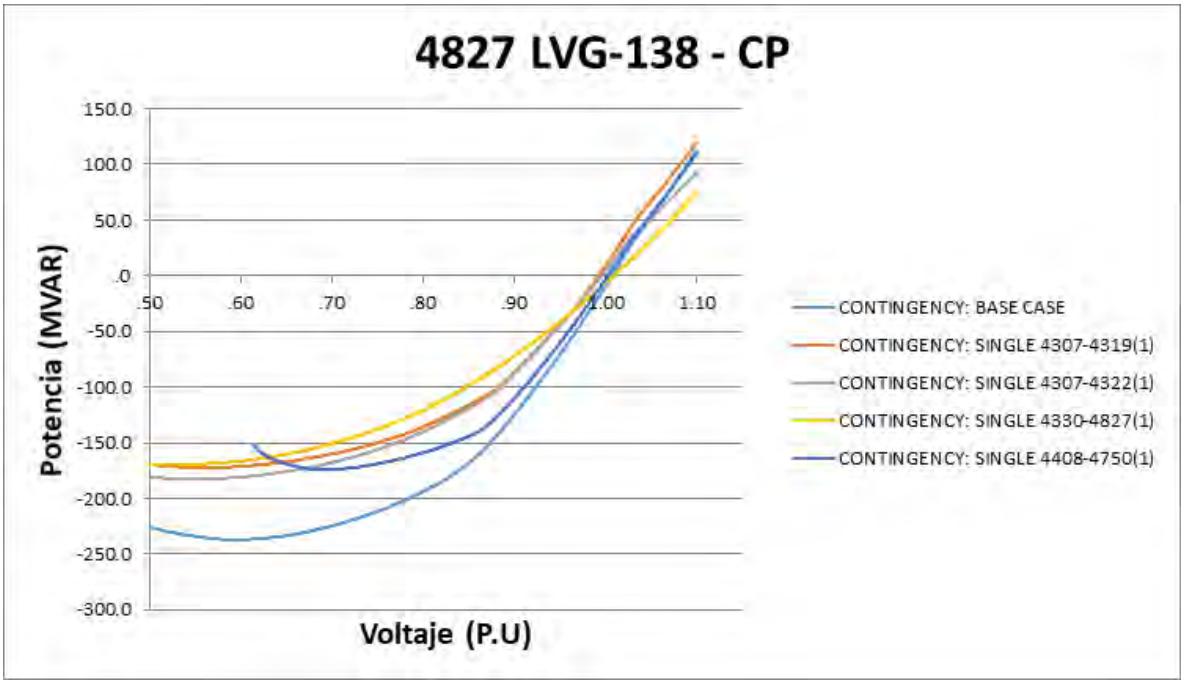
Gráfica 70: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 71: Nodo 4827 Sin Proyecto

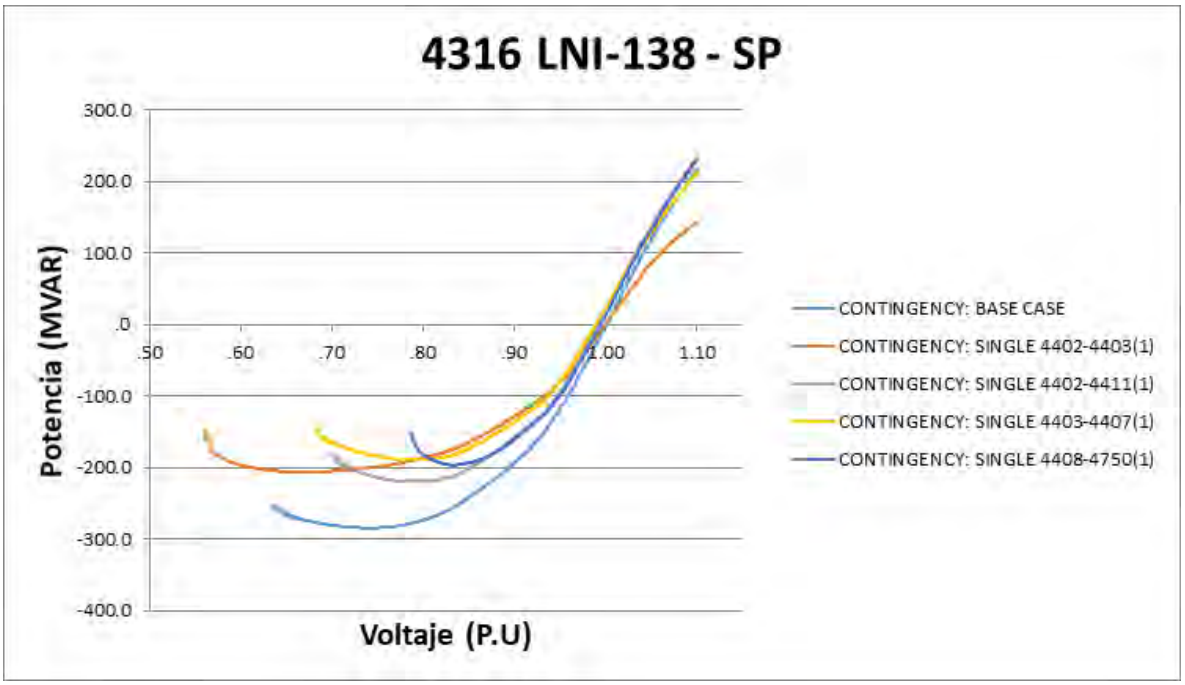


Gráfica 72: Nodo 4827 Con Proyecto

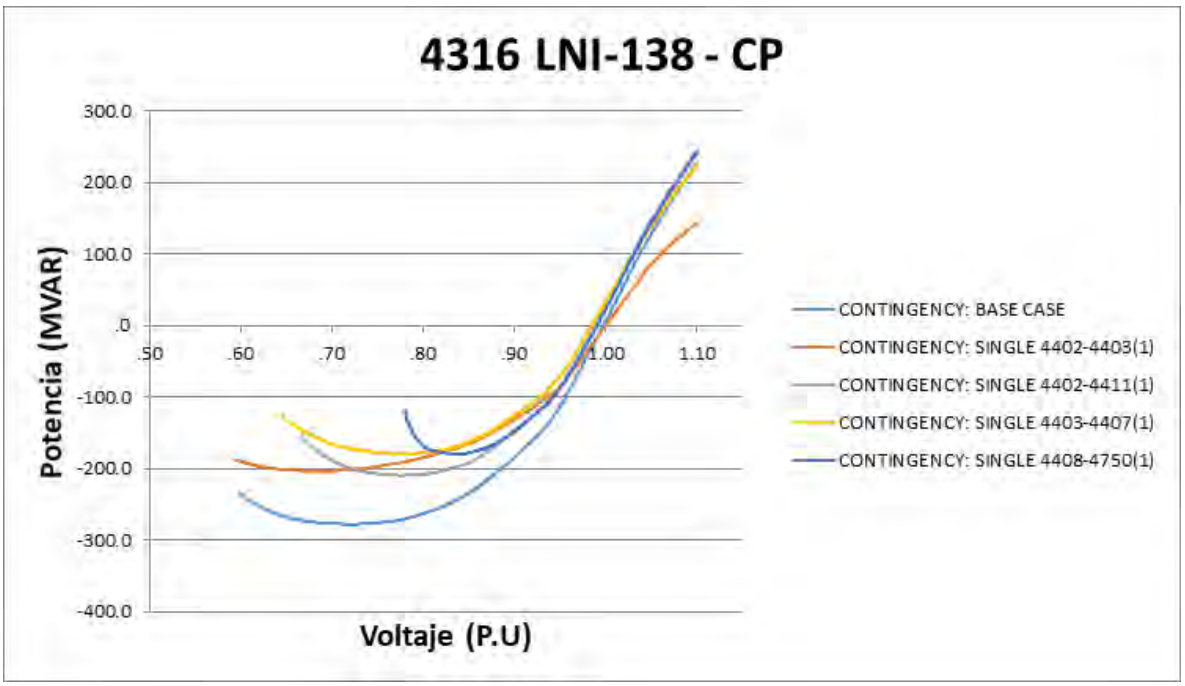


- **Escenario Verano demanda media Porteo Norte - Sur 190 MW**

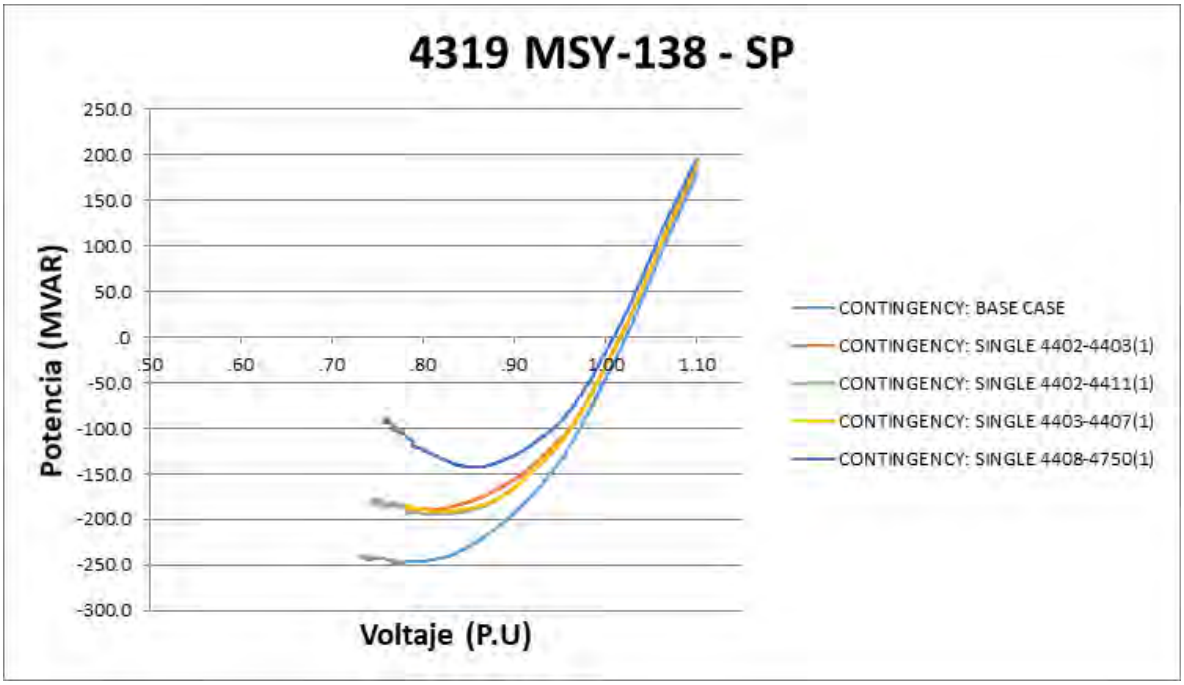
Gráfica 73: Nodo 4316 Sin Proyecto



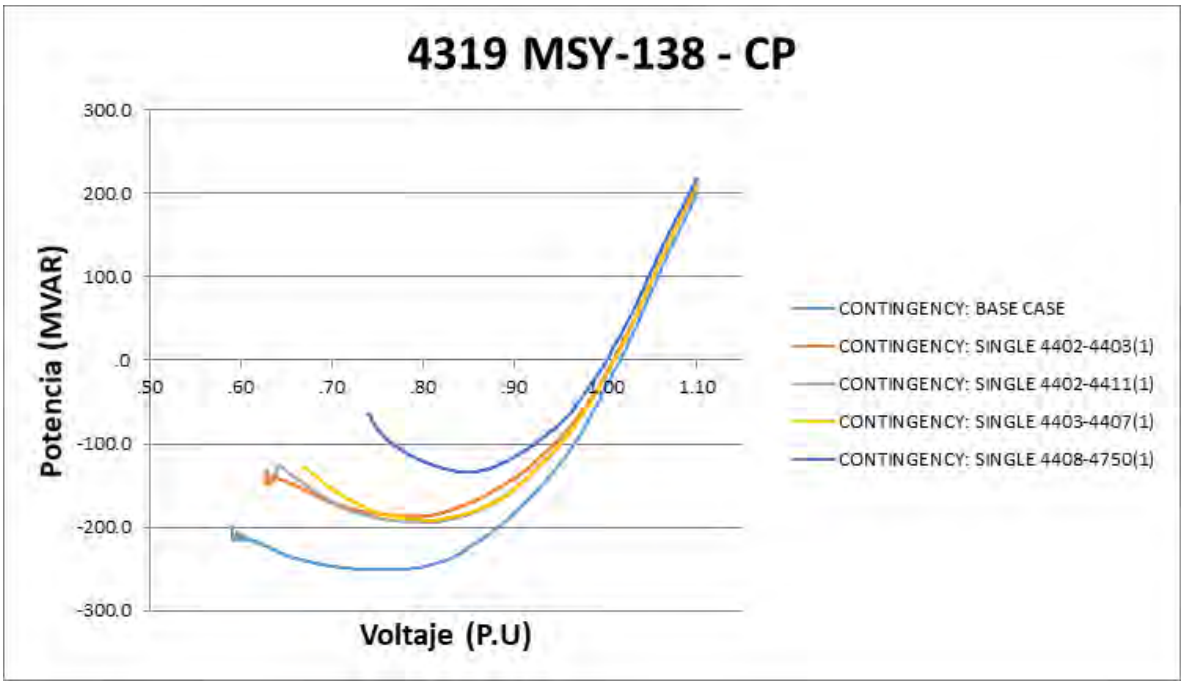
Gráfica 74: Nodo 4316 Con Proyecto



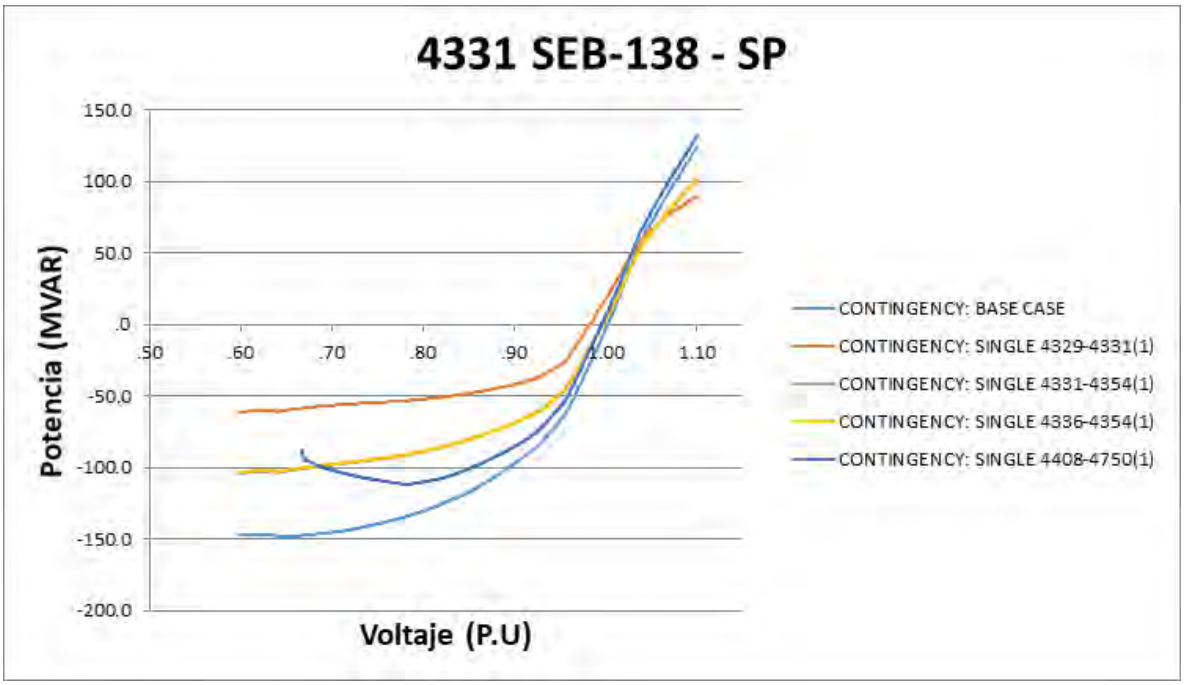
Gráfica 75: Nodo 4319 Sin Proyecto



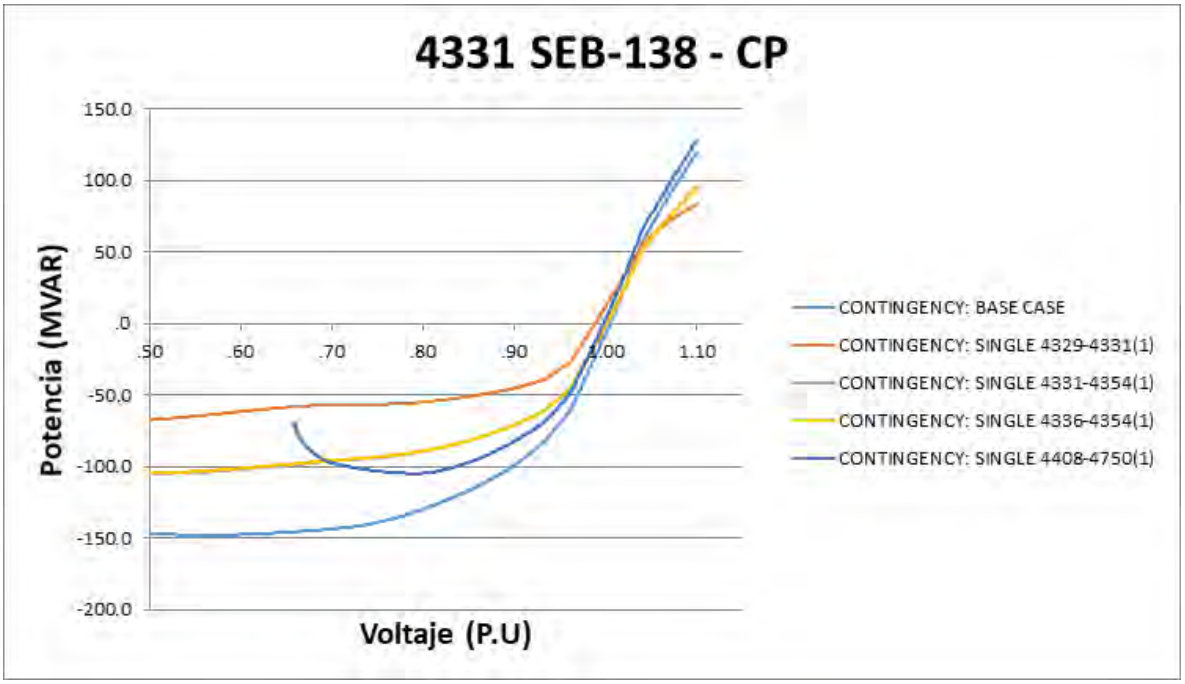
Gráfica 76: Nodo 4319 Con Proyecto



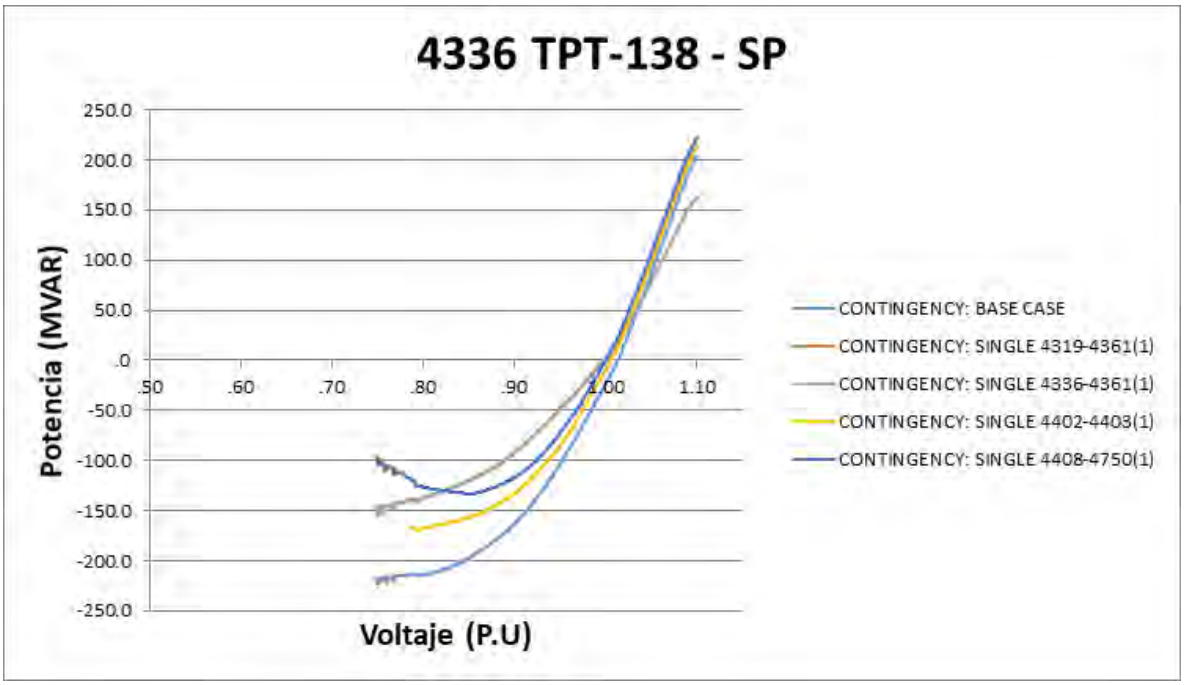
Gráfica 77: Nodo 4331 Sin Proyecto



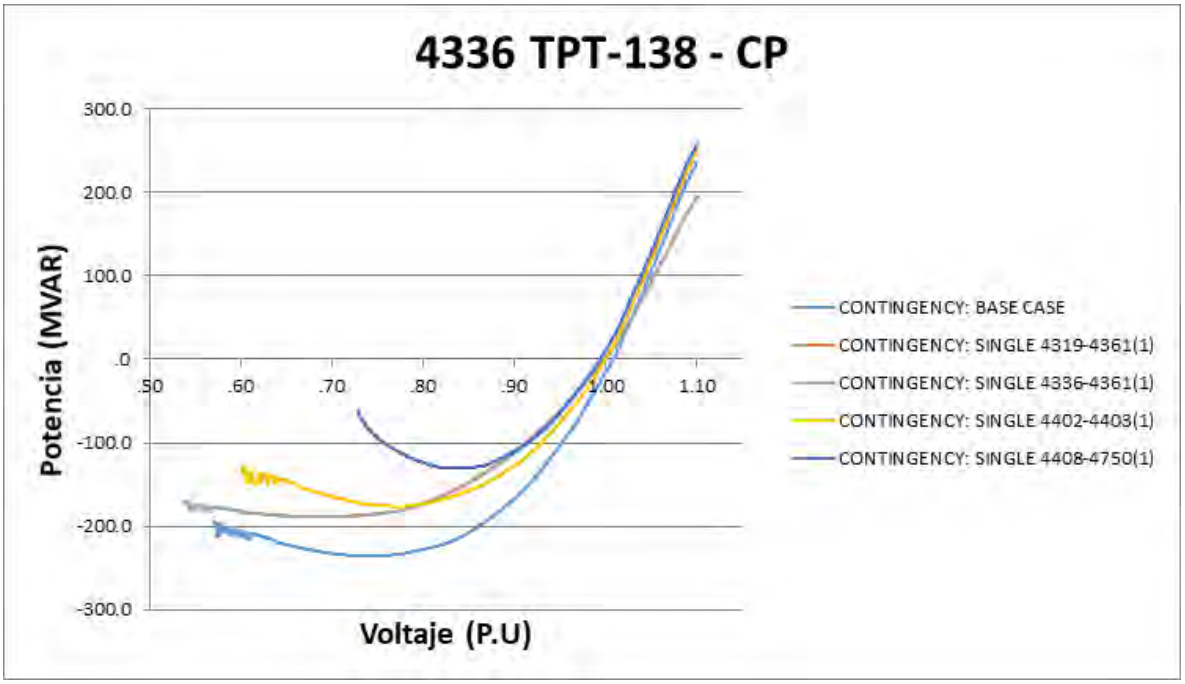
Gráfica 78: Nodo 4331 Con Proyecto



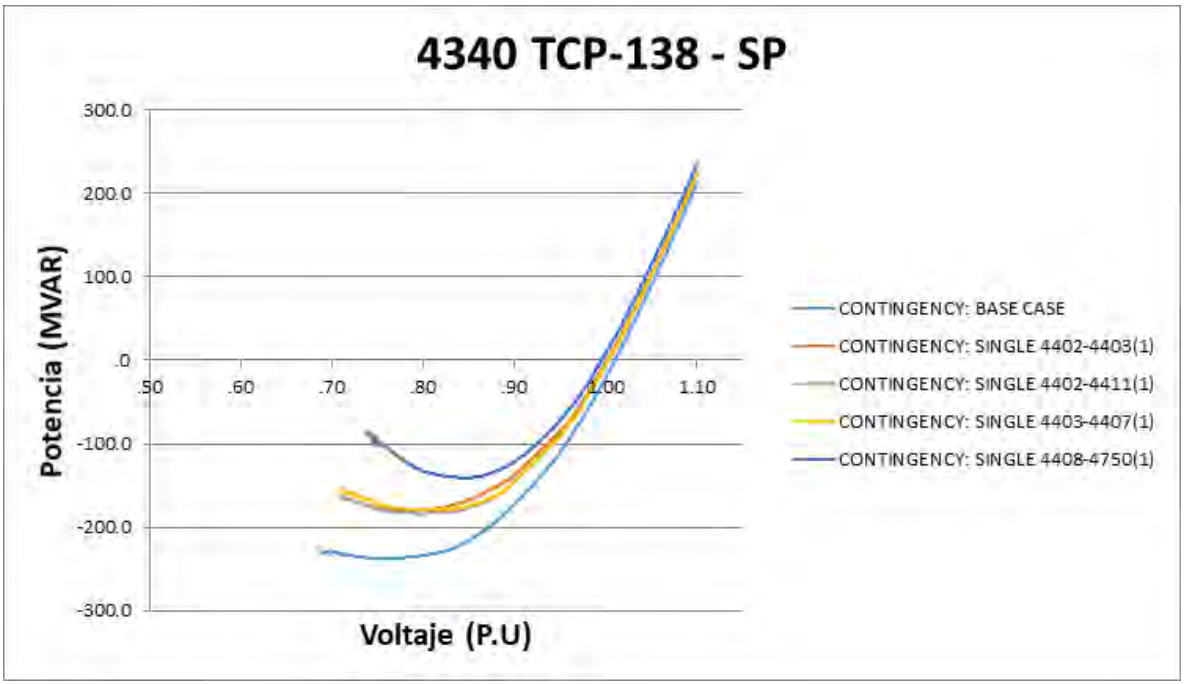
Gráfica 79: Nodo 4336 Sin Proyecto



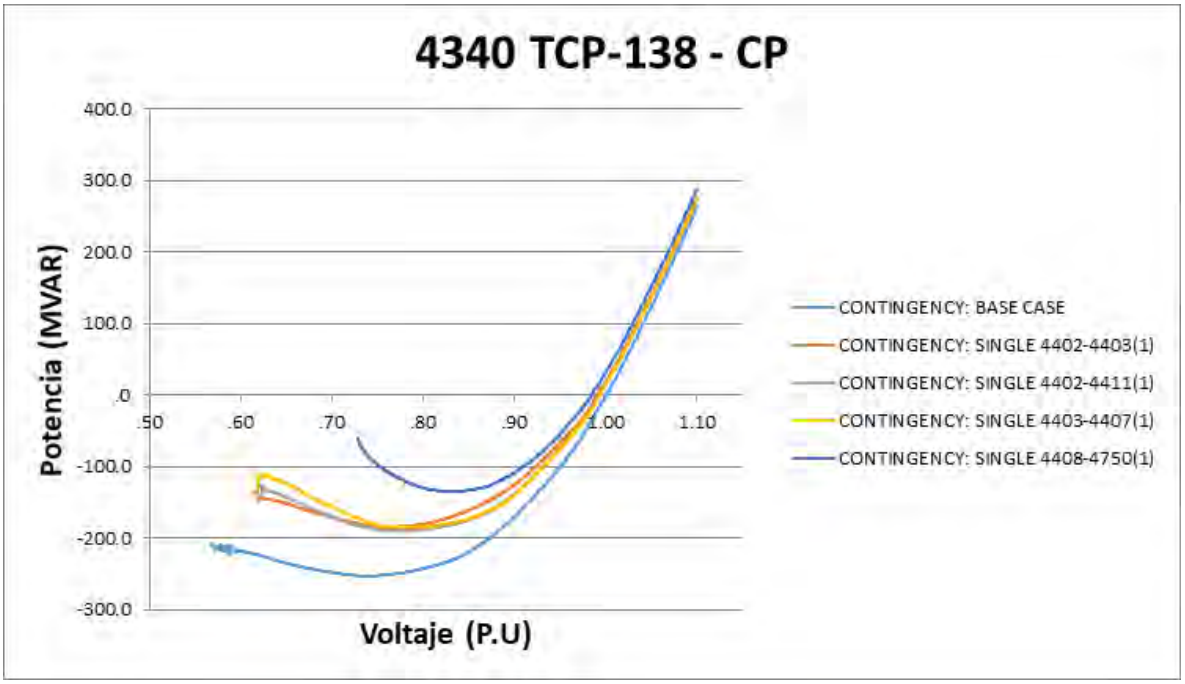
Gráfica 80: Nodo 4336 Con Proyecto



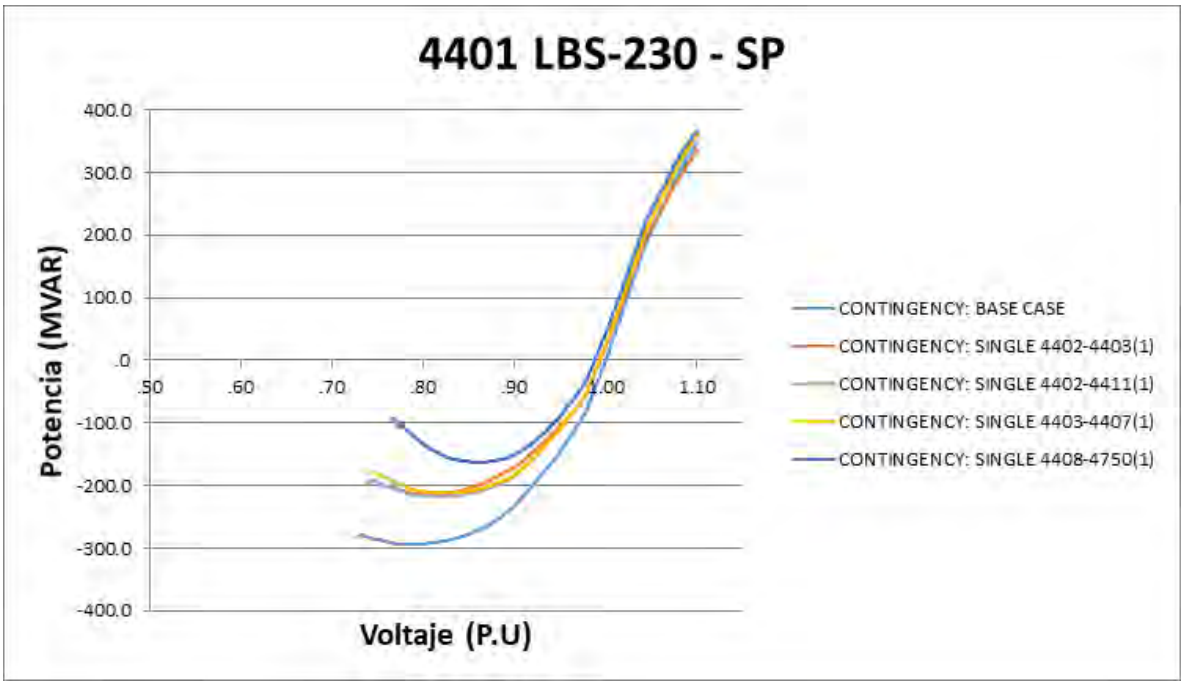
Gráfica 81: Nodo 4340 Sin Proyecto



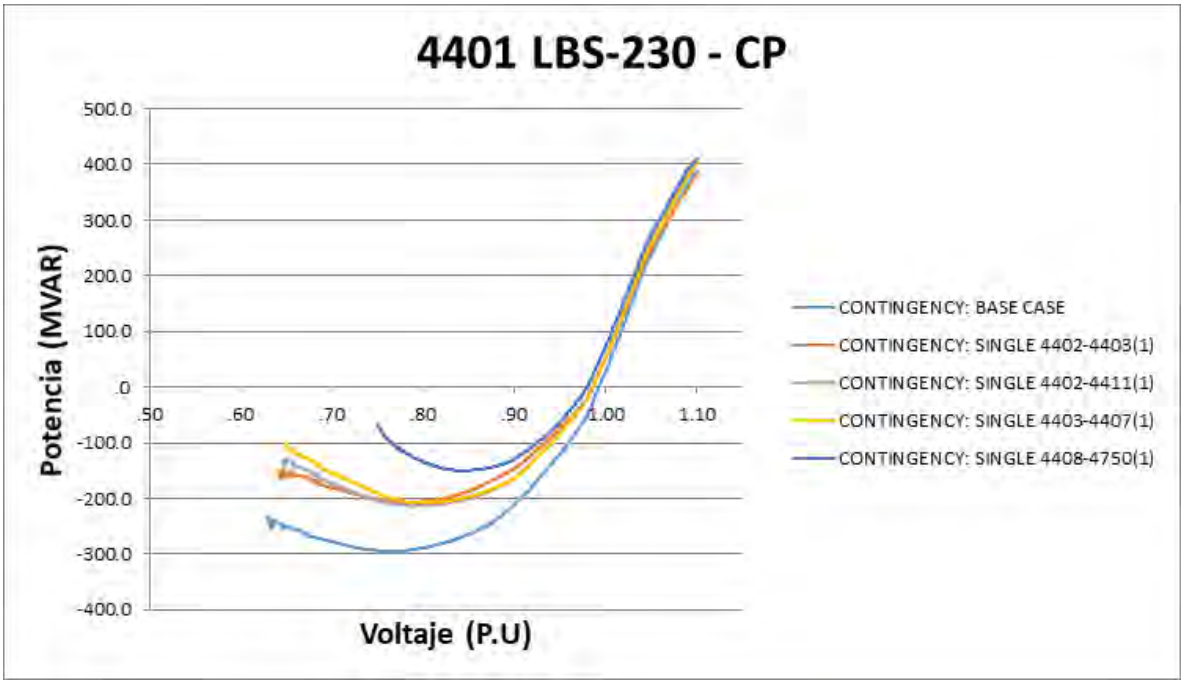
Gráfica 82: Nodo 4340 Con Proyecto



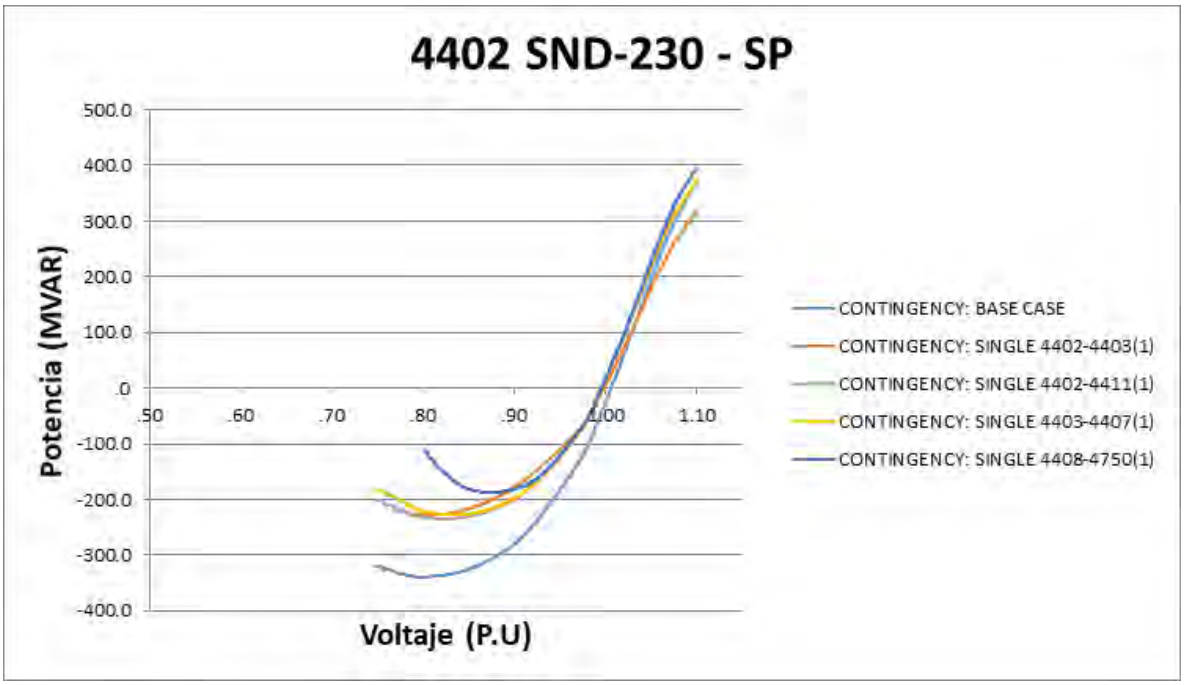
Gráfica 83: Nodo 4401 Sin Proyecto



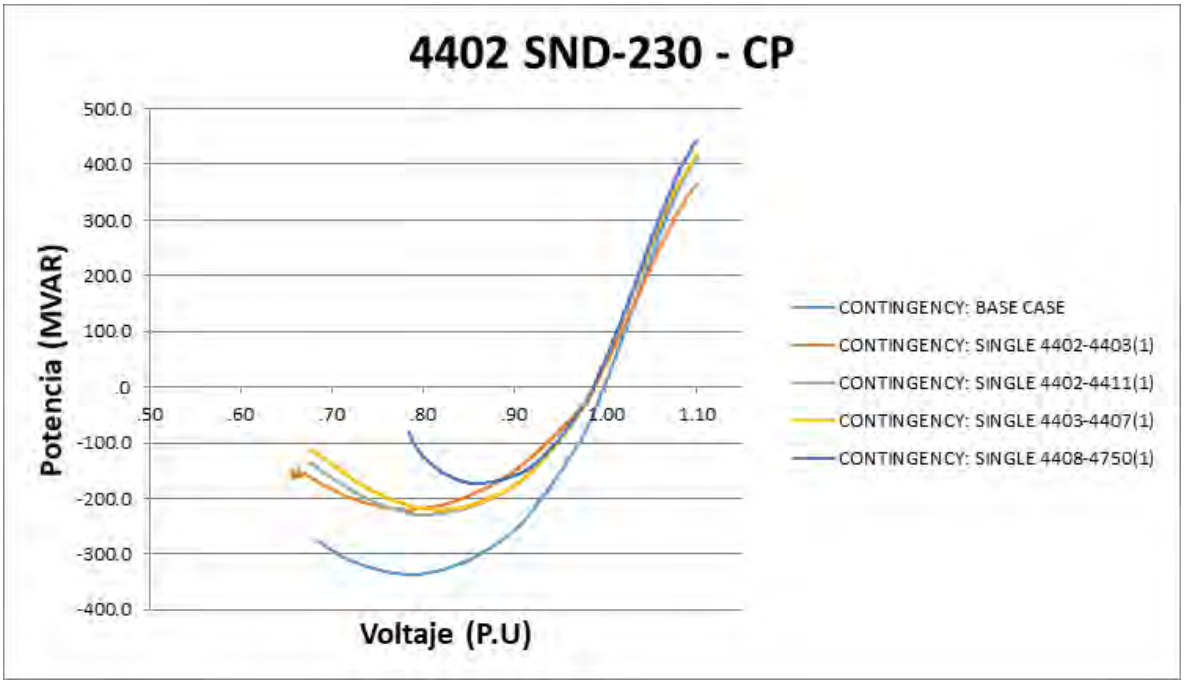
Gráfica 84: Nodo 4401 Con Proyecto



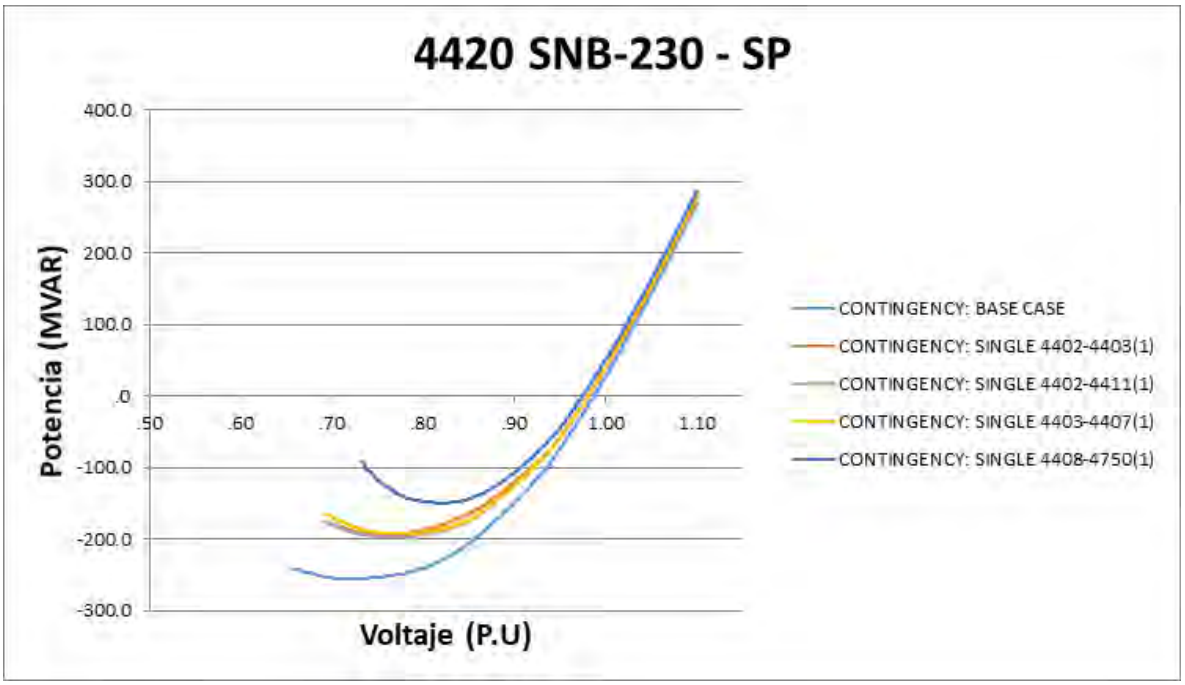
Gráfica 85: Nodo 4402 Sin Proyecto



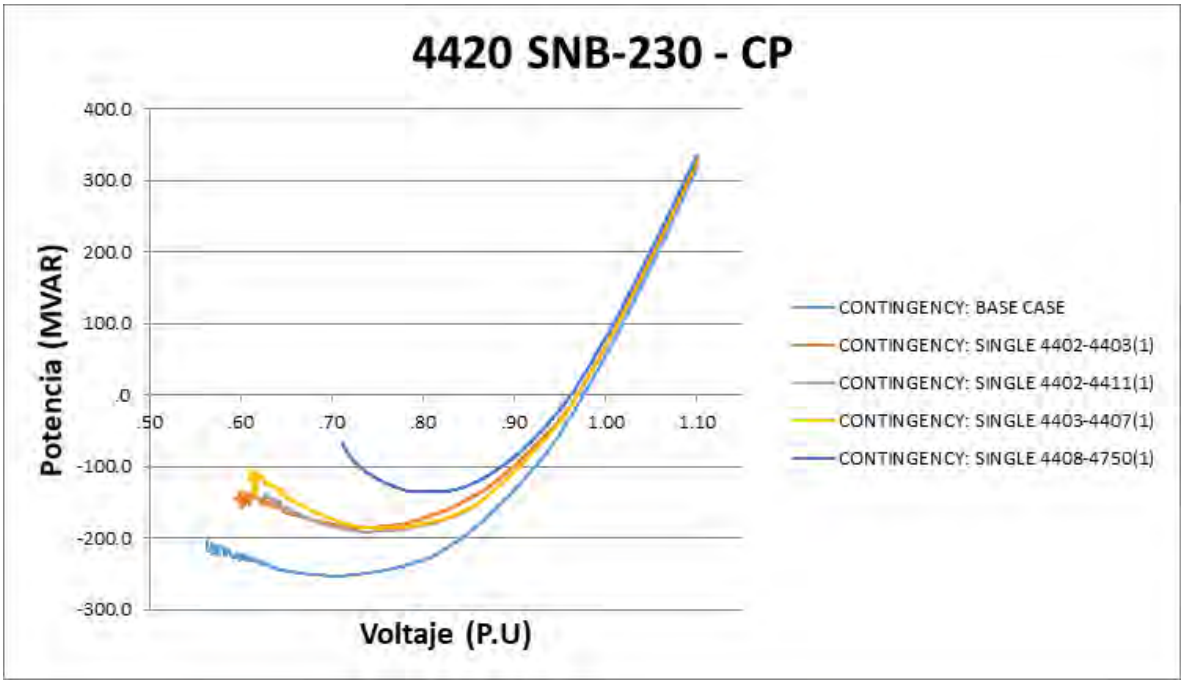
Gráfica 86: Nodo 4402 Con Proyecto



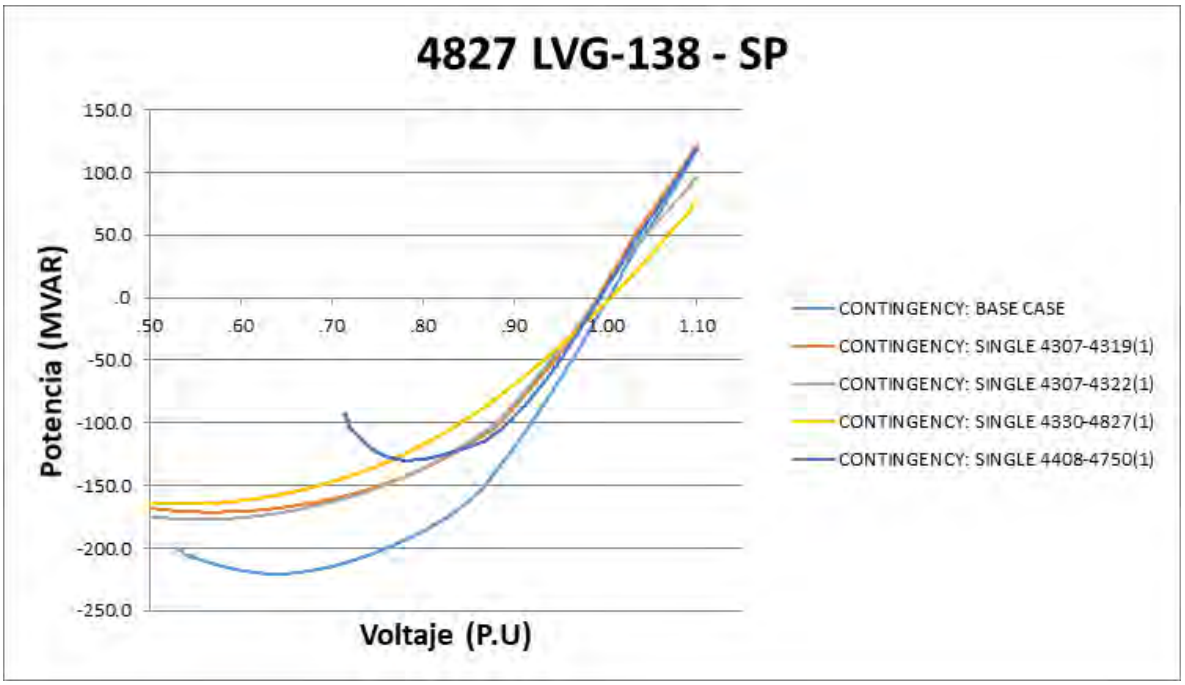
Gráfica 87: Nodo 4420 Sin Proyecto



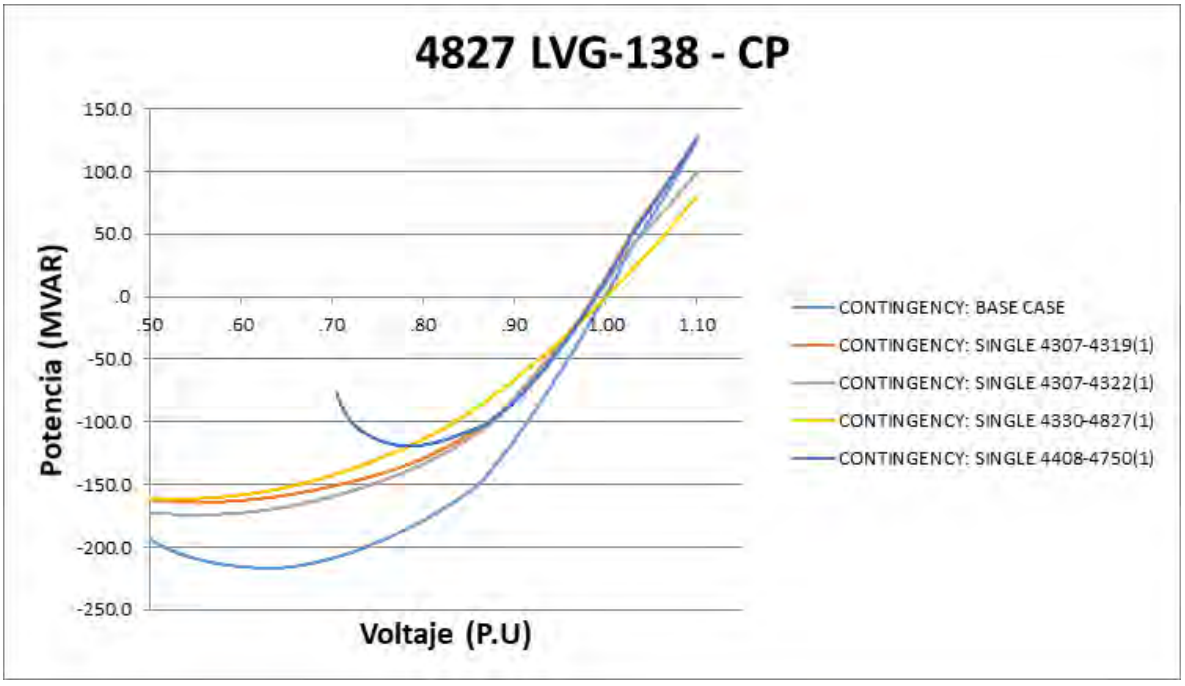
Gráfica 88: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 89: Nodo 4827 Sin Proyecto

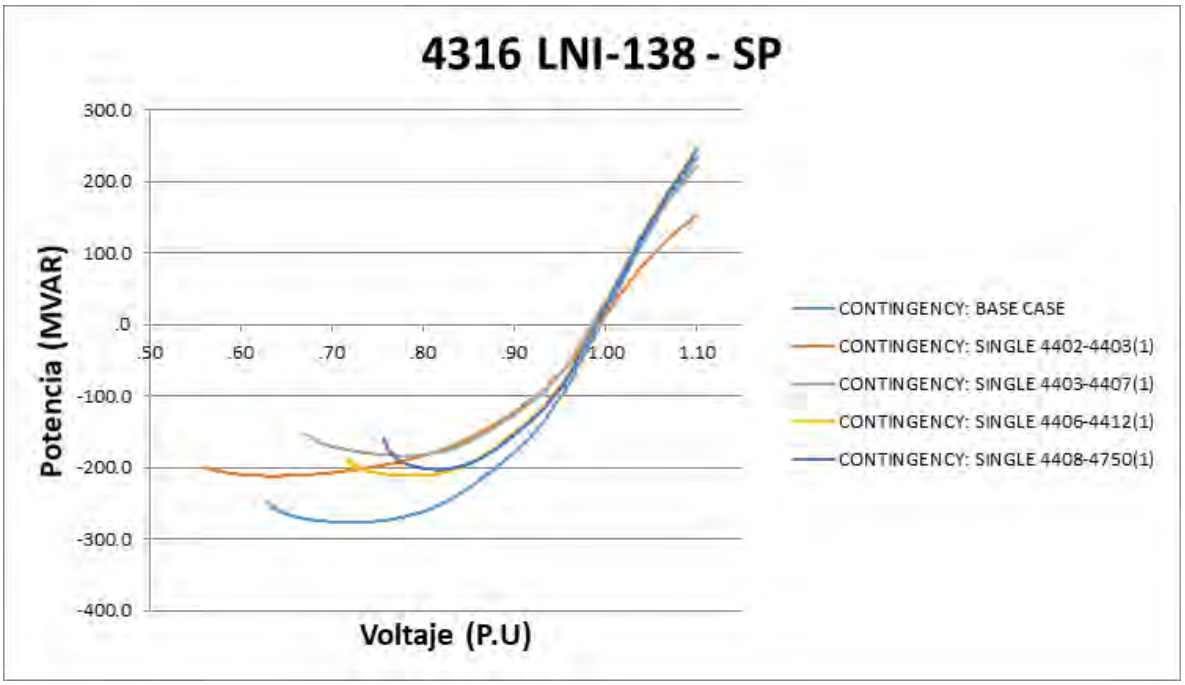


Gráfica 90: Nodo 4827 Con Proyecto

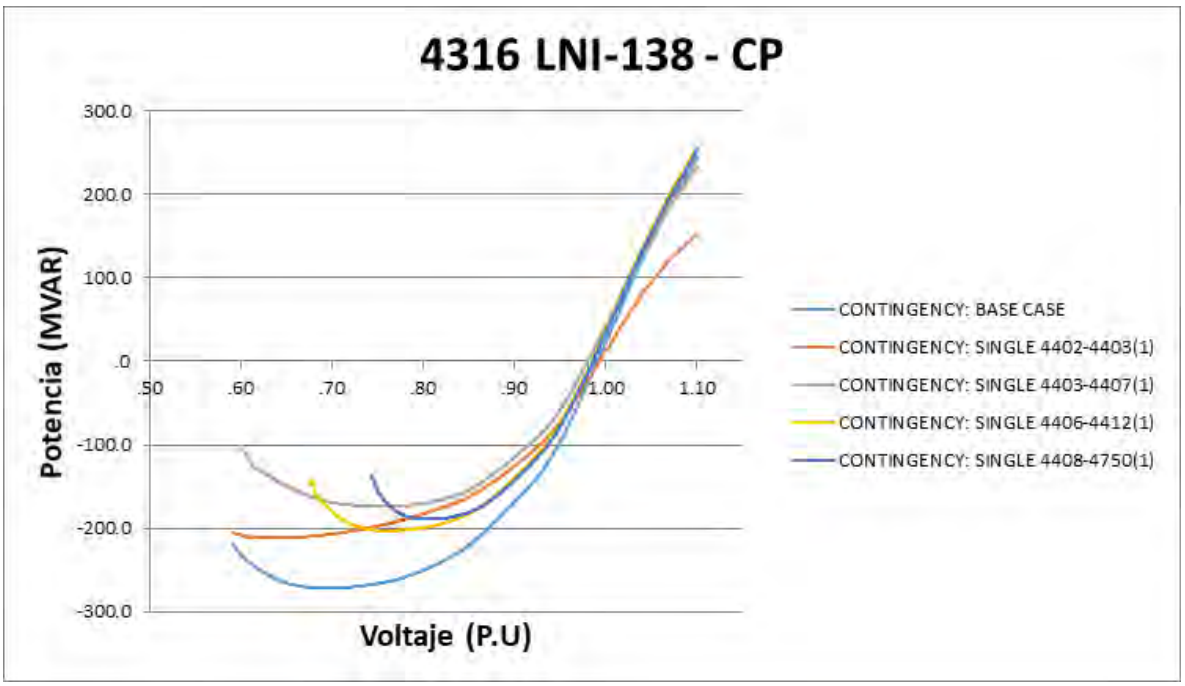


- **Escenario Verano demanda media Porteo Sur - Norte 220 MW**

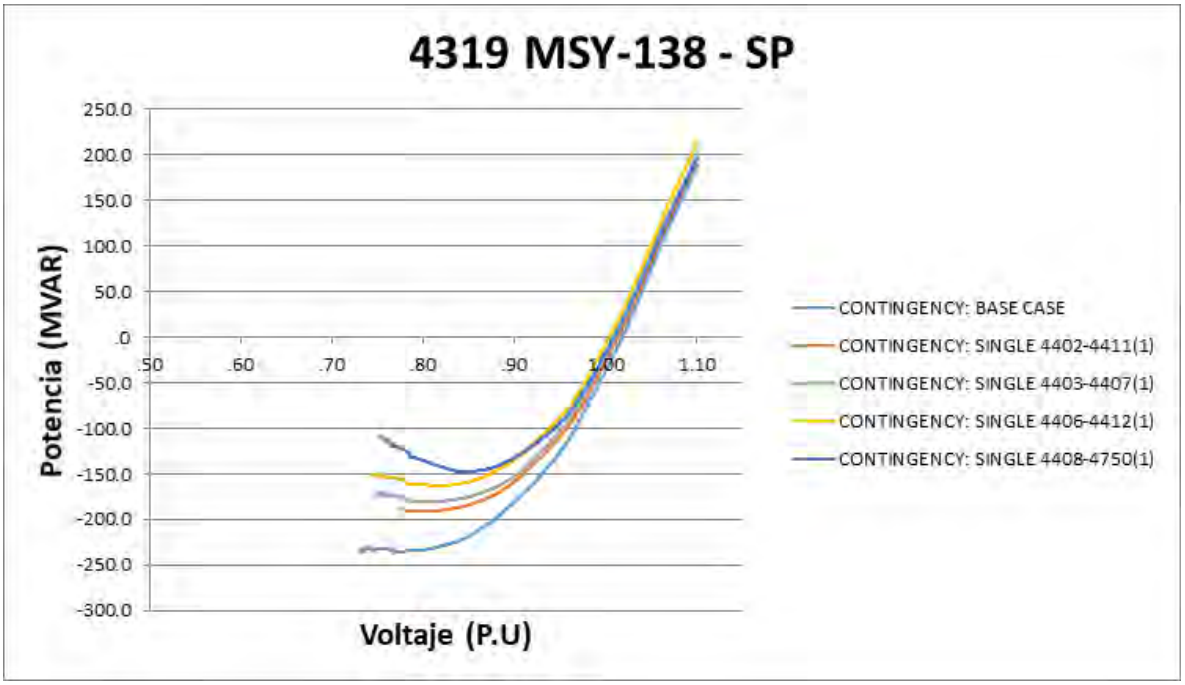
Gráfica 91: Nodo 4316 Sin Proyecto



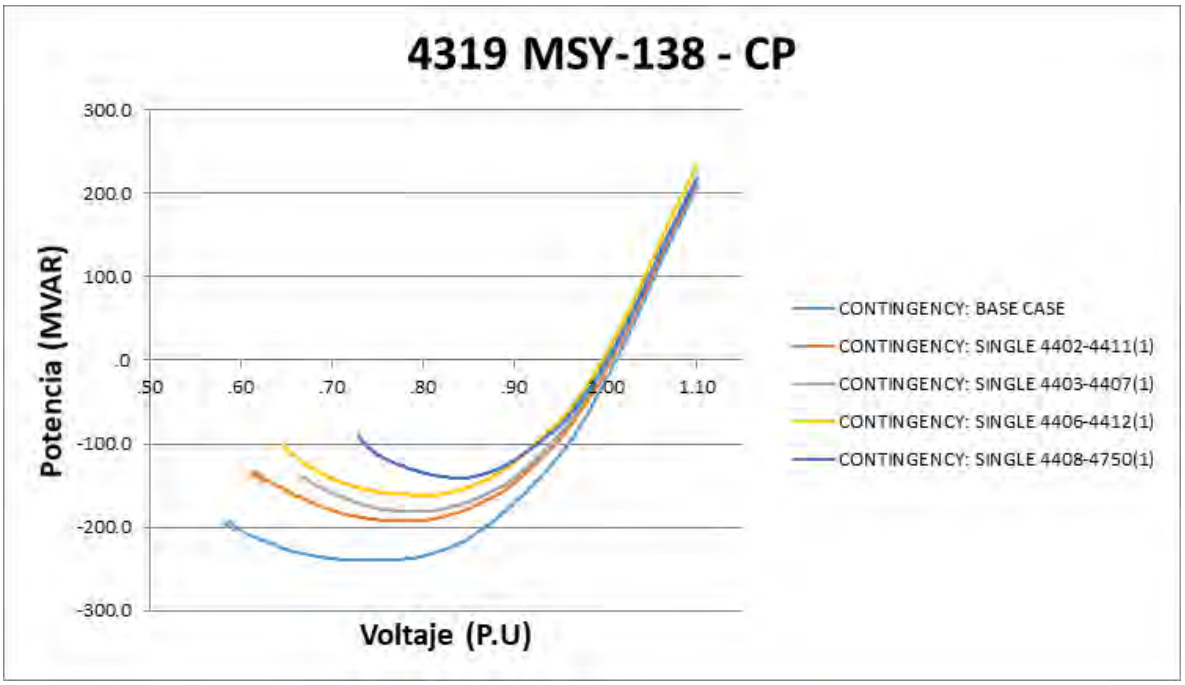
Gráfica 92: Nodo 4316 Con Proyecto



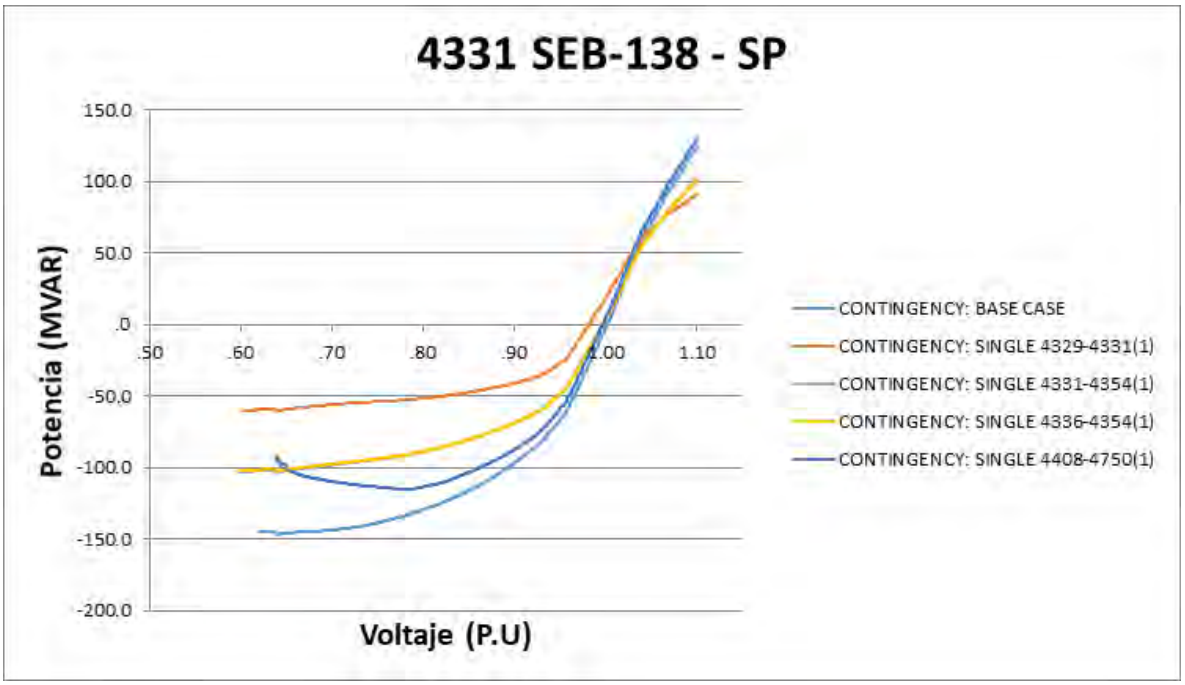
Gráfica 93: Nodo 4319 Sin Proyecto



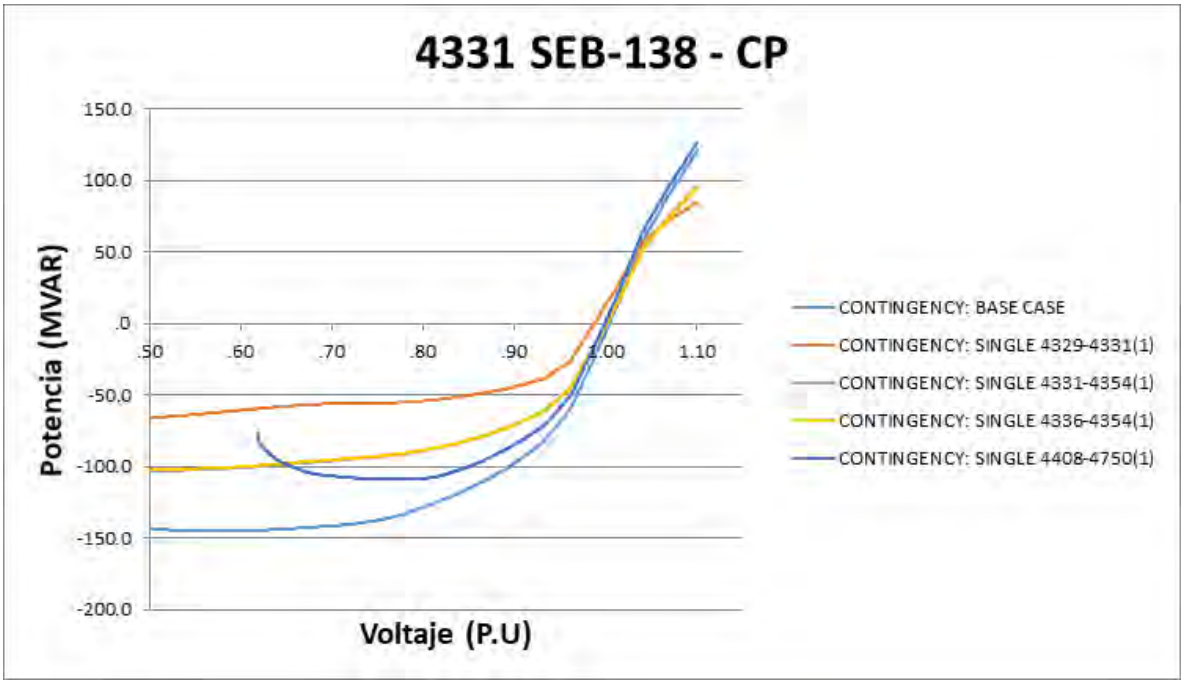
Gráfica 94: Nodo 4319 Con Proyecto



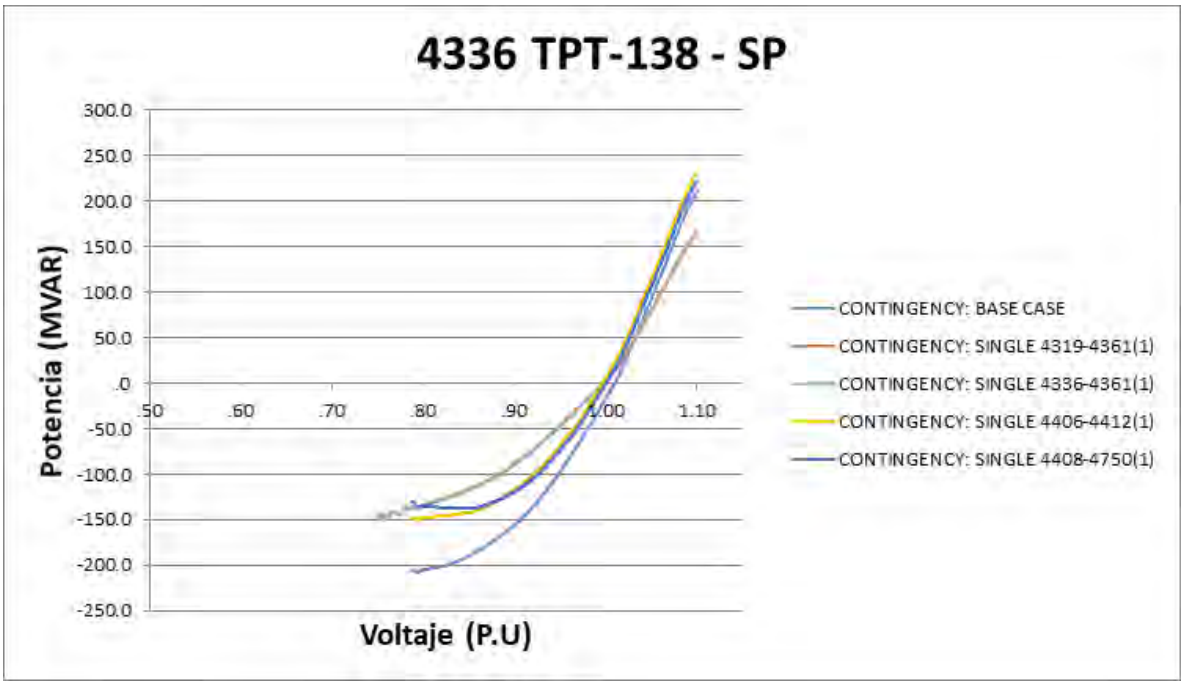
Gráfica 95: Nodo 4331 Sin Proyecto



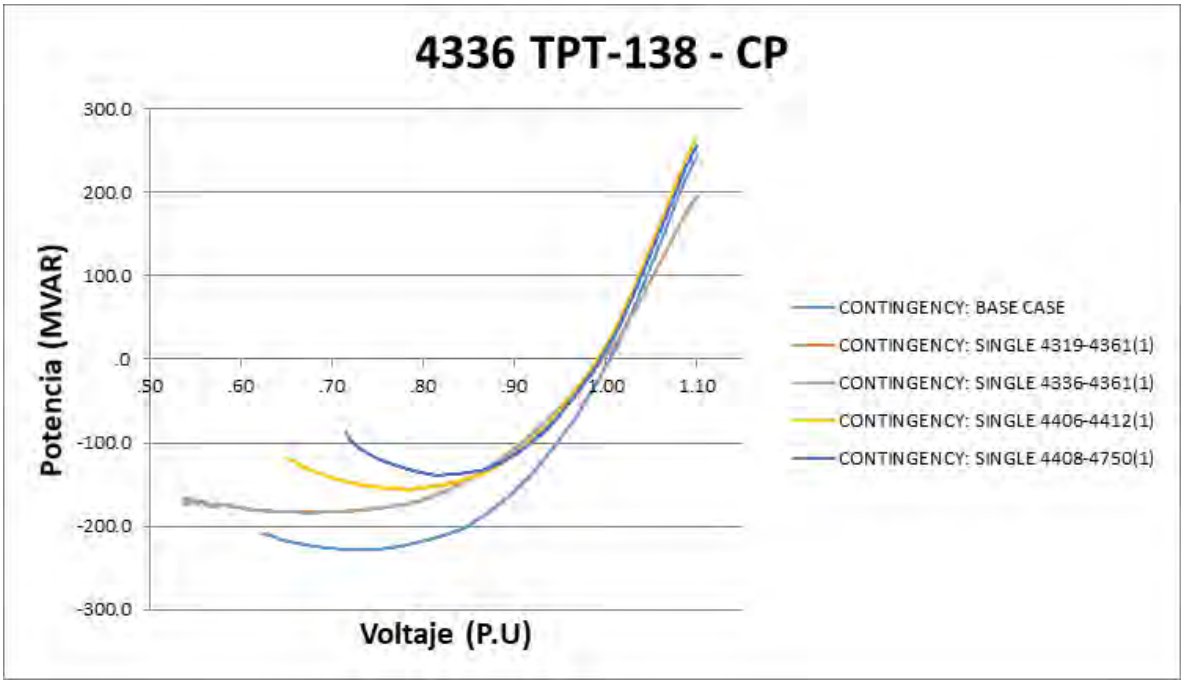
Gráfica 96: Nodo 4331 Con Proyecto



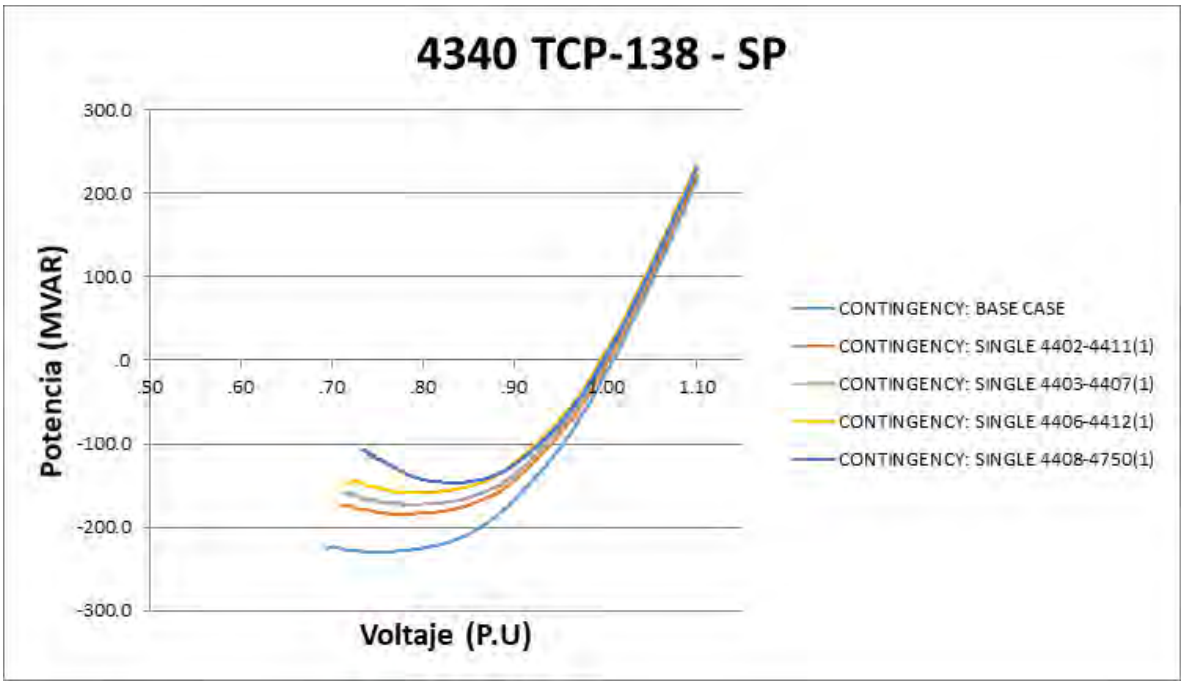
Gráfica 97: Nodo 4336 Sin Proyecto



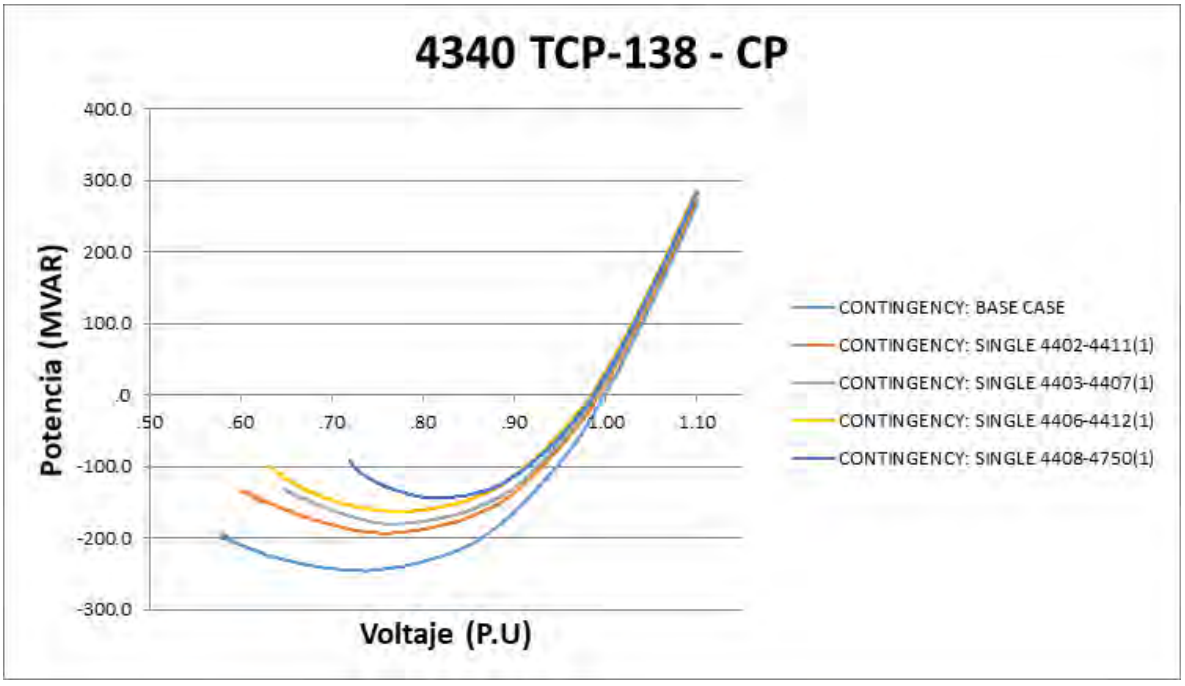
Gráfica 98: Nodo 4336 Con Proyecto



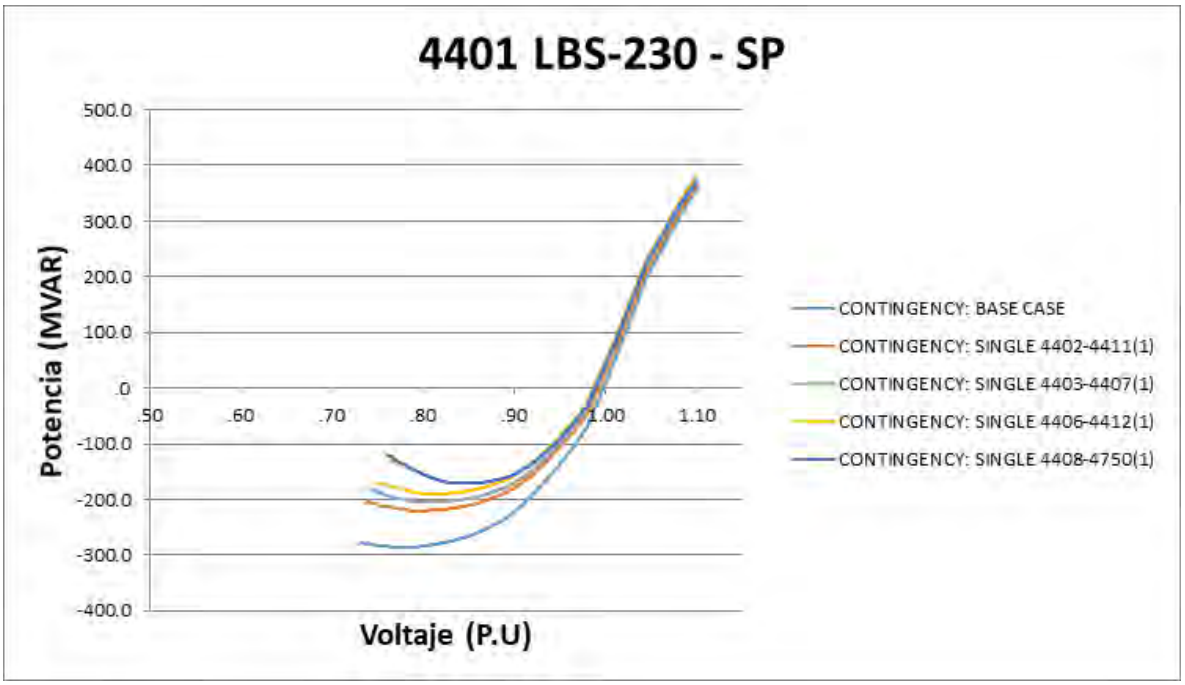
Gráfica 99: Nodo 4340 Sin Proyecto



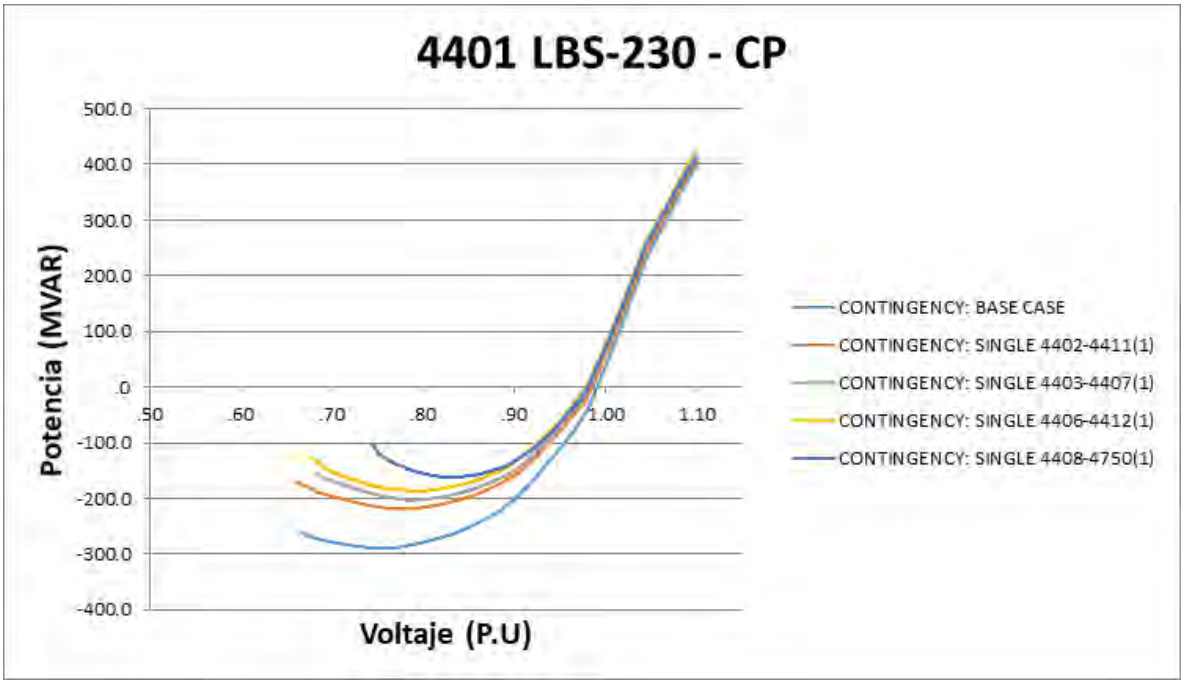
Gráfica 100: Nodo 4340 Con Proyecto



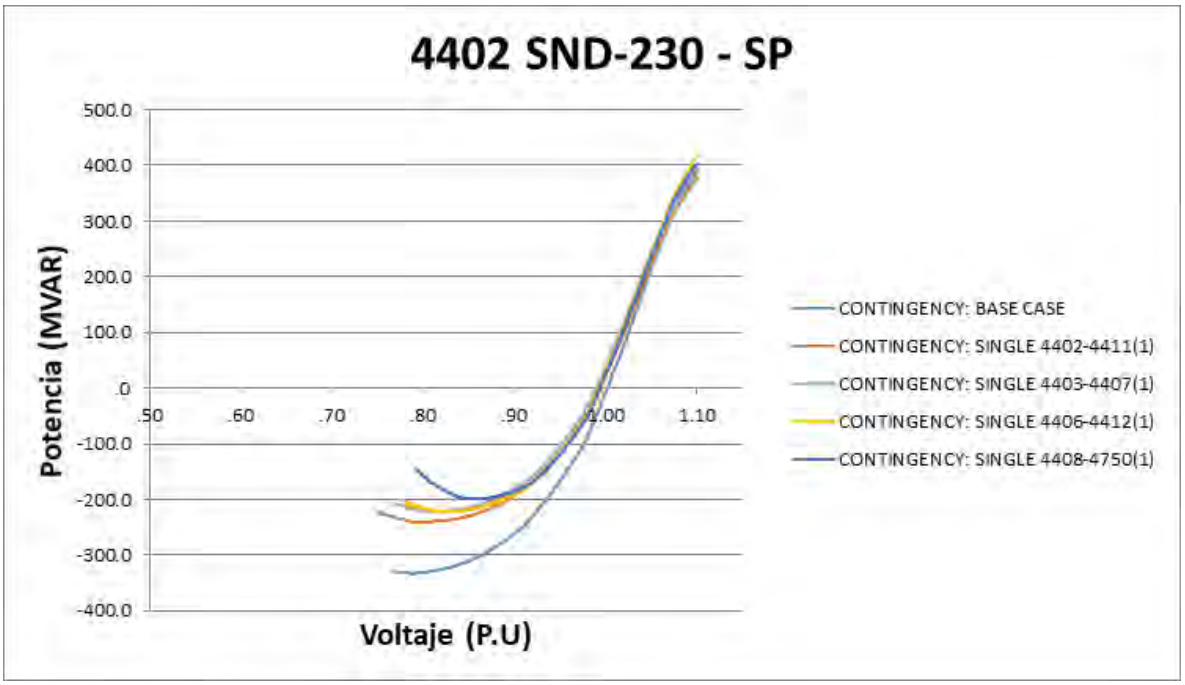
Gráfica 101: Nodo 4401 Sin Proyecto



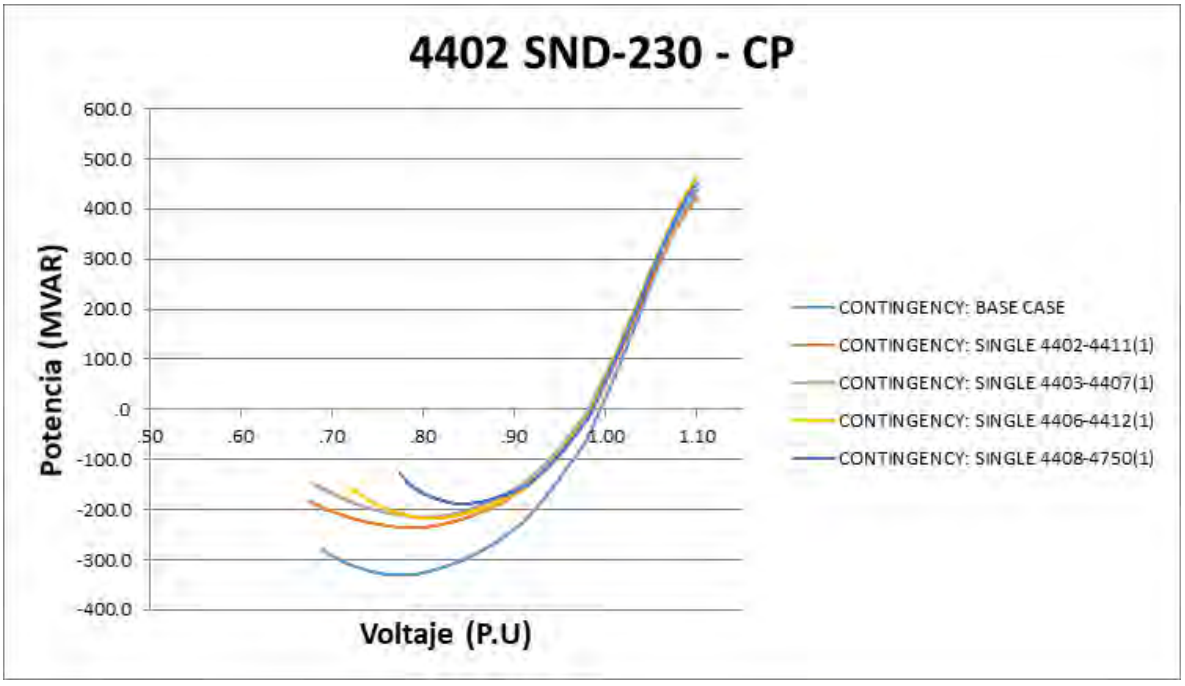
Gráfica 102: Nodo 4401 Con Proyecto



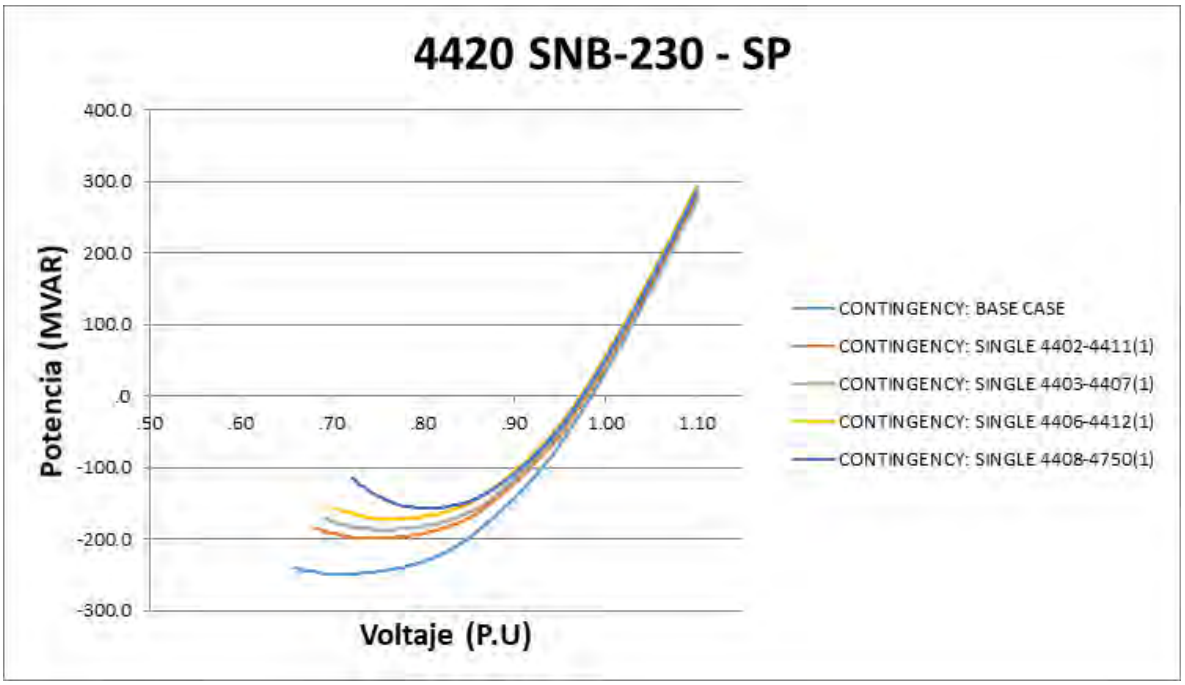
Gráfica 103: Nodo 4402 Sin Proyecto



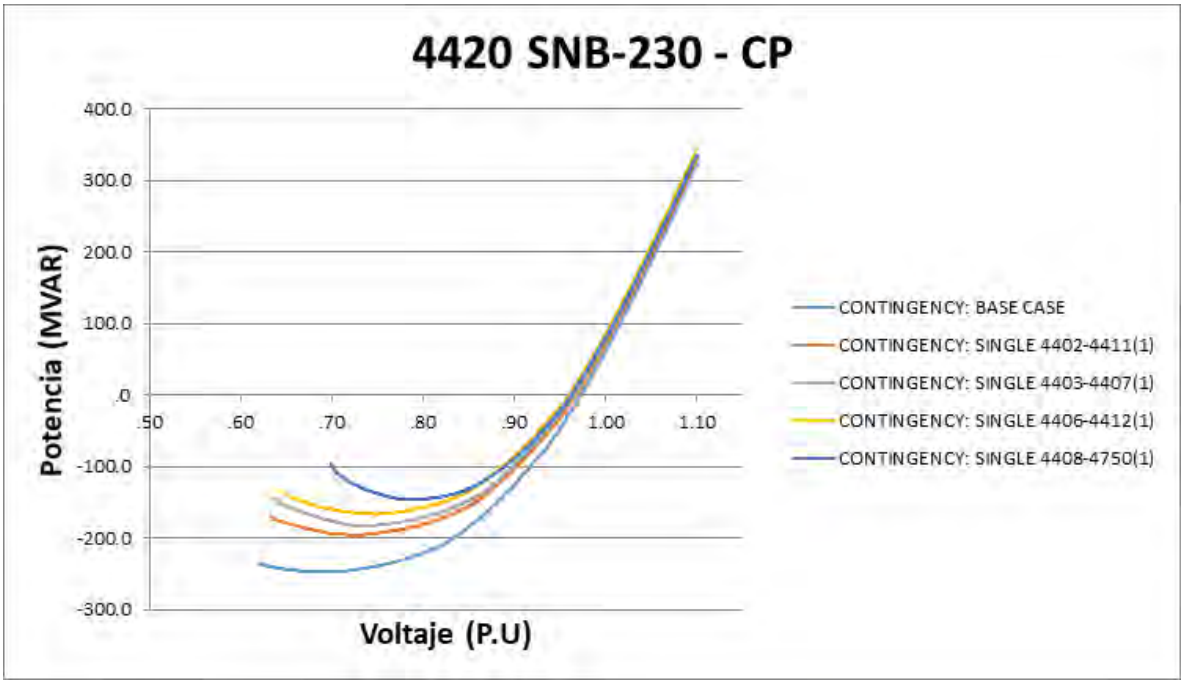
Gráfica 104: Nodo 4402 Con Proyecto



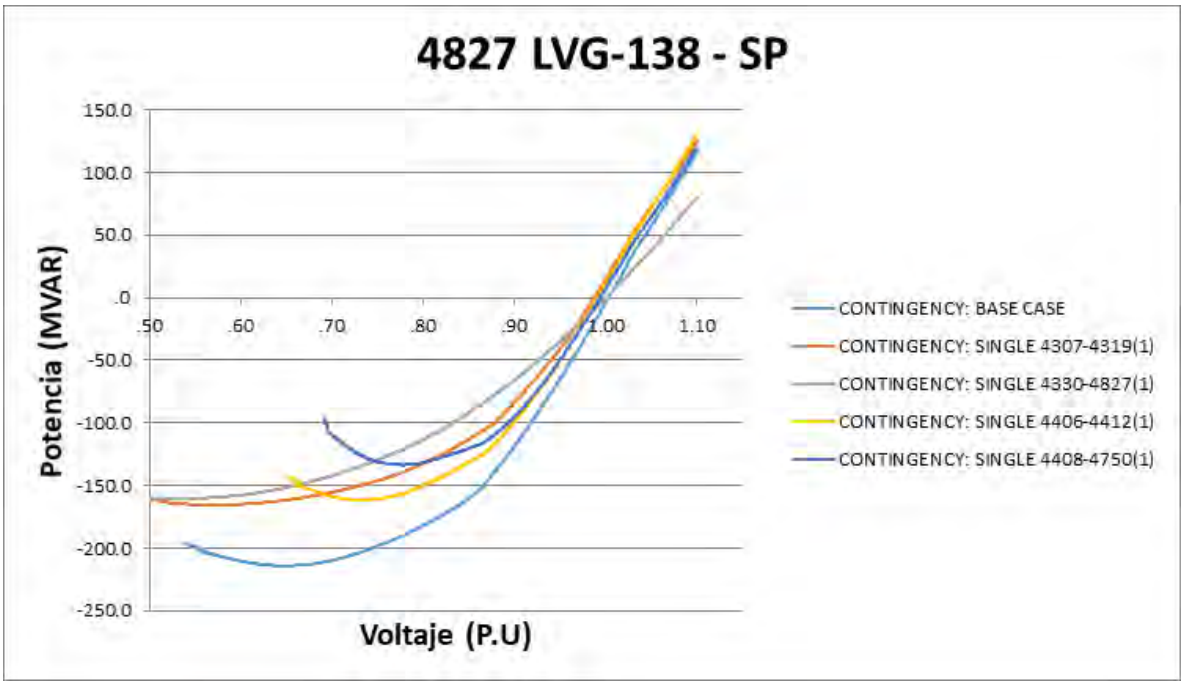
Gráfica 105: Nodo 4420 Sin Proyecto



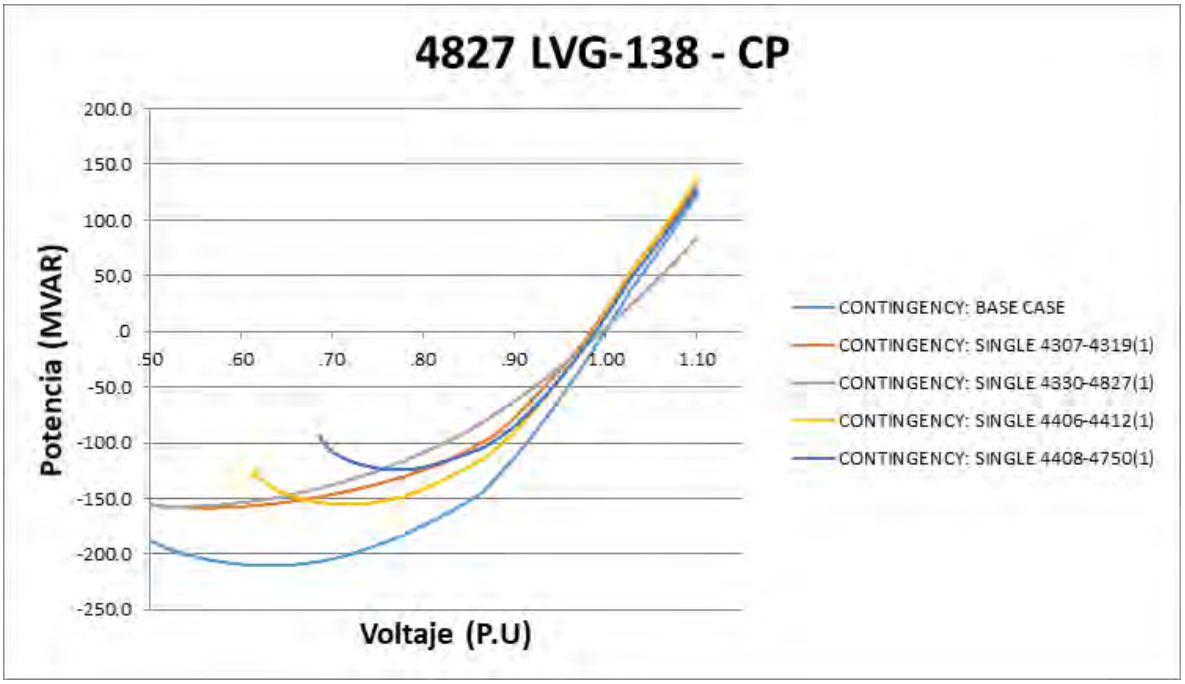
Gráfica 106: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 107: Nodo 4827 Sin Proyecto

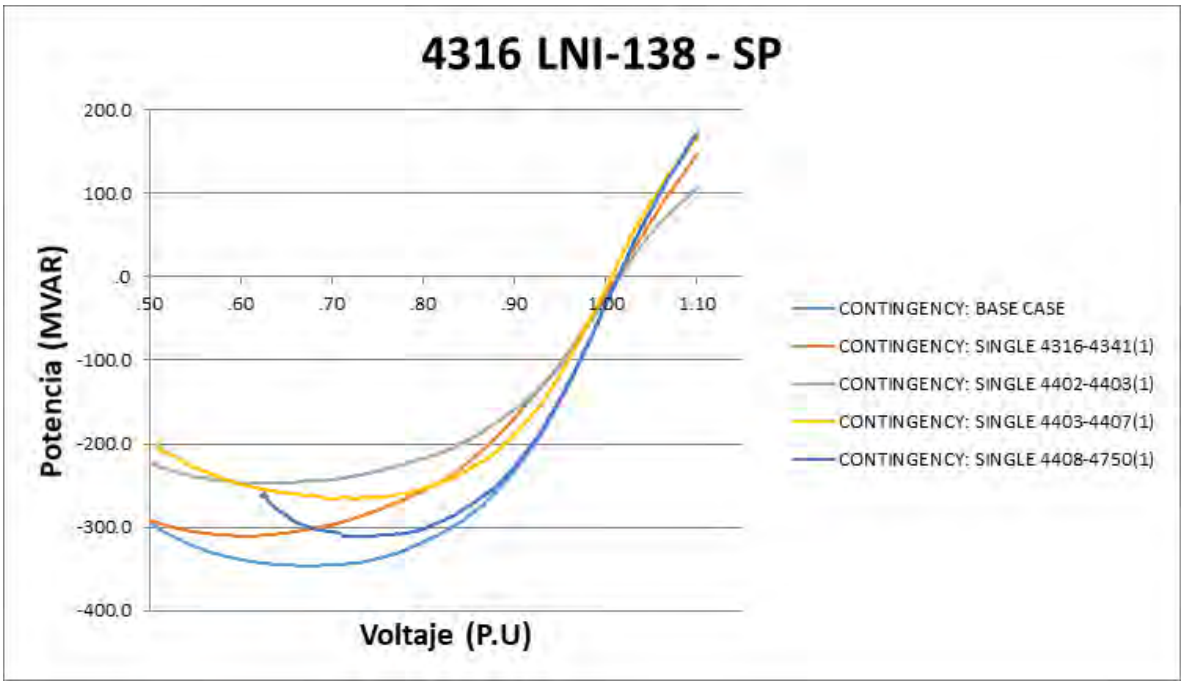


Gráfica 108: Nodo 4827 Con Proyecto

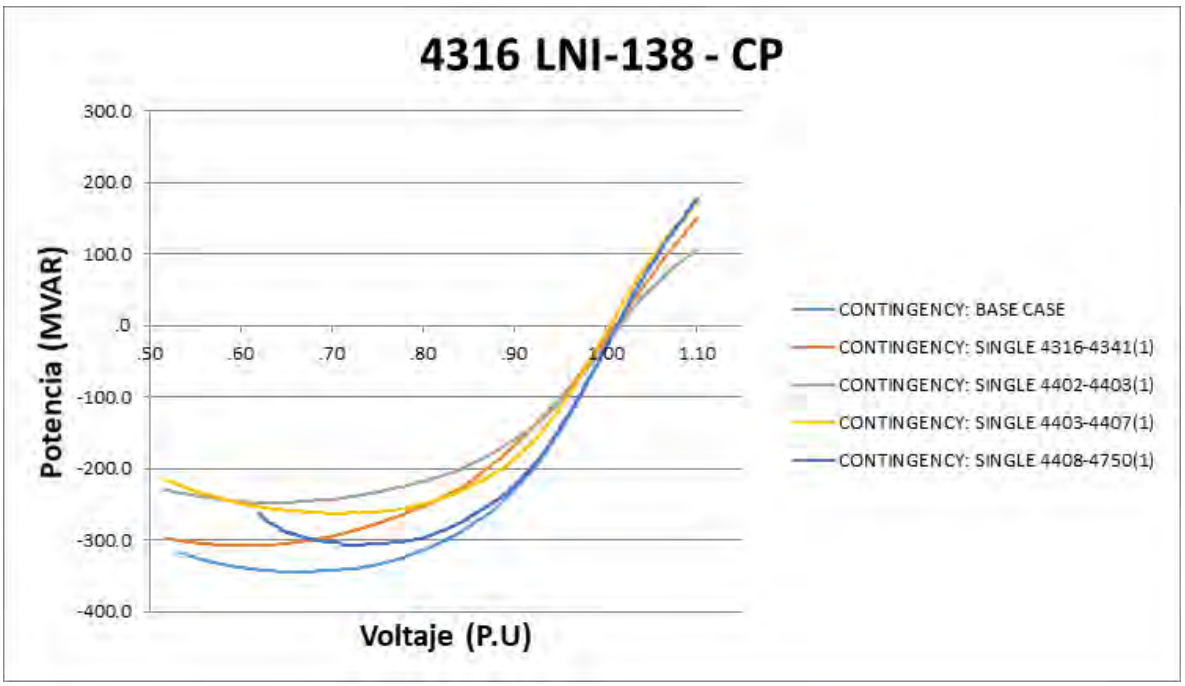


- **Escenario Verano demanda mínima sin intercambios**

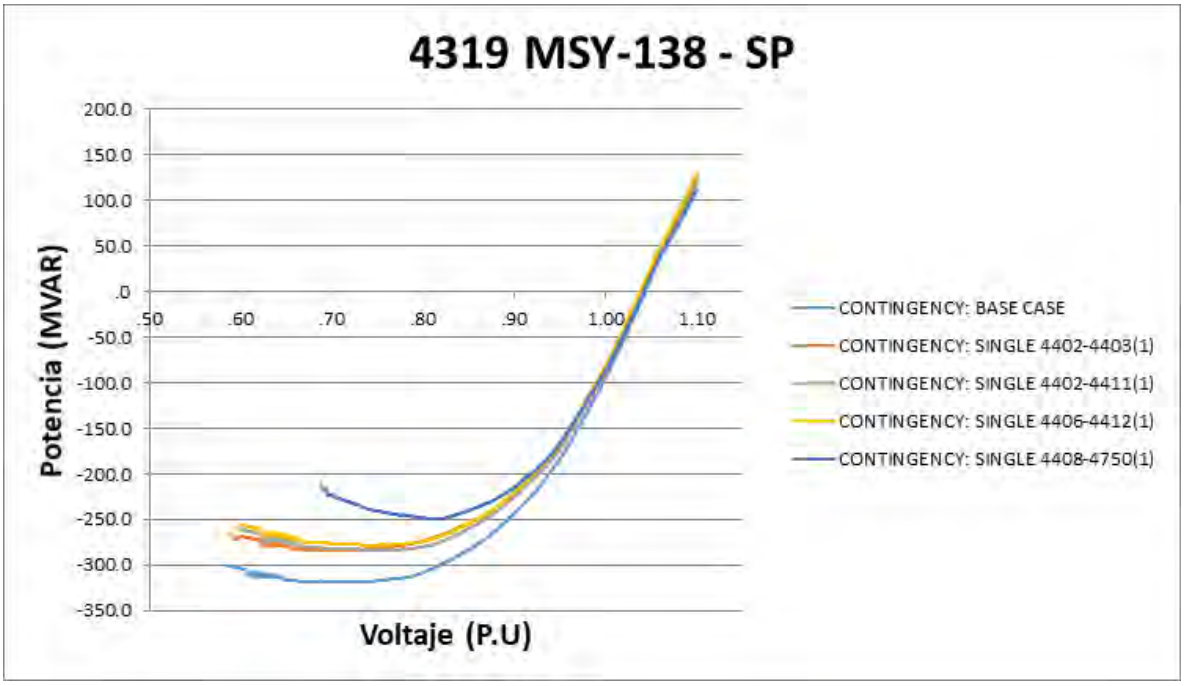
Gráfica 109: Nodo 4316 Sin Proyecto



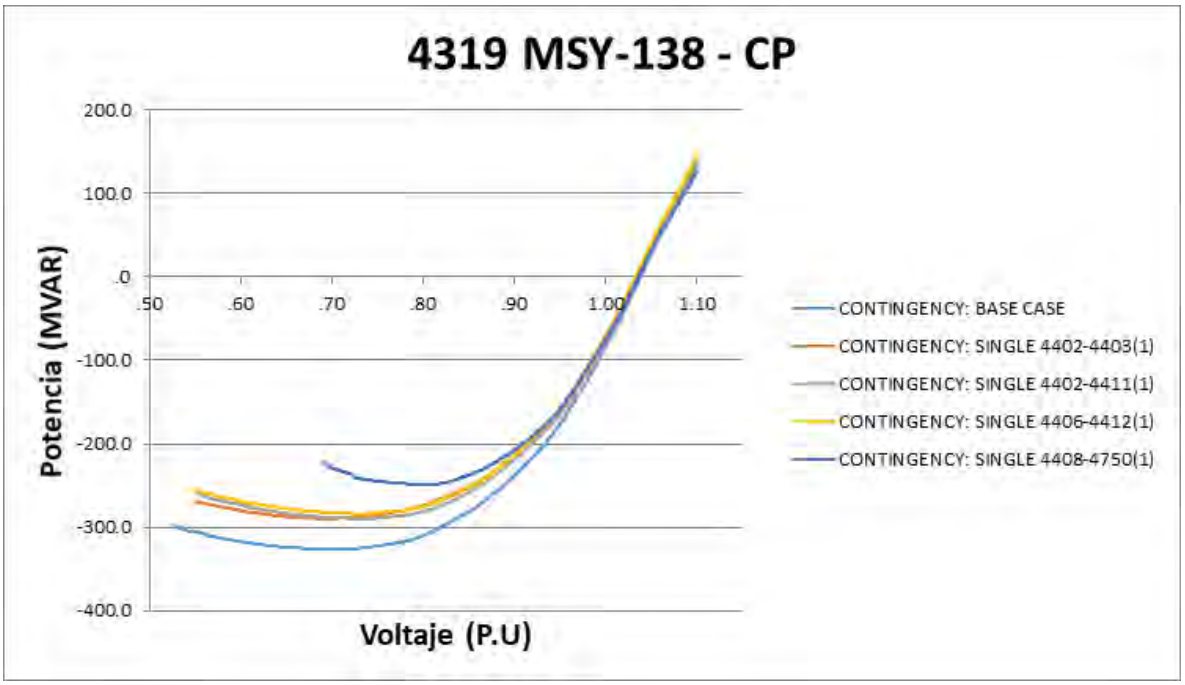
Gráfica 110: Nodo 4316 Con Proyecto



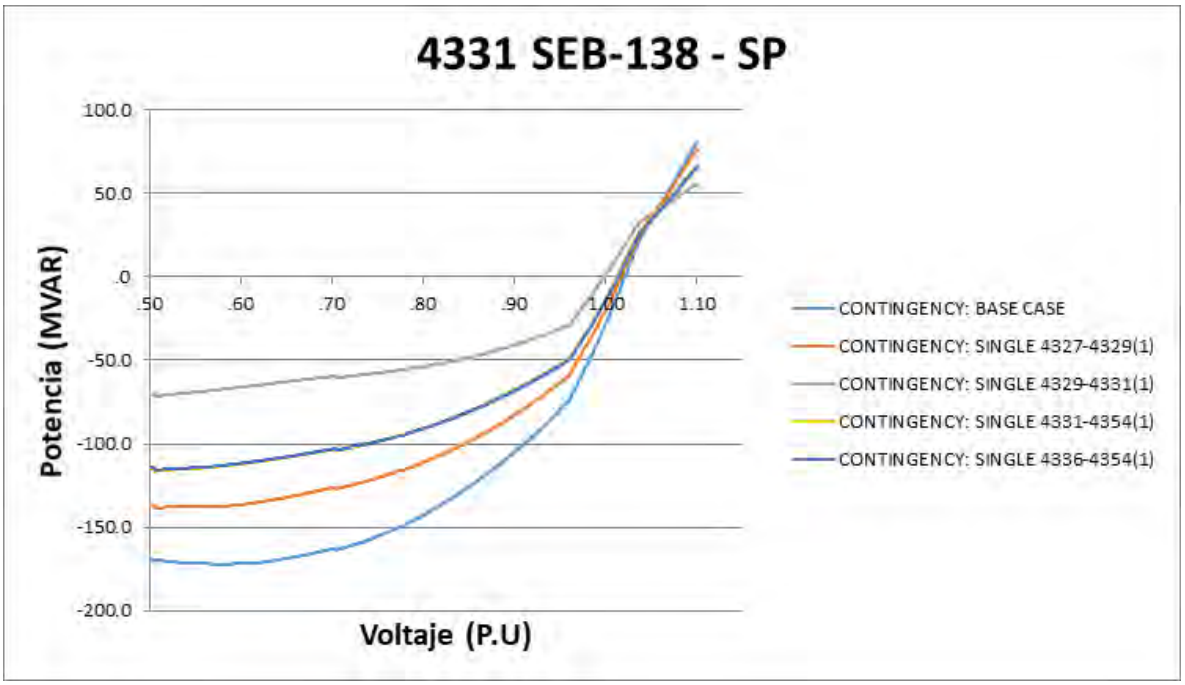
Gráfica 111: Nodo 4319 Sin Proyecto



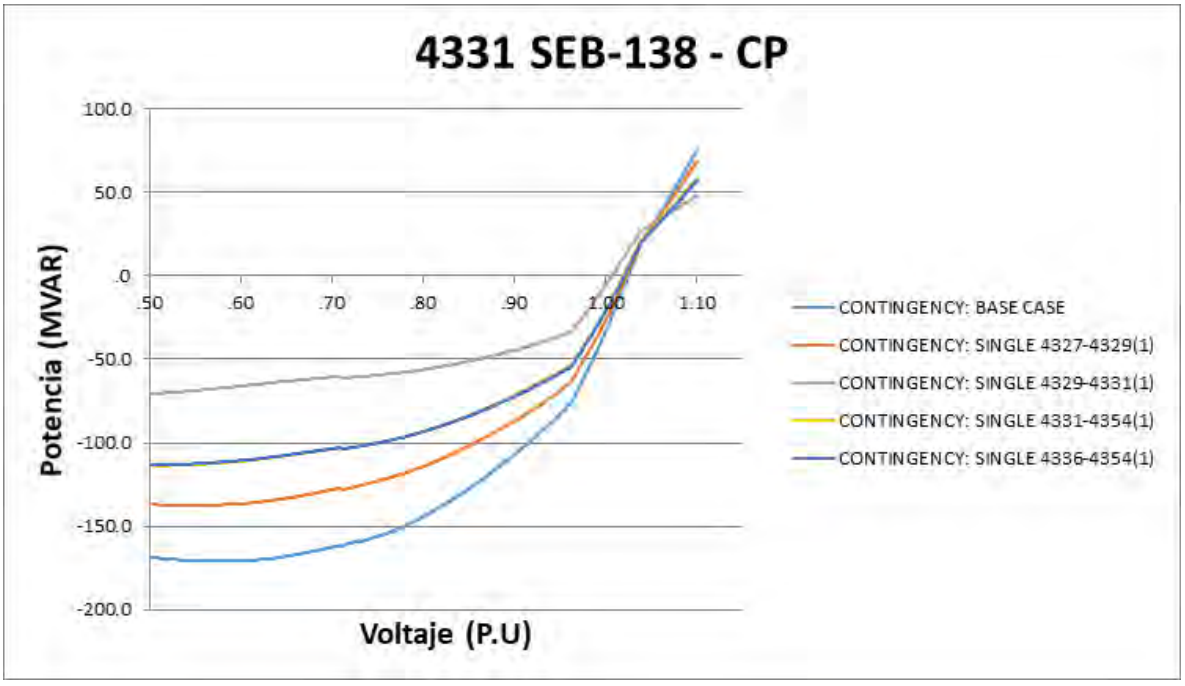
Gráfica 112: Nodo 4319 Con Proyecto



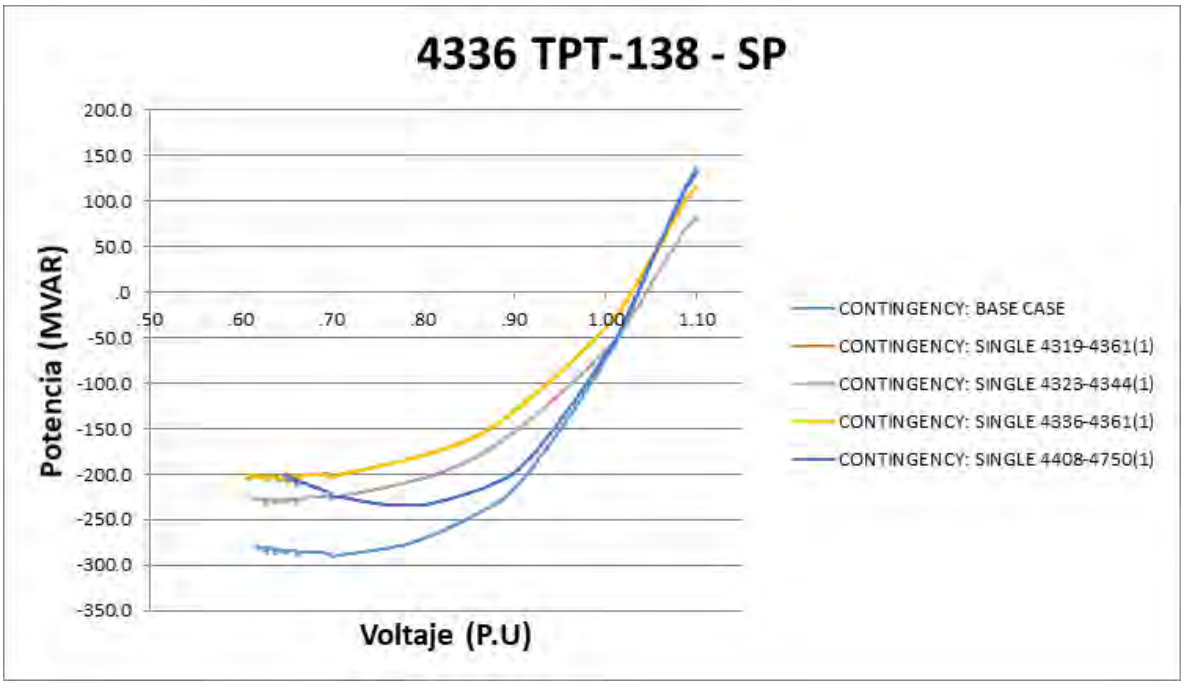
Gráfica 113: Nodo 4331 Sin Proyecto



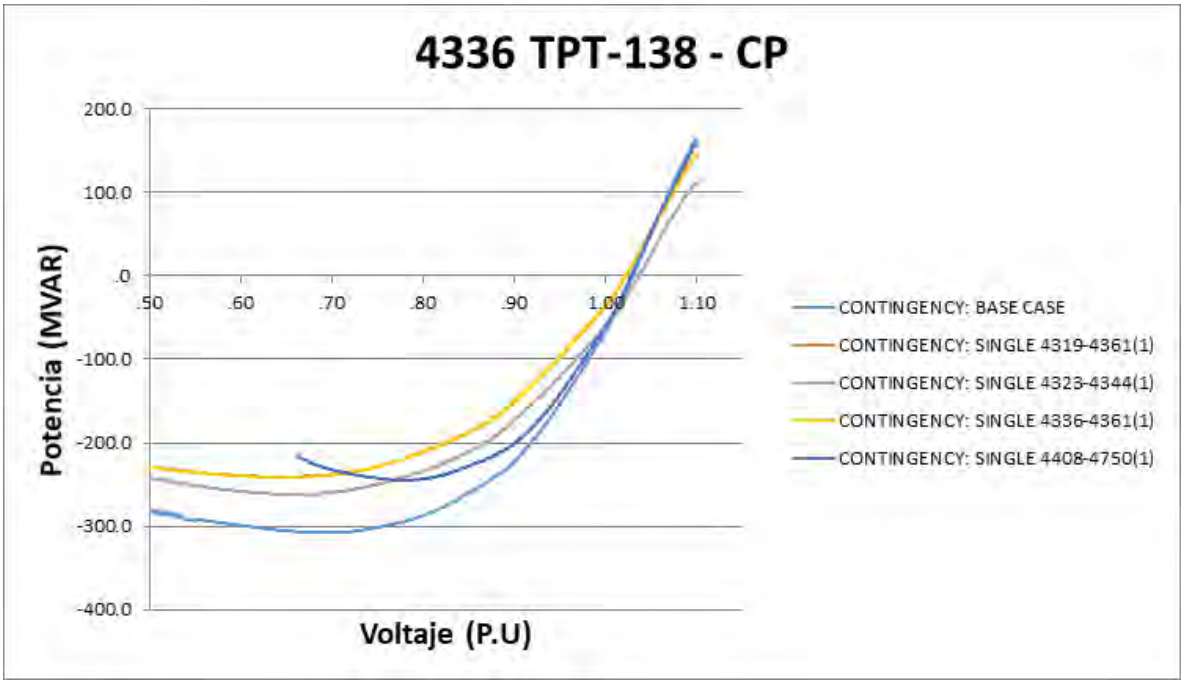
Gráfica 114: Nodo 4331 Con Proyecto



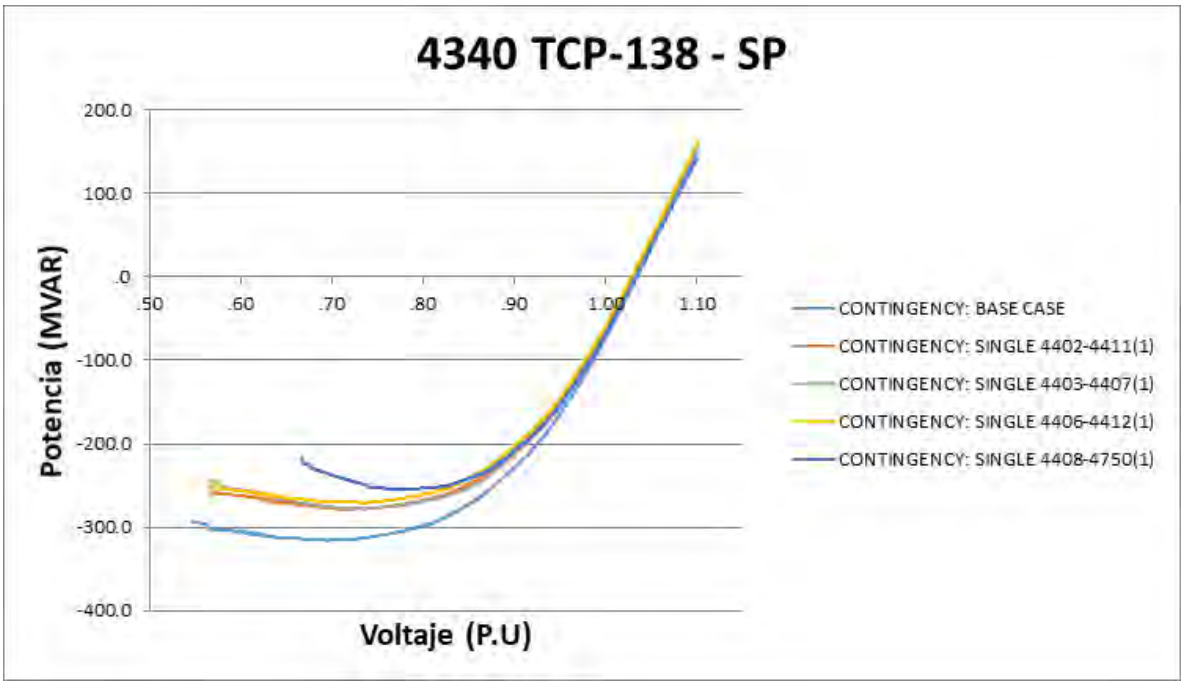
Gráfica 115: Nodo 4336 Sin Proyecto



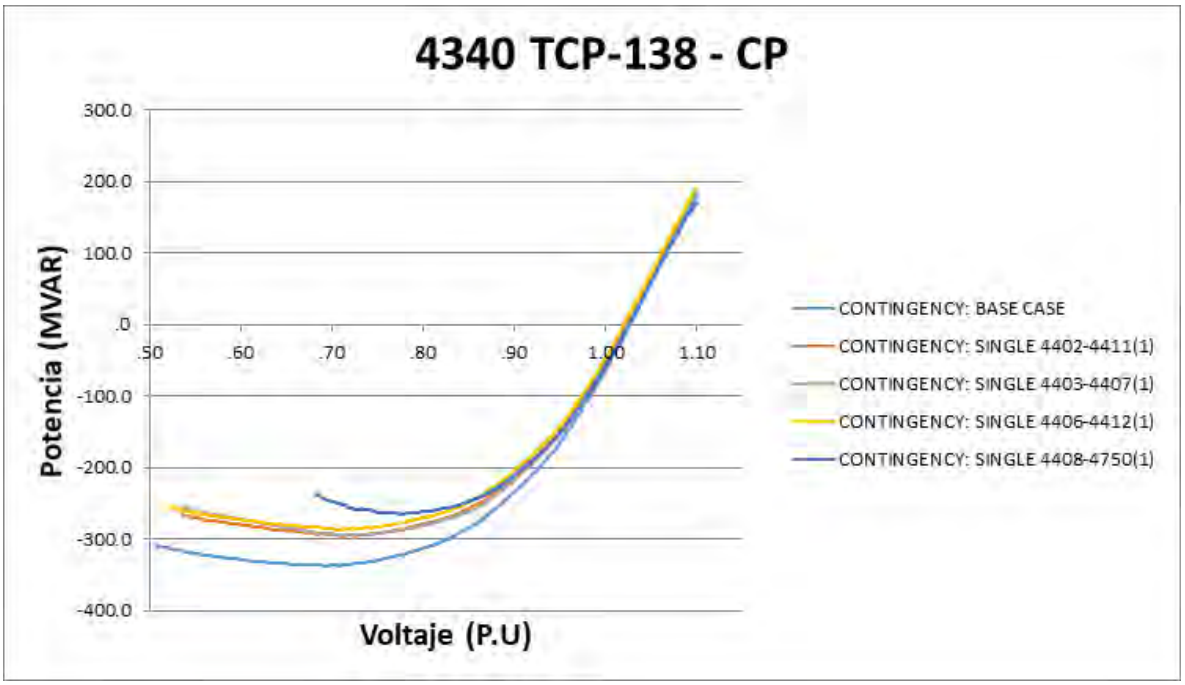
Gráfica 116: Nodo 4336 Con Proyecto



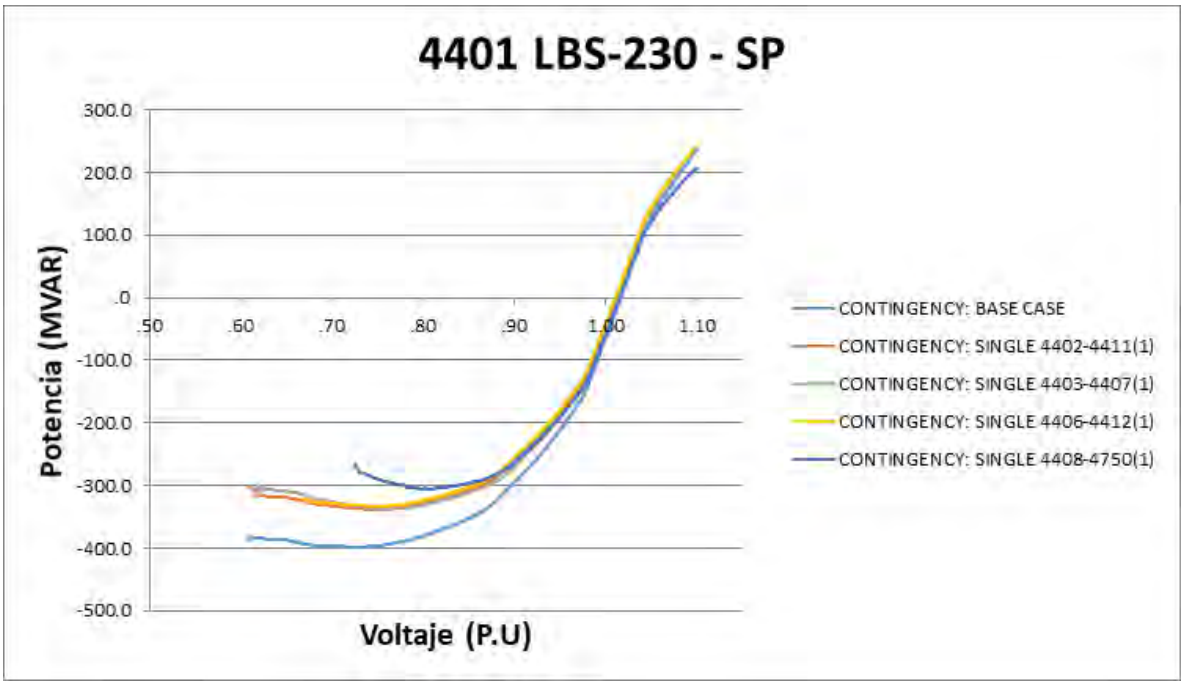
Gráfica 117: Nodo 4340 Sin Proyecto



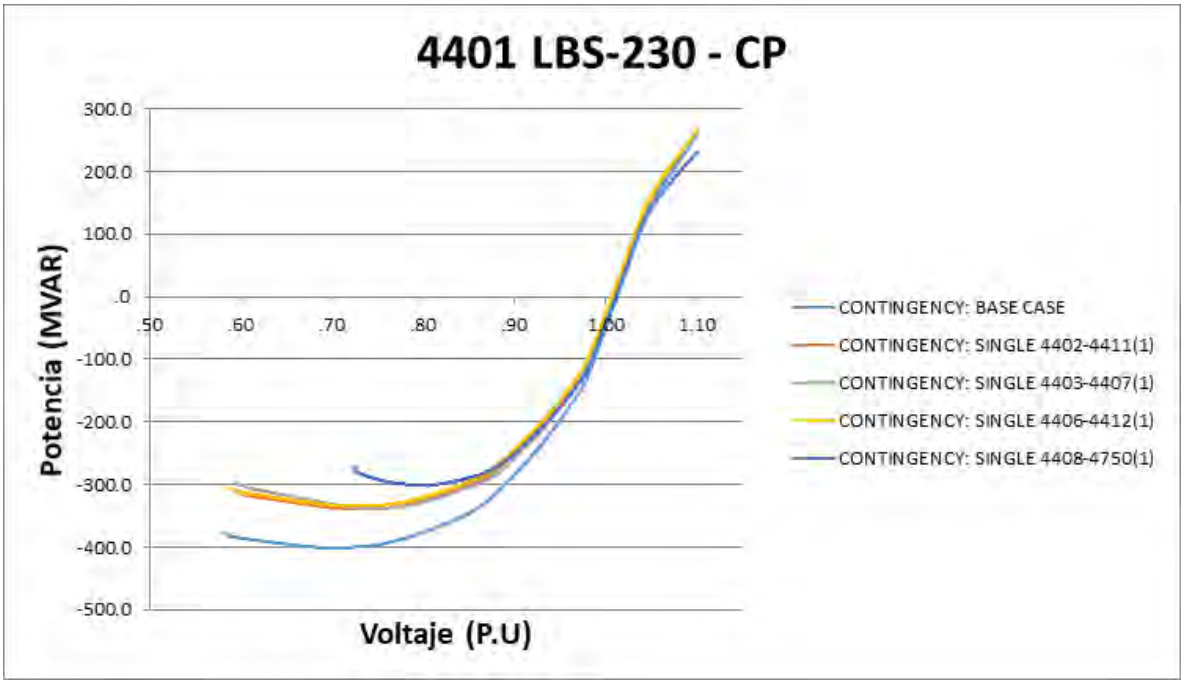
Gráfica 118: Nodo 4340 Con Proyecto



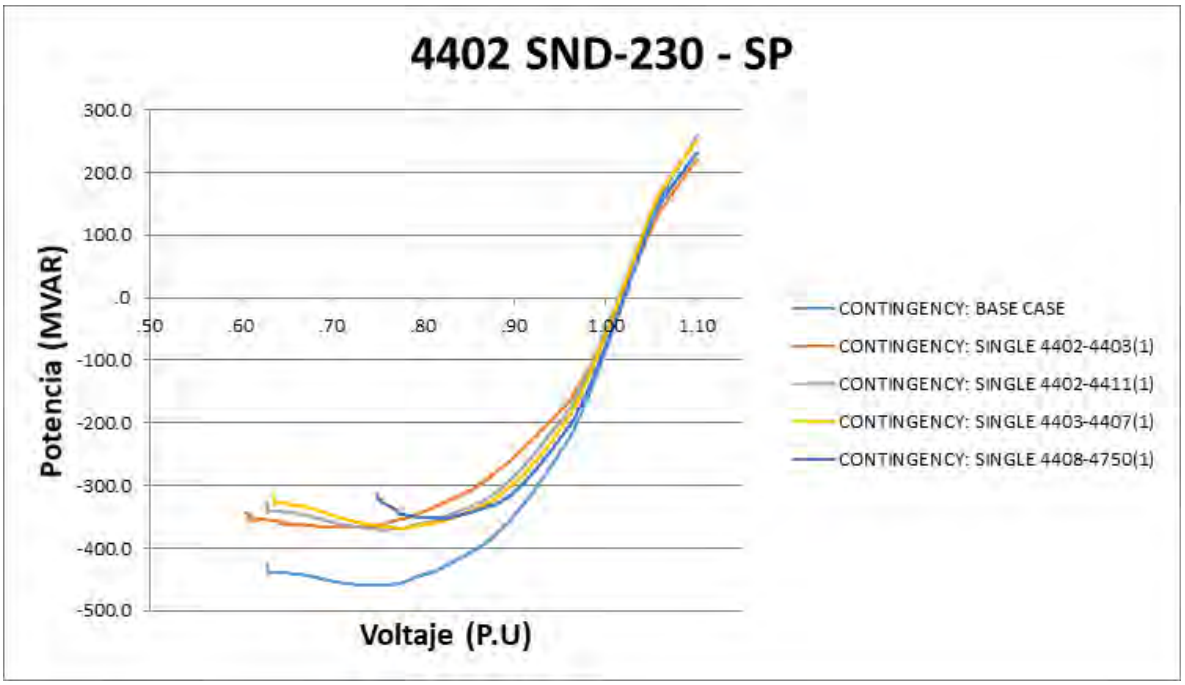
Gráfica 119: Nodo 4401 Sin Proyecto



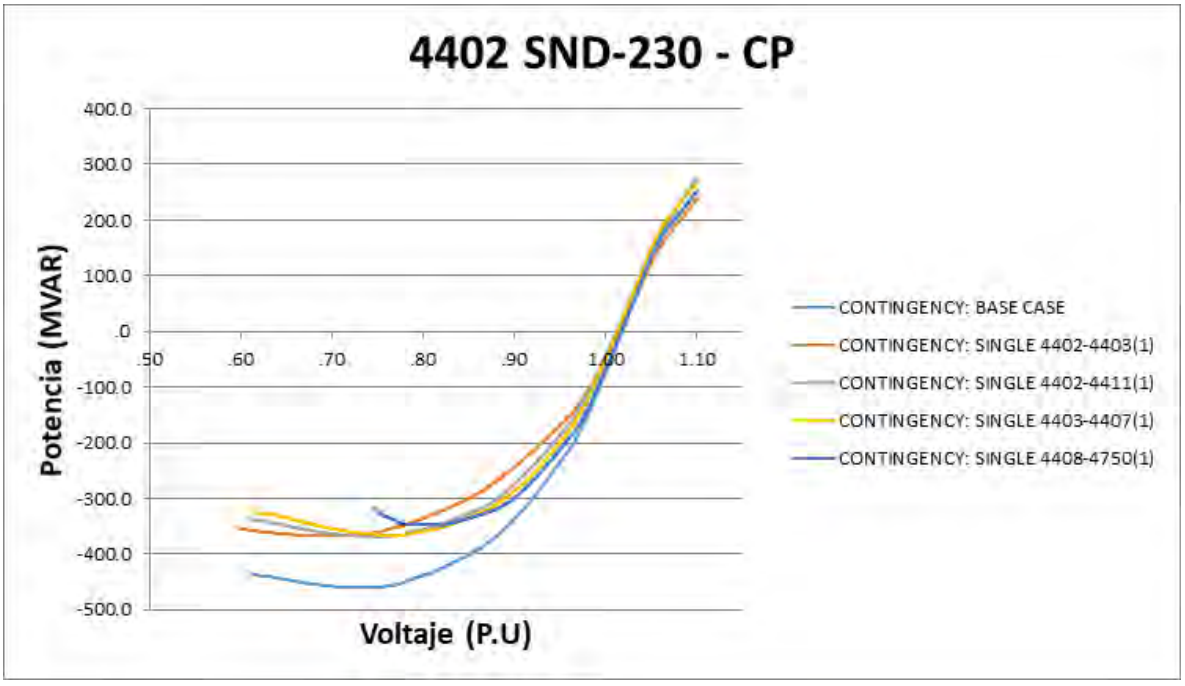
Gráfica 120: Nodo 4401 Con Proyecto



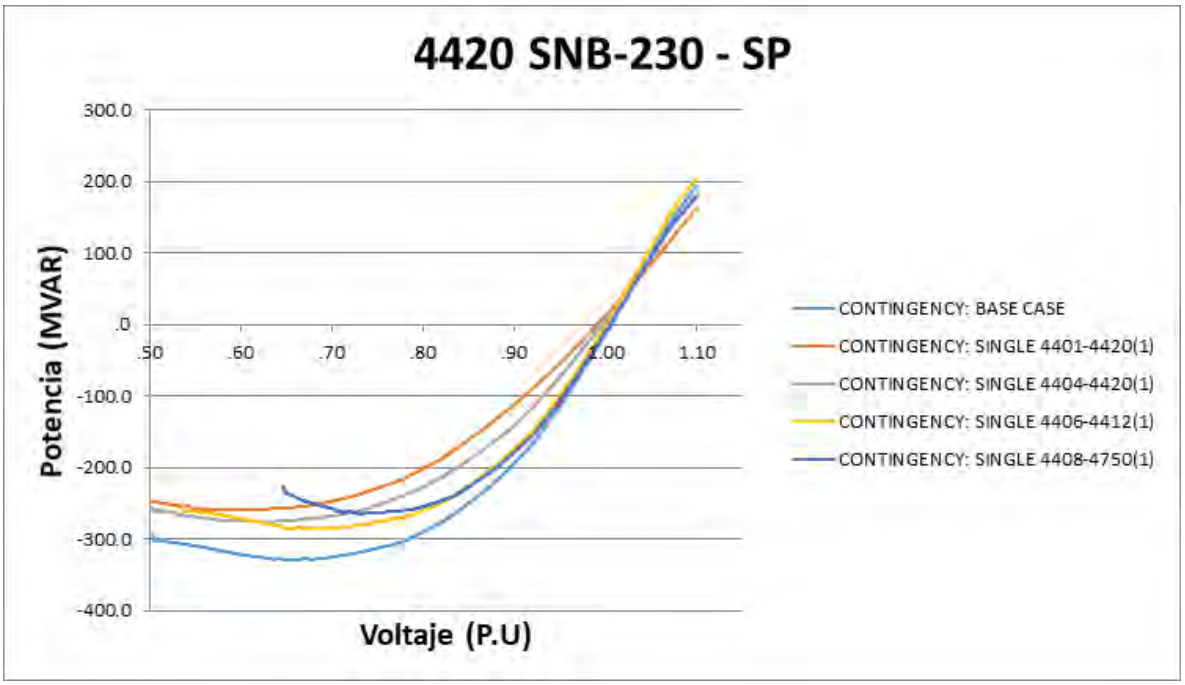
Gráfica 121: Nodo 4402 Sin Proyecto



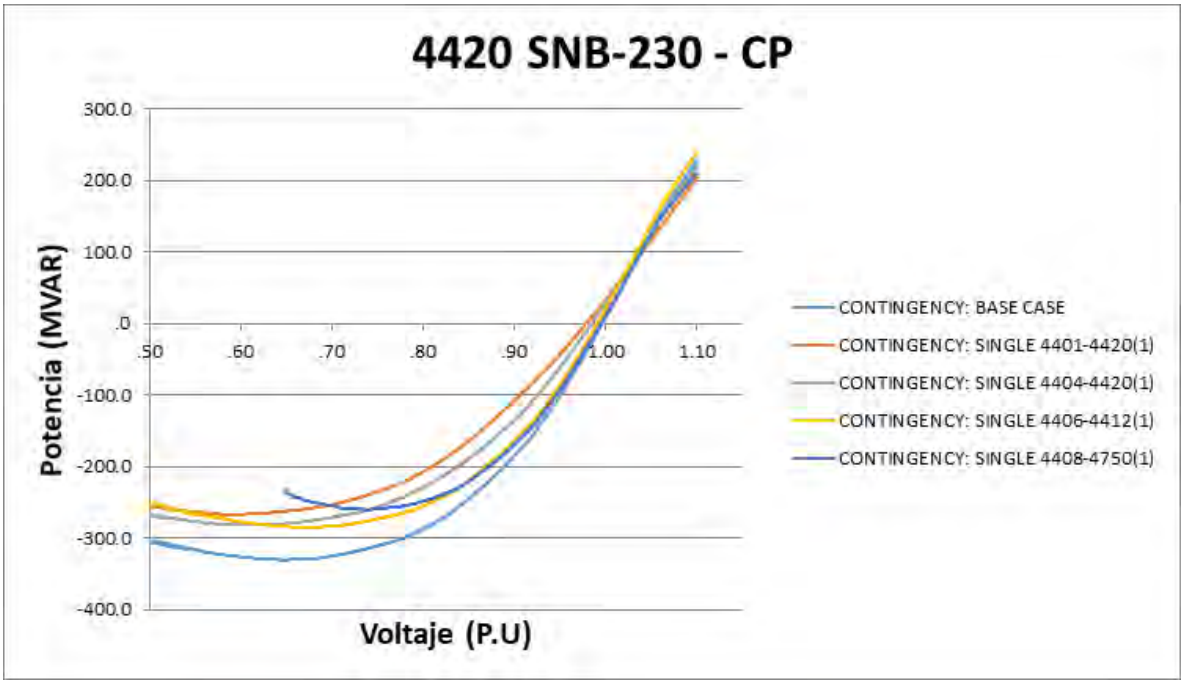
Gráfica 122: Nodo 4402 Con Proyecto



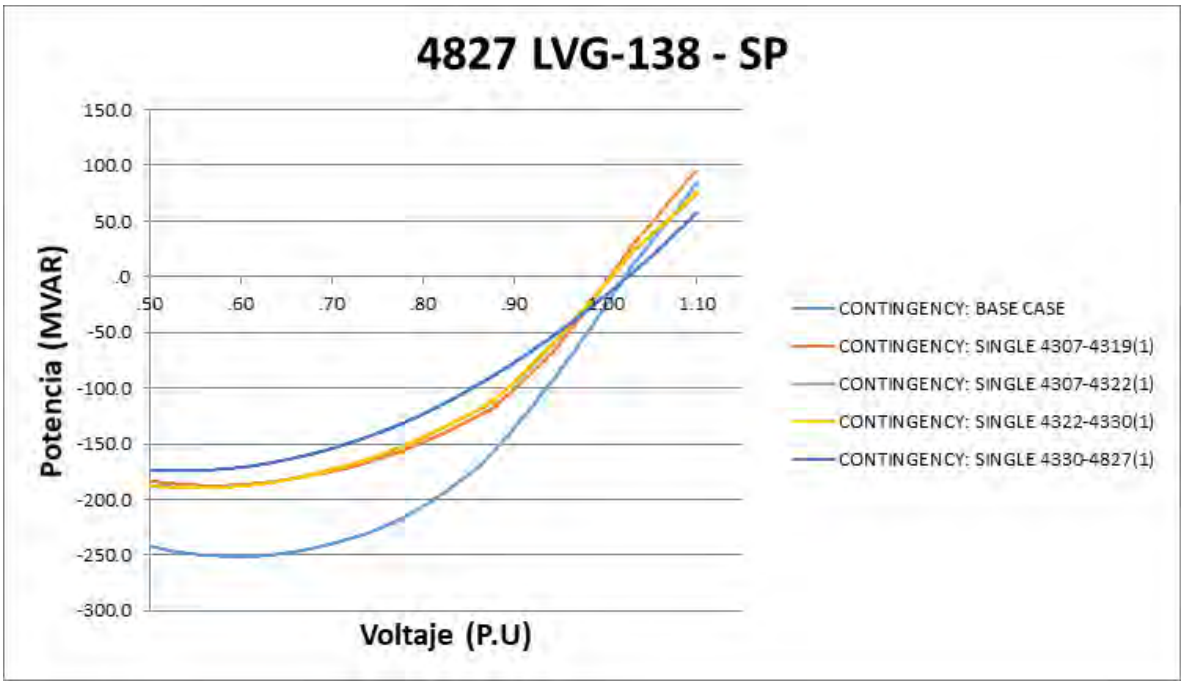
Gráfica 123: Nodo 4420 Sin Proyecto



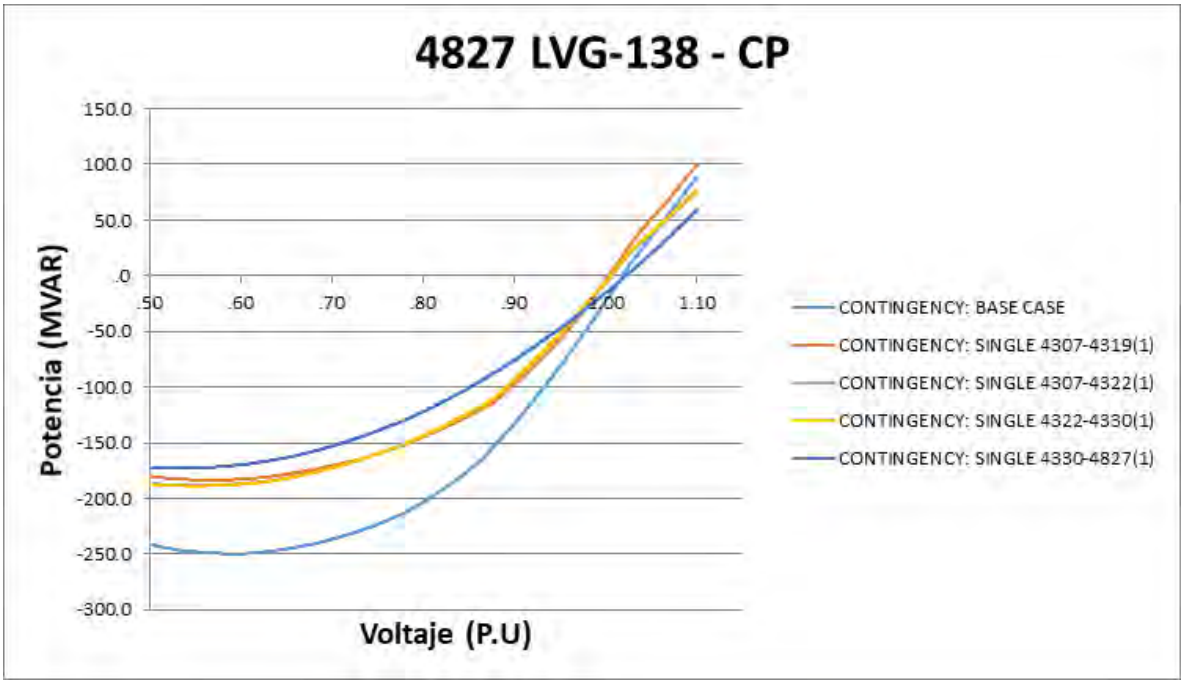
Gráfica 124: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 125: Nodo 4827 Sin Proyecto

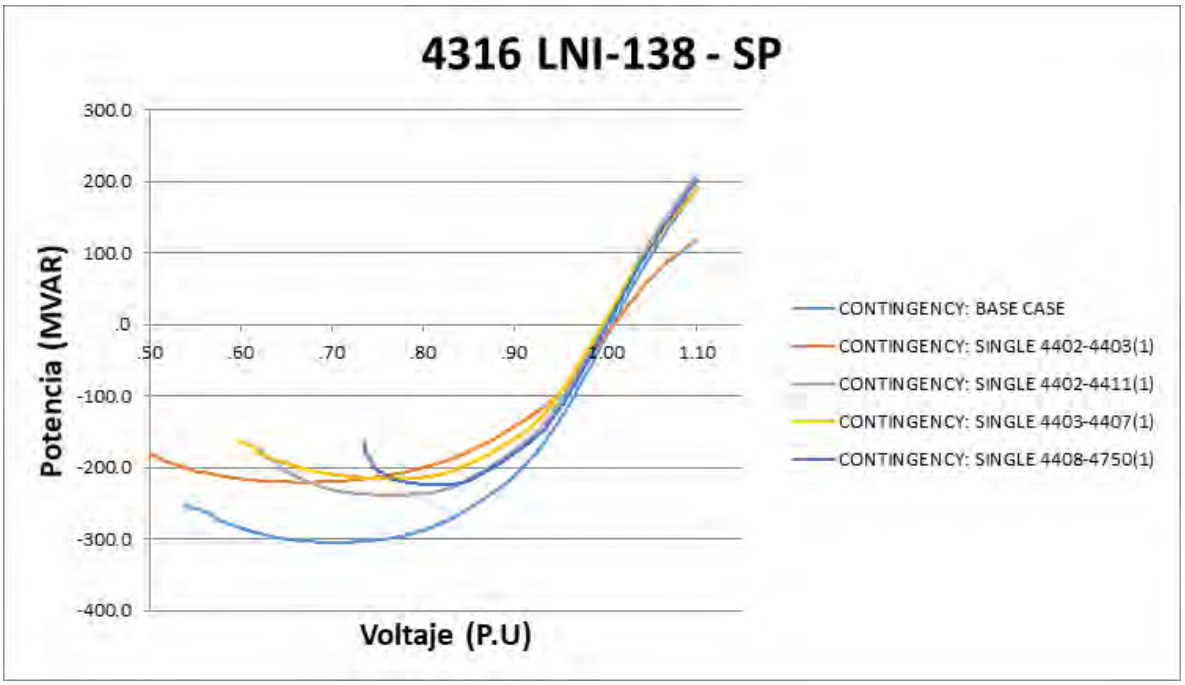


Gráfica 126: Nodo 4827 Con Proyecto

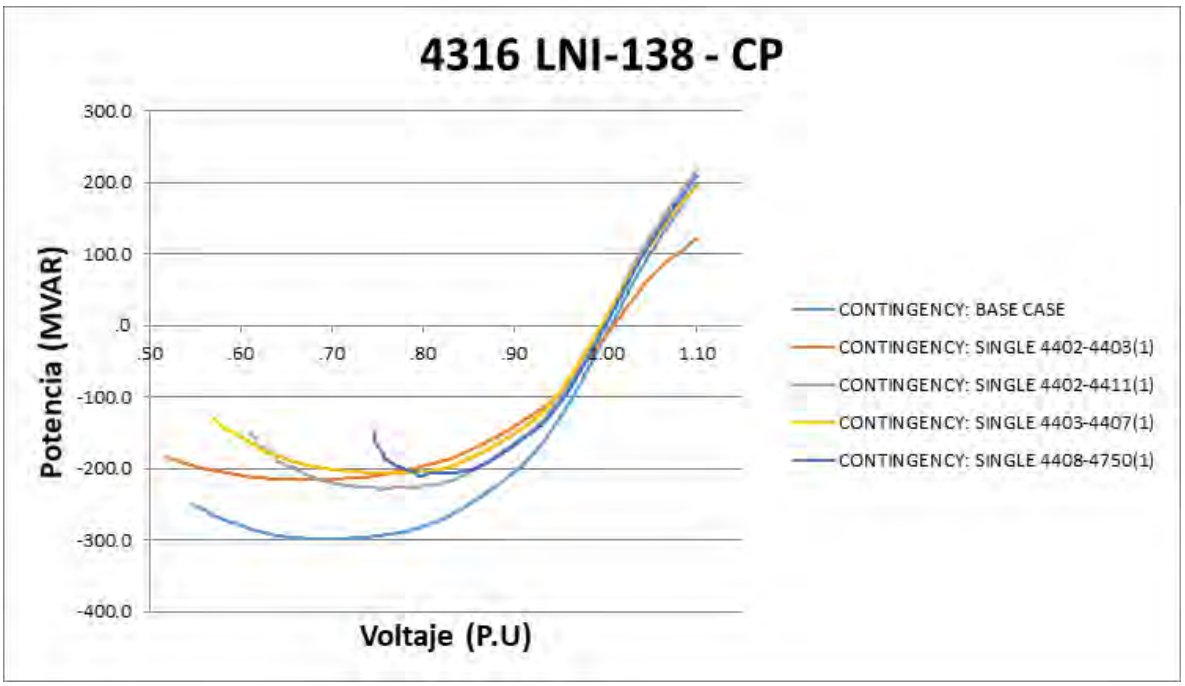


- **Escenario Verano demanda mínima Porteo Norte - Sur 180 MW**

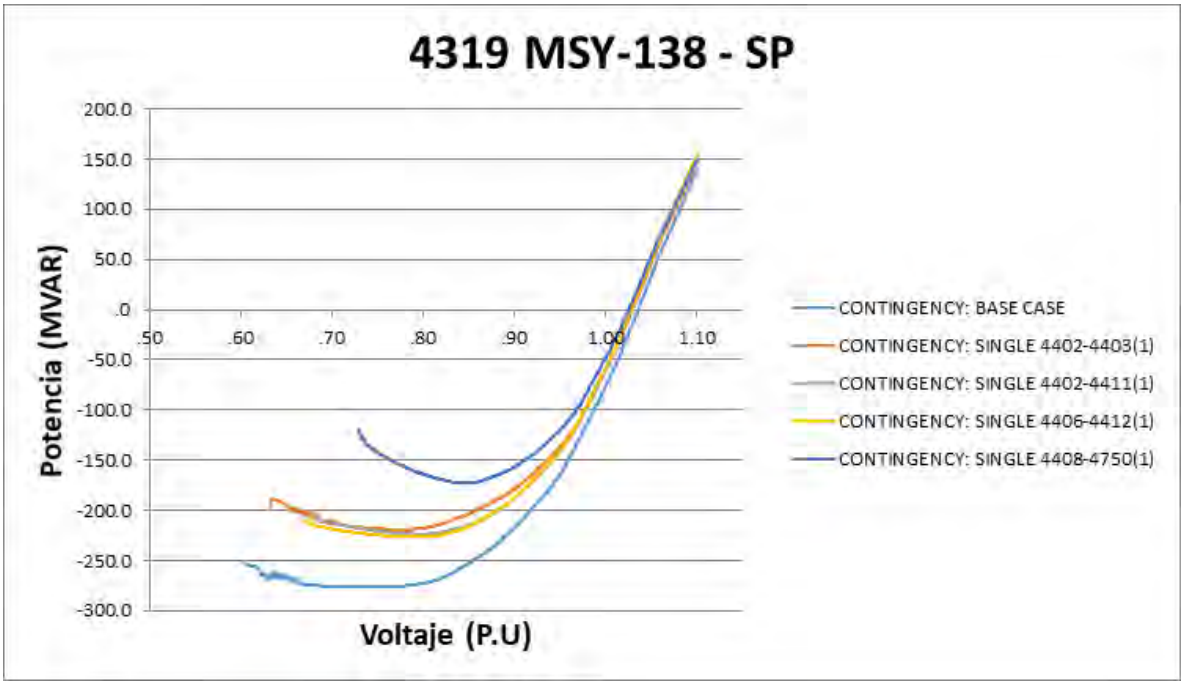
Gráfica 127: Nodo 4316 Sin Proyecto



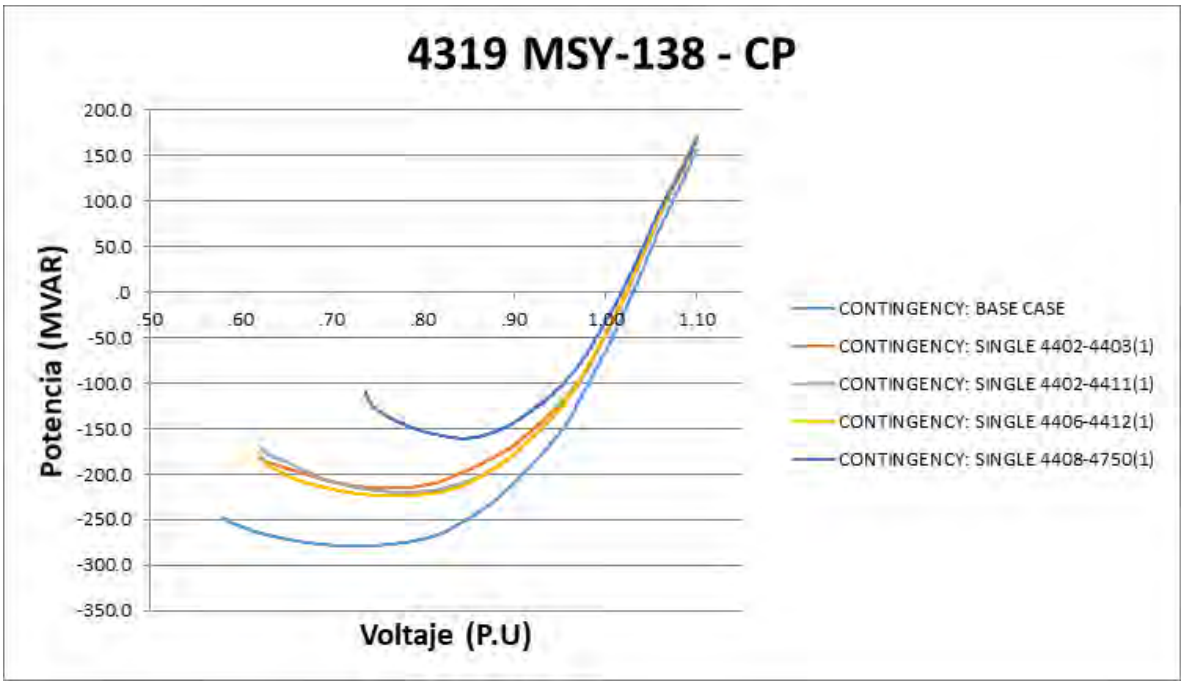
Gráfica 128: Nodo 4316 Con Proyecto



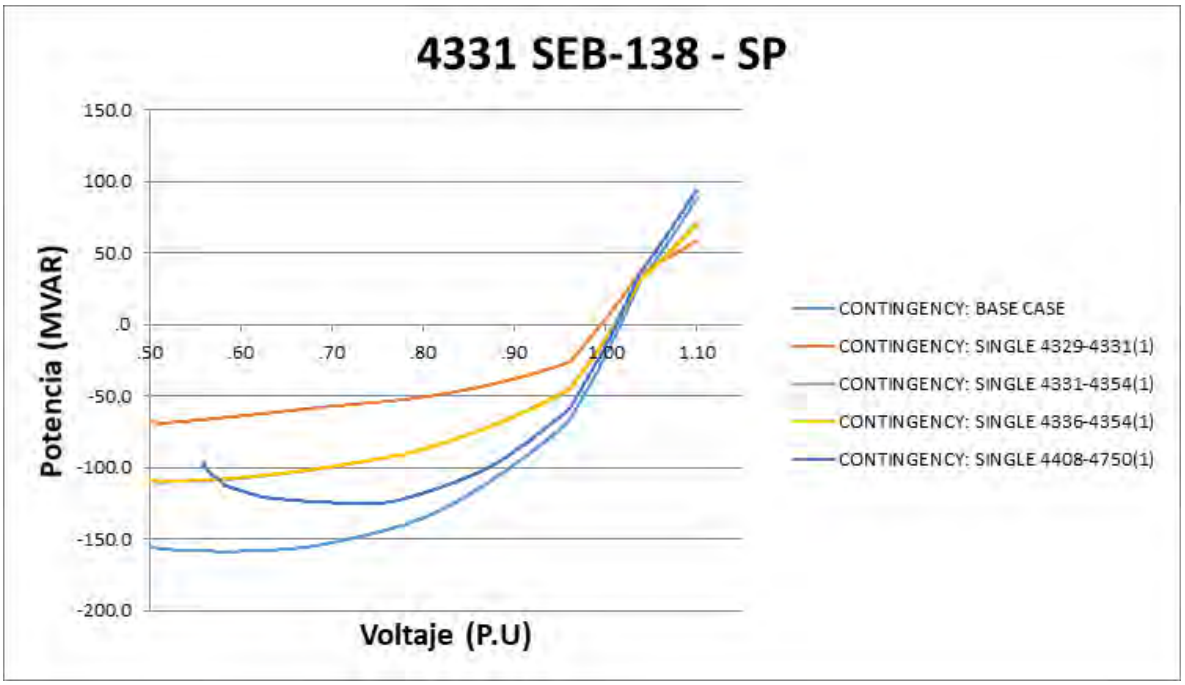
Gráfica 129: Nodo 4319 Sin Proyecto



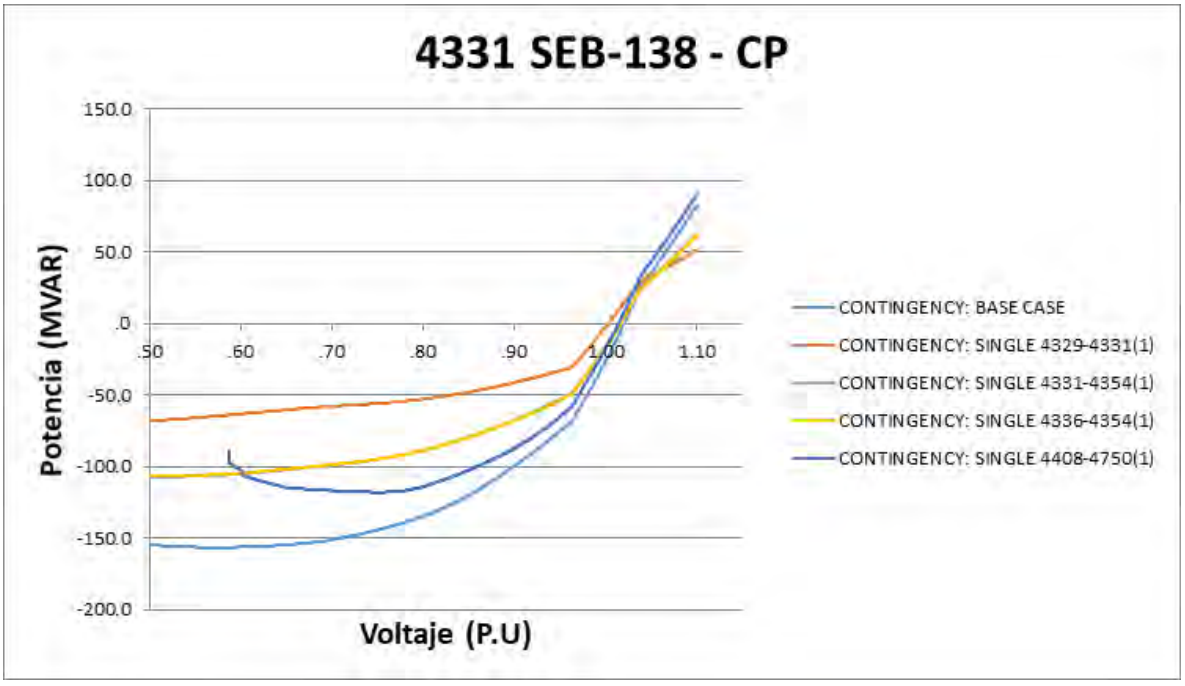
Gráfica 130: Nodo 4319 Con Proyecto



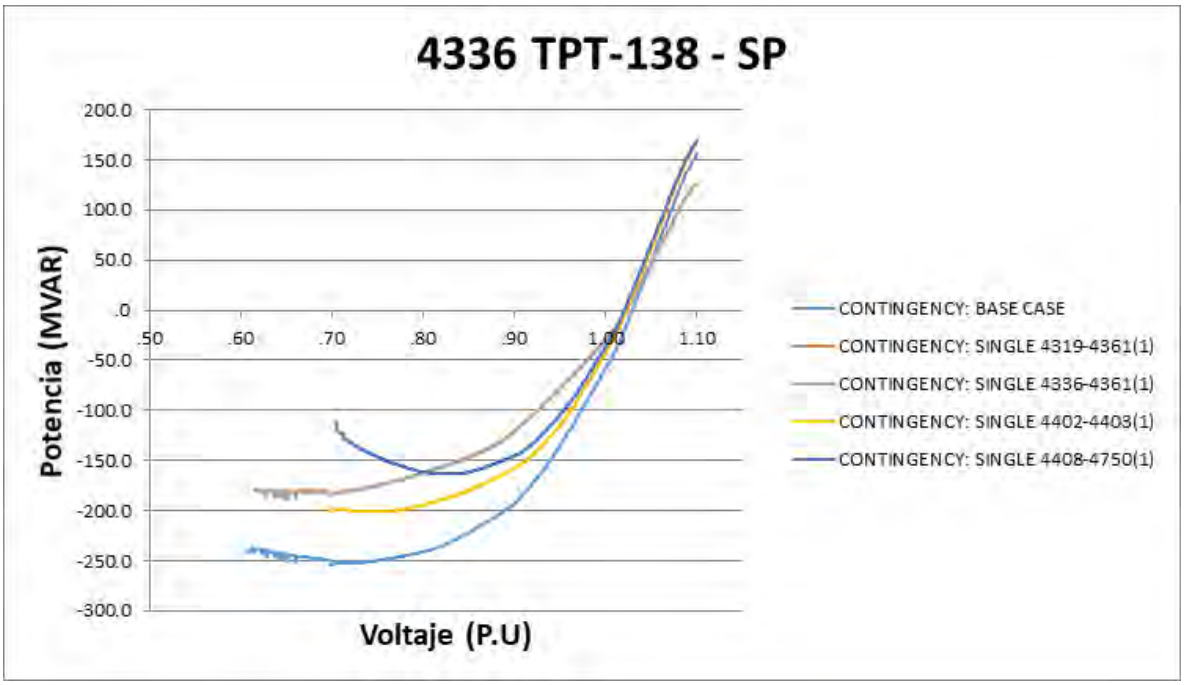
Gráfica 131: Nodo 4331 Sin Proyecto



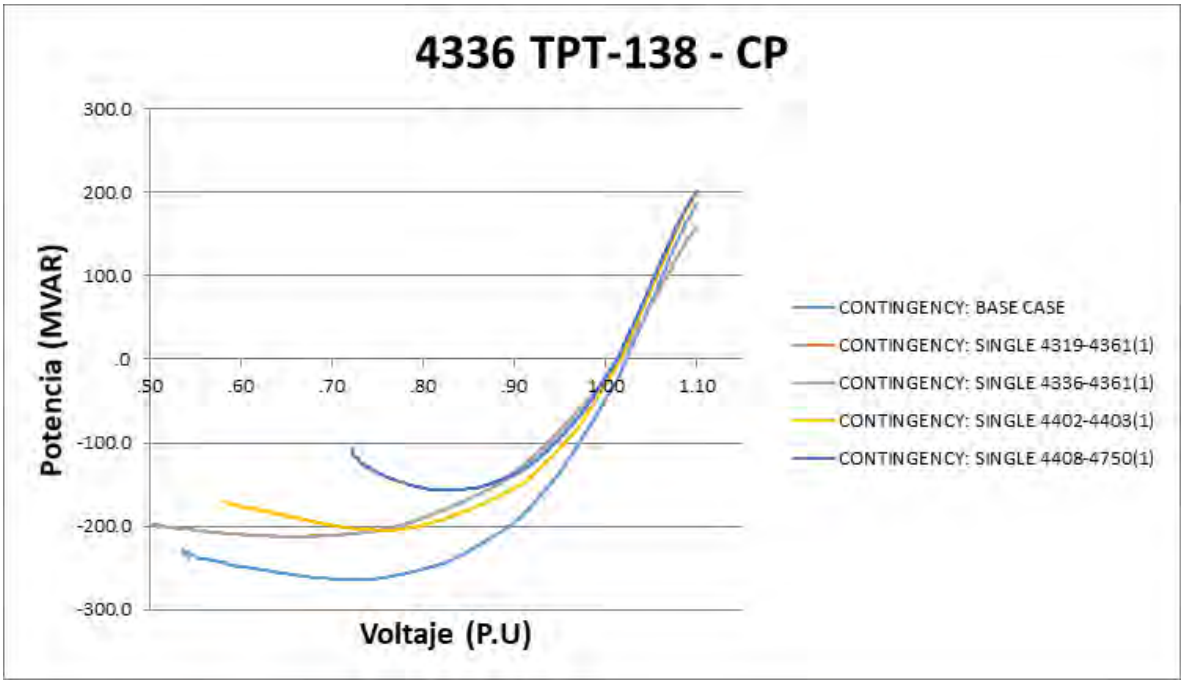
Gráfica 132: Nodo 4331 Con Proyecto



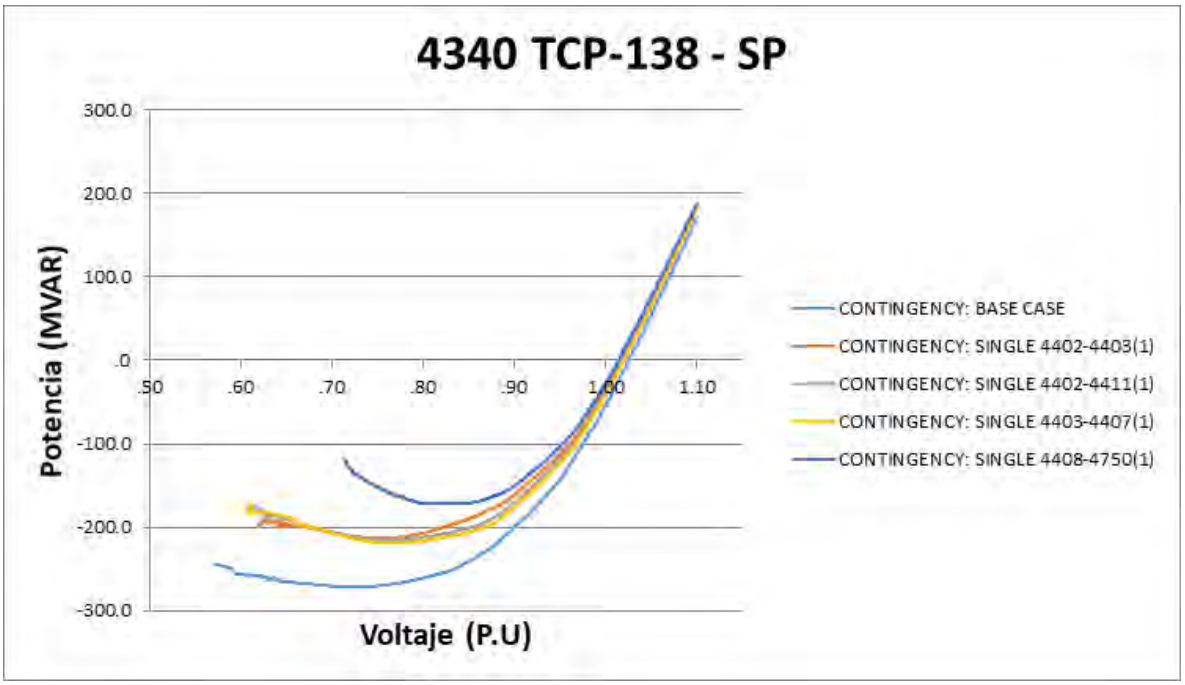
Gráfica 133: Nodo 4336 Sin Proyecto



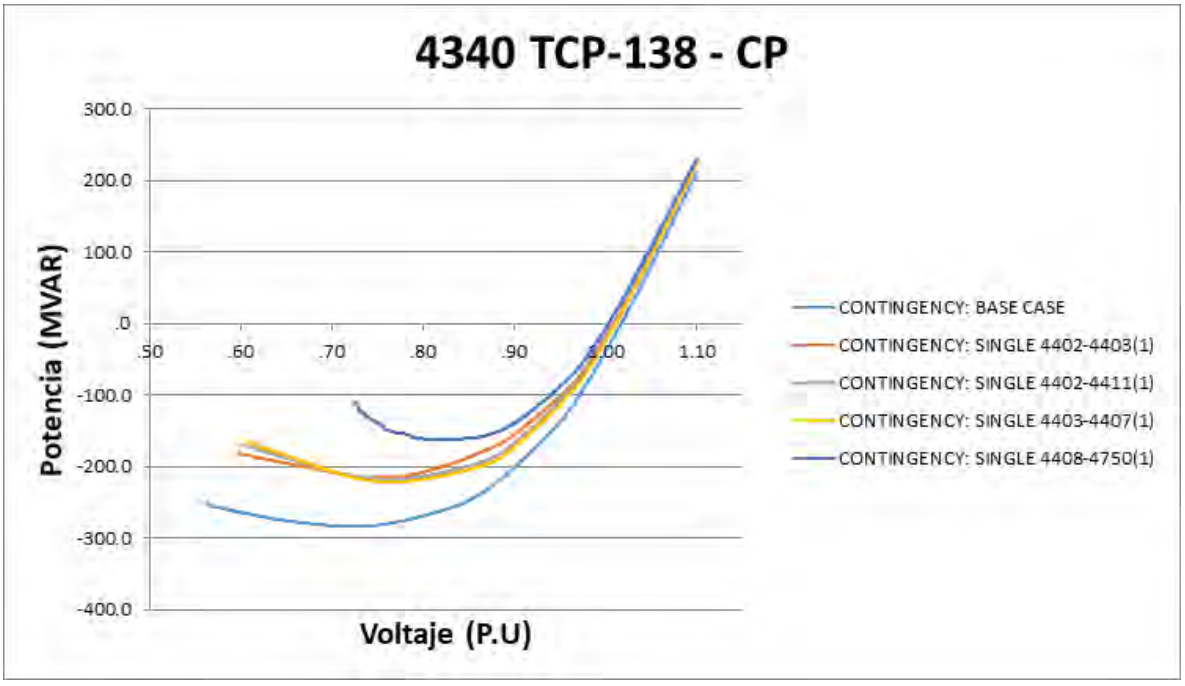
Gráfica 134: Nodo 4336 Con Proyecto



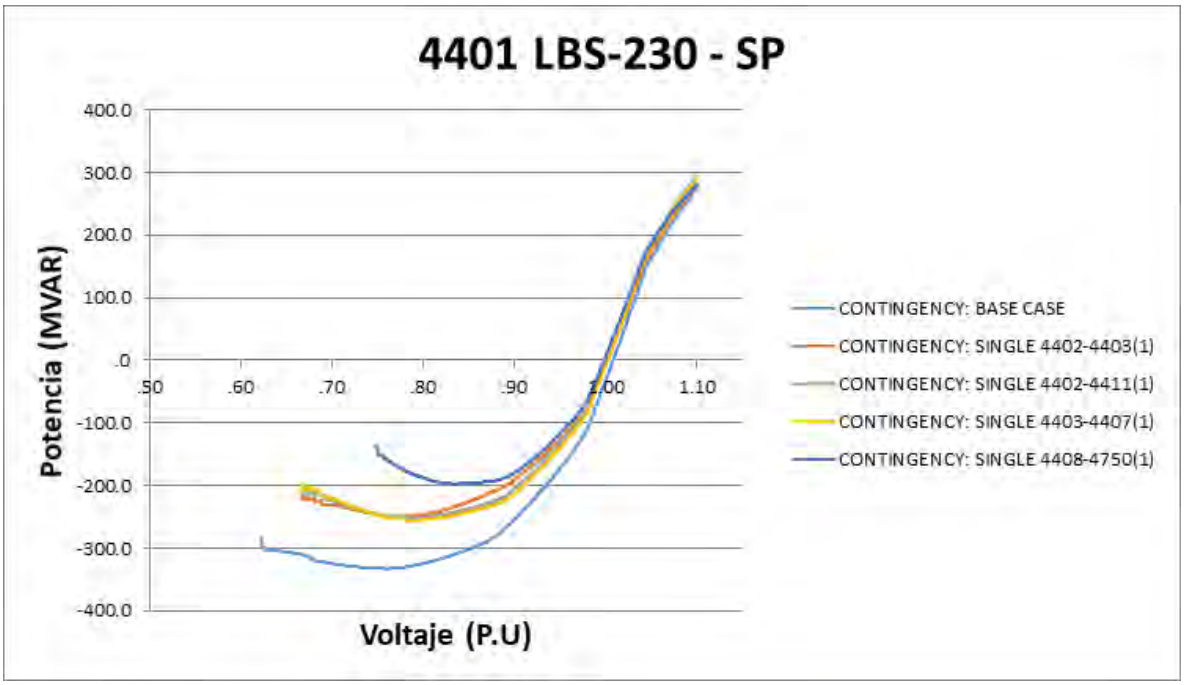
Gráfica 135: Nodo 4340 Sin Proyecto



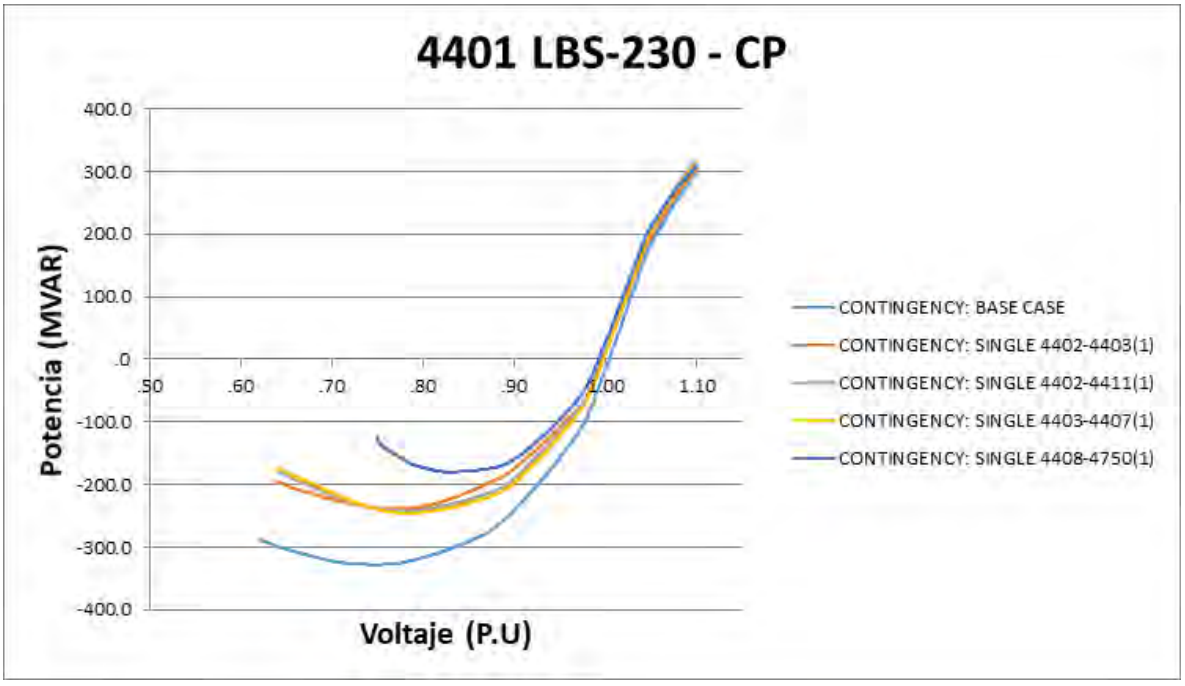
Gráfica 136: Nodo 4340 Con Proyecto



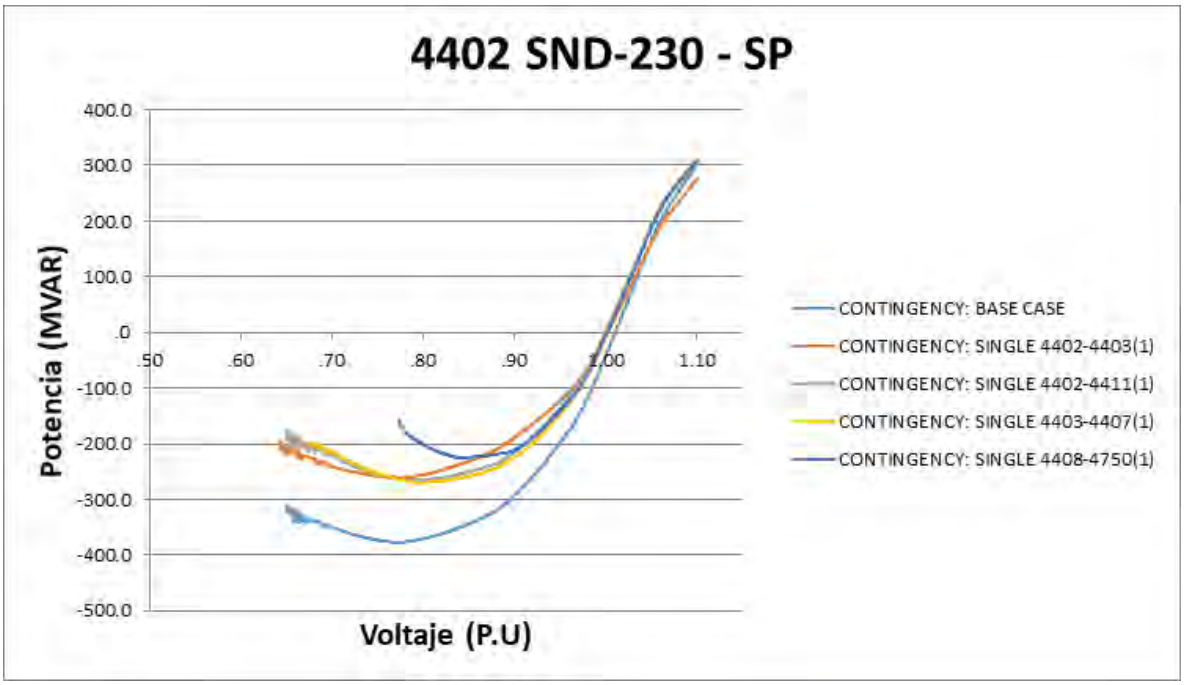
Gráfica 137: Nodo 4401 Sin Proyecto



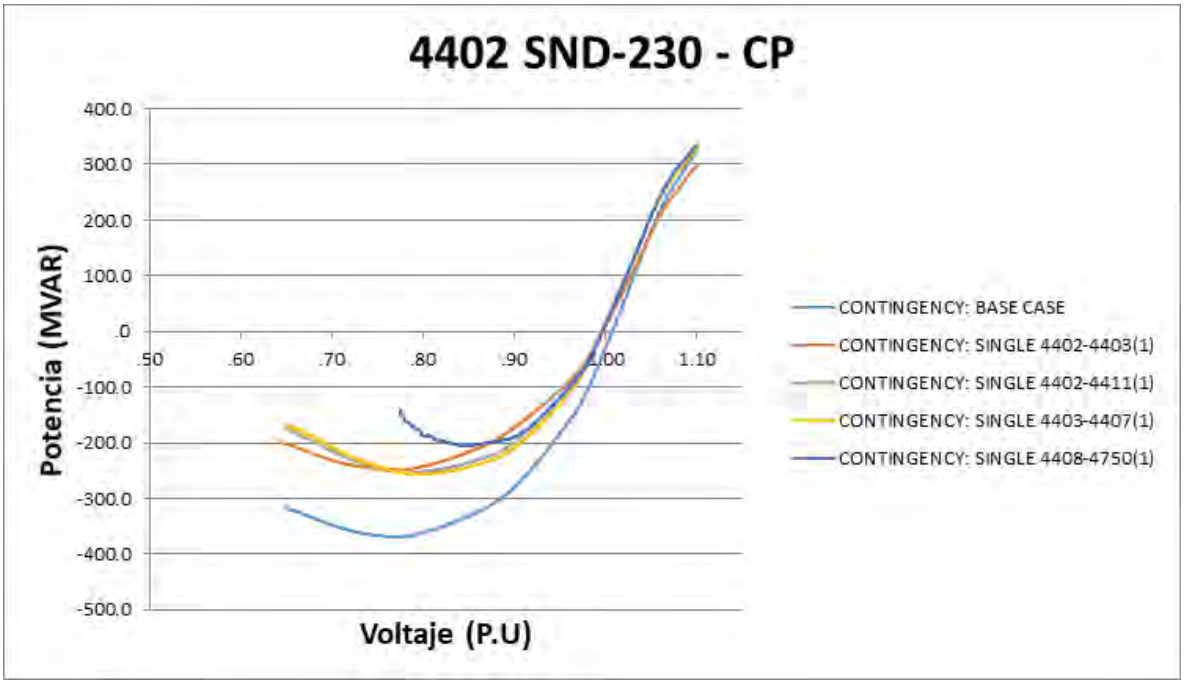
Gráfica 138: Nodo 4401 Con Proyecto



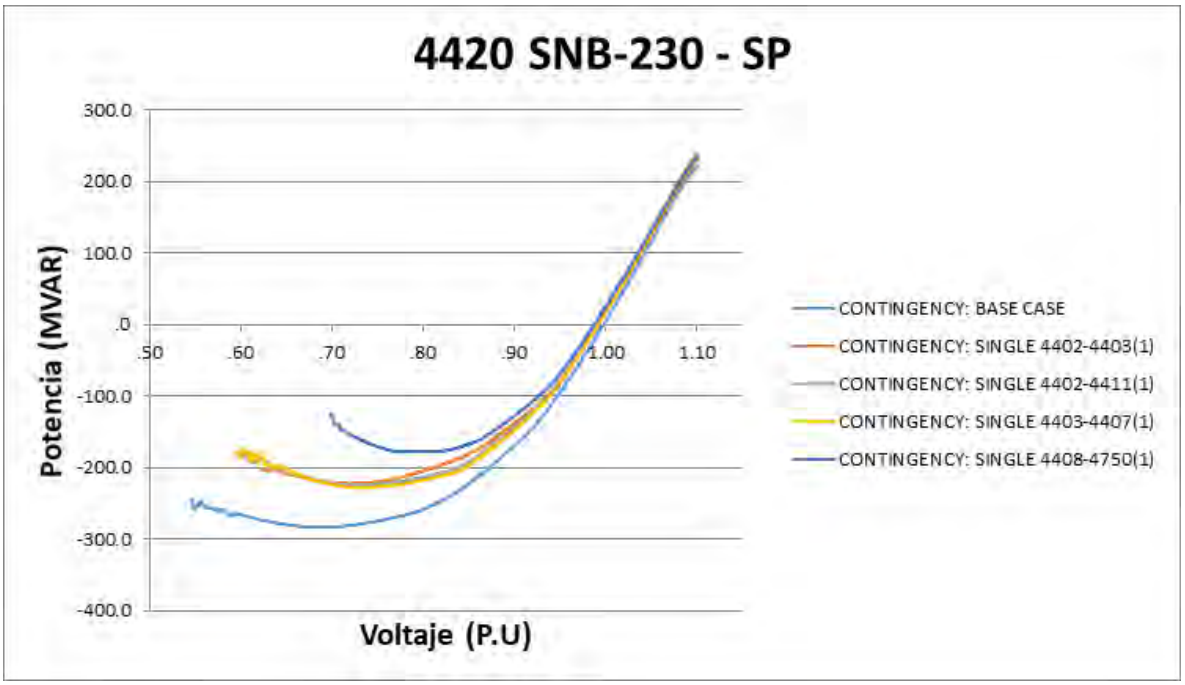
Gráfica 139: Nodo 4402 Sin Proyecto



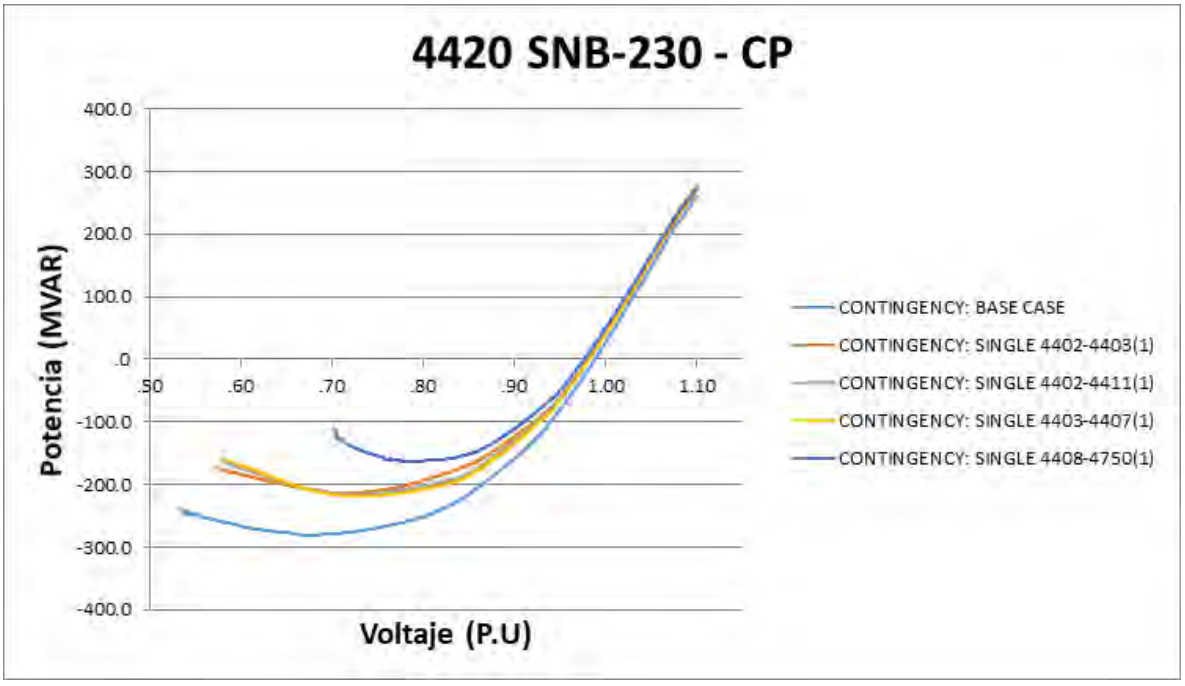
Gráfica 140: Nodo 4402 Con Proyecto



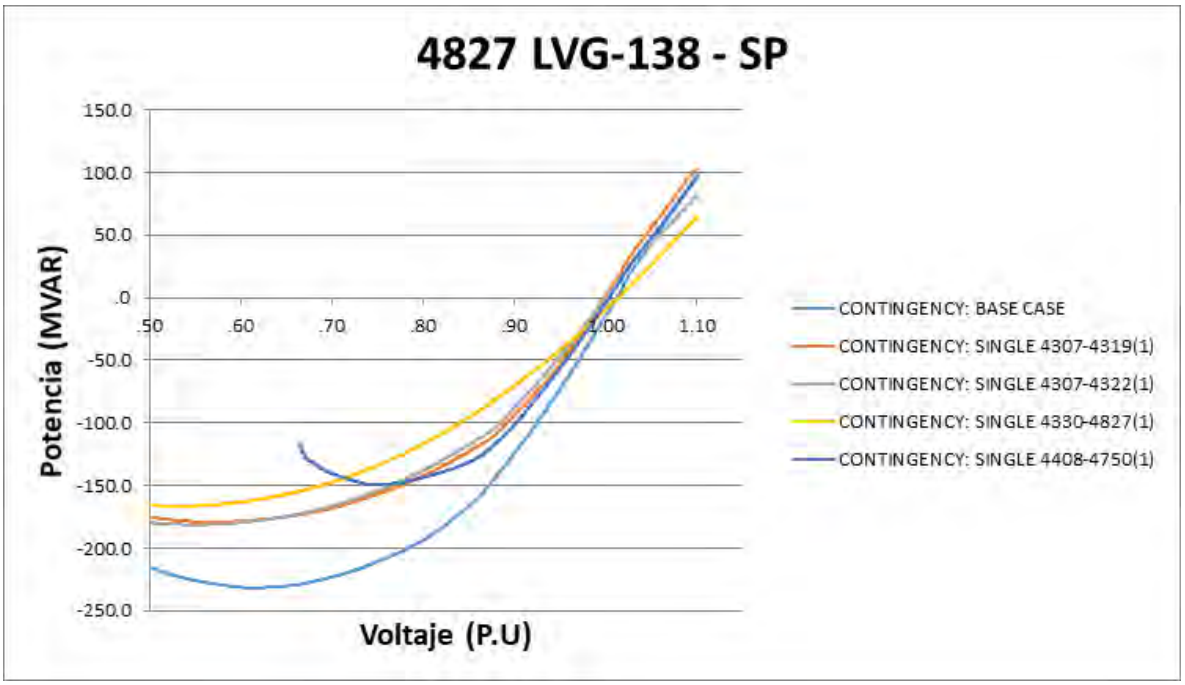
Gráfica 141: Nodo 4420 Sin Proyecto



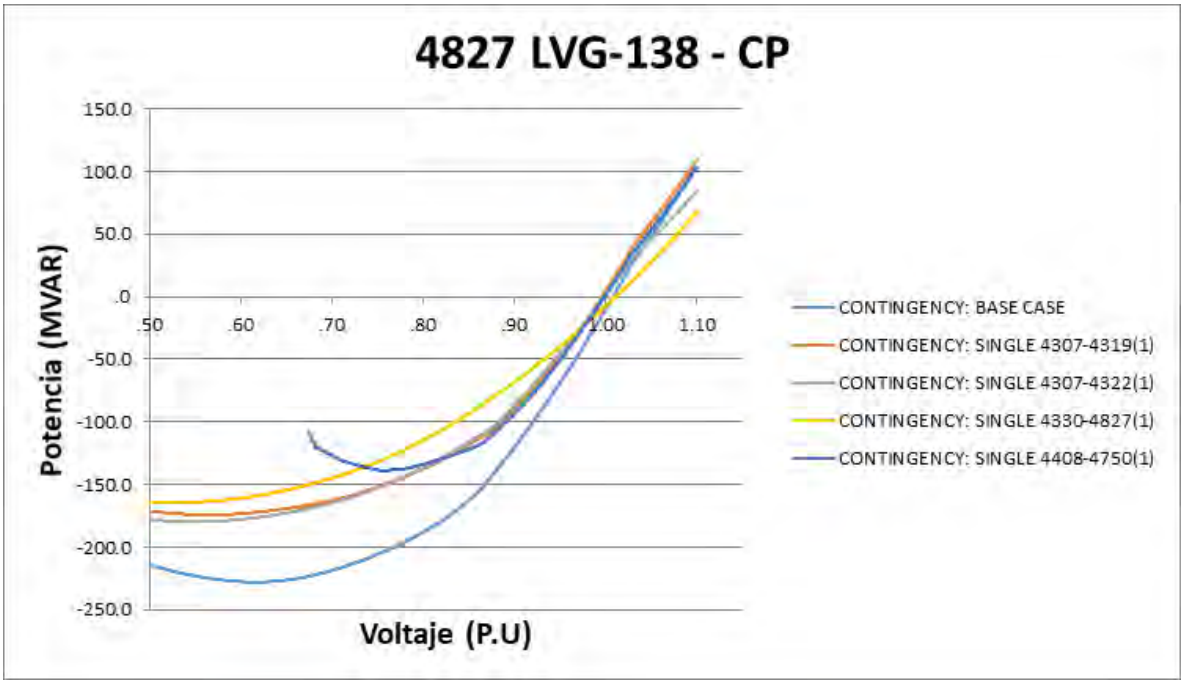
Gráfica 142: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 143: Nodo 4827 Sin Proyecto

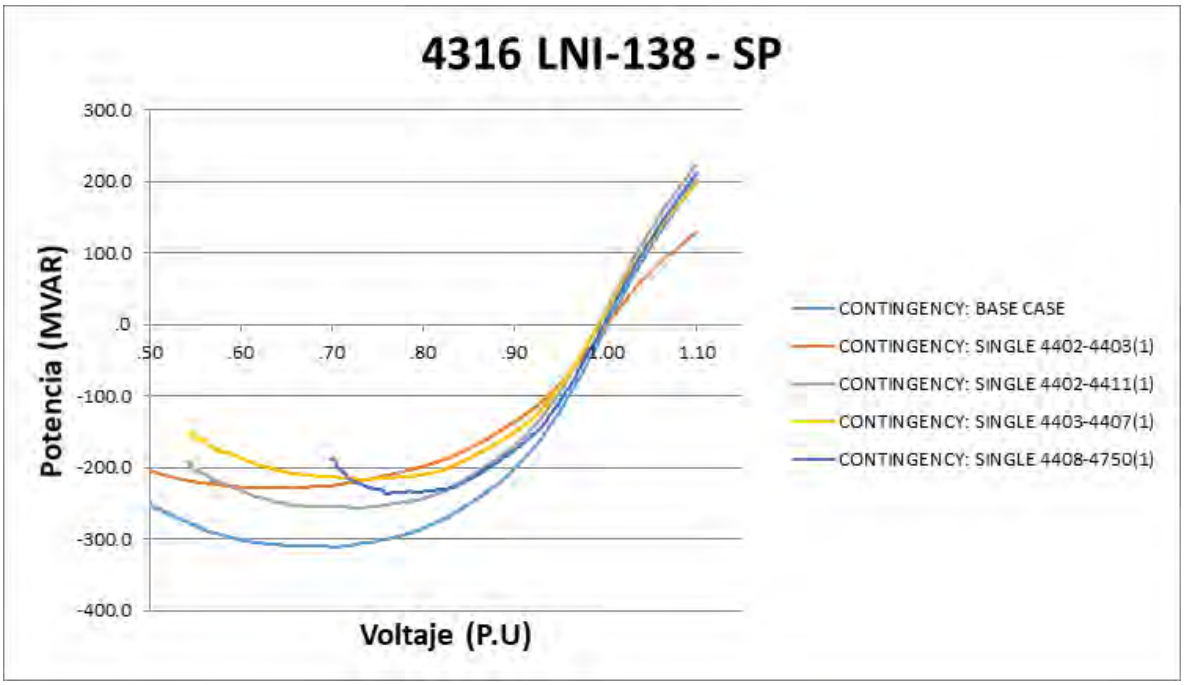


Gráfica 144: Nodo 4827 Con Proyecto

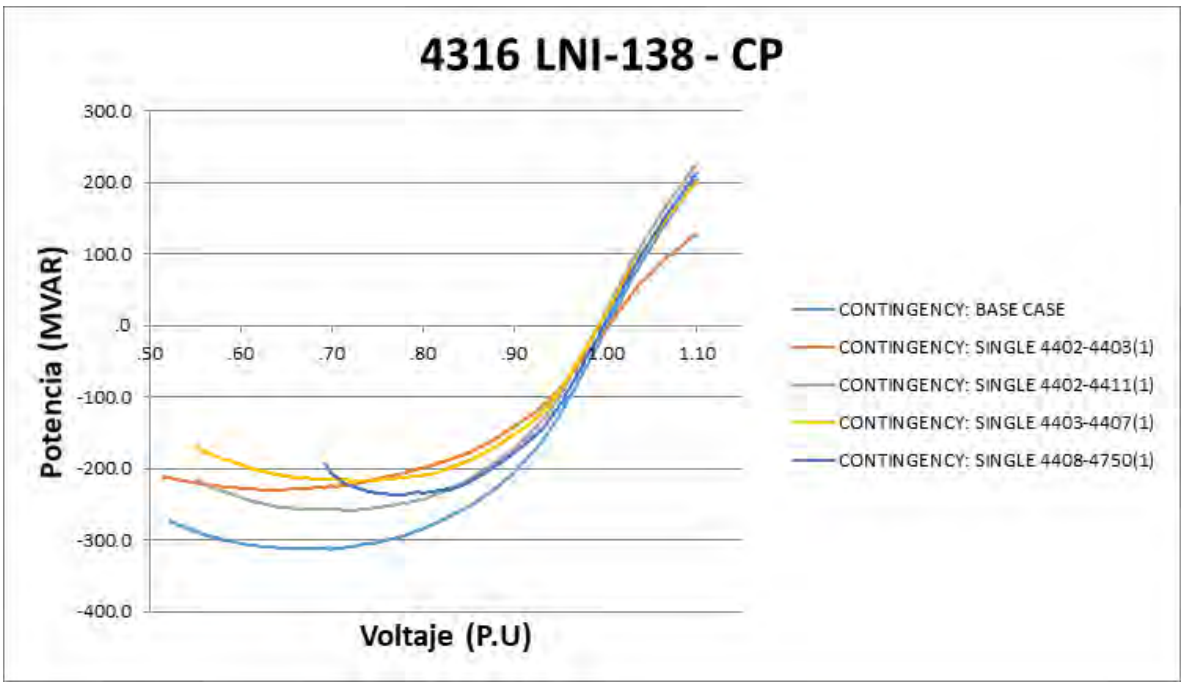


- **Escenario Verano demanda mínima Porteo Sur - Norte 220 MW**

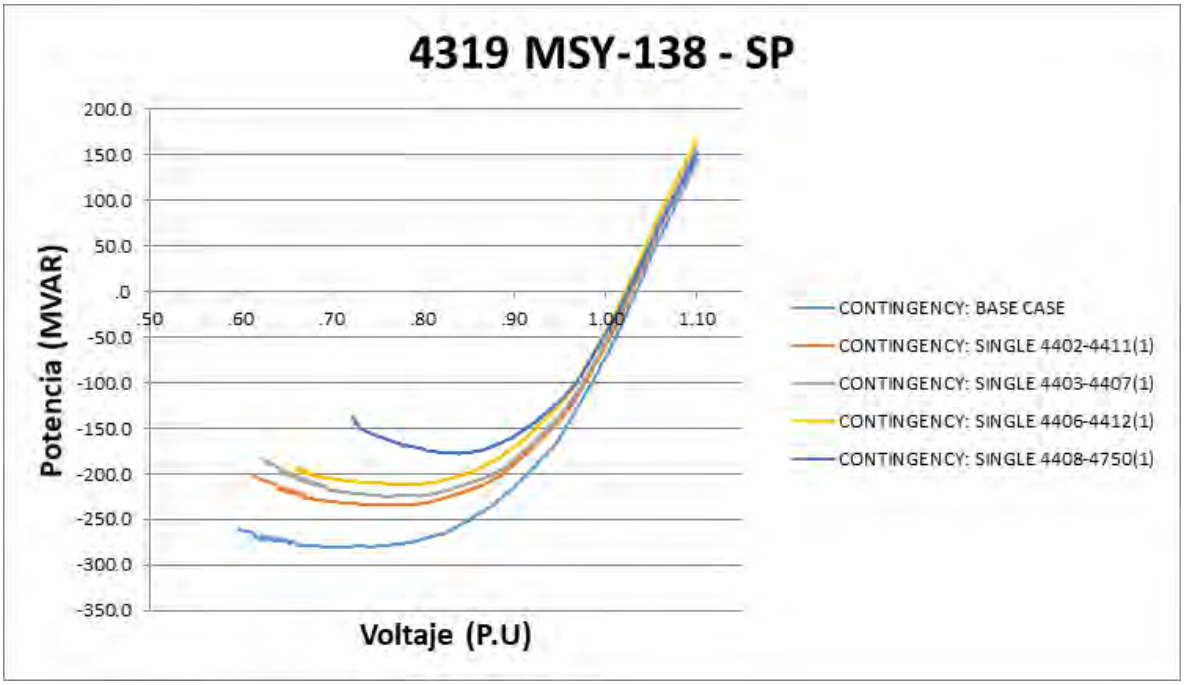
Gráfica 145: Nodo 4316 Sin Proyecto



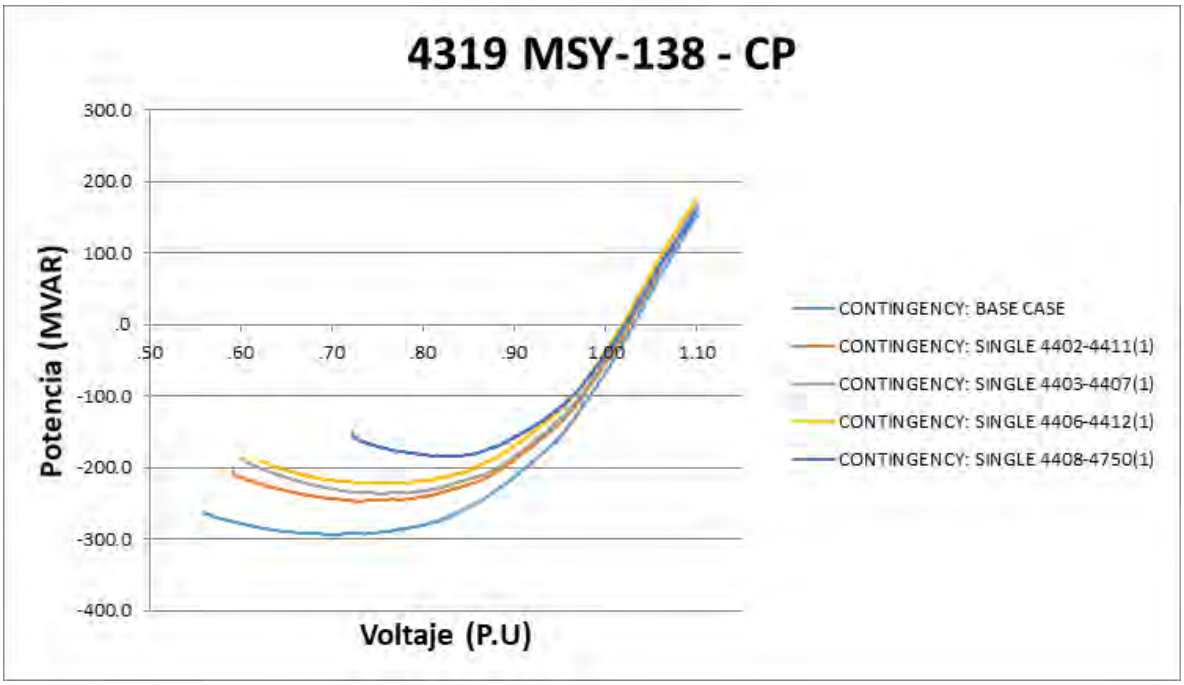
Gráfica 146: Nodo 4316 Con Proyecto



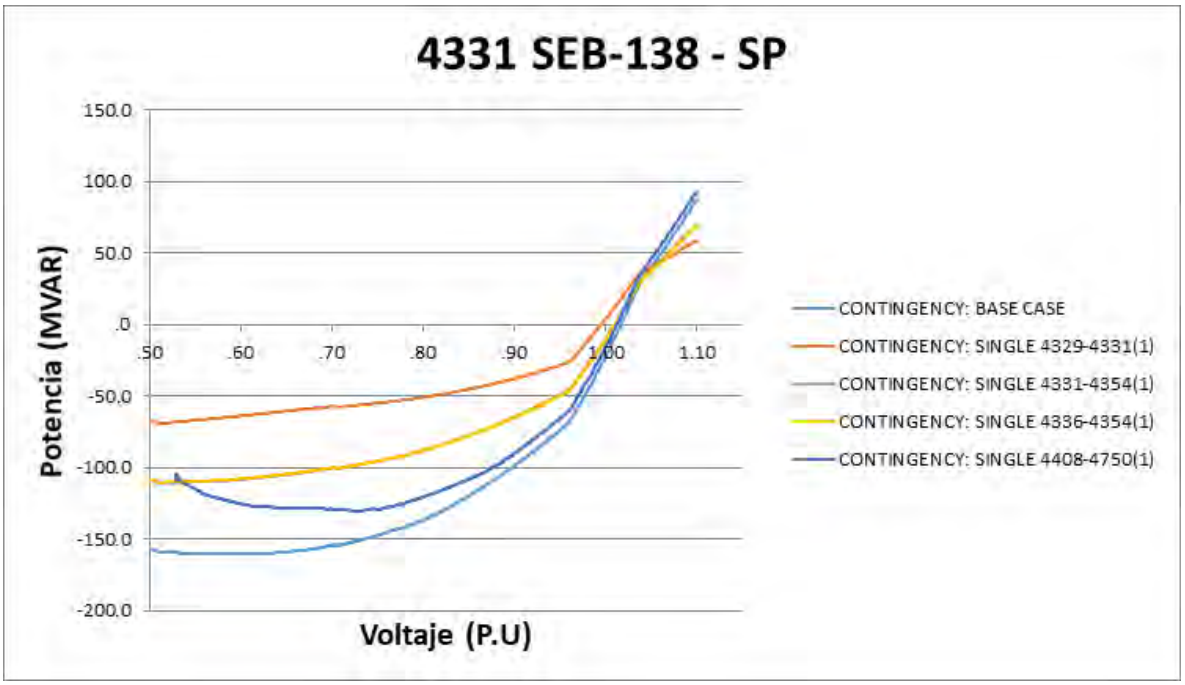
Gráfica 147: Nodo 4319 Sin Proyecto



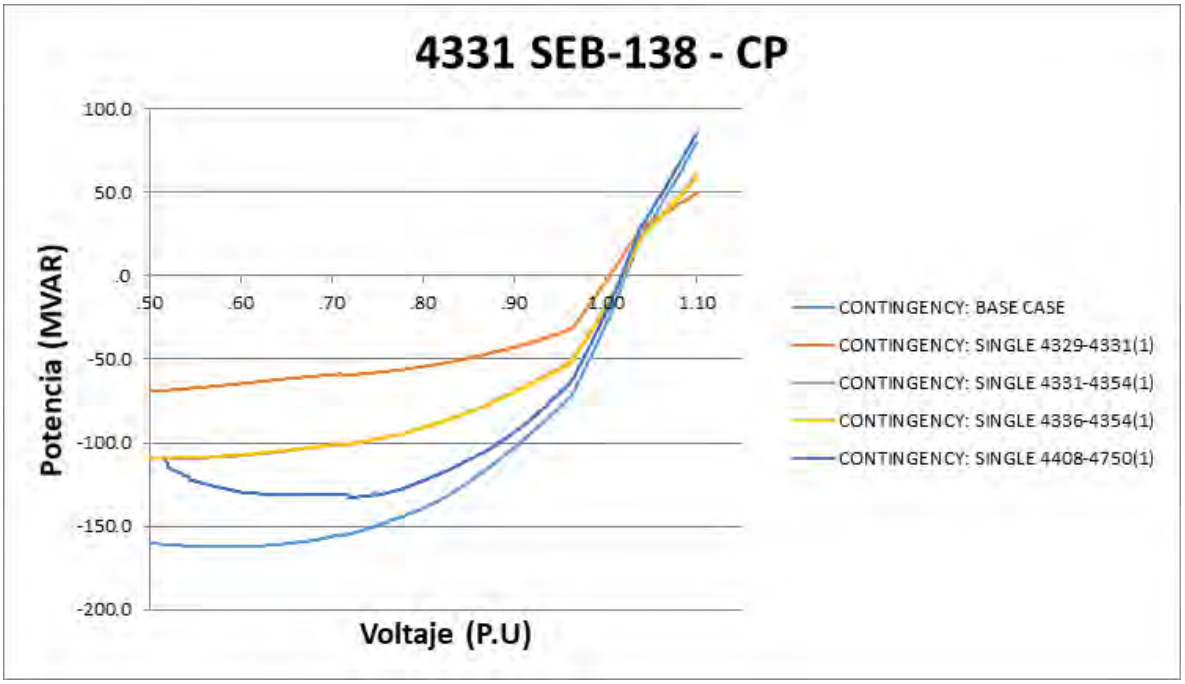
Gráfica 148: Nodo 4319 Con Proyecto



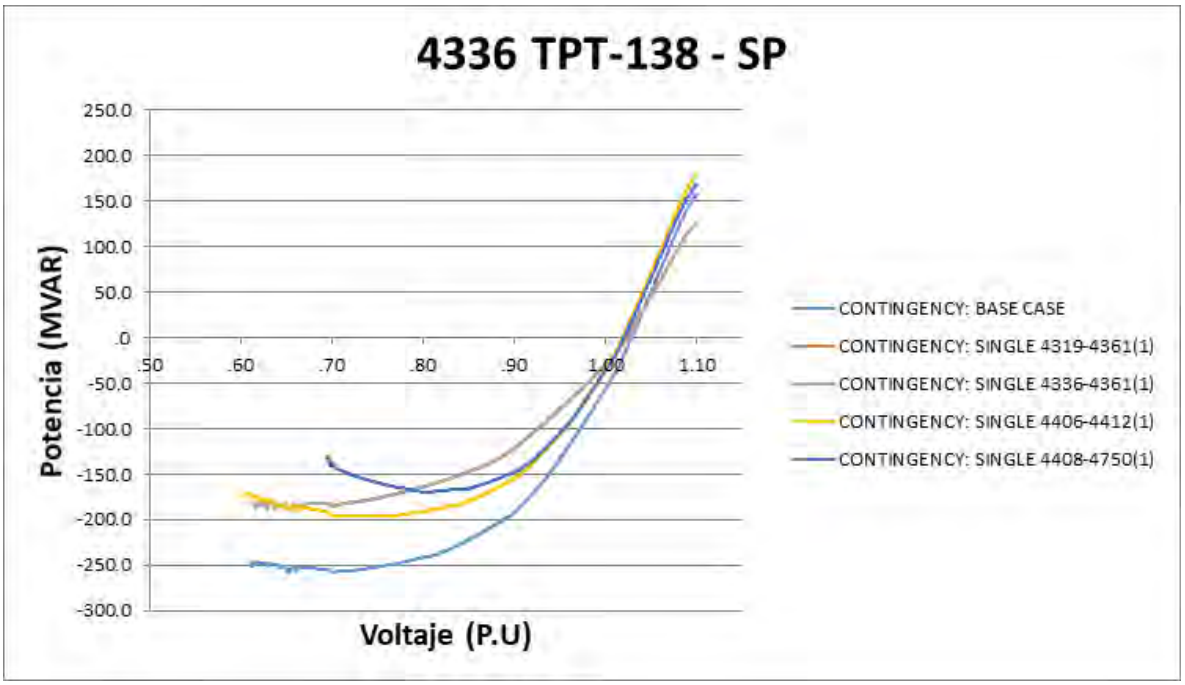
Gráfica 149: Nodo 4331 Sin Proyecto



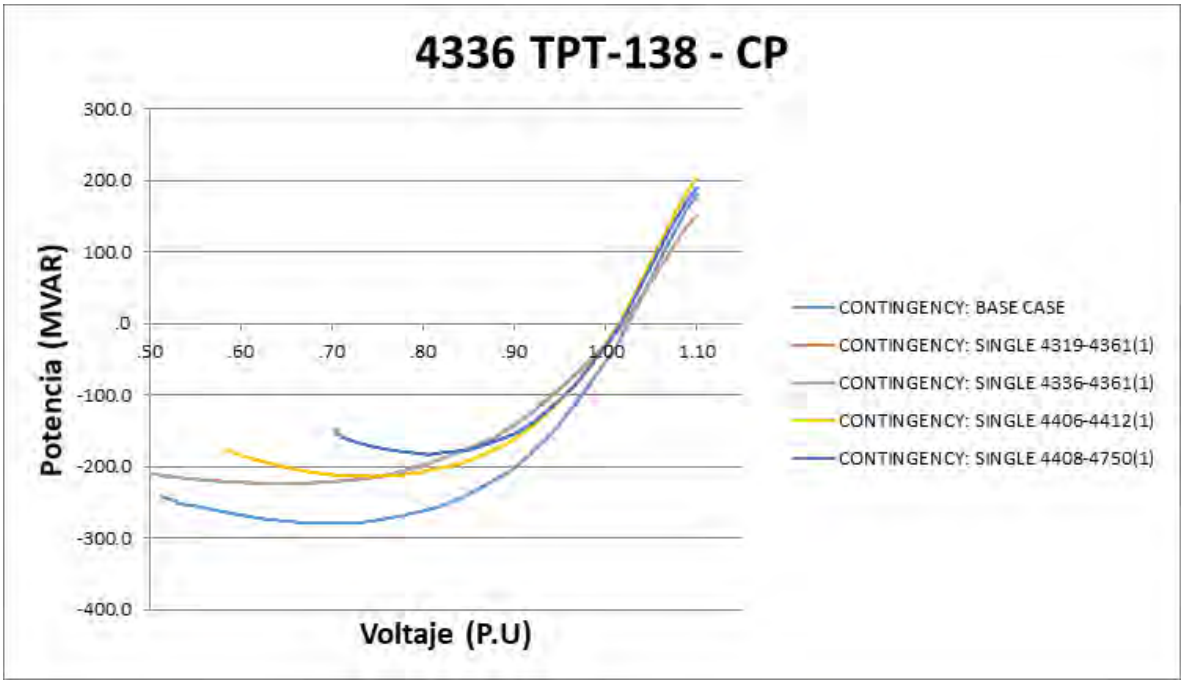
Gráfica 150: Nodo 4331 Con Proyecto



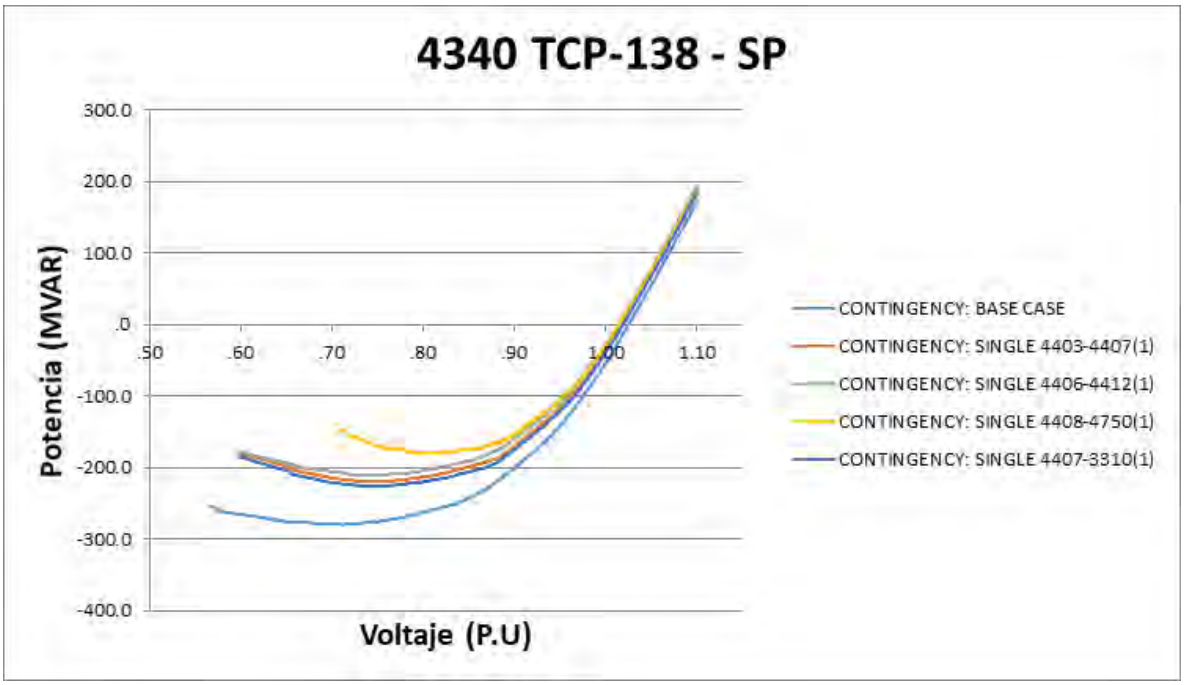
Gráfica 151: Nodo 4336 Sin Proyecto



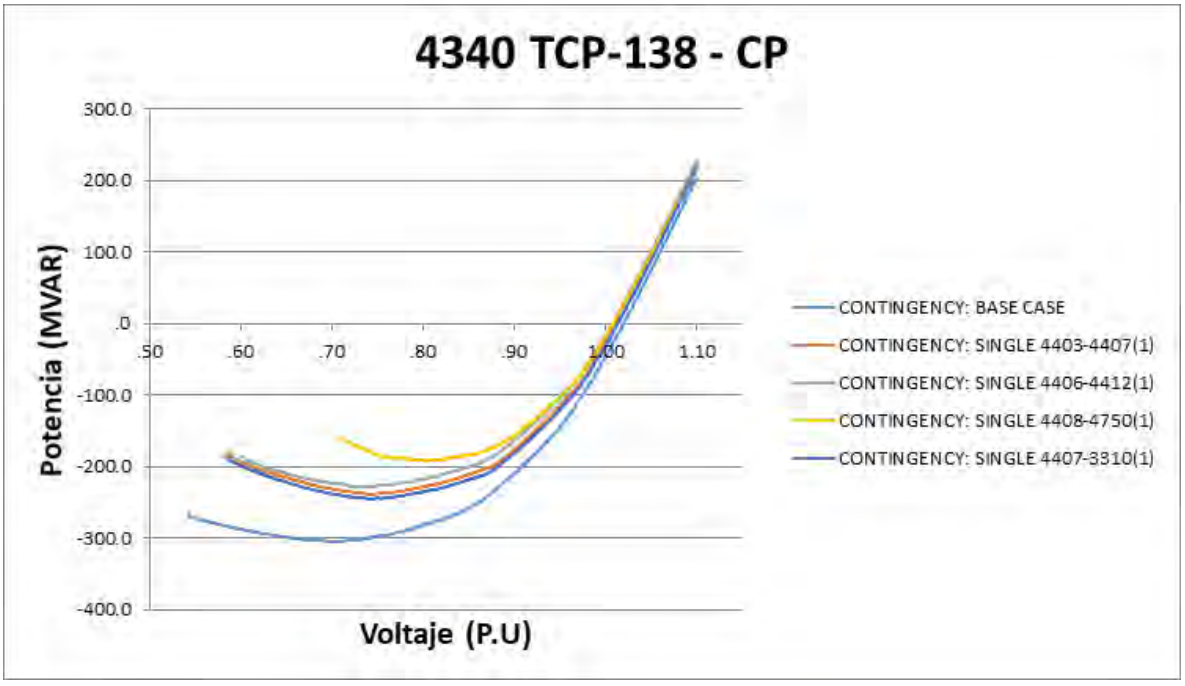
Gráfica 152: Nodo 4336 Con Proyecto



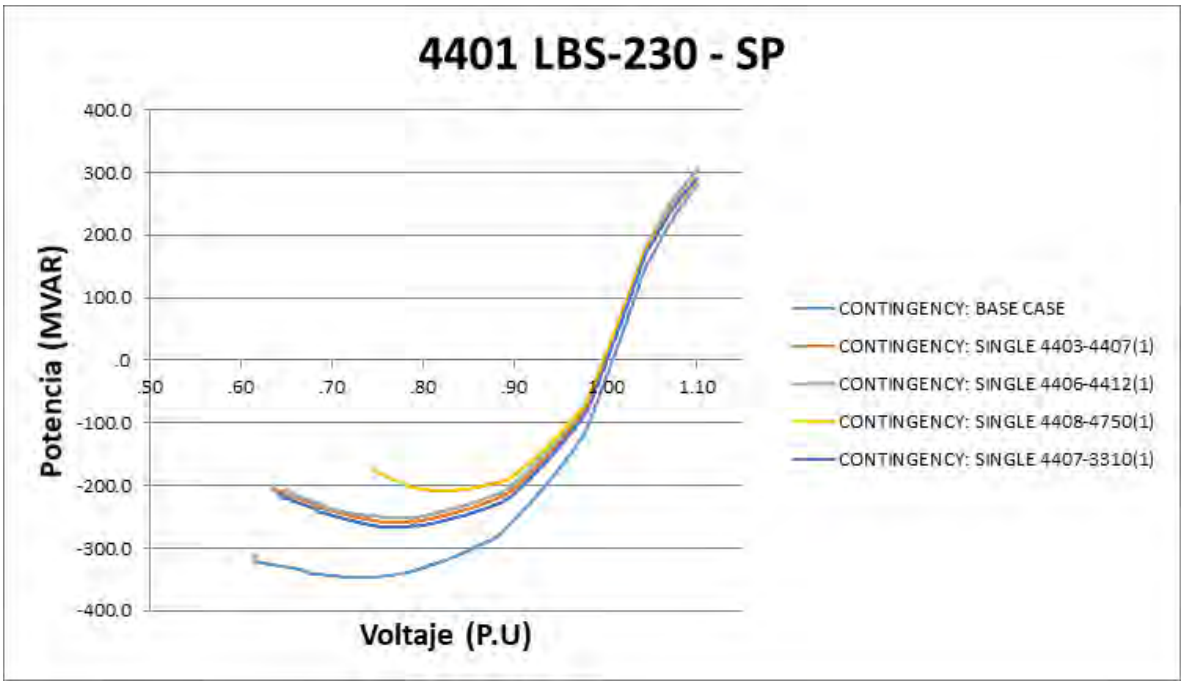
Gráfica 153: Nodo 4340 Sin Proyecto



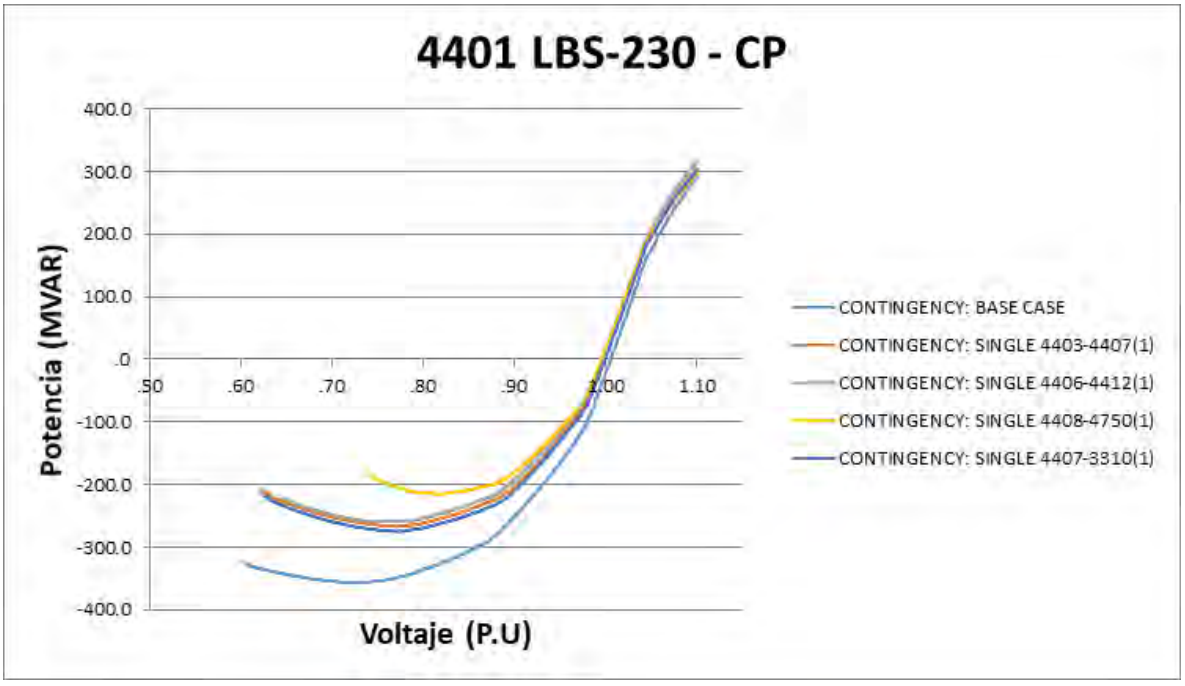
Gráfica 154: Nodo 4340 Con Proyecto



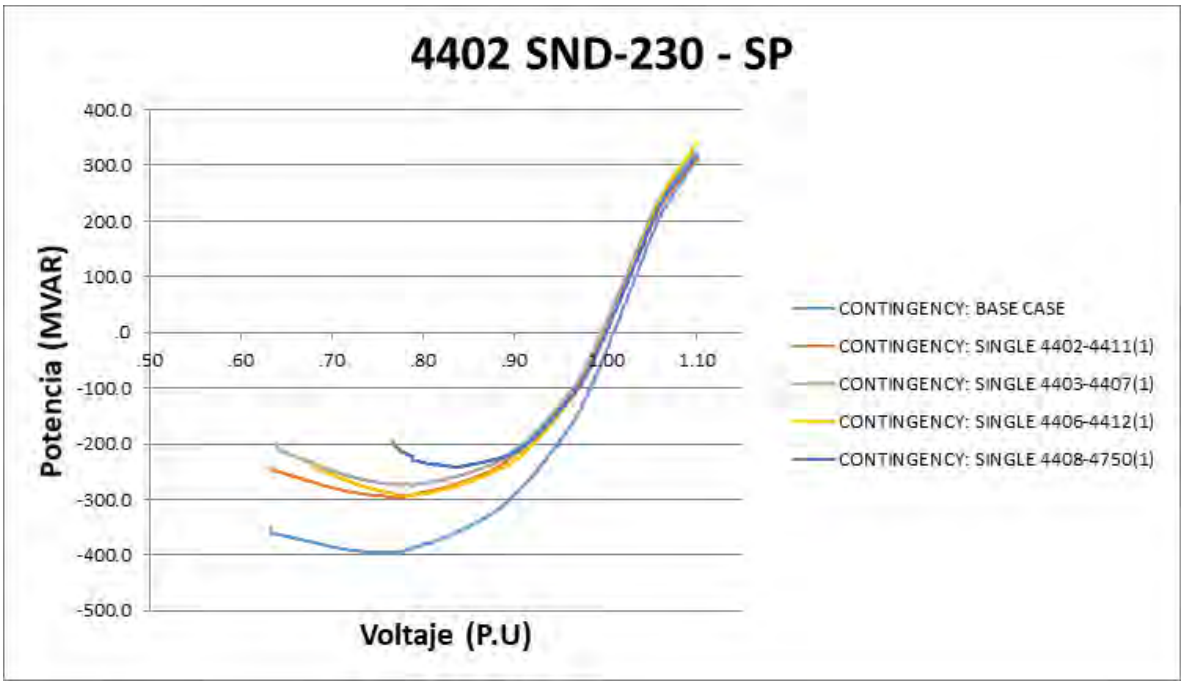
Gráfica 155: Nodo 4401 Sin Proyecto



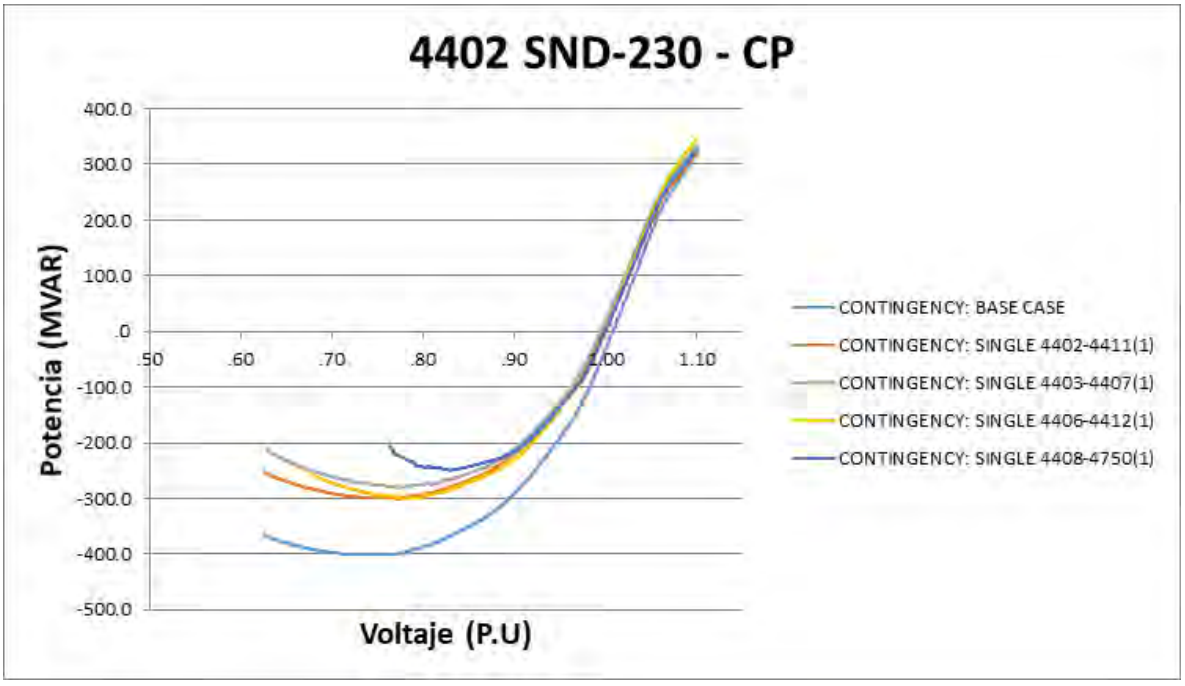
Gráfica 156: Nodo 4401 Con Proyecto



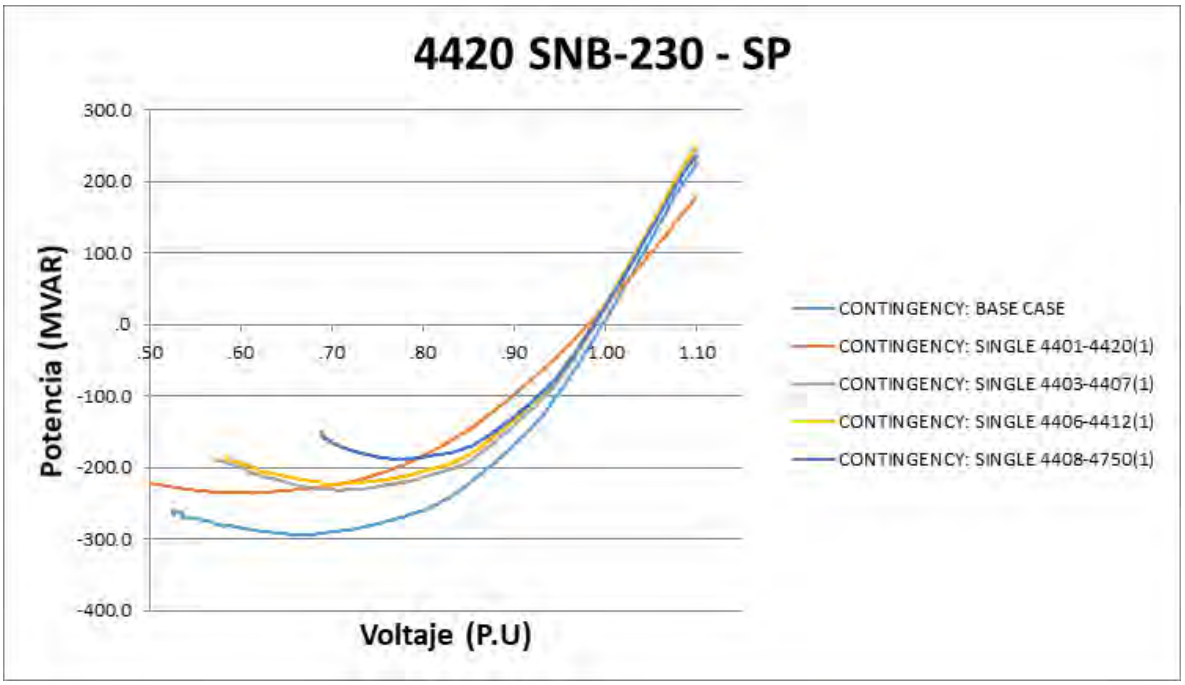
Gráfica 157: Nodo 4402 Sin Proyecto



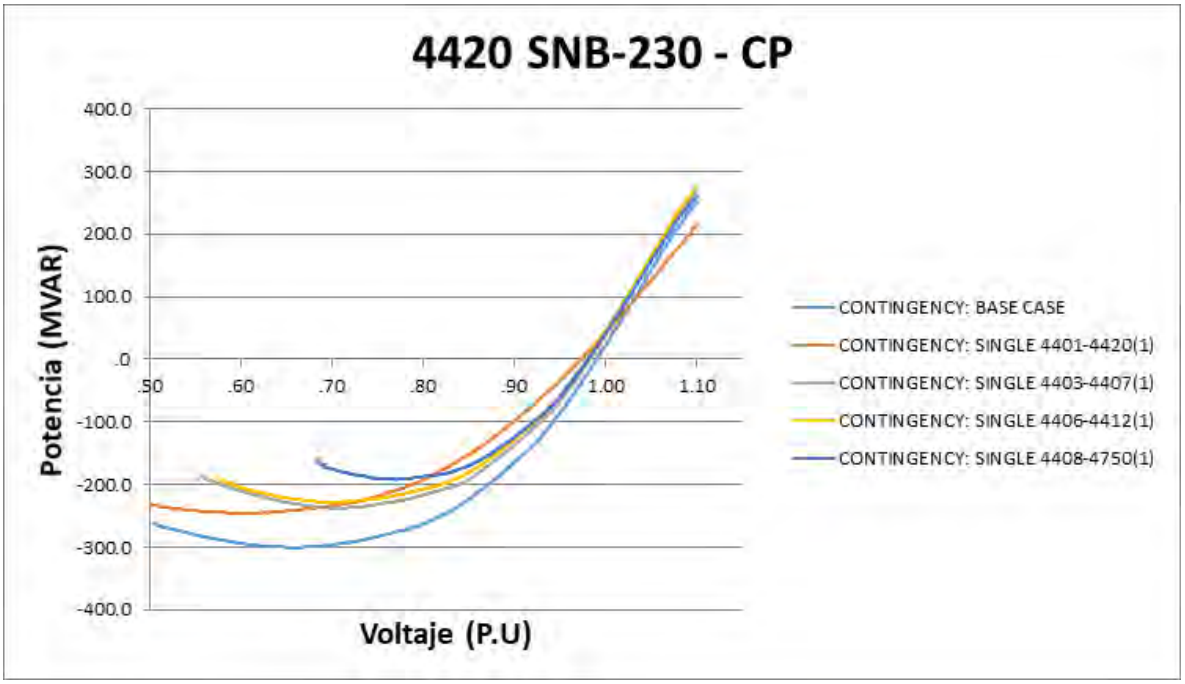
Gráfica 158: Nodo 4402 Con Proyecto



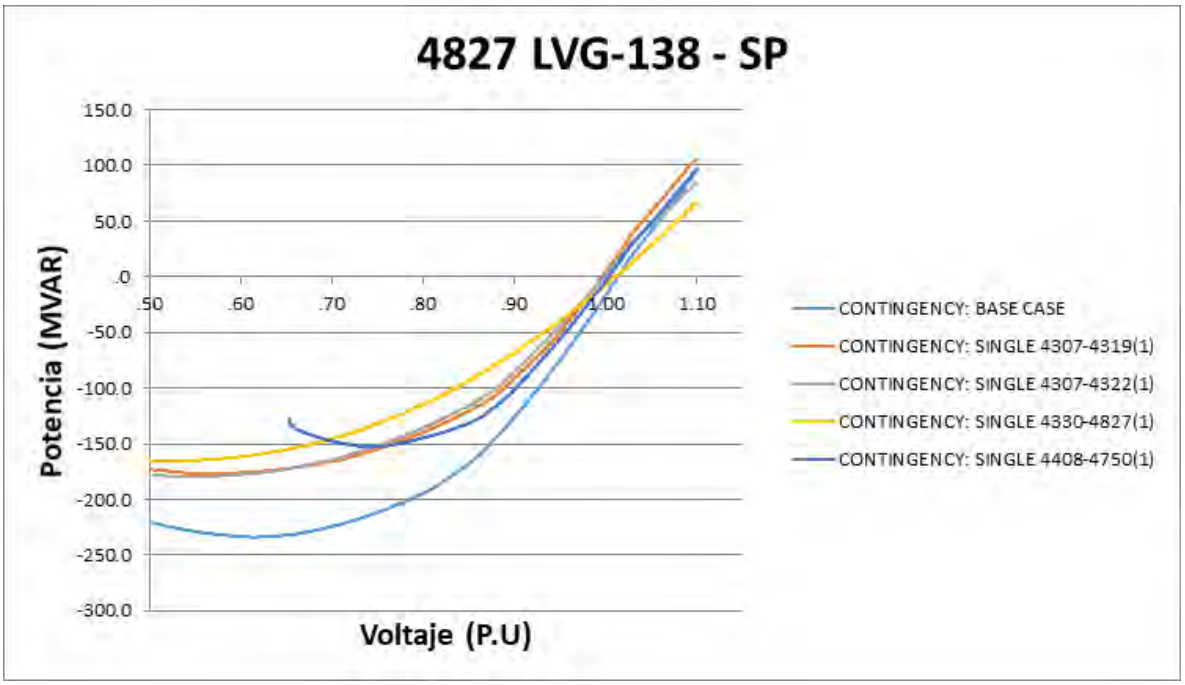
159: Nodo 4420 Sin Proyecto



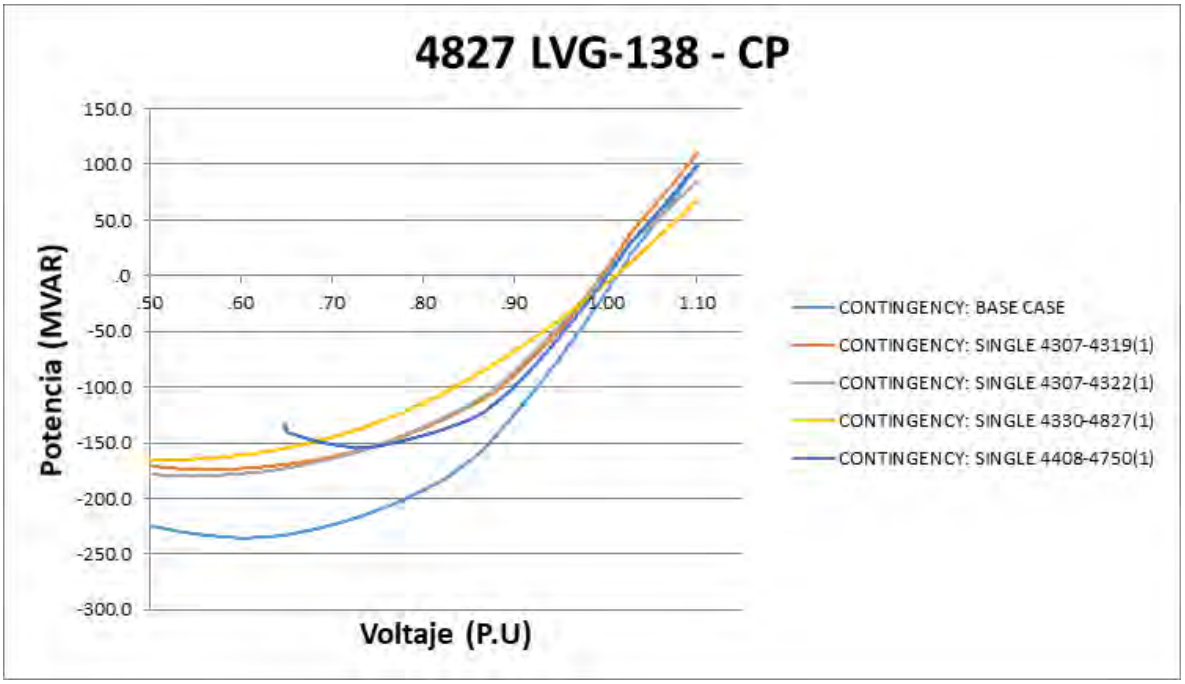
Gráfica 160: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 161: Nodo 4827 Sin Proyecto

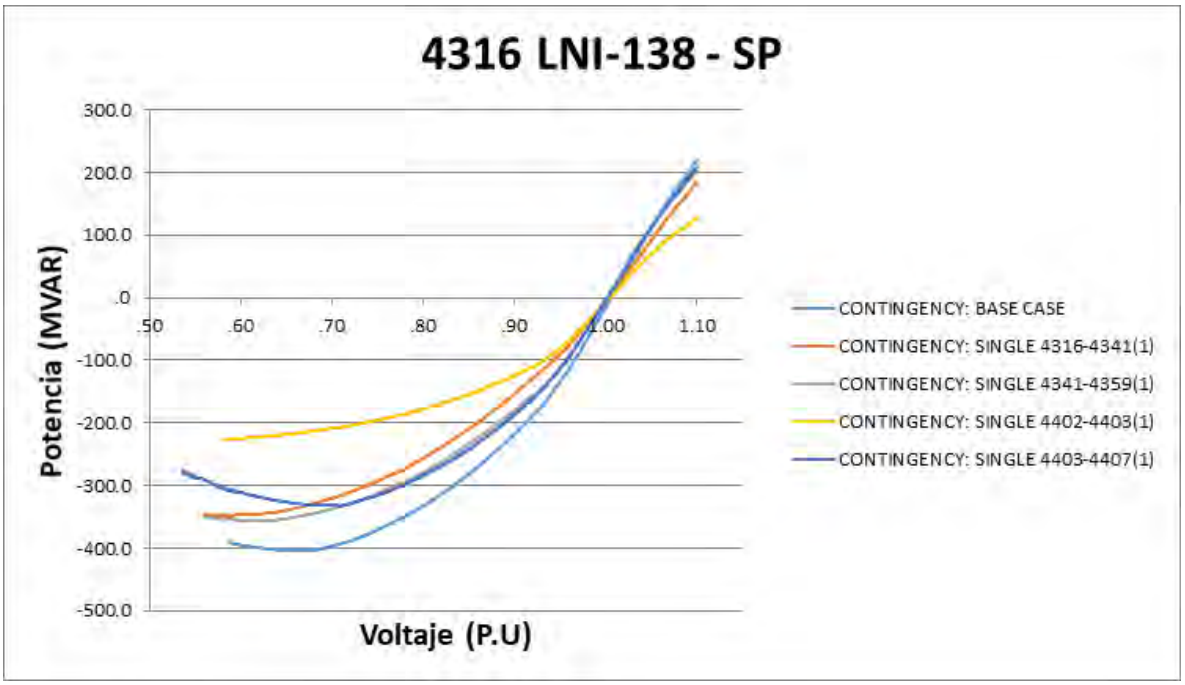


Gráfica 162: Nodo 4827 Con Proyecto

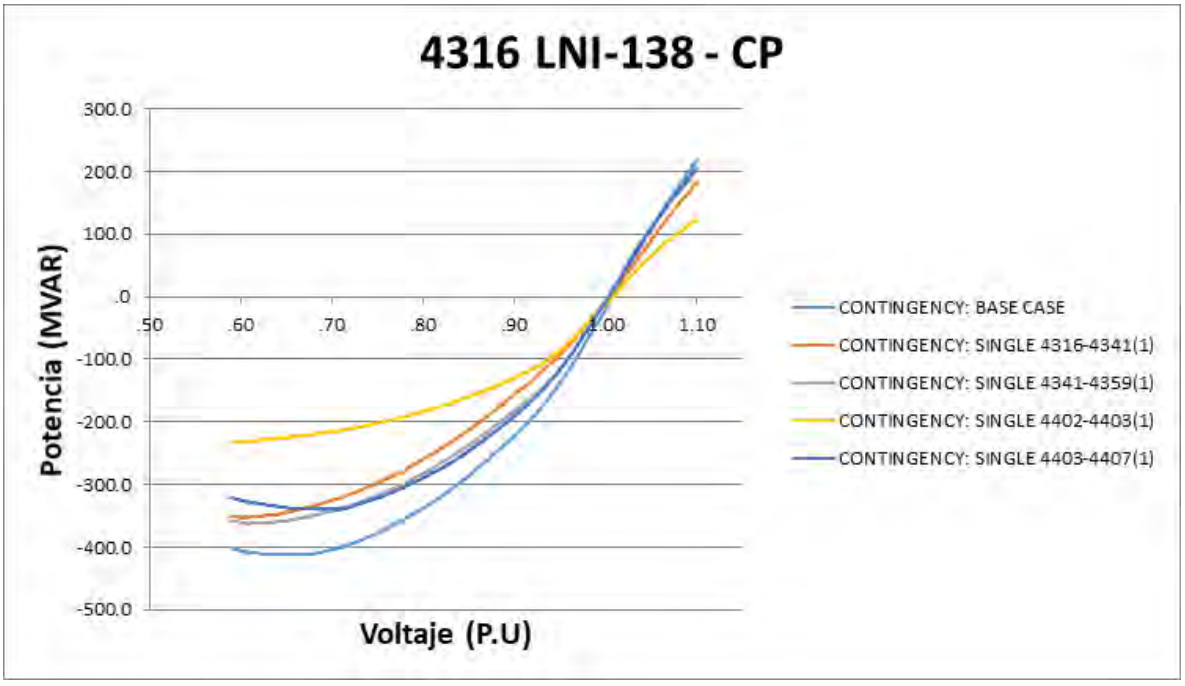


- **Escenario Invierno demanda máxima sin intercambios**

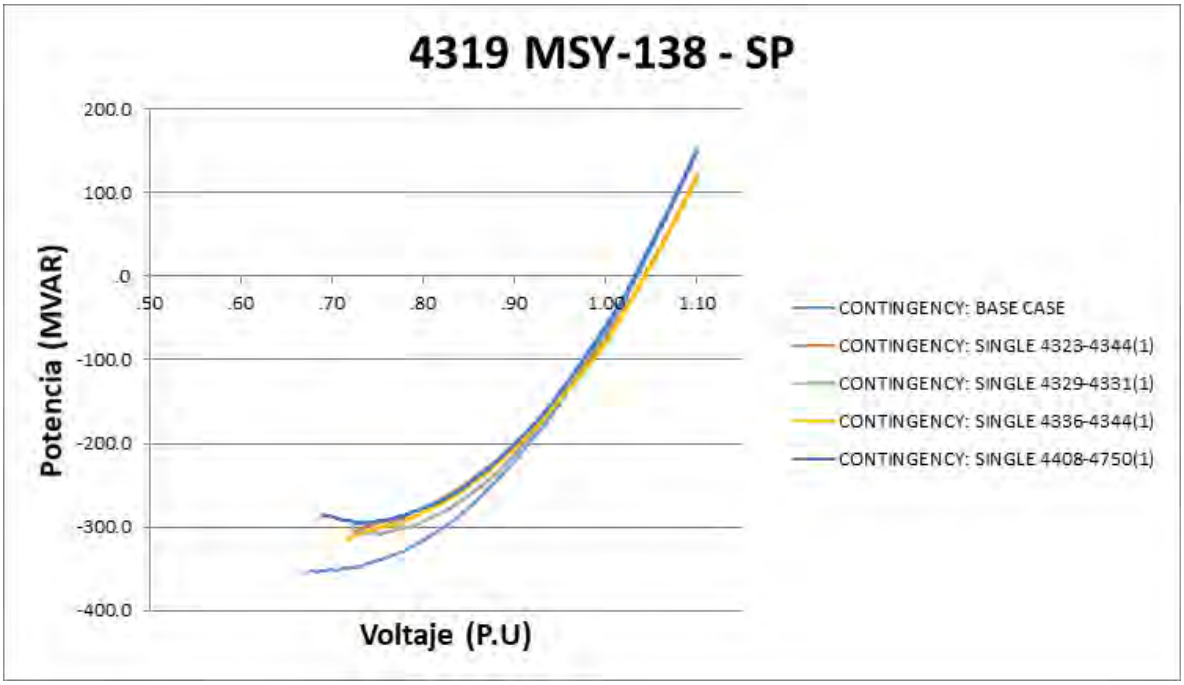
Gráfica 163: Nodo 4316 Sin Proyecto



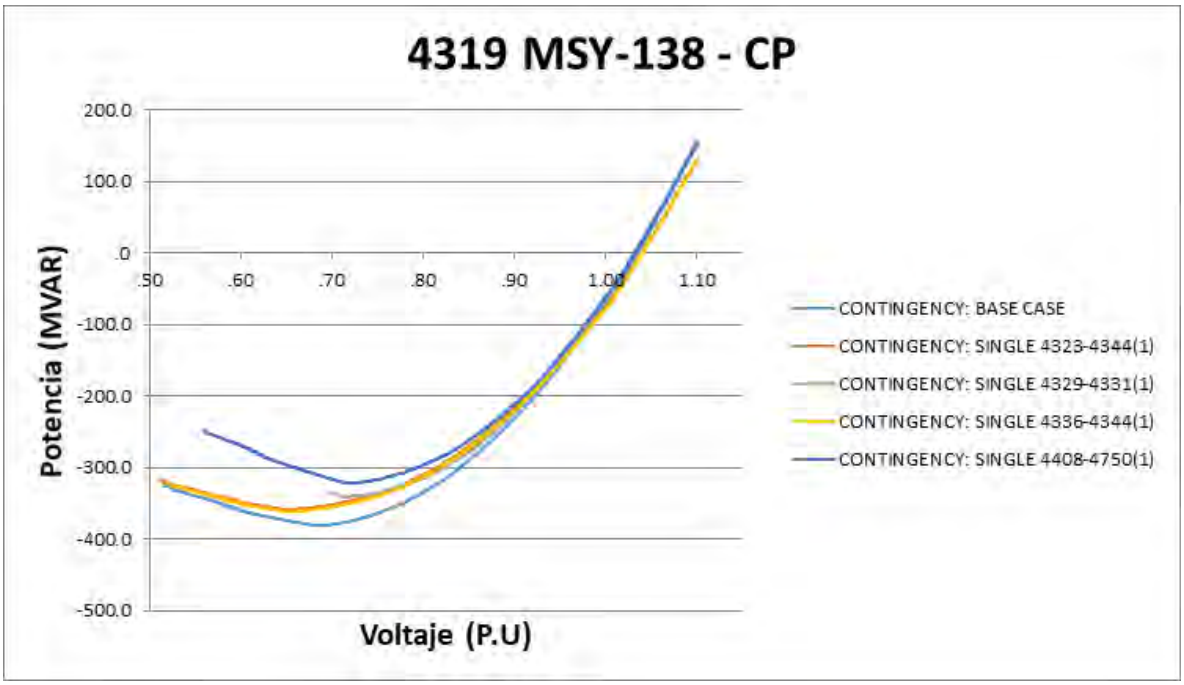
Gráfica 164: Nodo 4316 Con Proyecto



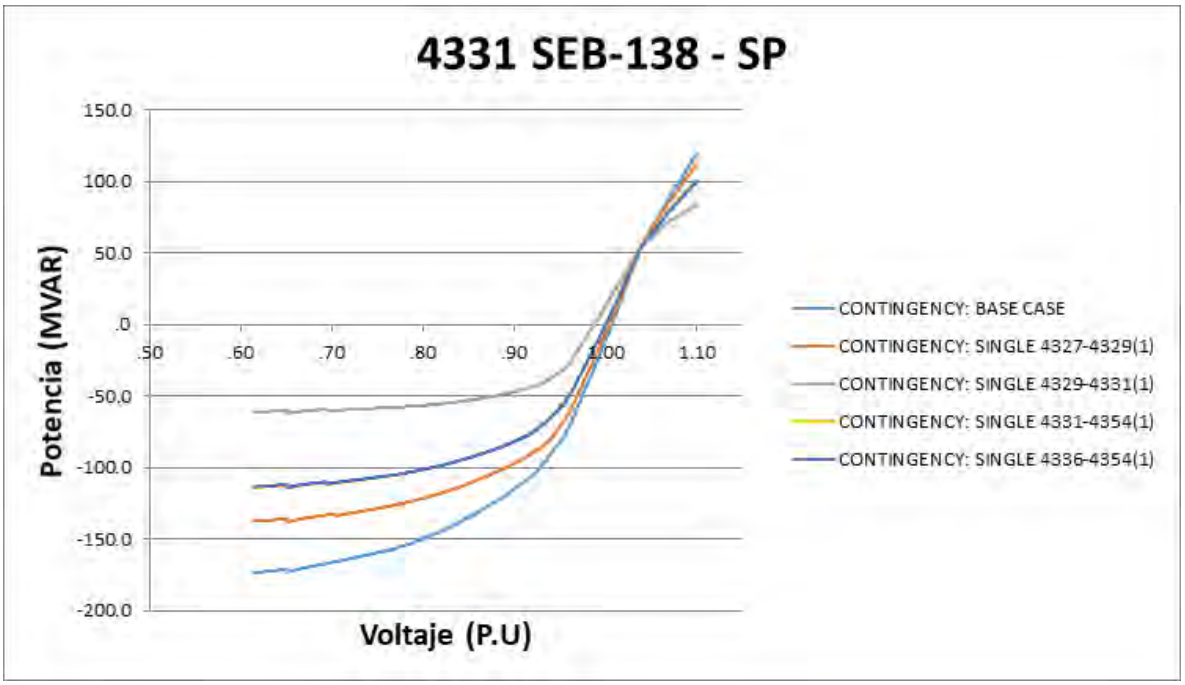
Gráfica 165: Nodo 4319 Sin Proyecto



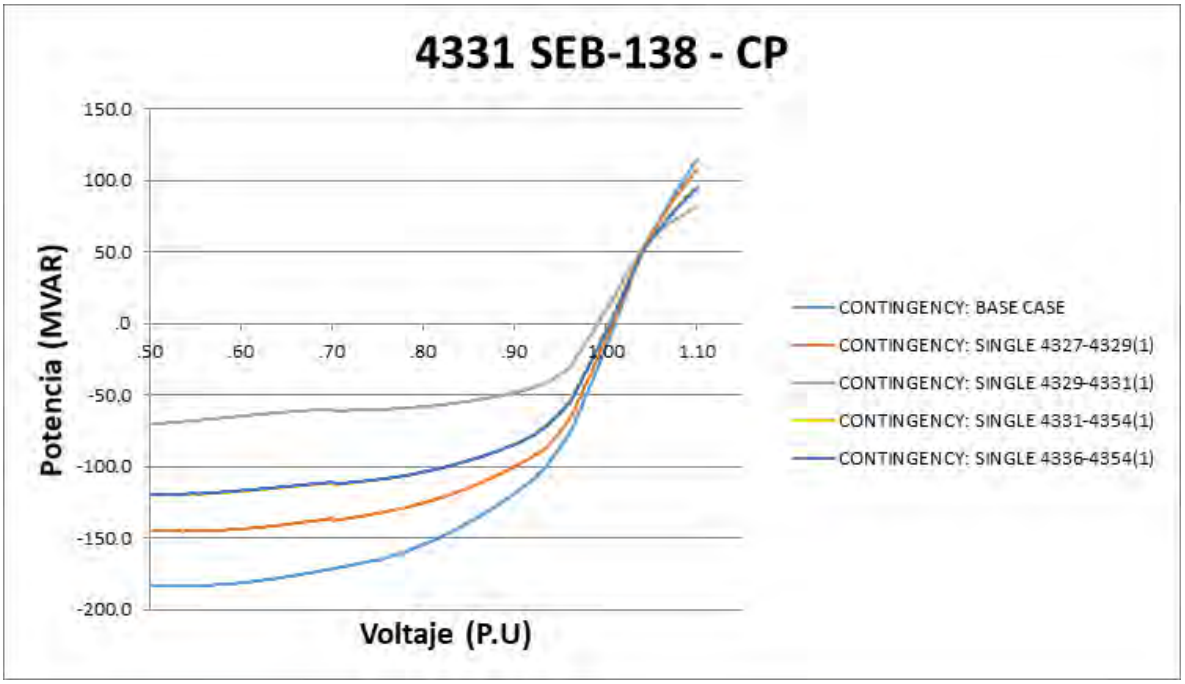
Gráfica 166: Nodo 4319 Con Proyecto



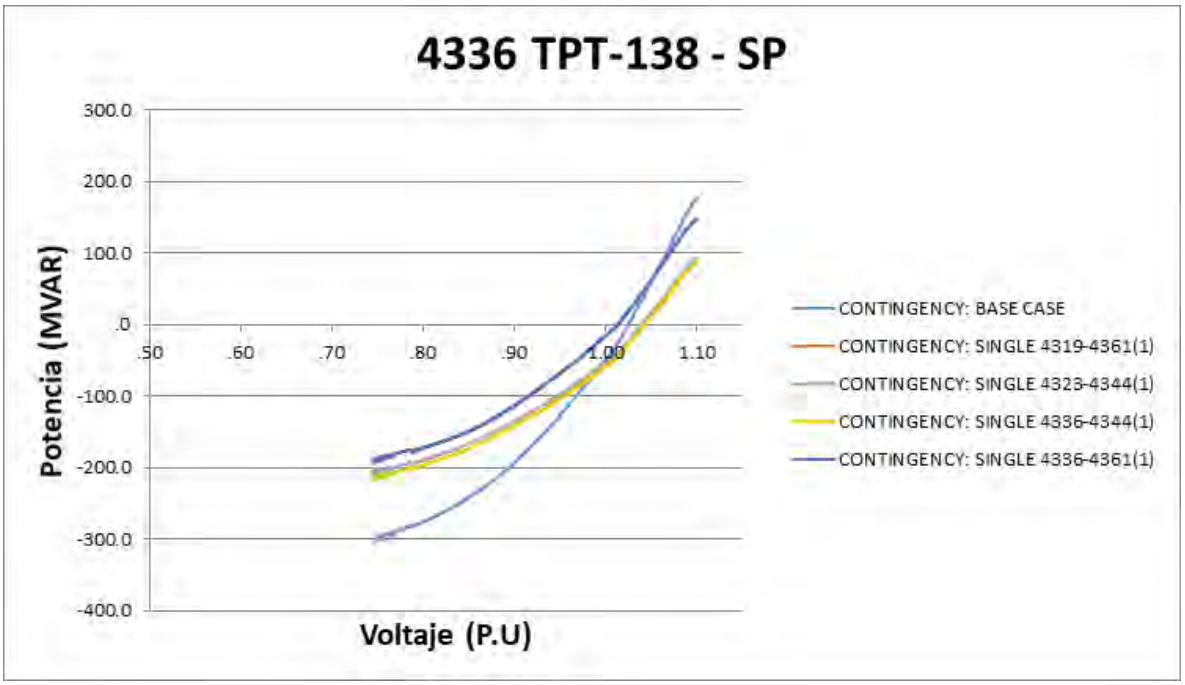
Gráfica 167: Nodo 4331 Sin Proyecto



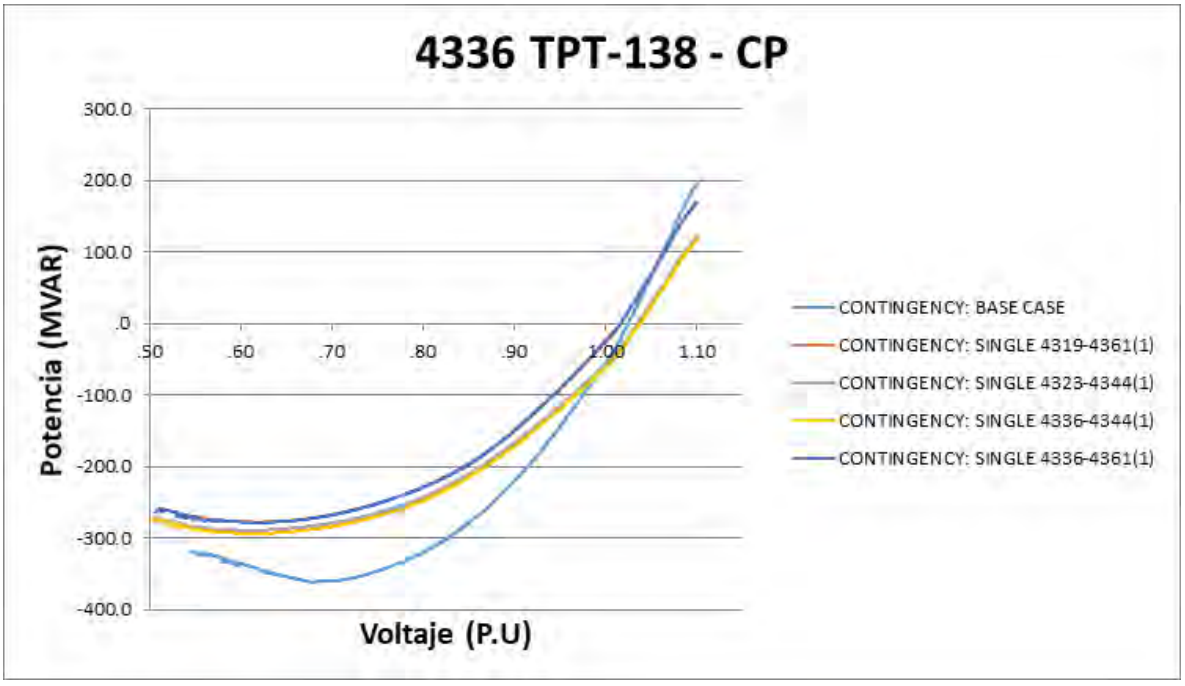
Gráfica 168: Nodo 4331 Con Proyecto



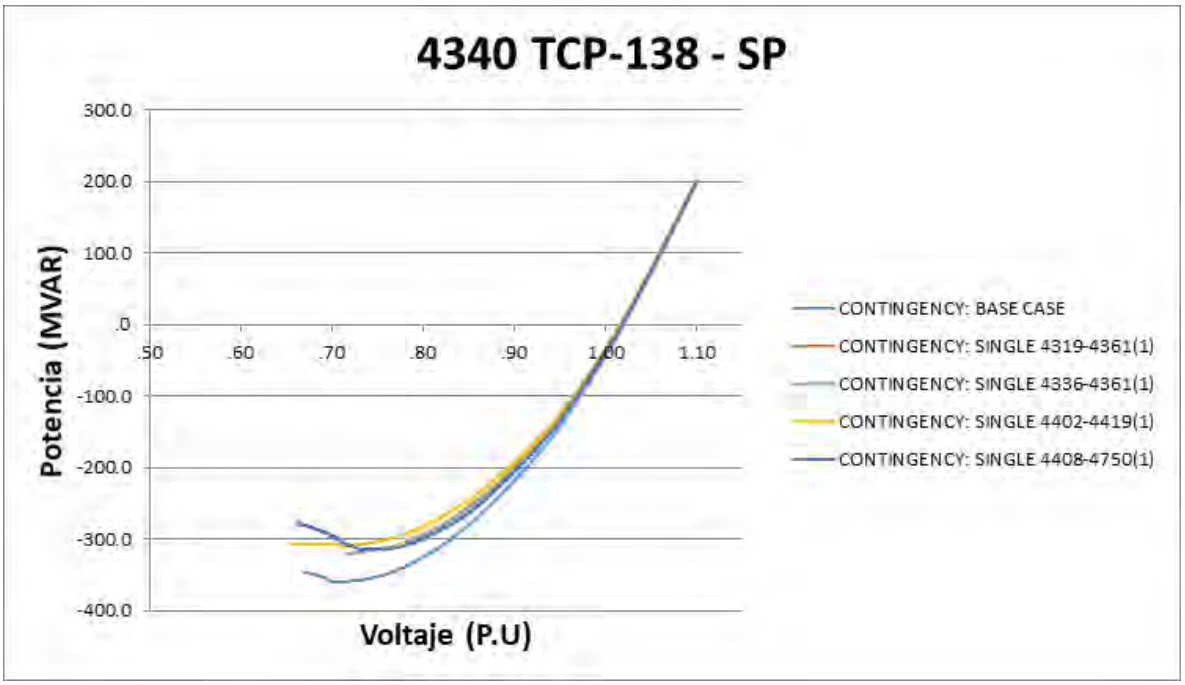
Gráfica 169: Nodo 4336 Sin Proyecto



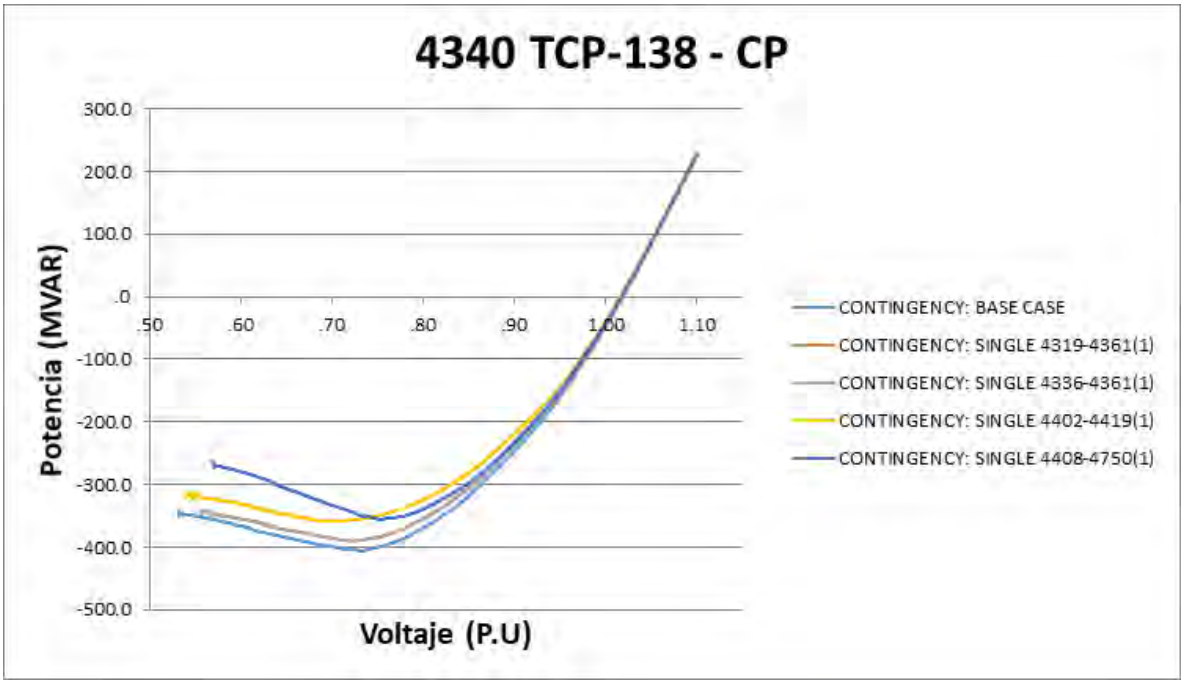
Gráfica 170: Nodo 4336 Con Proyecto



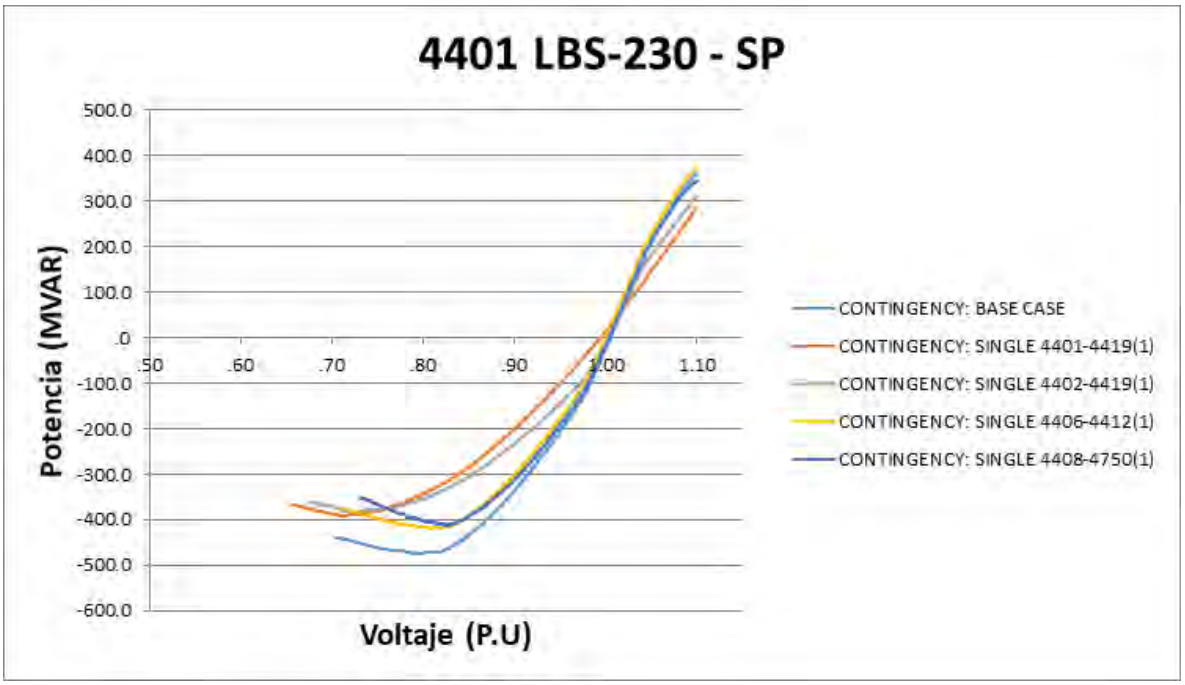
Gráfica 171: Nodo 4340 Sin Proyecto



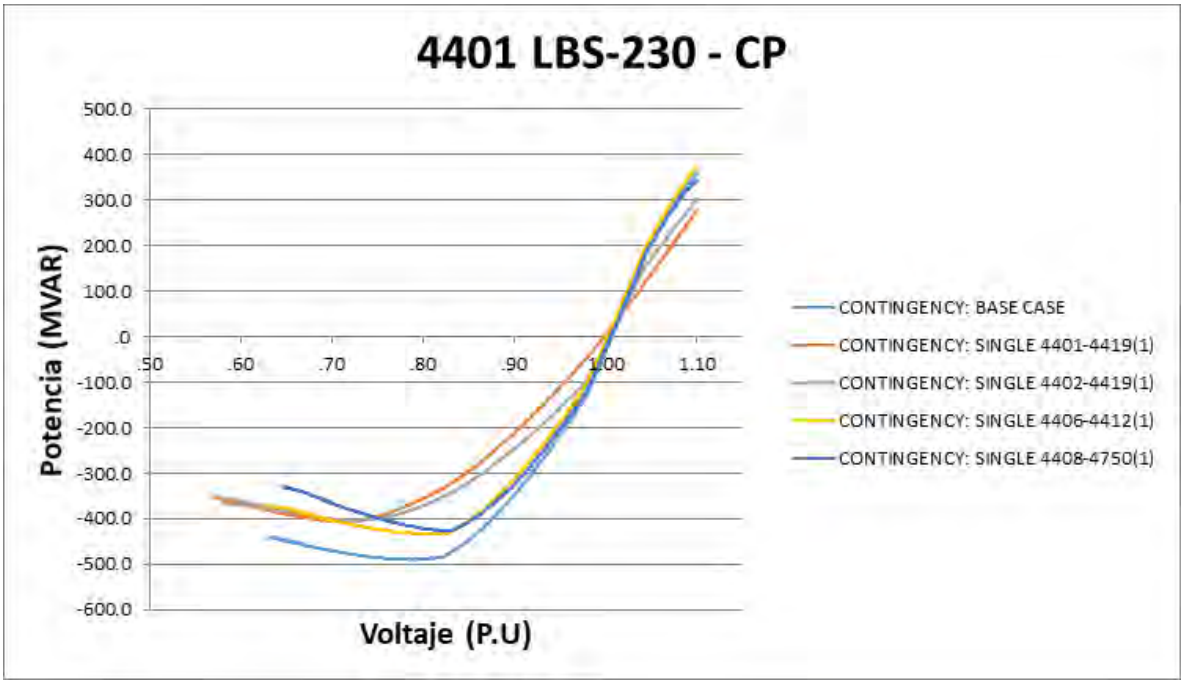
Gráfica 172: Nodo 4340 Con Proyecto



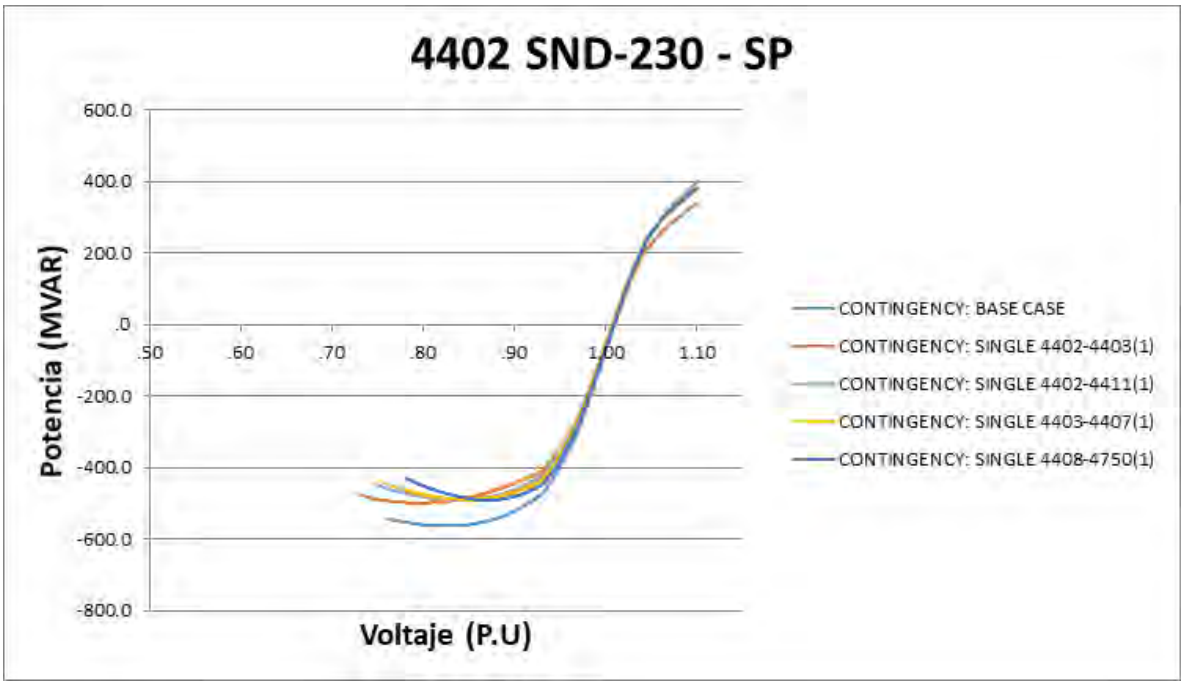
Gráfica 173: Nodo 4401 Sin Proyecto



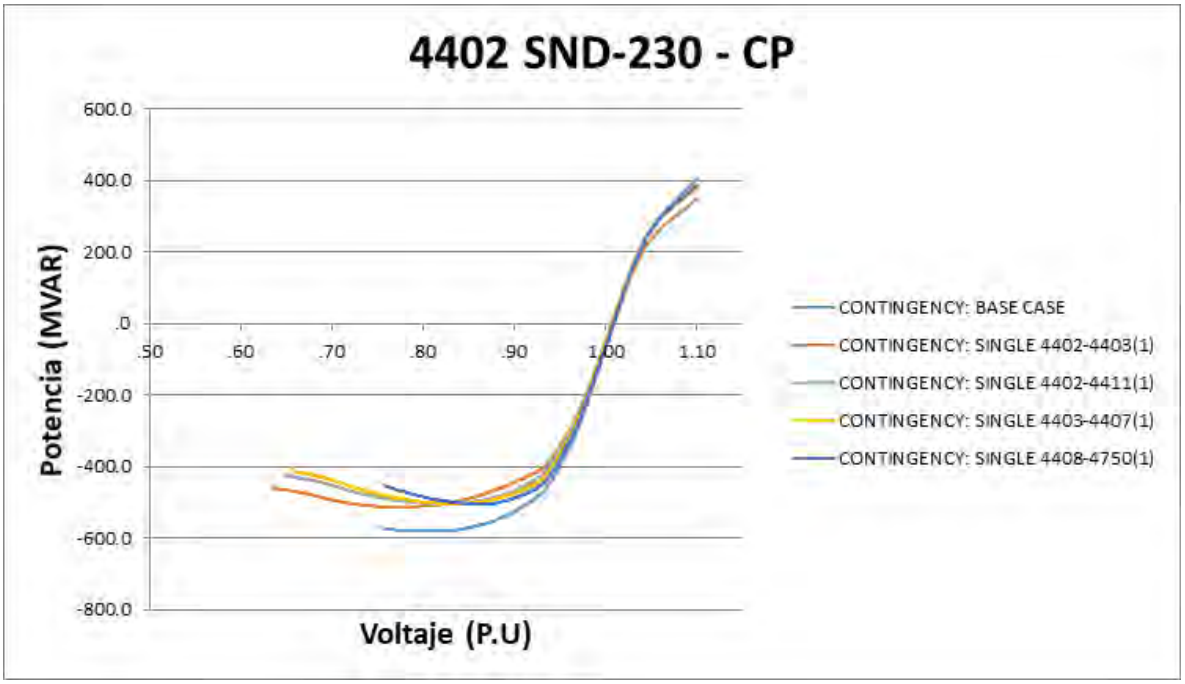
Gráfica 174: Nodo 4401 Con Proyecto



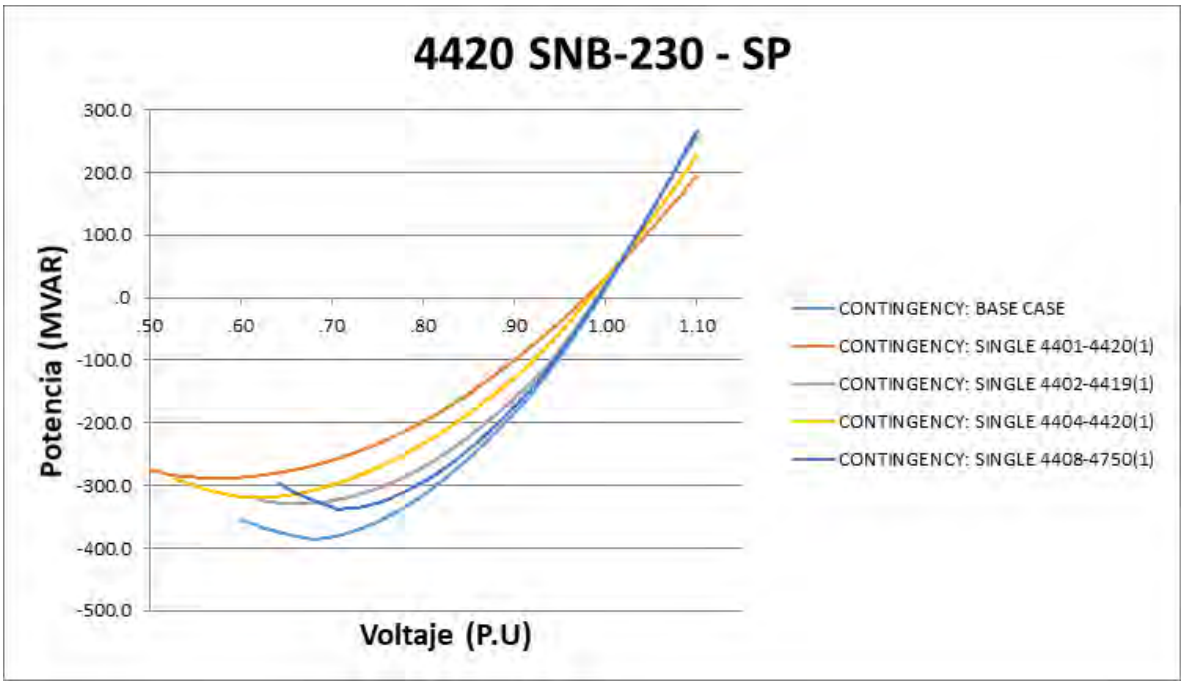
Gráfica 175: Nodo 4402 Sin Proyecto



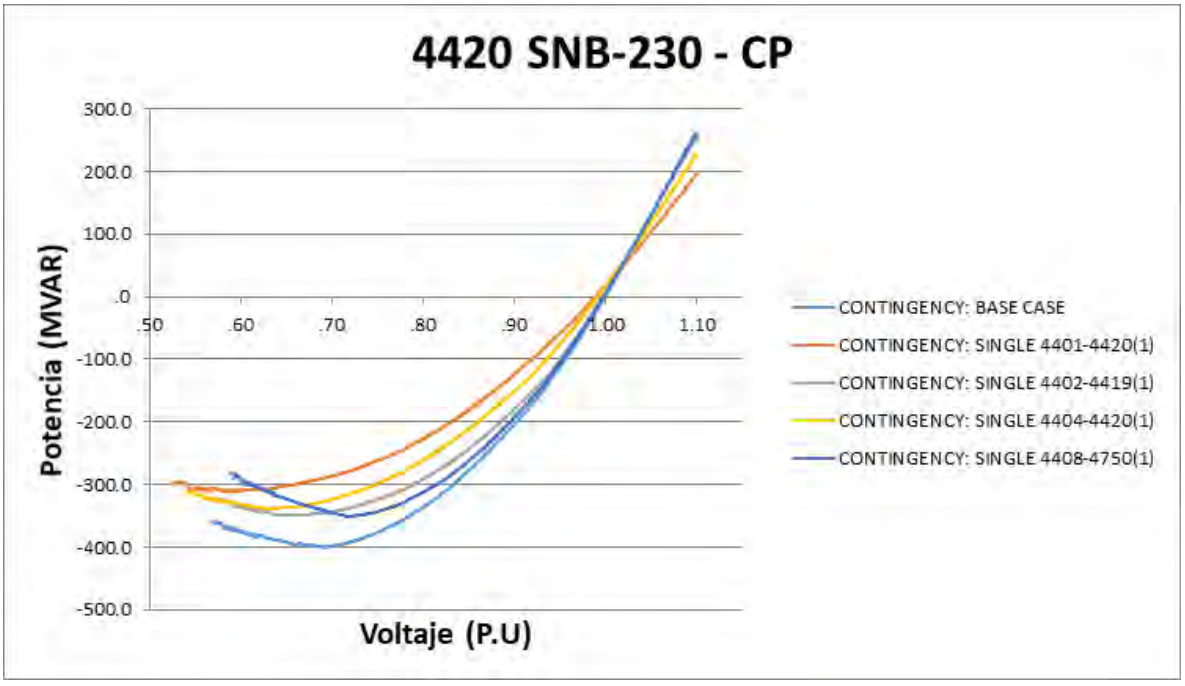
Gráfica 176: Nodo 4402 Con Proyecto



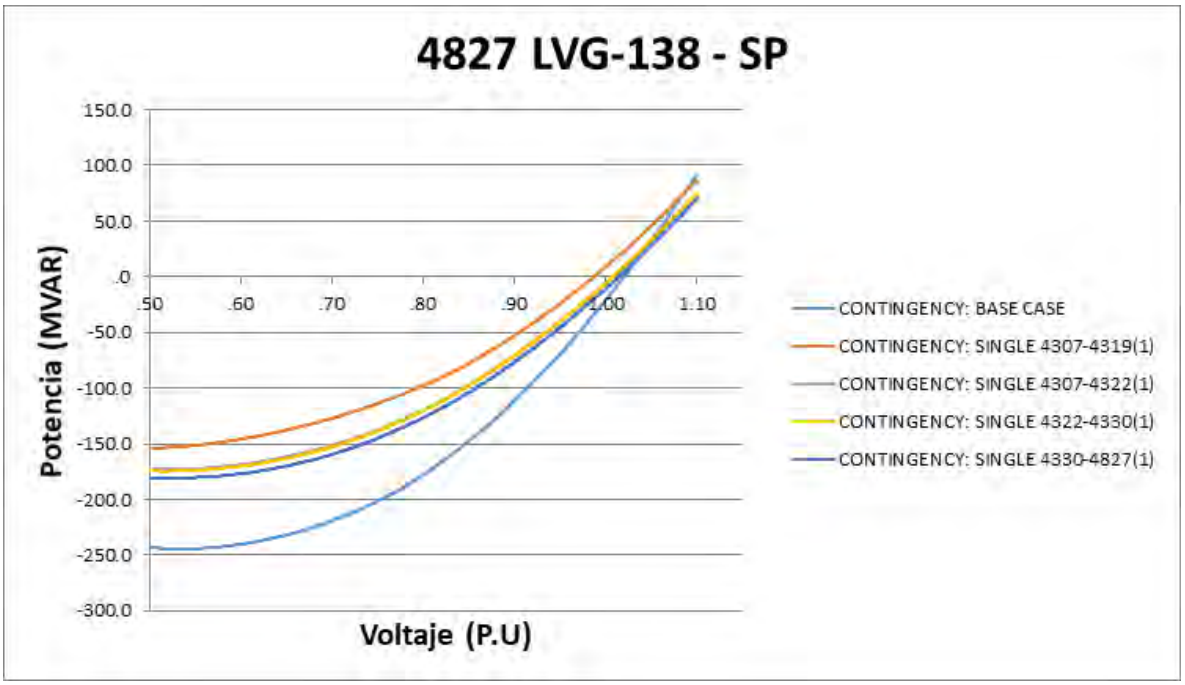
Gráfica 177: Nodo 4420 Sin Proyecto



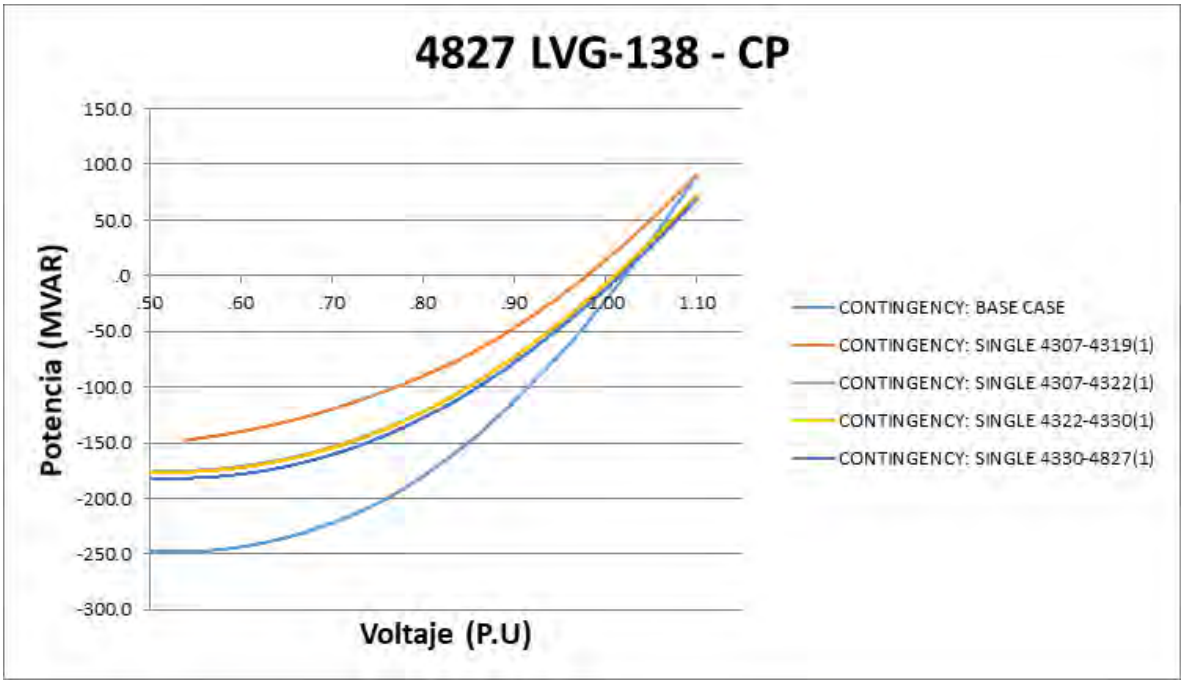
Gráfica 178: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 179: Nodo 4827 Sin Proyecto

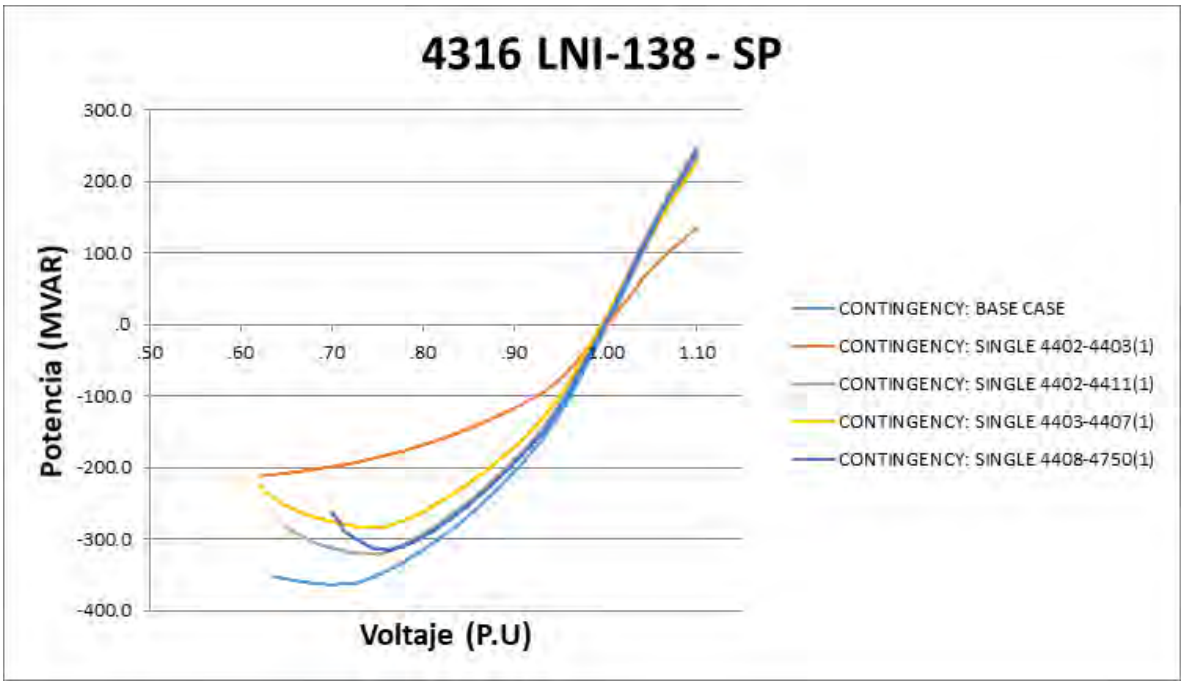


Gráfica 180: Nodo 4827 Con Proyecto

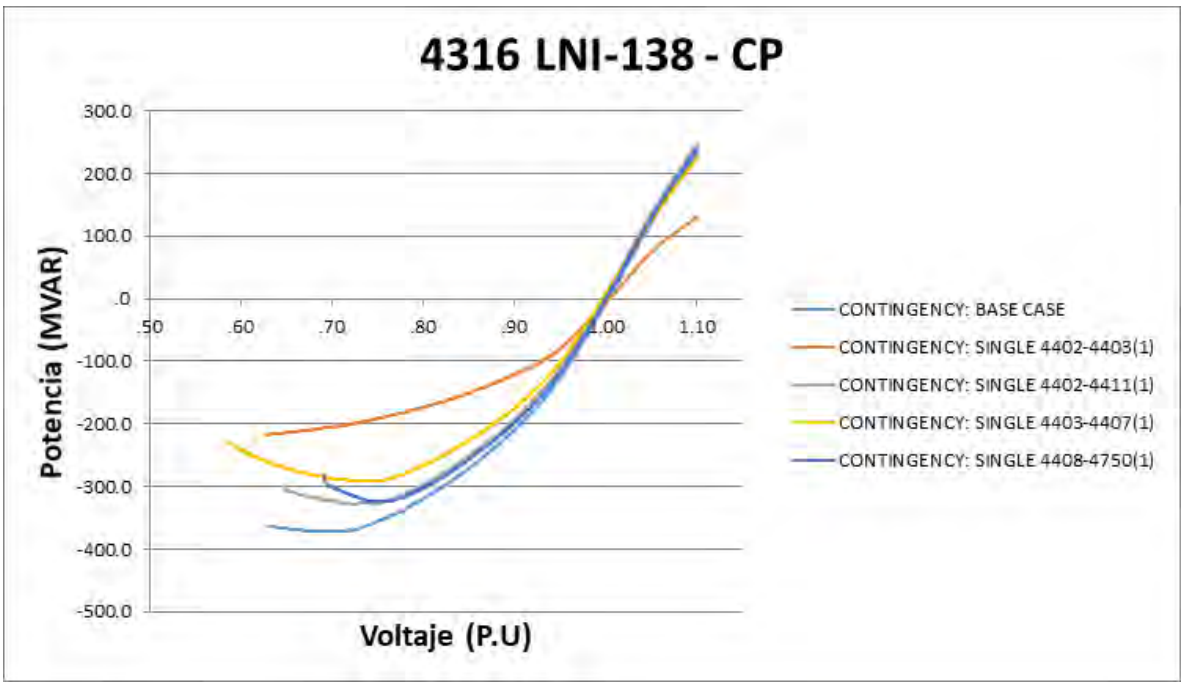


- **Escenario Invierno demanda máxima Porteo Norte - Sur 180 MW**

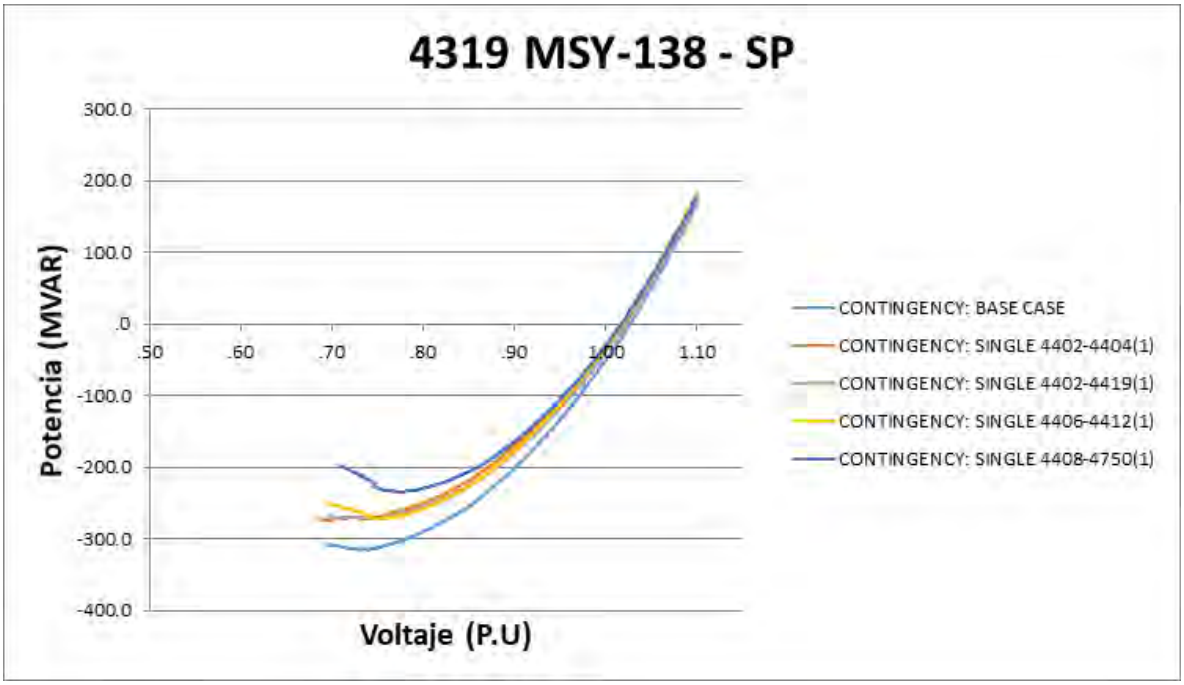
Gráfica 181: Nodo 4316 Sin Proyecto



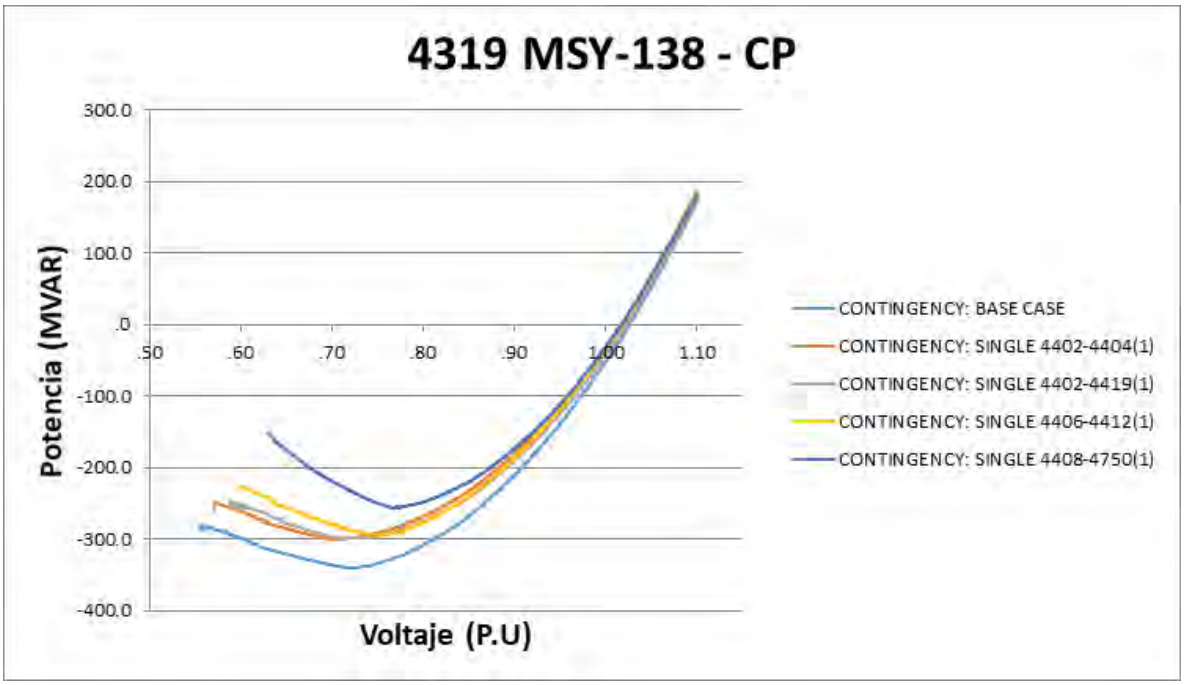
Gráfica 182: Nodo 4316 Con Proyecto



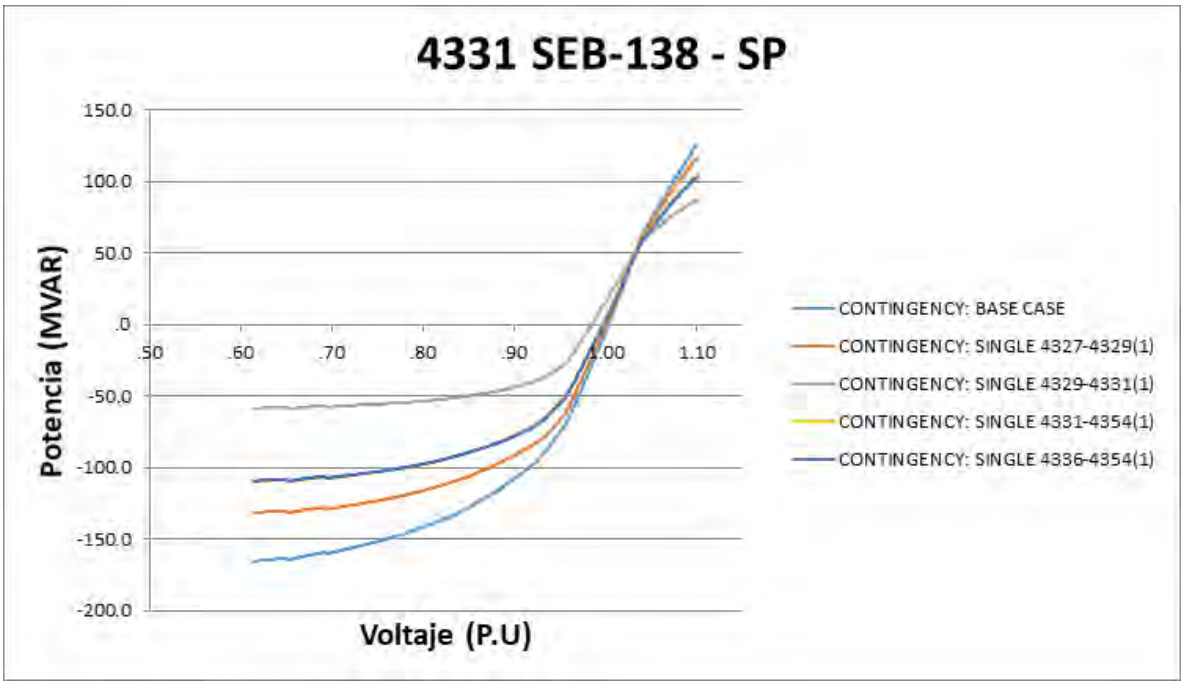
Gráfica 183: Nodo 4319 Sin Proyecto



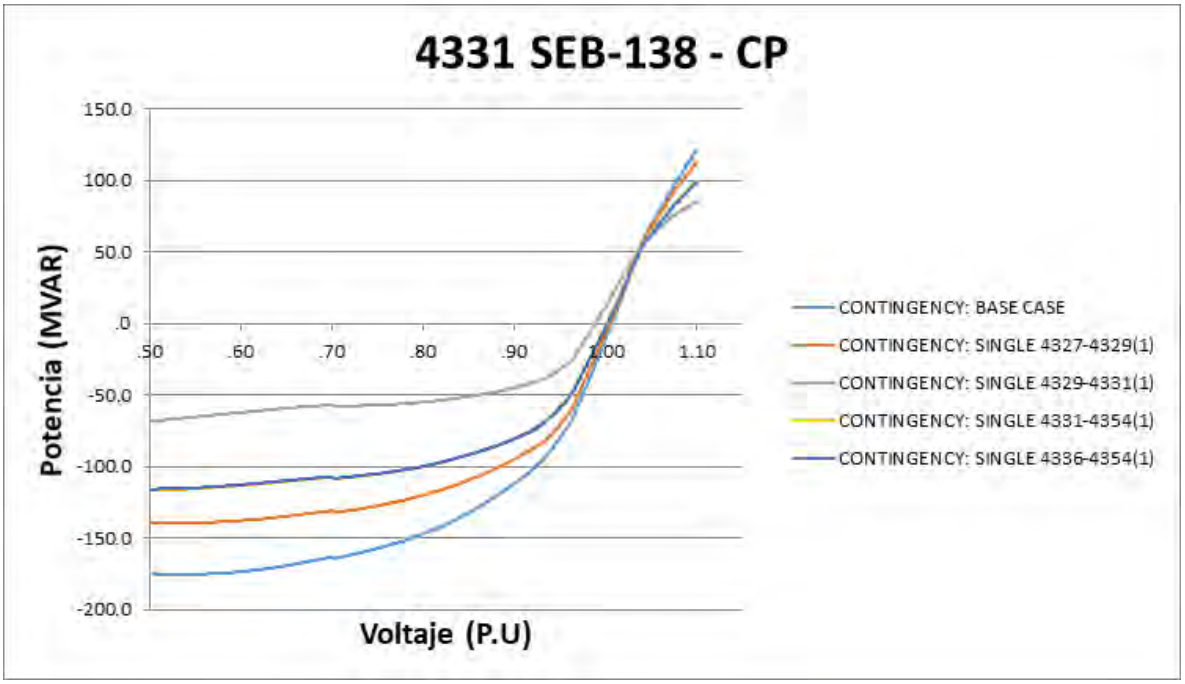
Gráfica 184: Nodo 4319 Con Proyecto



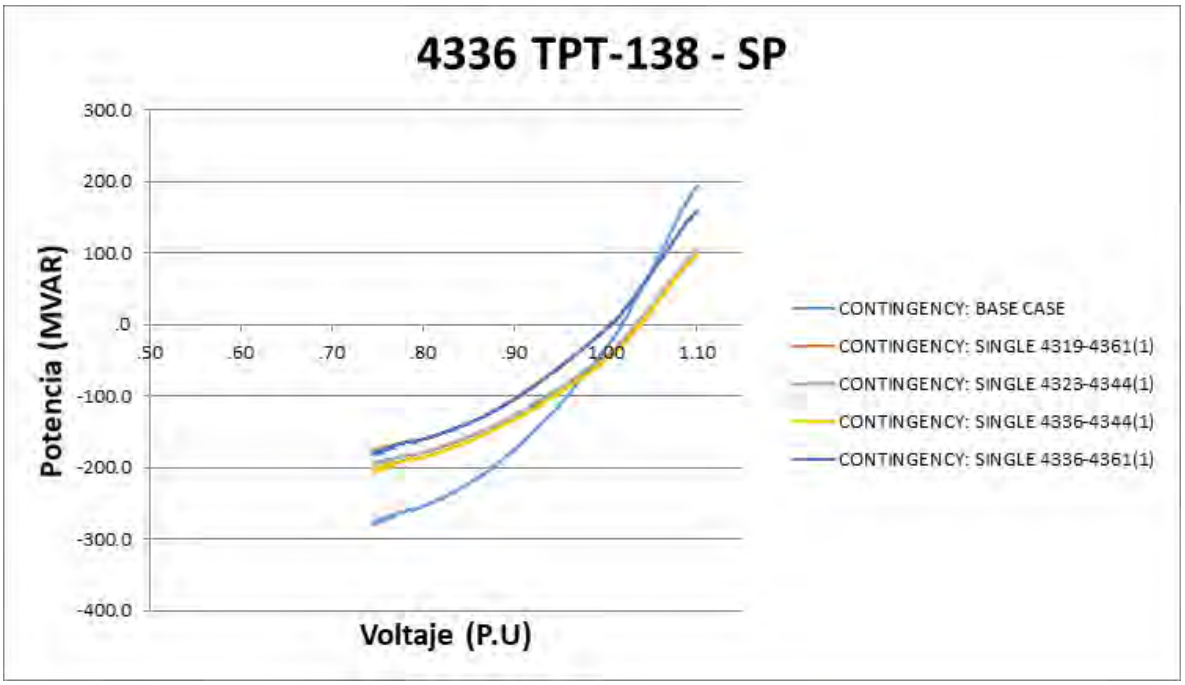
Gráfica 185: Nodo 4331 Sin Proyecto



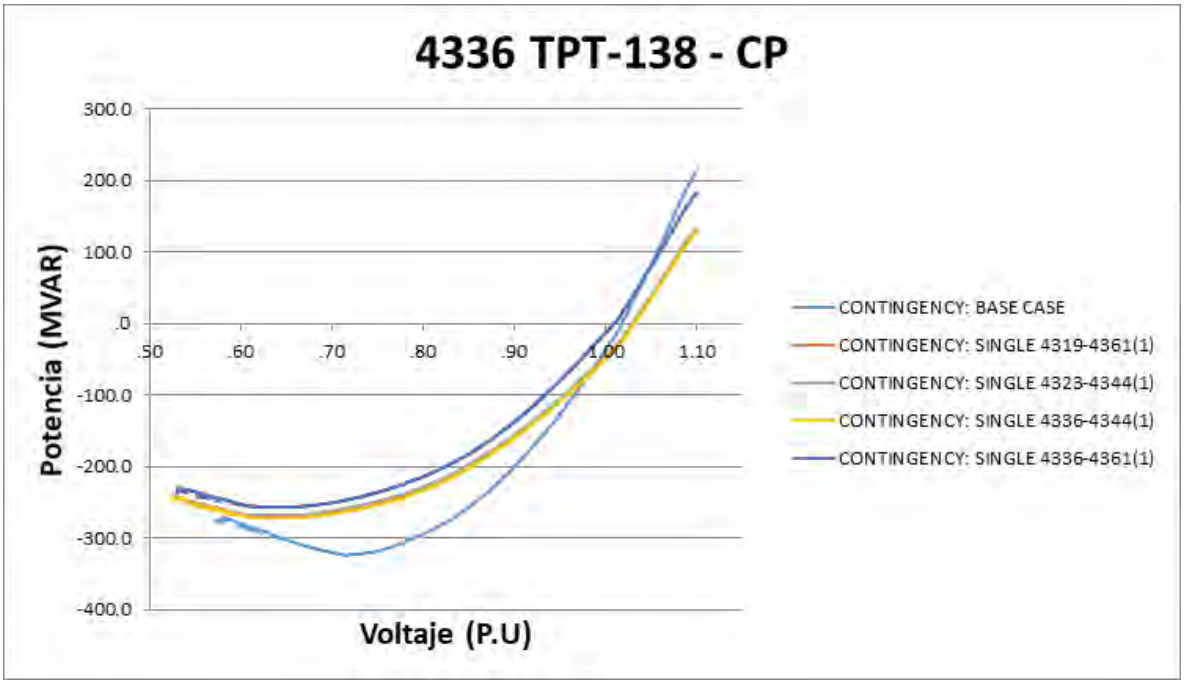
Gráfica 186: Nodo 4331 Con Proyecto



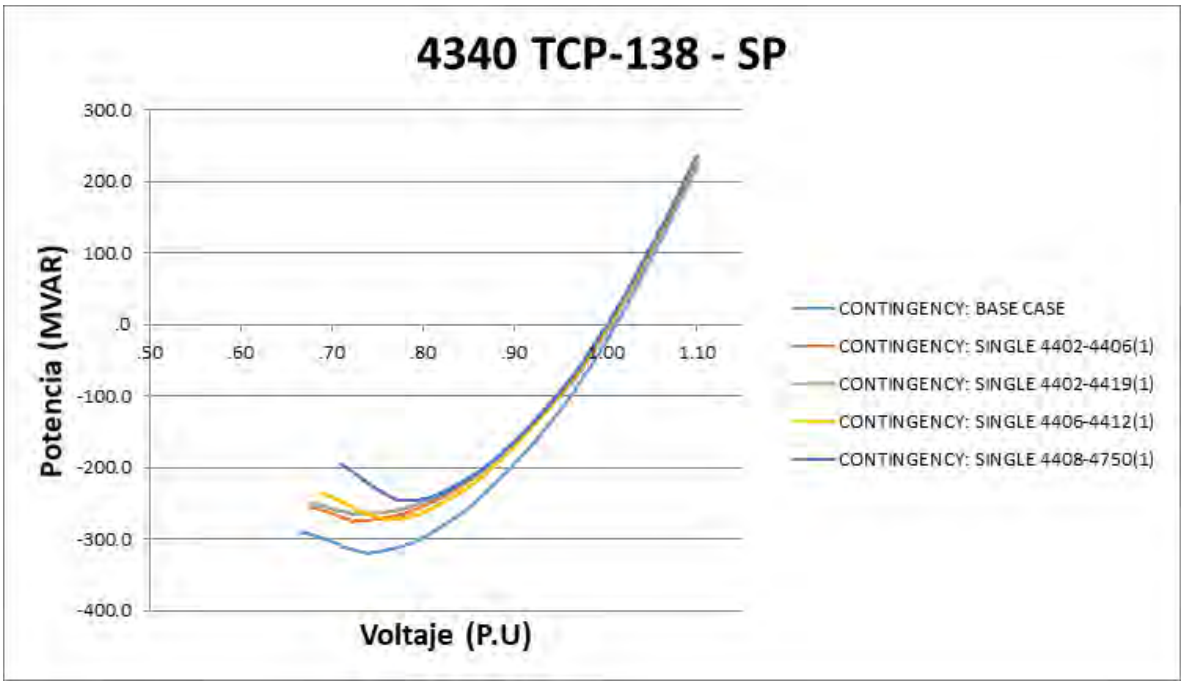
Gráfica 187: Nodo 4336 Sin Proyecto



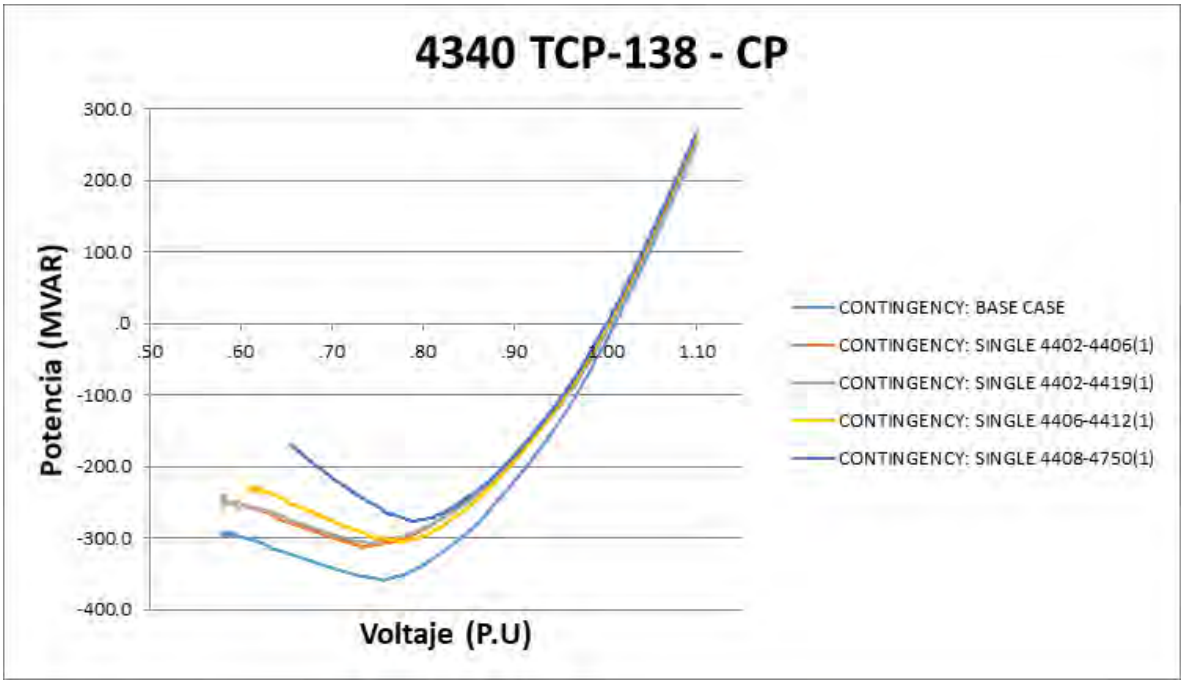
Gráfica 188: Nodo 4336 Con Proyecto



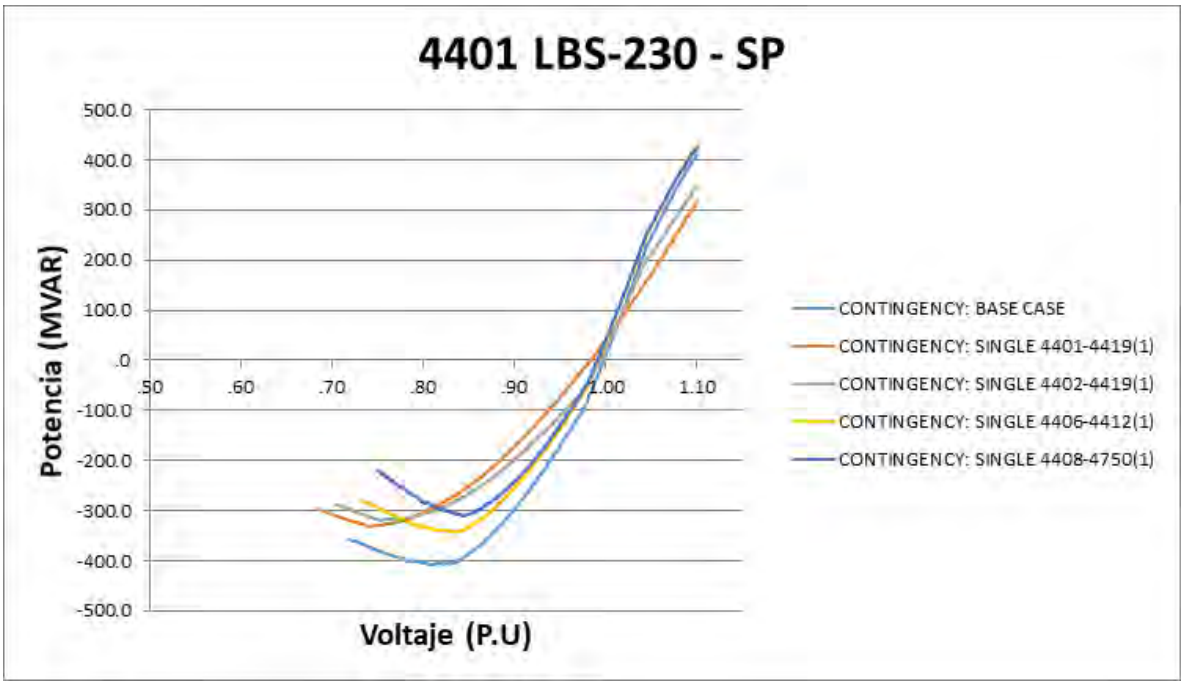
Gráfica 189: Nodo 4340 Sin Proyecto



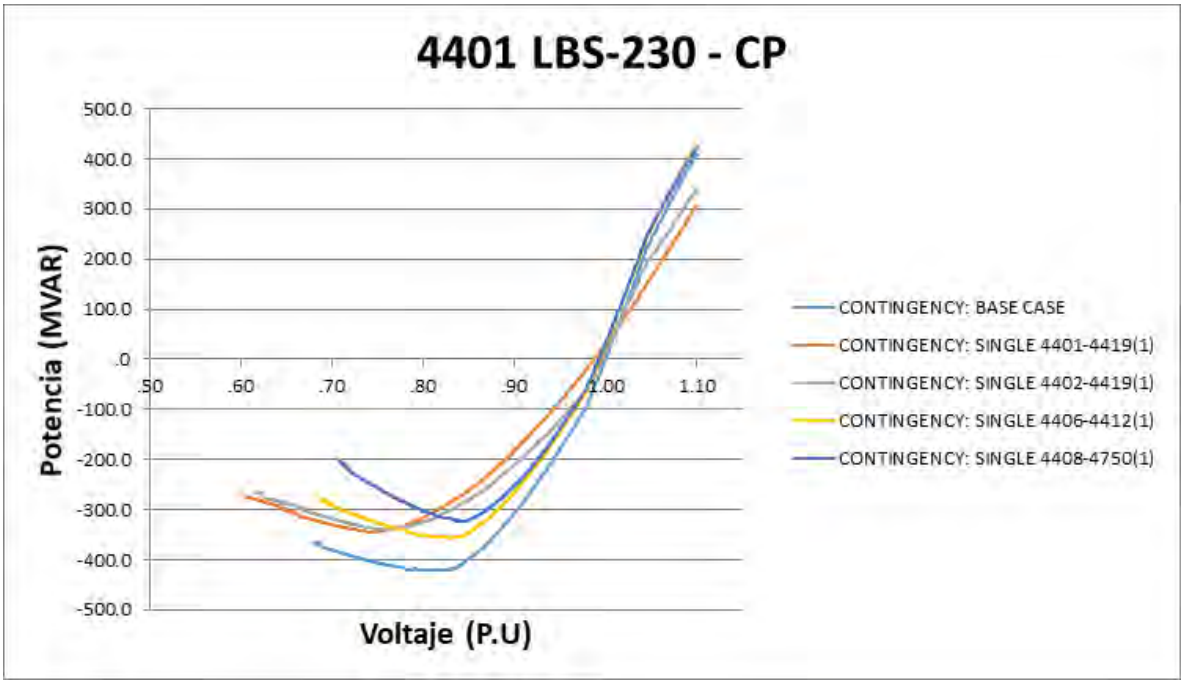
Gráfica 190: Nodo 4340 Con Proyecto



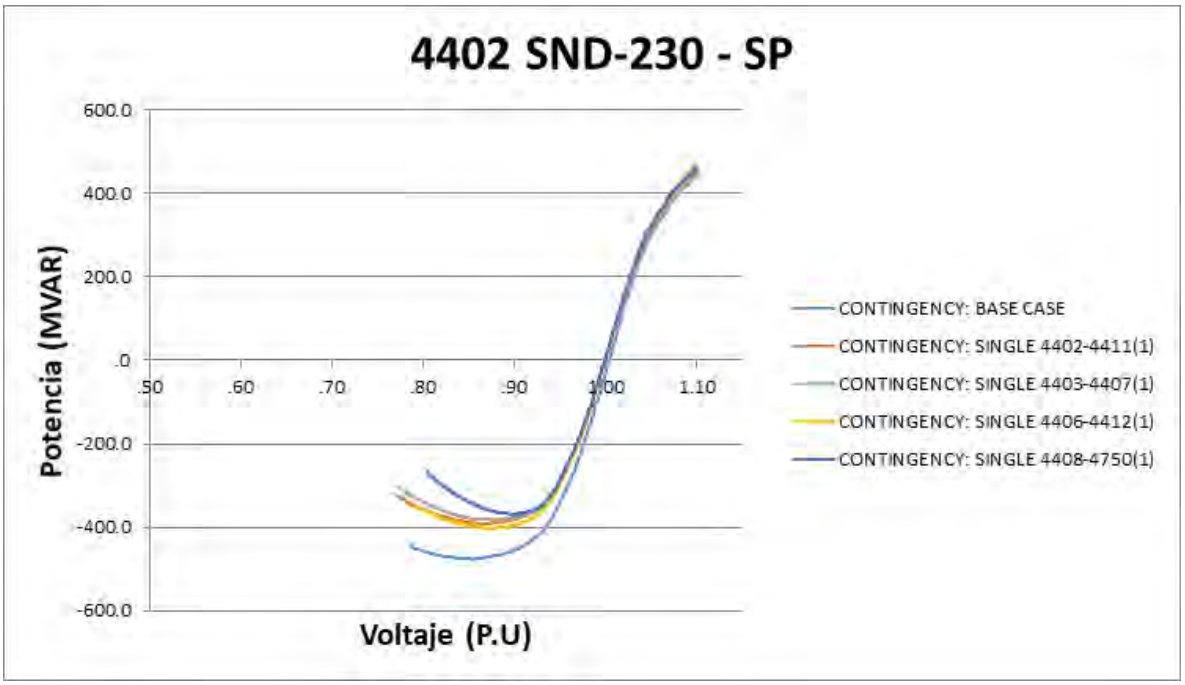
Gráfica 191: Nodo 4401 Sin Proyecto



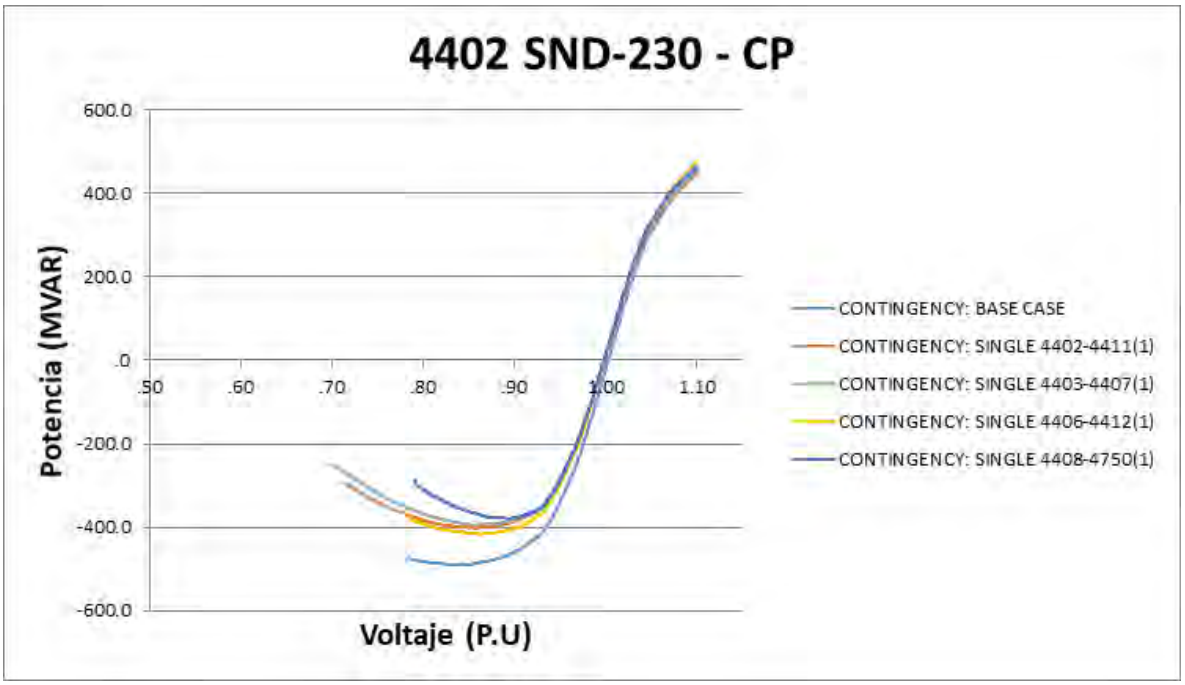
Gráfica 192: Nodo 4401 Con Proyecto



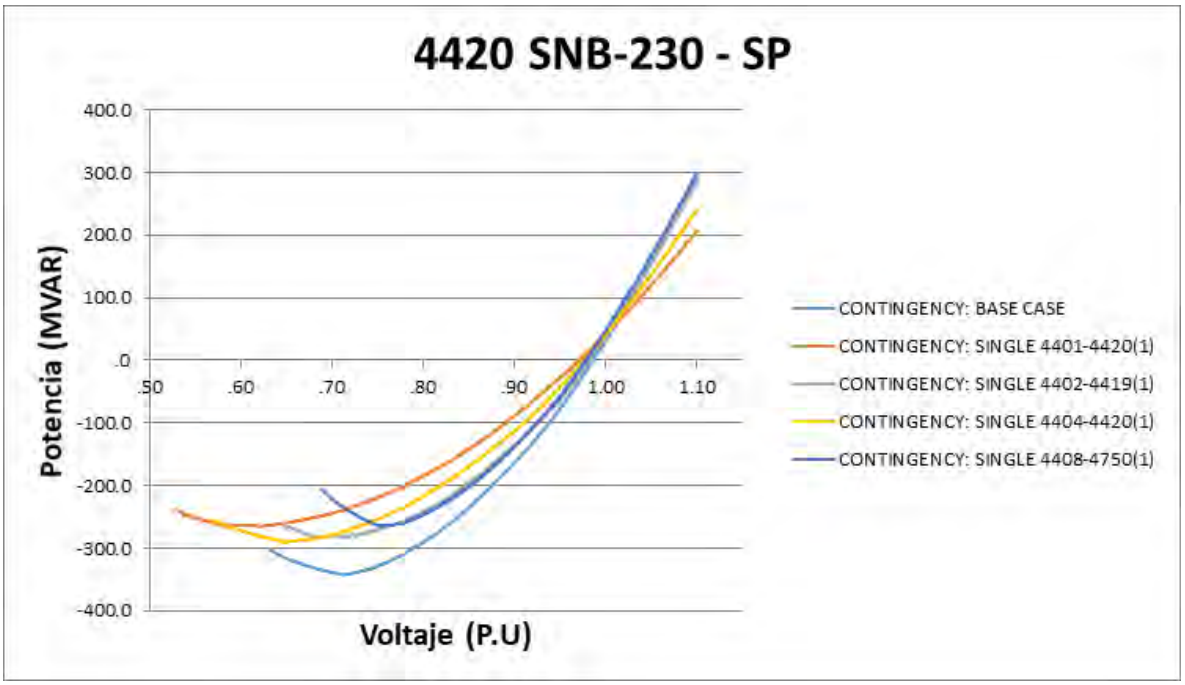
Gráfica 193: Nodo 4402 Sin Proyecto



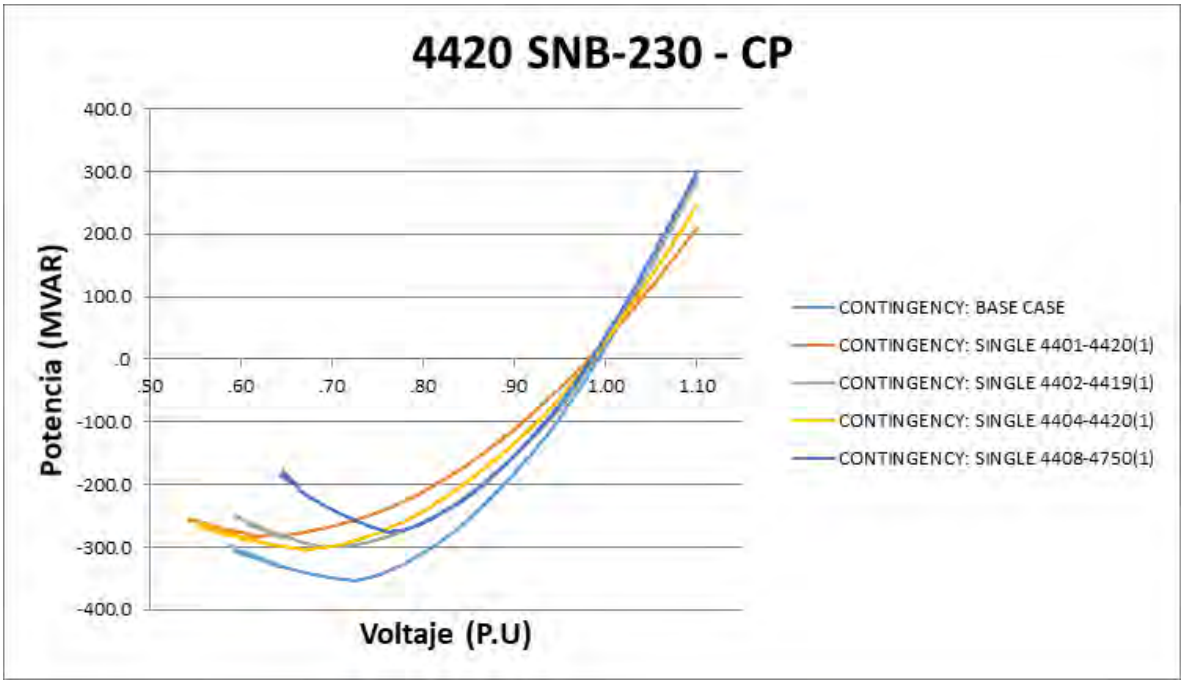
Gráfica 194: Nodo 4402 Con Proyecto



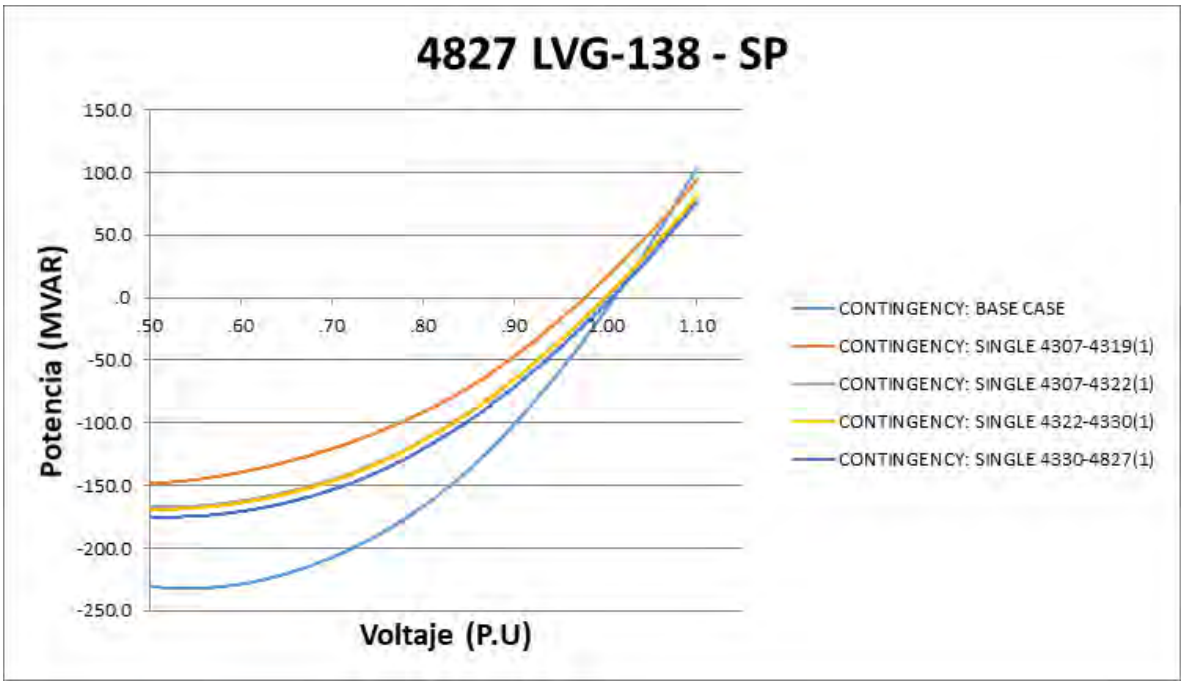
Gráfica 195: Nodo 4420 Sin Proyecto



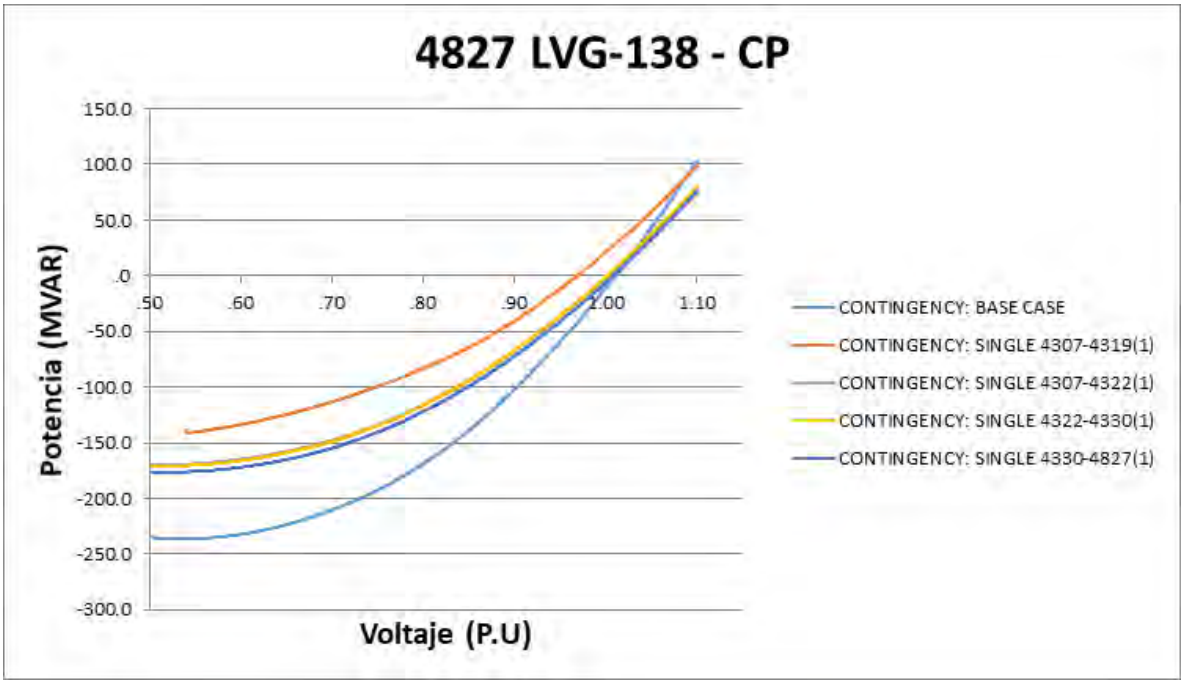
Gráfica 196: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 197: Nodo 4827 Sin Proyecto

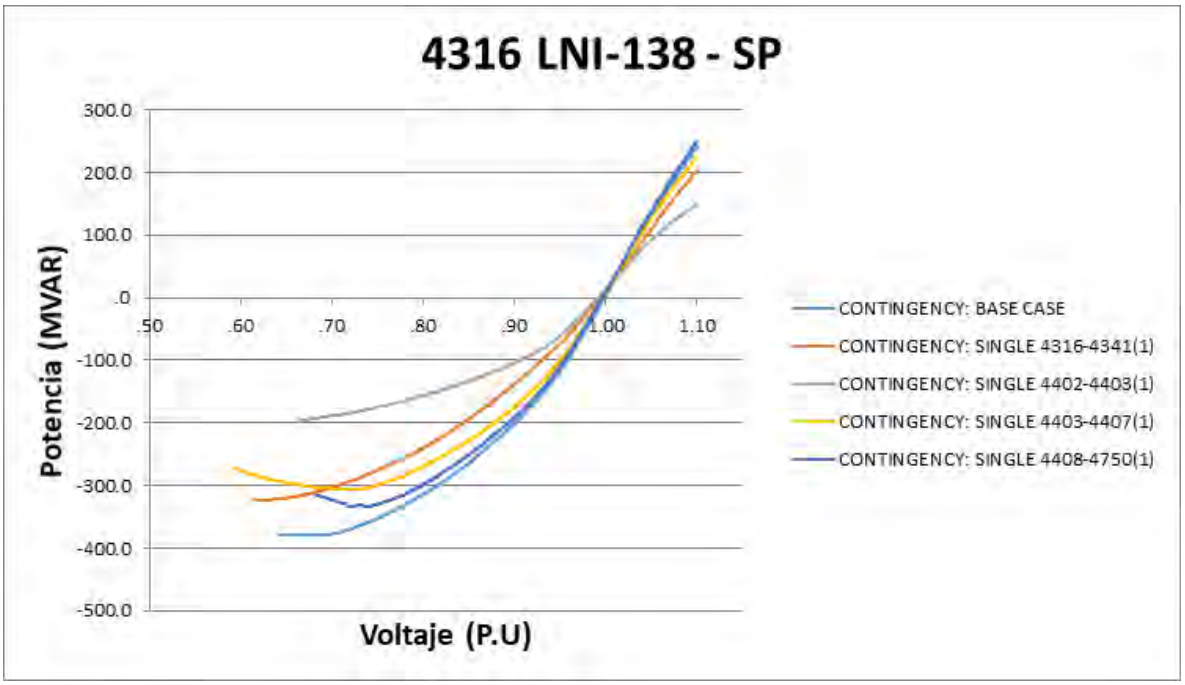


Gráfica 198: Nodo 4827 Con Proyecto

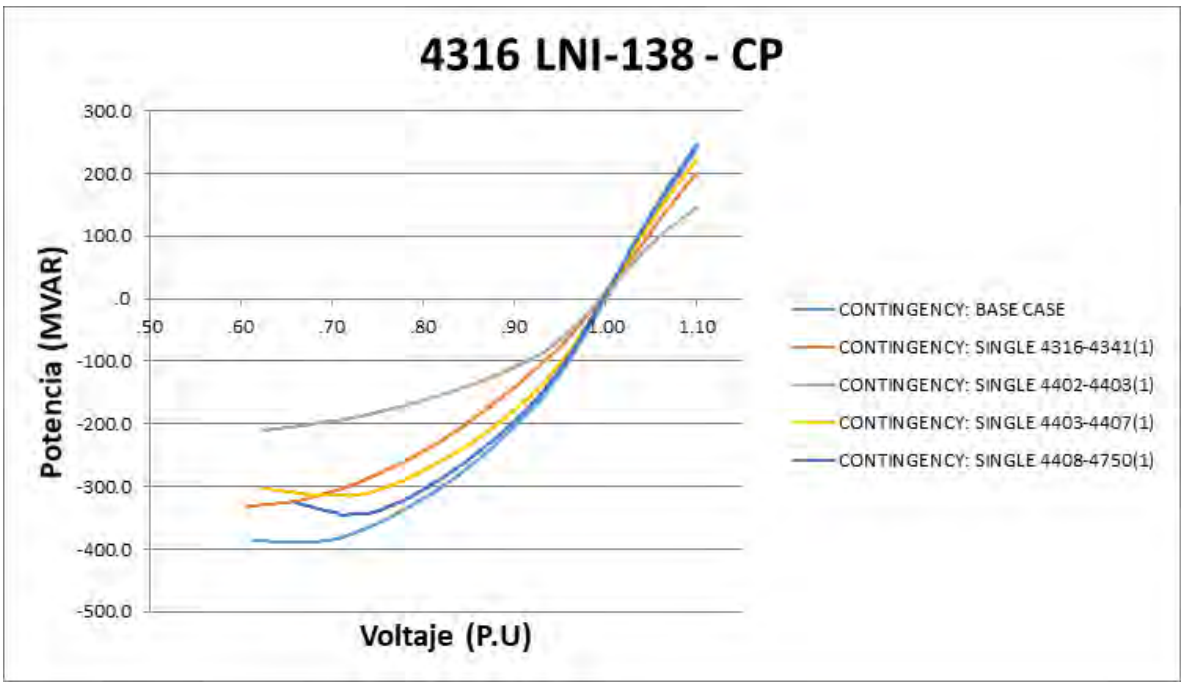


- **Escenario Invierno demanda máxima Porteo Sur - Norte 220 MW**

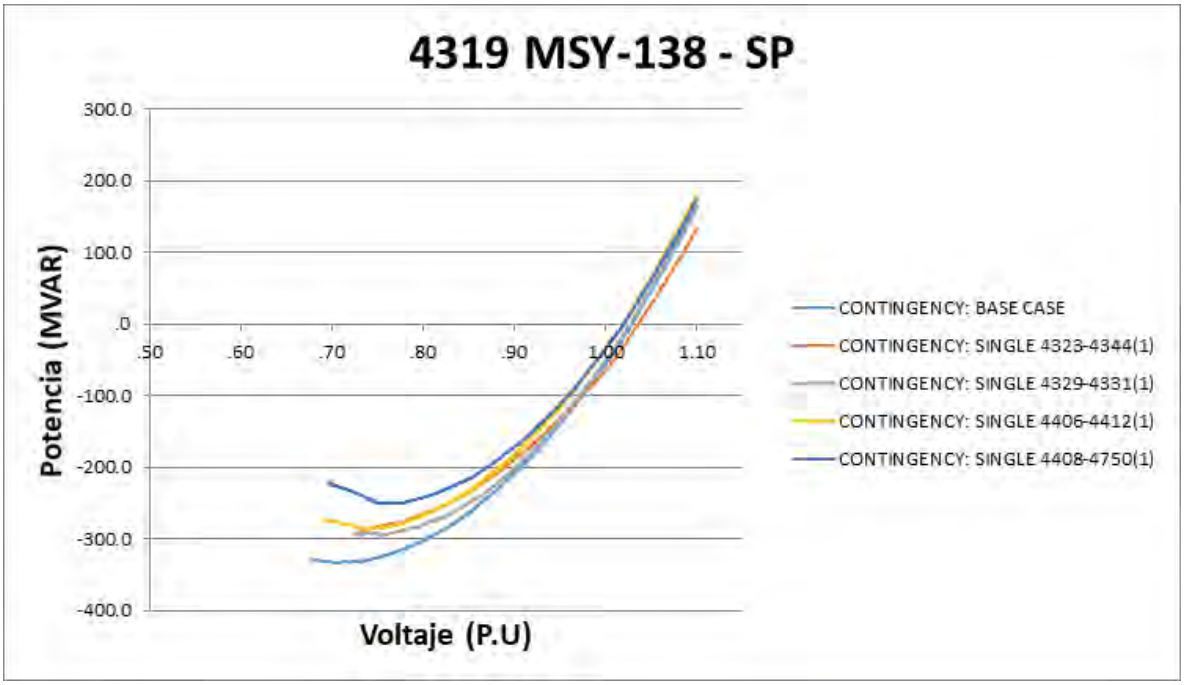
Gráfica 199: Nodo 4316 Sin Proyecto



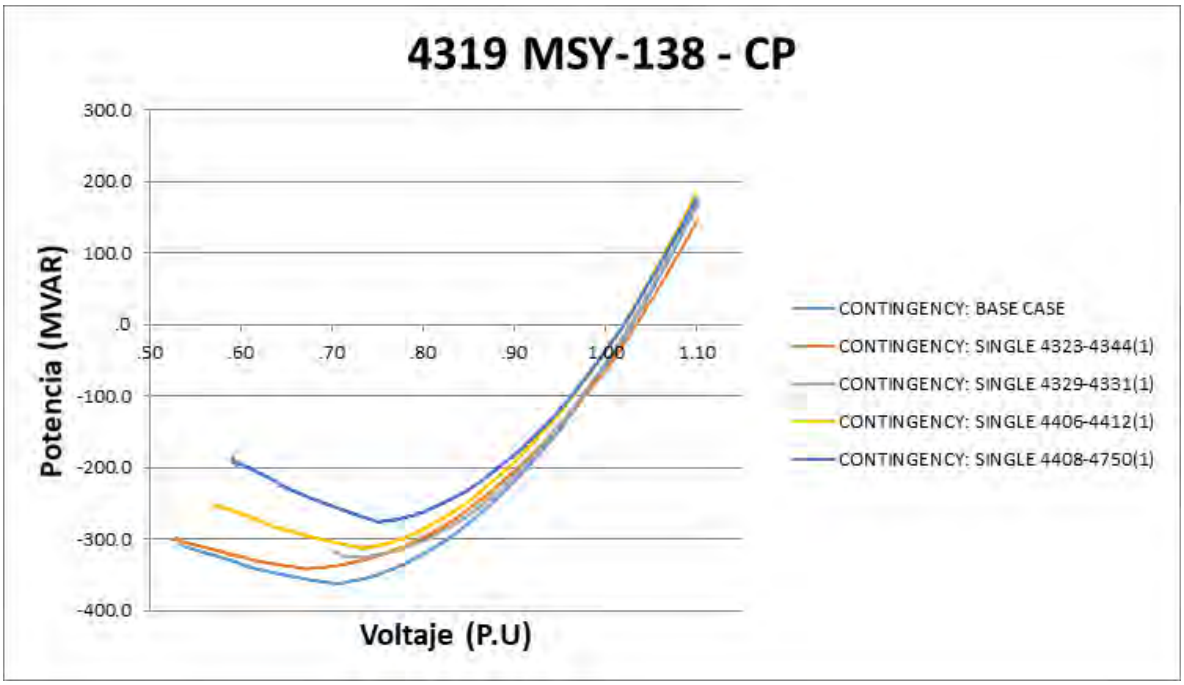
Gráfica 200: Nodo 4316 Con Proyecto



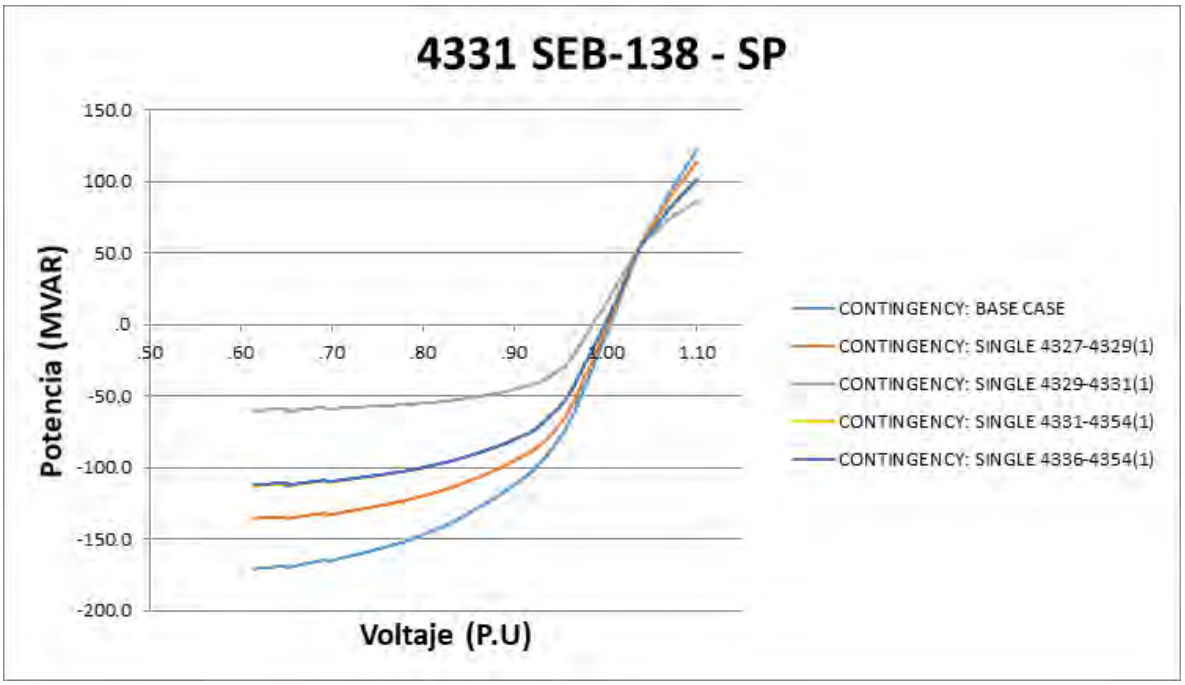
Gráfica 201: Nodo 4319 Sin Proyecto



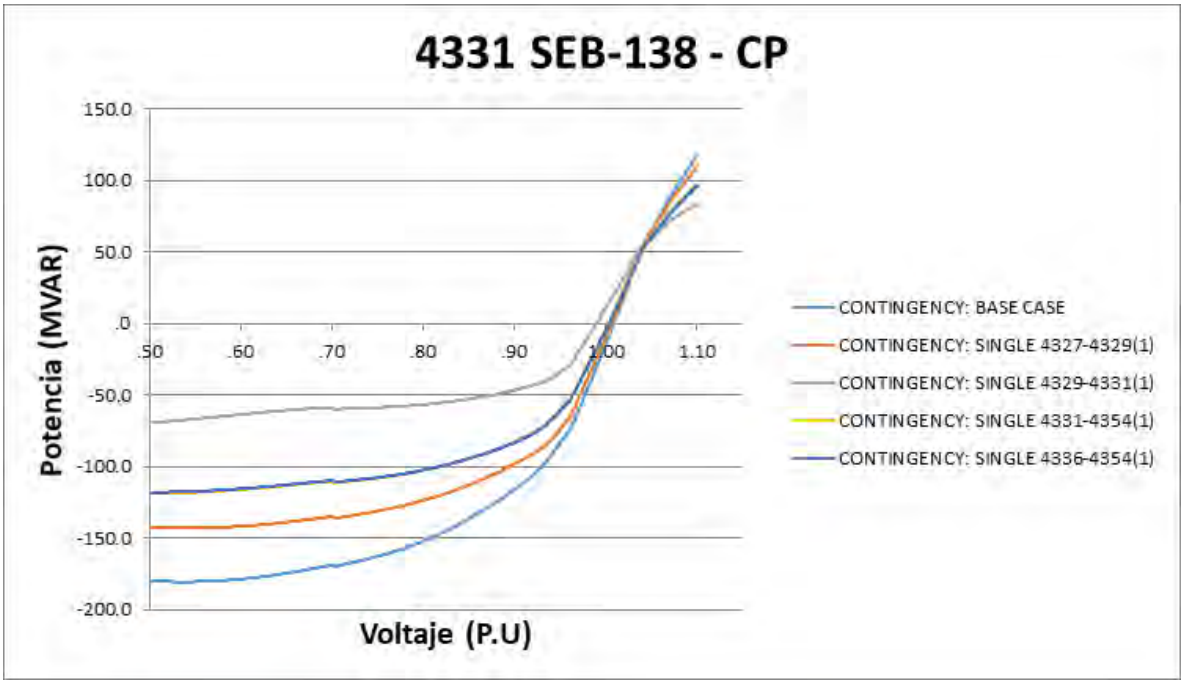
Gráfica 202: Nodo 4319 Con Proyecto



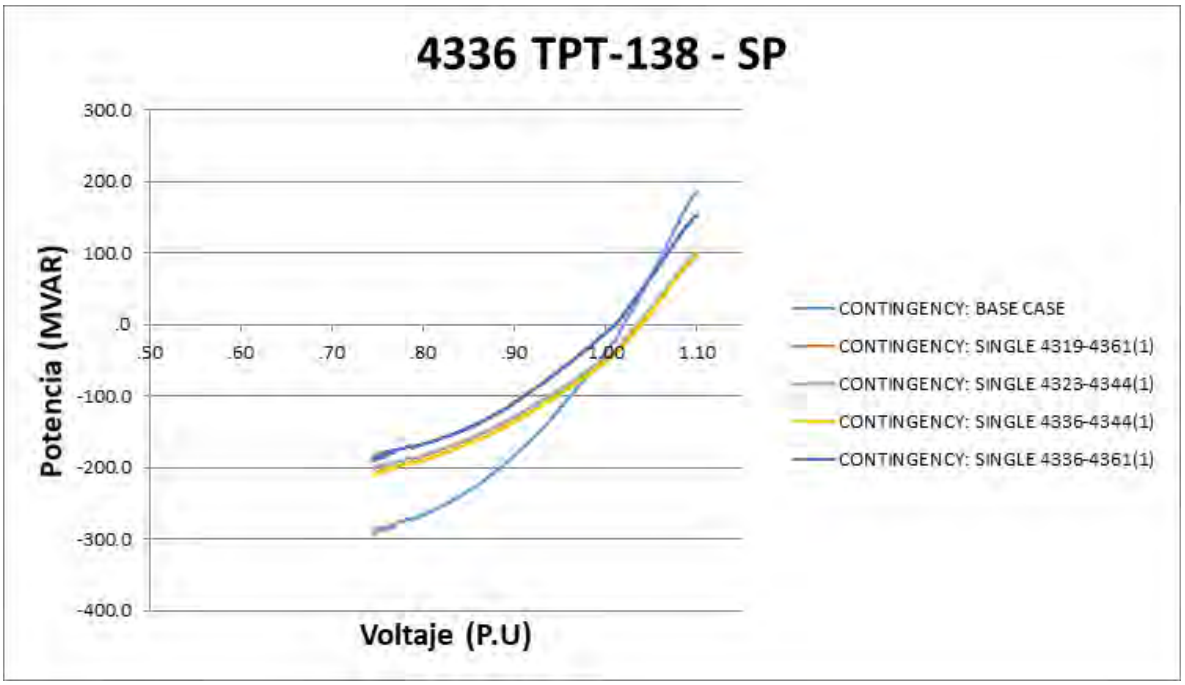
Gráfica 203: Nodo 4331 Sin Proyecto



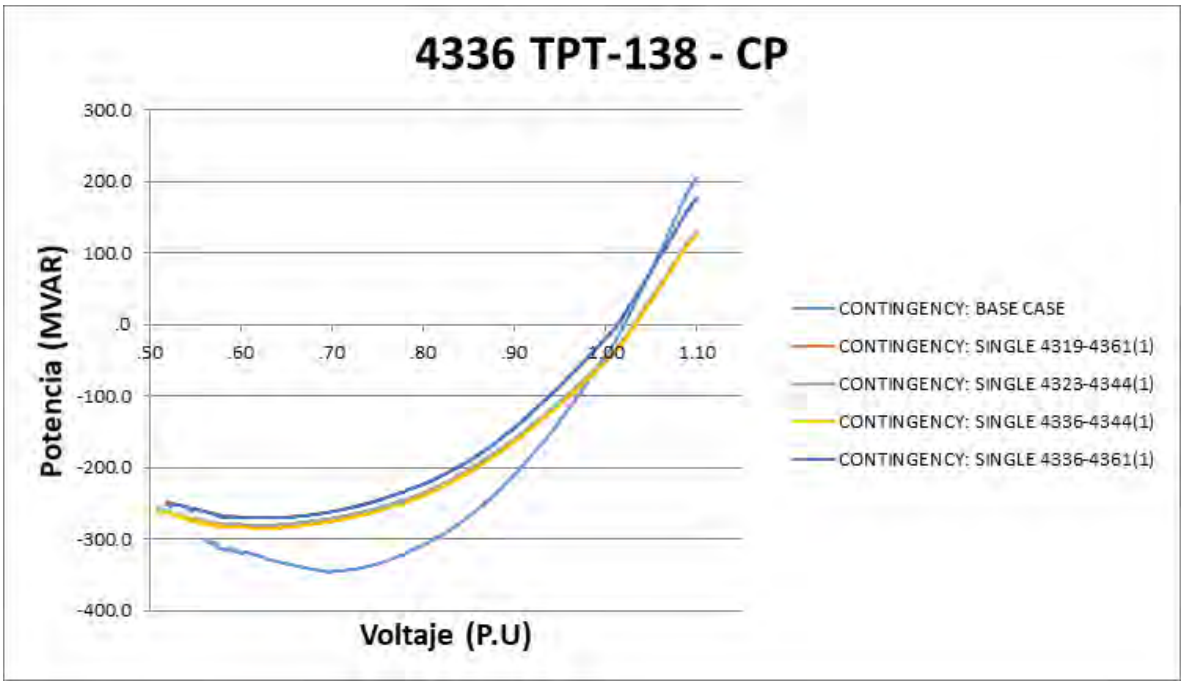
Gráfica 204: Nodo 4331 Con Proyecto



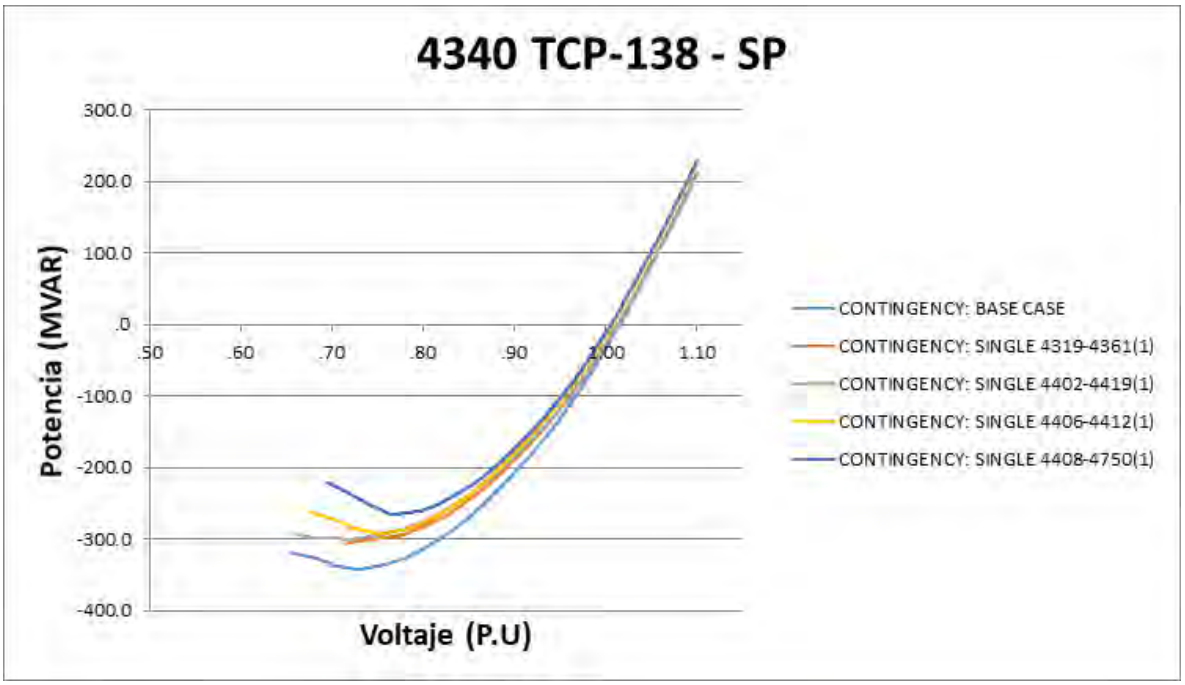
Gráfica 205: Nodo 4336 Sin Proyecto



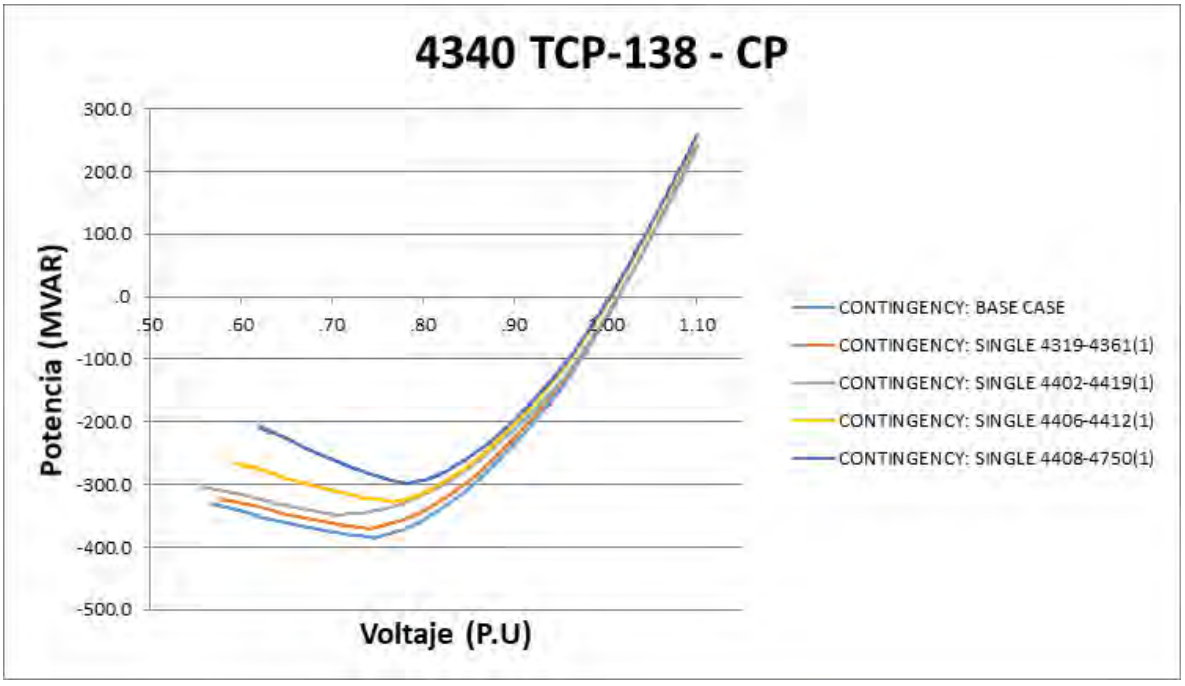
Gráfica 206: Nodo 4336 Con Proyecto



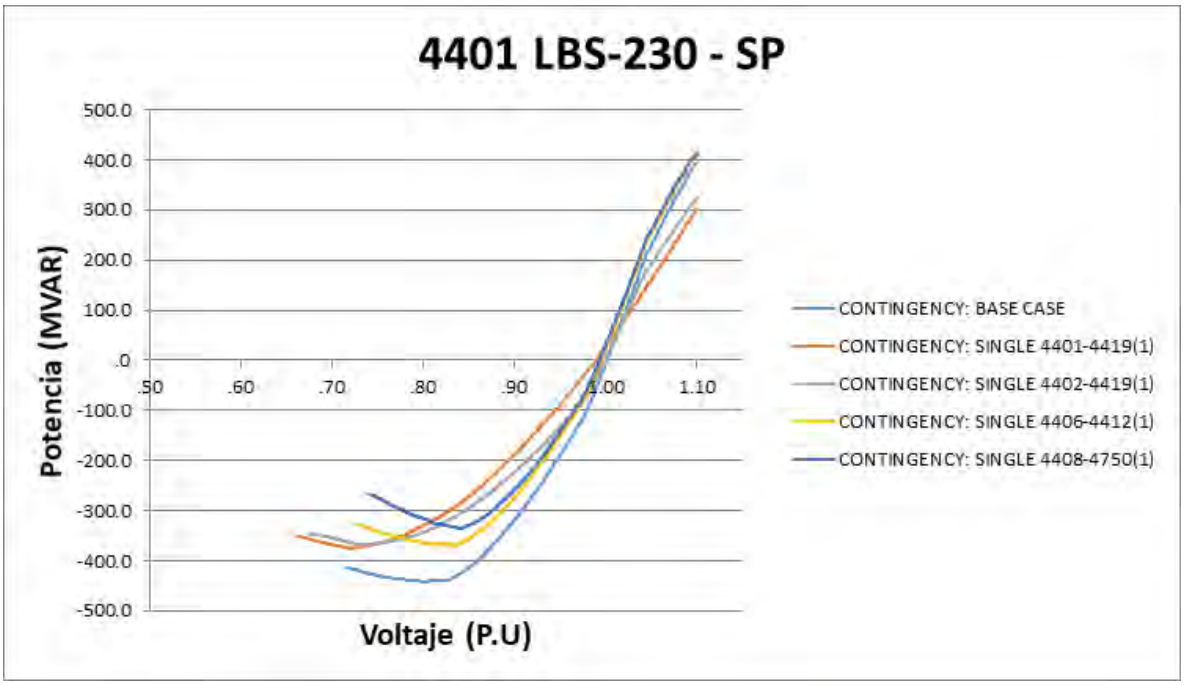
Gráfica 207: Nodo 4340 Sin Proyecto



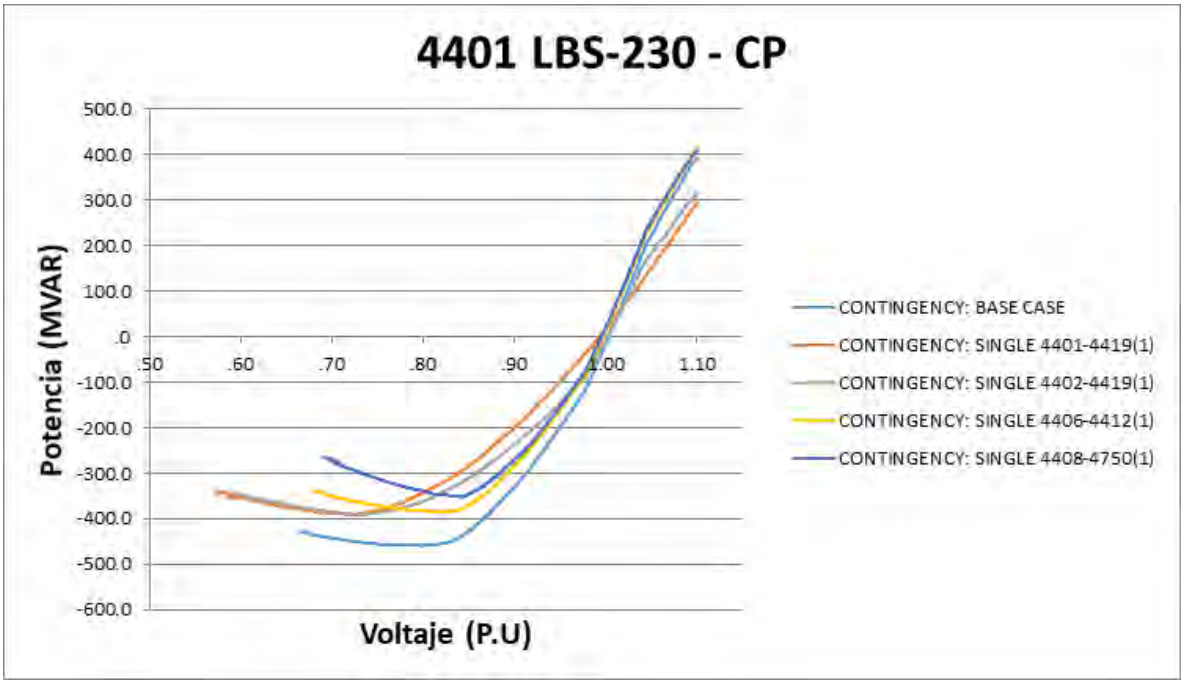
Gráfica 208: Nodo 4340 Con Proyecto



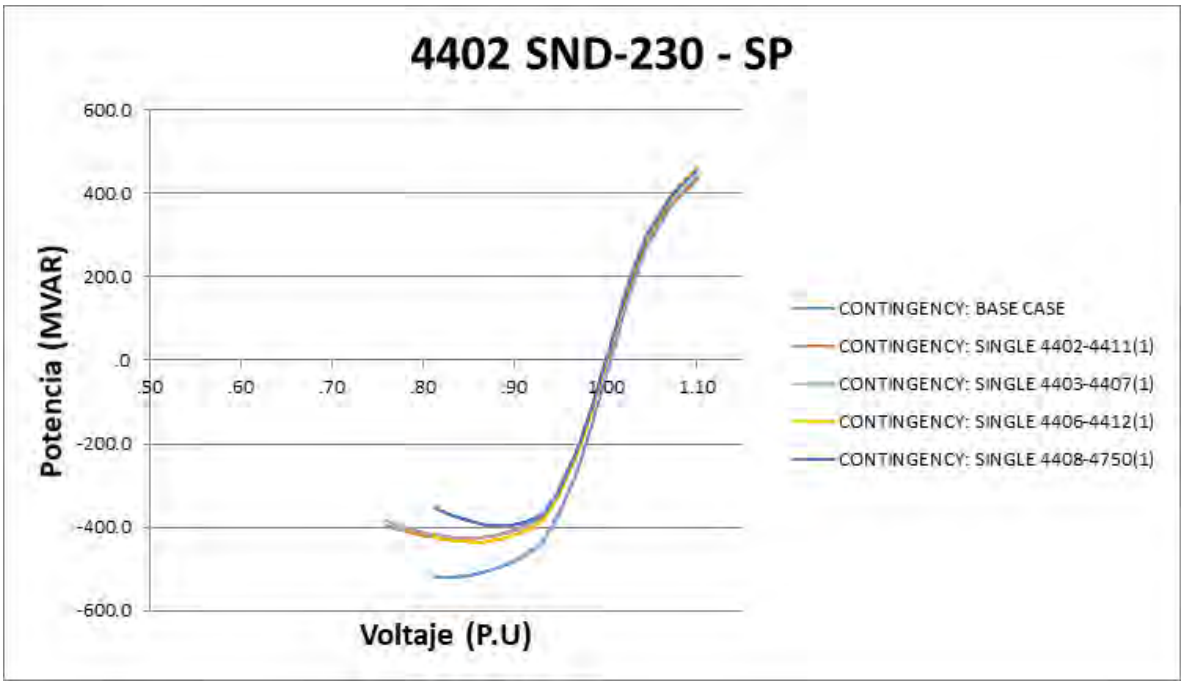
Gráfica 209: Nodo 4401 Sin Proyecto



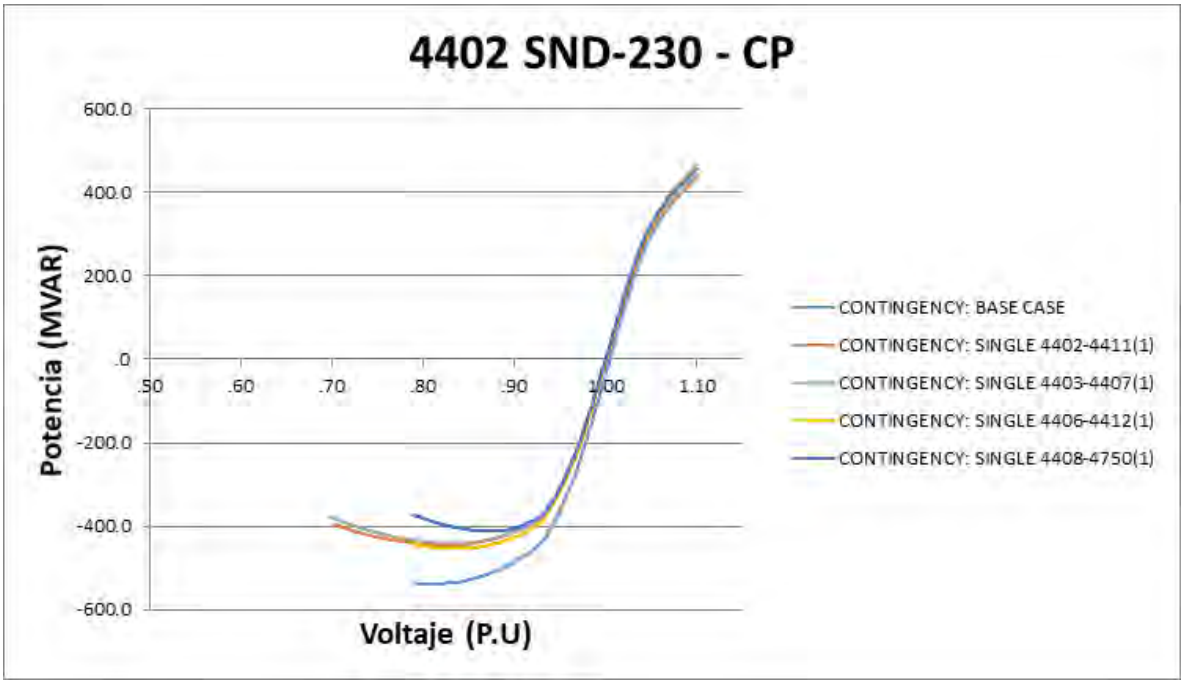
Gráfica 210: Nodo 4401 Con Proyecto



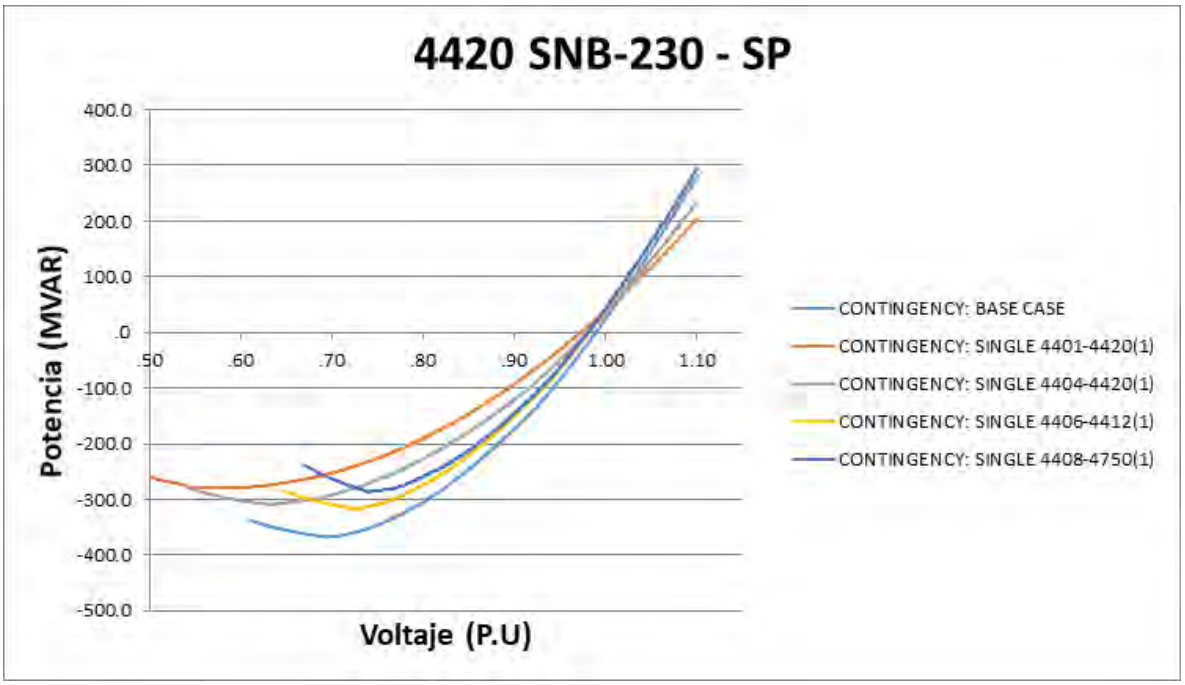
Gráfica 211: Nodo 4402 Sin Proyecto



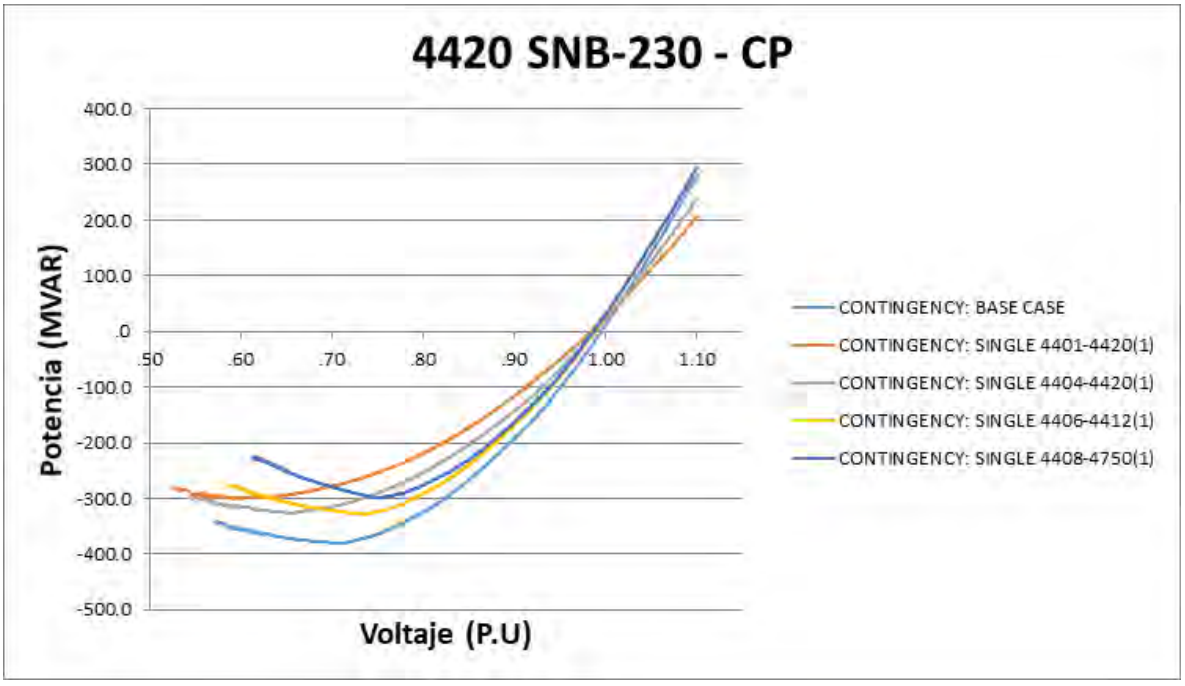
Gráfica 212: Nodo 4402 Con Proyecto



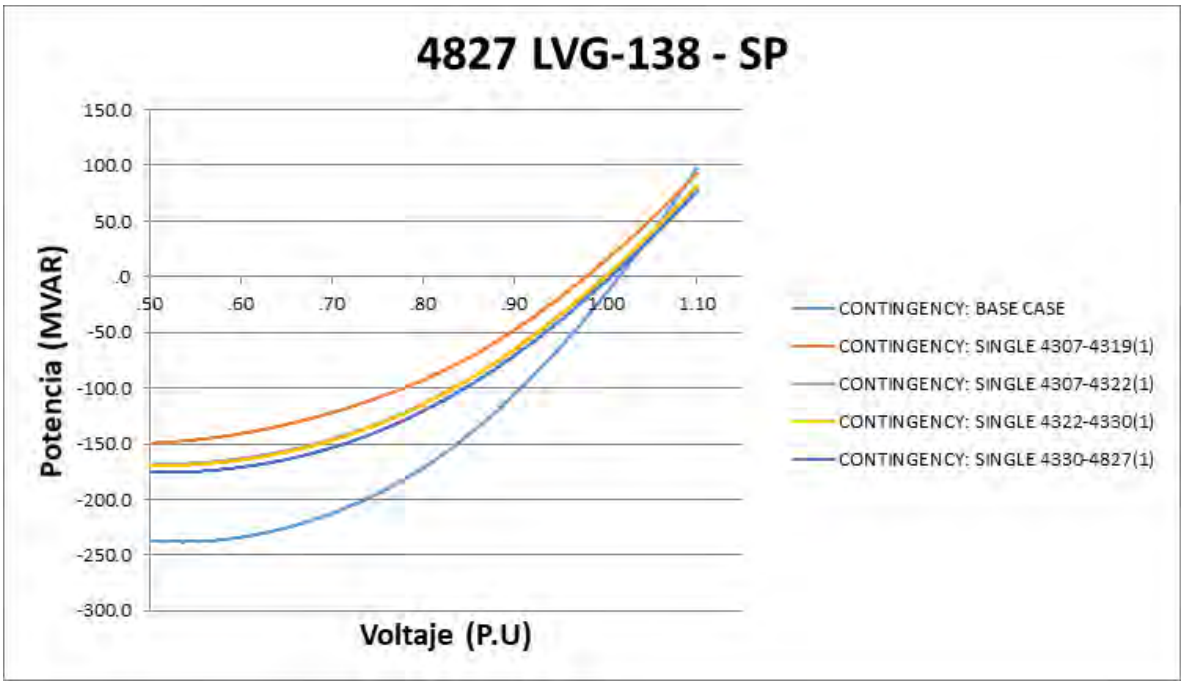
Gráfica 213: Nodo 4420 Sin Proyecto



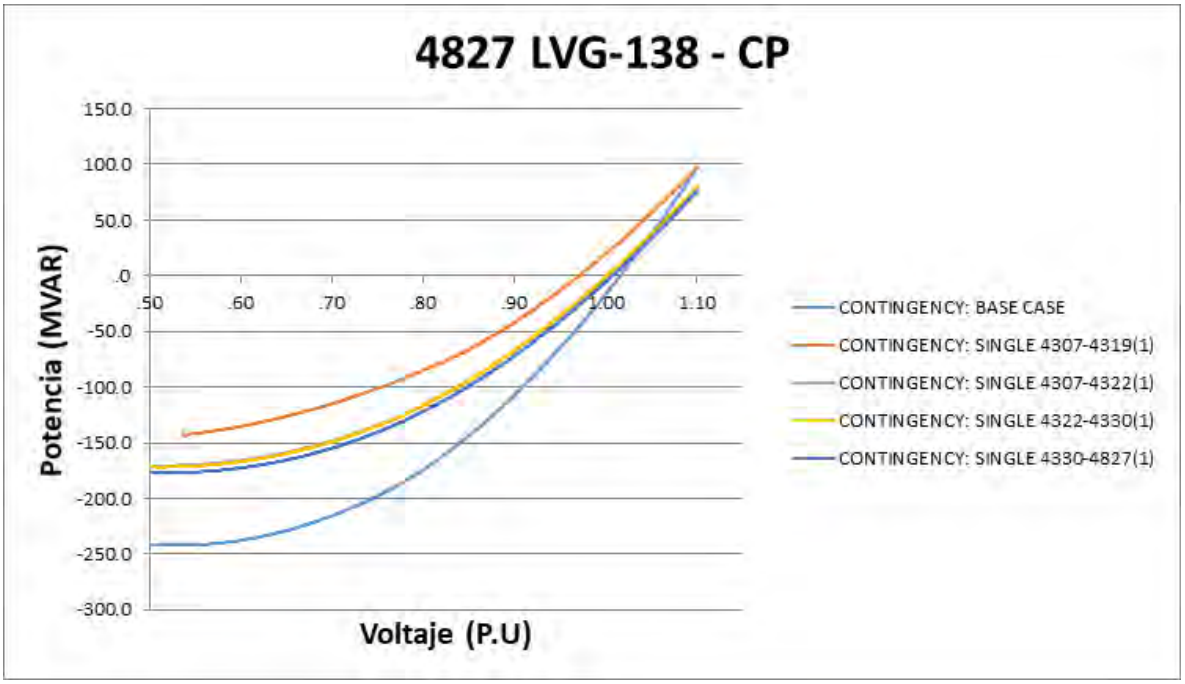
Gráfica 214: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 215: Nodo 4827 Sin Proyecto

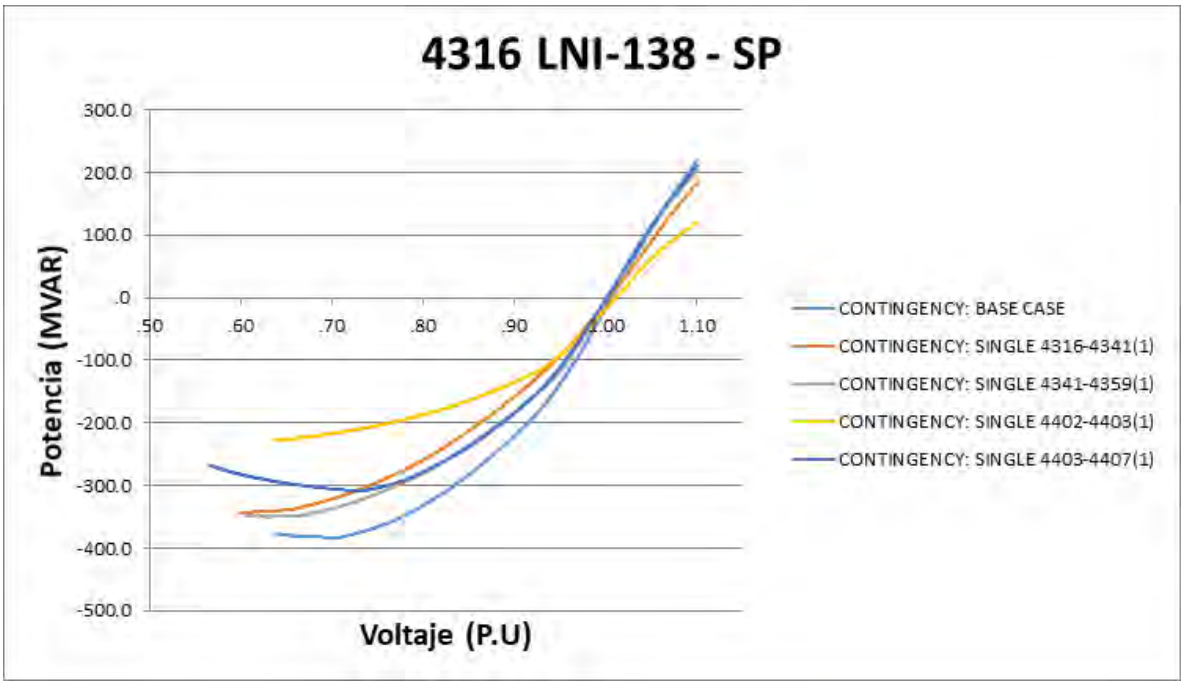


Gráfica 216: Nodo 4827 Con Proyecto

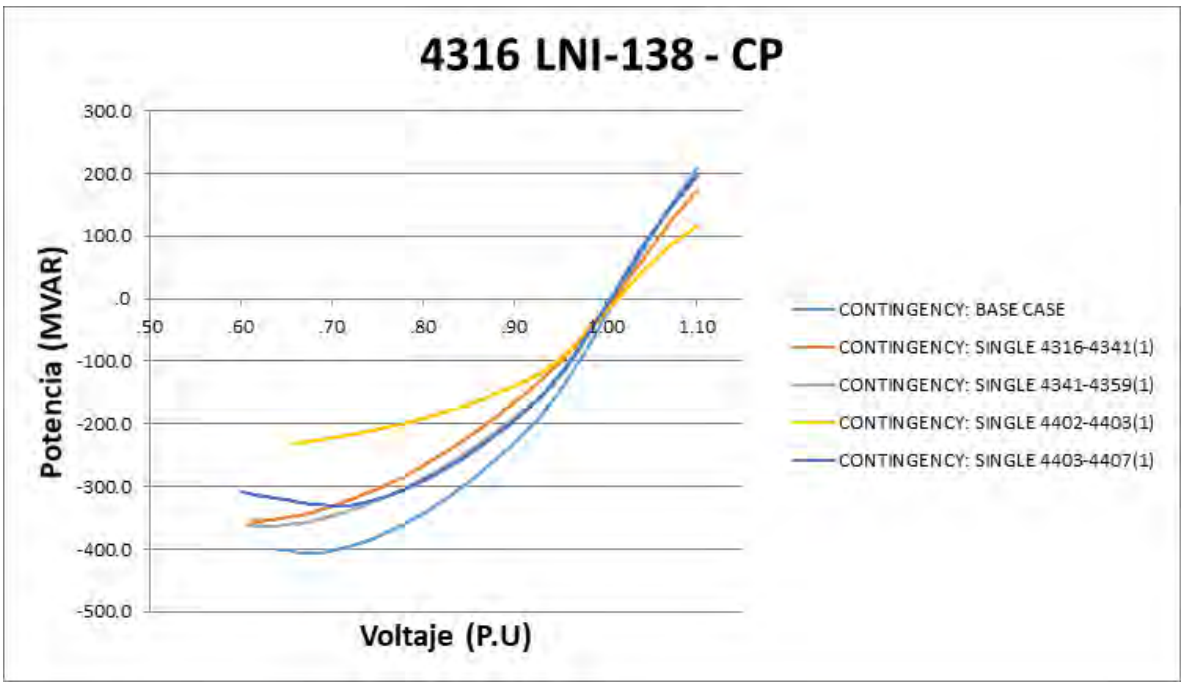


- **Escenario Invierno demanda media sin intercambios**

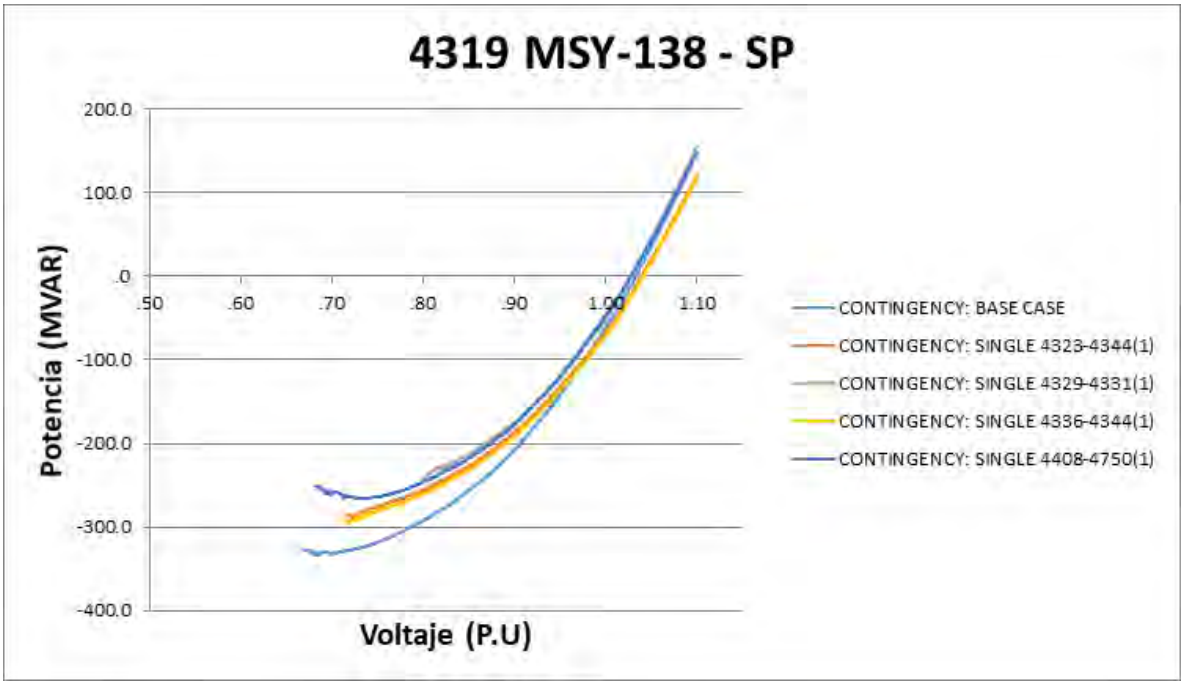
Gráfica 217: Nodo 4316 Sin Proyecto



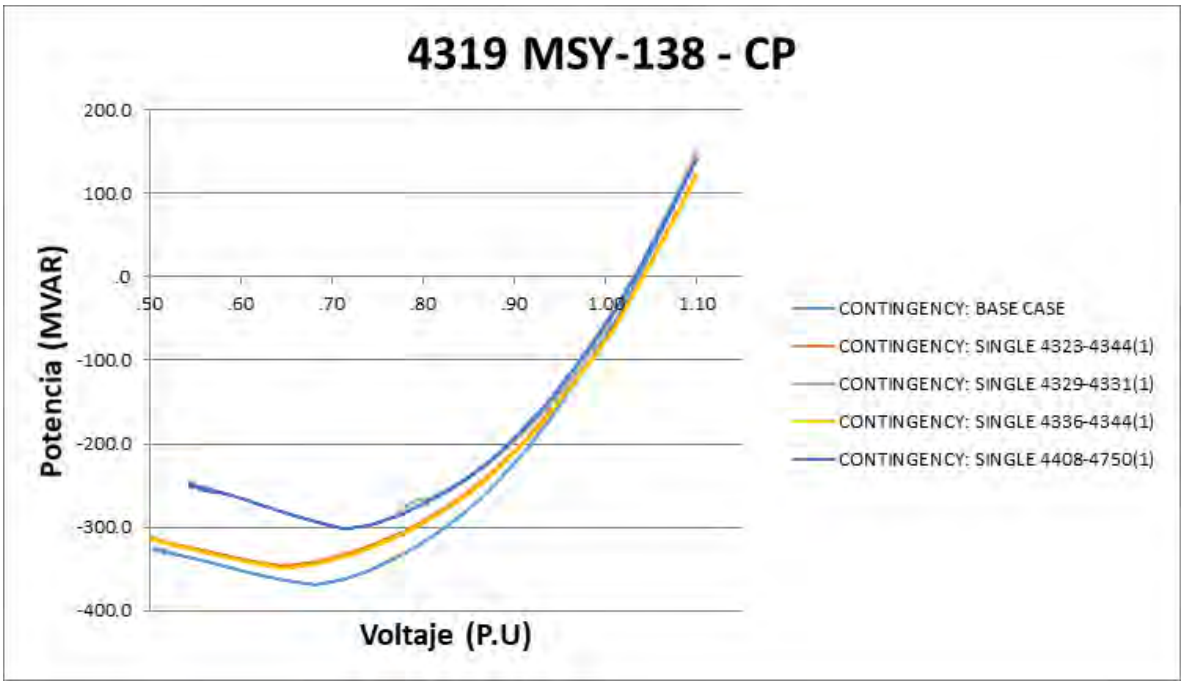
Gráfica 218: Nodo 4316 Con Proyecto



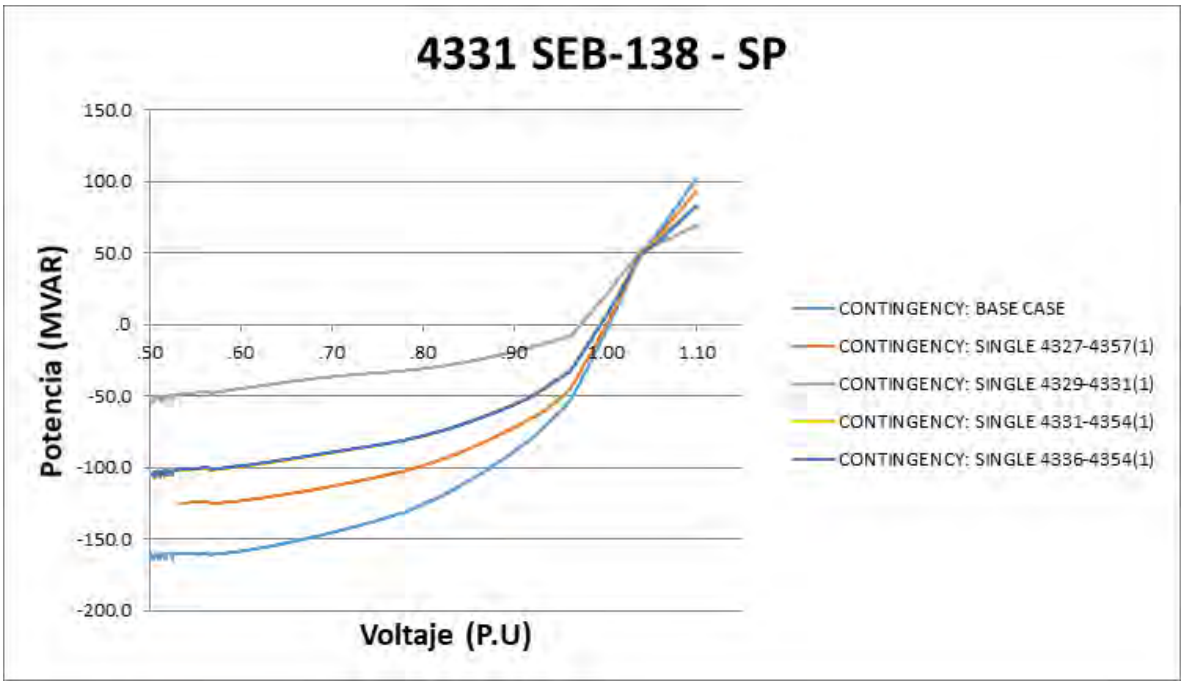
Gráfica 219: Nodo 4319 Sin Proyecto



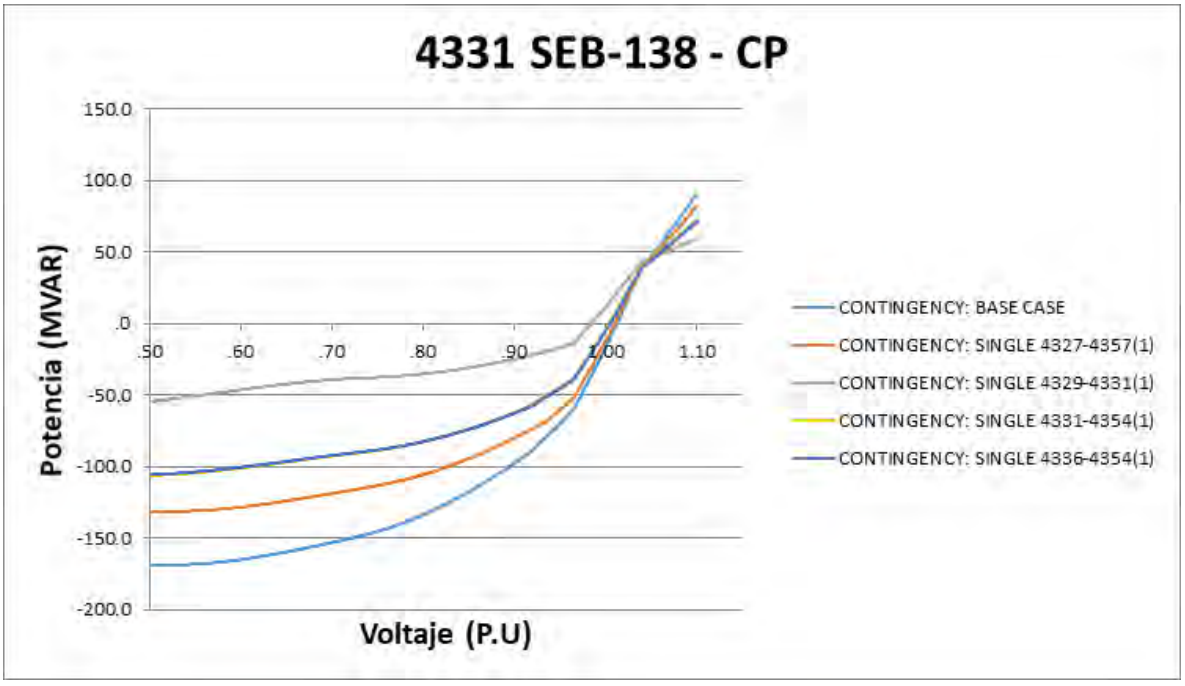
Gráfica 220: Nodo 4319 Con Proyecto



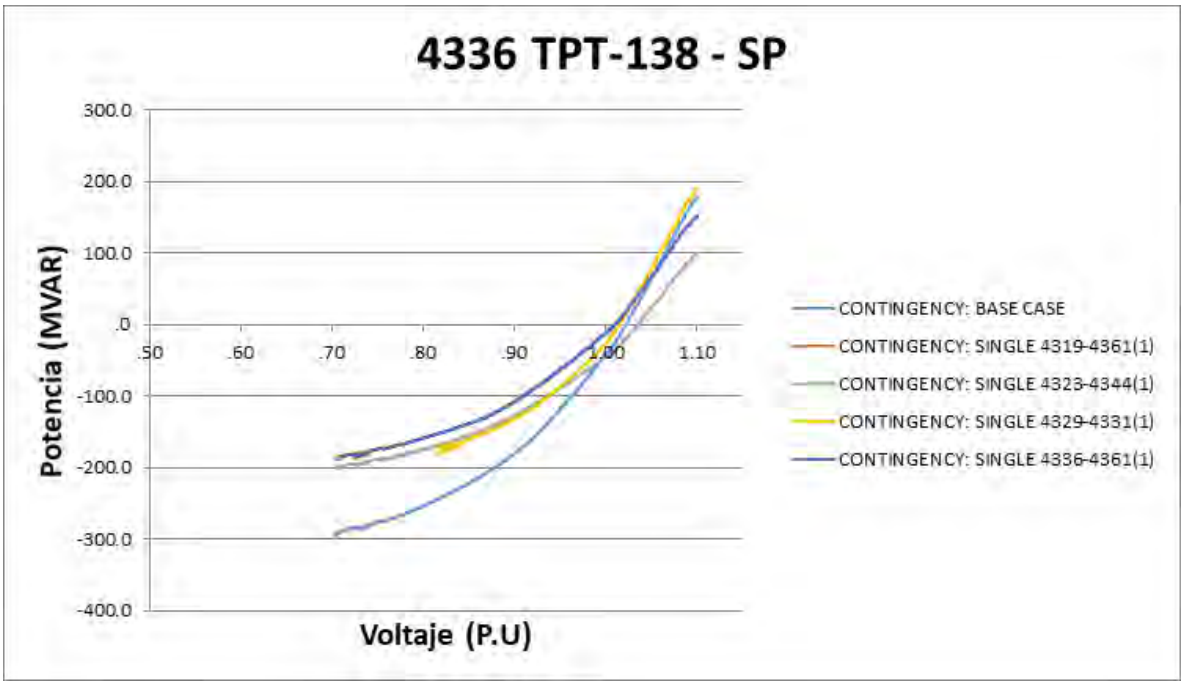
Gráfica 221: Nodo 4331 Sin Proyecto



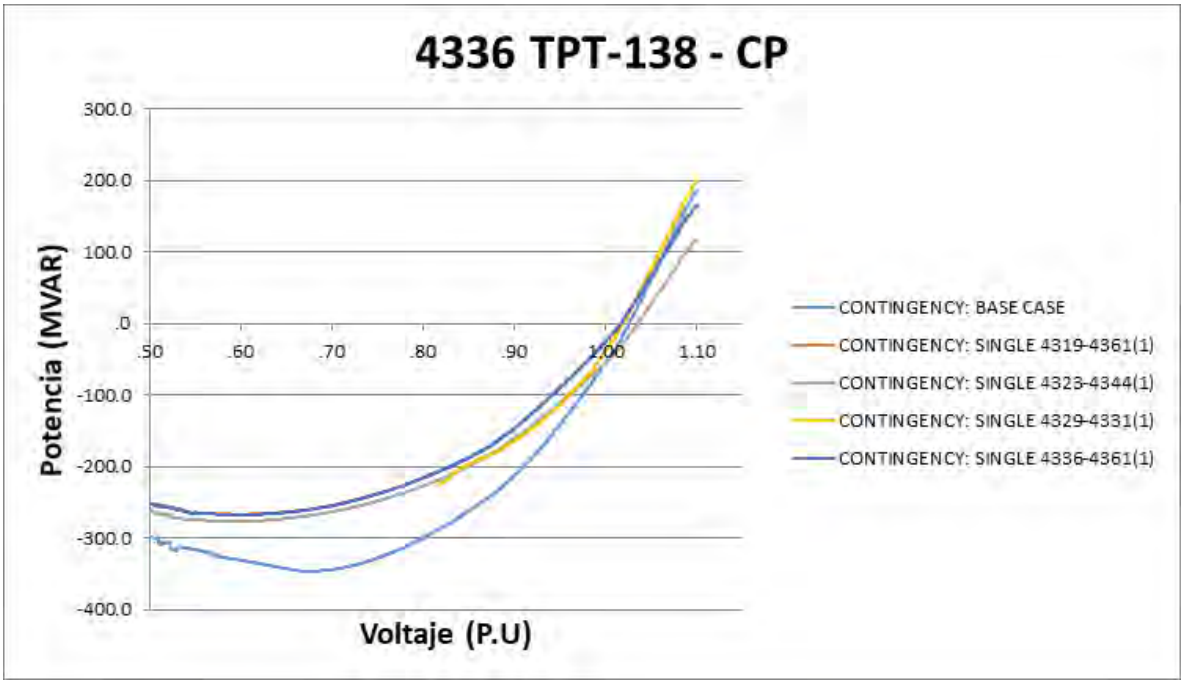
Gráfica 222: Nodo 4331 Con Proyecto



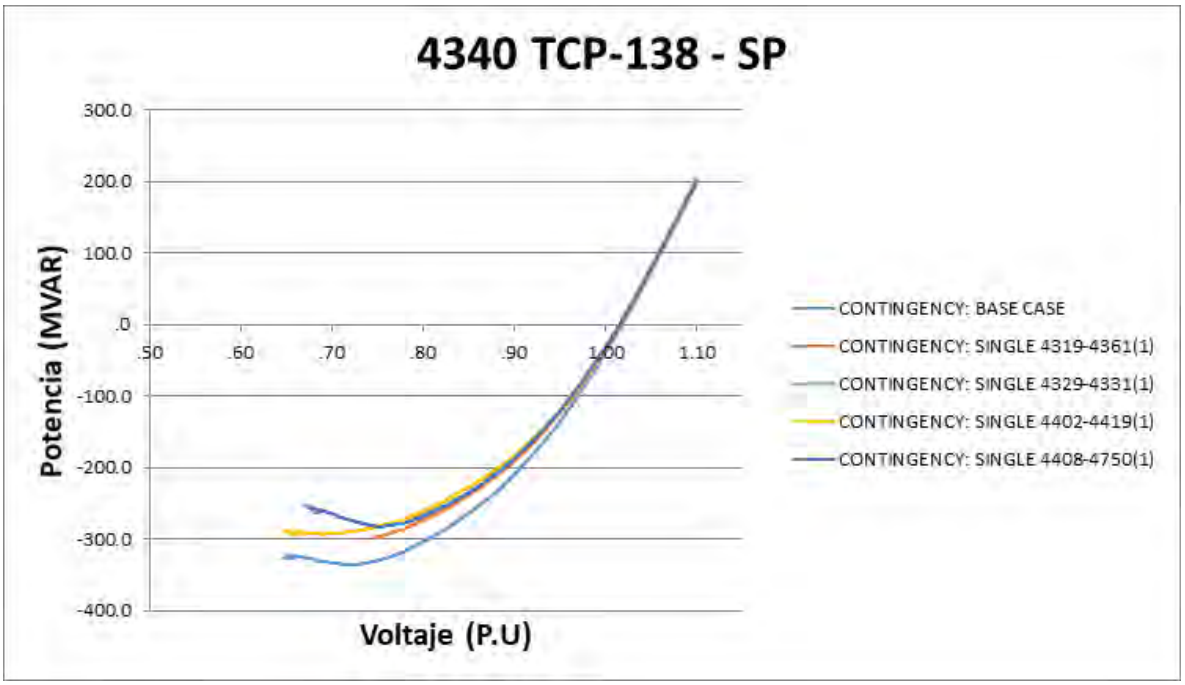
Gráfica 223: Nodo 4336 Sin Proyecto



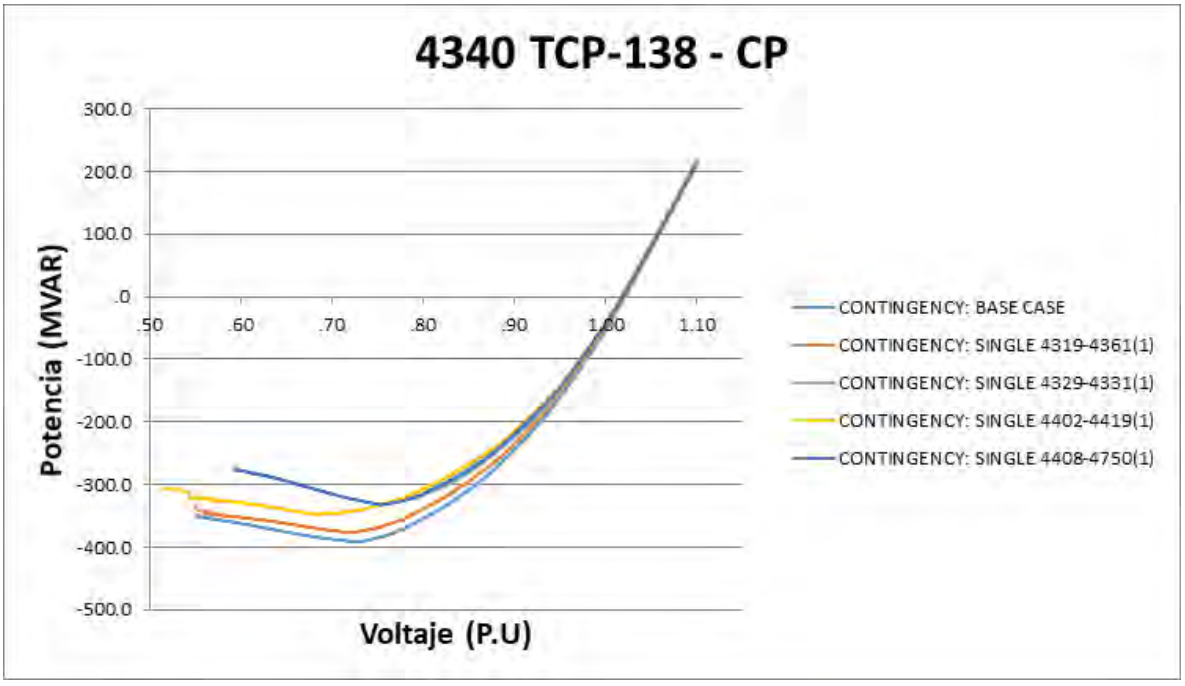
Gráfica 224: Nodo 4336 Con Proyecto



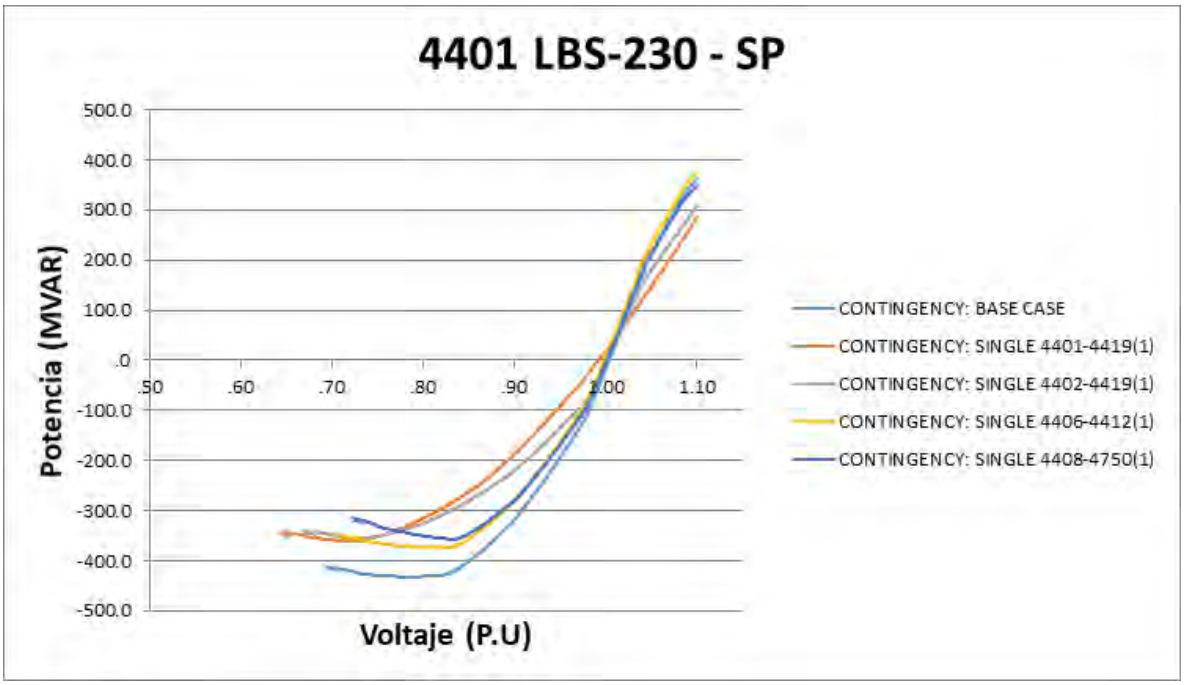
Gráfica 225: Nodo 4340 Sin Proyecto



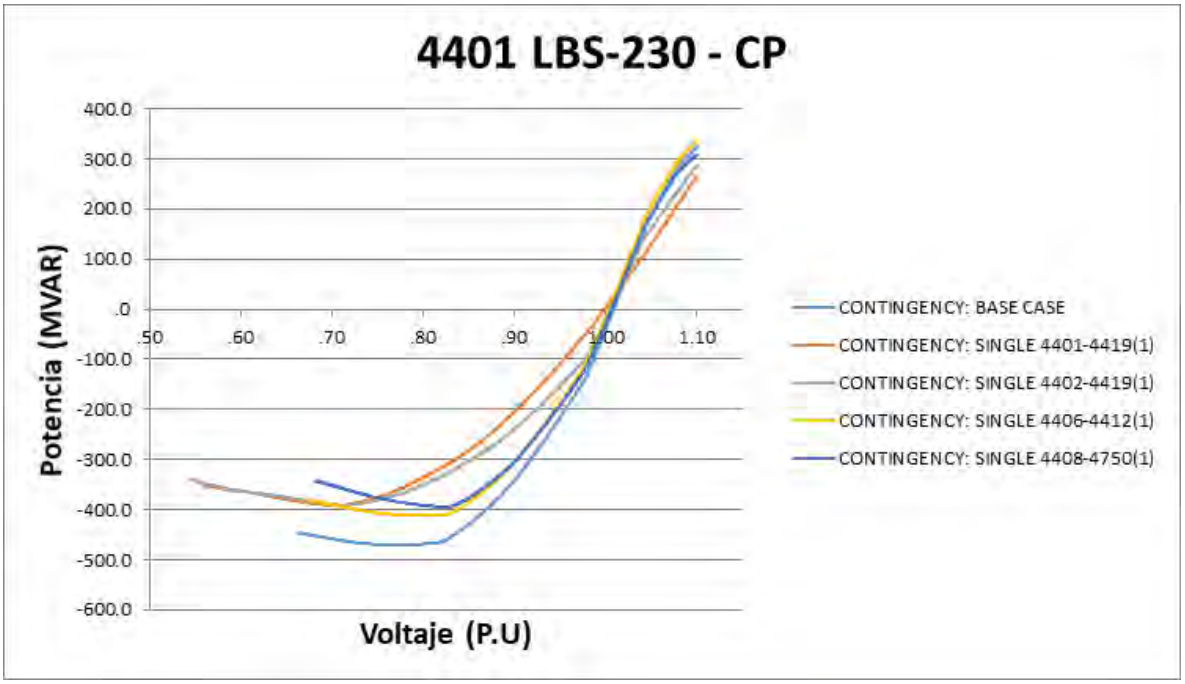
Gráfica 226: Nodo 4340 Con Proyecto



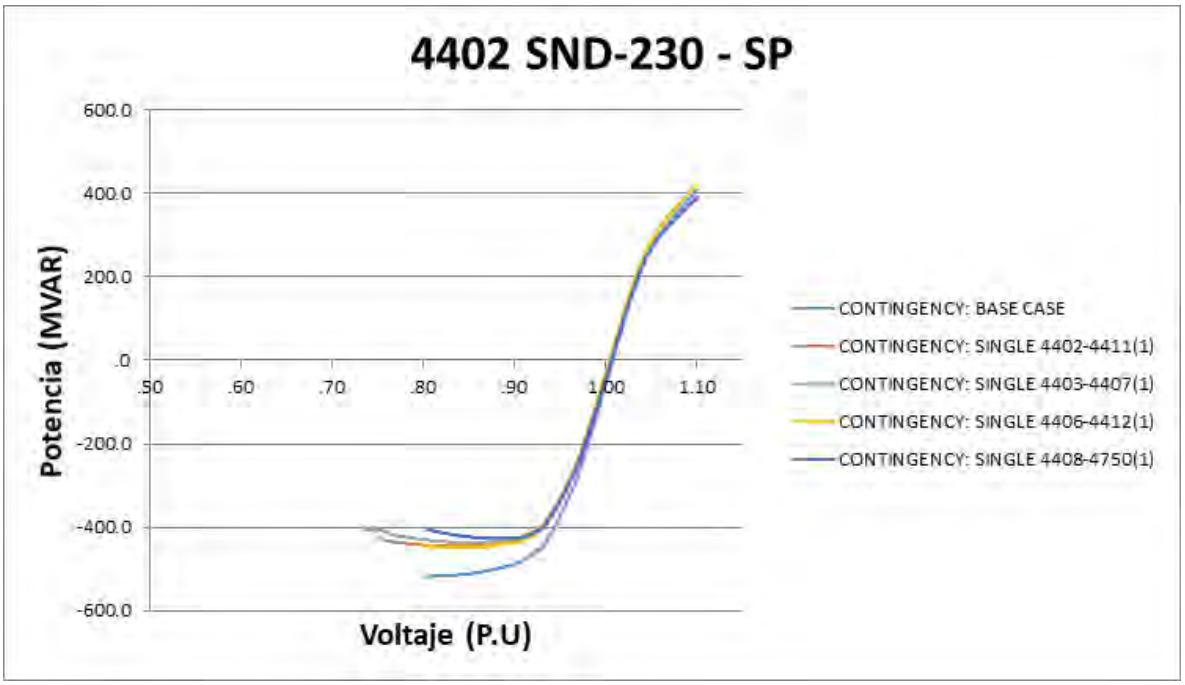
Gráfica 227: Nodo 4401 Sin Proyecto



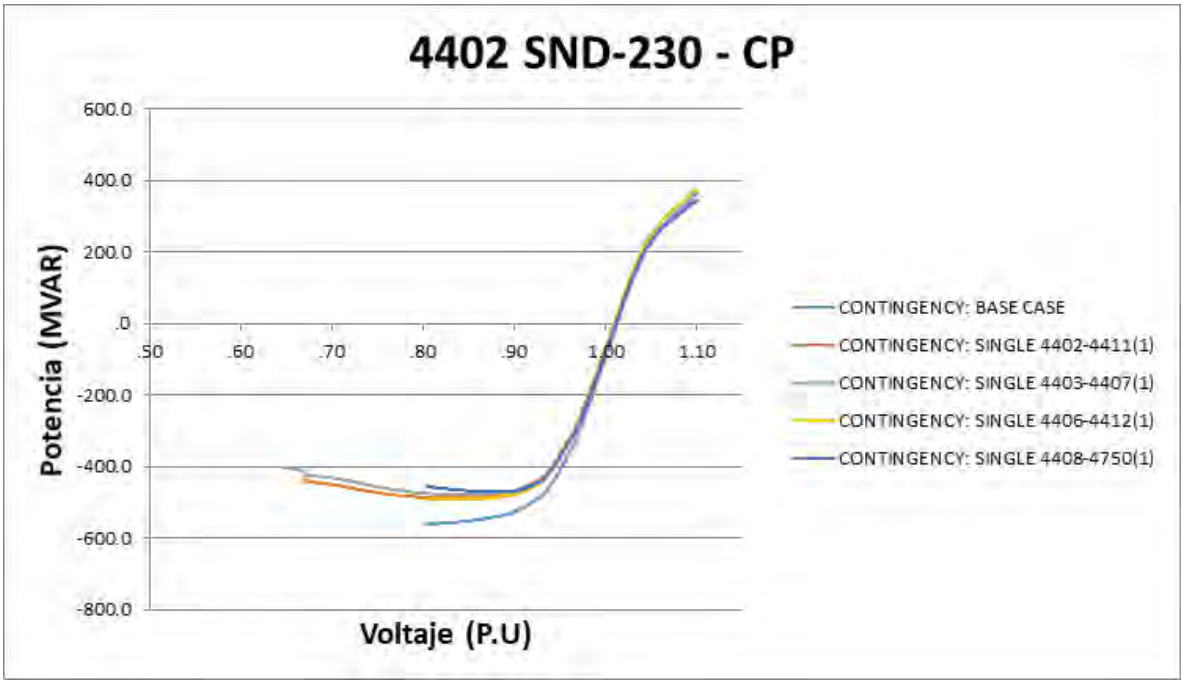
Gráfica 228: Nodo 4401 Con Proyecto



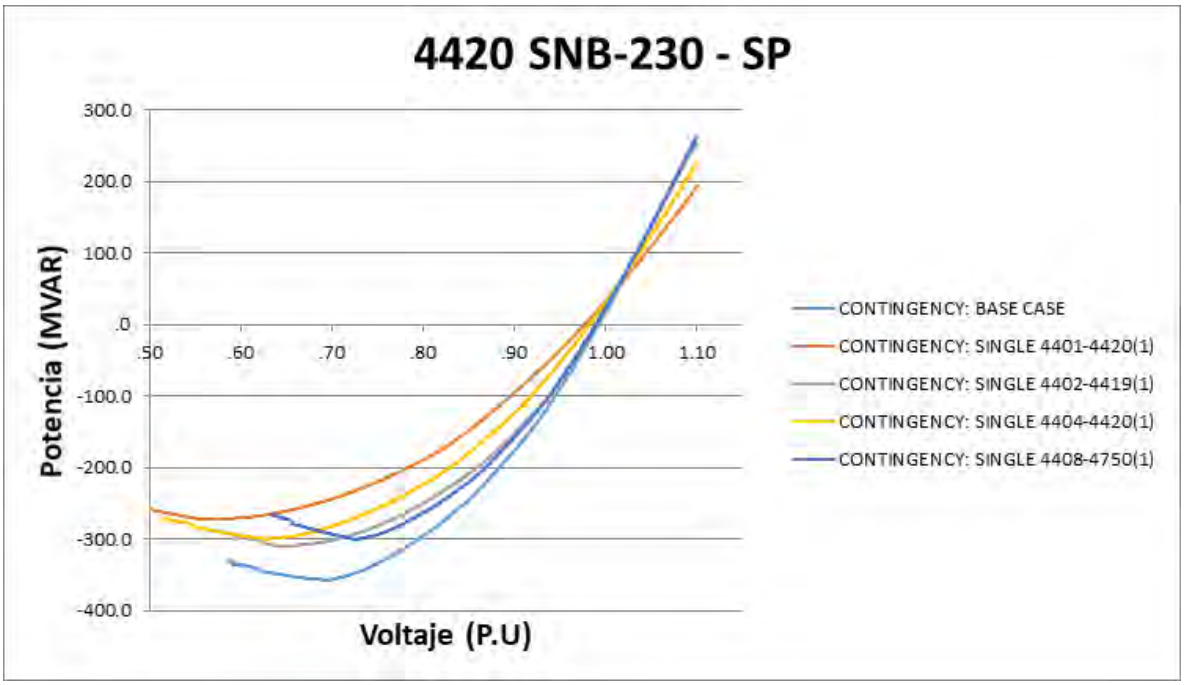
Gráfica 229: Nodo 4402 Sin Proyecto



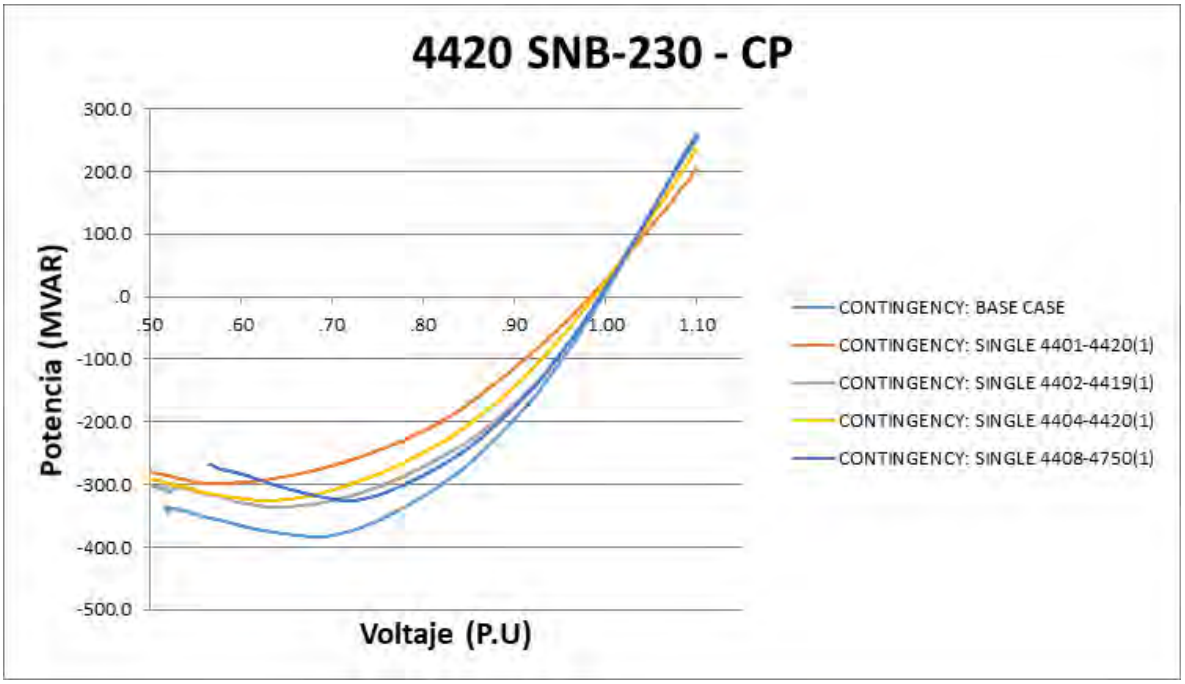
Gráfica 230: Nodo 4402 Con Proyecto



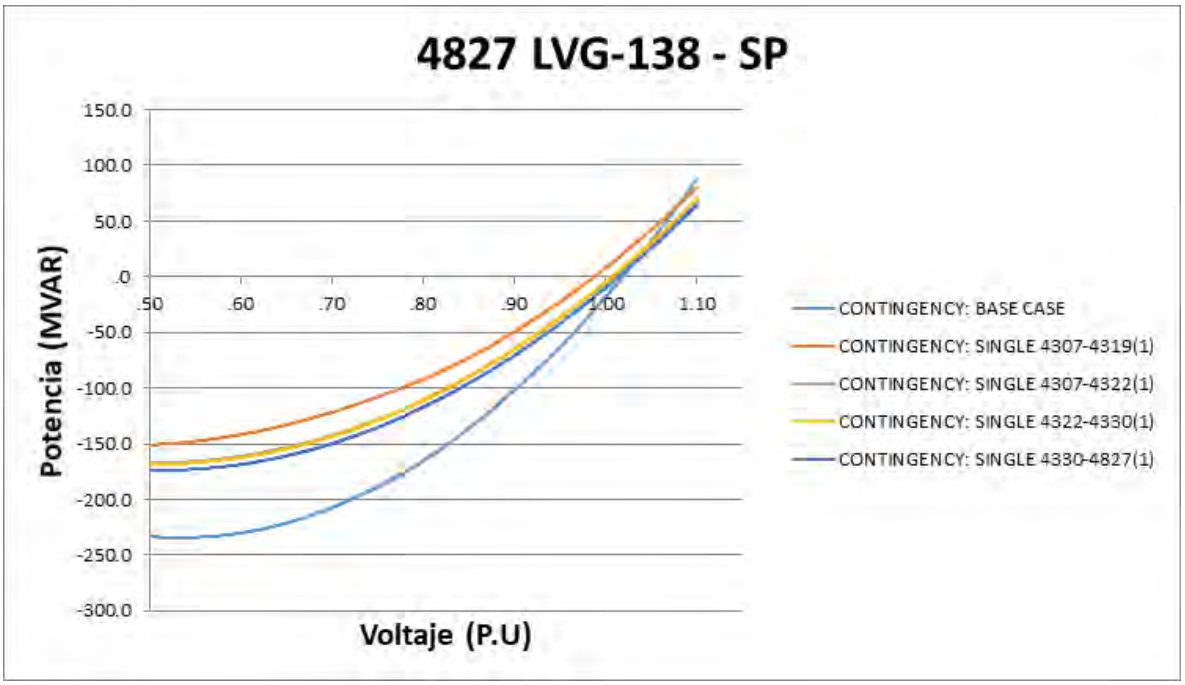
Gráfica 231: Nodo 4420 Sin Proyecto



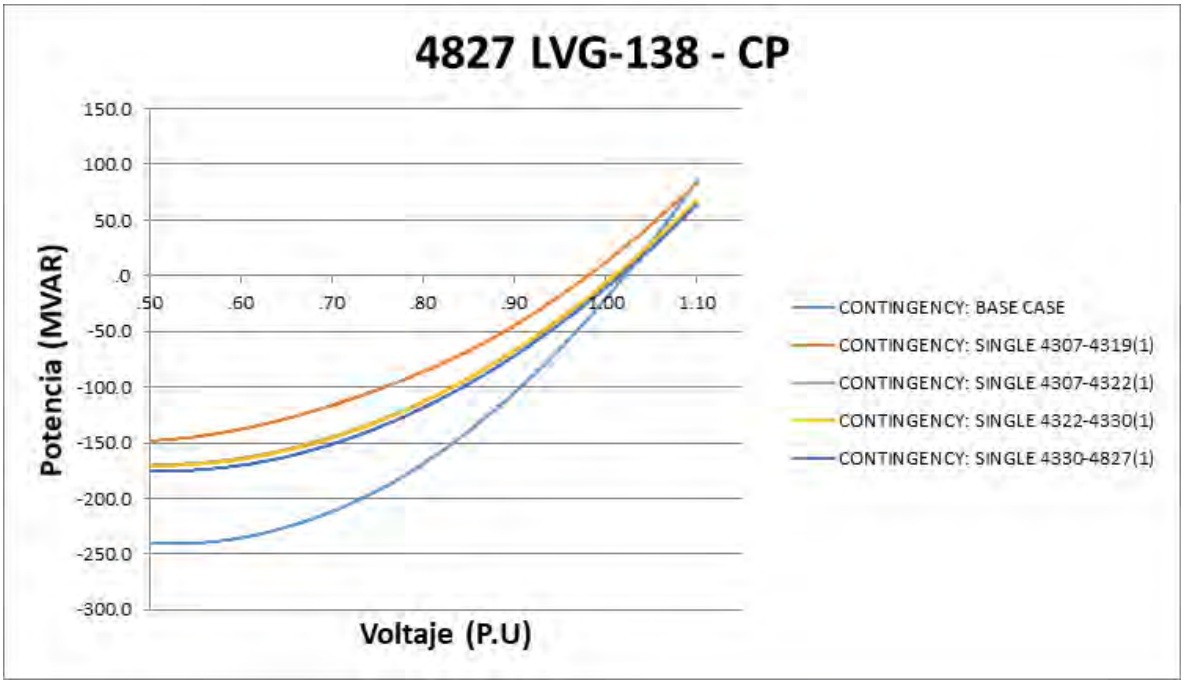
Gráfica 232: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 233: Nodo 4827 Sin Proyecto

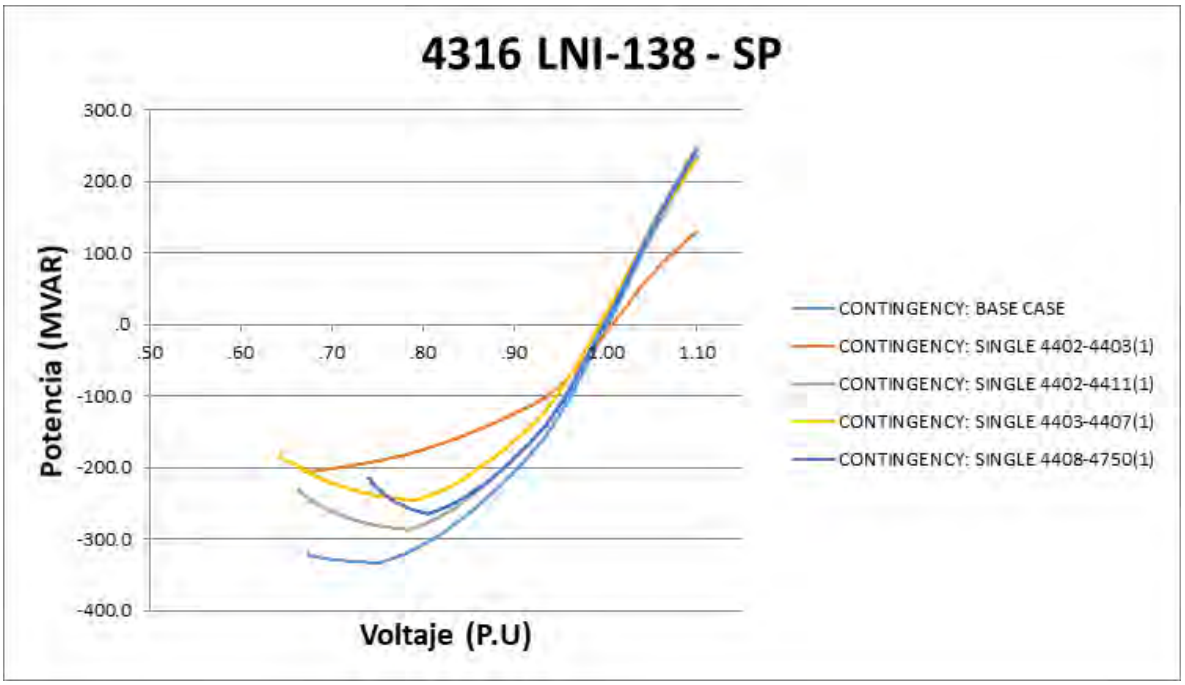


Gráfica 234: Nodo 4827 Con Proyecto

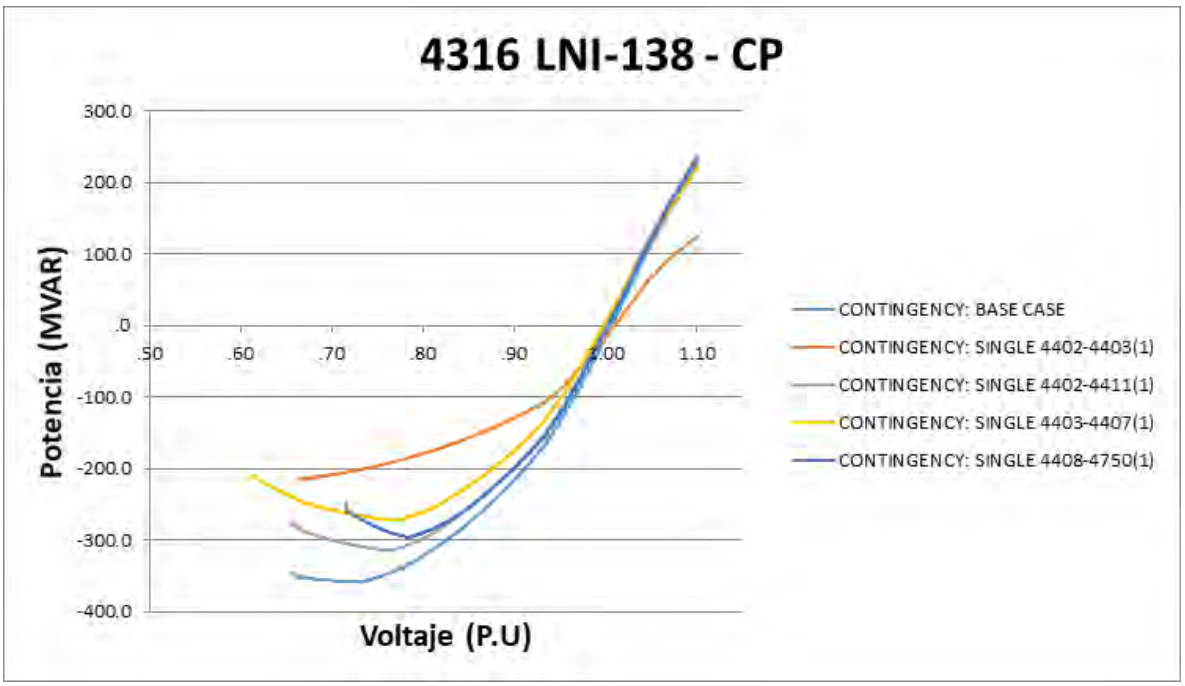


- **Escenario Invierno demanda media Porteo Norte - Sur 190 MW**

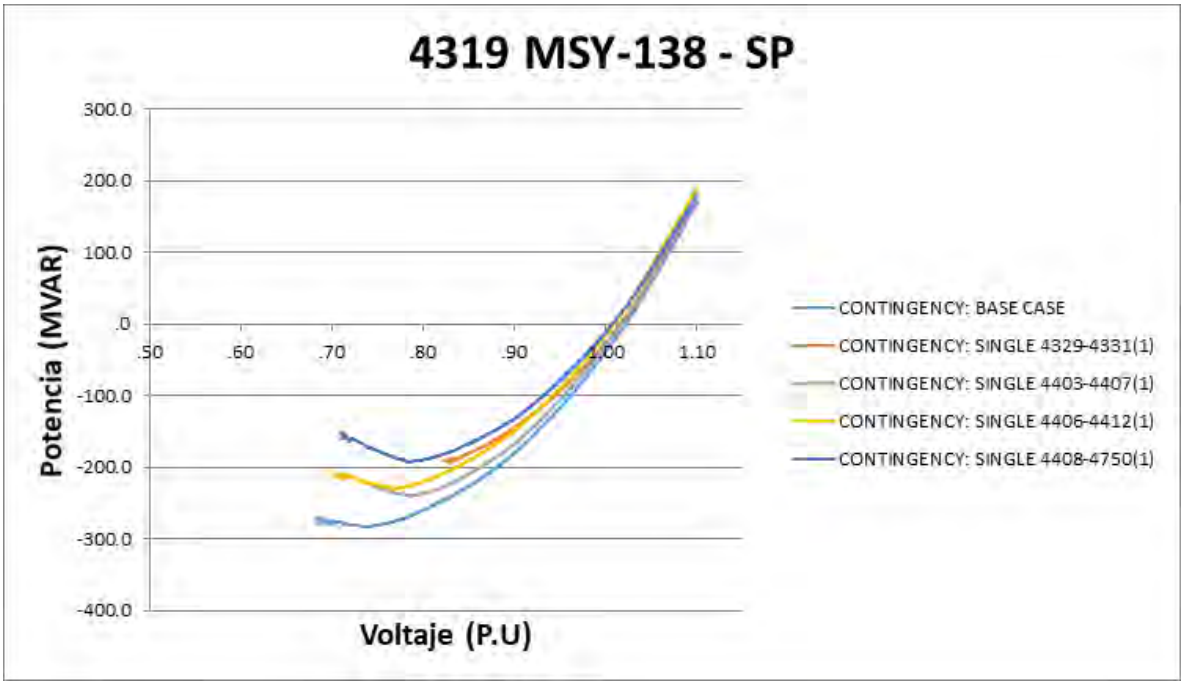
Gráfica 235: Nodo 4316 Sin Proyecto



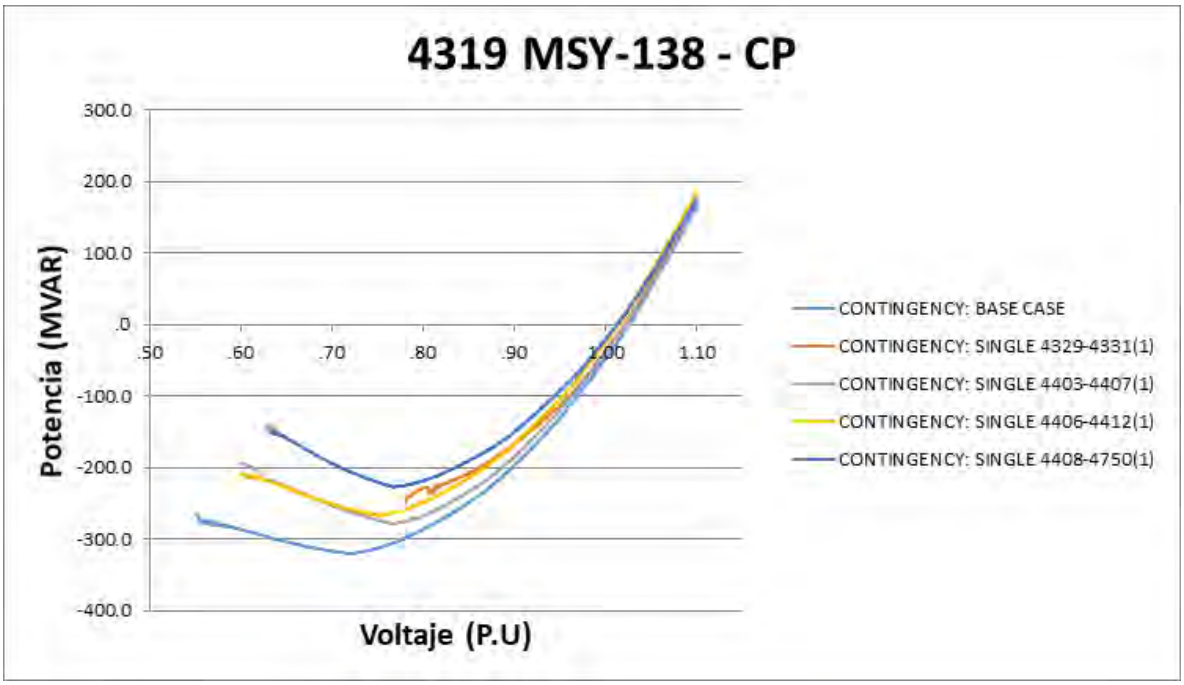
Gráfica 236: Nodo 4316 Con Proyecto



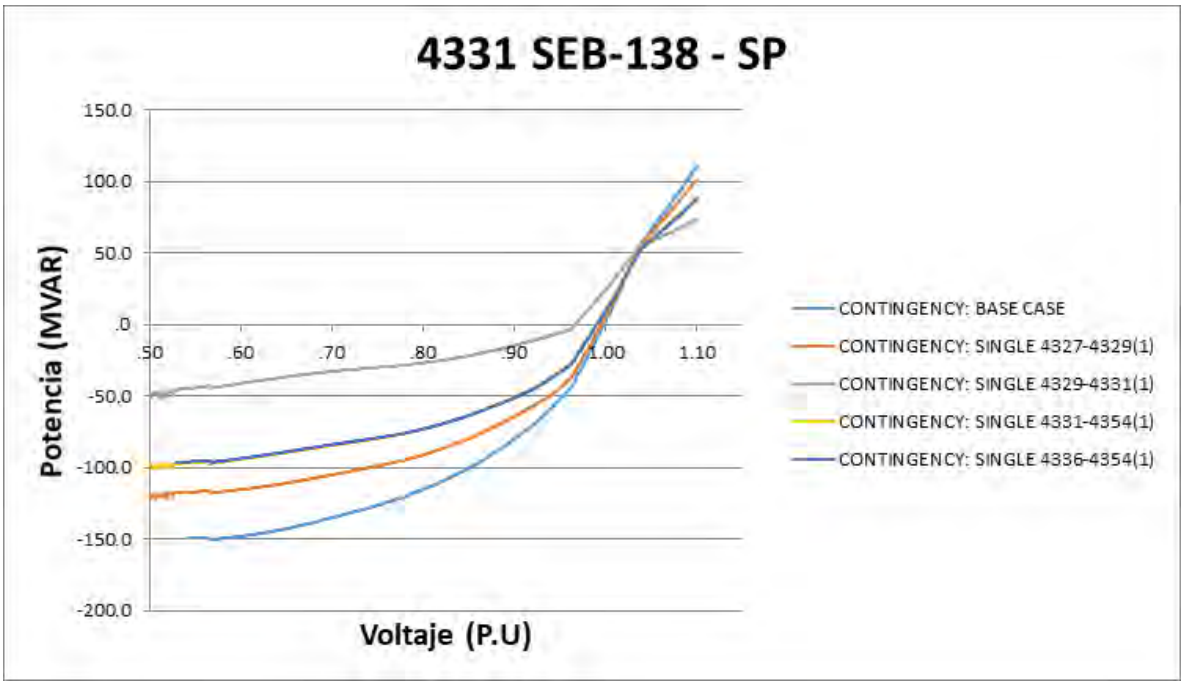
Gráfica 237: Nodo 4319 Sin Proyecto



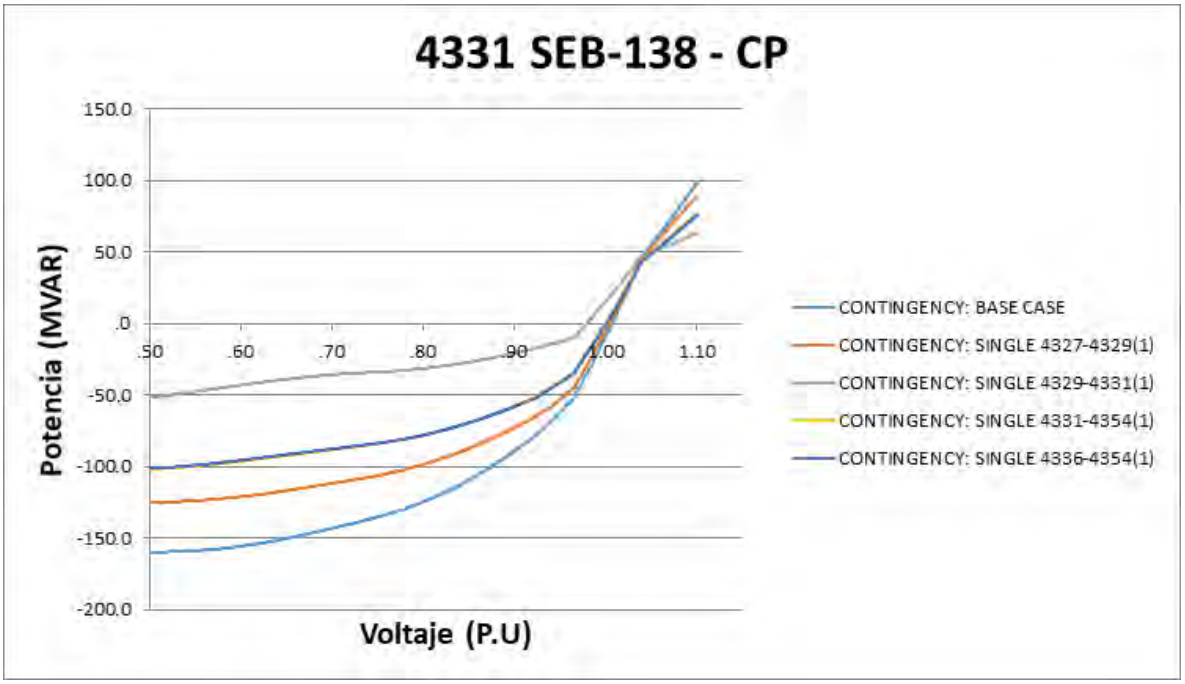
Gráfica 238: Nodo 4319 Con Proyecto



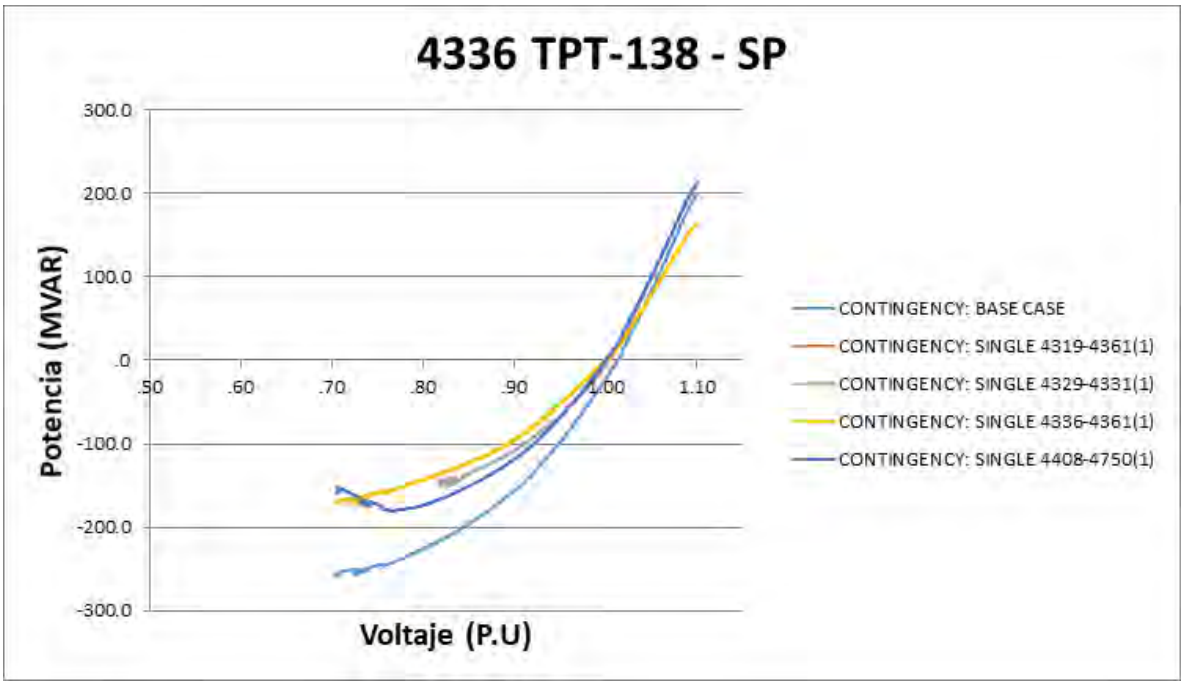
Gráfica 239: Nodo 4331 Sin Proyecto



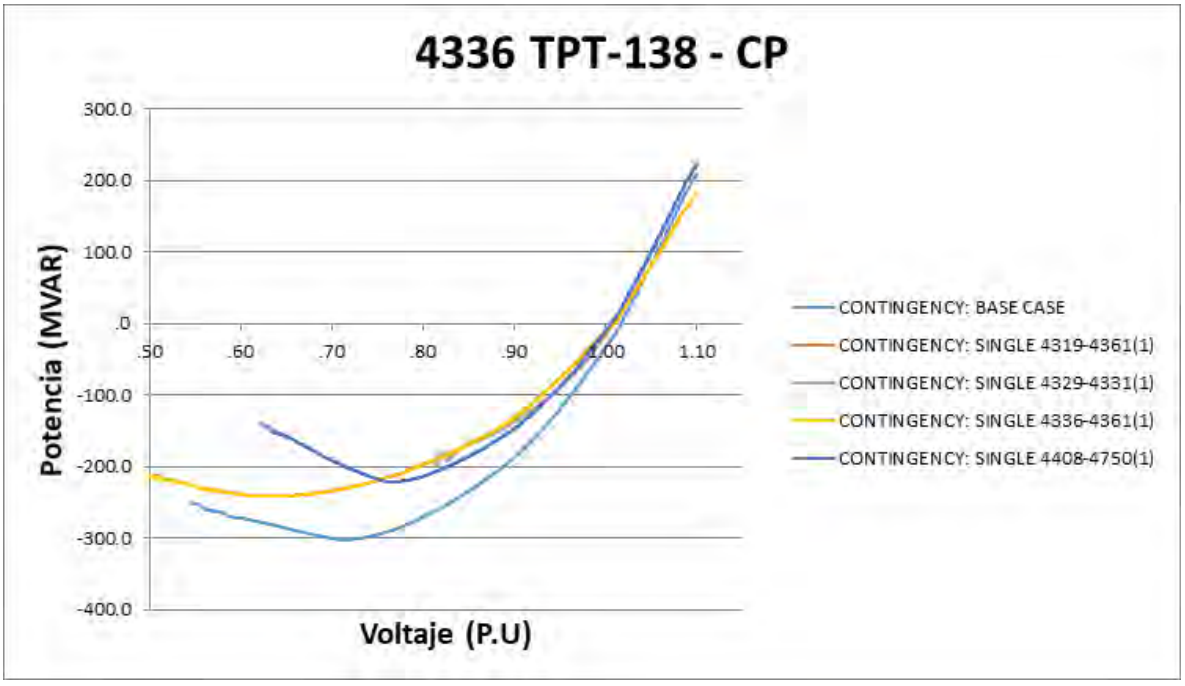
Gráfica 240: Nodo 4331 Con Proyecto



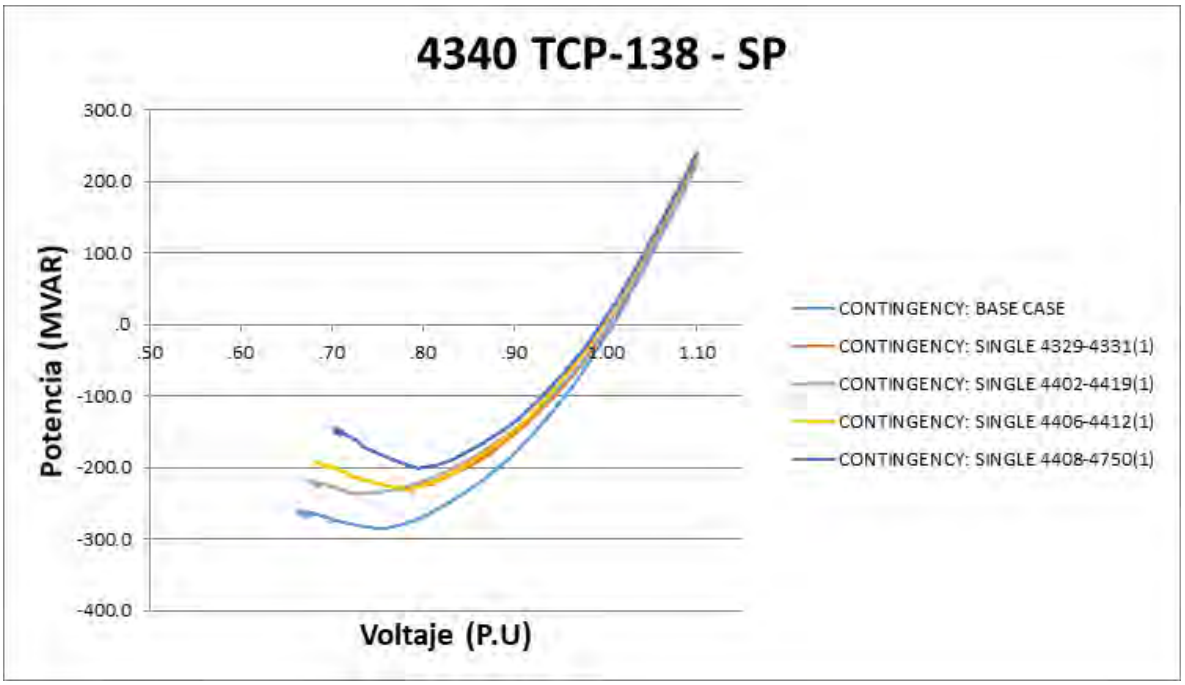
Gráfica 241: Nodo 4336 Sin Proyecto



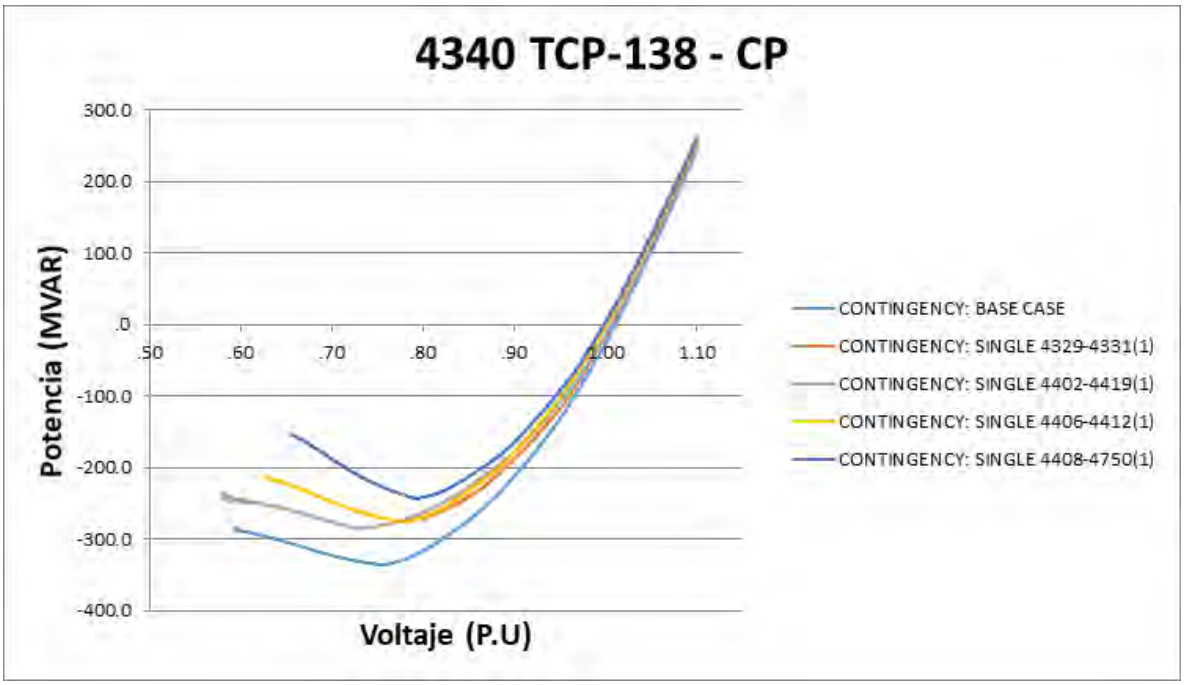
Gráfica 242: Nodo 4336 Con Proyecto



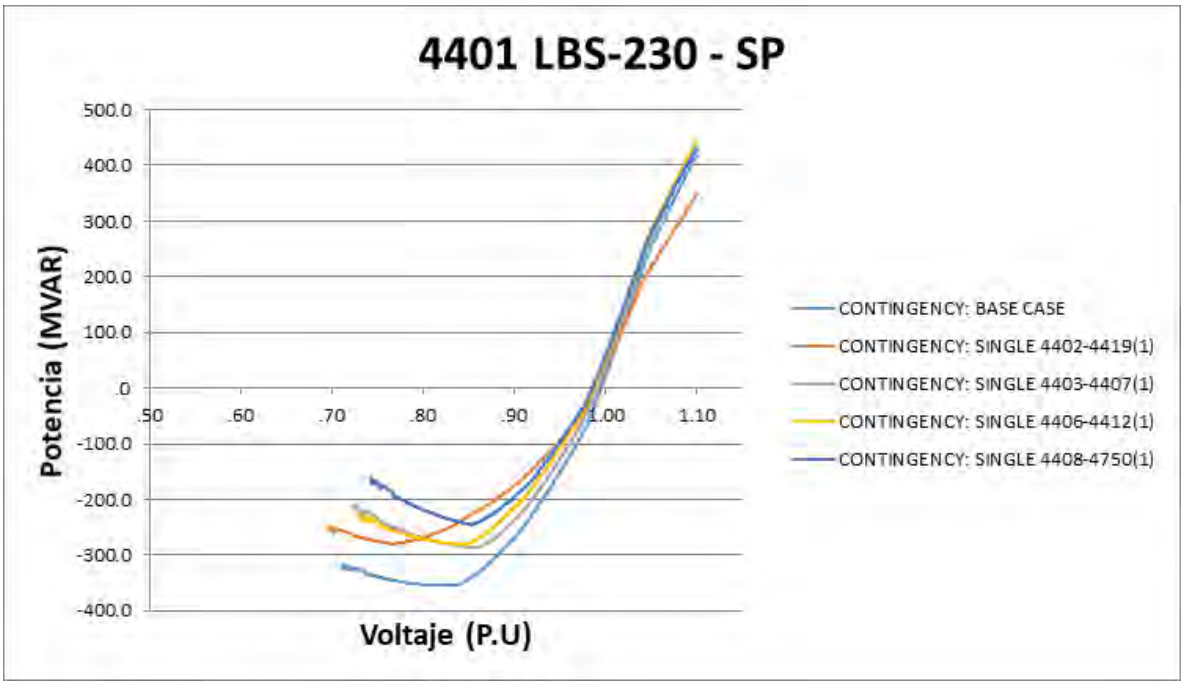
Gráfica 243: Nodo 4340 Sin Proyecto



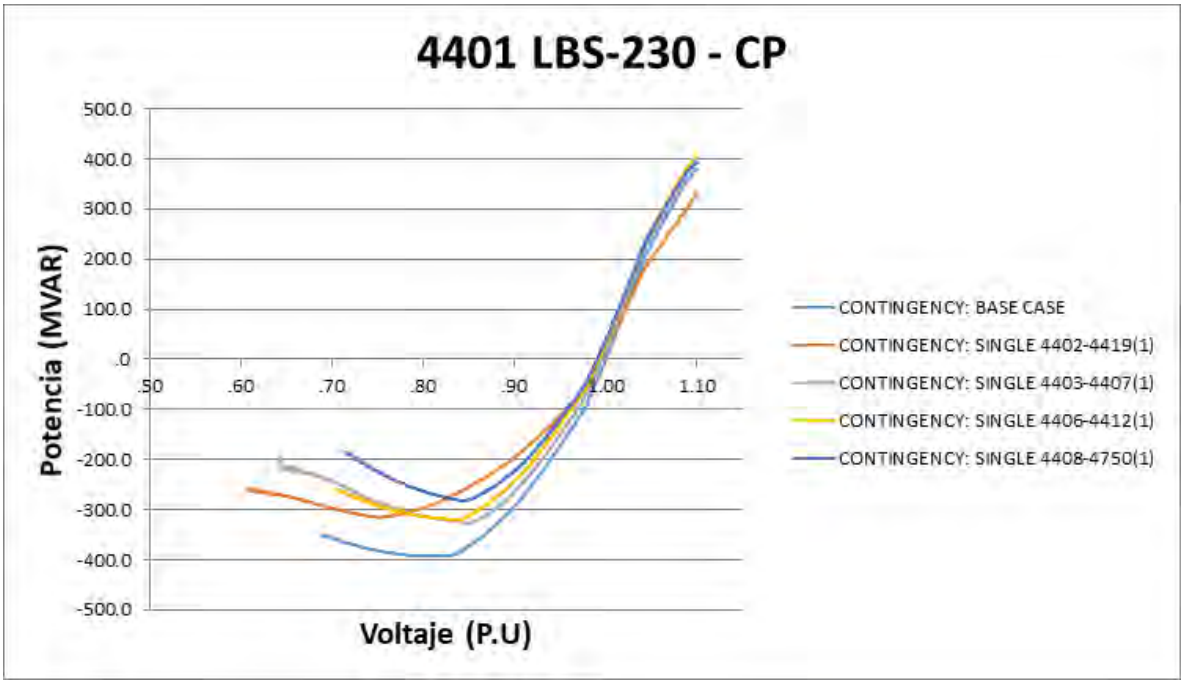
Gráfica 244: Nodo 4340 Con Proyecto



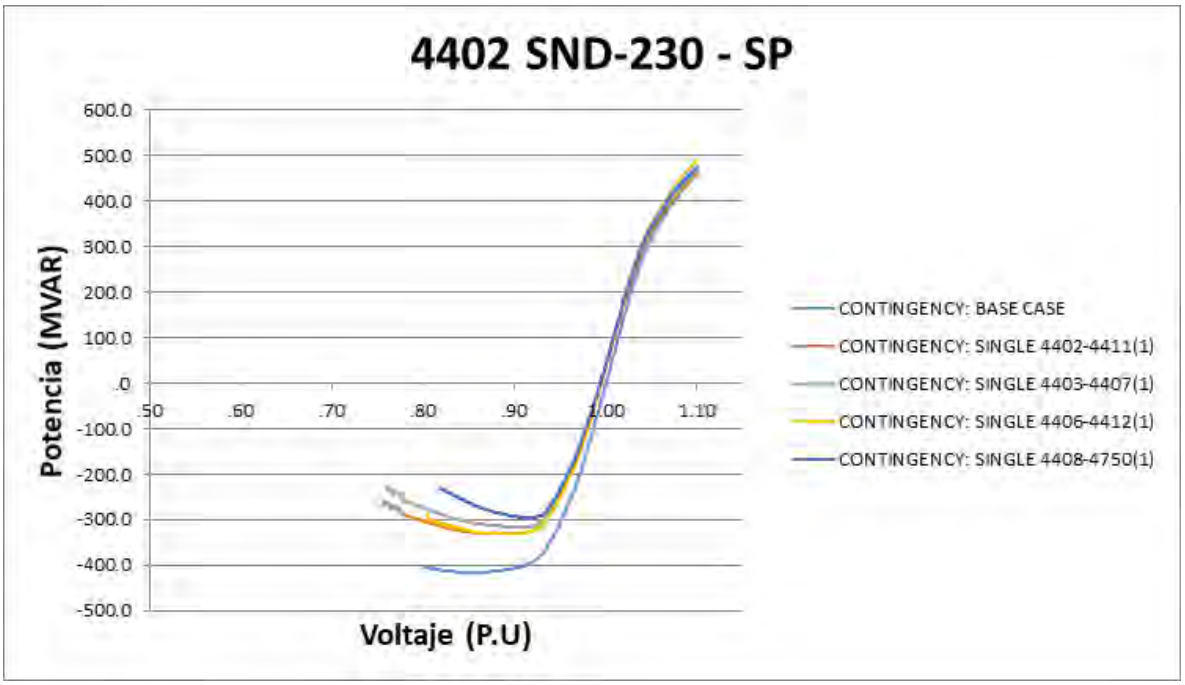
Gráfica 245: Nodo 4401 Sin Proyecto



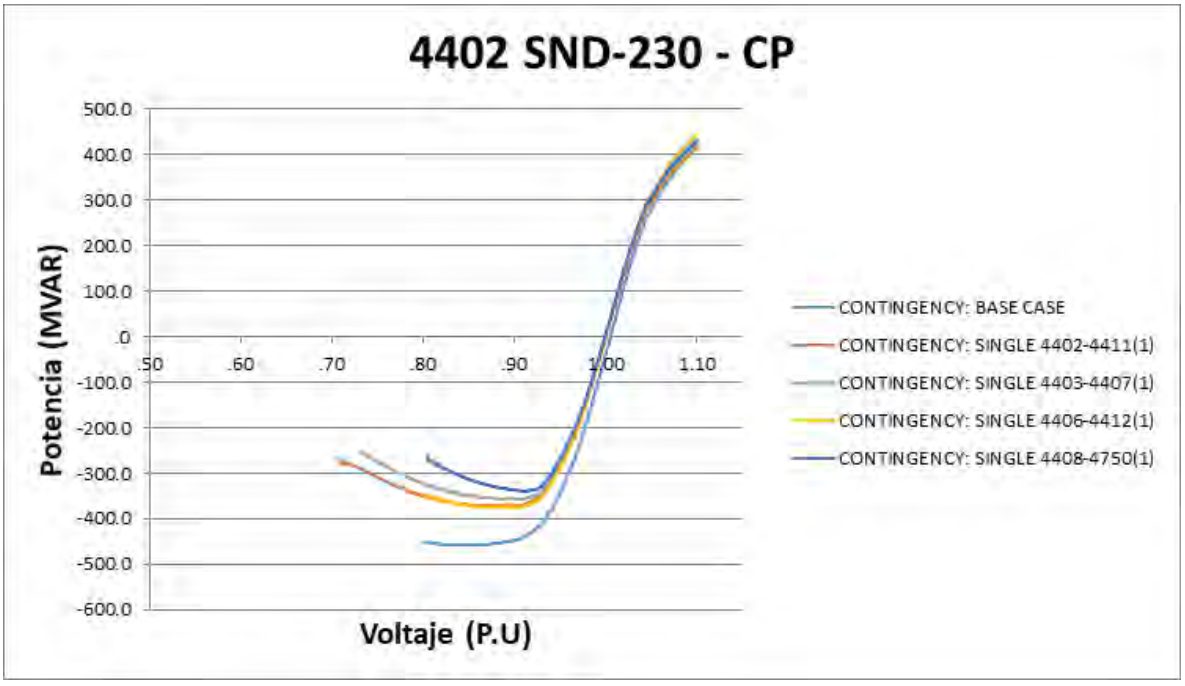
Gráfica 246: Nodo 4401 Con Proyecto



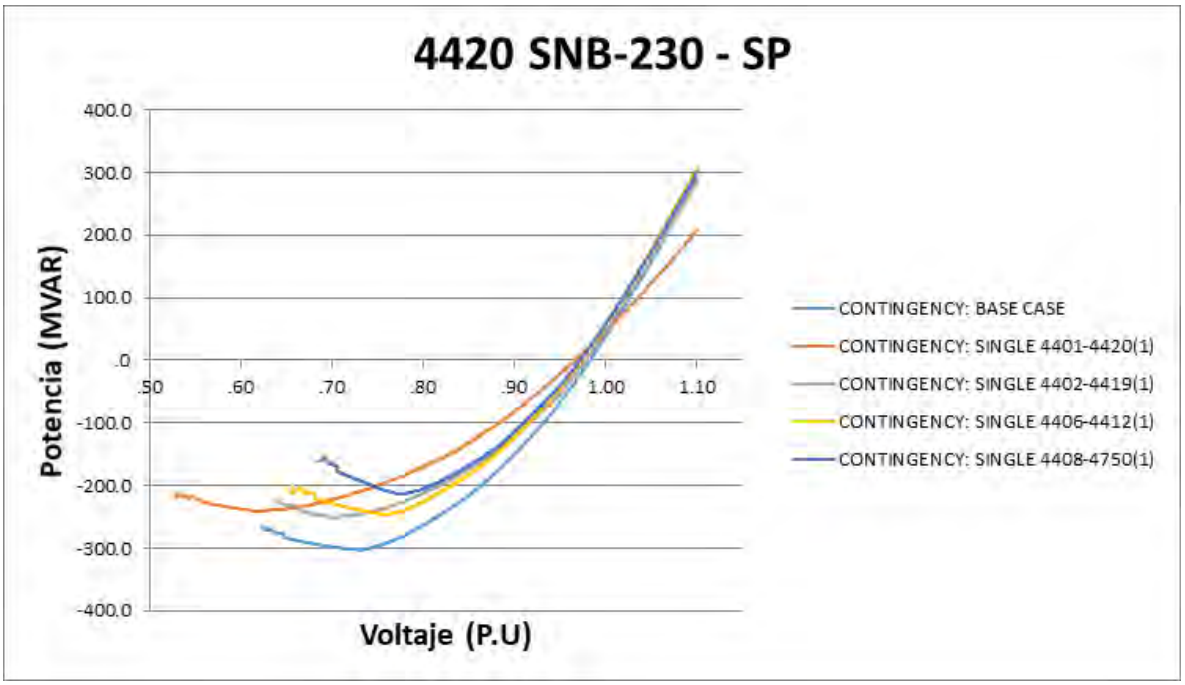
Gráfica 247: Nodo 4402 Sin Proyecto



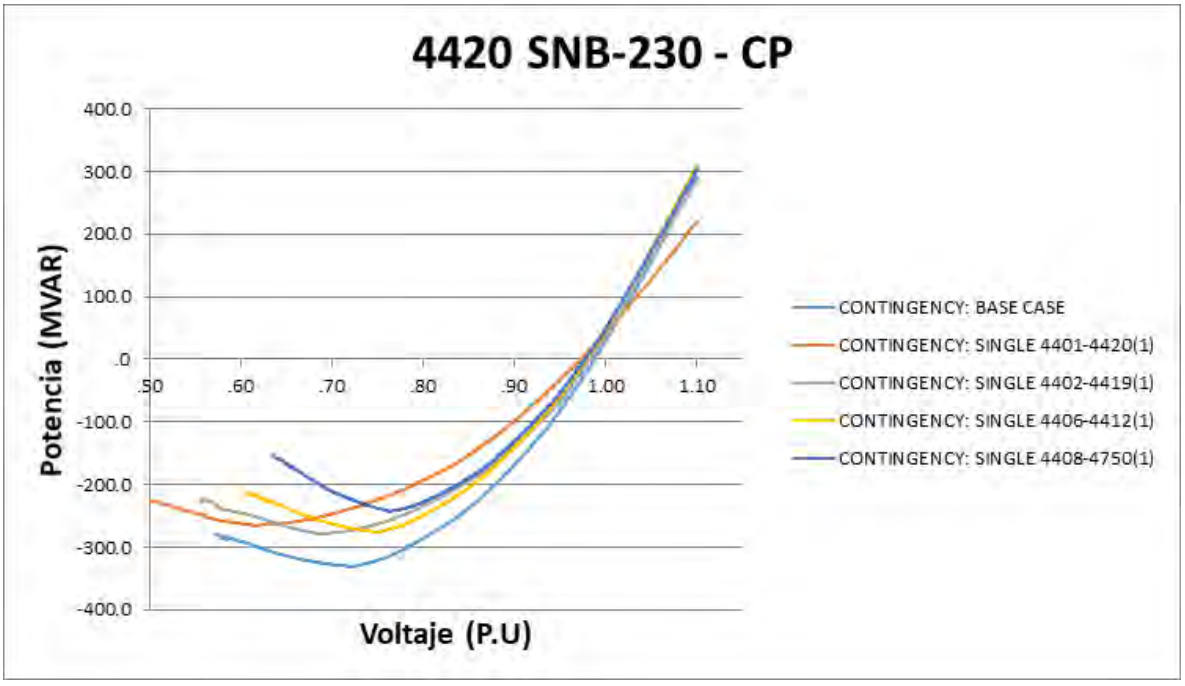
Gráfica 248: Nodo 4402 Con Proyecto



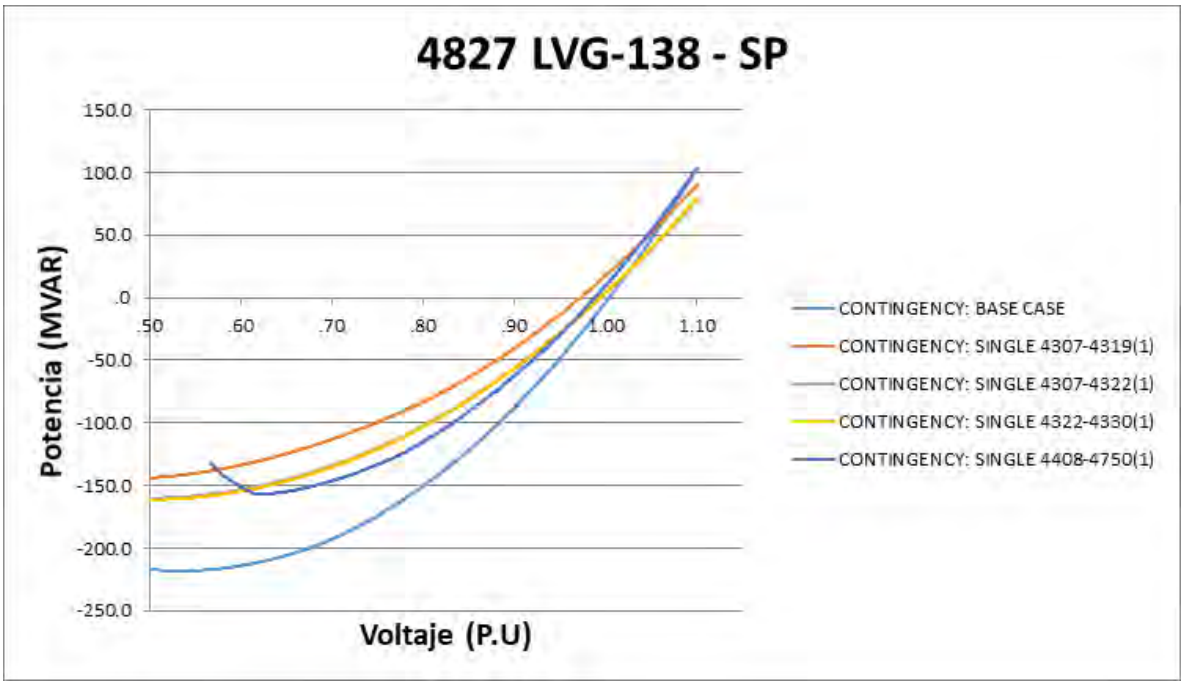
Gráfica 249: Nodo 4420 Sin Proyecto



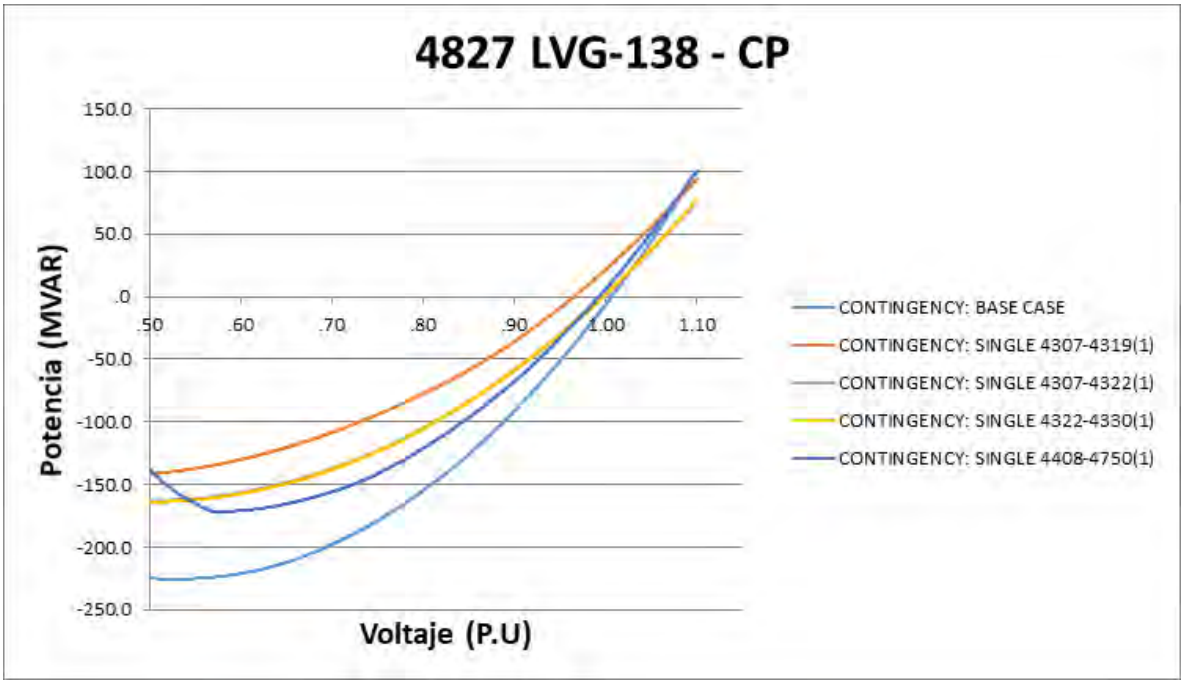
Gráfica 250: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 251: Nodo 4827 Sin Proyecto

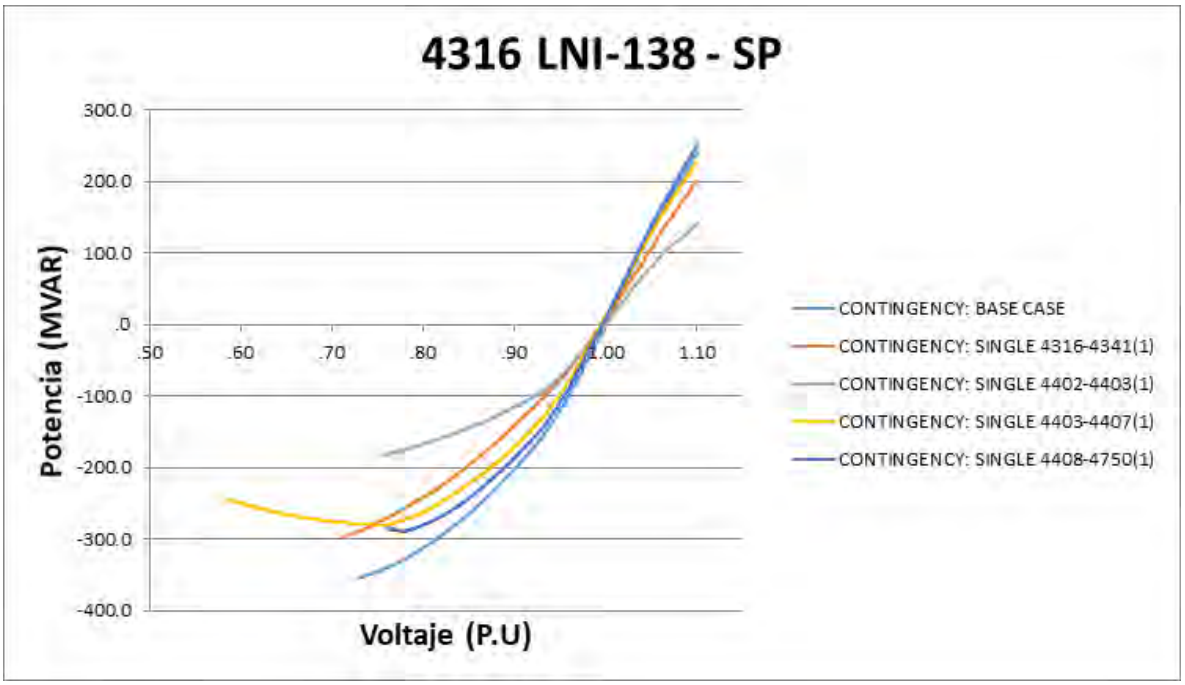


Gráfica 252: Nodo 4827 Con Proyecto

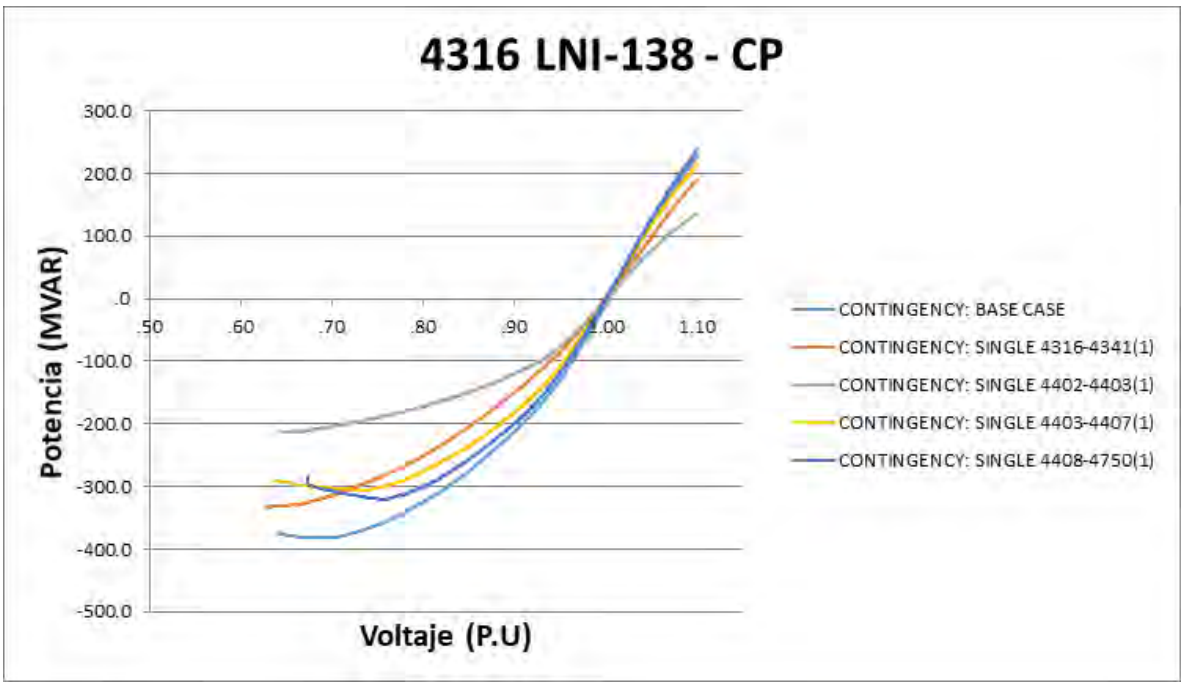


- **Escenario Invierno demanda media Porteo Sur - Norte 220 MW**

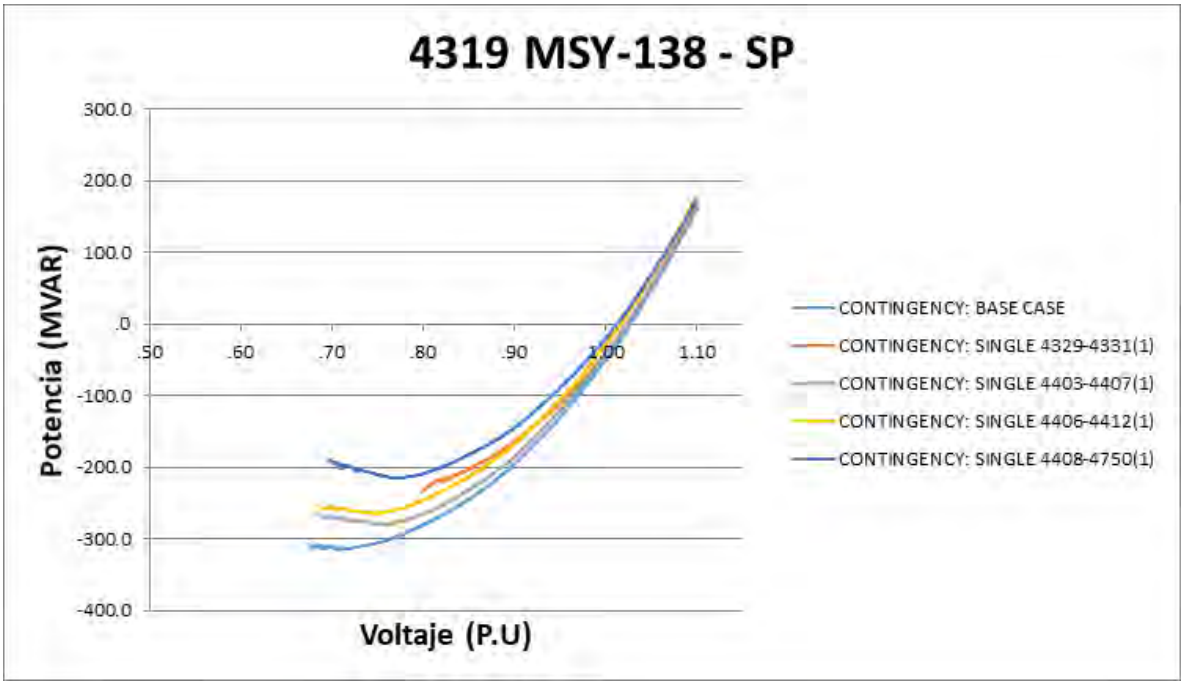
Gráfica 253: Nodo 4316 Sin Proyecto



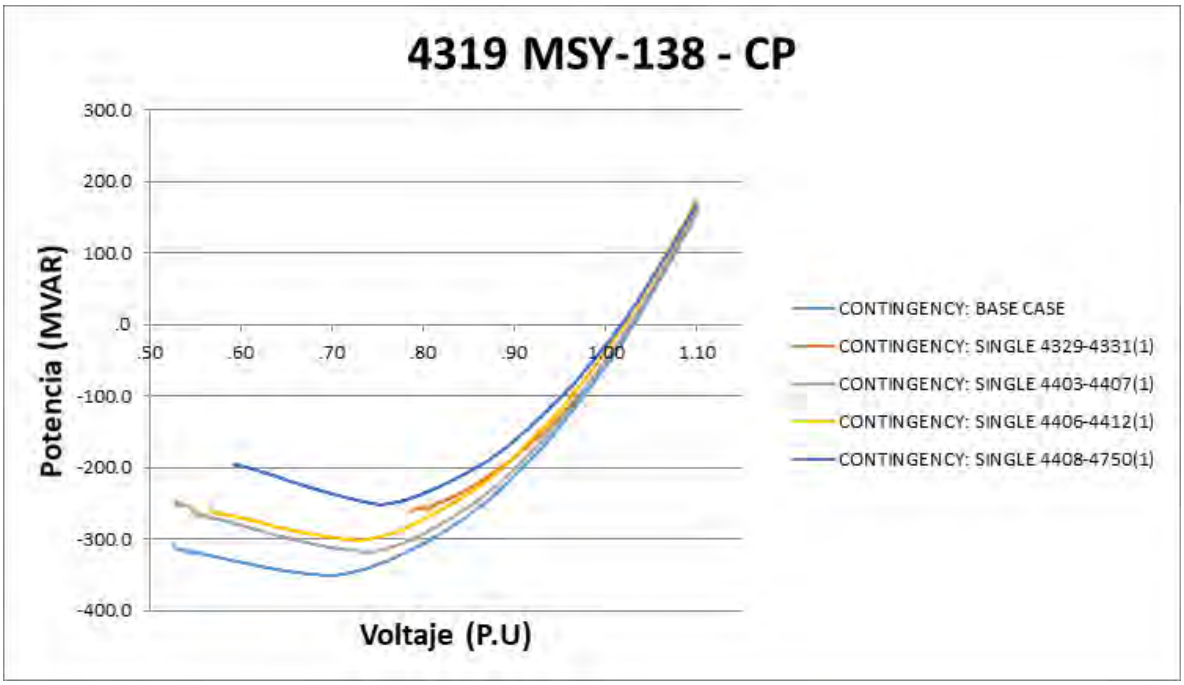
Gráfica 254: Nodo 4316 Con Proyecto



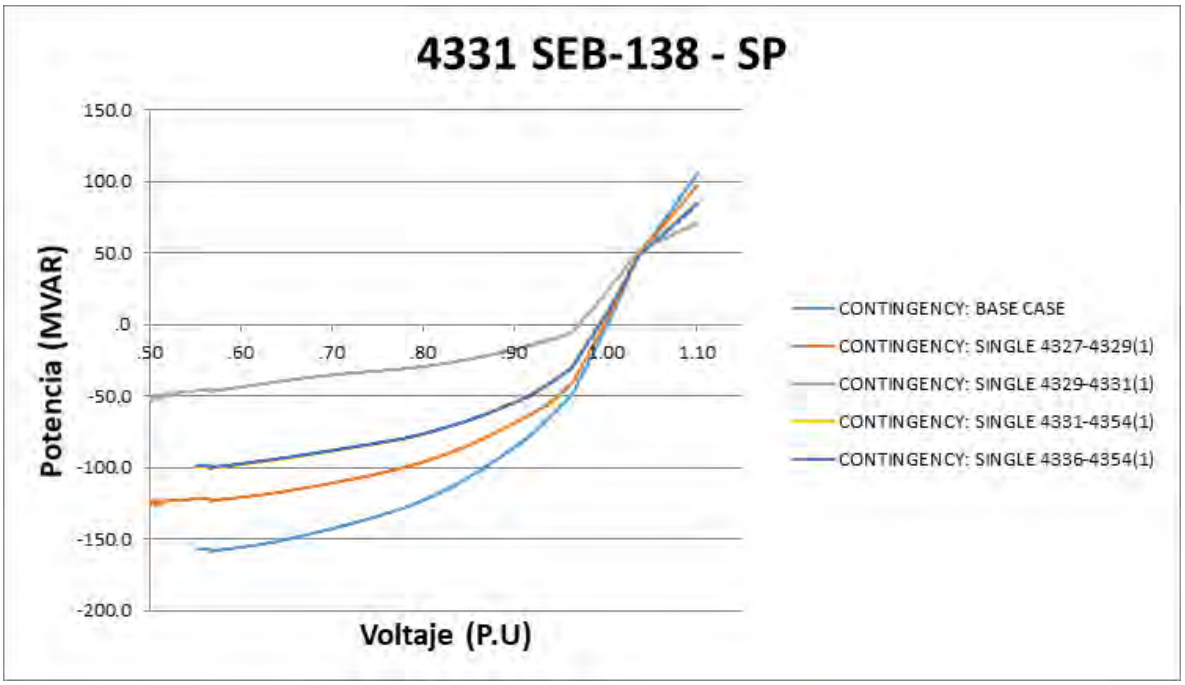
Gráfica 255: Nodo 4319 Sin Proyecto



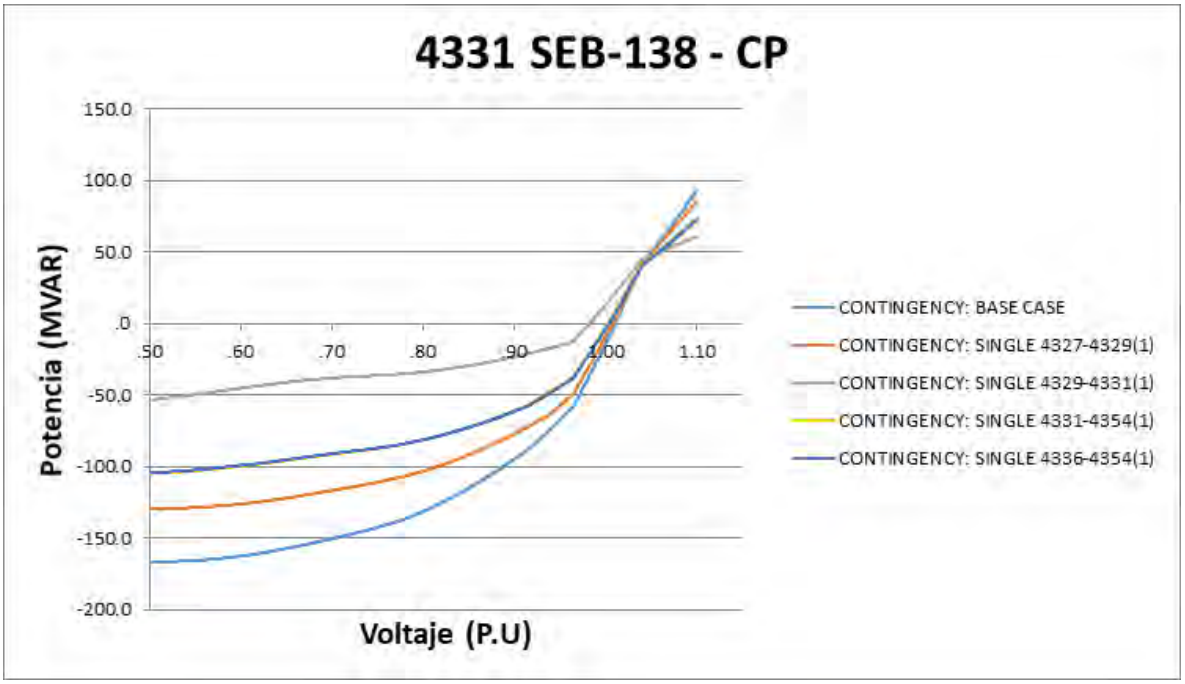
Gráfica 256: Nodo 4319 Con Proyecto



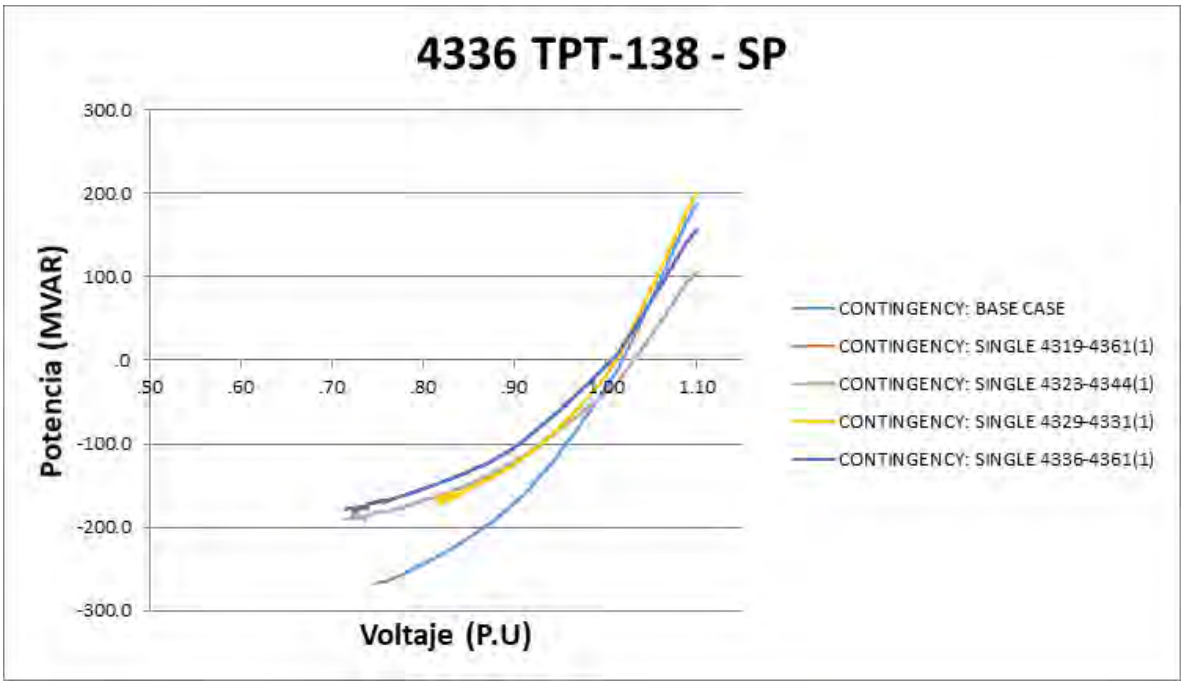
Gráfica 257: Nodo 4331 Sin Proyecto



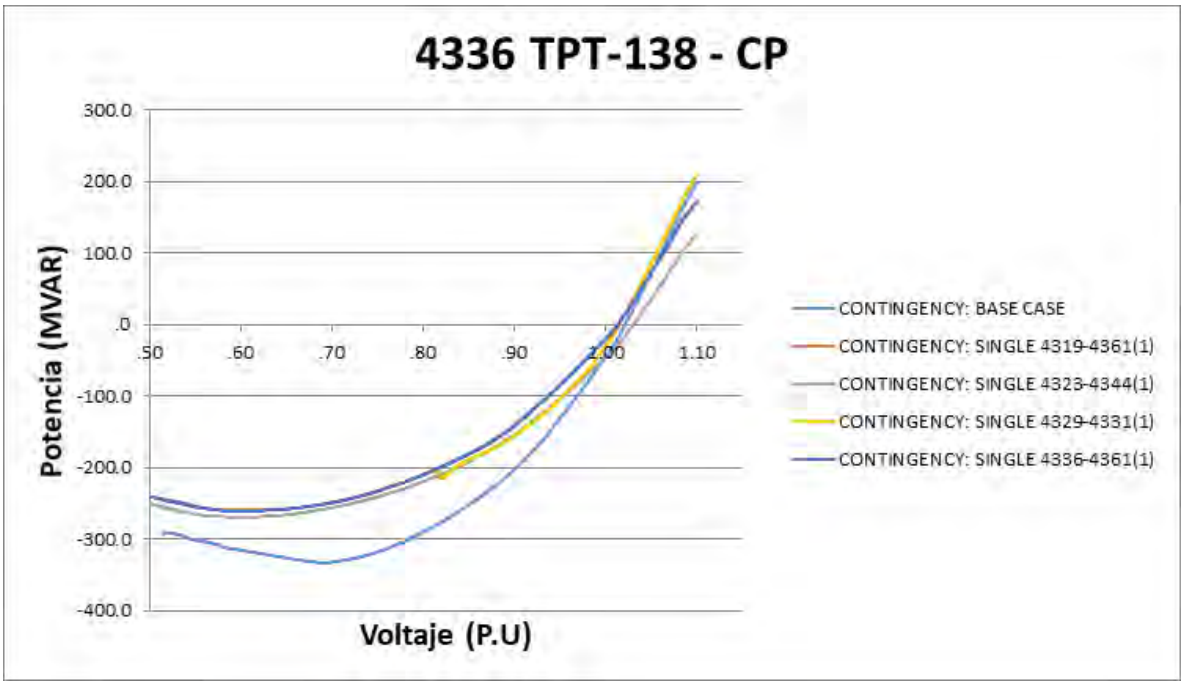
Gráfica 258: Nodo 4331 Con Proyecto



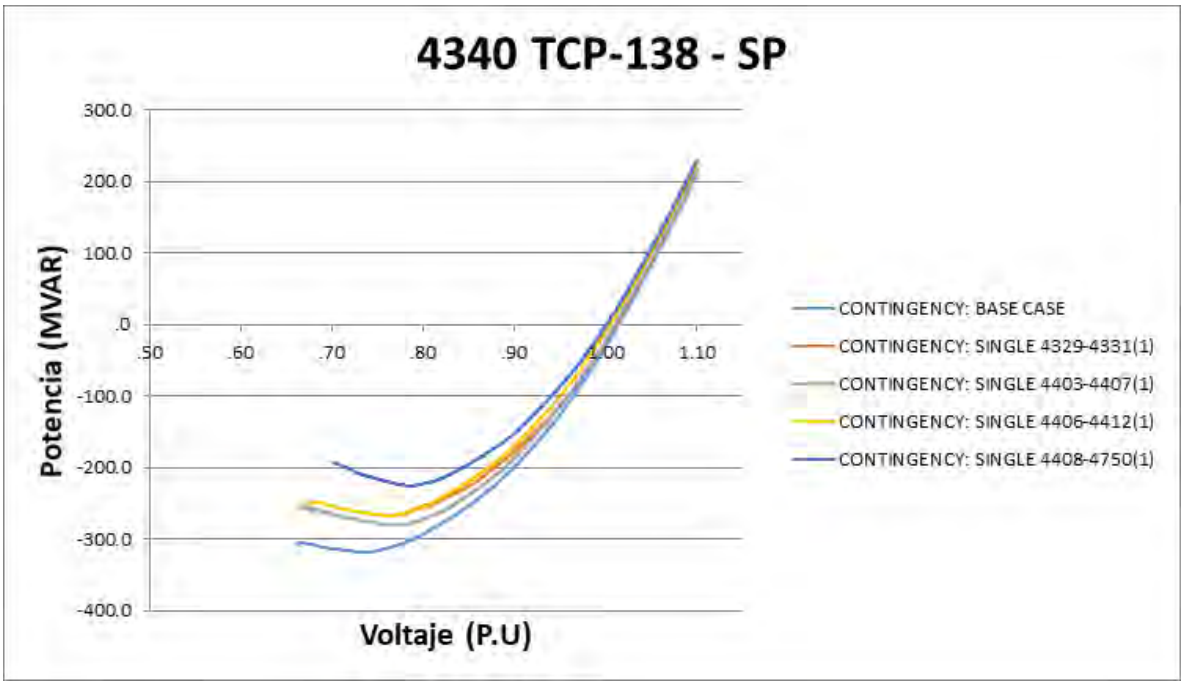
Gráfica 259: Nodo 4336 Sin Proyecto



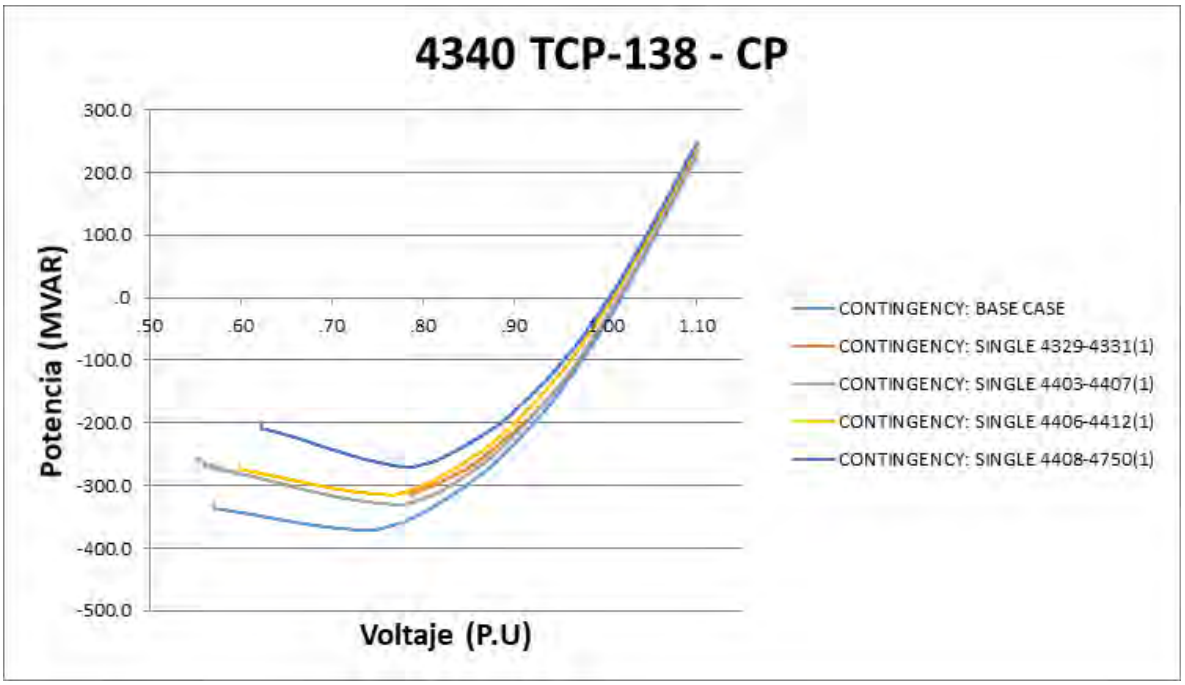
Gráfica 260: Nodo 4336 Con Proyecto



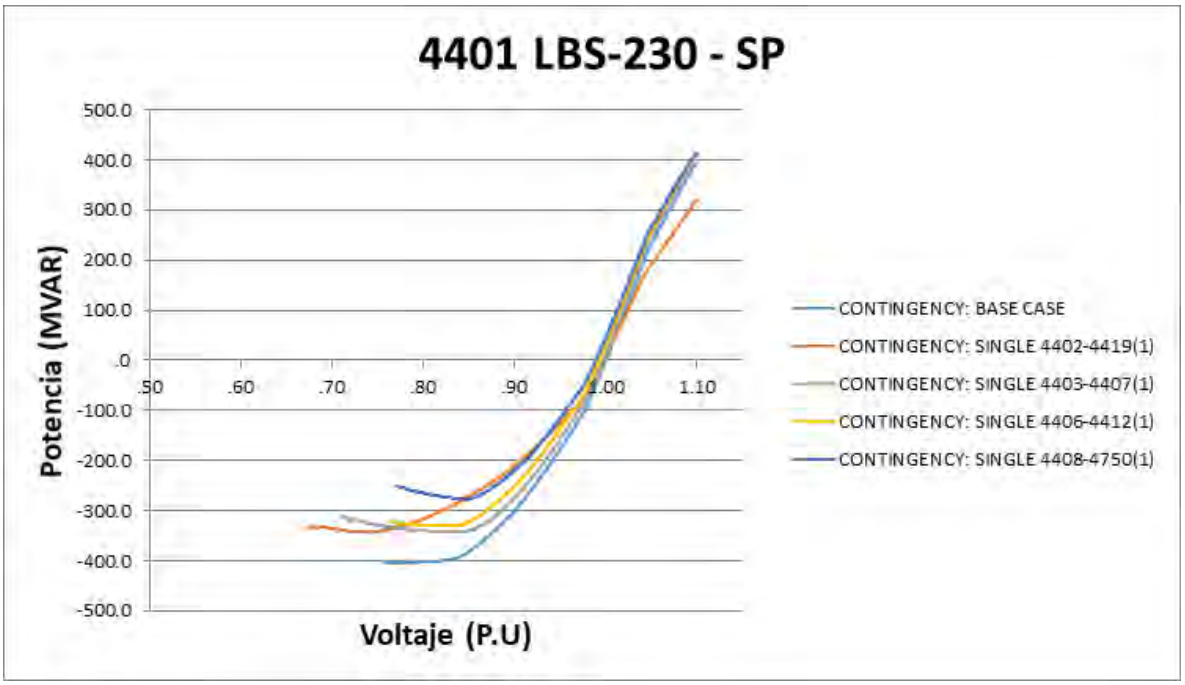
Gráfica 261: Nodo 4340 Sin Proyecto



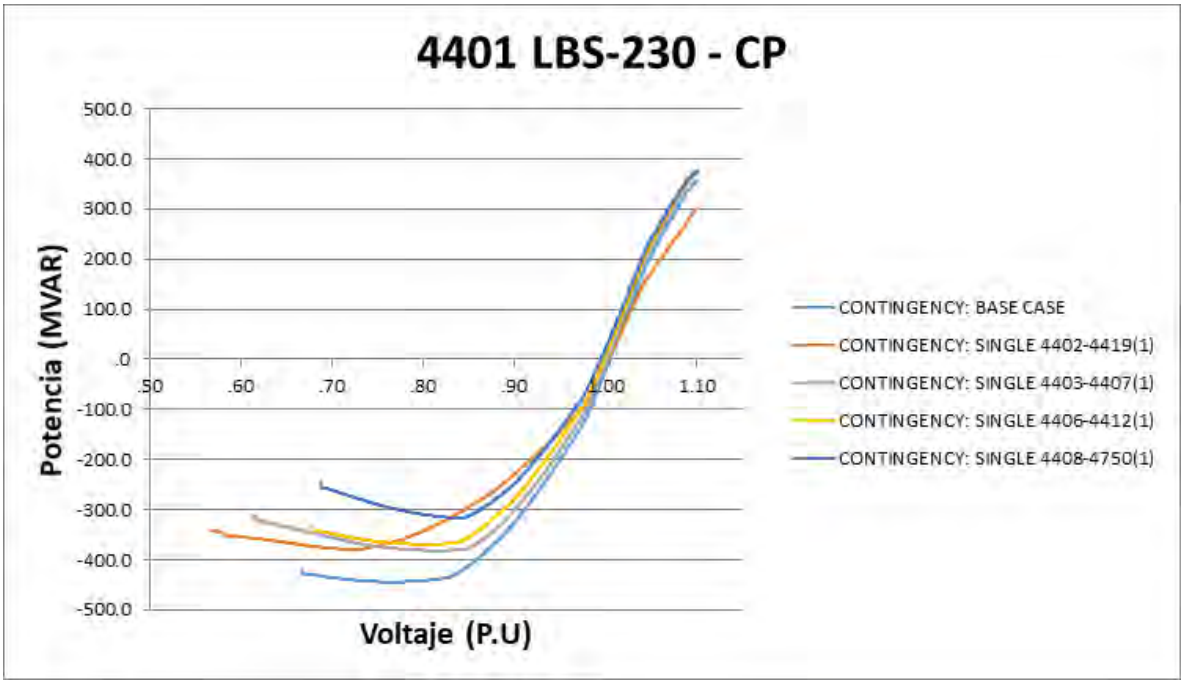
Gráfica 262: Nodo 4340 Con Proyecto



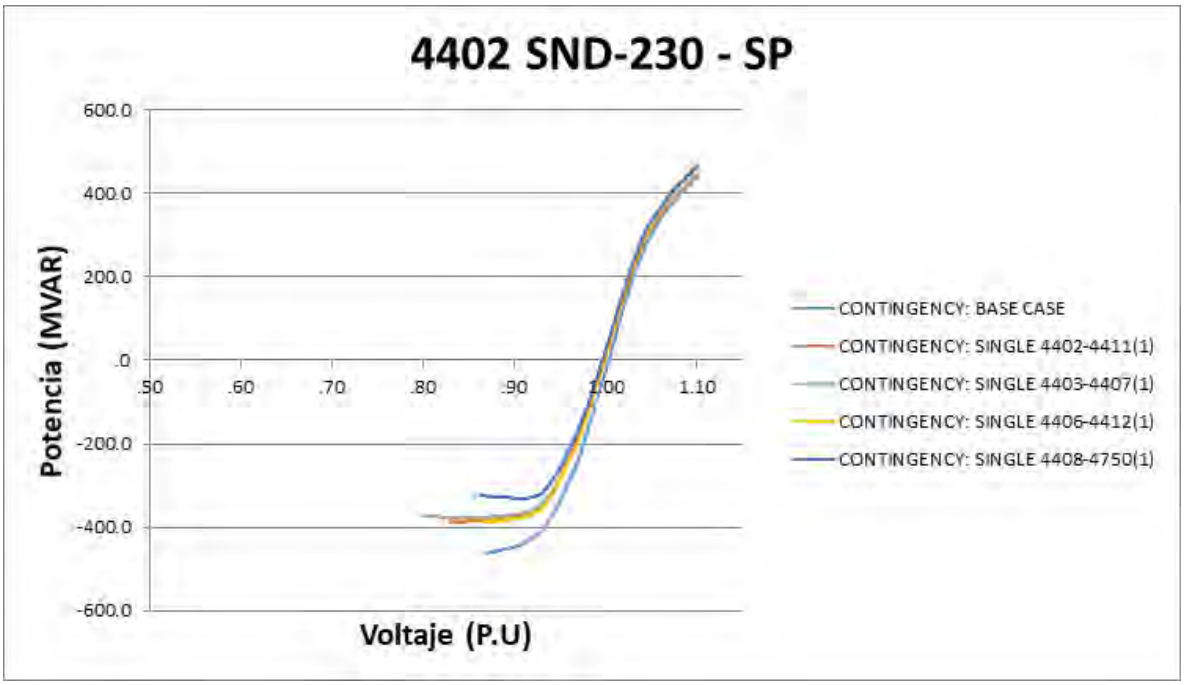
Gráfica 263: Nodo 4401 Sin Proyecto



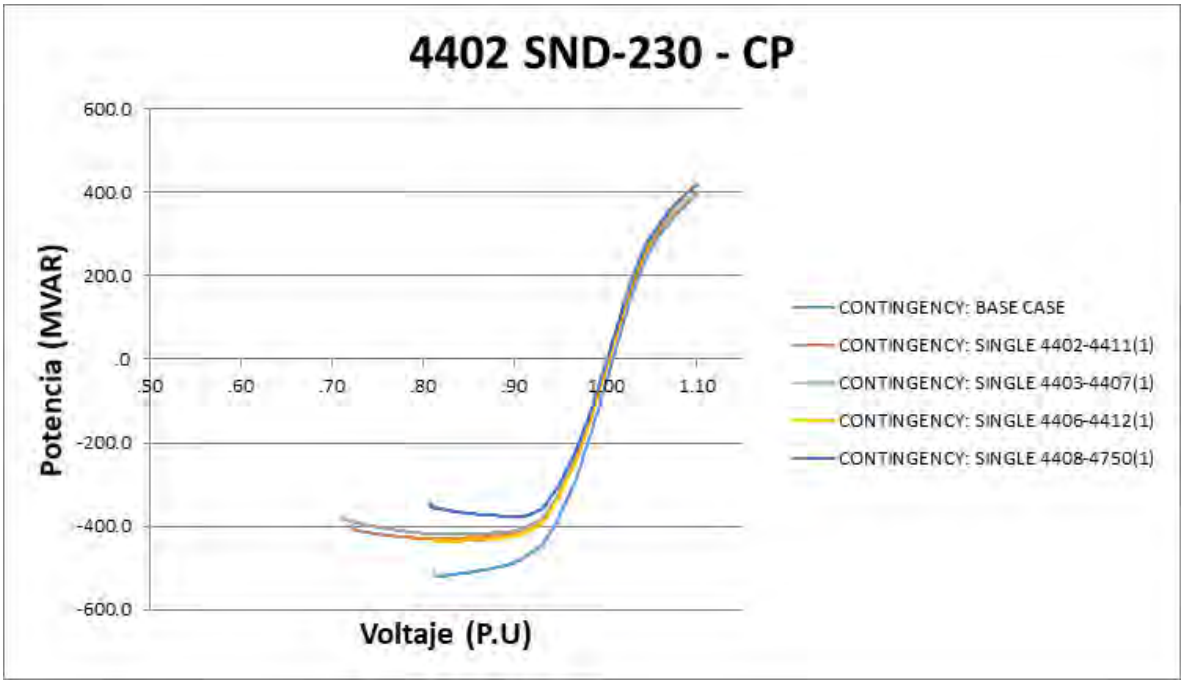
Gráfica 264: Nodo 4401 Con Proyecto



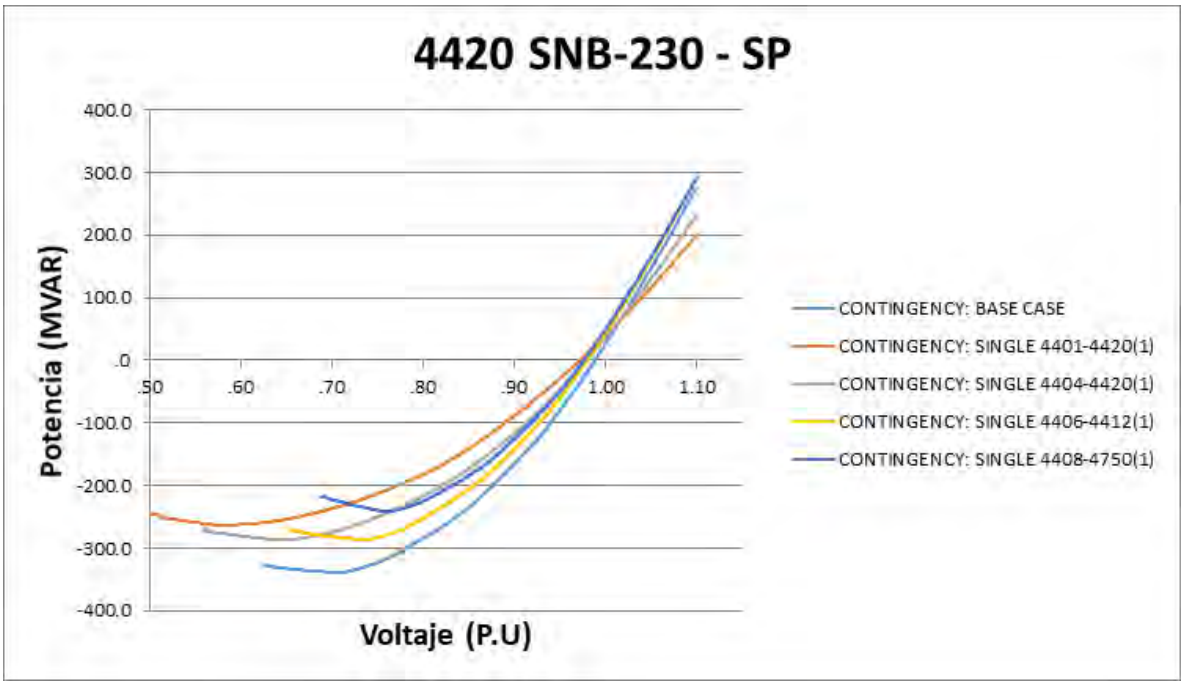
Gráfica 265: Nodo 4402 Sin Proyecto



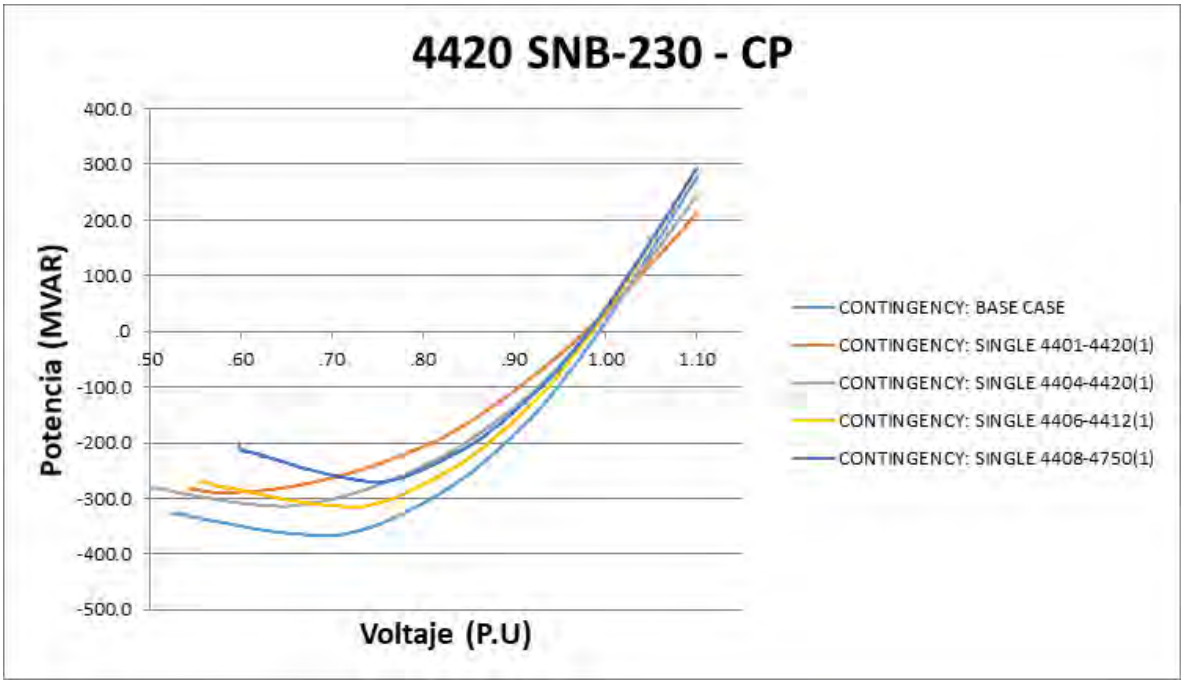
Gráfica 266: Nodo 4402 Con Proyecto



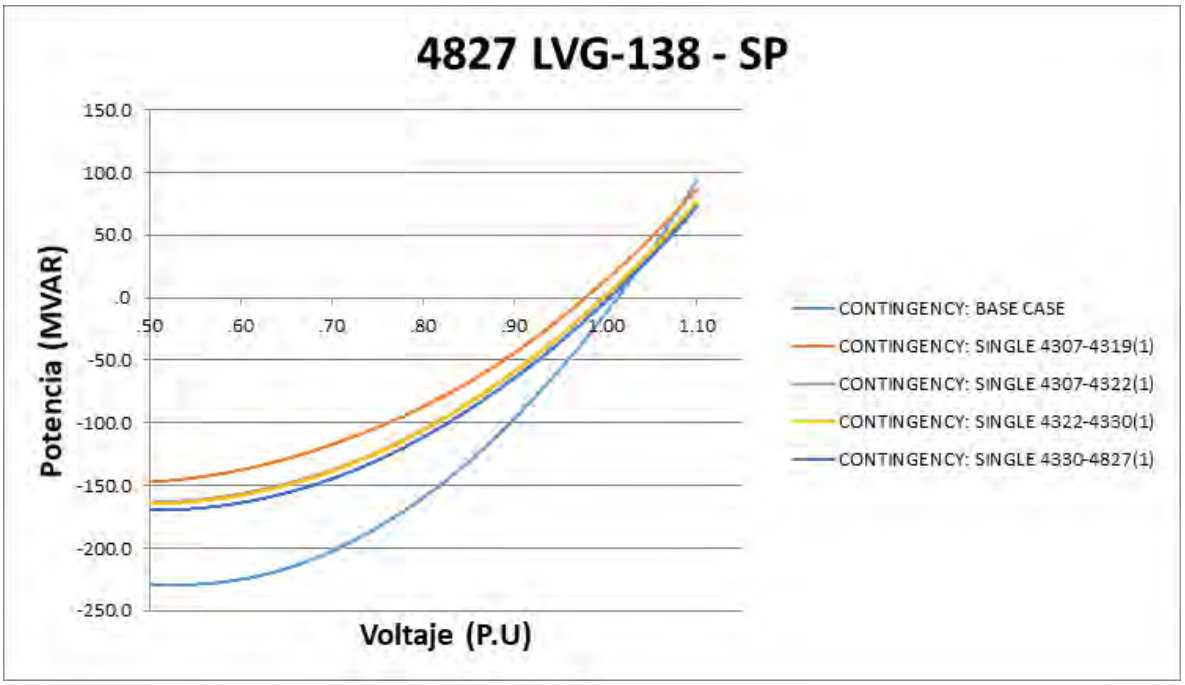
Gráfica 267: Nodo 4420 Sin Proyecto



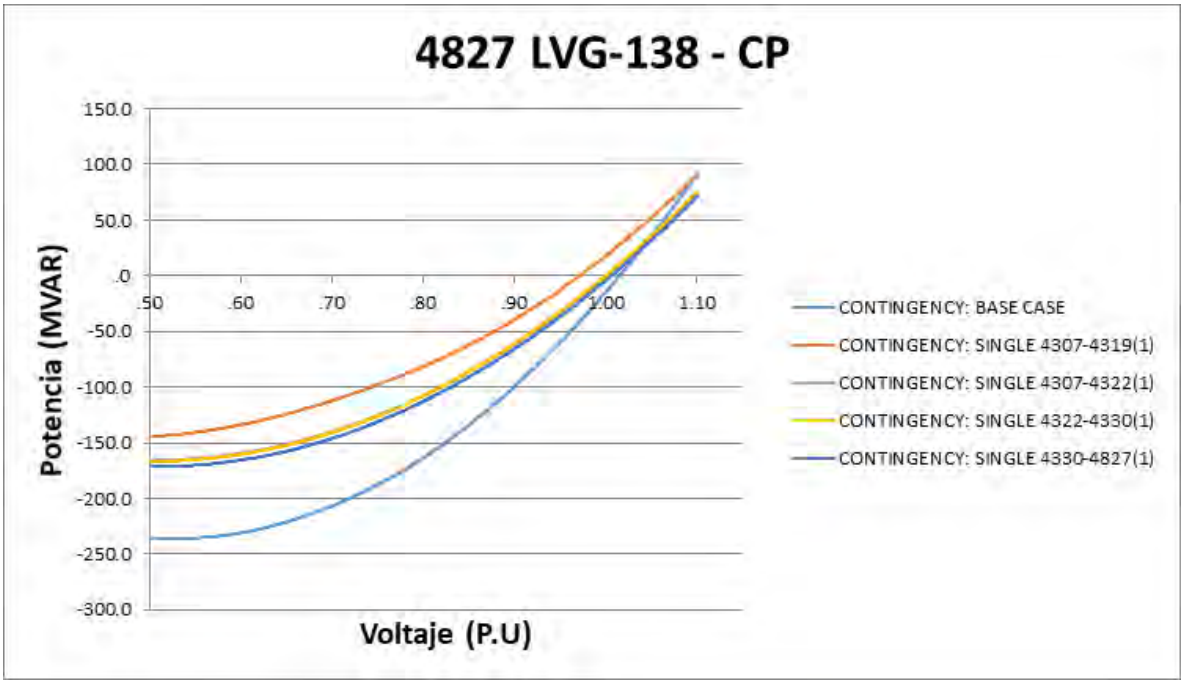
Gráfica 268: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 269: Nodo 4827 Sin Proyecto

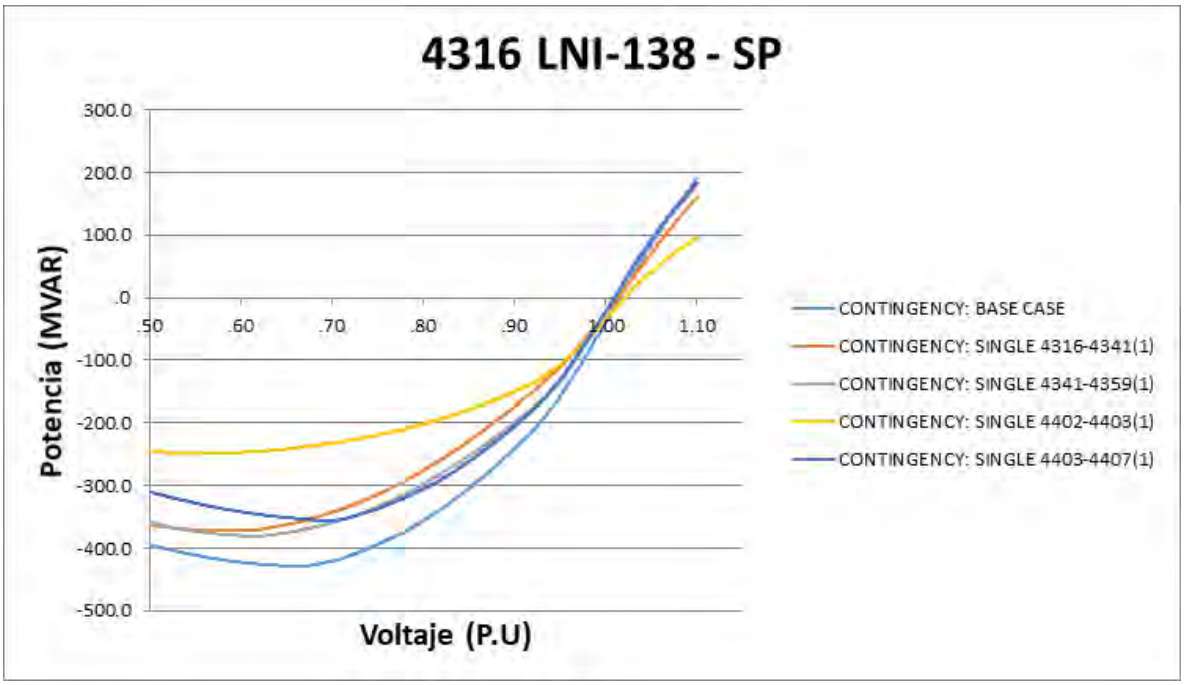


Gráfica 270: Nodo 4827 Con Proyecto

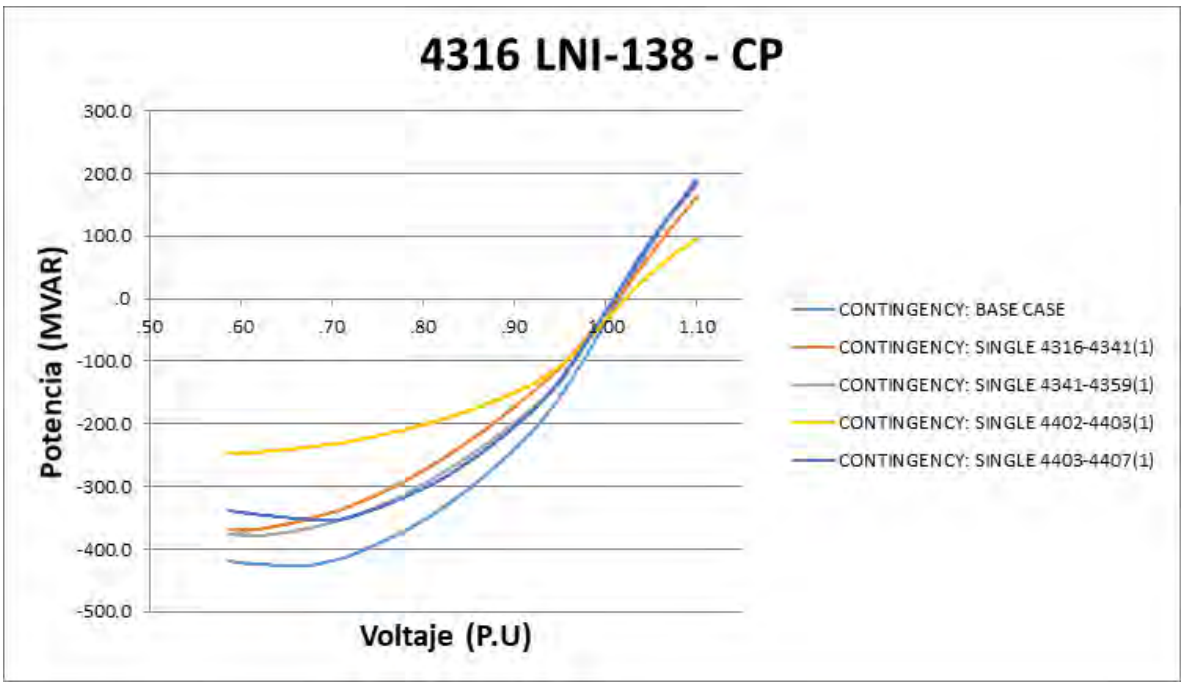


- **Escenario Invierno demanda mínima sin intercambios**

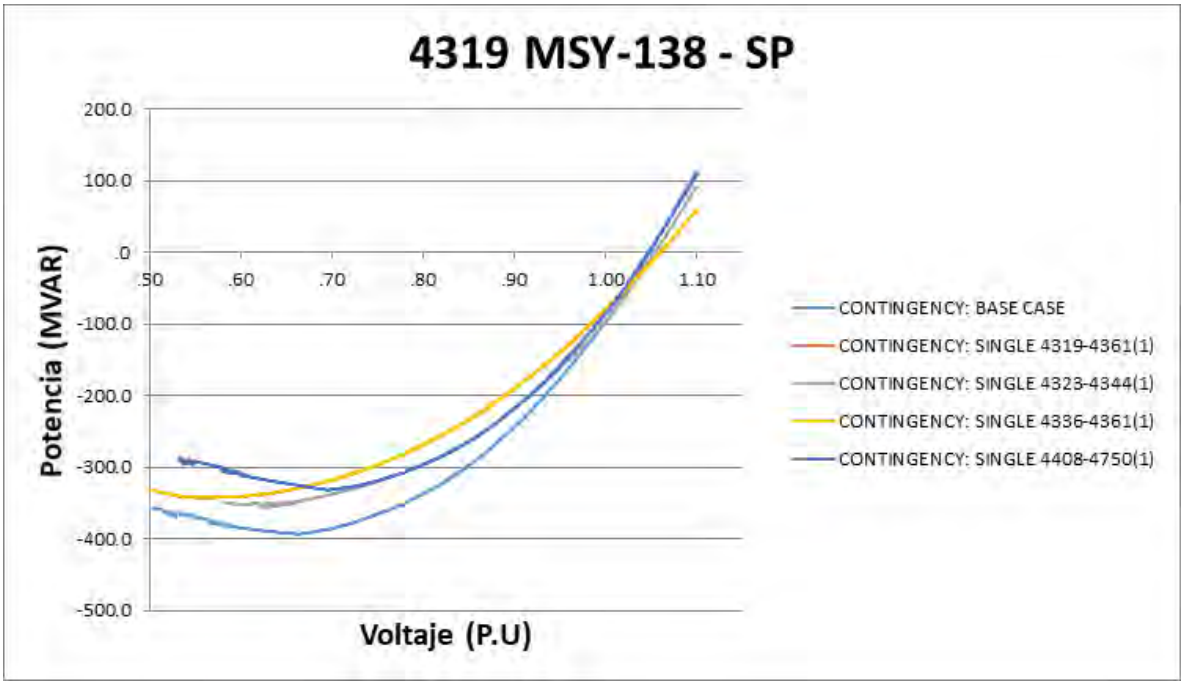
Gráfica 271: Nodo 4316 Sin Proyecto



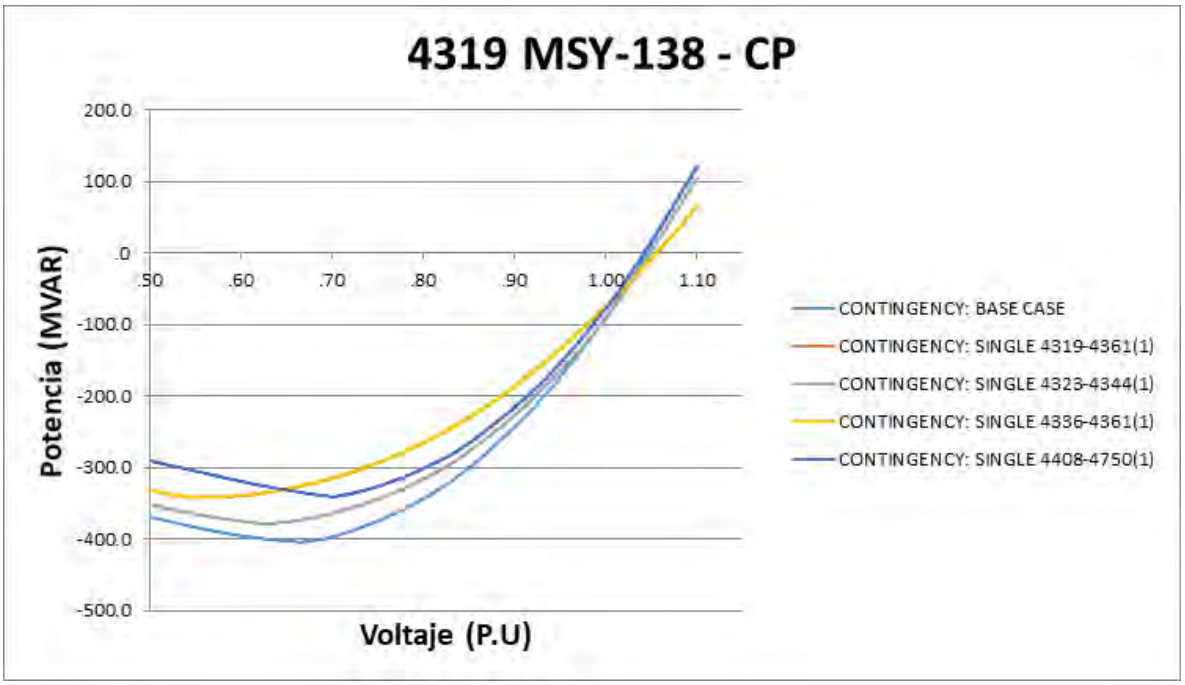
Gráfica 272: Nodo 4316 Con Proyecto



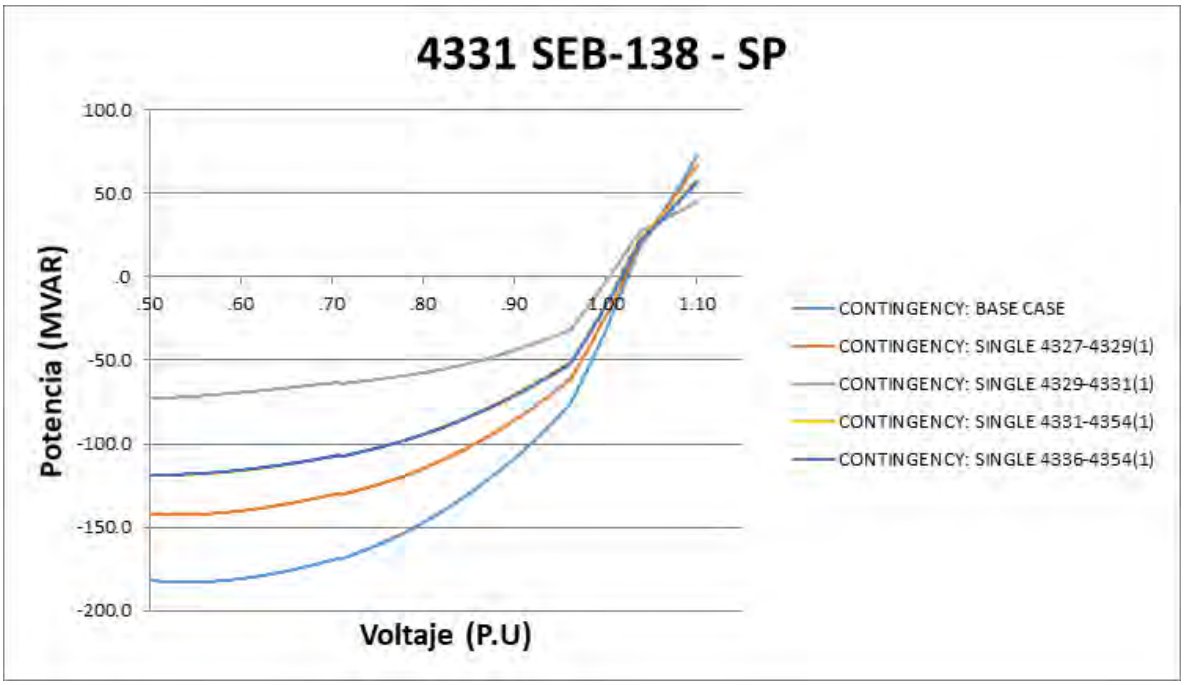
Gráfica 273: Nodo 4319 Sin Proyecto



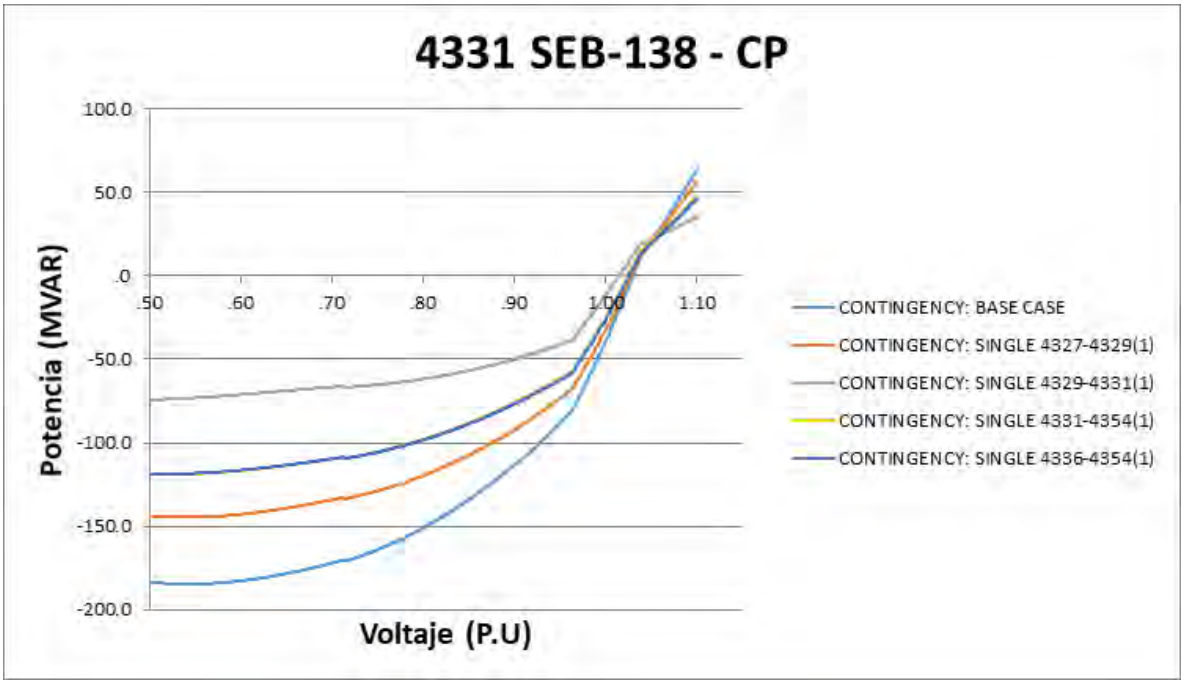
Gráfica 274: Nodo 4319 Con Proyecto



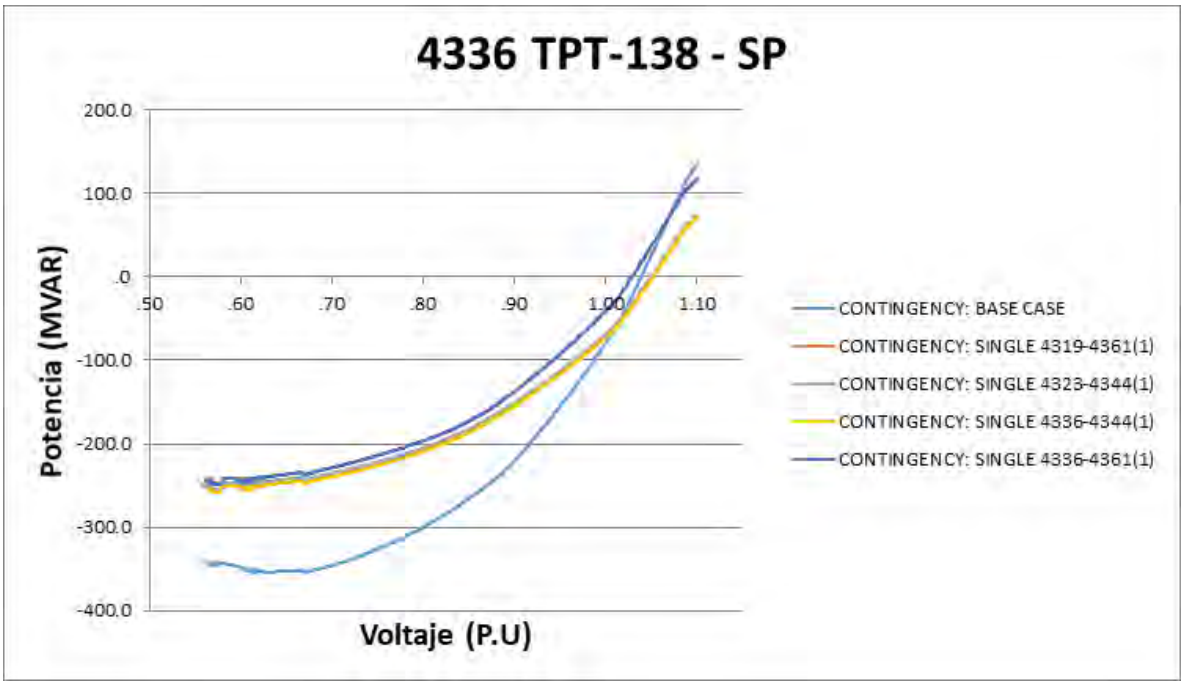
Gráfica 275: Nodo 4331 Sin Proyecto



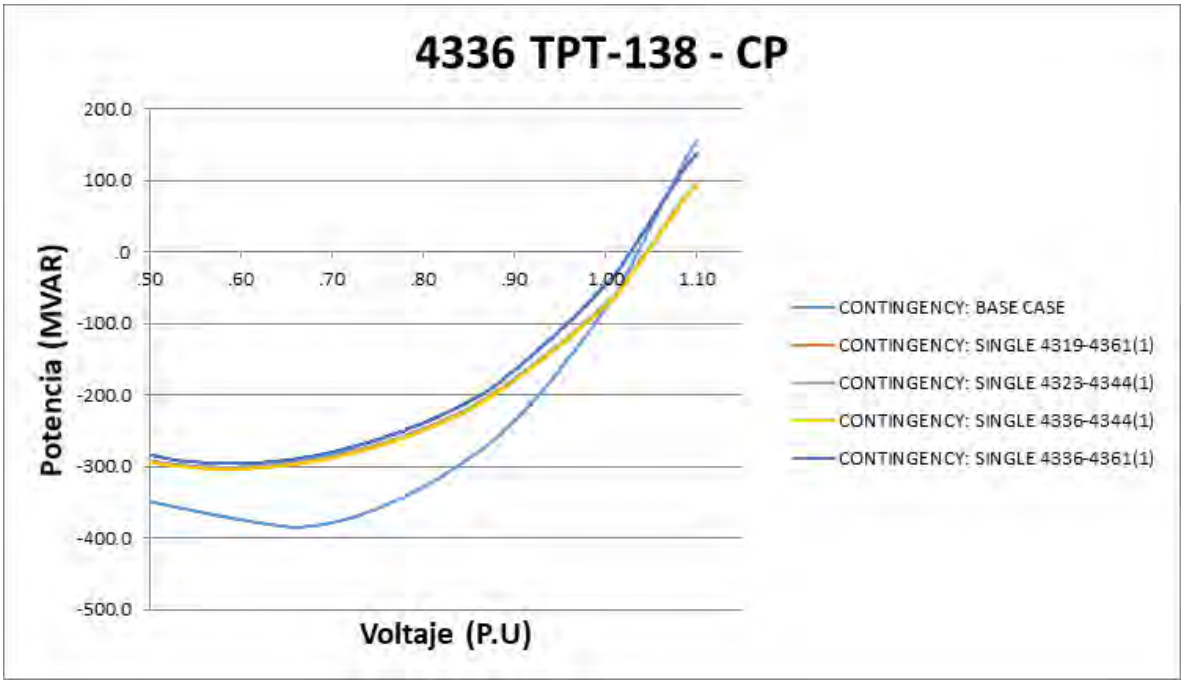
Gráfica 276: Nodo 4331 Con Proyecto



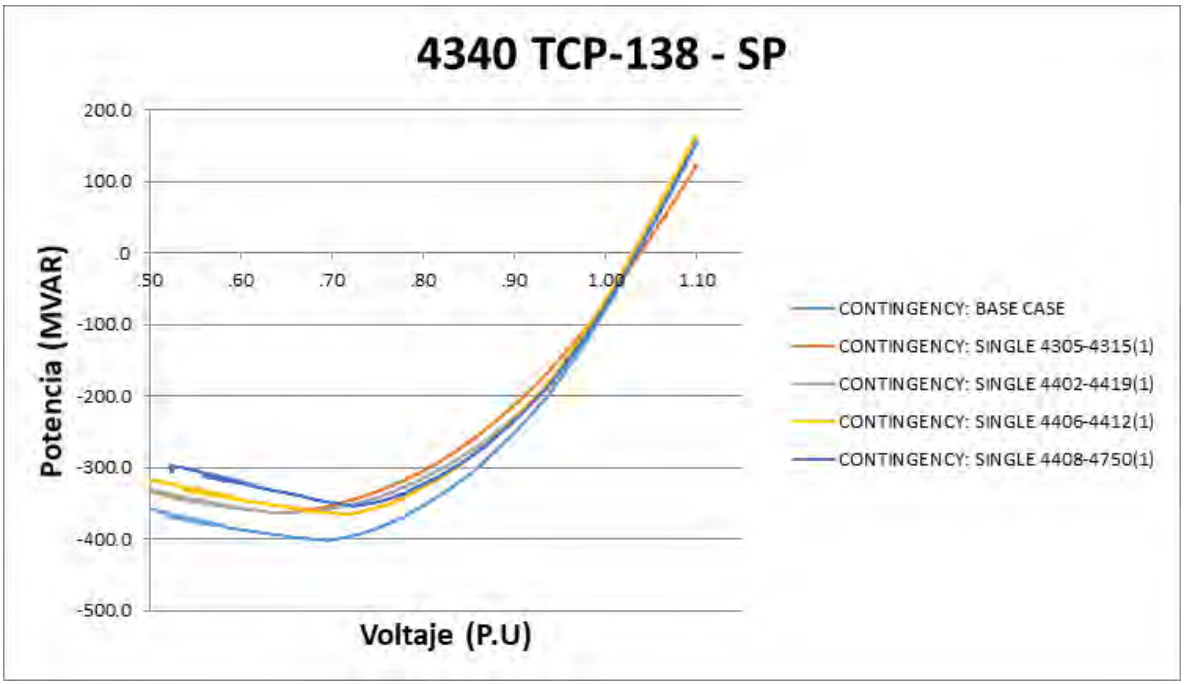
Gráfica 277: Nodo 4336 Sin Proyecto



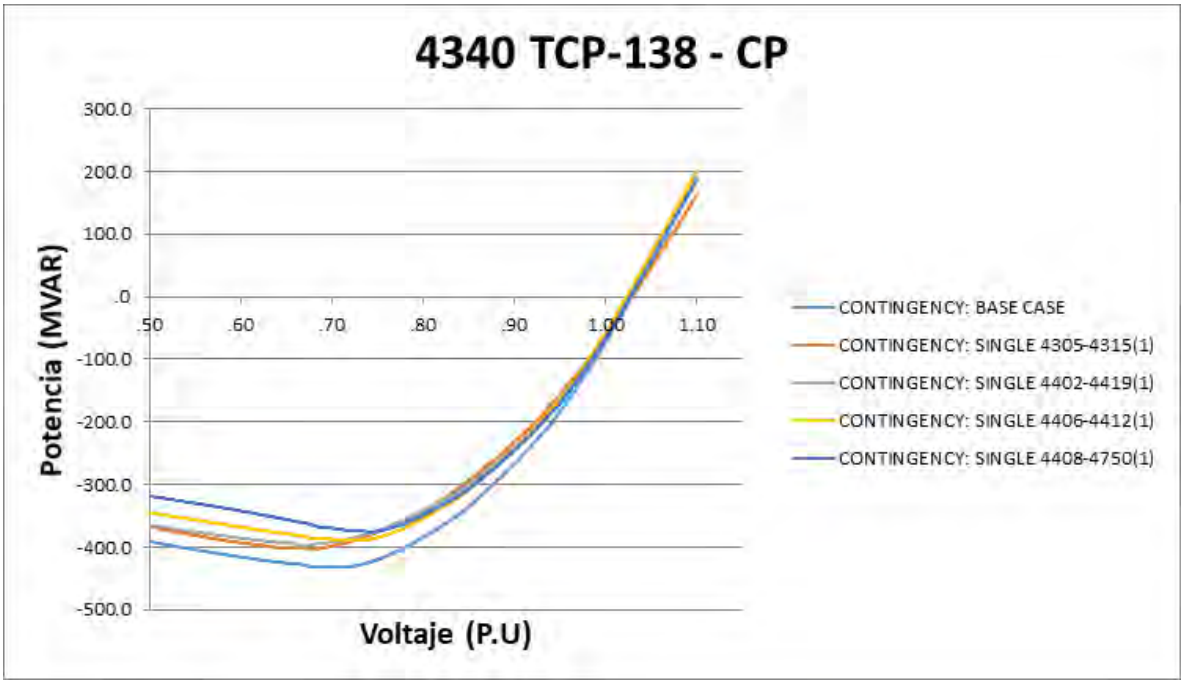
Gráfica 278: Nodo 4336 Con Proyecto



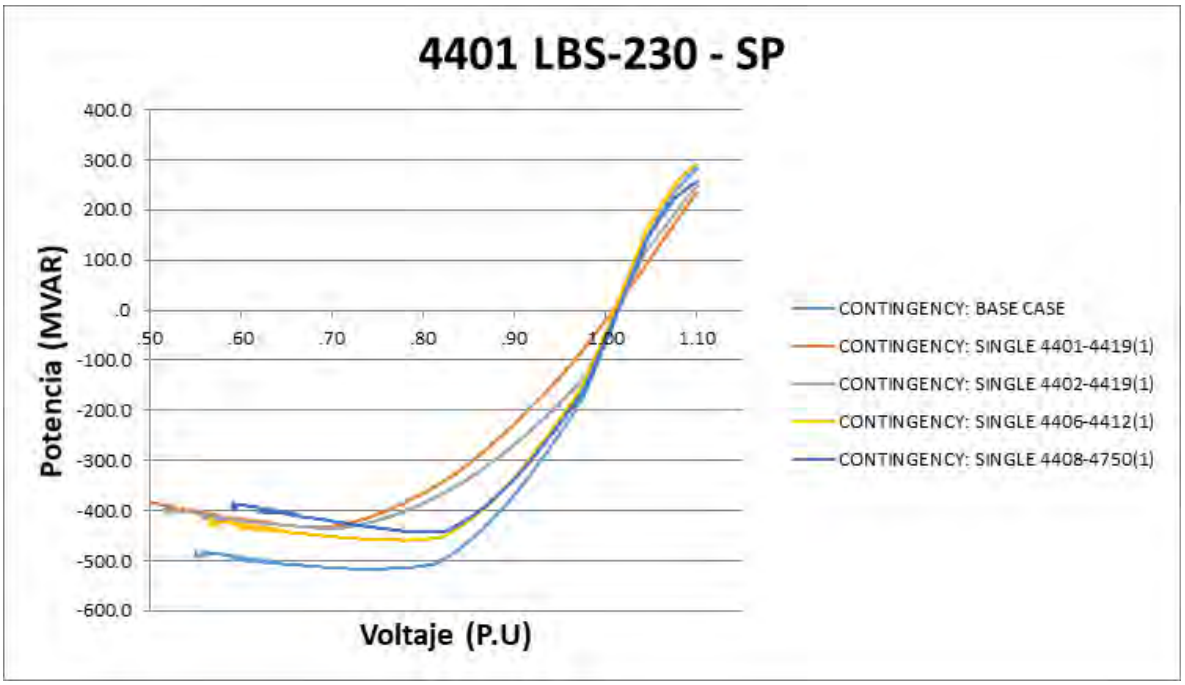
Gráfica 279: Nodo 4340 Sin Proyecto



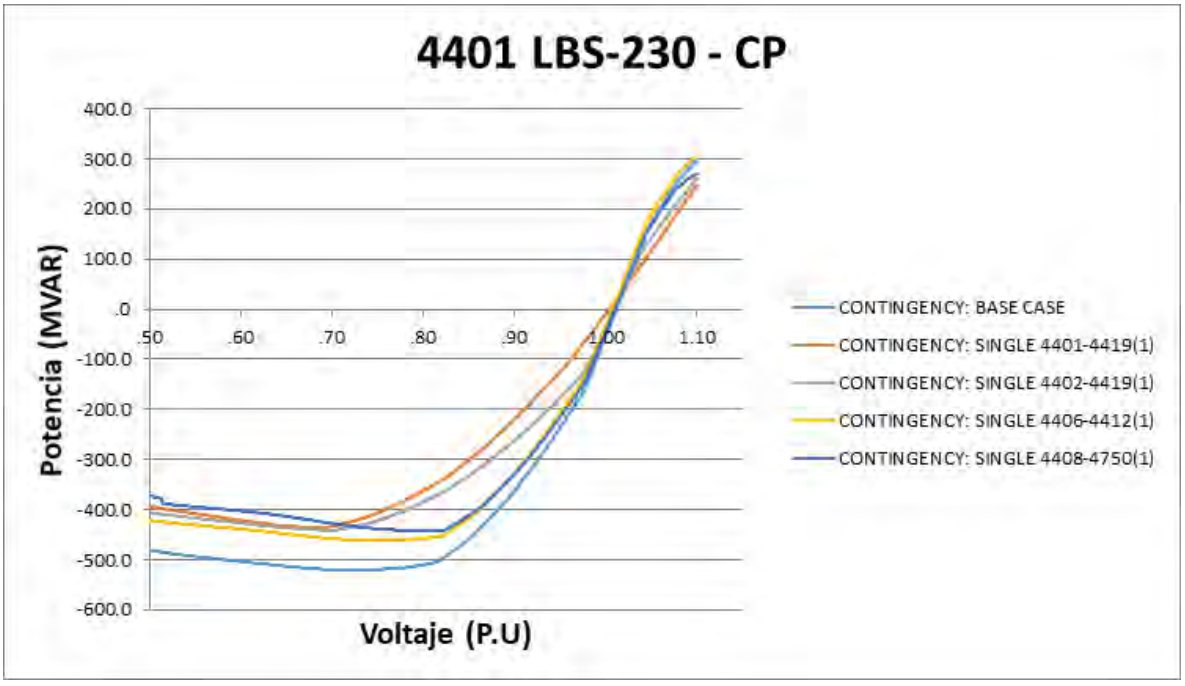
Gráfica 280: Nodo 4340 Con Proyecto



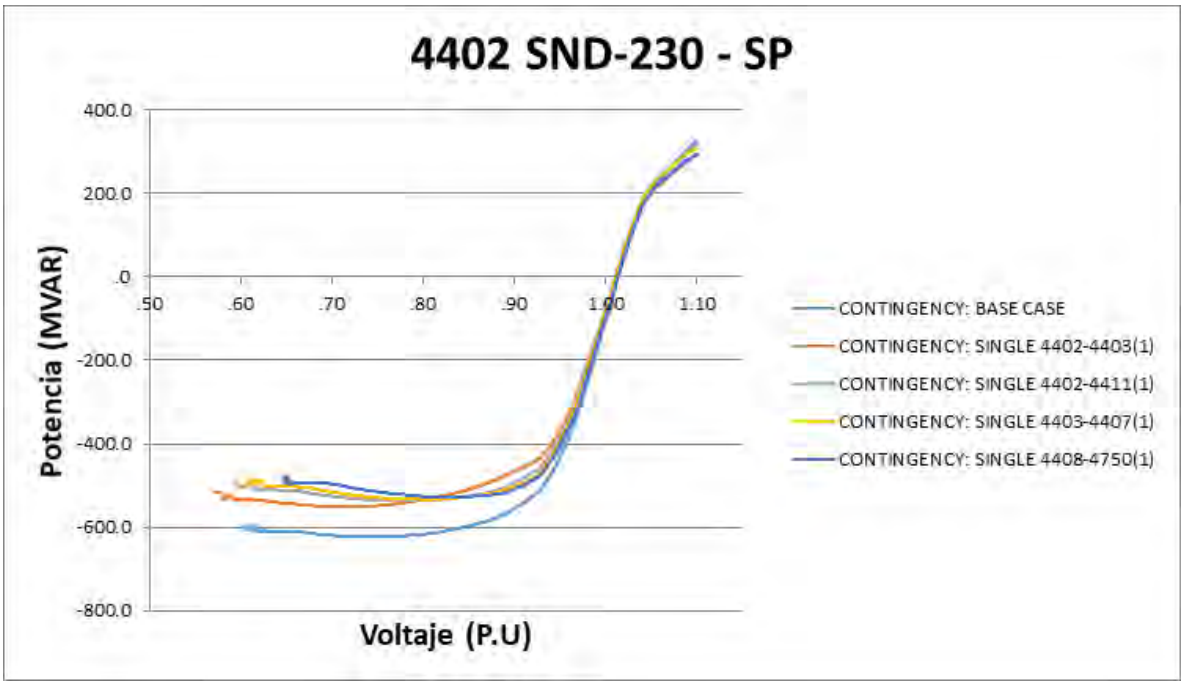
Gráfica 281: Nodo 4401 Sin Proyecto



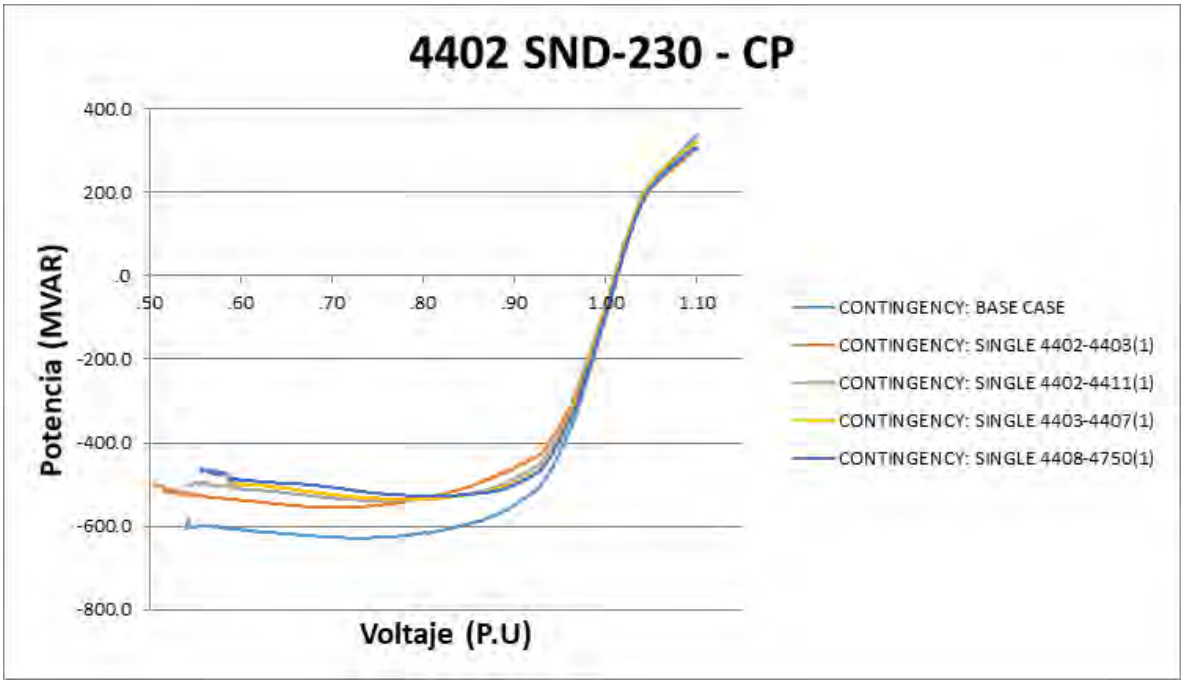
Gráfica 282: Nodo 4401 Con Proyecto



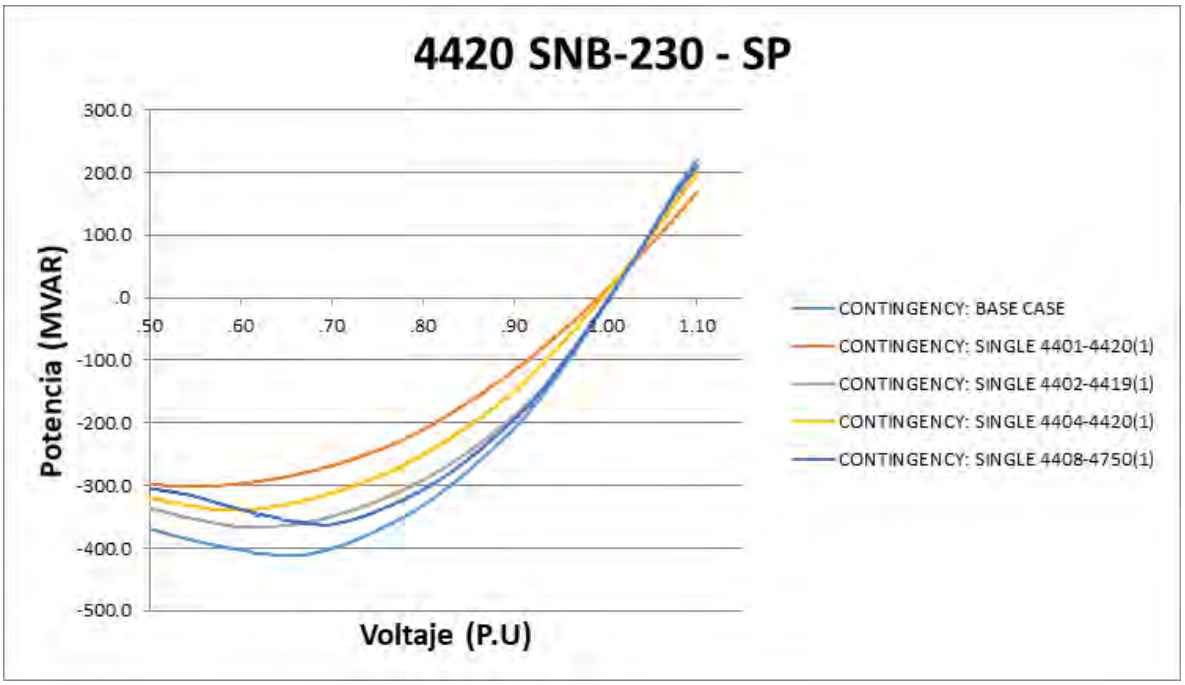
Gráfica 283: Nodo 4402 Sin Proyecto



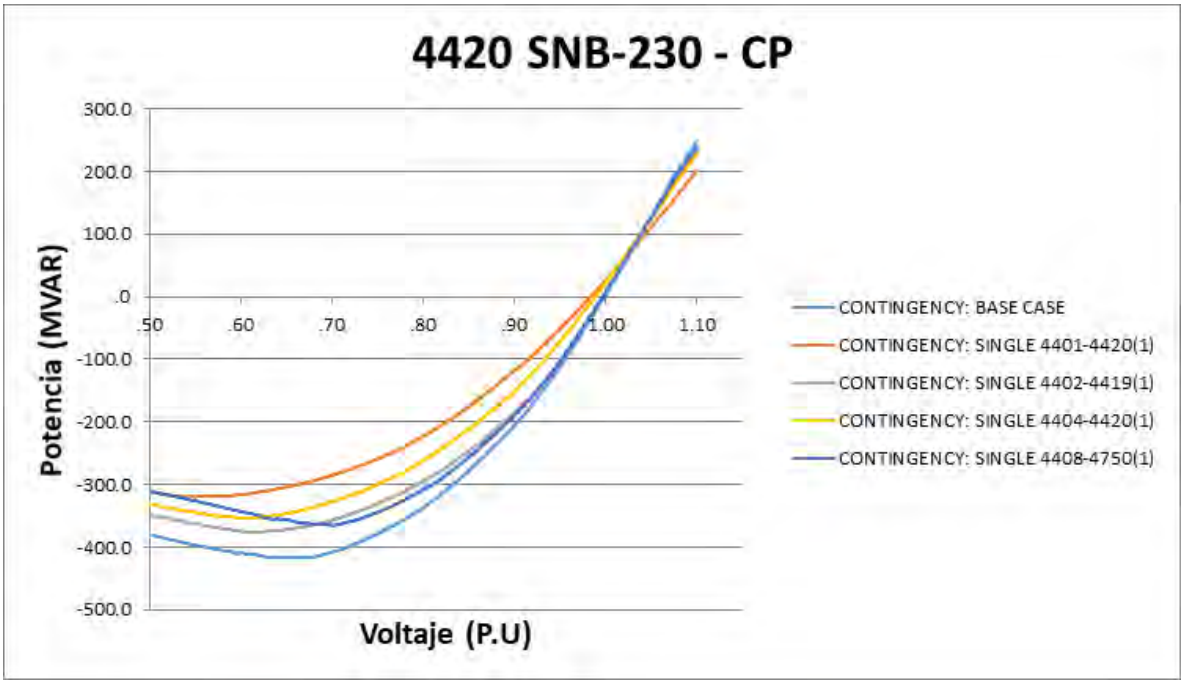
Gráfica 284: Nodo 4402 Con Proyecto



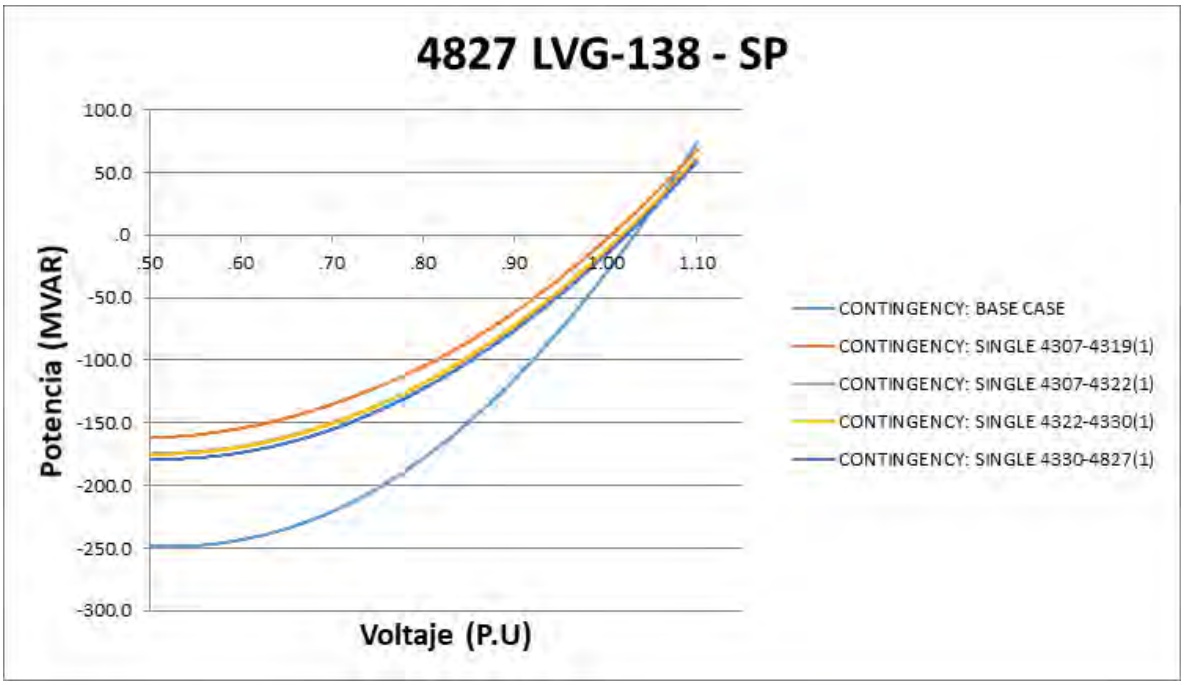
Gráfica 285: Nodo 4420 Sin Proyecto



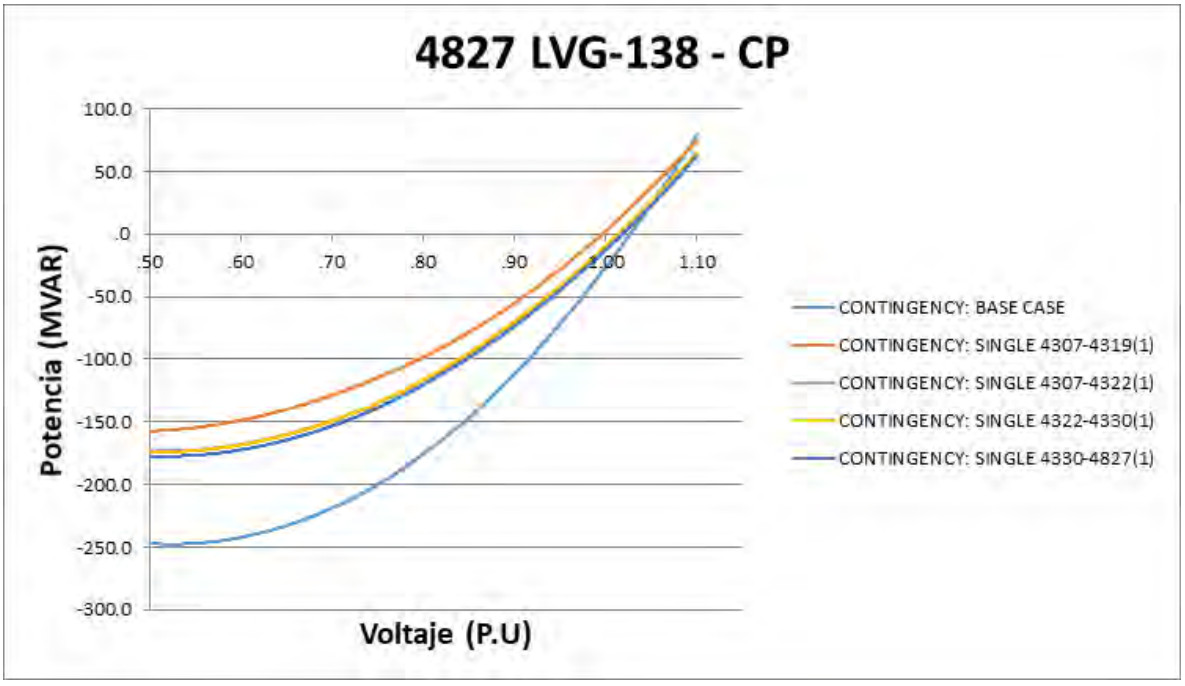
Gráfica 286: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 287: Nodo 4827 Sin Proyecto

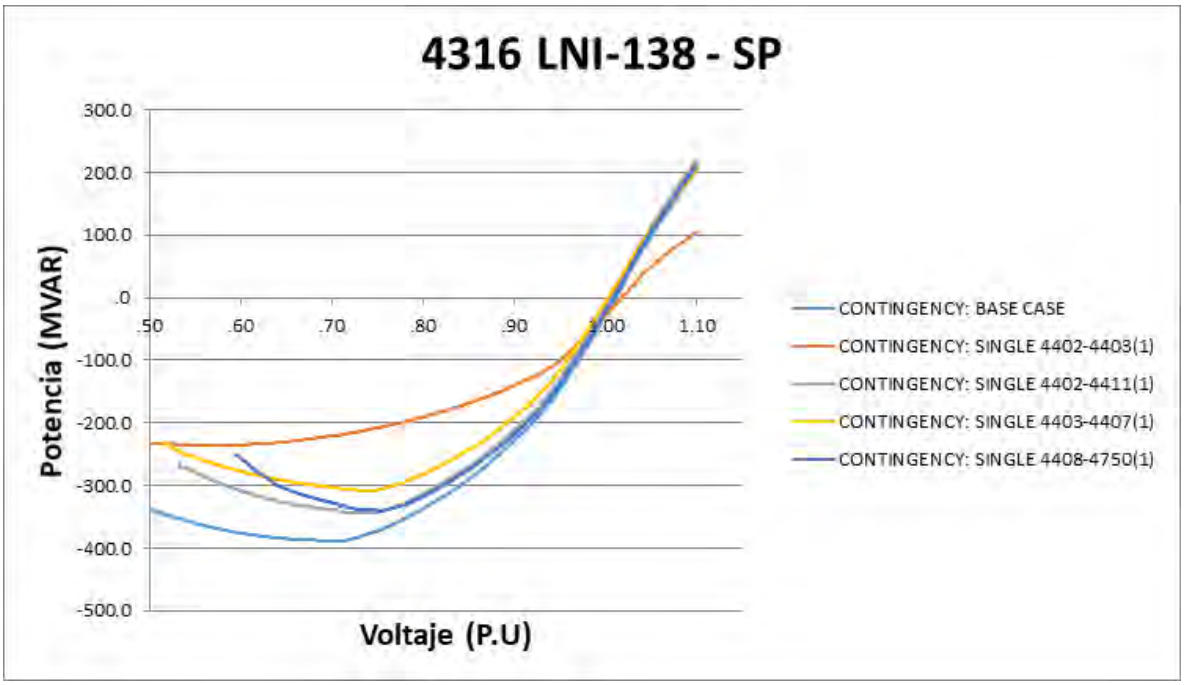


Gráfica 288: Nodo 4827 Con Proyecto

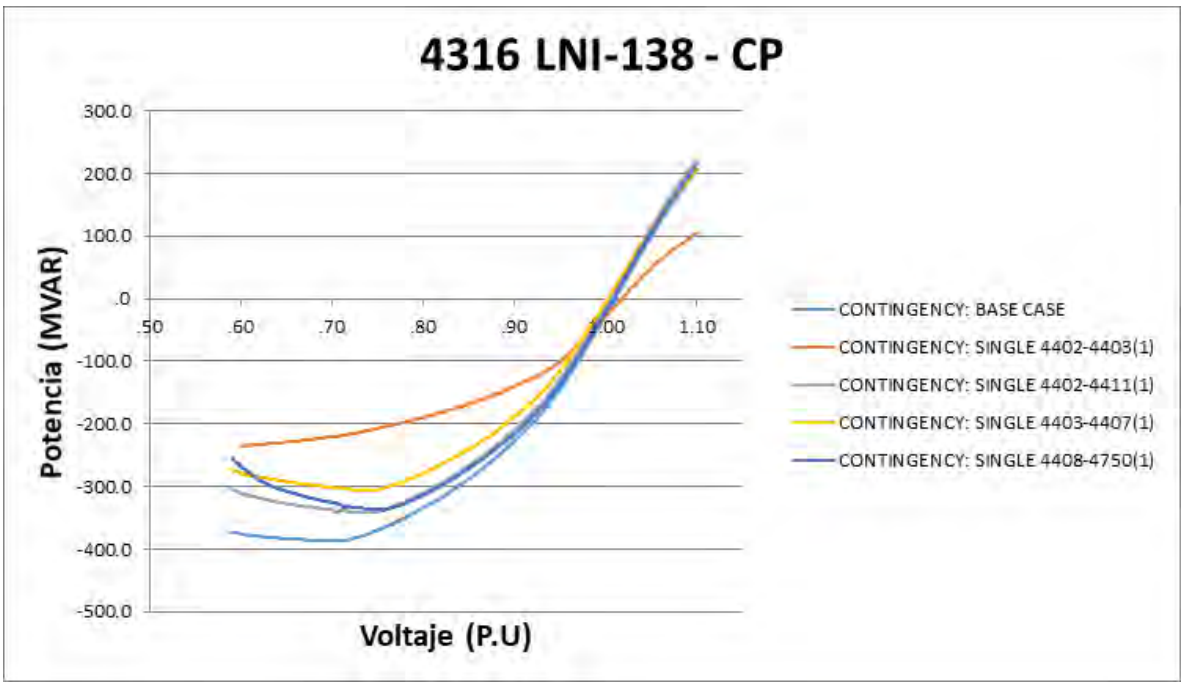


- **Escenario Invierno demanda mínima Porteo Norte - Sur 180 MW**

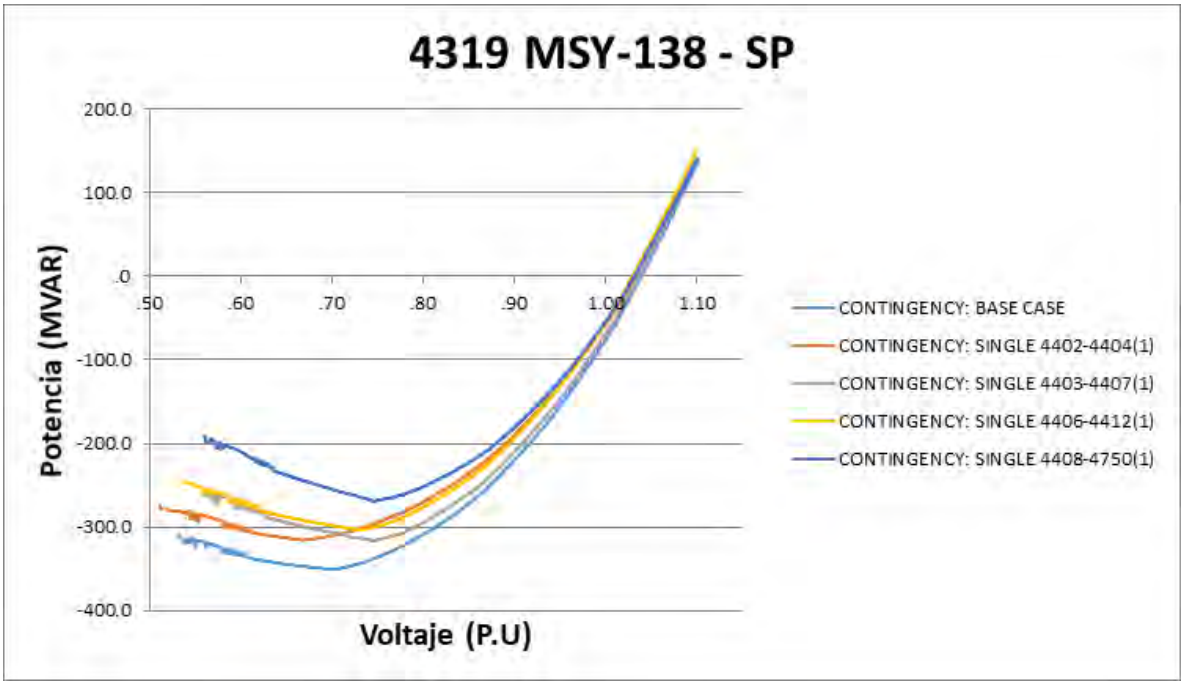
Gráfica 289: Nodo 4316 Sin Proyecto



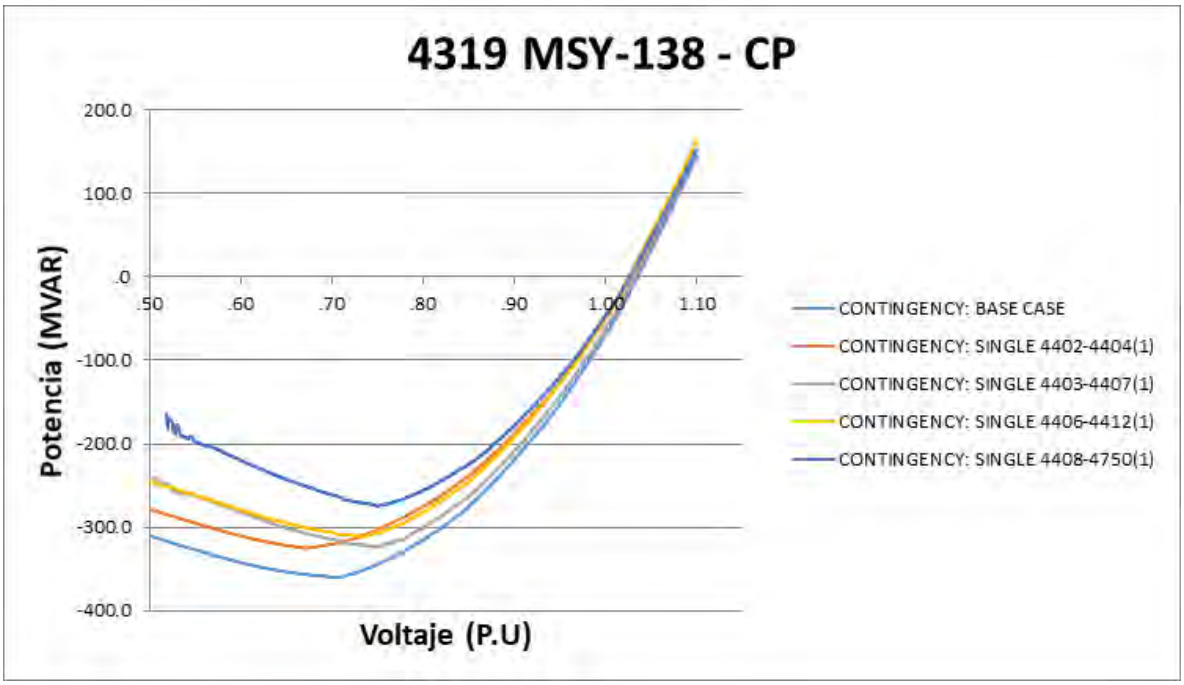
Gráfica 290: Nodo 4316 Con Proyecto



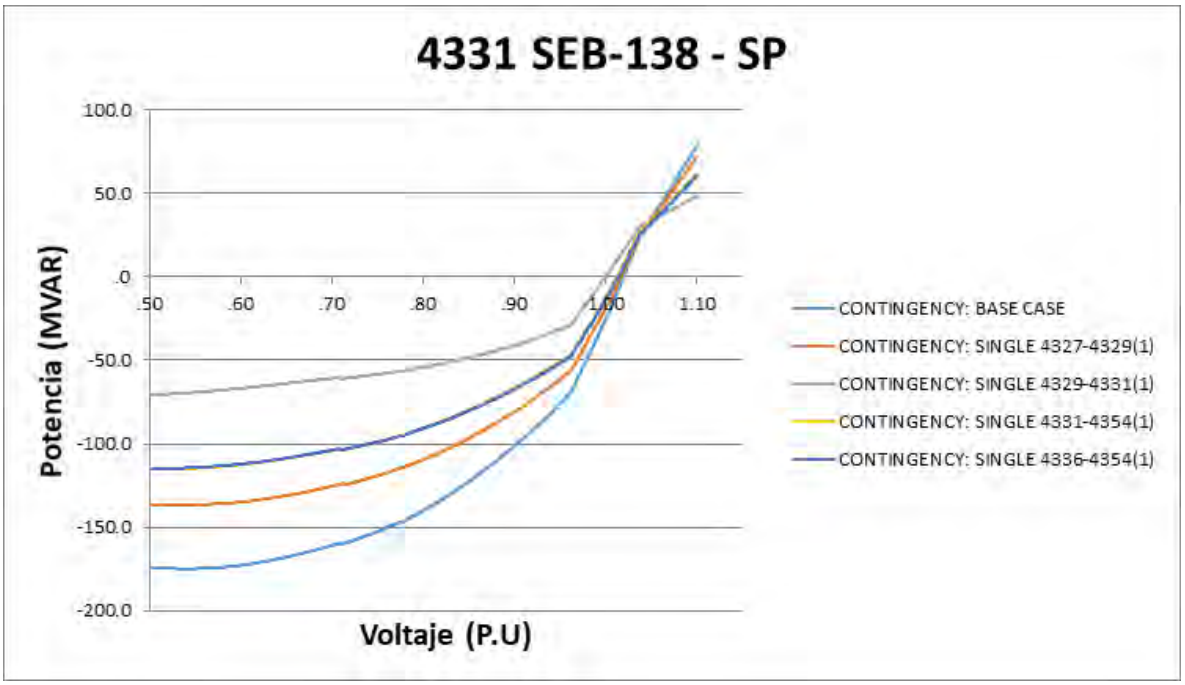
Gráfica 291: Nodo 4319 Sin Proyecto



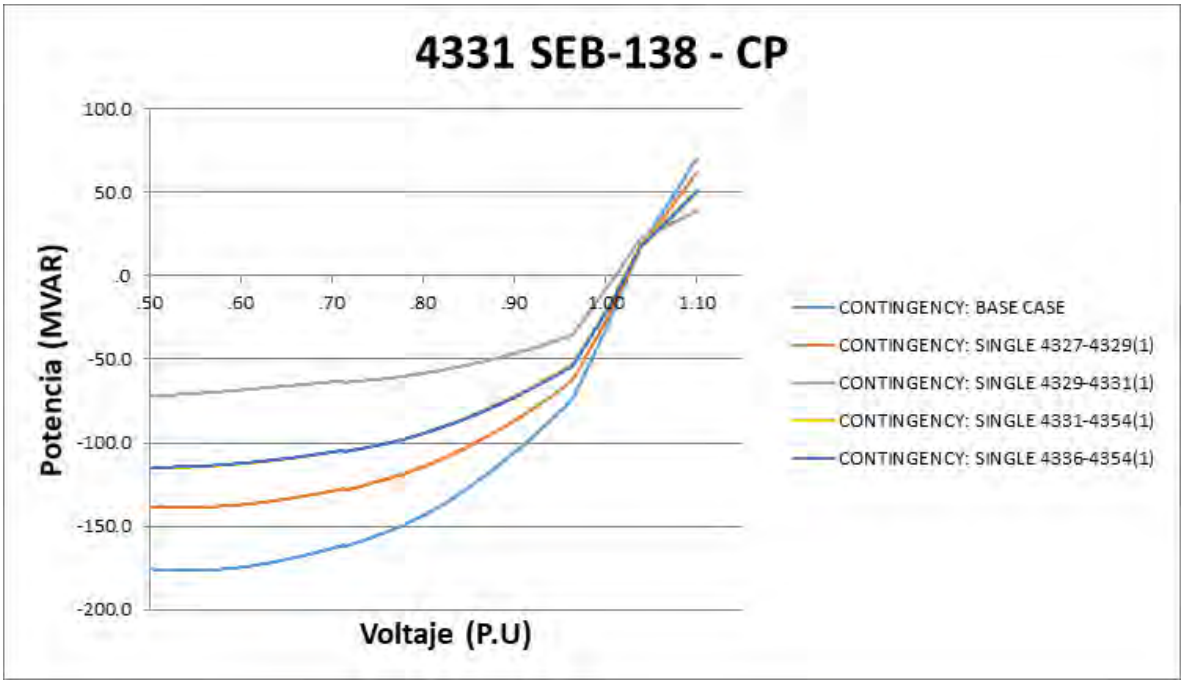
Gráfica 292: Nodo 4319 Con Proyecto



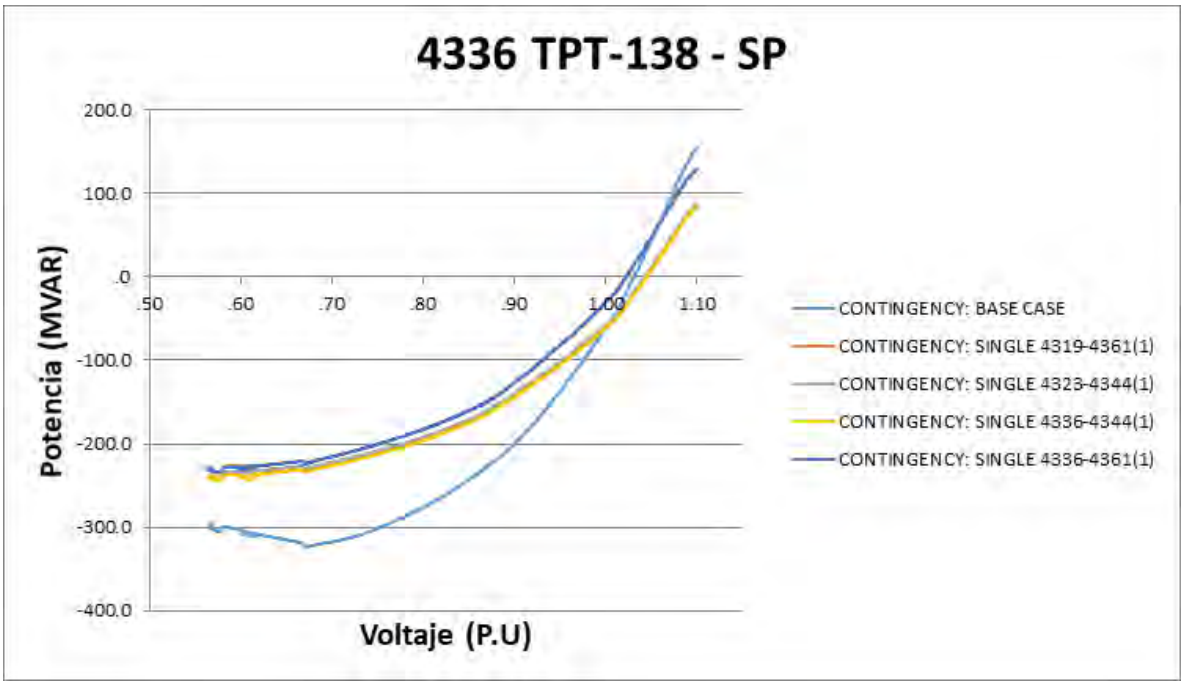
Gráfica 293: Nodo 4331 Sin Proyecto



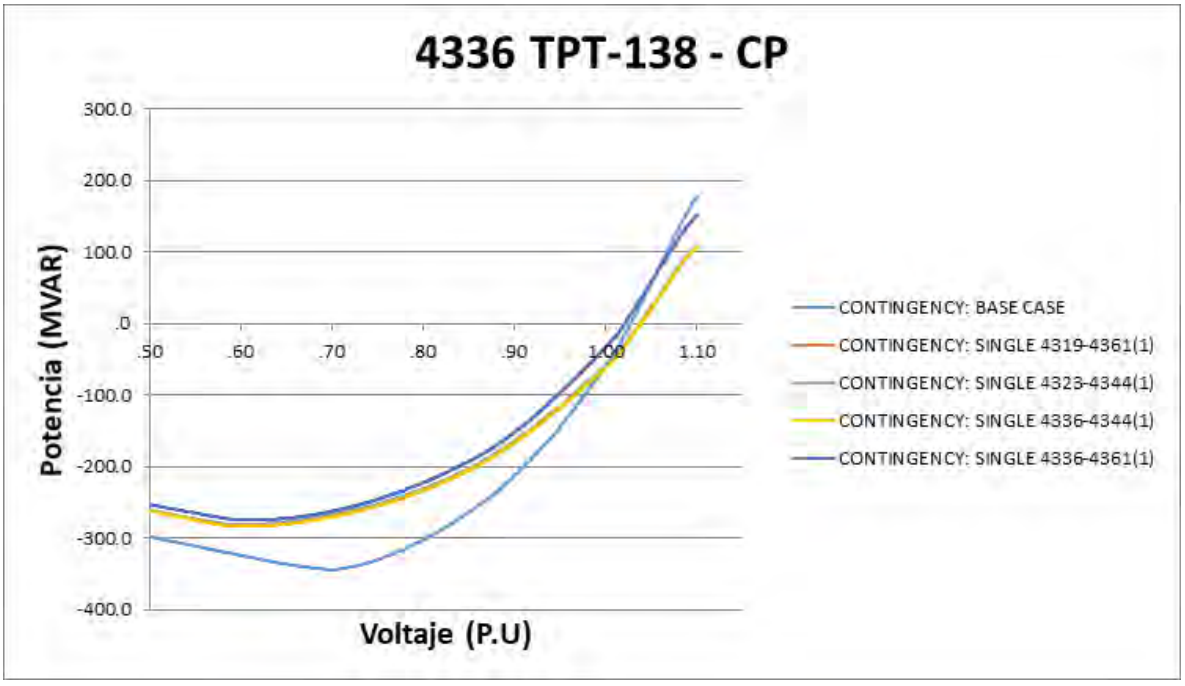
Gráfica 294: Nodo 4331 Con Proyecto



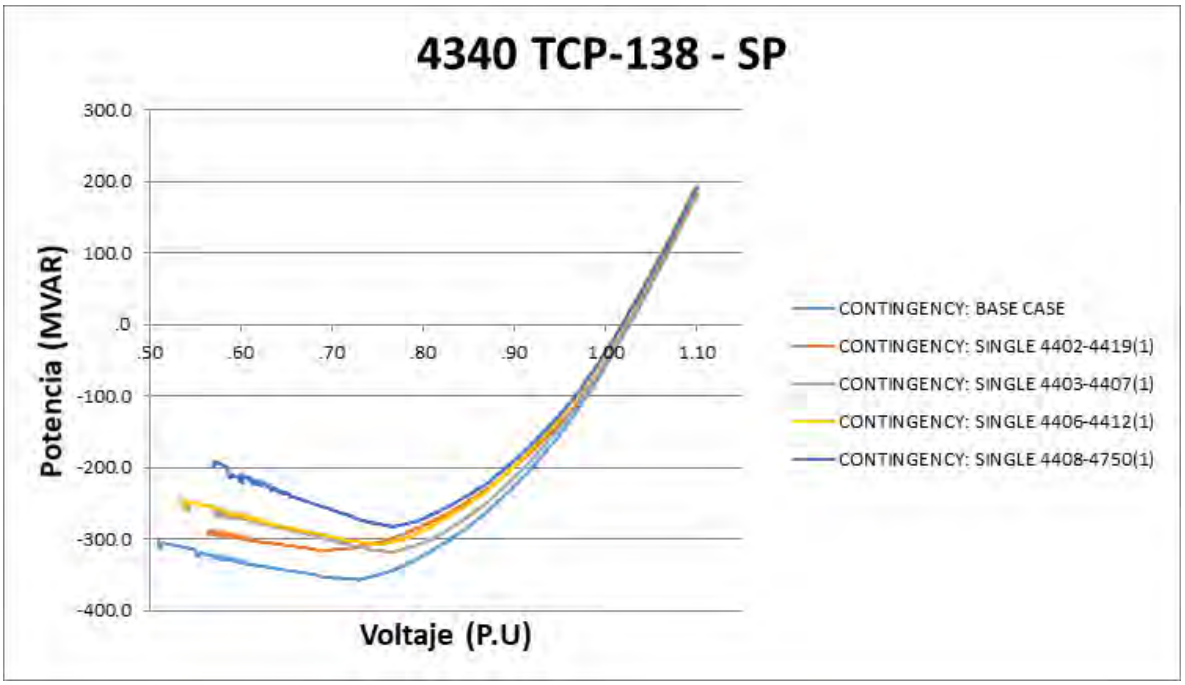
Gráfica 295: Nodo 4336 Sin Proyecto



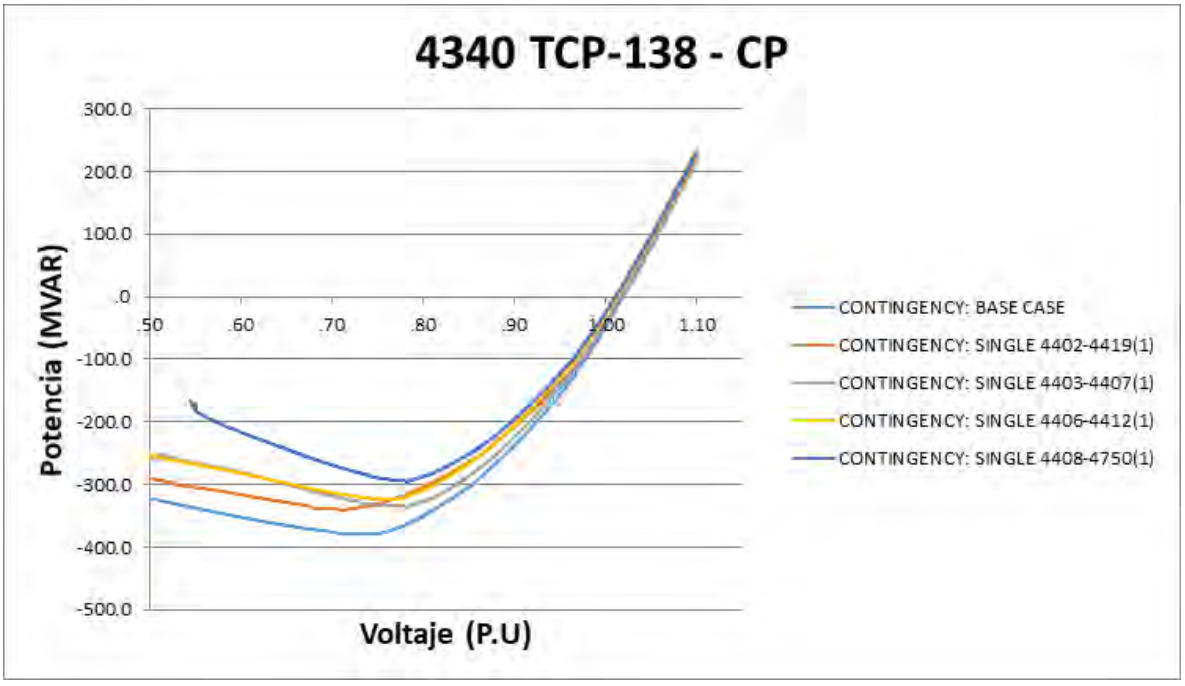
Gráfica 296: Nodo 4336 Con Proyecto



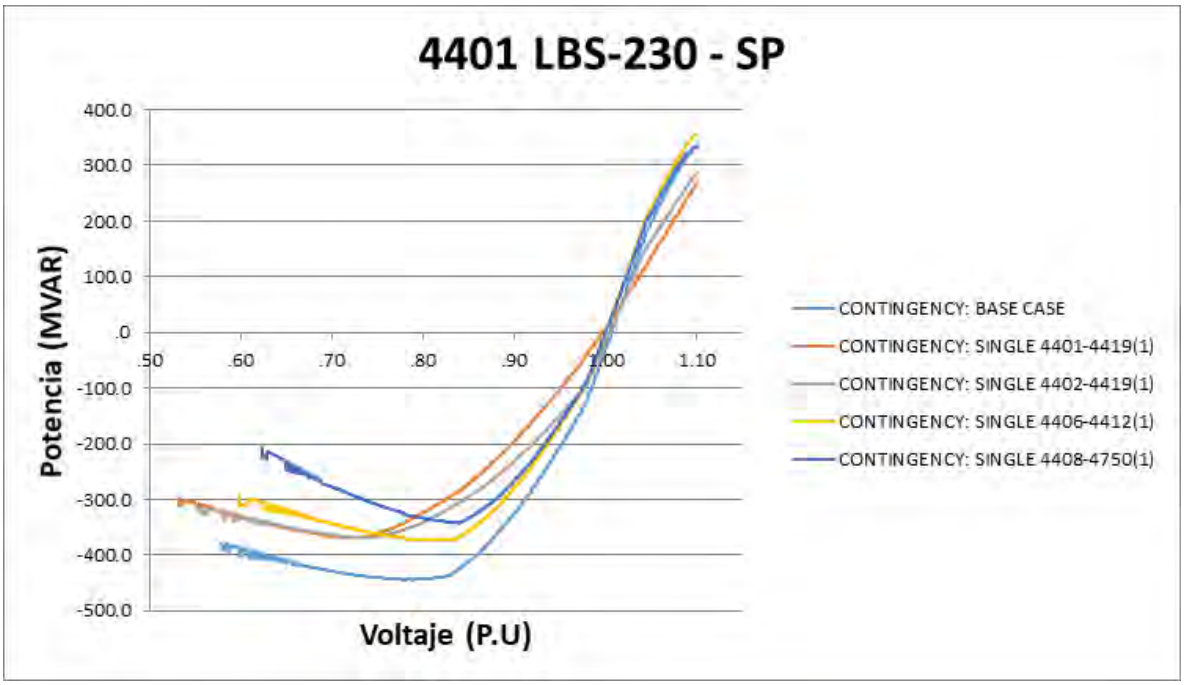
Gráfica 297: Nodo 4340 Sin Proyecto



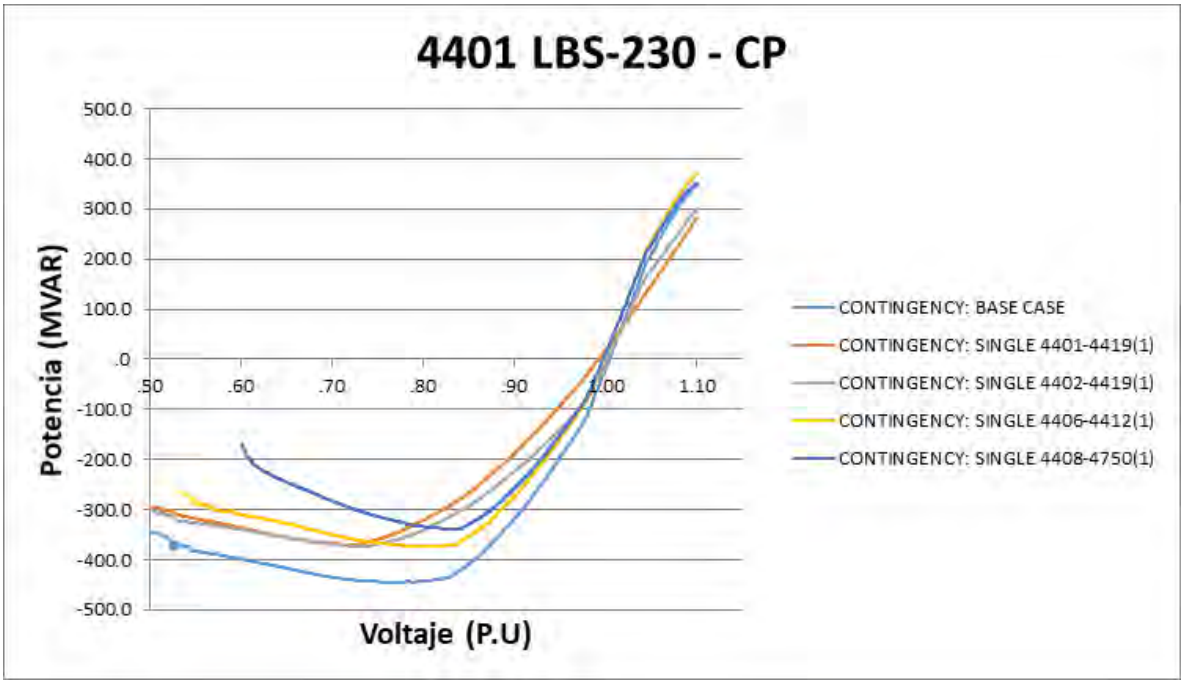
Gráfica 298: Nodo 4340 Con Proyecto



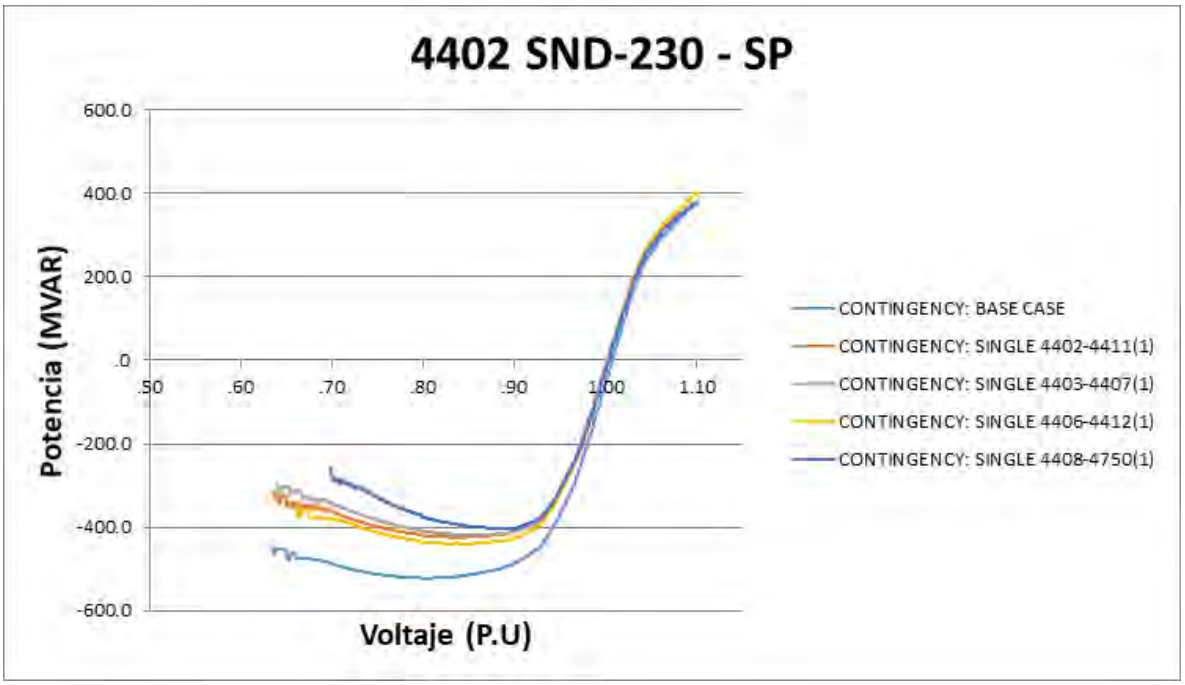
Gráfica 299: Nodo 4401 Sin Proyecto



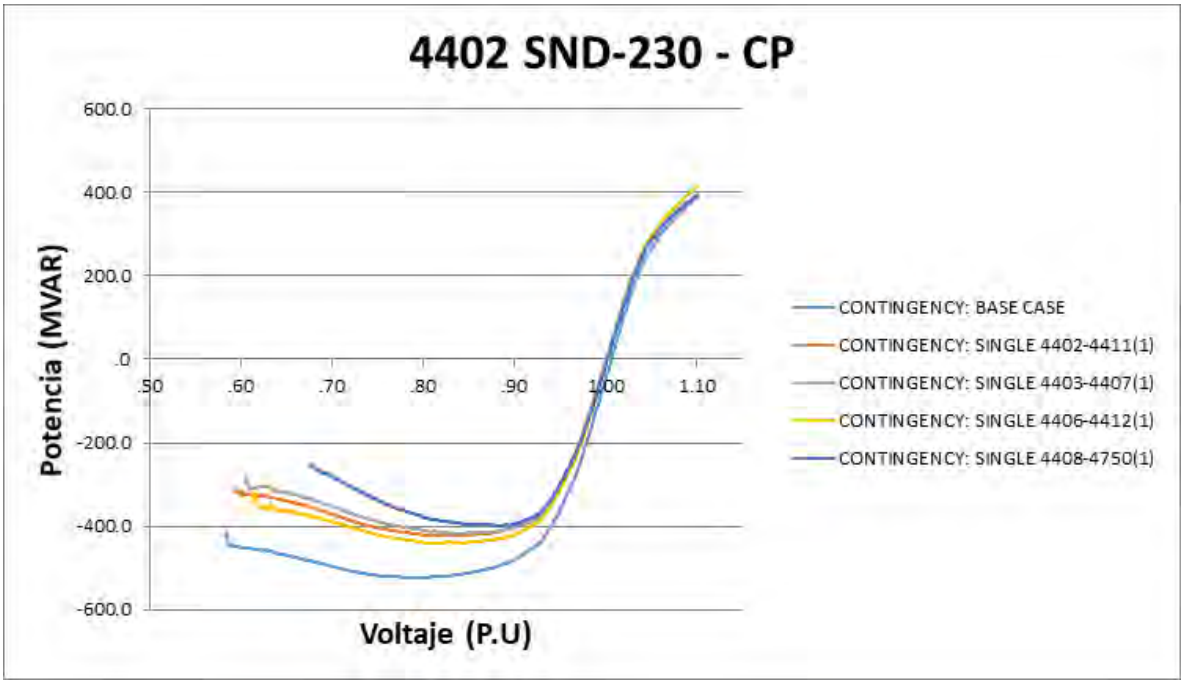
Gráfica 300: Nodo 4401 Con Proyecto



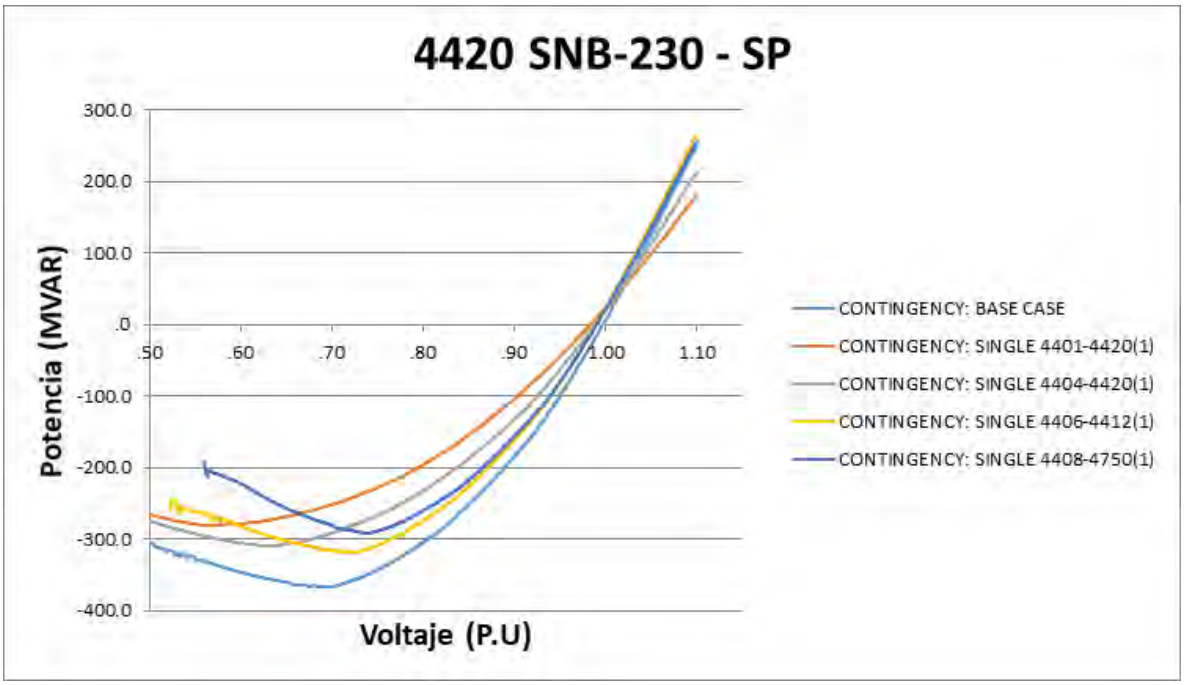
Gráfica 301: Nodo 4402 Sin Proyecto



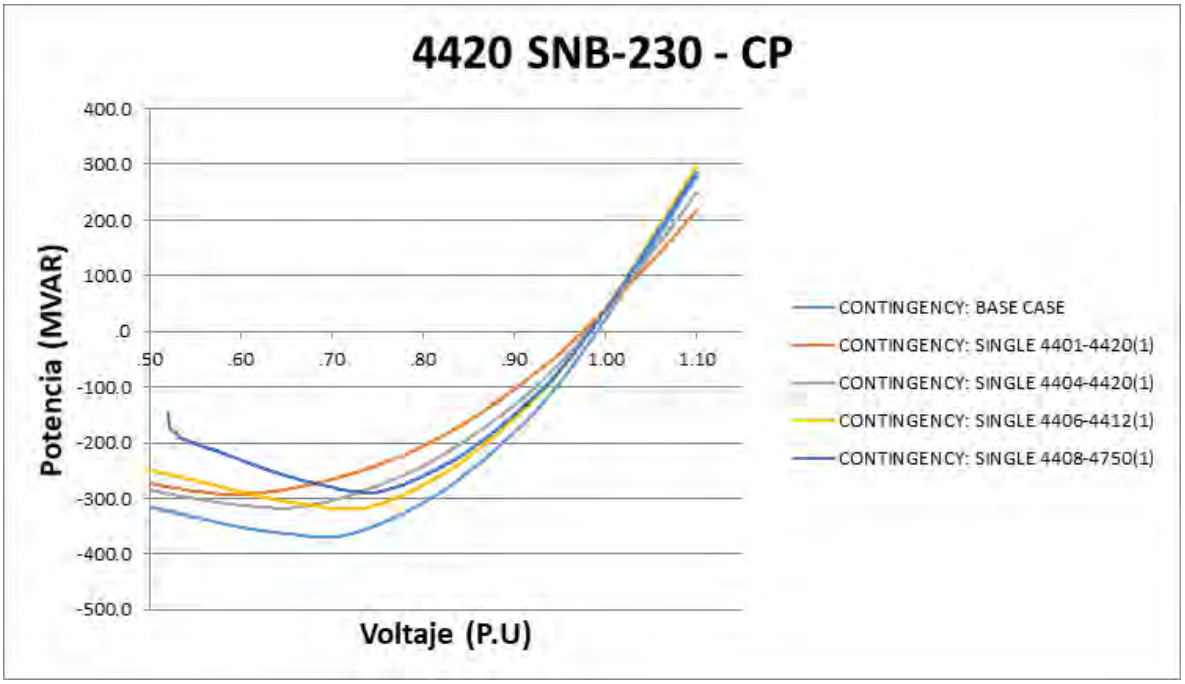
Gráfica 302: Nodo 4402 Con Proyecto



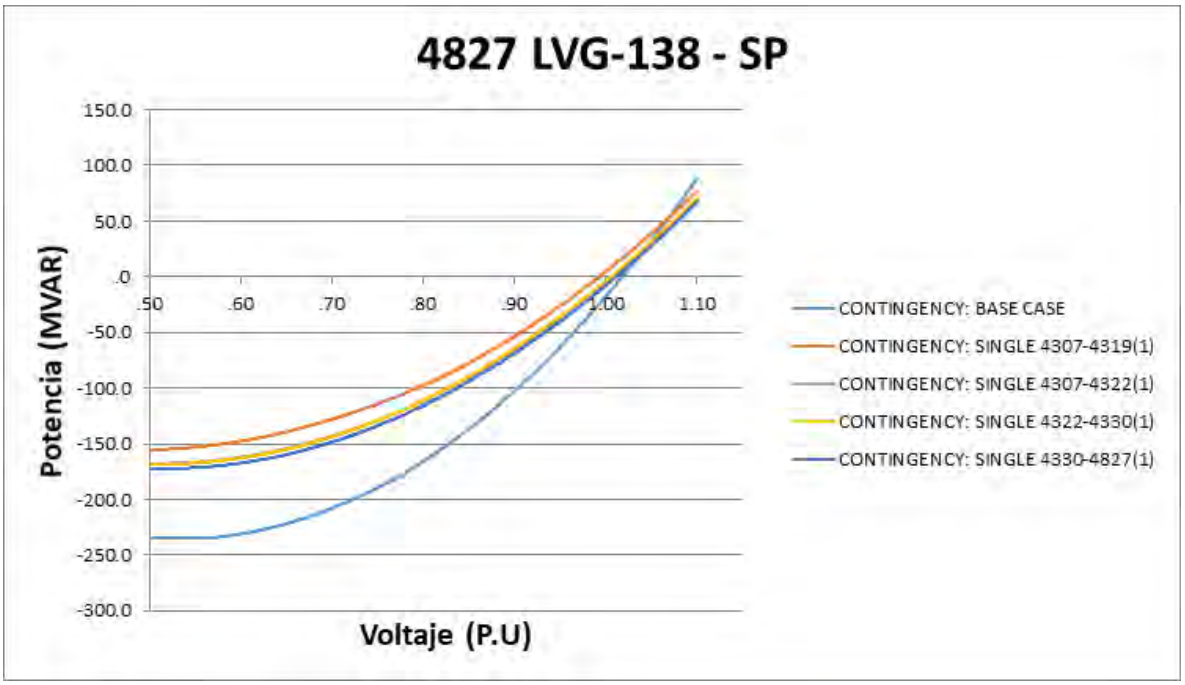
Gráfica 303: Nodo 4420 Sin Proyecto



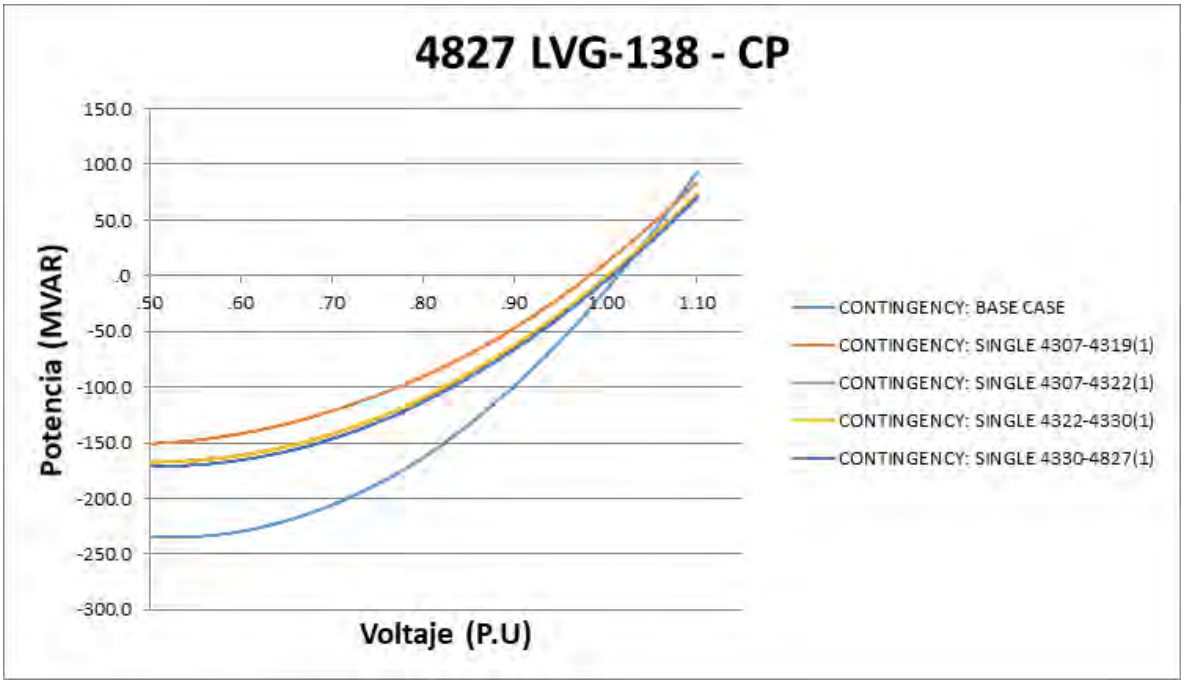
Gráfica 304: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 305: Nodo 4827 Sin Proyecto

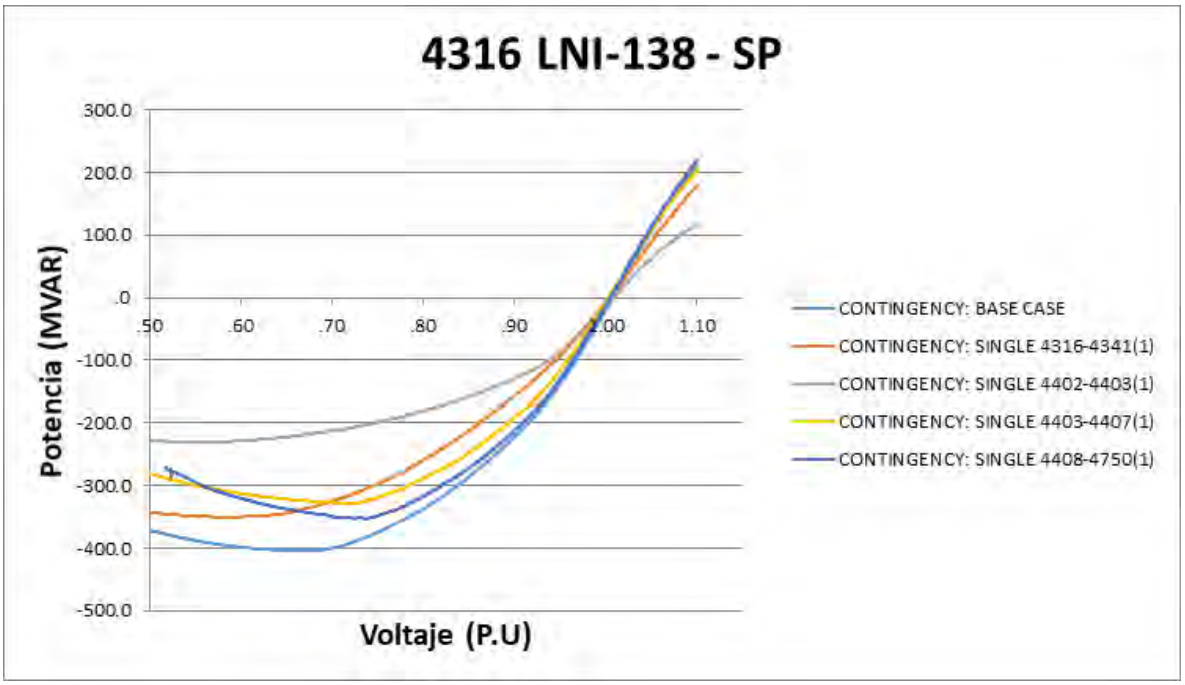


Gráfica 306: Nodo 4827 Con Proyecto

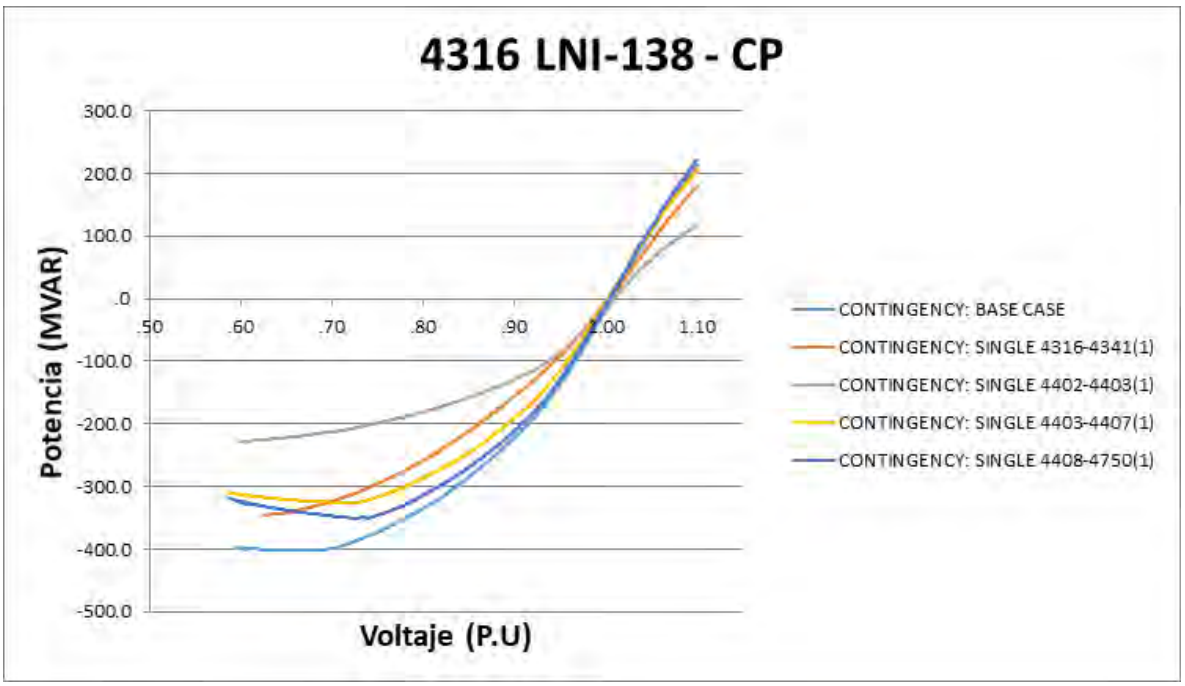


- **Escenario Invierno demanda mínima Porteo Sur - Norte 220 MW**

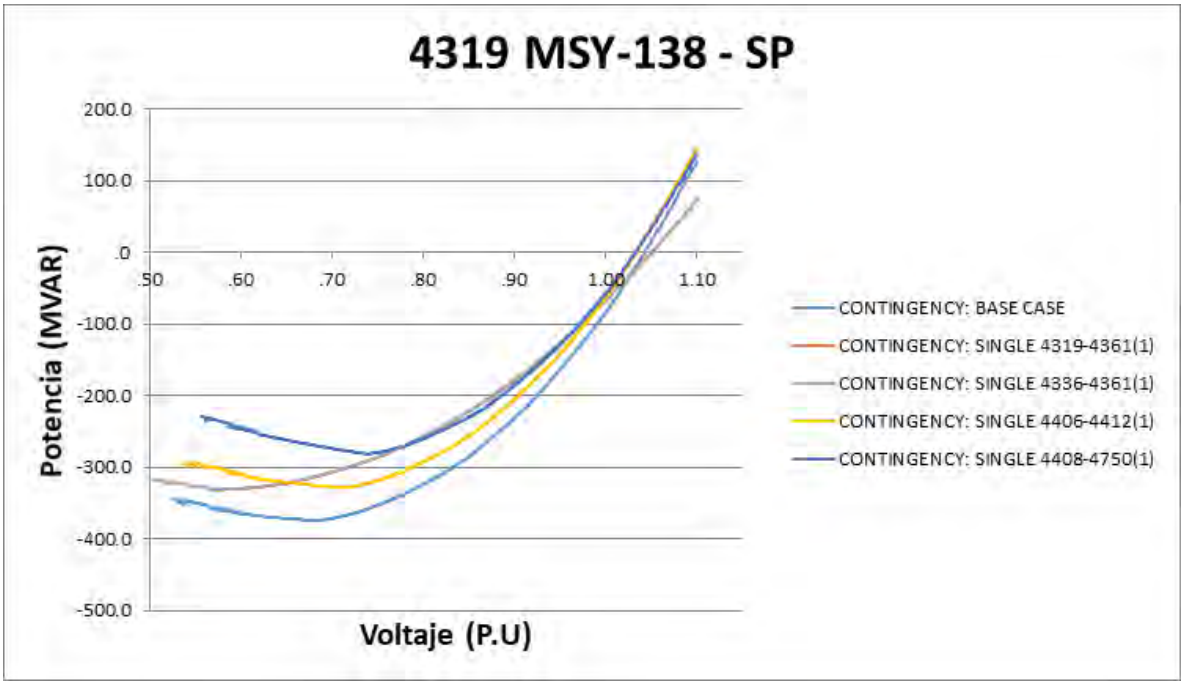
Gráfica 307: Nodo 4316 Sin Proyecto



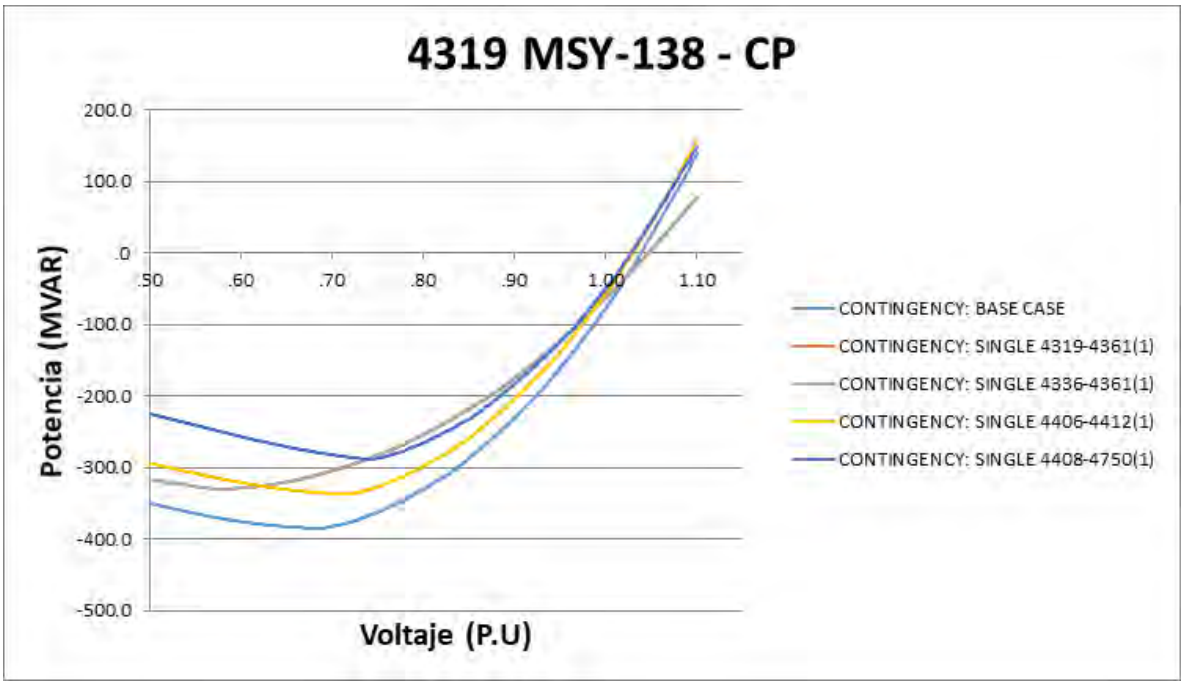
Gráfica 308: Nodo 4316 Con Proyecto



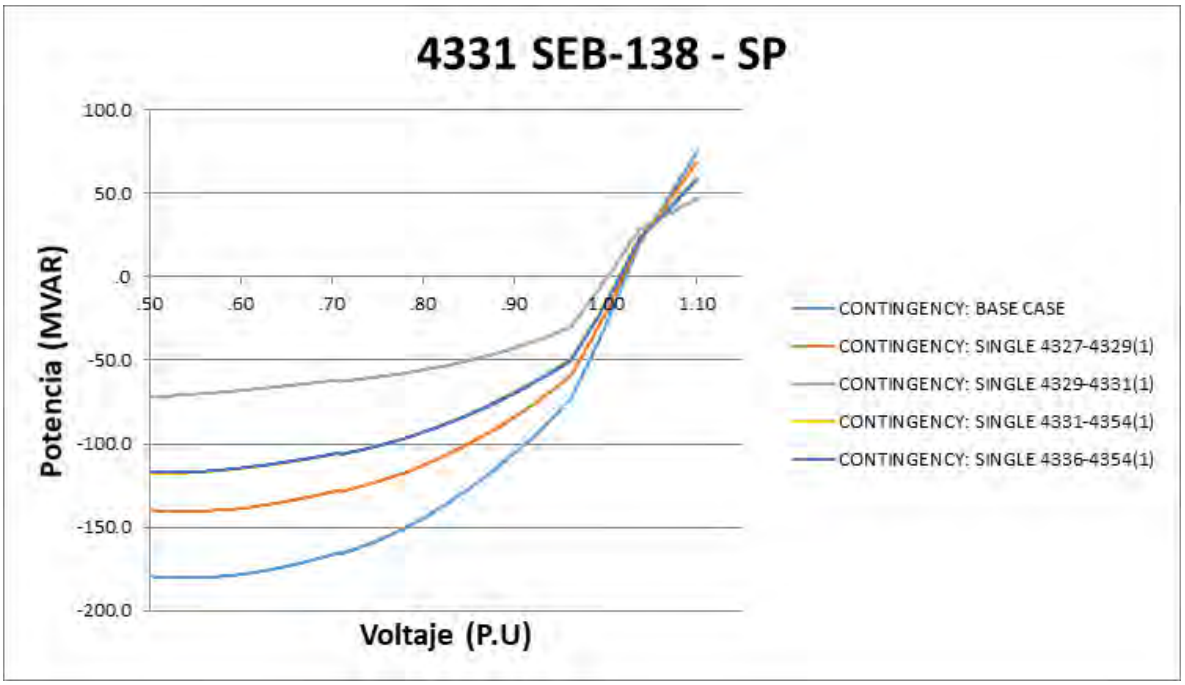
Gráfica 309: Nodo 4319 Sin Proyecto



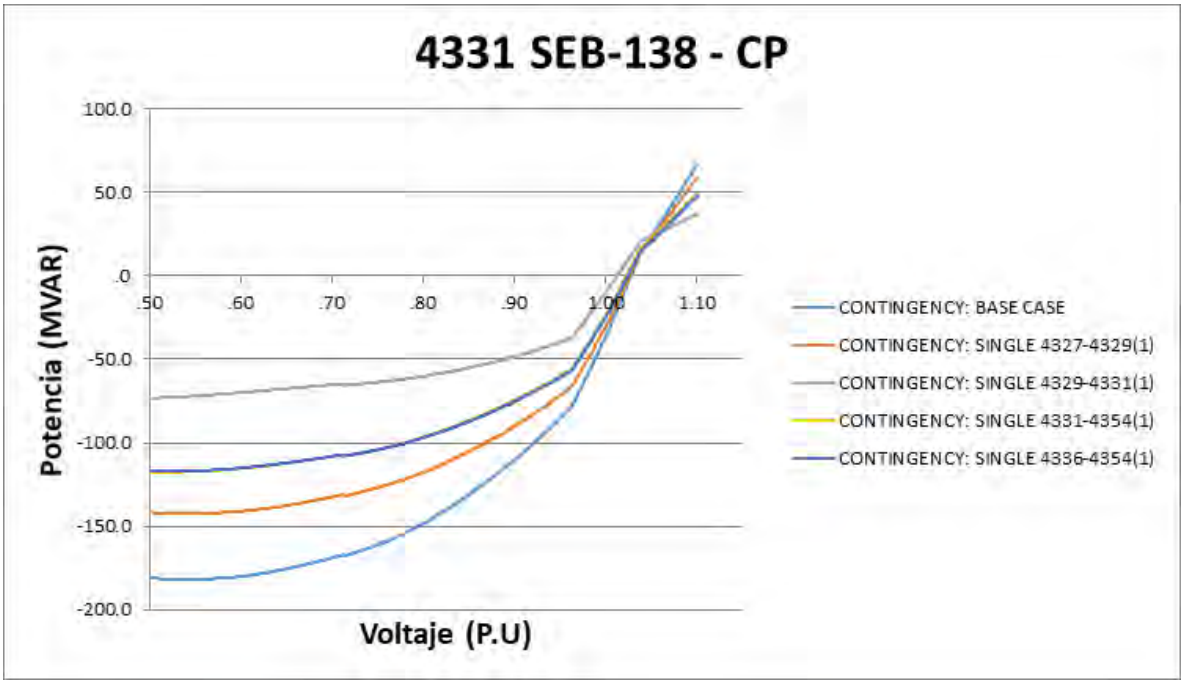
Gráfica 310: Nodo 4319 Con Proyecto



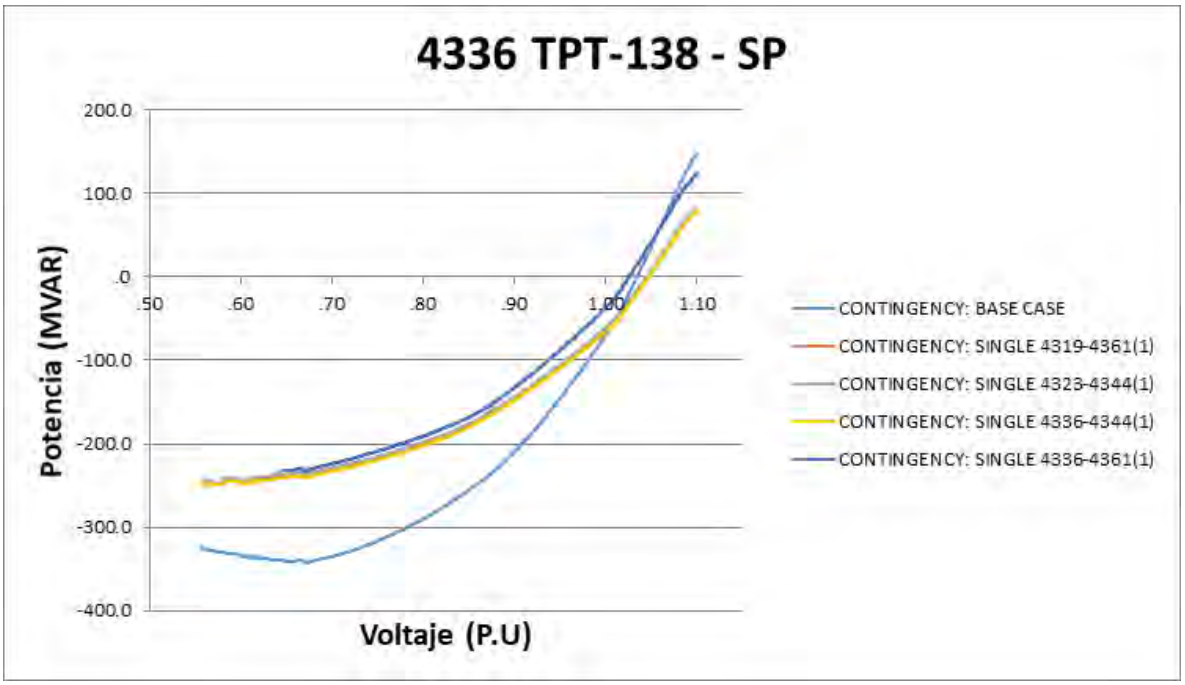
Gráfica 311: Nodo 4331 Sin Proyecto



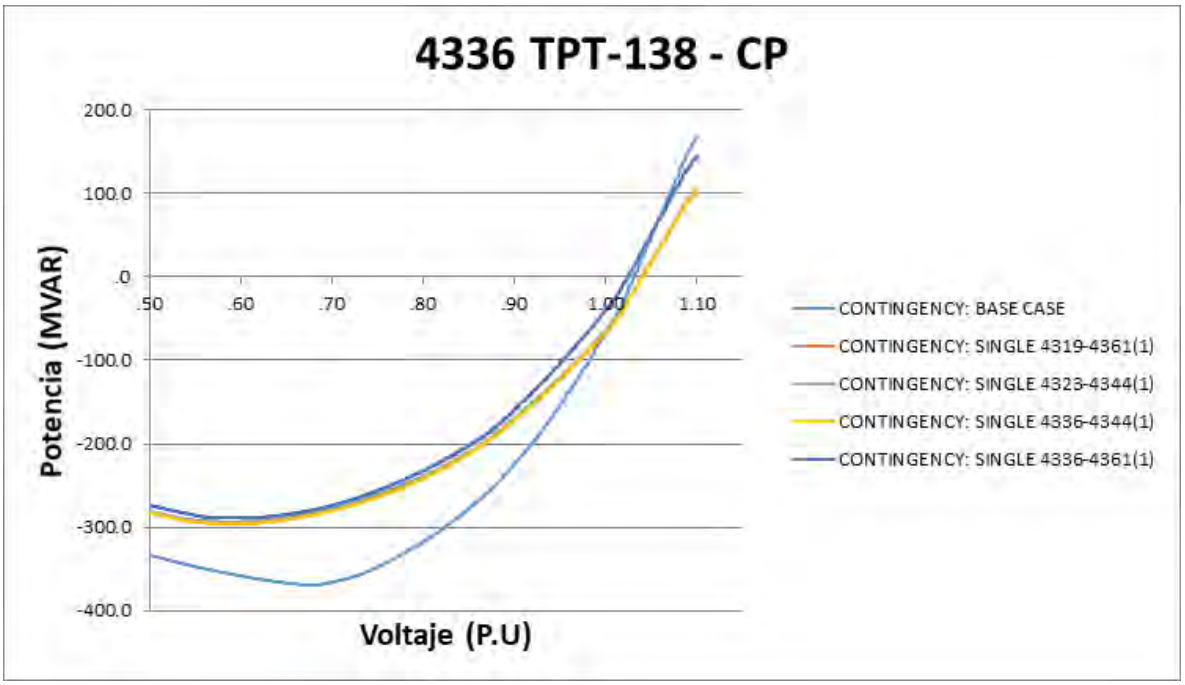
Gráfica 312: Nodo 4331 Con Proyecto



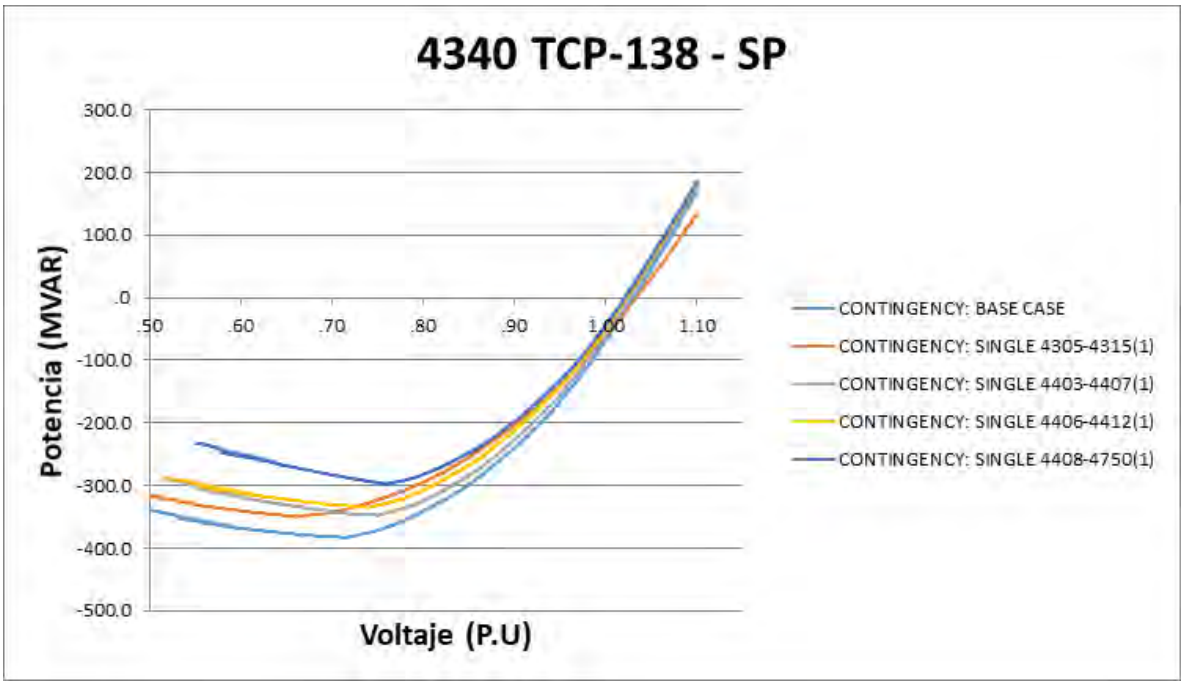
Gráfica 313: Nodo 4336 Sin Proyecto



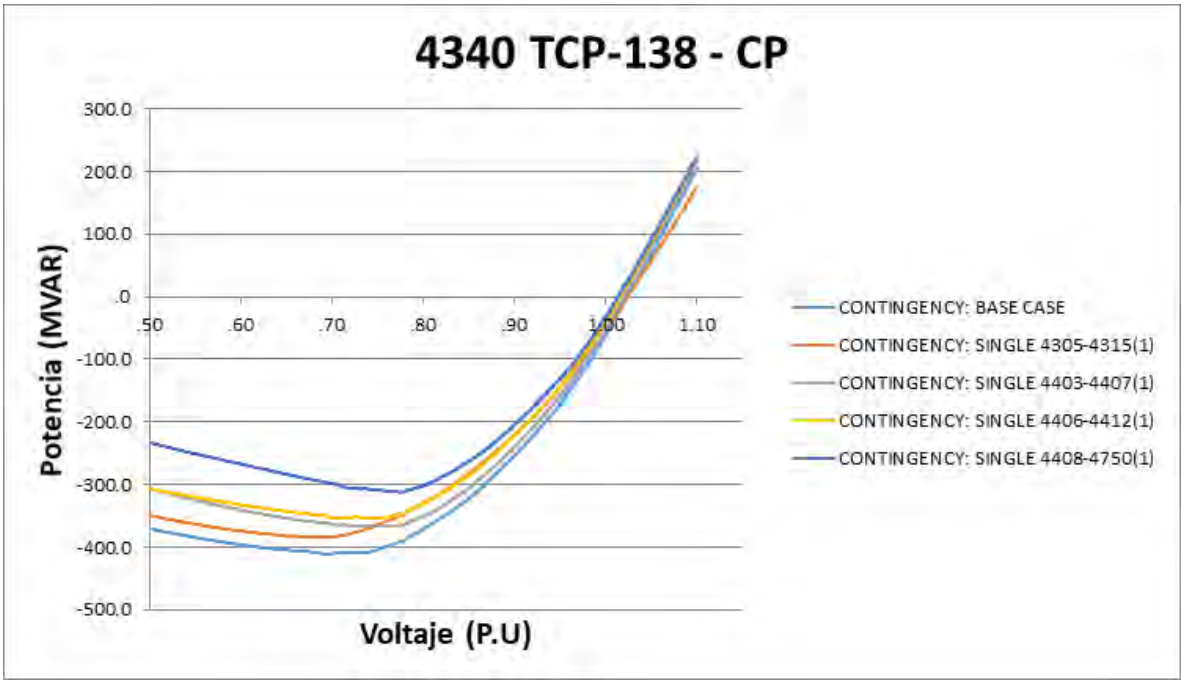
Gráfica 314: Nodo 4336 Con Proyecto



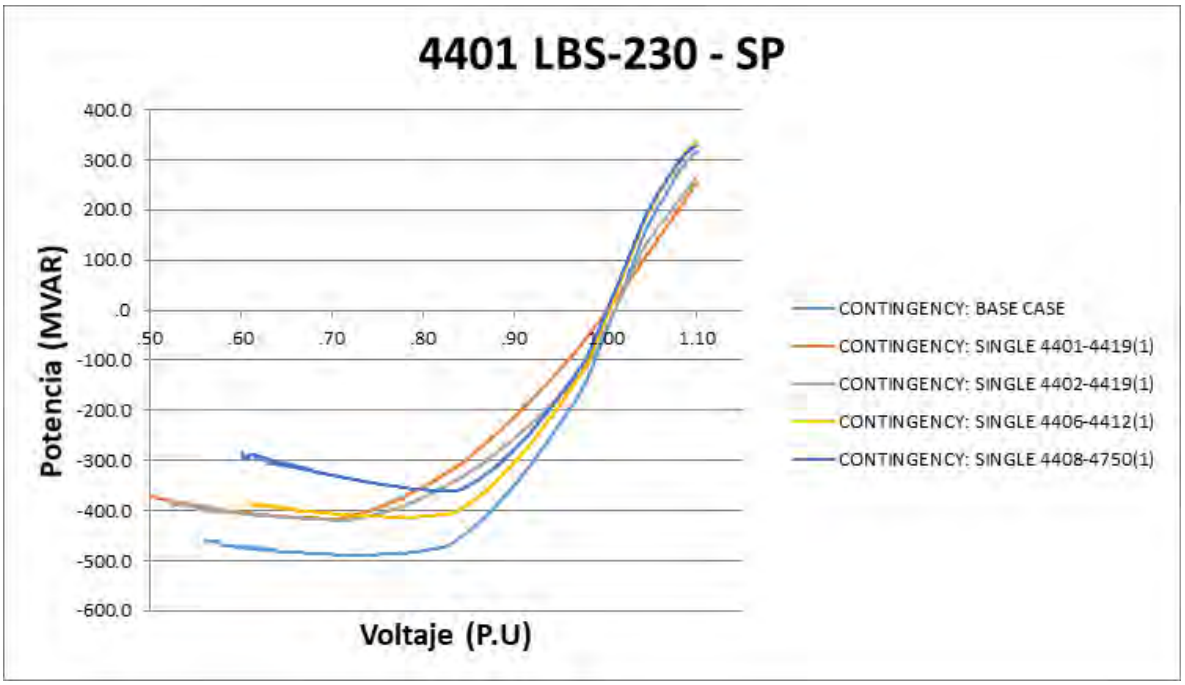
Gráfica 315: Nodo 4340 Sin Proyecto



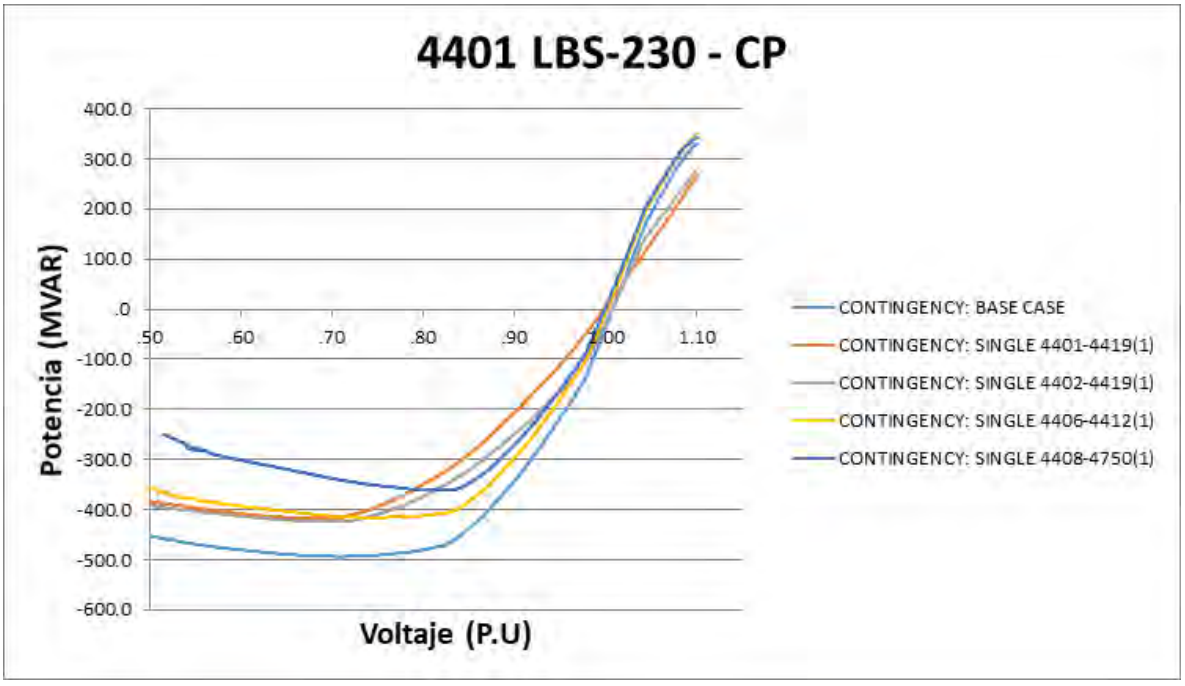
Gráfica 316: Nodo 4340 Con Proyecto



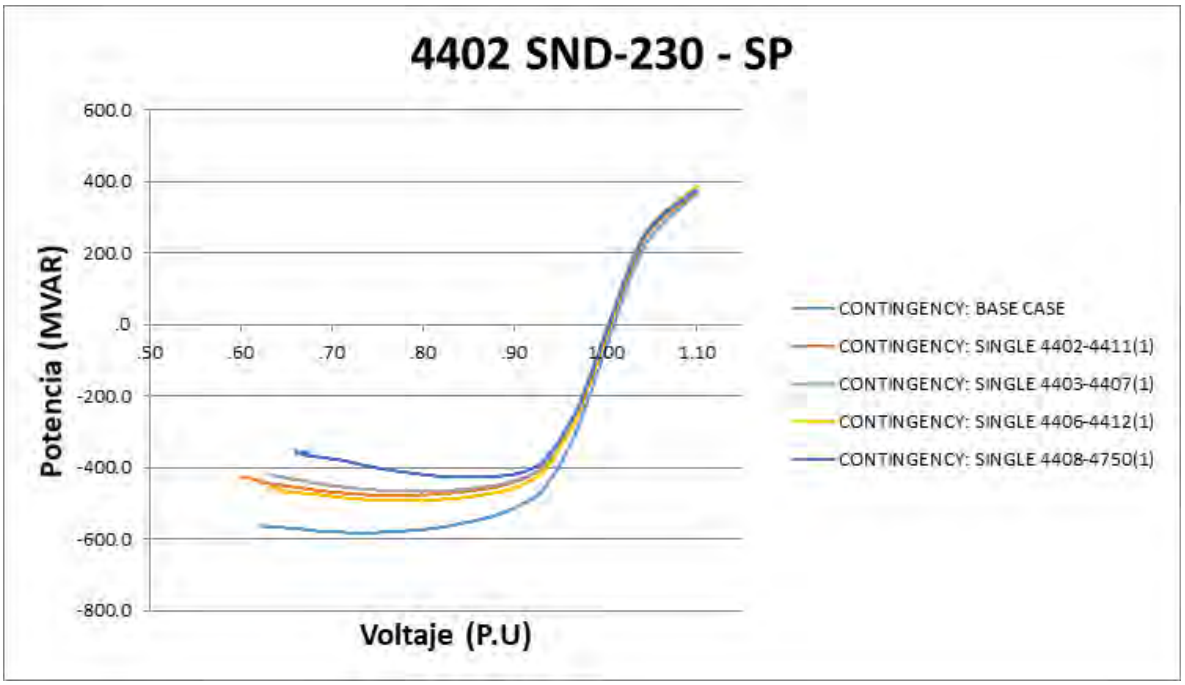
Gráfica 317: Nodo 4401 Sin Proyecto



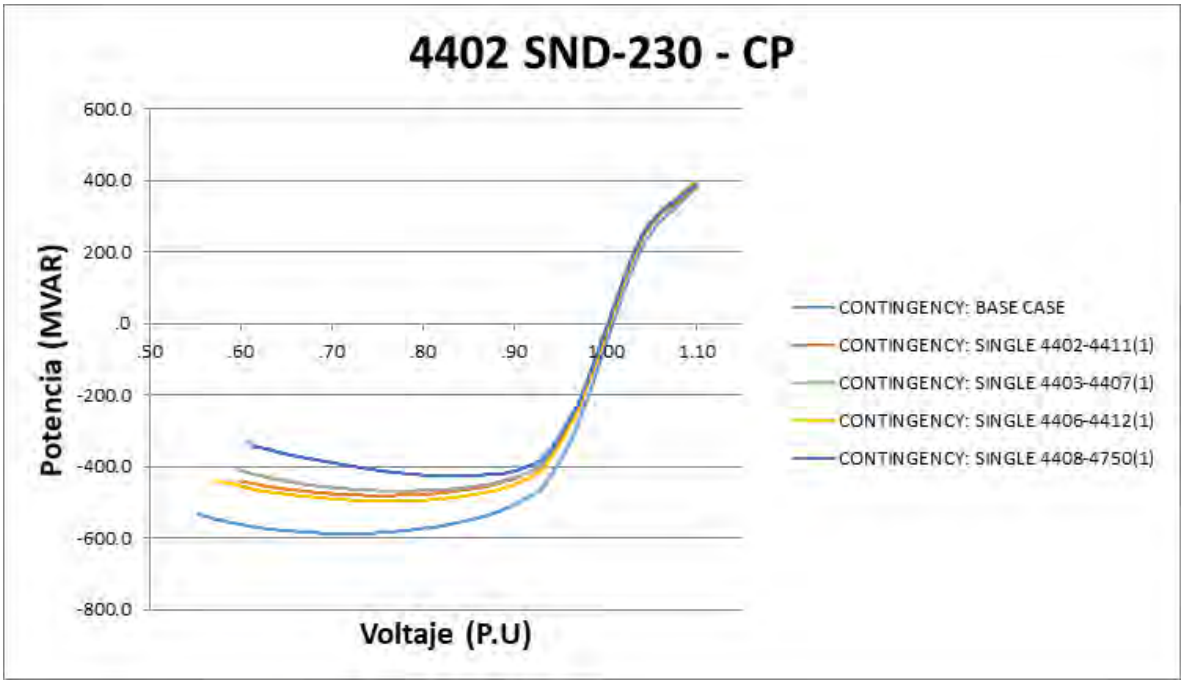
Gráfica 318: Nodo 4401 Con Proyecto



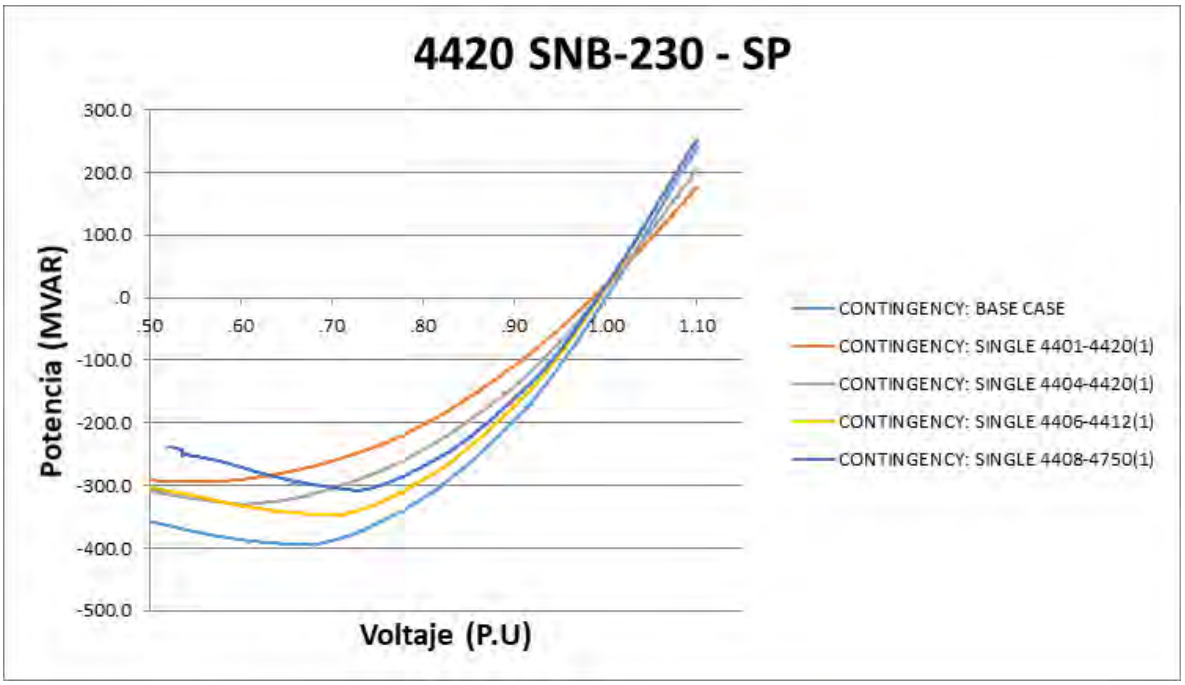
Gráfica 319: Nodo 4402 Sin Proyecto



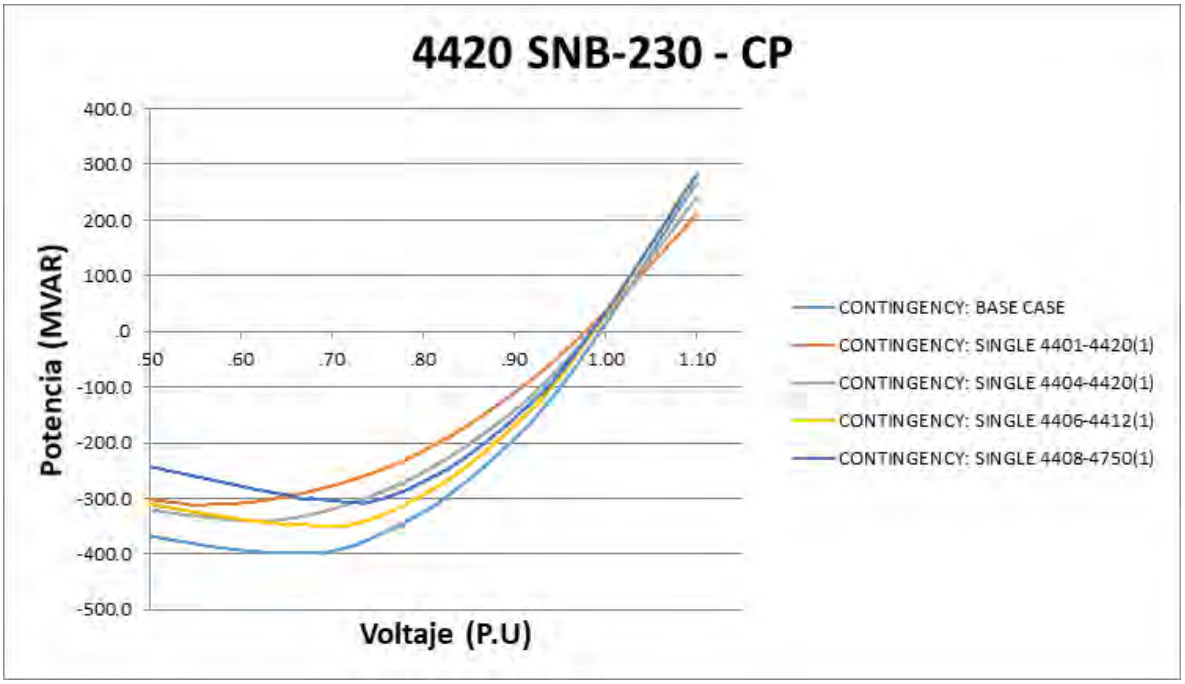
Gráfica 320: Nodo 4402 Con Proyecto



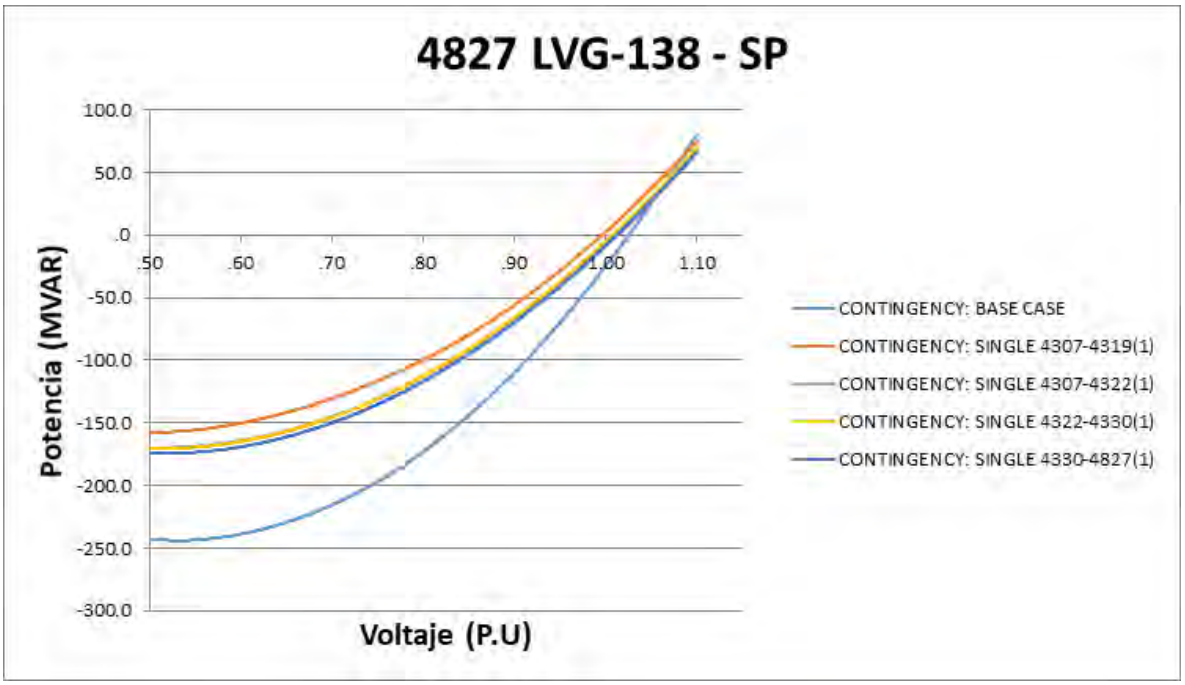
Gráfica 321: Nodo 4420 Sin Proyecto



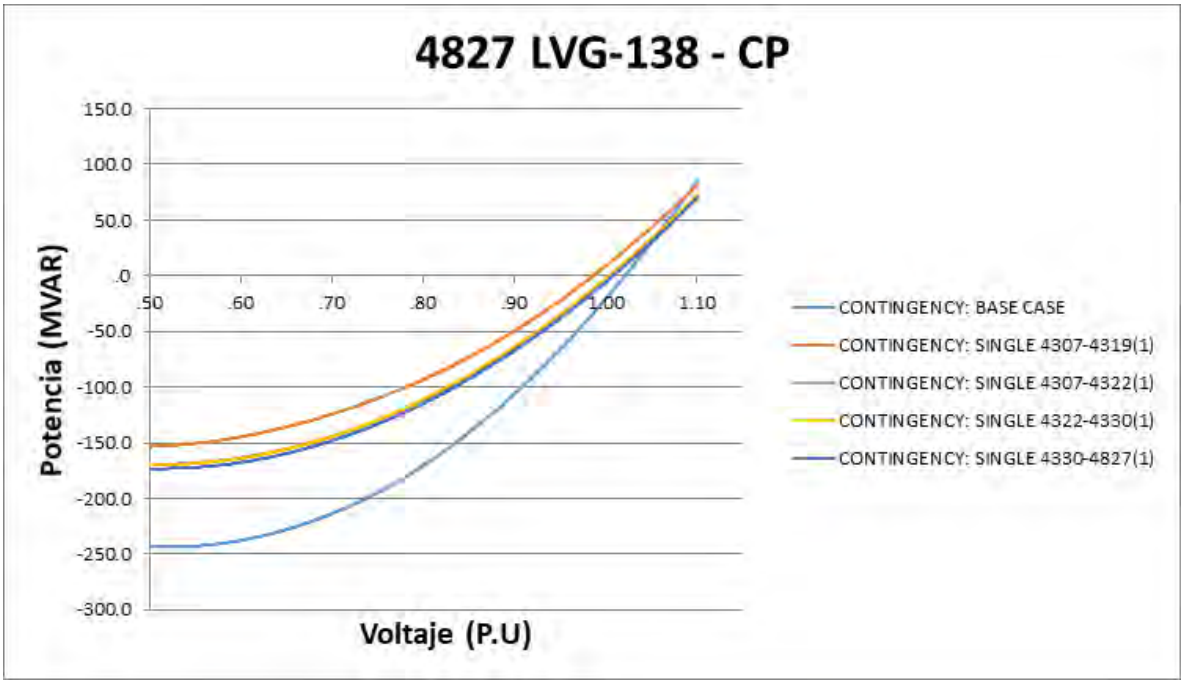
Gráfica 322: Nodo 4420 Con Proyecto



Gráfica 323: Nodo 4827 Sin Proyecto



Gráfica 324: Nodo 4827 Con Proyecto



15. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO 2022

Se ha utilizado la norma IEC 60909 del software PSS/E para obtener el valor de la corriente de cortocircuito para fallas trifásica a tierra y monofásica a tierra, calculadas en las barras de alta tensión de las subestaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN), considerando las nuevas obras 2022.

- **Resumen de Resultados de Corrientes de Cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas 2022**

Se calcularon los niveles de cortocircuito en la situación sin y con proyecto; y se comparará con la capacidad interruptiva de los interruptores instalados. En la siguiente tabla se muestran los nodos a analizar:

Tabla 68. Nodos a analizar para ICC

NODO	CODIGO
4316	LNI-138
4319	MSY-138
4331	SEB-138
4336	TPT-138
4340	TCP-138
4401	LBS-230
4402	SND-230
4420	SNB-230
4827	LVG-138

En las siguientes tablas se muestran los resultados de los niveles de cortocircuito en la situación sin y con proyecto, comparándose con la capacidad interruptiva de los interruptores instalados de los cuales se tiene información en la Division de Planificacion.

Tabla 69. Corrientes de cortocircuito – Escenario de verano con exportación de 150MW hacia Costa Rica

VERANO							
Barra	Nombre	kV	Capacidad Interruptiva KA	DEMANDA MAXIMA EXPORTANDO 150MW A CR			
				I Falla 3ø KA		I Falla 1ø KA	
				Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto
4316	LNI-138	138	31.5	10.34	10.32	14.36	14.33
4319	MSY-138	138	31.5	9.13	9.05	14.68	14.53
4331	SEB-138	138	31.5	5.44	5.42	4.94	4.93
4336	TPT-138	138	31.5	9.34	8.83	9.03	8.71
4340	TCP-138	138	31.5	10.23	9.36	16.45	15.77
4401	LBS-230	230	31.5	8.73	8.70	8.76	8.73
4402	SND-230	230	31.5	9.85	9.84	8.40	8.37
4420	SNB-230	230	31.5	5.76	5.43	3.85	3.76
4827	LVG-138	138	31.5	5.06	5.06	1.61	1.61

Tabla 70. Corrientes de cortocircuito – Escenario de Invierno con exportación de 150MW hacia Costa Rica

INVIERNO							
Barra	Nombre	kV	Capacidad Interruptiva KA	DEMANDA MAXIMA EXPORTANDO 150MW A CR			
				I Falla 3ø KA		I Falla 1ø KA	
				Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto
4316	LNI-138	138	31.5	9.86	9.82	13.71	13.65
4319	MSY-138	138	31.5	8.84	8.75	14.18	14.01
4331	SEB-138	138	31.5	5.43	5.40	4.93	4.92
4336	TPT-138	138	31.5	9.30	8.76	9.01	8.66
4340	TCP-138	138	31.5	10.44	9.50	16.81	16.05
4401	LBS-230	230	31.5	9.20	9.16	9.06	9.03
4402	SND-230	230	31.5	11.69	11.68	9.22	9.19
4420	SNB-230	230	31.5	5.88	5.54	3.89	3.80
4827	LVG-138	138	31.5	4.65	4.65	1.58	1.58

De los resultados obtenidos en el estudio de cortocircuito, se puede concluir que en ninguno de los escenarios se excedieron las capacidades de interrupción de los equipos instalados; por lo tanto, con la entrada en operación de los nuevos proyectos de transmisión del año 2022 no habrá afectación alguna a los interruptores instalados en la red de transmisión.

16. ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSIENTE 2022

Se analiza el comportamiento transitorio del sistema de Nicaragua al ocurrir fallas trifásicas francas en barras y líneas del sistema de transmisión de Nicaragua. Se analizo la respuesta transitoria del sistema considerando los escenarios con los nuevos proyectos en operación simulando para verano e invierno del año 2022, con el propósito de demostrar que la conexión de estas no provoca efectos adversos en la estabilidad del sistema. Se analizaron los casos en demanda máxima, sin transferencias, con transferencias en sentido norte-sur y en sentido sur-norte.

En el estudio de estabilidad transitoria se utilizo la base regional proporcionada por el EOR, actualizándose el sistema de Nicaragua para los escenarios descritos en el párrafo anterior. Para este estudio se utilizaron los modelos dinámicos de todos los generadores y controles de las plantas nacional y regional.

Se ha modelado la carga de la siguiente forma; Potencia activa, 70% como corriente constante y 0% como impedancia constante. Potencia reactiva: 30% como impedancia constante y 0% como corriente constante.

Como las protecciones de las líneas de transmisión en primera zona operan en 0.100 segundos o menos, se considera el despeje de la falla en 6 ciclos. Se monitorearon variables a lo largo del SIN para verificar que todos generadores continúan operando en sincronía después de las fallas simuladas.

Se muestra a continuación el listado de las fallas simuladas:

Tabla 71. Lista de contingencias

Contingencia	Nodo 1		Nodo 2		Ckt	Descripción
	Número	Nombre	Número	Nombre		
C1	4402	SND-230	4415	PCG9-230	1	Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central PCG9 y PSL (Planta Solaris)
C2	4324	PCA-138	4601	PCA-U1	1	Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la unidad #1 de la central PCA
C3	4341	PEN-138	4073	PEN-U3	1	Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la central PEN-U3
C4	4419	MT1-230	4628	PMN-GM1	1	Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores PMN-GM1
C5	4800	LVG-230	4410	SMT-230	1	Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central eólica PBP

C6	4750	AMY-230	4731	AMY-T13	1	Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores AMY-1 y AMY-2
C7	4800	LVG-230	4404	MSY-230	1	Desconexión de línea Masaya-La Virgen
C8	4800	LVG-230	4832	ABRI-230	1	Desconexión de línea La Virgen-Alba Rivas
C9	4402	SND-230	4403	LNI-230	1	Desconexión de la línea Sandino-León I
C10	4402	SND-230	4419	MT1-230	1	Desconexión de la línea Sandino-Mateare 1
C11	4316	LNI-138	4341	PEN-138	1	Desconexión de la línea León I-Pensa
C12	4420	SNB-230	4404	MSY-230	1	Desconexión de la línea San Benito - Masaya
C13	4420	SNB-230	4401	LBS-230	1	Desconexión de la línea San Benito - Los Brasiles
C14	4420	SNB-230	4422	BCO-230	1	Desconexión de la línea San Benito - Boaco

Se monitorearon las variables de desviación angular, frecuencia y voltaje en diferentes puntos del Sistema Interconectado Nacional para verificar el comportamiento del Sistema con las obras en servicio.

A continuación se muestra las variables y nodos monitoreados:

Tabla 72. Frecuencias

No. BARRA	GENERADOR
4601	PCA-U1
4615	PCF-U1
4612	PNI-U1
4628	PMN-GM1
4631	GSN-U1

Tabla 73. Desplazamiento angular post-falla

No. BARRA	CODIGO
4601	PCA-U1
4615	PCF-U1
4612	PNI-U1
4628	PMN-GM1
4631	GSN-U1

Tabla 74. Voltajes de barras

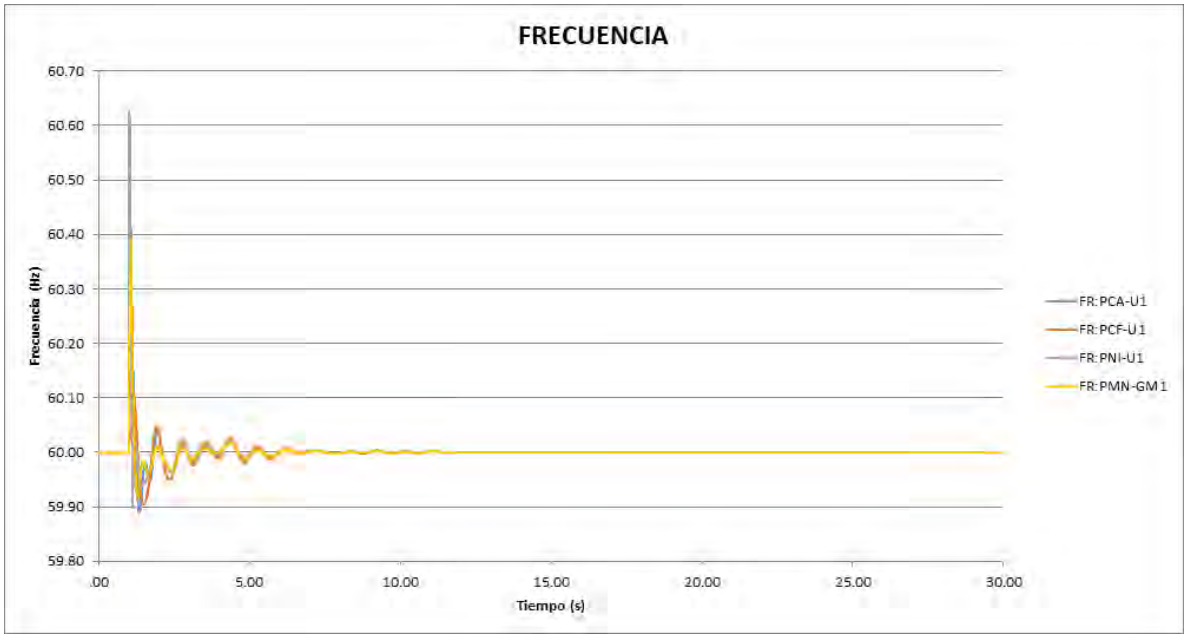
NODOS A MONITOREAR
4316 LNI-138
4319 MSY-138
4331 SEB-138
4336 TPT-138
4340 TCP-138
4392 MT1-138
4401 LBS-230
4402 SND-230
4403 LNI-230
4404 MSY-230
4406 TCP-230
4419 MT1-230
4420 SNB-230
4800 LVG-230
4827 LVG-138

A continuación se presentan las graficas resultantes para cada escenario y contingencia analizada.

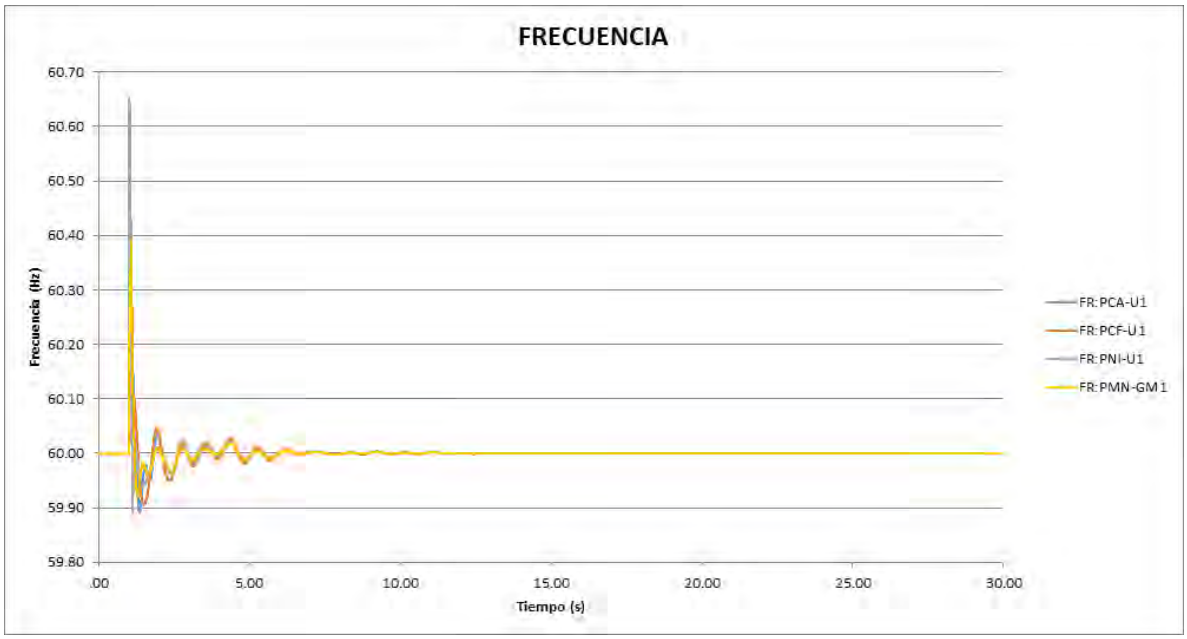
- **Escenario Verano demanda máxima sin intercambios**

CONTINGENCIA C1: Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central PCG9 y PSL (Planta Solaris)

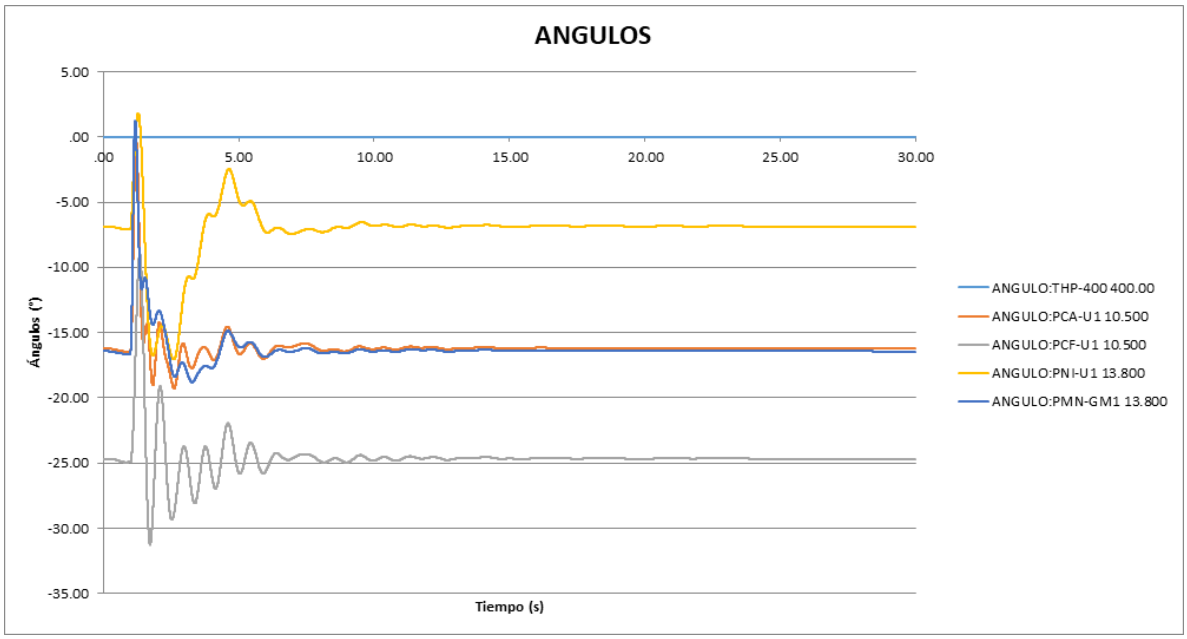
Sin proyecto:



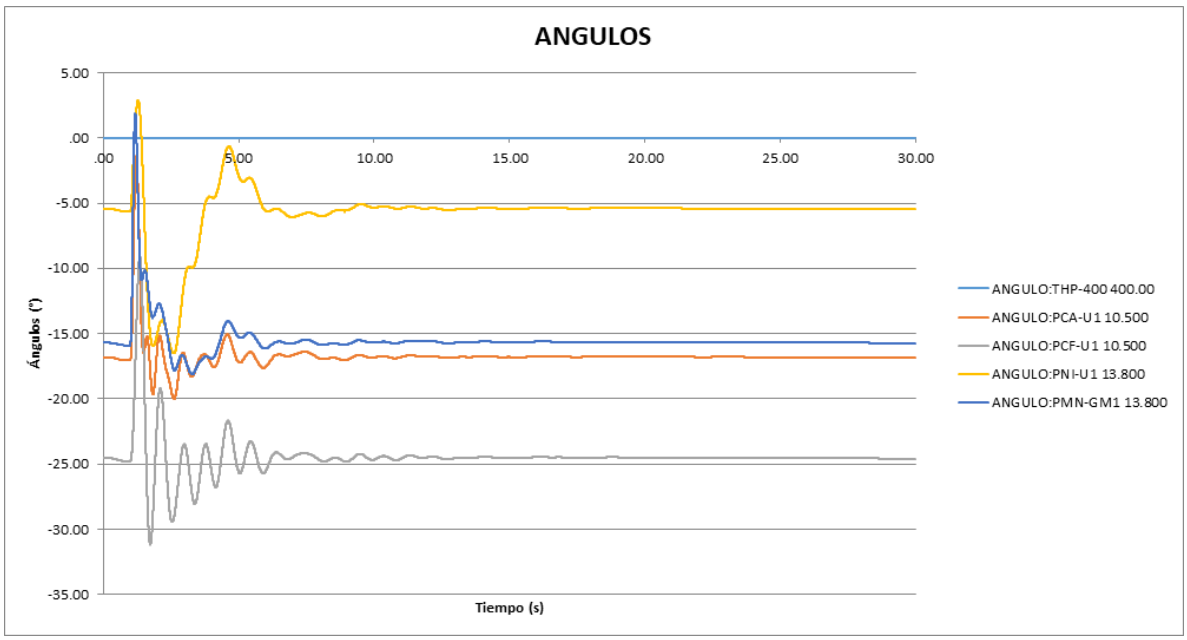
Con proyecto:



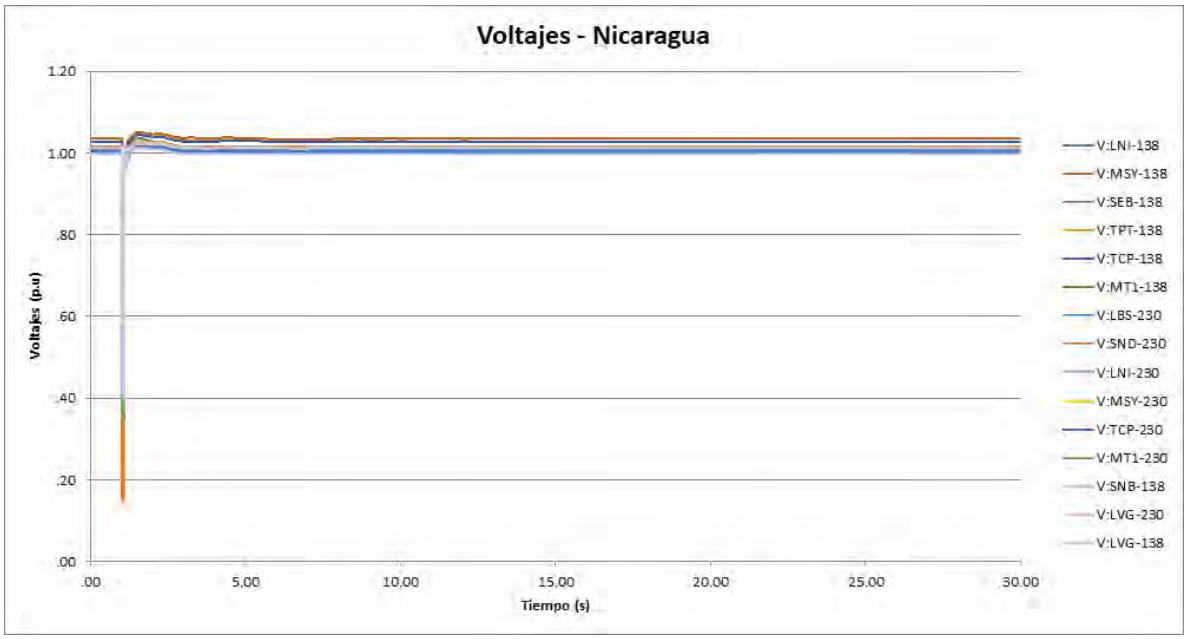
Sin proyecto:



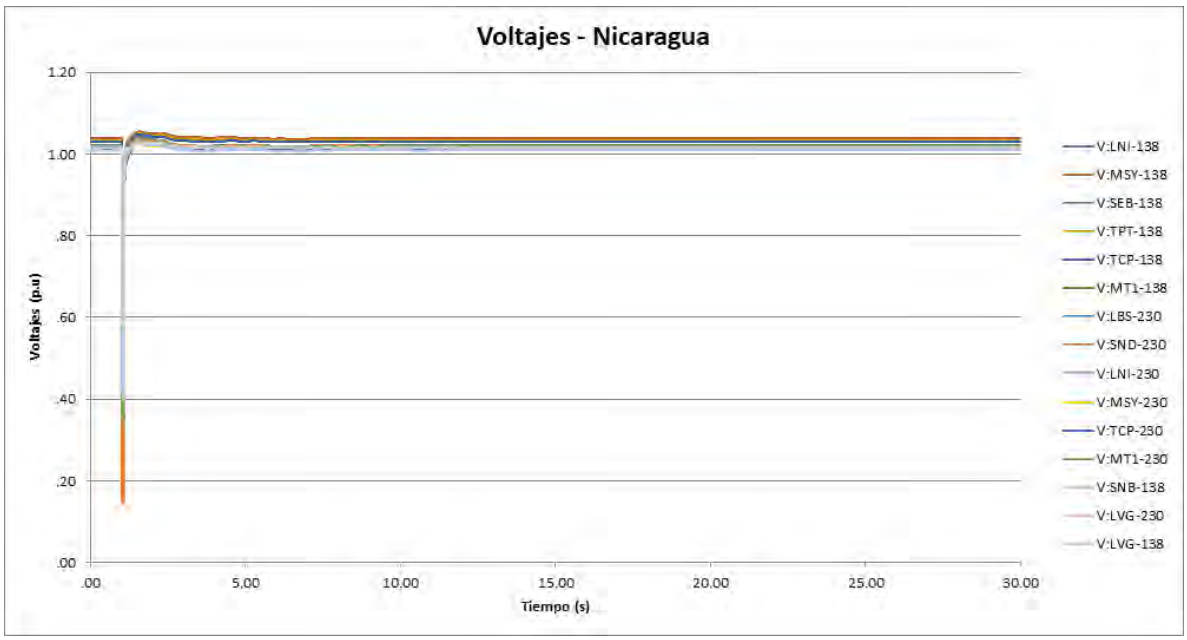
Con proyecto:



Sin proyecto:

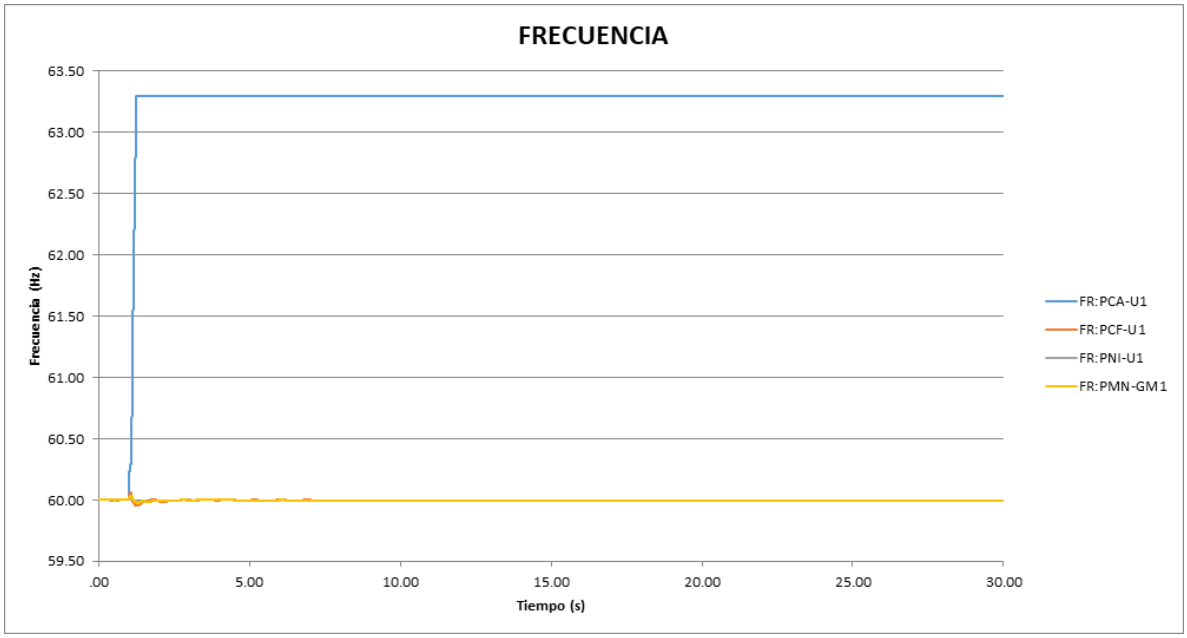


Con proyecto:

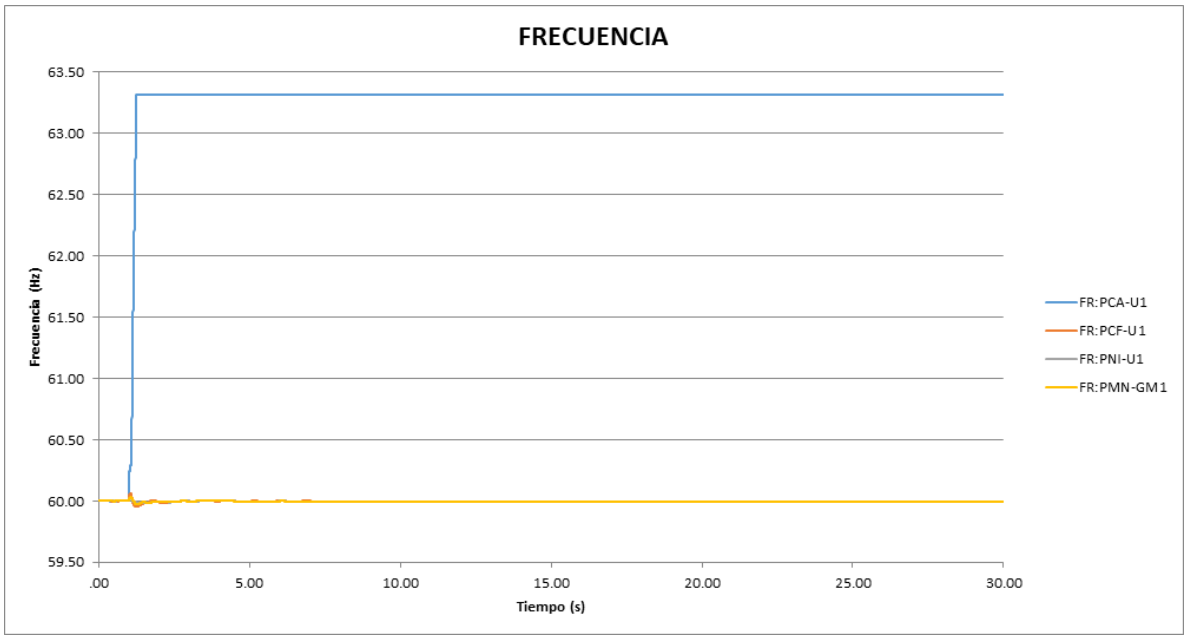


CONTINGENCIA C2: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la unidad #1 de la central PCA

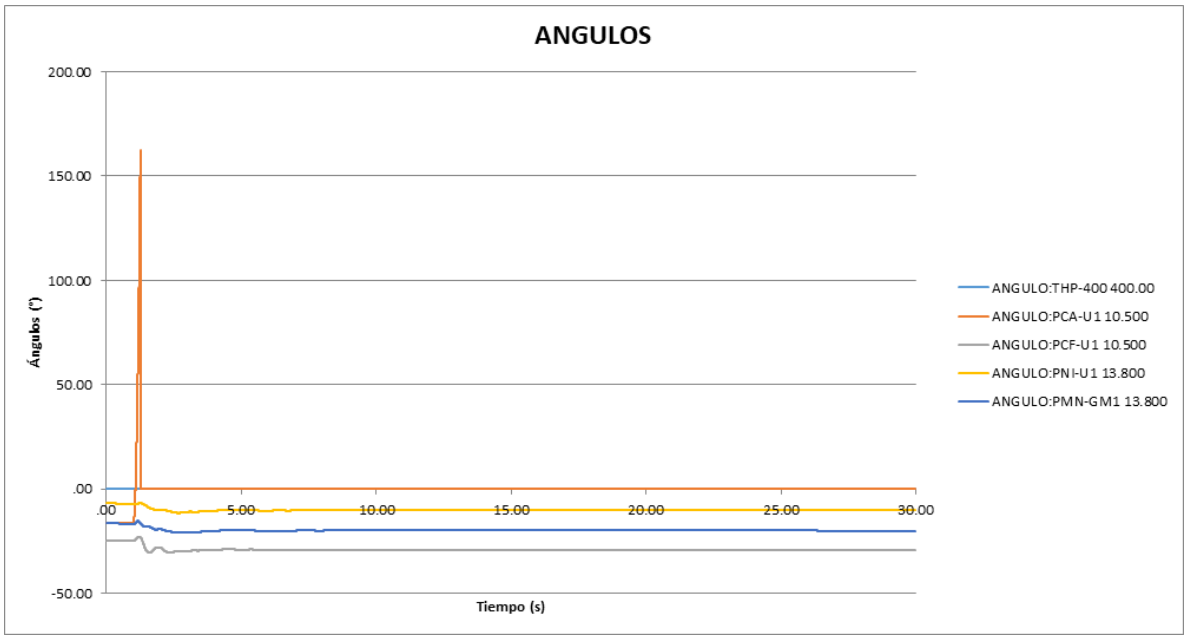
Sin proyecto:



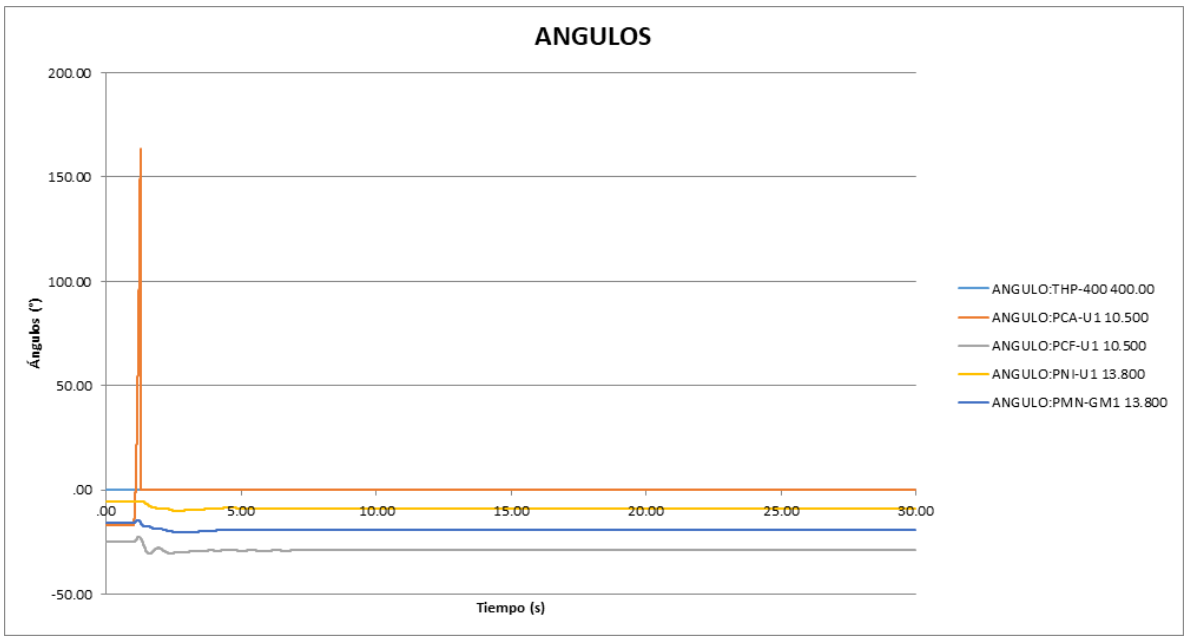
Con proyecto:



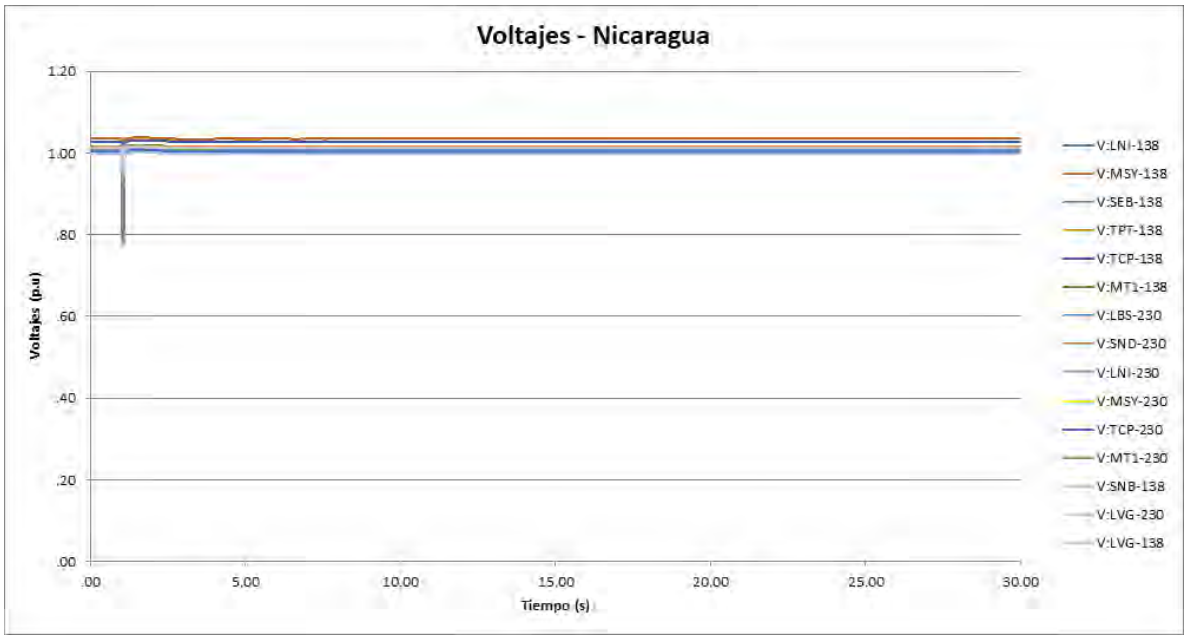
Sin proyecto:



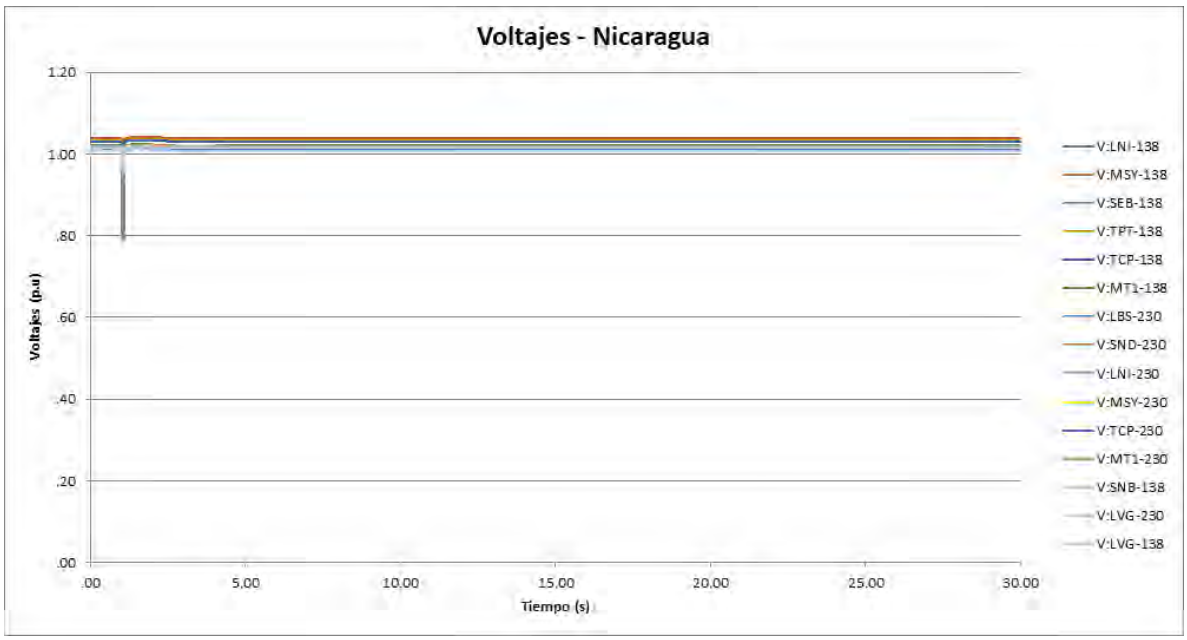
Con proyecto:



Sin proyecto:

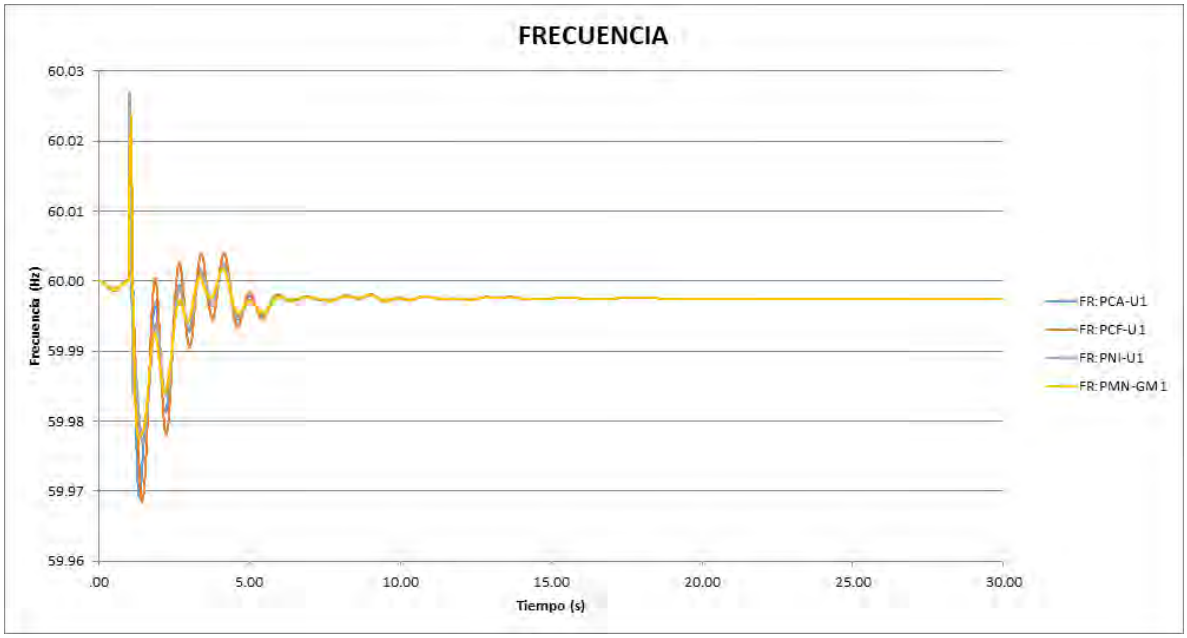


Con proyecto:

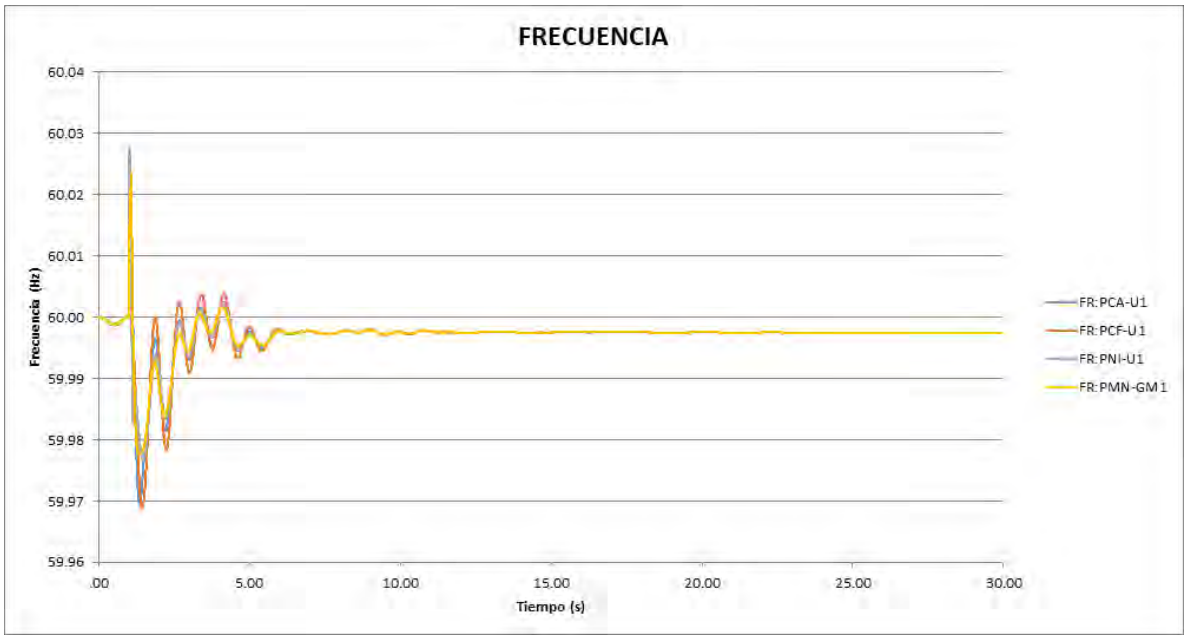


CONTINGENCIA C3: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la central PEN-U3

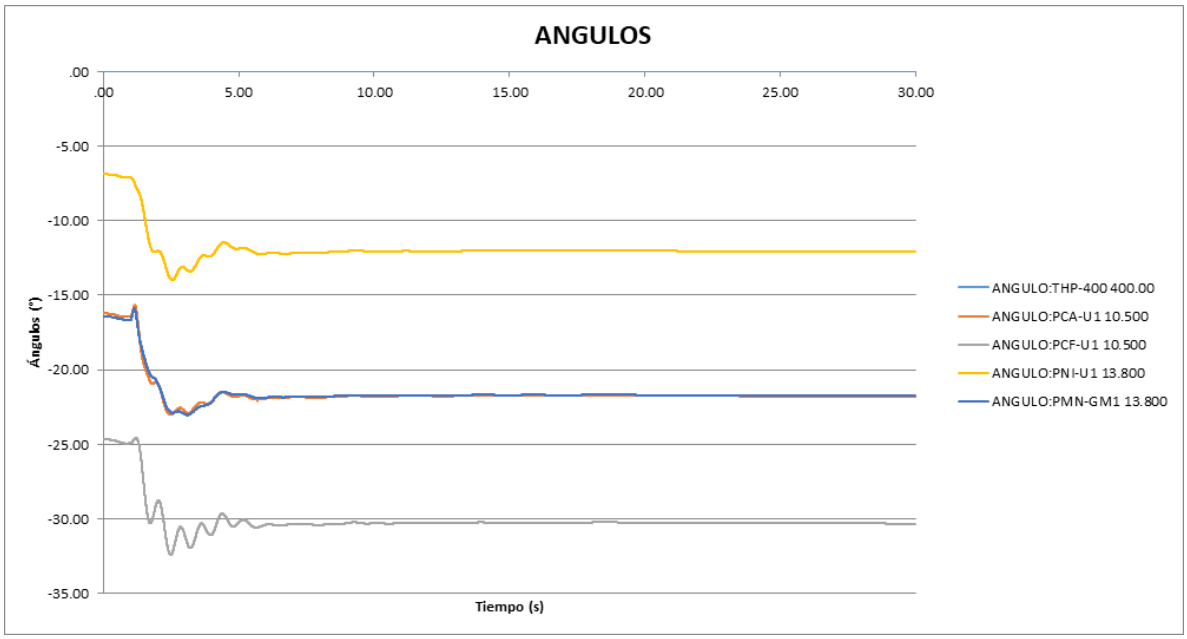
Sin proyecto:



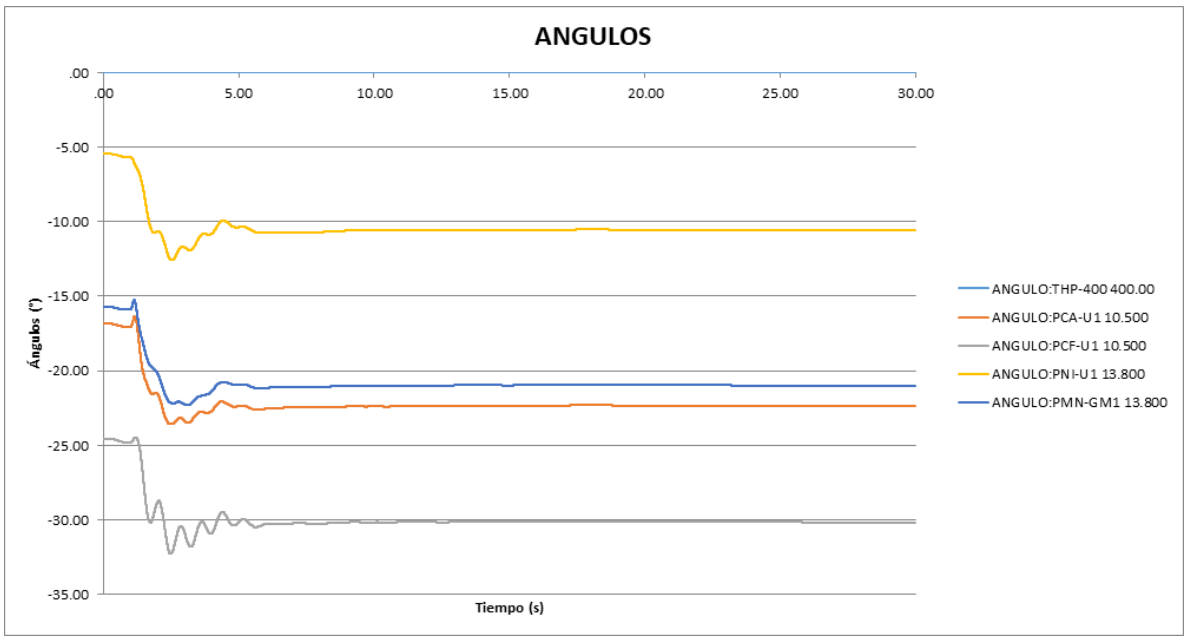
Con proyecto:



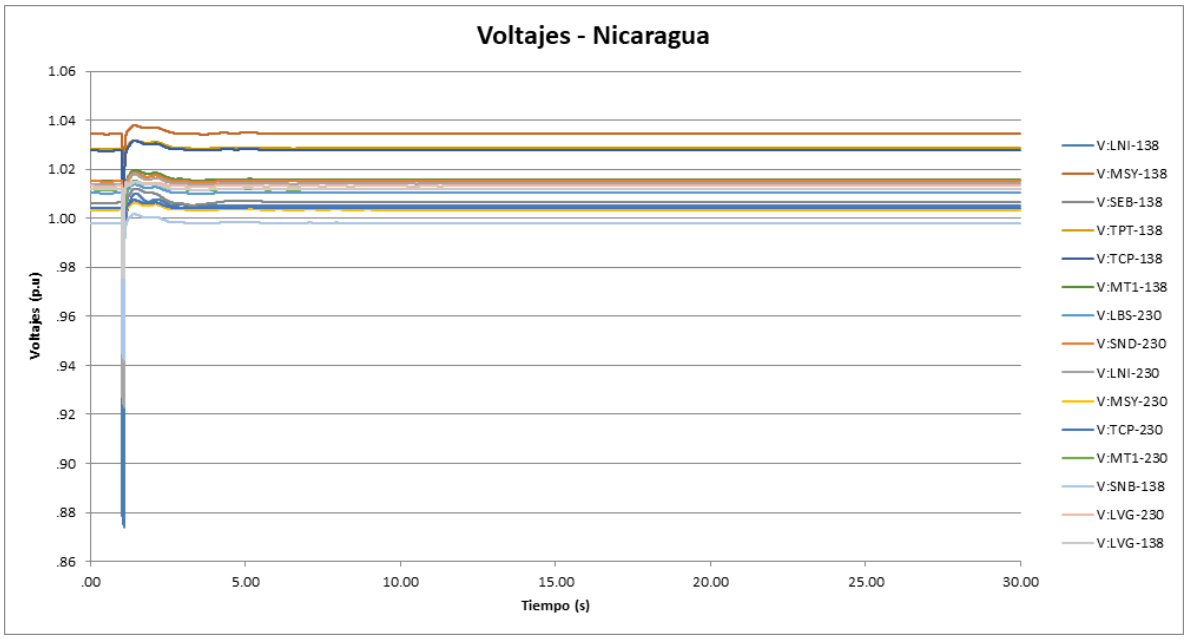
Sin proyecto:



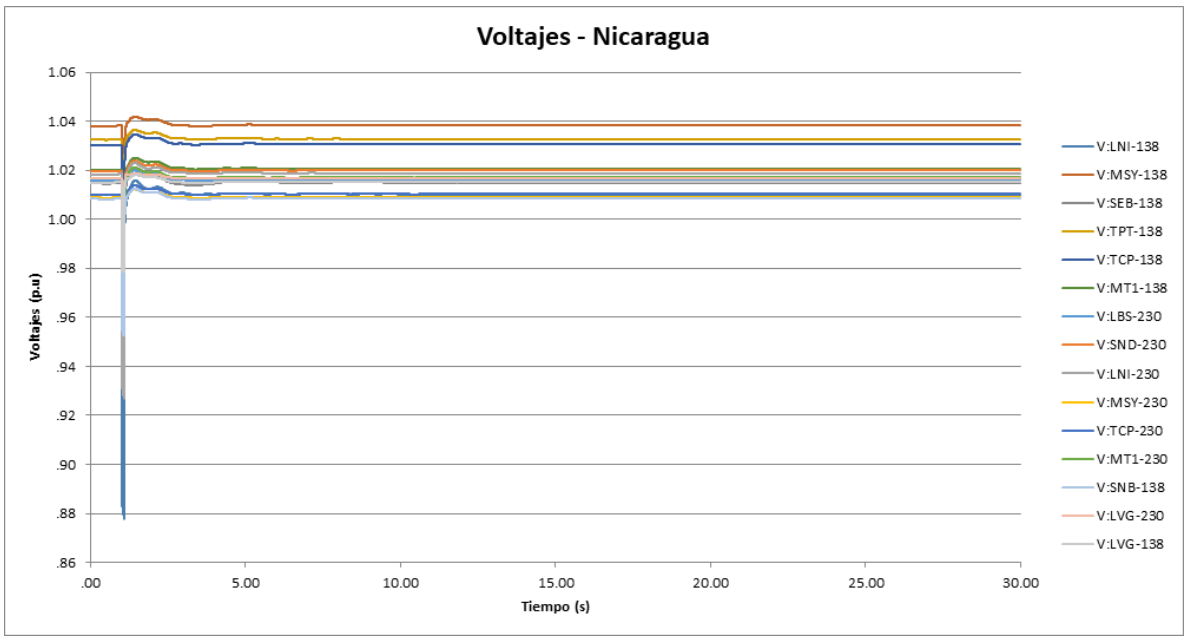
Con proyecto:



Sin proyecto:

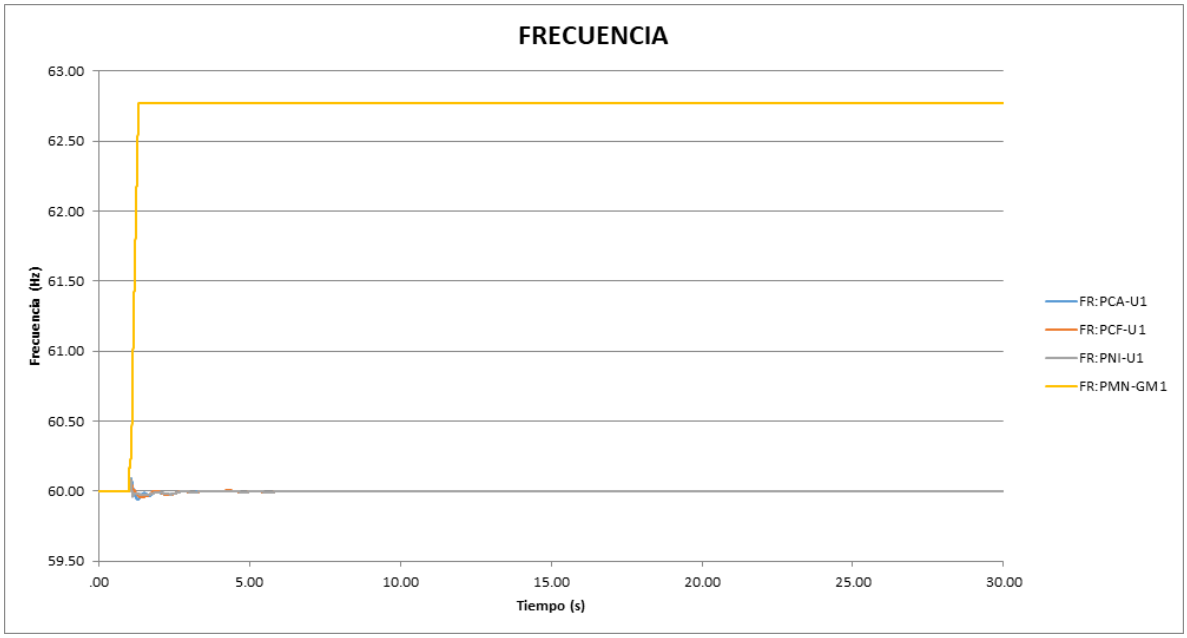


Con proyecto:

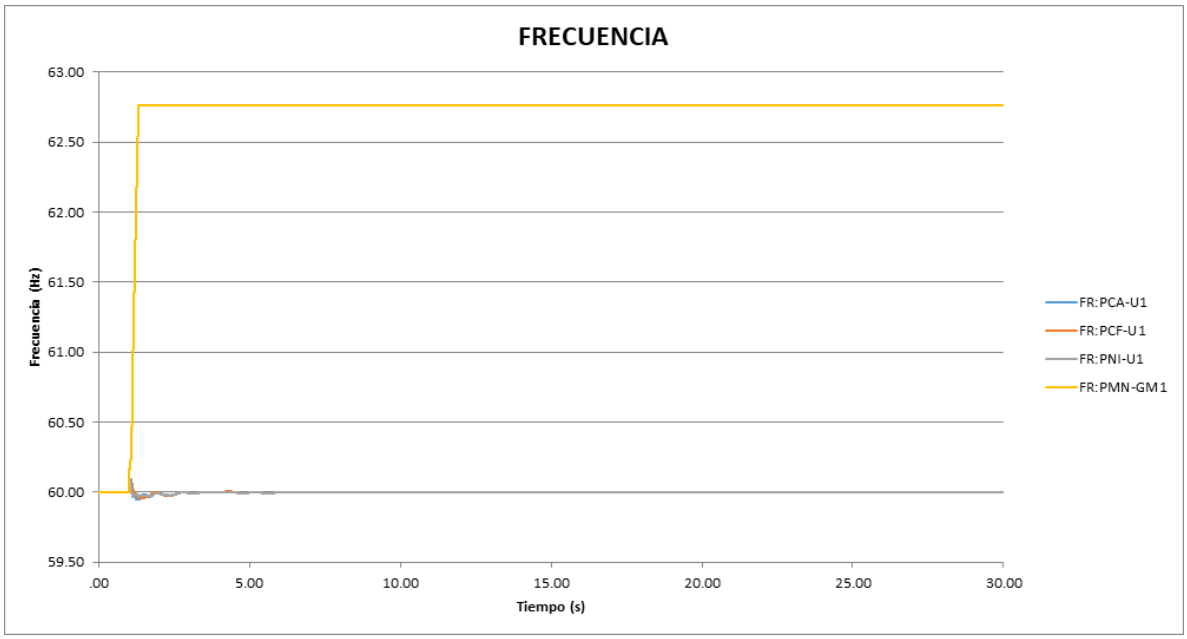


CONTINGENCIA C4: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores PMN-GM1

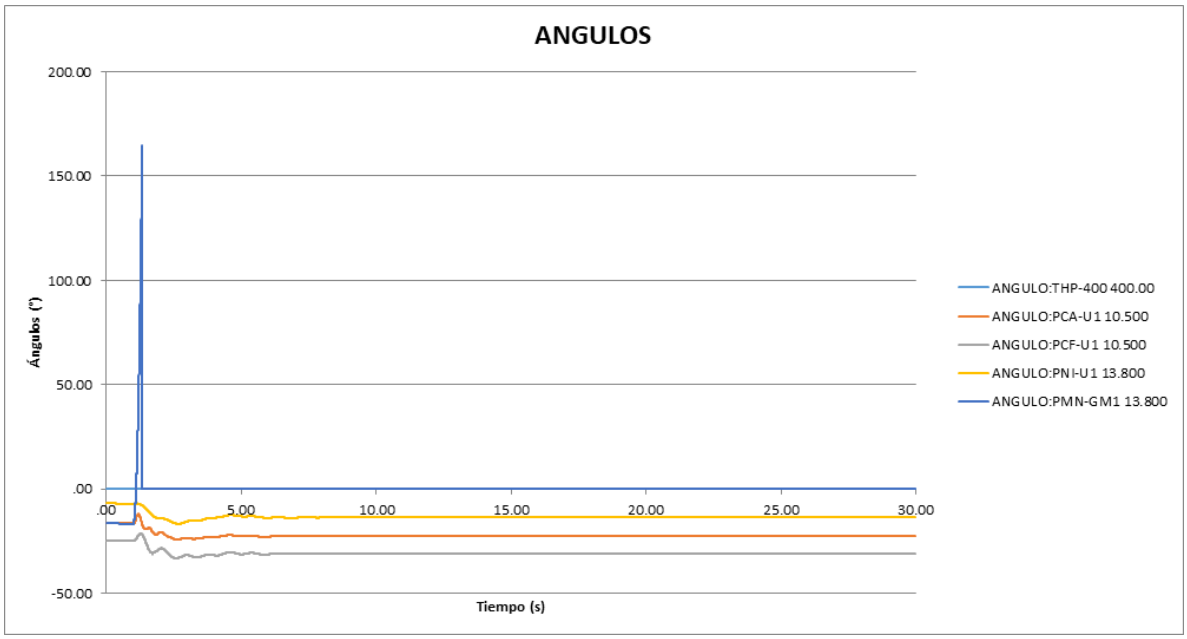
Sin proyecto:



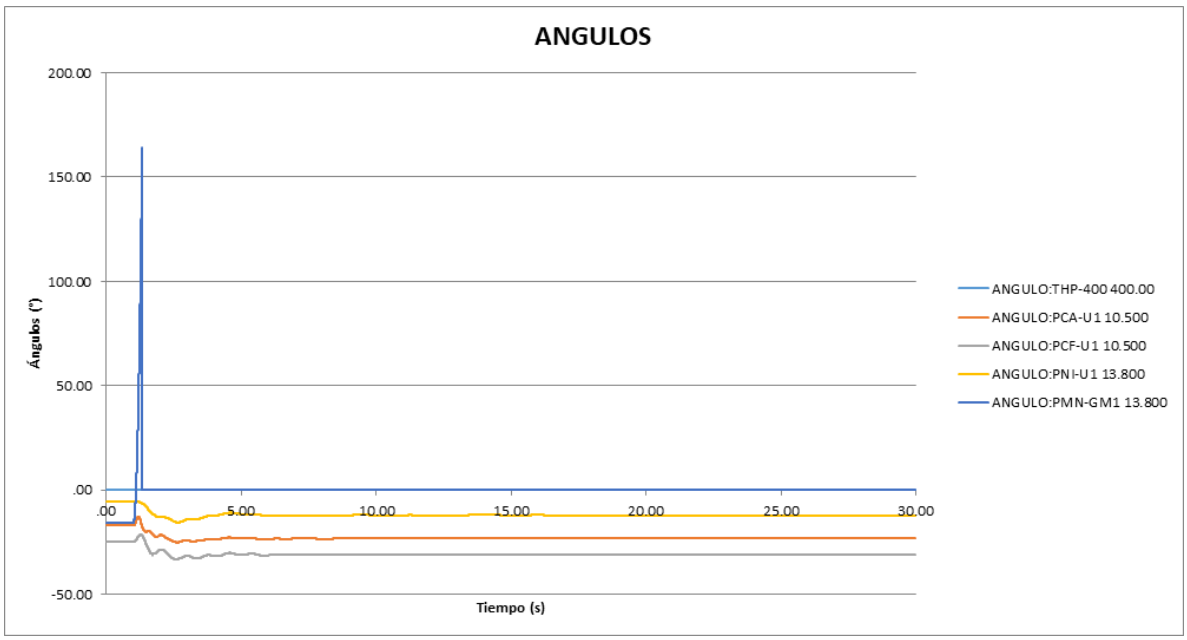
Con proyecto:



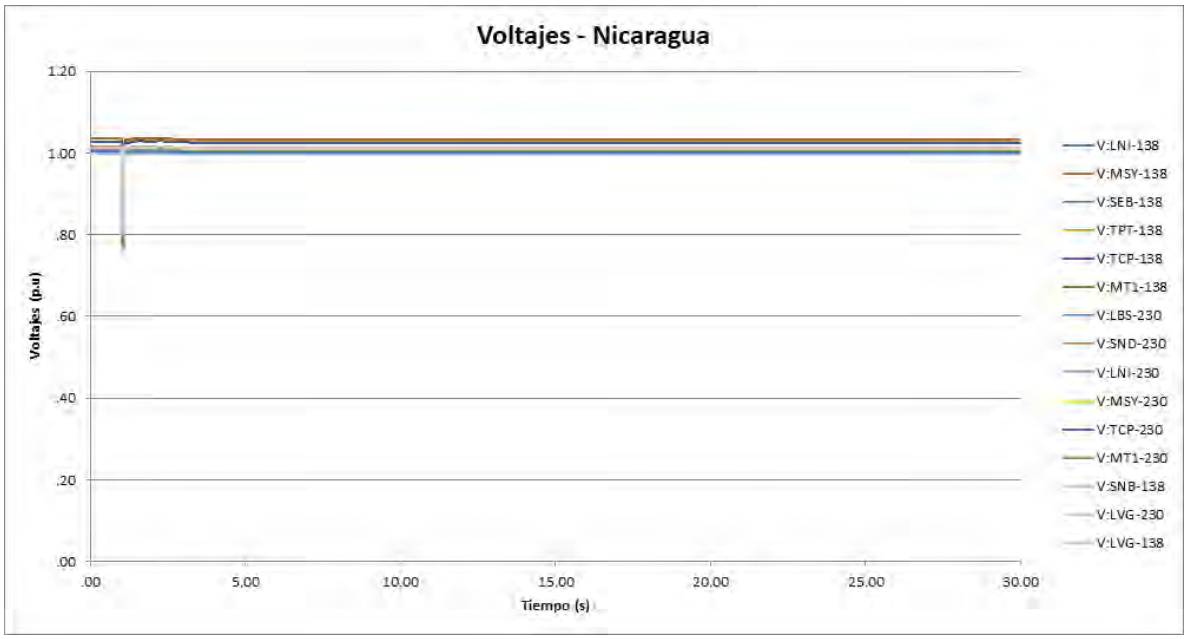
Sin proyecto:



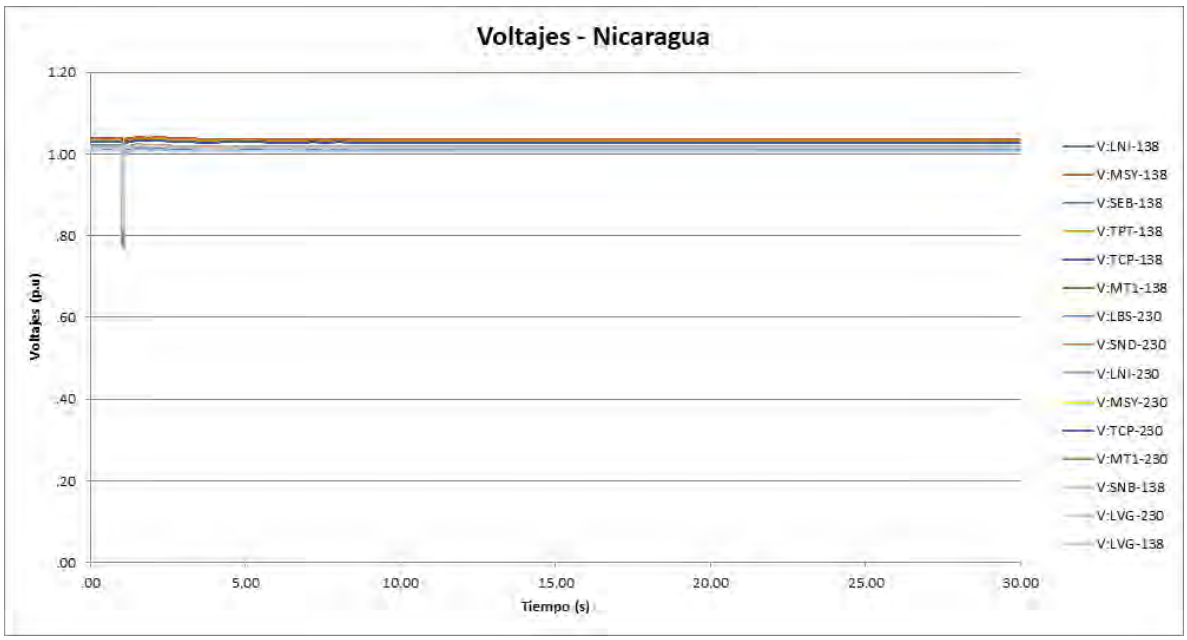
Con proyecto:



Sin proyecto:

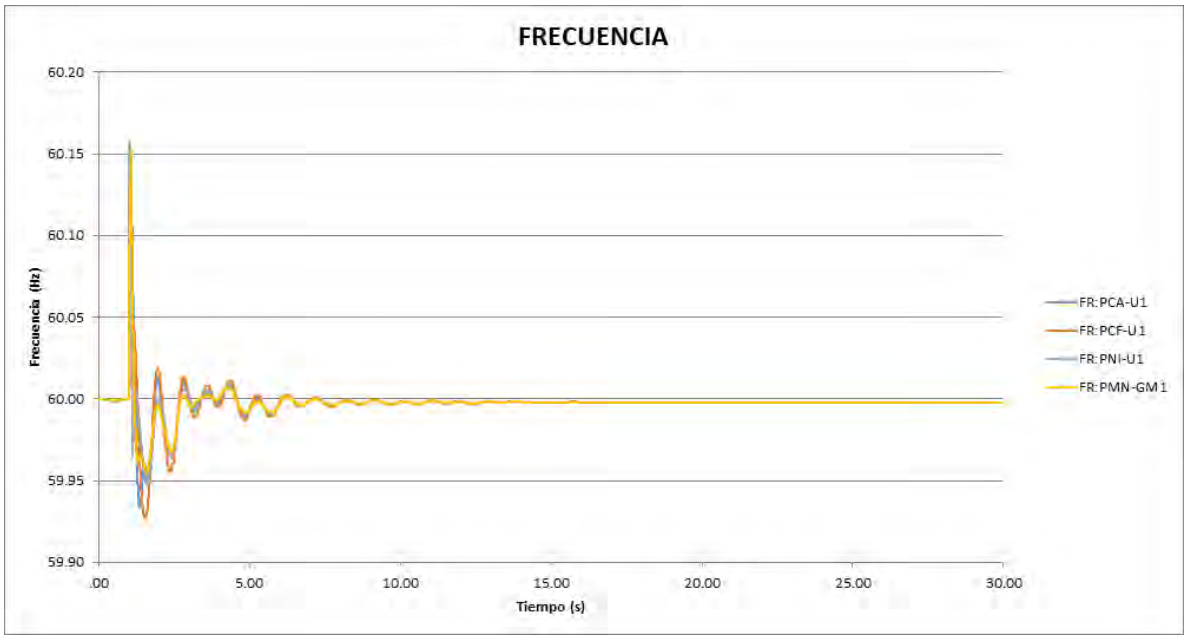


Con proyecto:

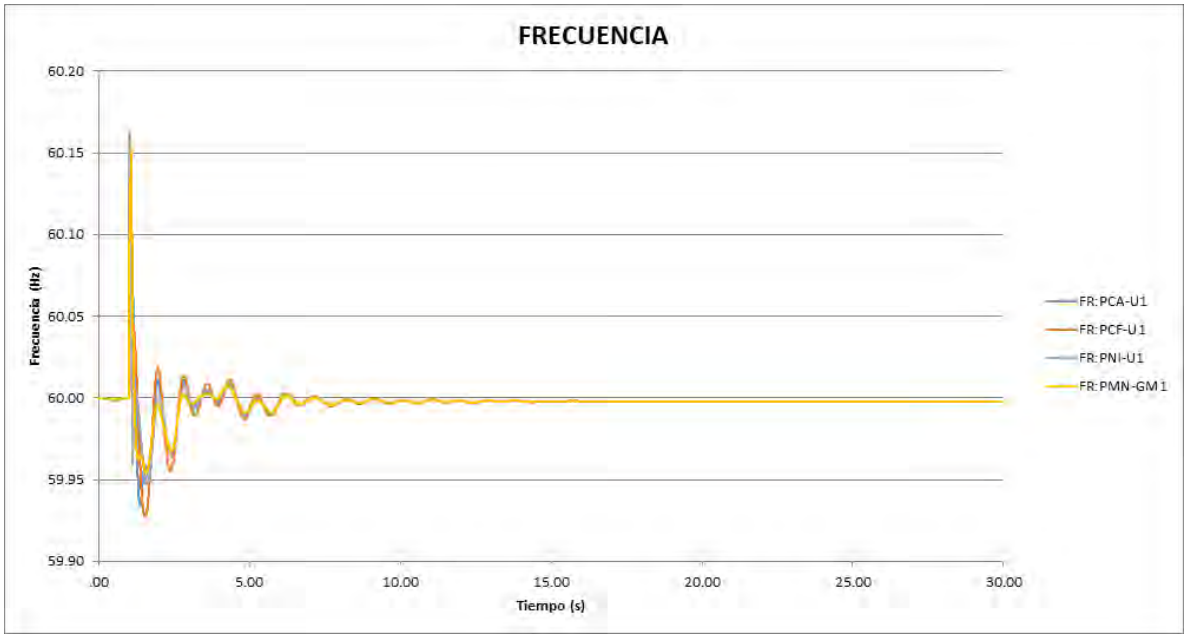


CONTINGENCIA C5: Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central eólica PBP

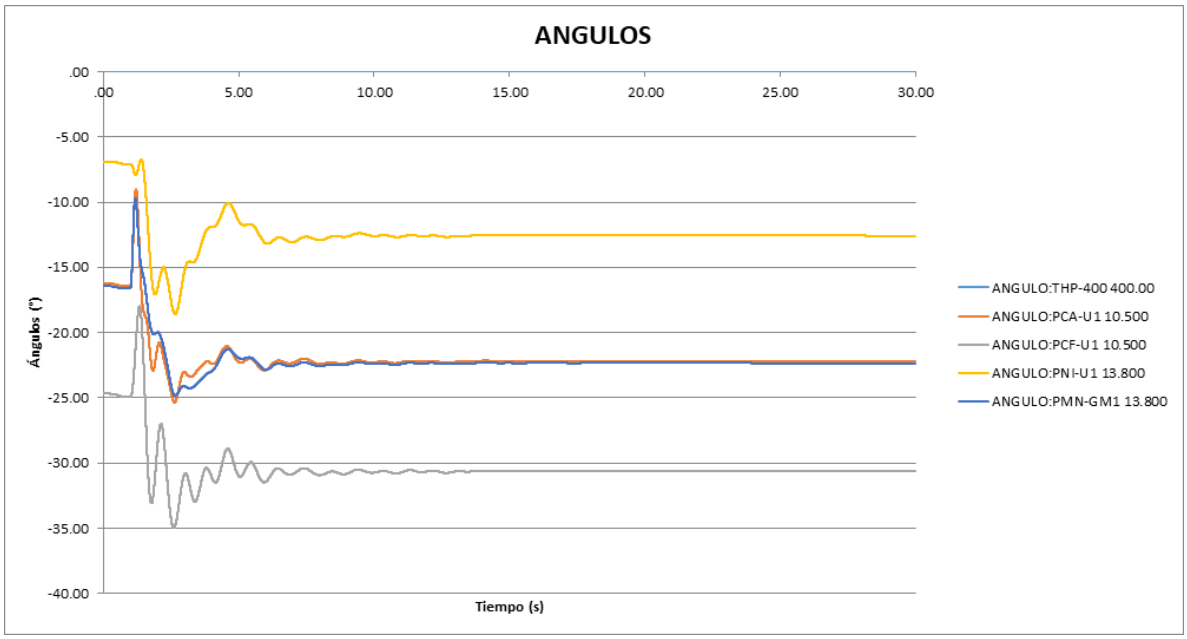
Sin proyecto:



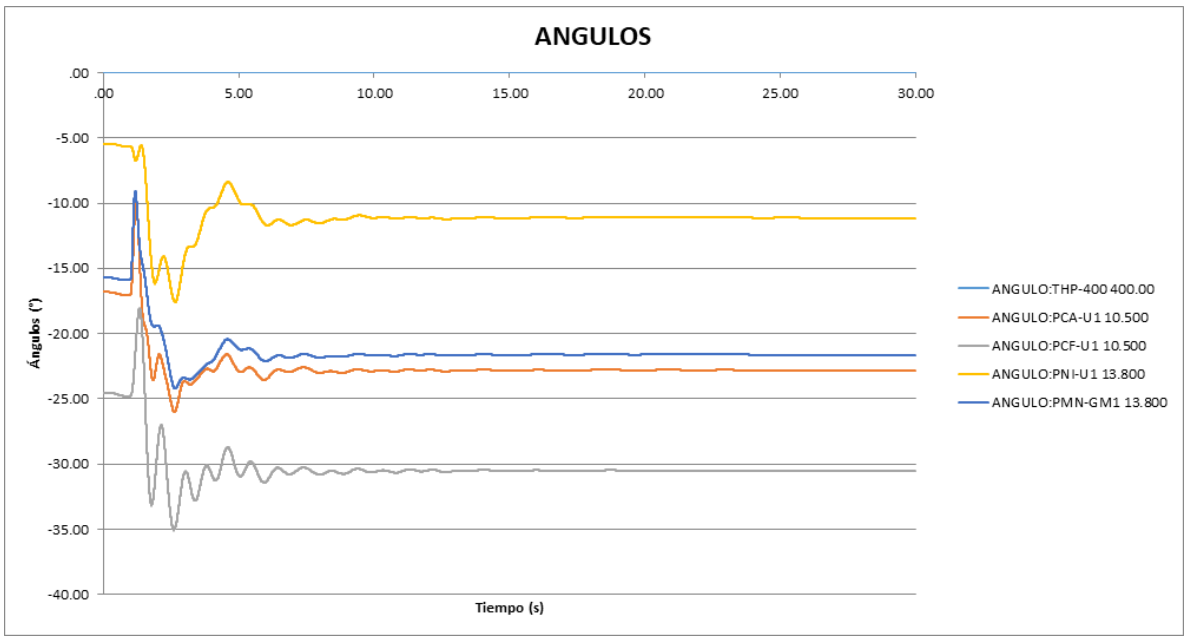
Con proyecto:



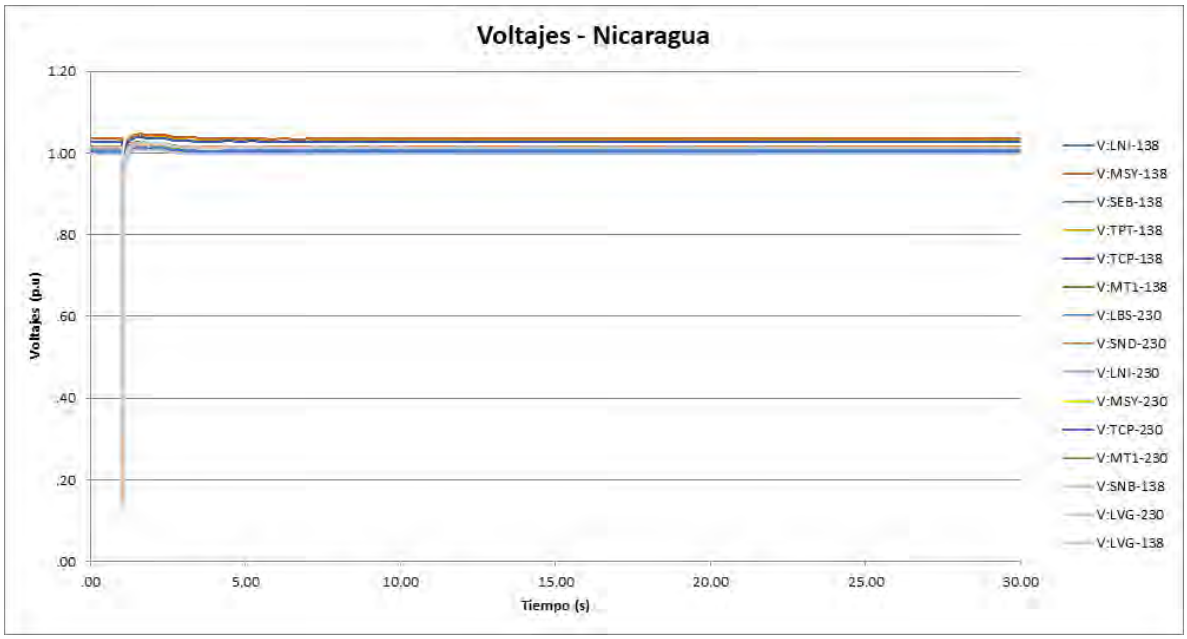
Sin proyecto:



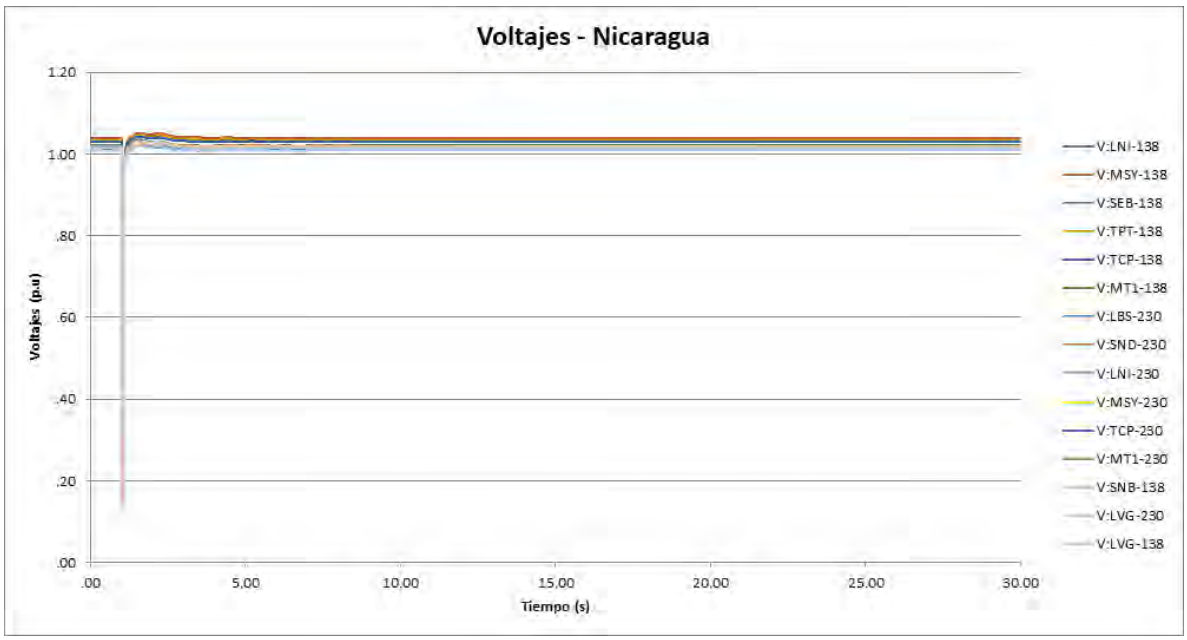
Con proyecto:



Sin proyecto:

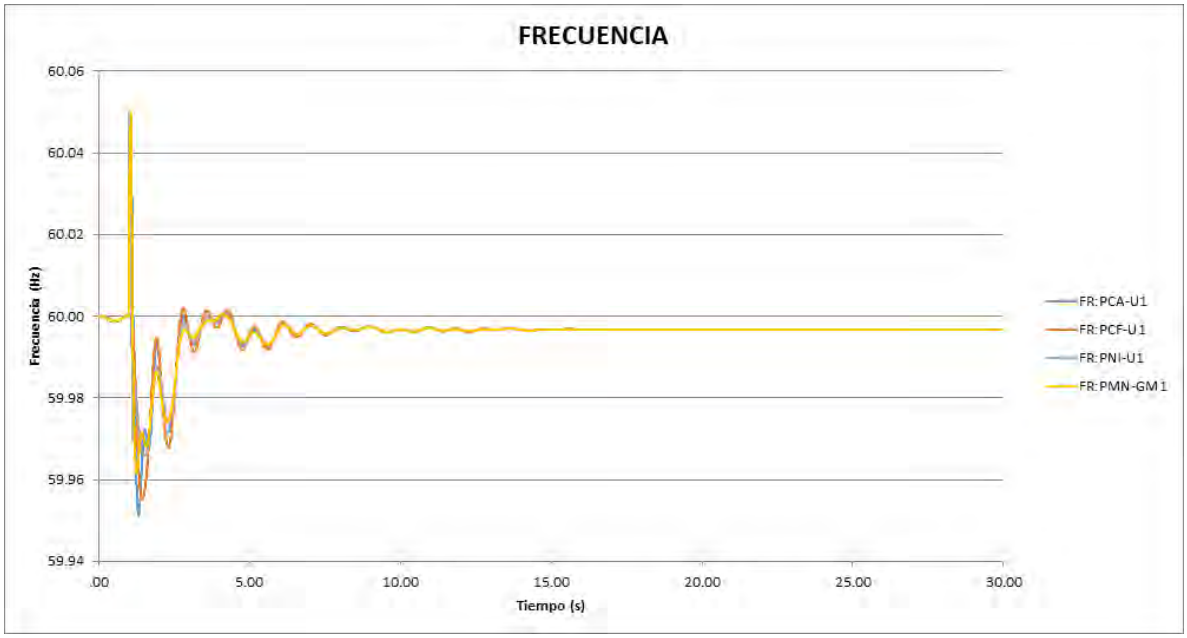


Con proyecto:

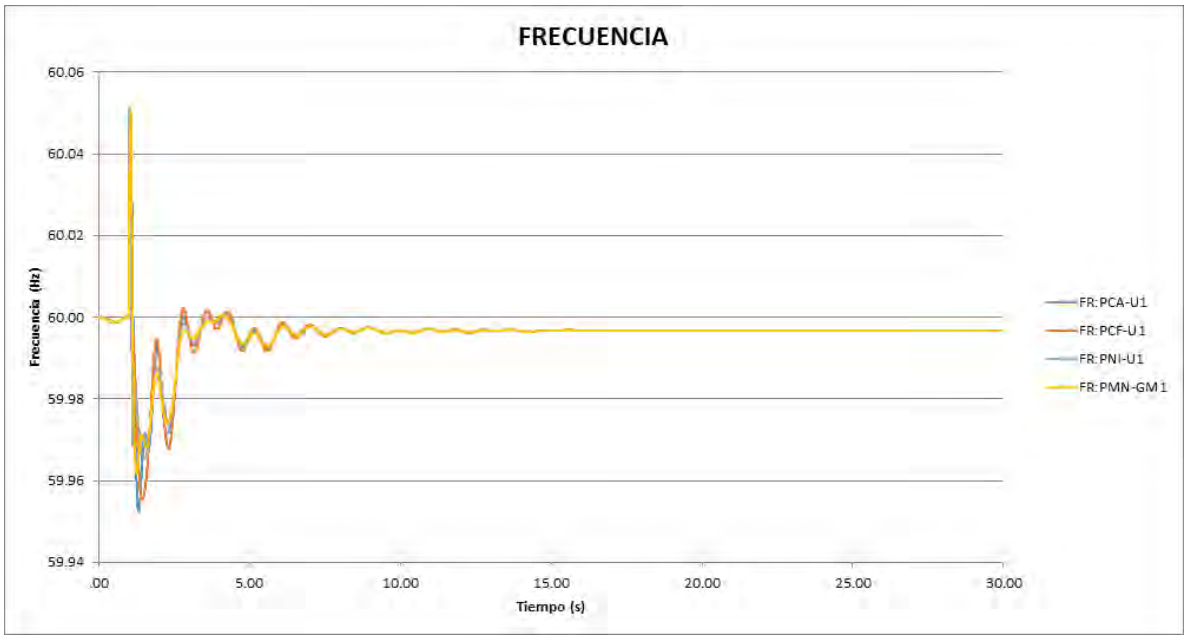


CONTINGENCIA C6: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores AMY-1 y AMY-2

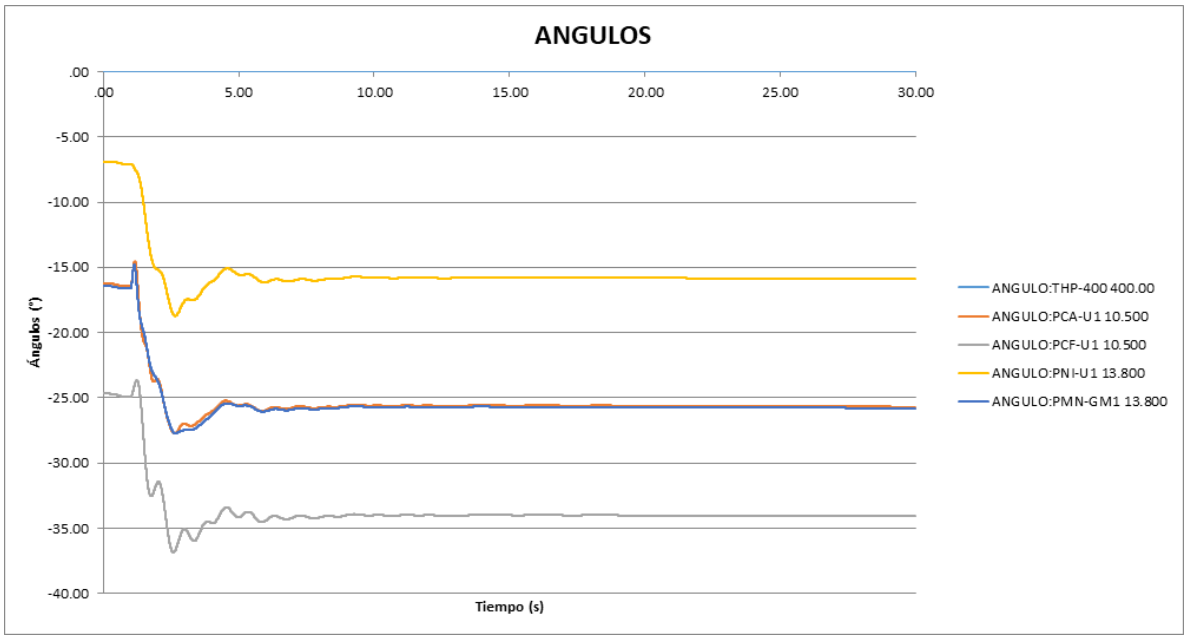
Sin proyecto:



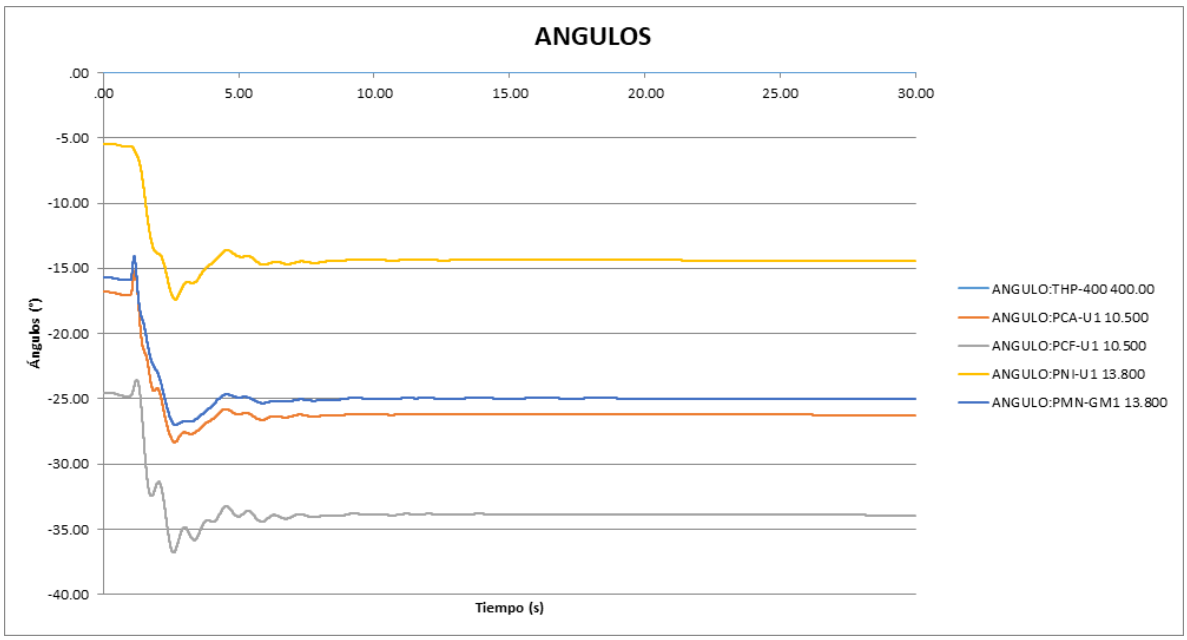
Con proyecto:



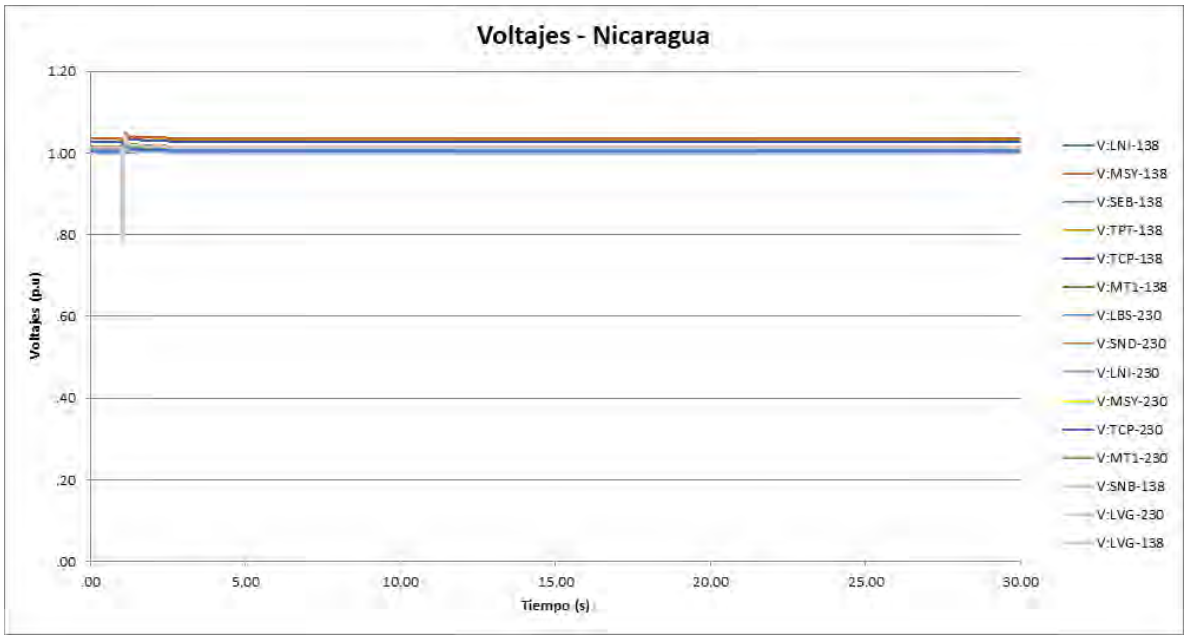
Sin proyecto:



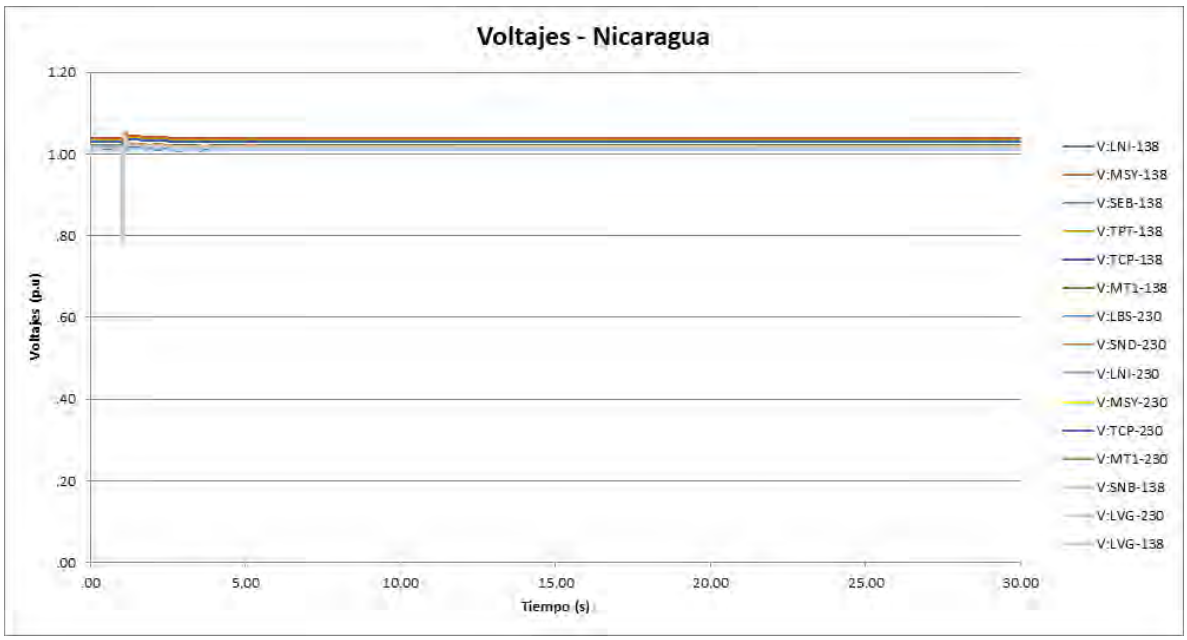
Con proyecto:



Sin proyecto:

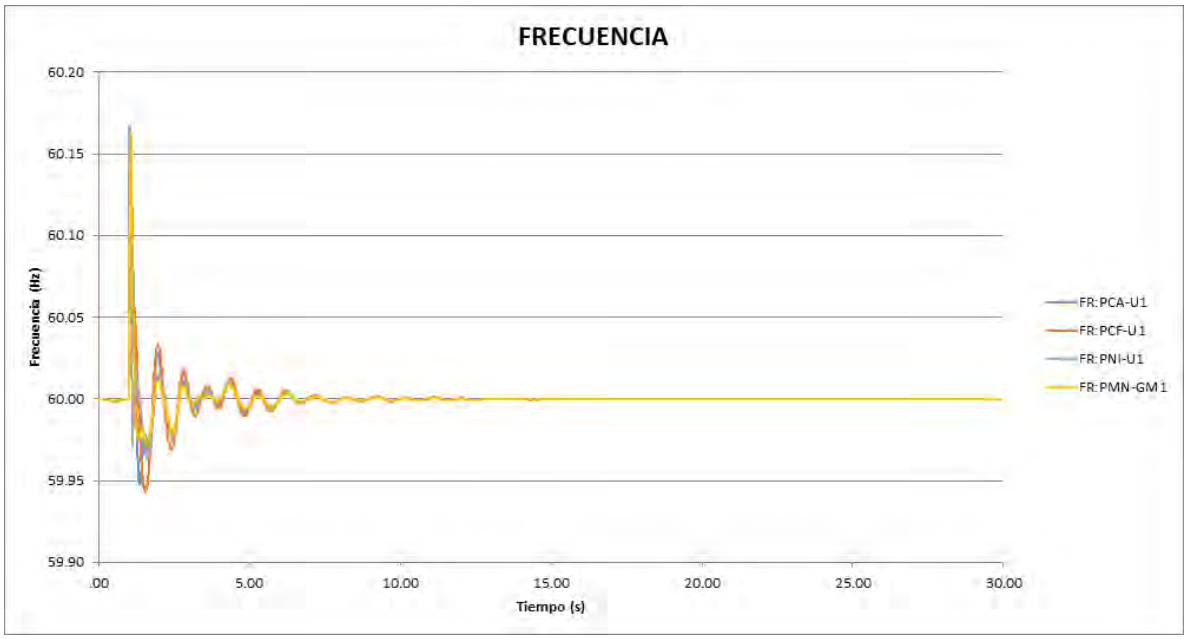


Con proyecto:

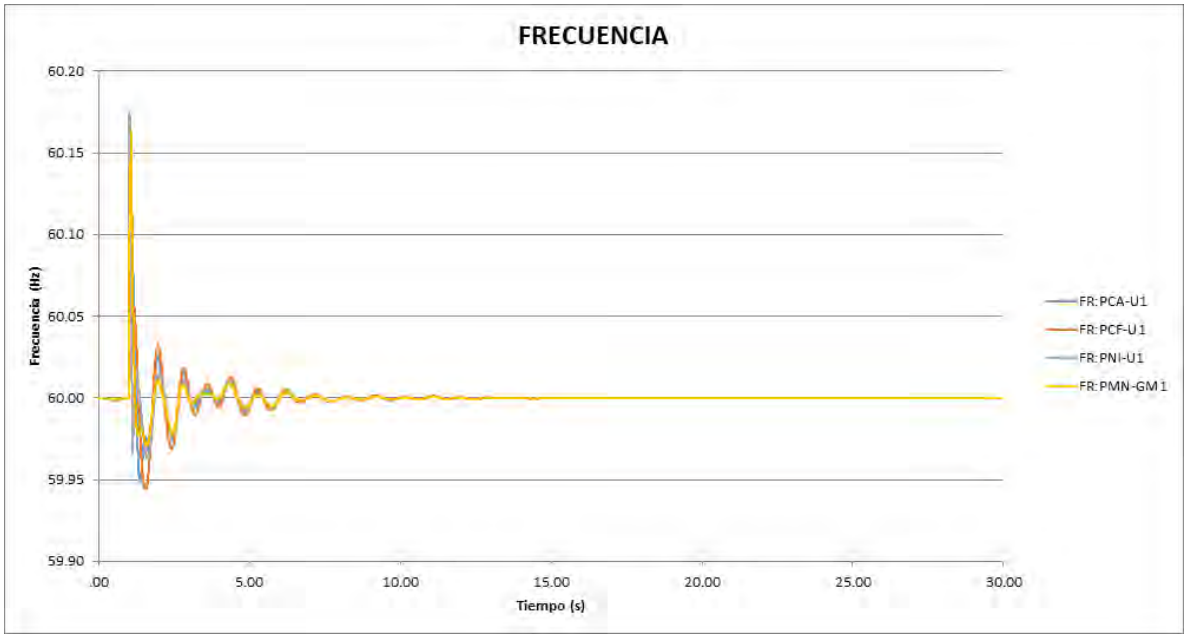


CONTINGENCIA C7: Desconexión de línea Masaya-La Virgen

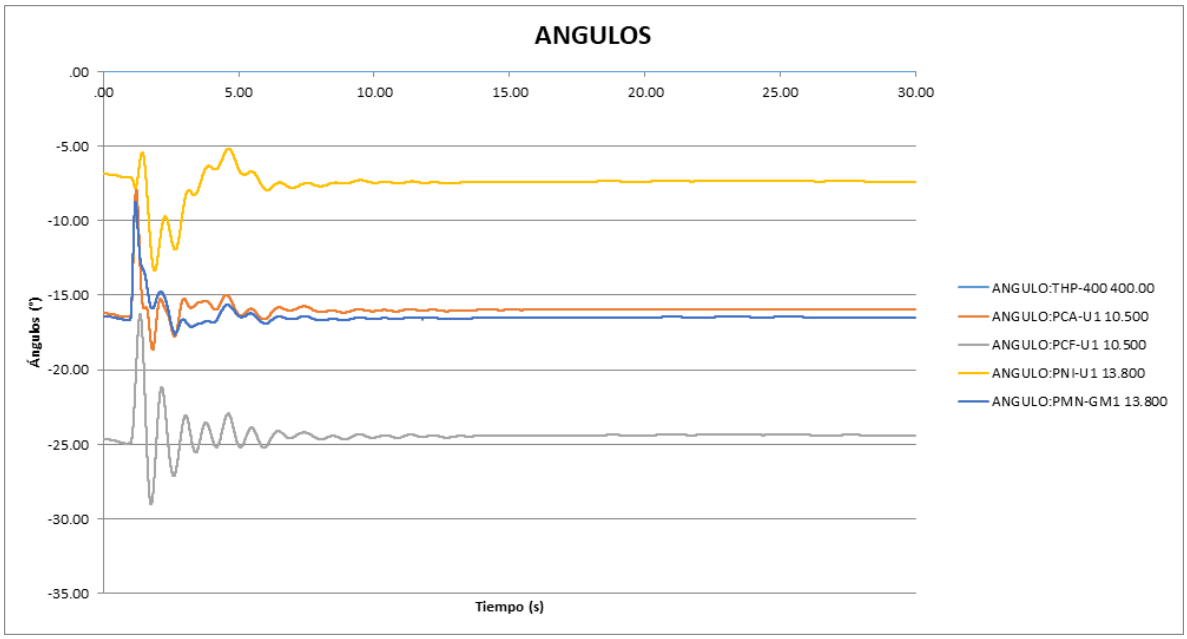
Sin proyecto:



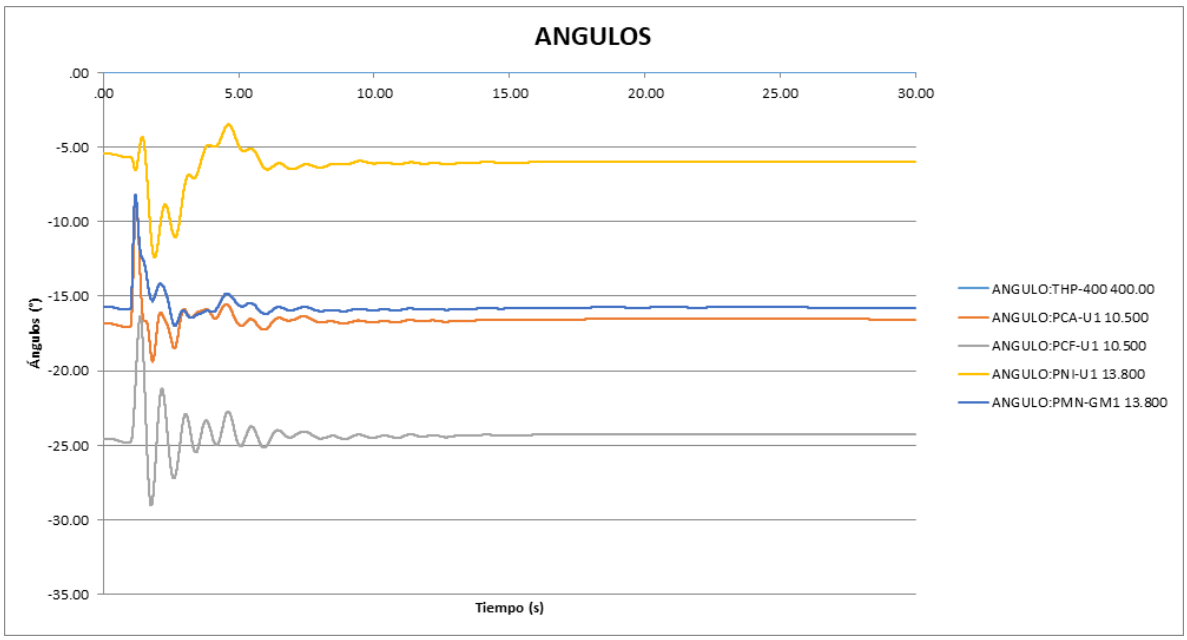
Con proyecto:



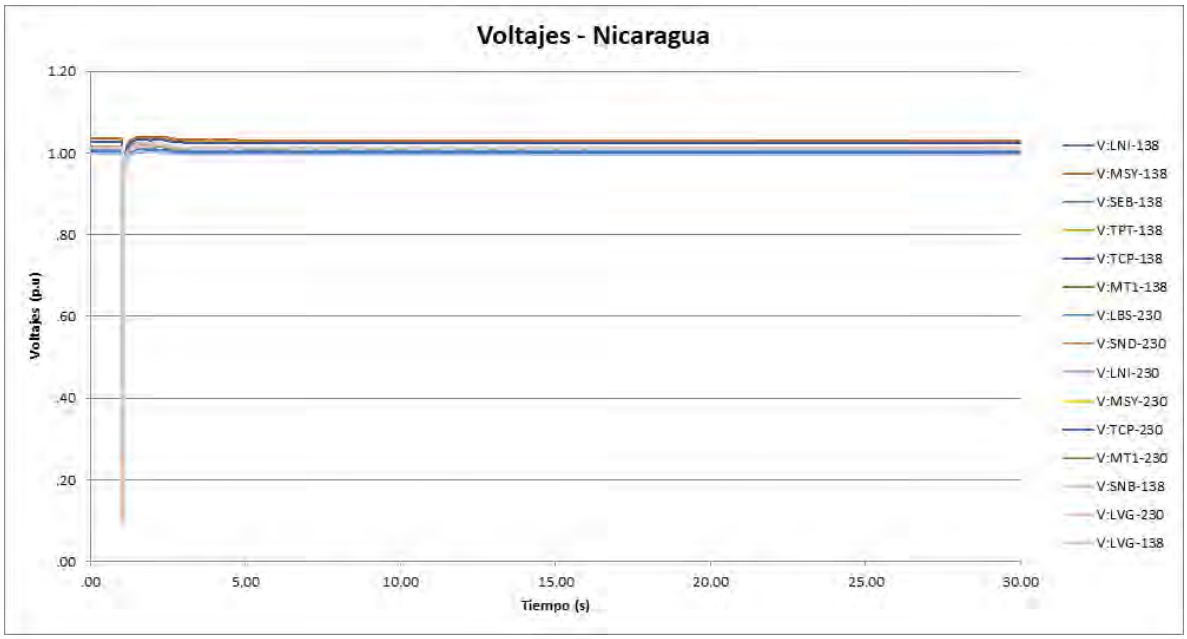
Sin proyecto:



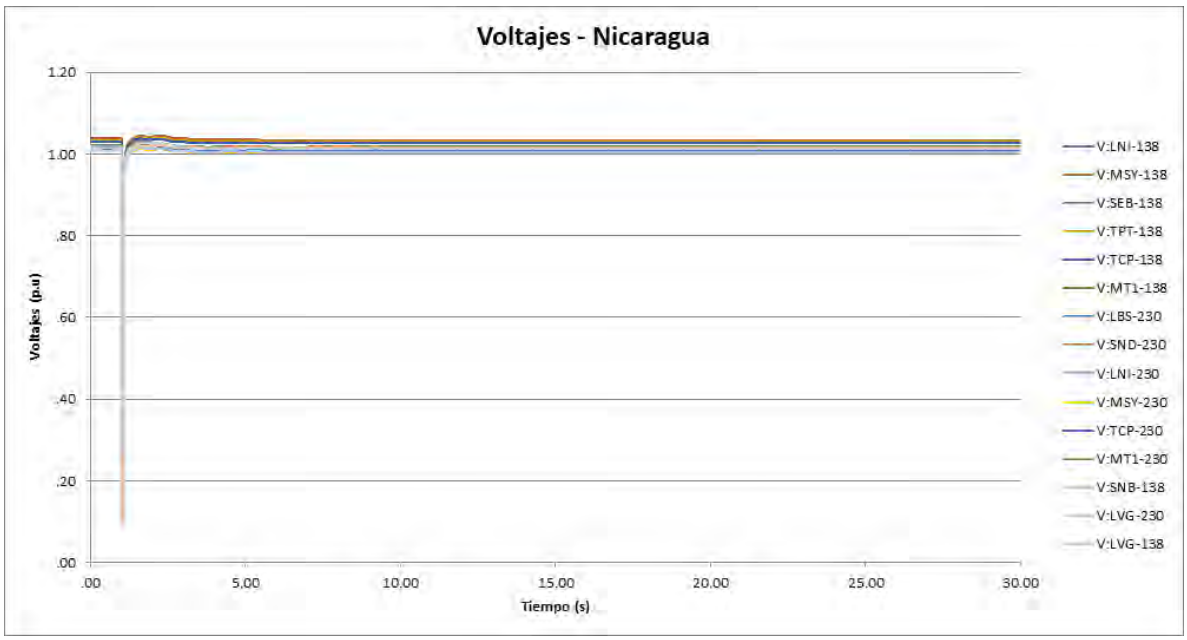
Con proyecto:



Sin proyecto:

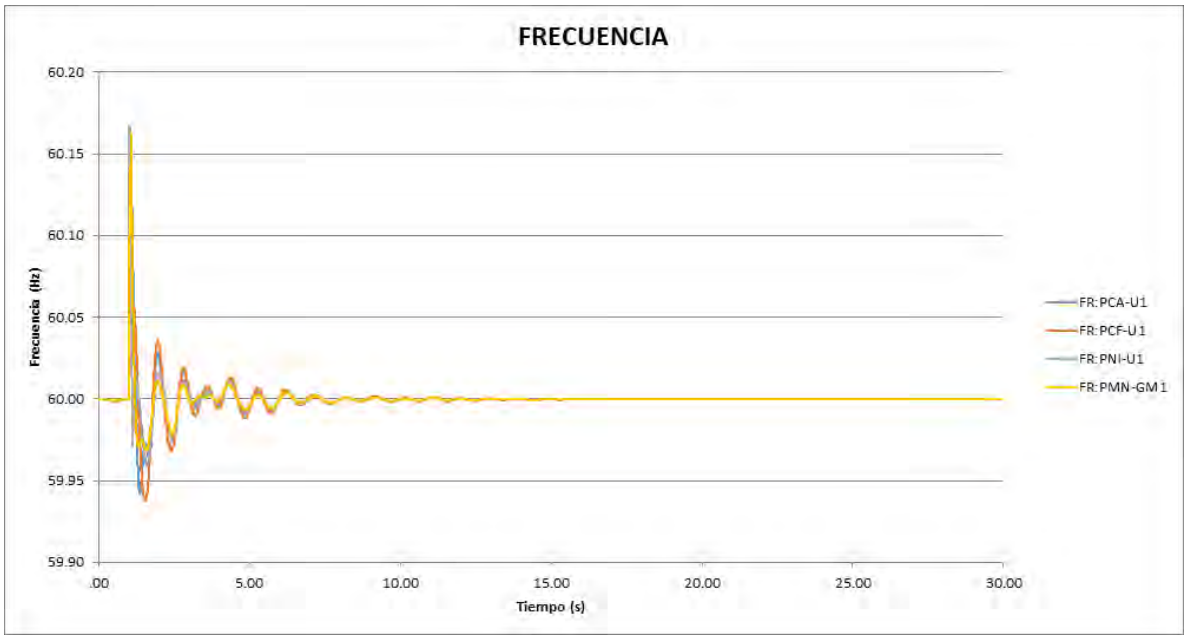


Con proyecto:

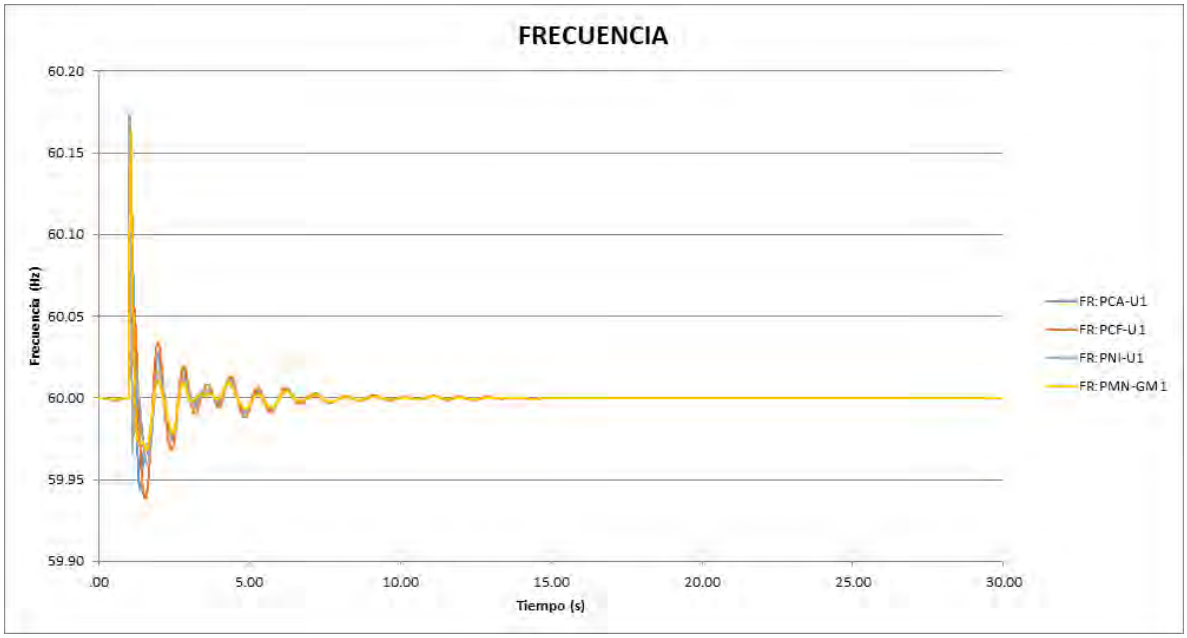


CONTINGENCIA C8: Desconexión de línea La Virgen-Alba Rivas

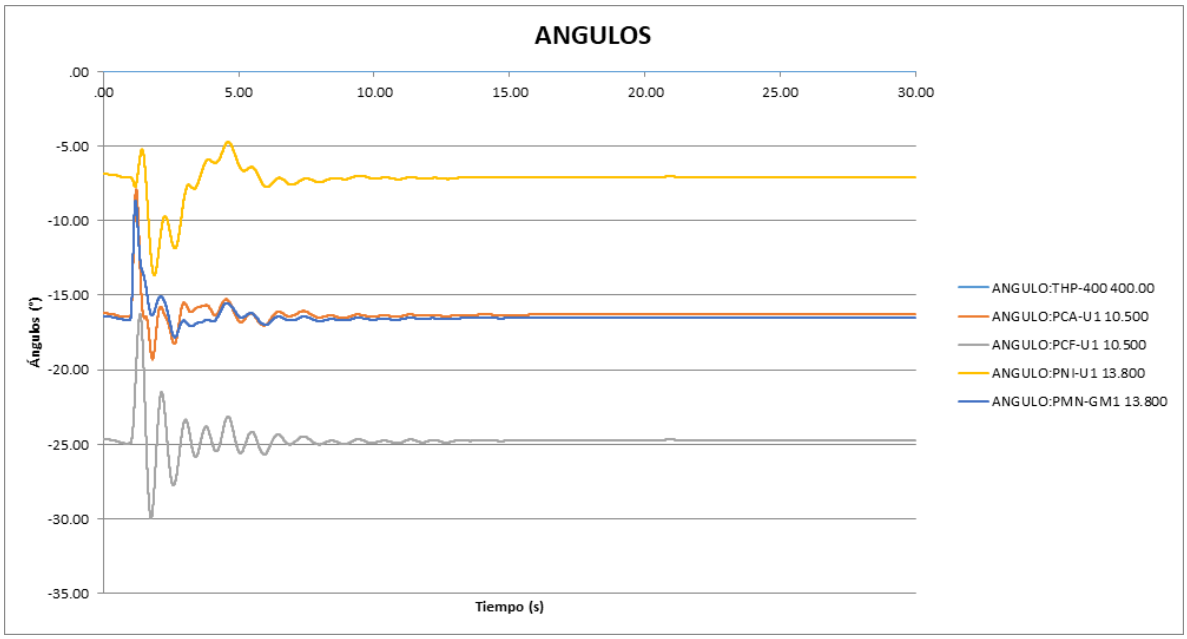
Sin proyecto:



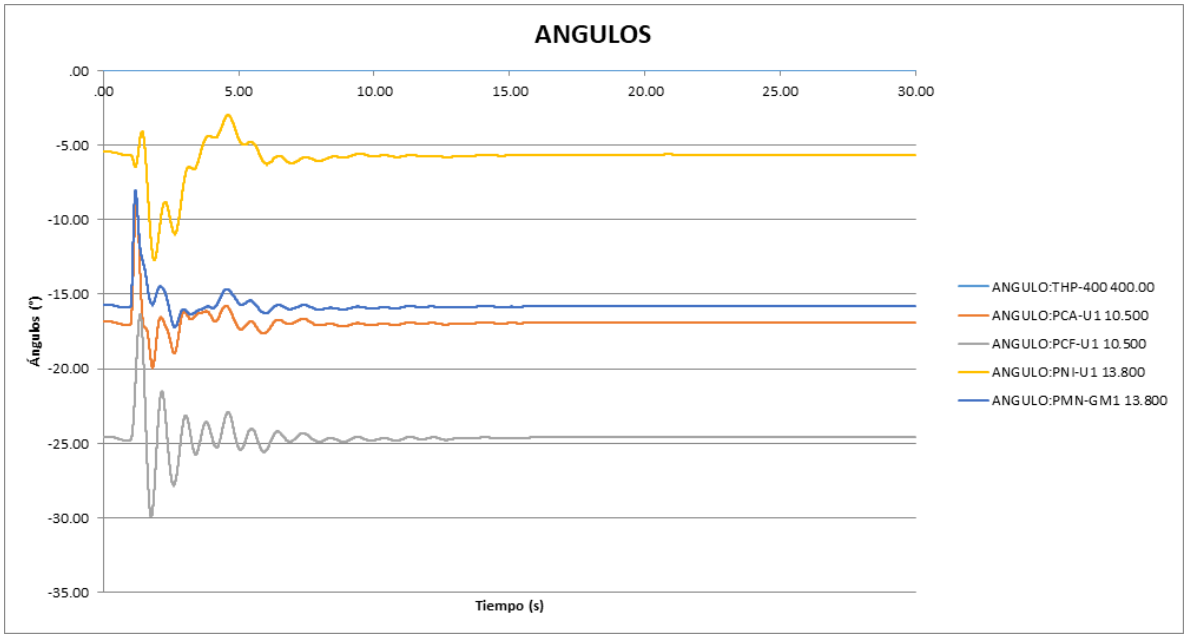
Con proyecto:



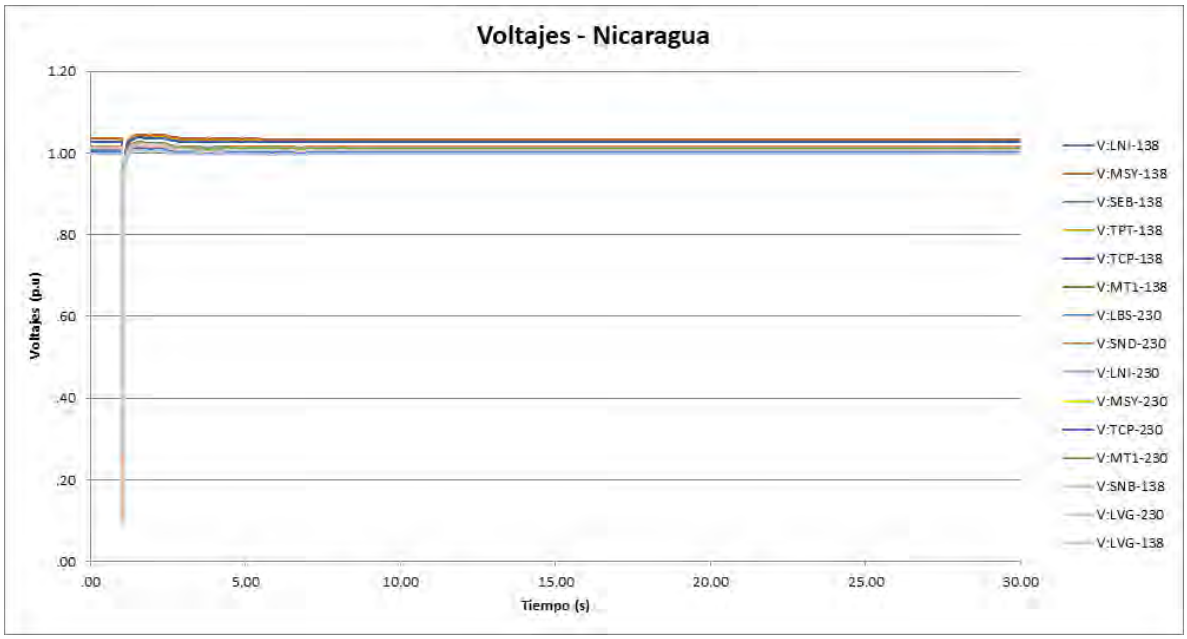
Sin proyecto:



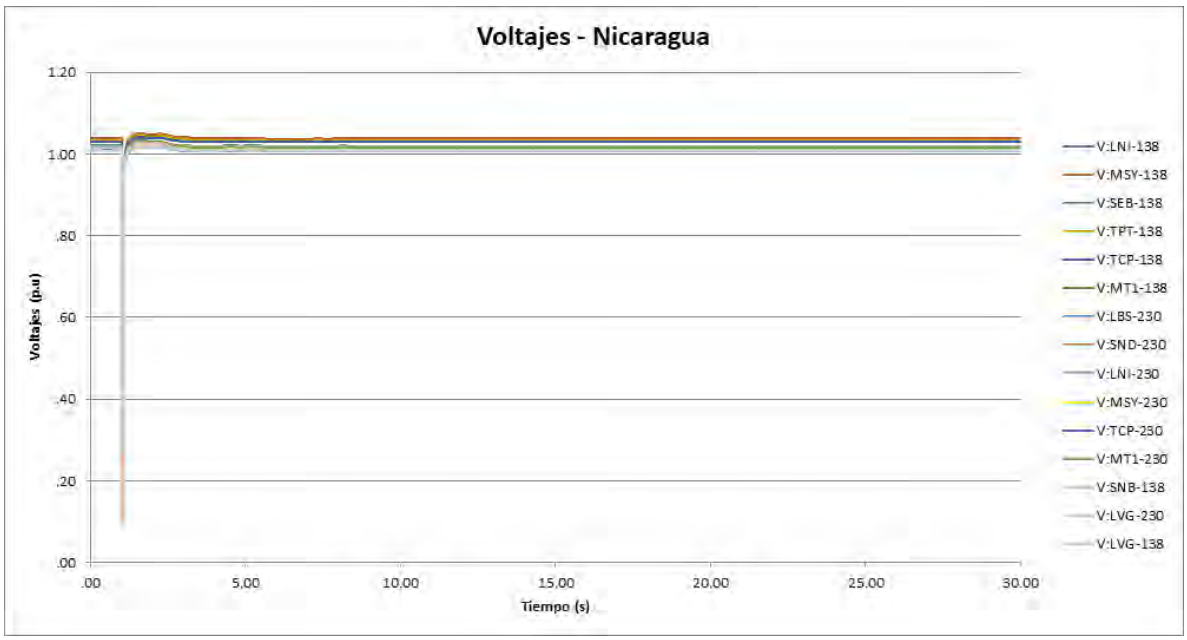
Con proyecto:



Sin proyecto:

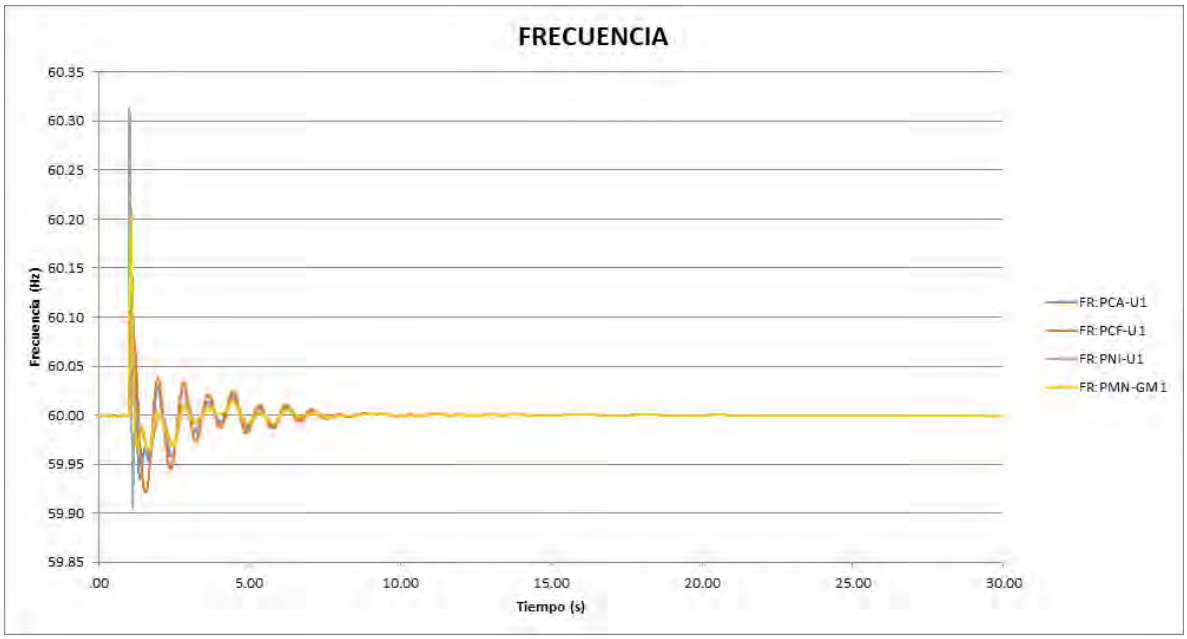


Con proyecto:

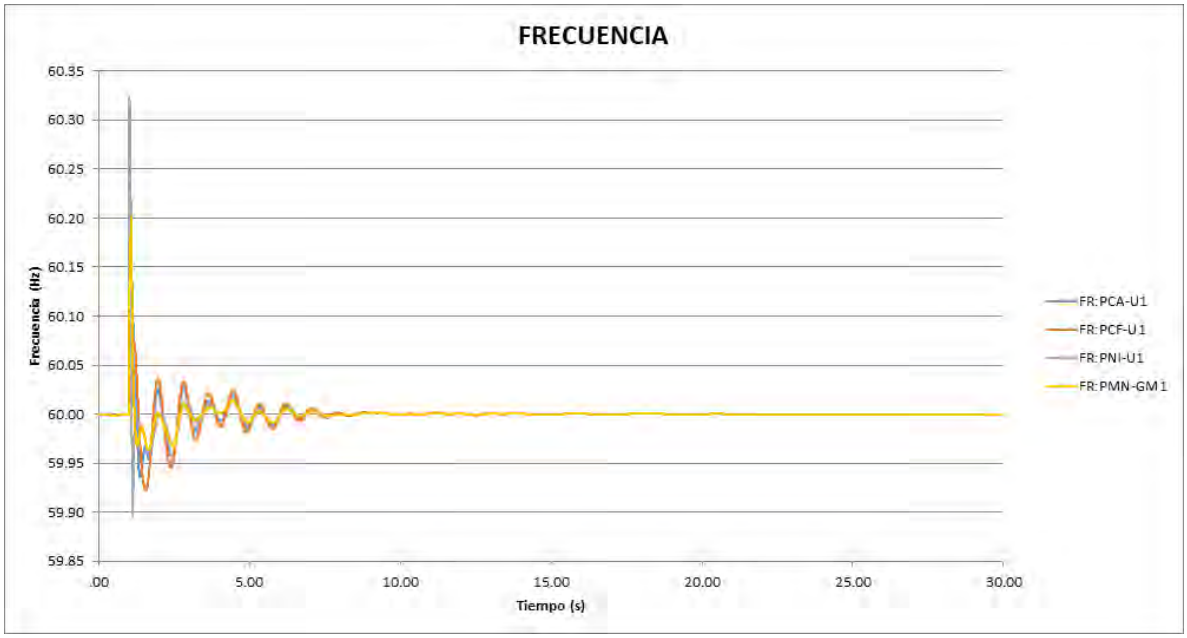


CONTINGENCIA C9: Desconexión de la línea Sandino-León I

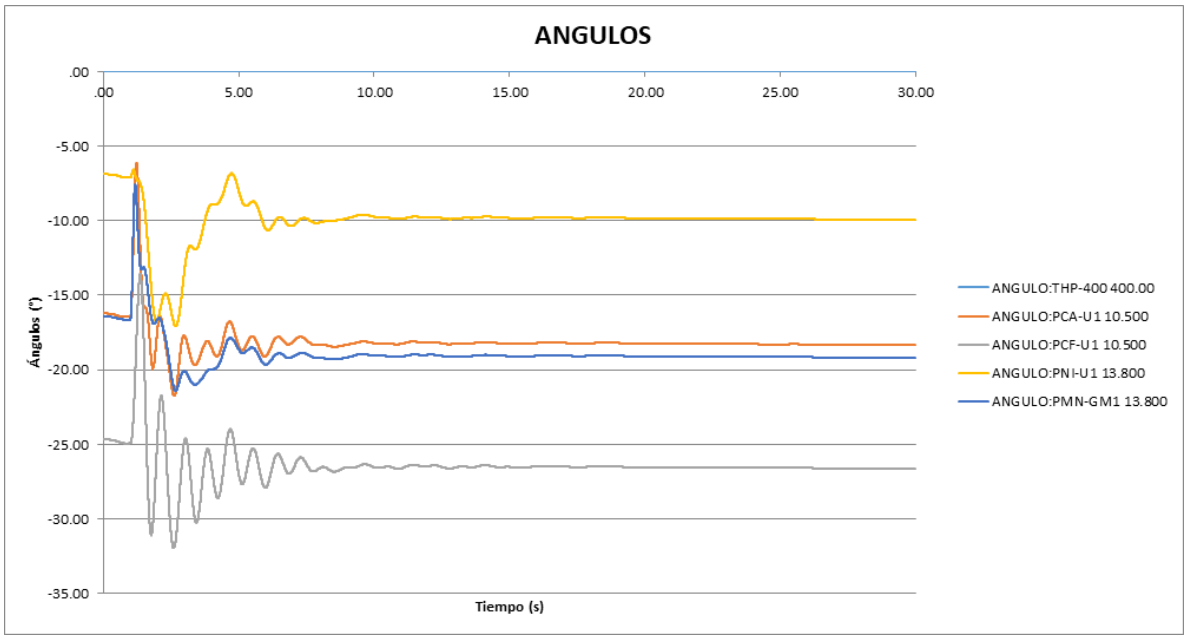
Sin proyecto:



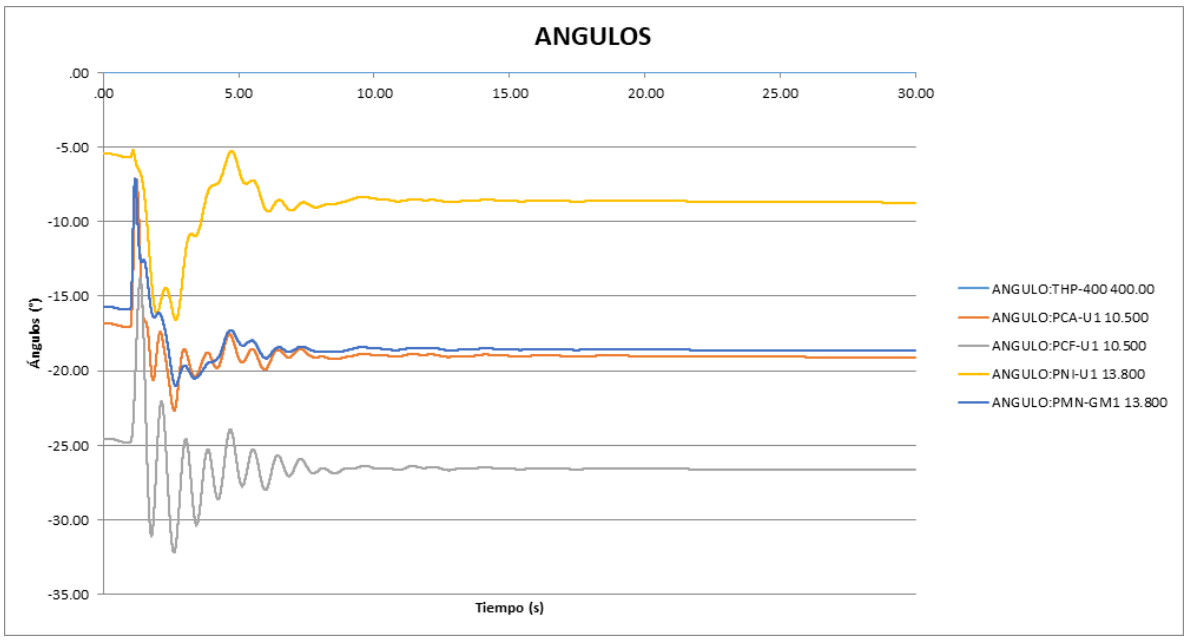
Con proyecto:



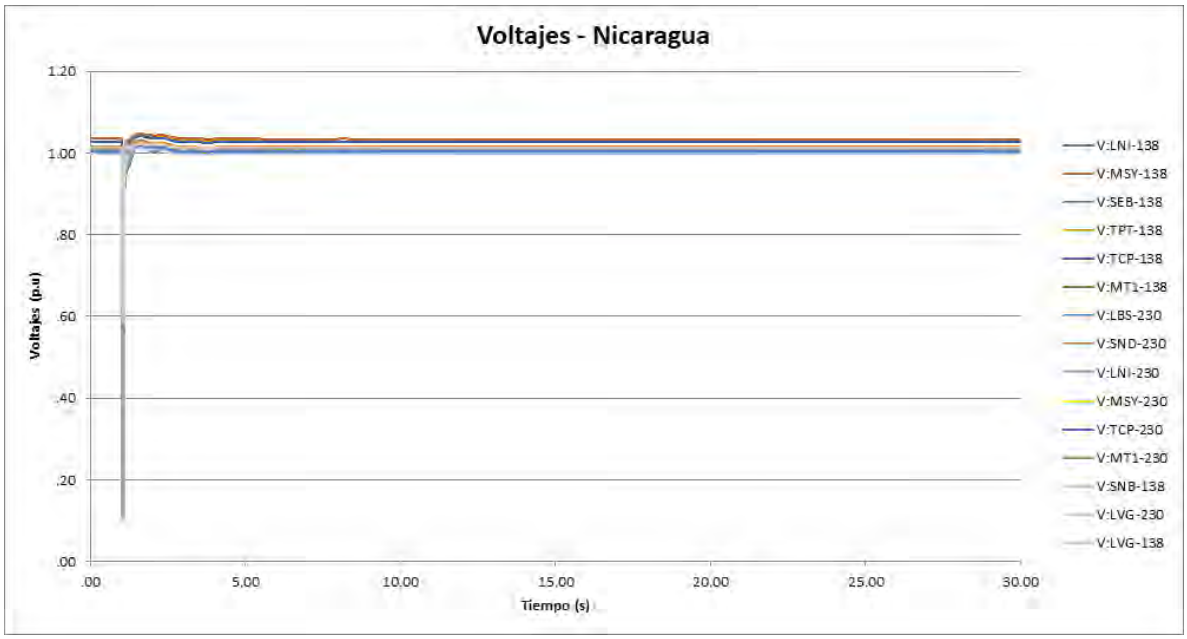
Sin proyecto:



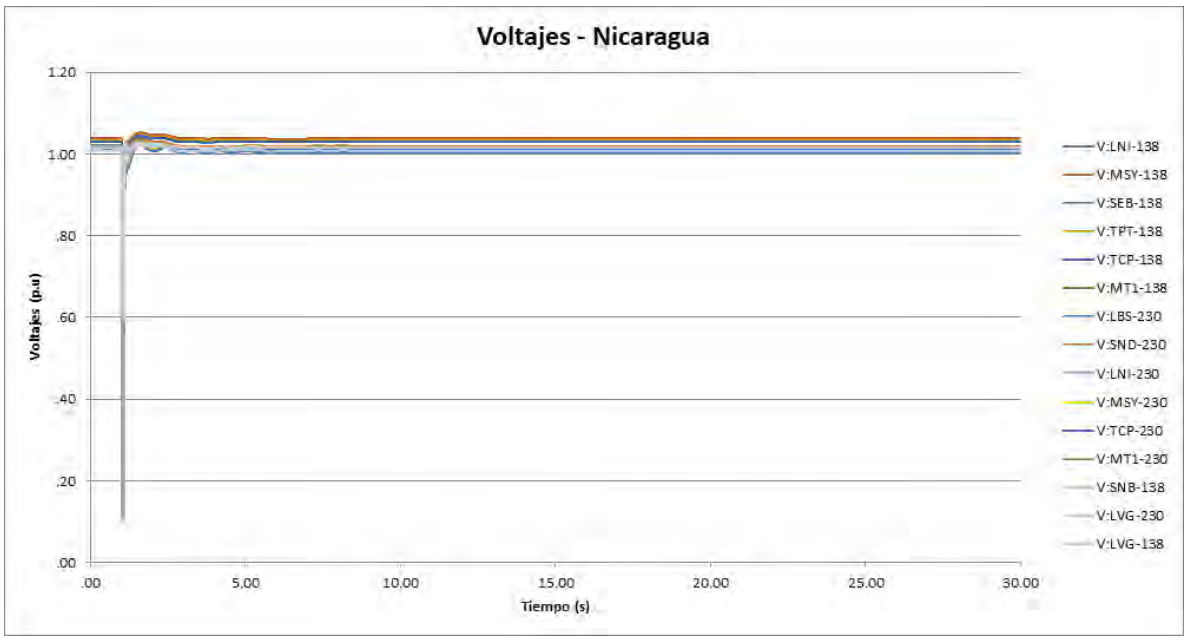
Con proyecto:



Sin proyecto:

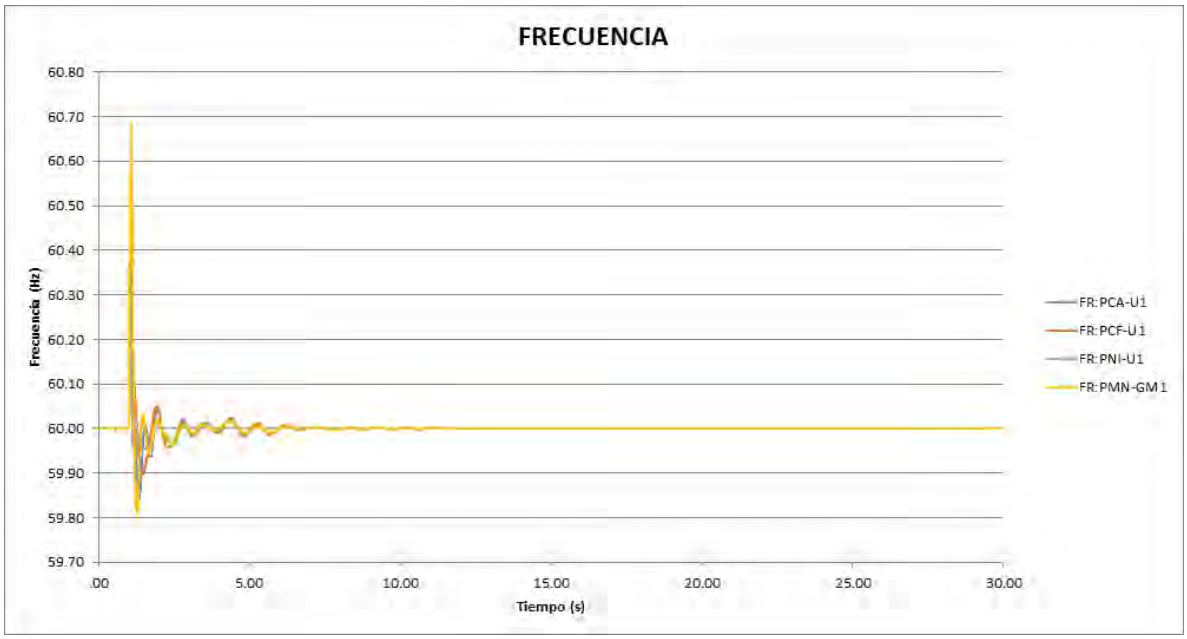


Con proyecto:

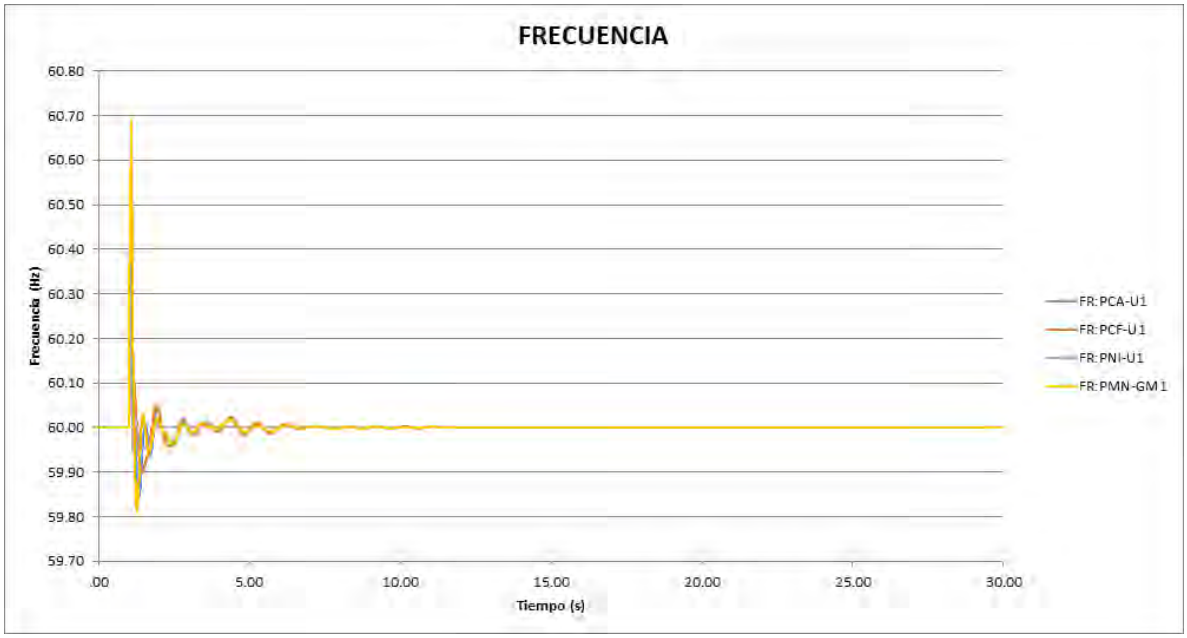


CONTINGENCIA C10: Desconexión de la línea Sandino-Mateare 1

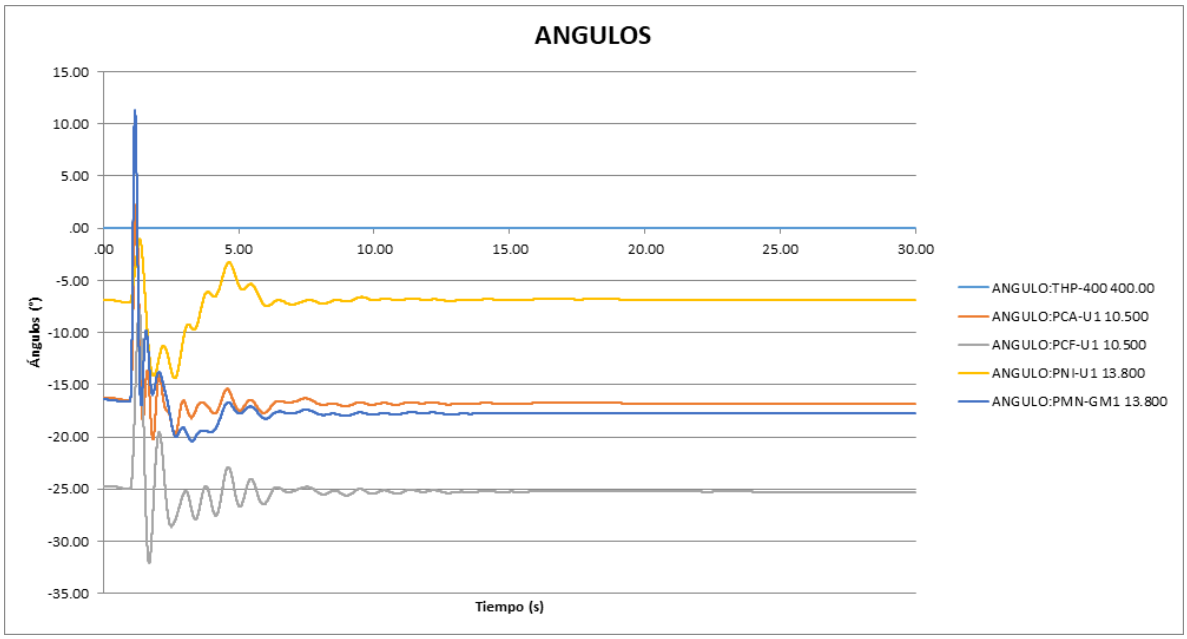
Sin proyecto:



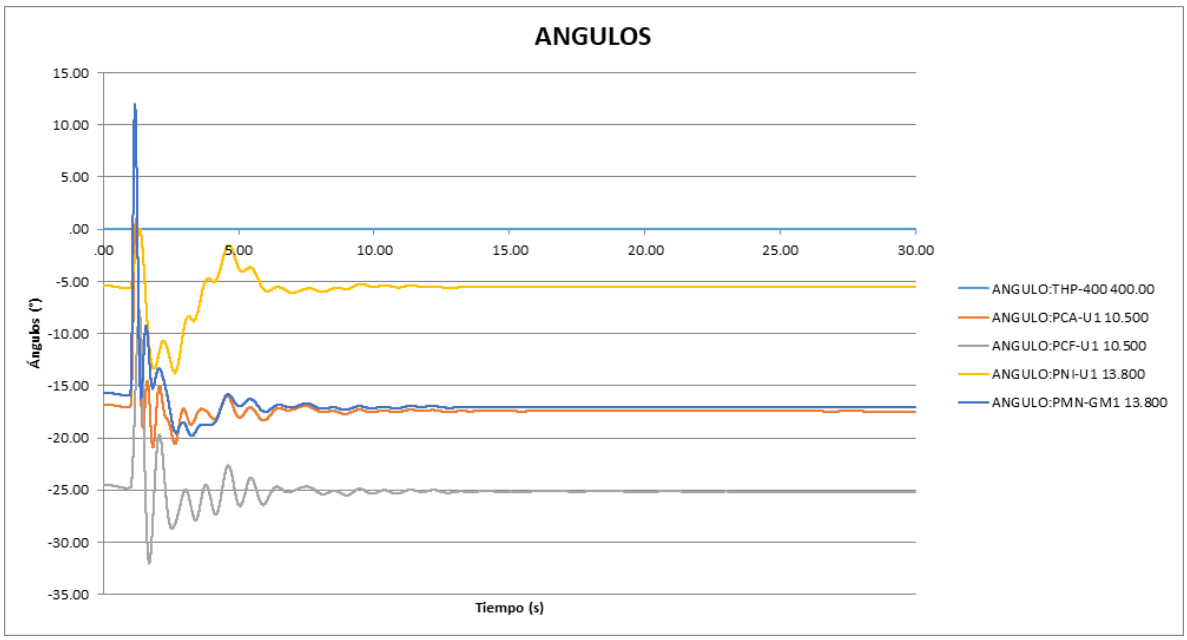
Con proyecto:



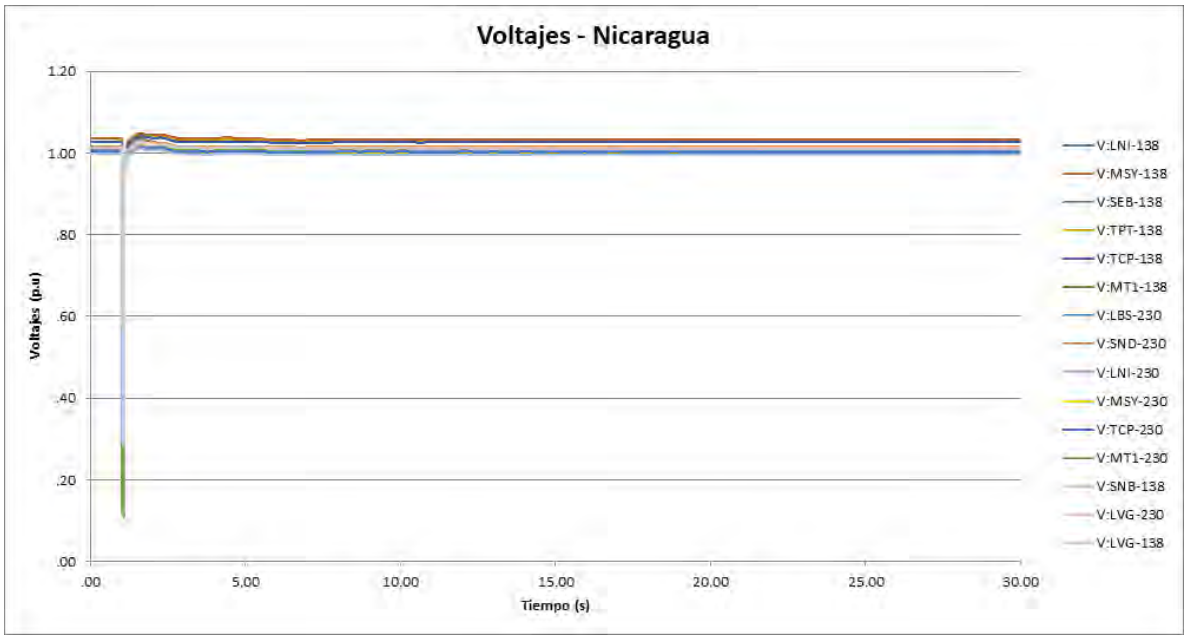
Sin proyecto:



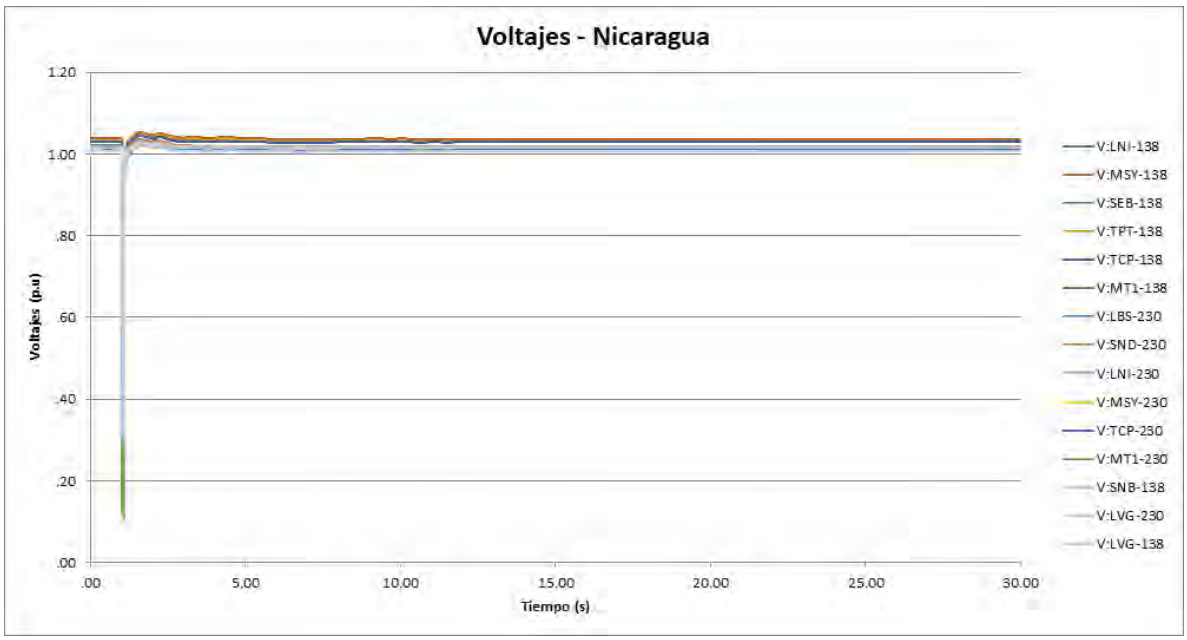
Con proyecto:



Sin proyecto:

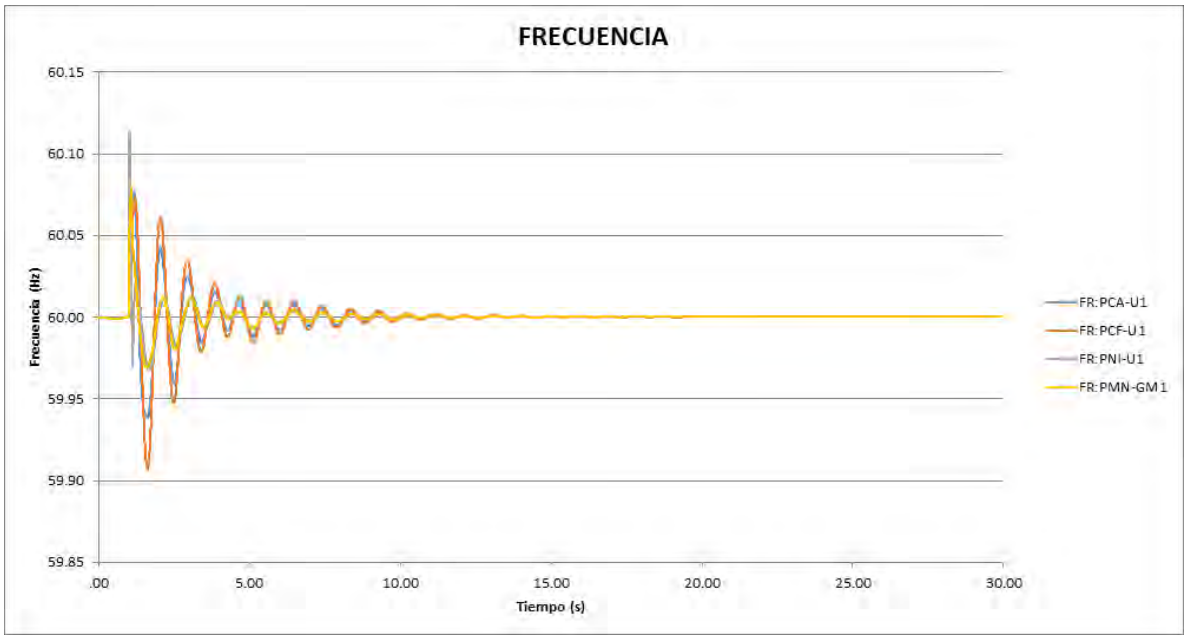


Con proyecto:

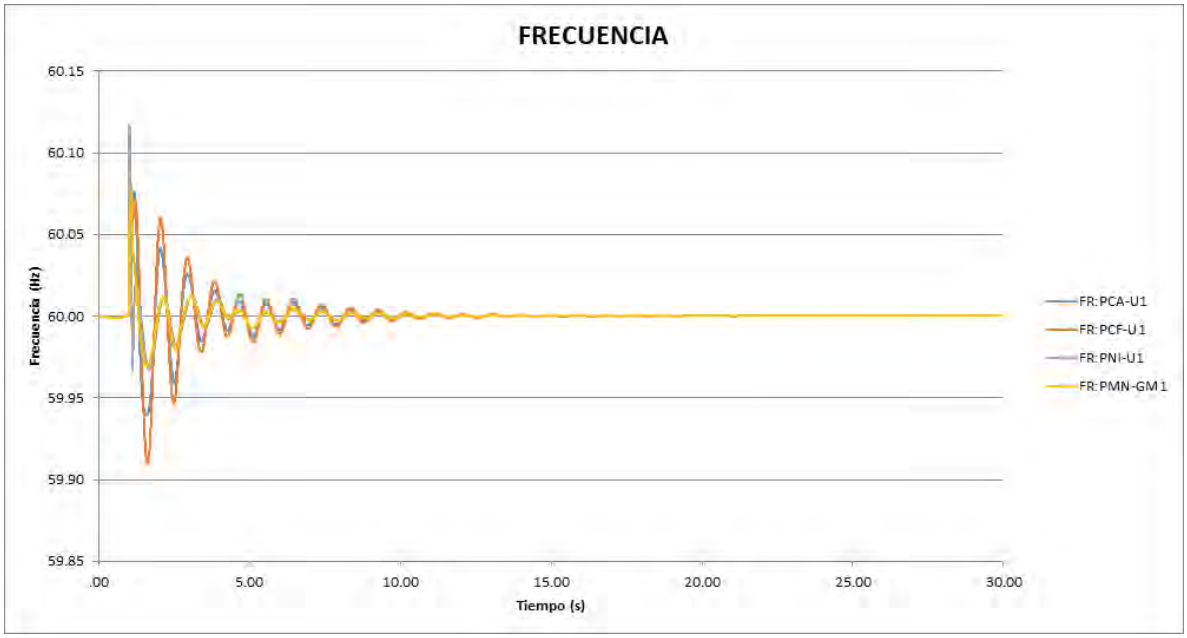


CONTINGENCIA C11: Desconexión de la línea León I-Pensa

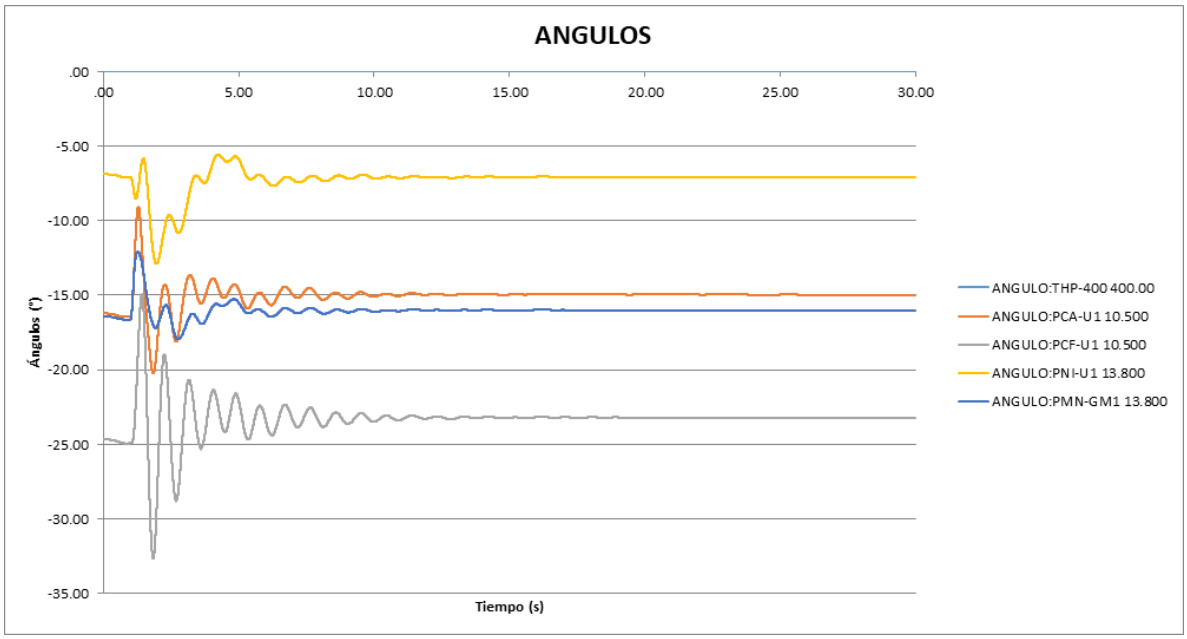
Sin proyecto:



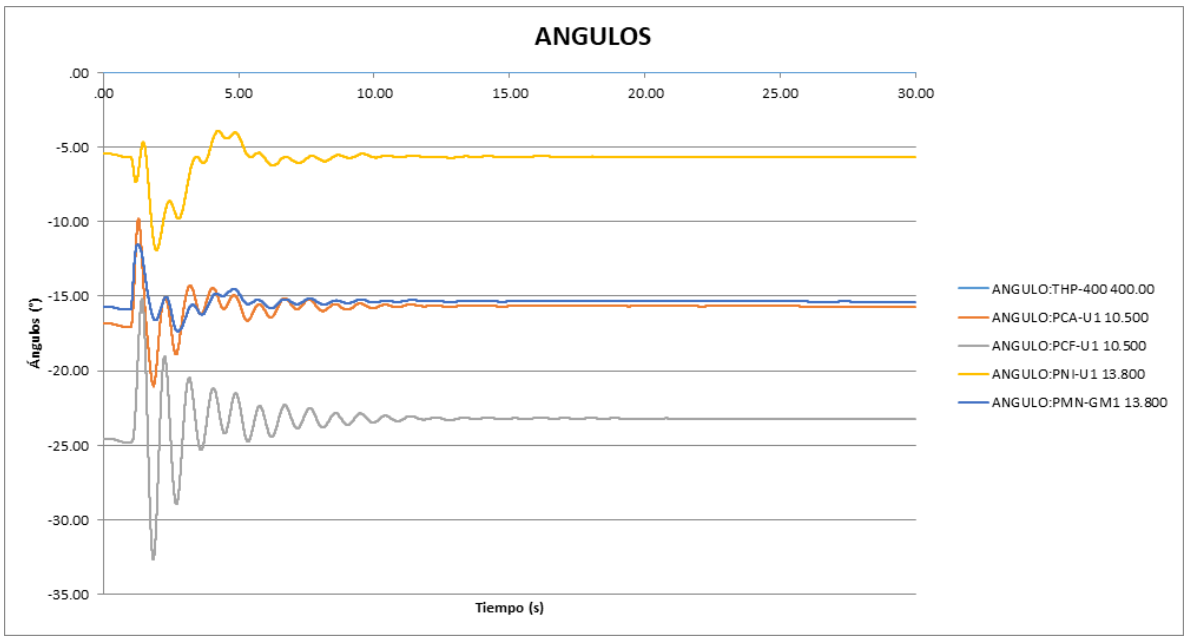
Con proyecto:



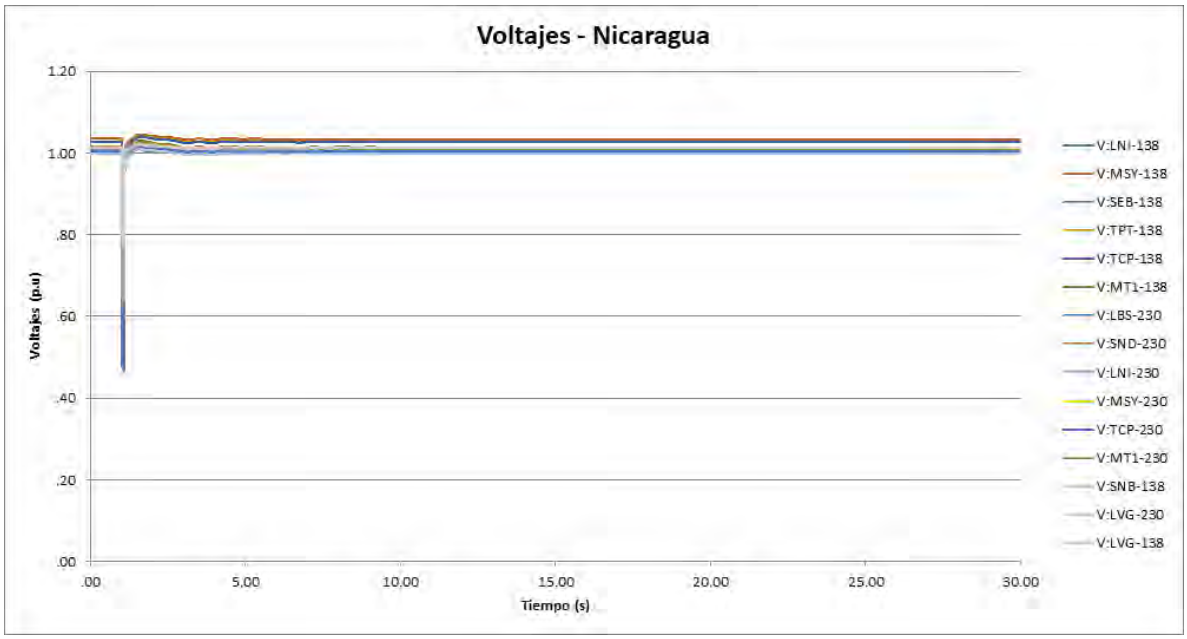
Sin proyecto:



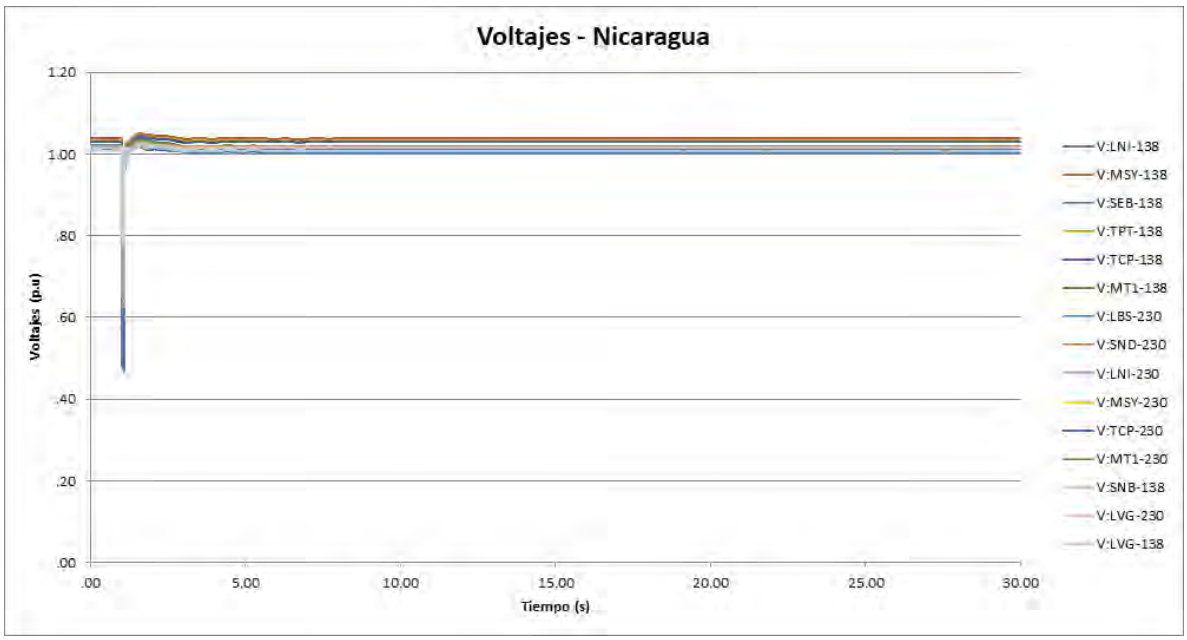
Con proyecto:



Sin proyecto:

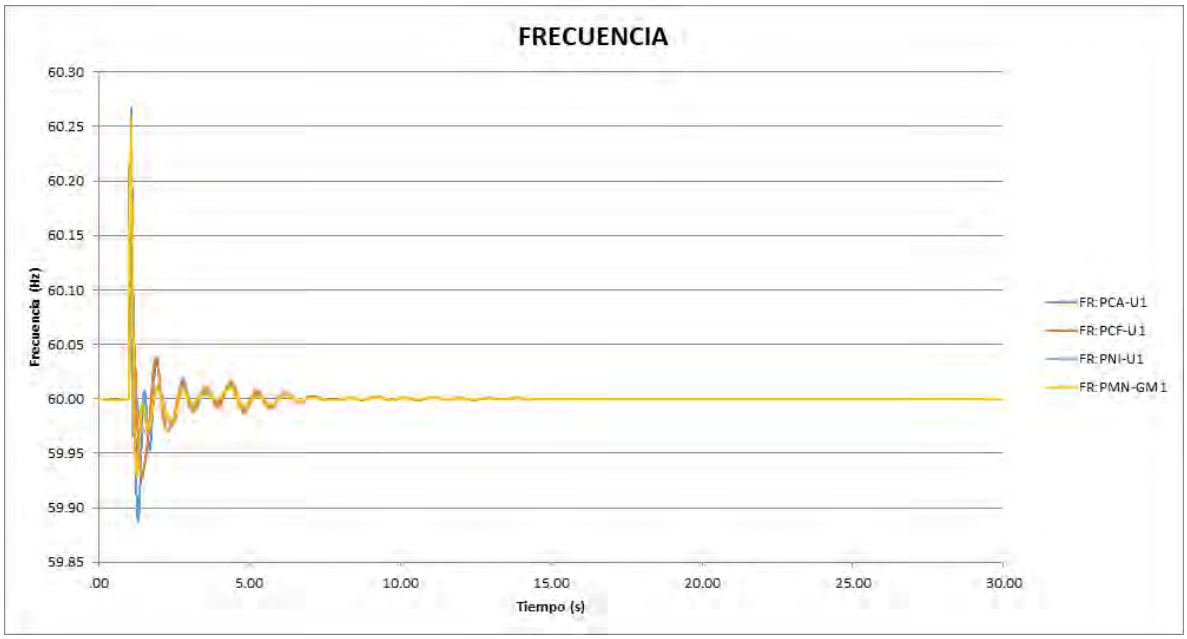


Con proyecto:

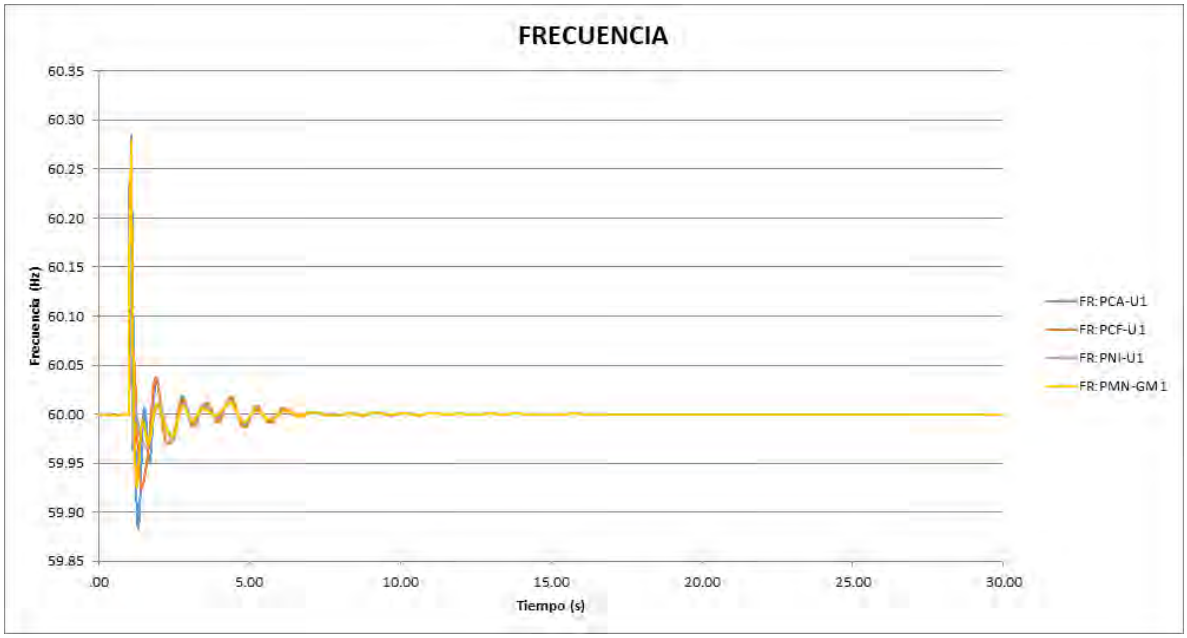


CONTINGENCIA C12: Desconexión de la línea San Benito - Masaya

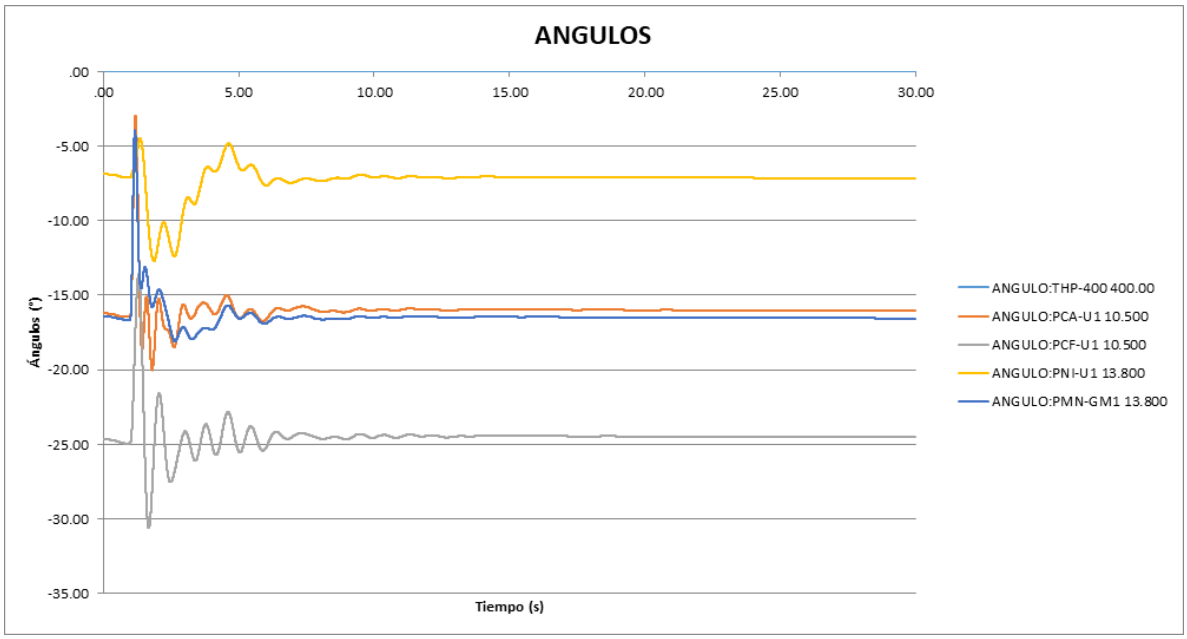
Sin proyecto:



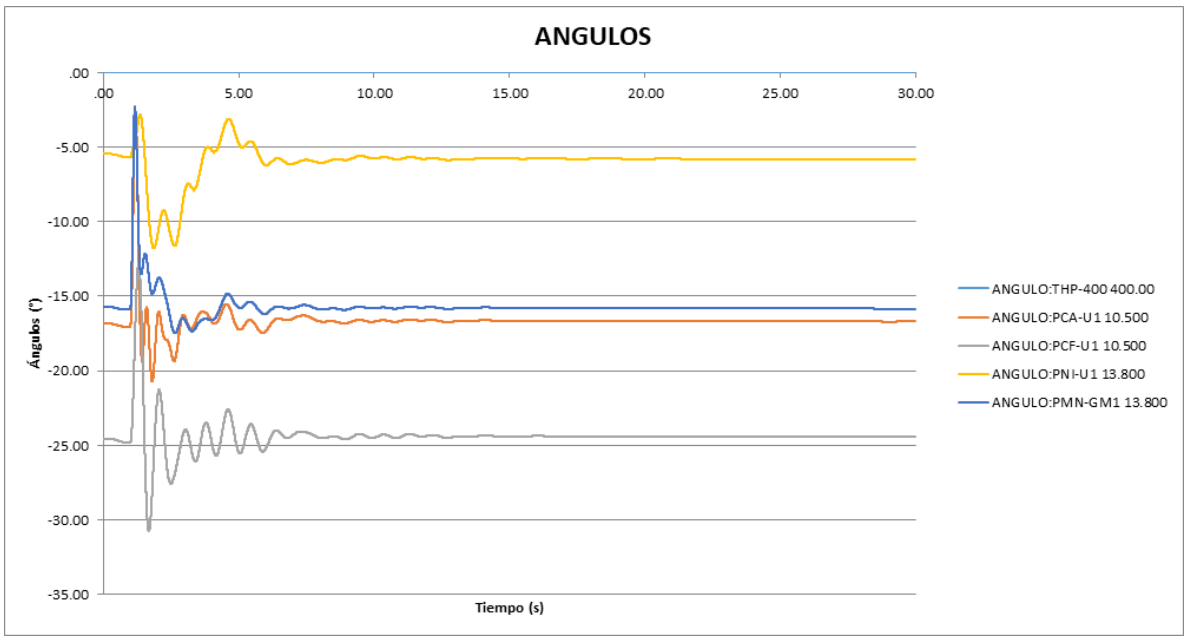
Con proyecto:



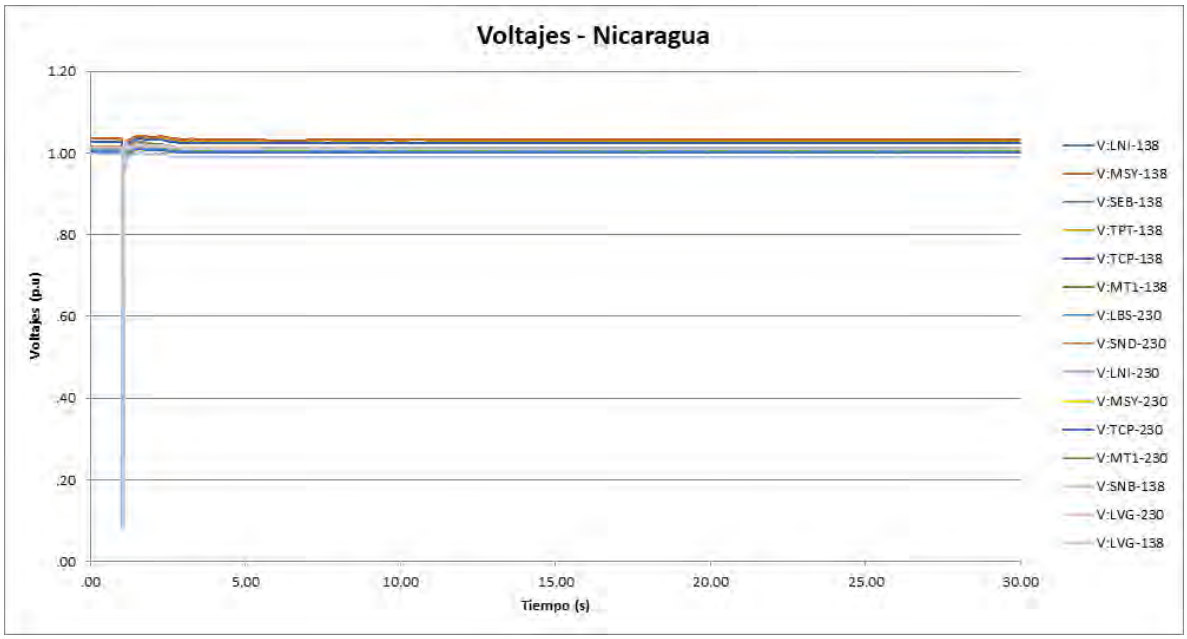
Sin proyecto:



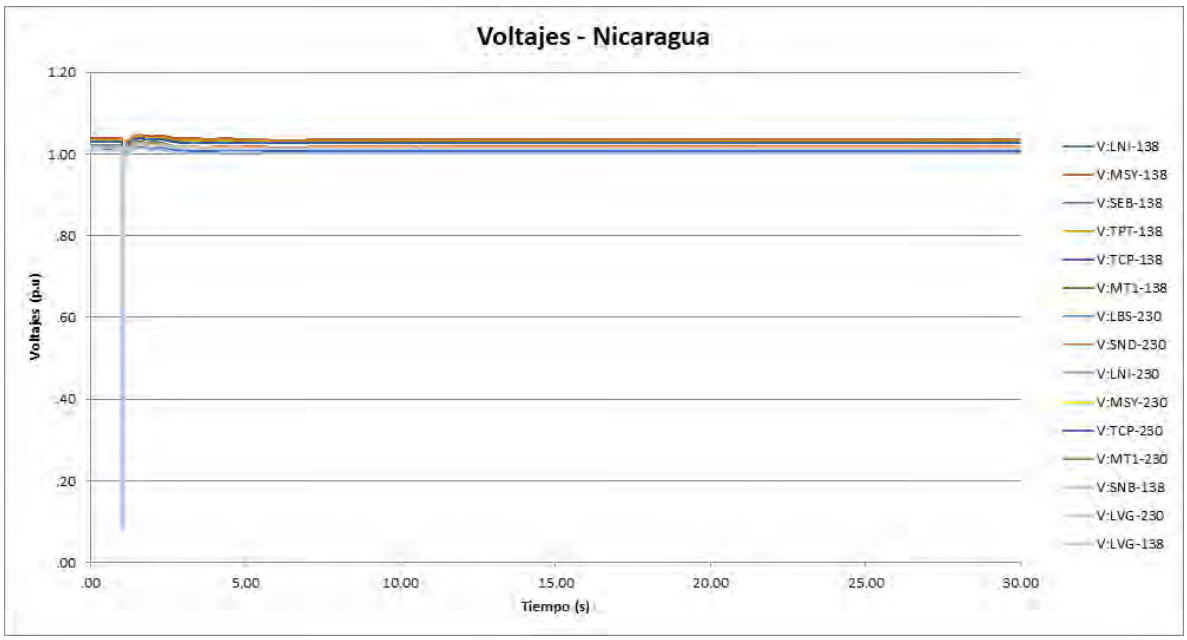
Con proyecto:



Sin proyecto:

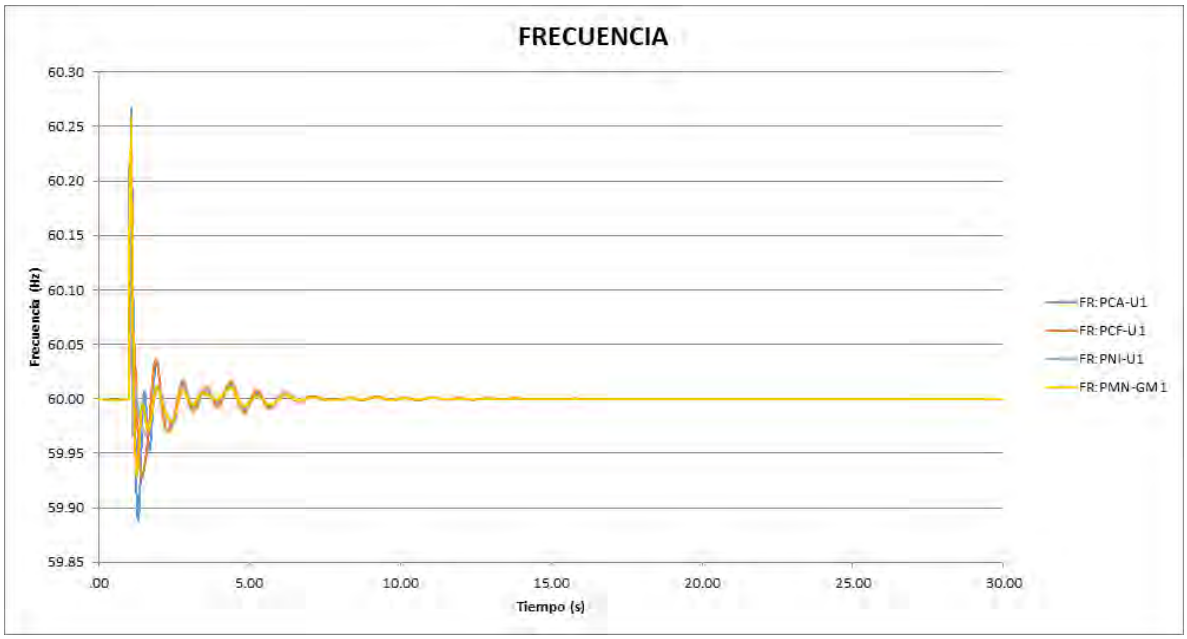


Con proyecto:

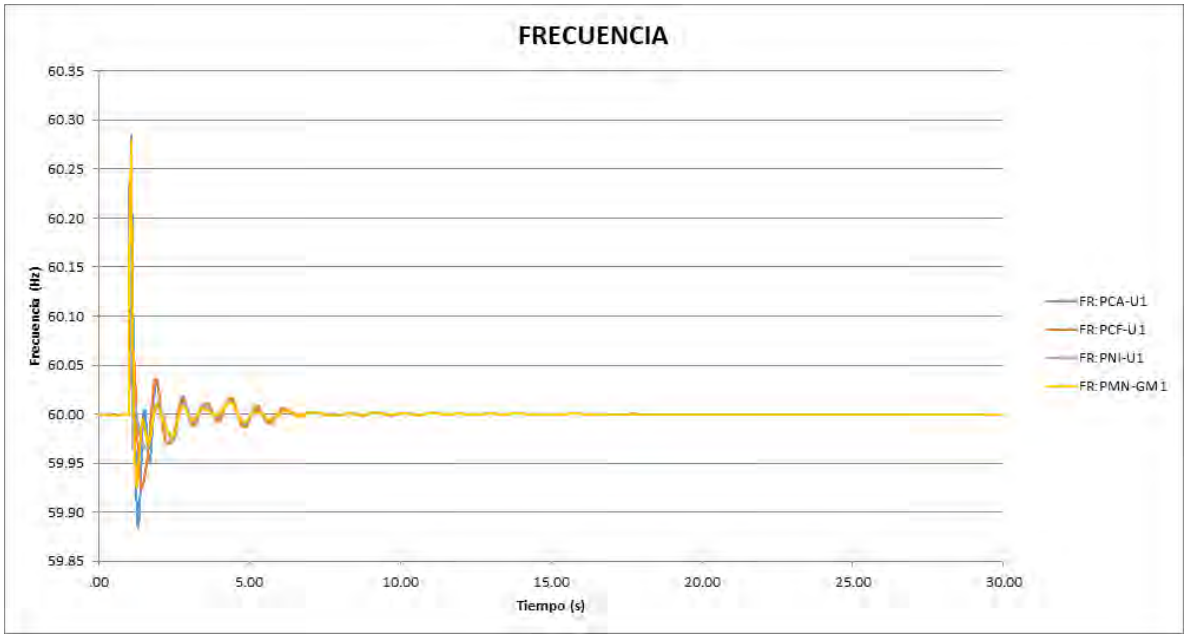


CONTINGENCIA C13: Desconexión de la línea San Benito - Los Brasiles

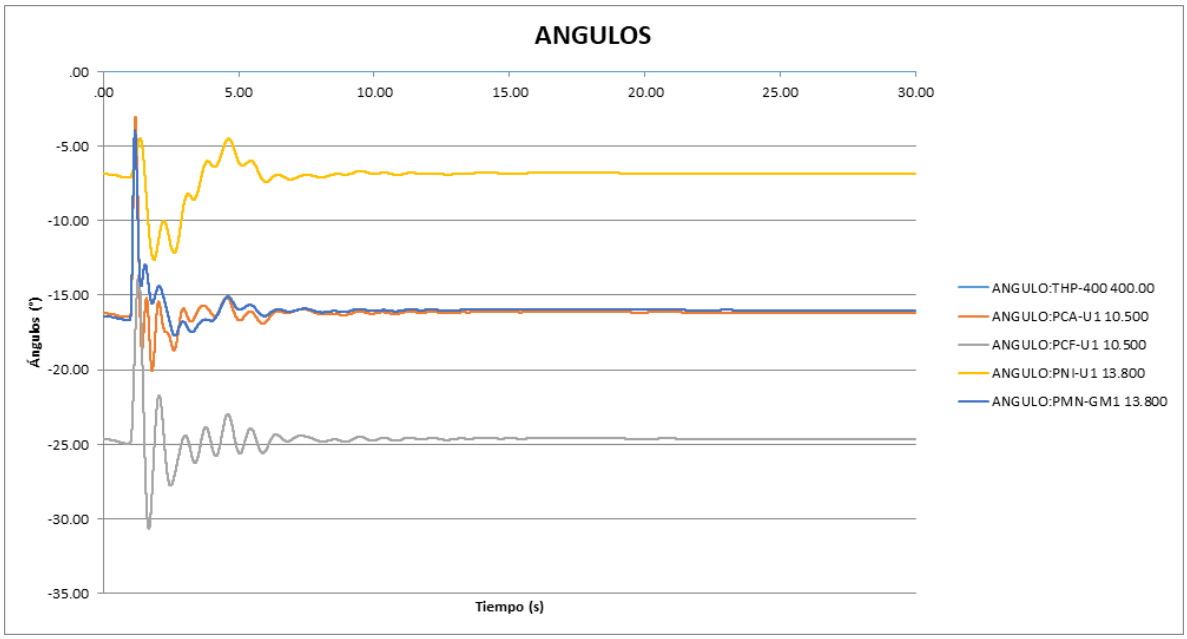
Sin proyecto:



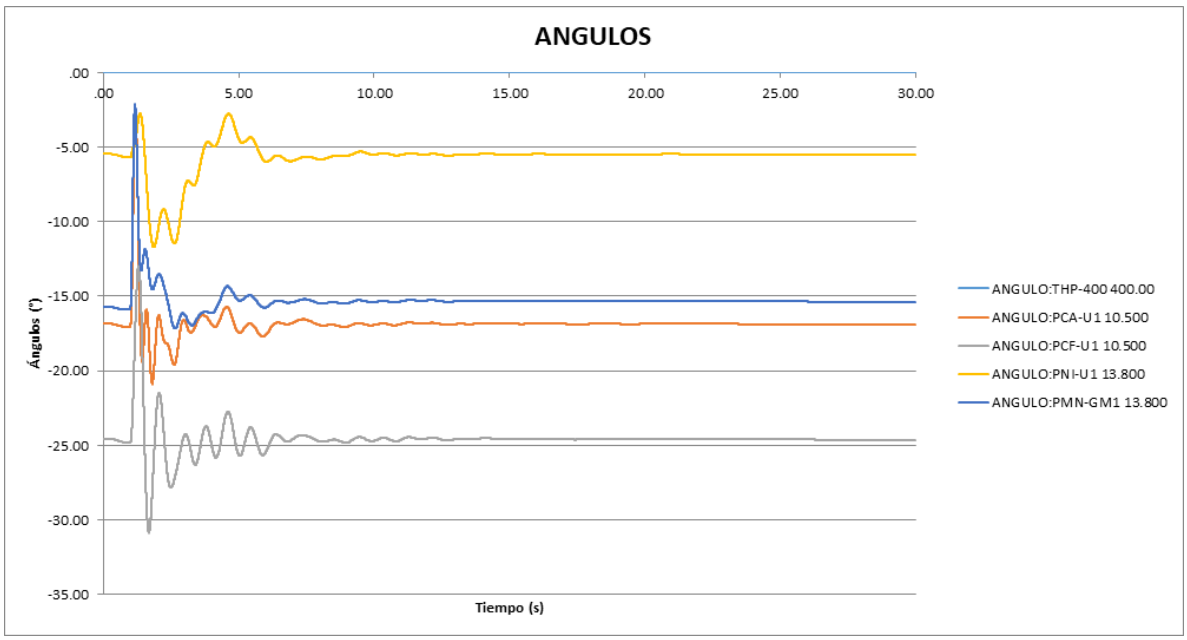
Con proyecto:



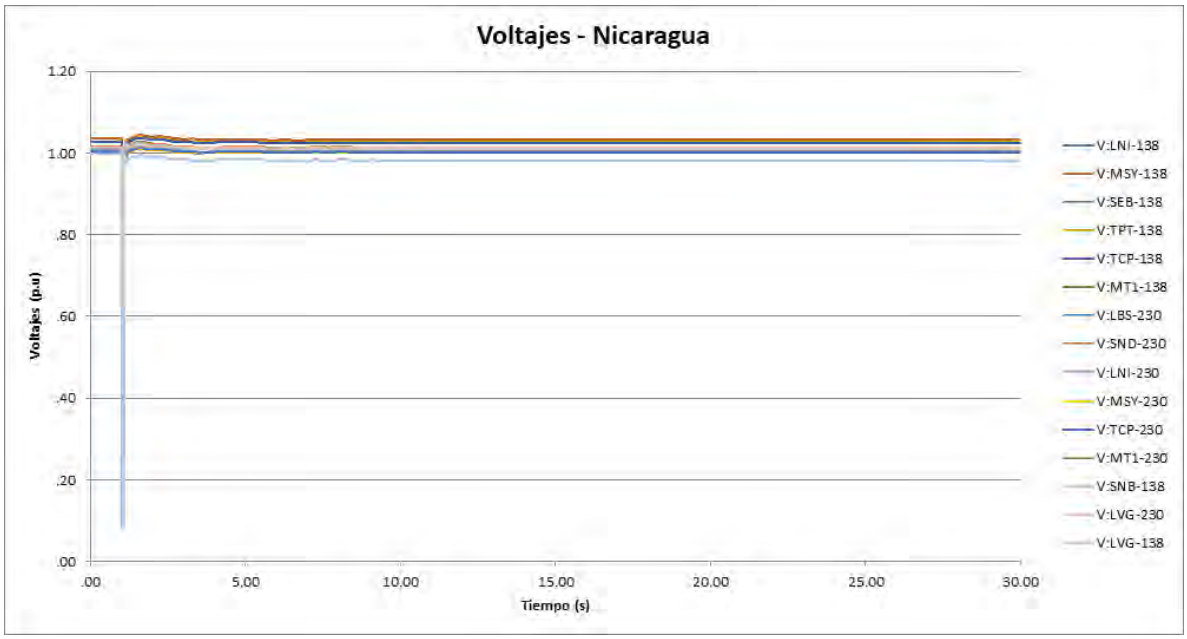
Sin proyecto:



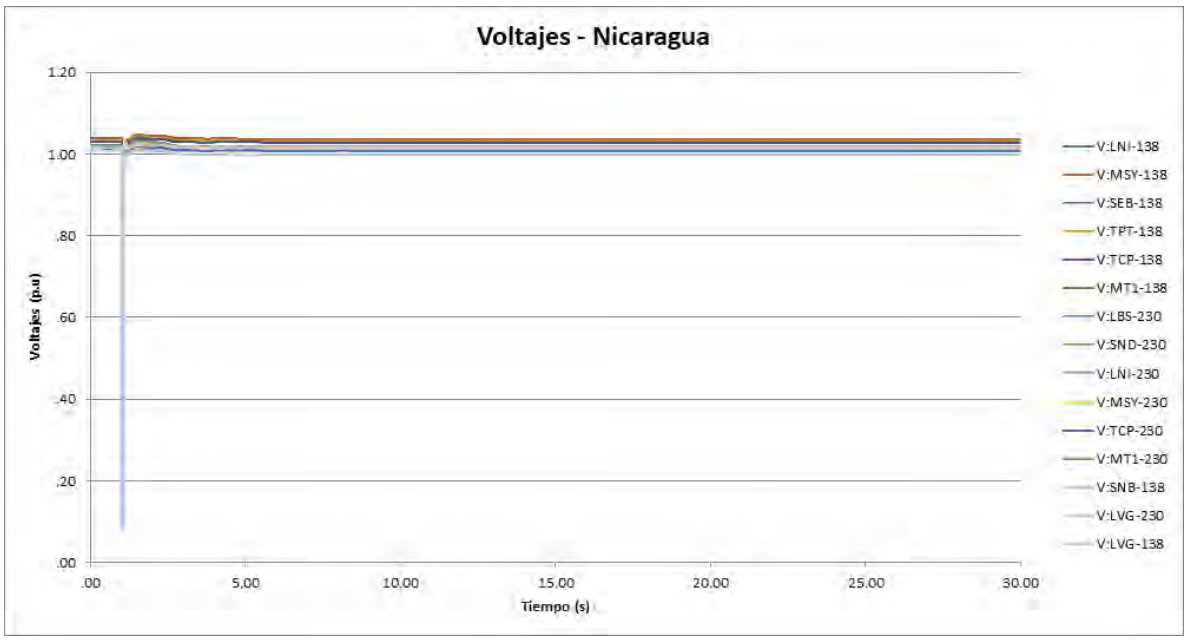
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:

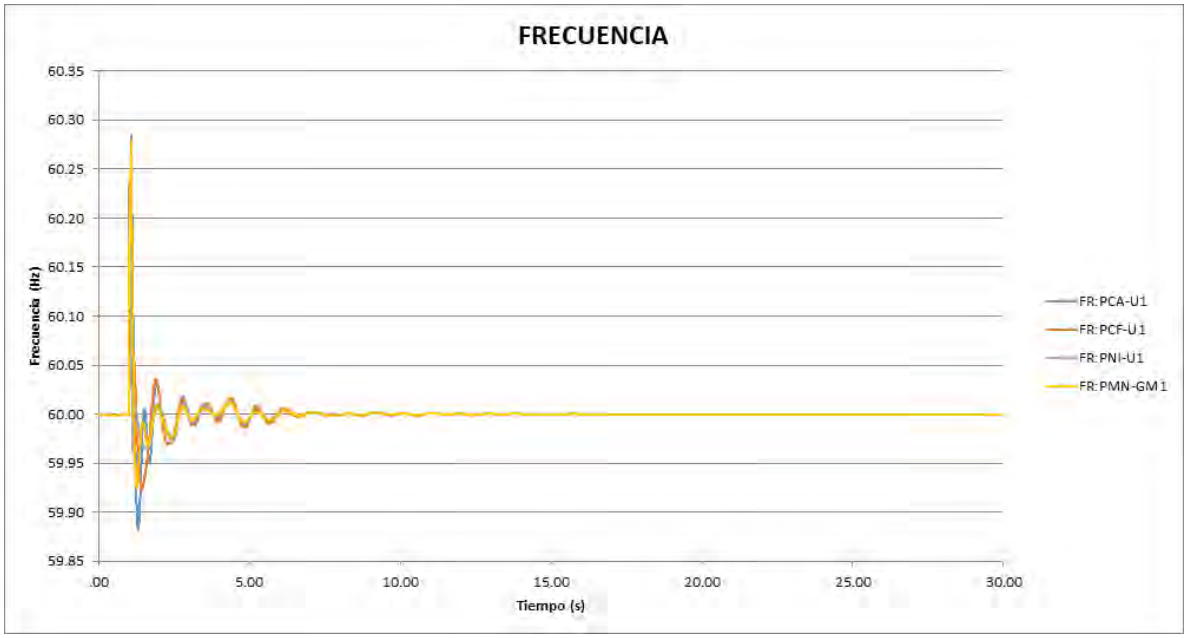


CONTINGENCIA C14: Desconexión de la línea San Benito - Boaco

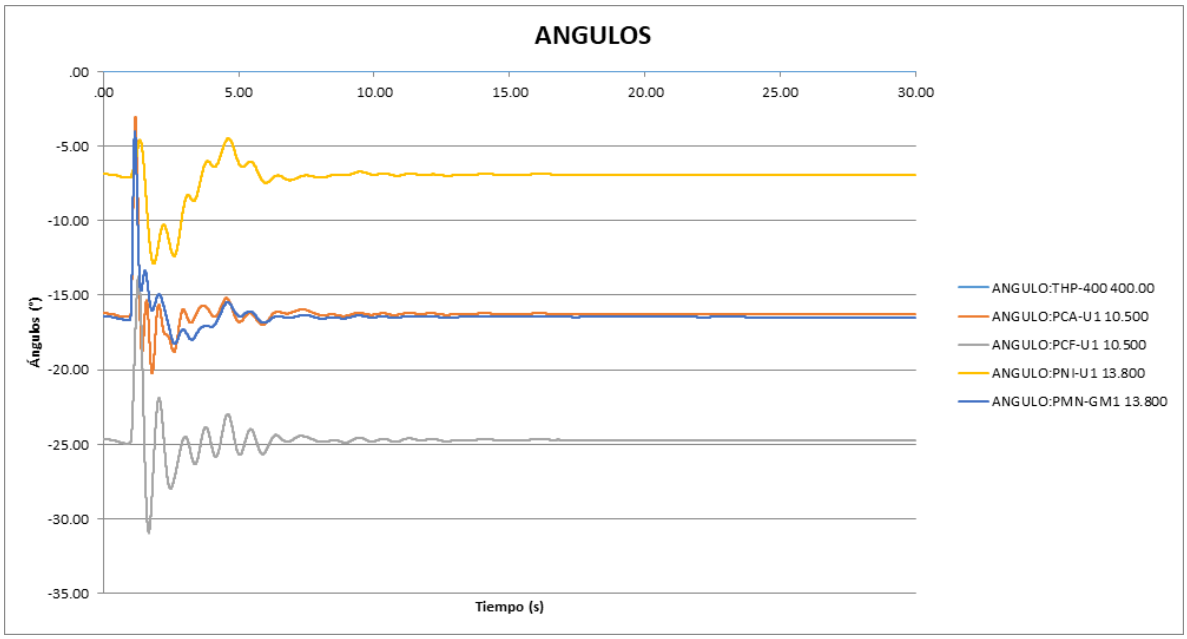
Sin proyecto:



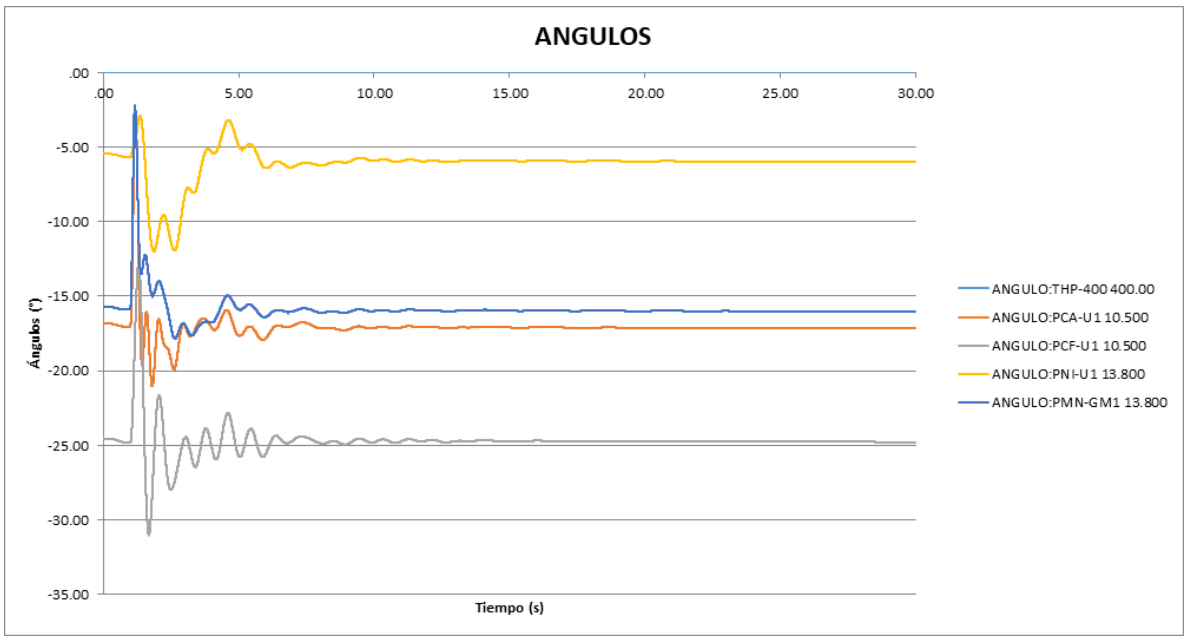
Con proyecto:



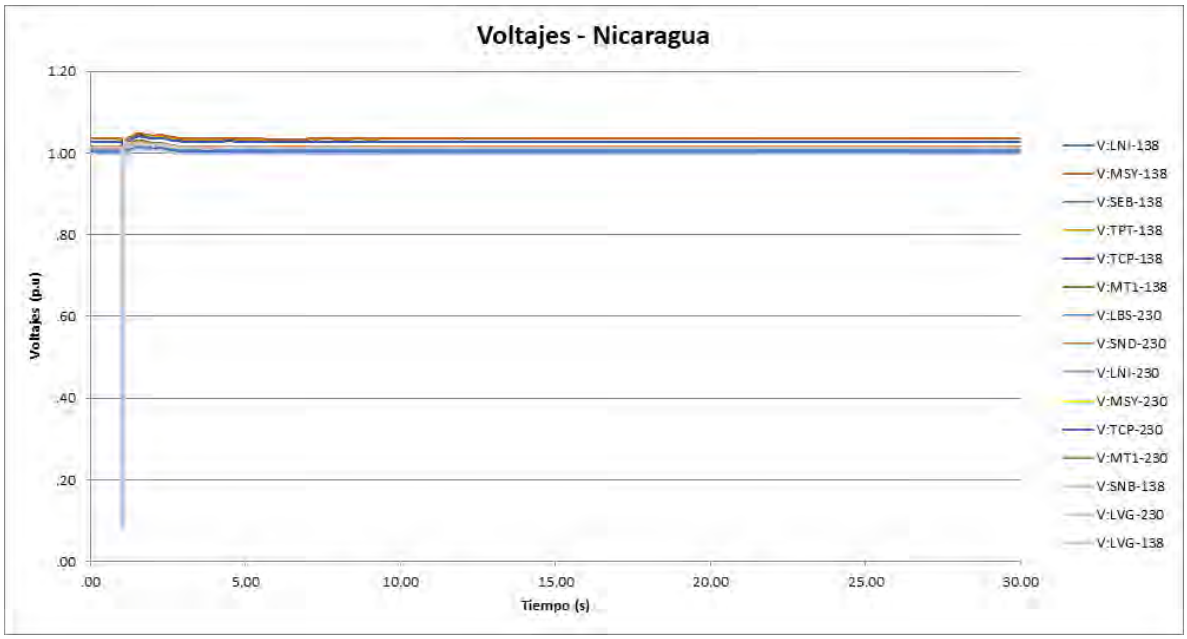
Sin proyecto:



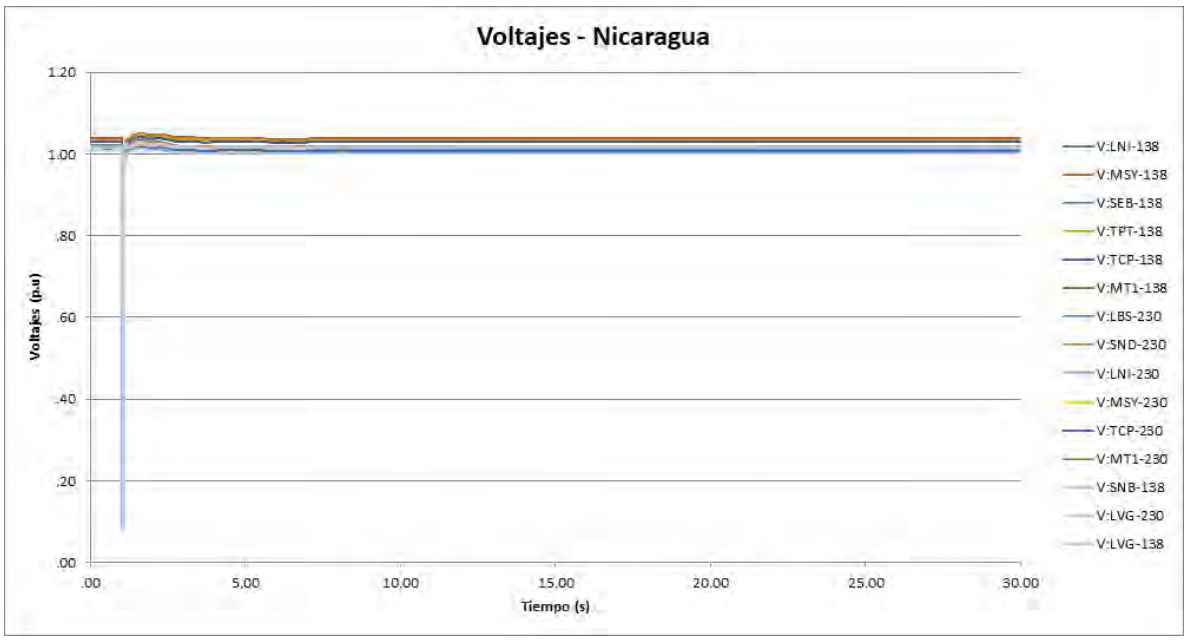
Con proyecto:



Sin proyecto:



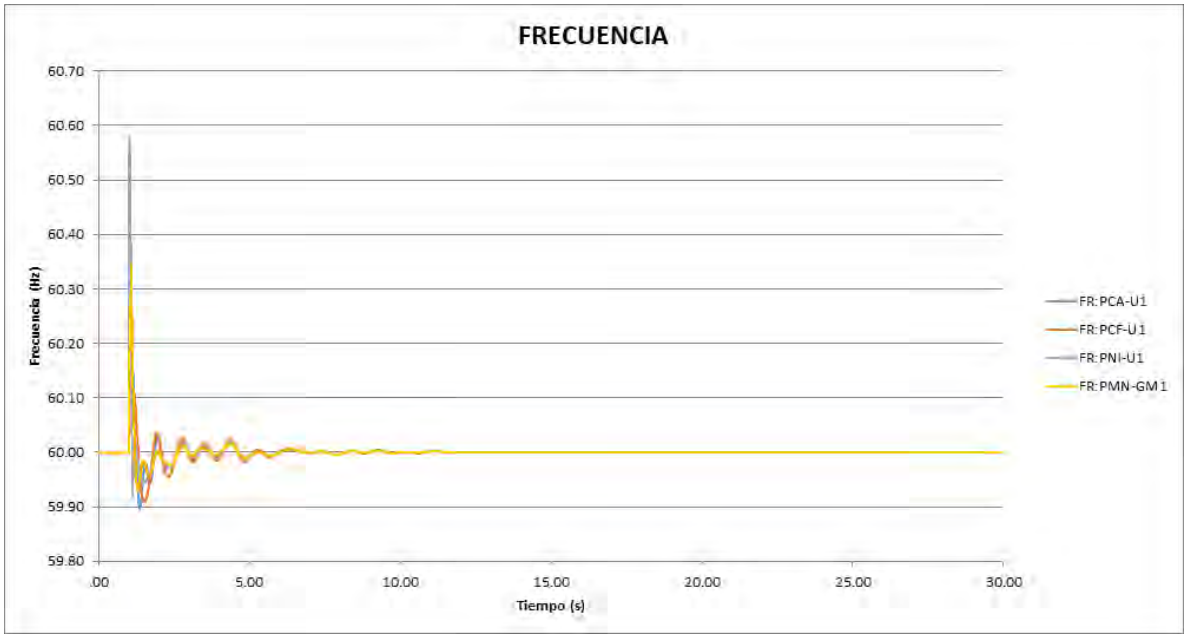
Con proyecto:



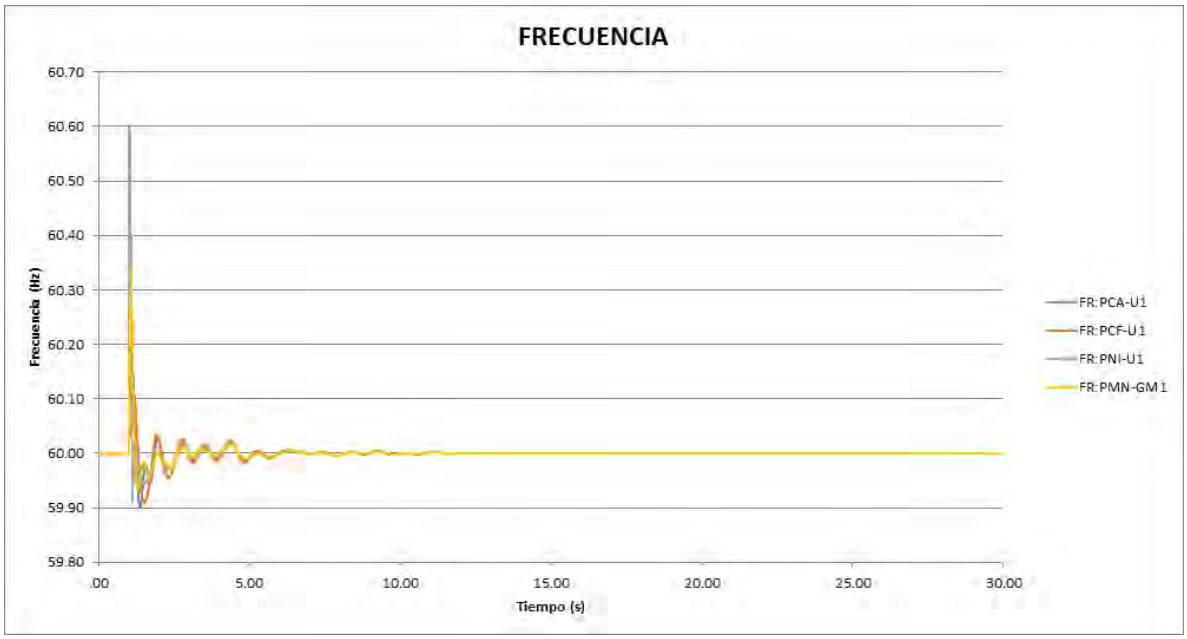
- **Escenario Verano demanda máxima porteo N-S 180MW**

CONTINGENCIA C1: Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central PCG9 y PSL (Planta Solaris)

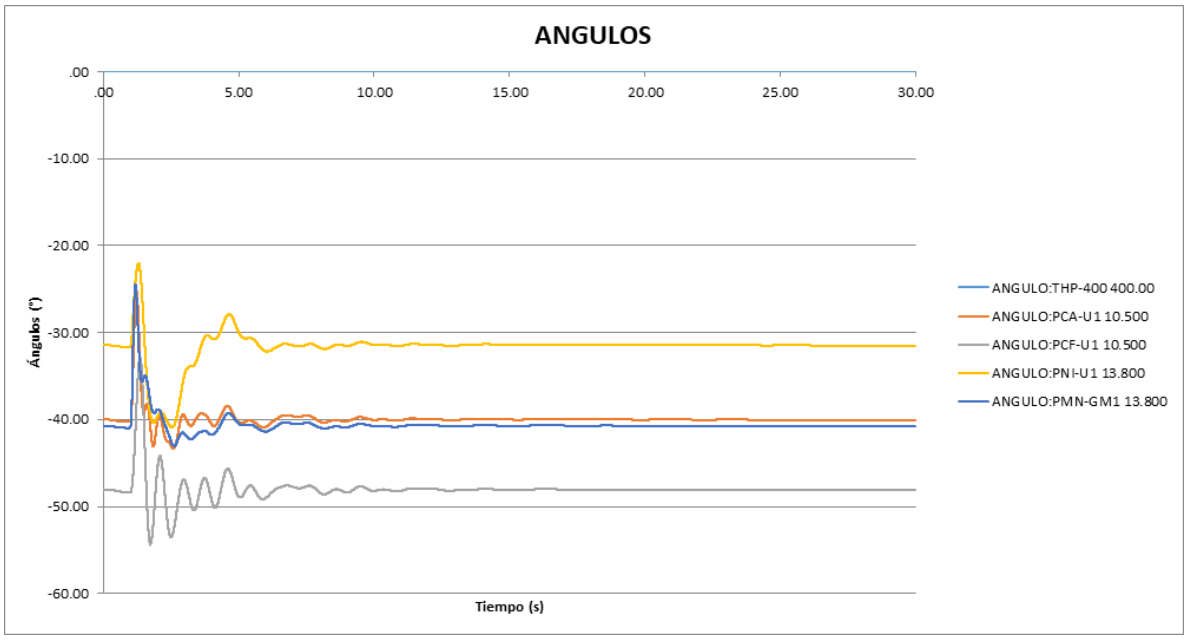
Sin proyecto:



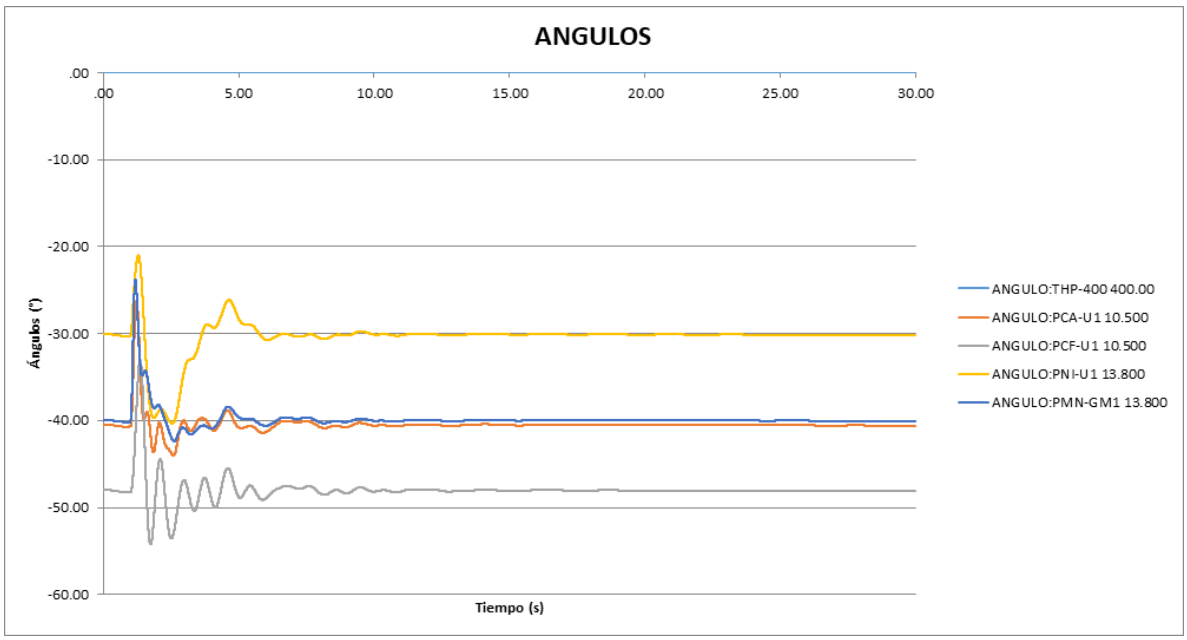
Con proyecto:



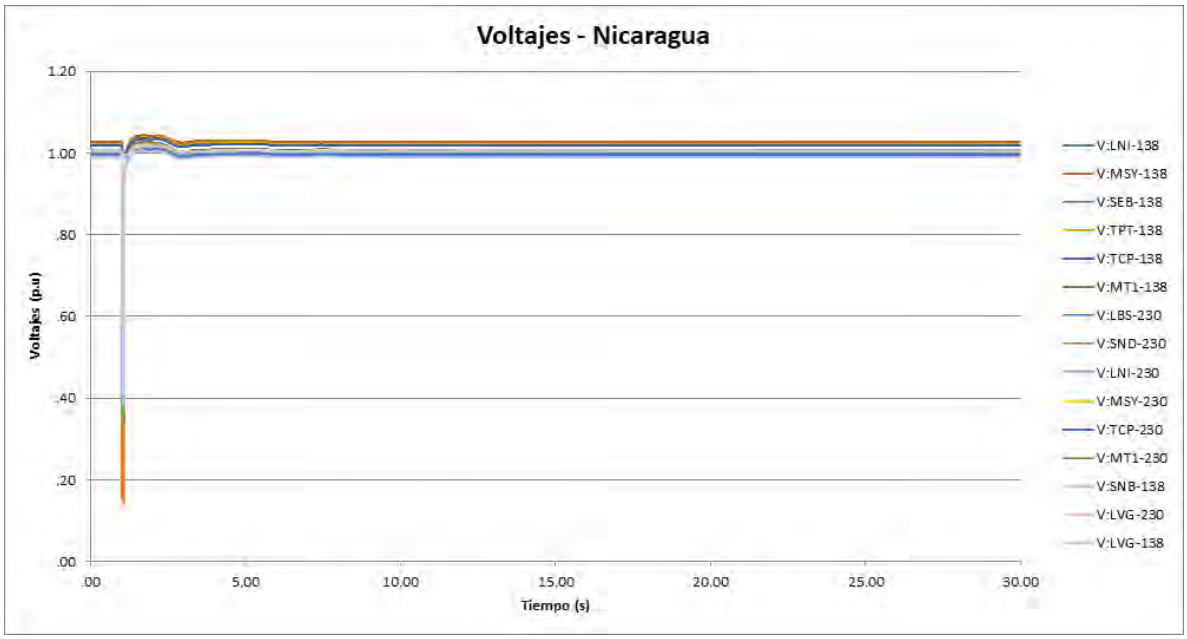
Sin proyecto:



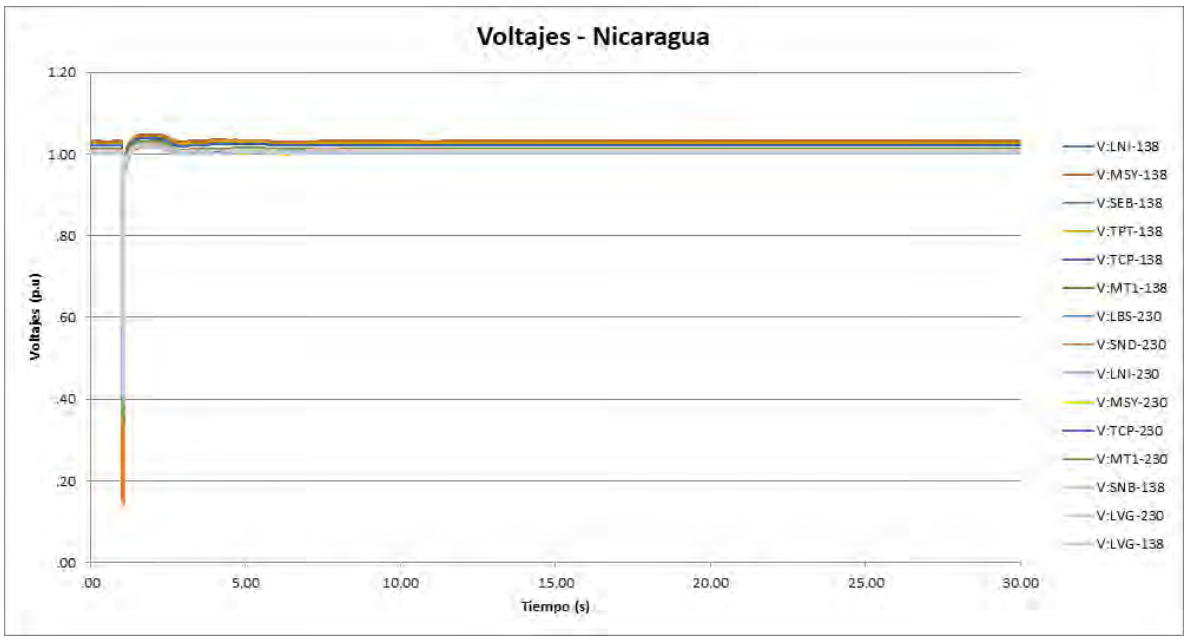
Con proyecto:



Sin proyecto:

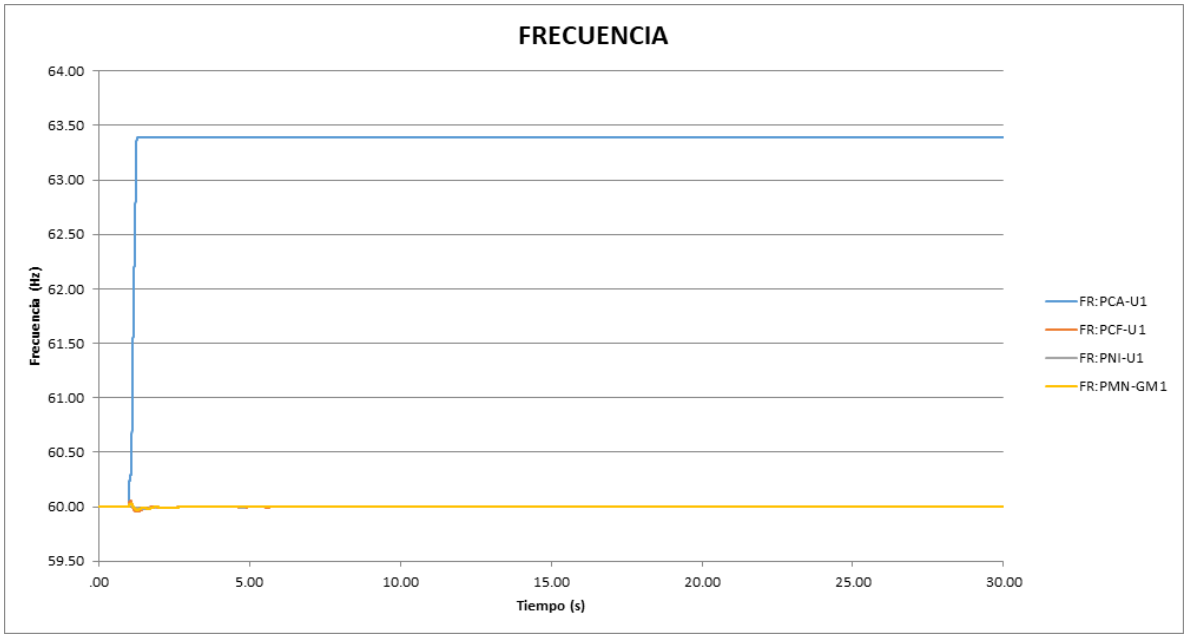


Con proyecto:

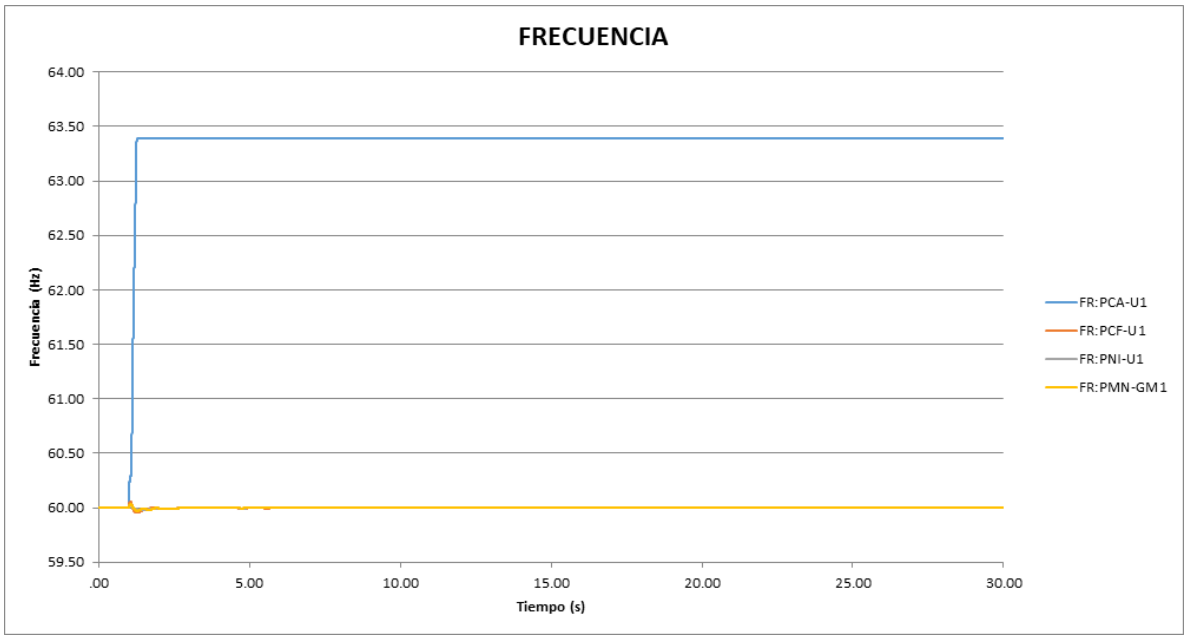


CONTINGENCIA C2: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la unidad #1 de la central PCA

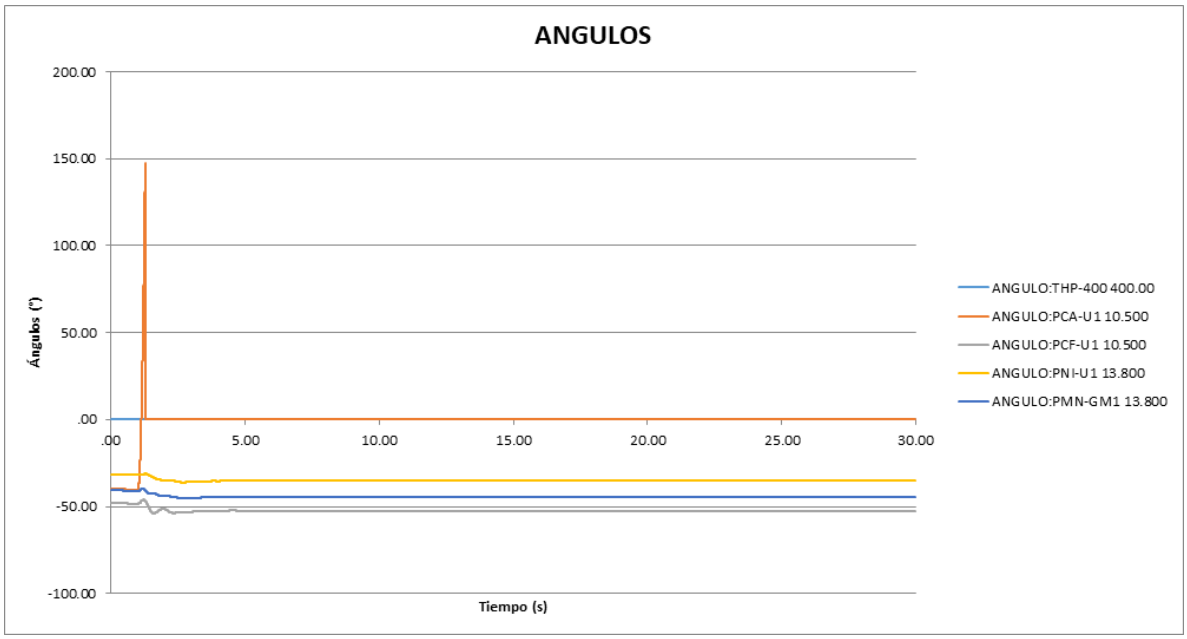
Sin proyecto:



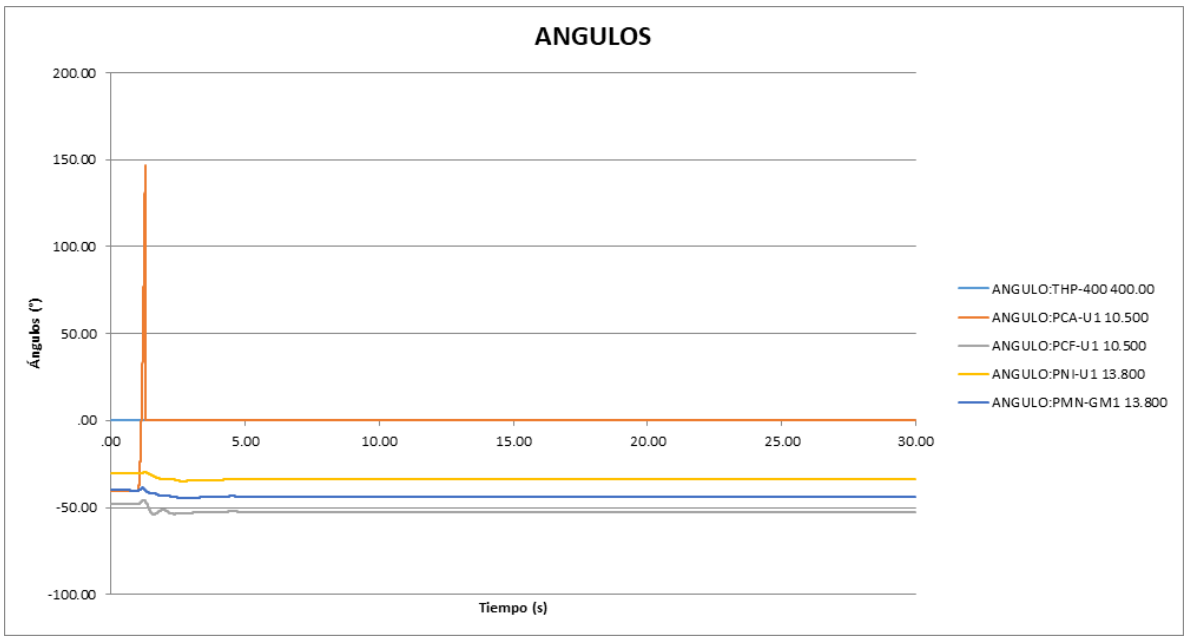
Con proyecto:



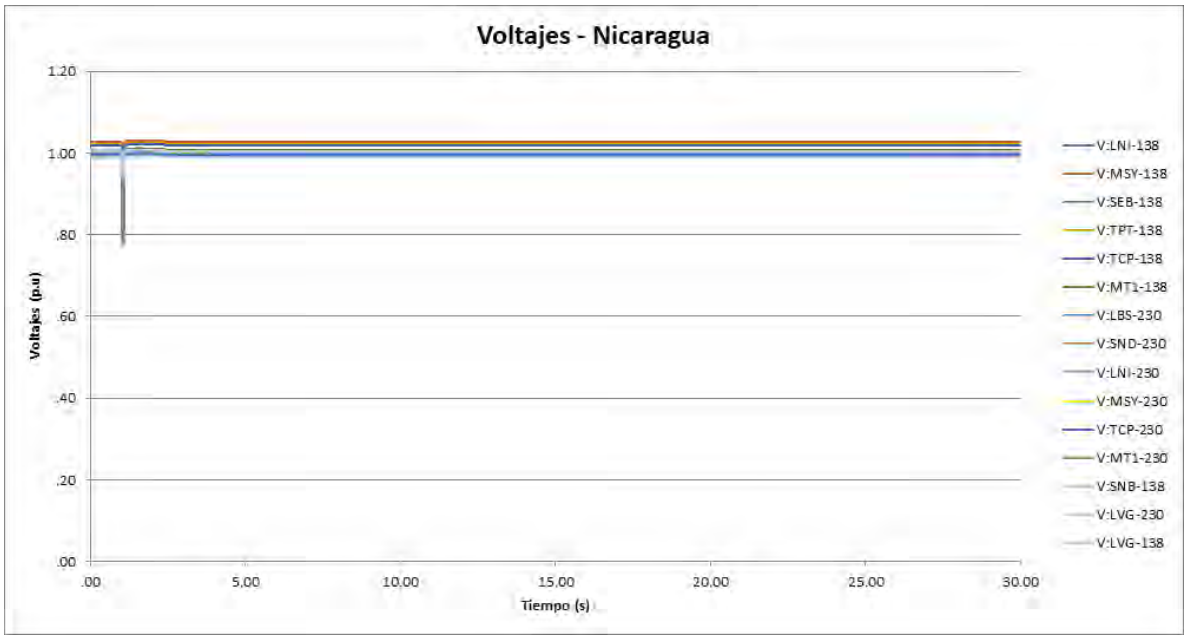
Sin proyecto:



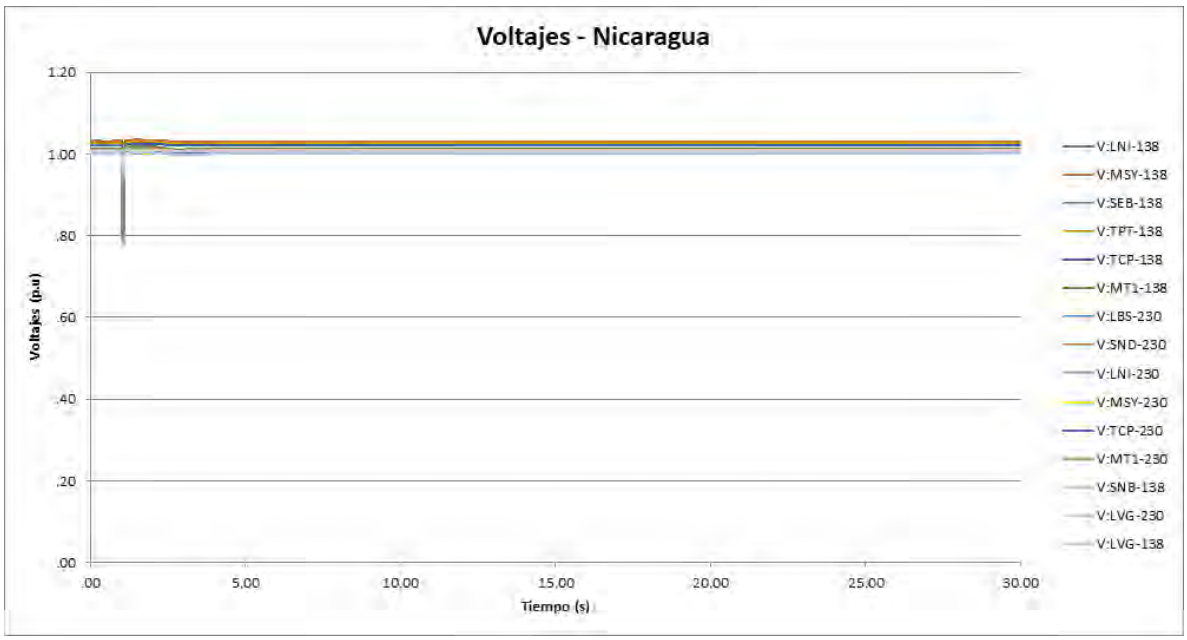
Con proyecto:



Sin proyecto:

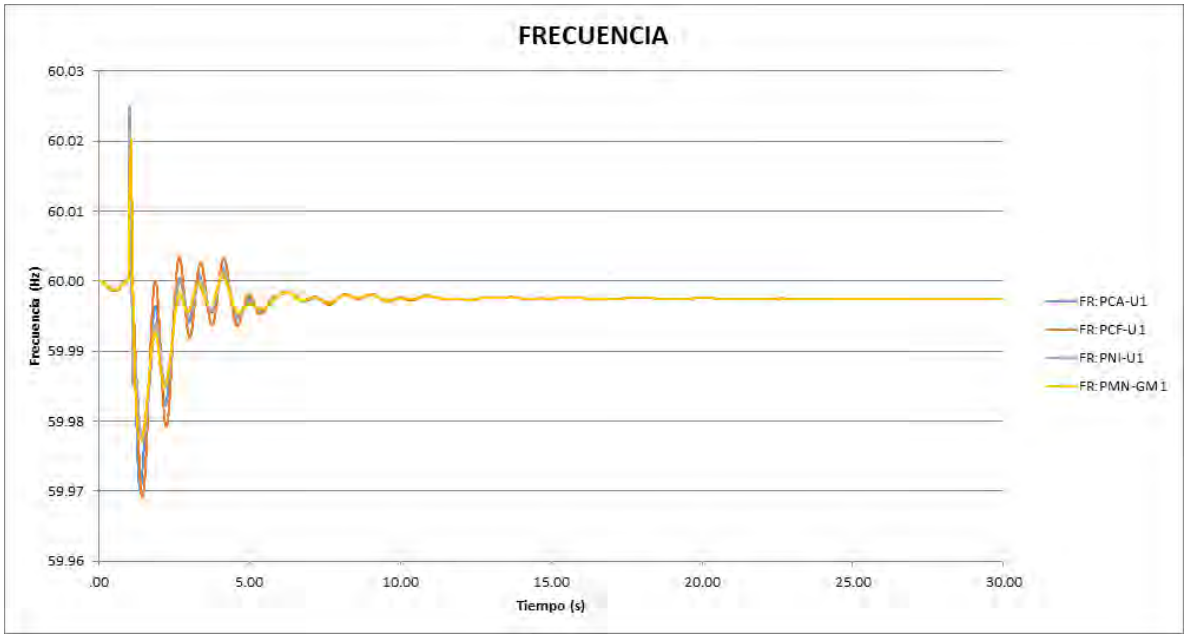


Con proyecto:

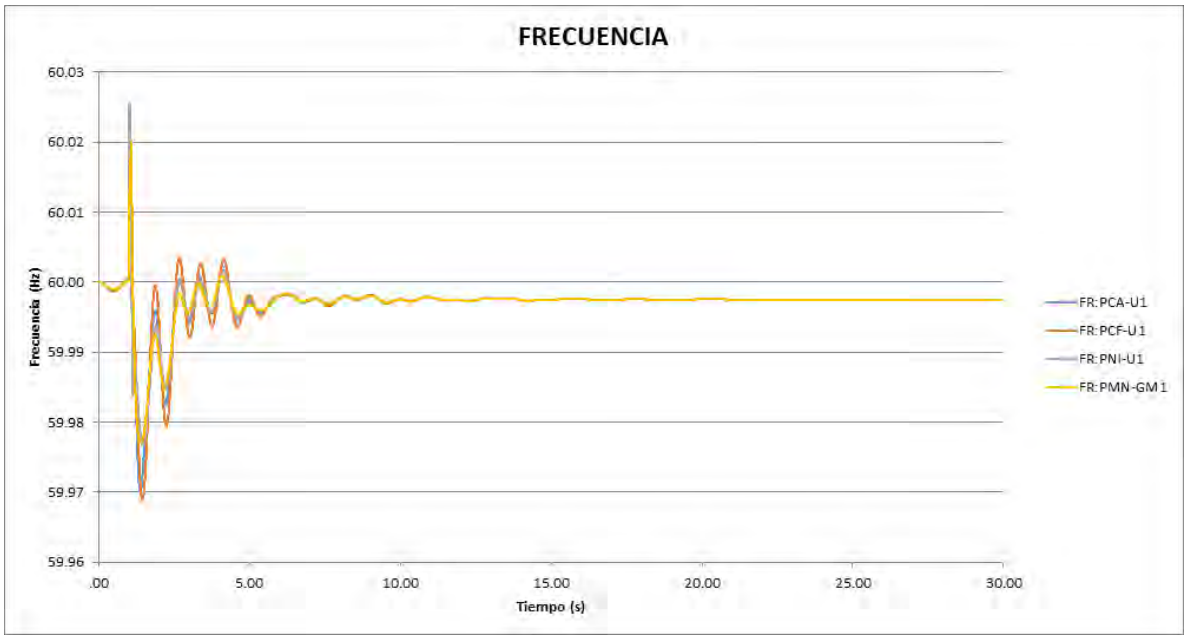


CONTINGENCIA C3: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la central PEN-U3

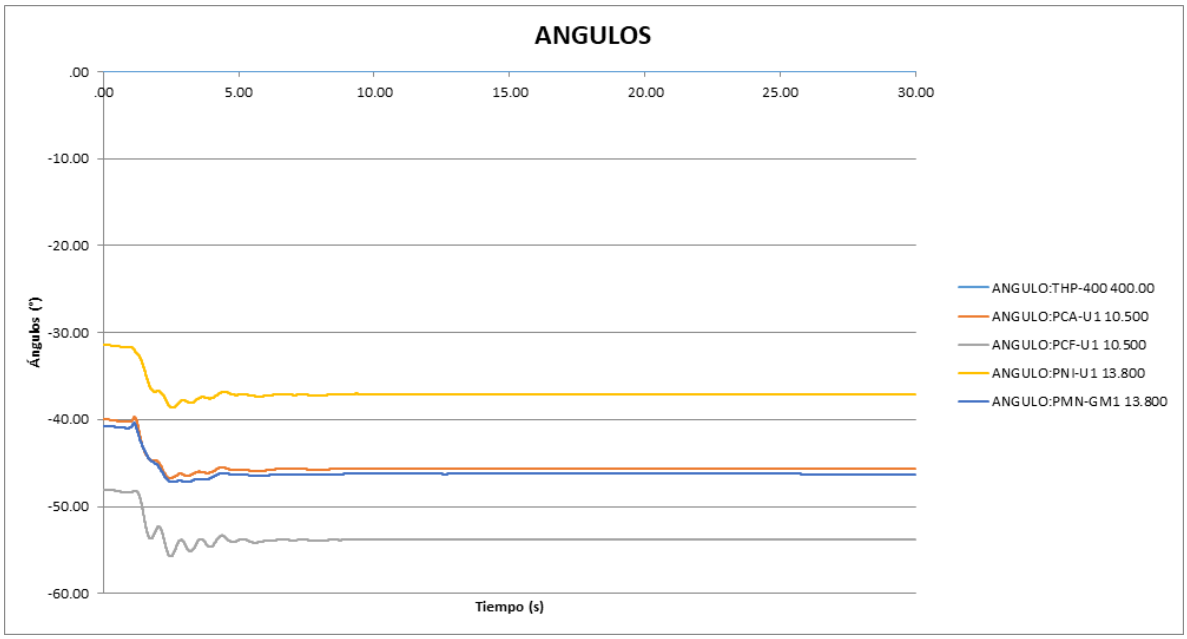
Sin proyecto:



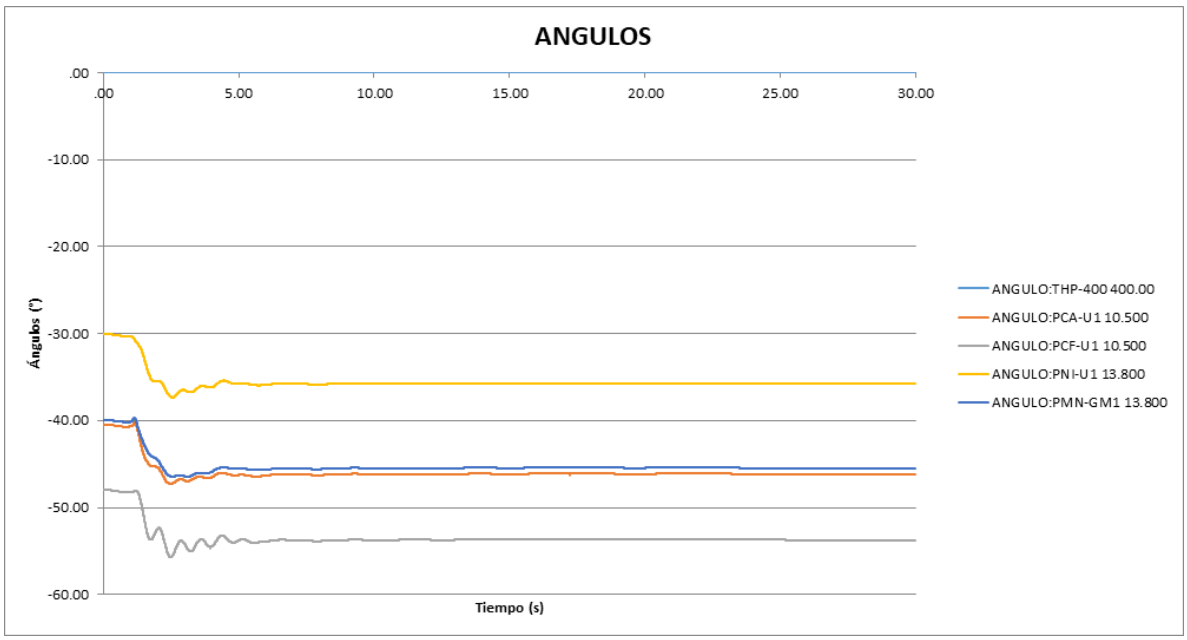
Con proyecto:



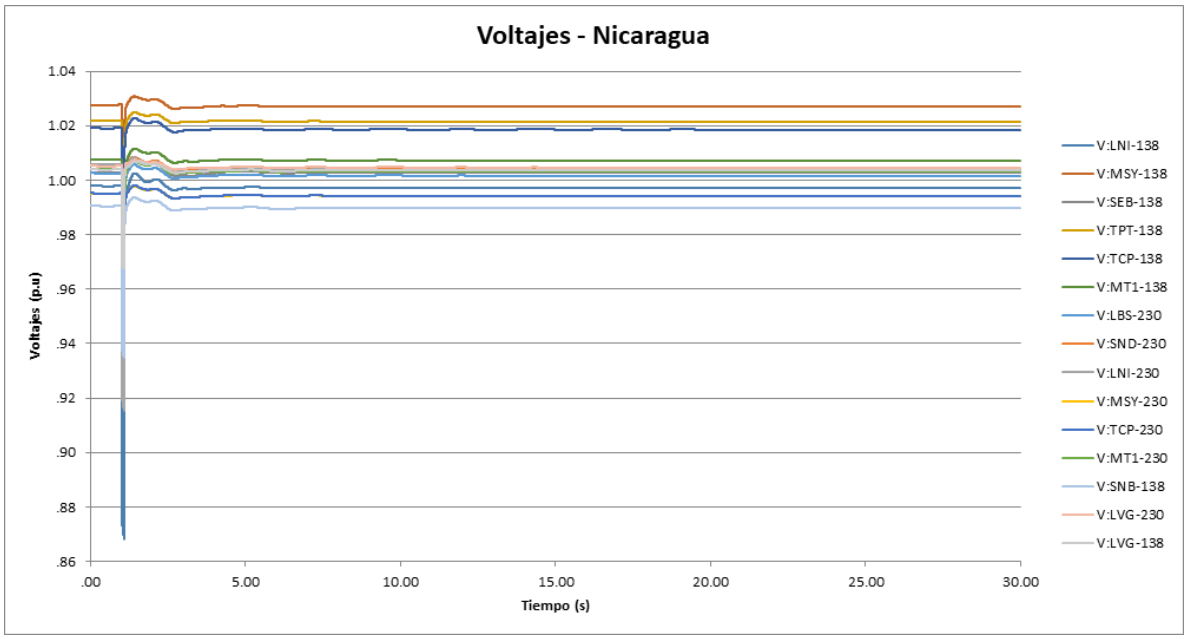
Sin proyecto:



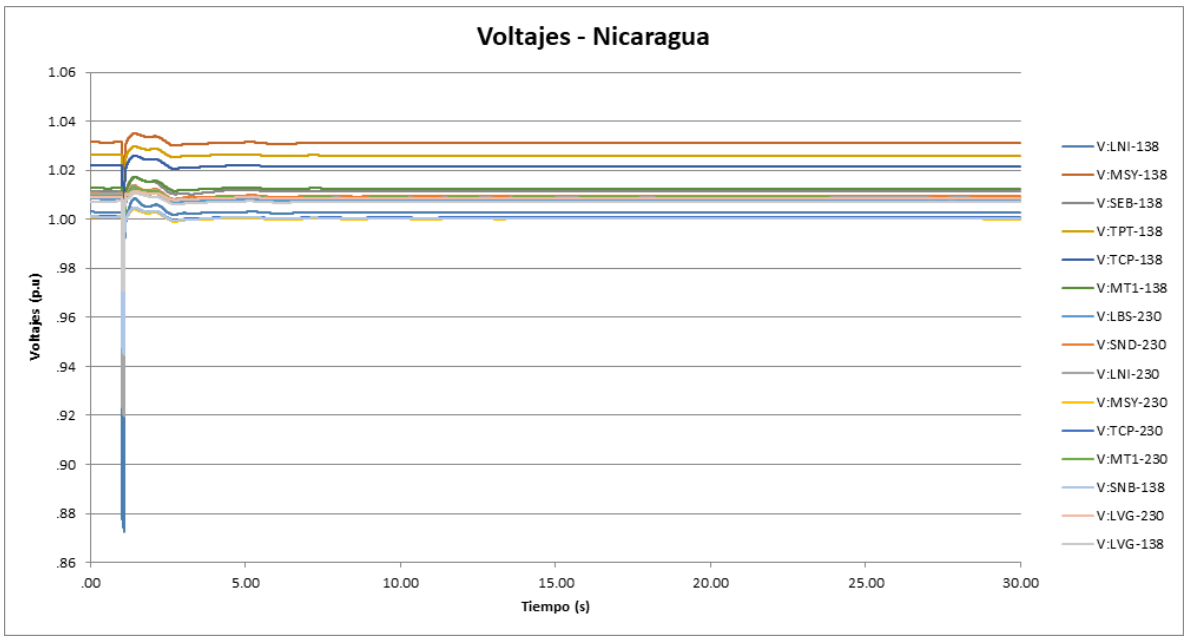
Con proyecto:



Sin proyecto:

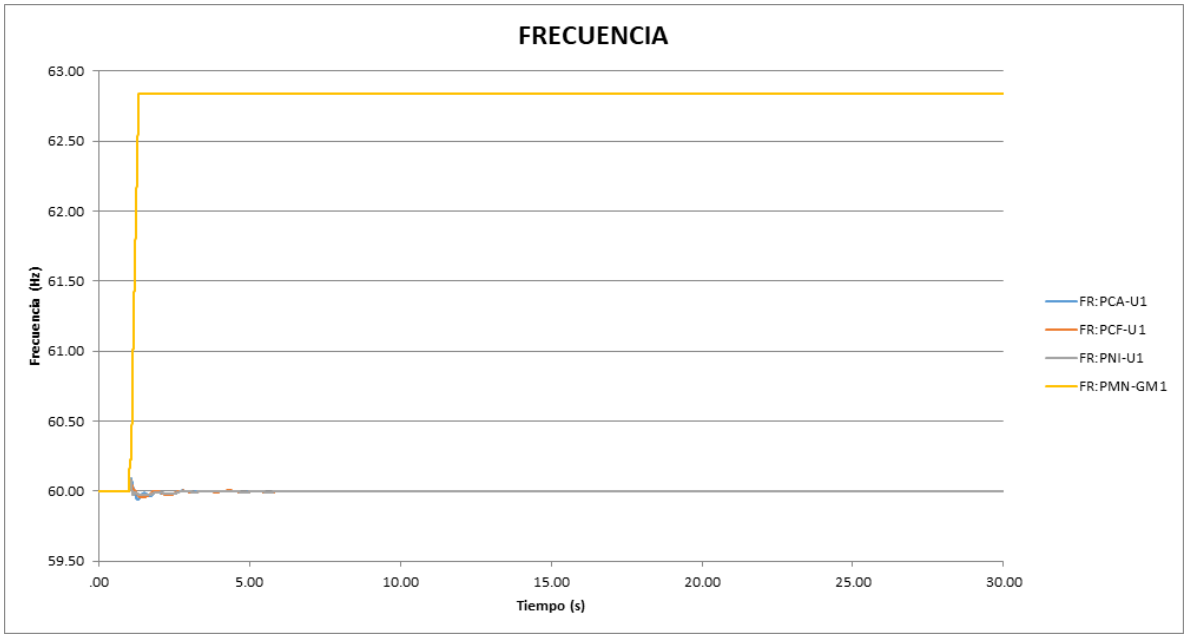


Con proyecto:

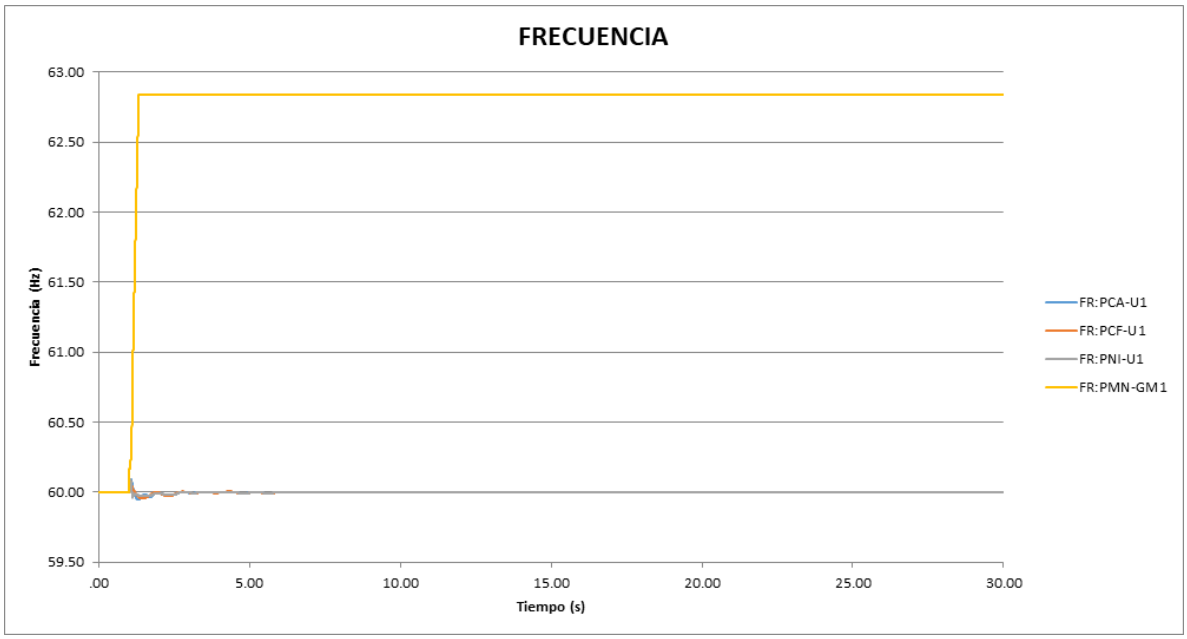


CONTINGENCIA C4: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores PMN-GM1

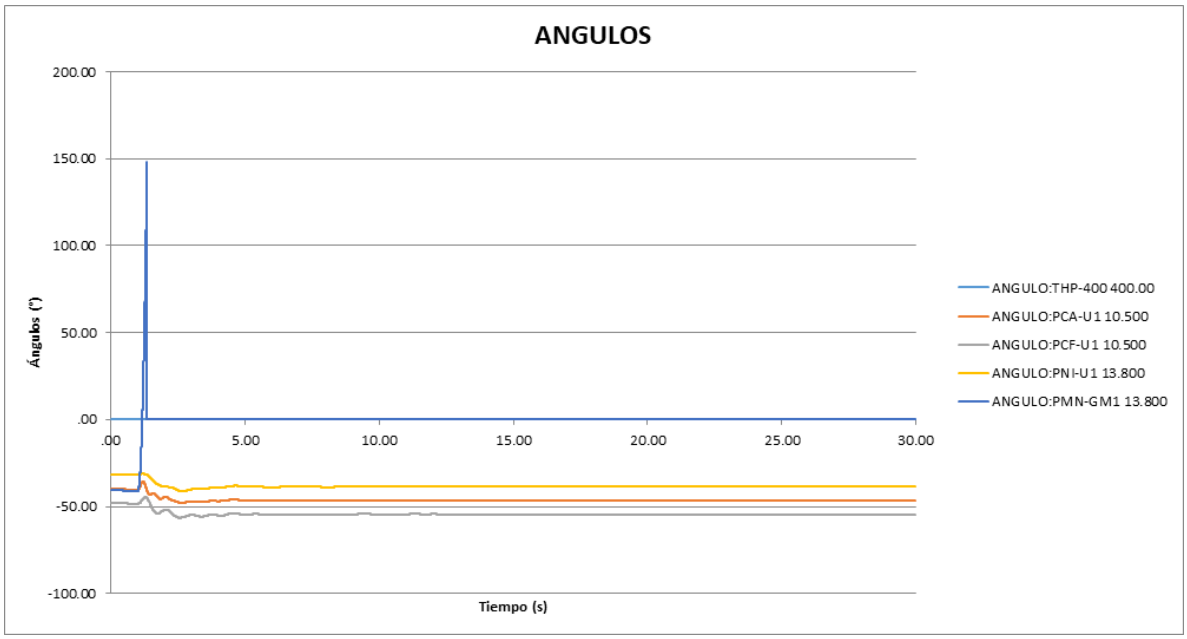
Sin proyecto:



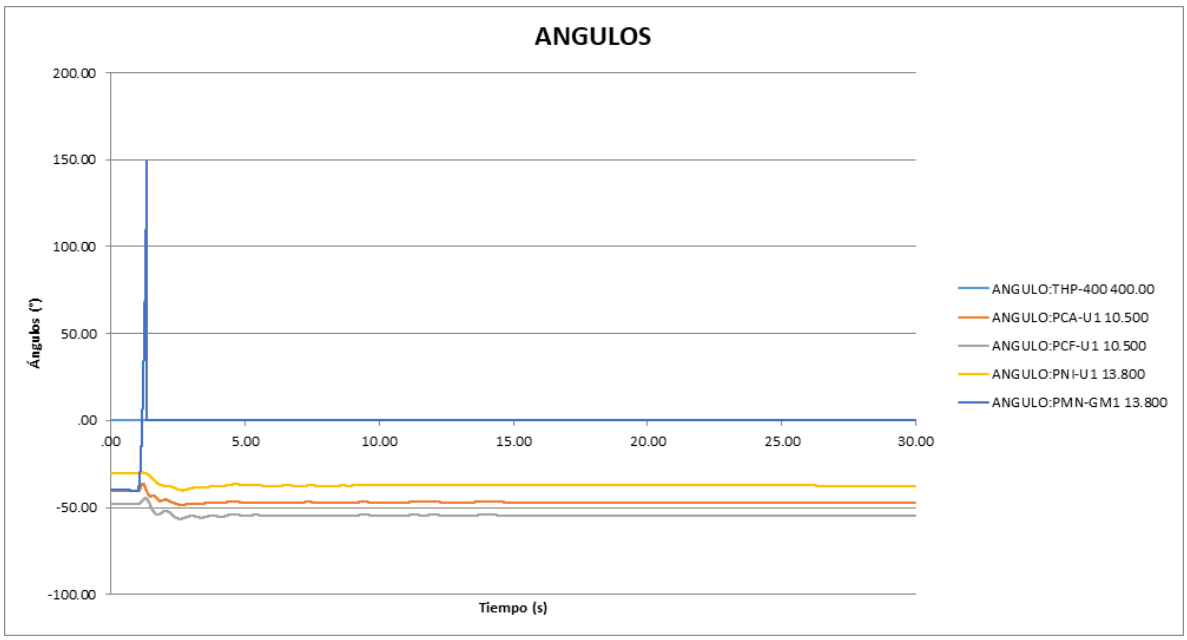
Con proyecto:



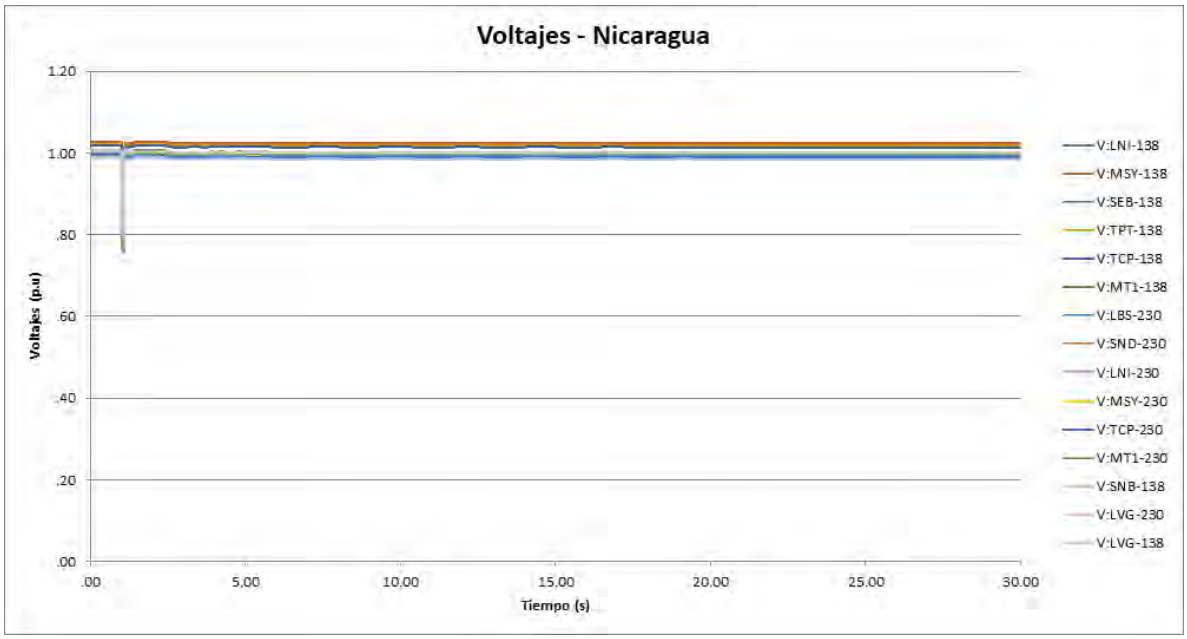
Sin proyecto:



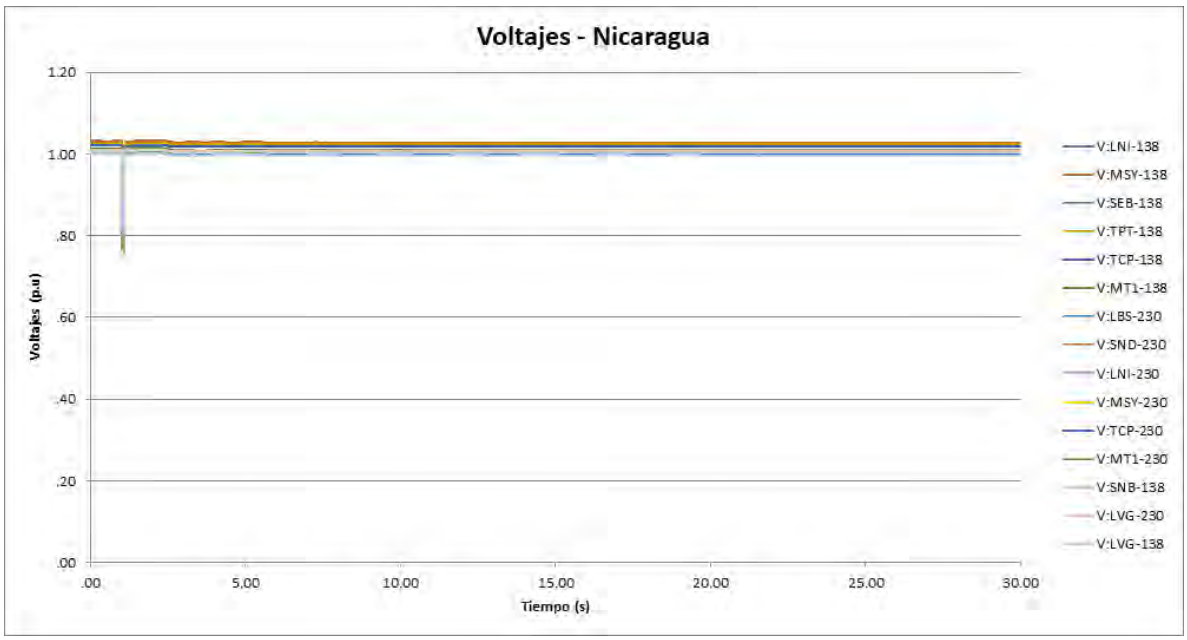
Con proyecto:



Sin proyecto:

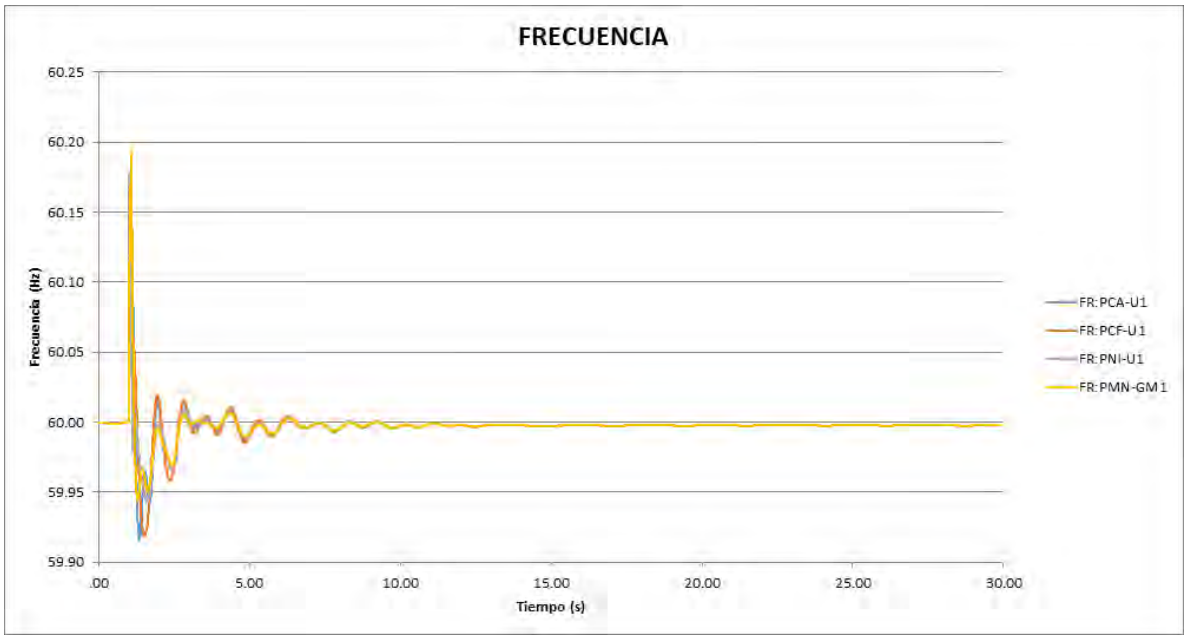


Con proyecto:

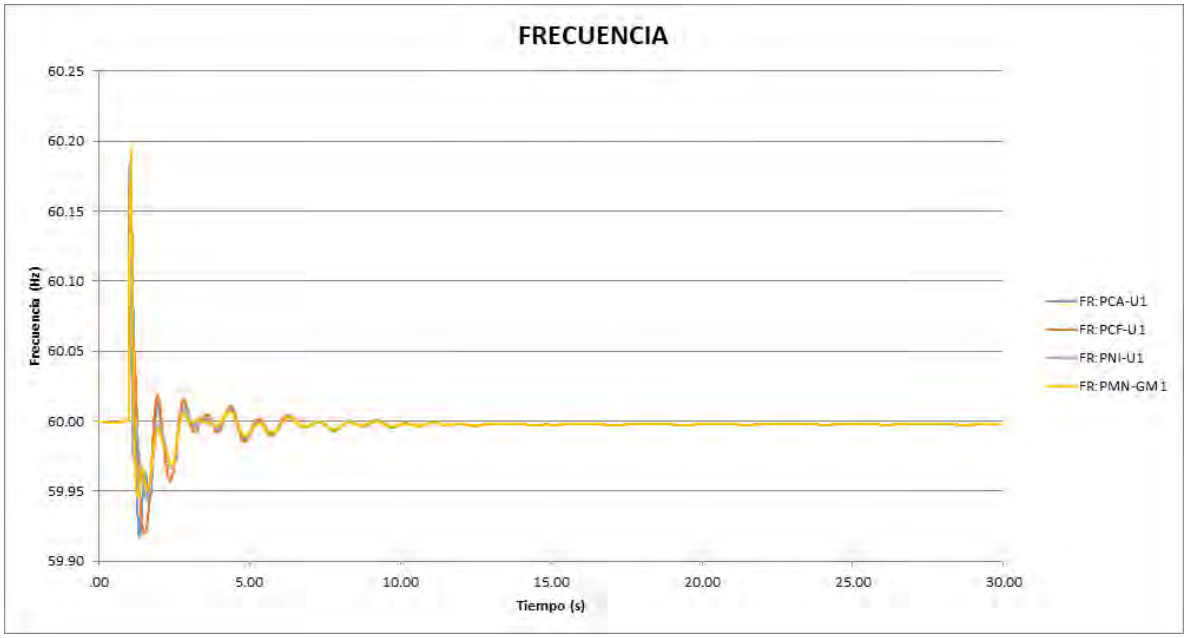


CONTINGENCIA C5: Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central eólica PBP

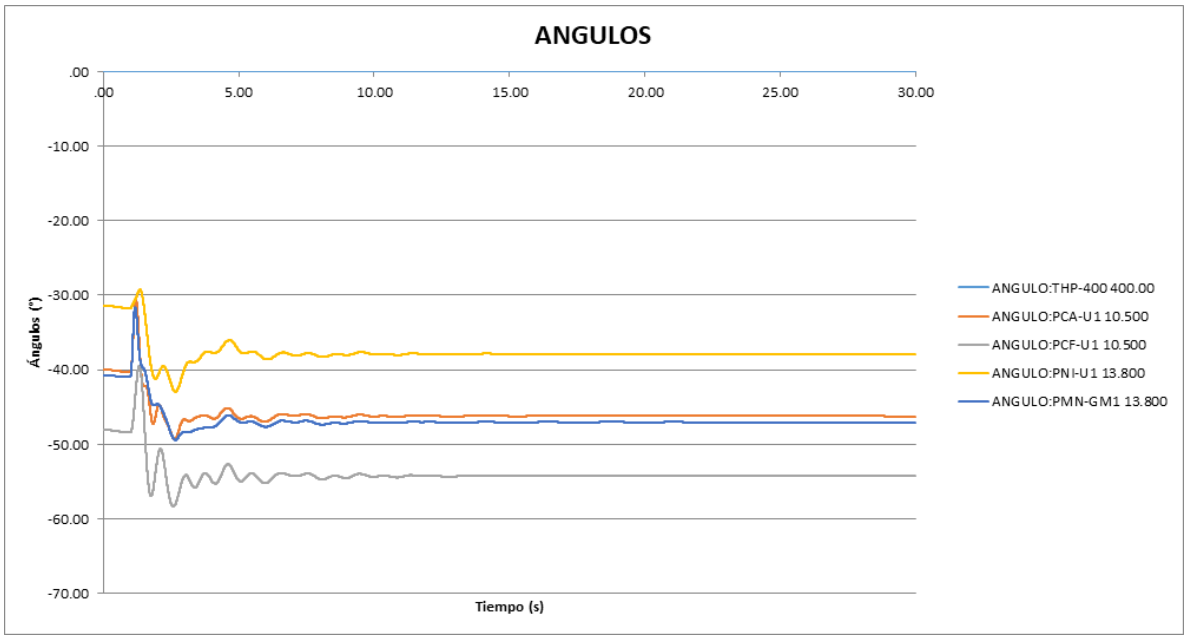
Sin proyecto:



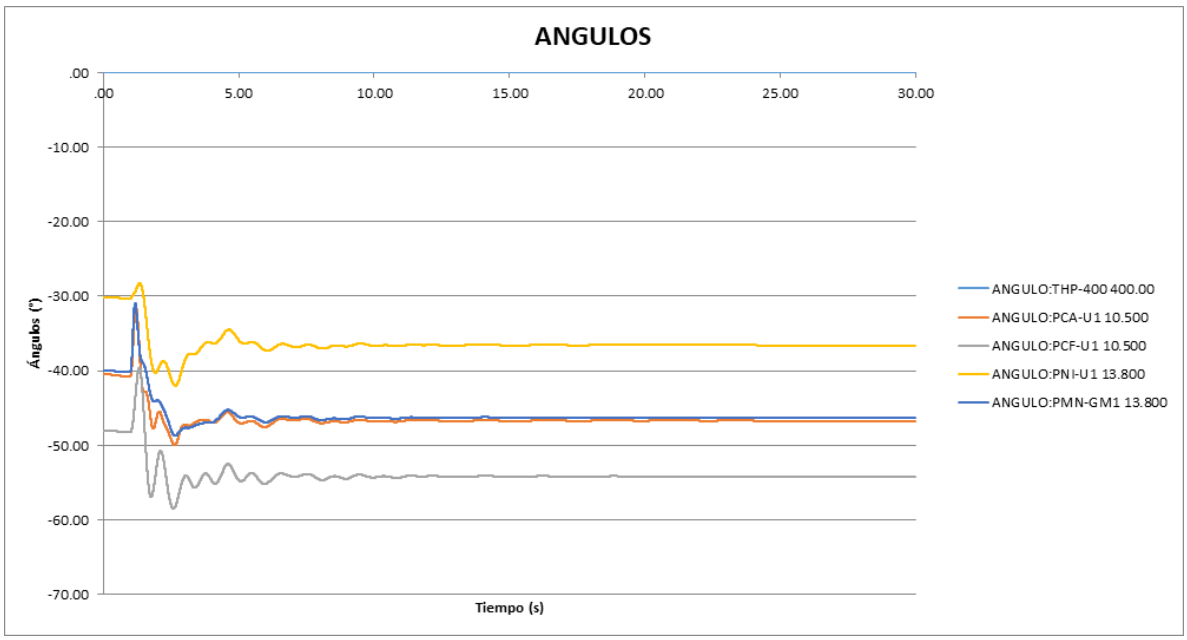
Con proyecto:



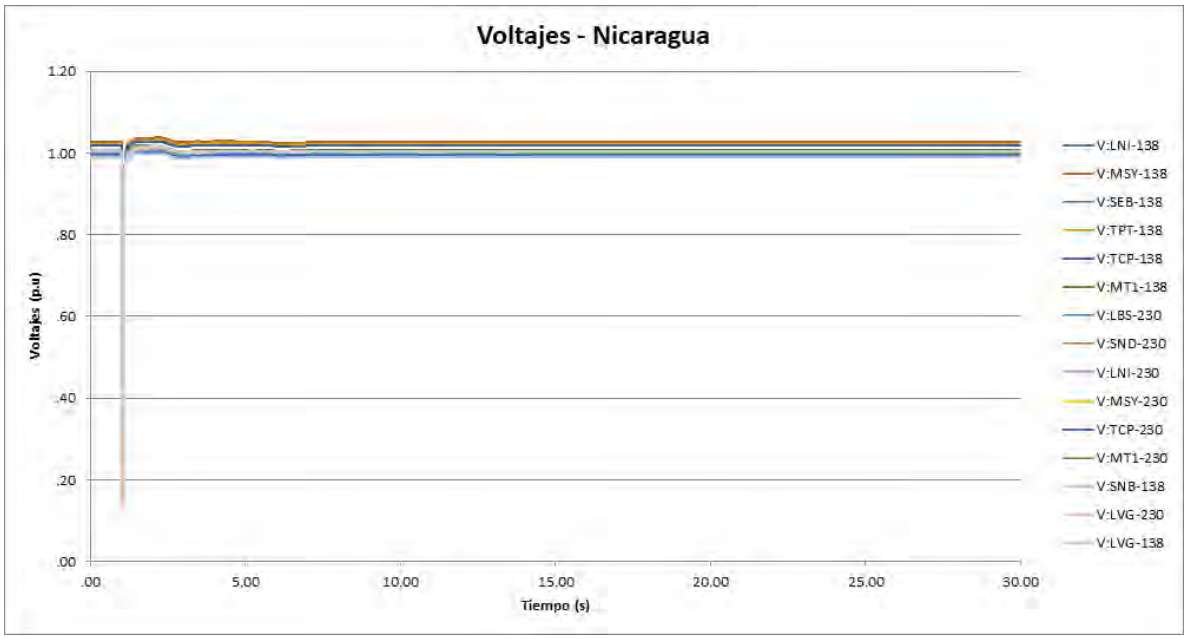
Sin proyecto:



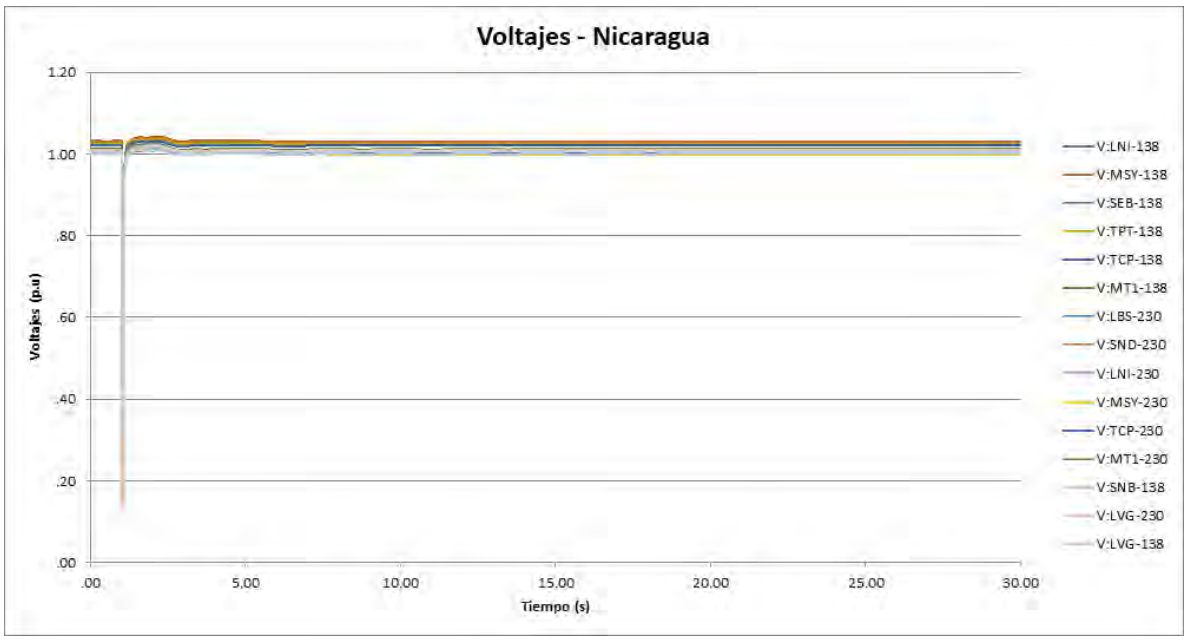
Con proyecto:



Sin proyecto:

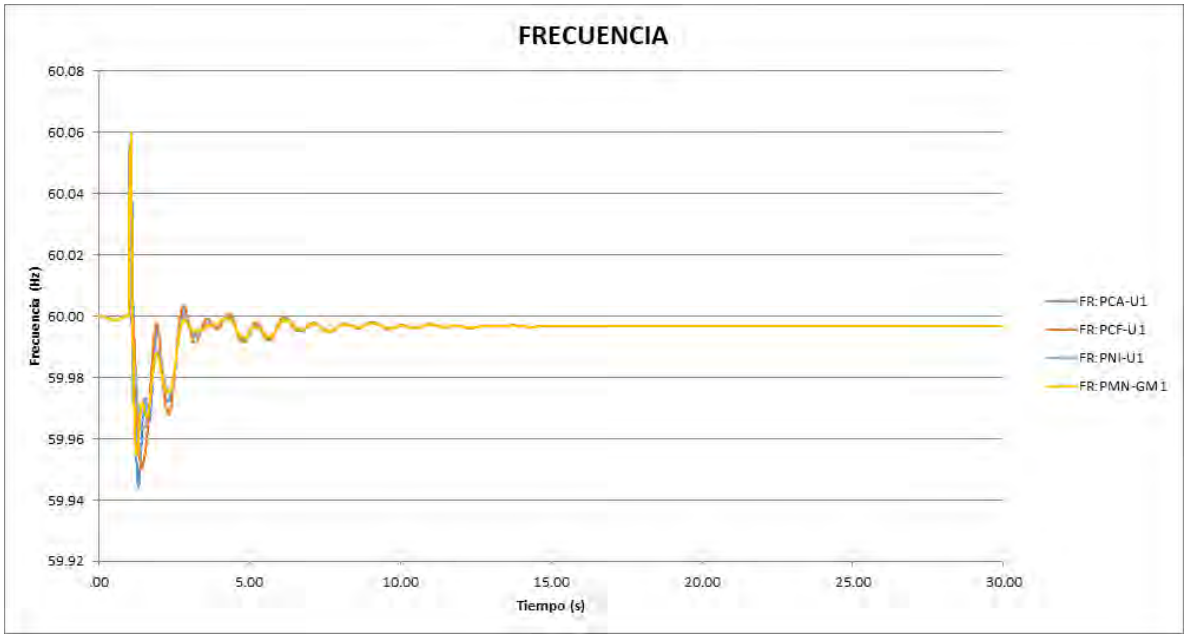


Con proyecto:

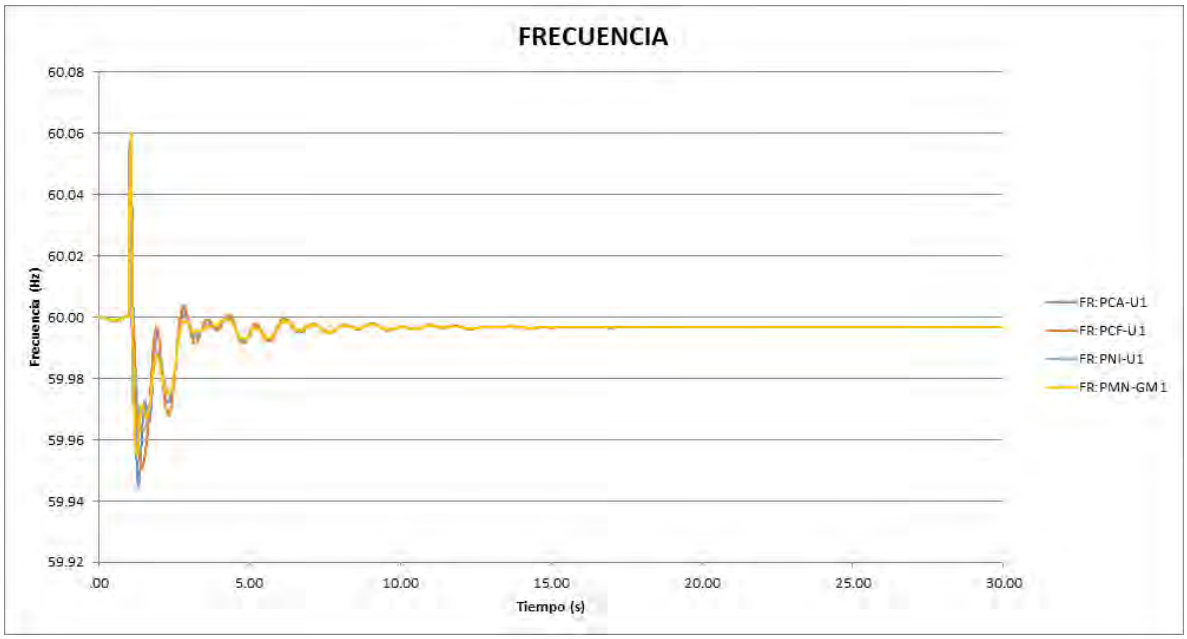


CONTINGENCIA C6: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores AMY-1 y AMY-2

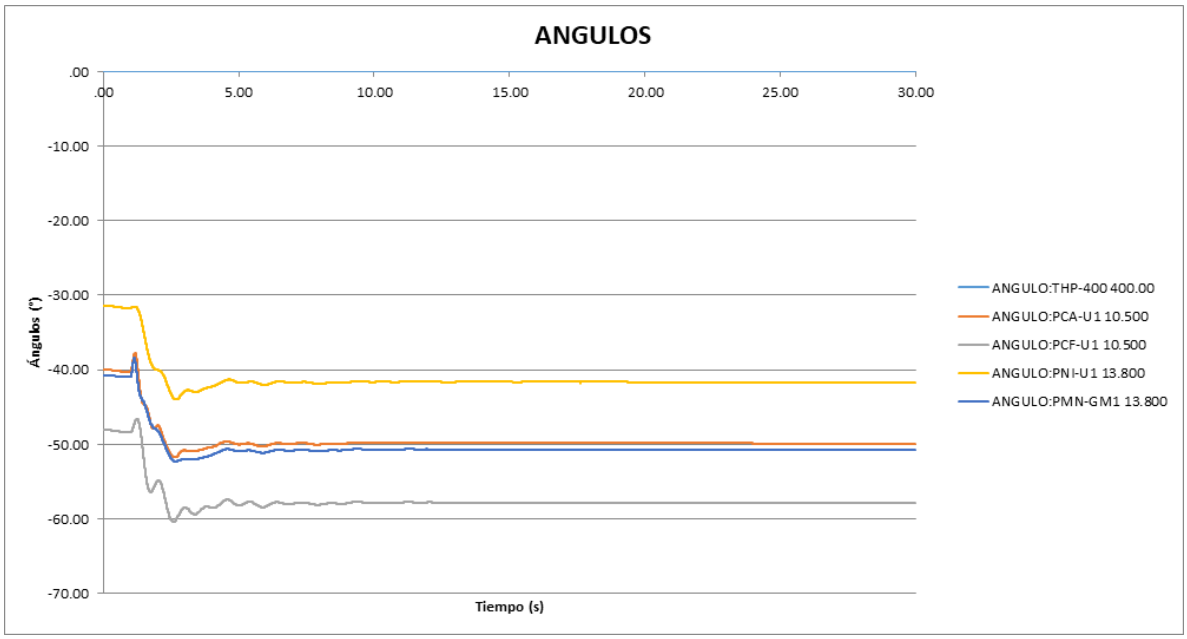
Sin proyecto:



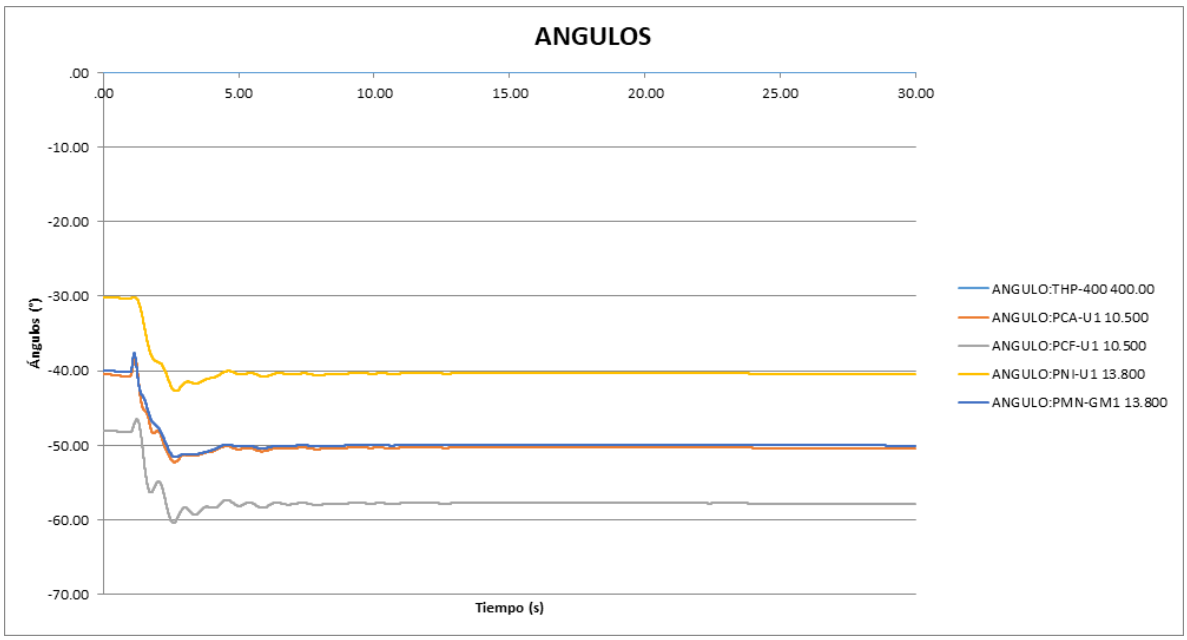
Con proyecto:



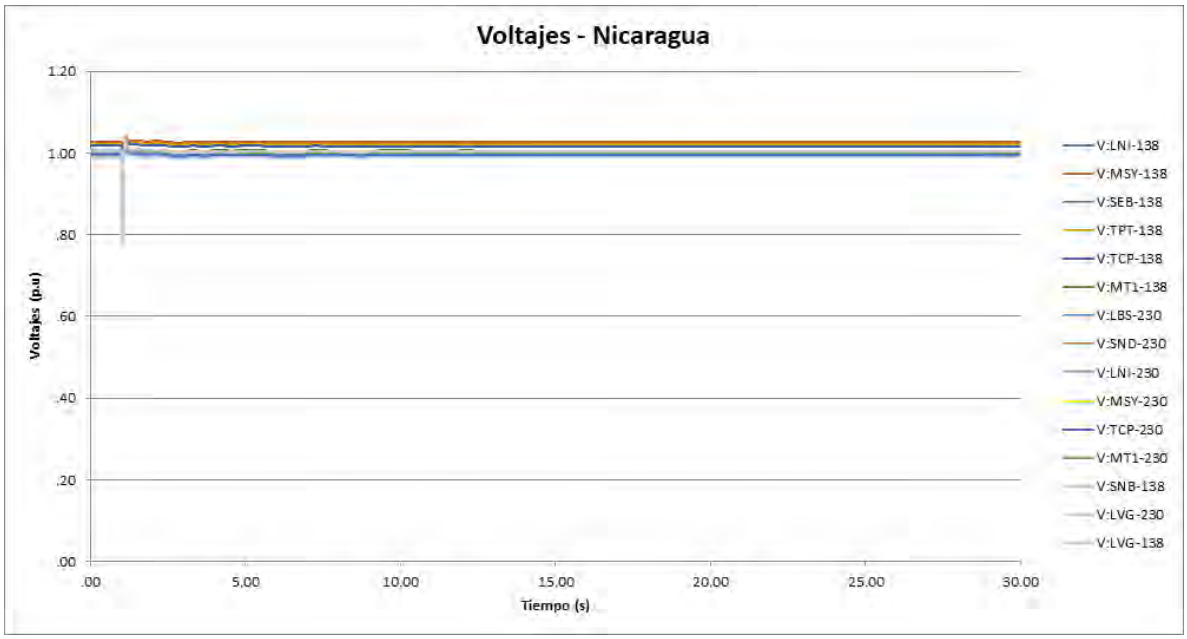
Sin proyecto:



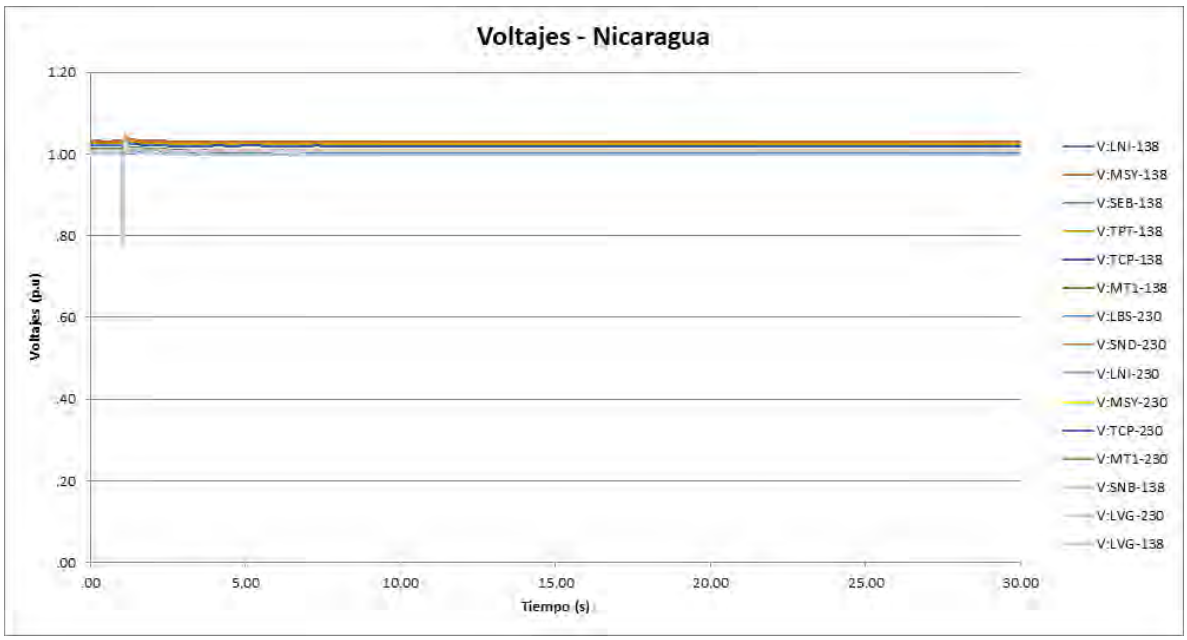
Con proyecto:



Sin proyecto:

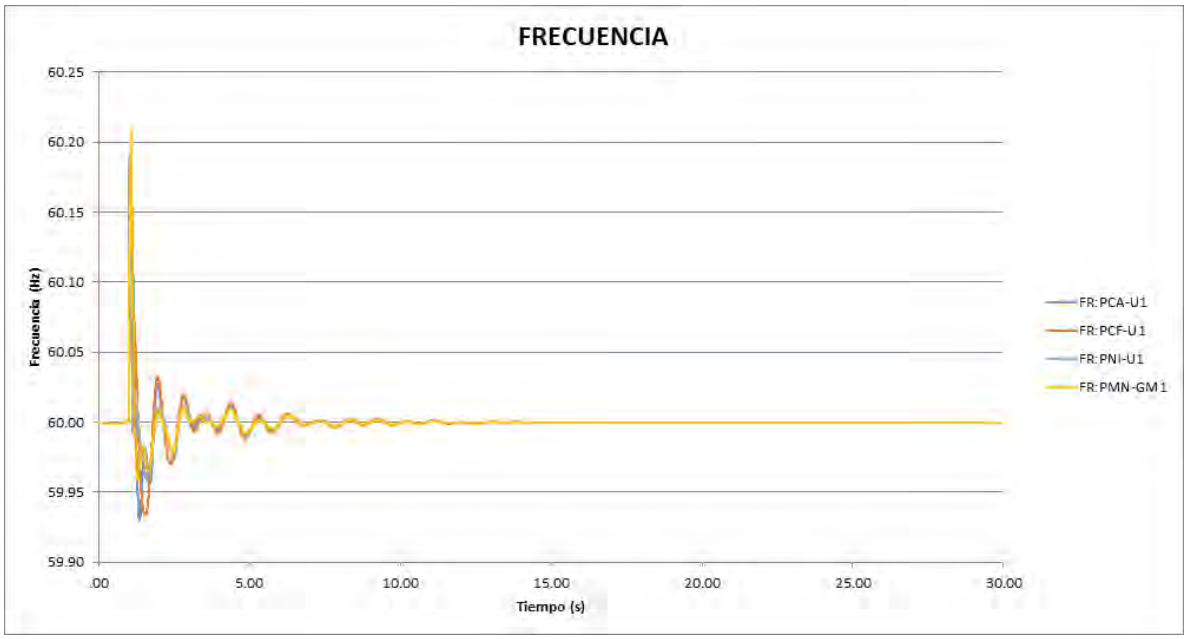


Con proyecto:

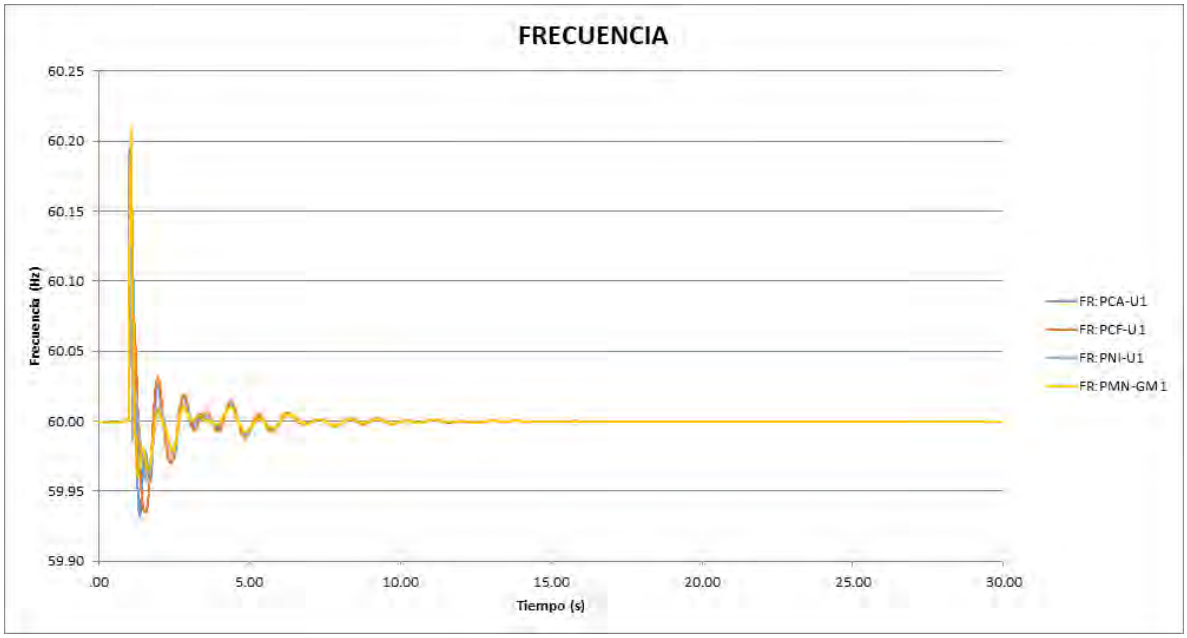


CONTINGENCIA C7: Desconexión de línea Masaya-La Virgen

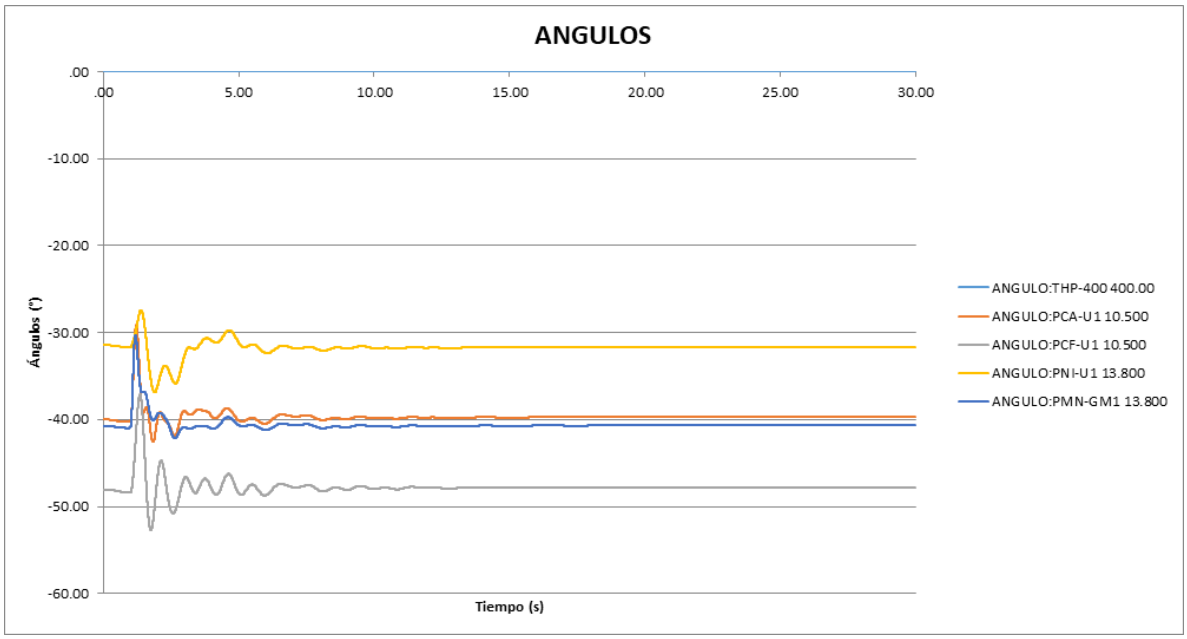
Sin proyecto:



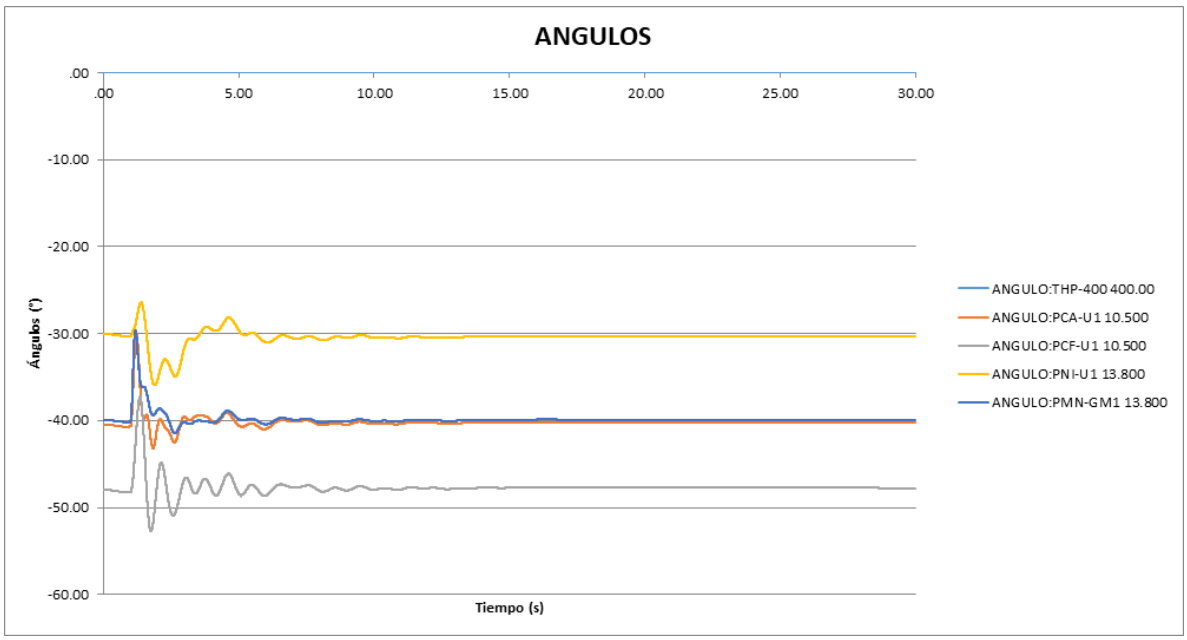
Con proyecto:



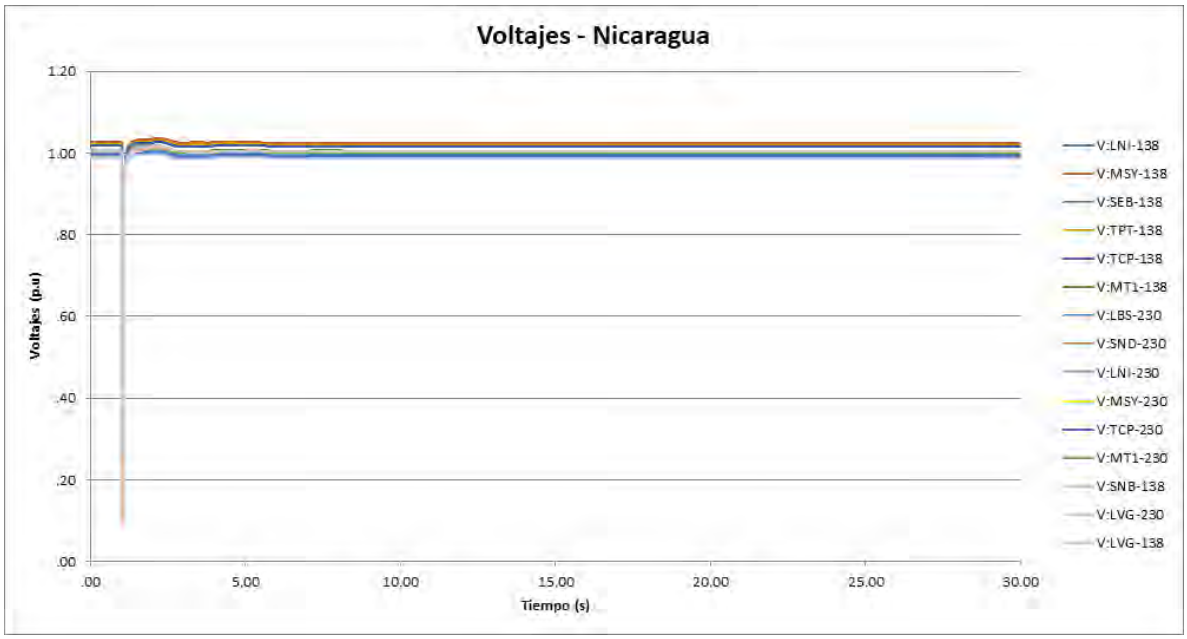
Sin proyecto:



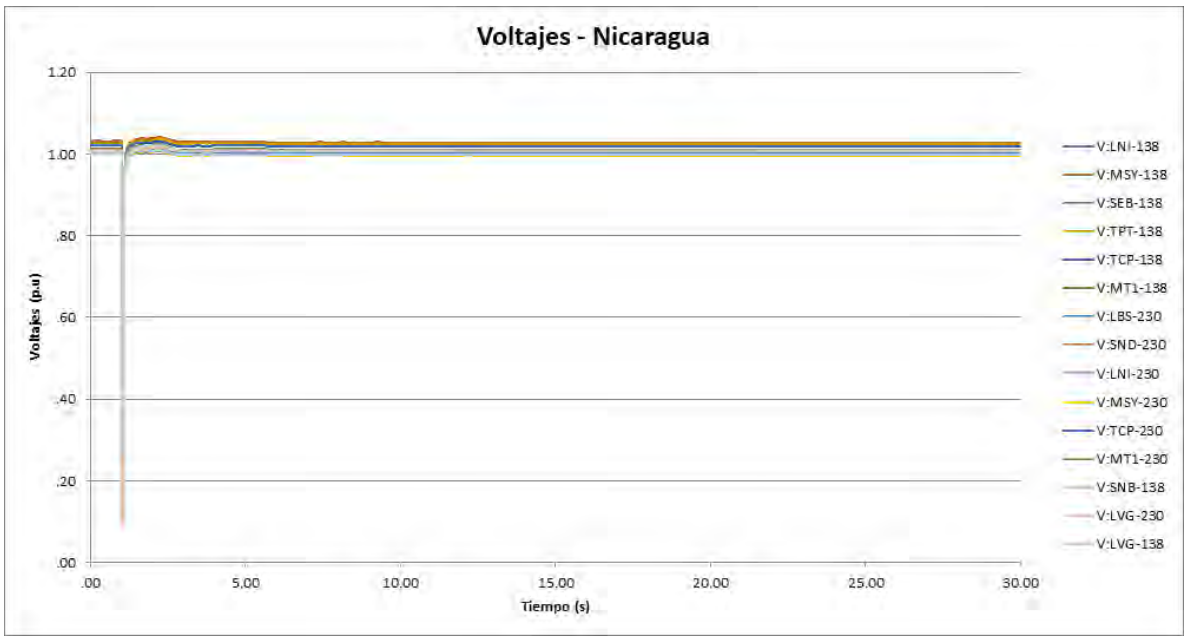
Con proyecto:



Sin proyecto:

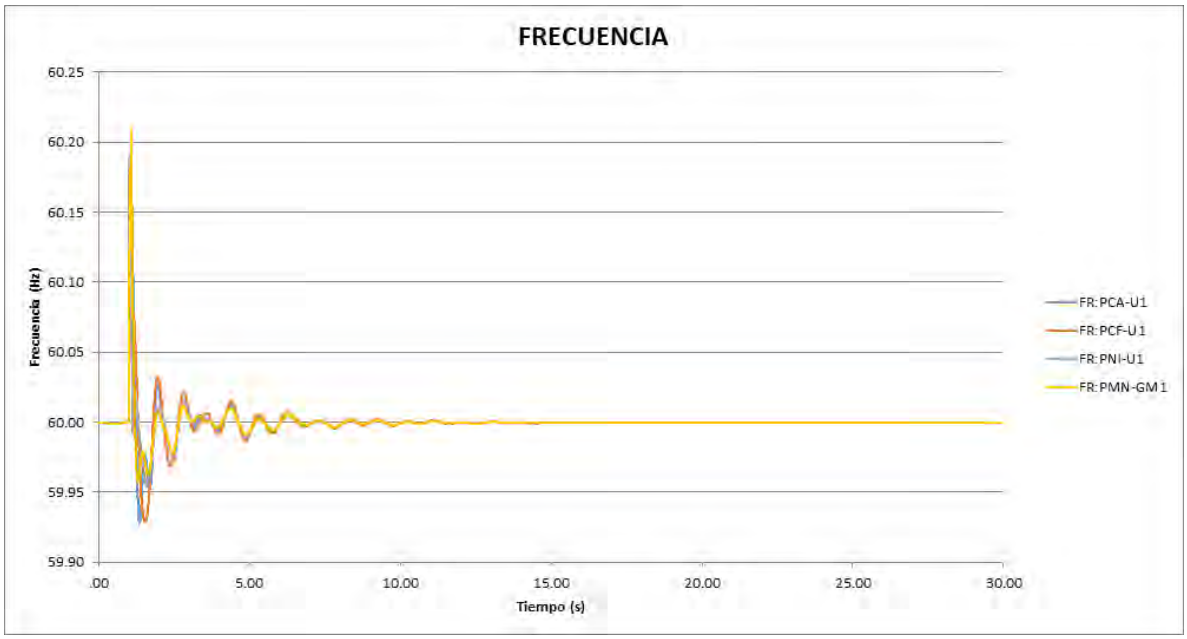


Con proyecto:

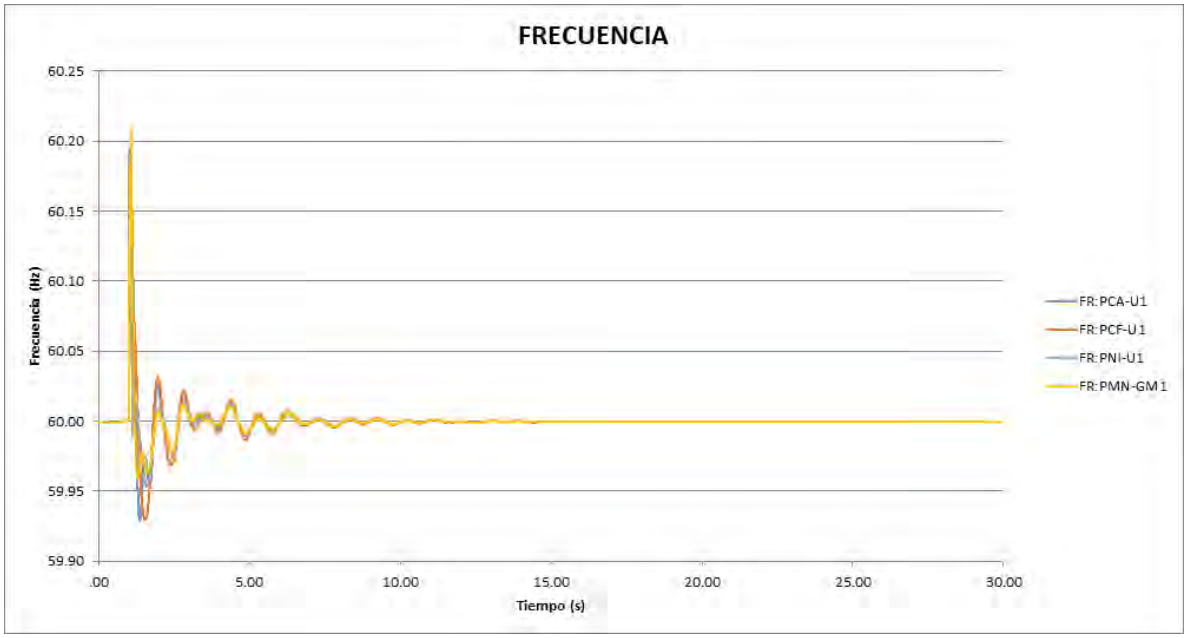


CONTINGENCIA C8: Desconexión de línea La Virgen-Alba Rivas

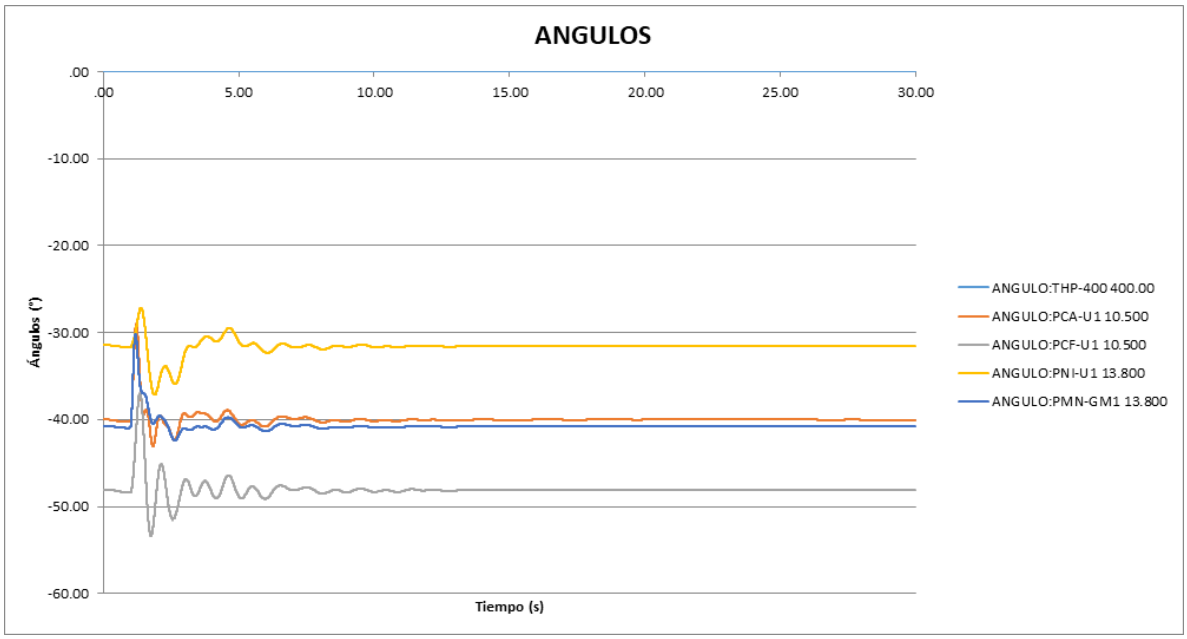
Sin proyecto:



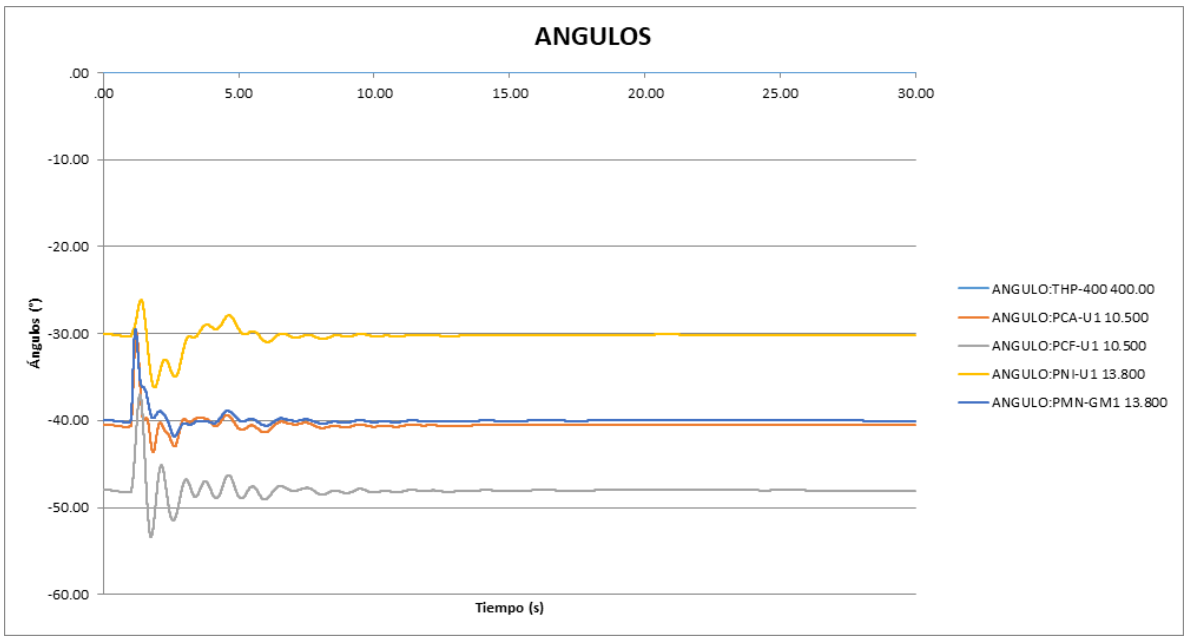
Con proyecto:



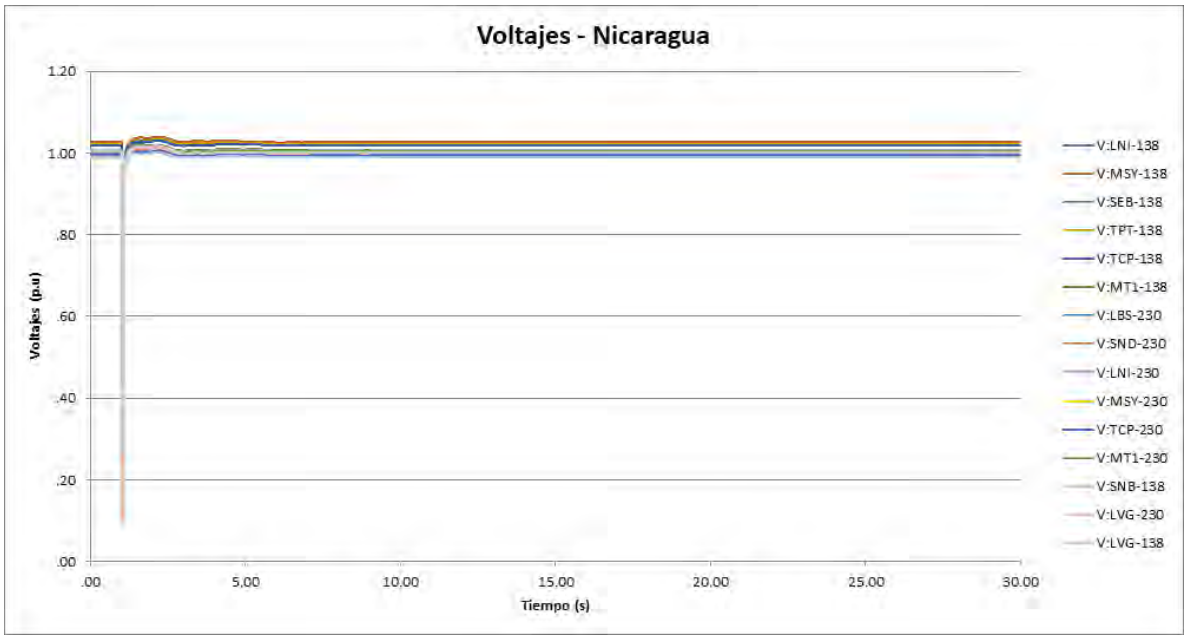
Sin proyecto:



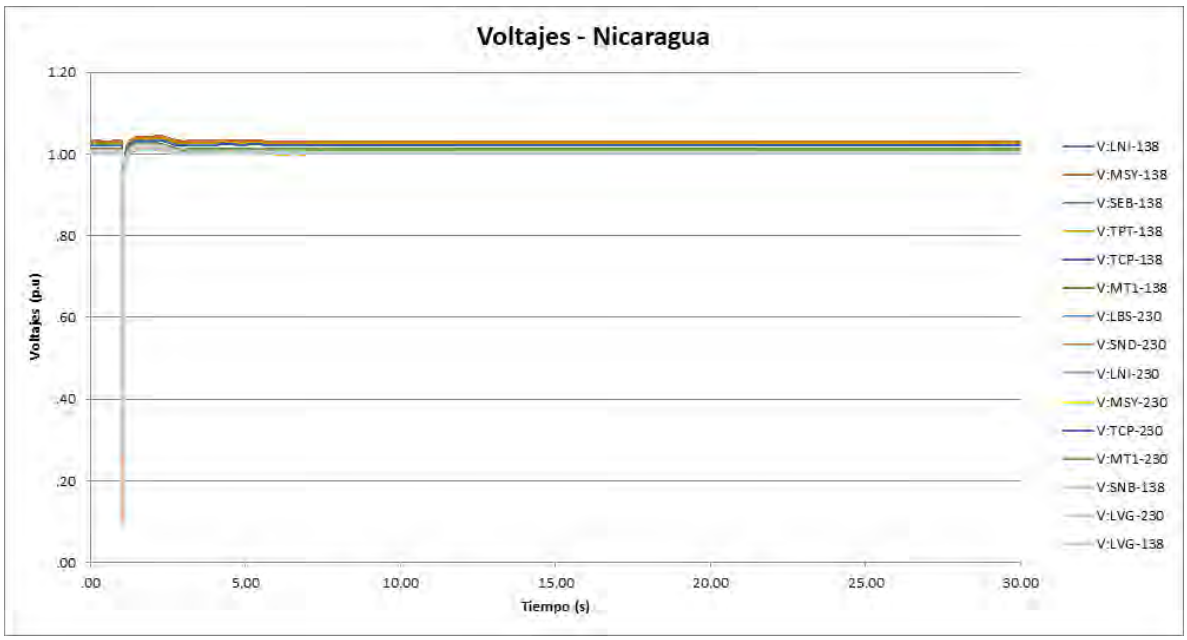
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:

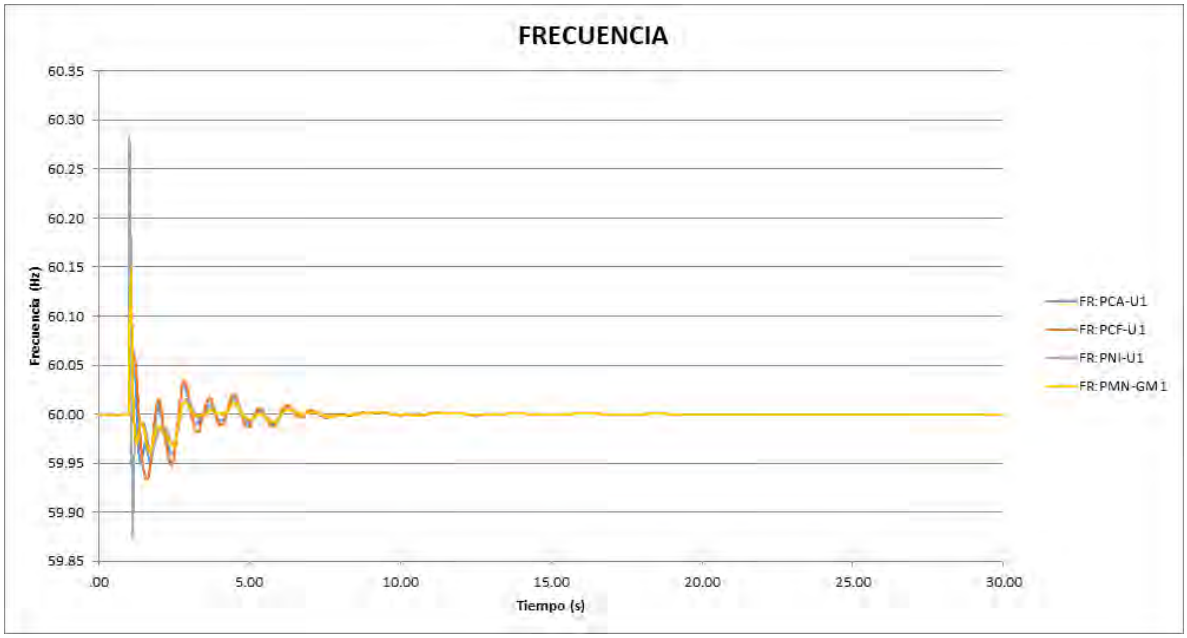


CONTINGENCIA C9: Desconexión de la línea Sandino-León I

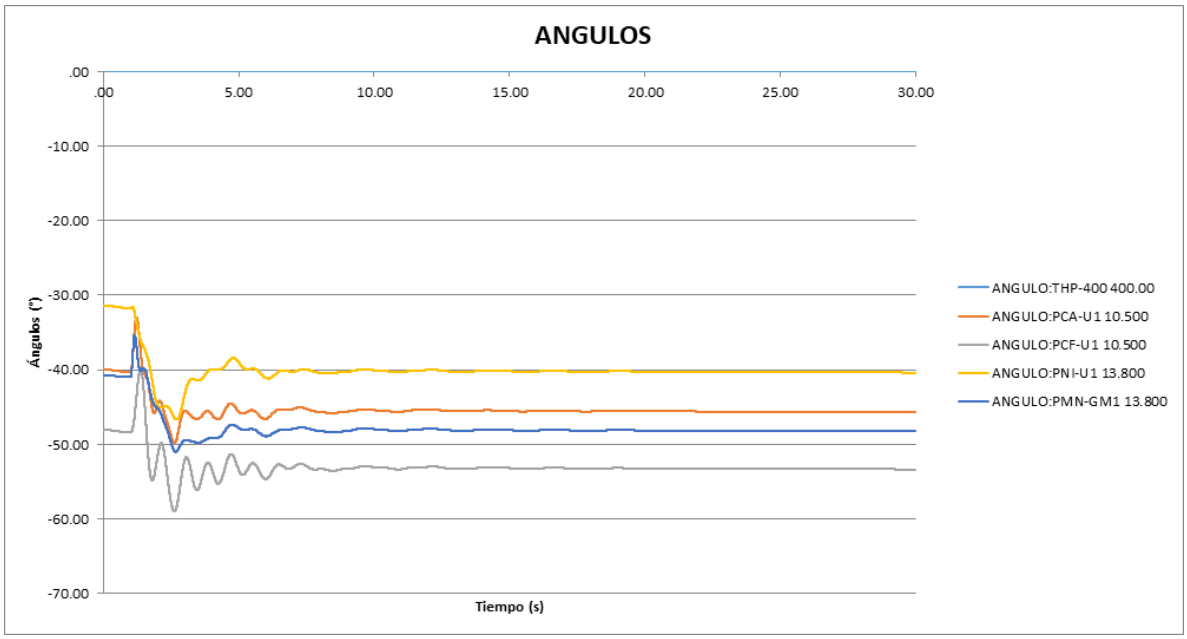
Sin proyecto:



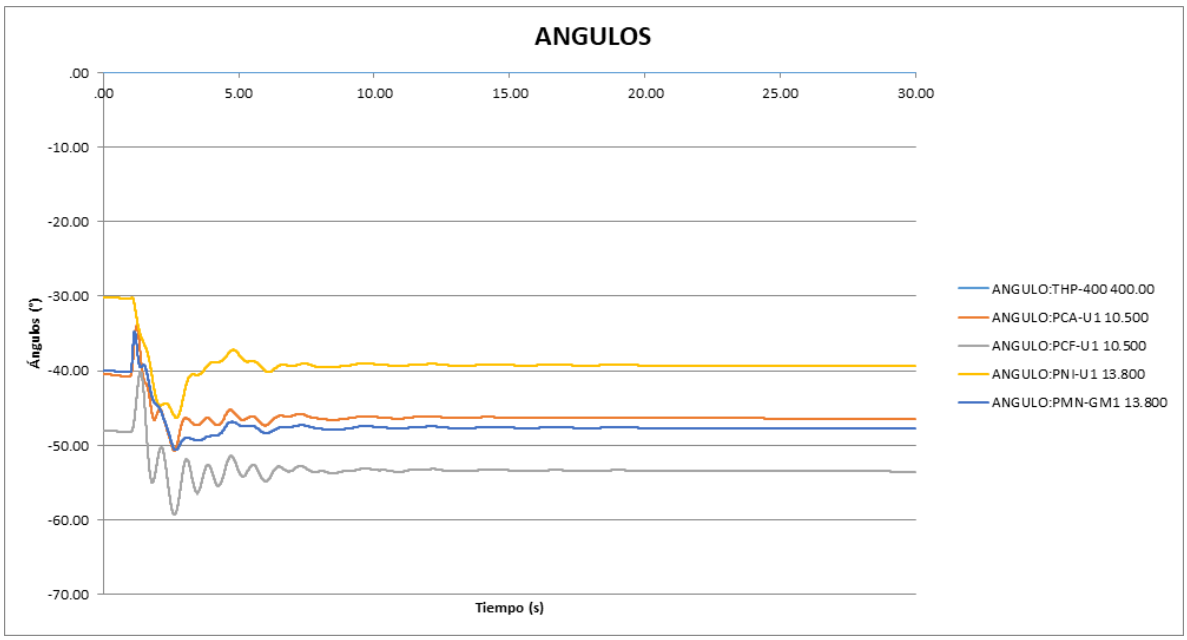
Con proyecto:



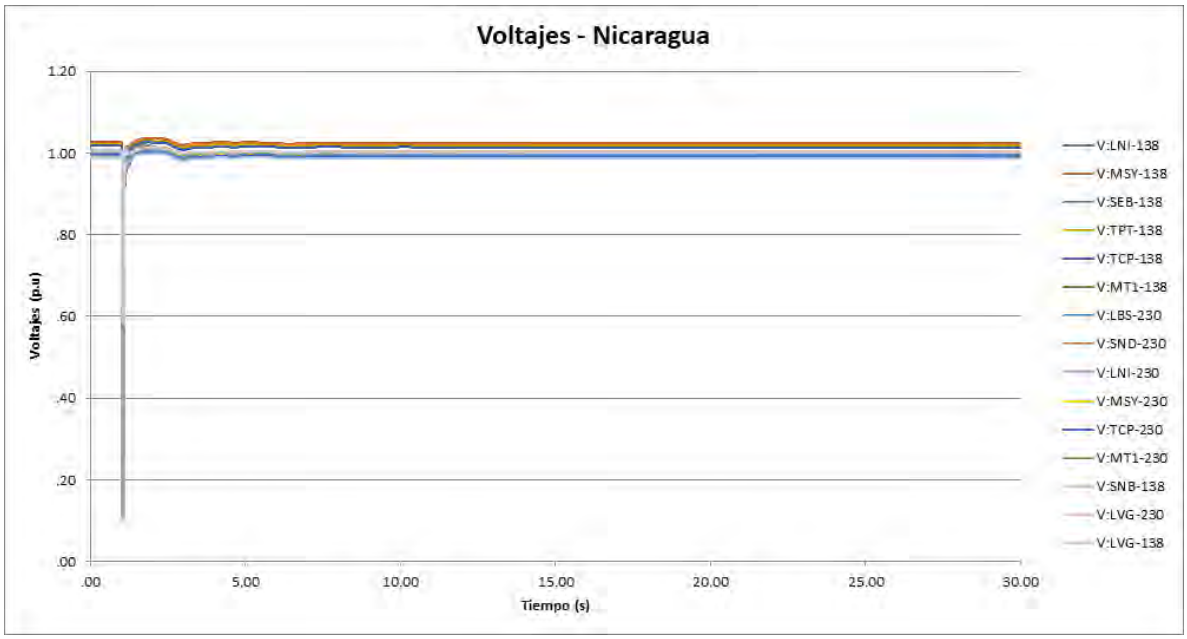
Sin proyecto:



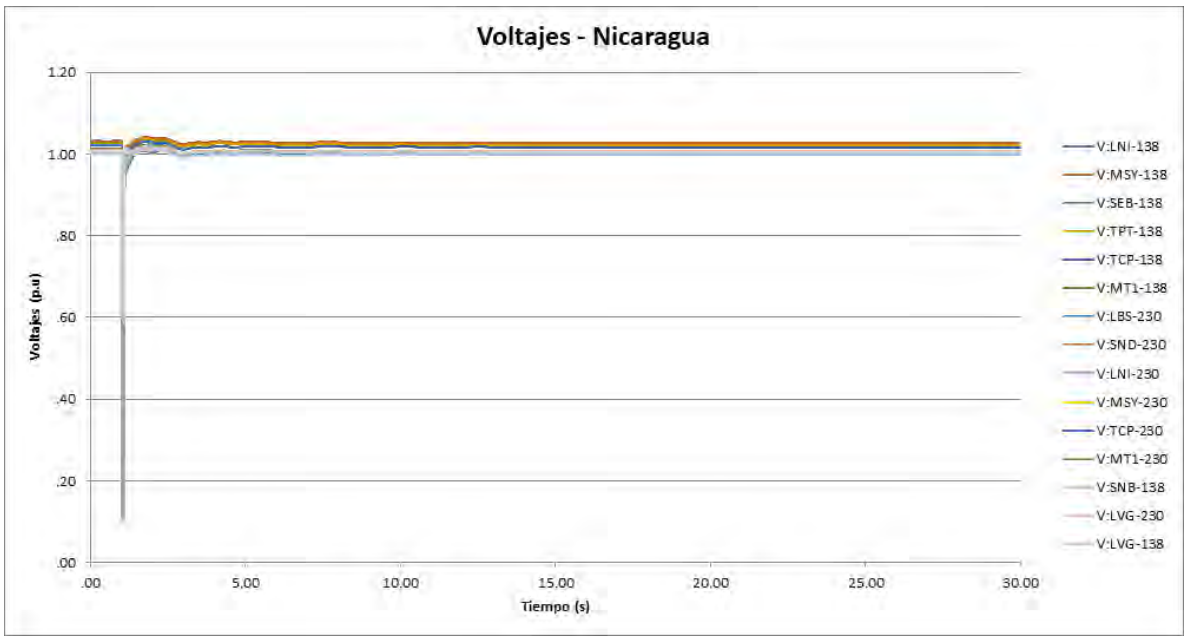
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:



CONTINGENCIA C10: Desconexión de la línea Sandino-Mateare 1

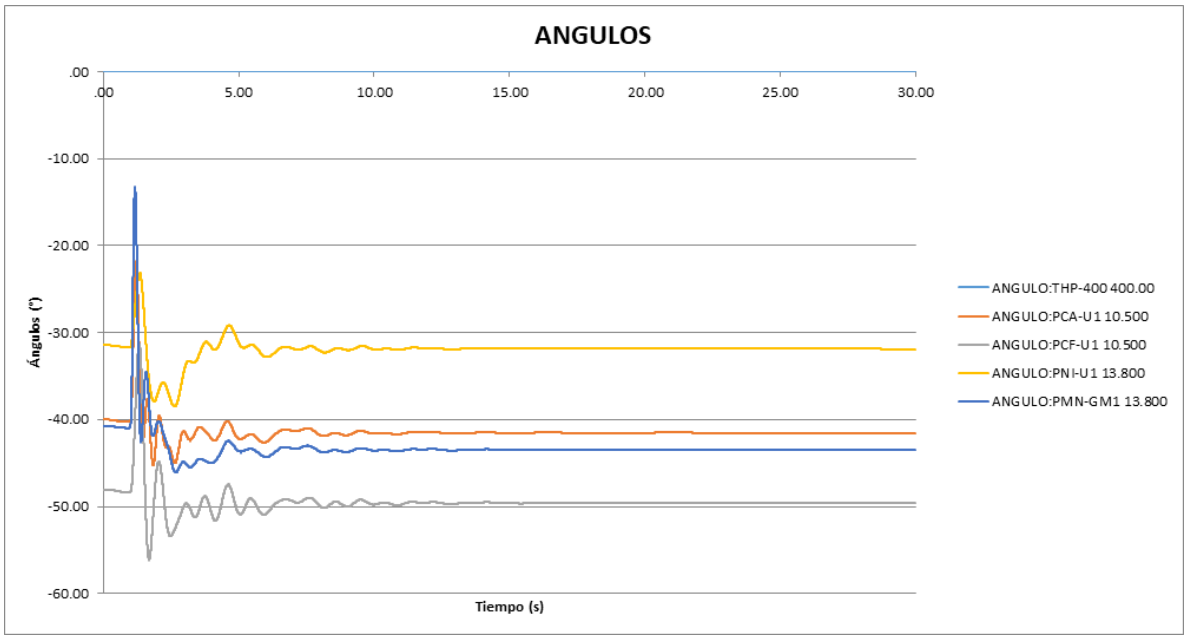
Sin proyecto:



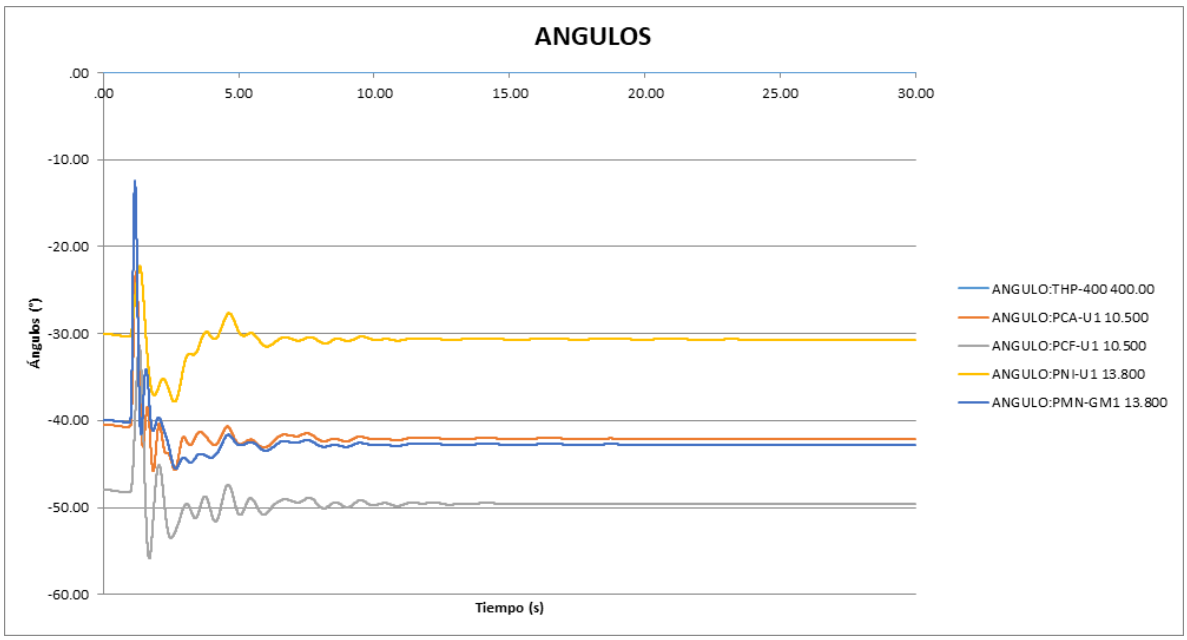
Con proyecto:



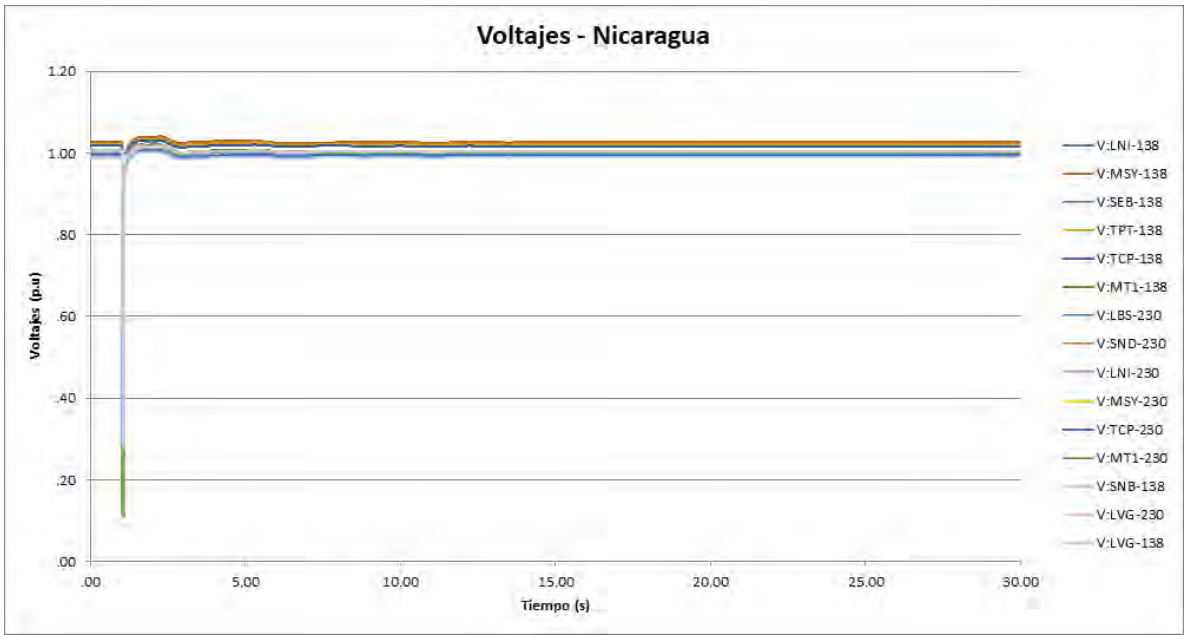
Sin proyecto:



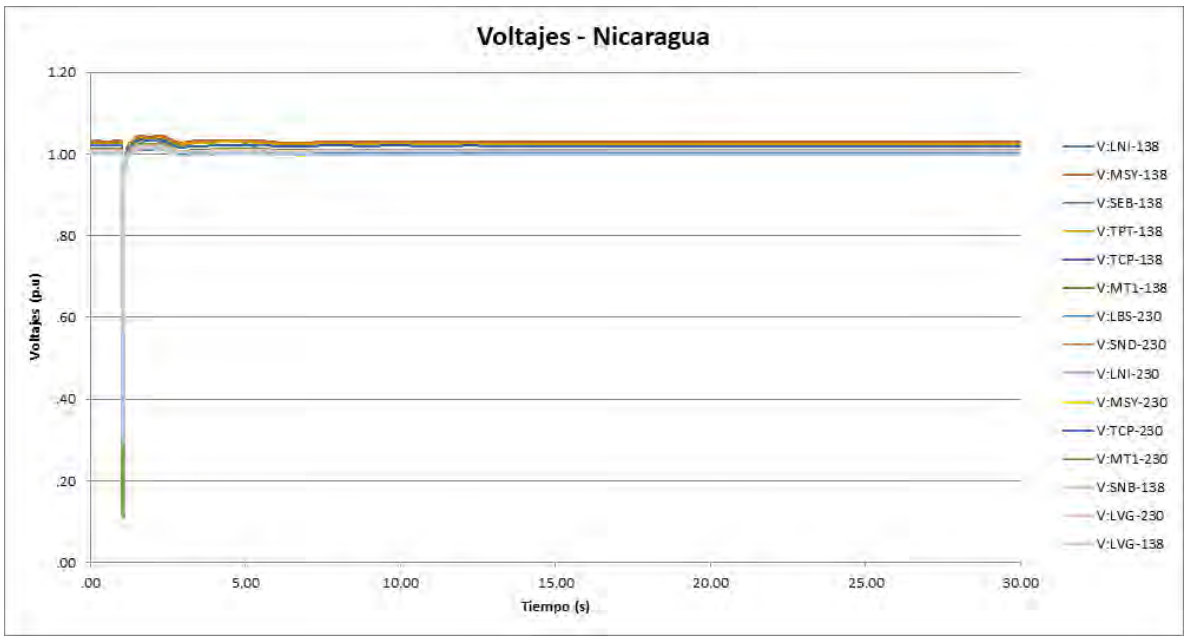
Con proyecto:



Sin proyecto:

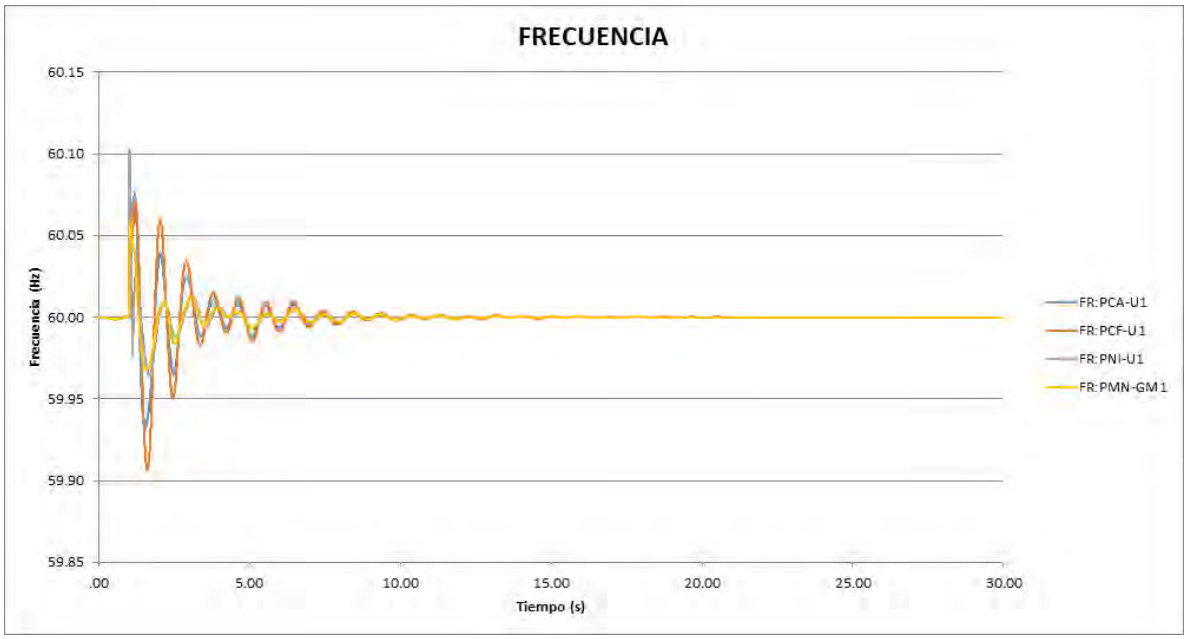


Con proyecto:

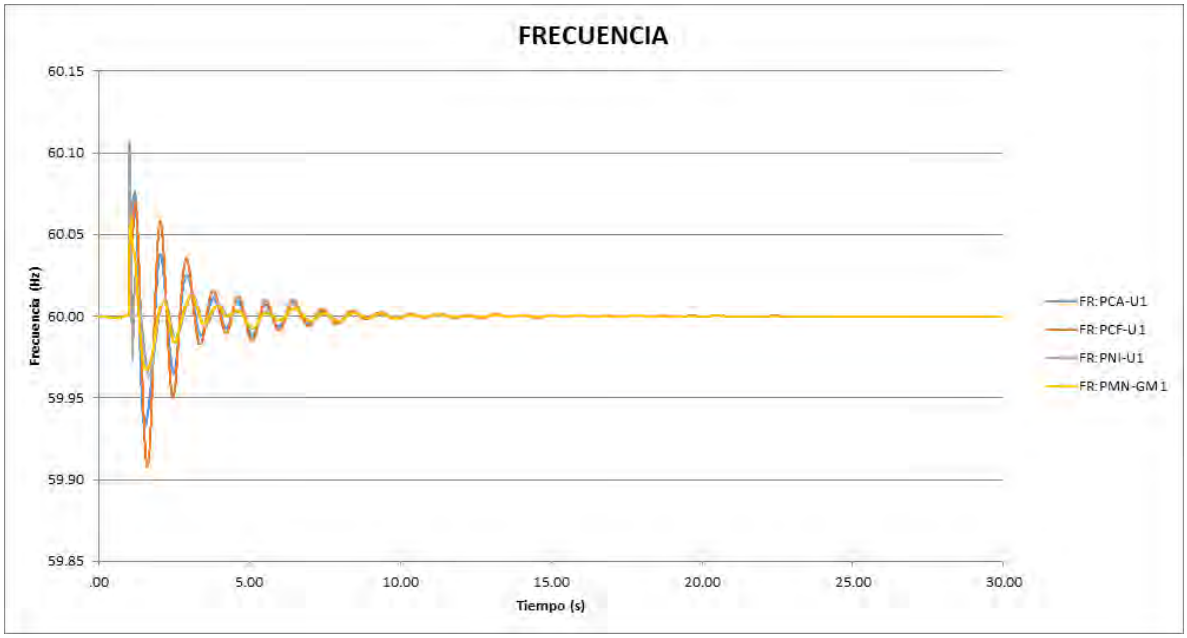


CONTINGENCIA C11: Desconexión de la línea León I-Pensa

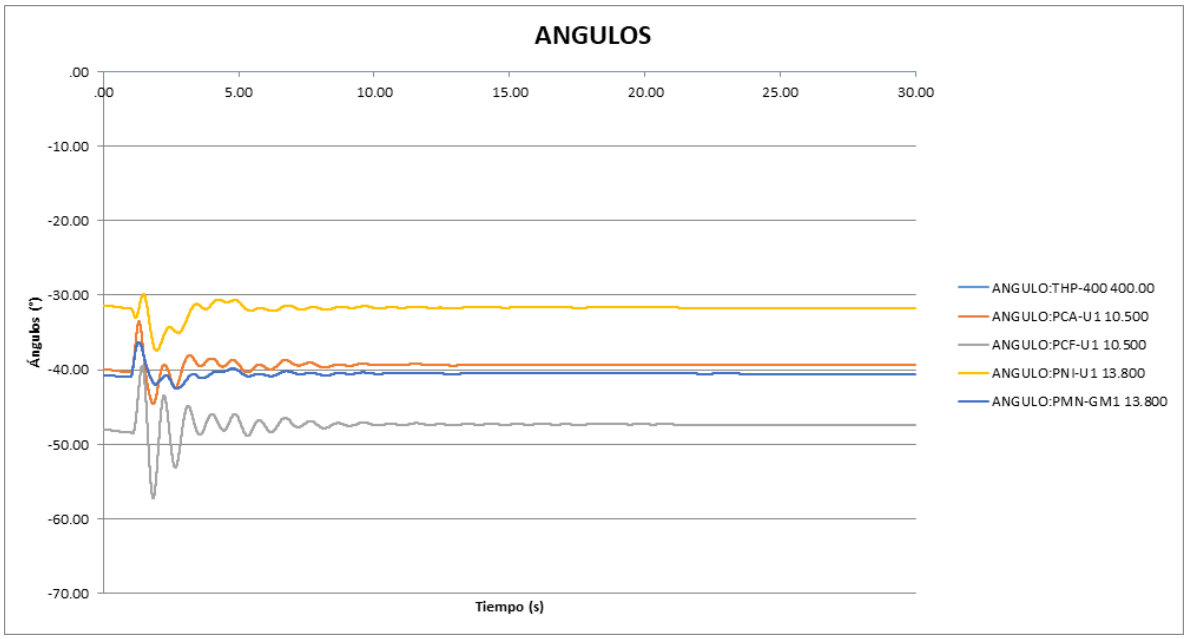
Sin proyecto:



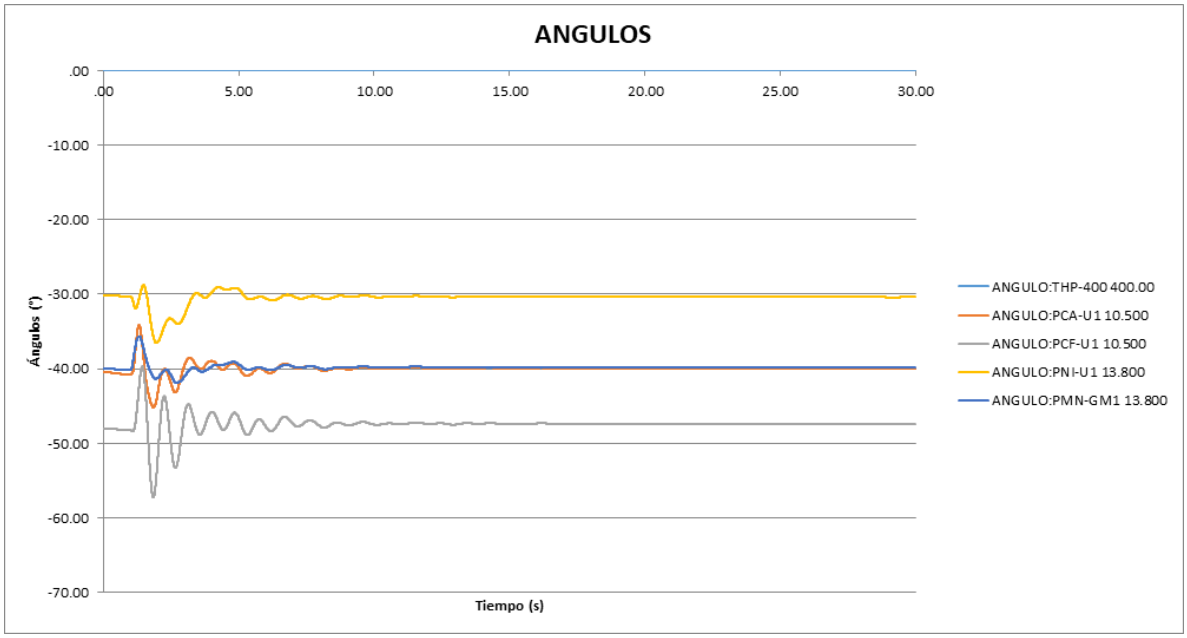
Con proyecto:



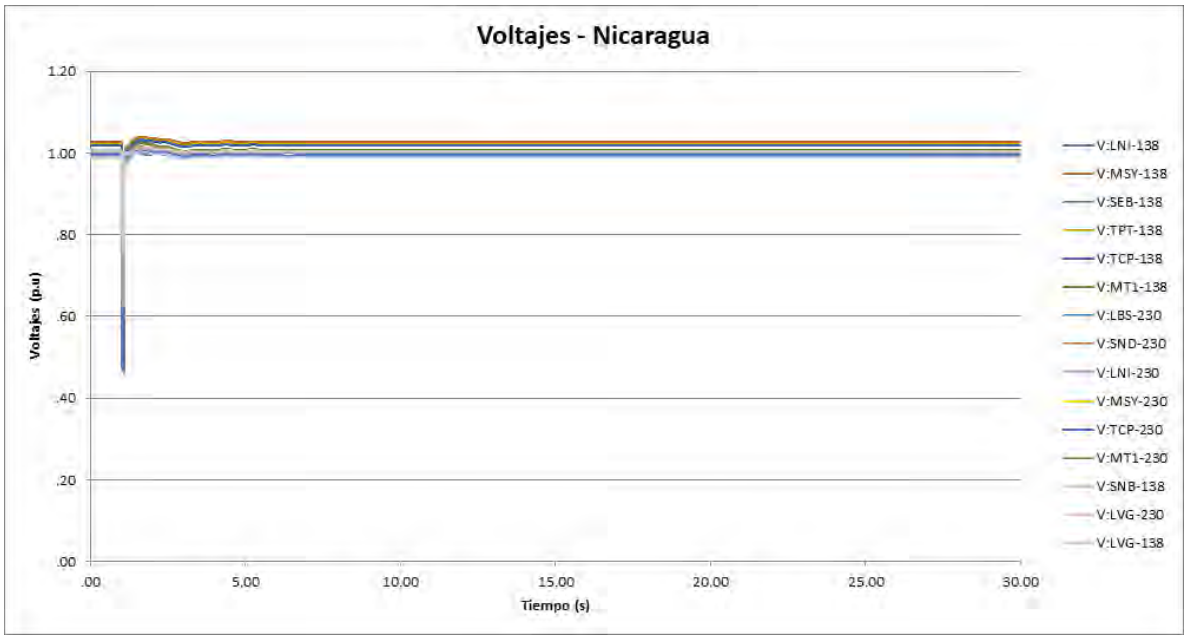
Sin proyecto:



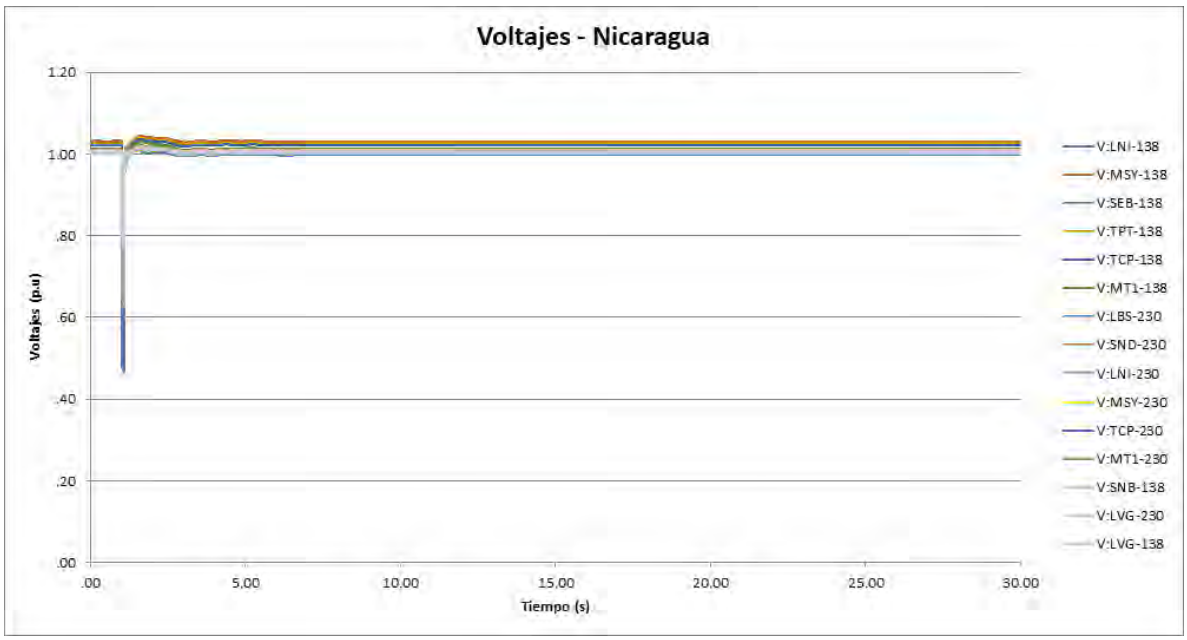
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:

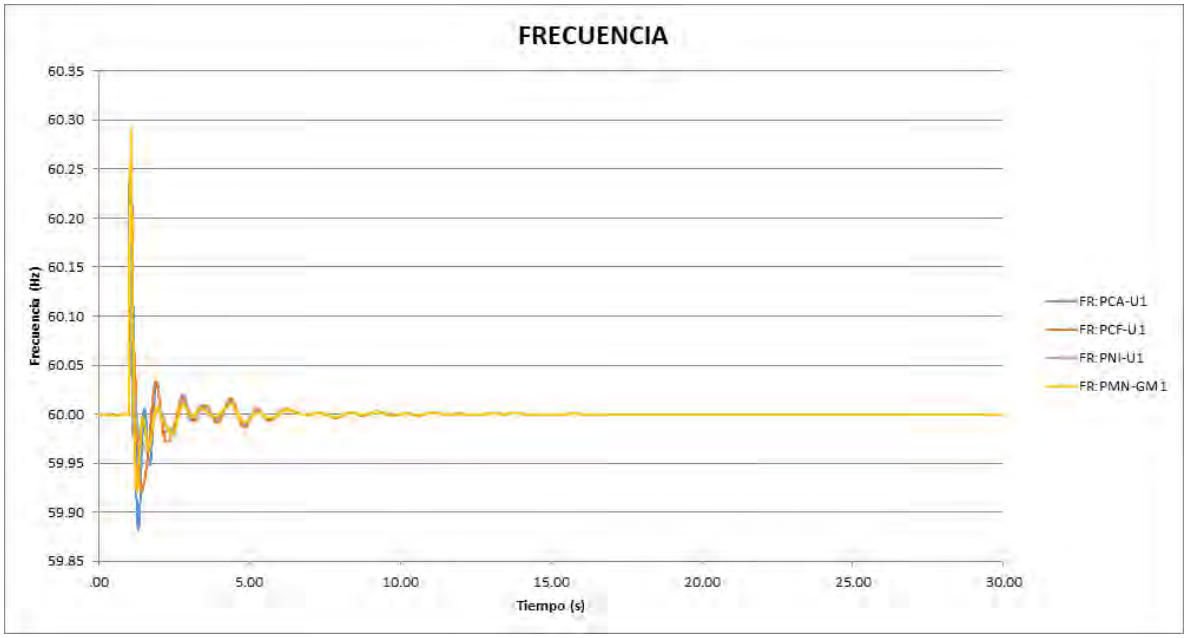


CONTINGENCIA C12: Desconexión de la línea San Benito - Masaya

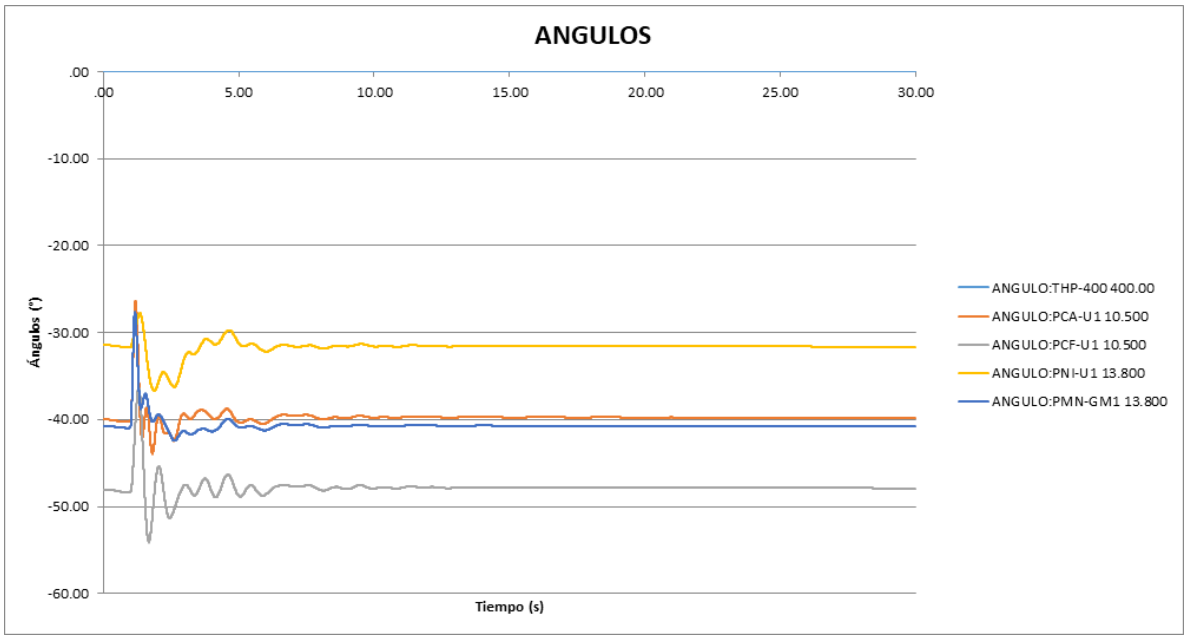
Sin proyecto:



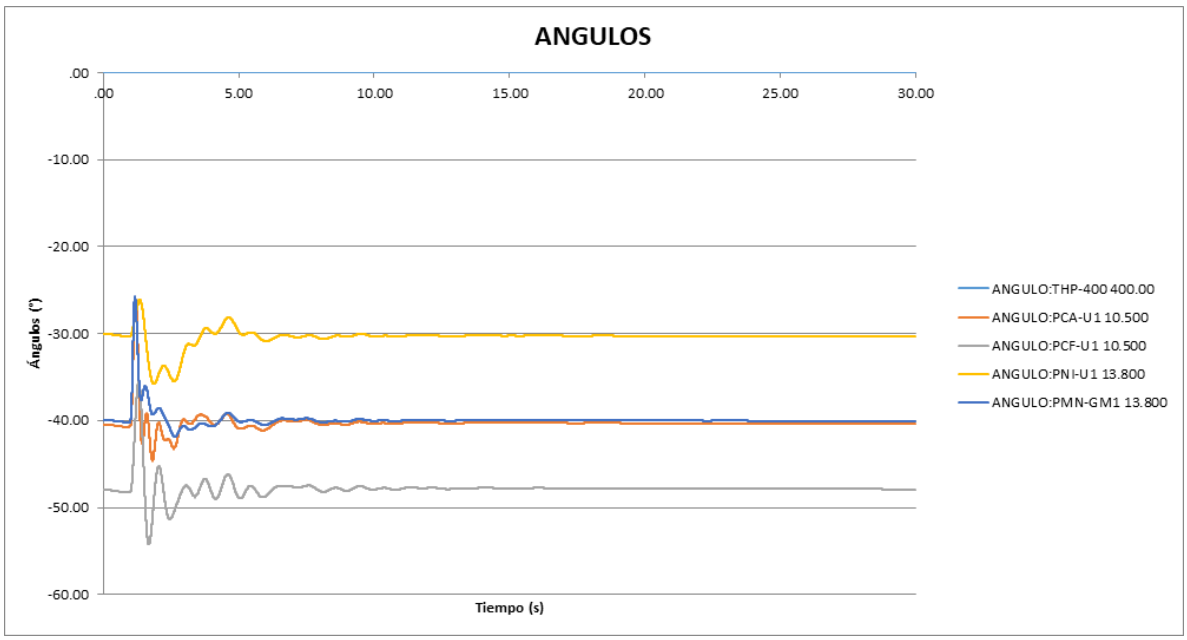
Con proyecto:



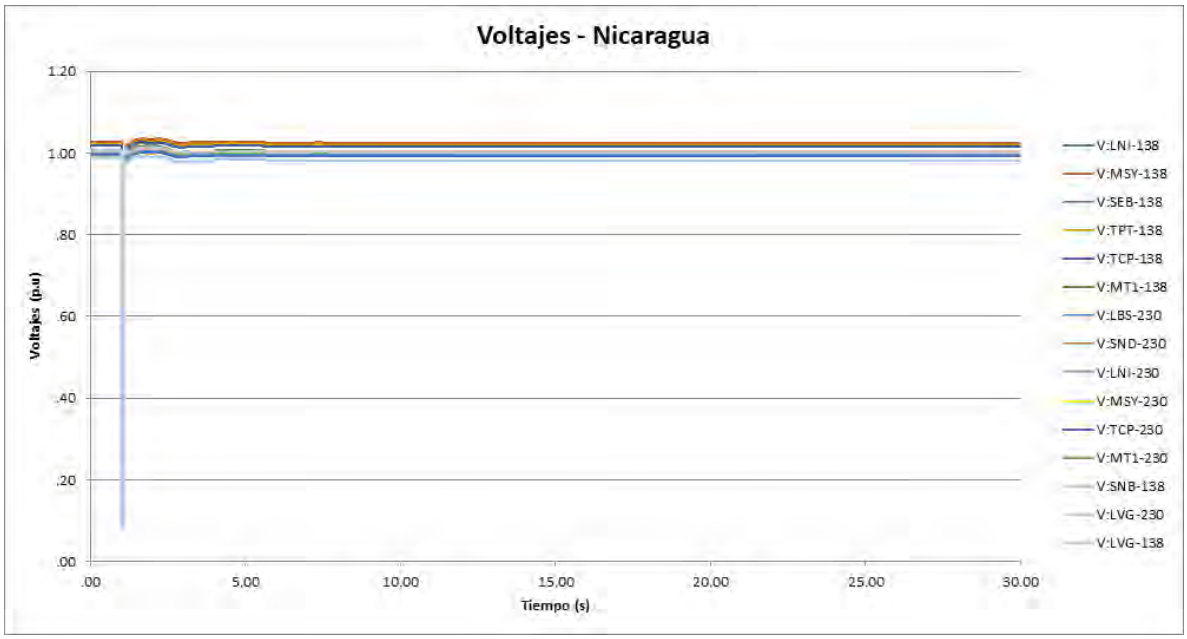
Sin proyecto:



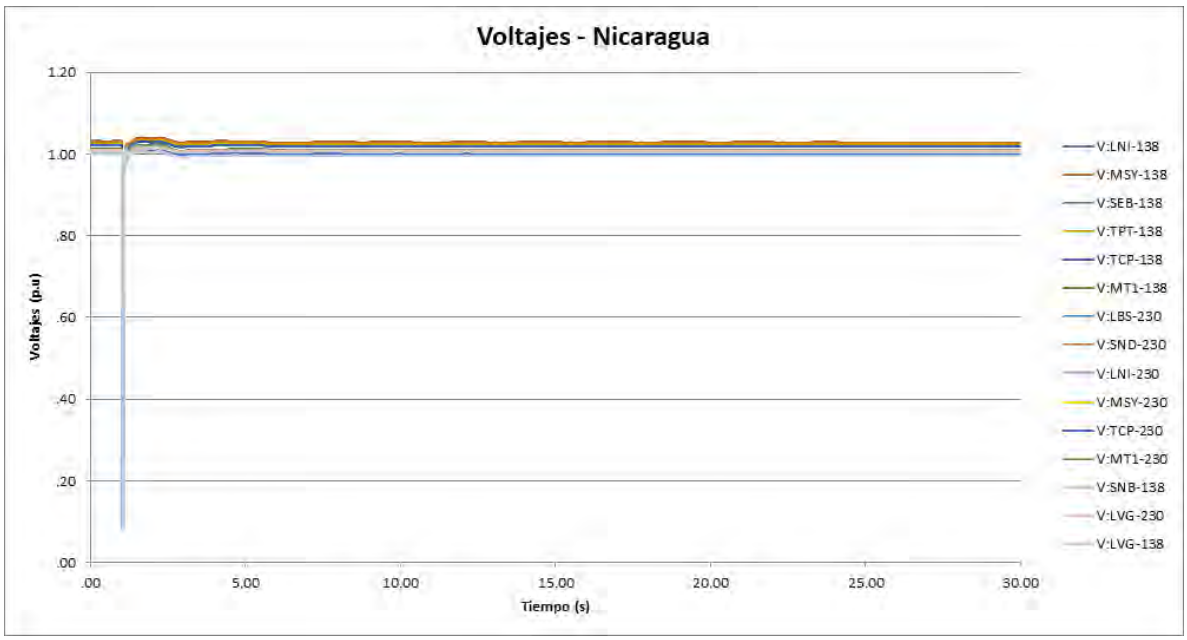
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:

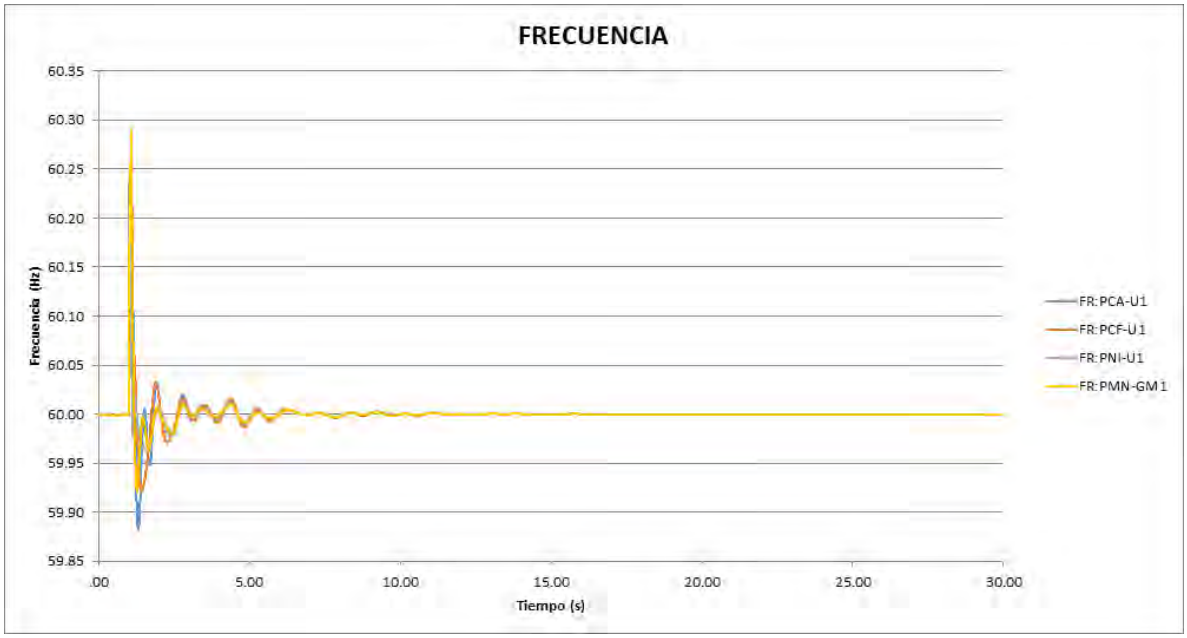


CONTINGENCIA C13: Desconexión de la línea San Benito - Los Brasiles

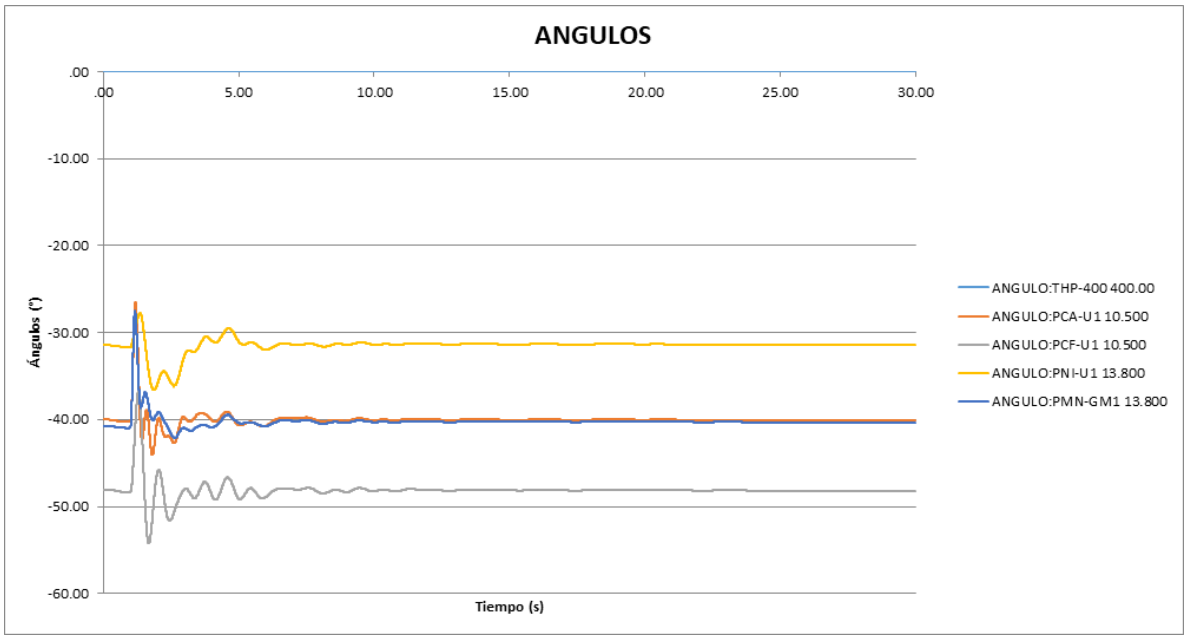
Sin proyecto:



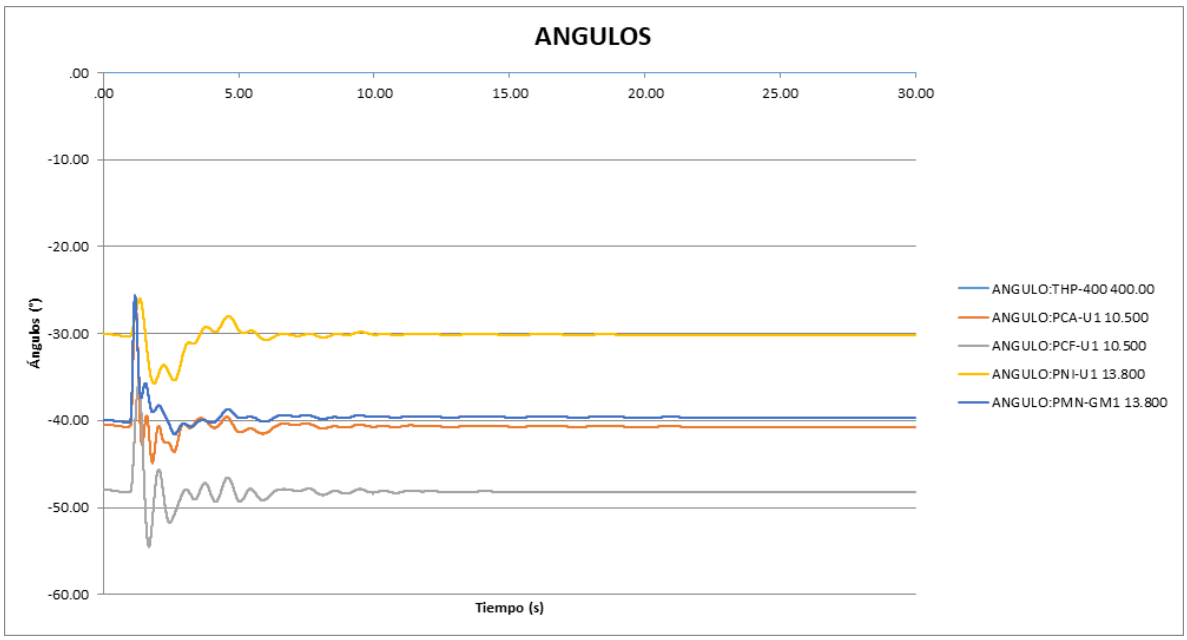
Con proyecto:



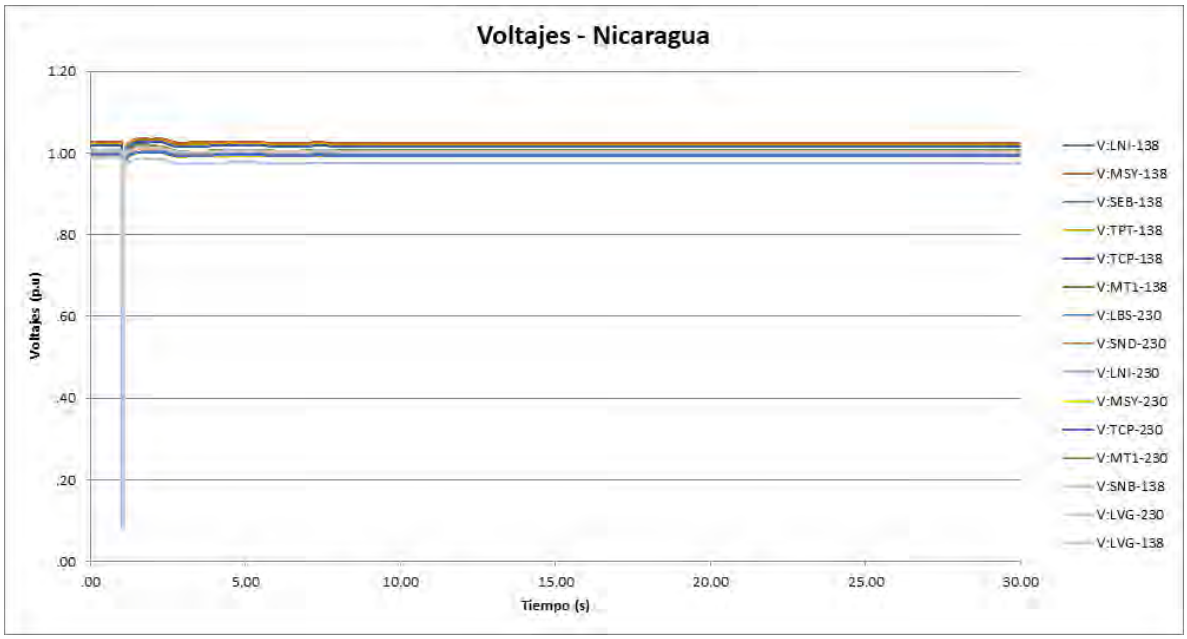
Sin proyecto:



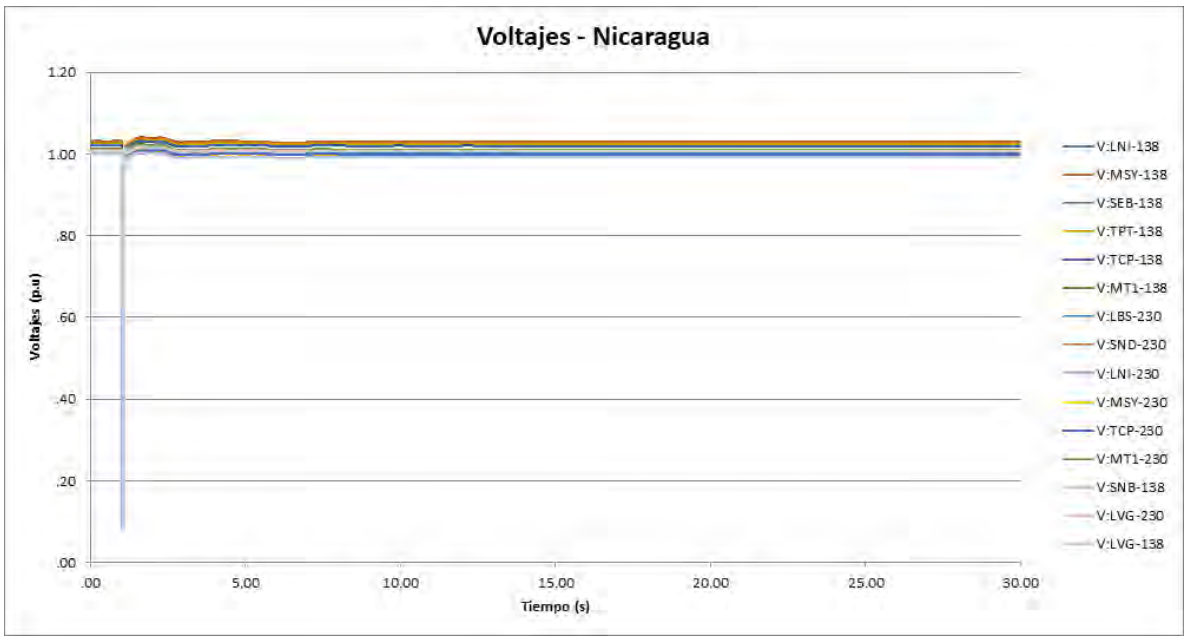
Con proyecto:



Sin proyecto:

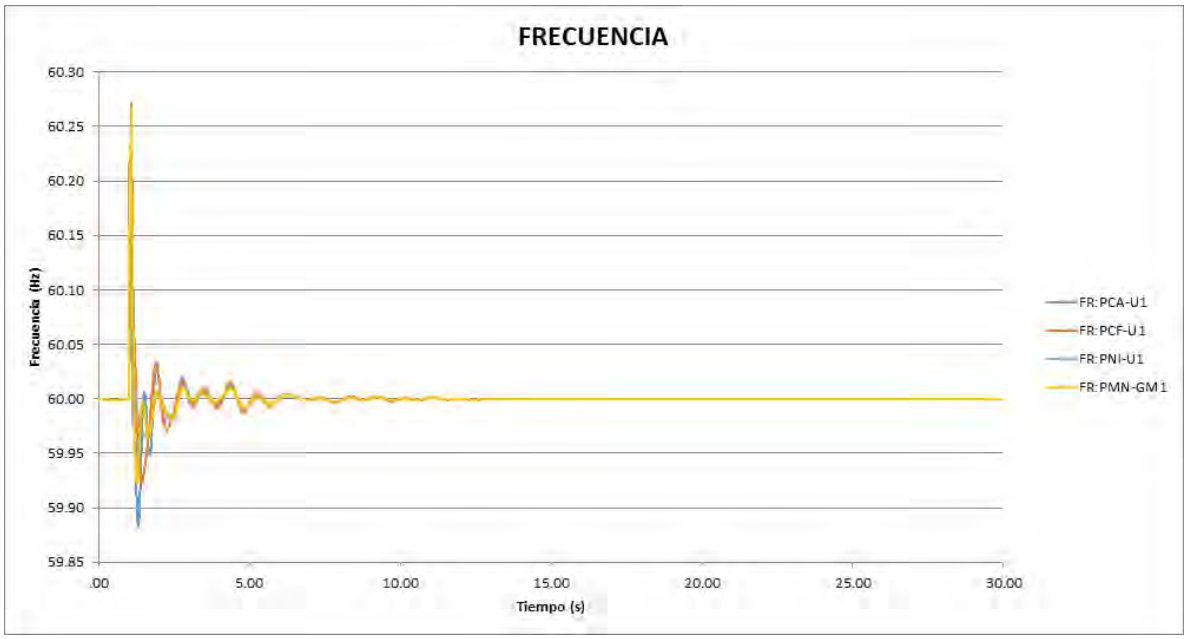


Con proyecto:

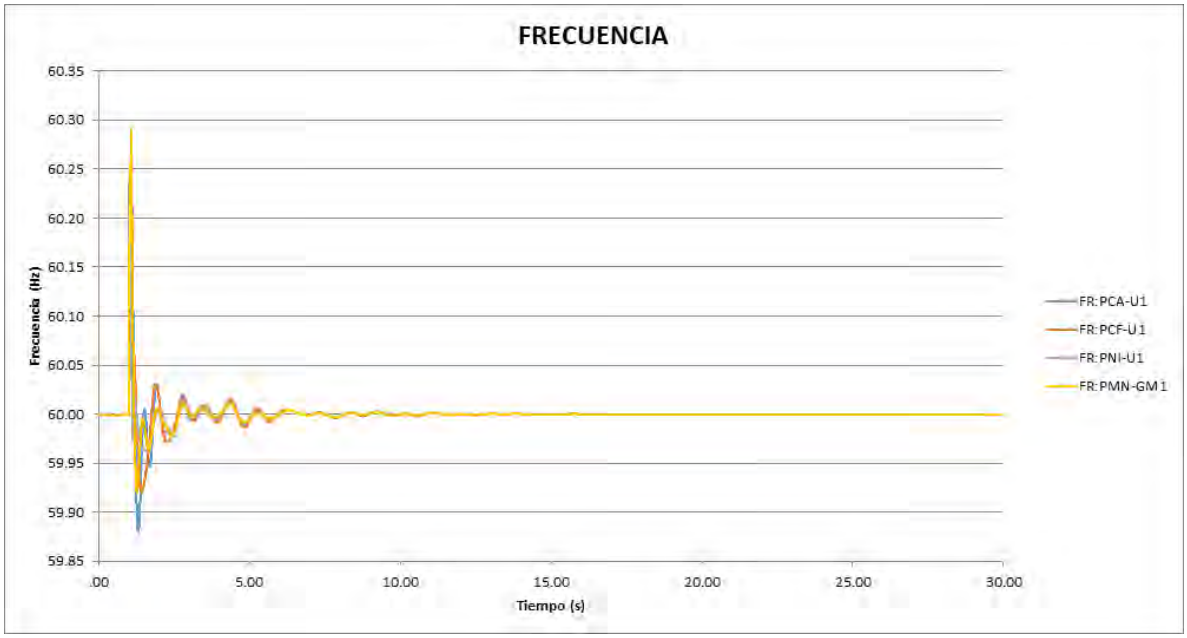


CONTINGENCIA C14: Desconexión de la línea San Benito - Boaco

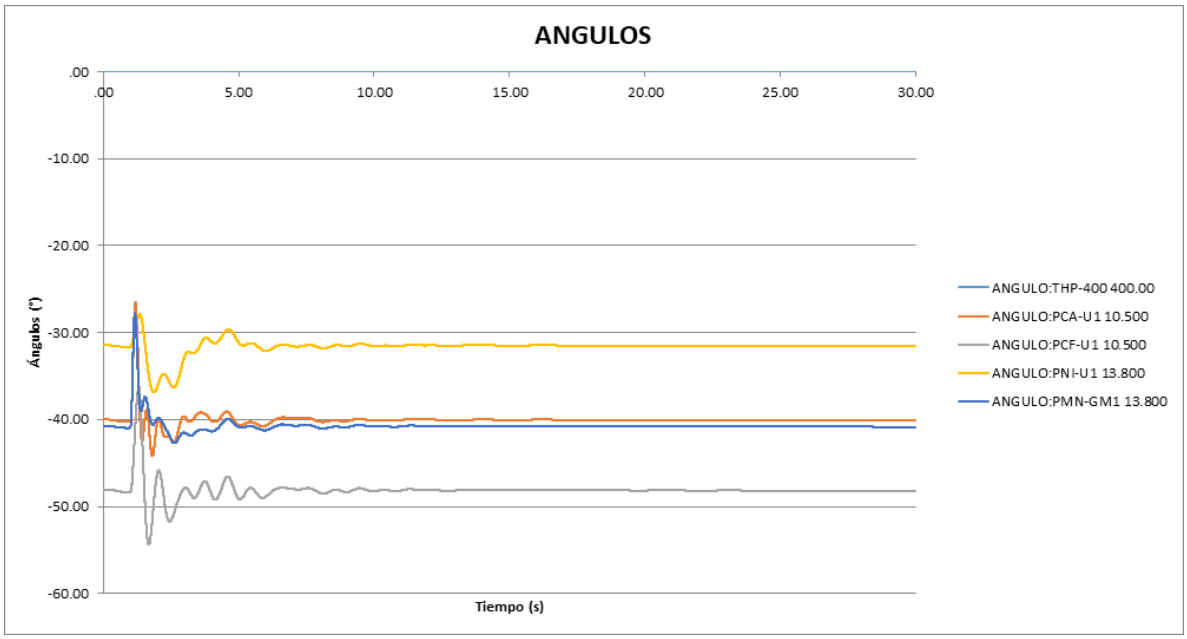
Sin proyecto:



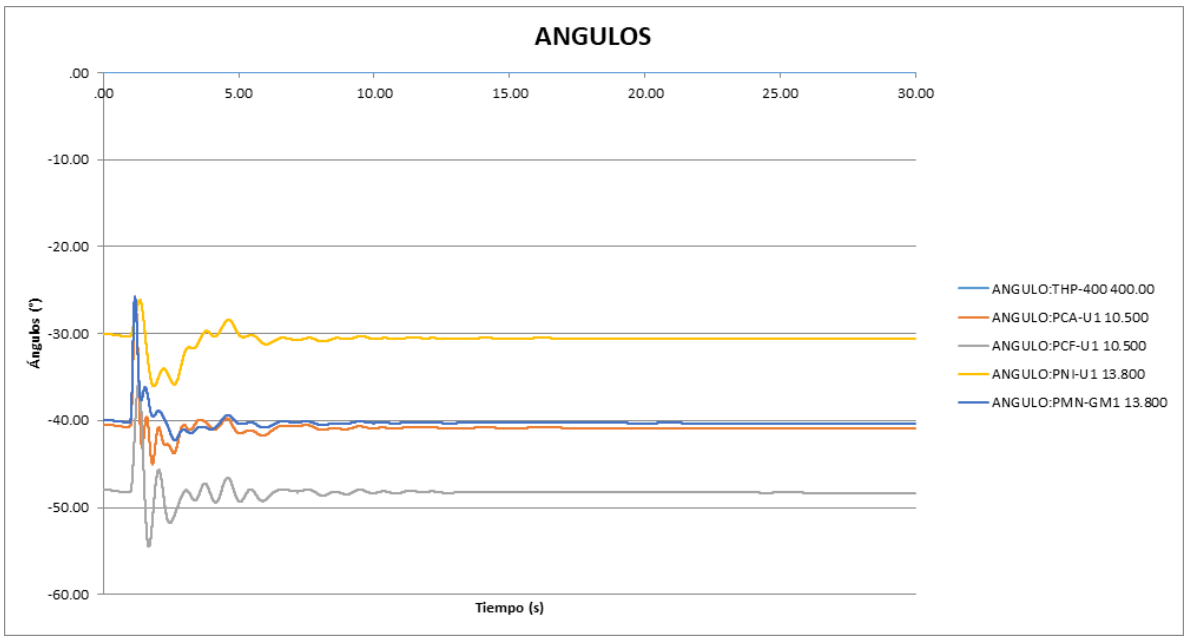
Con proyecto:



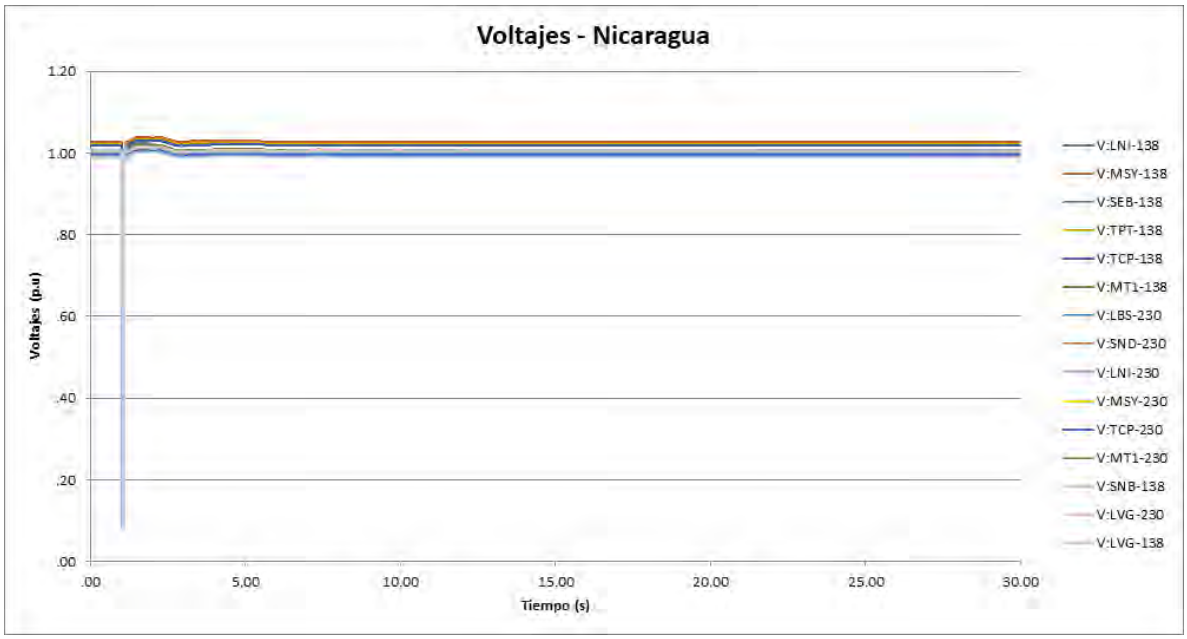
Sin proyecto:



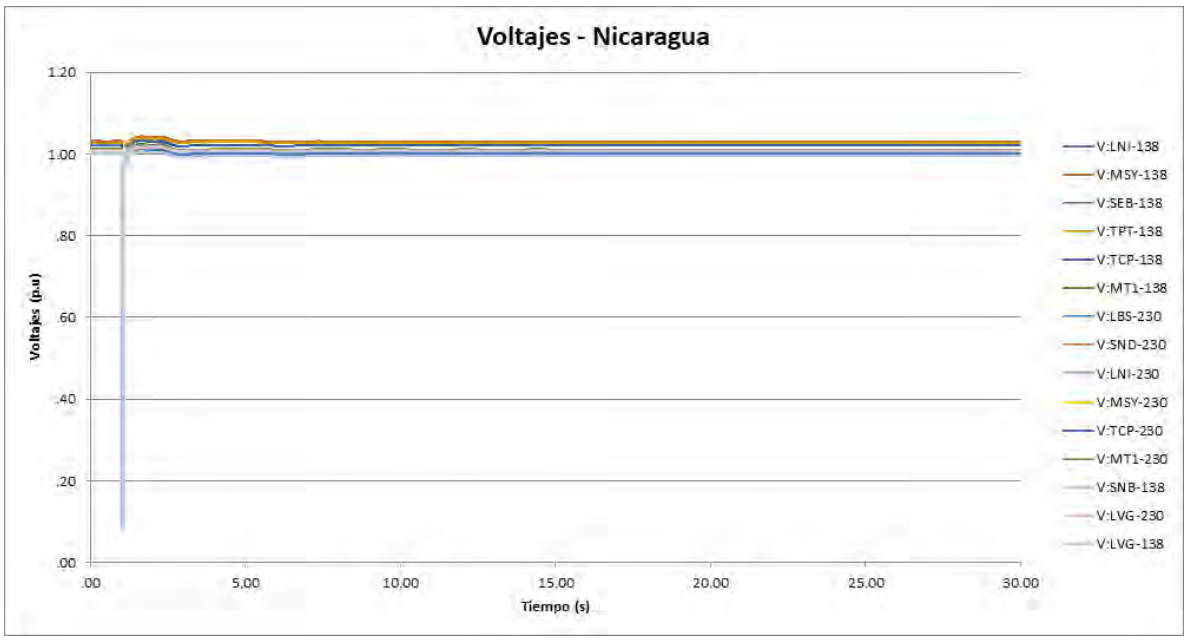
Con proyecto:



Sin proyecto:



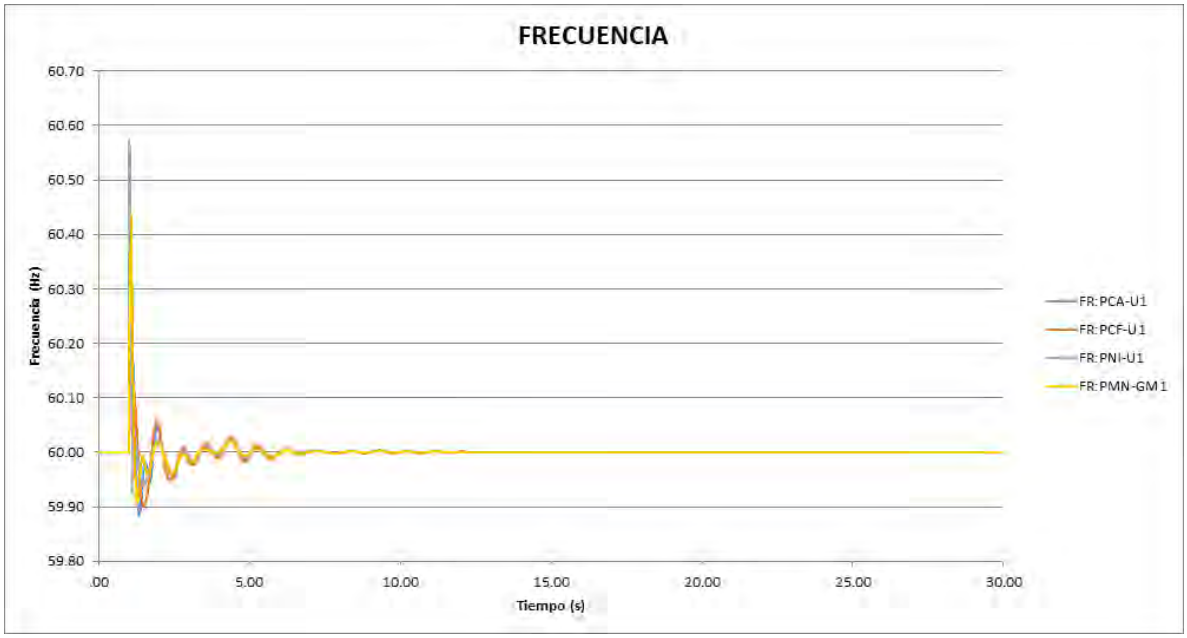
Con proyecto:



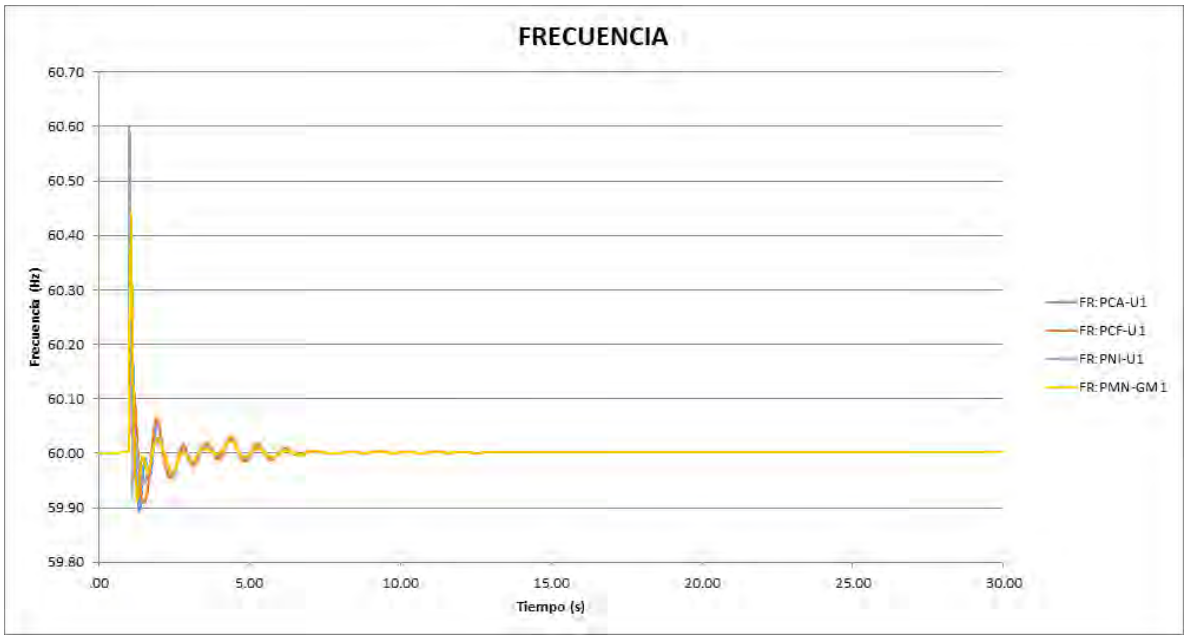
- **Escenario Verano demanda máxima porteo S-N 220MW**

CONTINGENCIA C1: Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central PCG9 y PSL (Planta Solaris)

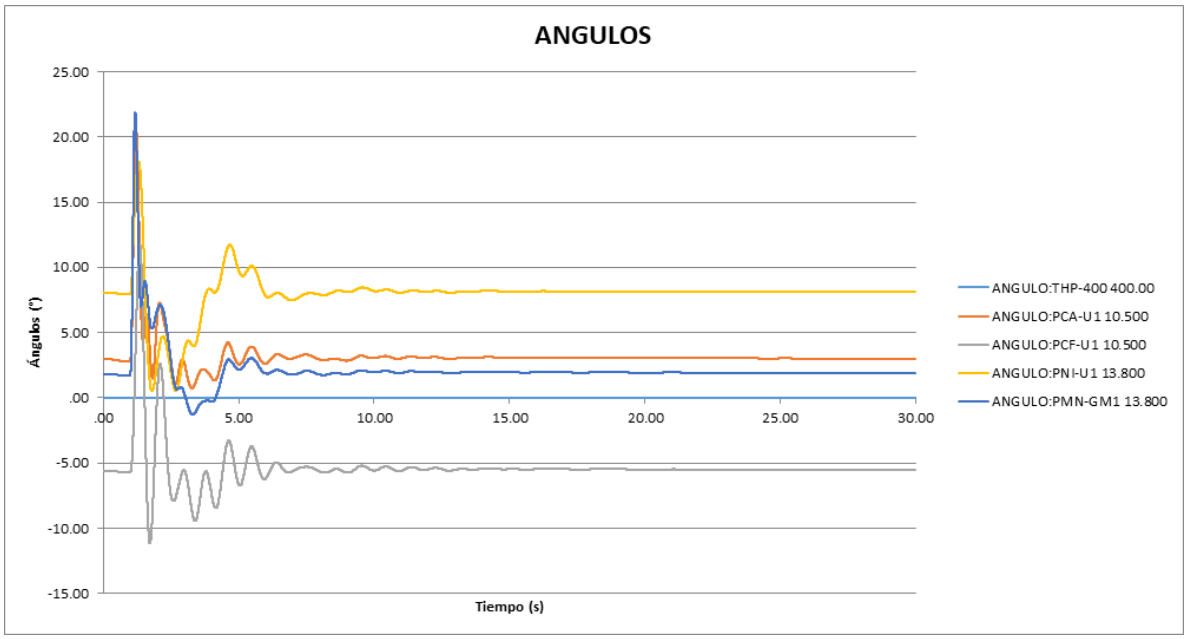
Sin proyecto:



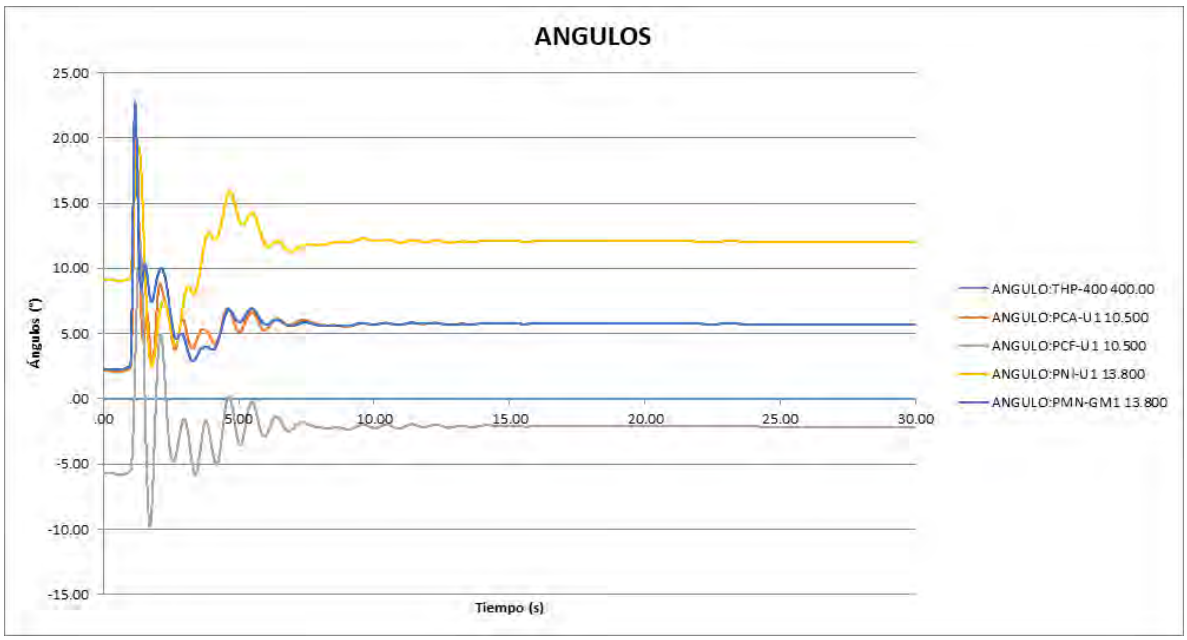
Con proyecto:



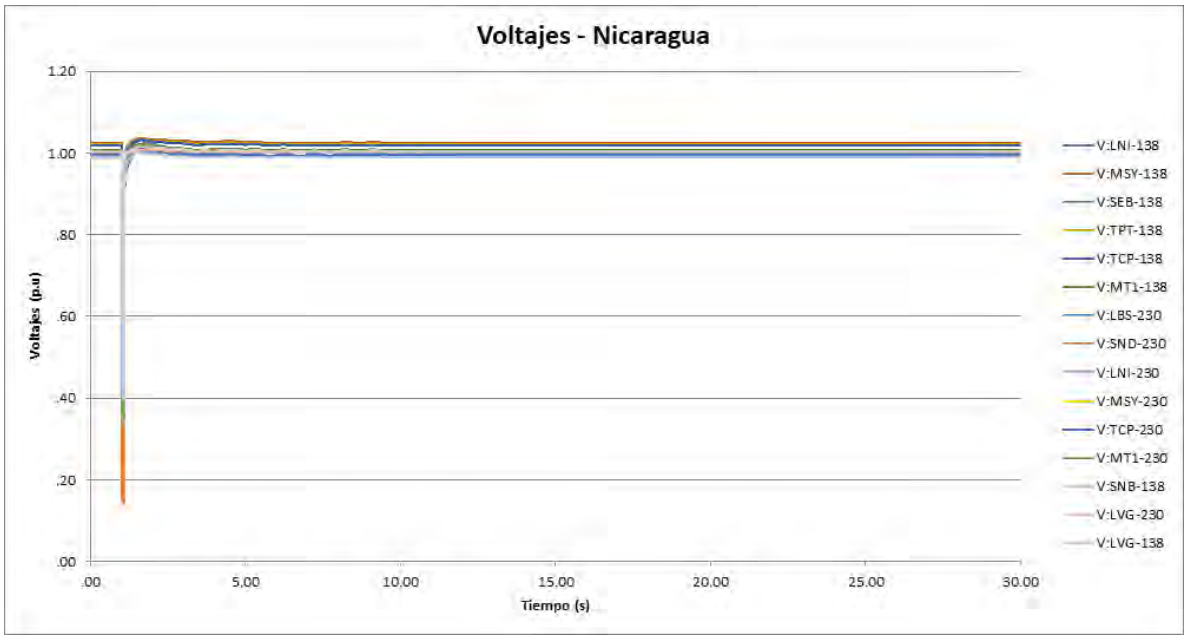
Sin proyecto:



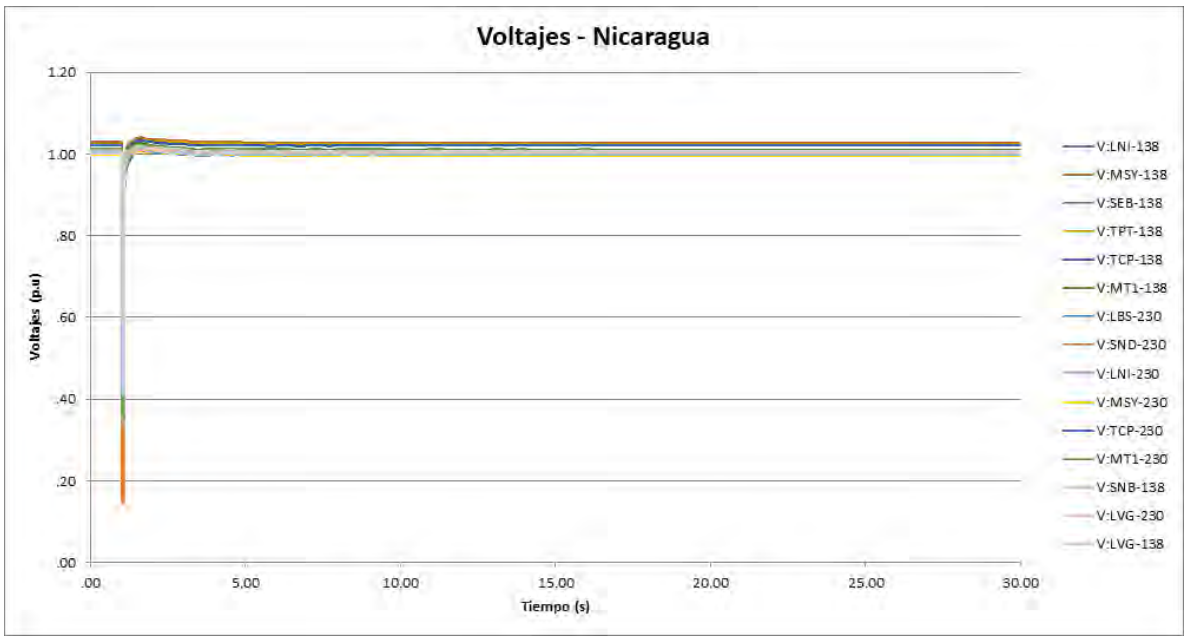
Con proyecto:



Sin proyecto:

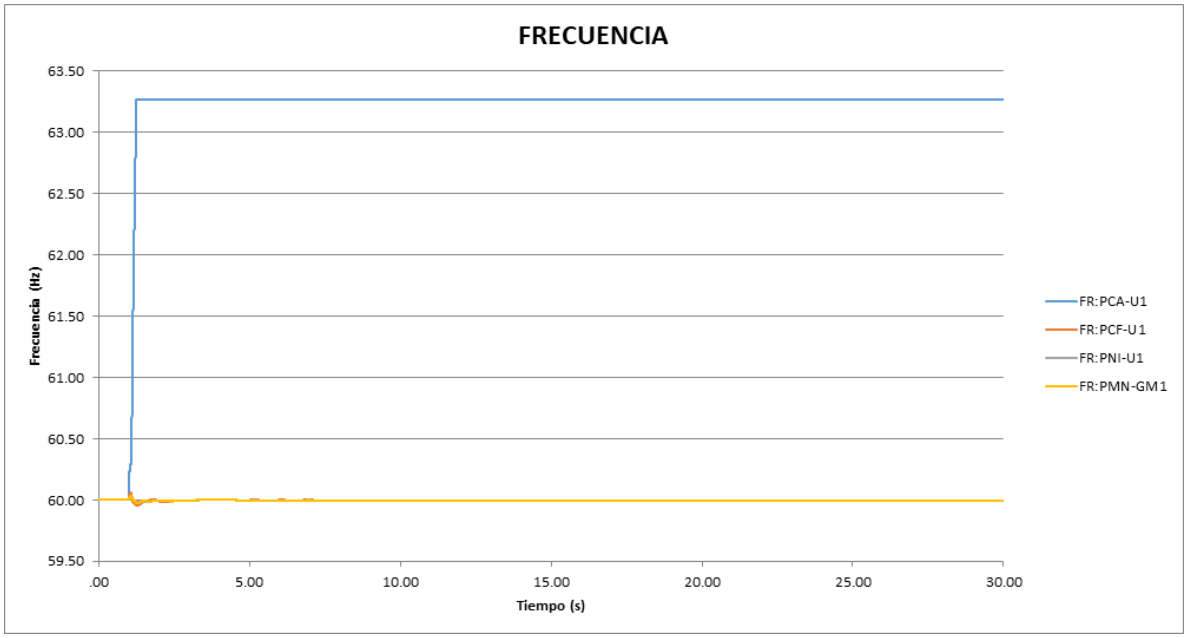


Con proyecto:

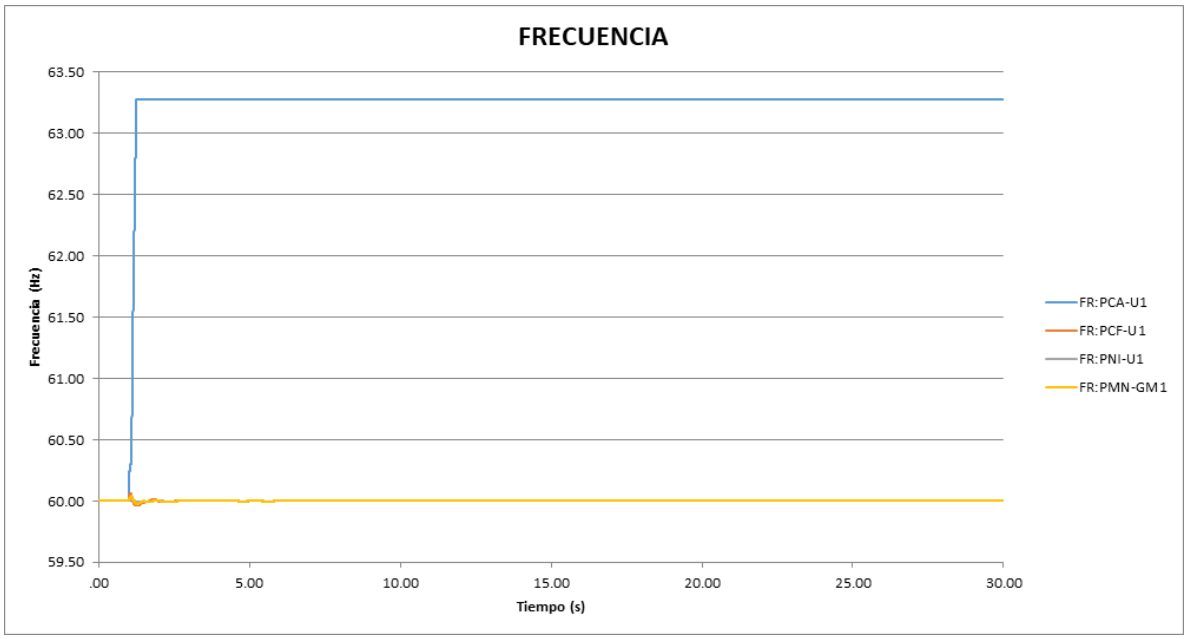


CONTINGENCIA C2: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la unidad #1 de la central PCA

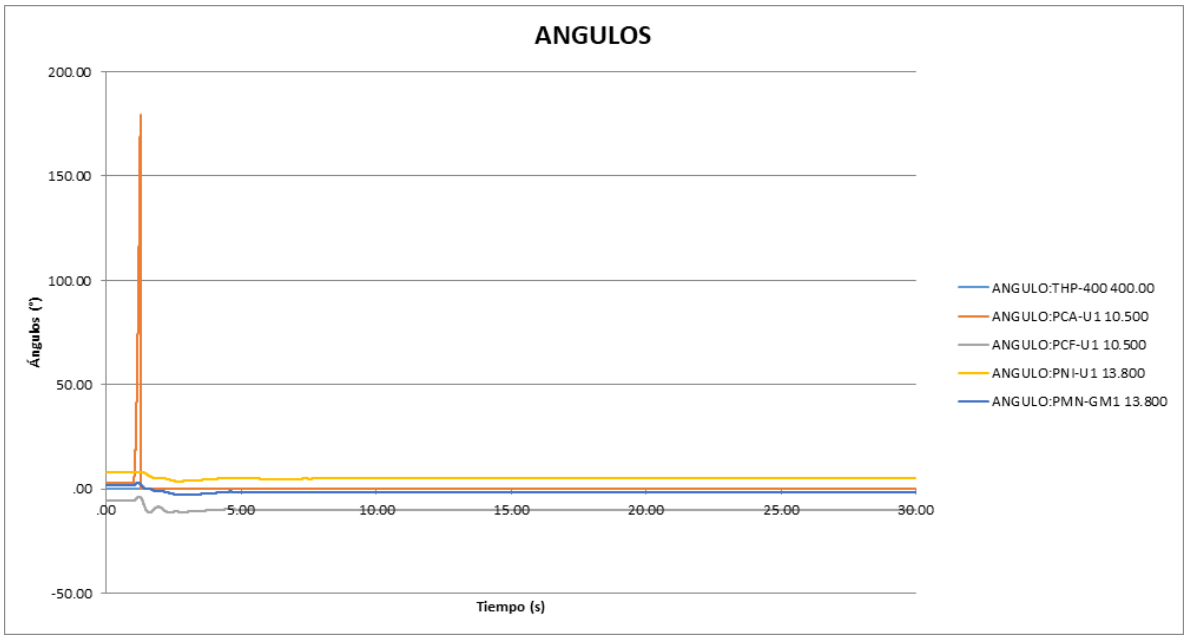
Sin proyecto:



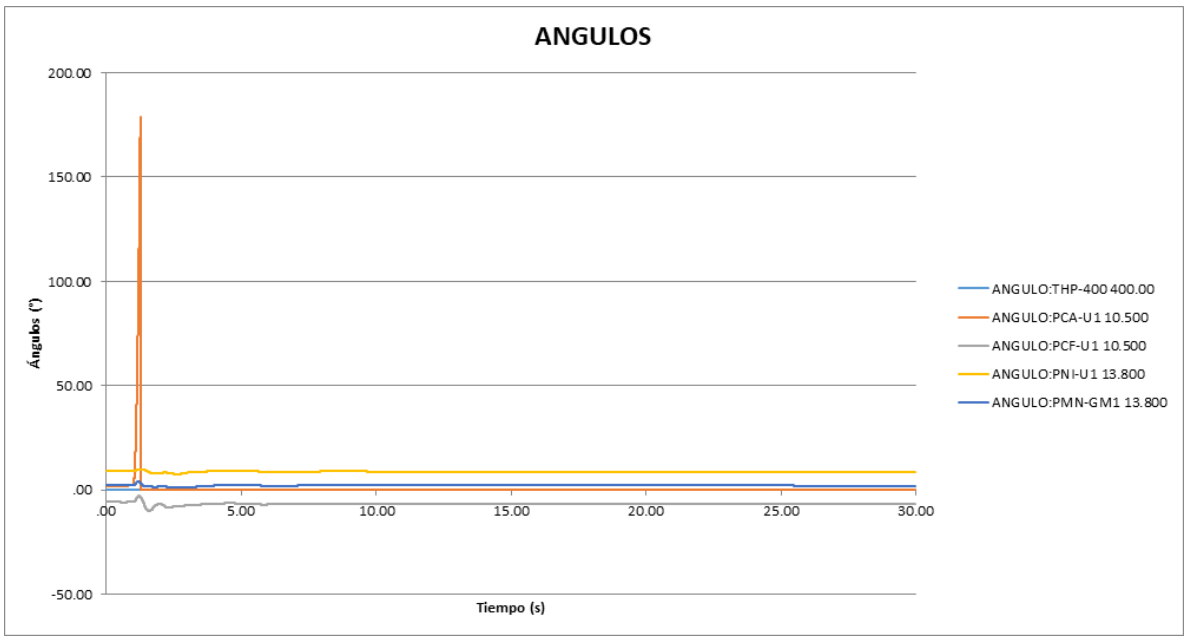
Con proyecto:



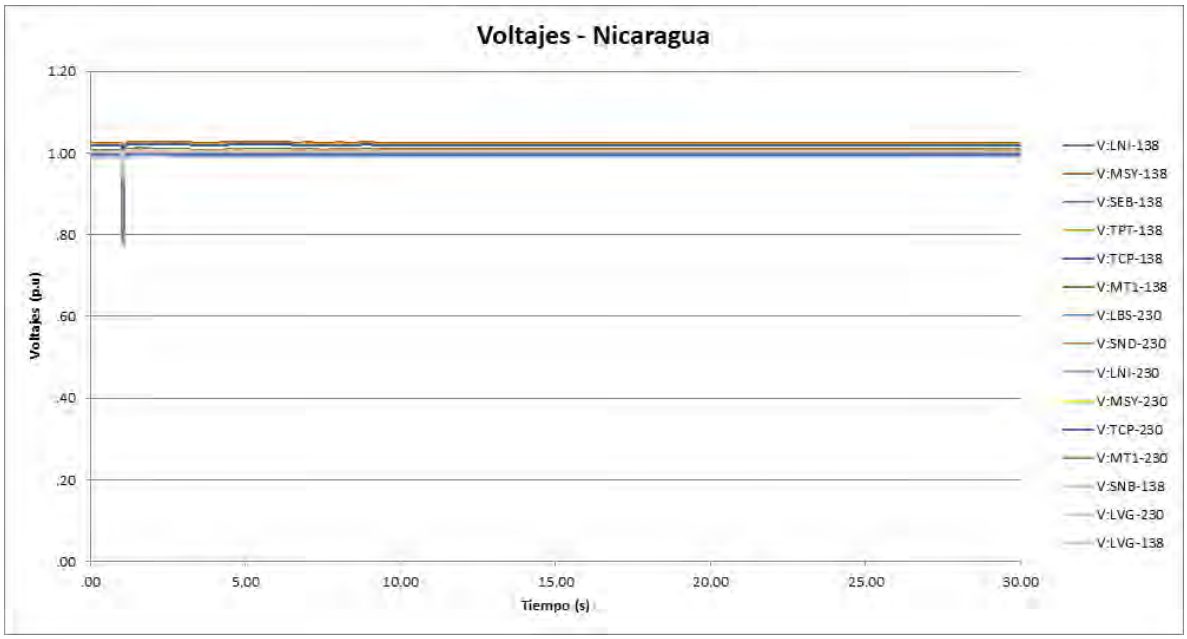
Sin proyecto:



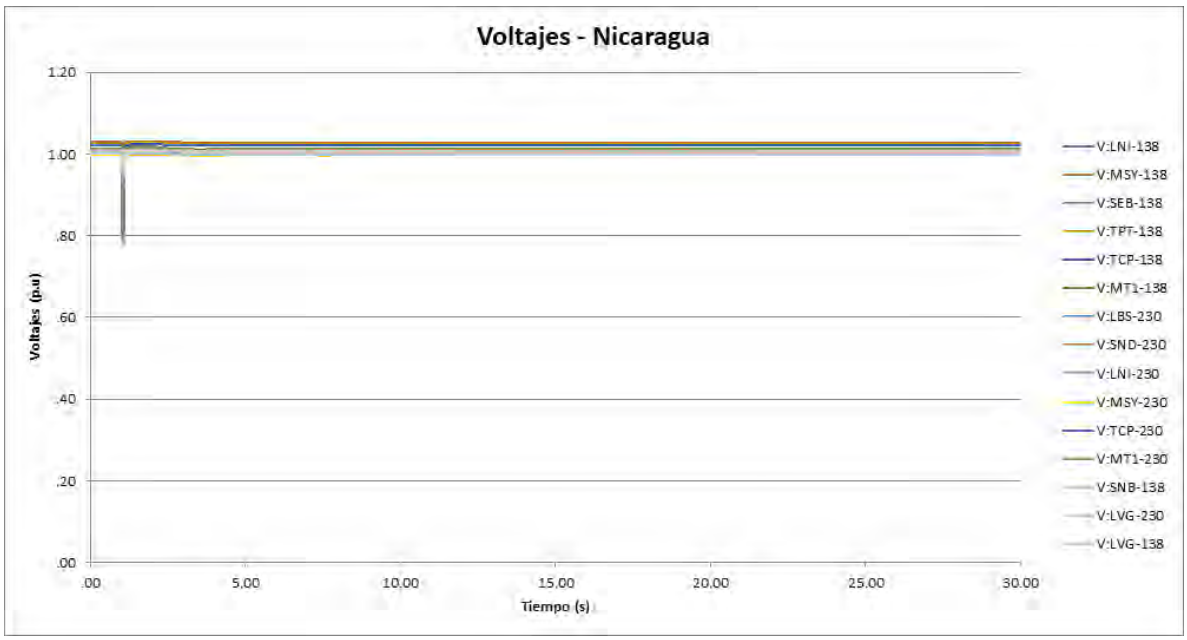
Con proyecto:



Sin proyecto:

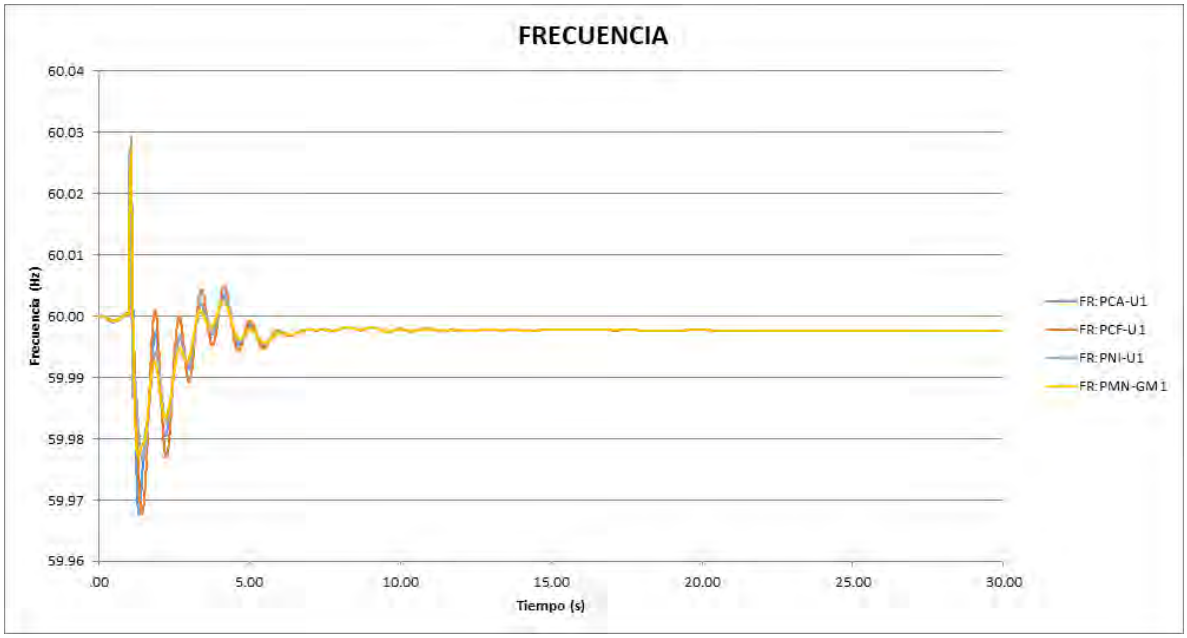


Con proyecto:

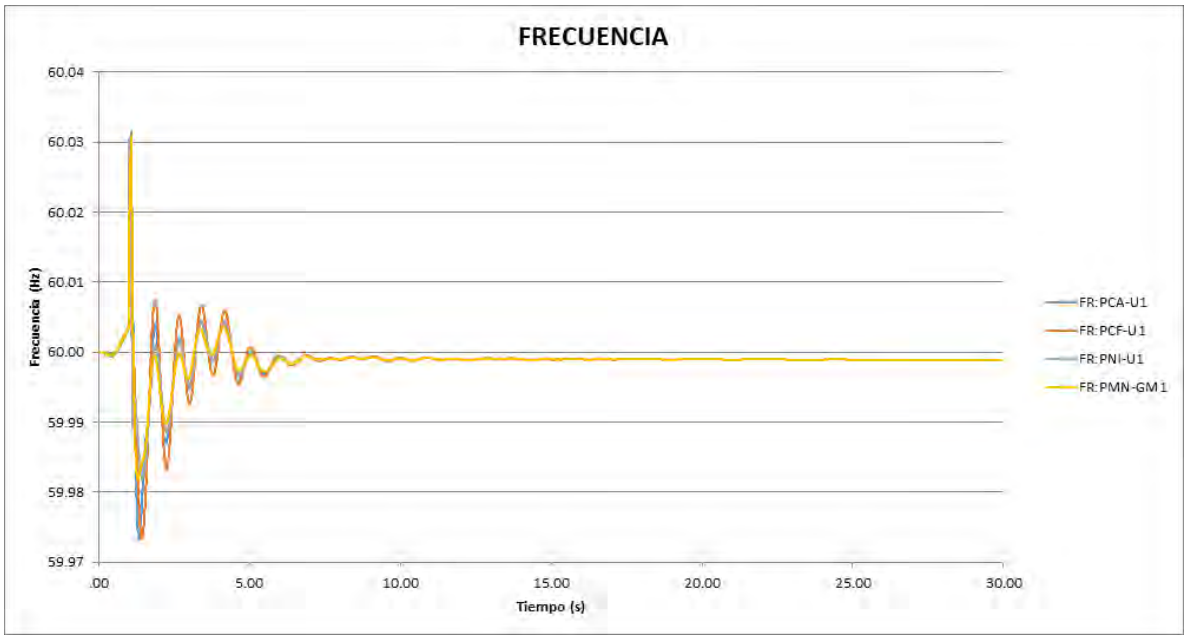


CONTINGENCIA C3: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la central PEN-U3

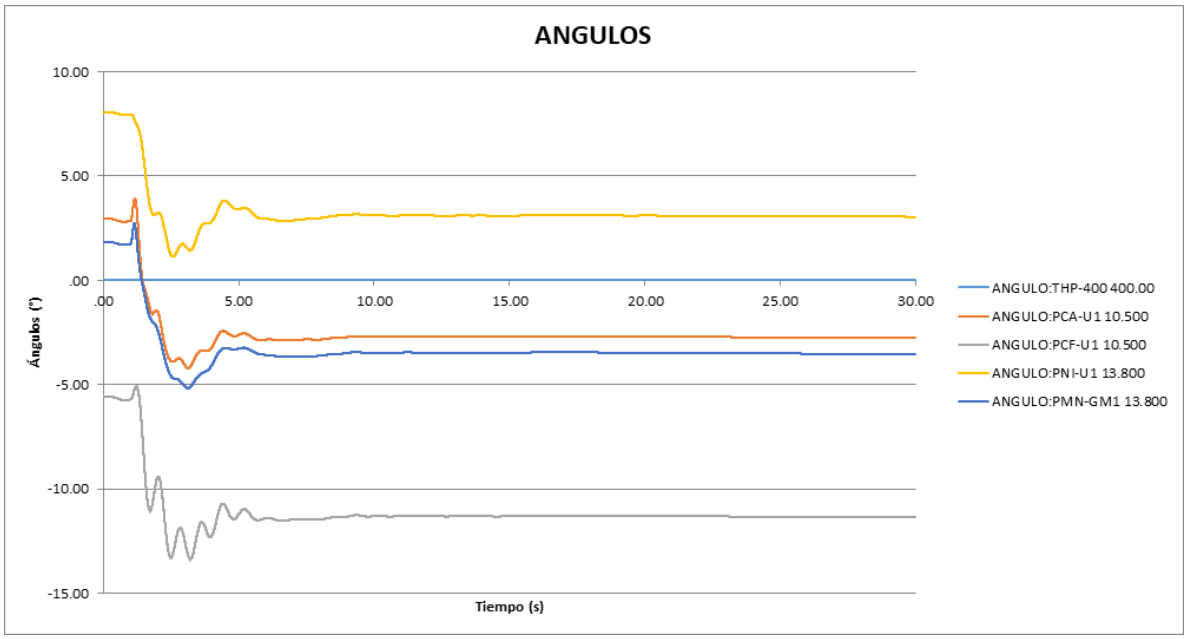
Sin proyecto:



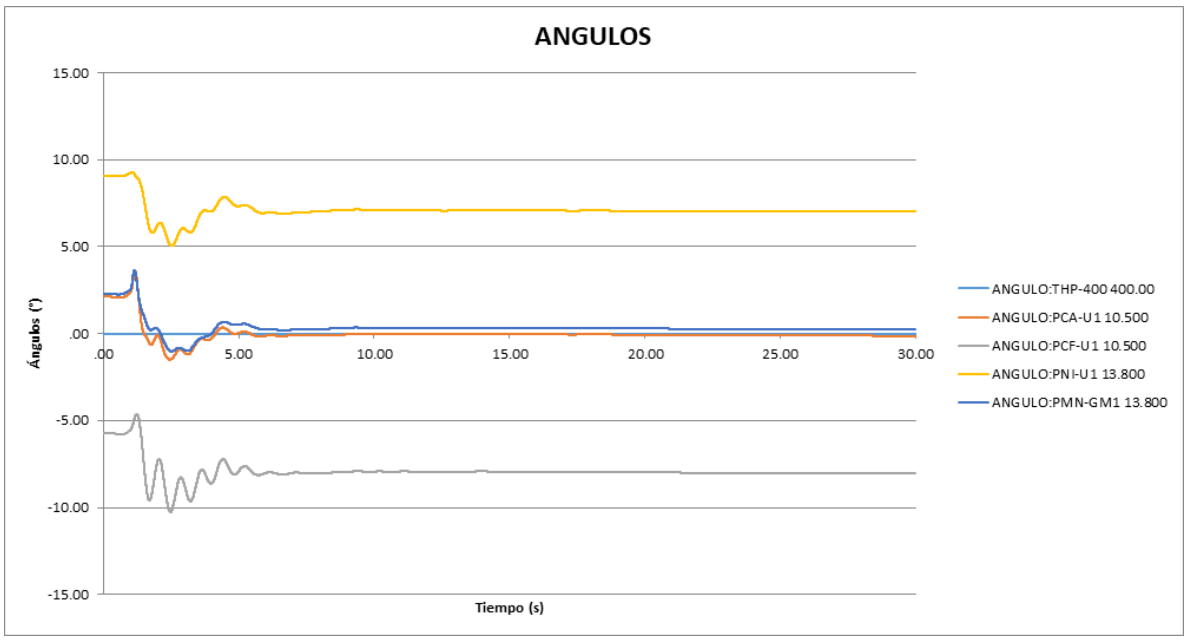
Con proyecto:



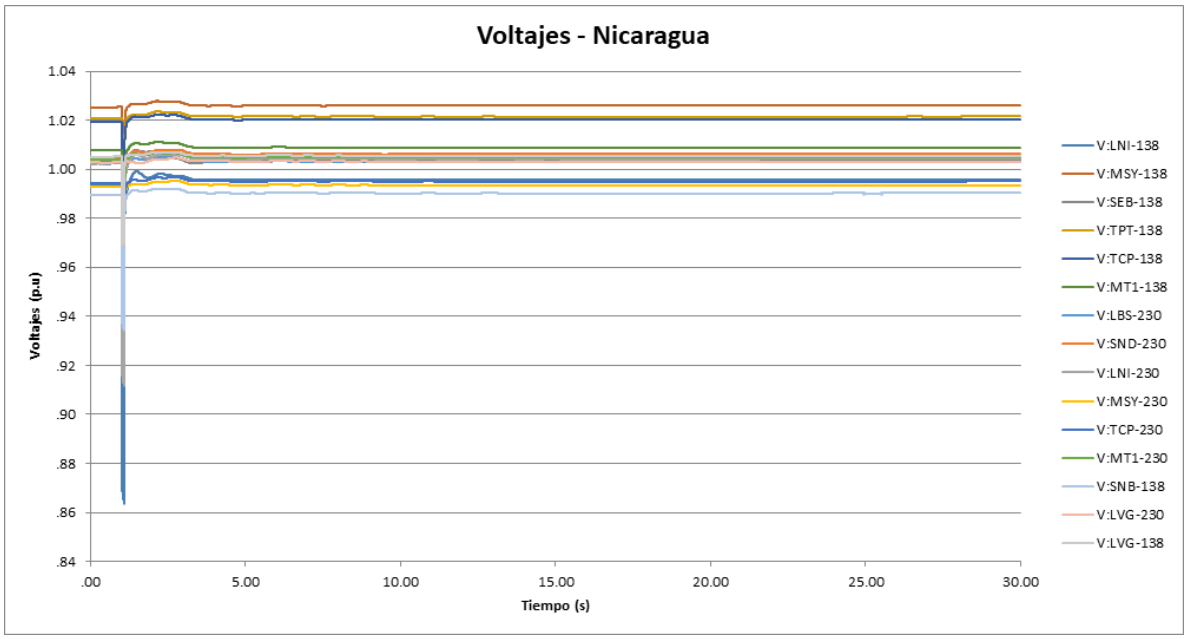
Sin proyecto:



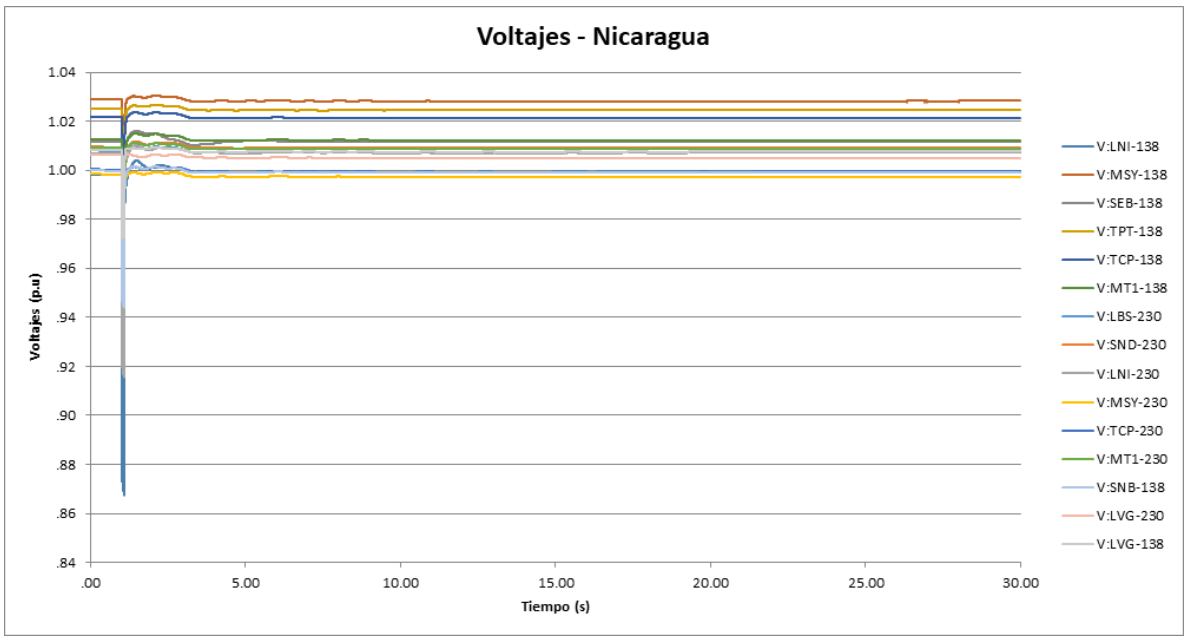
Con proyecto:



Sin proyecto:

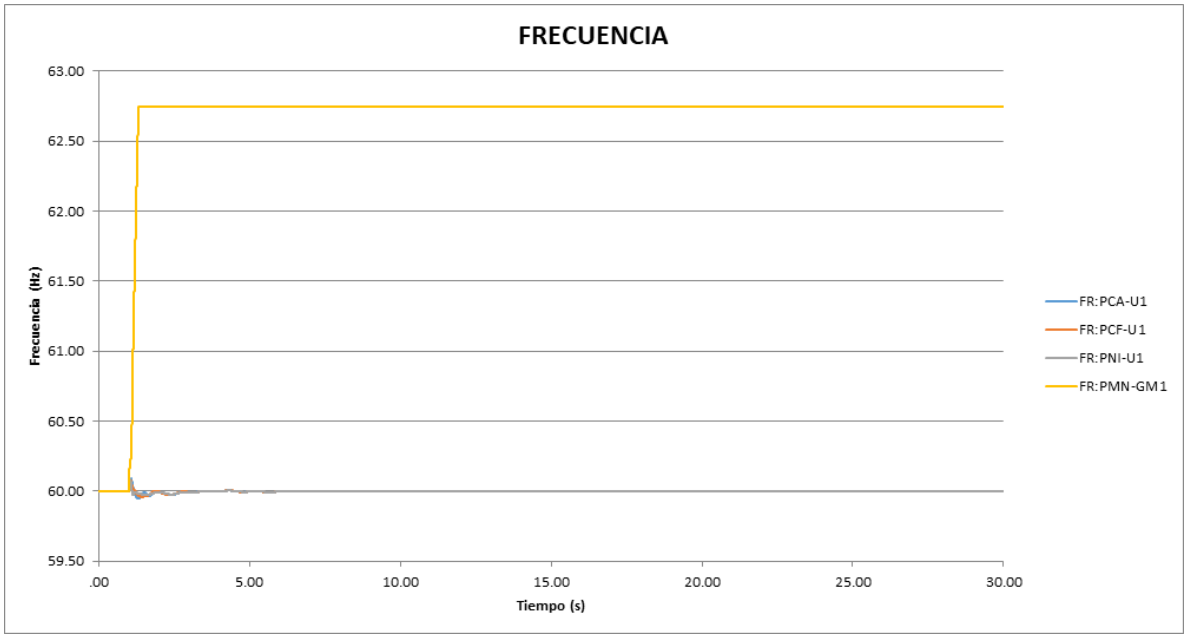


Con proyecto:

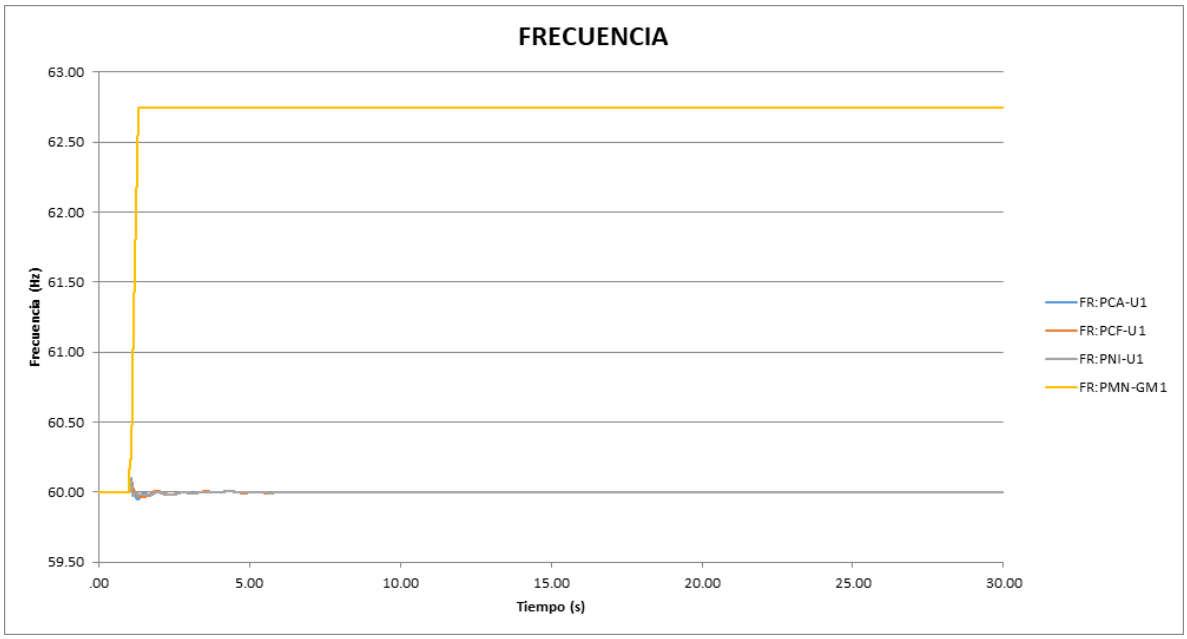


CONTINGENCIA C4: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores PMN-GM1

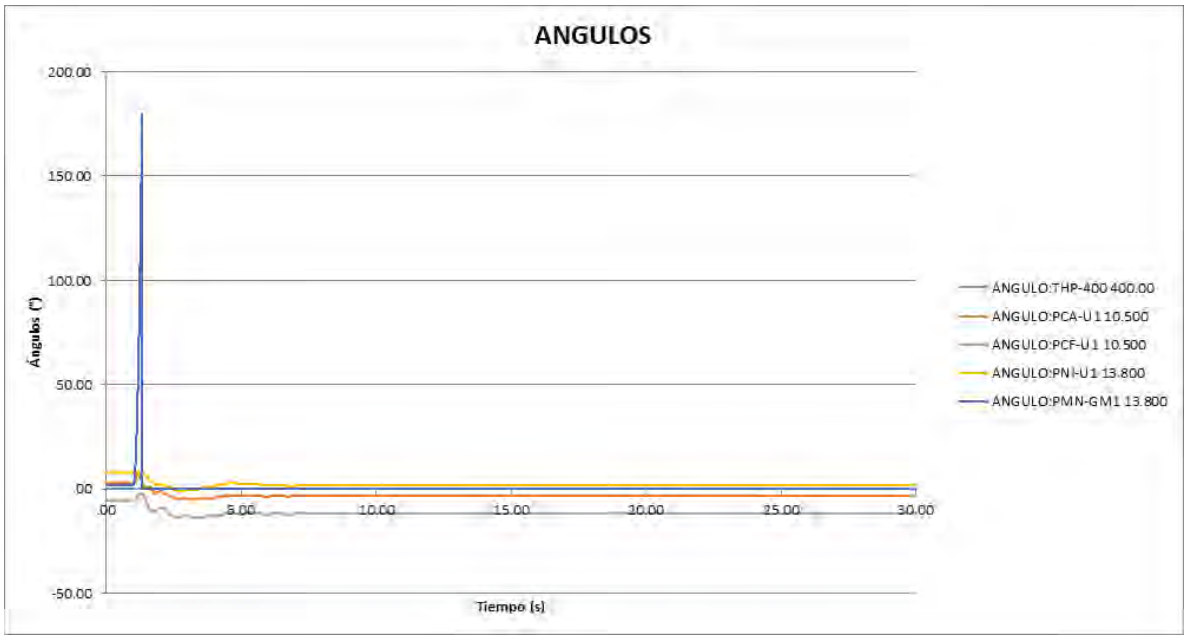
Sin proyecto:



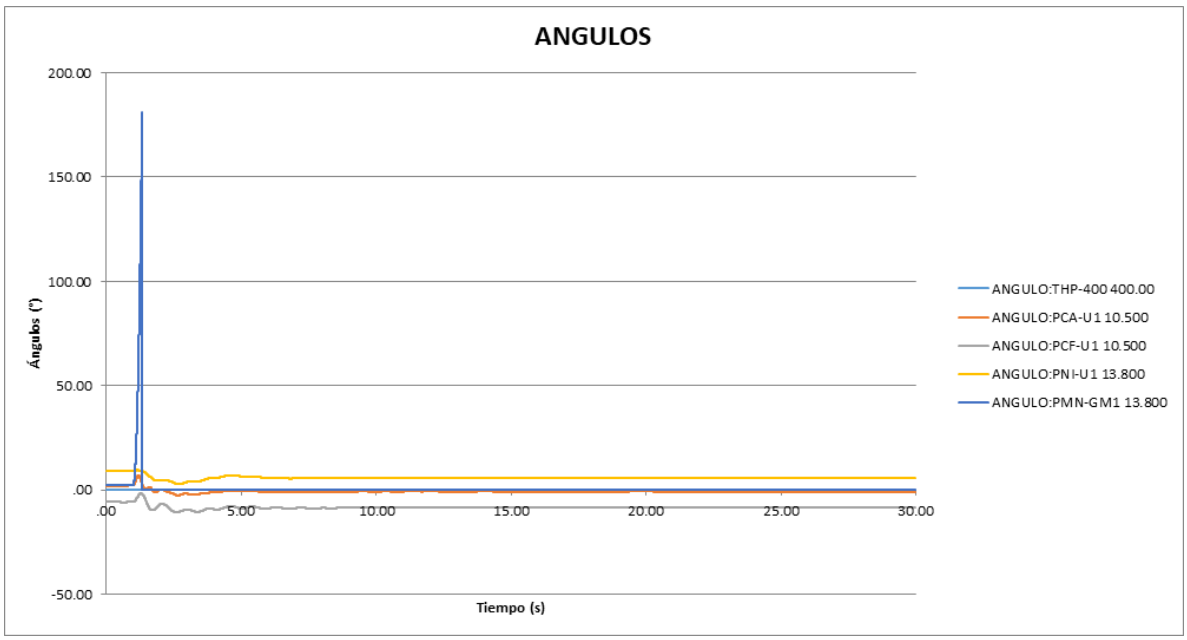
Con proyecto:



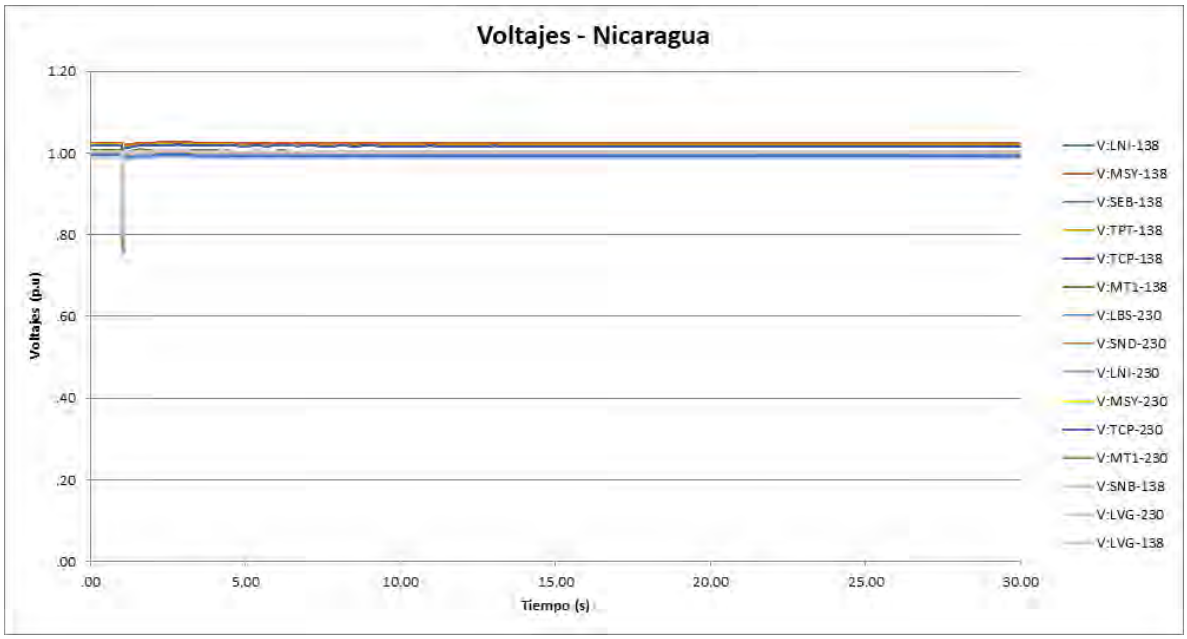
Sin proyecto:



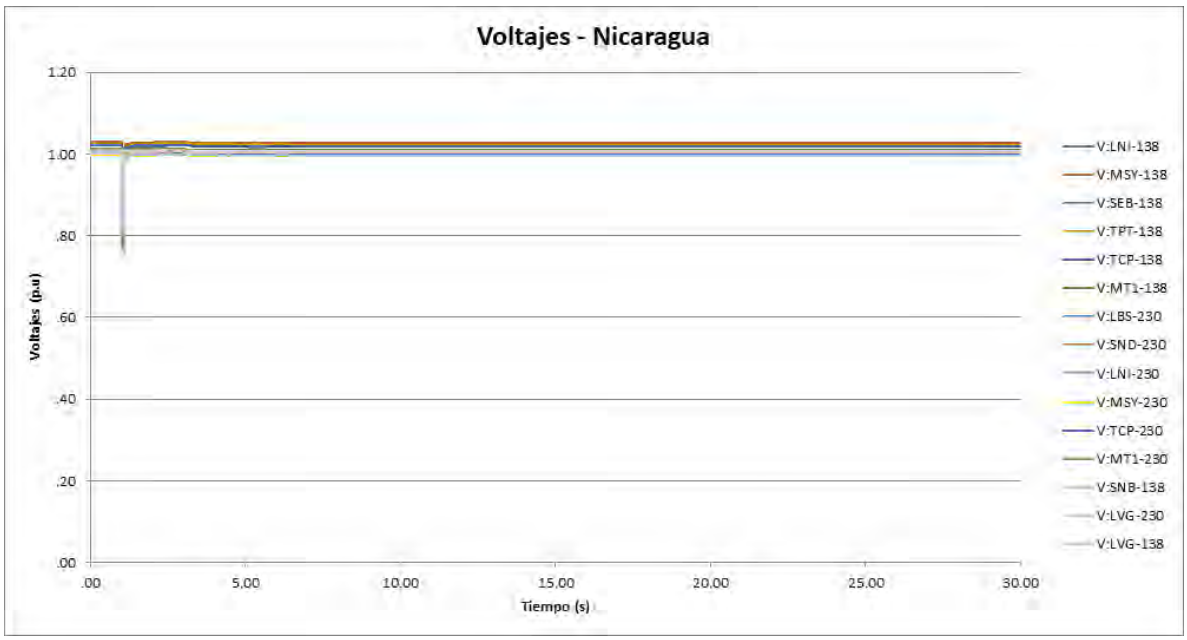
Con proyecto:



Sin proyecto:

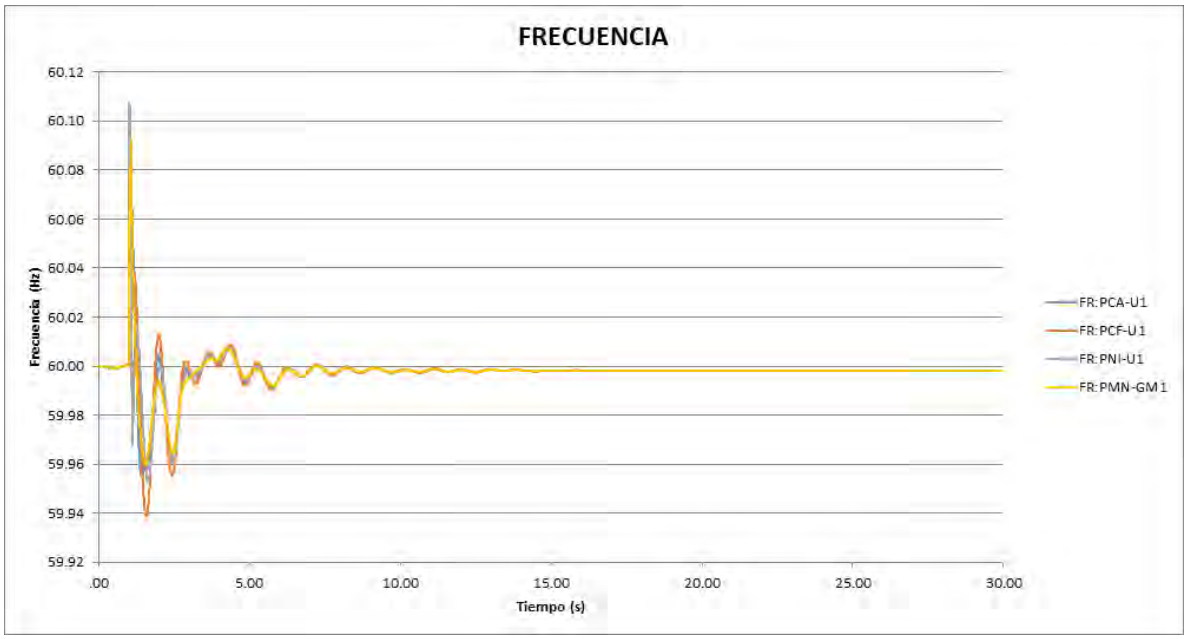


Con proyecto:



CONTINGENCIA C5: Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central eólica PBP

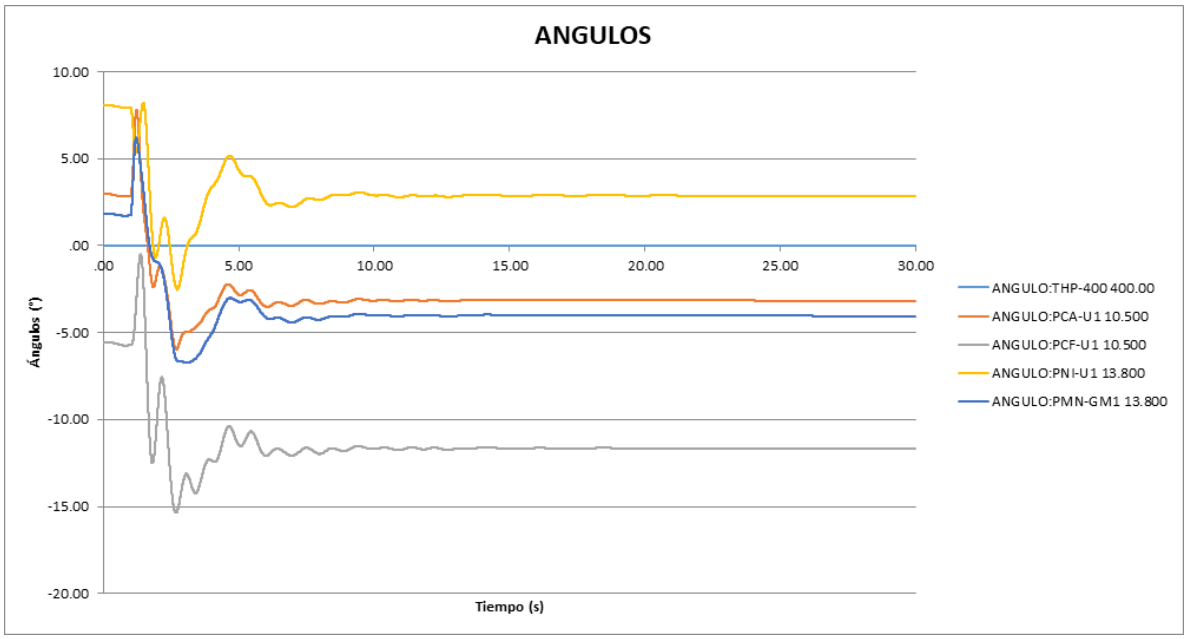
Sin proyecto:



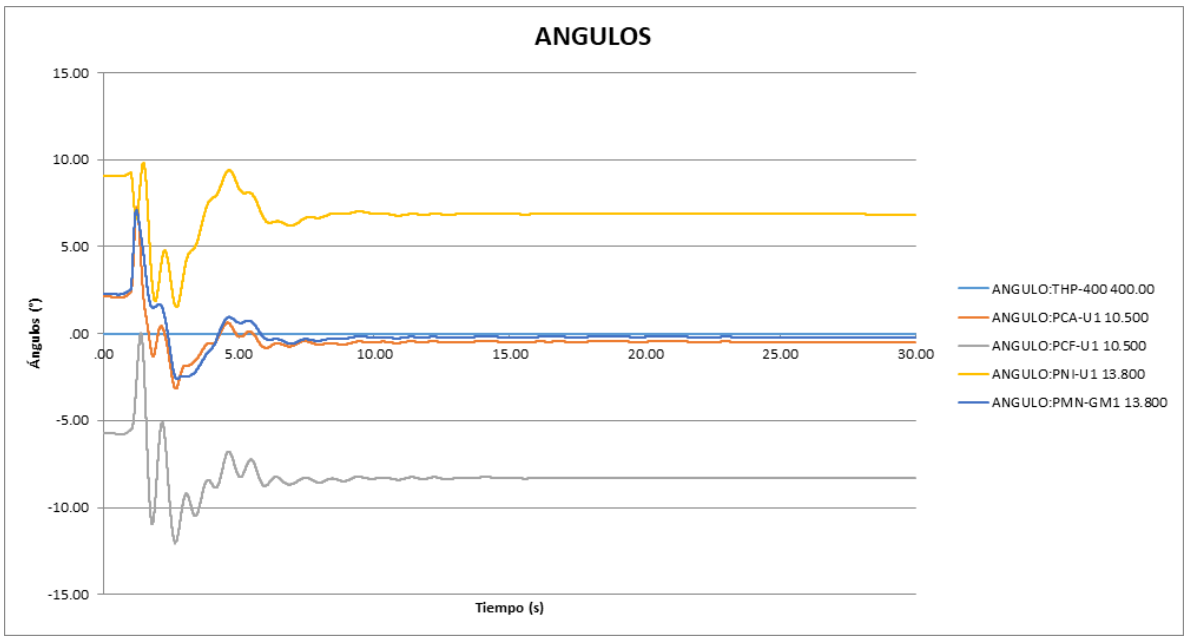
Con proyecto:



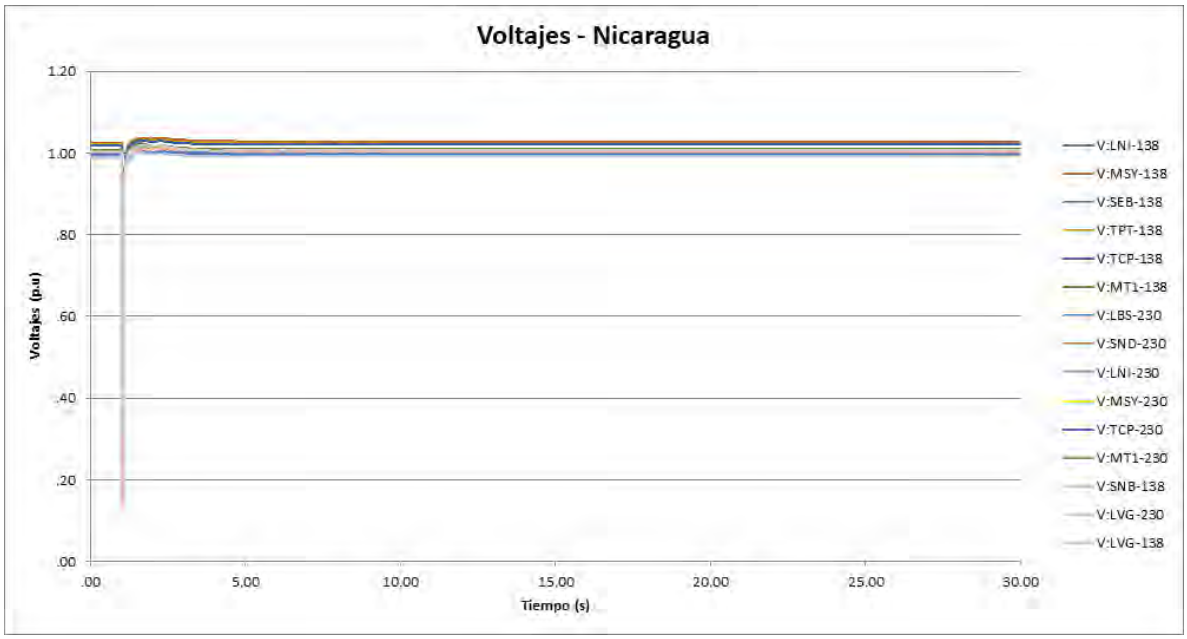
Sin proyecto:



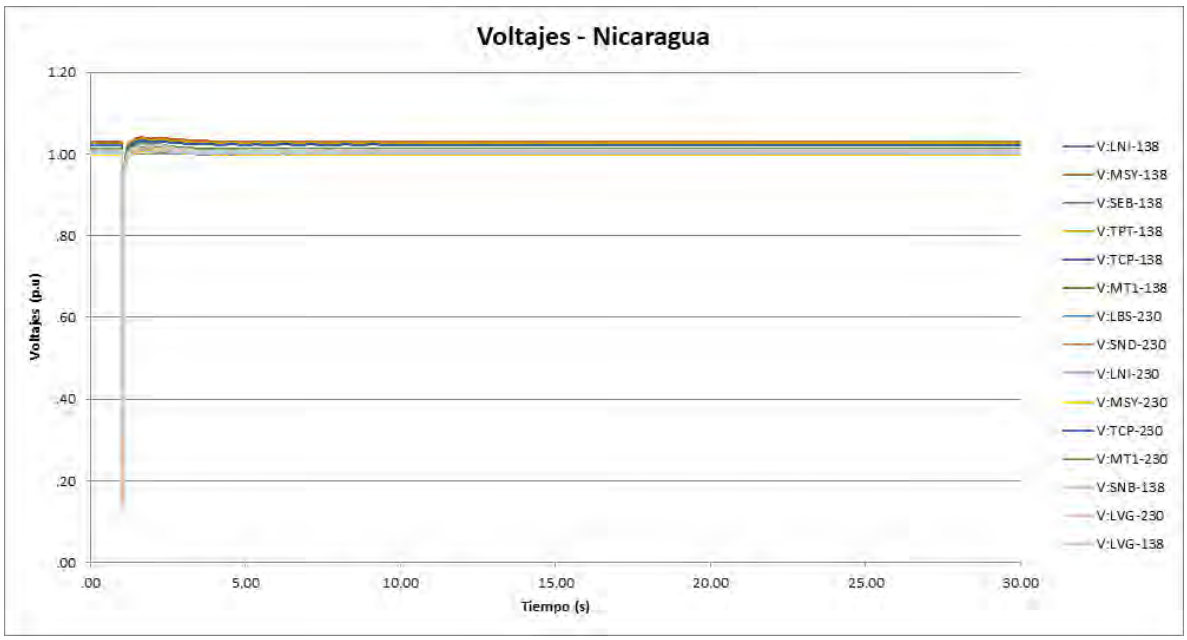
Con proyecto:



Sin proyecto:

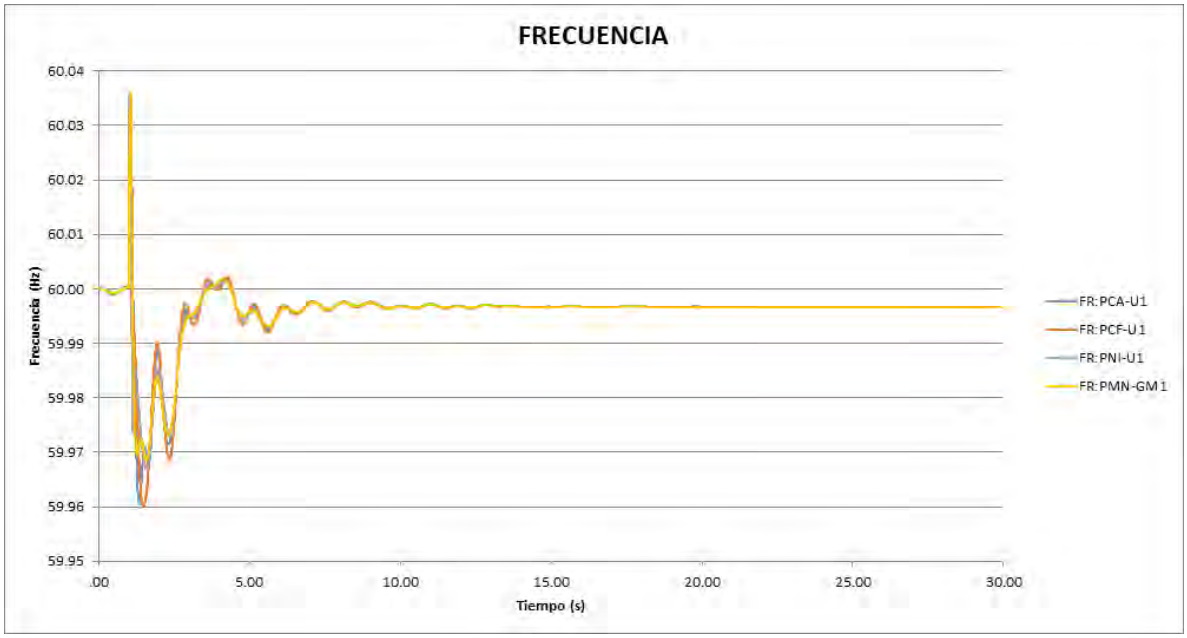


Con proyecto:

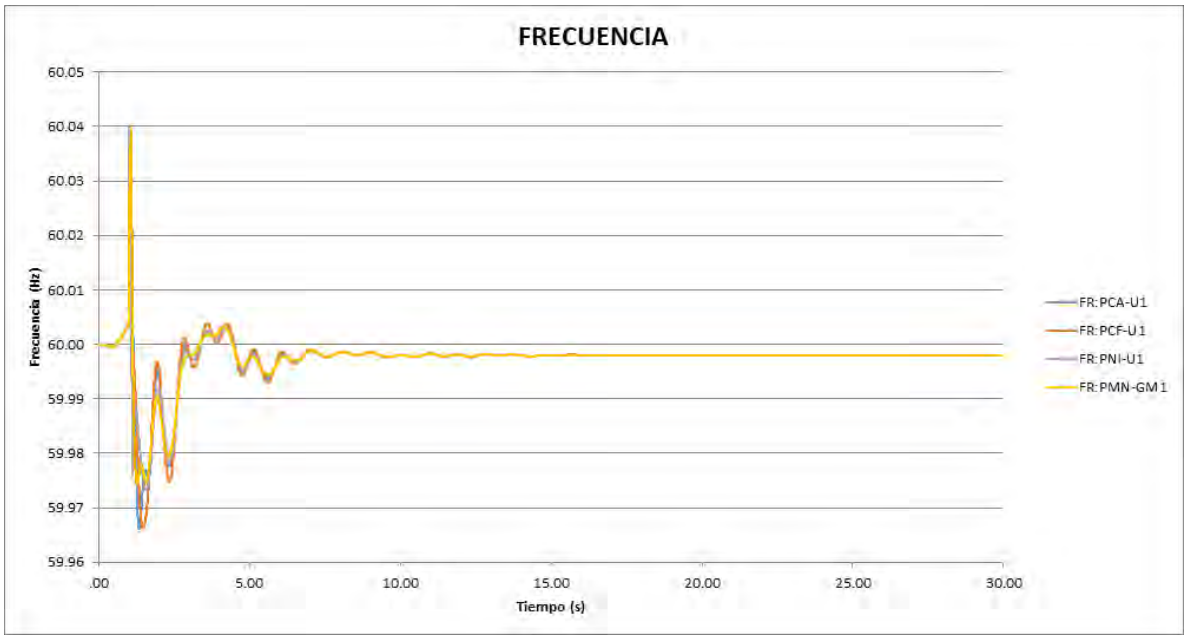


CONTINGENCIA C6: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores AMY-1 y AMY-2

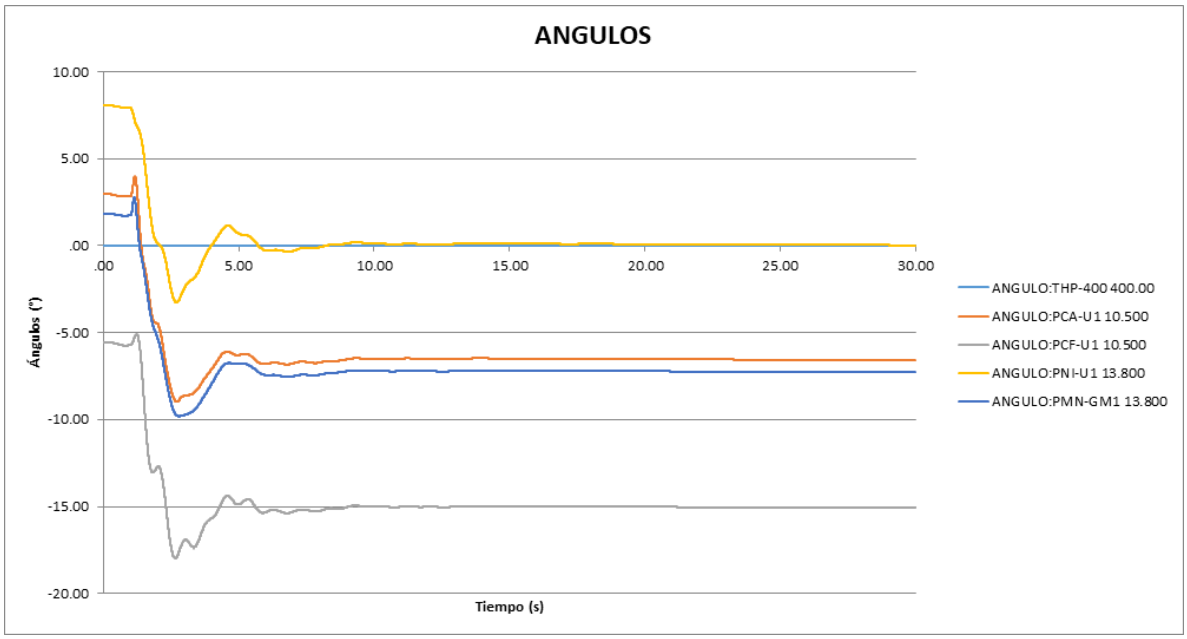
Sin proyecto:



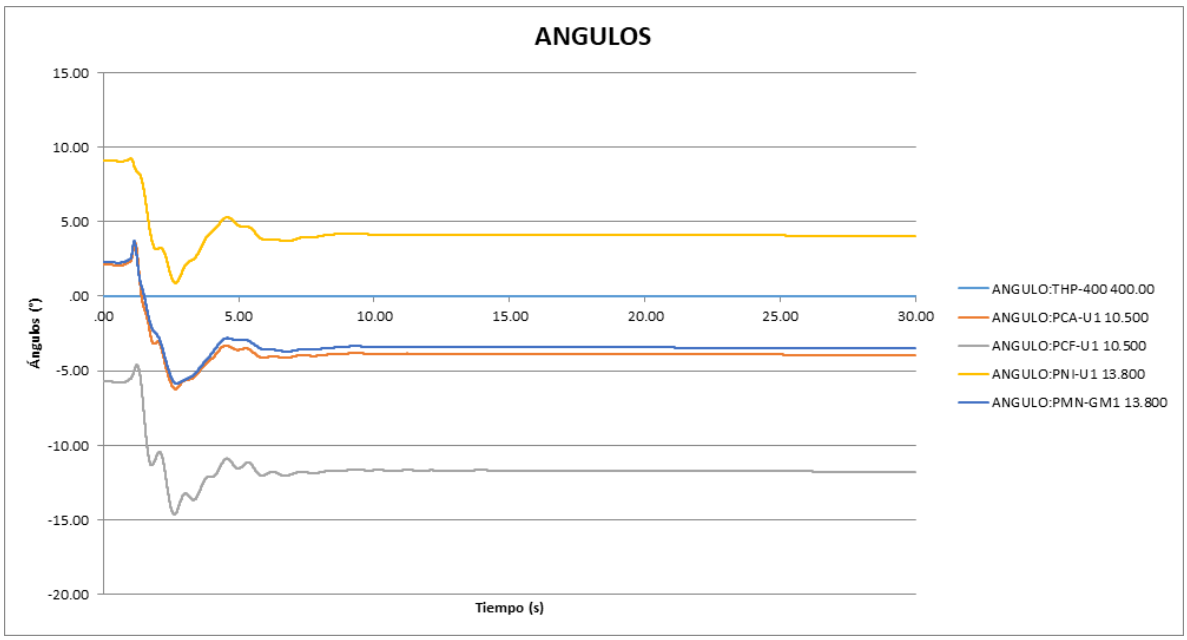
Con proyecto:



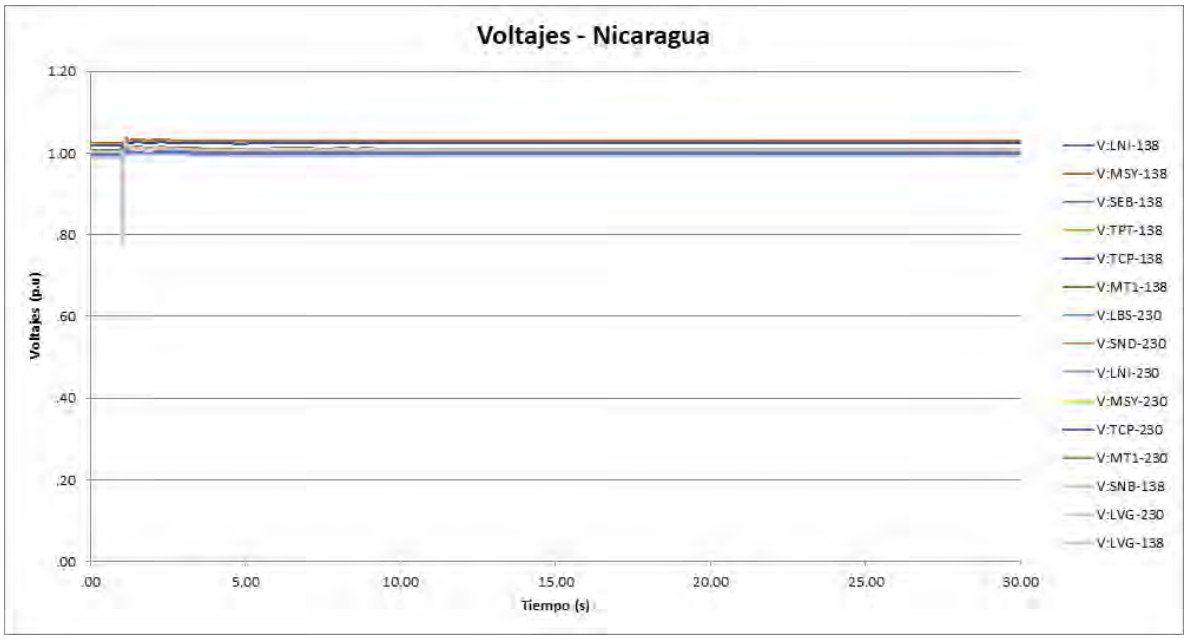
Sin proyecto:



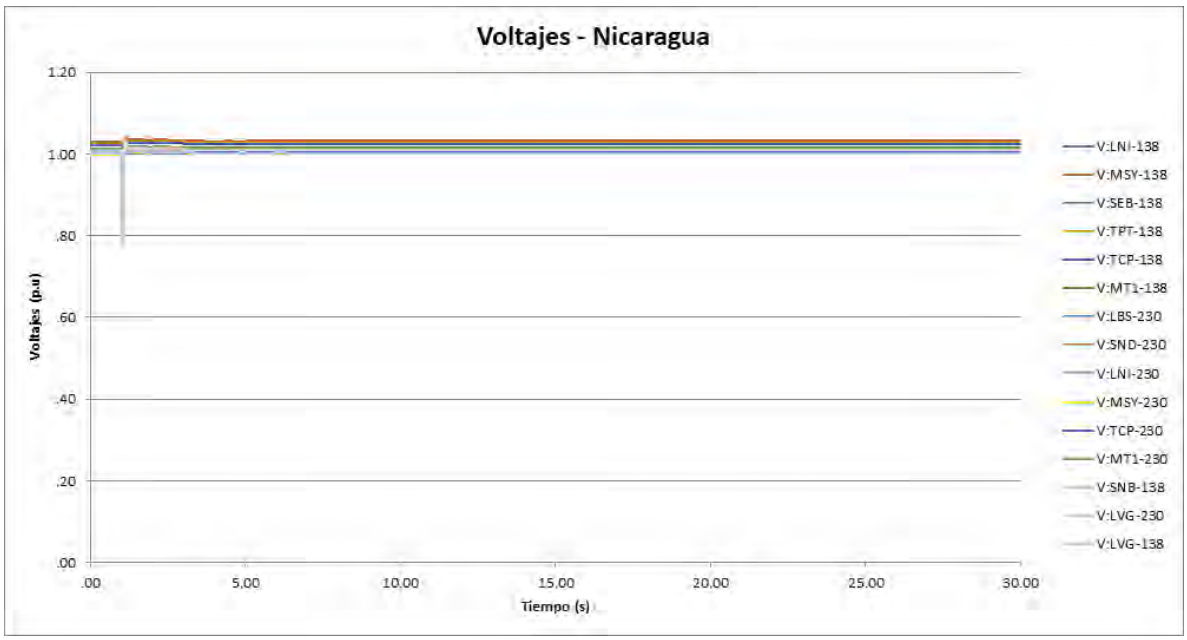
Con proyecto:



Sin proyecto:

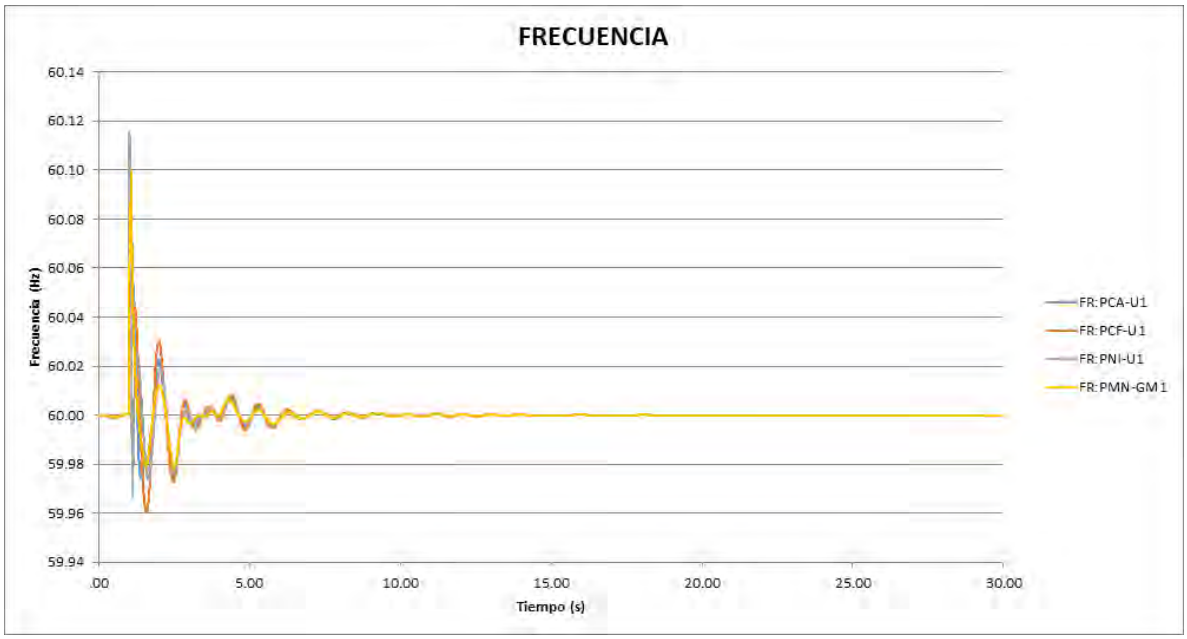


Con proyecto:

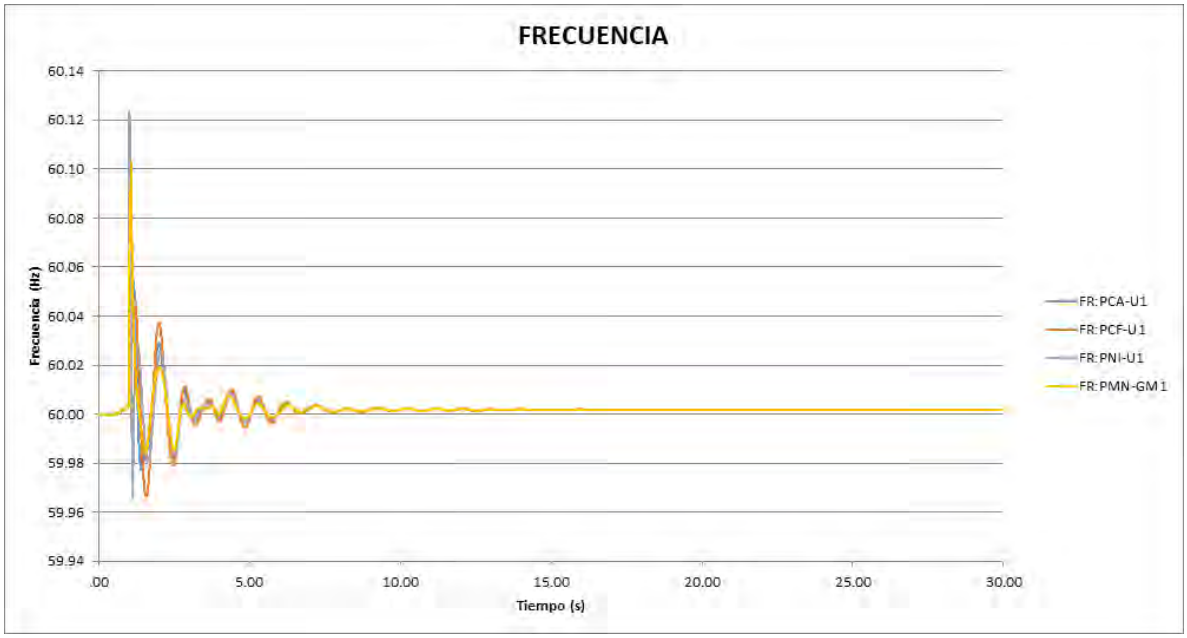


CONTINGENCIA C7: Desconexión de línea Masaya-La Virgen

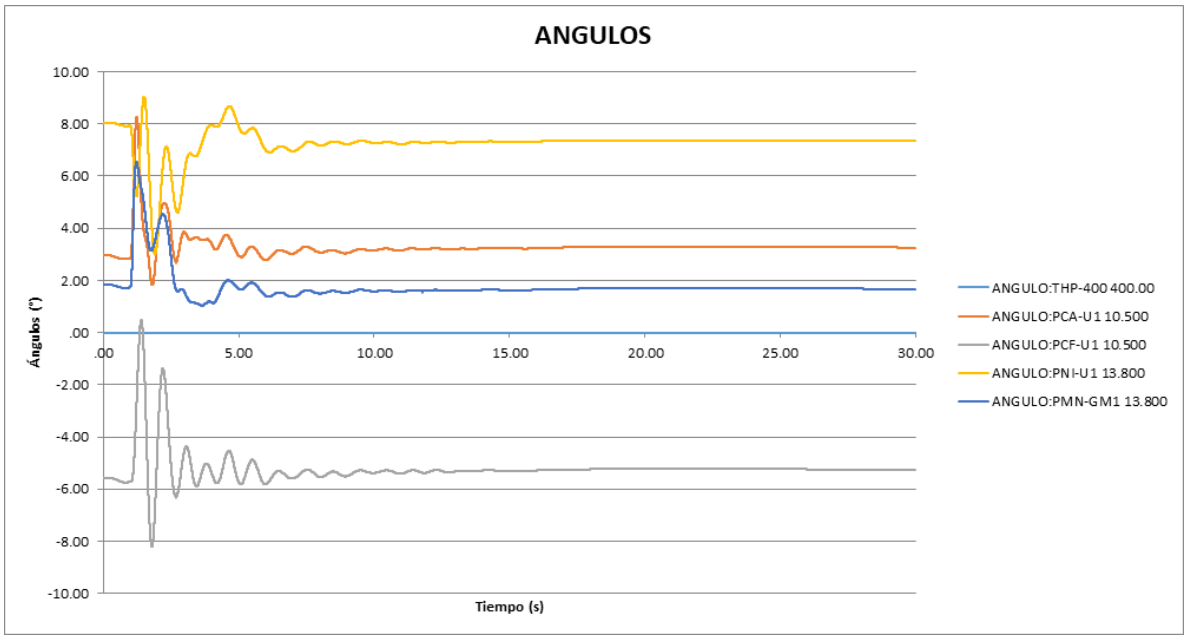
Sin proyecto:



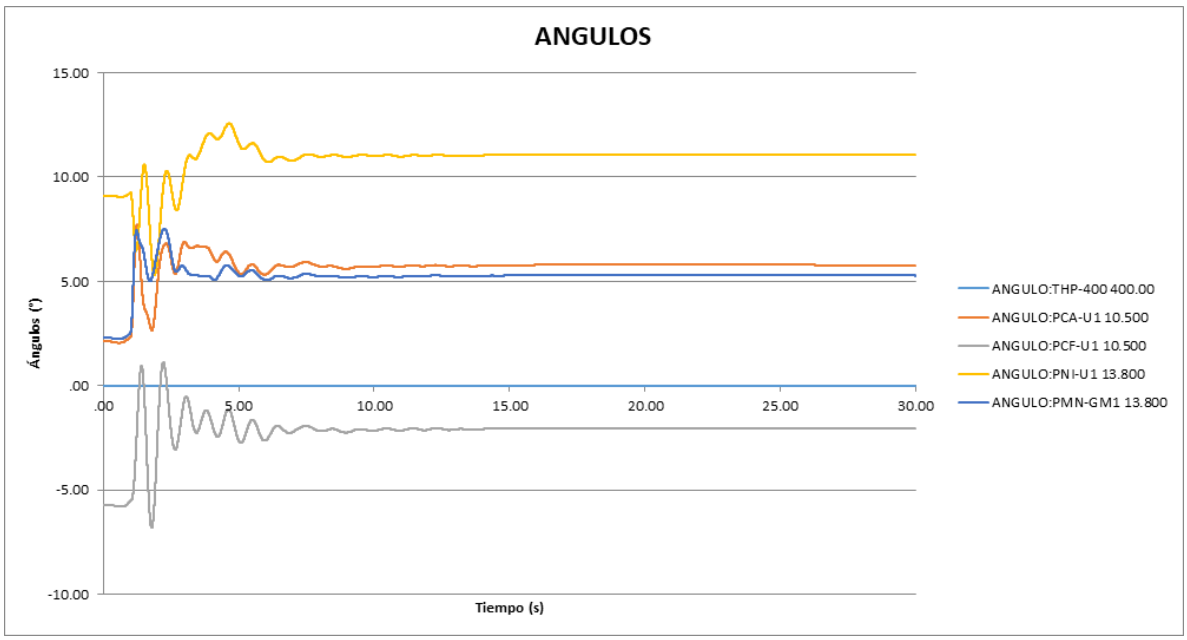
Con proyecto:



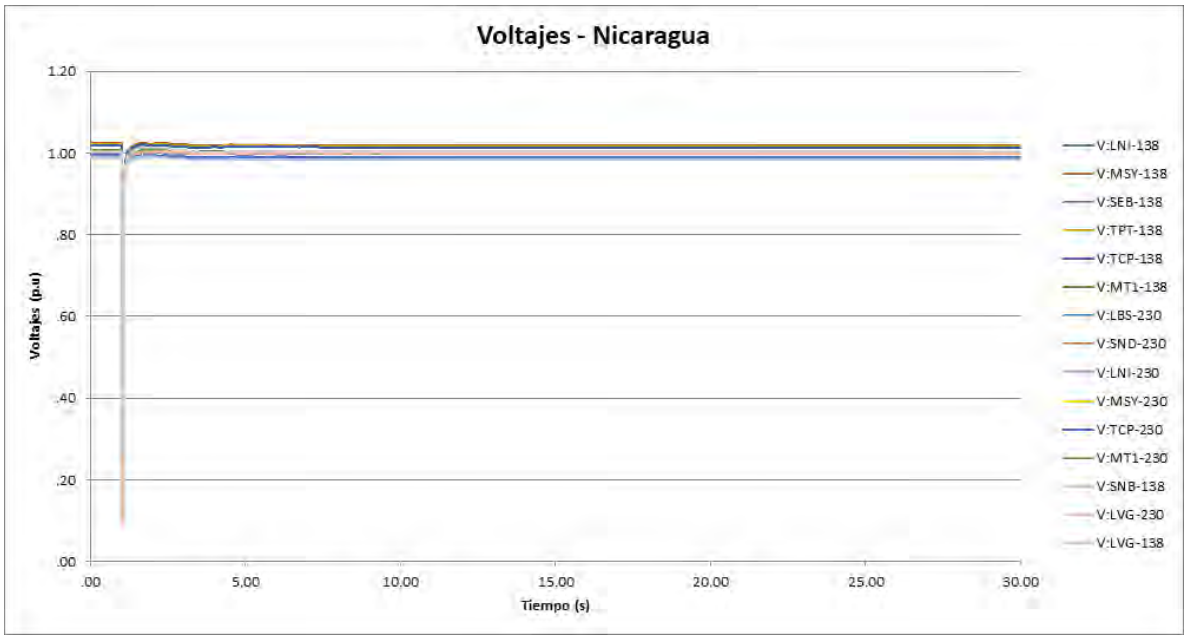
Sin proyecto:



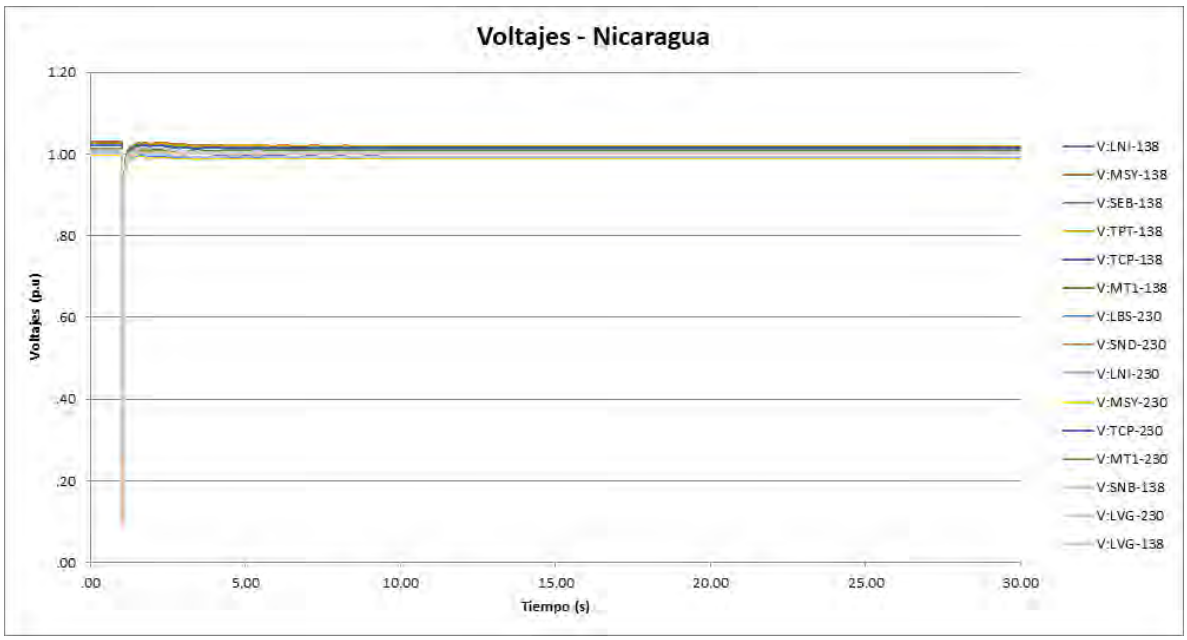
Con proyecto:



Sin proyecto:

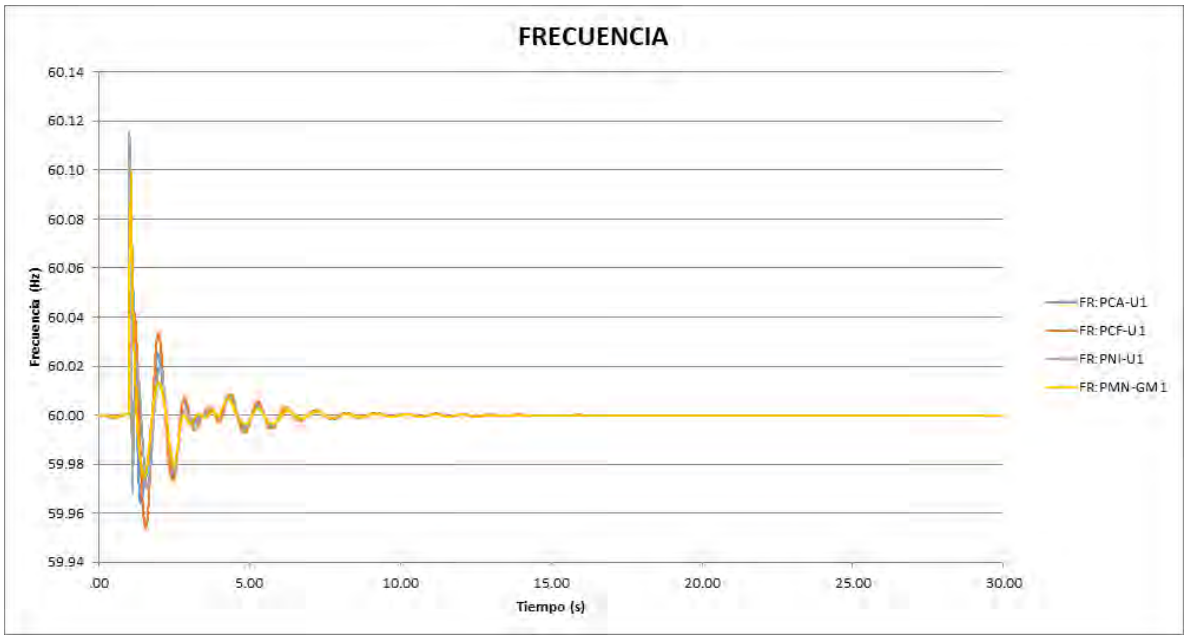


Con proyecto:

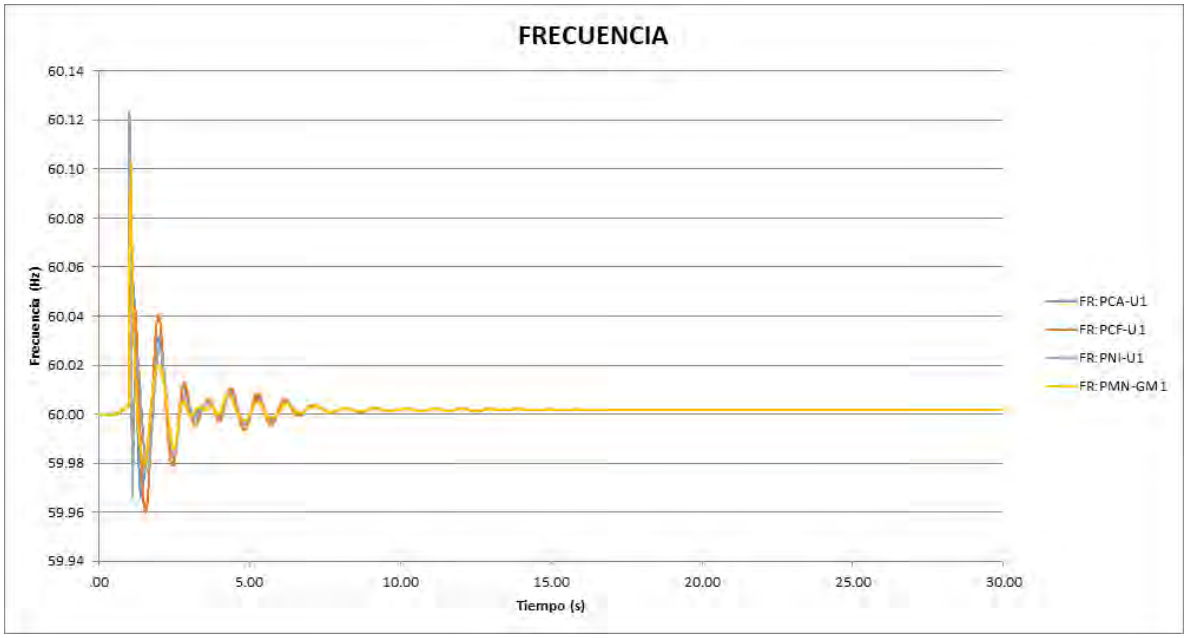


CONTINGENCIA C8: Desconexión de línea La Virgen-Alba Rivas

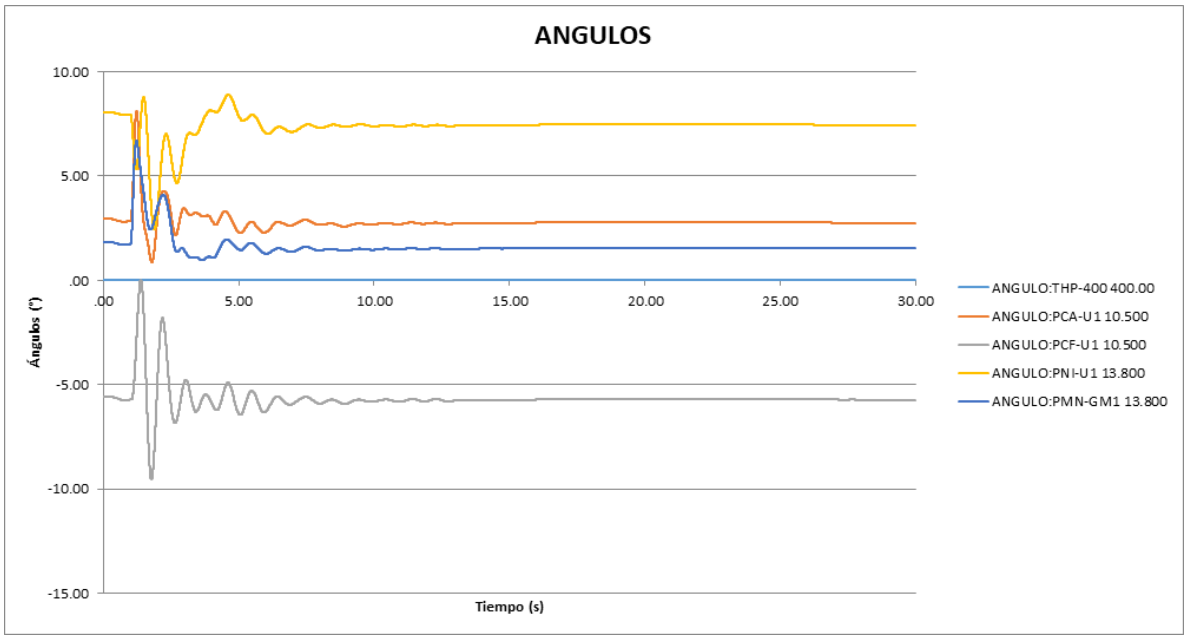
Sin proyecto:



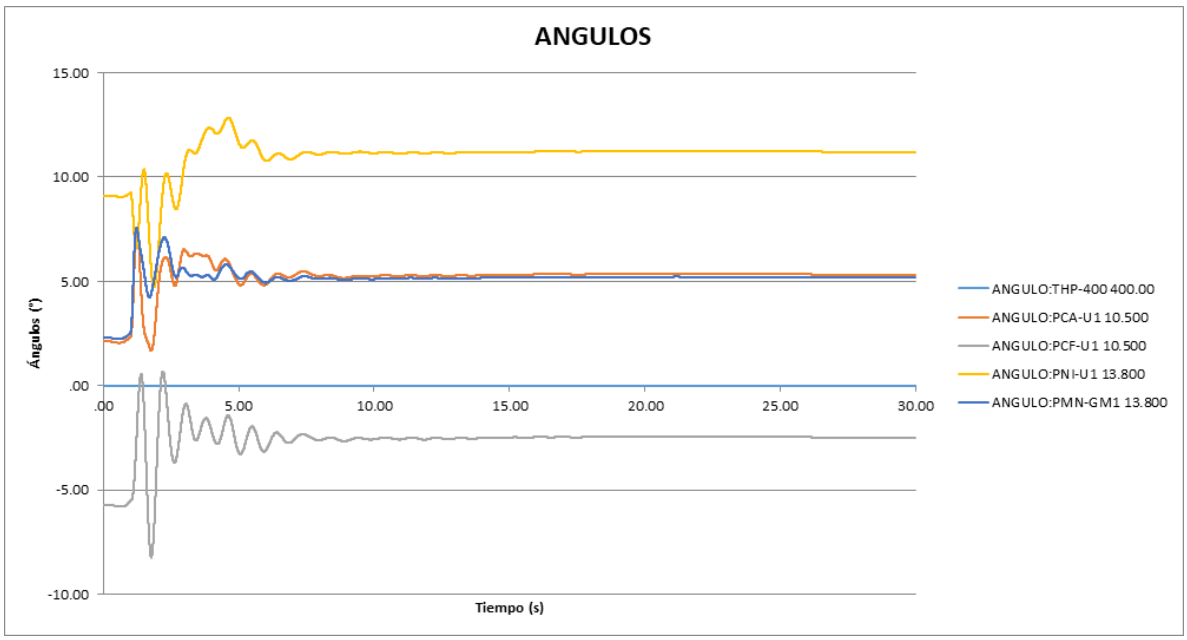
Con proyecto:



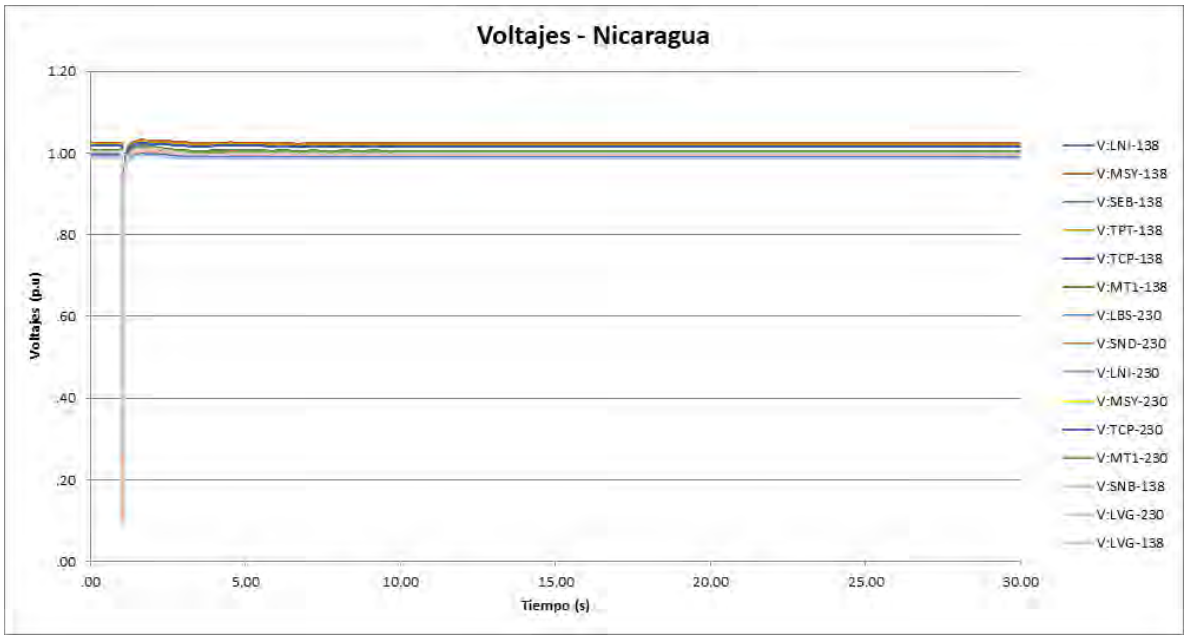
Sin proyecto:



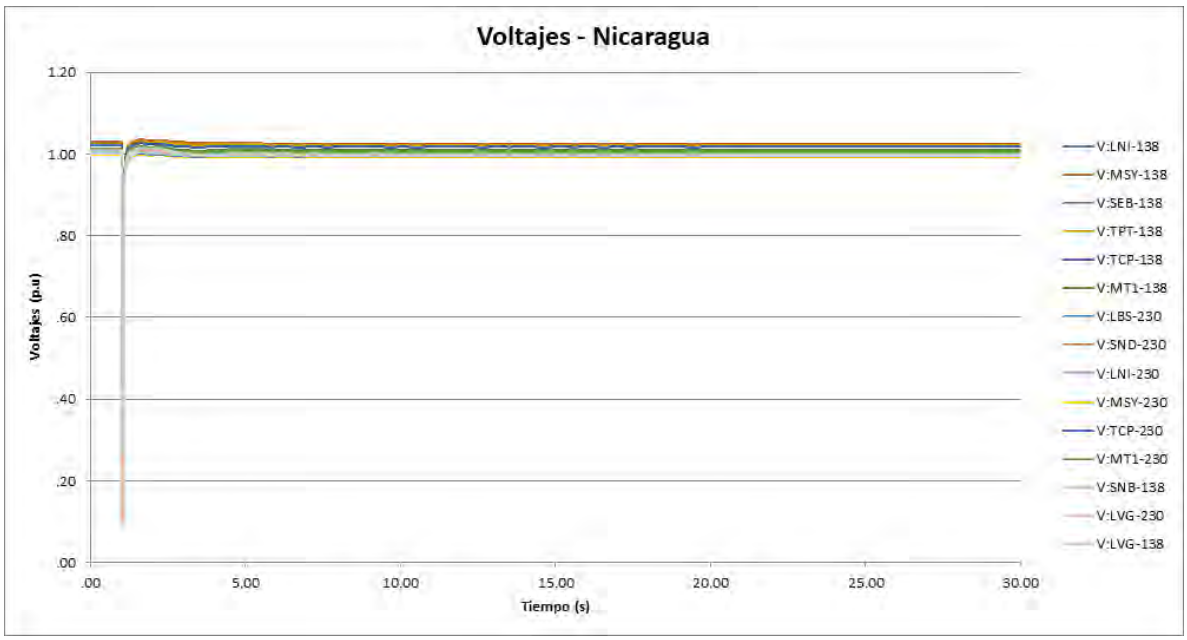
Con proyecto:



Sin proyecto:

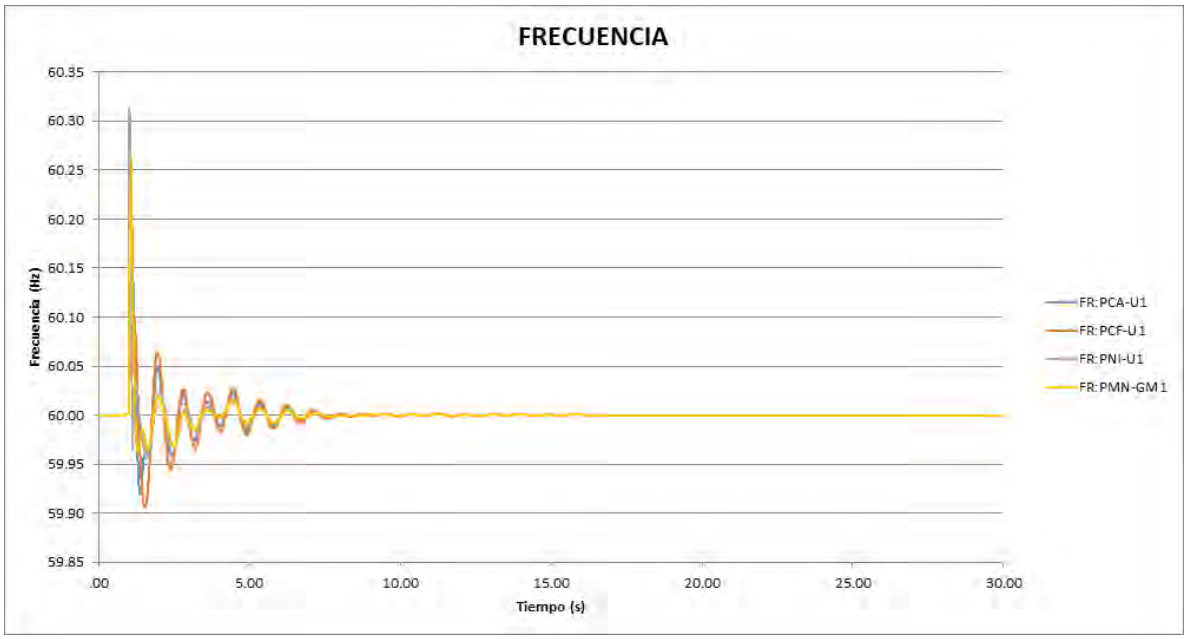


Con proyecto:

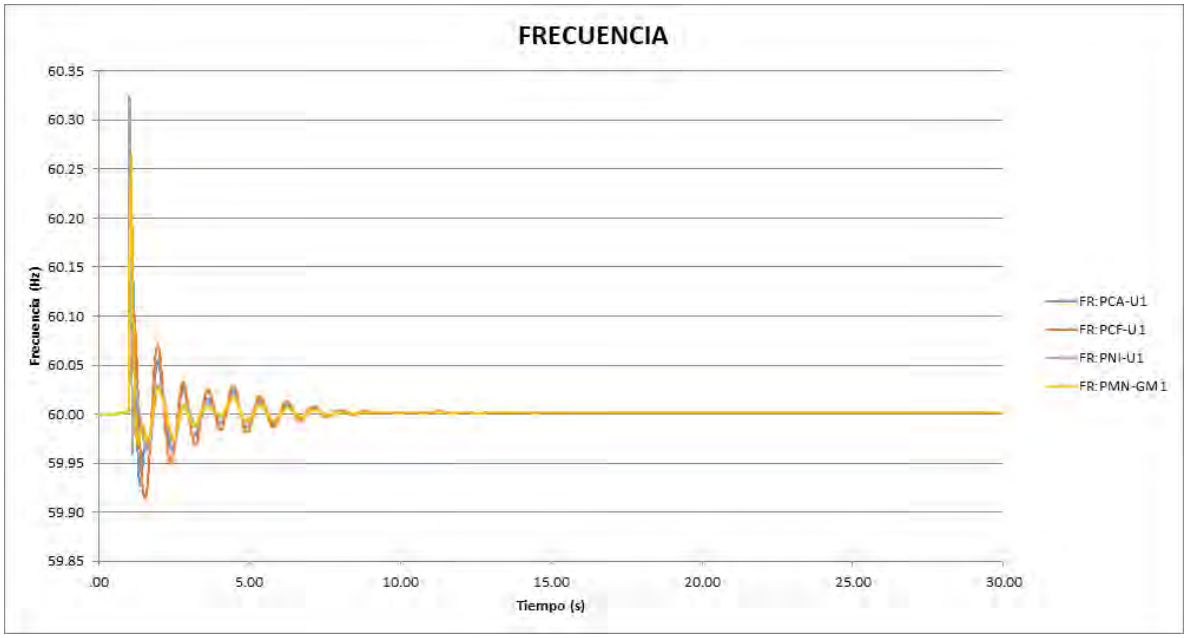


CONTINGENCIA C9: Desconexión de la línea Sandino-León I

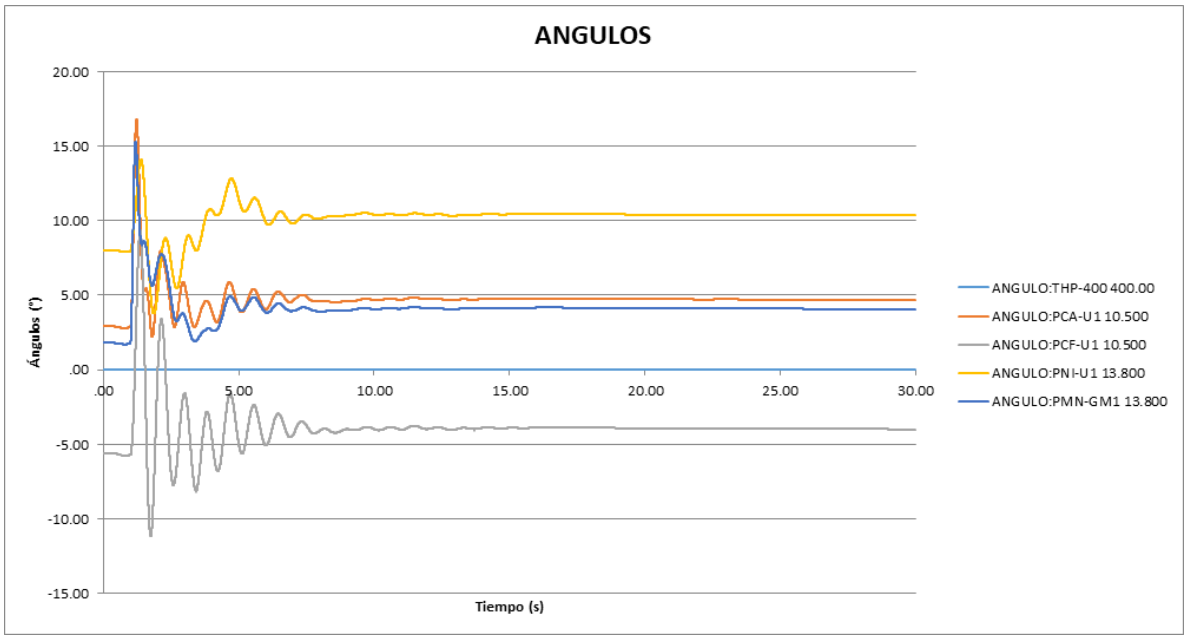
Sin proyecto:



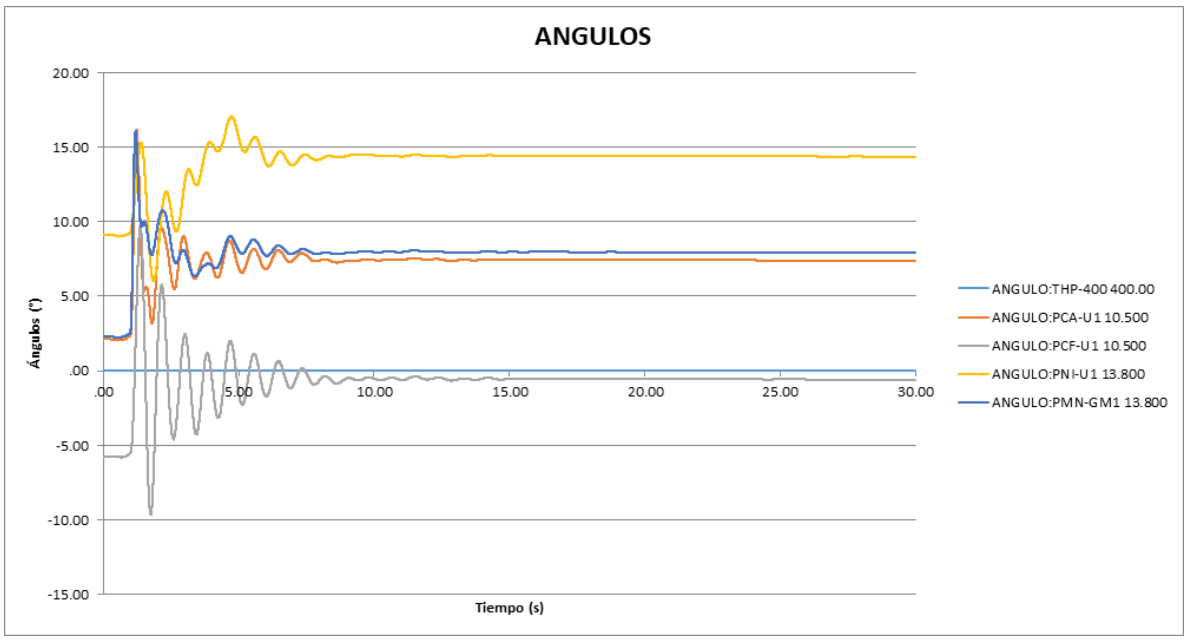
Con proyecto:



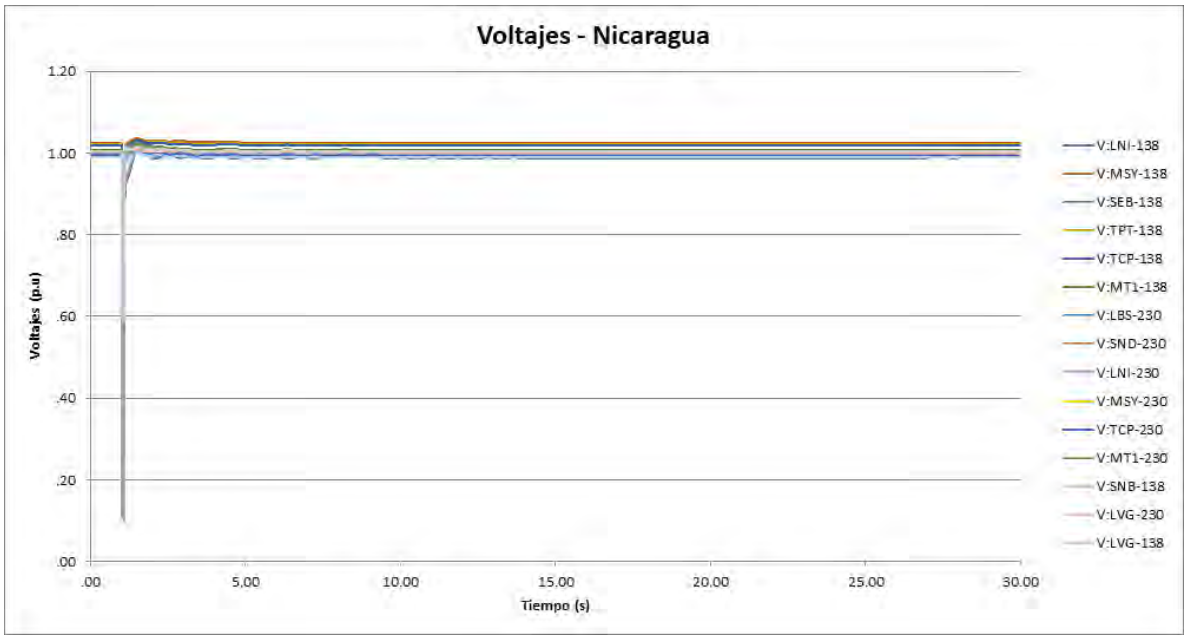
Sin proyecto:



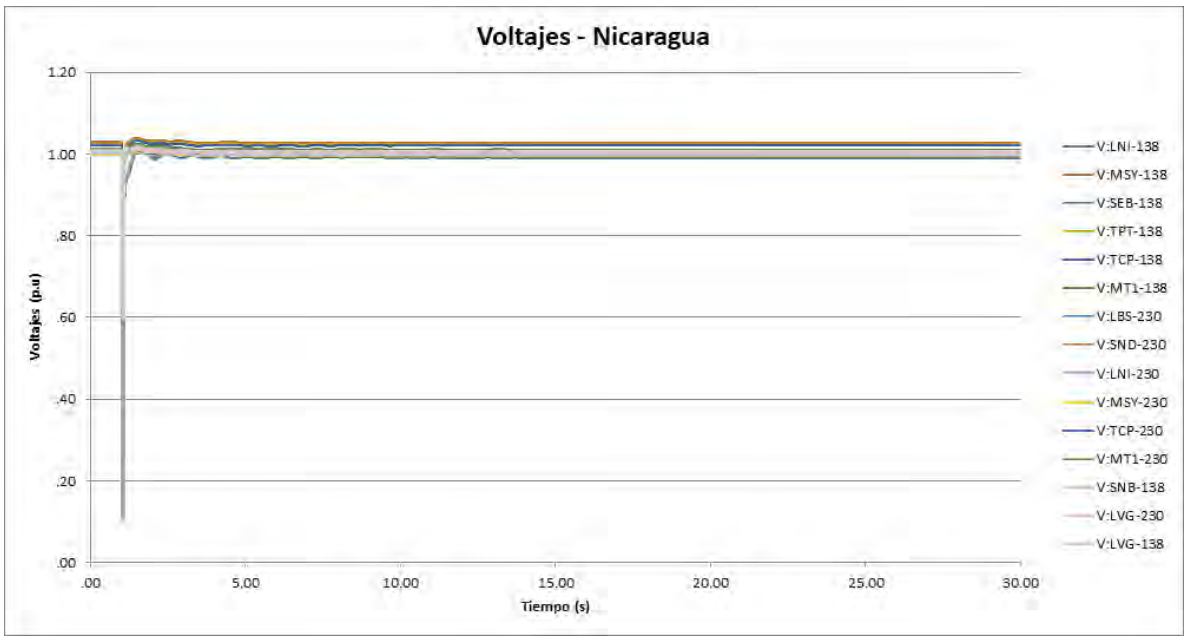
Con proyecto:



Sin proyecto:

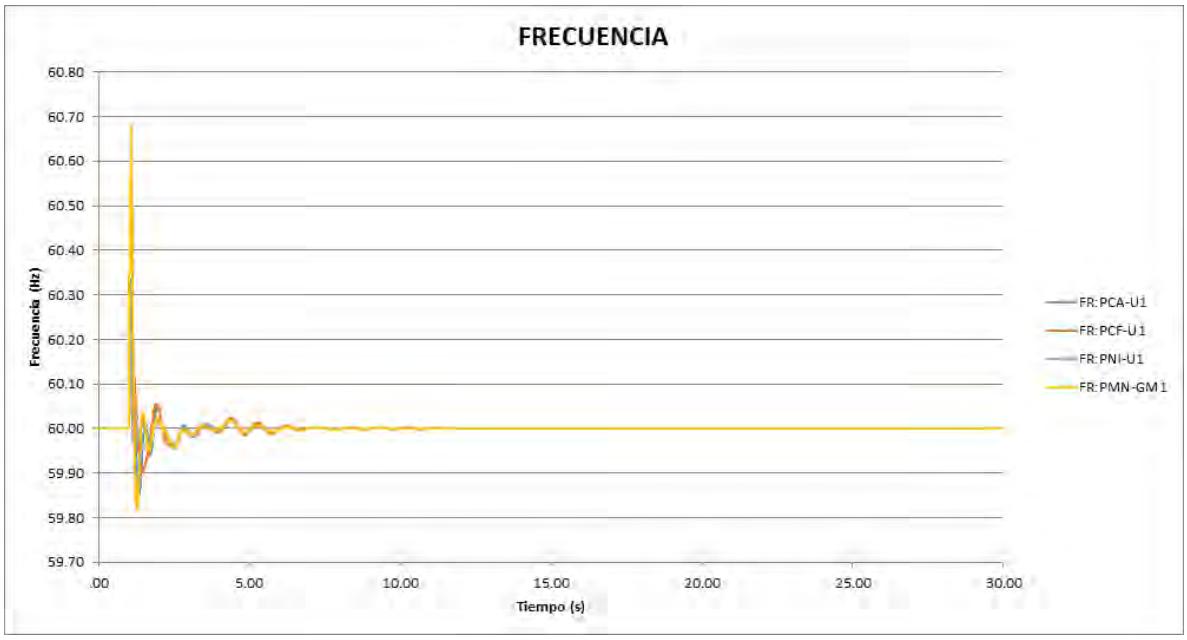


Con proyecto:

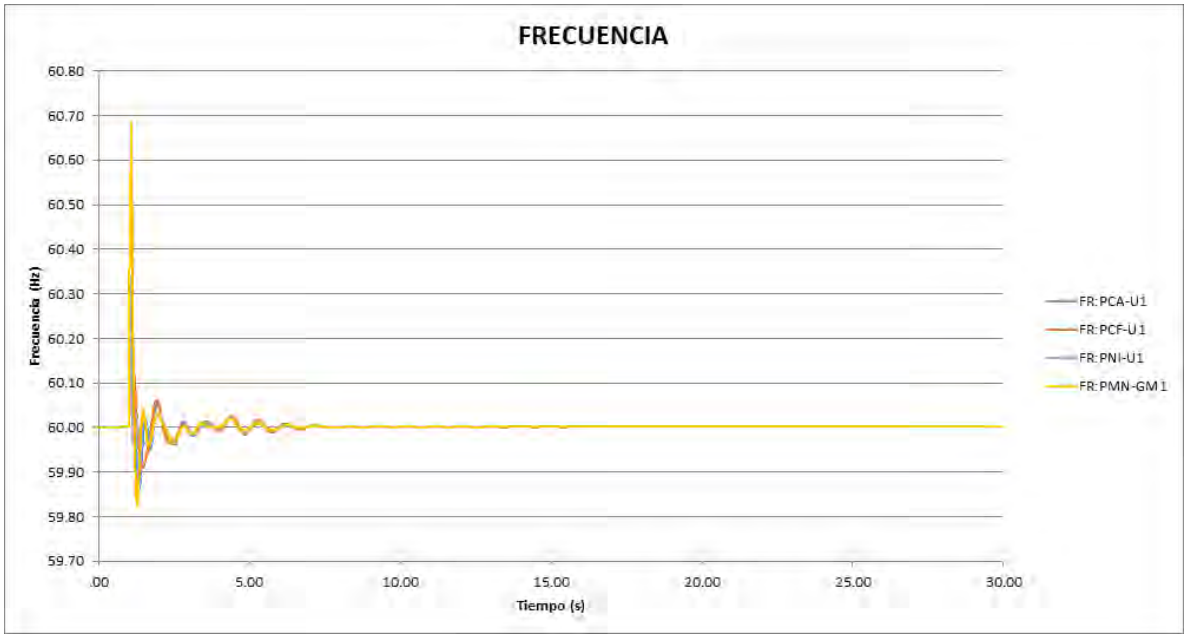


CONTINGENCIA C10: Desconexión de la línea Sandino-Mateare 1

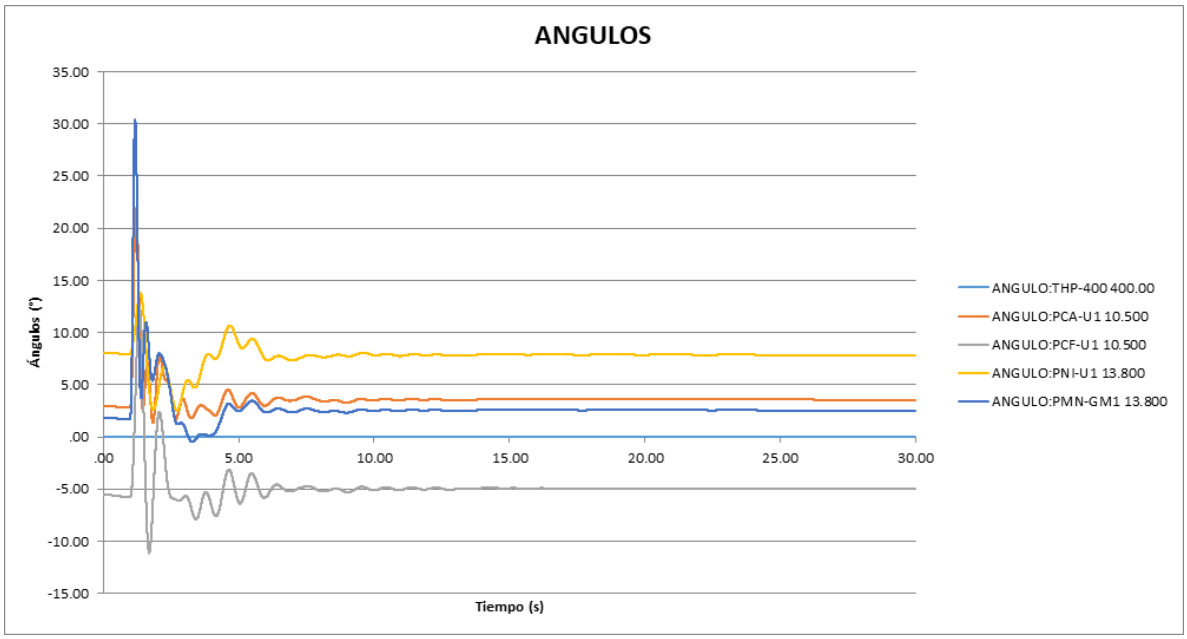
Sin proyecto:



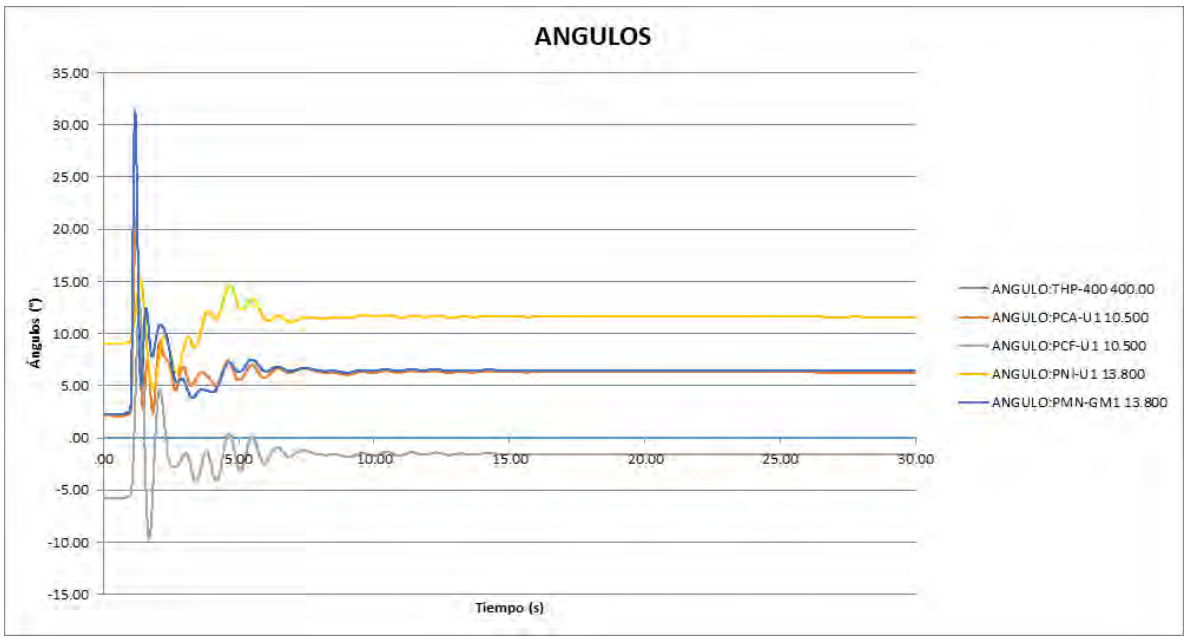
Con proyecto:



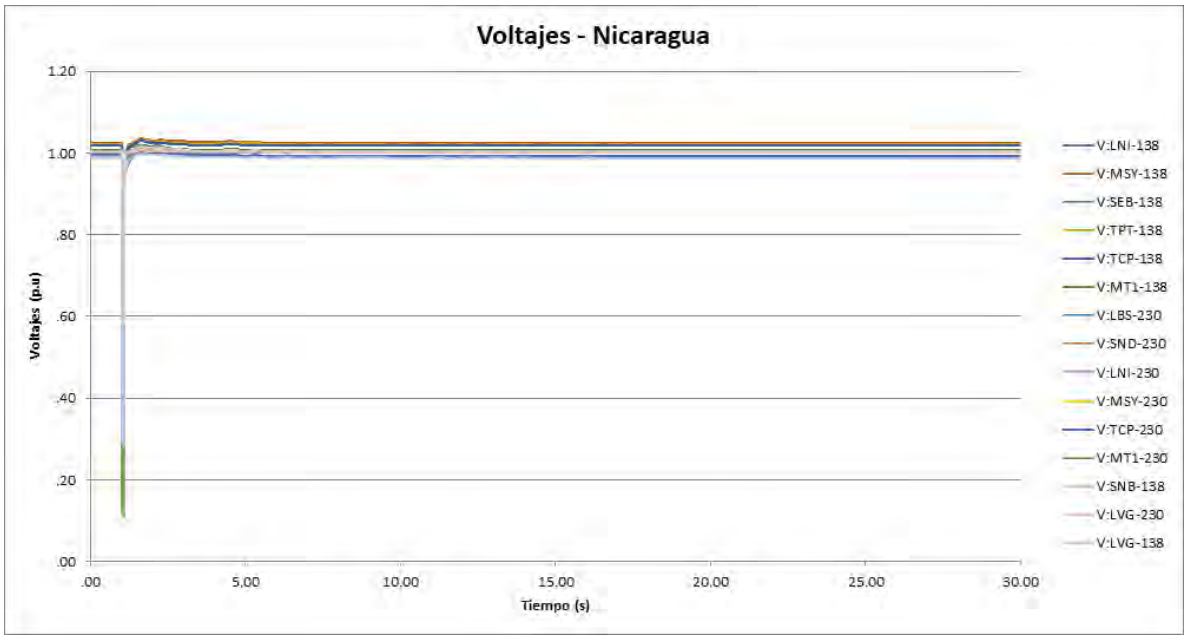
Sin proyecto:



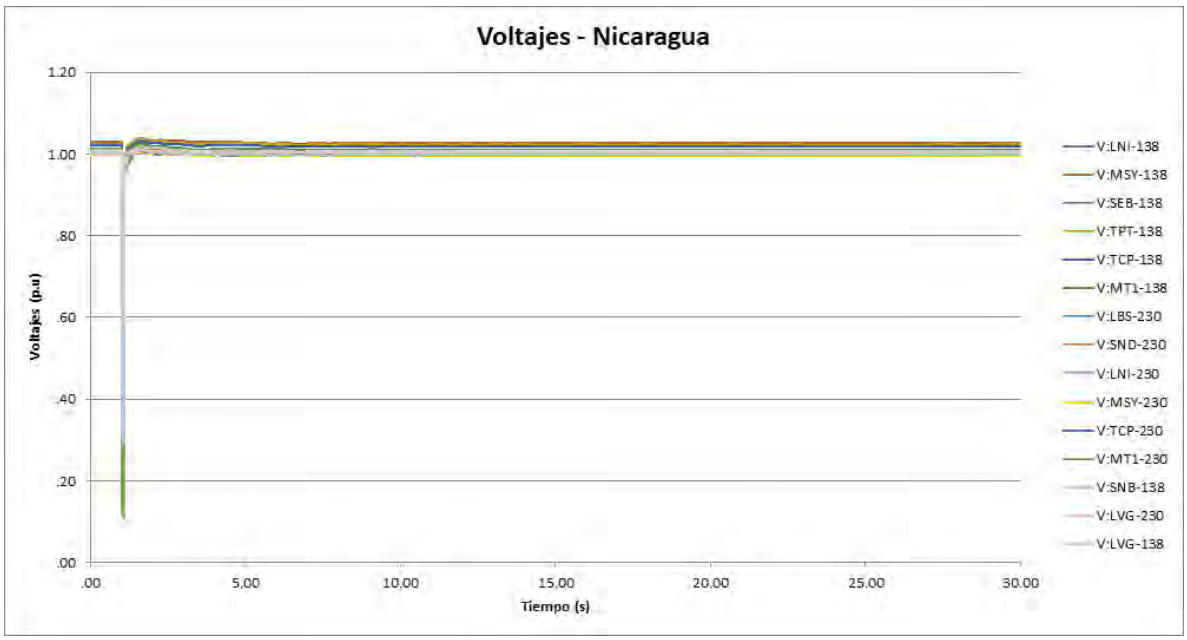
Con proyecto:



Sin proyecto:

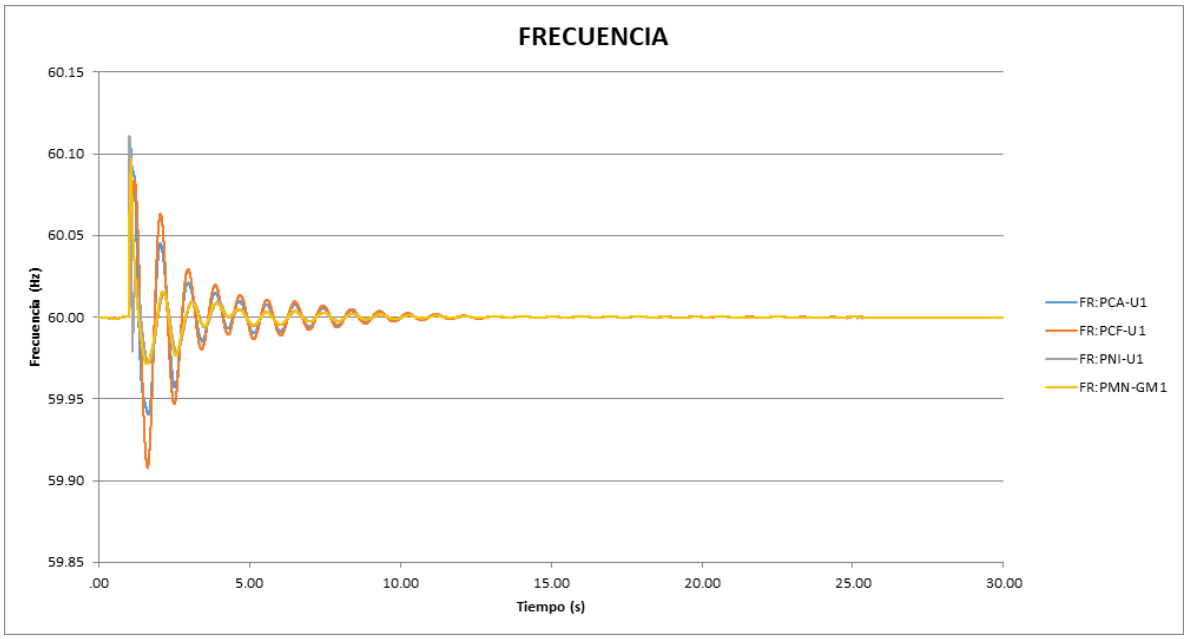


Con proyecto:

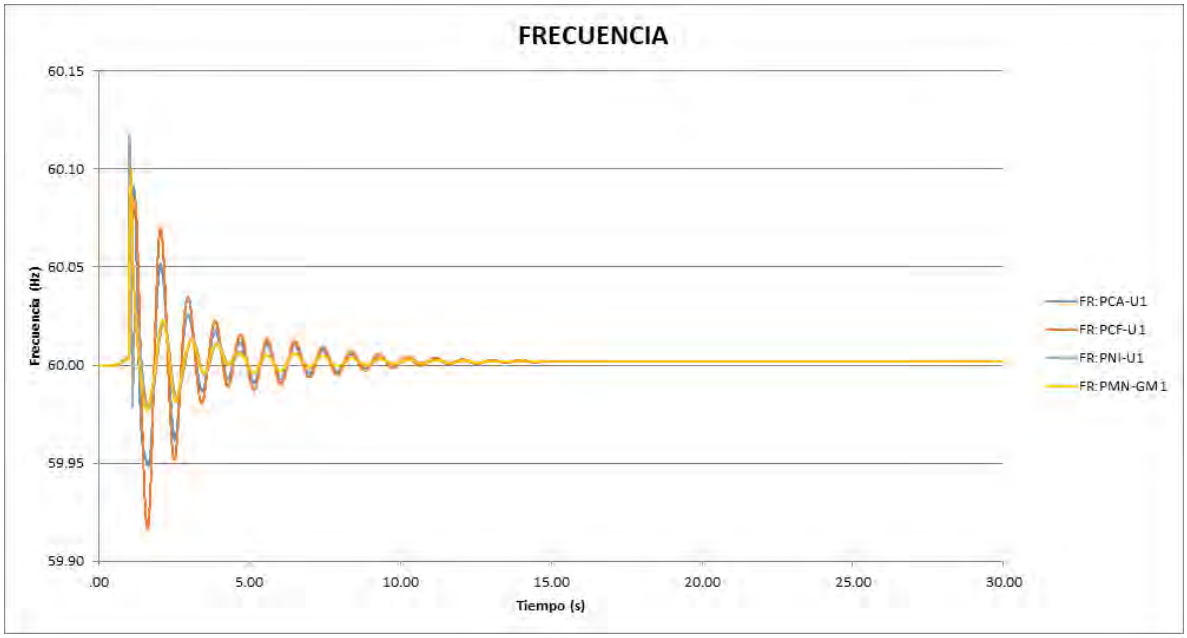


CONTINGENCIA C11: Desconexión de la línea León I-Pensa

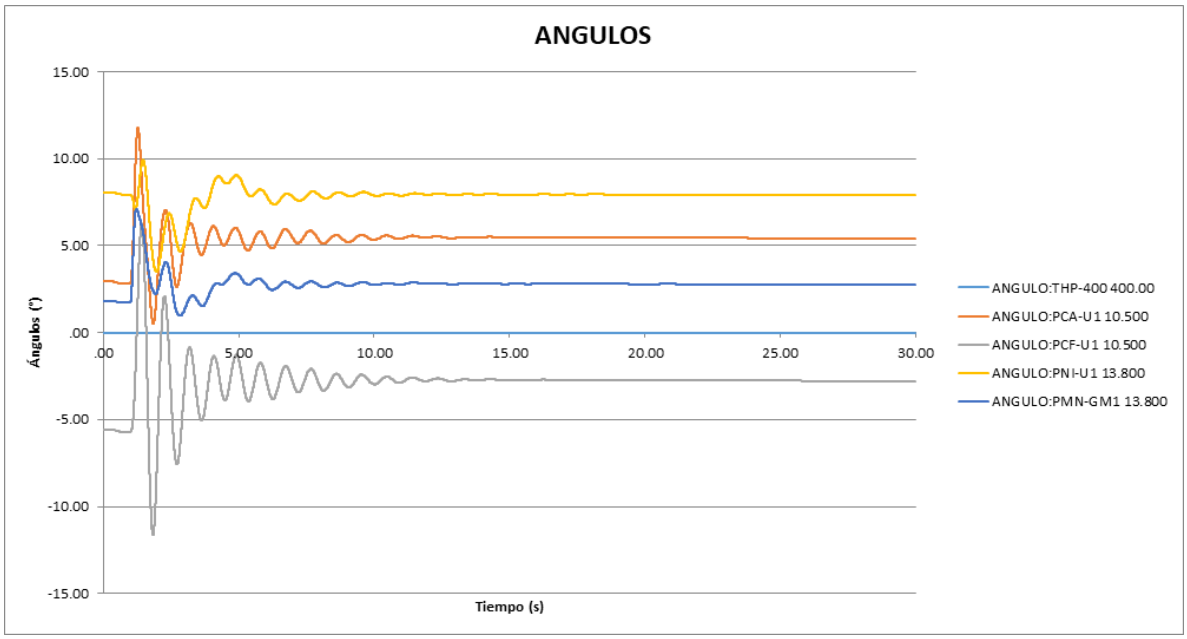
Sin proyecto:



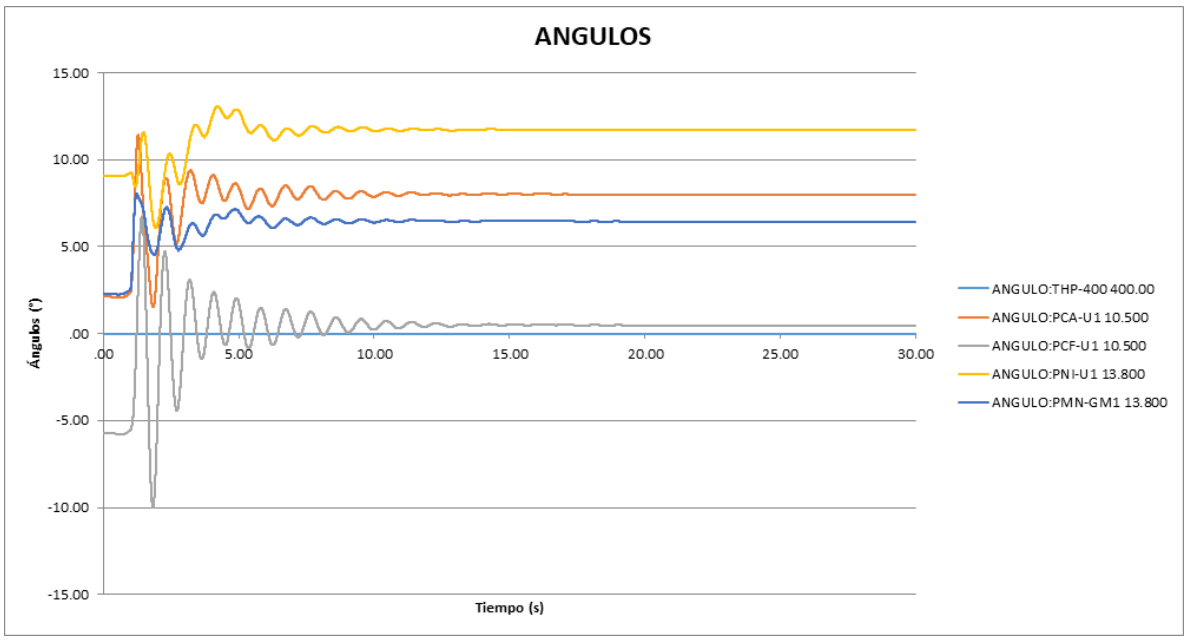
Con proyecto:



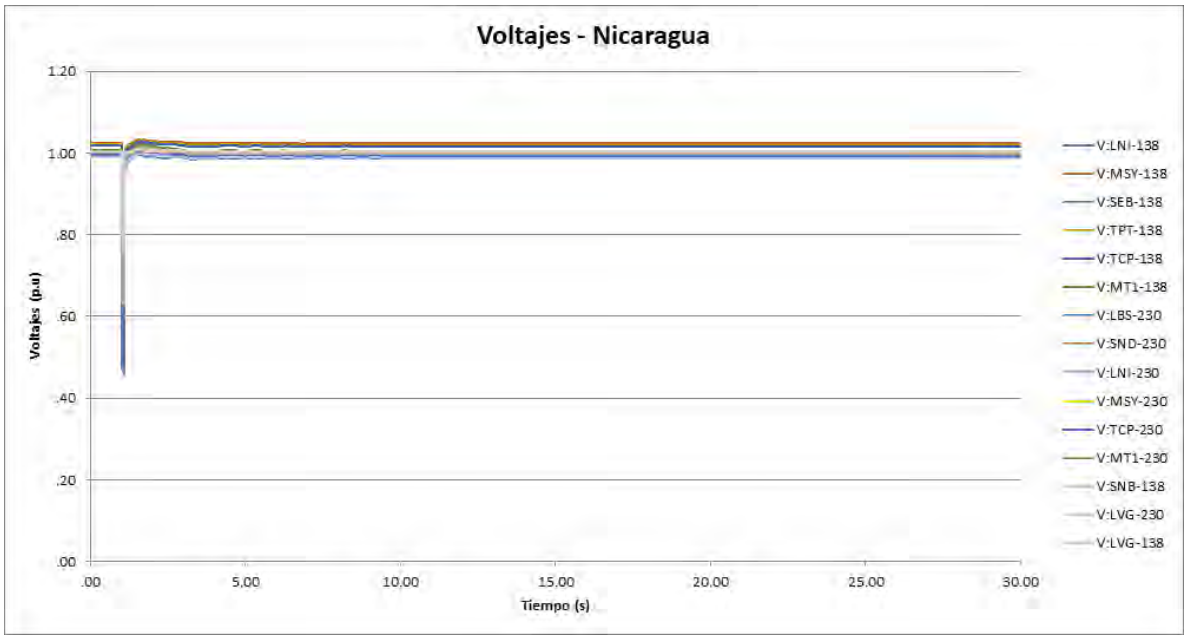
Sin proyecto:



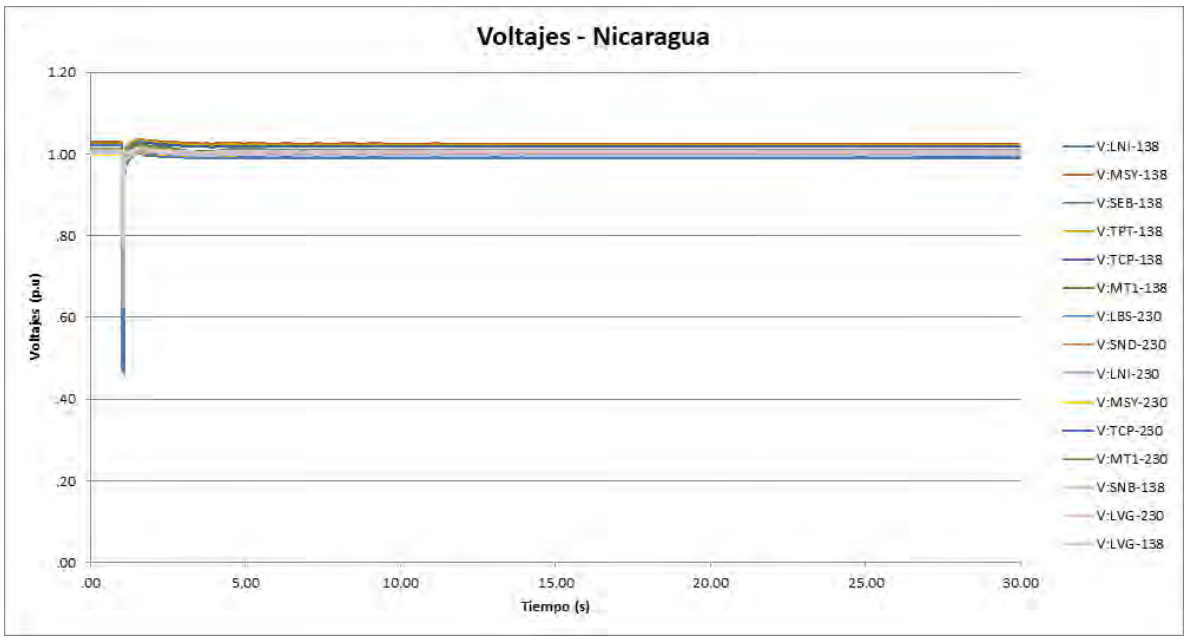
Con proyecto:



Sin proyecto:

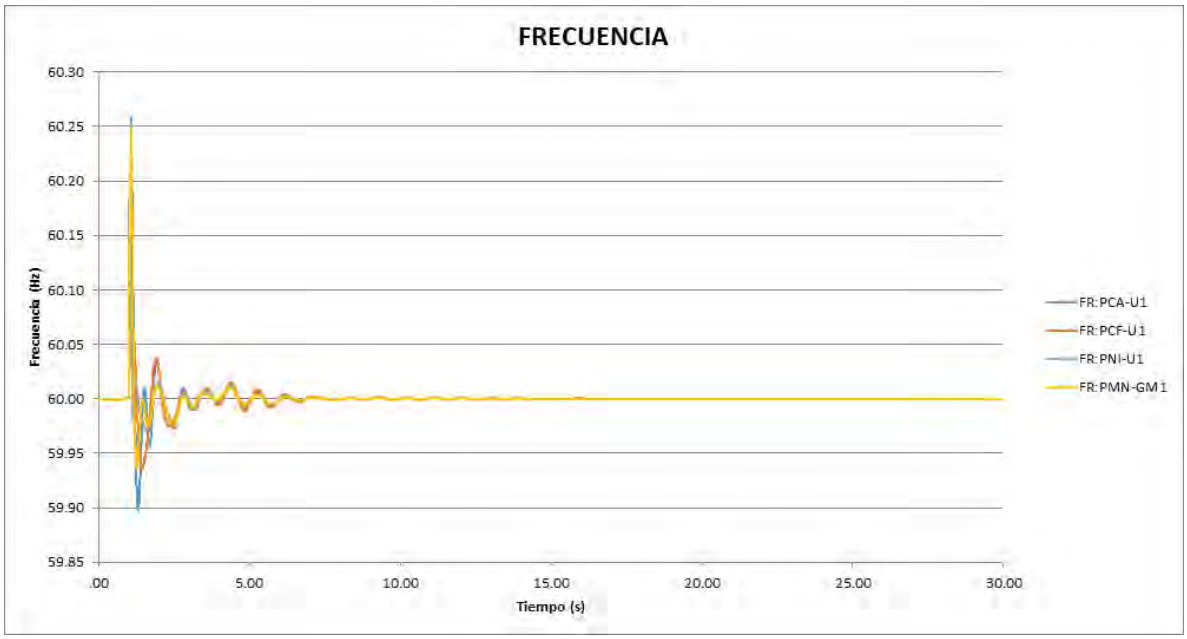


Con proyecto:



CONTINGENCIA C12: Desconexión de la línea San Benito - Masaya

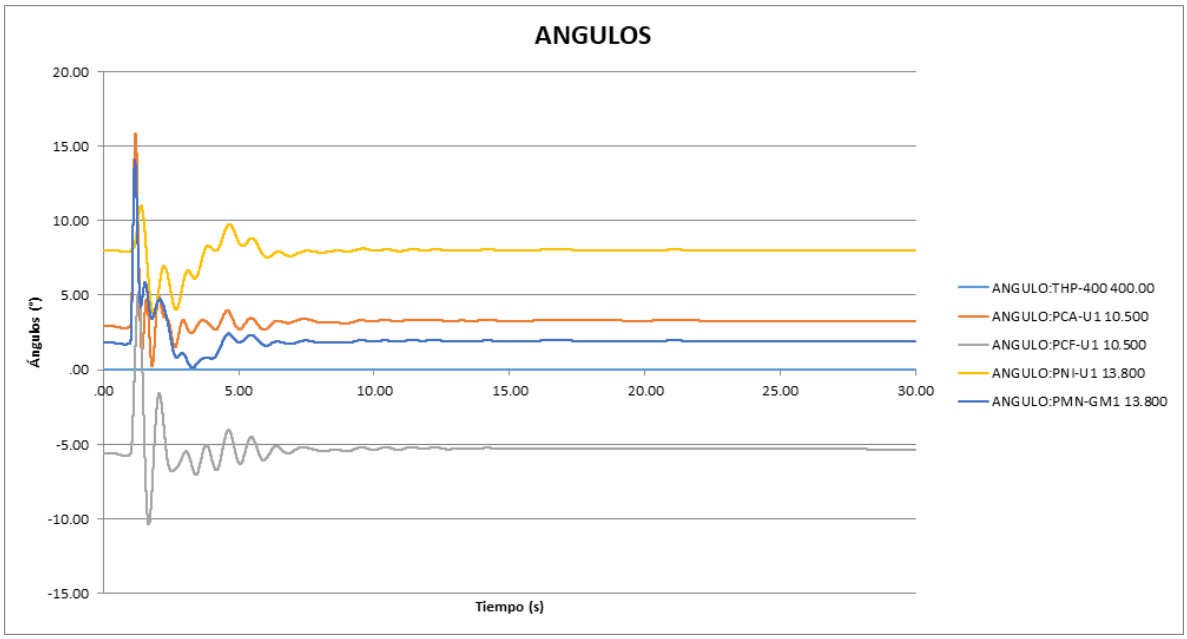
Sin proyecto:



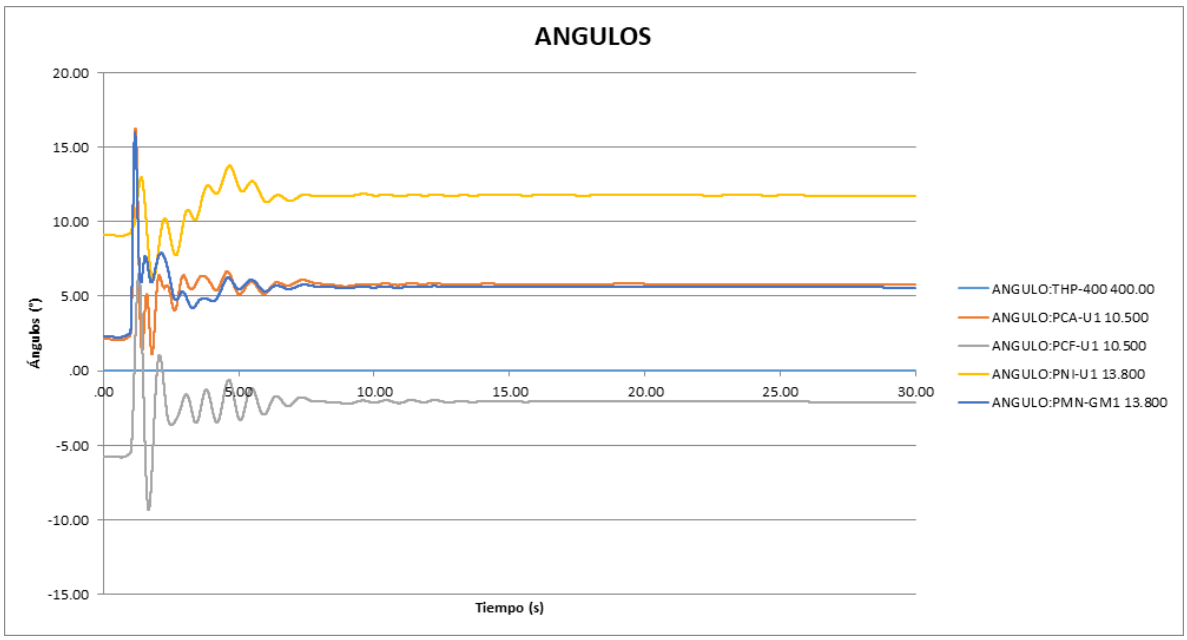
Con proyecto:



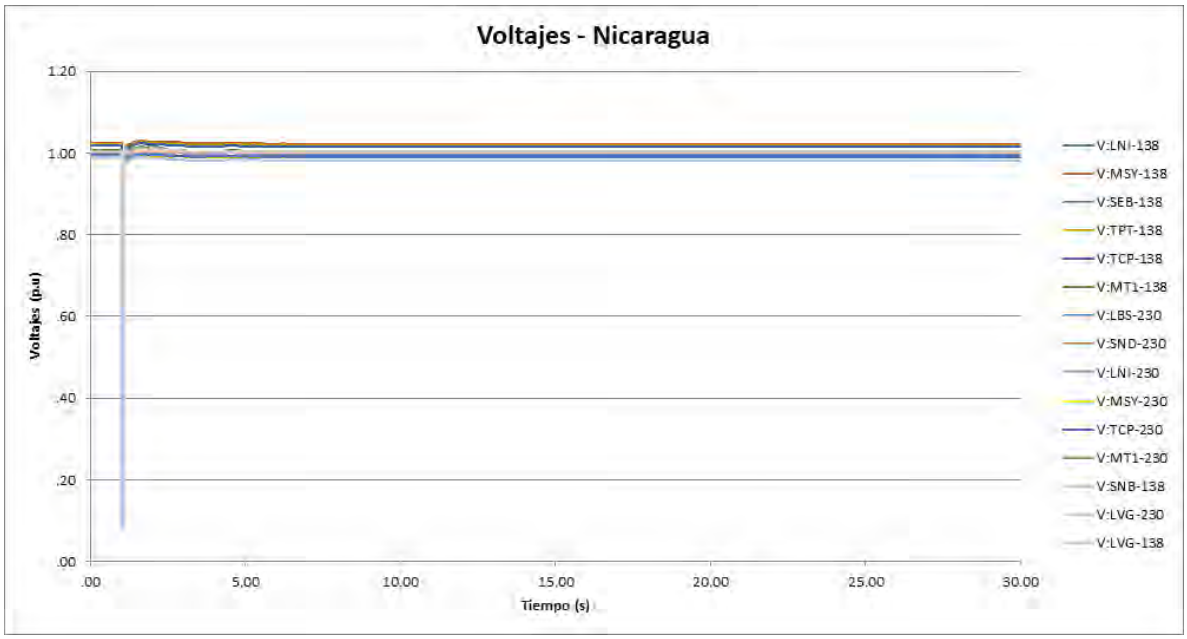
Sin proyecto:



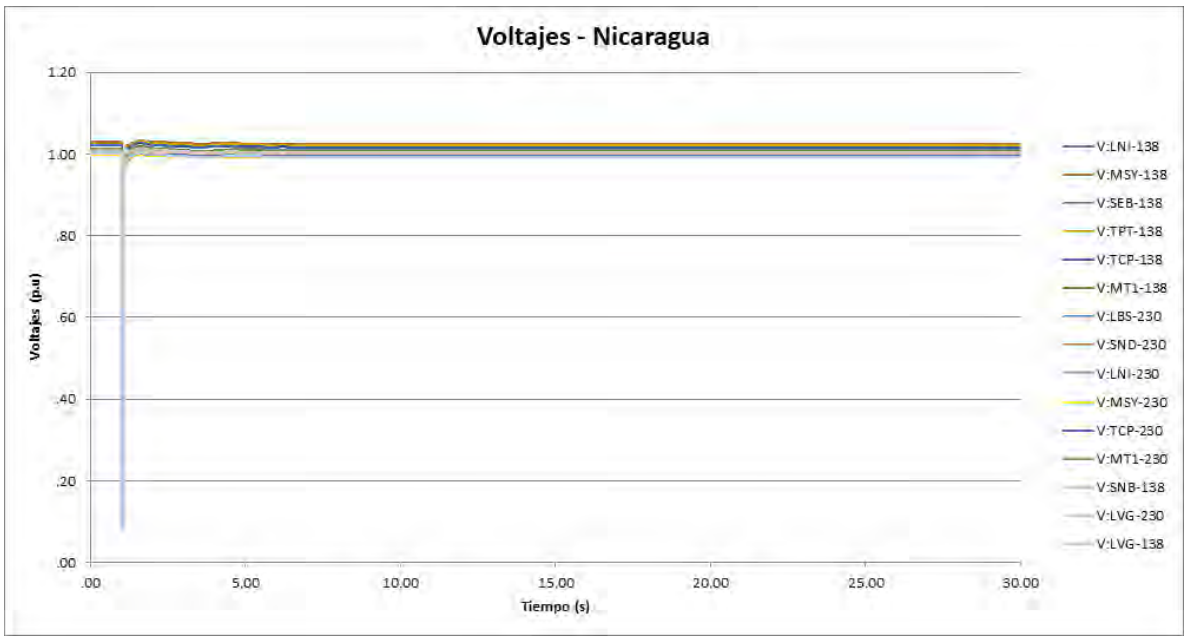
Con proyecto:



Sin proyecto:

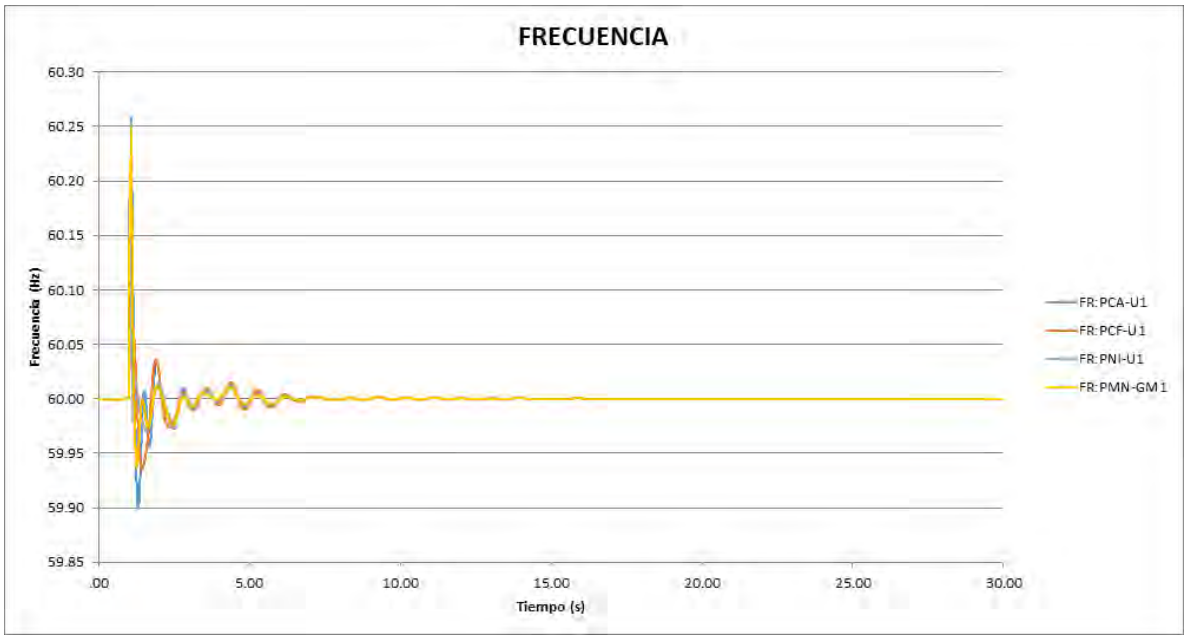


Con proyecto:



CONTINGENCIA C13: Desconexión de la línea San Benito - Los Brasiles

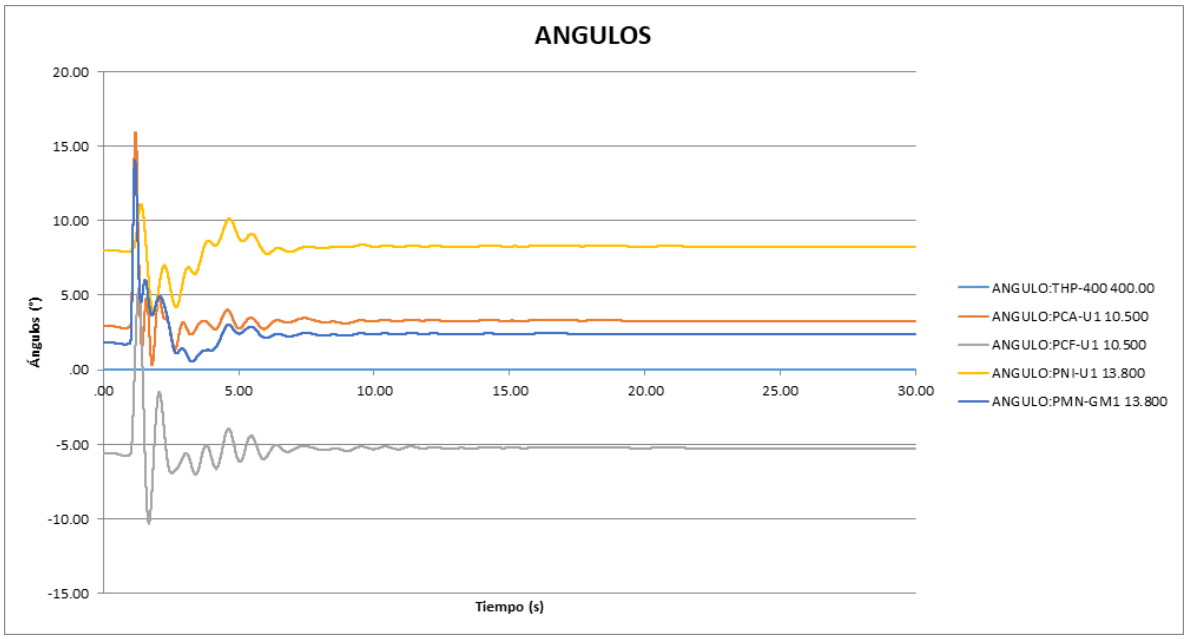
Sin proyecto:



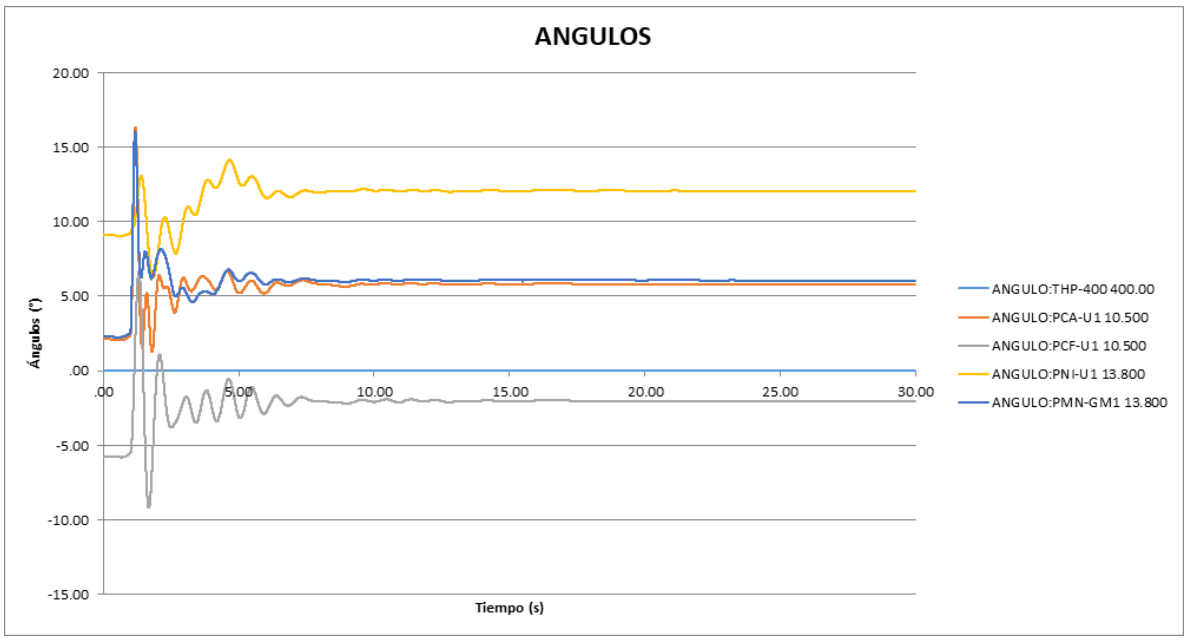
Con proyecto:



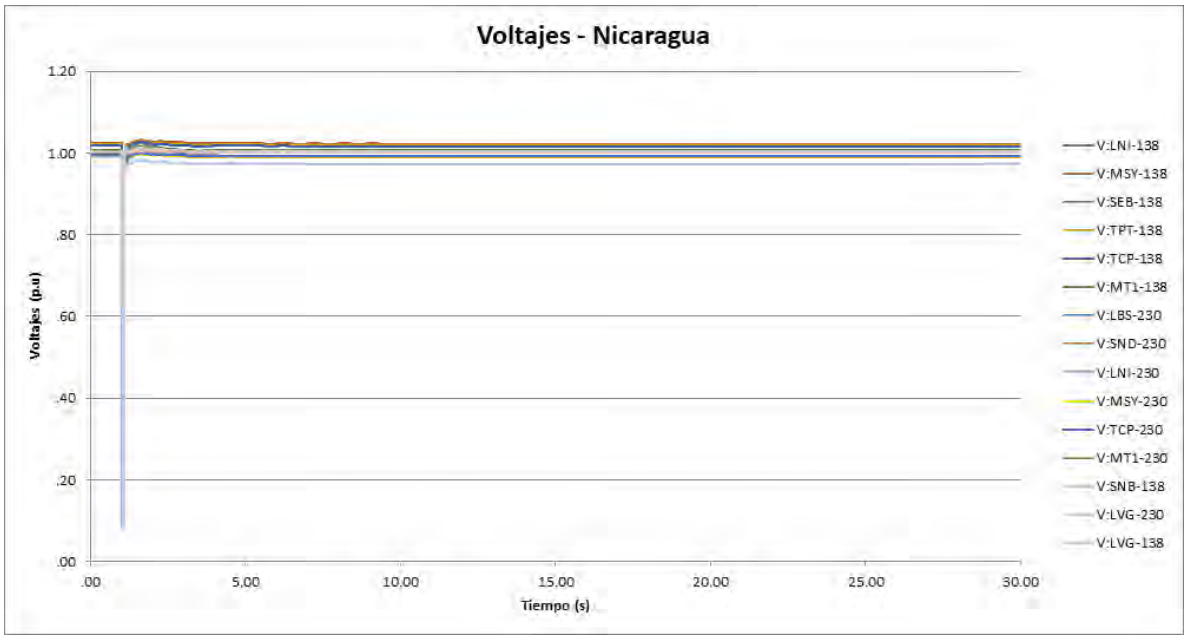
Sin proyecto:



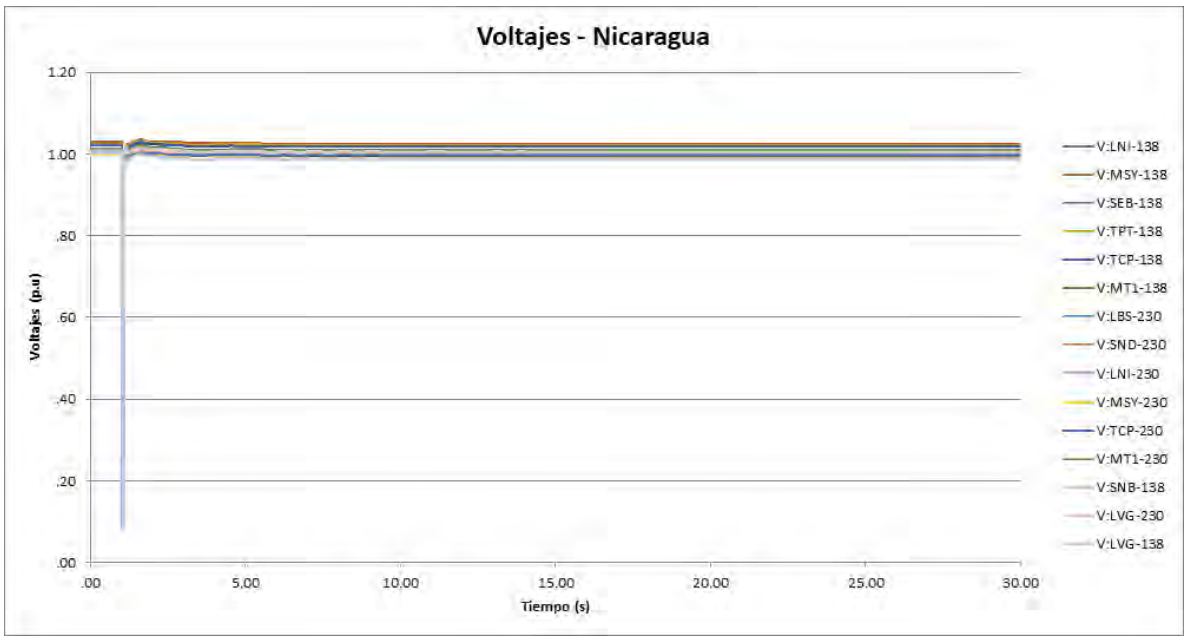
Con proyecto:



Sin proyecto:

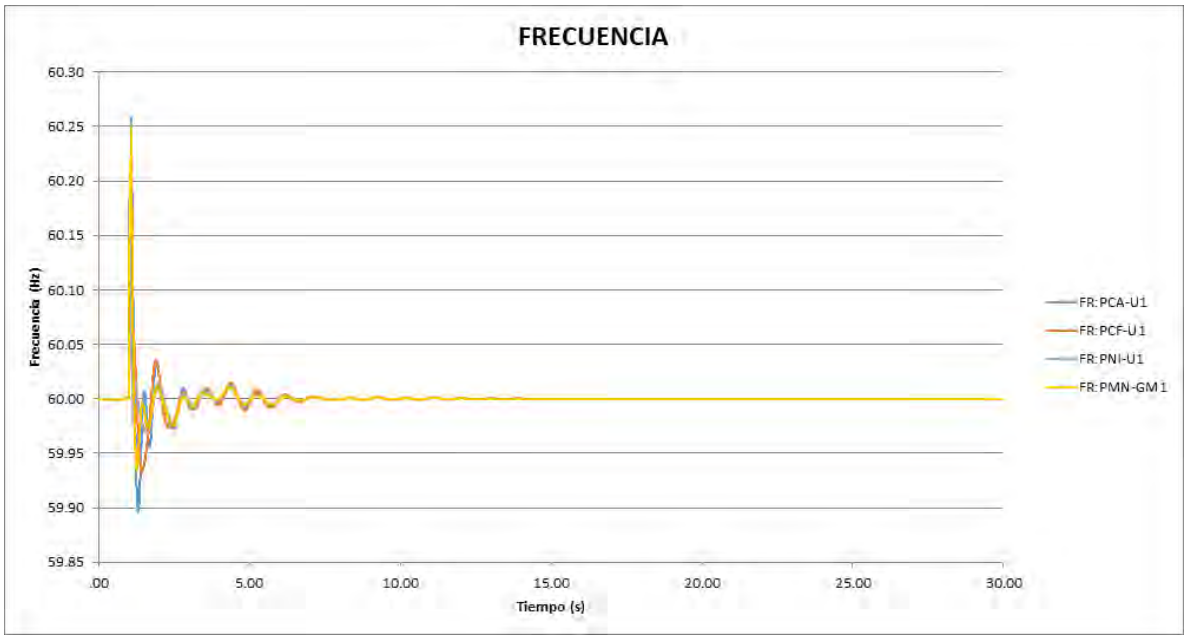


Con proyecto:



CONTINGENCIA C14: Desconexión de la línea San Benito - Boaco

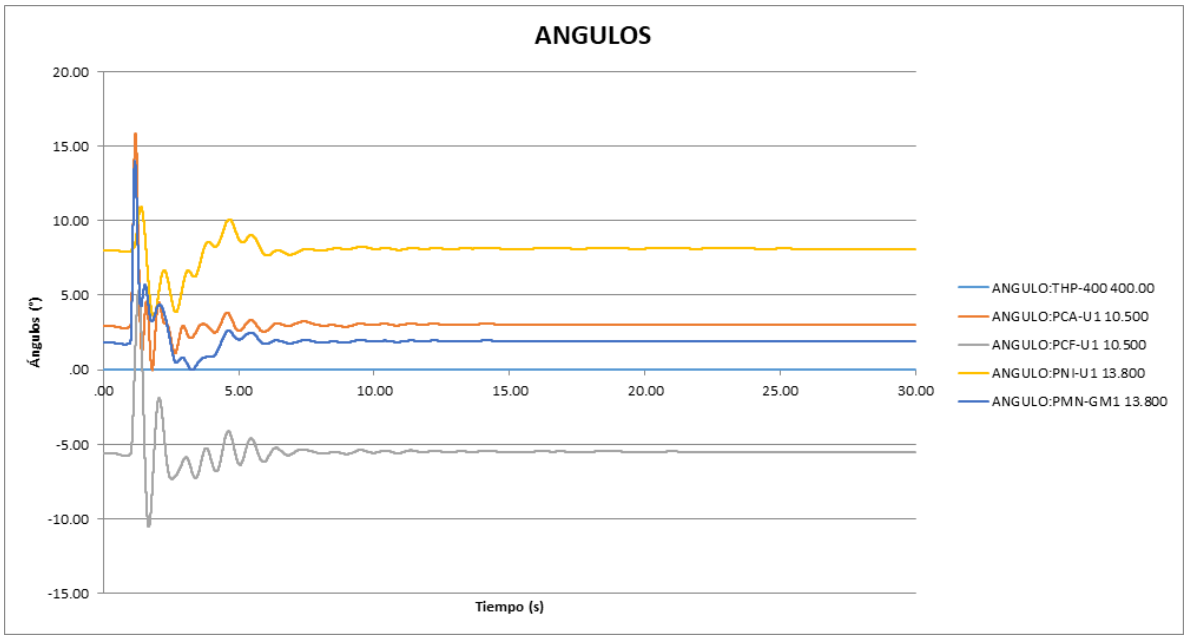
Sin proyecto:



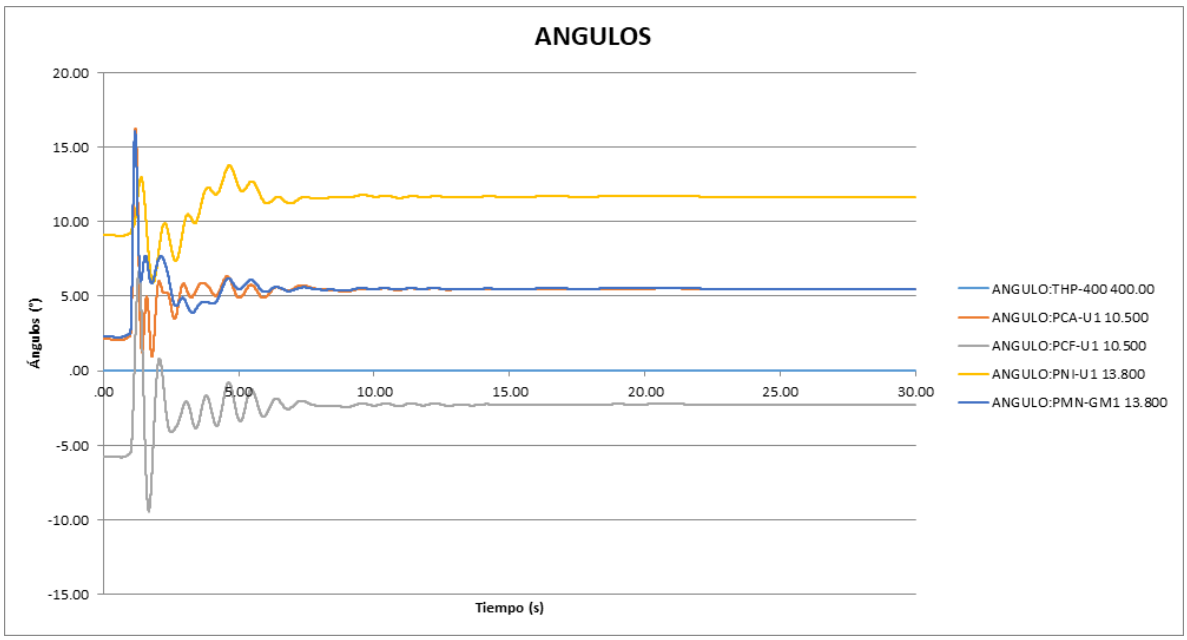
Con proyecto:



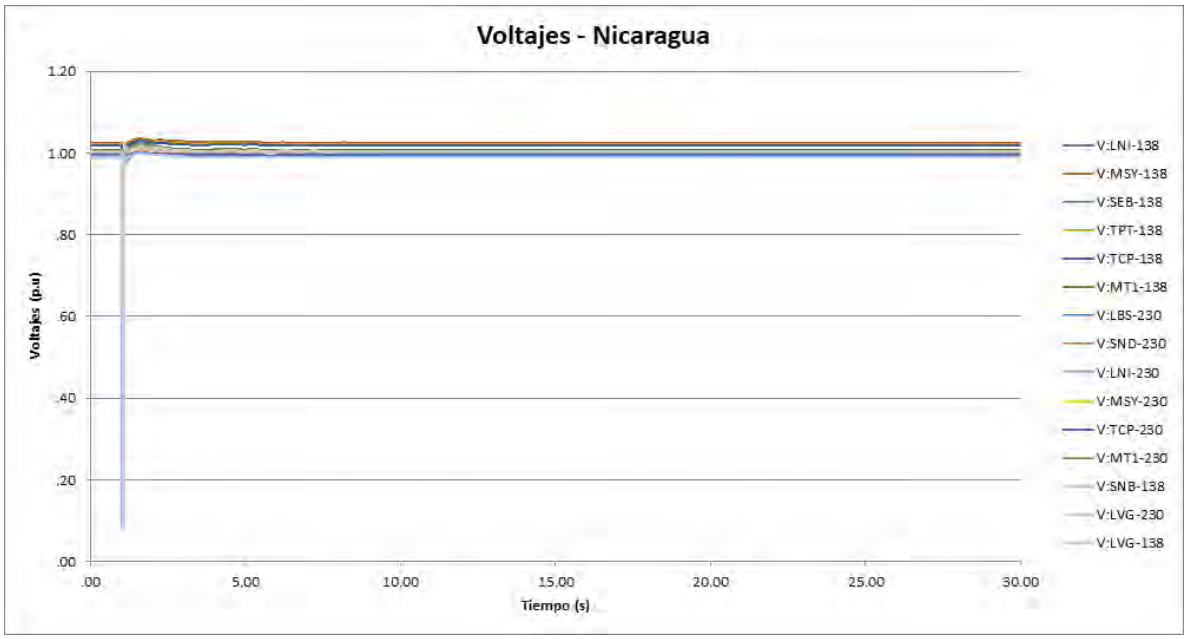
Sin proyecto:



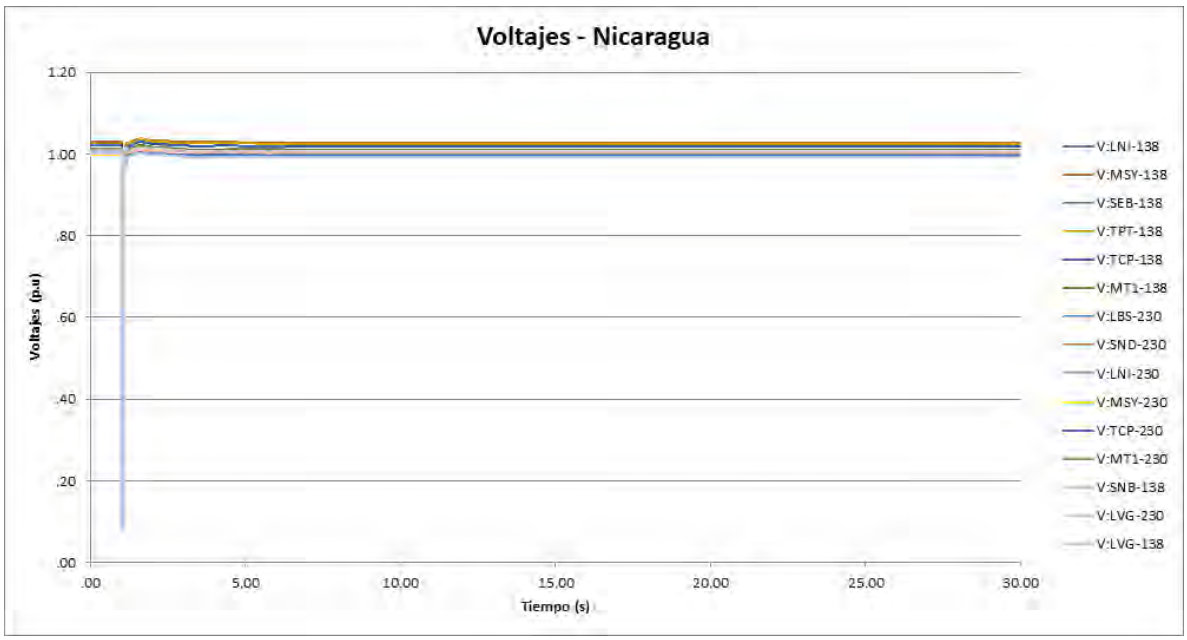
Con proyecto:



Sin proyecto:



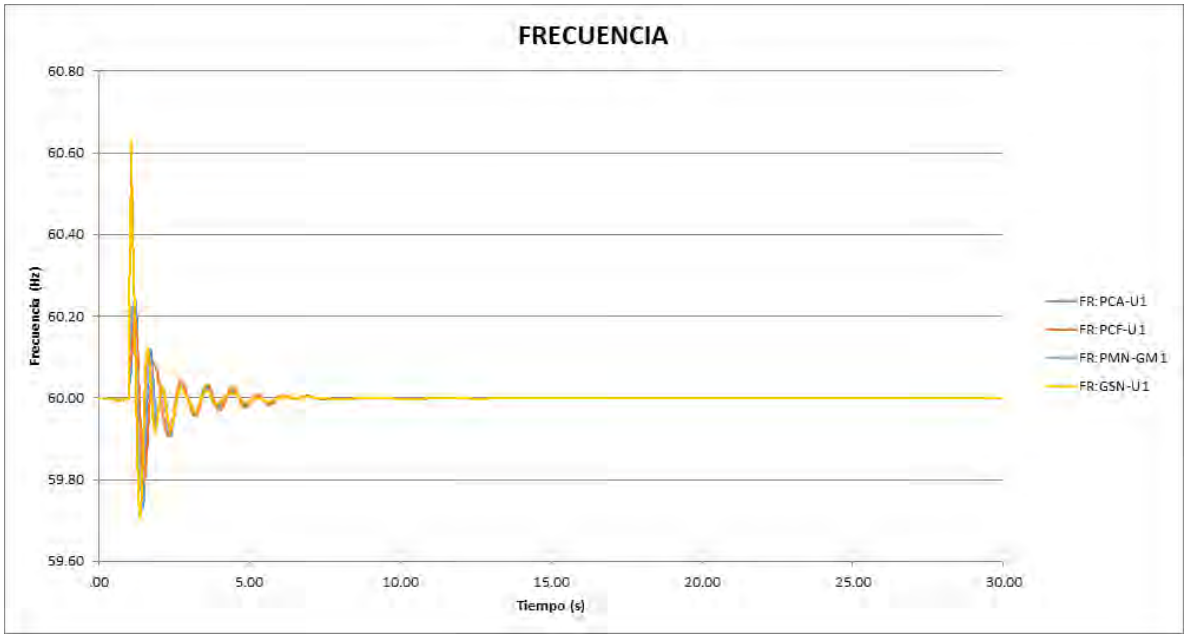
Con proyecto:



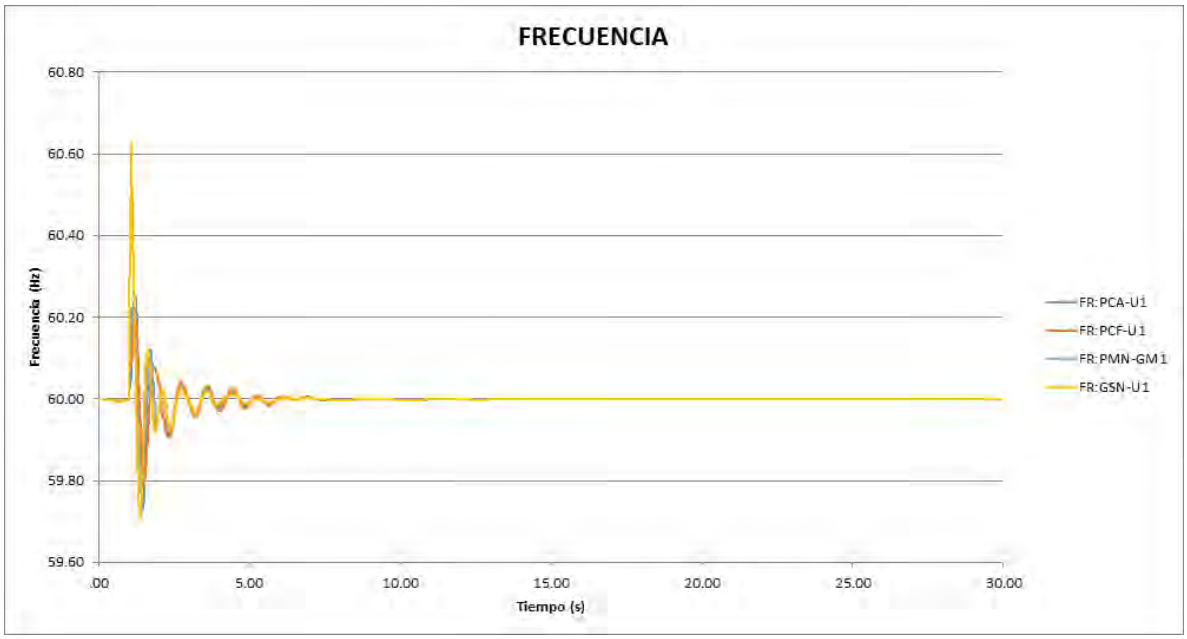
- **Escenario Invierno demanda máxima sin transferencias**

CONTINGENCIA C1: Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central PCG9 y PSL (Planta Solaris)

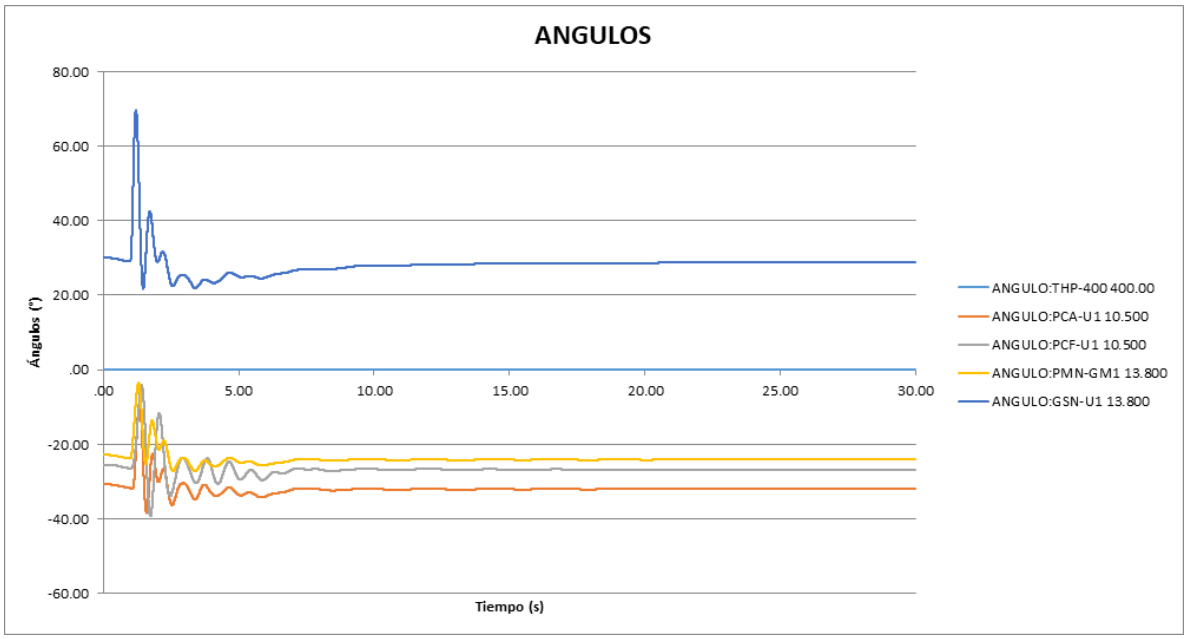
Sin proyecto:



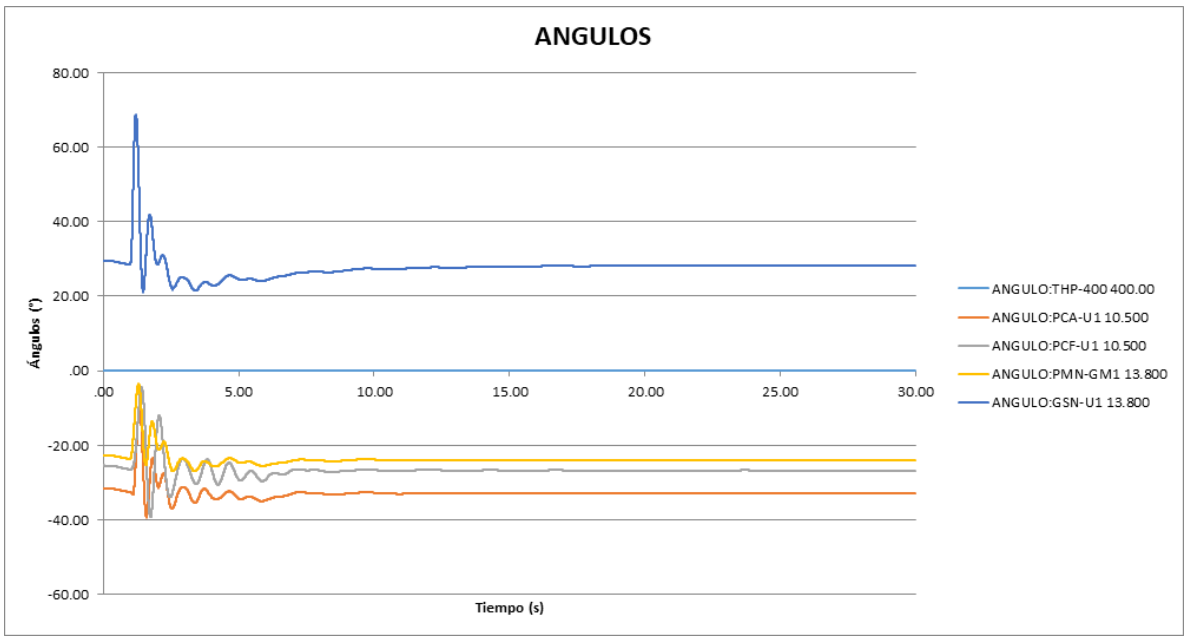
Con proyecto:



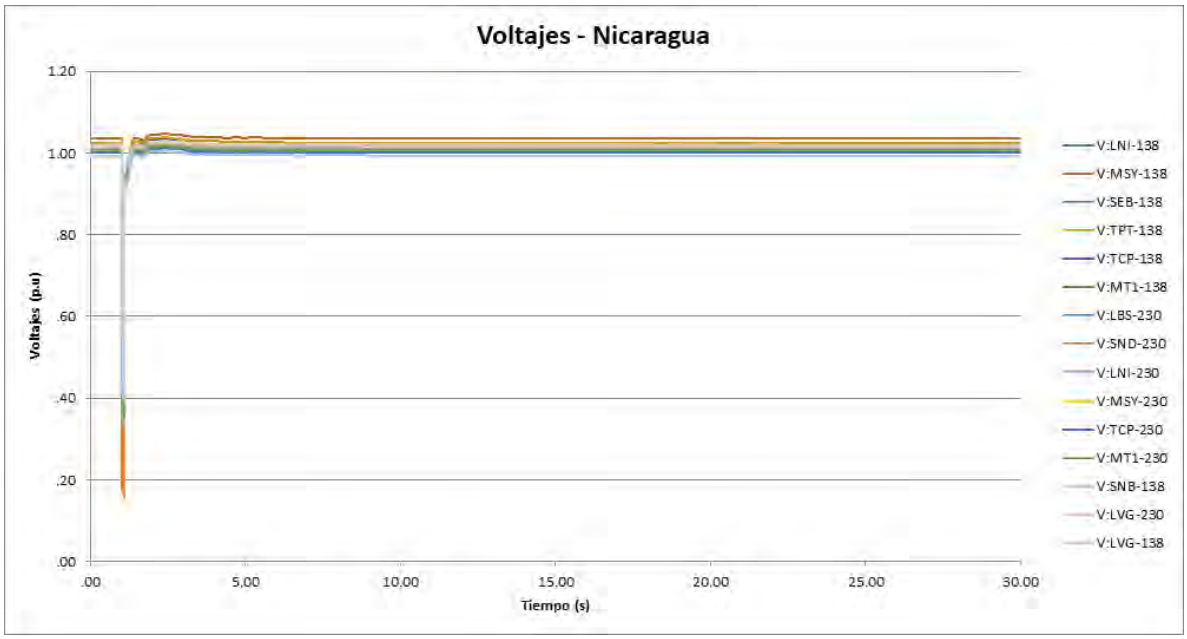
Sin proyecto:



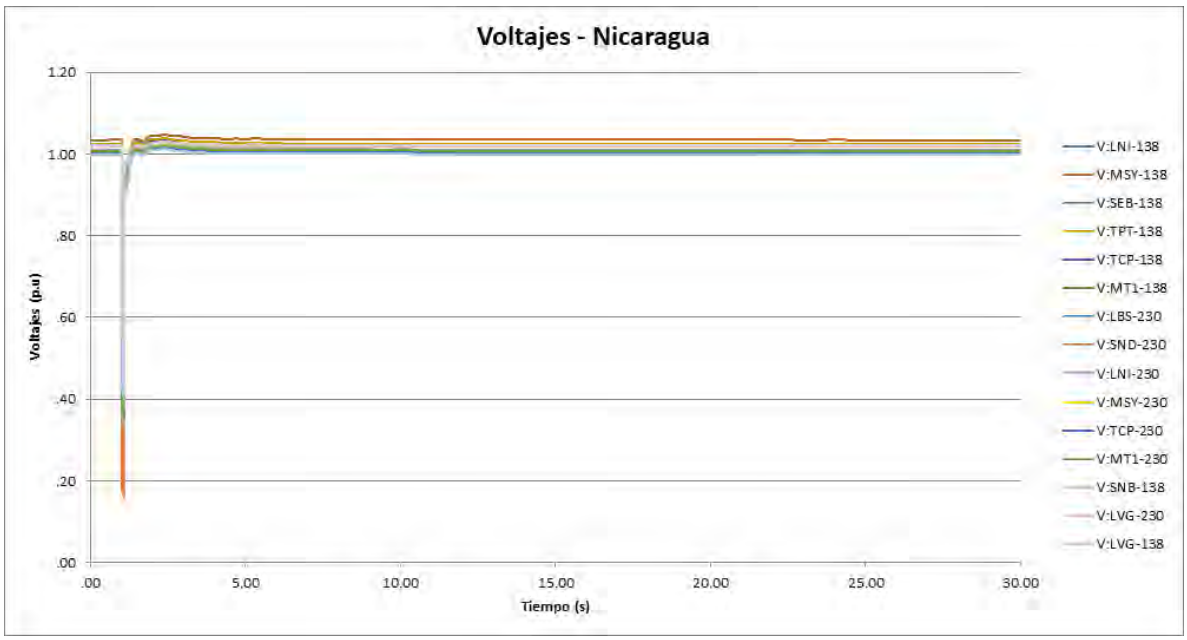
Con proyecto:



Sin proyecto:

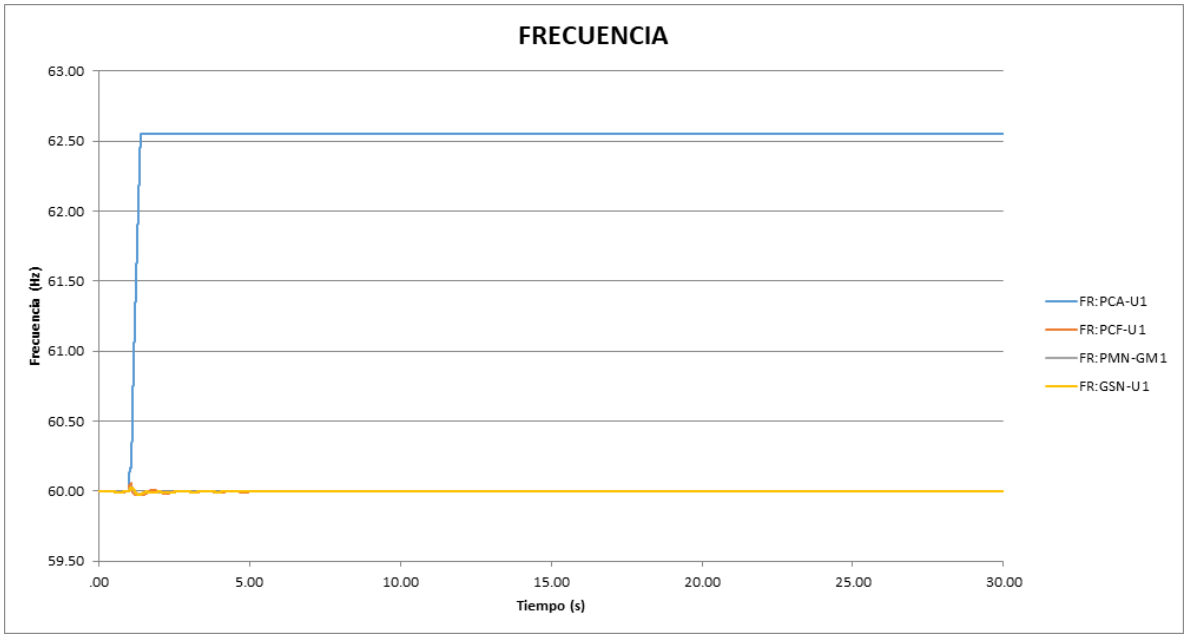


Con proyecto:

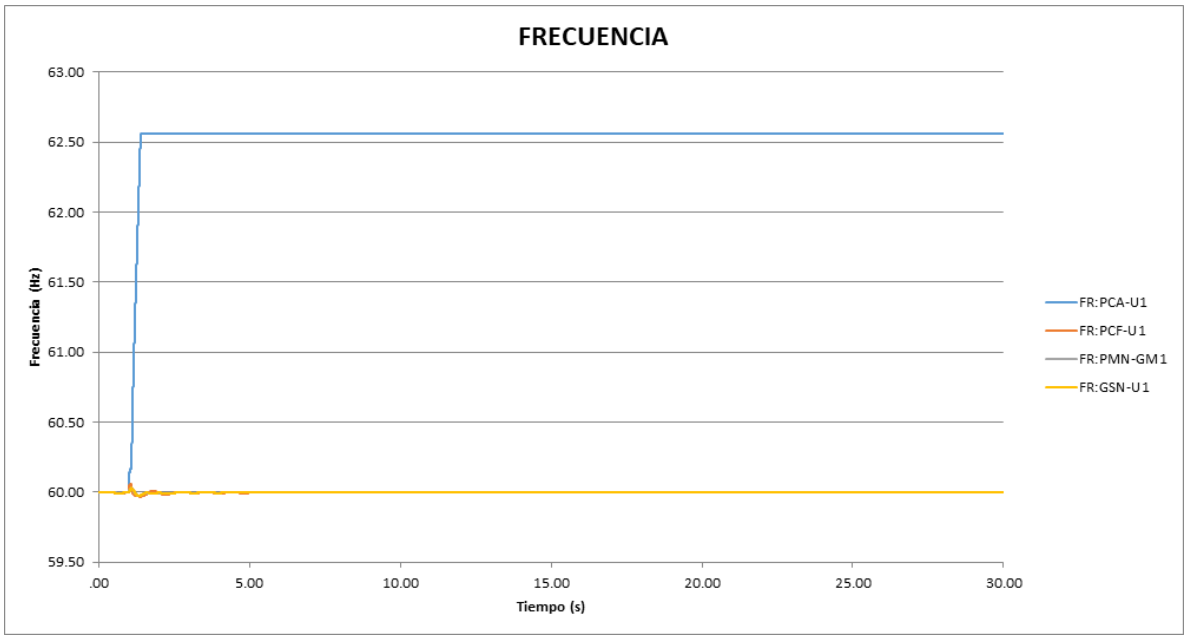


CONTINGENCIA C2: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la unidad #1 de la central PCA

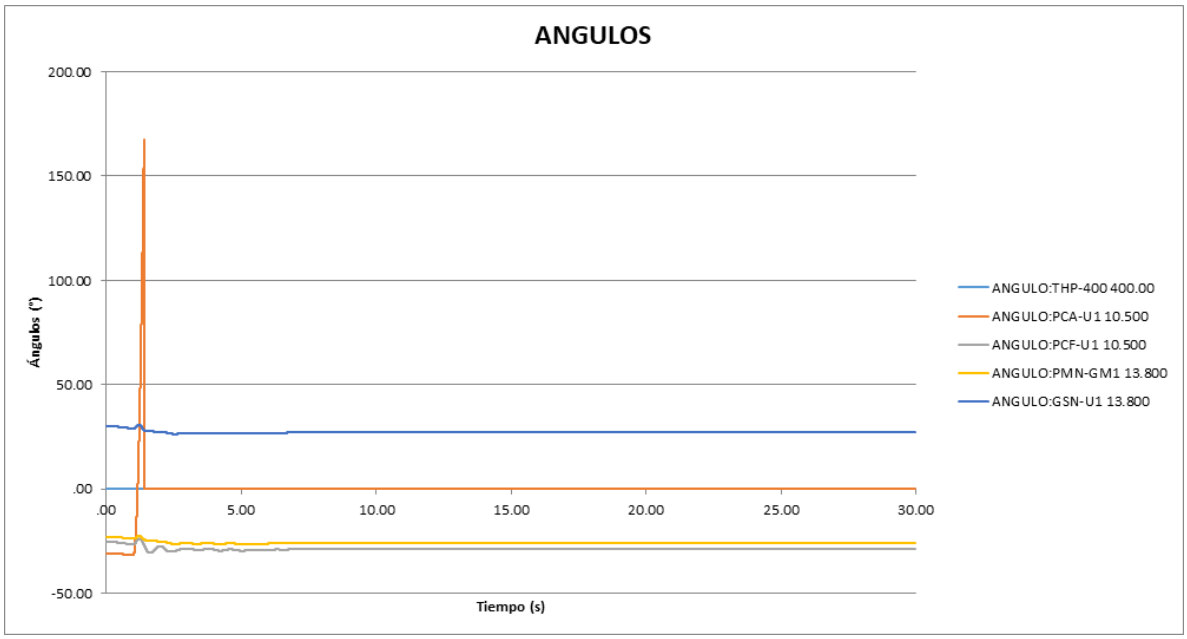
Sin proyecto:



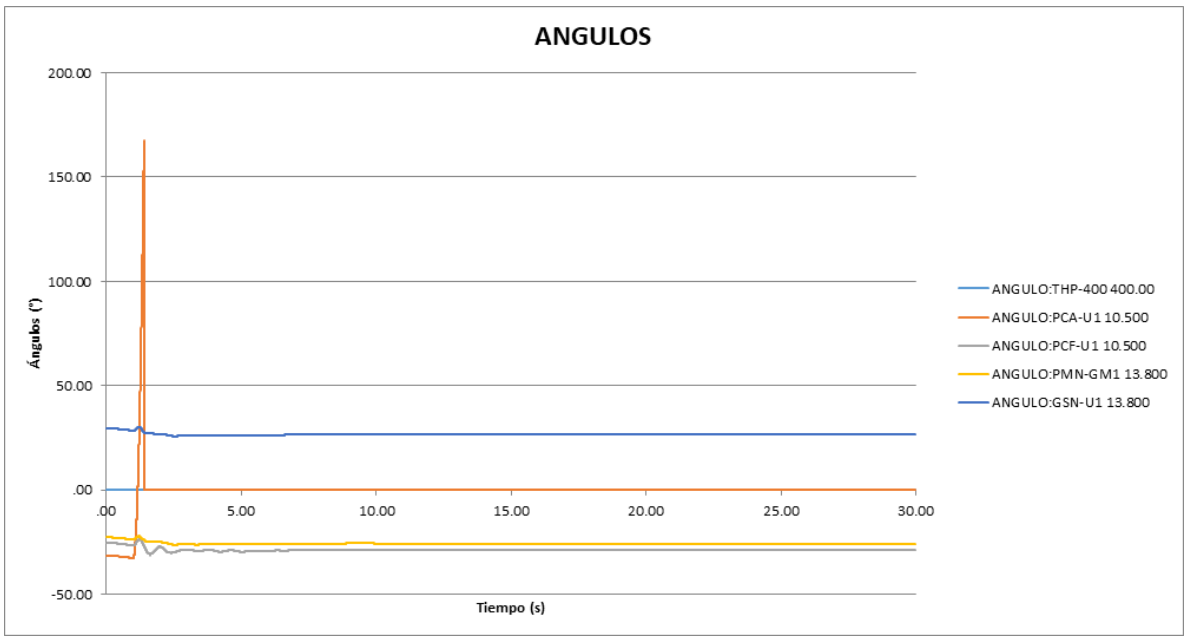
Con proyecto:



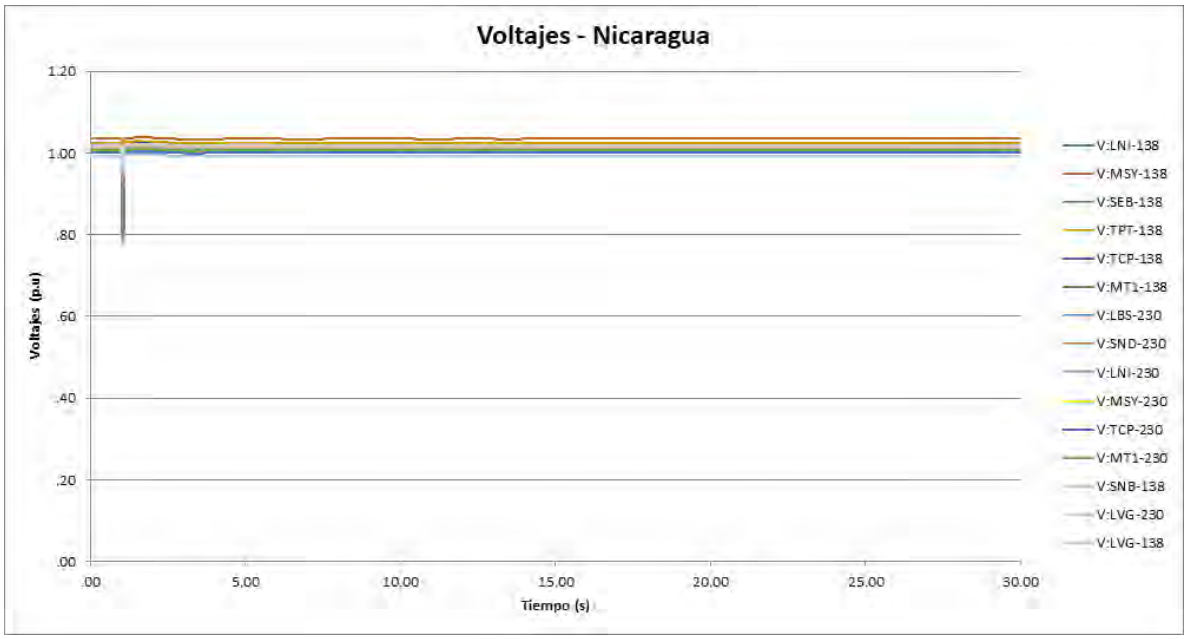
Sin proyecto:



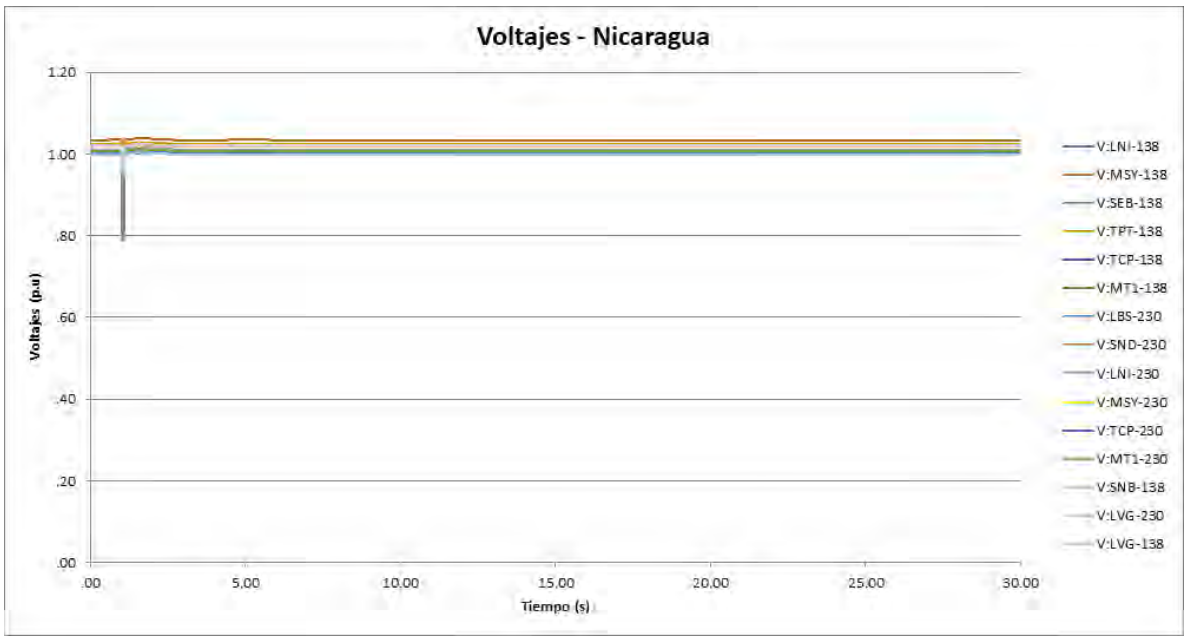
Con proyecto:



Sin proyecto:

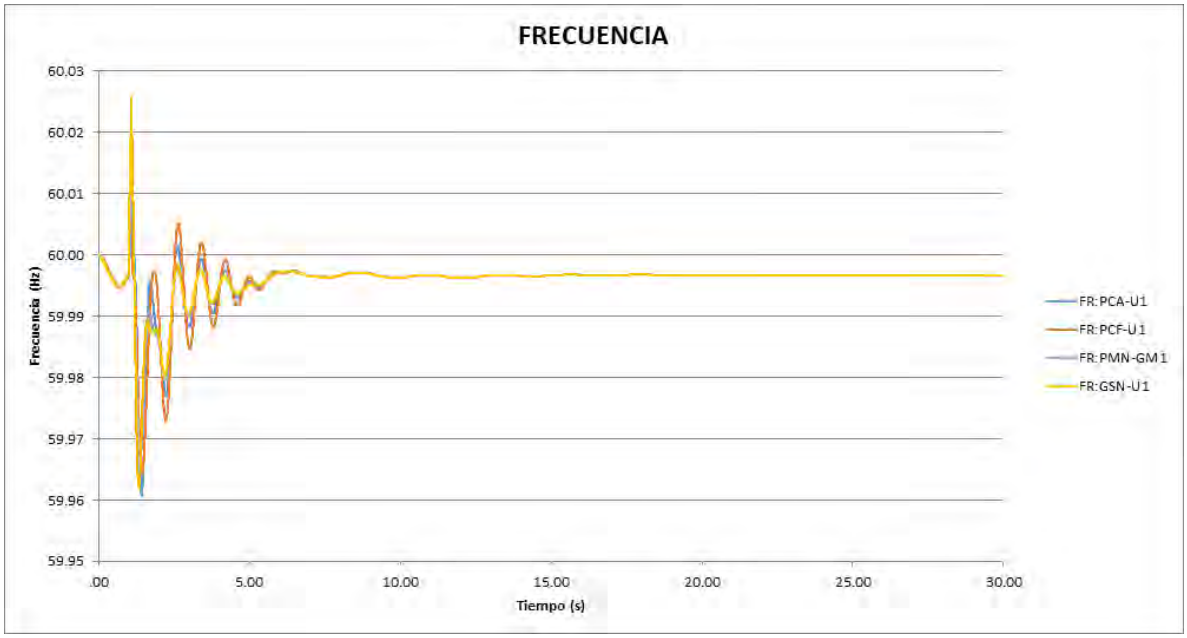


Con proyecto:

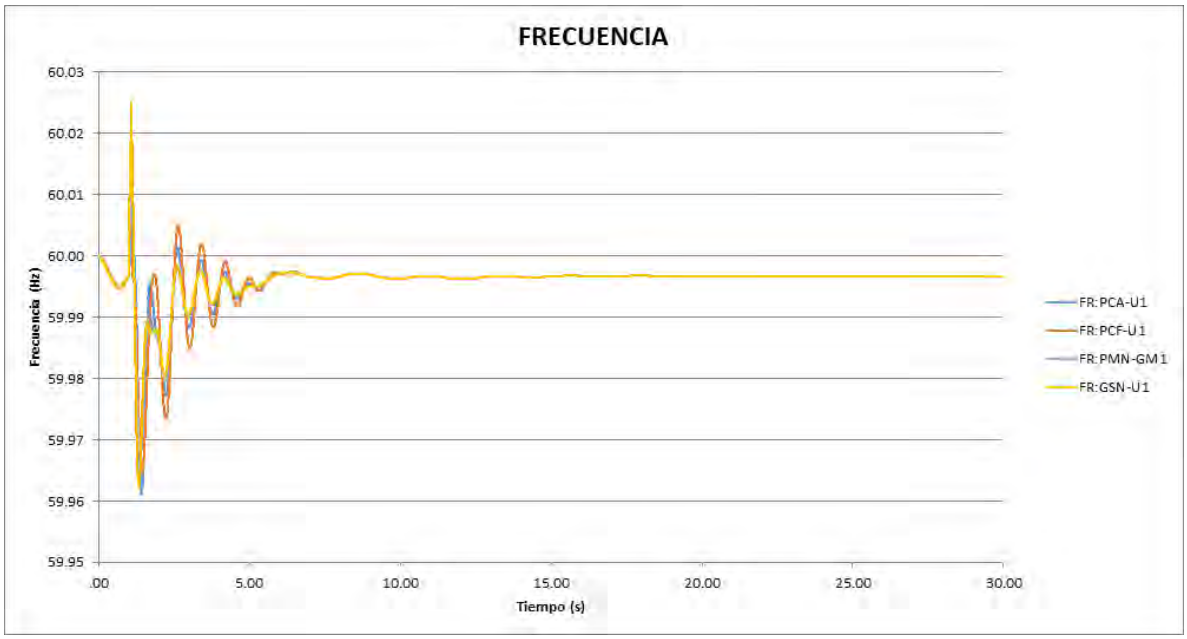


CONTINGENCIA C3: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la central PEN-U3

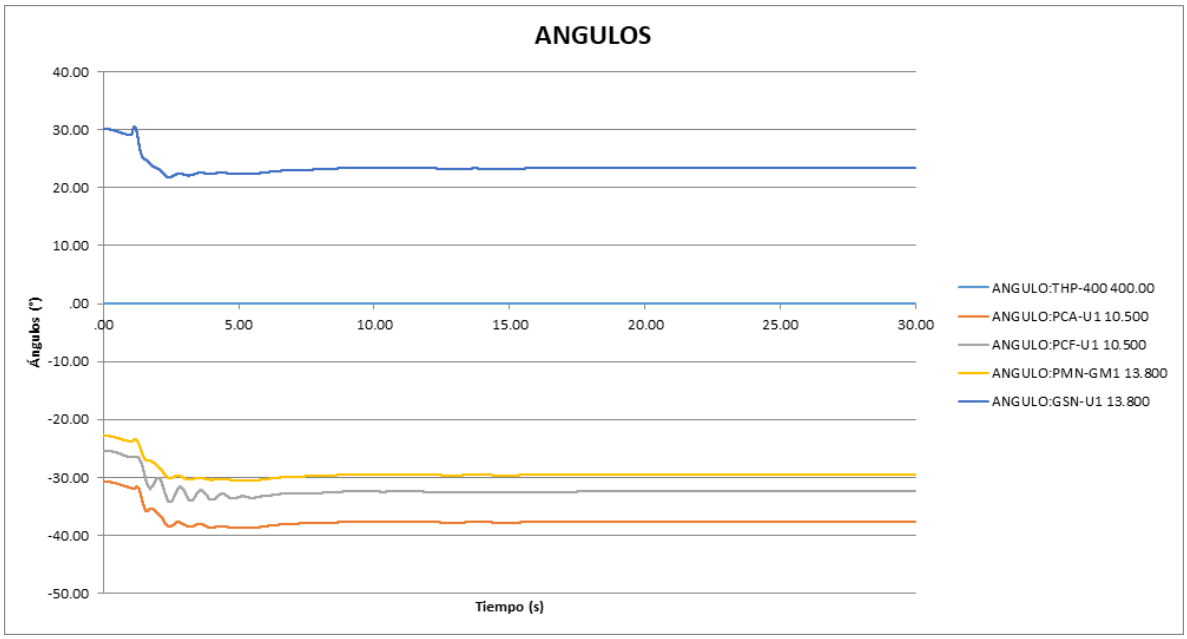
Sin proyecto:



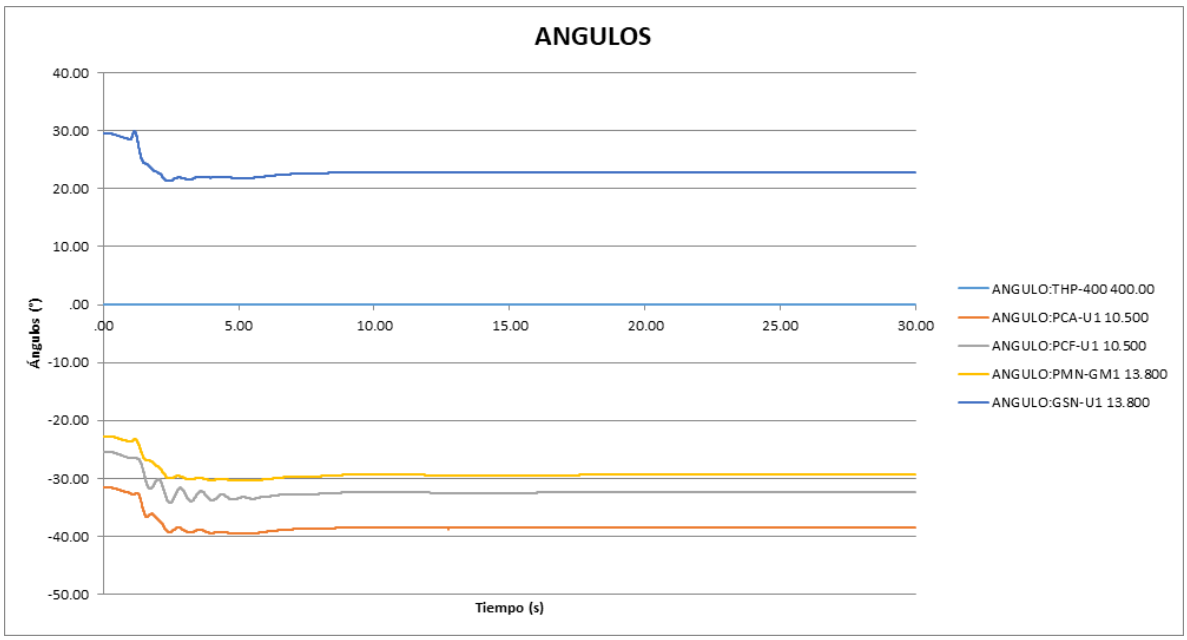
Con proyecto:



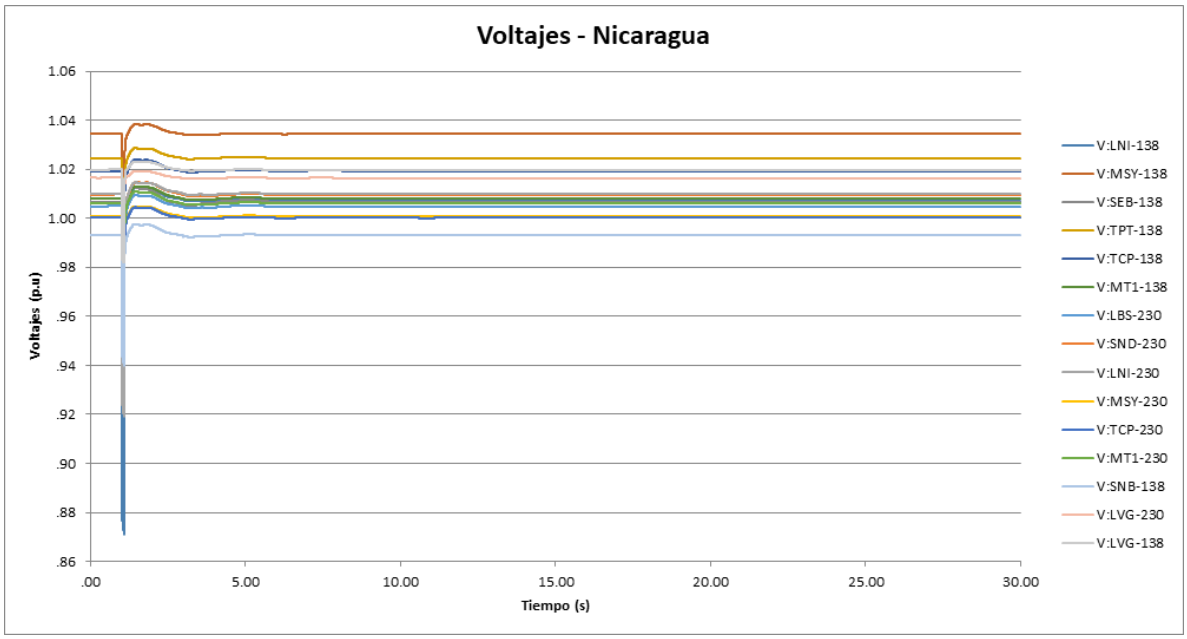
Sin proyecto:



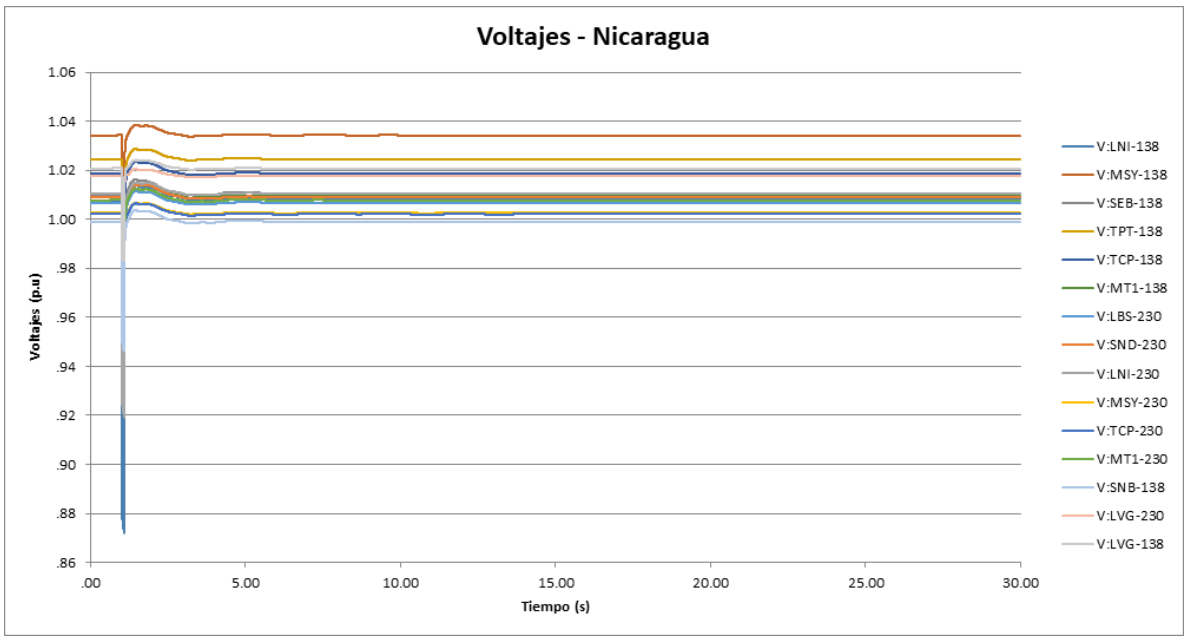
Con proyecto:



Sin proyecto:

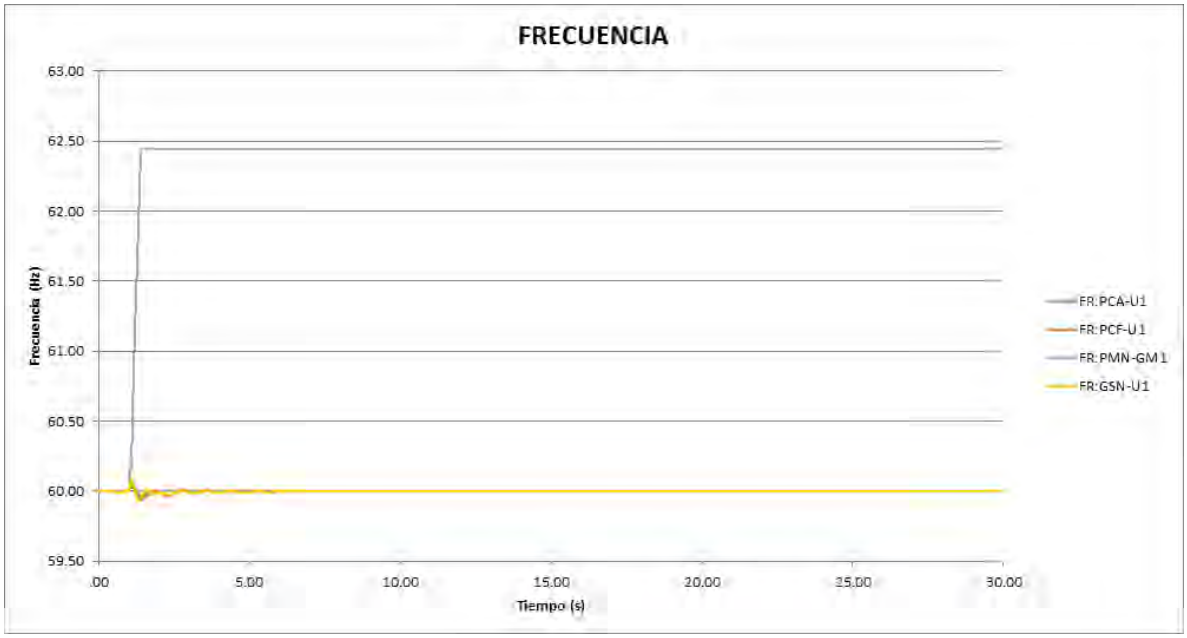


Con proyecto:

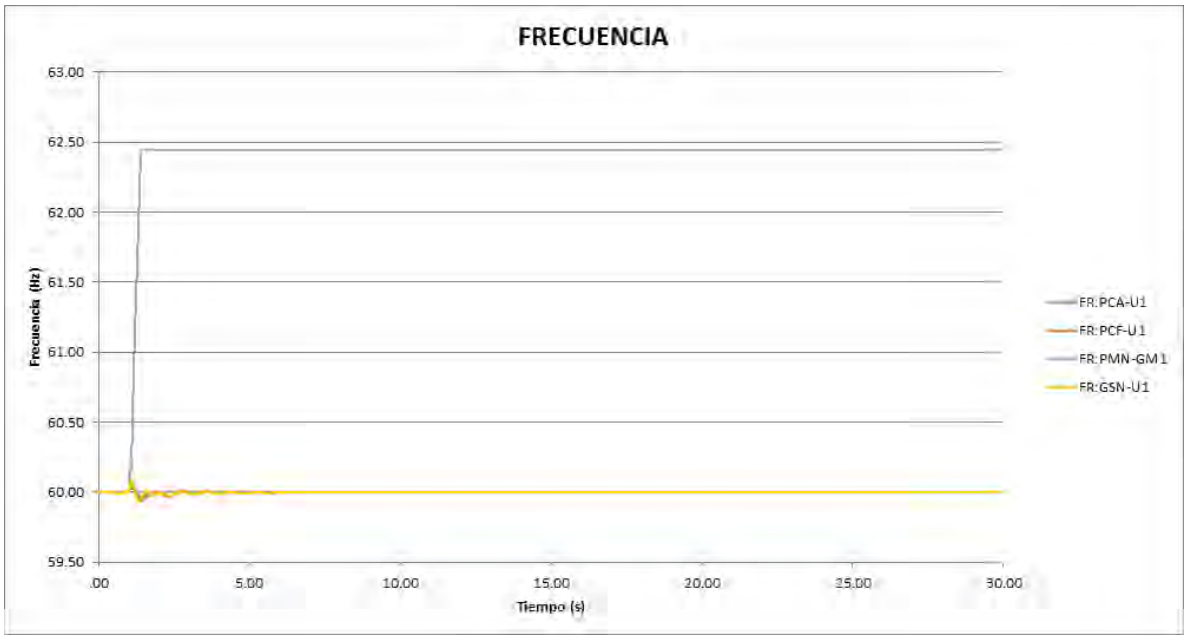


CONTINGENCIA C4: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores PMN-GM1

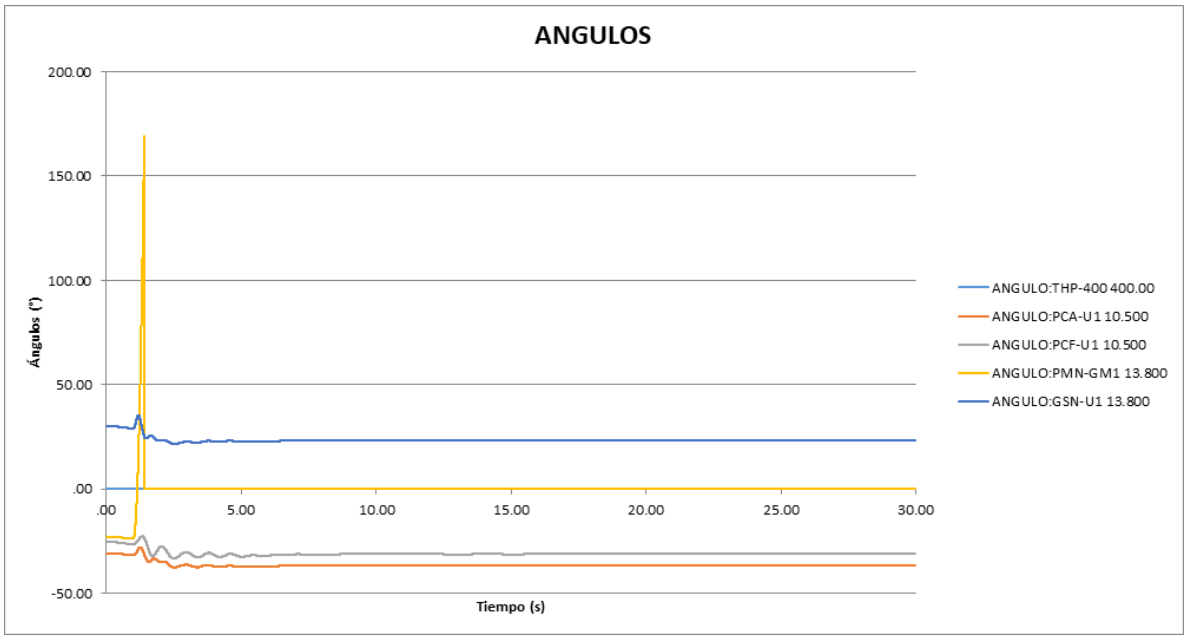
Sin proyecto:



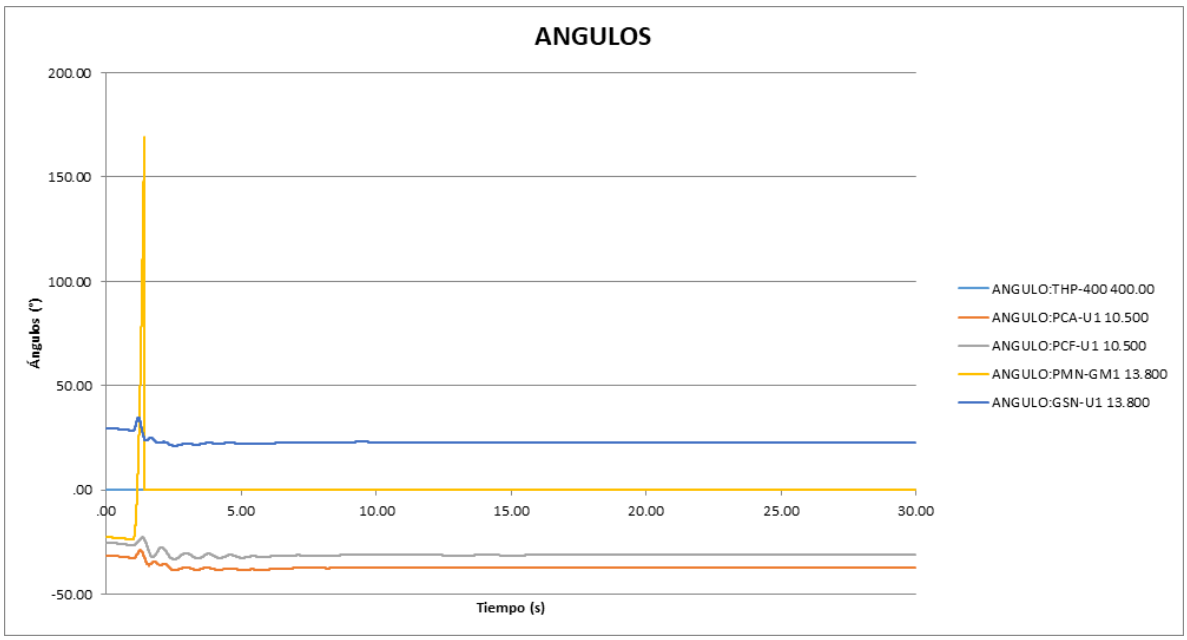
Con proyecto:



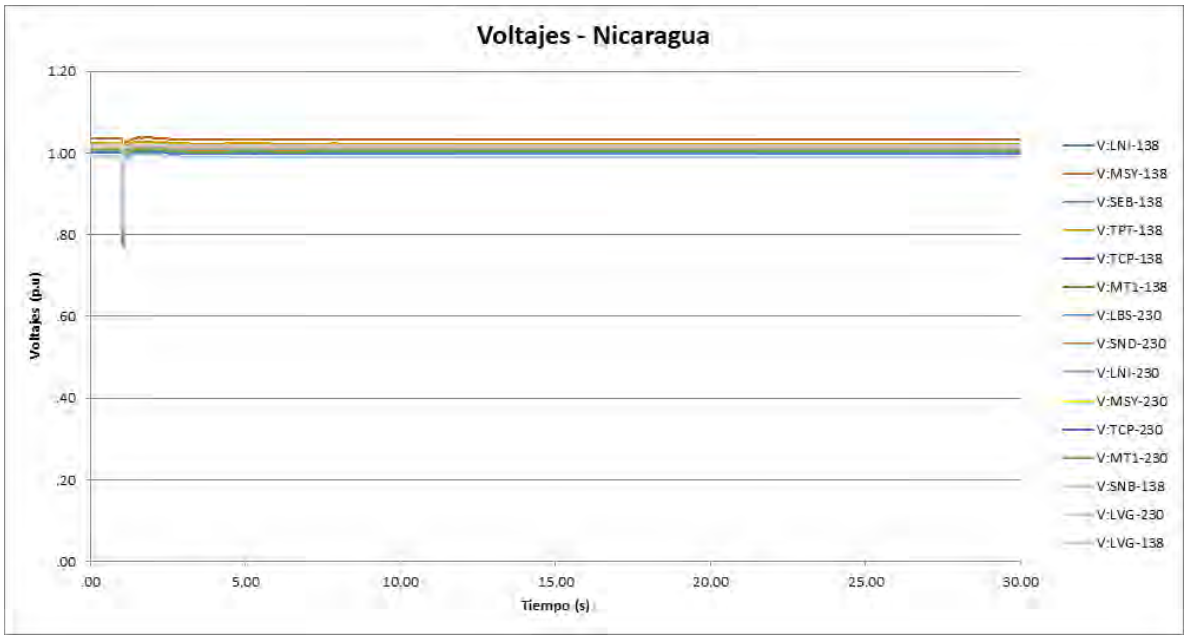
Sin proyecto:



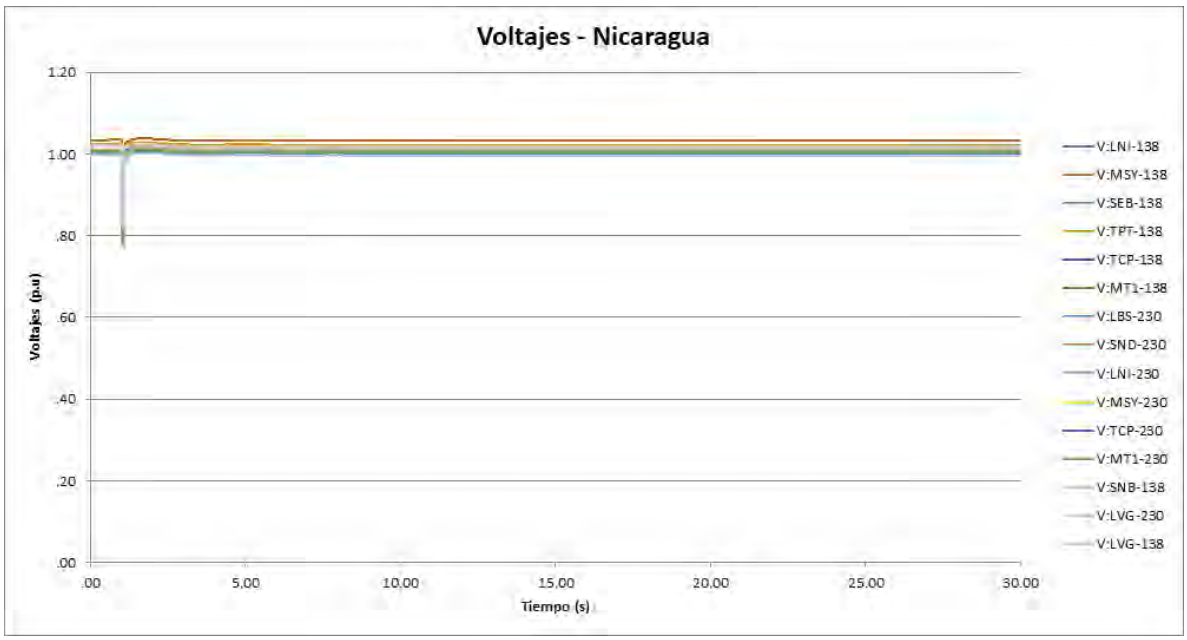
Con proyecto:



Sin proyecto:

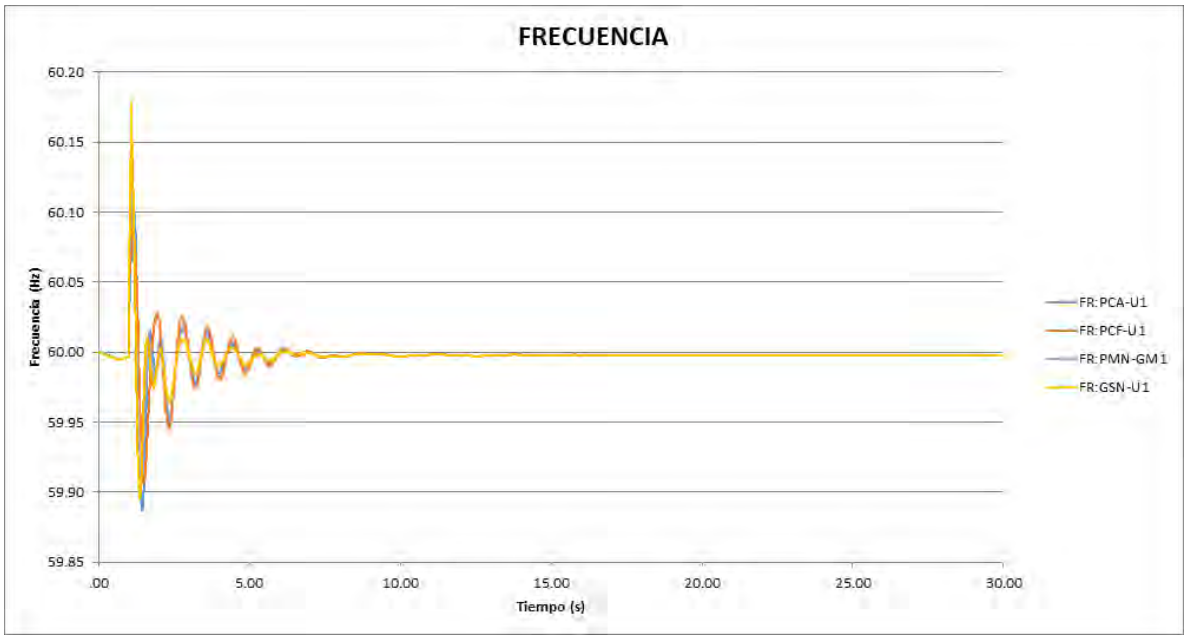


Con proyecto:

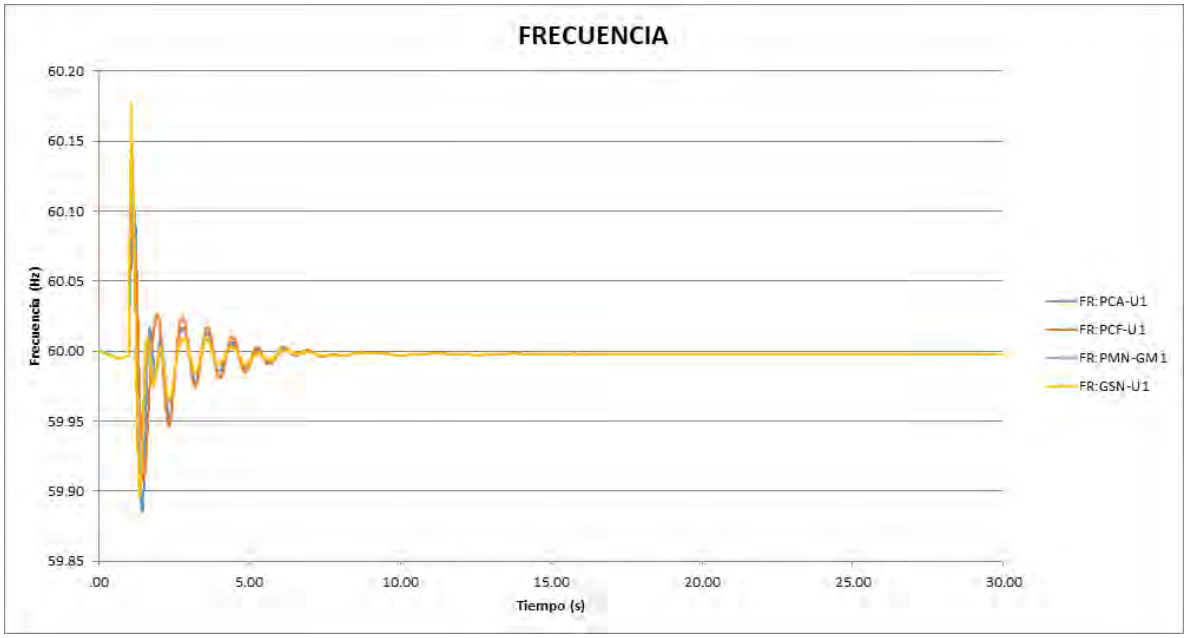


CONTINGENCIA C5: Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central eólica PBP

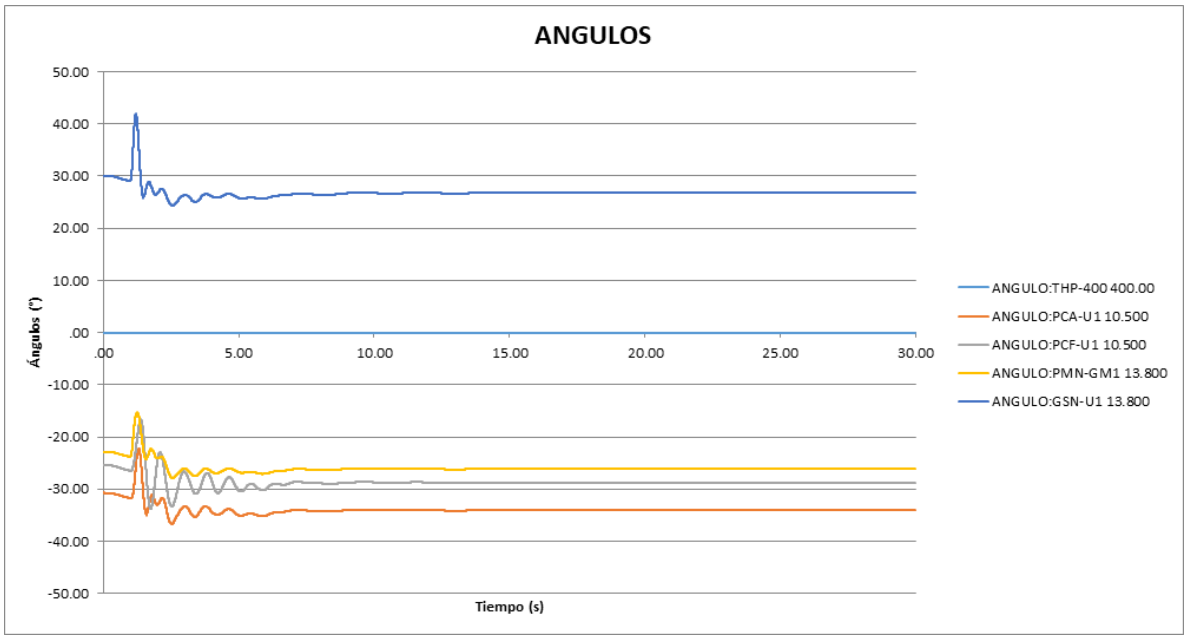
Sin proyecto:



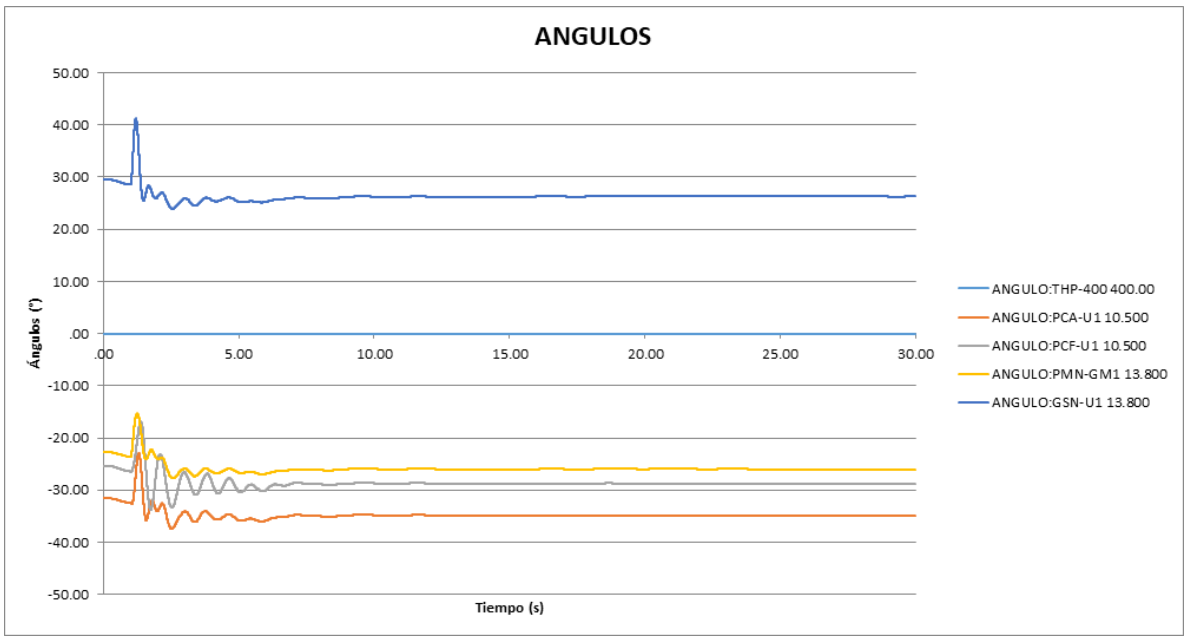
Con proyecto:



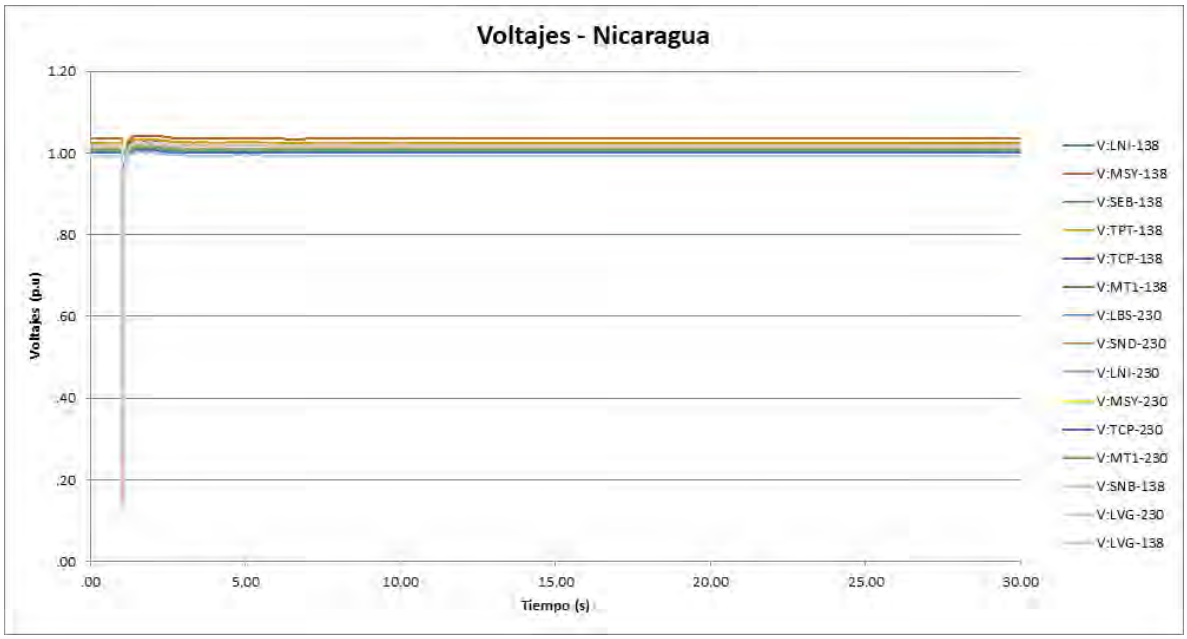
Sin proyecto:



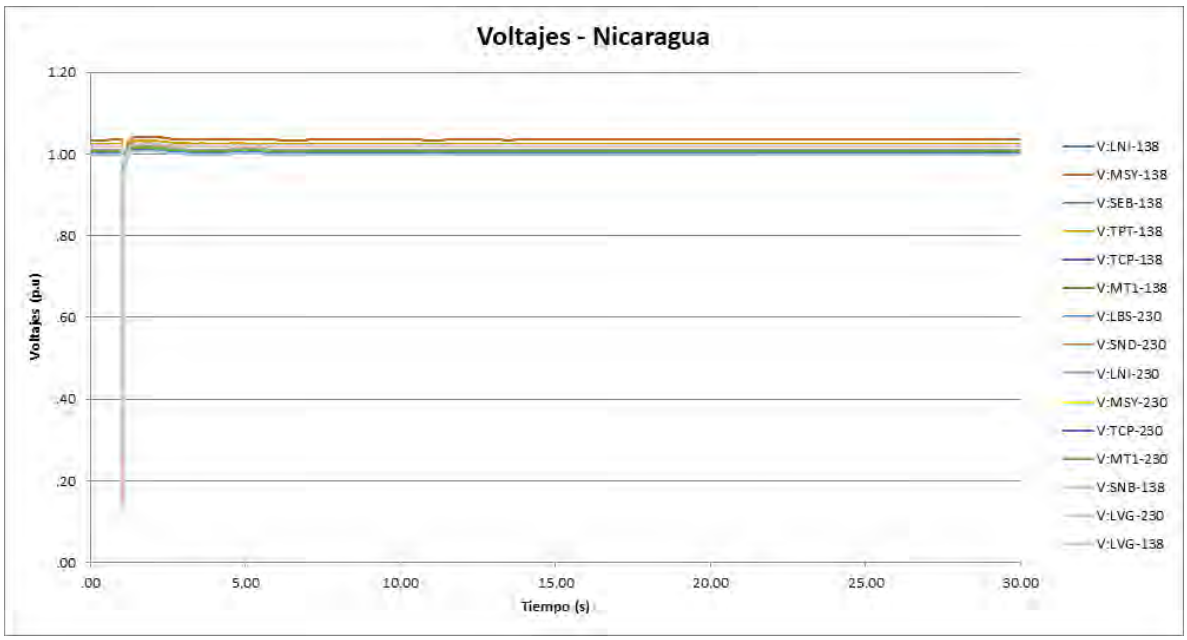
Con proyecto:



Sin proyecto:

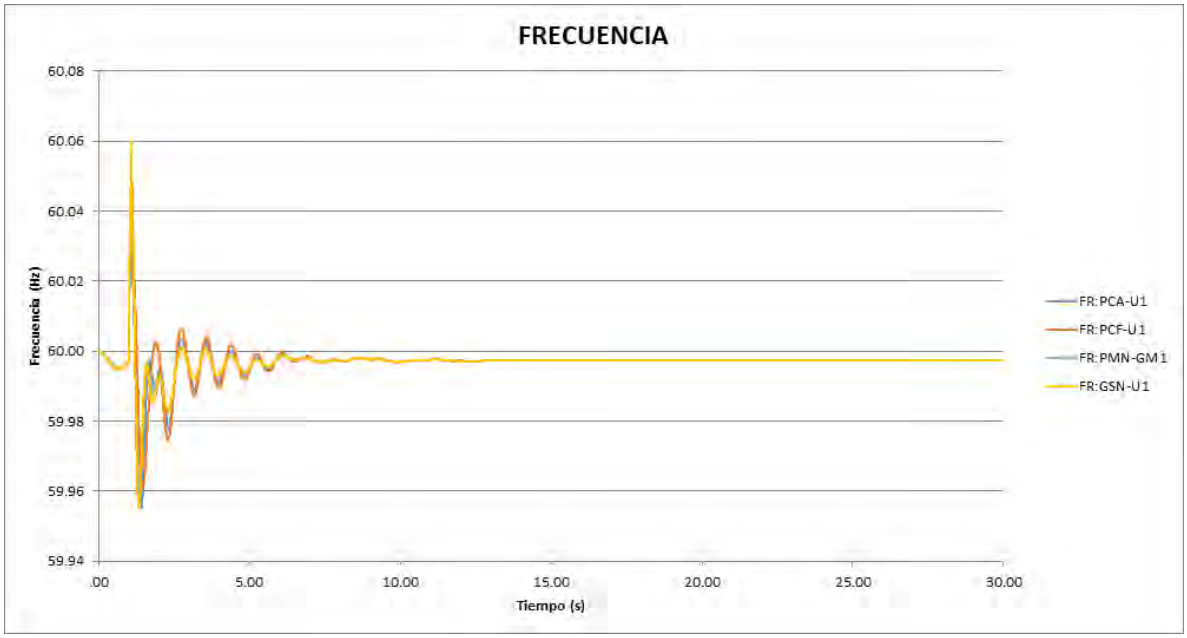


Con proyecto:

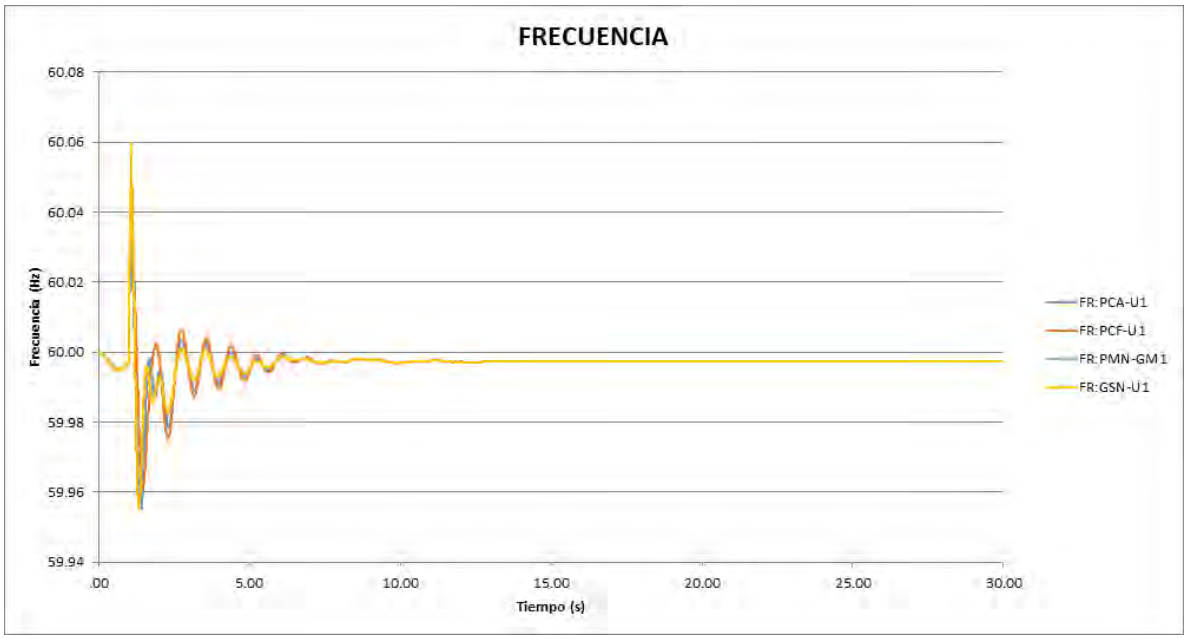


CONTINGENCIA C6: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores AMY-1 y AMY-2

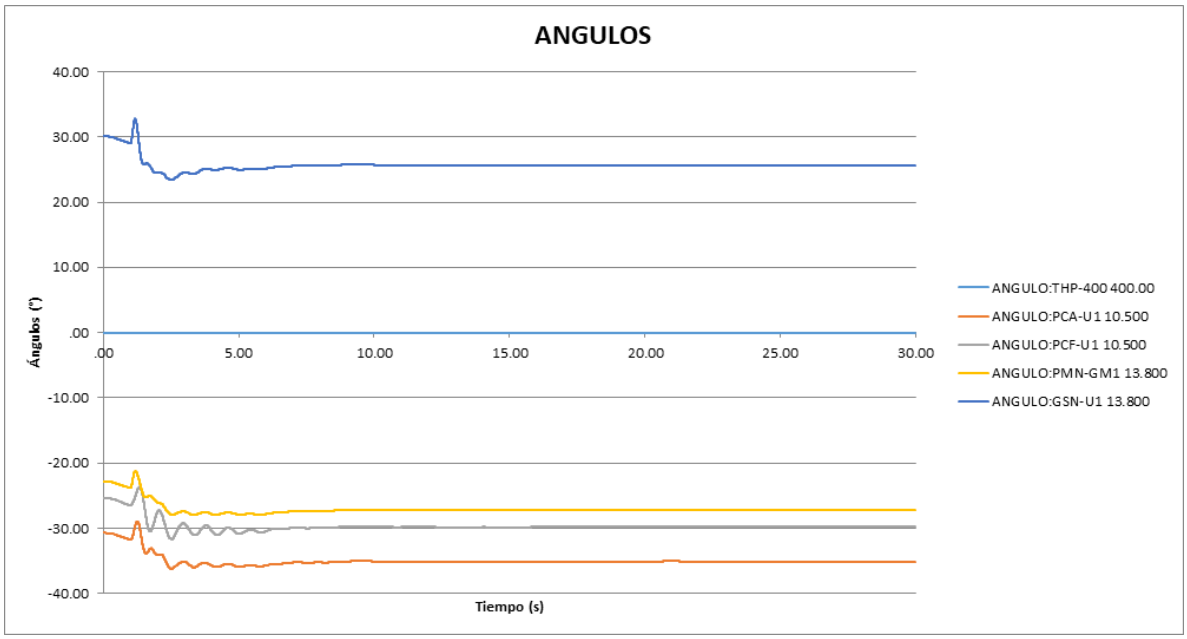
Sin proyecto:



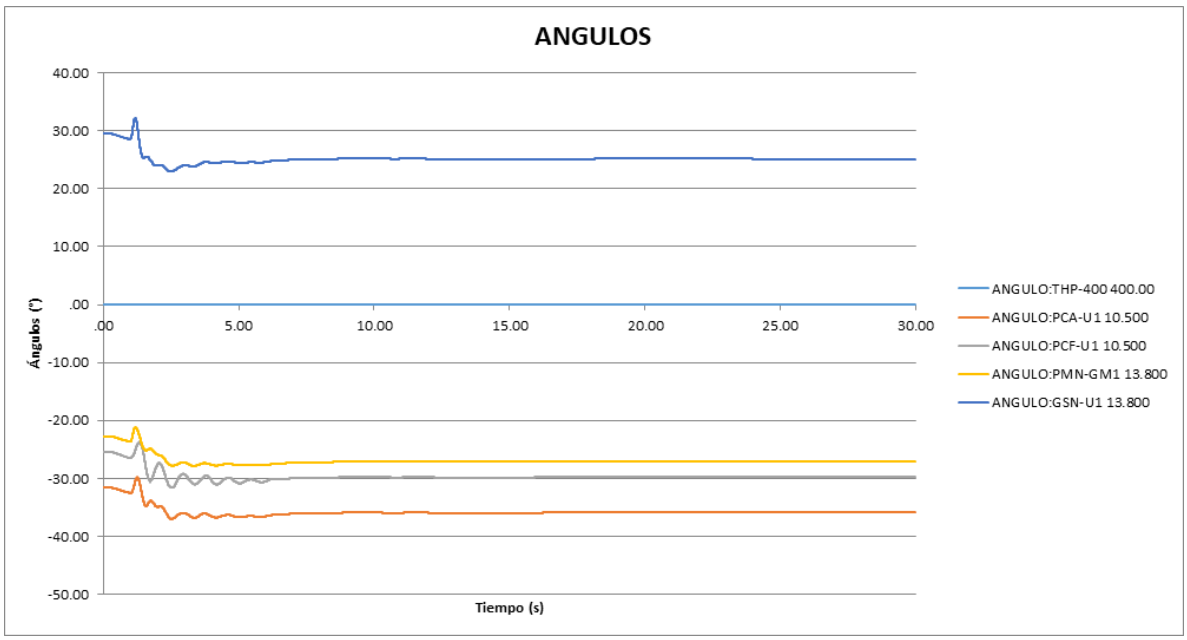
Con proyecto:



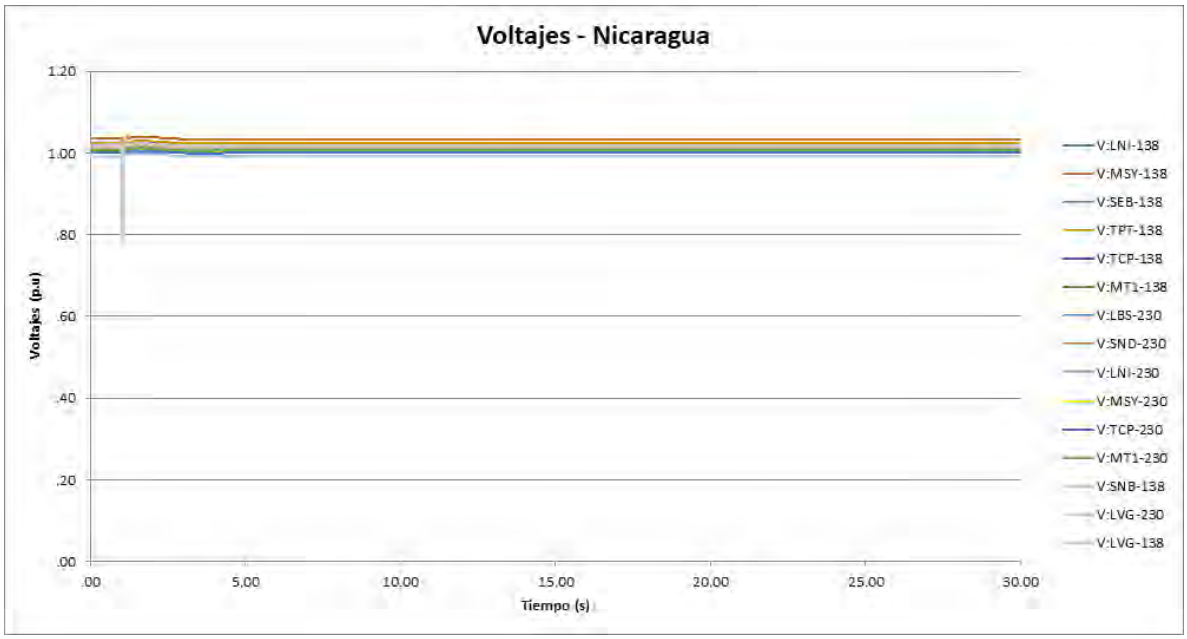
Sin proyecto:



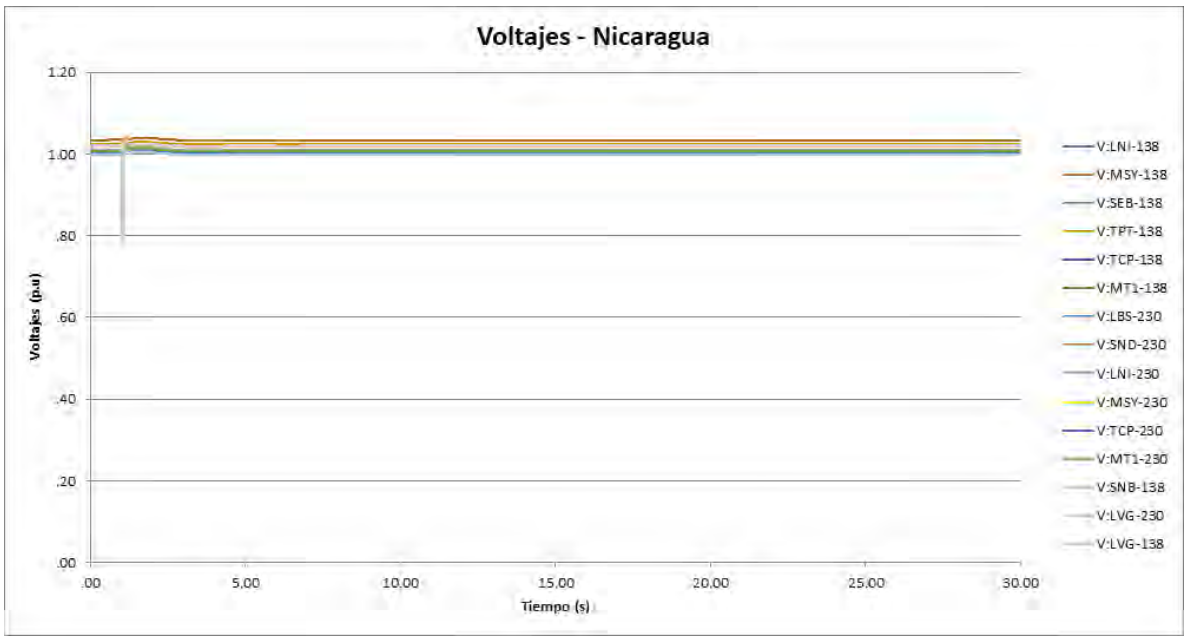
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:



CONTINGENCIA C7: Desconexión de línea Masaya-La Virgen

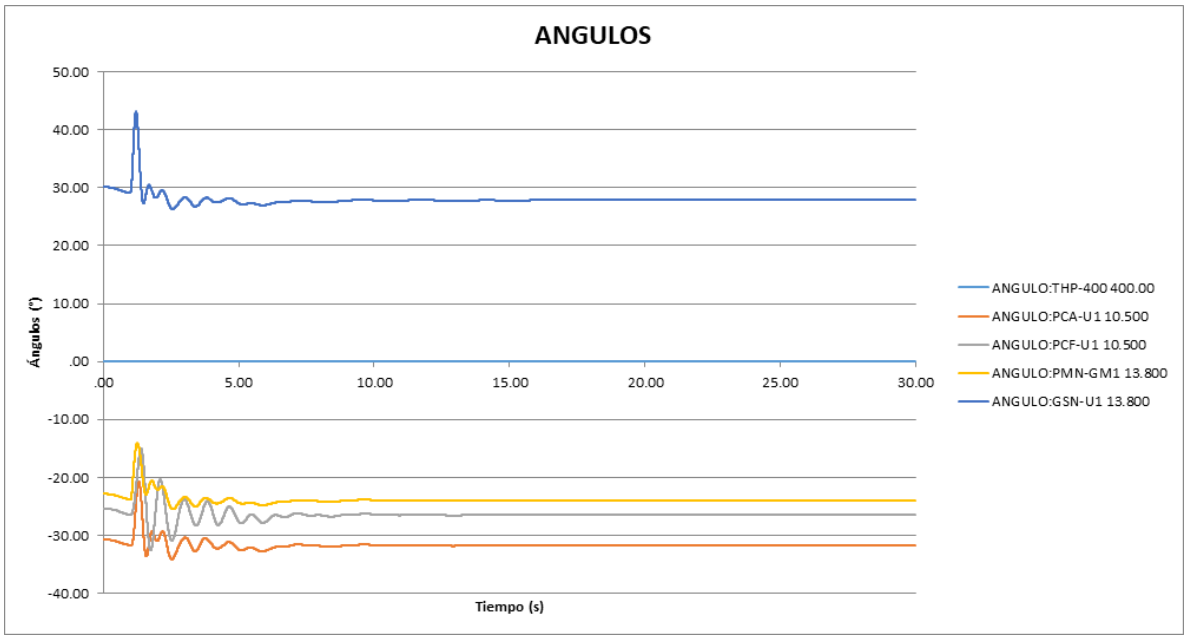
Sin proyecto:



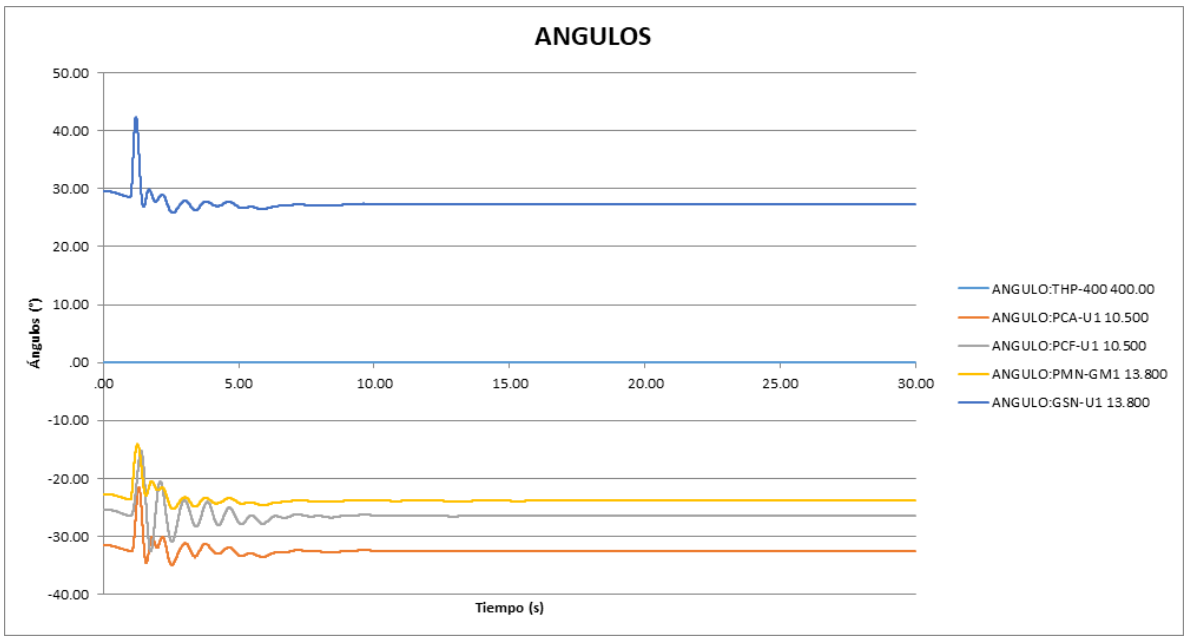
Con proyecto:



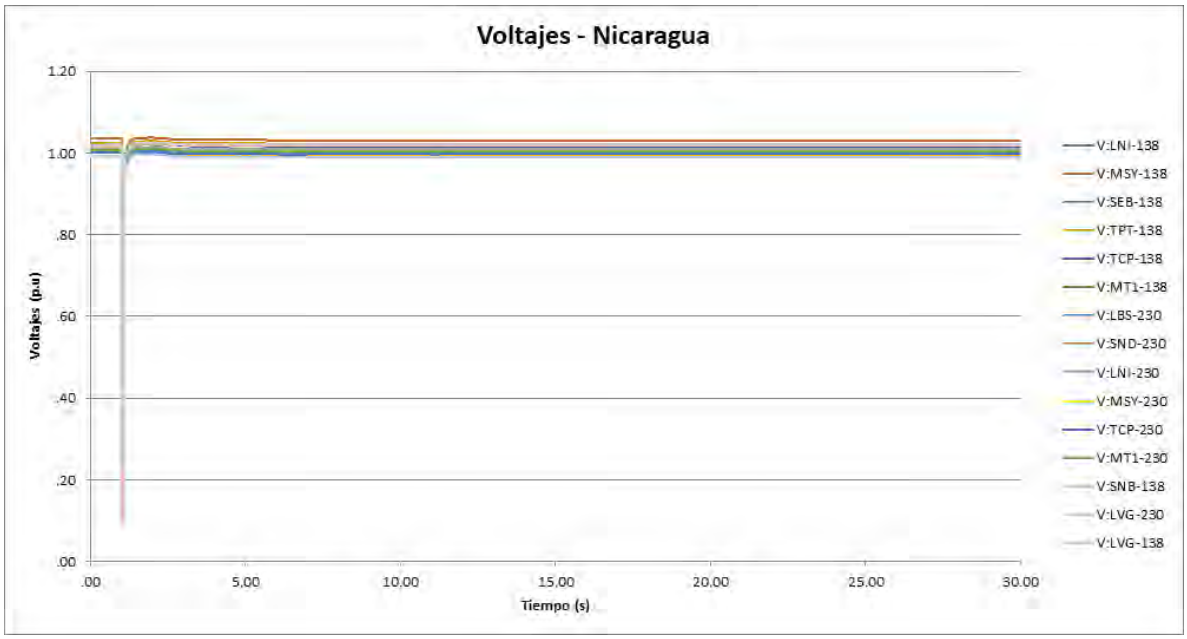
Sin proyecto:



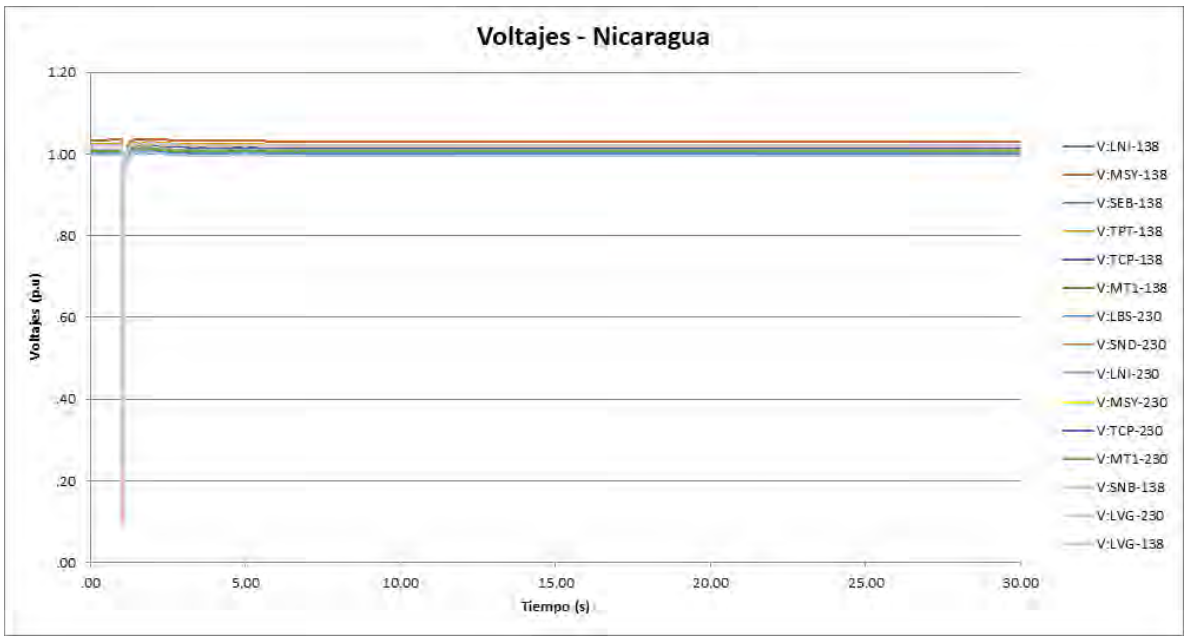
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:



CONTINGENCIA C8: Desconexión de línea La Virgen-Alba Rivas

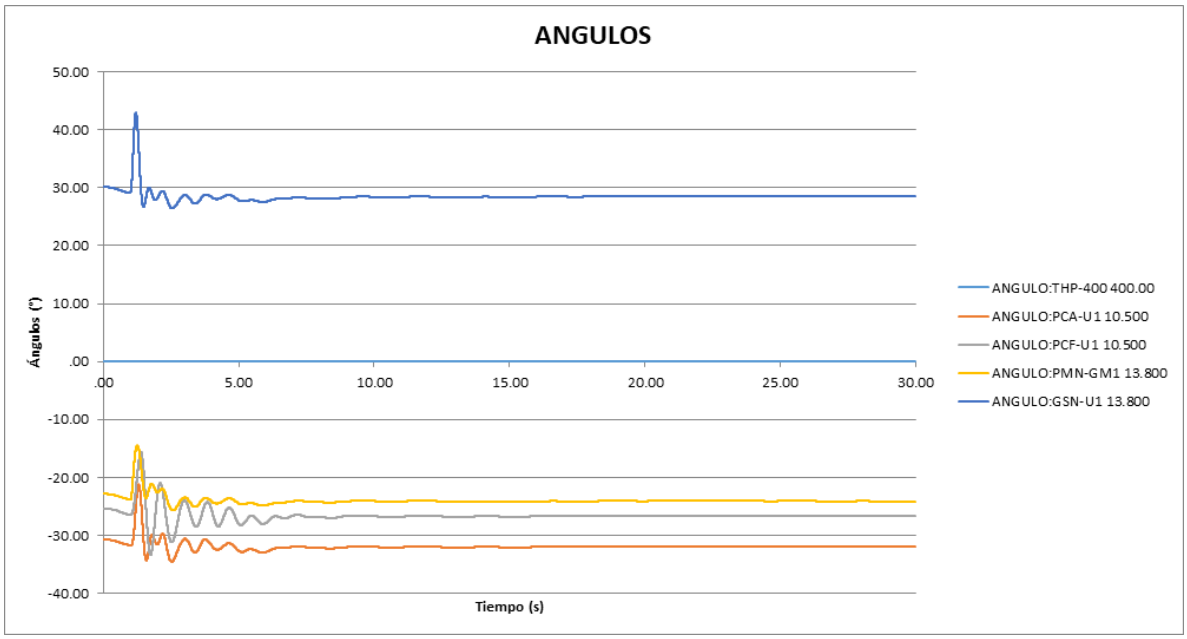
Sin proyecto:



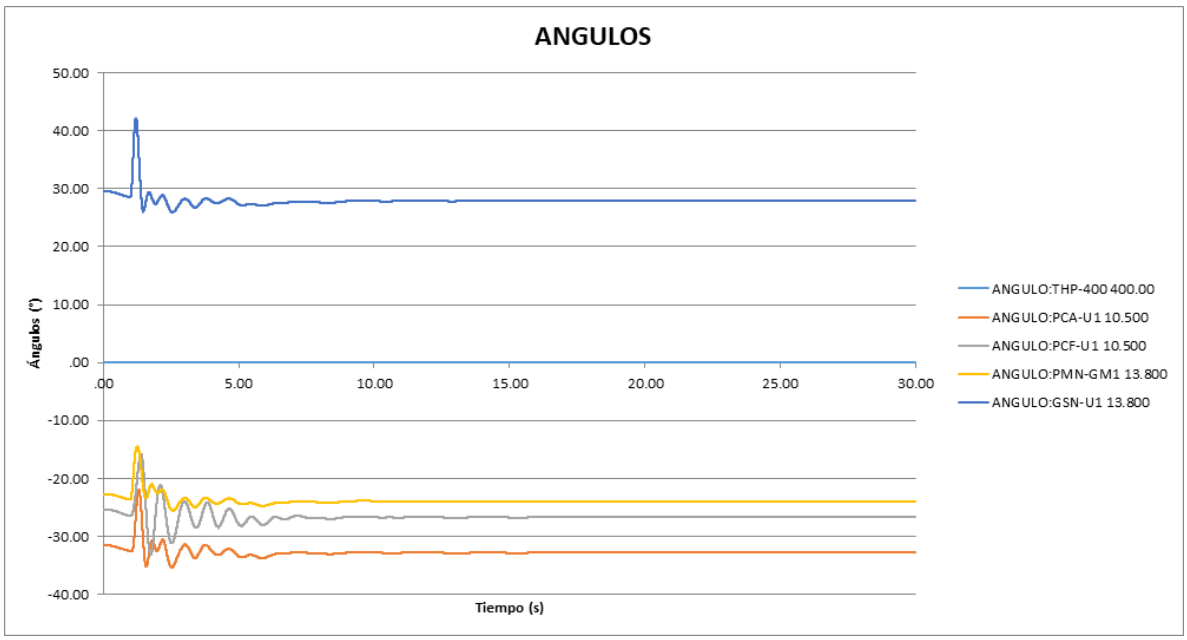
Con proyecto:



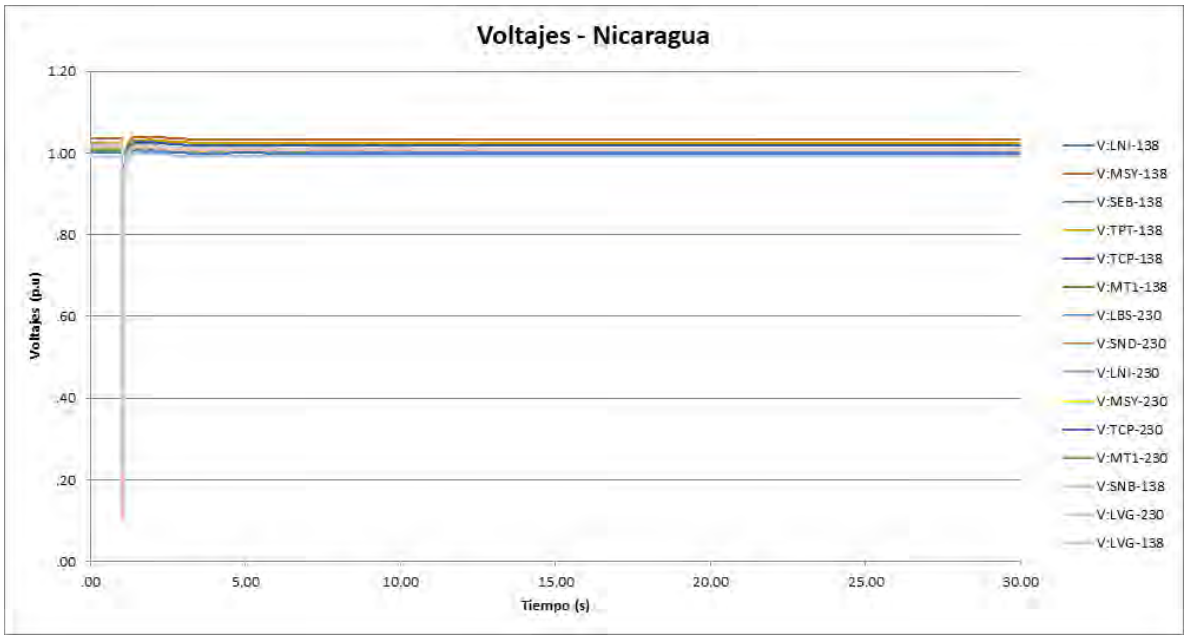
Sin proyecto:



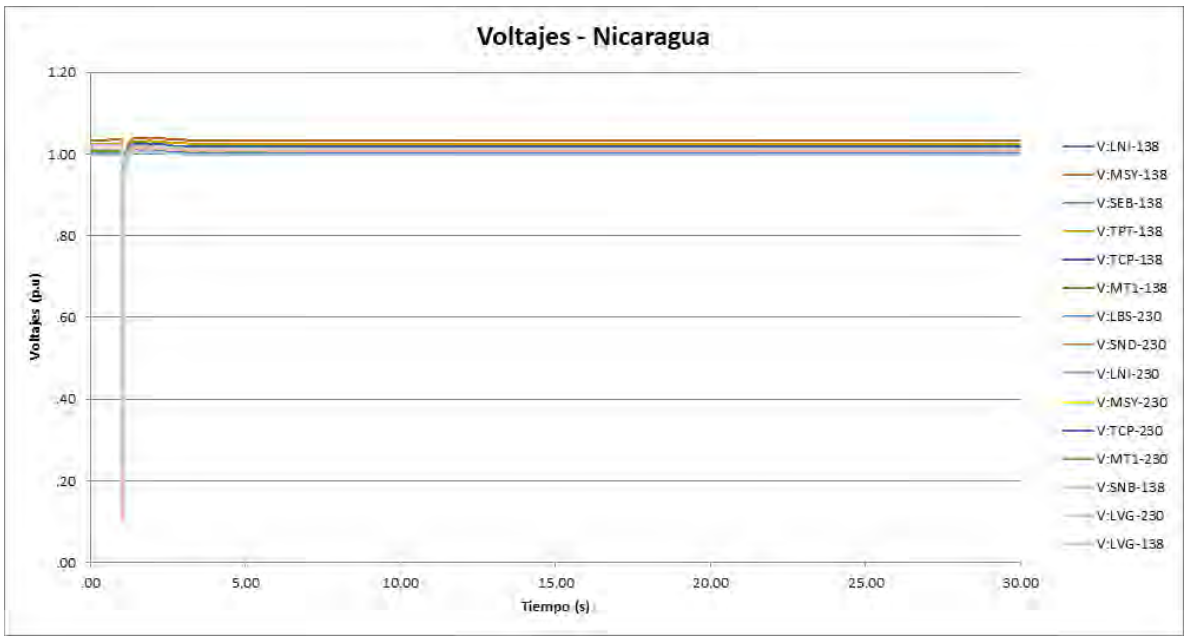
Con proyecto:



Sin proyecto:

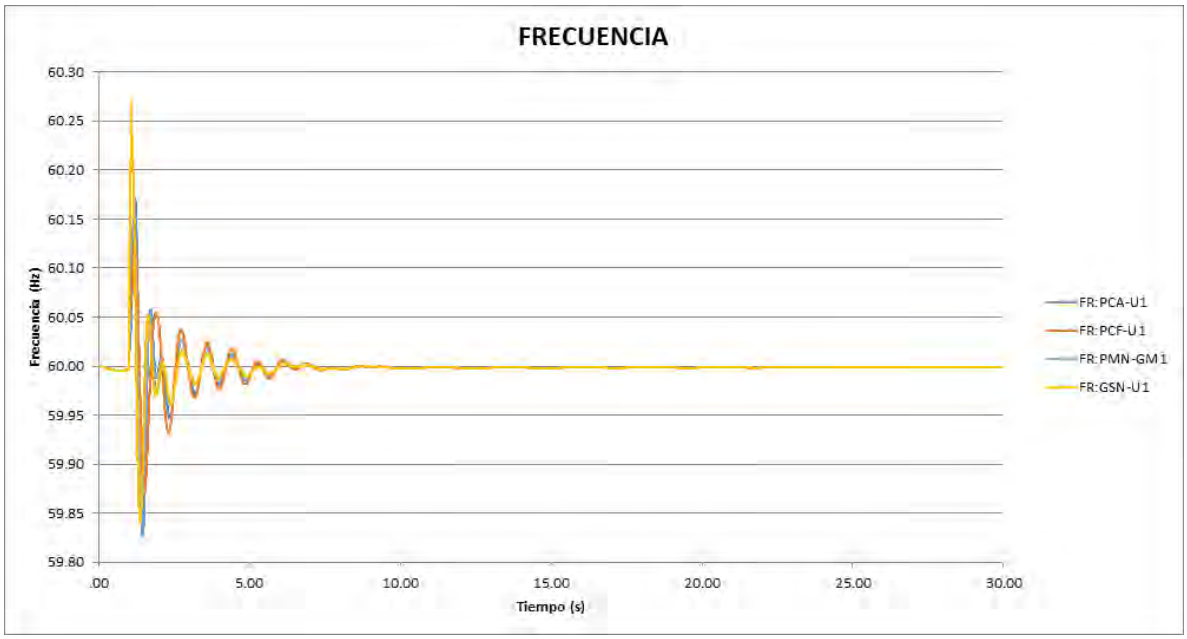


Con proyecto:

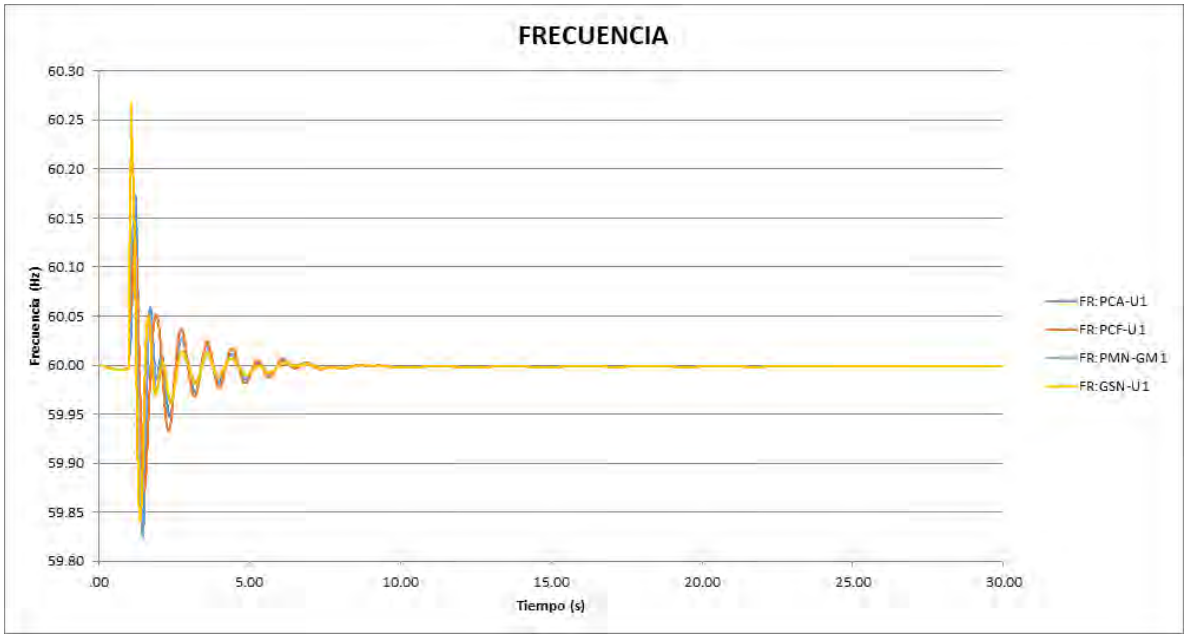


CONTINGENCIA C9: Desconexión de la línea Sandino-León I

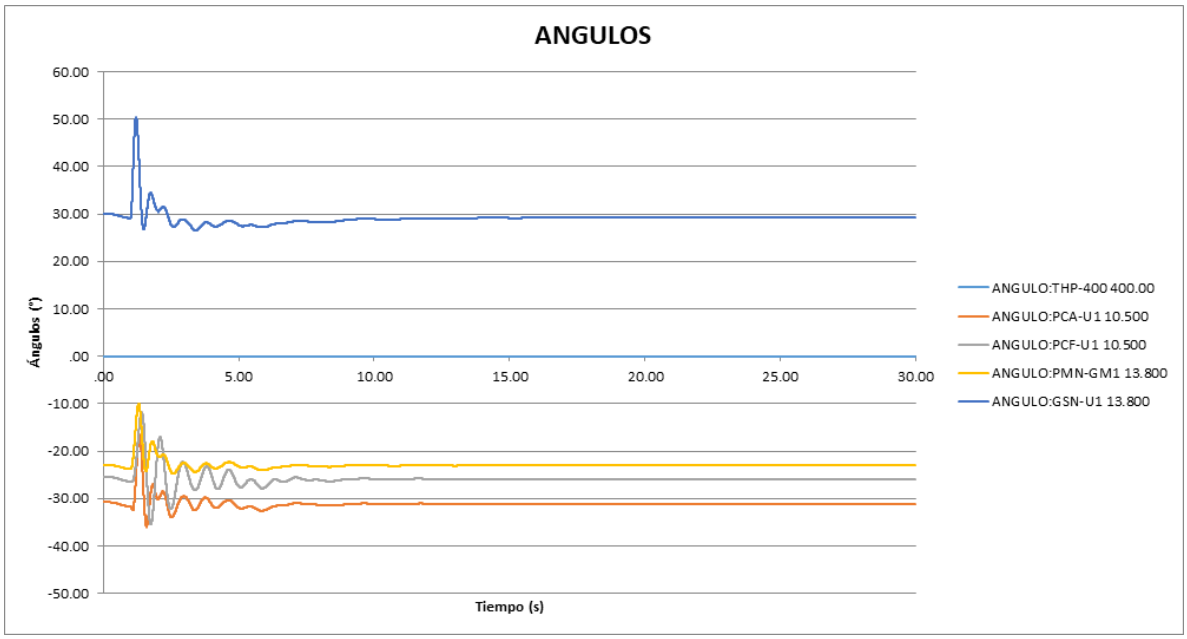
Sin proyecto:



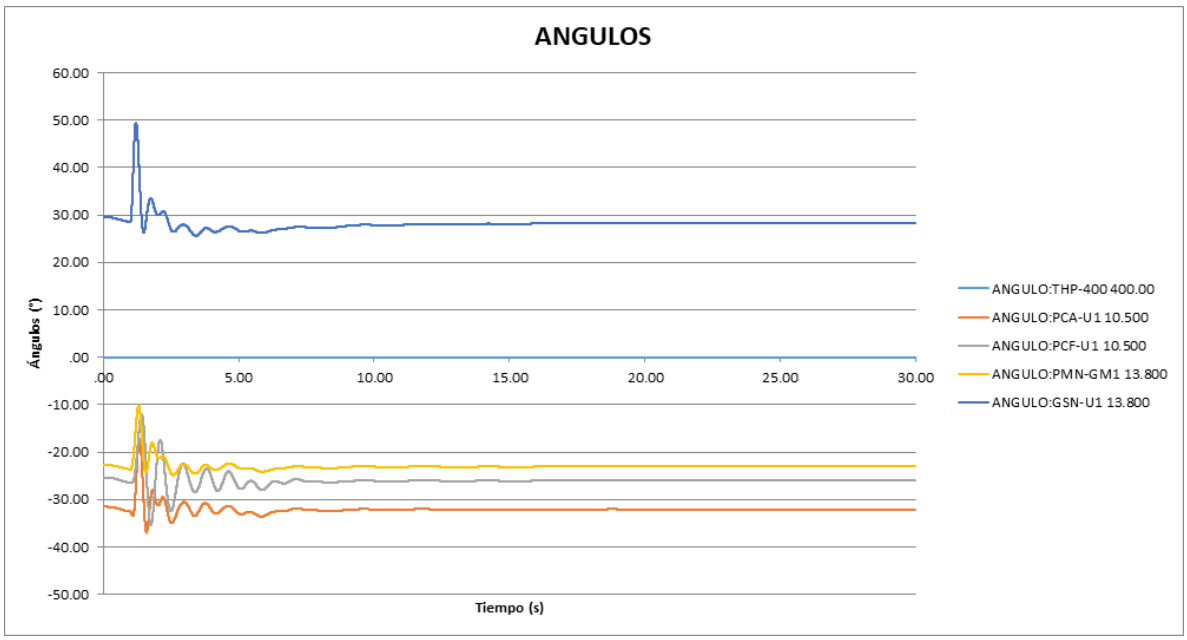
Con proyecto:



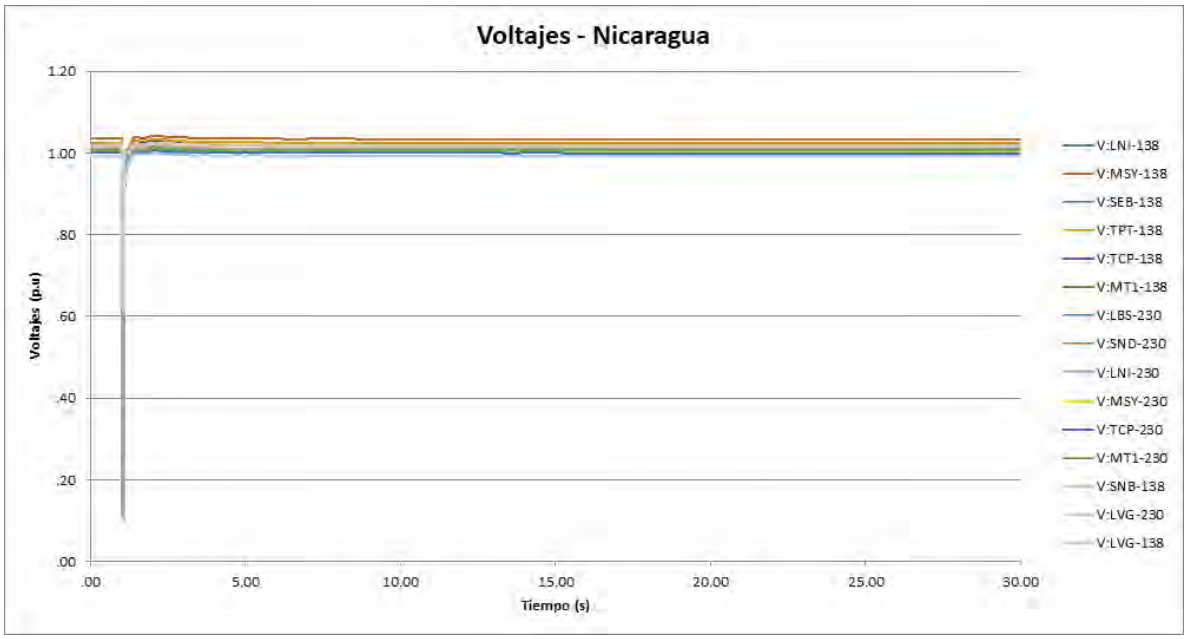
Sin proyecto:



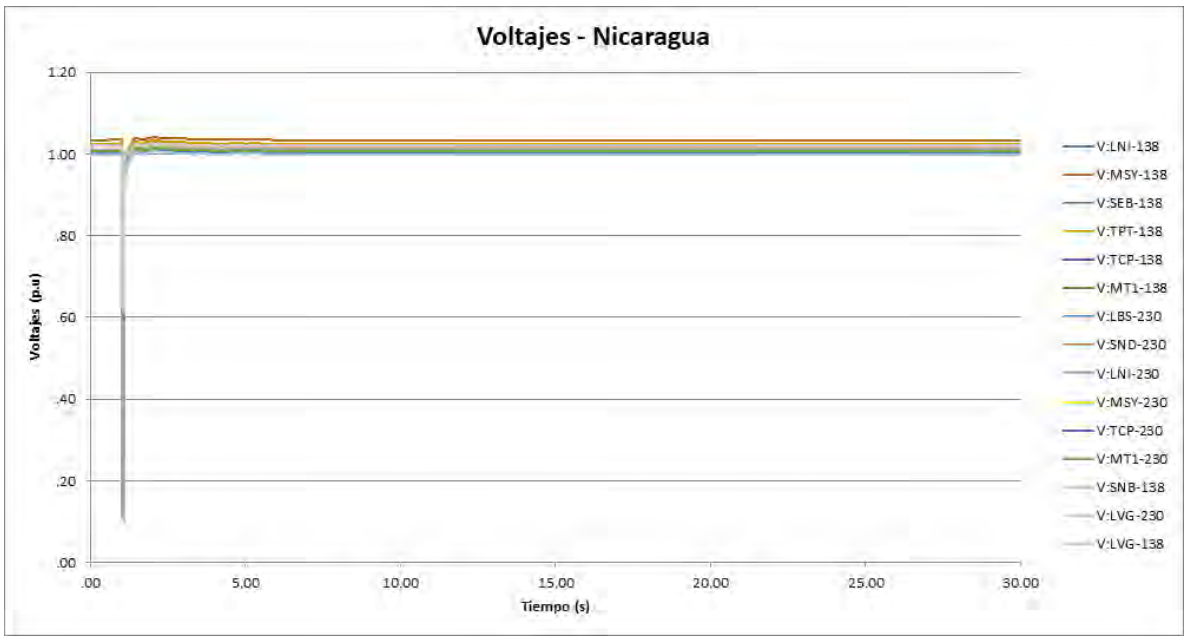
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:

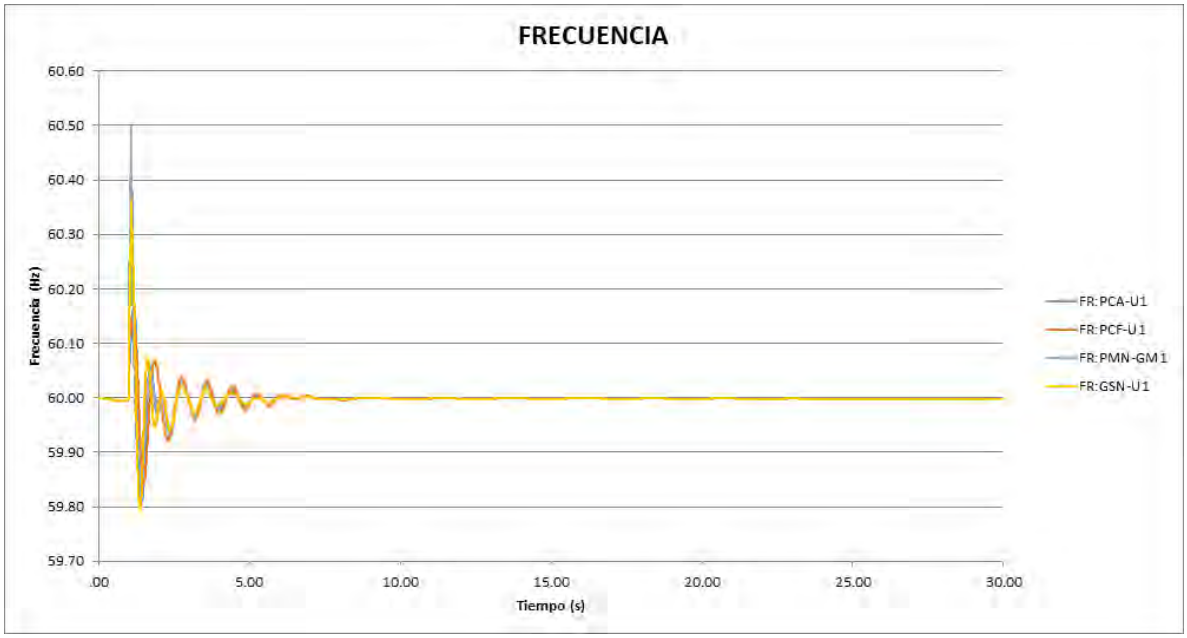


CONTINGENCIA C10: Desconexión de la línea Sandino-Mateare 1

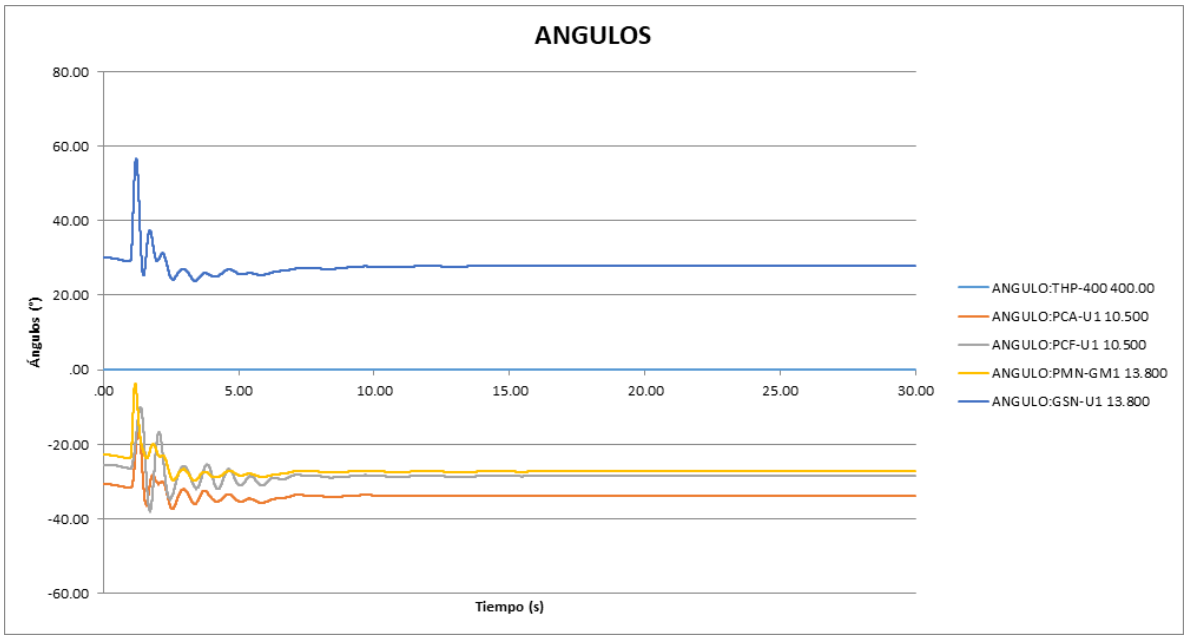
Sin proyecto:



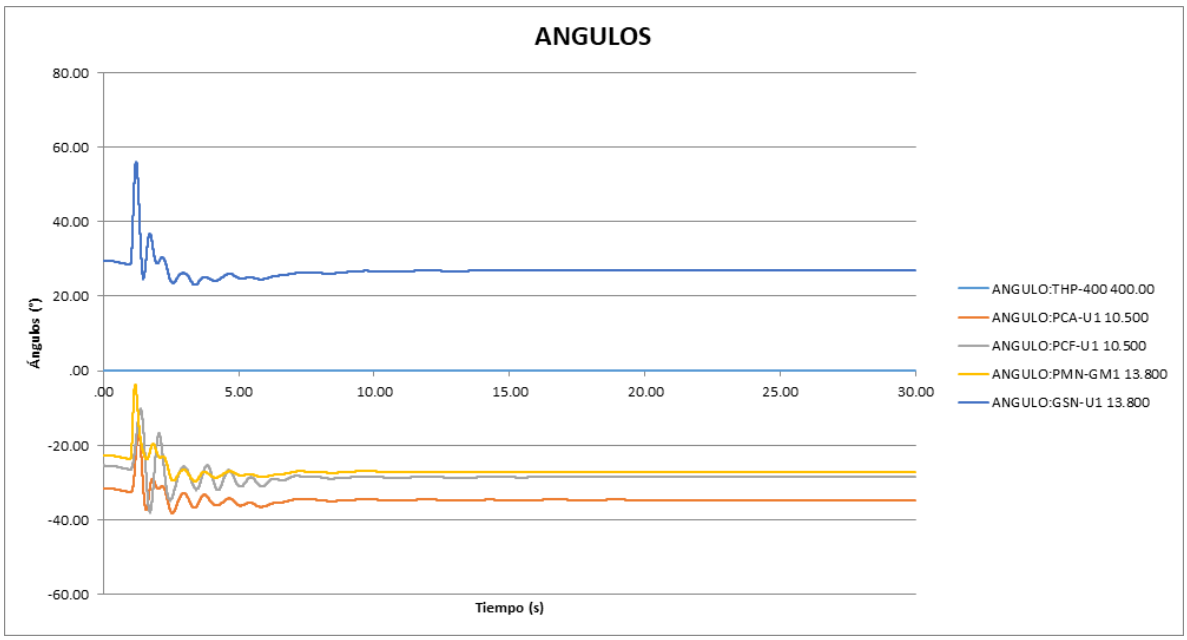
Con proyecto:



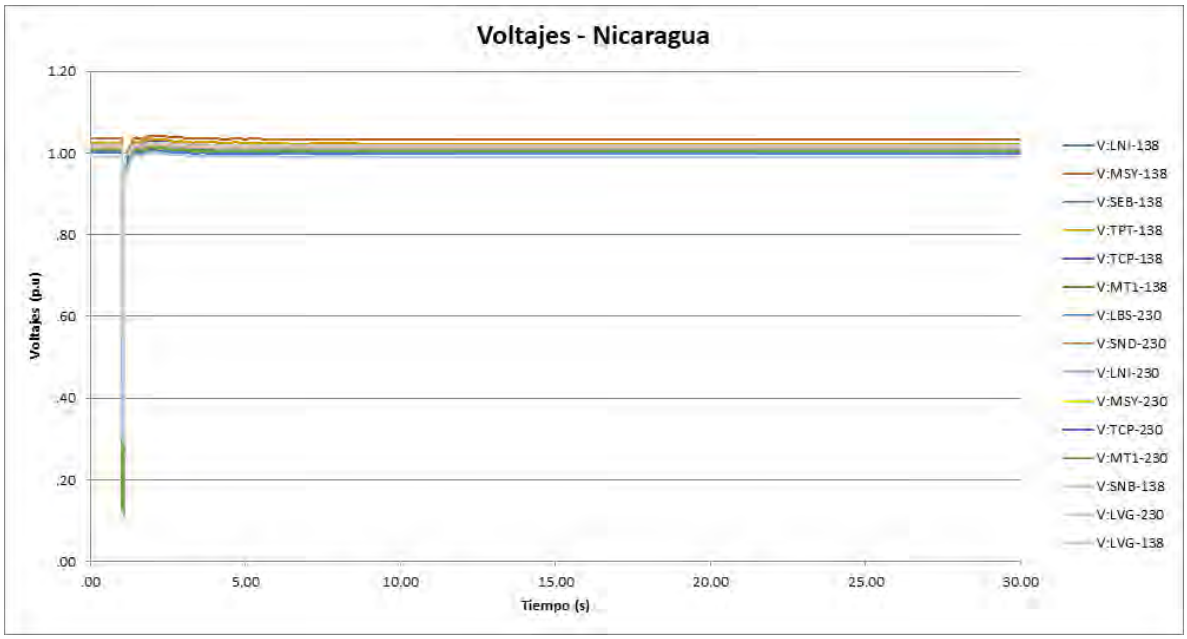
Sin proyecto:



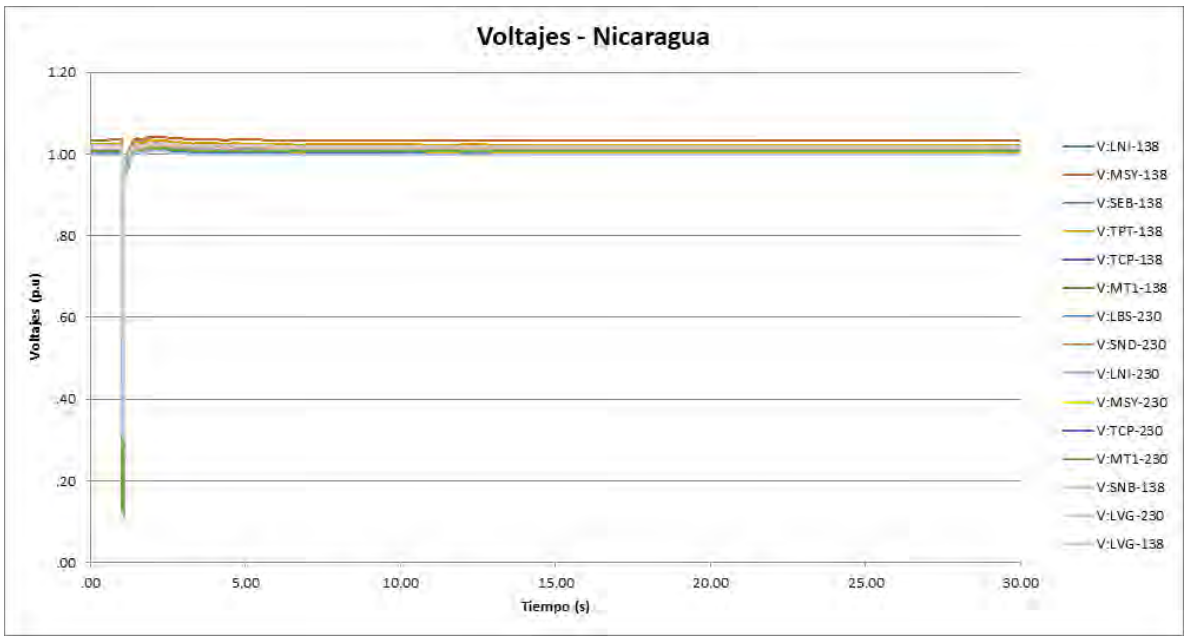
Con proyecto:



Sin proyecto:

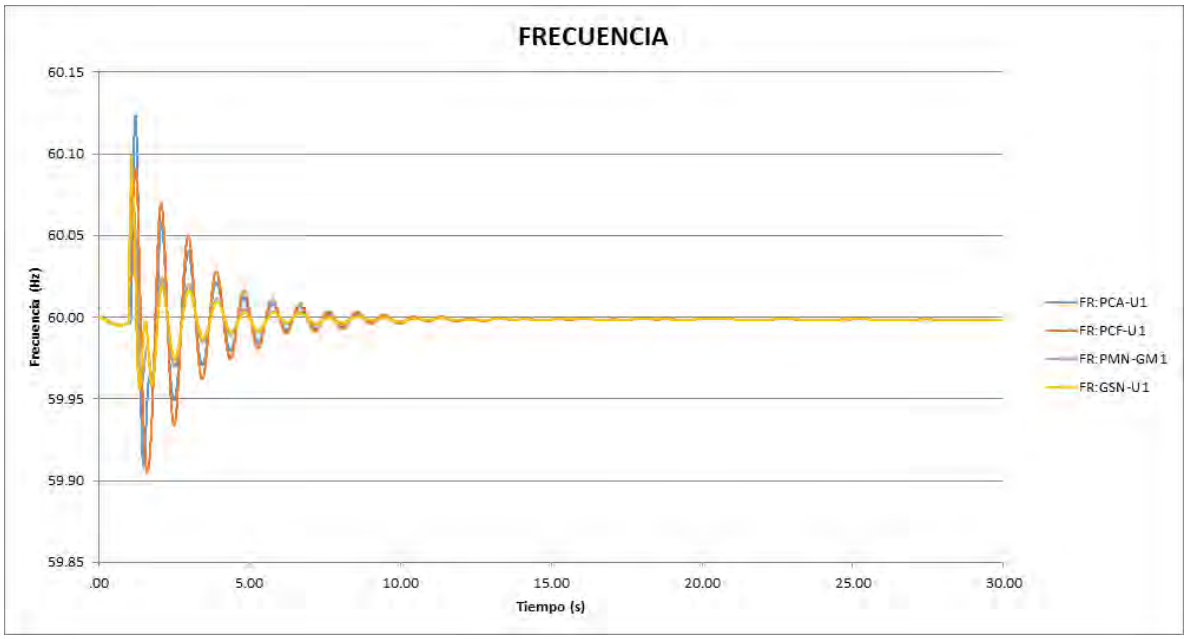


Con proyecto:

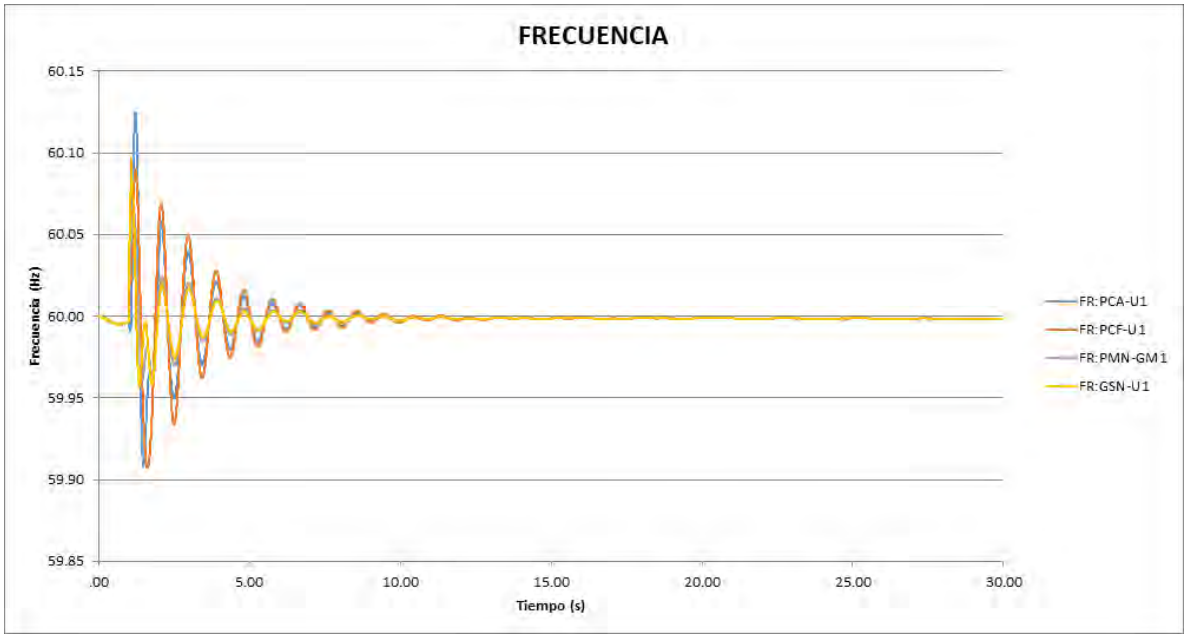


CONTINGENCIA C11: Desconexión de la línea León I-Pensa

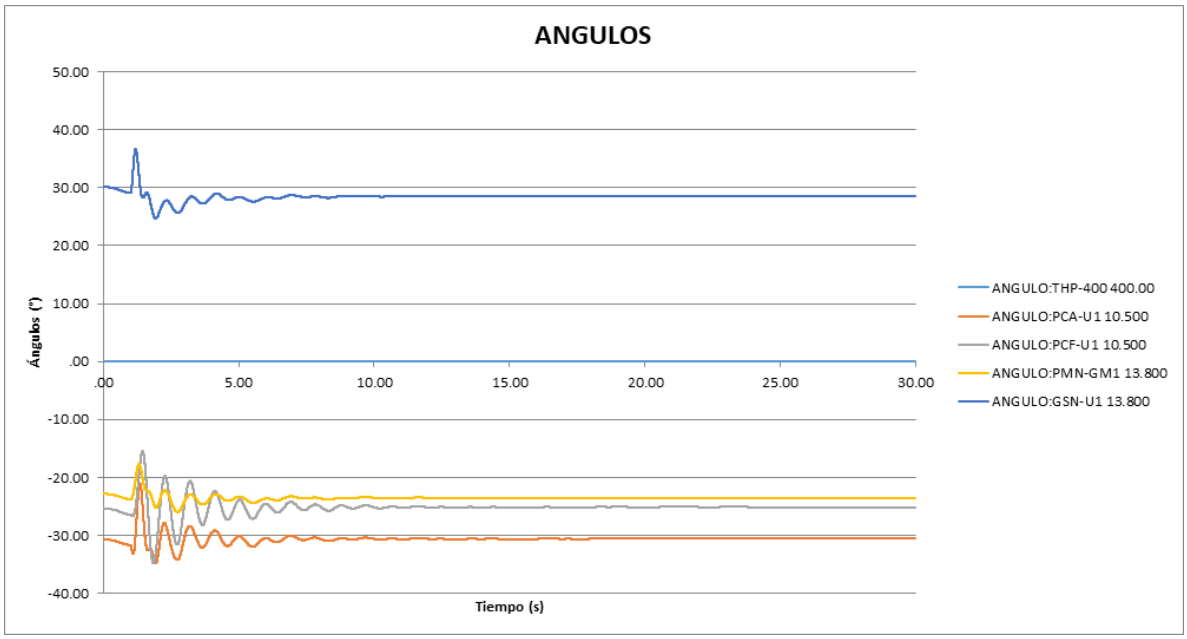
Sin proyecto:



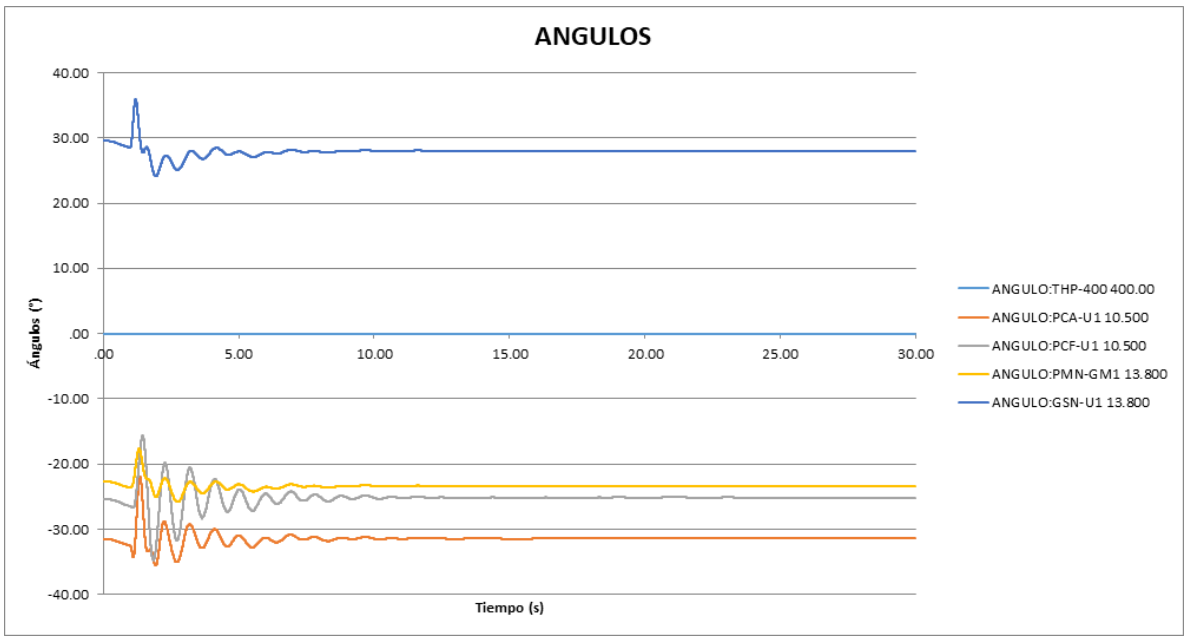
Con proyecto:



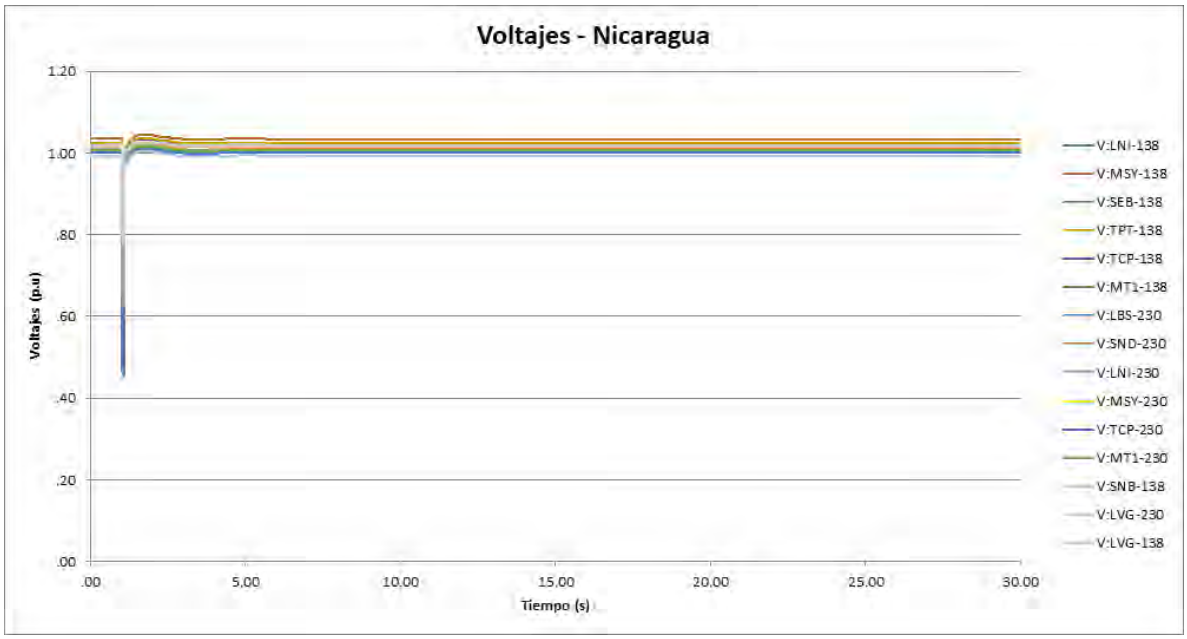
Sin proyecto:



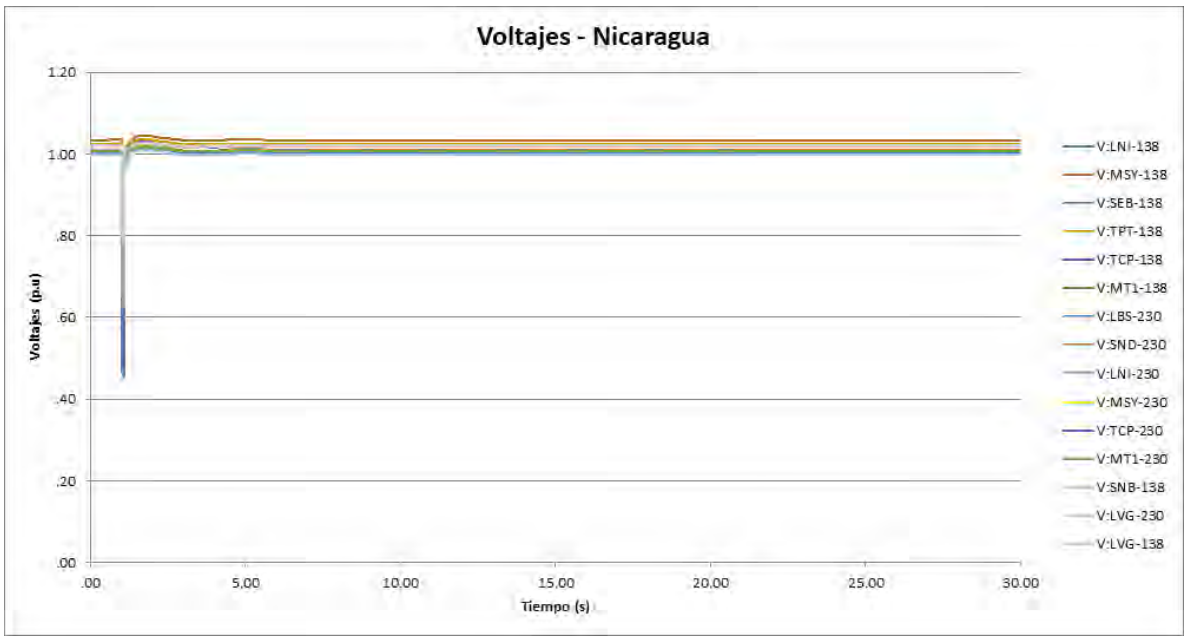
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:



CONTINGENCIA C12: Desconexión de la línea San Benito - Masaya

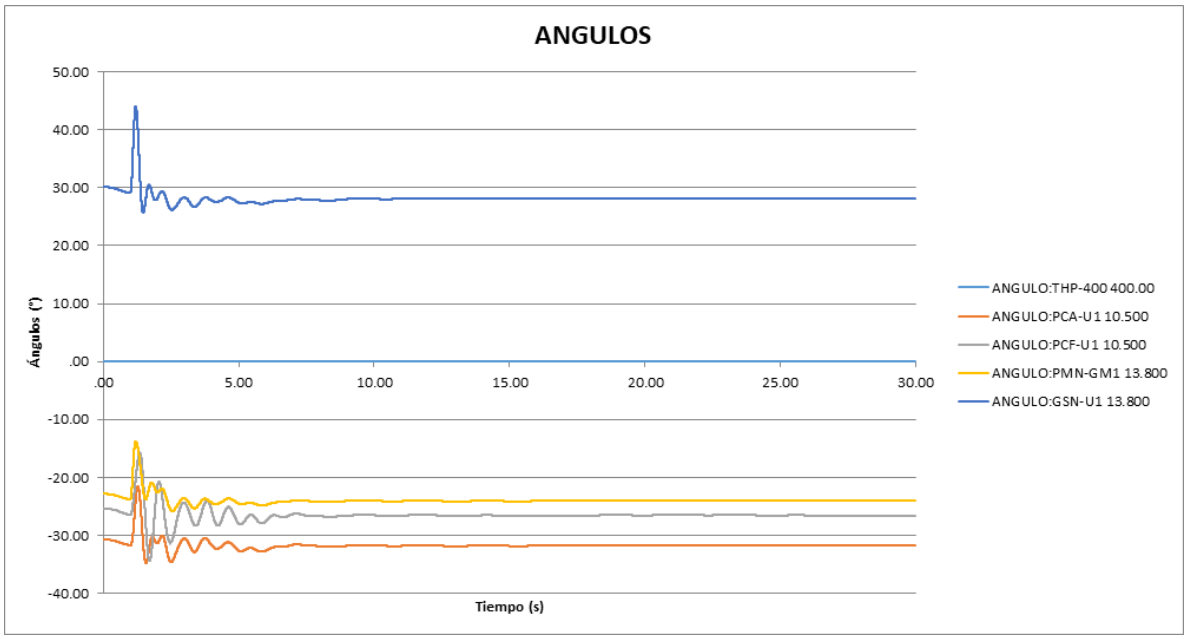
Sin proyecto:



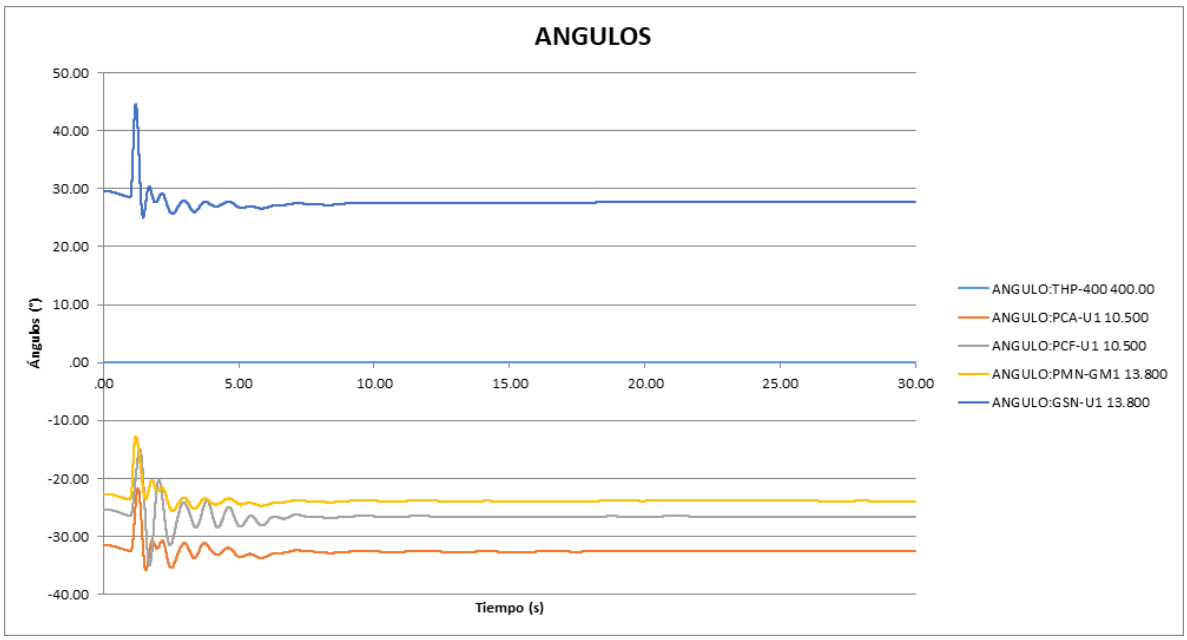
Con proyecto:



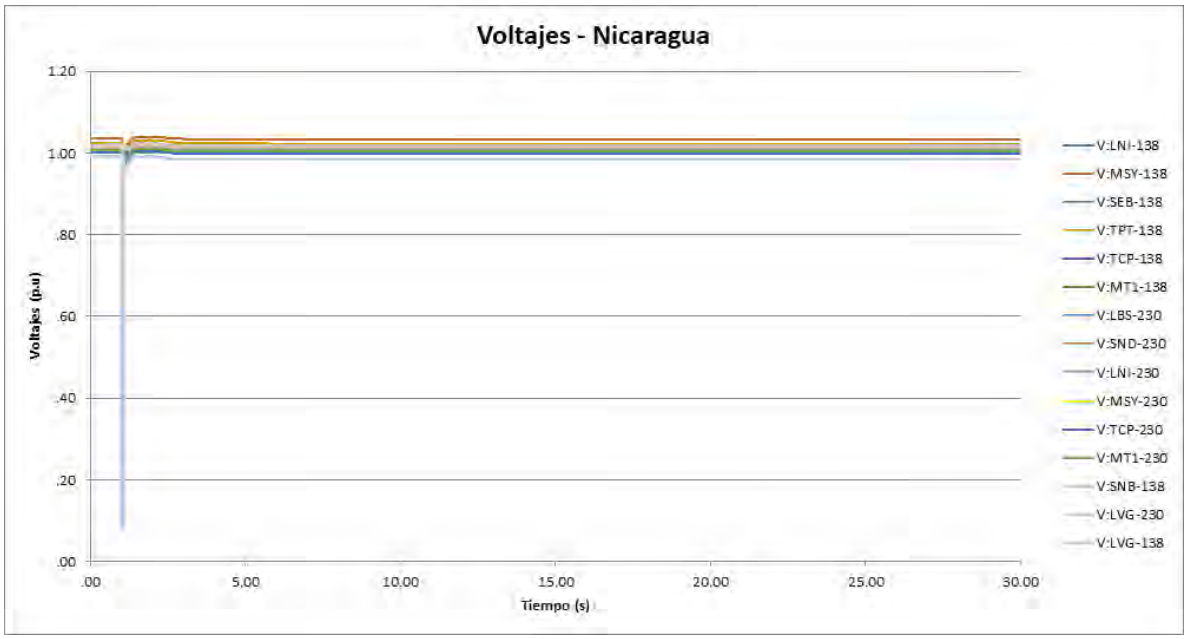
Sin proyecto:



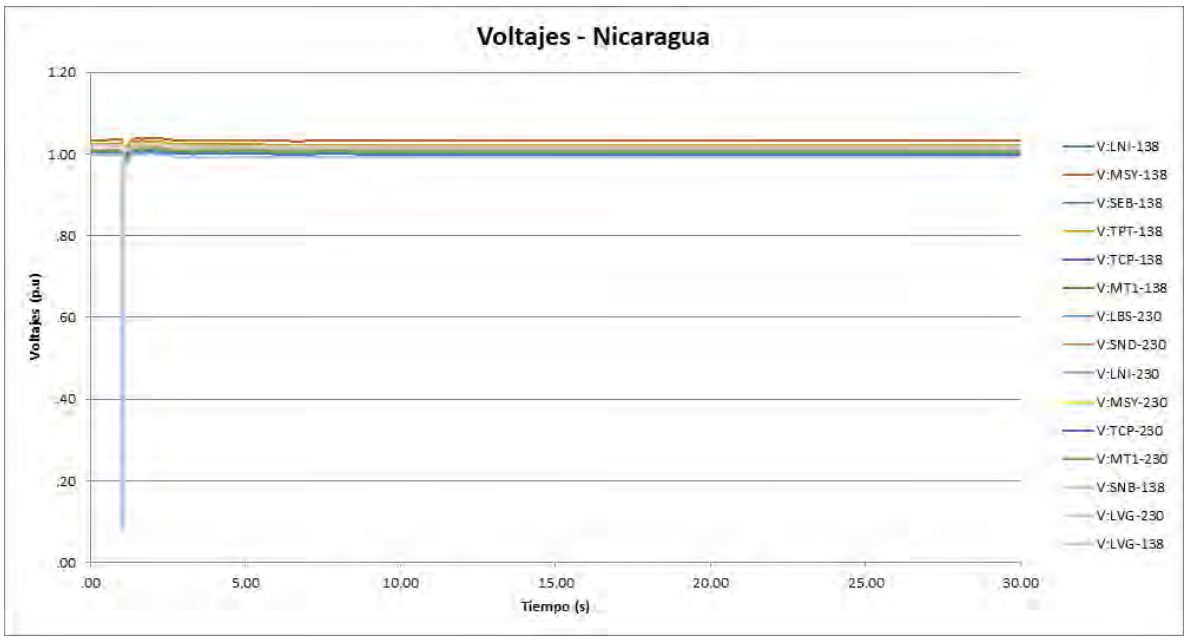
Con proyecto:



Sin proyecto:

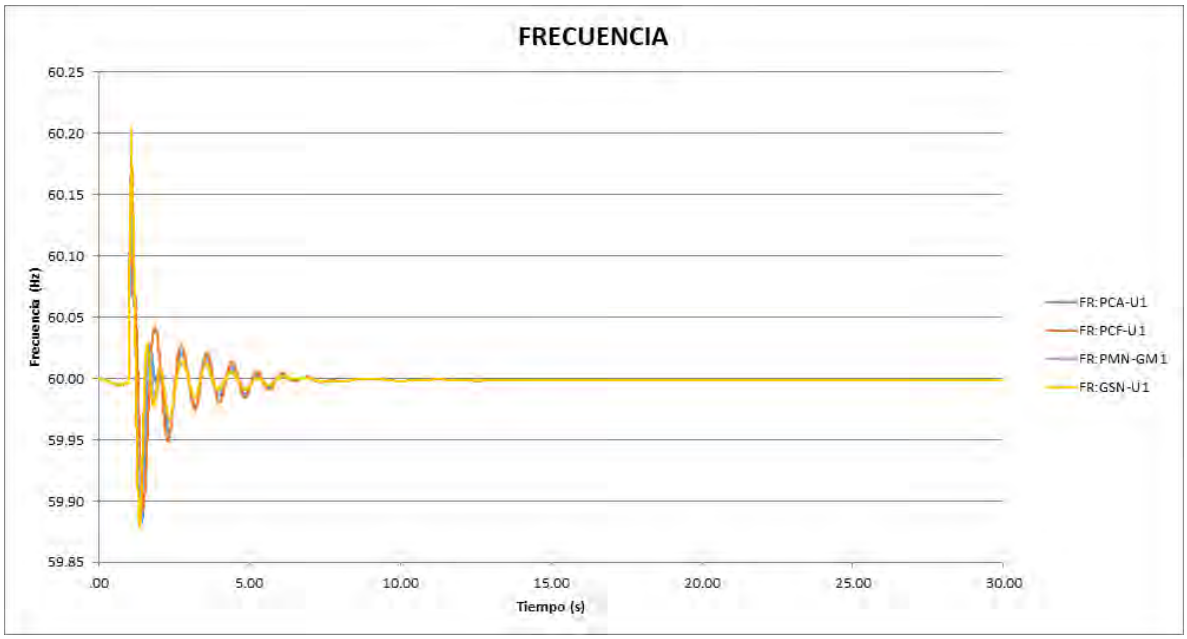


Con proyecto:



CONTINGENCIA C13: Desconexión de la línea San Benito - Los Brasiles

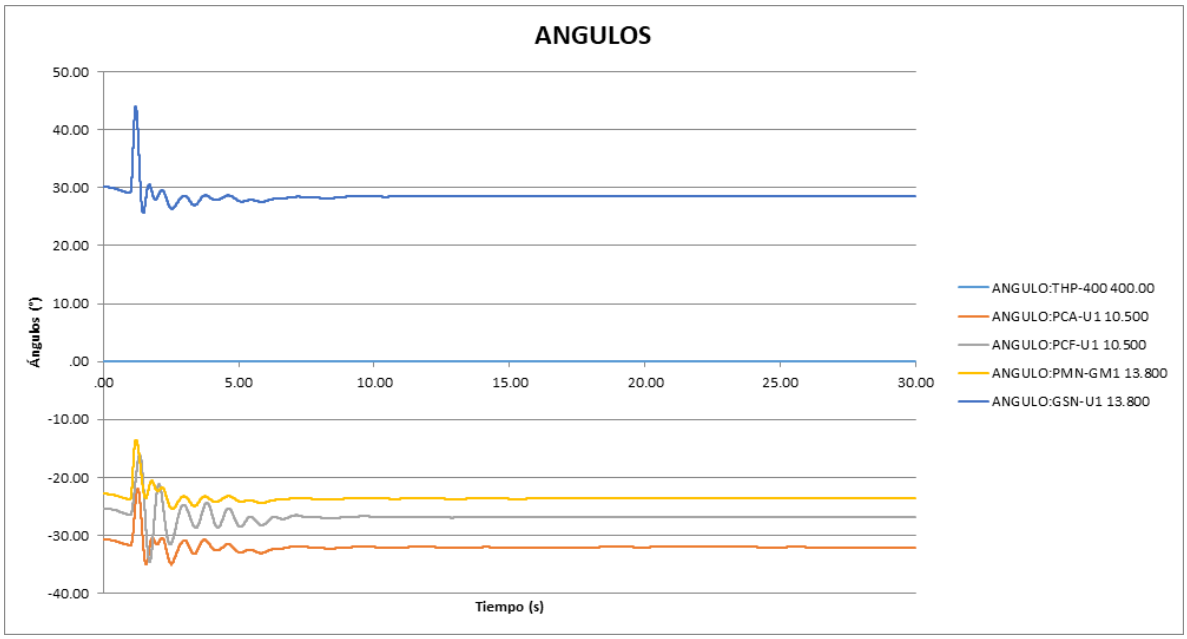
Sin proyecto:



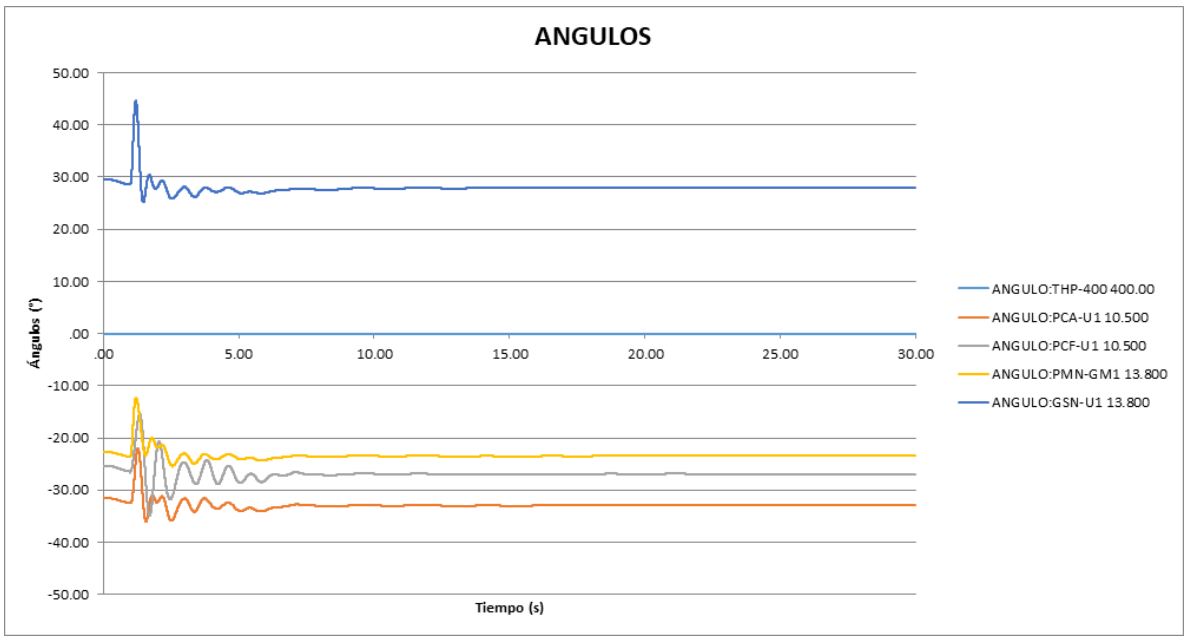
Con proyecto:



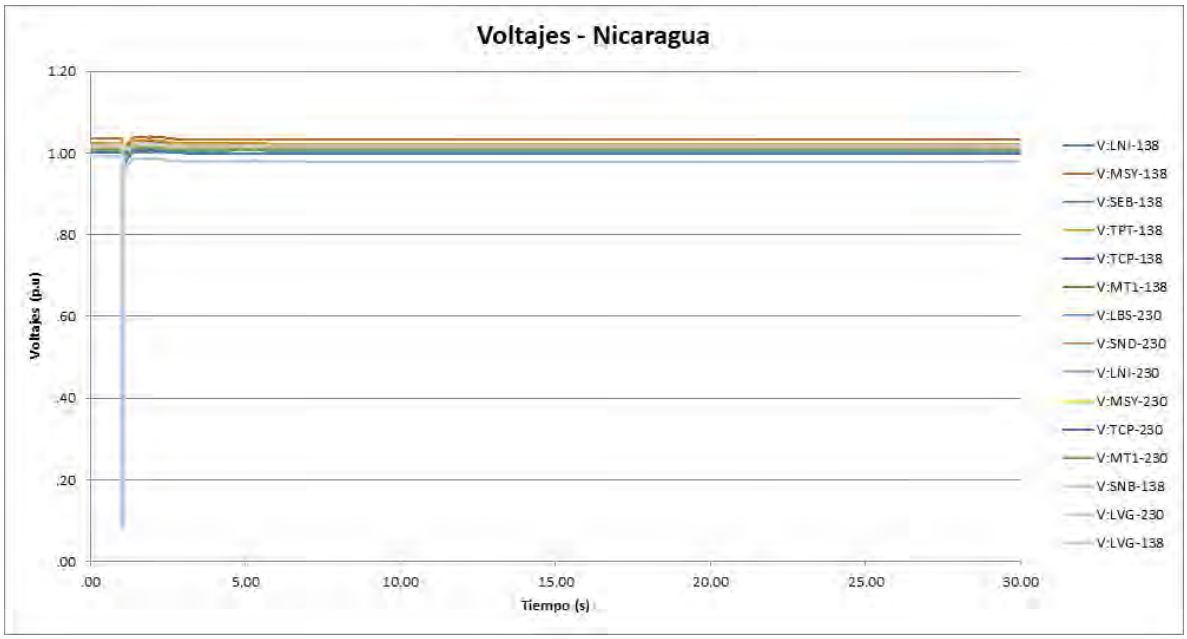
Sin proyecto:



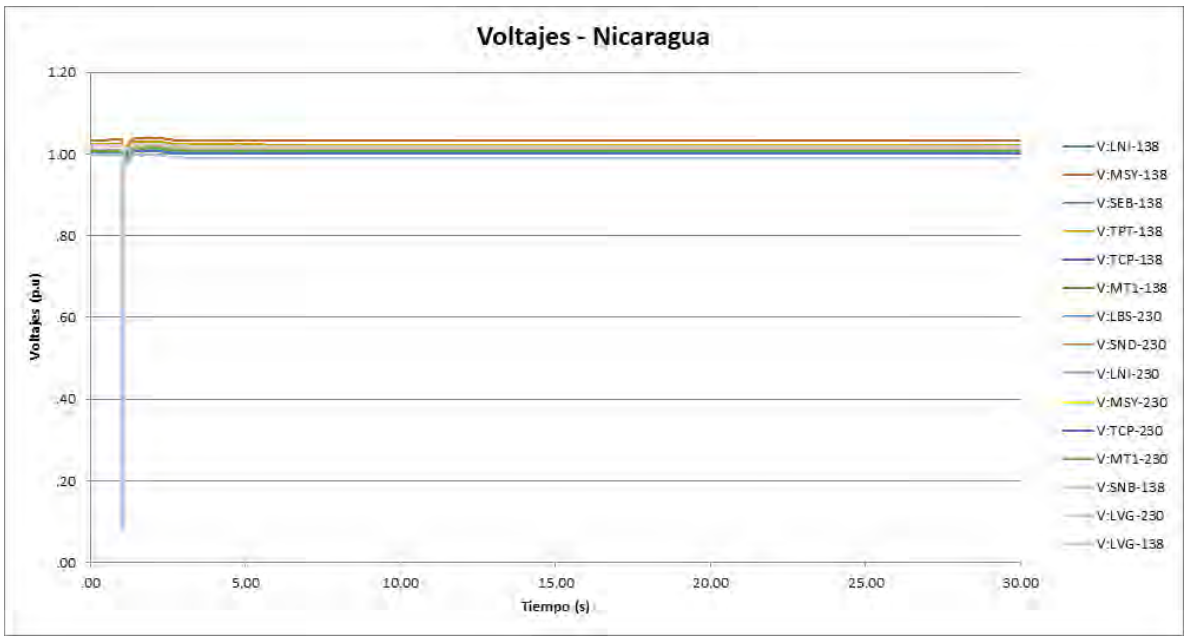
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:



CONTINGENCIA C14: Desconexión de la línea San Benito - Boaco

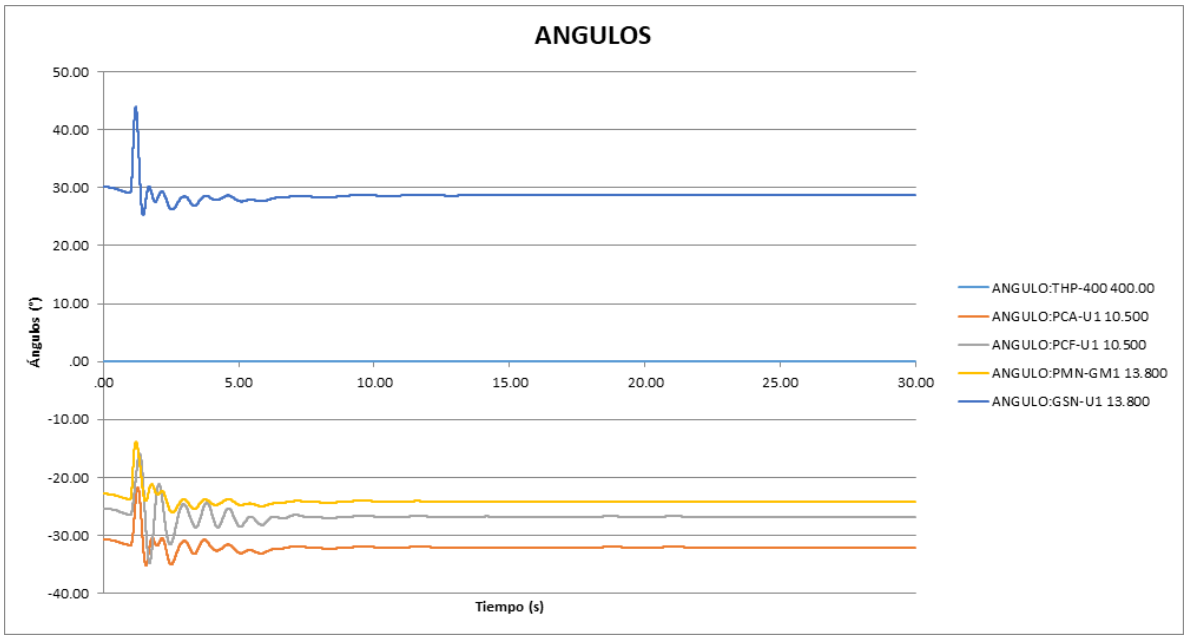
Sin proyecto:



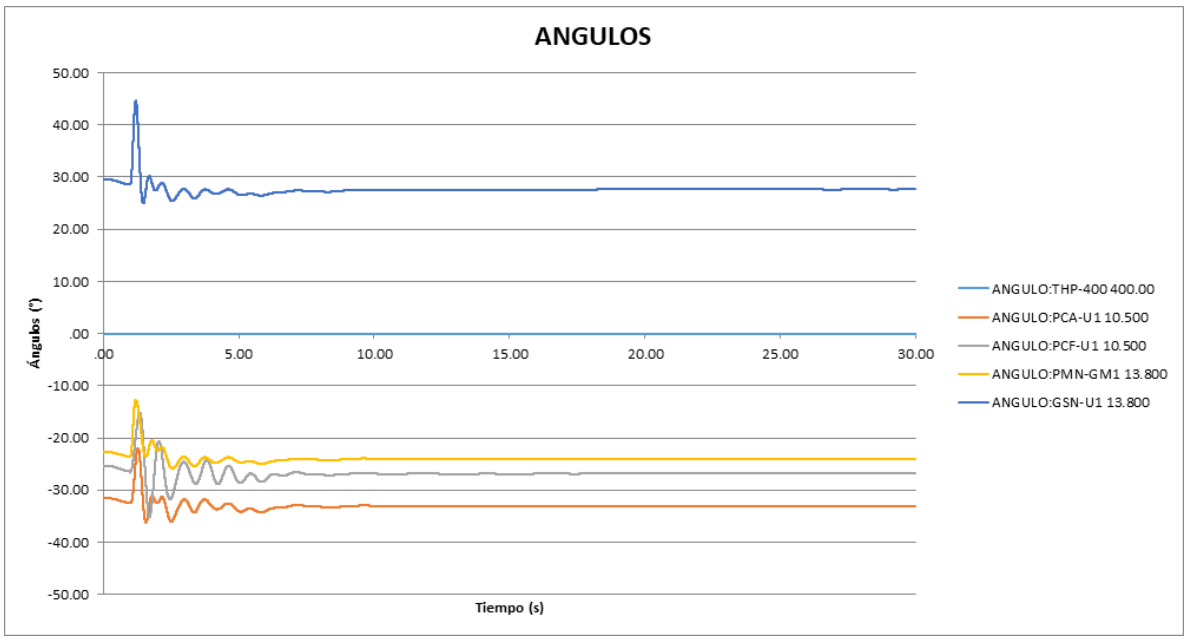
Con proyecto:



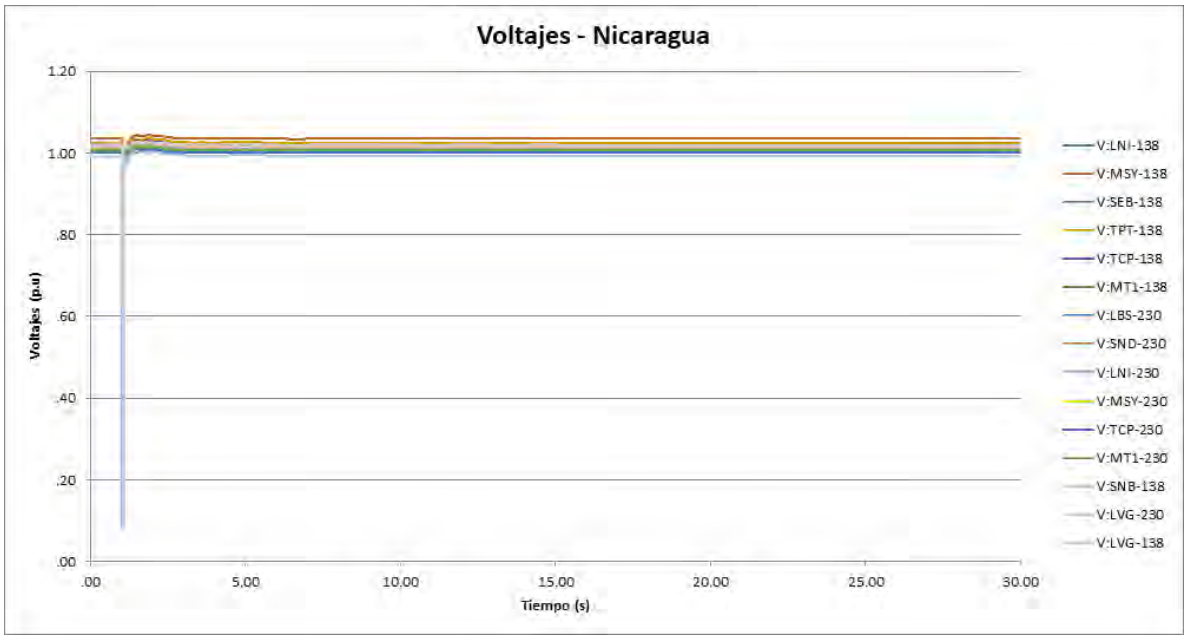
Sin proyecto:



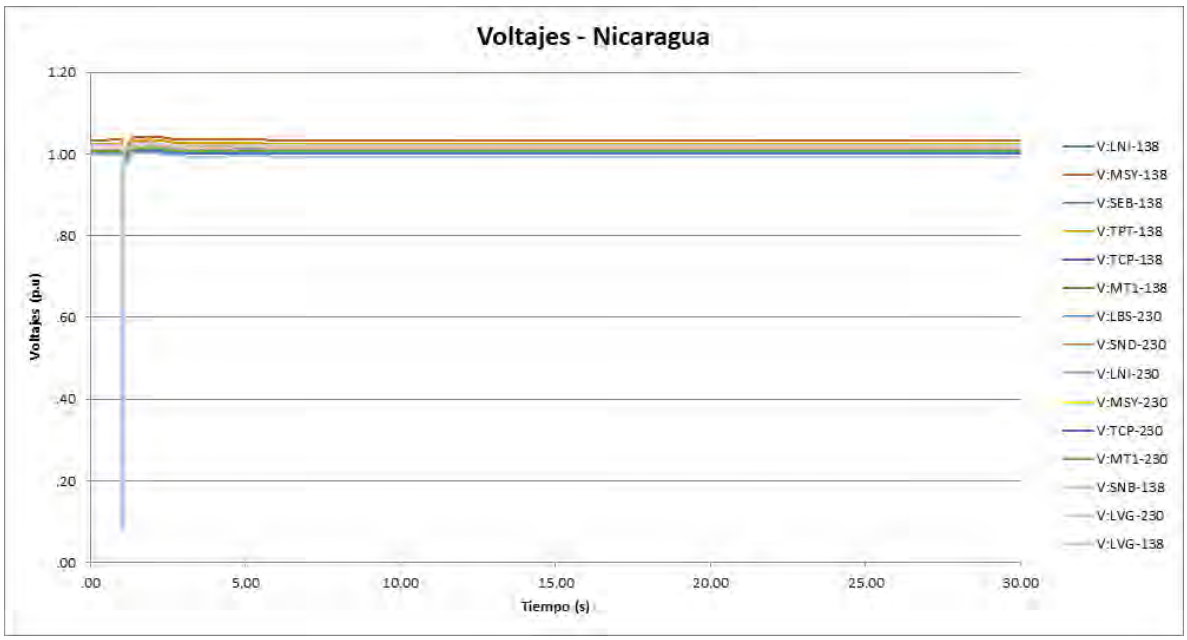
Con proyecto:



Sin proyecto:



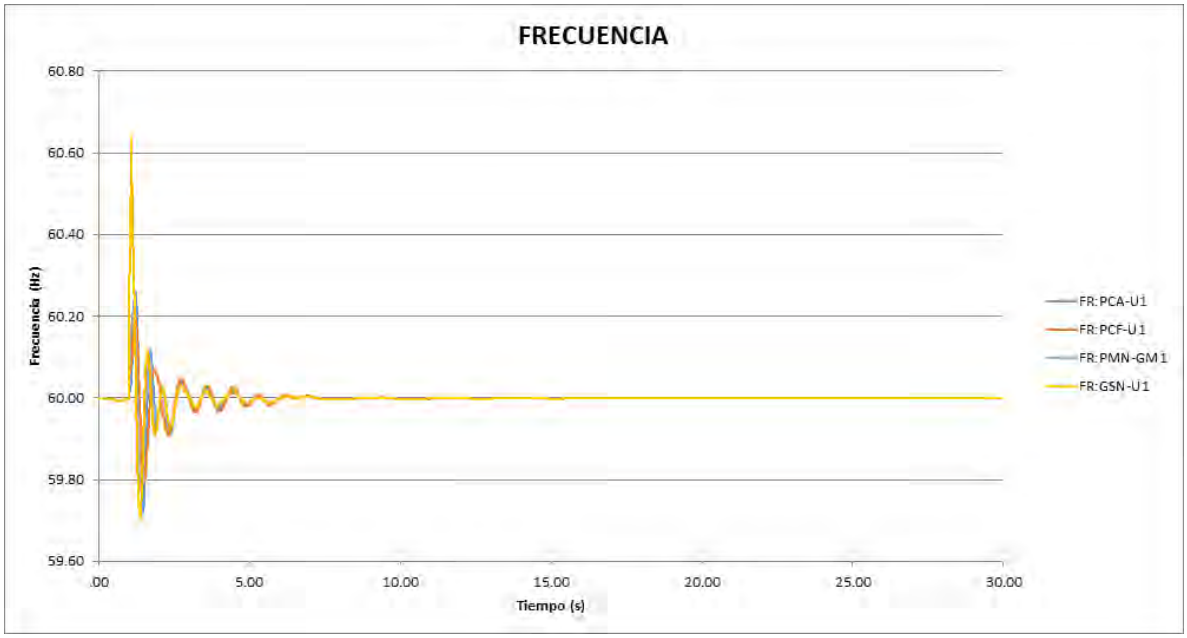
Con proyecto:



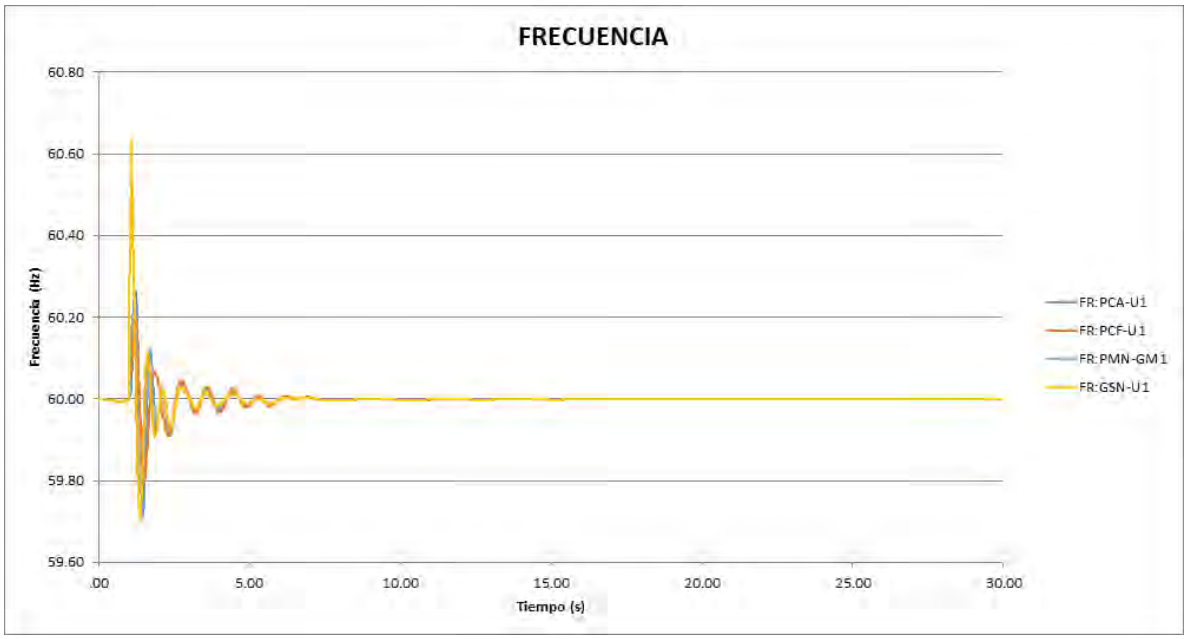
- **Escenario Invierno demanda máxima porteo N-S 180MW**

CONTINGENCIA C1: Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central PCG9 y PSL (Planta Solaris)

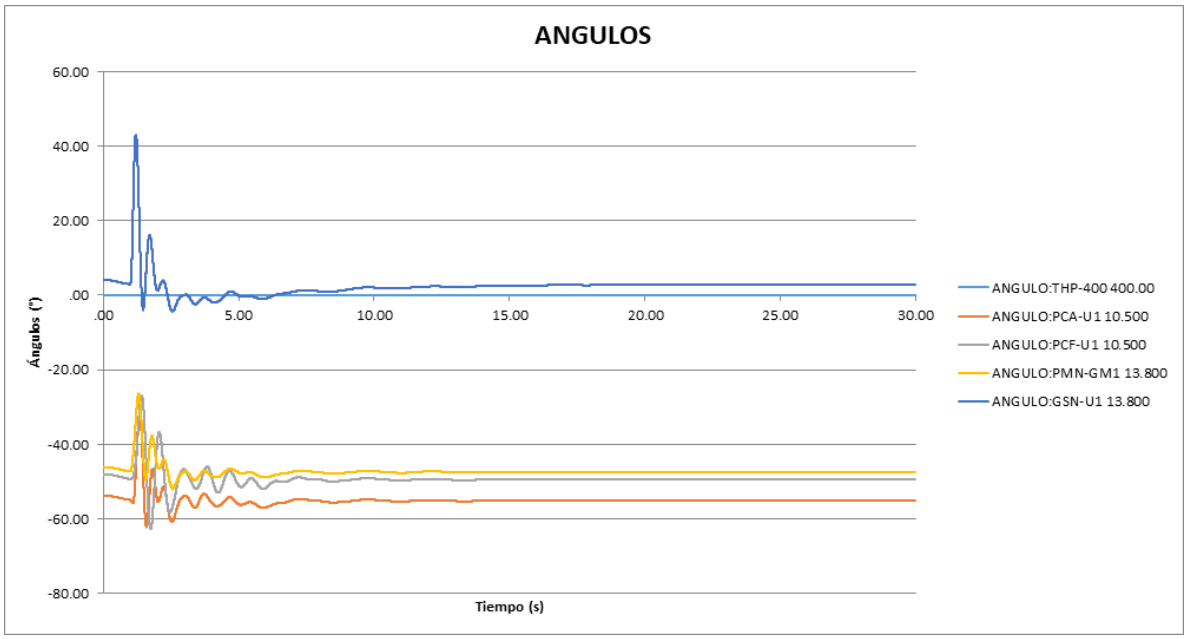
Sin proyecto:



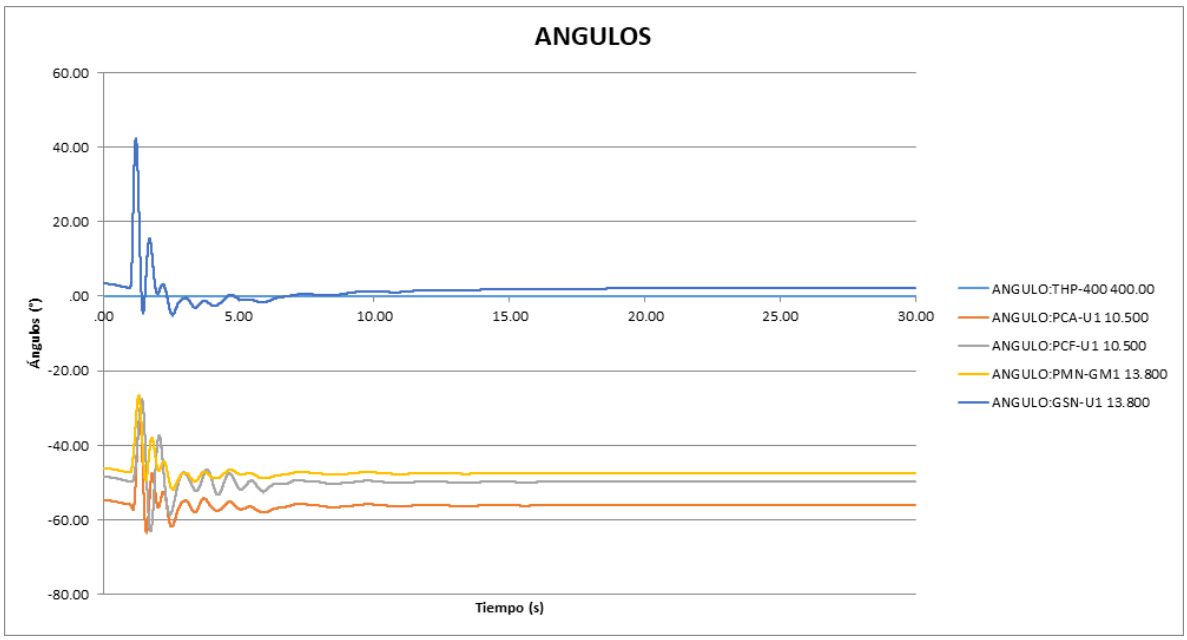
Con proyecto:



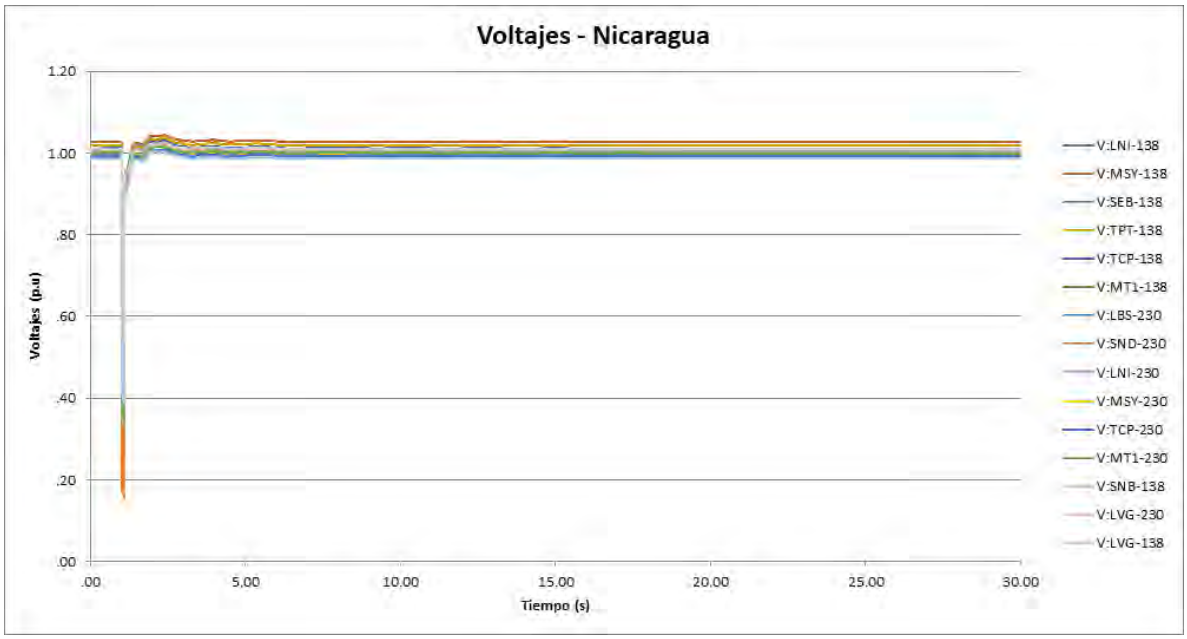
Sin proyecto:



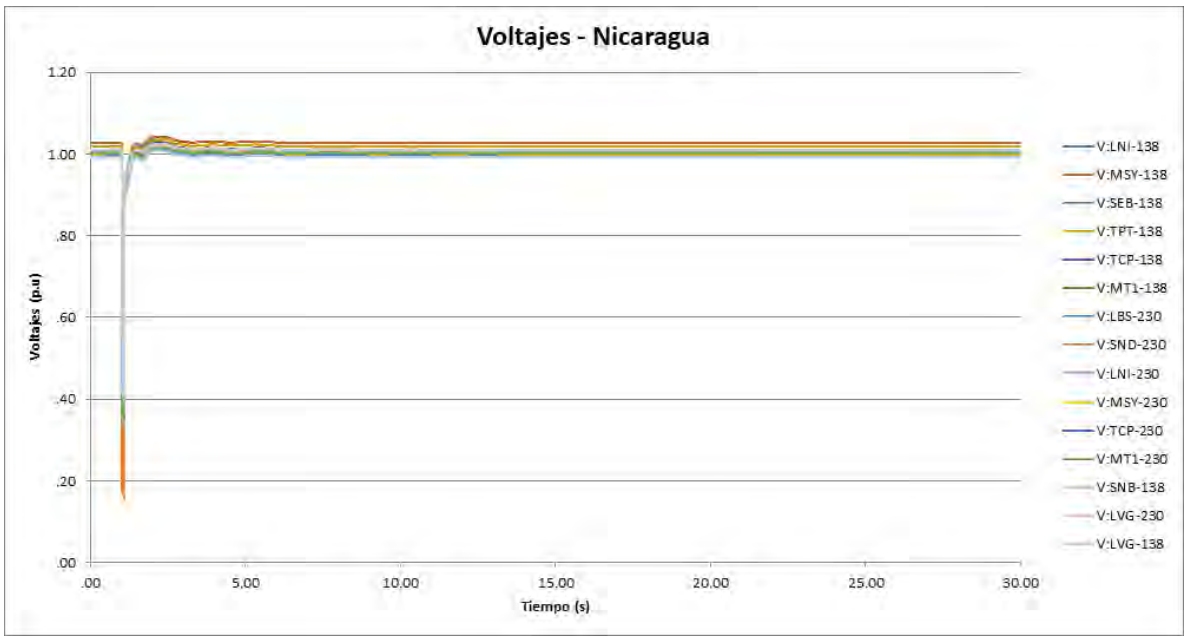
Con proyecto:



Sin proyecto:

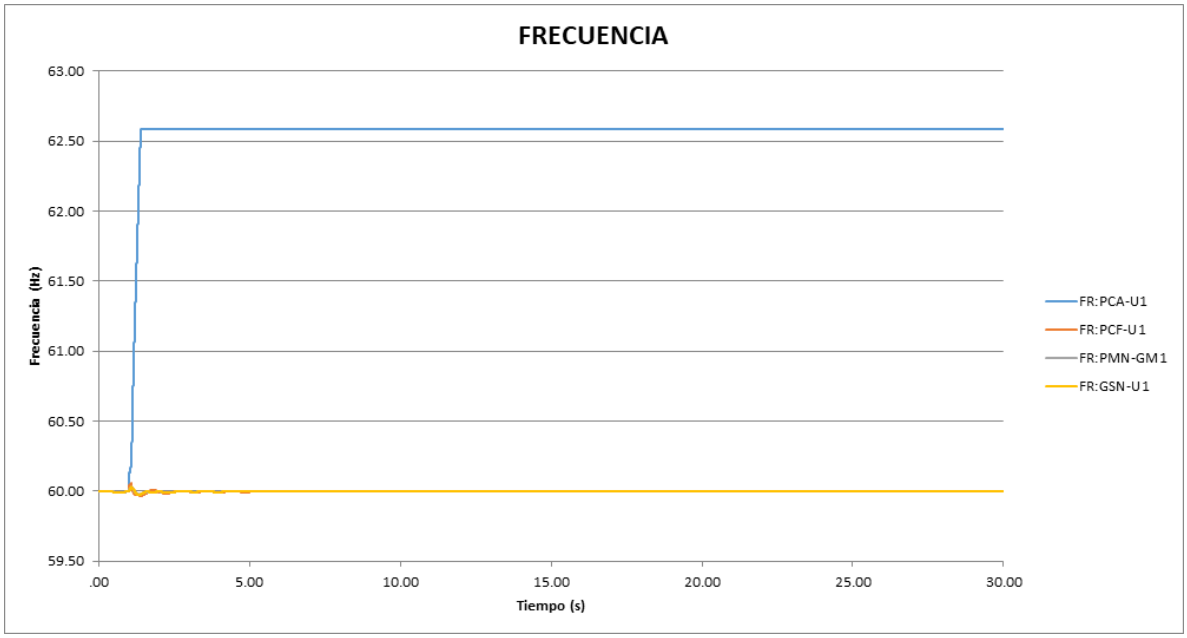


Con proyecto:

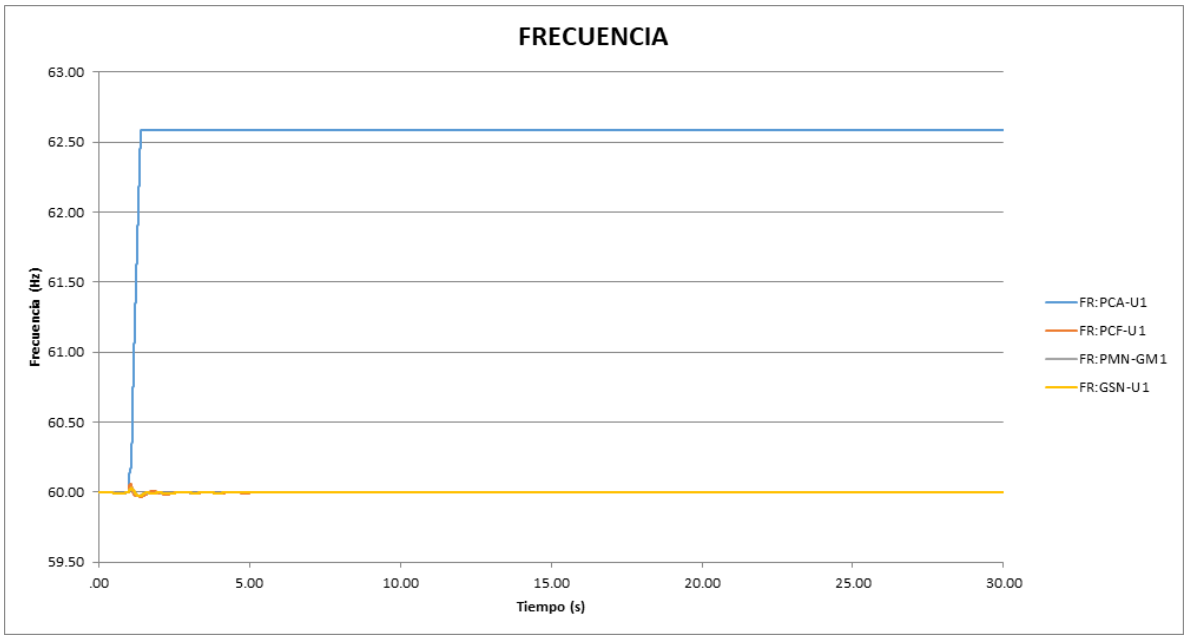


CONTINGENCIA C2: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la unidad #1 de la central PCA

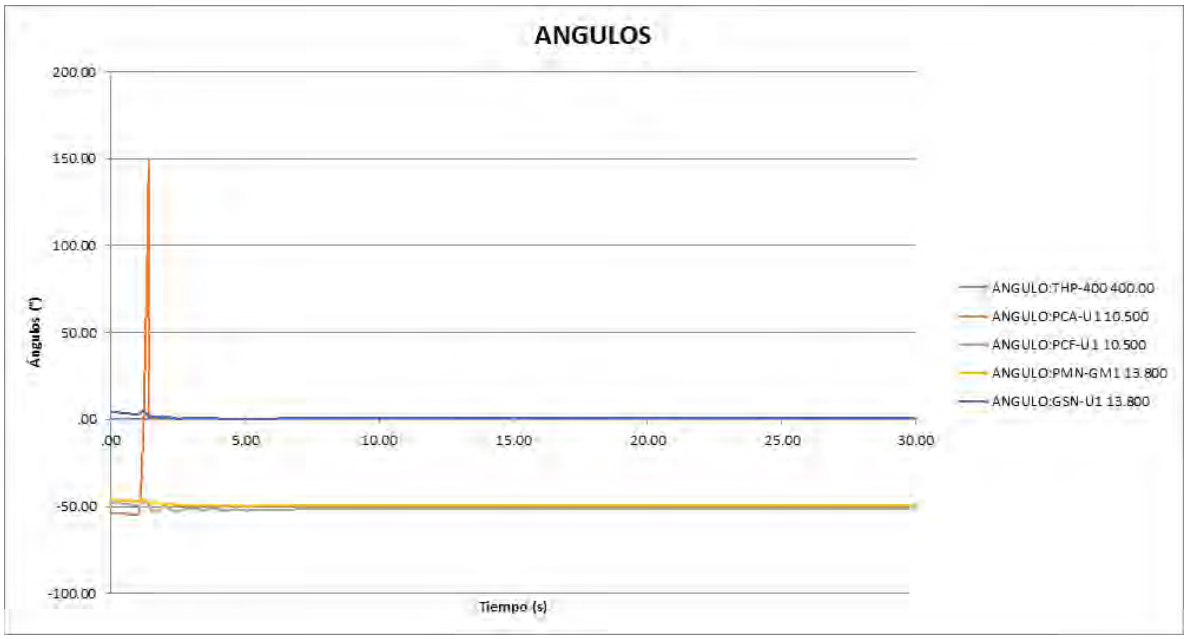
Sin proyecto:



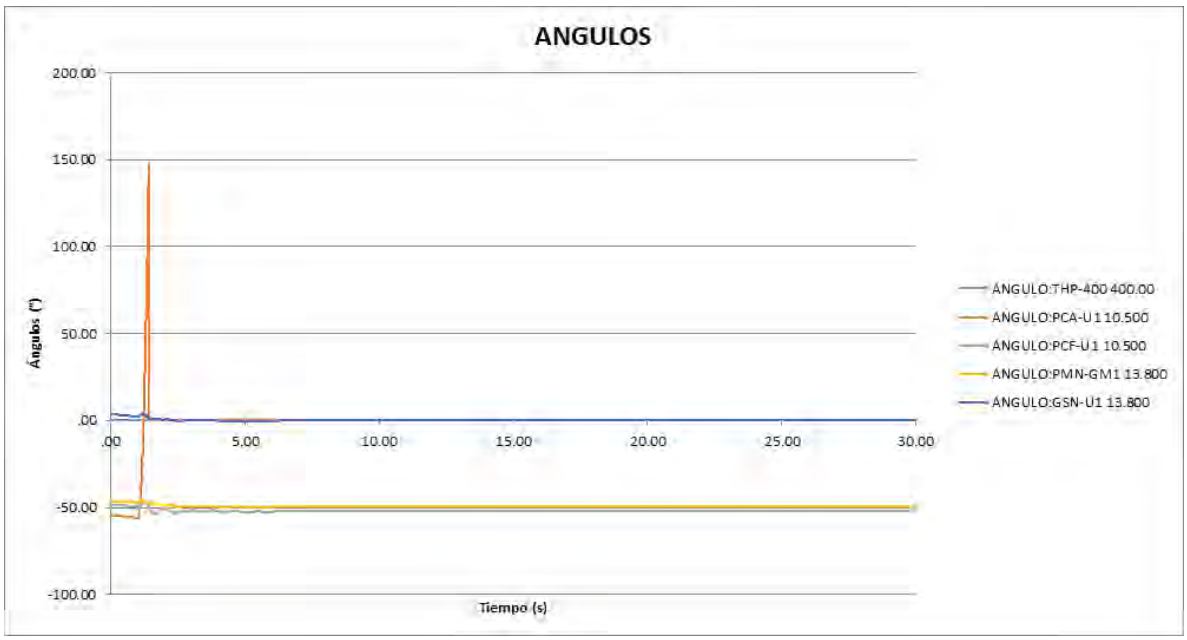
Con proyecto:



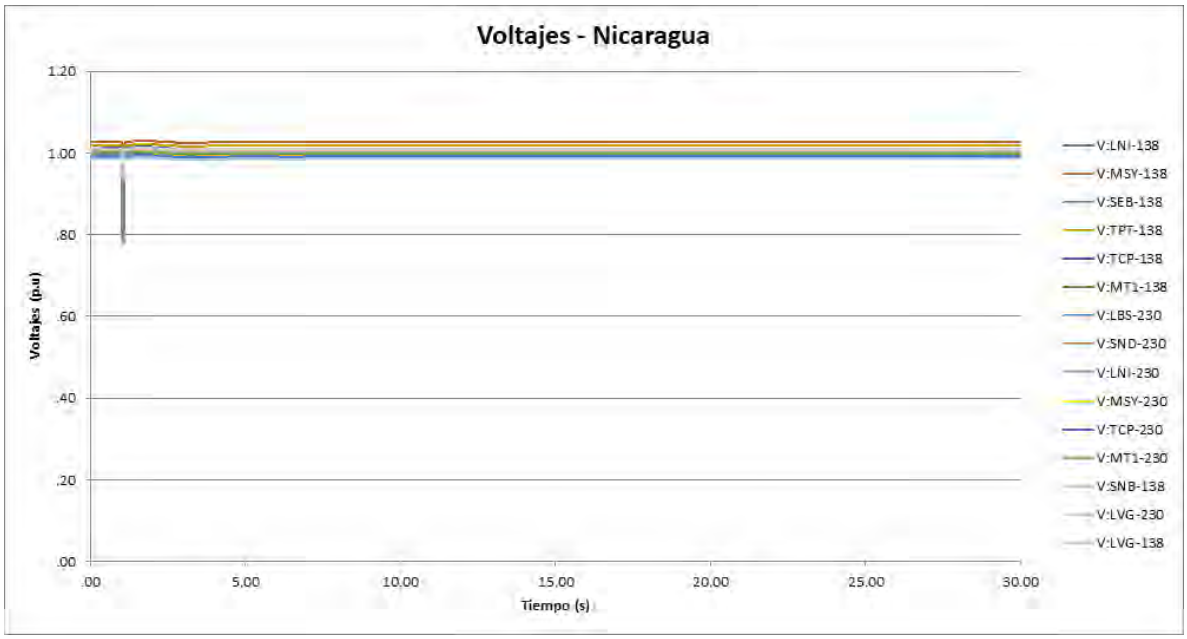
Sin proyecto:



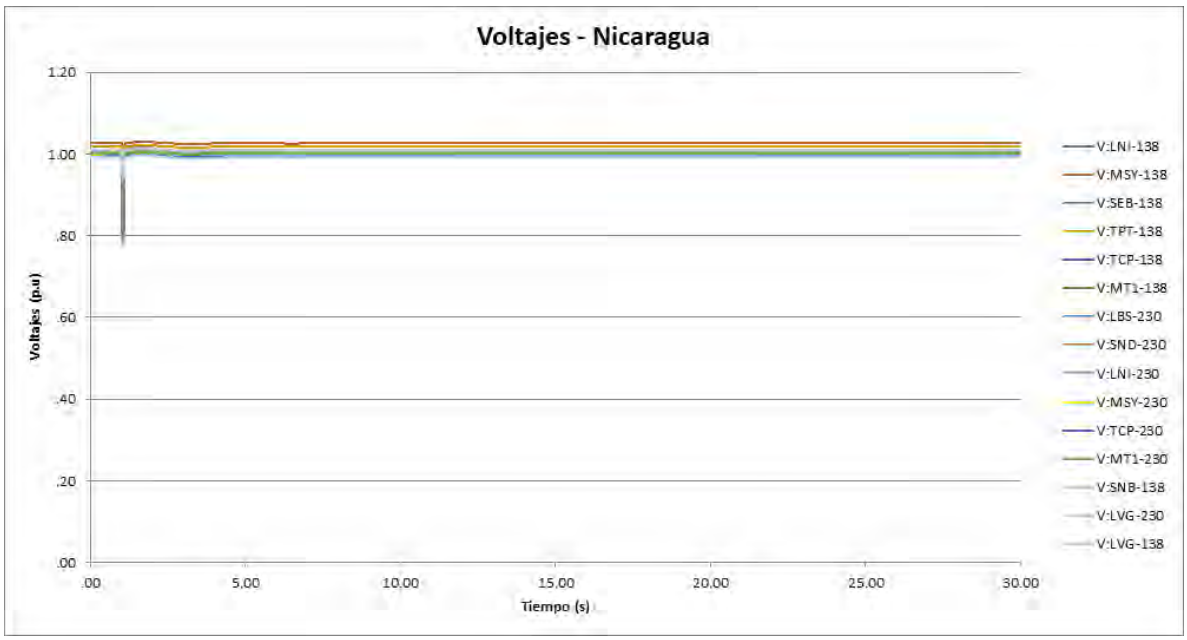
Con proyecto:



Sin proyecto:

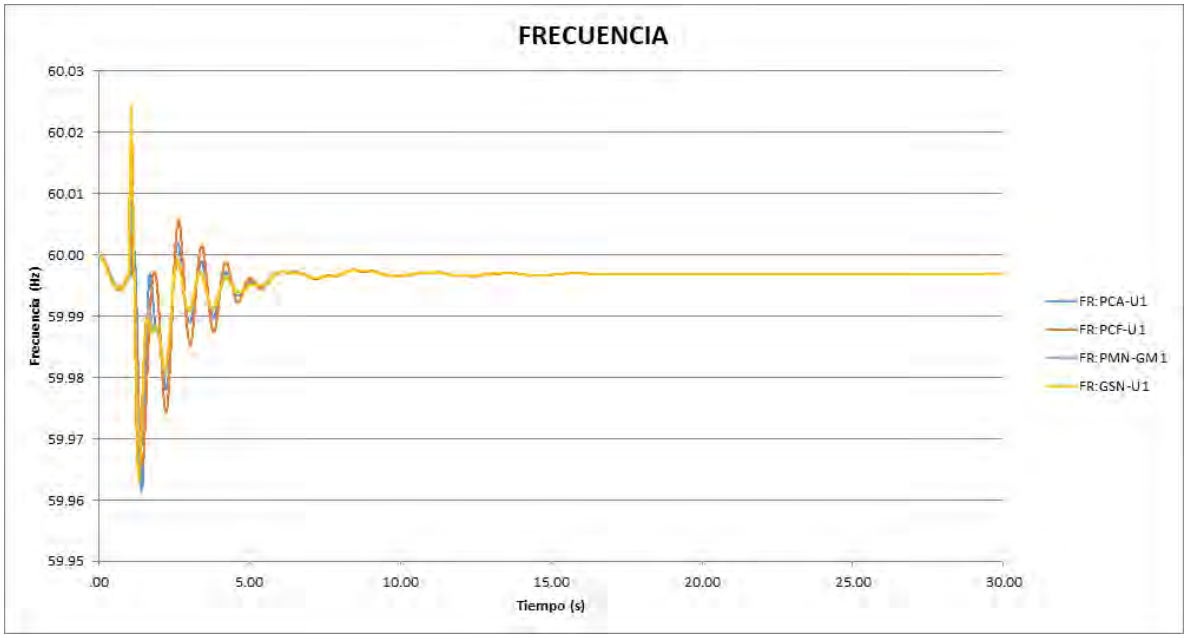


Con proyecto:

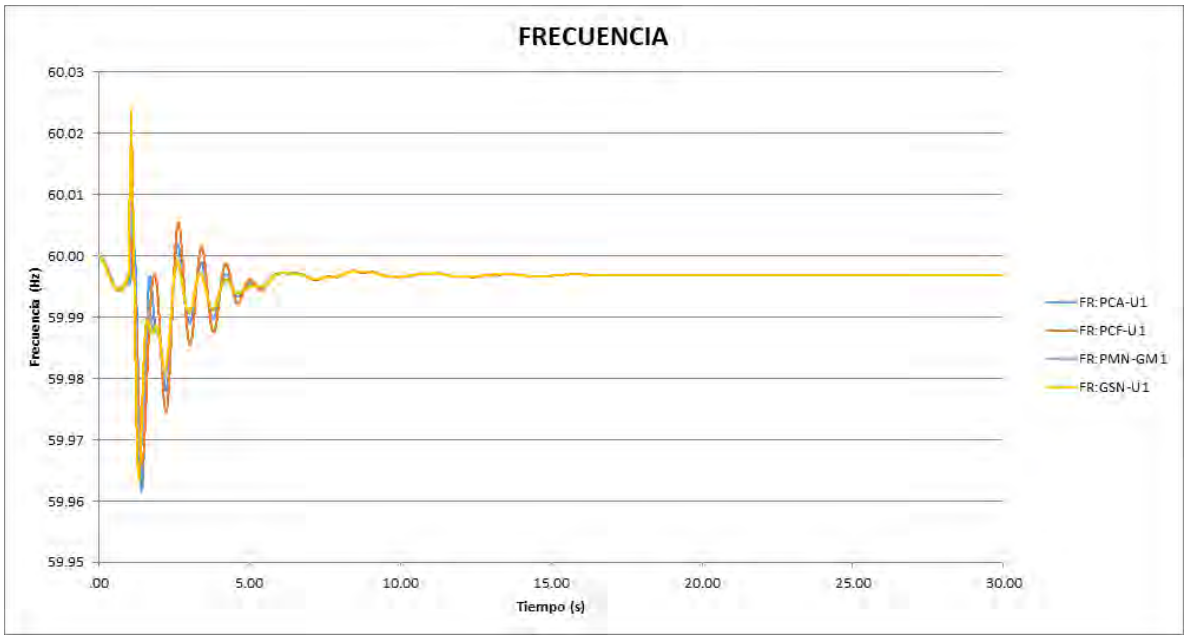


CONTINGENCIA C3: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la central PEN-U3

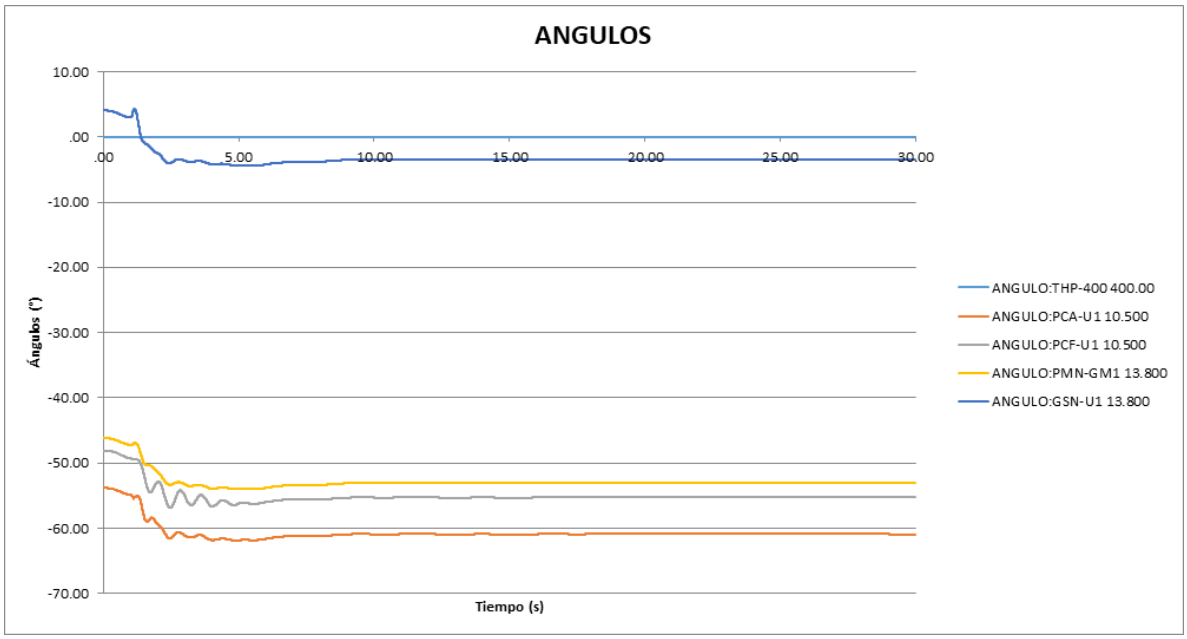
Sin proyecto:



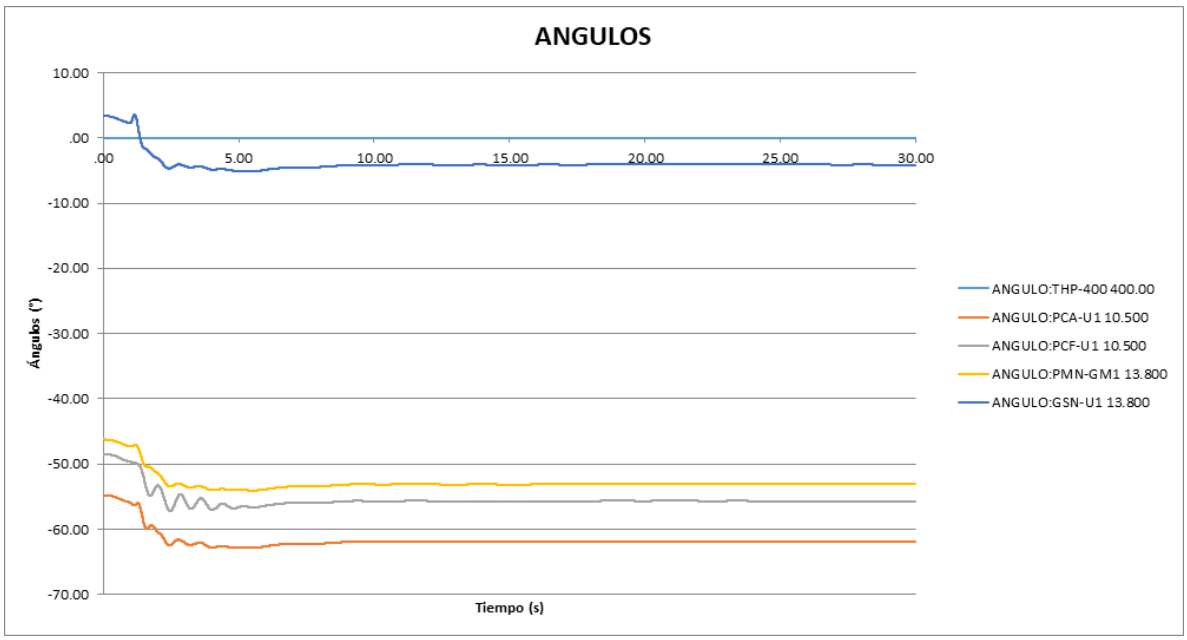
Con proyecto:



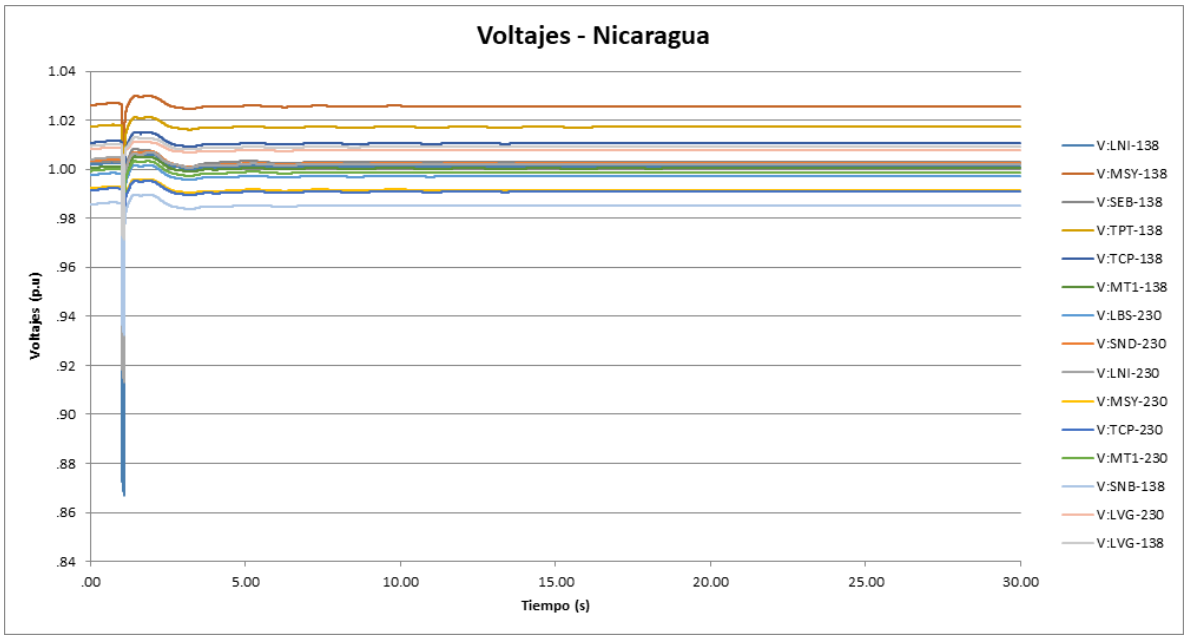
Sin proyecto:



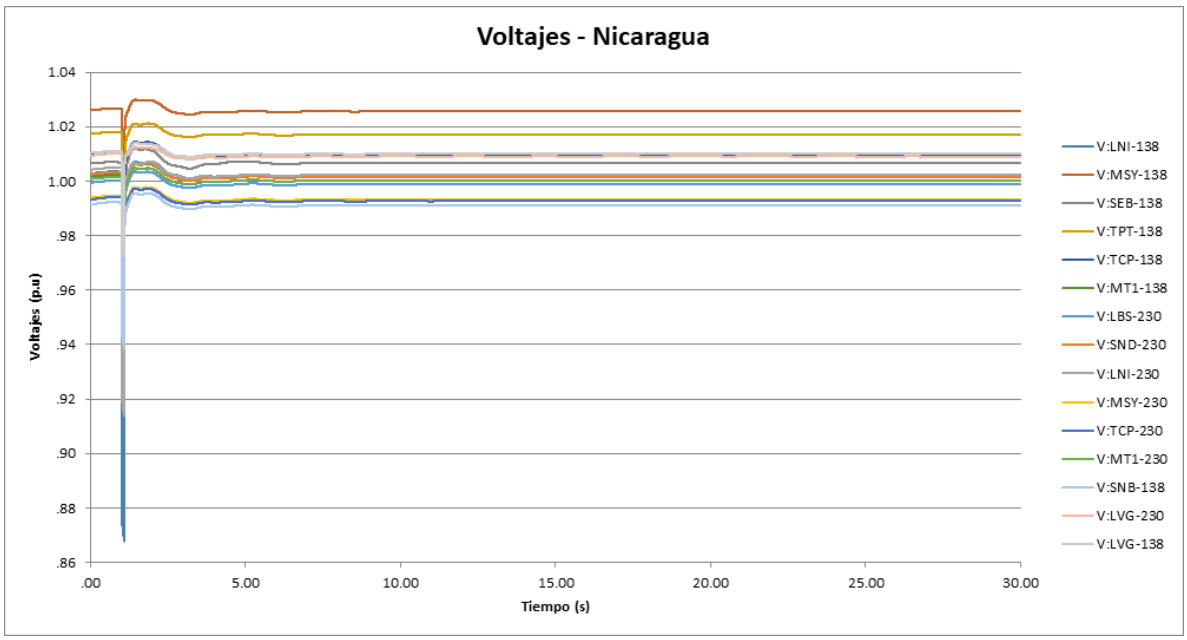
Con proyecto:



Sin proyecto:

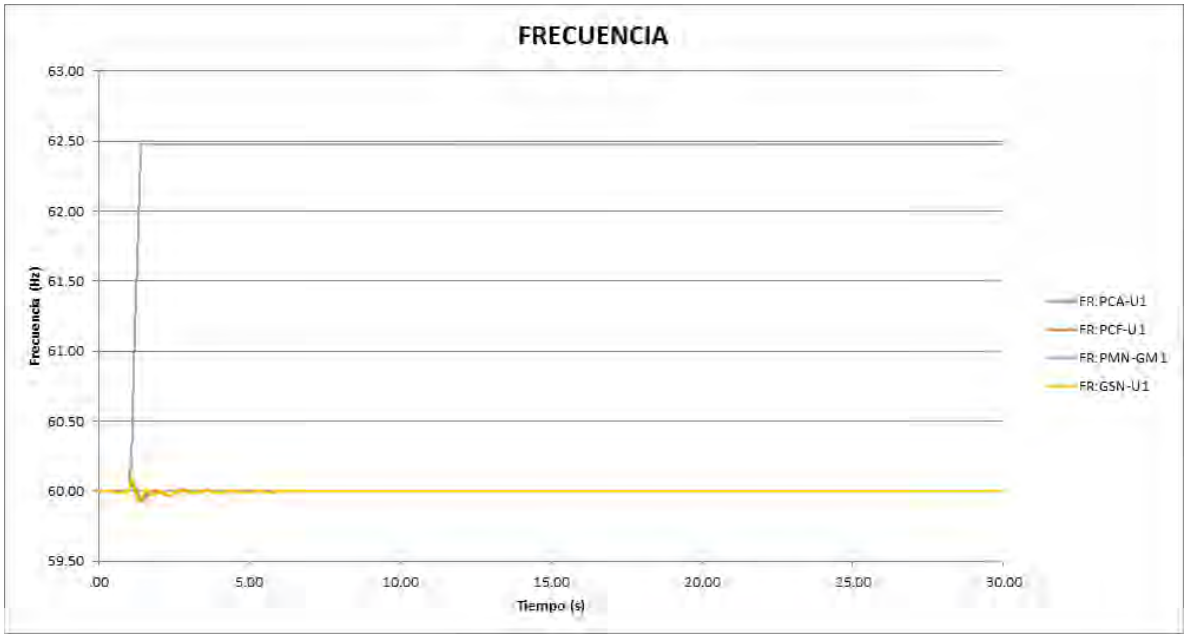


Con proyecto:

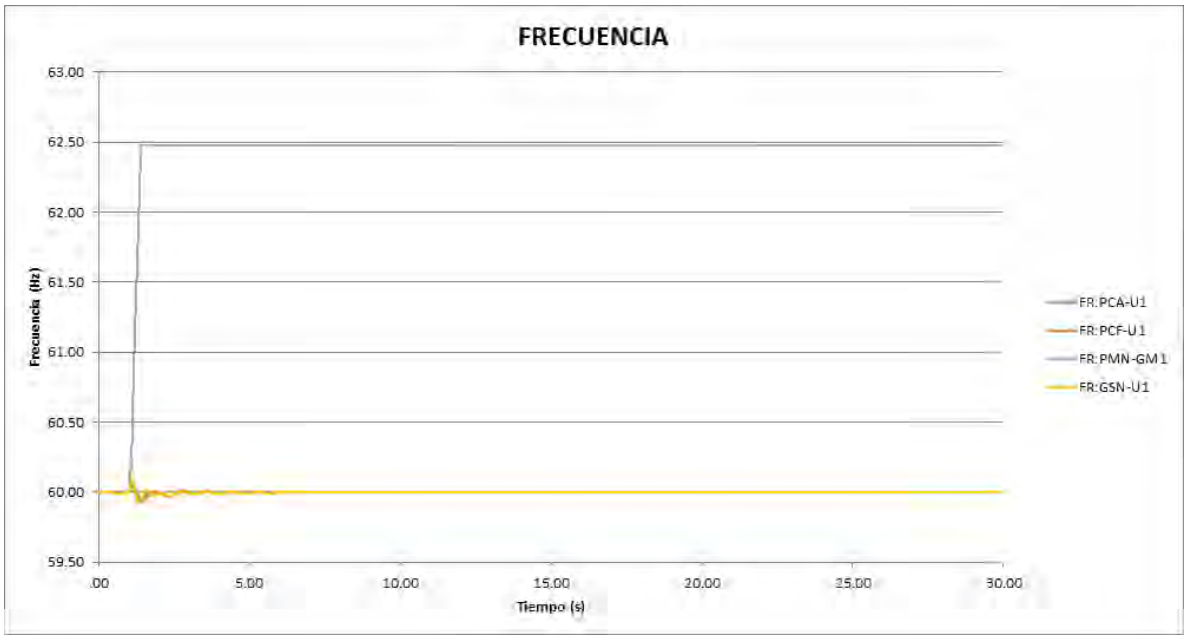


CONTINGENCIA C4: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores PMN-GM1

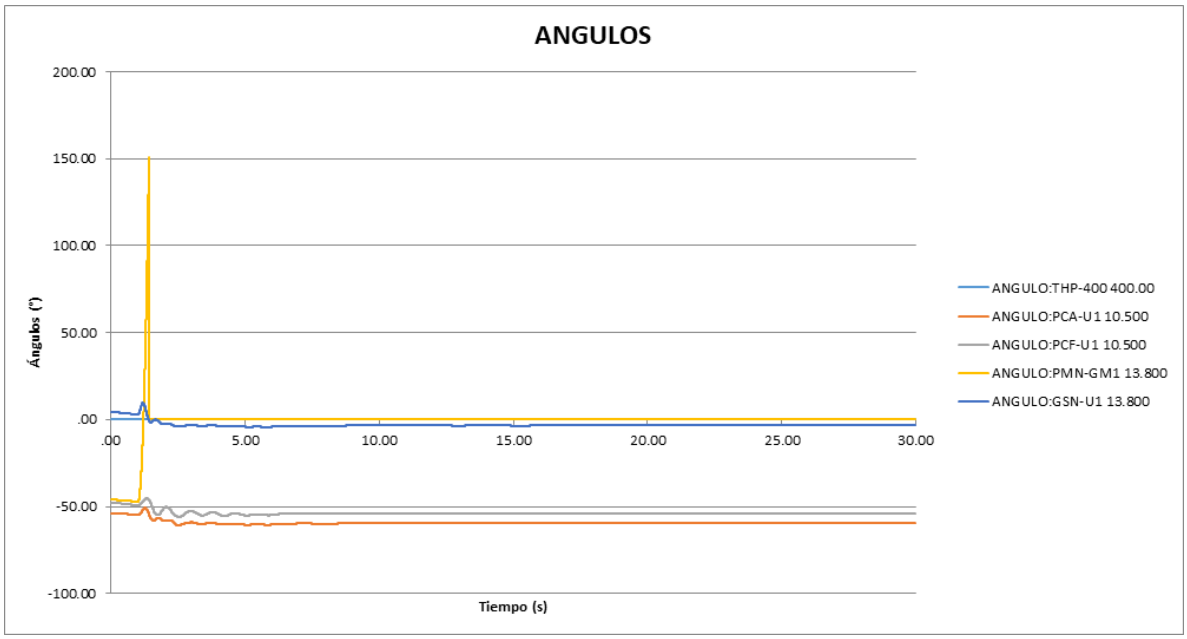
Sin proyecto:



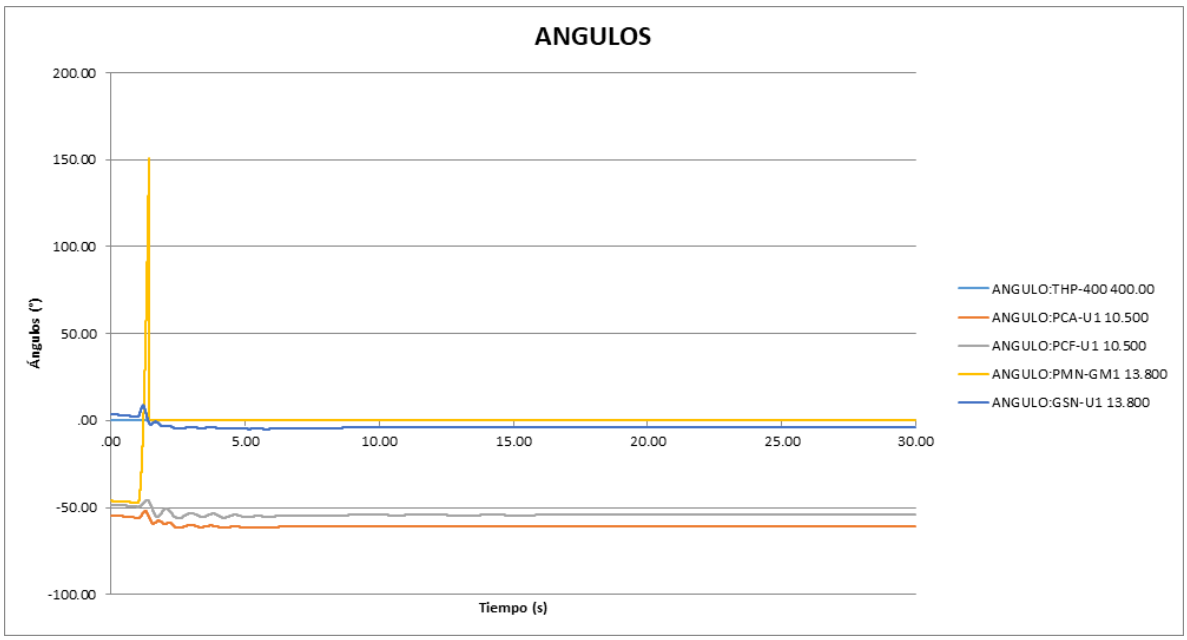
Con proyecto:



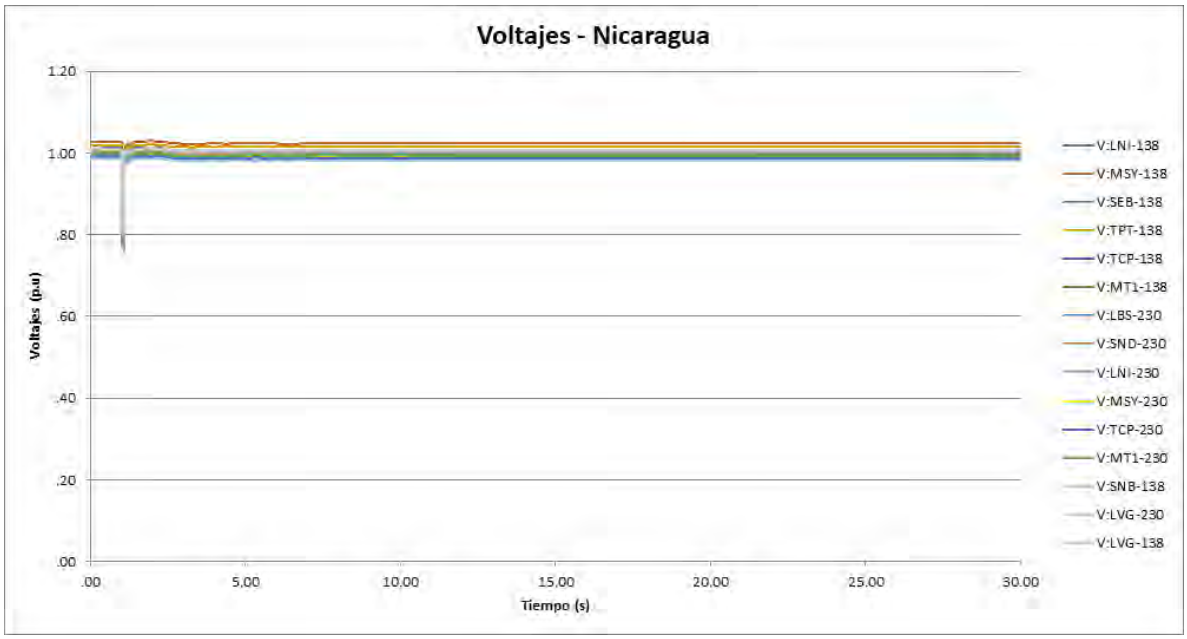
Sin proyecto:



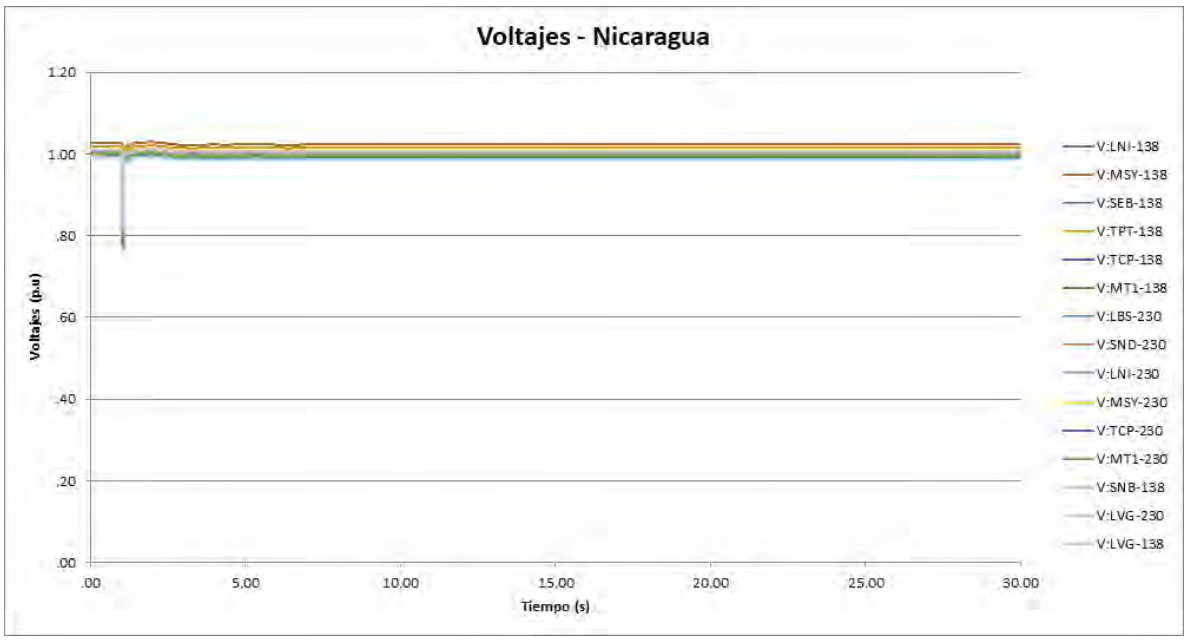
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:



CONTINGENCIA C5: Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central eólica PBP

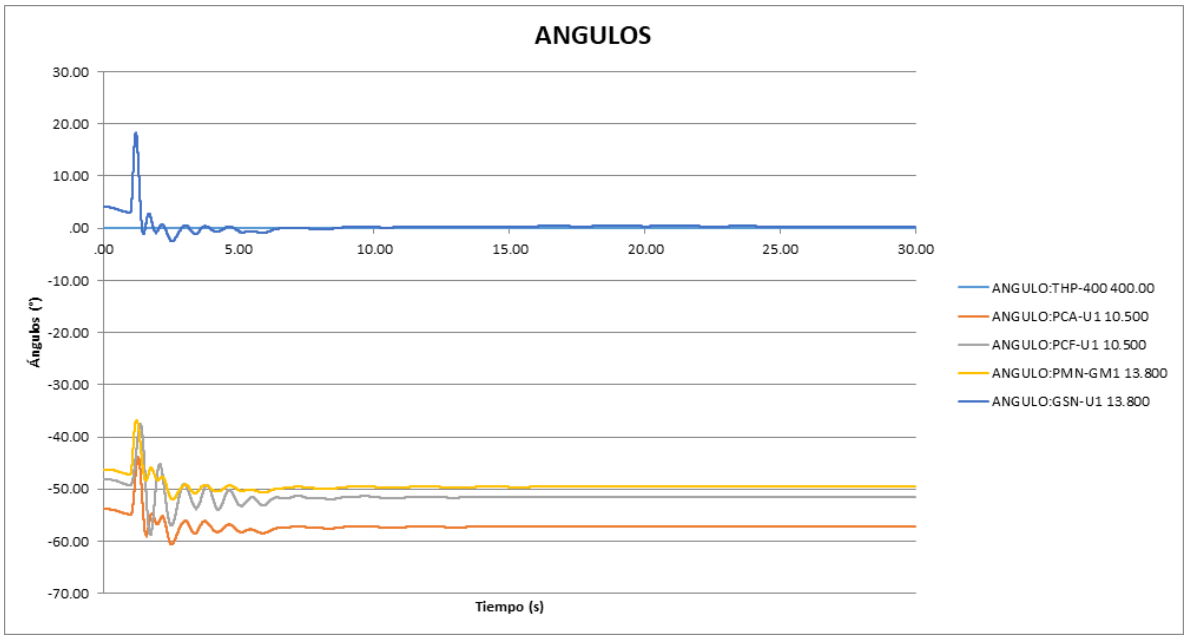
Sin proyecto:



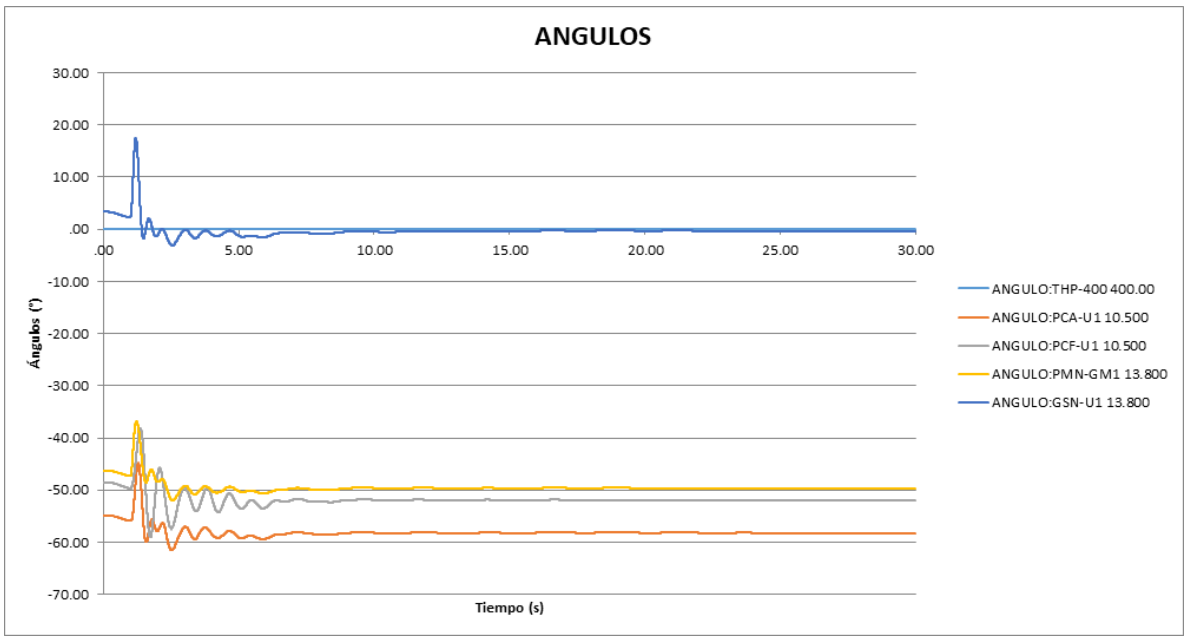
Con proyecto:



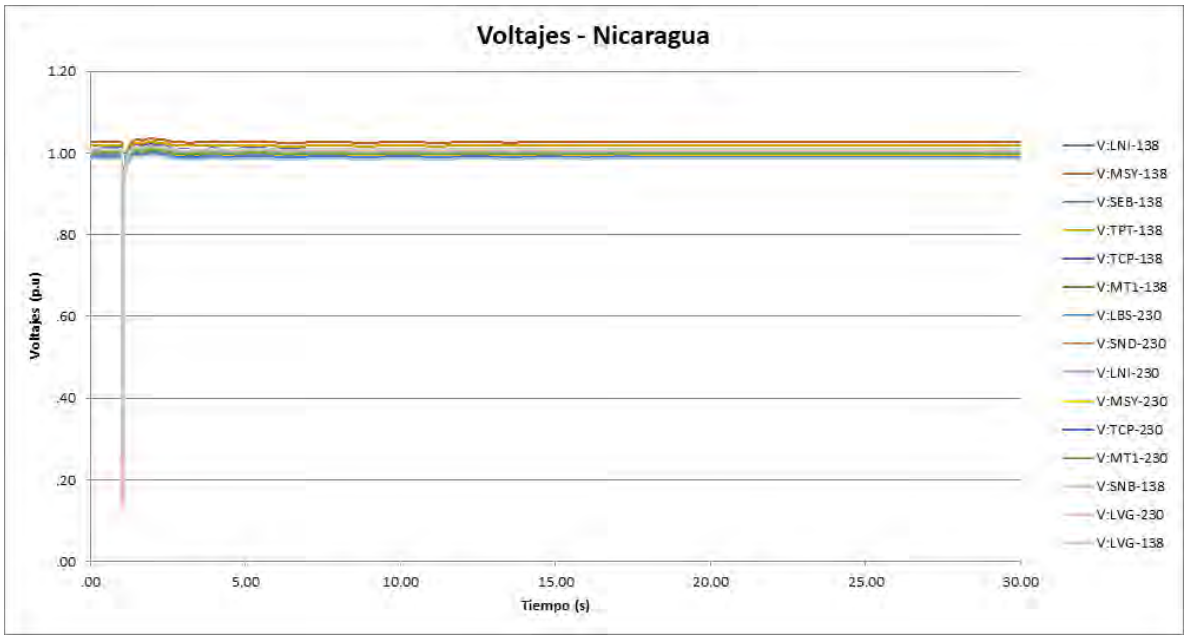
Sin proyecto:



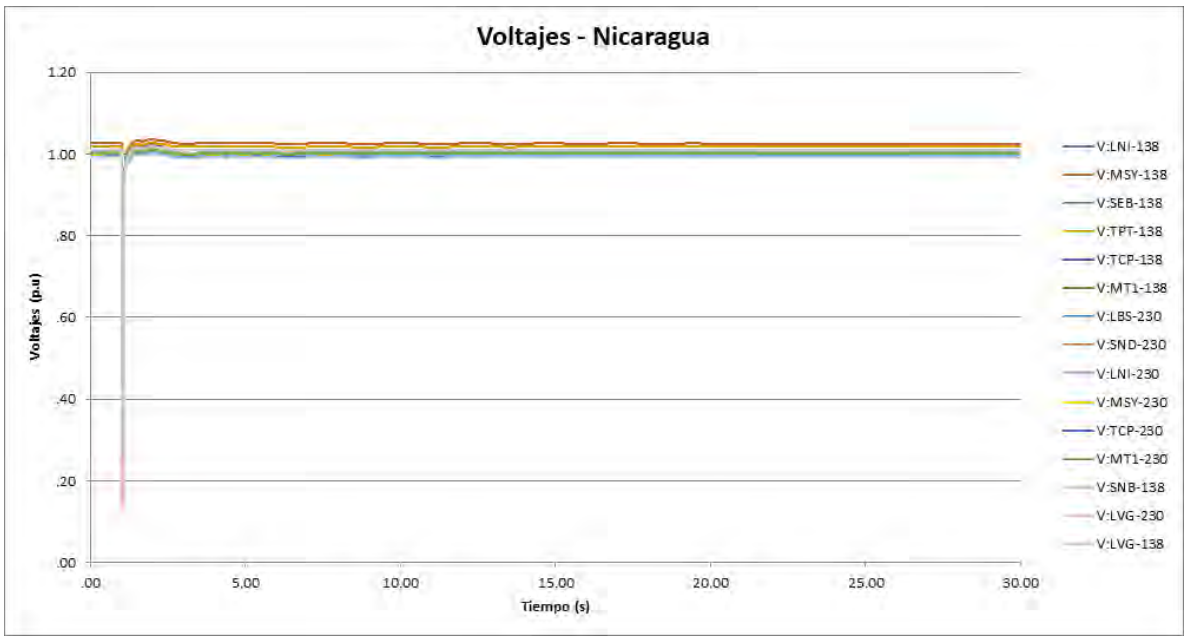
Con proyecto:



Sin proyecto:

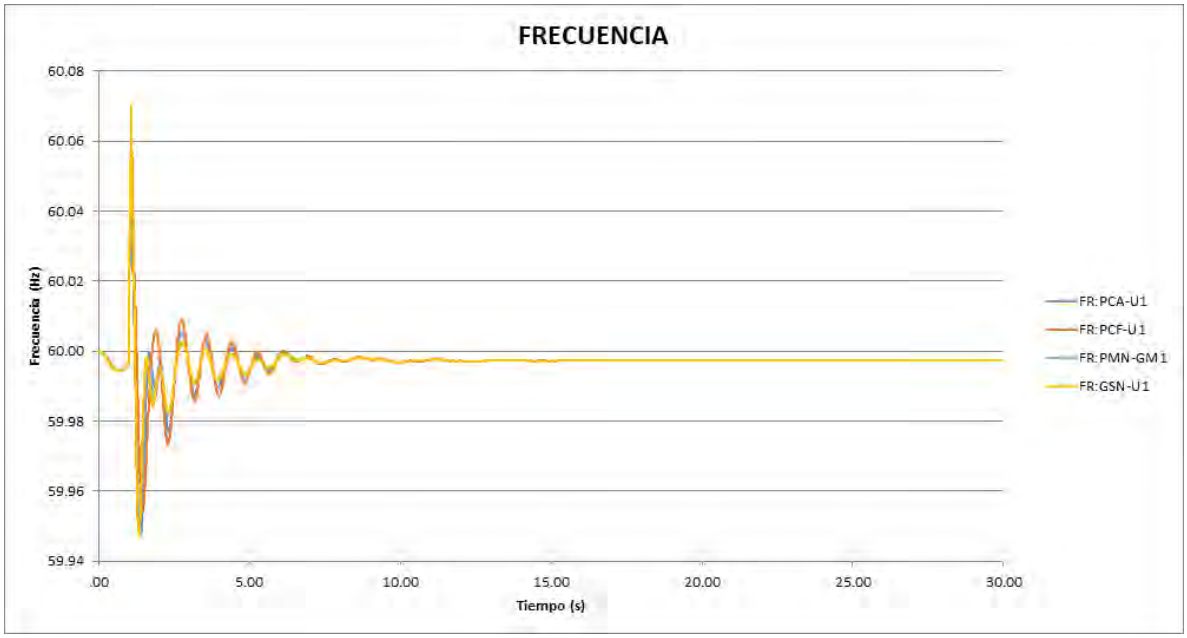


Con proyecto:

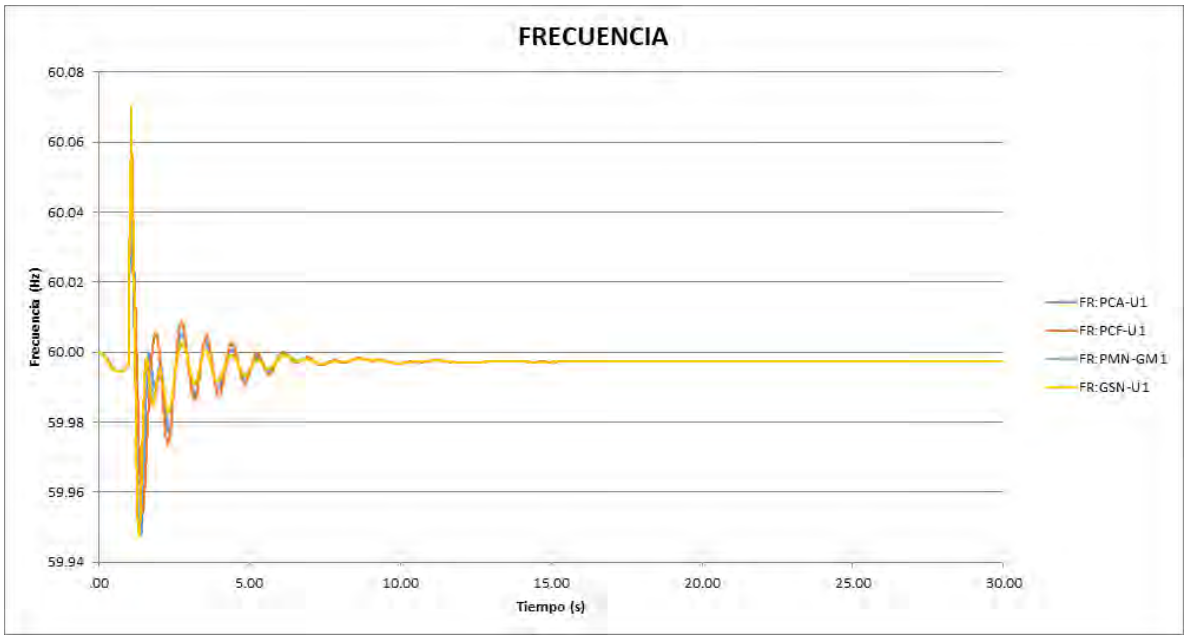


CONTINGENCIA C6: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores AMY-1 y AMY-2

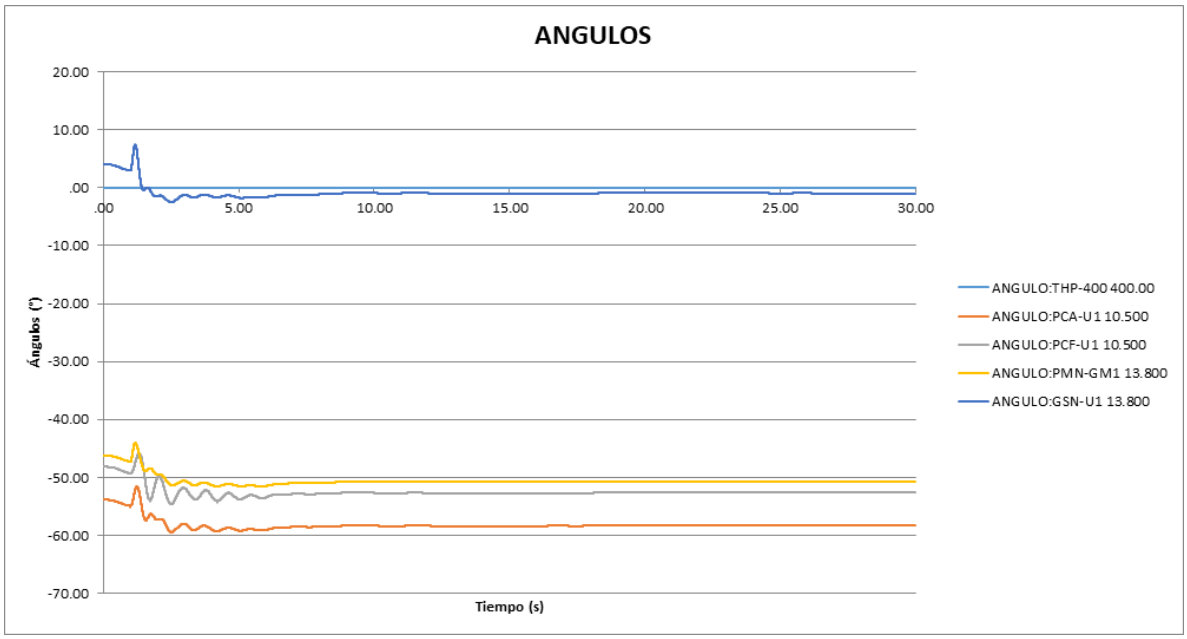
Sin proyecto:



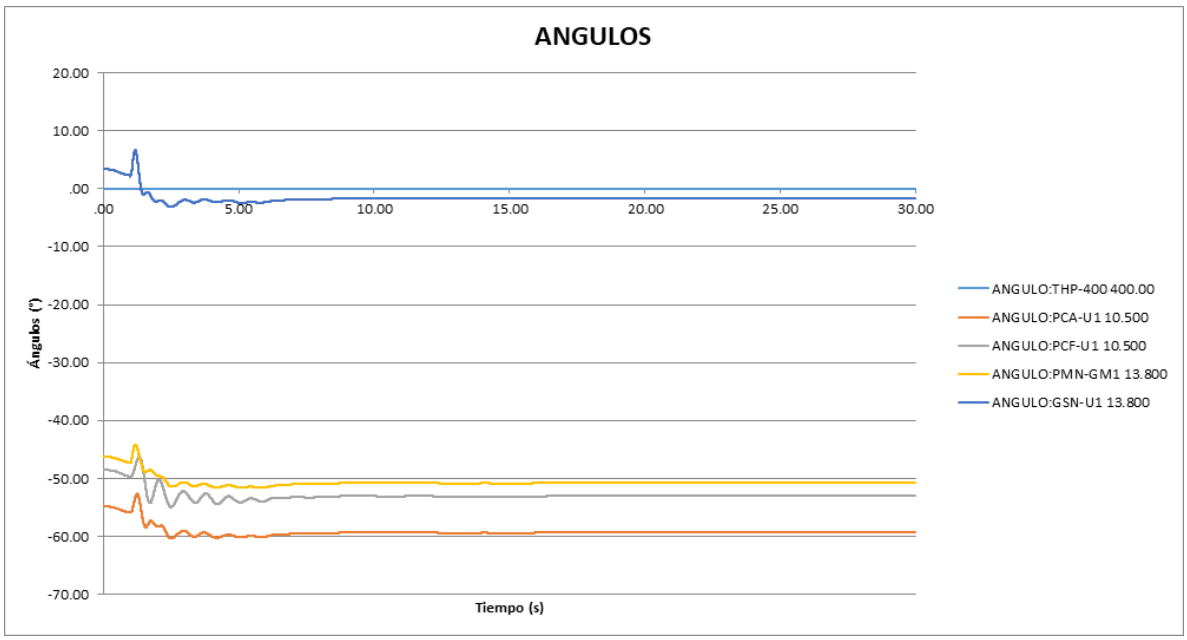
Con proyecto:



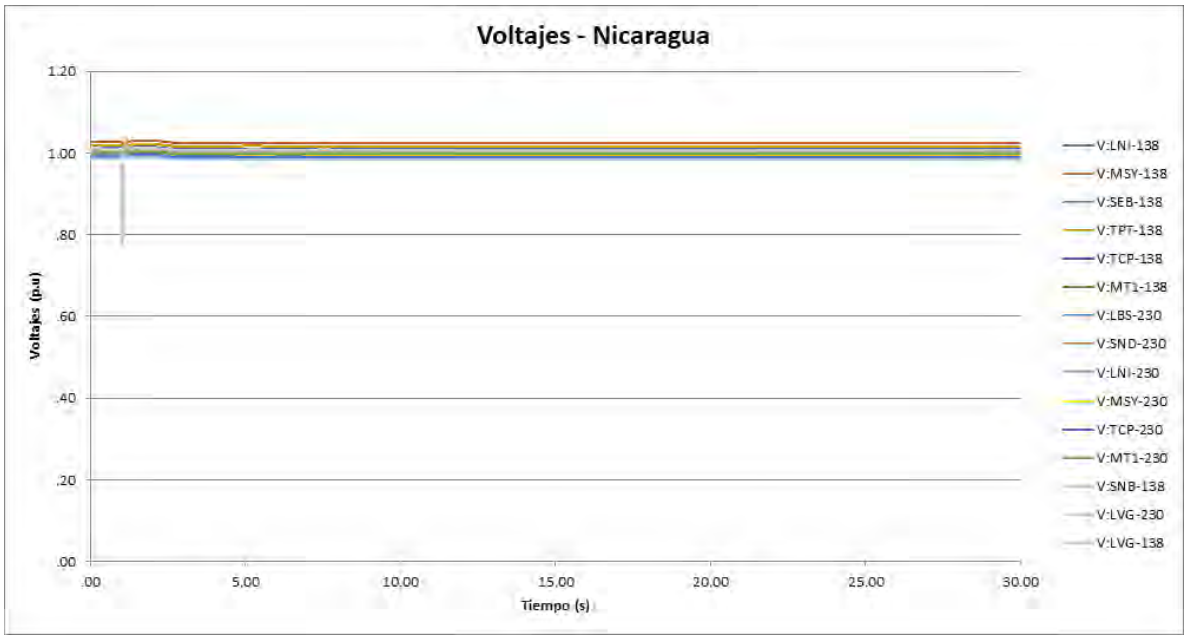
Sin proyecto:



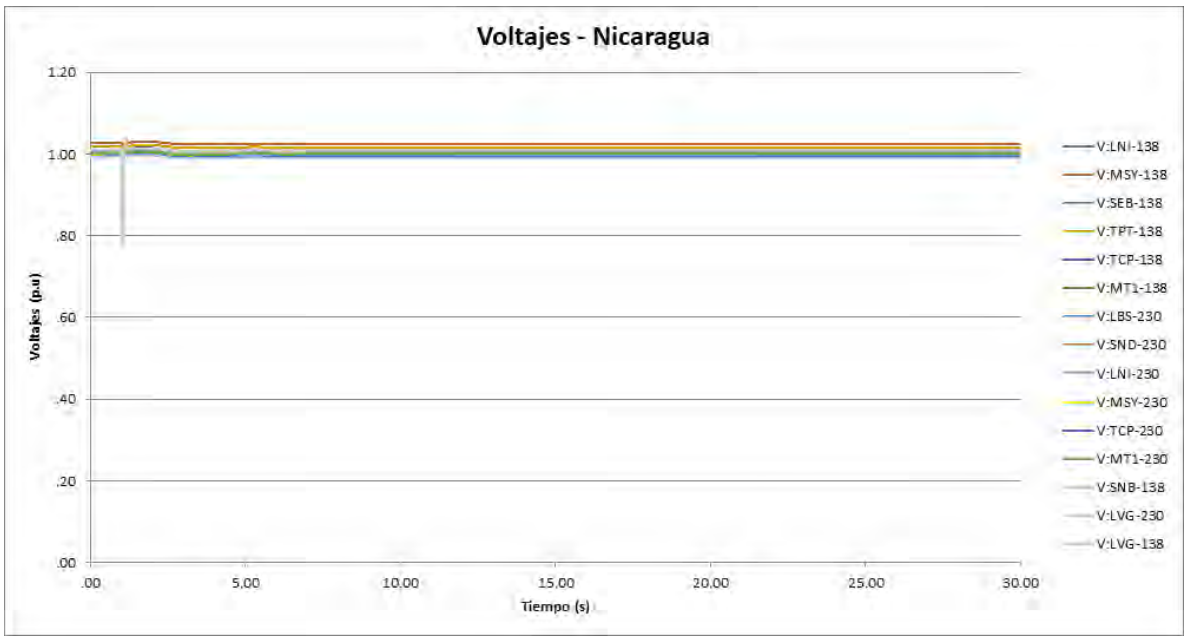
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:



CONTINGENCIA C7: Desconexión de línea Masaya-La Virgen

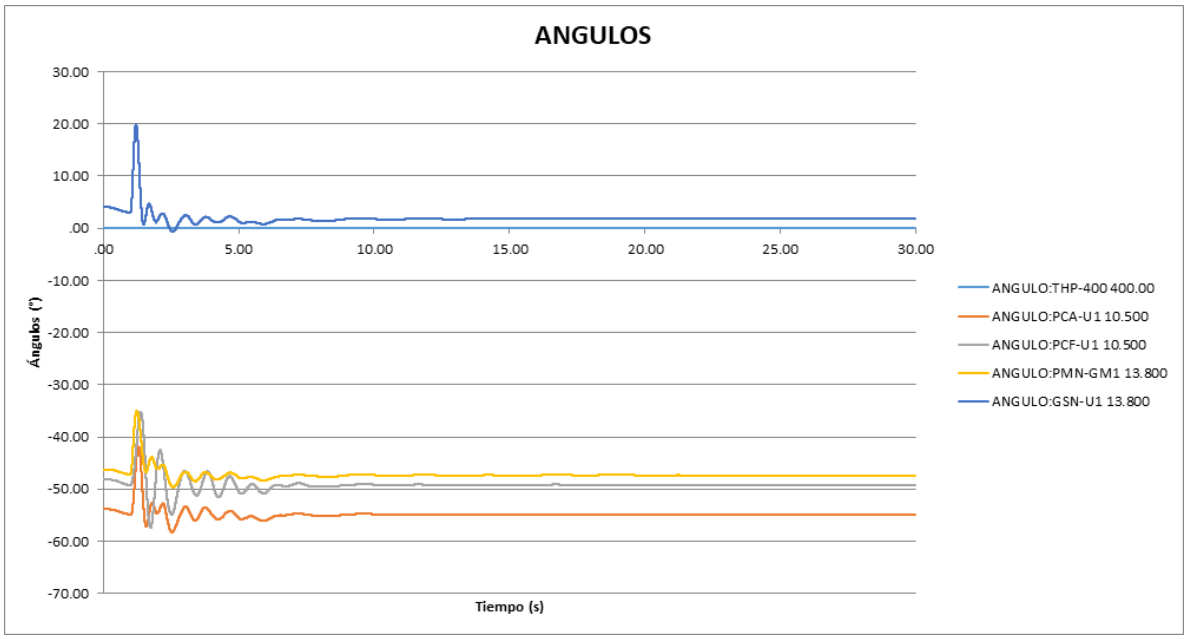
Sin proyecto:



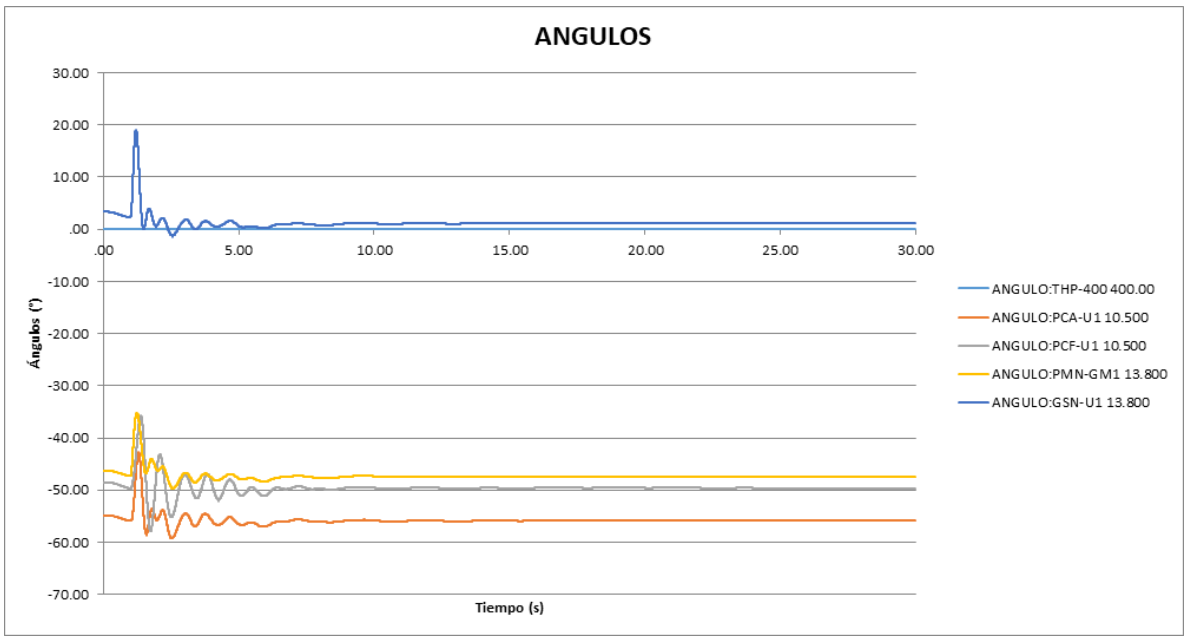
Con proyecto:



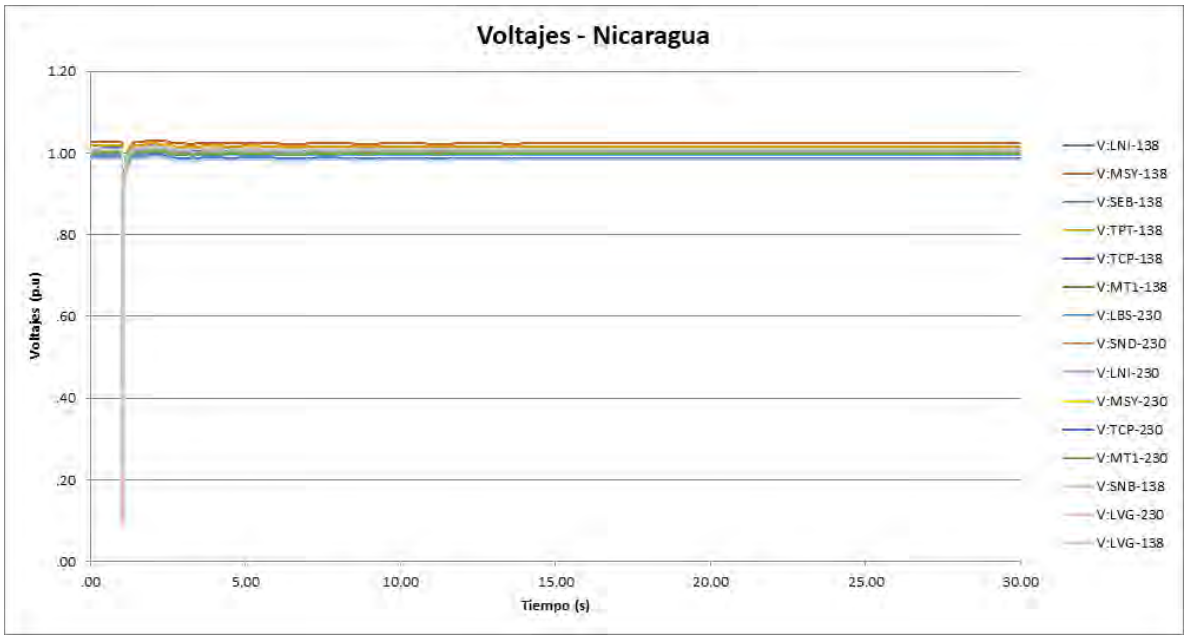
Sin proyecto:



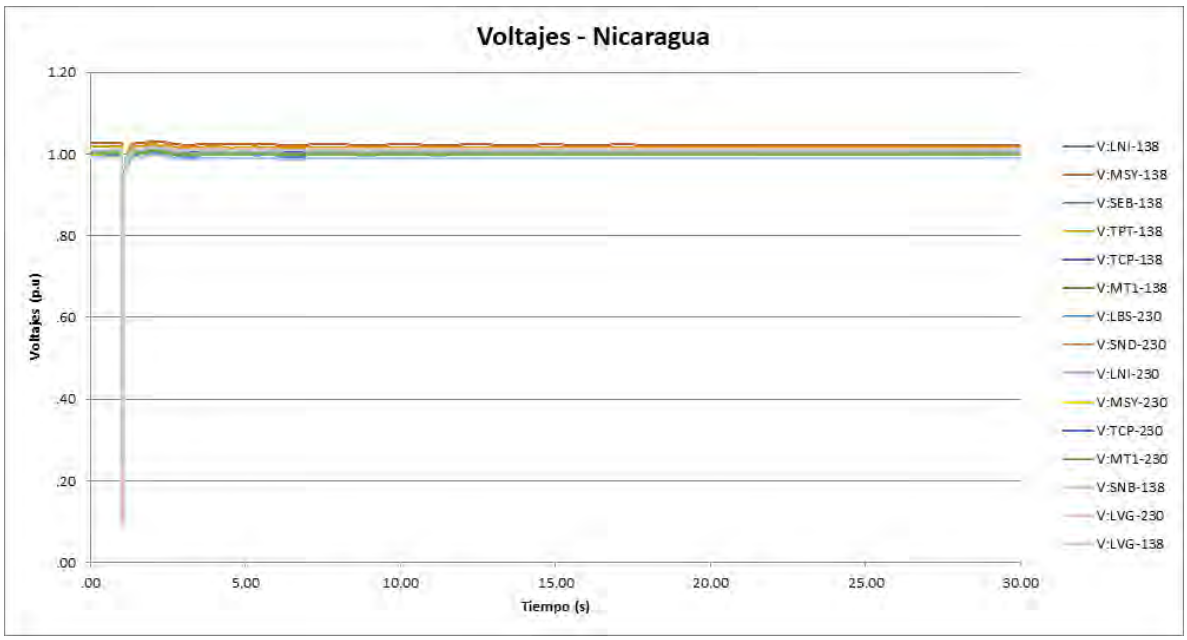
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:

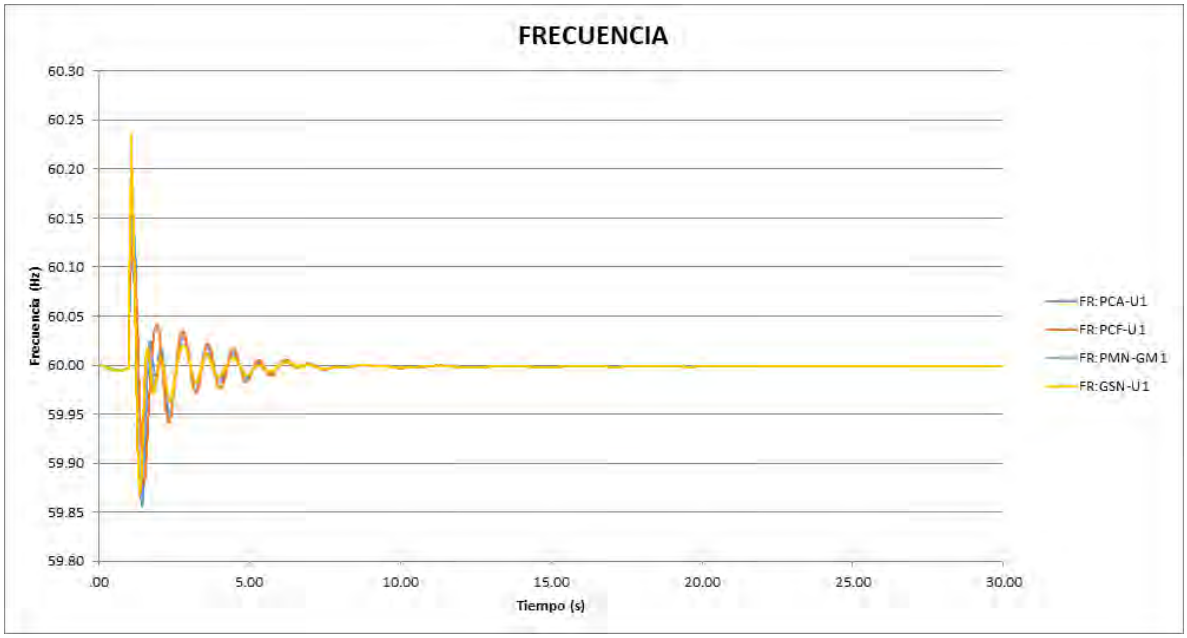


CONTINGENCIA C8: Desconexión de línea La Virgen-Alba Rivas

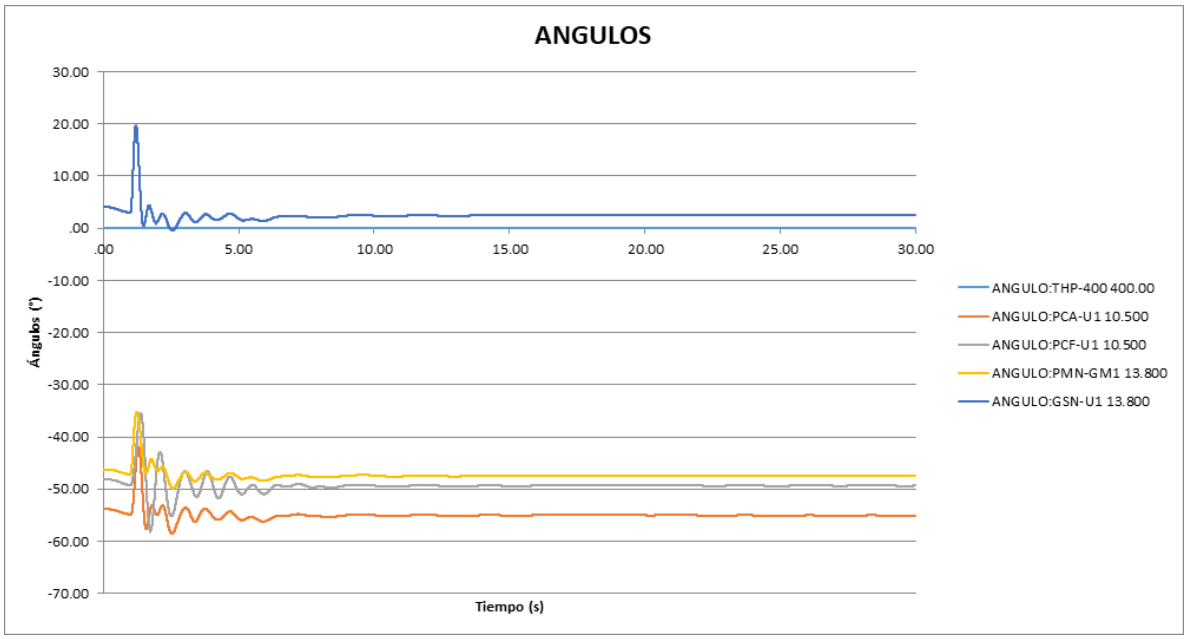
Sin proyecto:



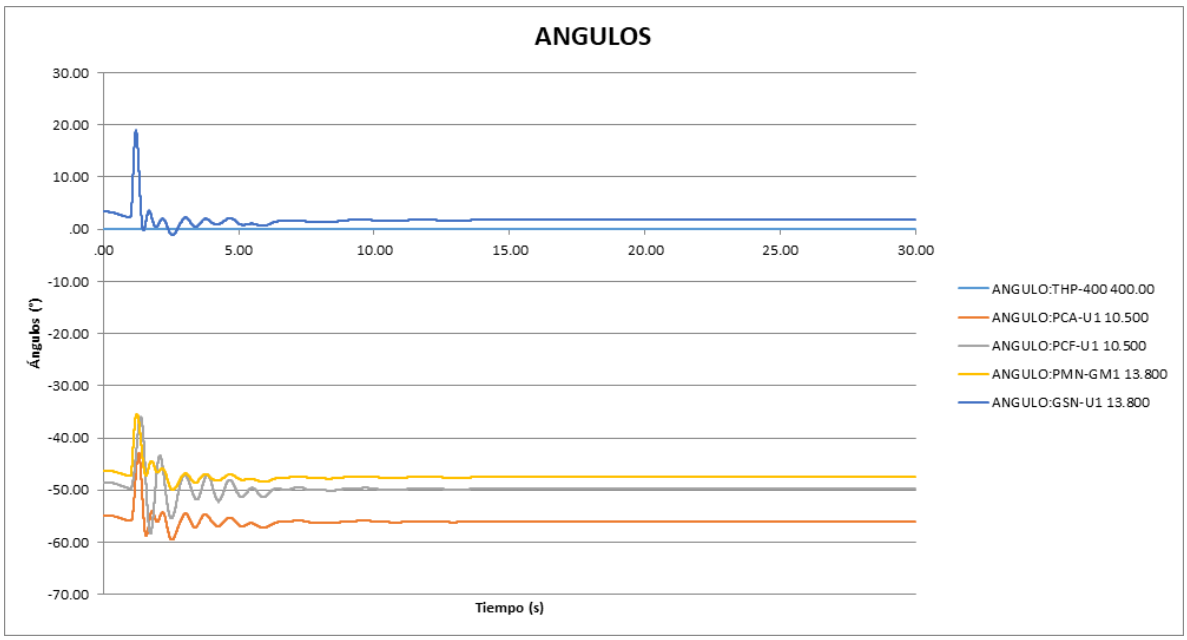
Con proyecto:



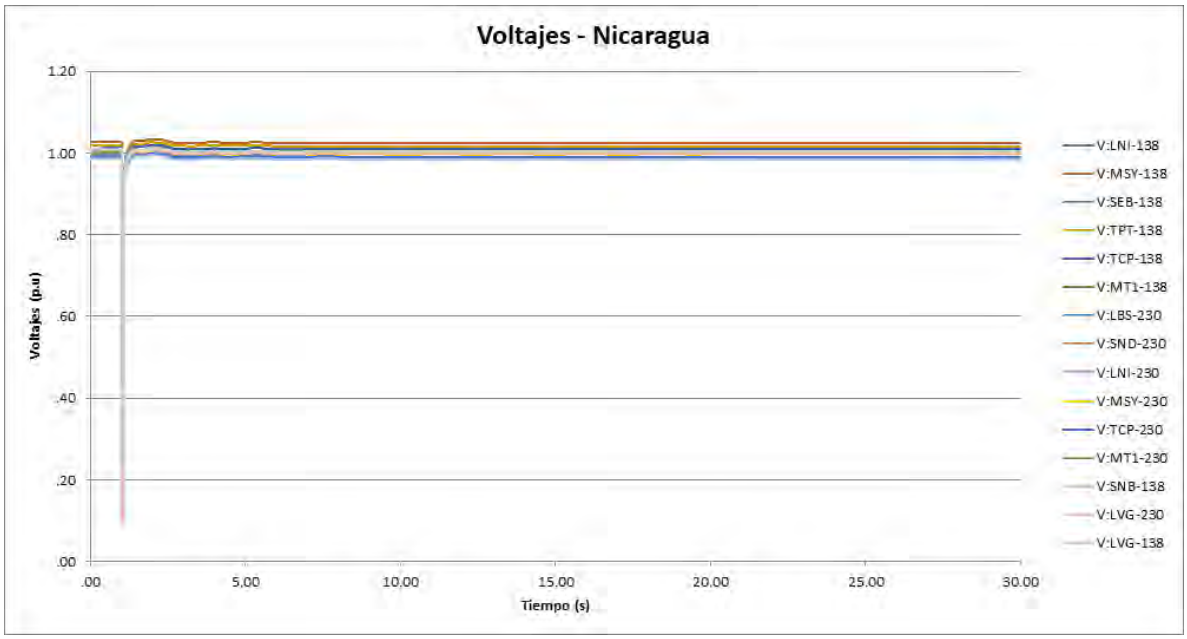
Sin proyecto:



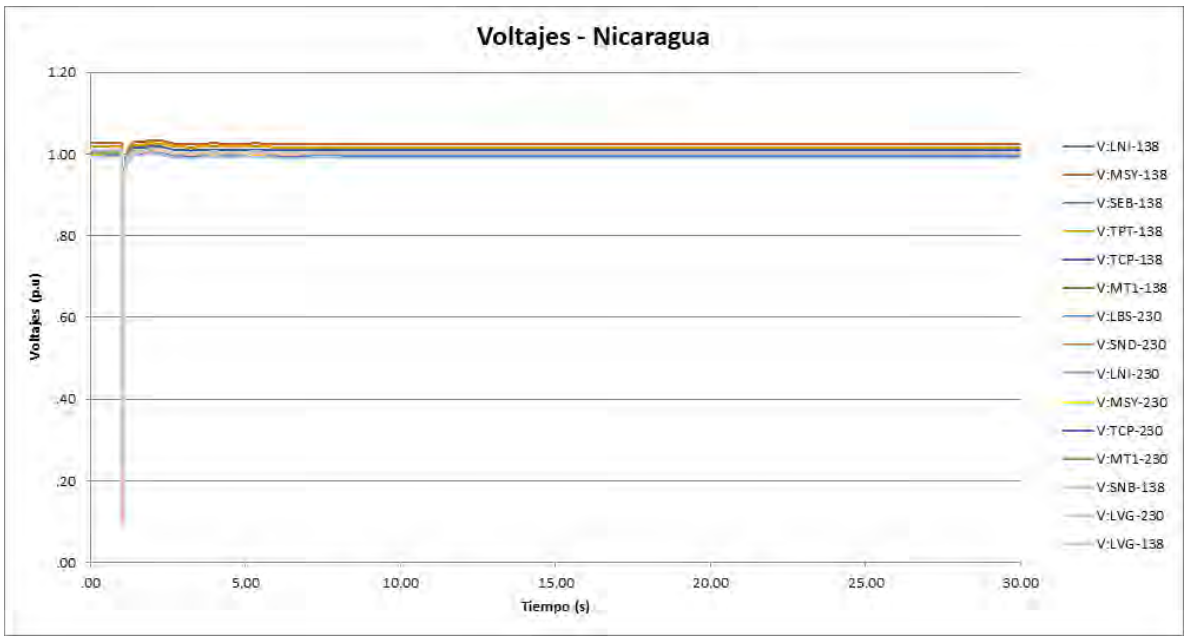
Con proyecto:



Sin proyecto:

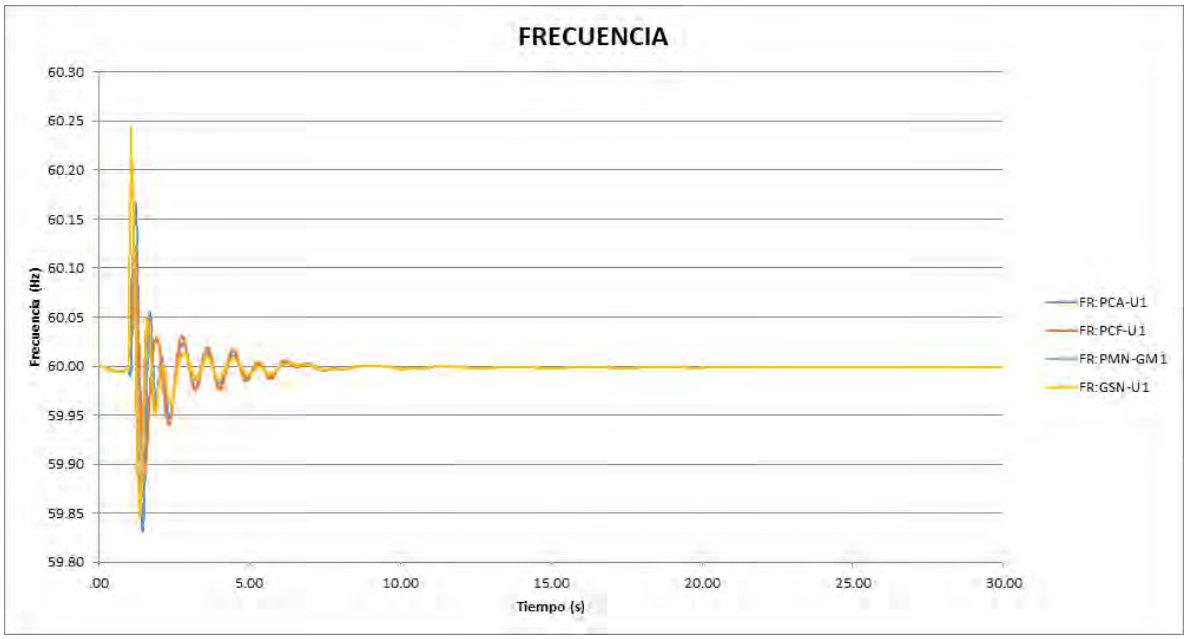


Con proyecto:

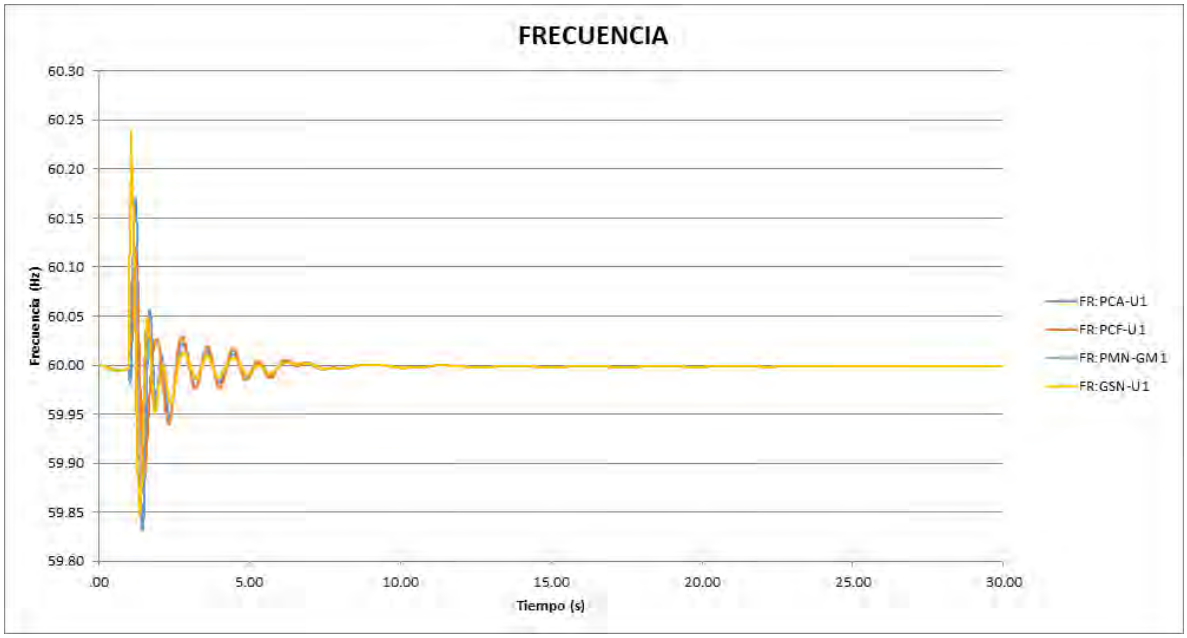


CONTINGENCIA C9: Desconexión de la línea Sandino-León I

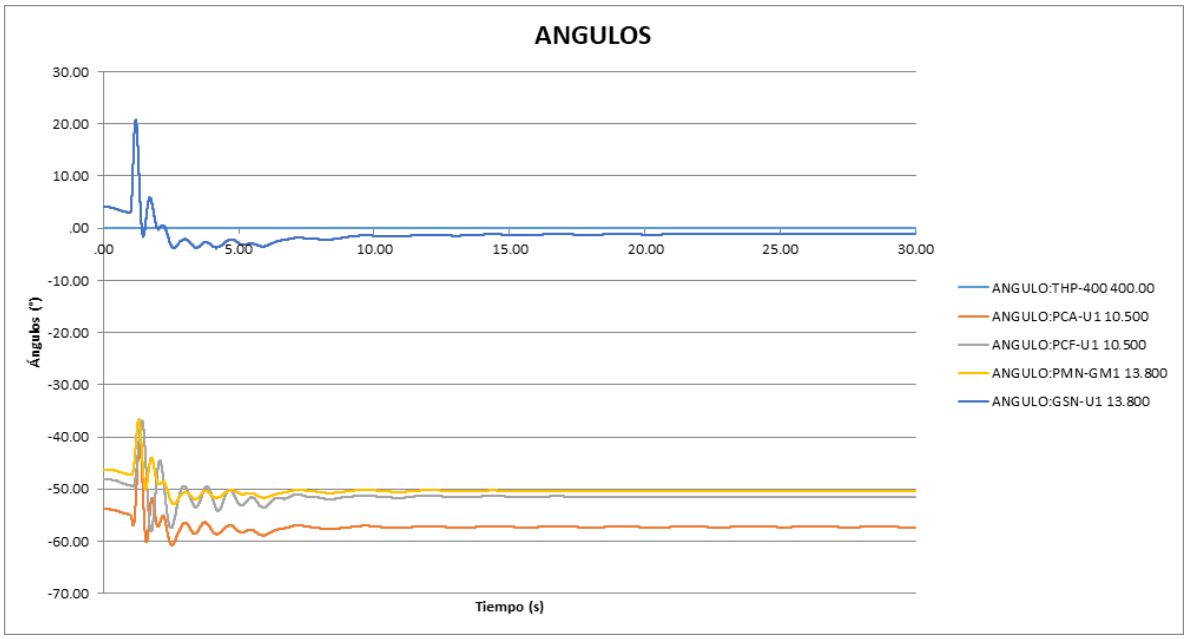
Sin proyecto:



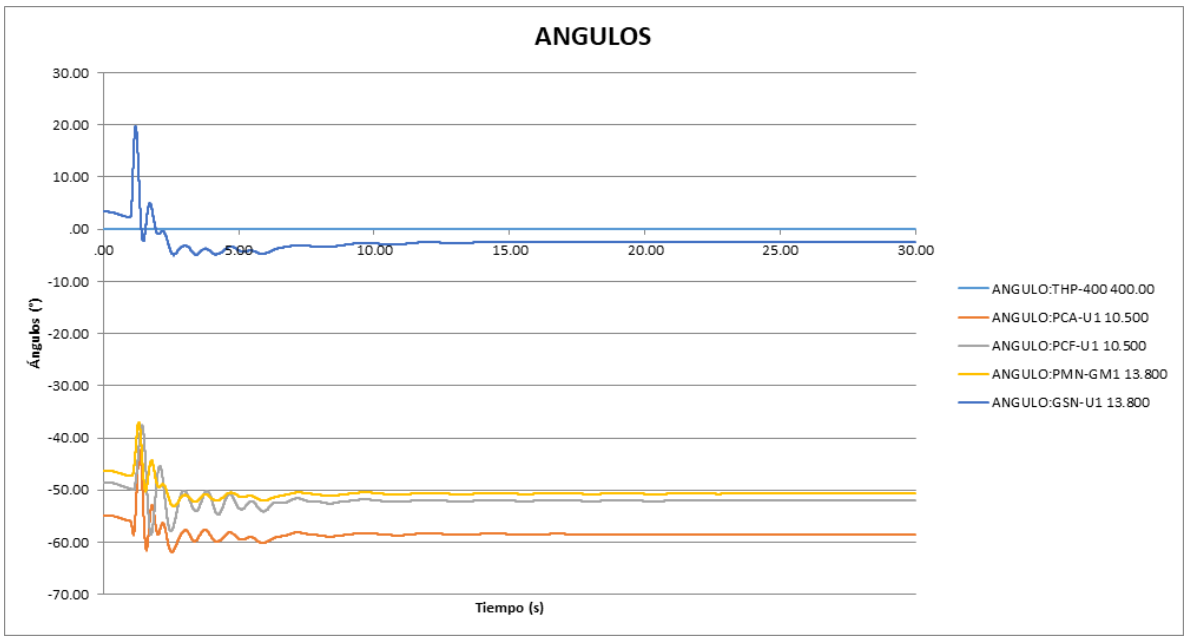
Con proyecto:



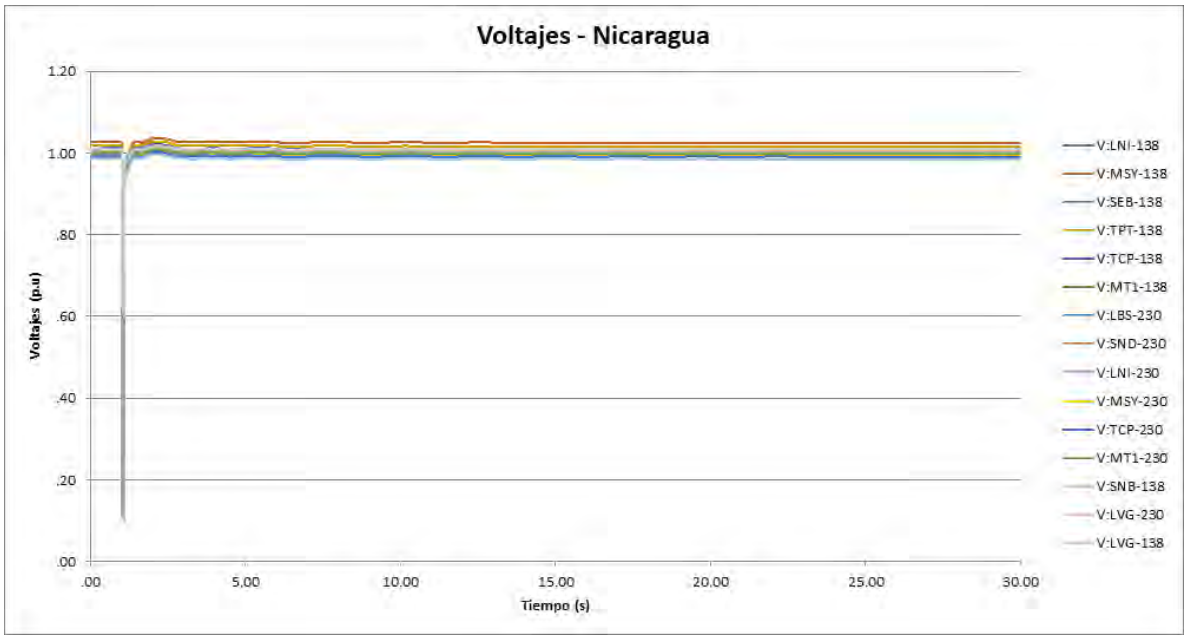
Sin proyecto:



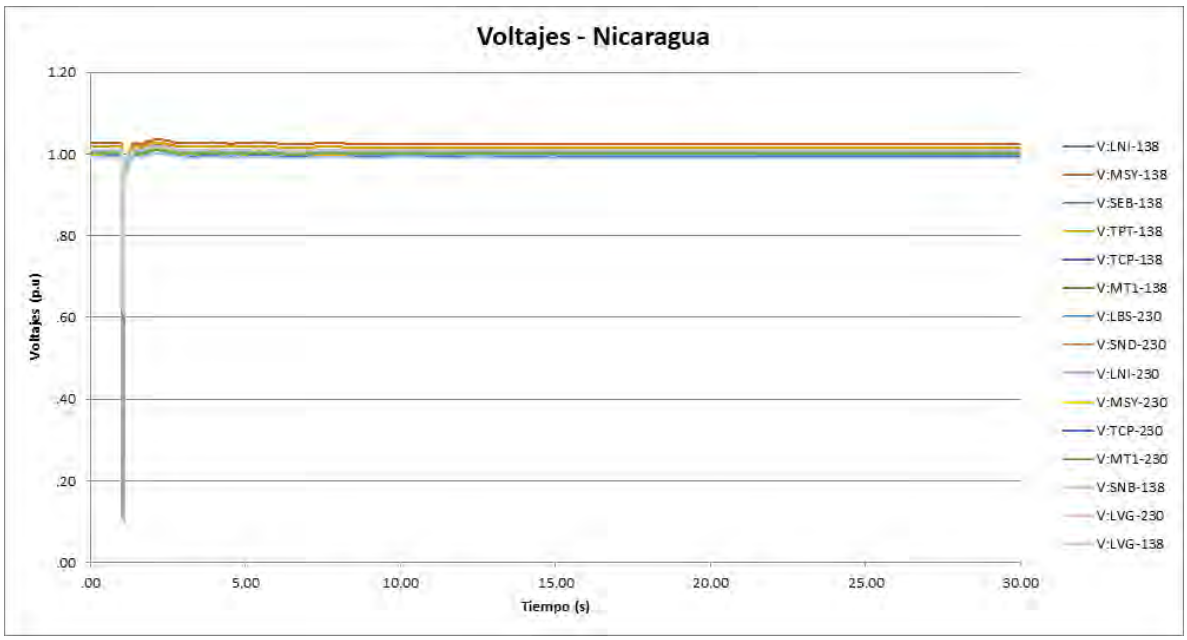
Con proyecto:



Sin proyecto:

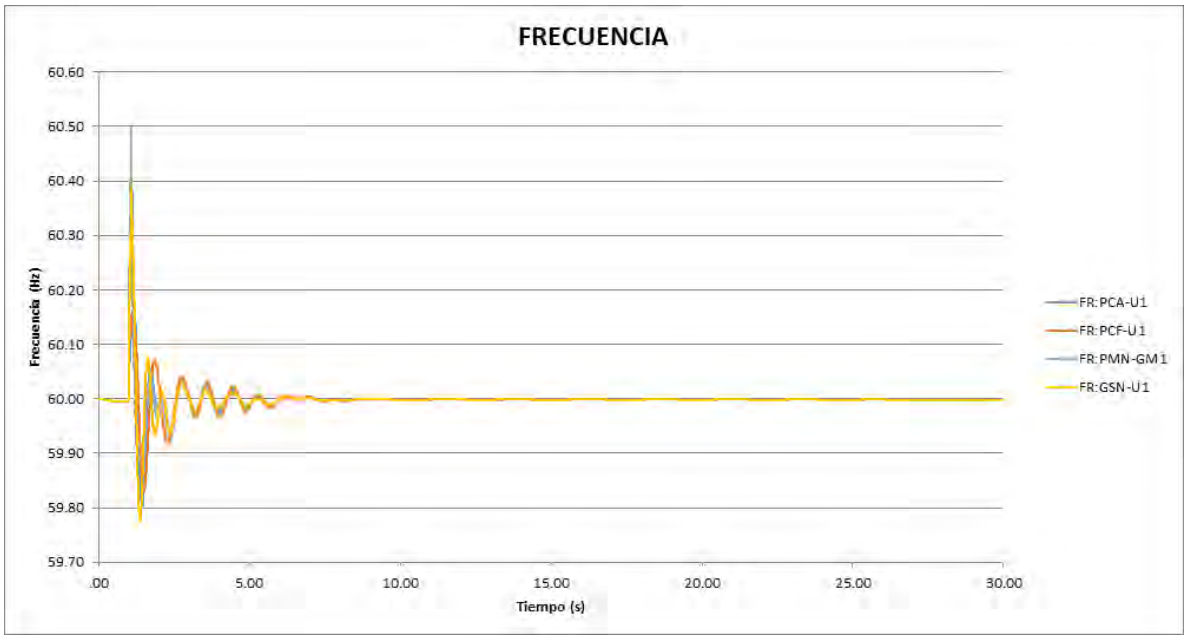


Con proyecto:

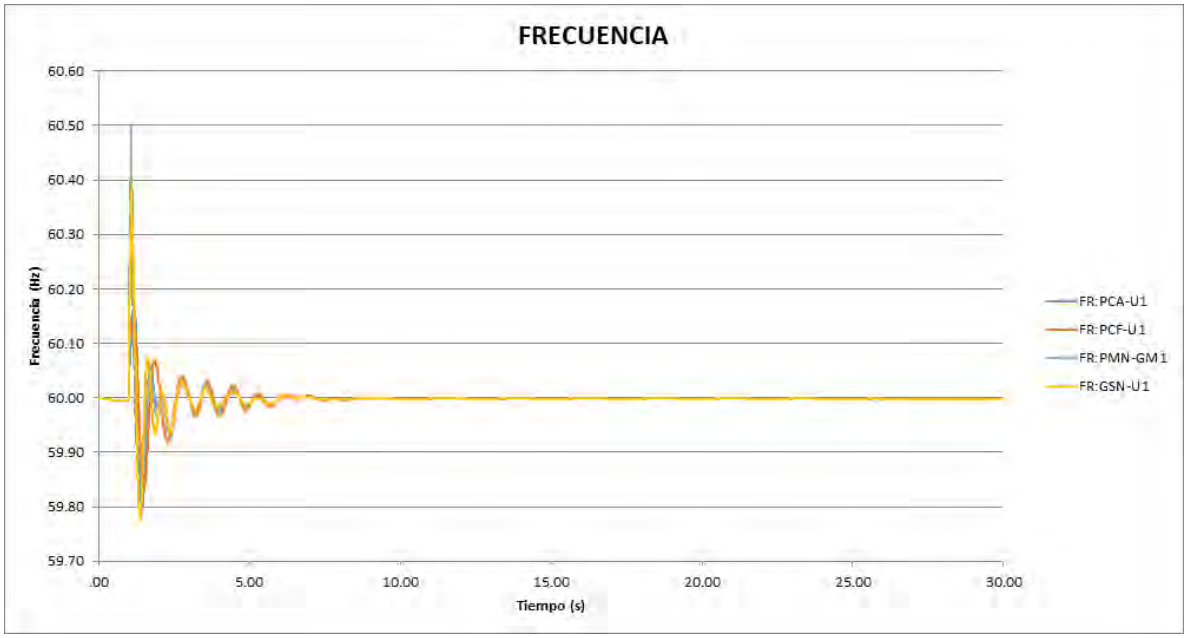


CONTINGENCIA C10: Desconexión de la línea Sandino-Mateare 1

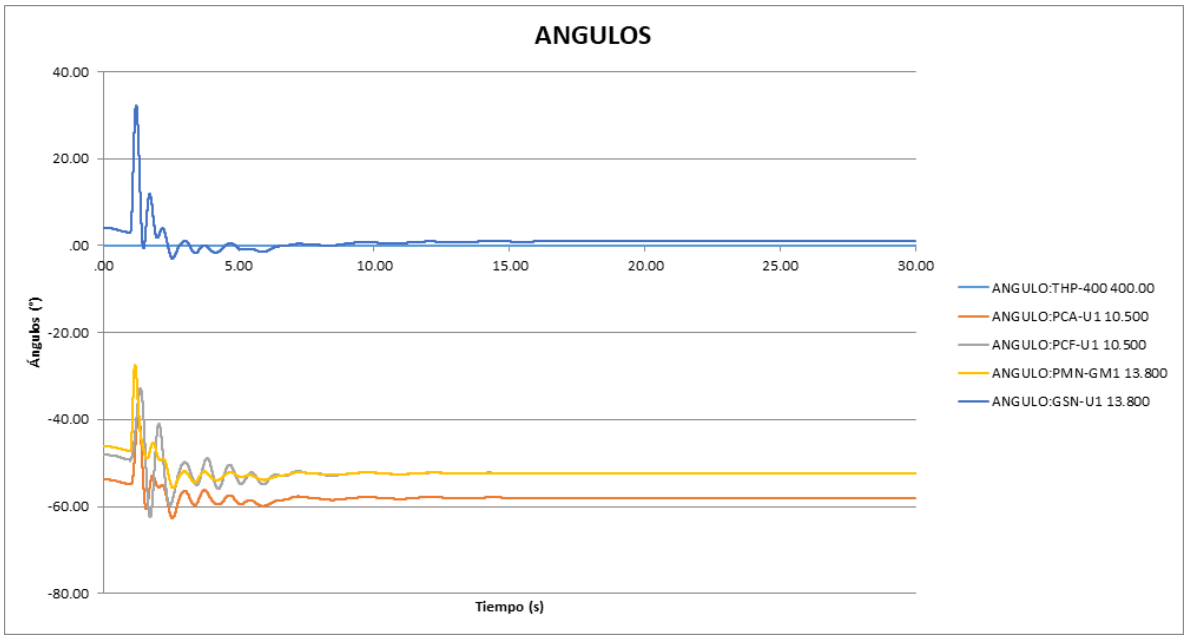
Sin proyecto:



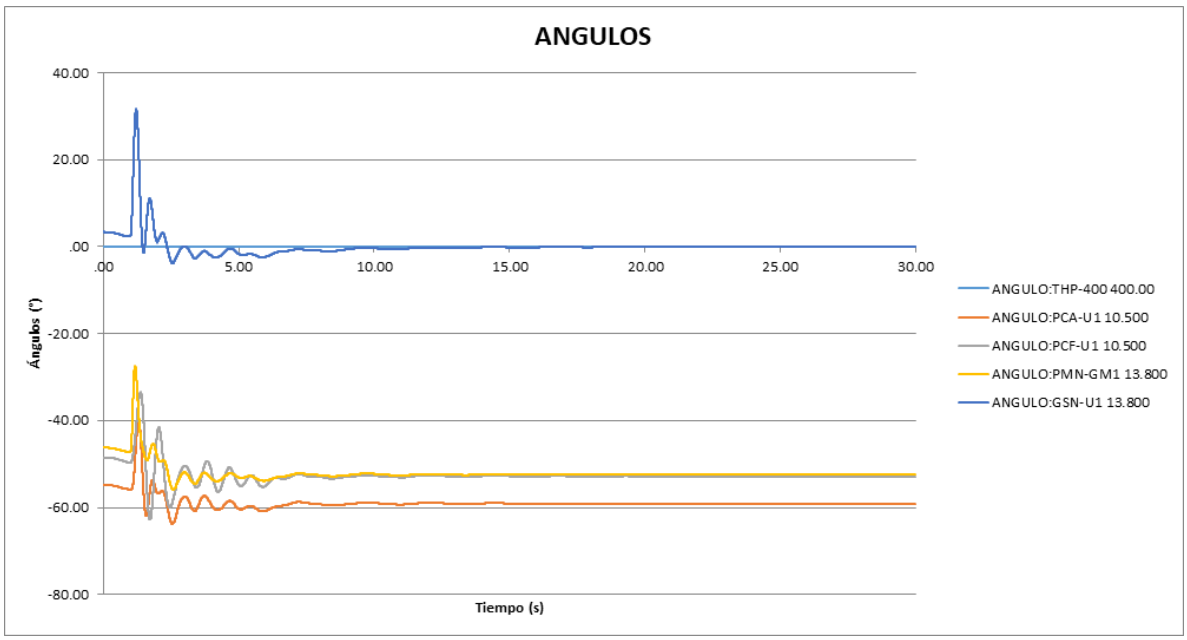
Con proyecto:



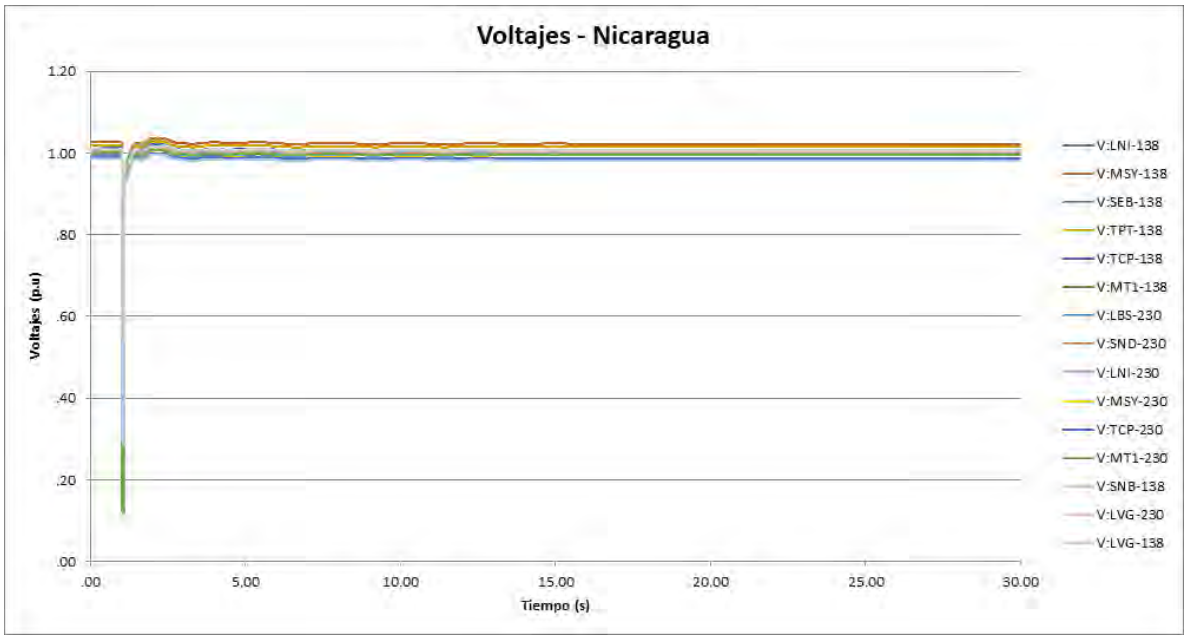
Sin proyecto:



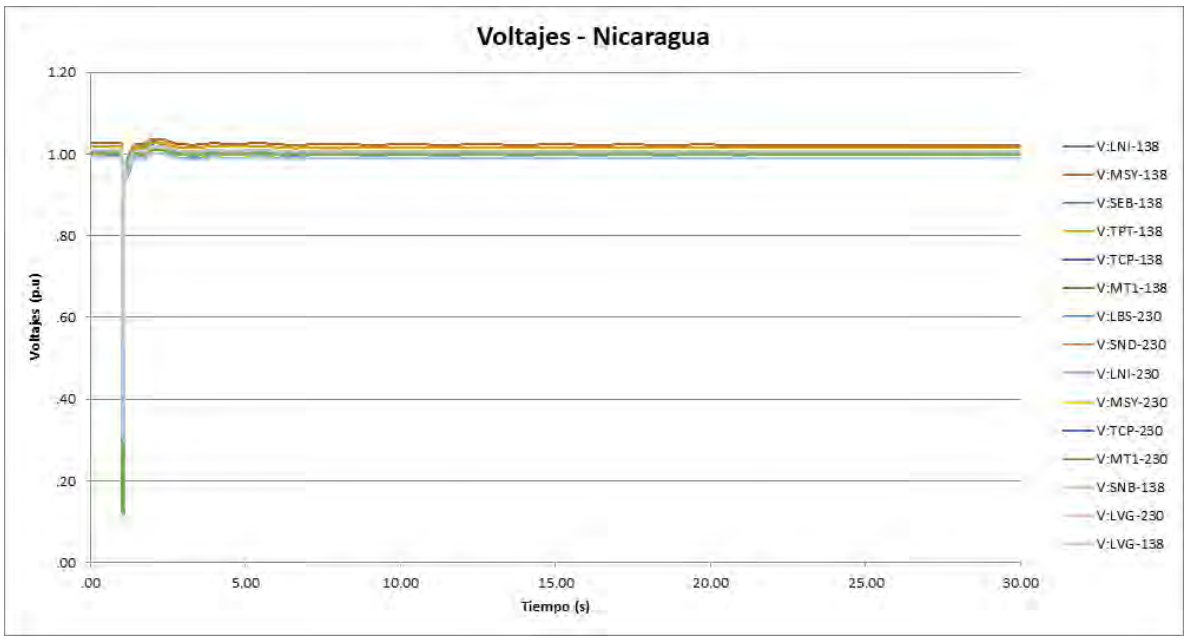
Con proyecto:



Sin proyecto:

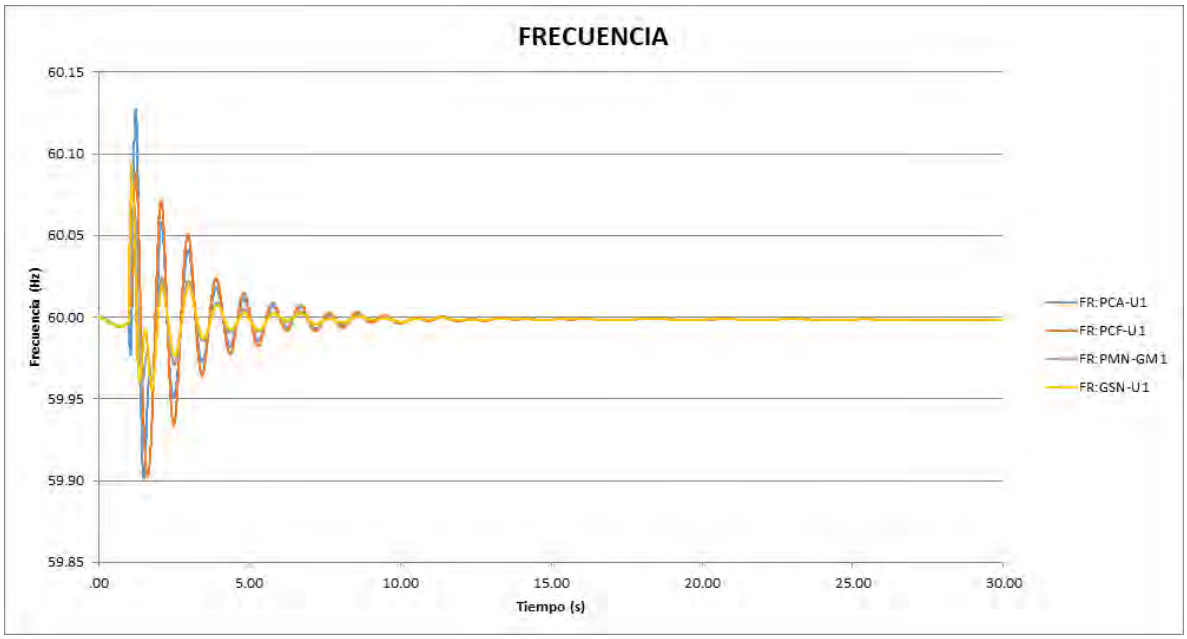


Con proyecto:

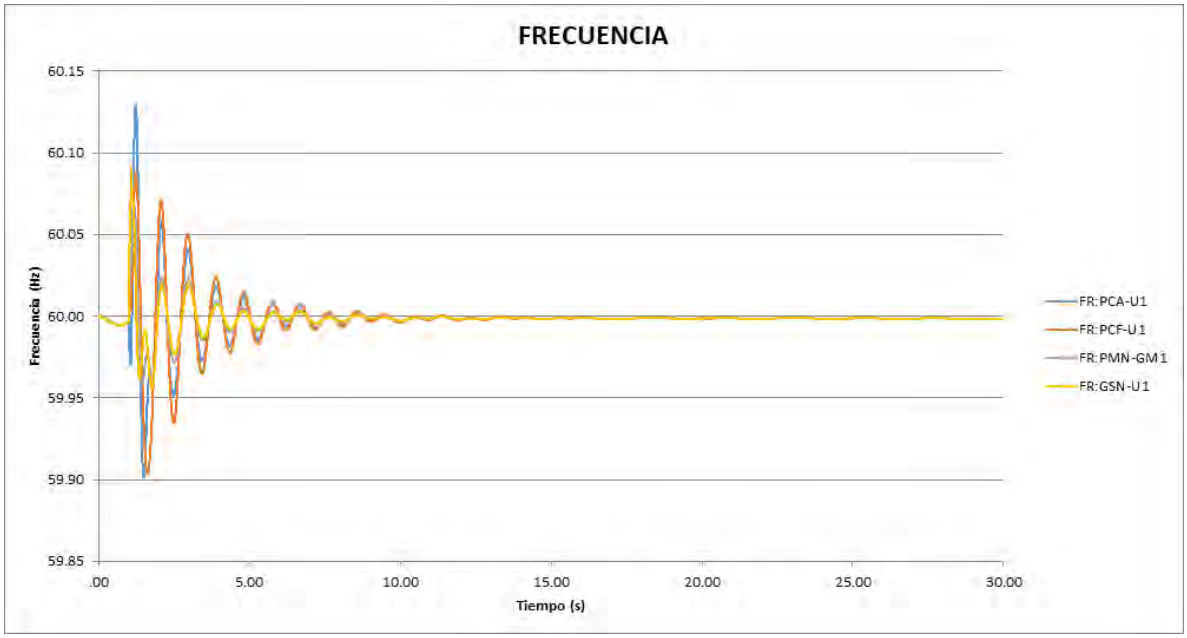


CONTINGENCIA C11: Desconexión de la línea León I-Pensa

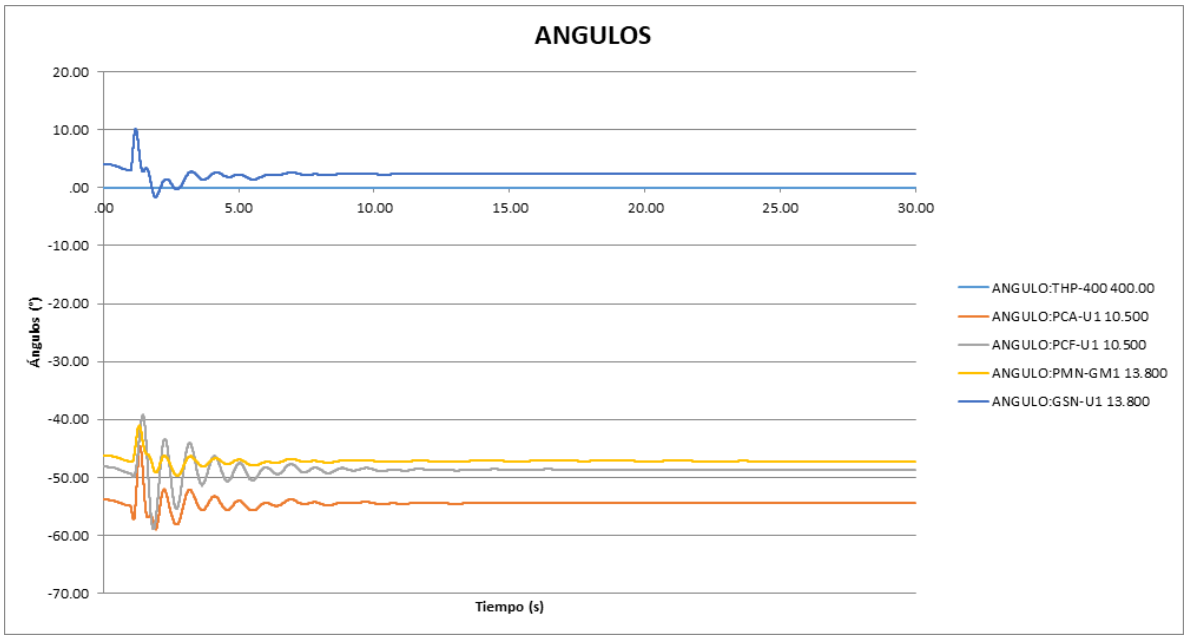
Sin proyecto:



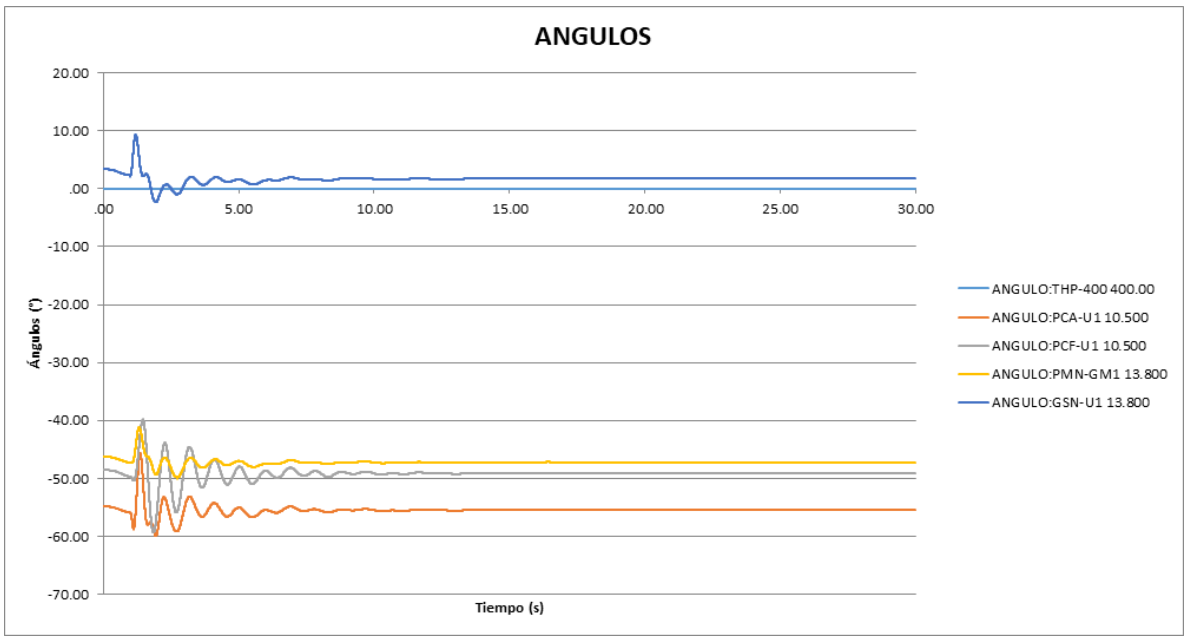
Con proyecto:



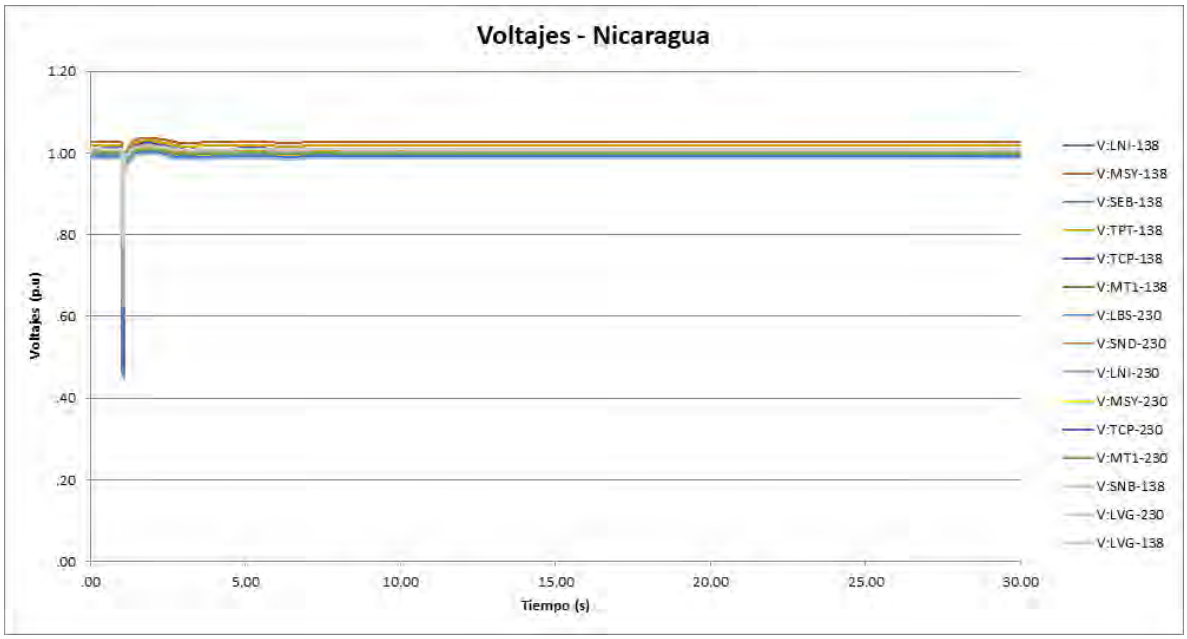
Sin proyecto:



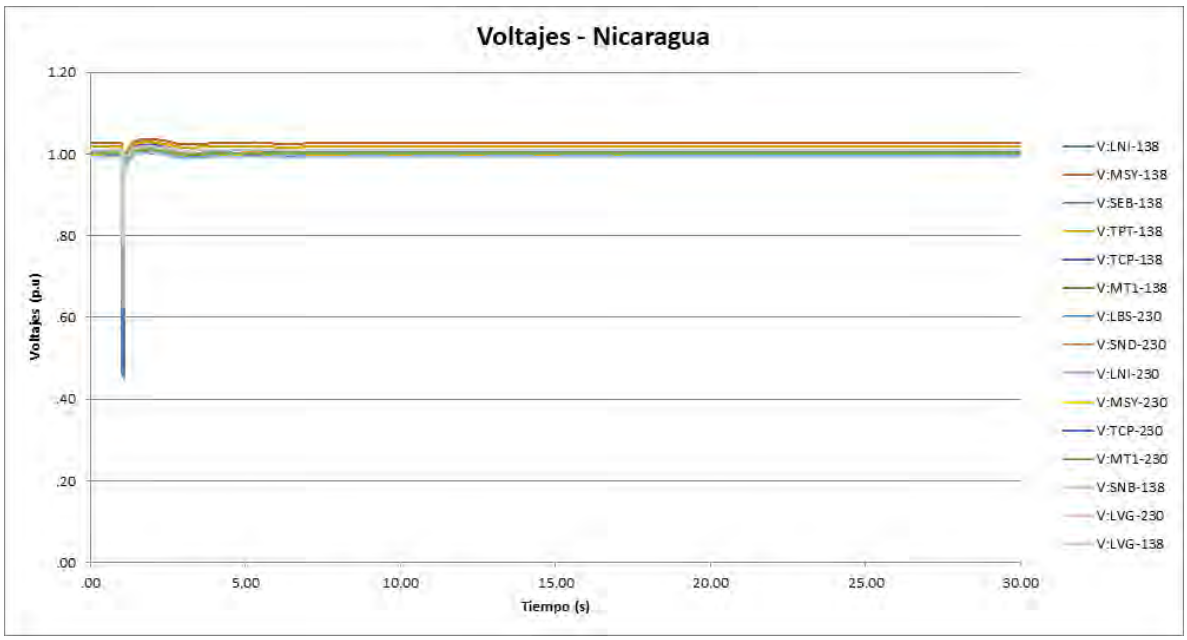
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:

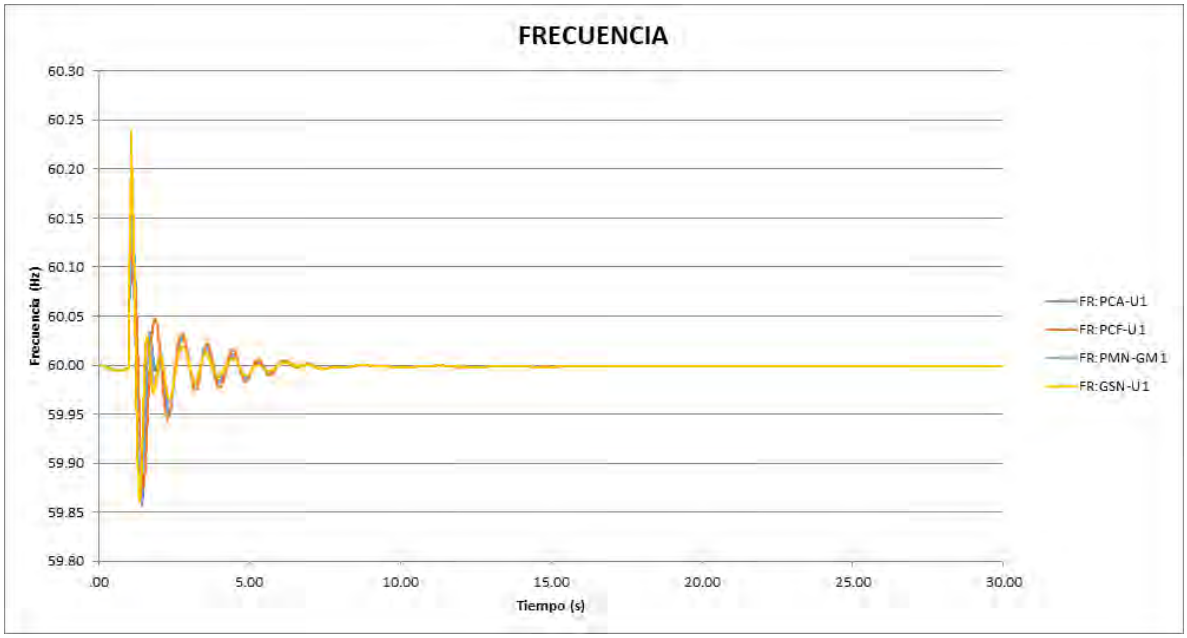


CONTINGENCIA C12: Desconexión de la línea San Benito - Masaya

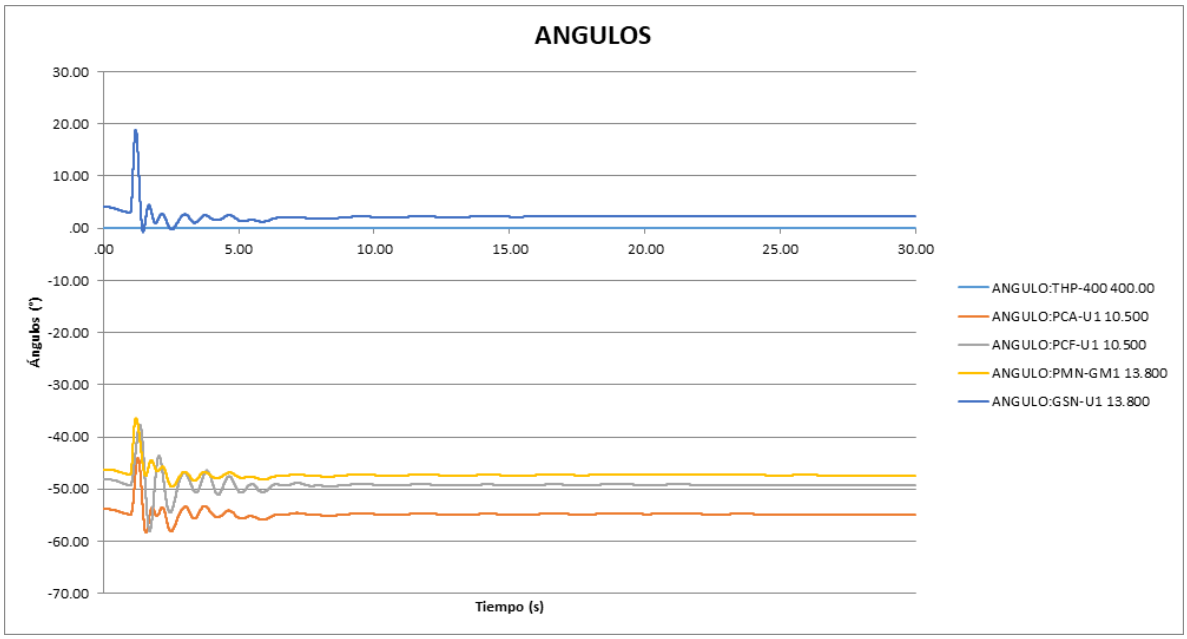
Sin proyecto:



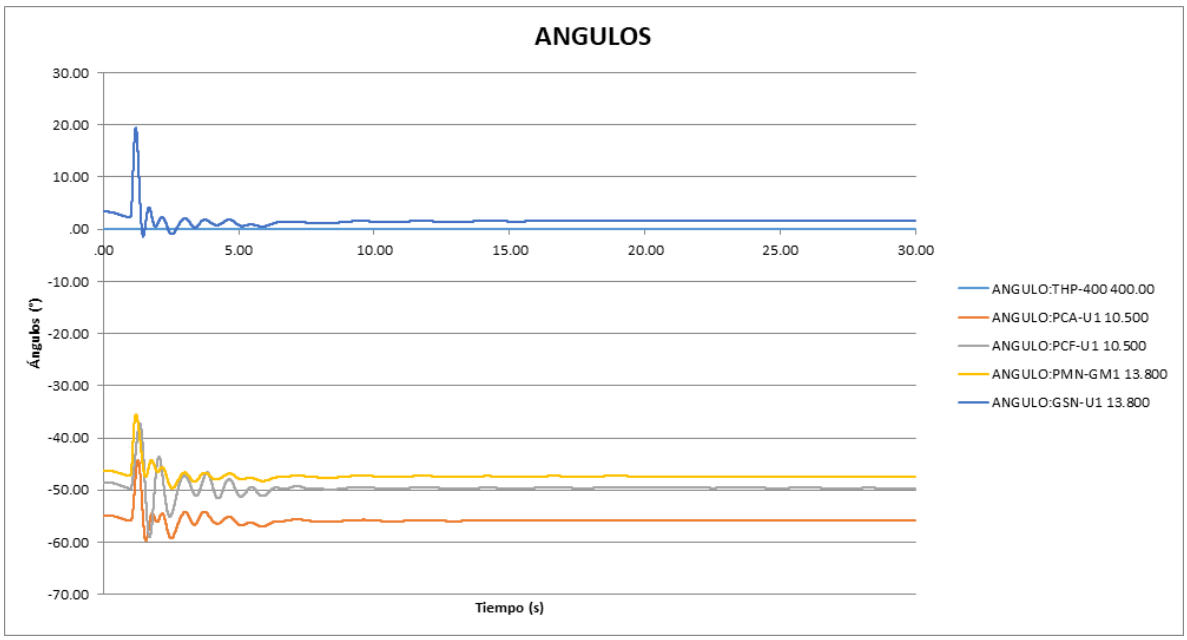
Con proyecto:



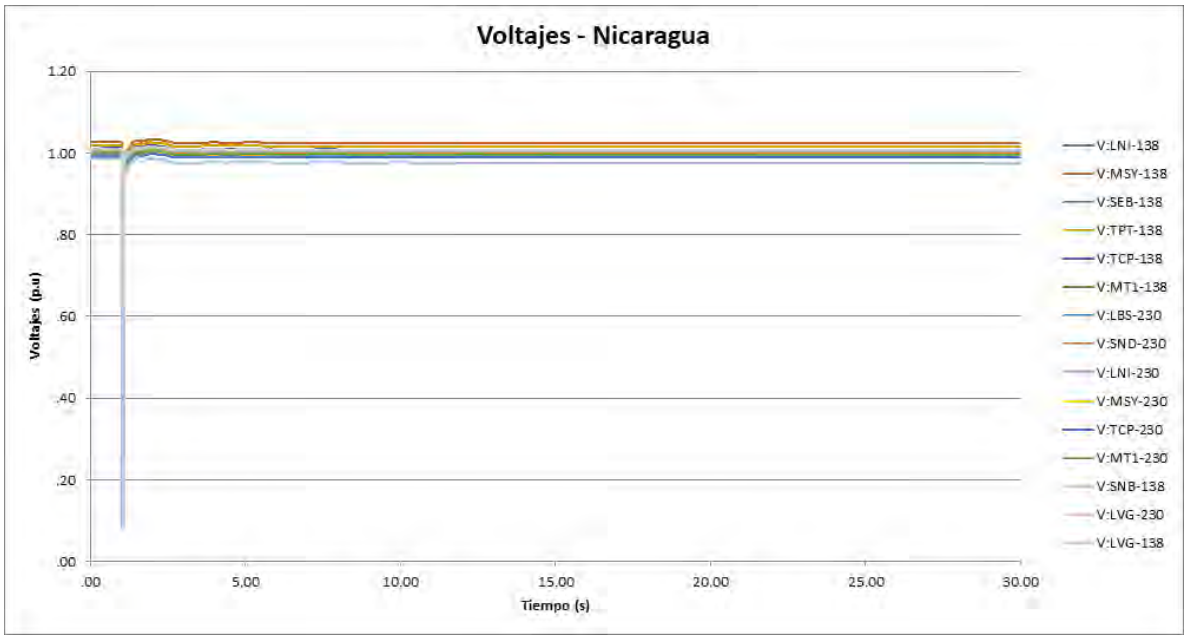
Sin proyecto:



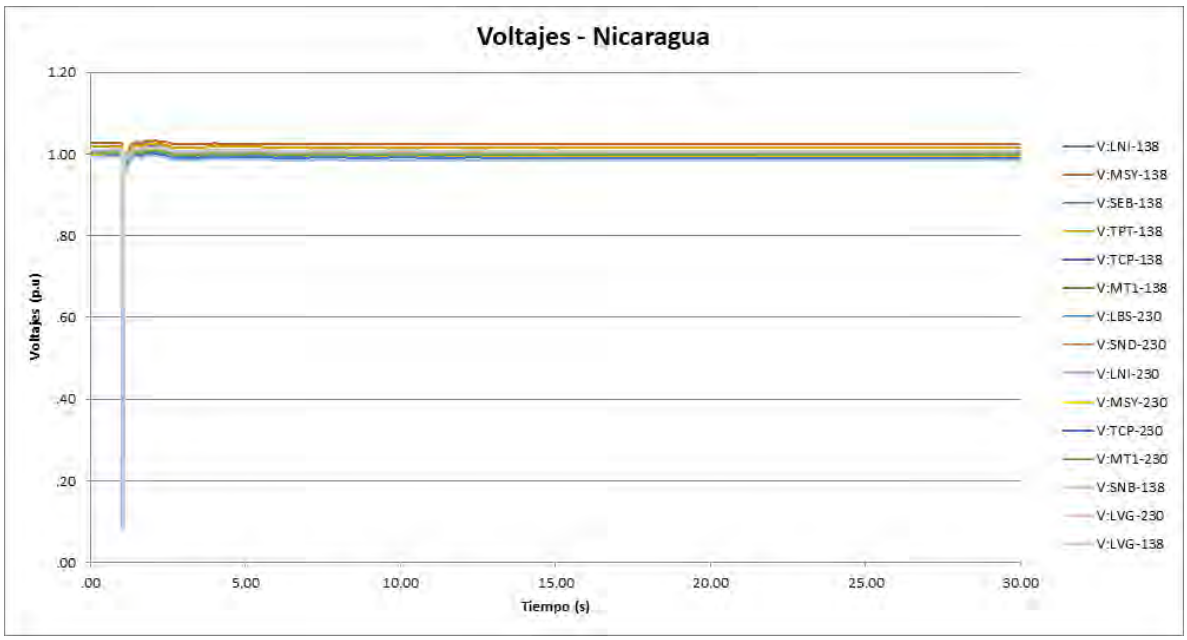
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:



CONTINGENCIA C13: Desconexión de la línea San Benito - Los Brasiles

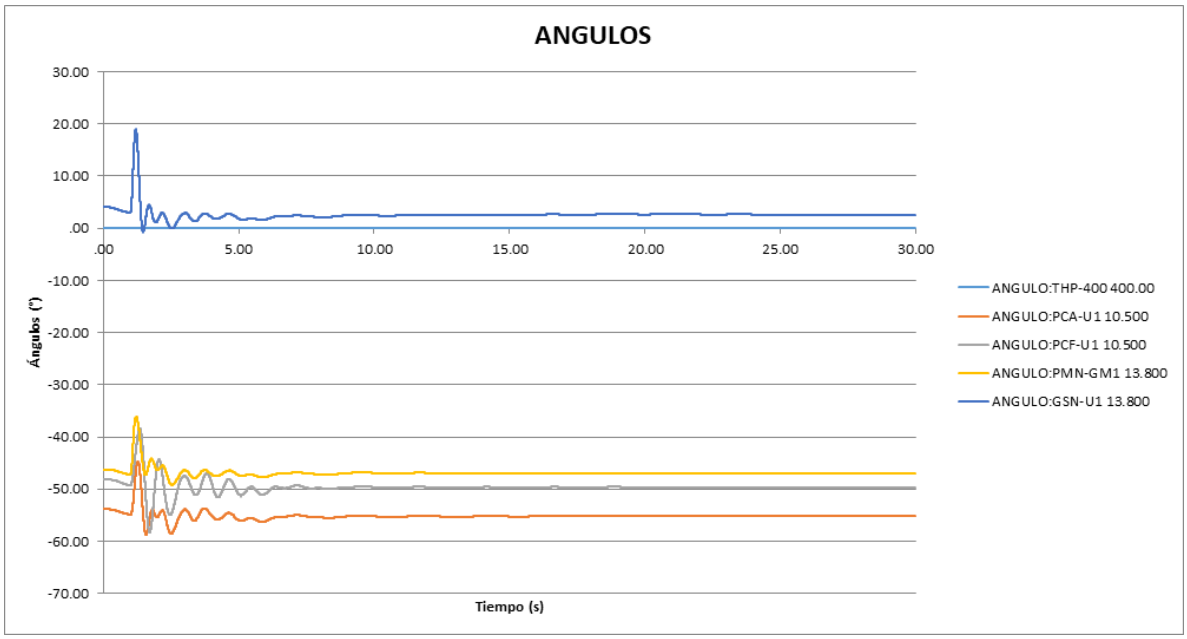
Sin proyecto:



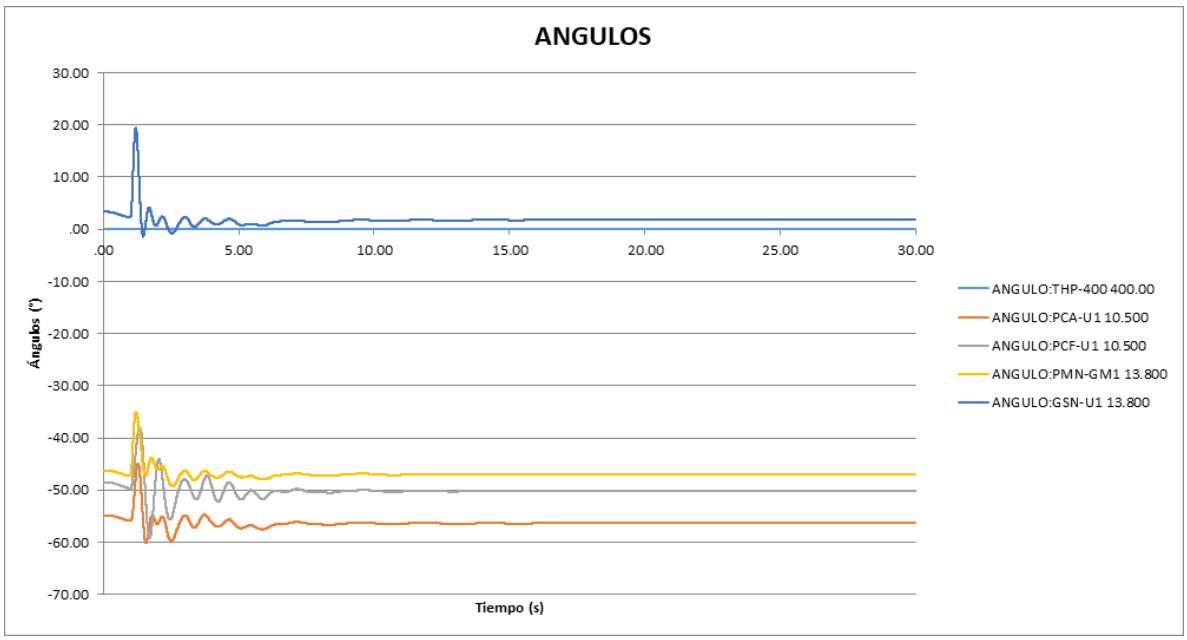
Con proyecto:



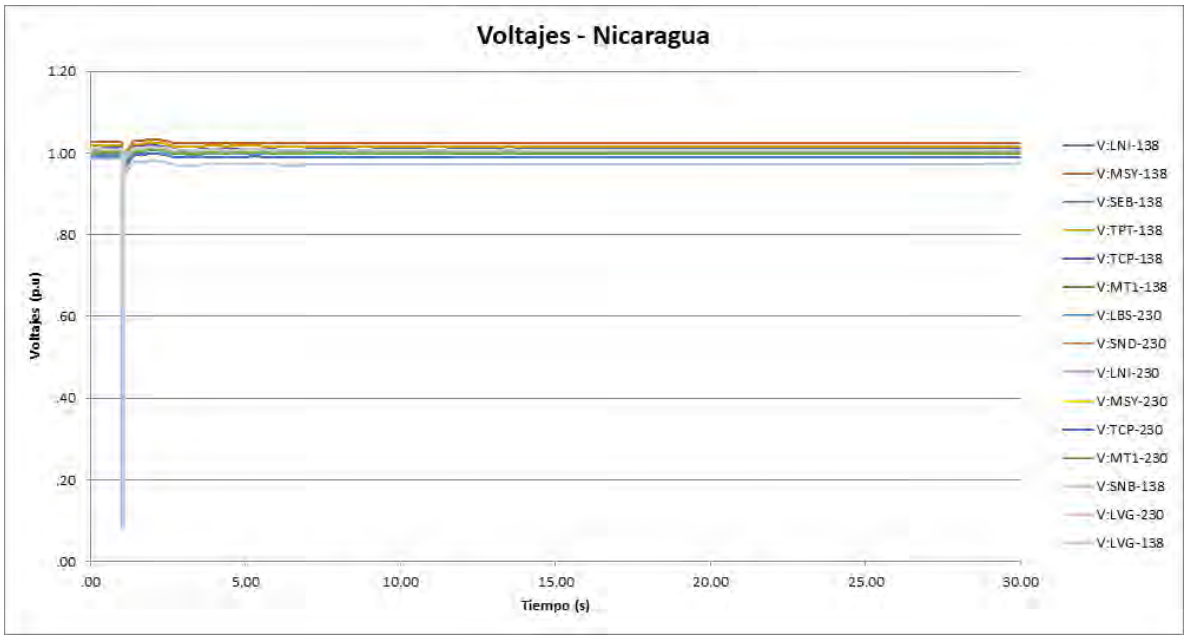
Sin proyecto:



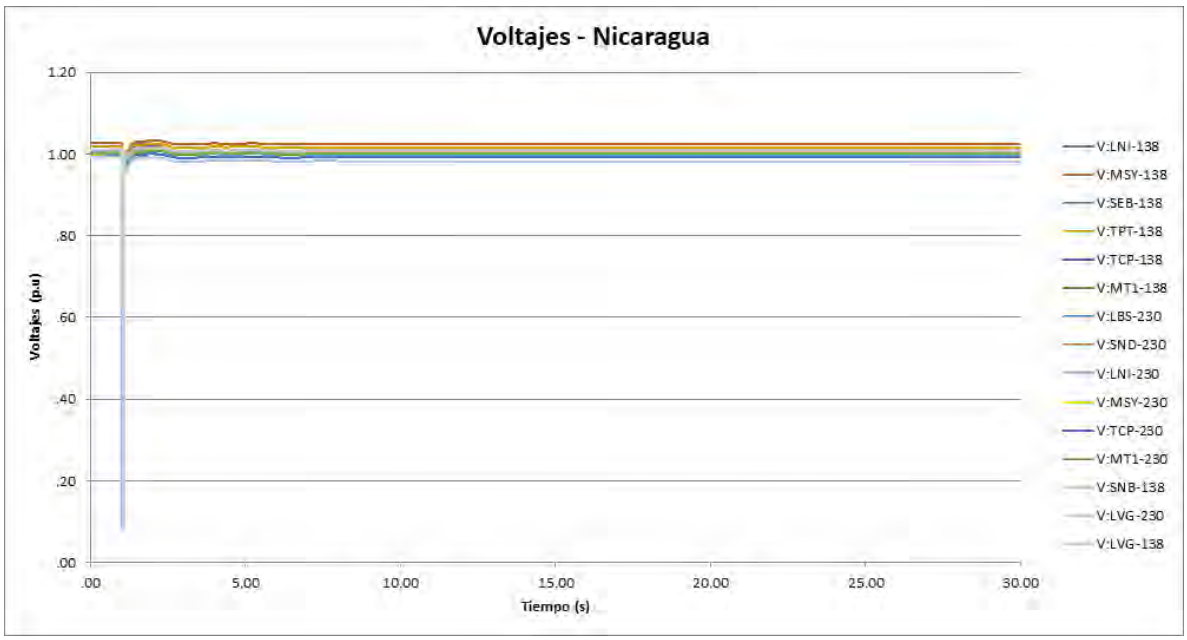
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:

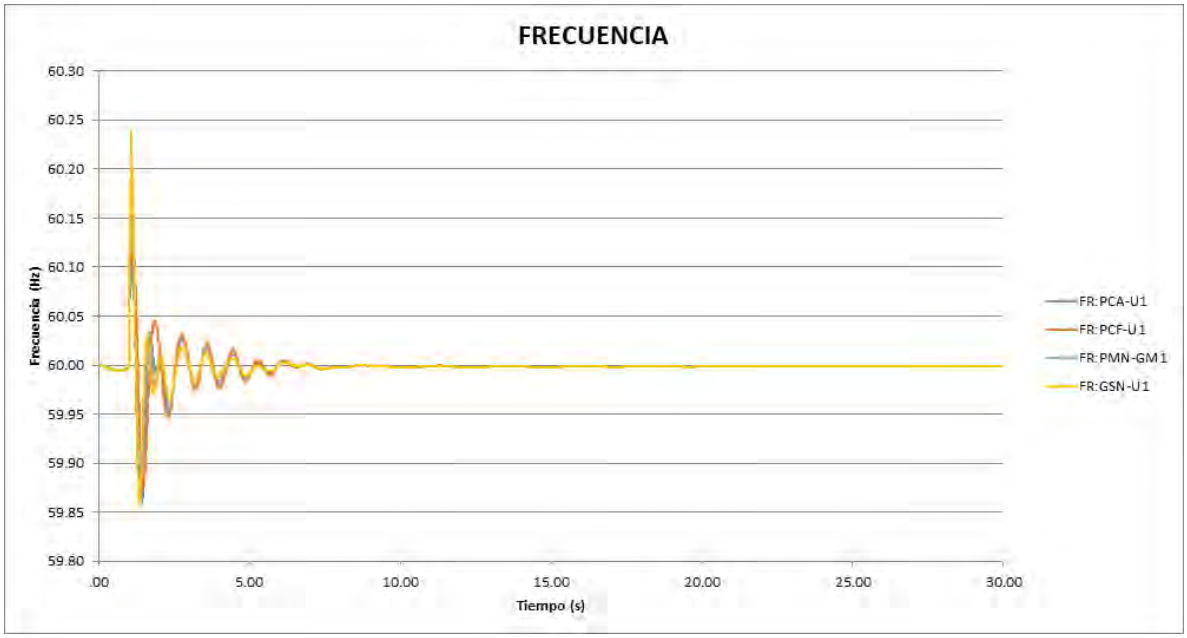


CONTINGENCIA C14: Desconexión de la línea San Benito - Boaco

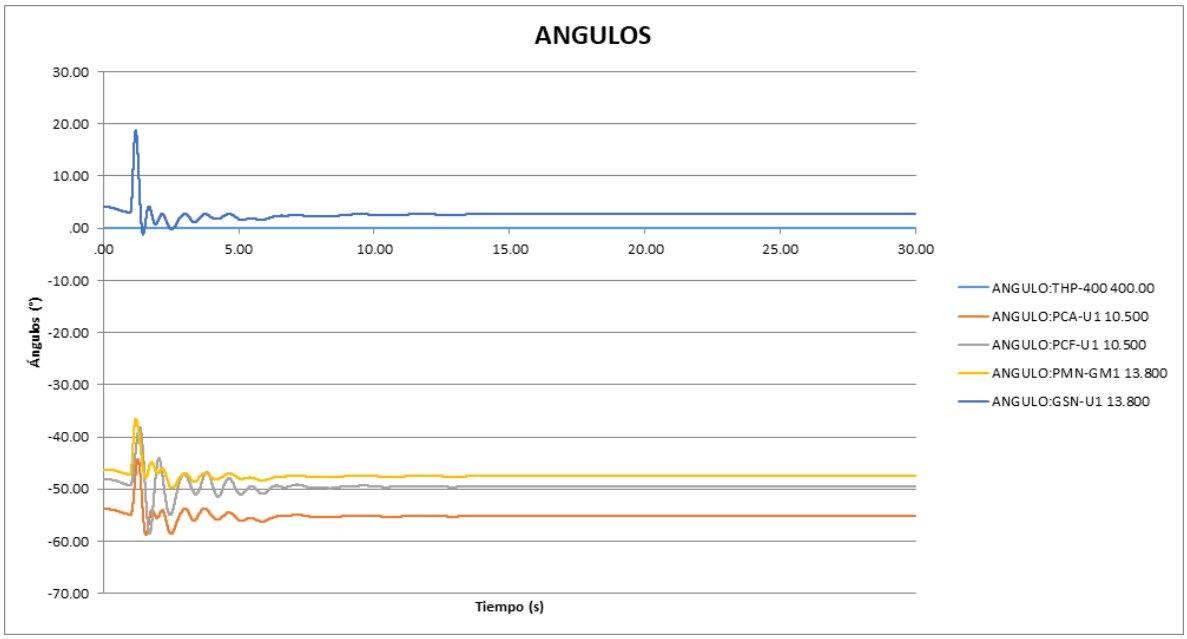
Sin proyecto:



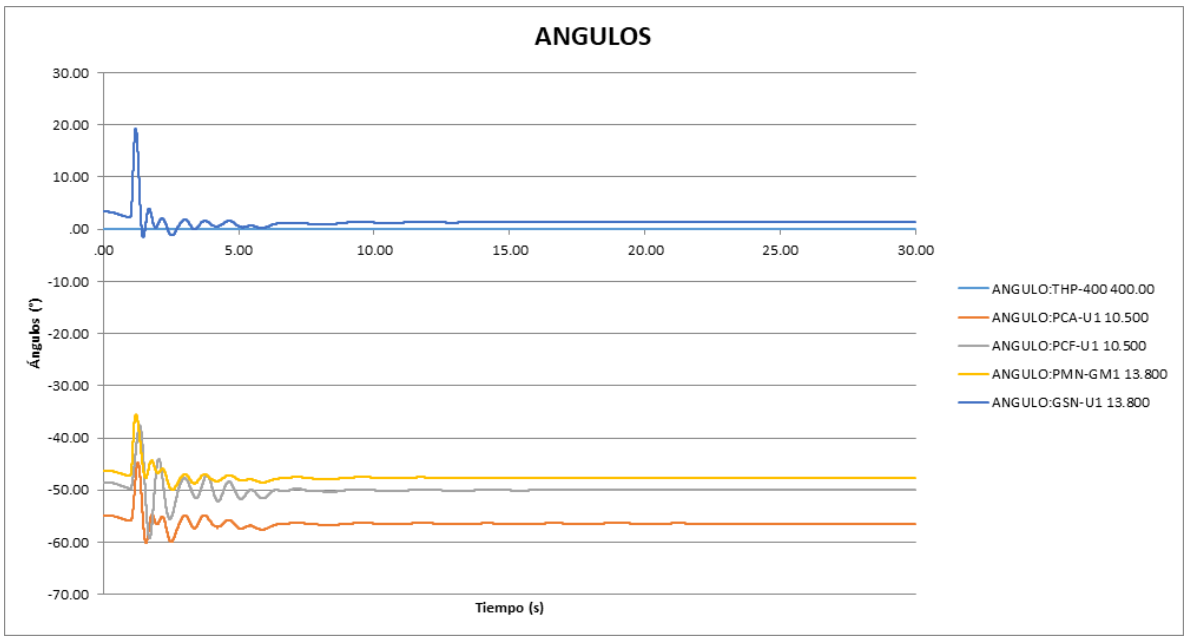
Con proyecto:



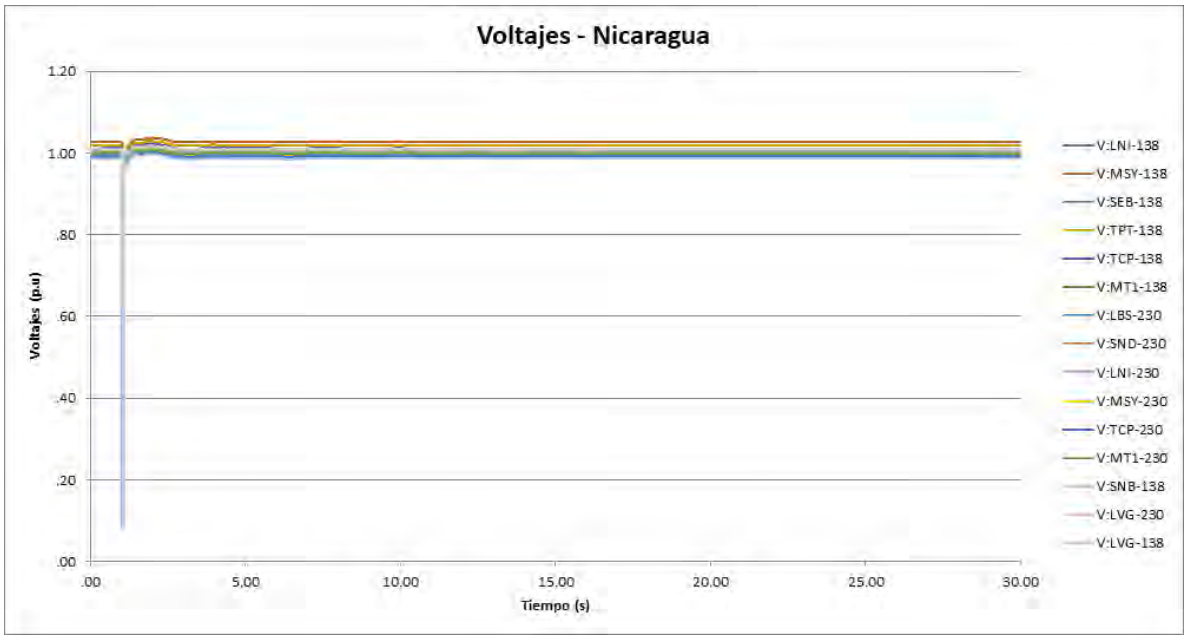
Sin proyecto:



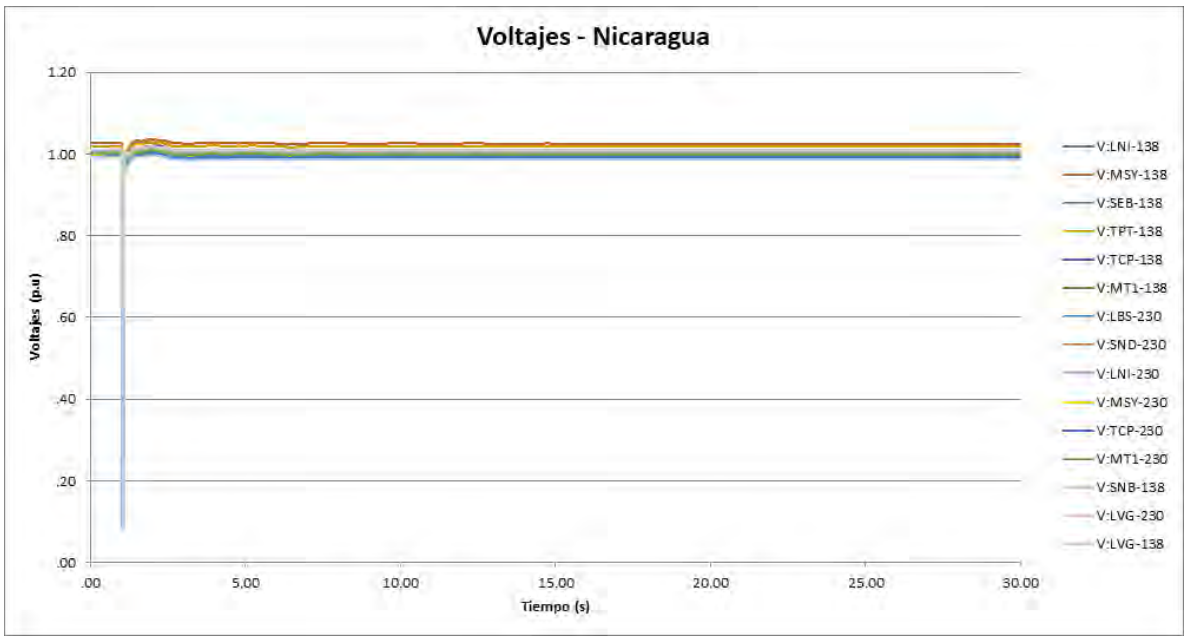
Con proyecto:



Sin proyecto:



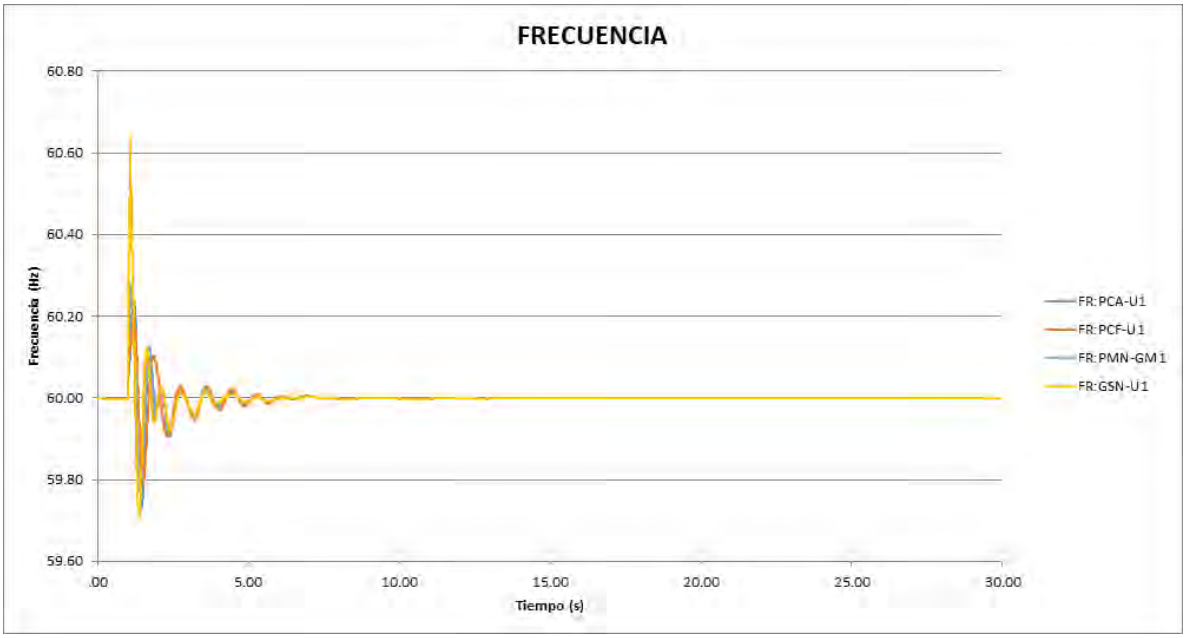
Con proyecto:



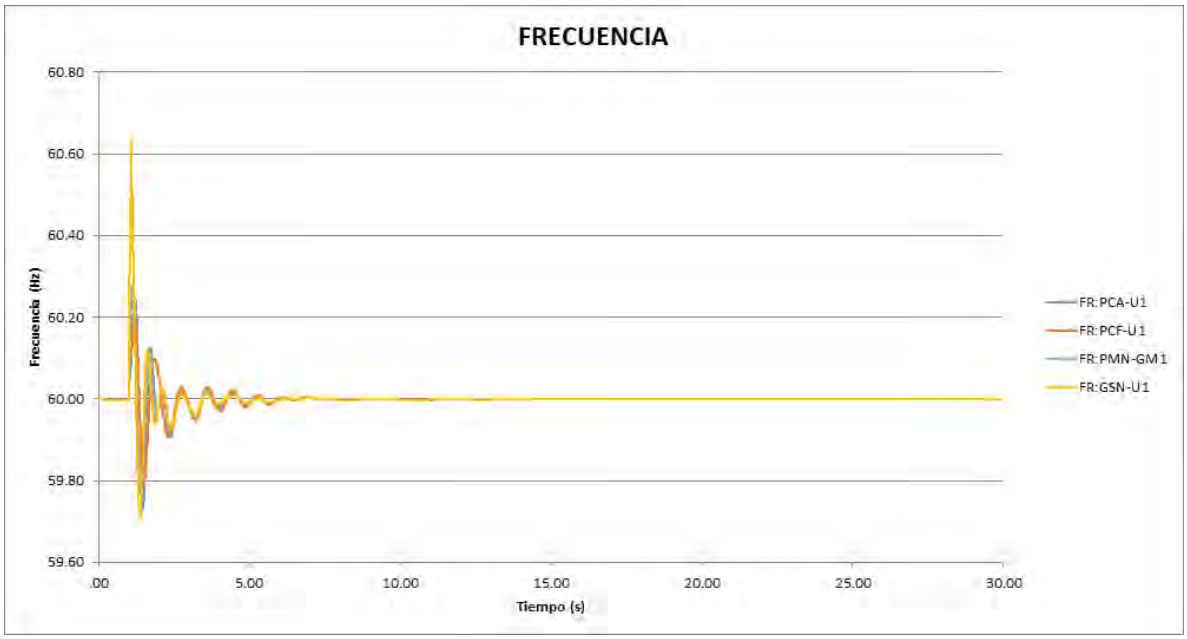
- **Escenario Invierno demanda máxima porteo S-N 220MW**

CONTINGENCIA C1: Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central PCG9 y PSL (Planta Solaris)

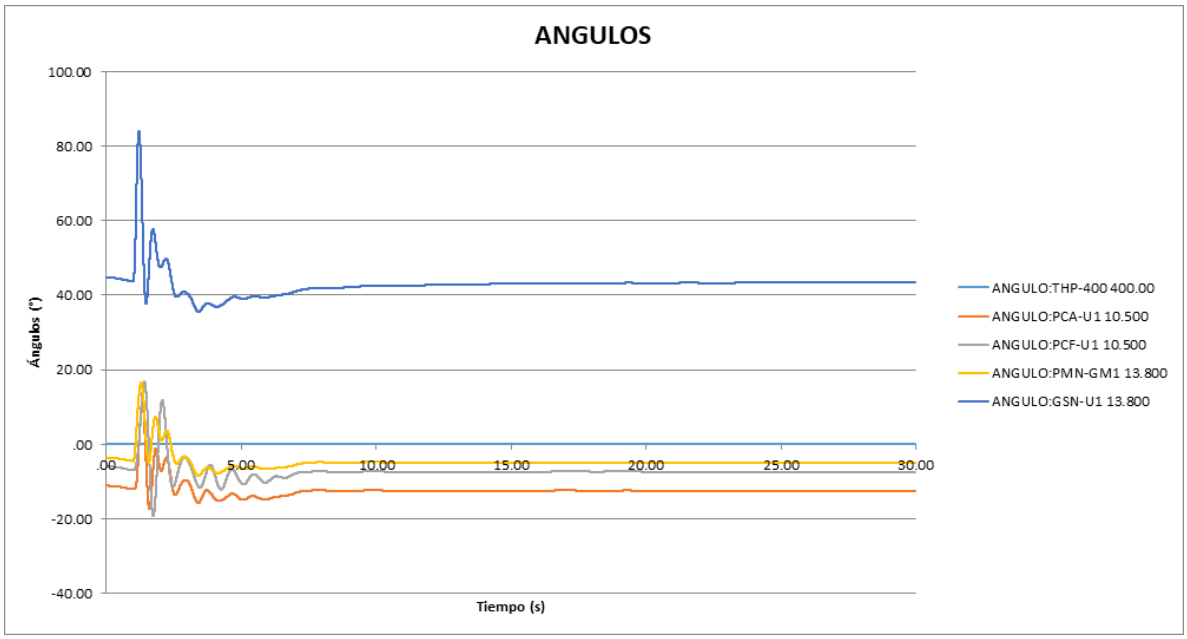
Sin proyecto:



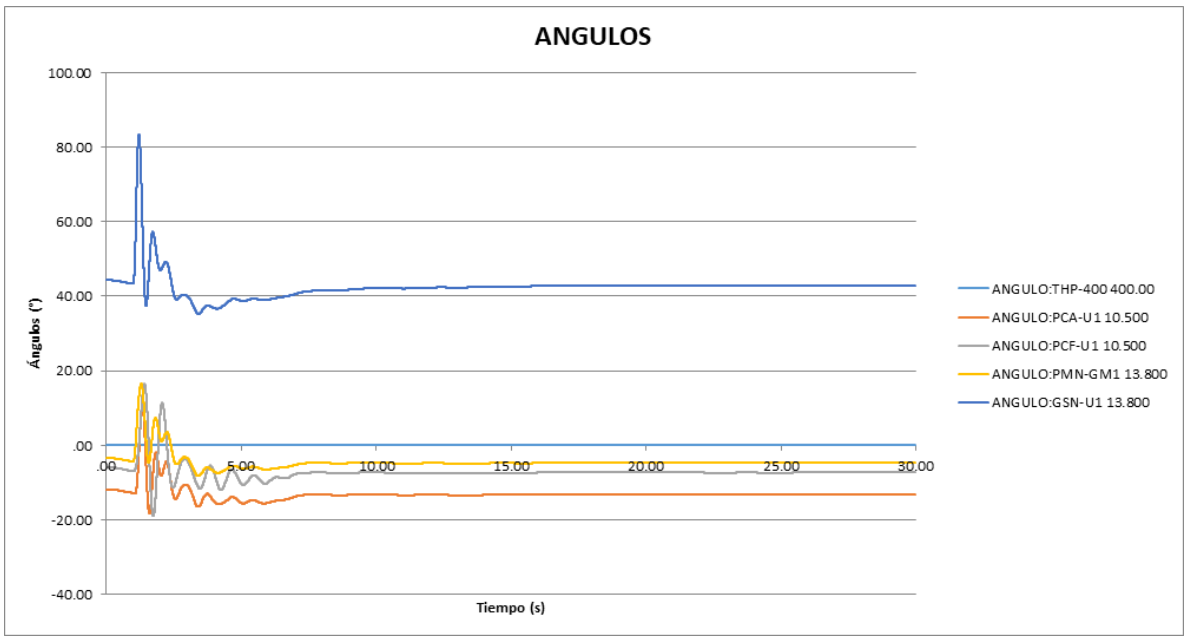
Con proyecto:



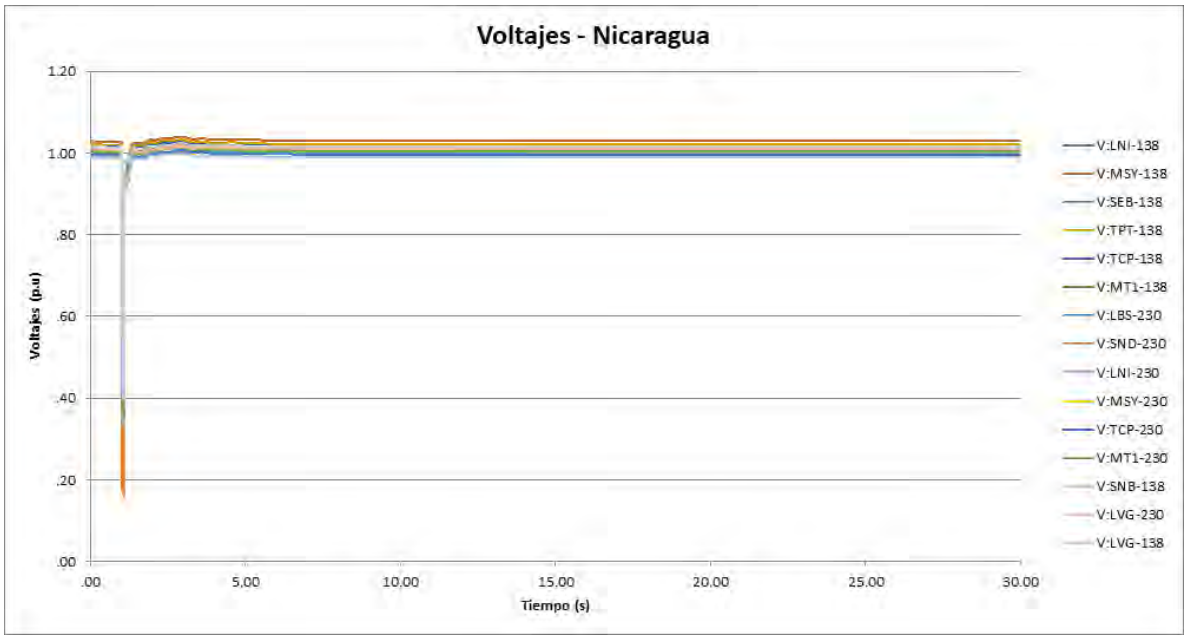
Sin proyecto:



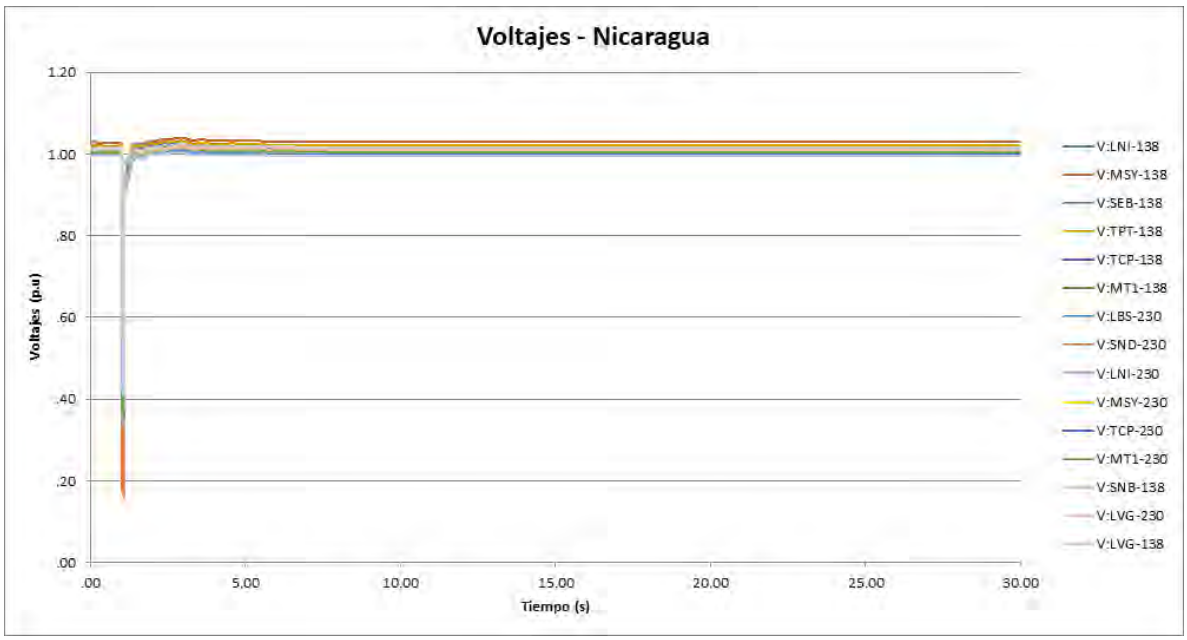
Con proyecto:



Sin proyecto:

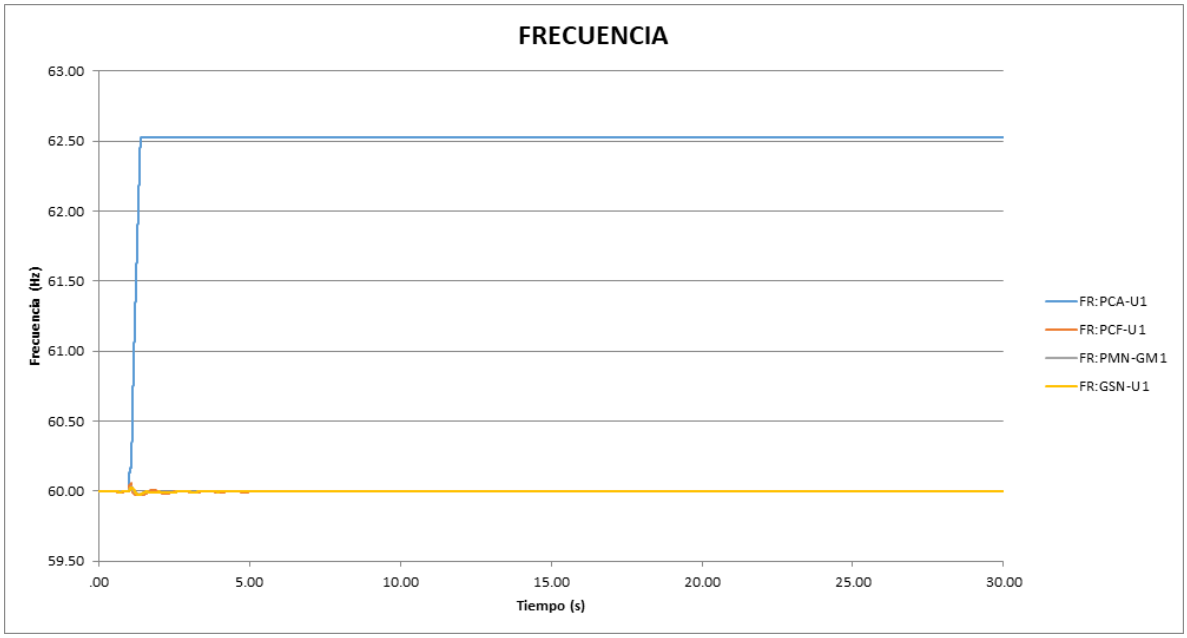


Con proyecto:

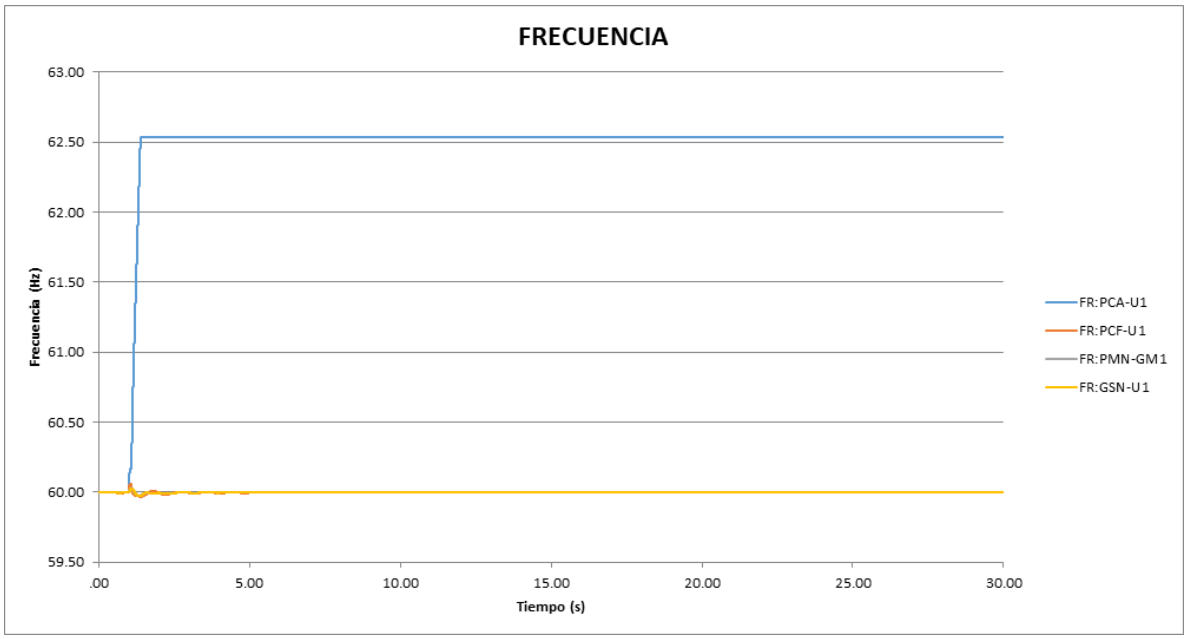


CONTINGENCIA C2: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la unidad #1 de la central PCA

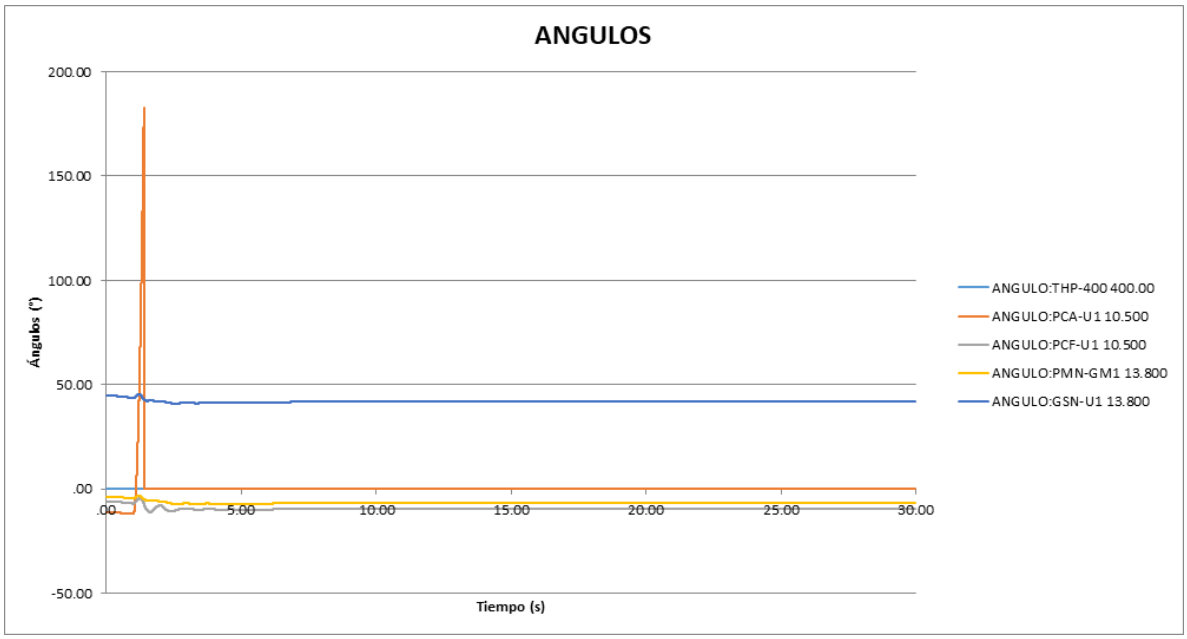
Sin proyecto:



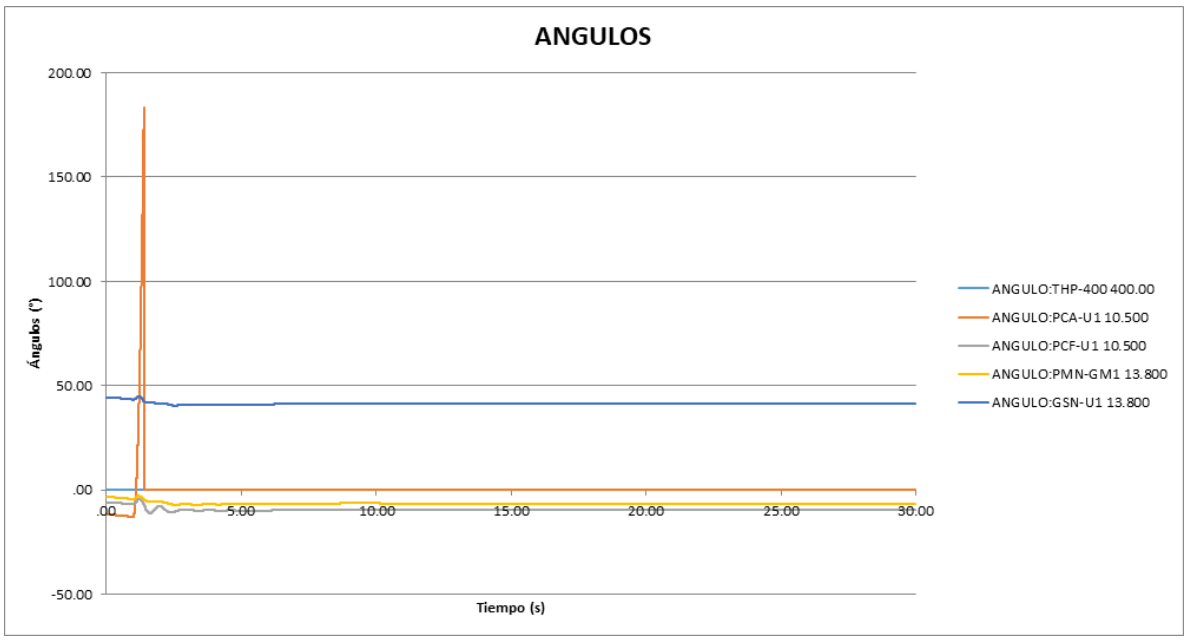
Con proyecto:



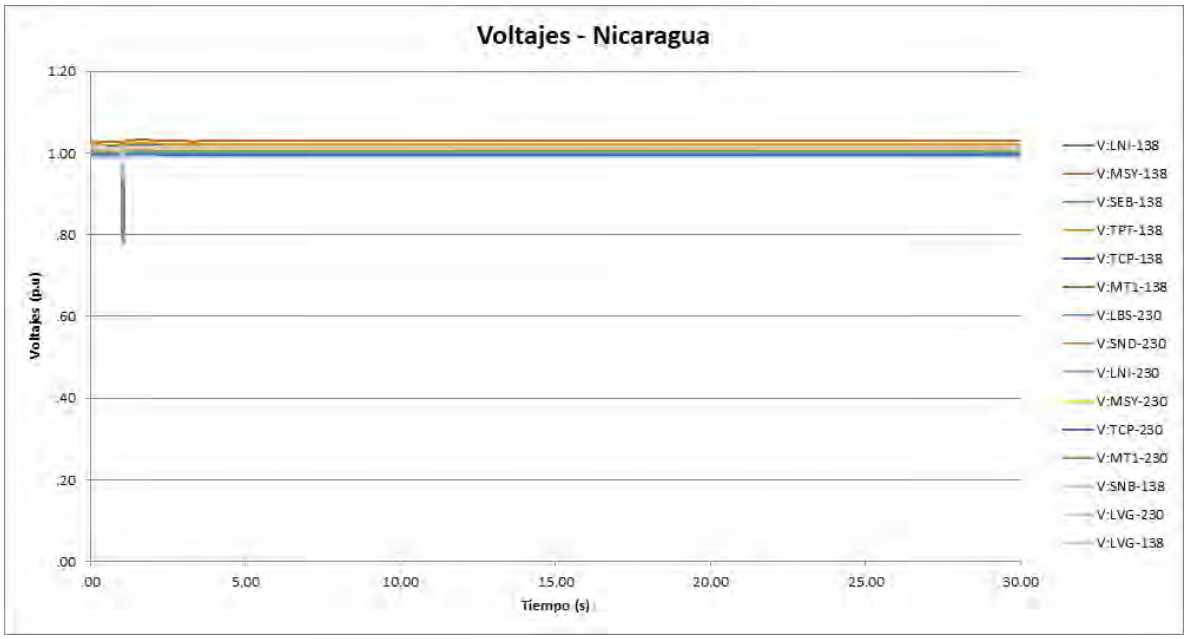
Sin proyecto:



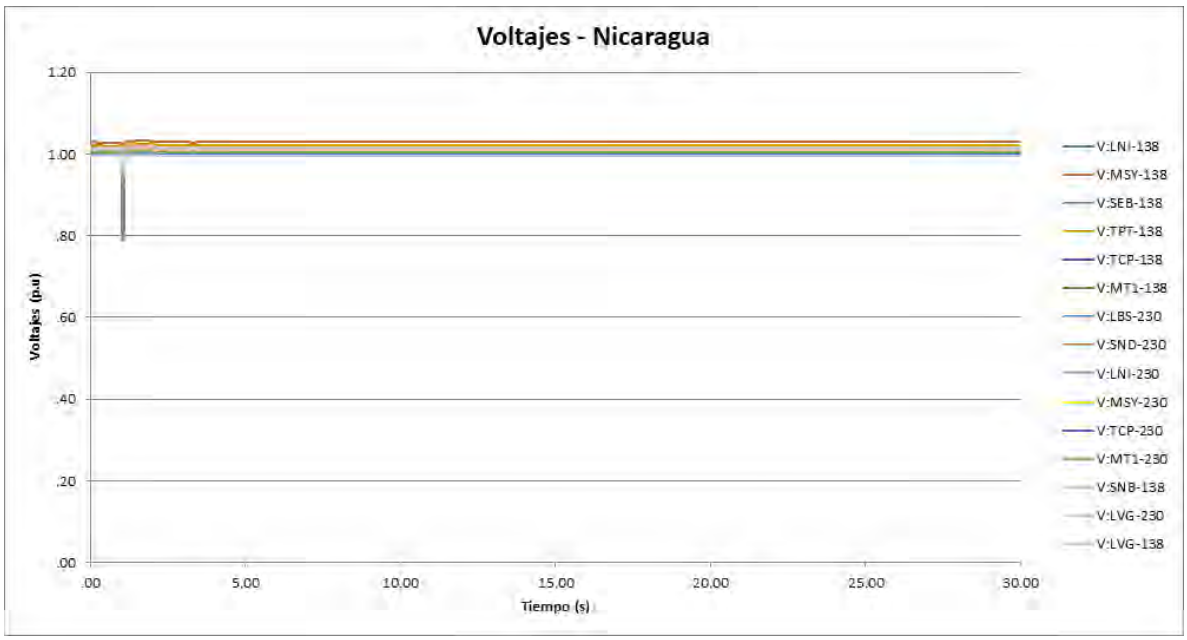
Con proyecto:



Sin proyecto:

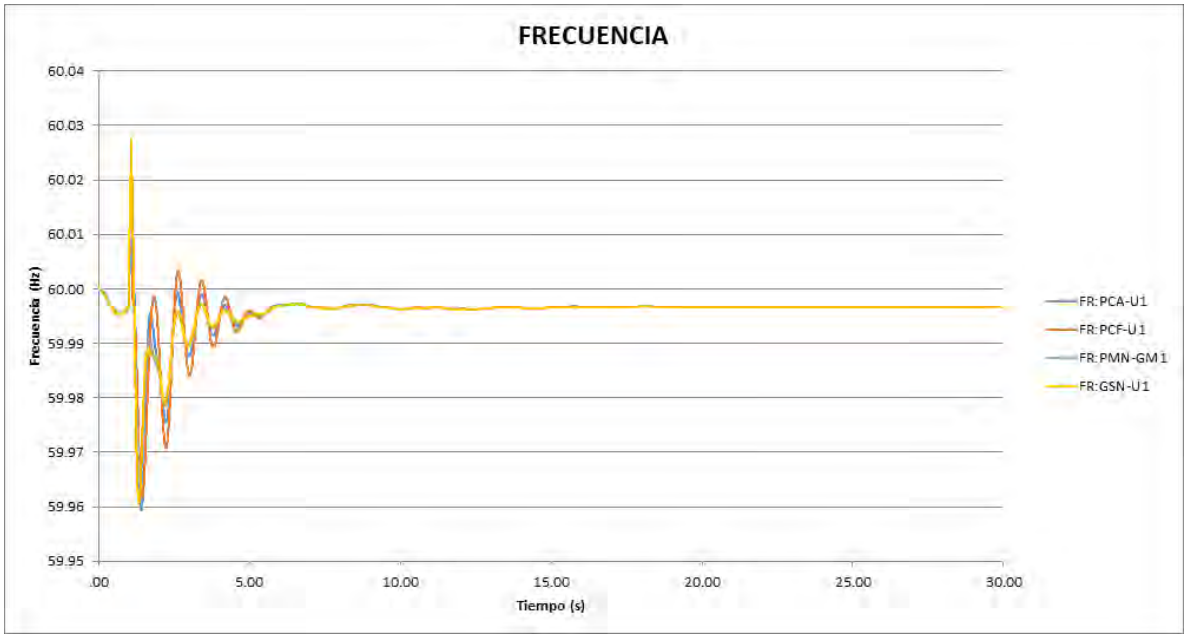


Con proyecto:

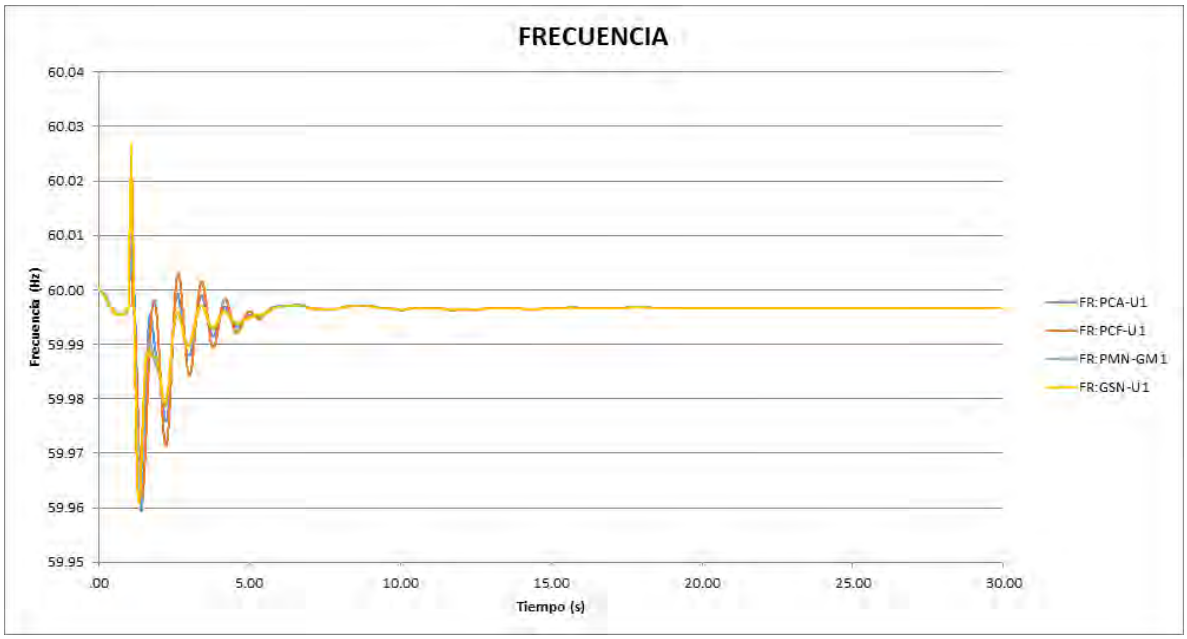


CONTINGENCIA C3: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la central PEN-U3

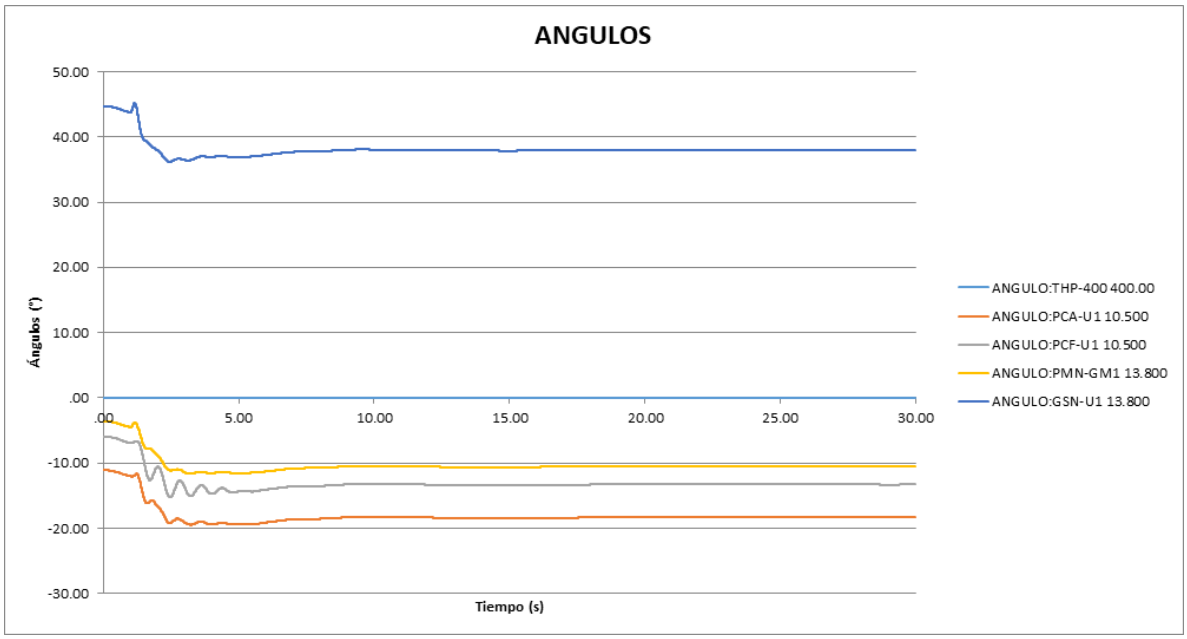
Sin proyecto:



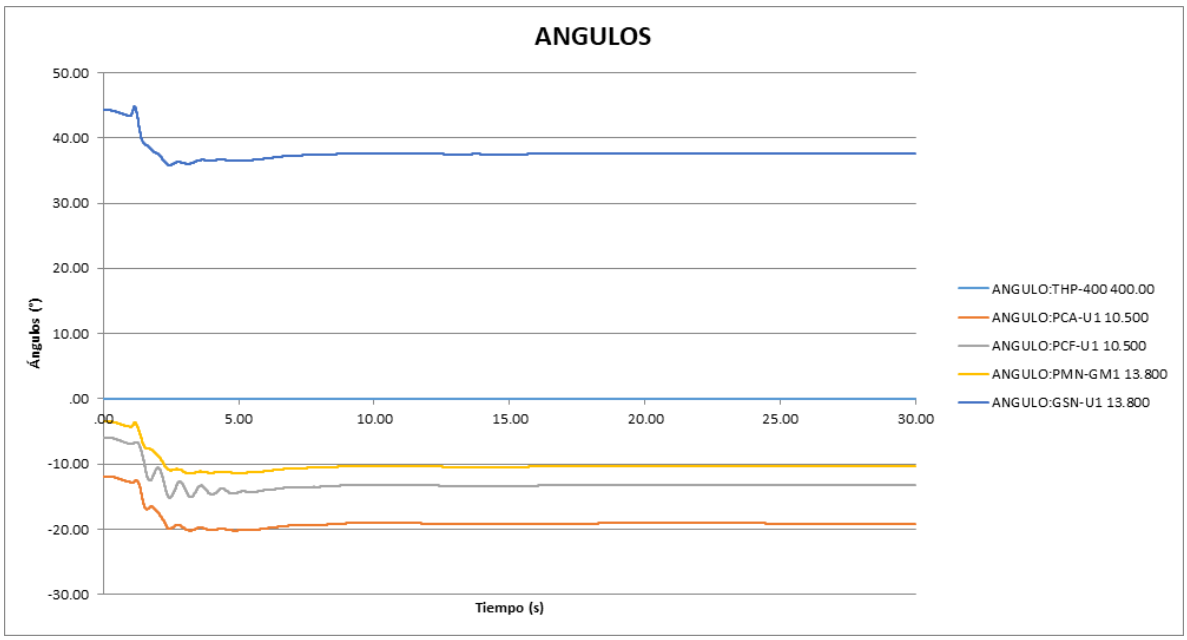
Con proyecto:



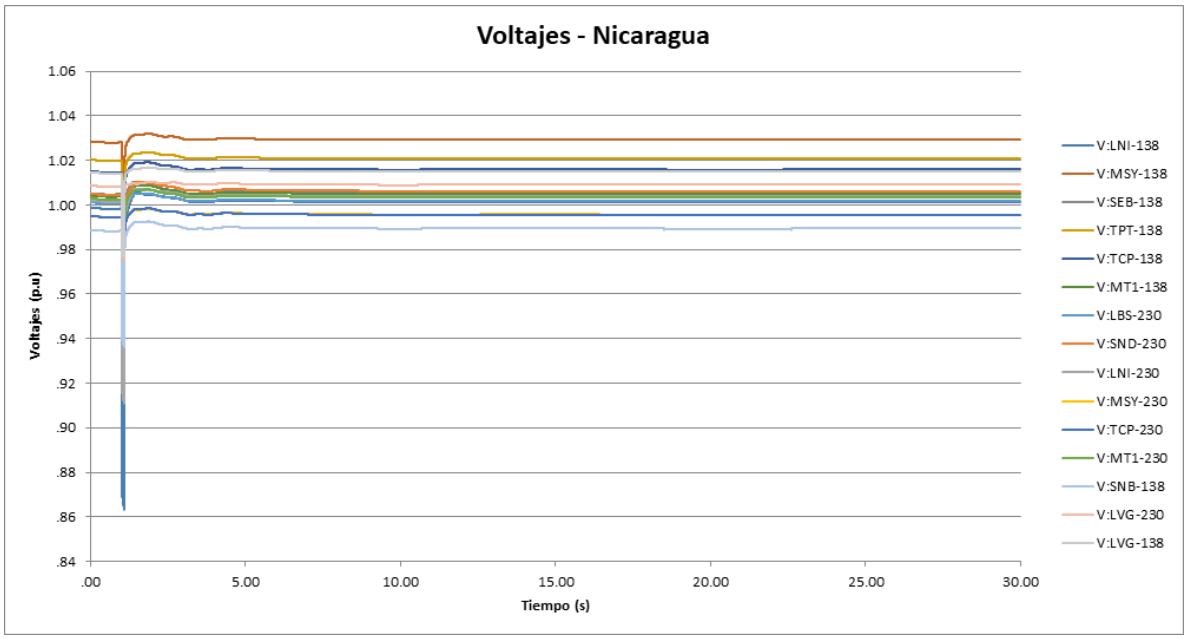
Sin proyecto:



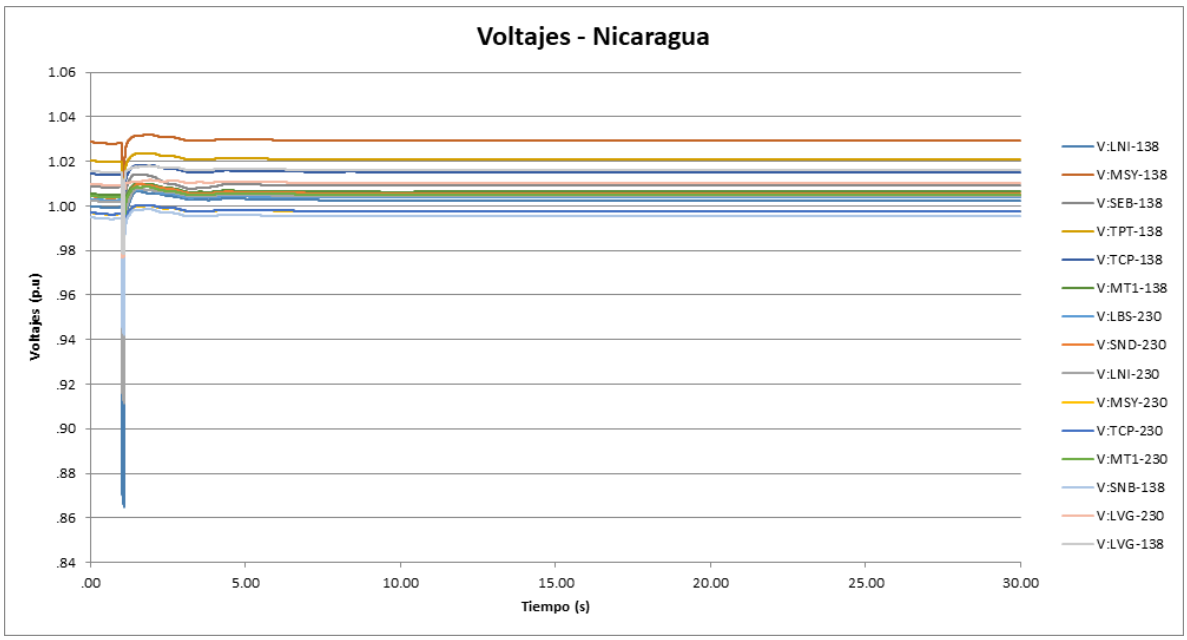
Con proyecto:



Sin proyecto:

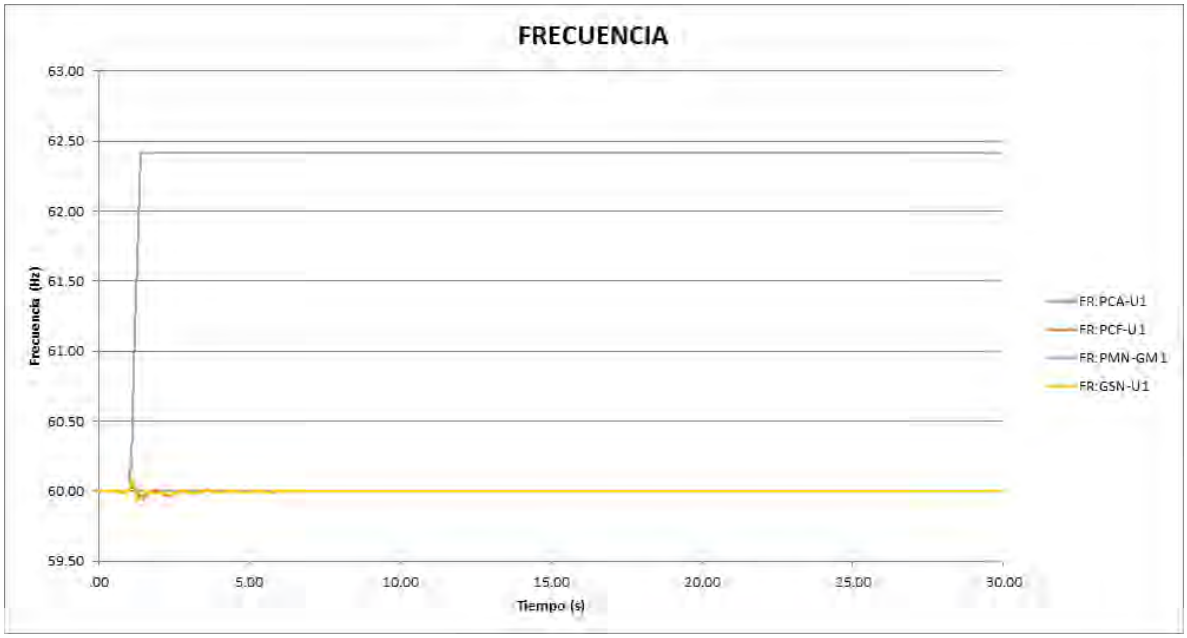


Con proyecto:

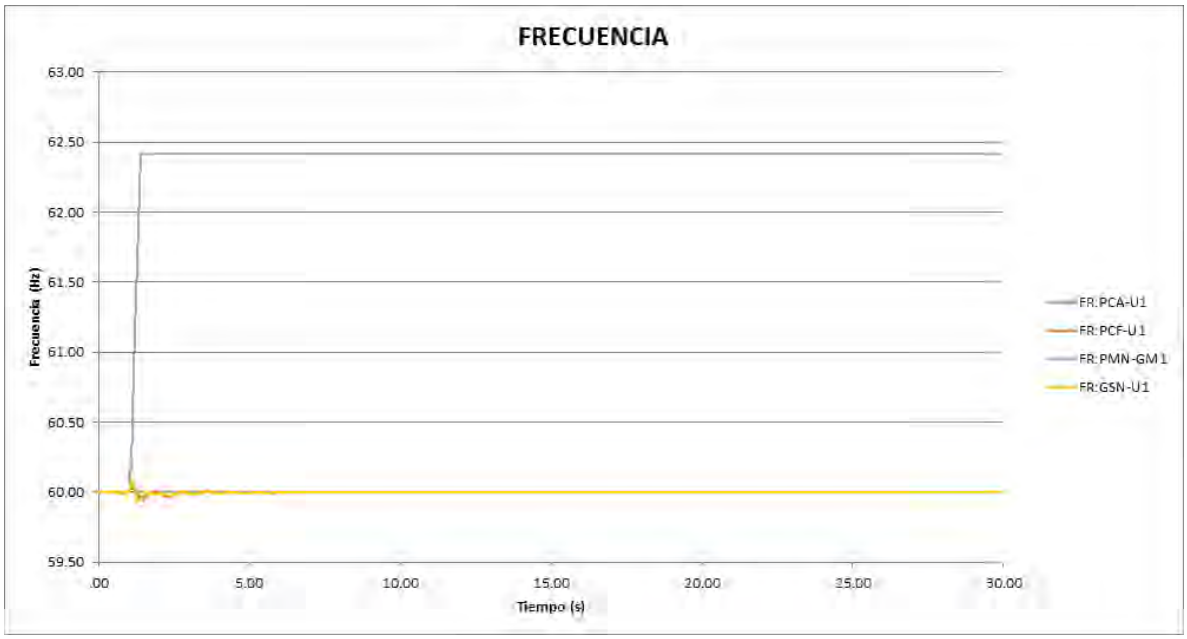


CONTINGENCIA C4: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores PMN-GM1

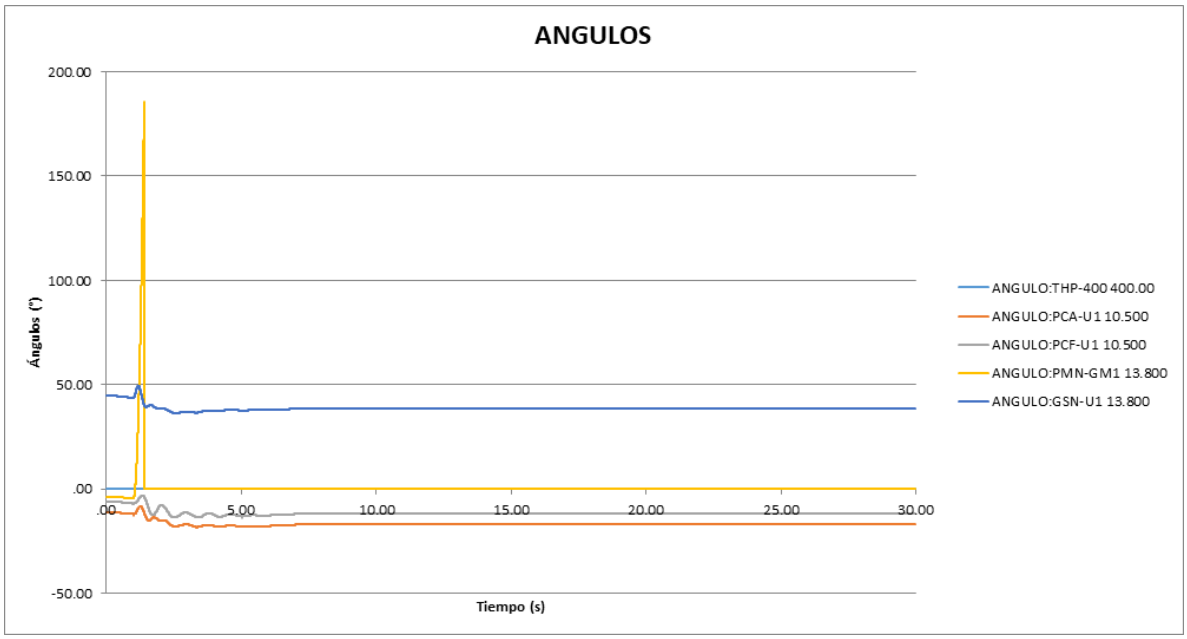
Sin proyecto:



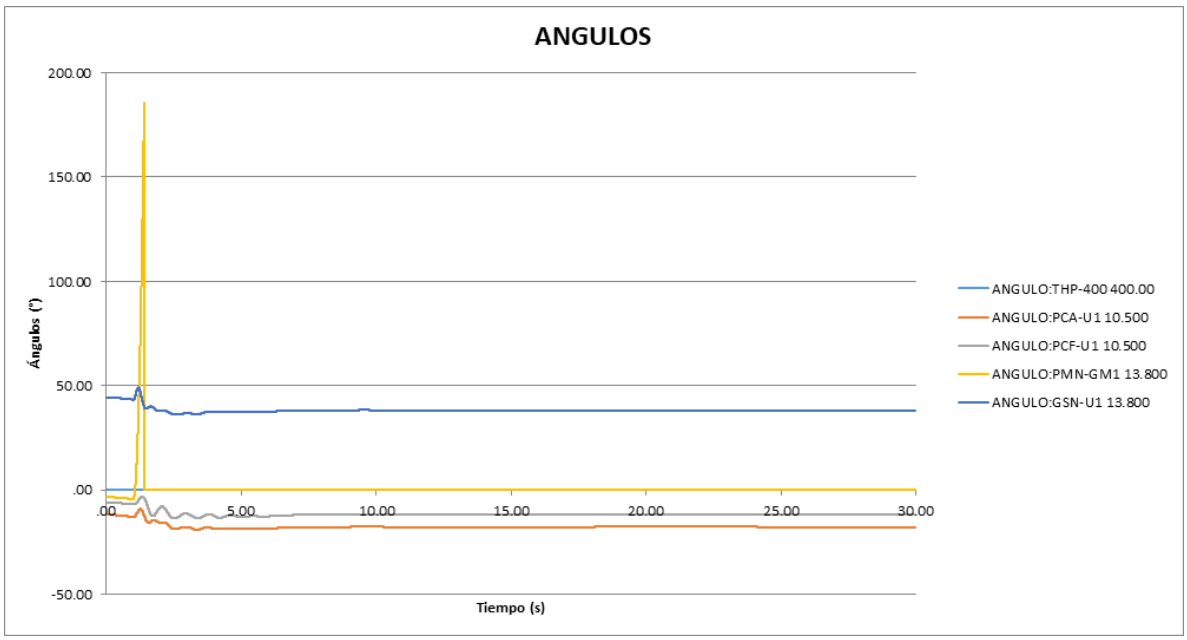
Con proyecto:



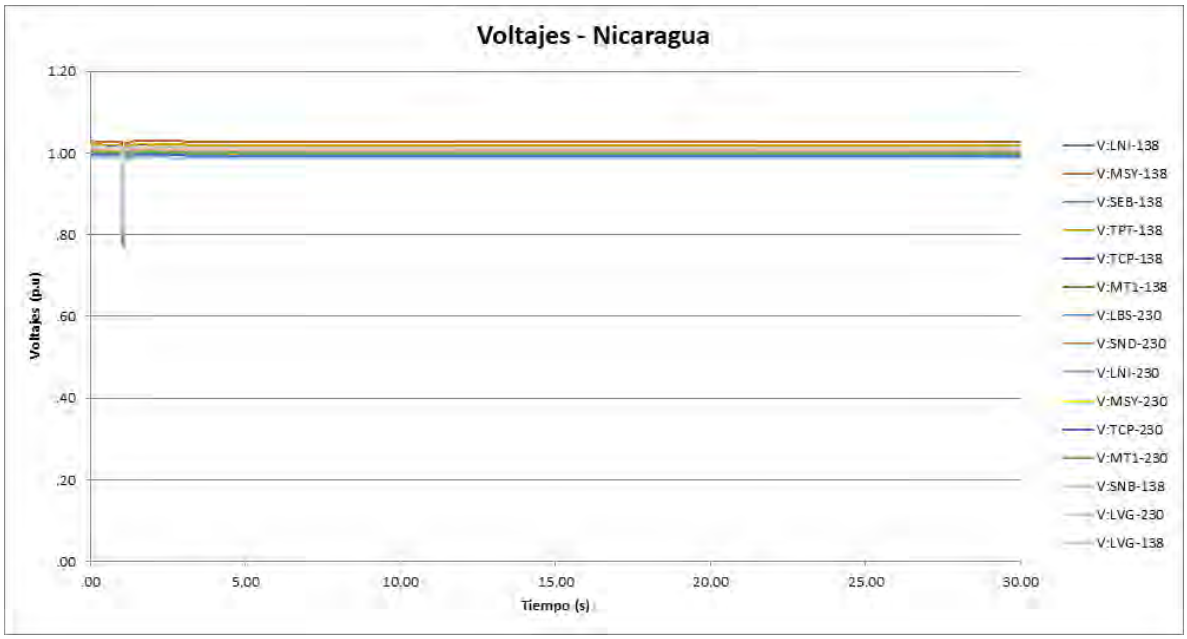
Sin proyecto:



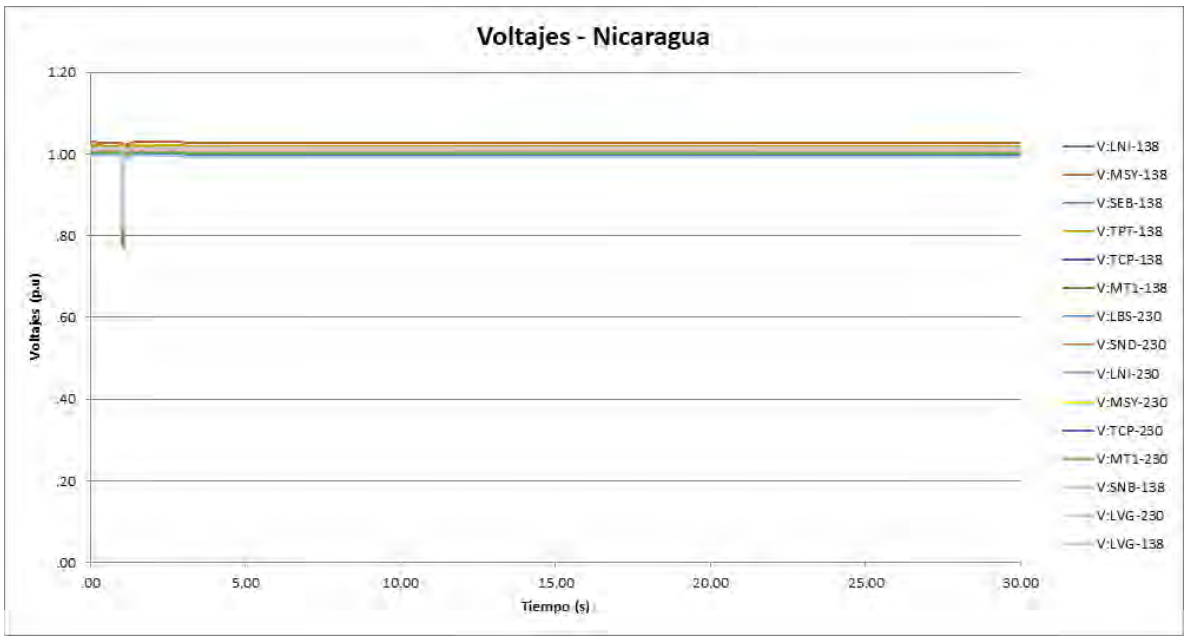
Con proyecto:



Sin proyecto:

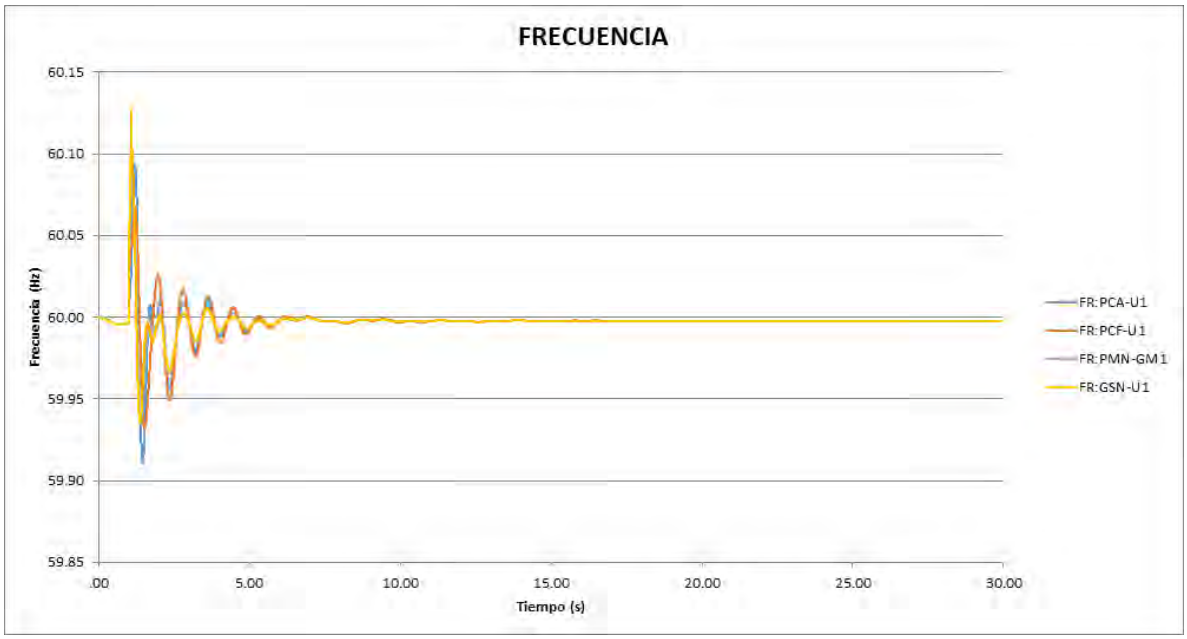


Con proyecto:

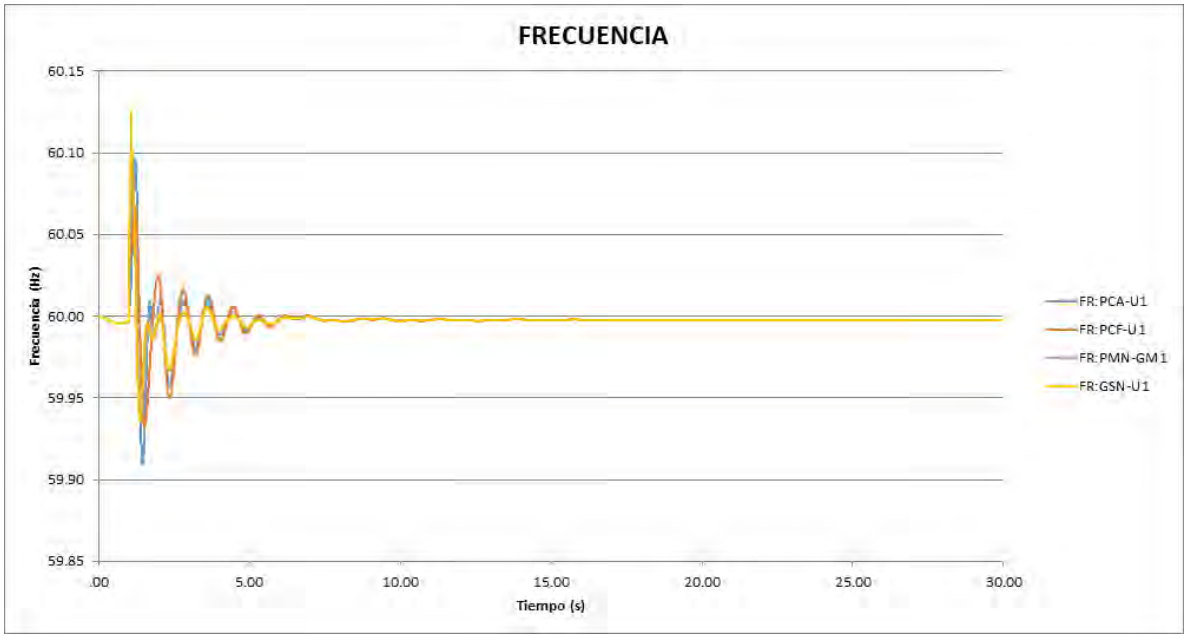


CONTINGENCIA C5: Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central eólica PBP

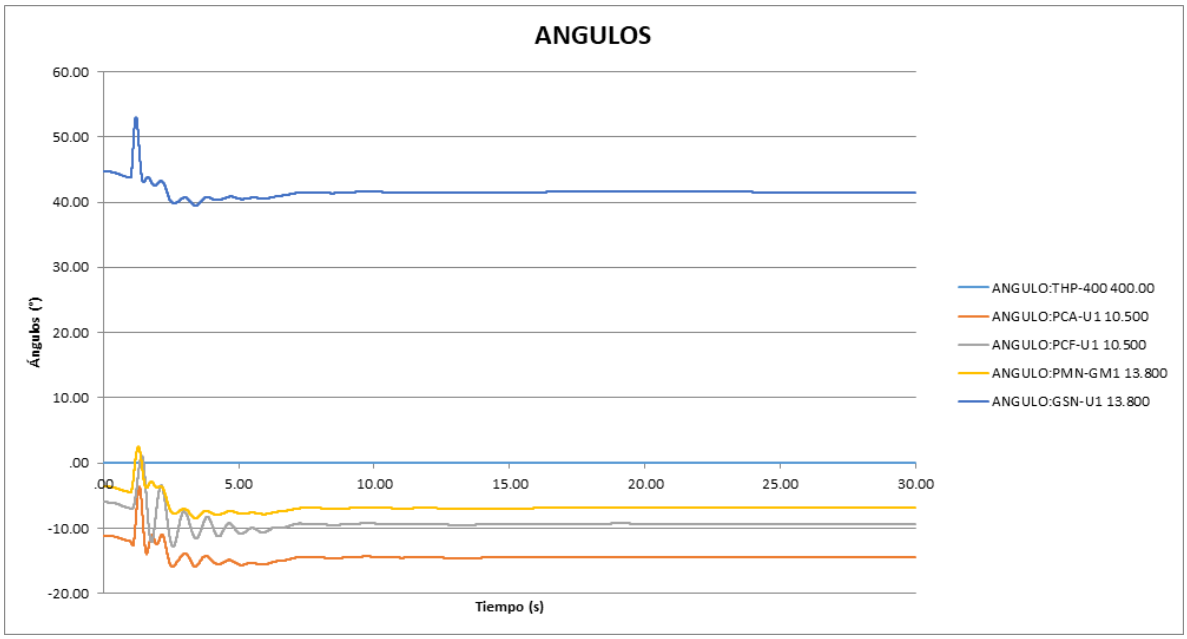
Sin proyecto:



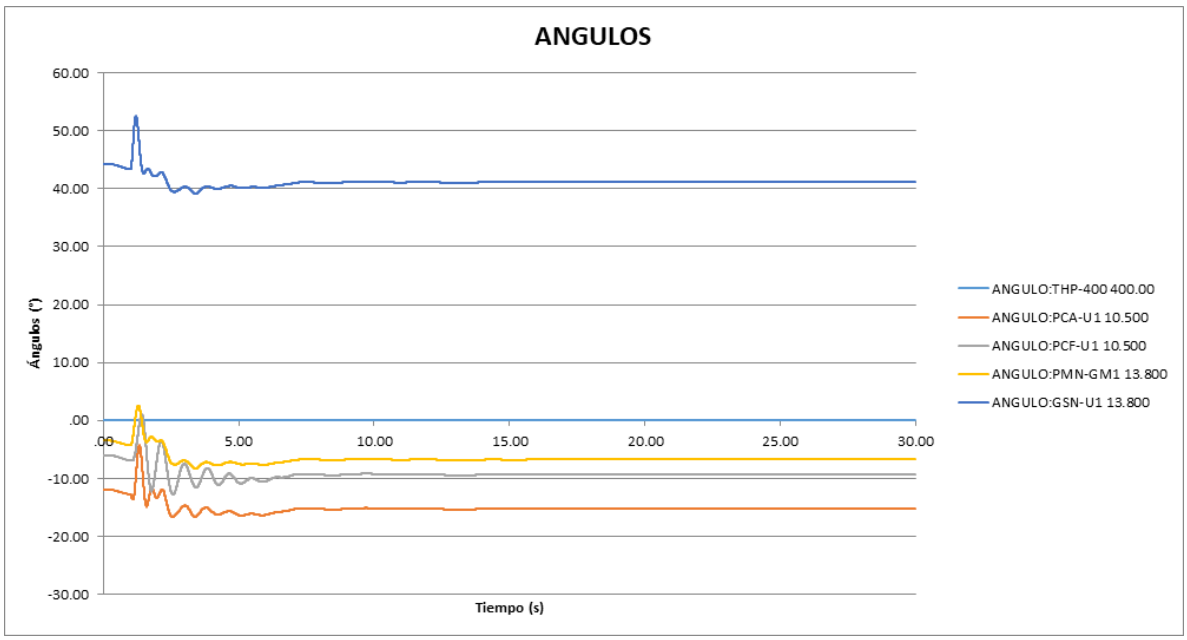
Con proyecto:



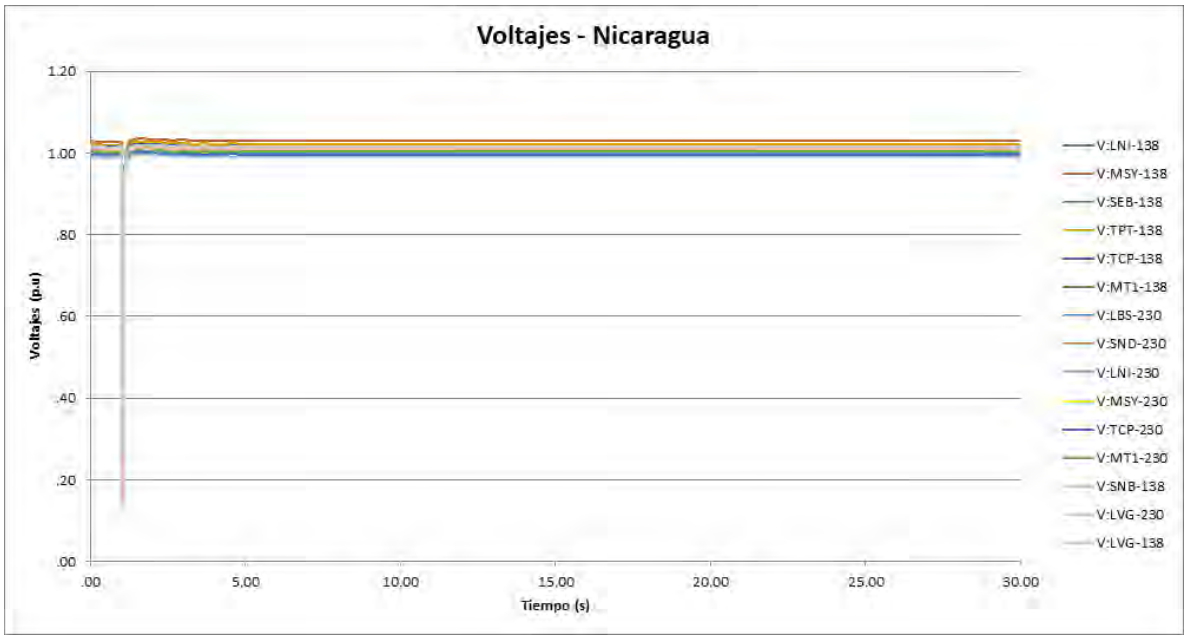
Sin proyecto:



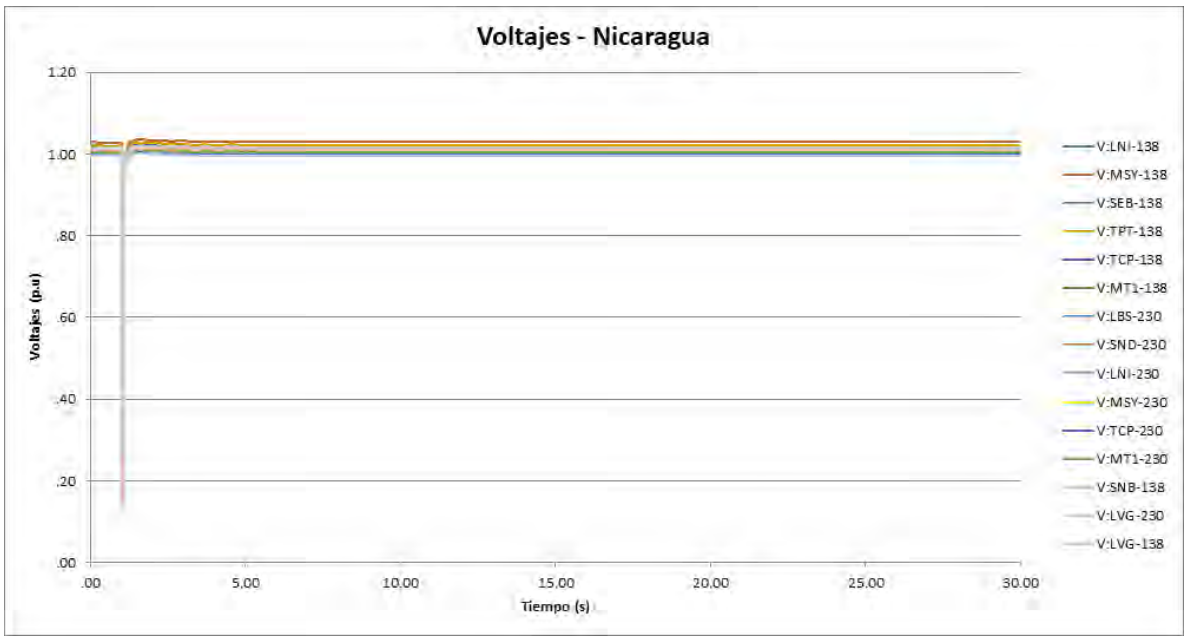
Con proyecto:



Sin proyecto:

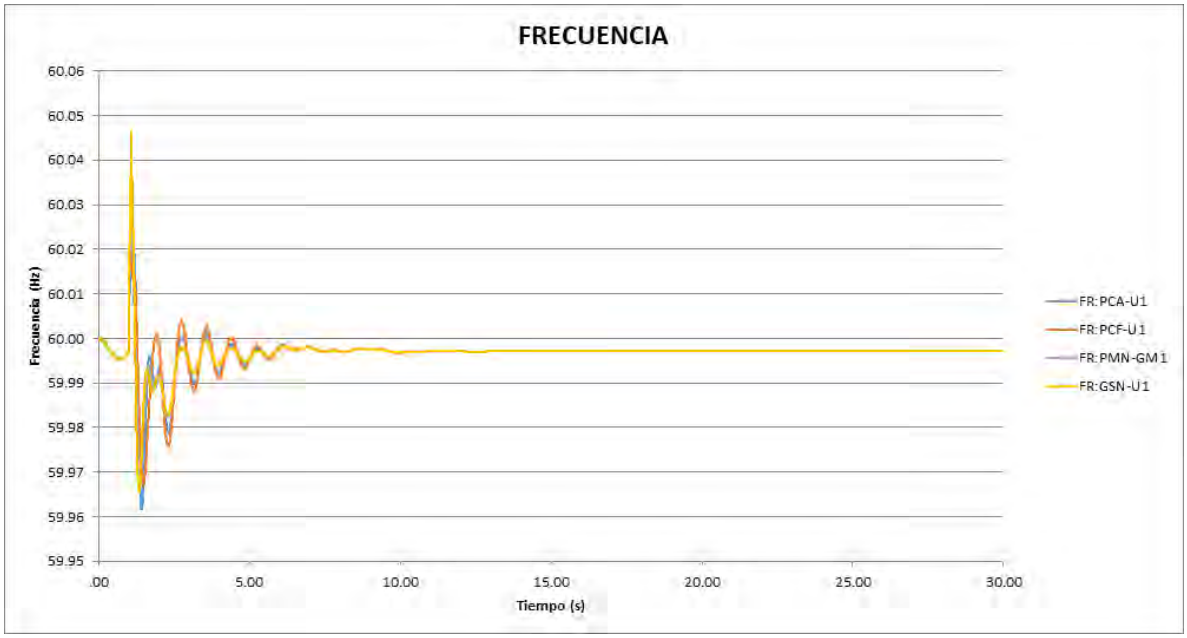


Con proyecto:

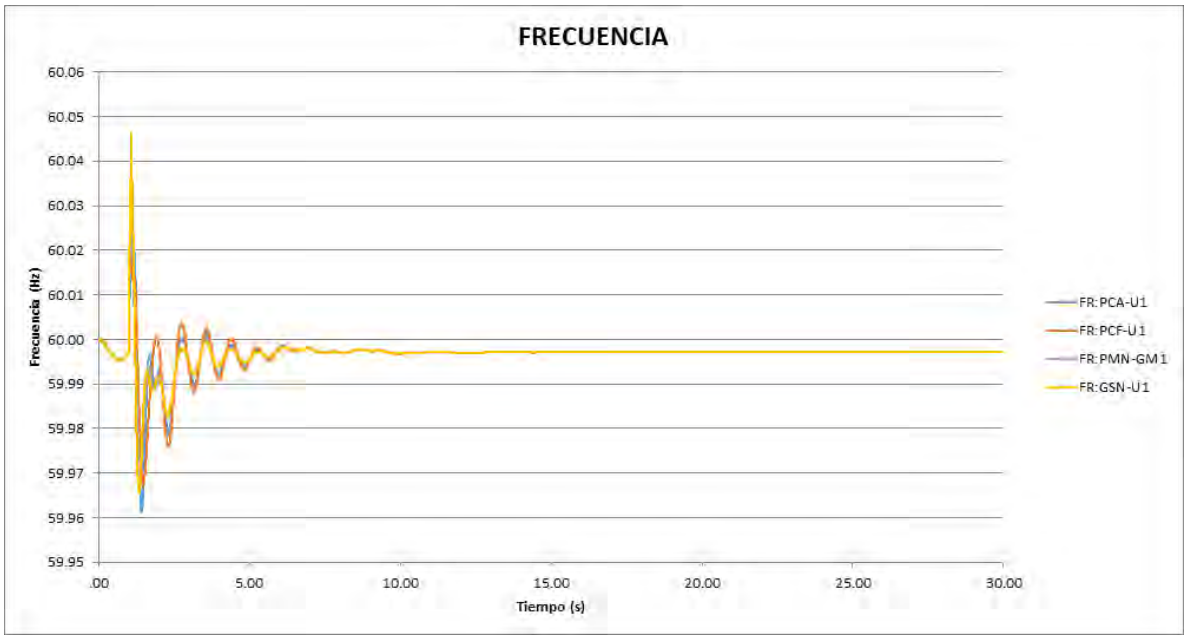


CONTINGENCIA C6: Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores AMY-1 y AMY-2

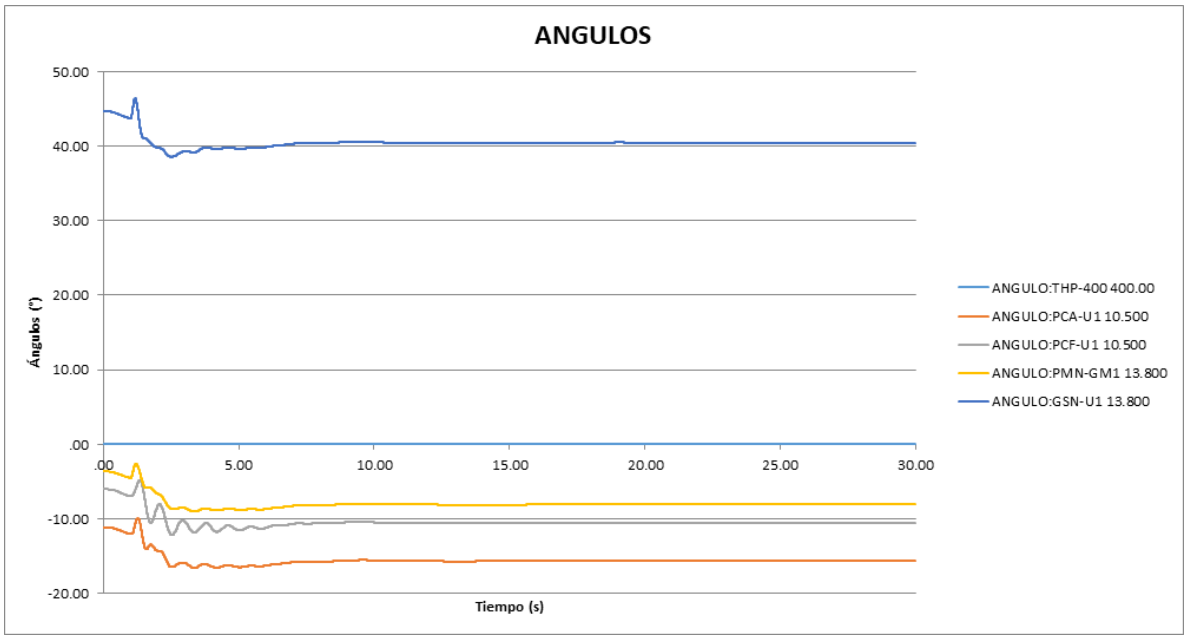
Sin proyecto:



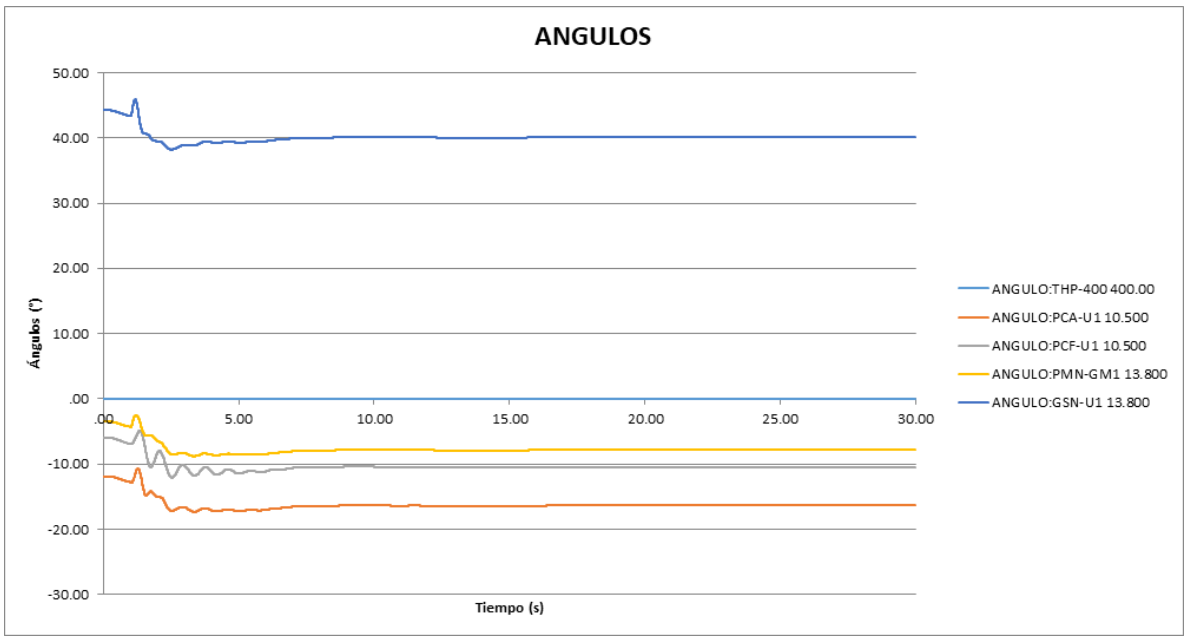
Con proyecto:



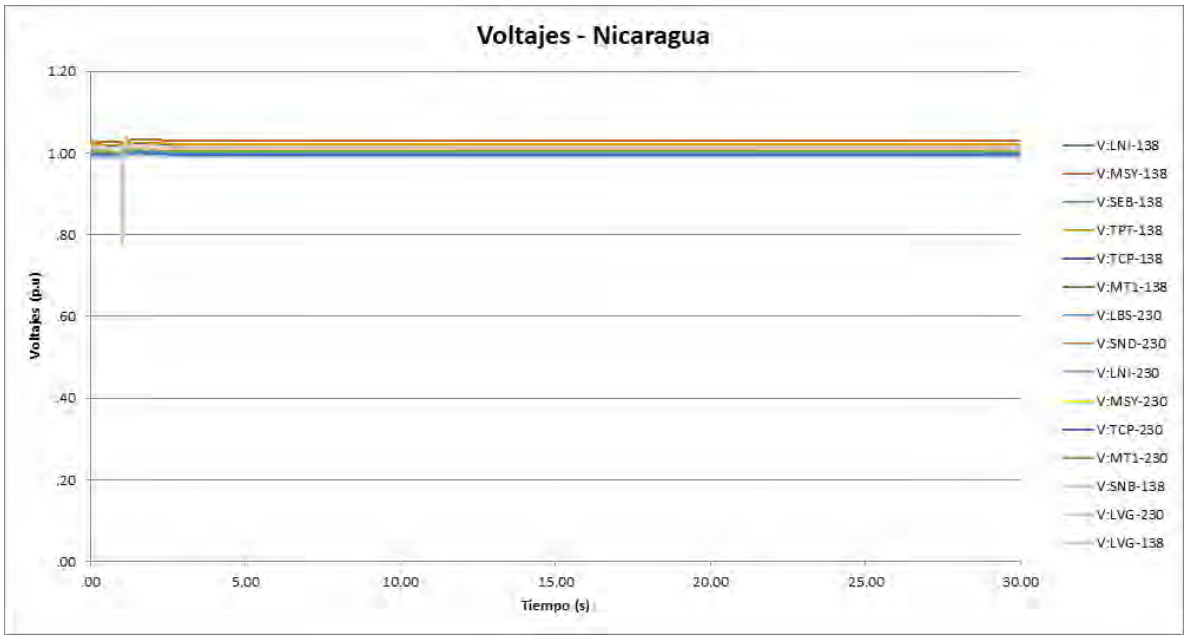
Sin proyecto:



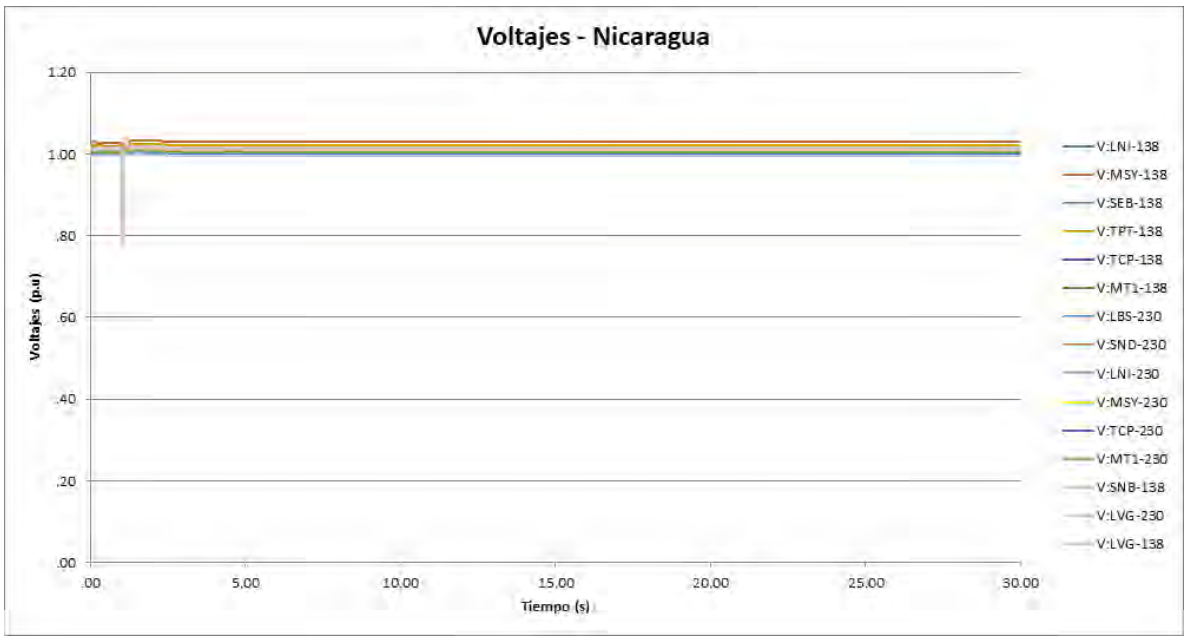
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:



CONTINGENCIA C7: Desconexión de línea Masaya-La Virgen

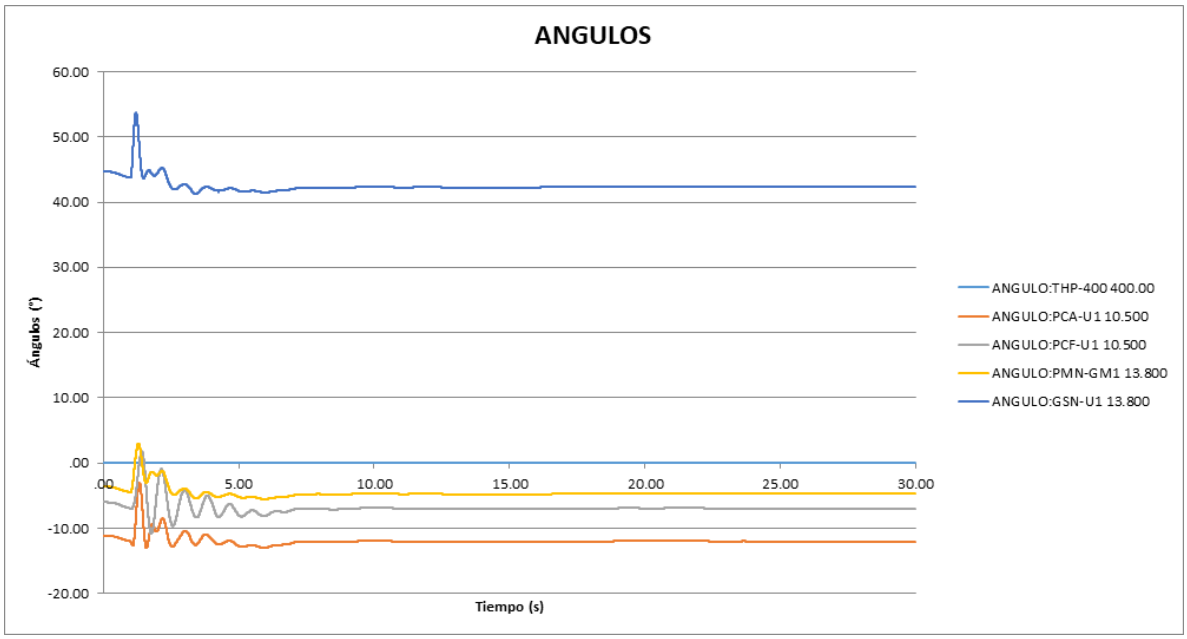
Sin proyecto:



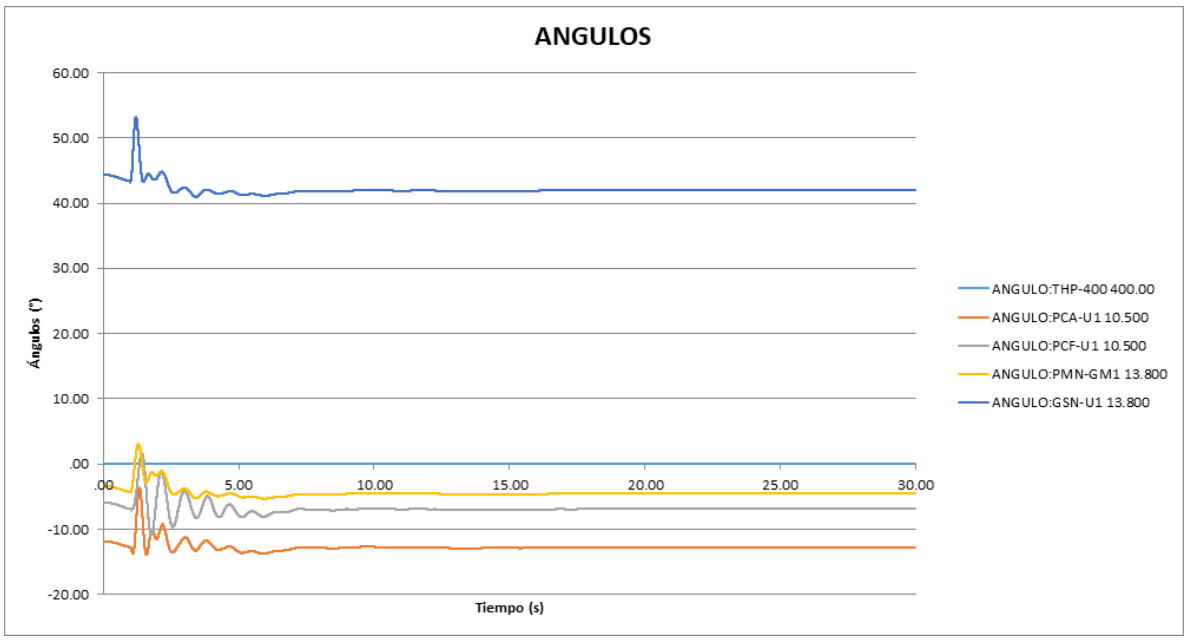
Con proyecto:



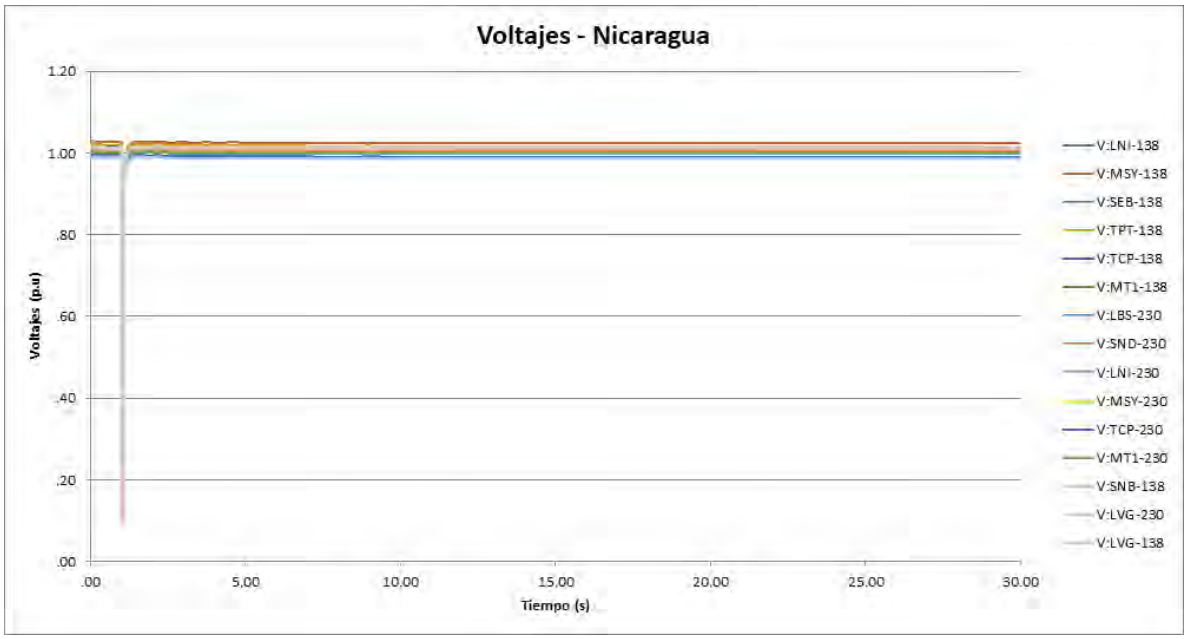
Sin proyecto:



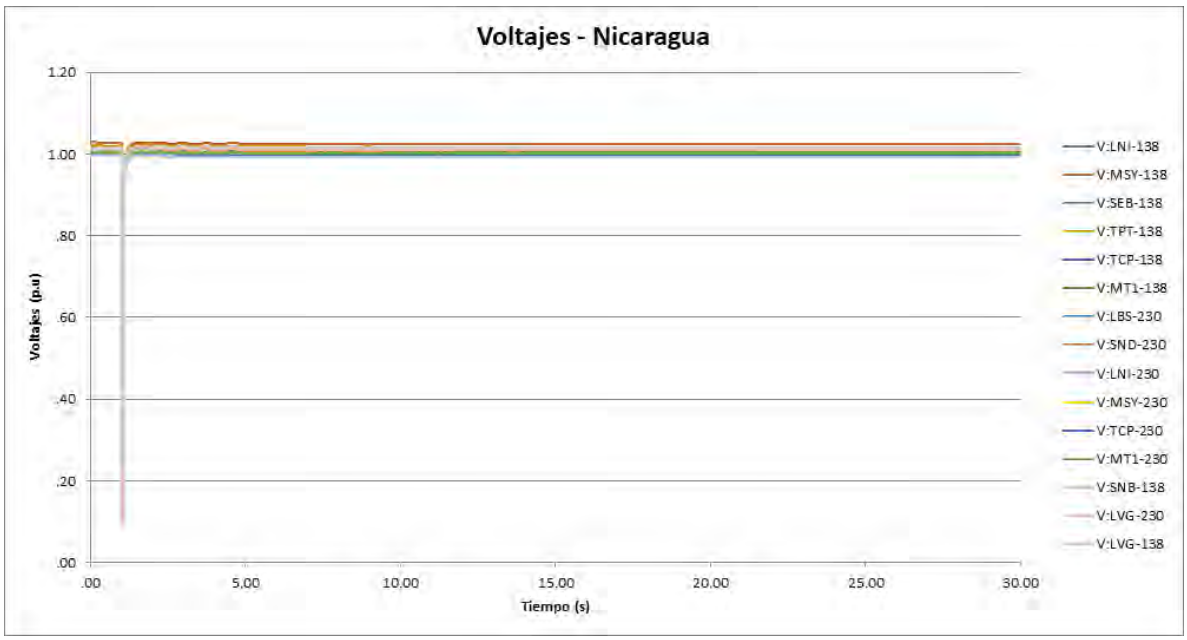
Con proyecto:



Sin proyecto:

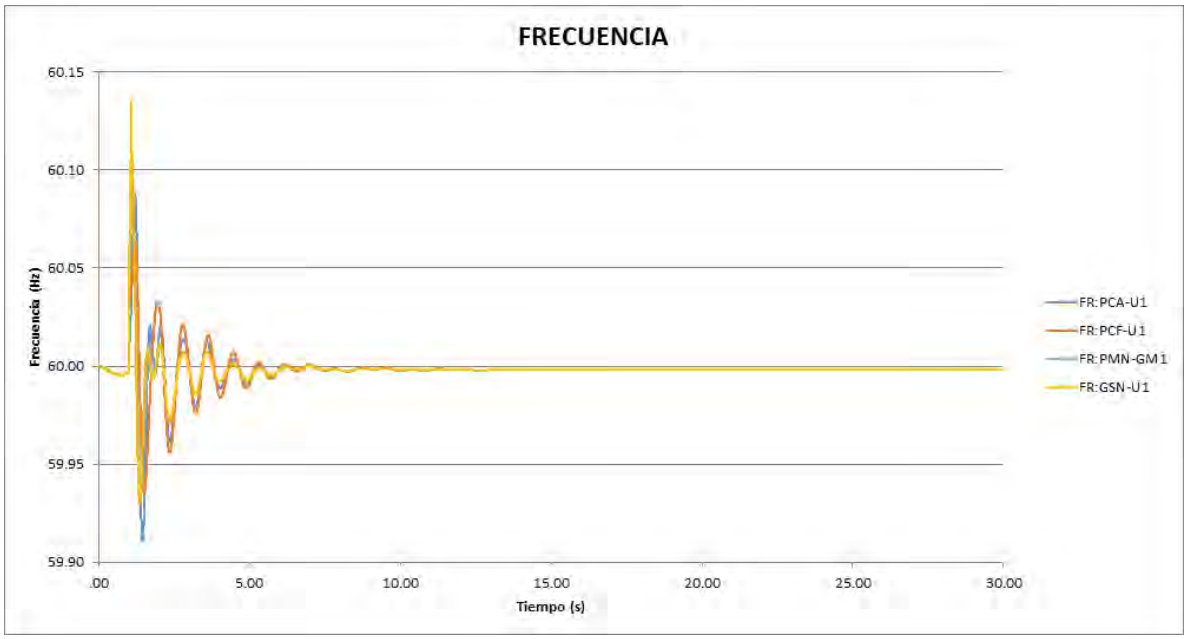


Con proyecto:

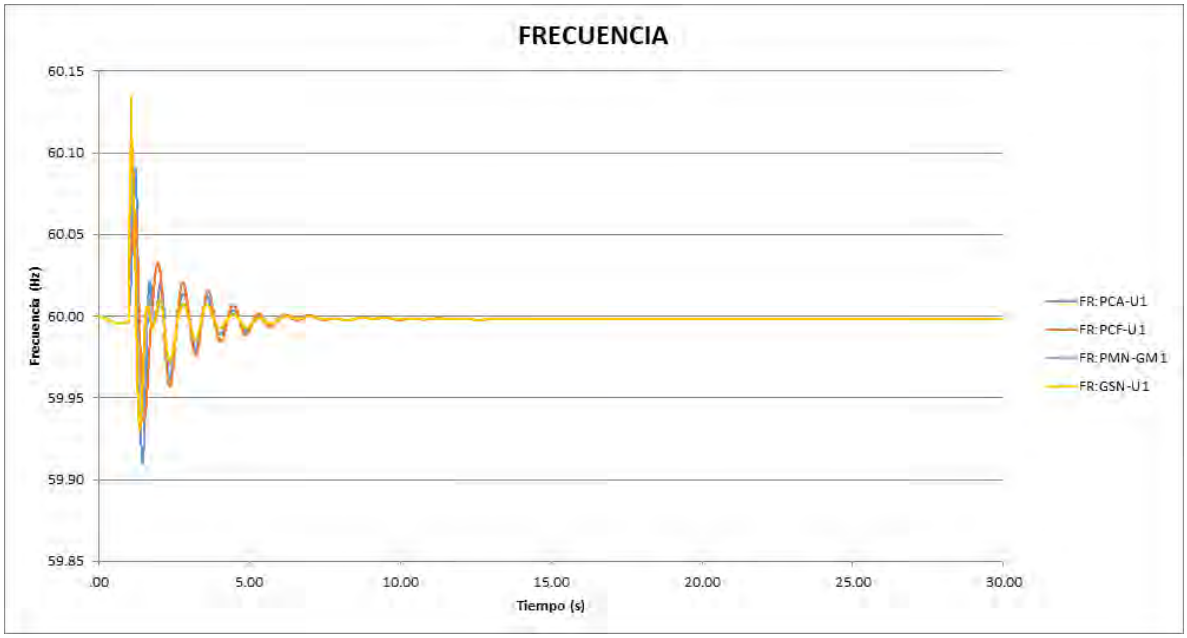


CONTINGENCIA C8: Desconexión de línea La Virgen-Alba Rivas

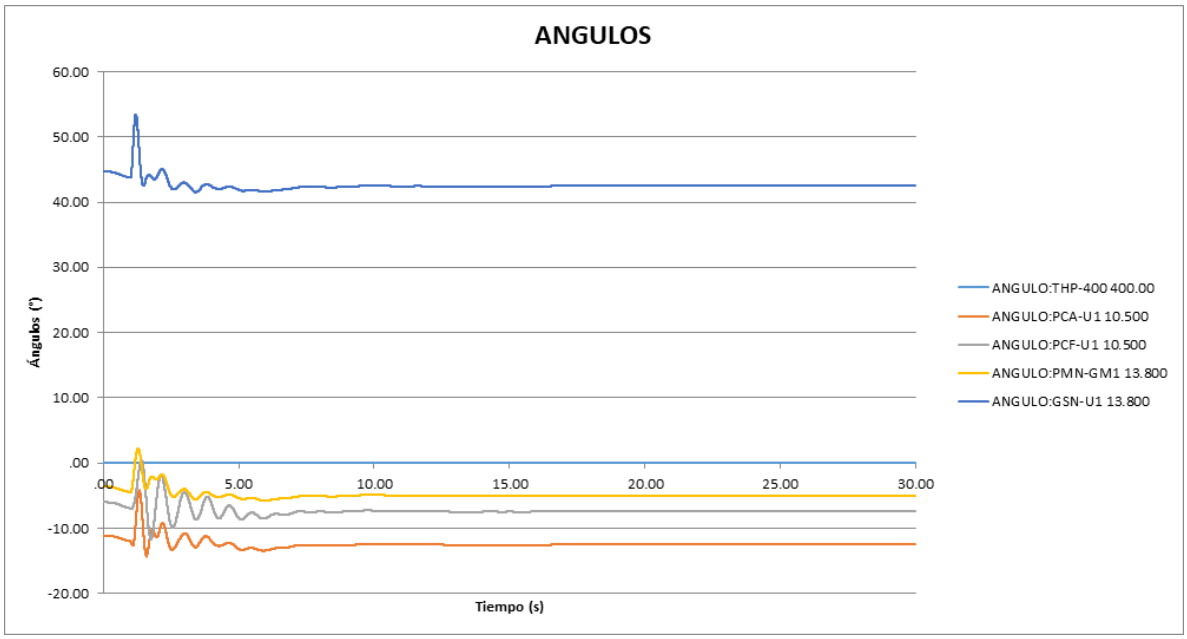
Sin proyecto:



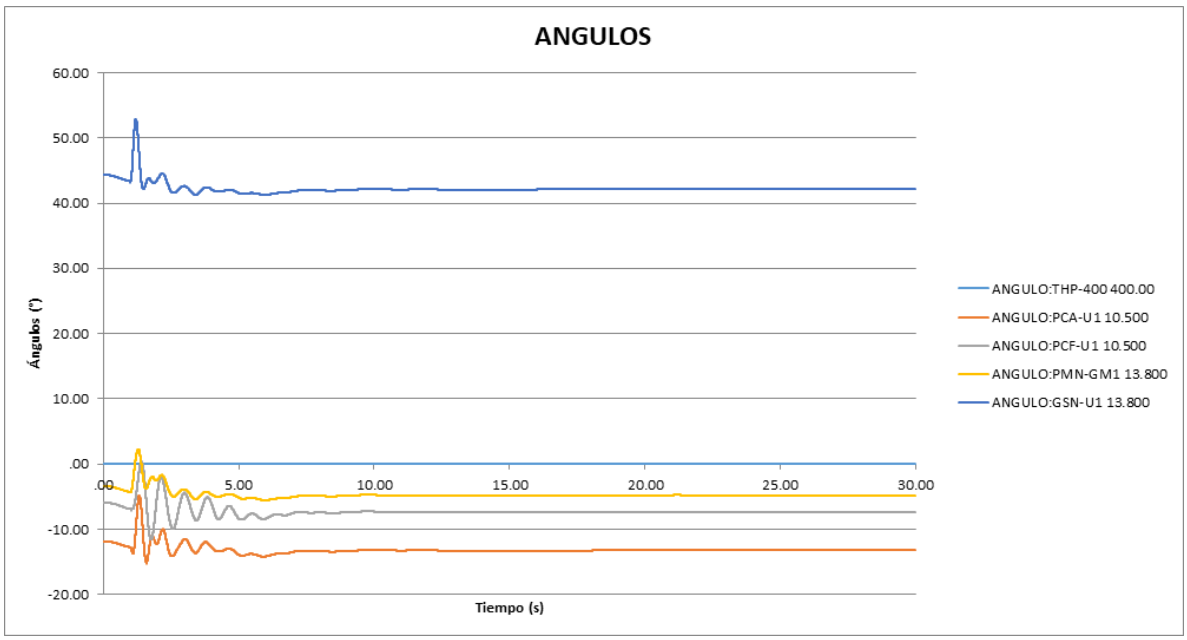
Con proyecto:



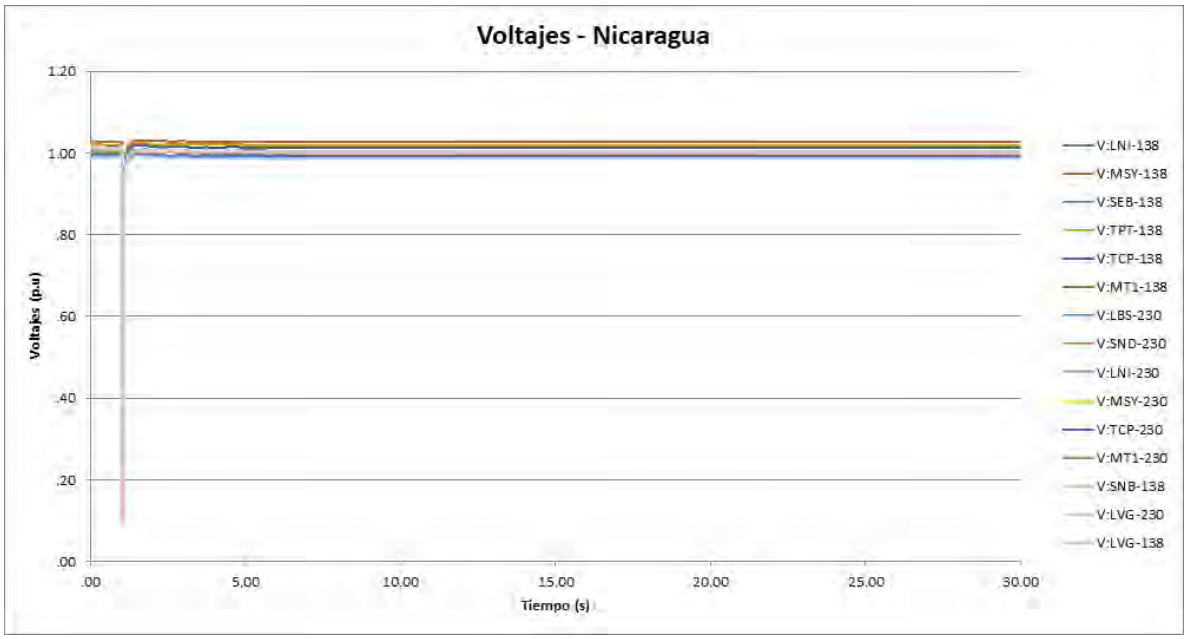
Sin proyecto:



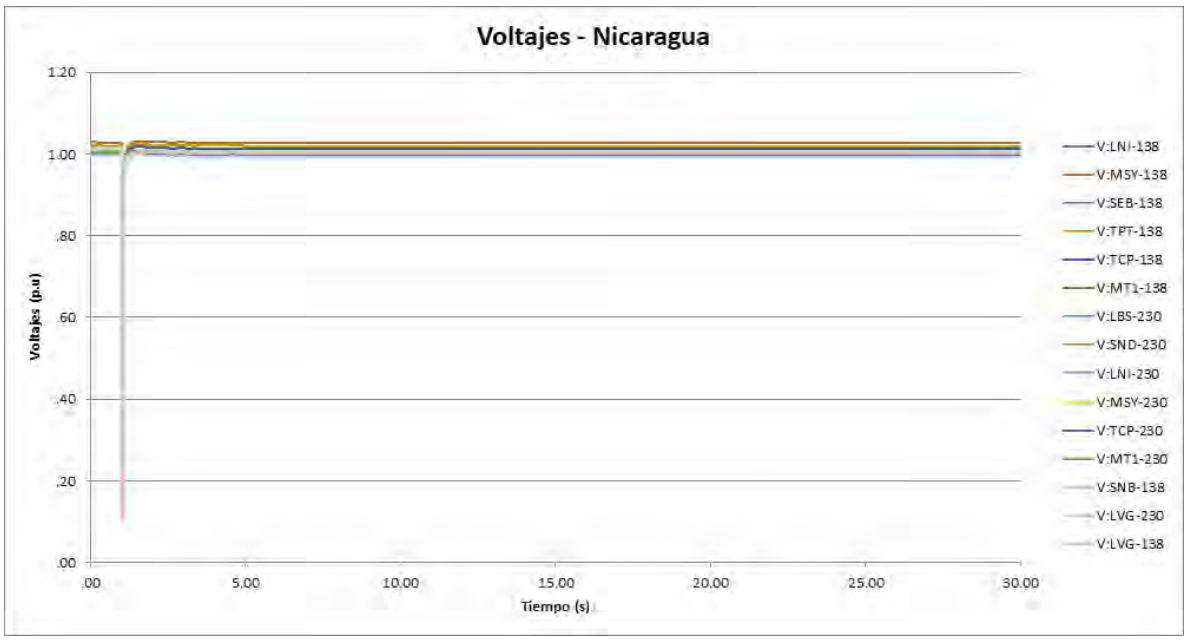
Con proyecto:



Sin proyecto:

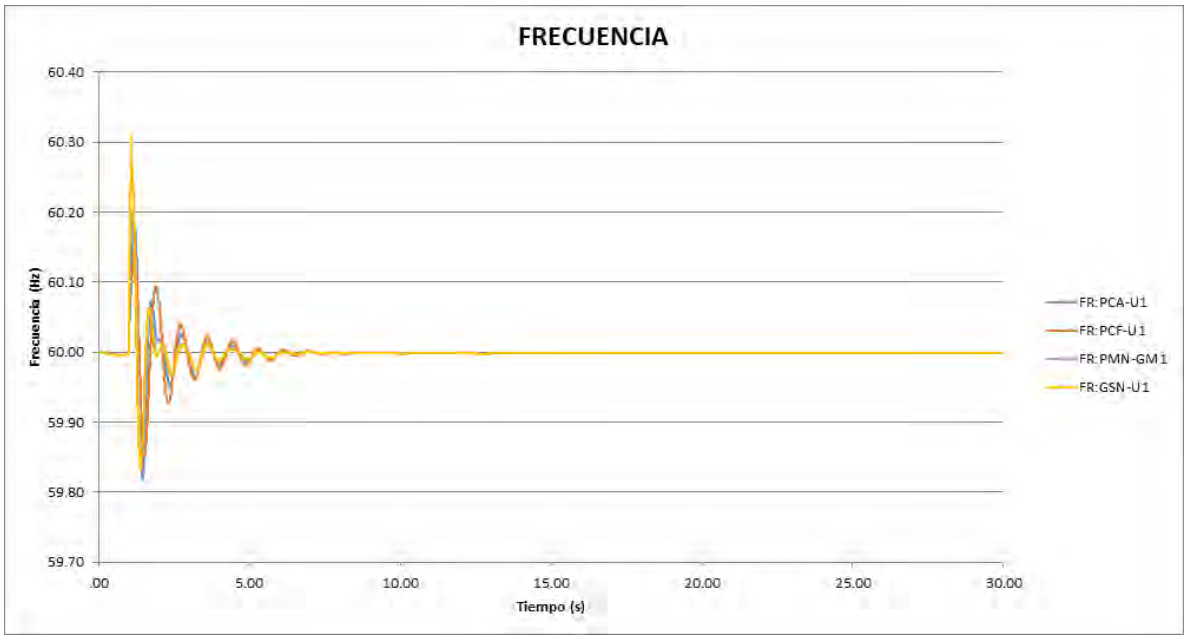


Con proyecto:

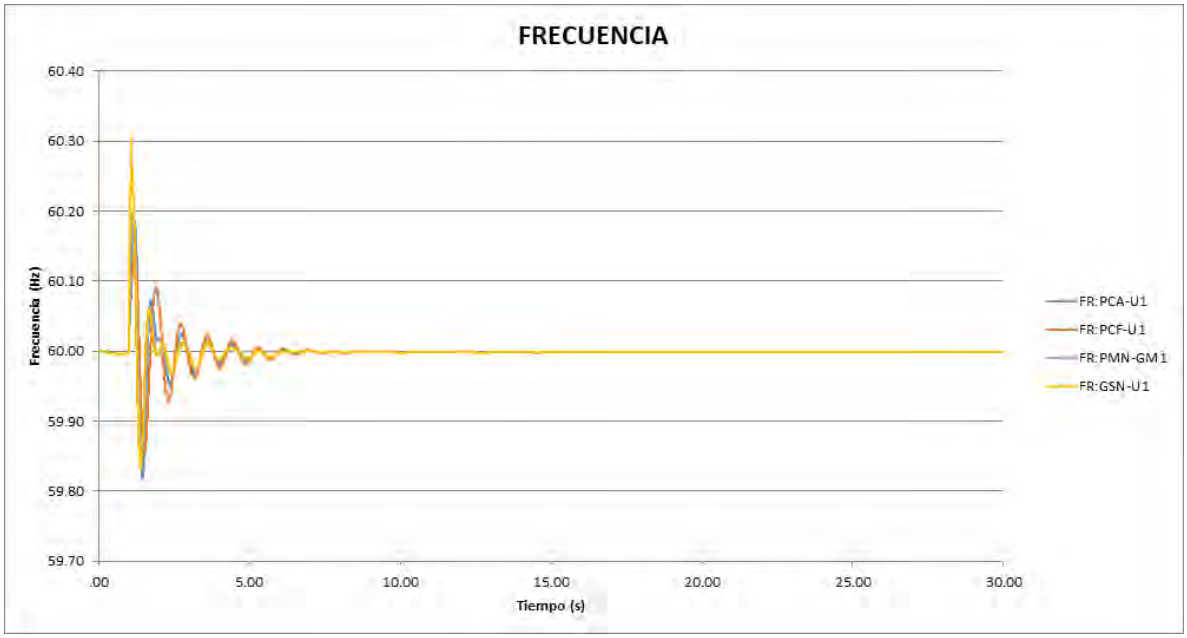


CONTINGENCIA C9: Desconexión de la línea Sandino-León I

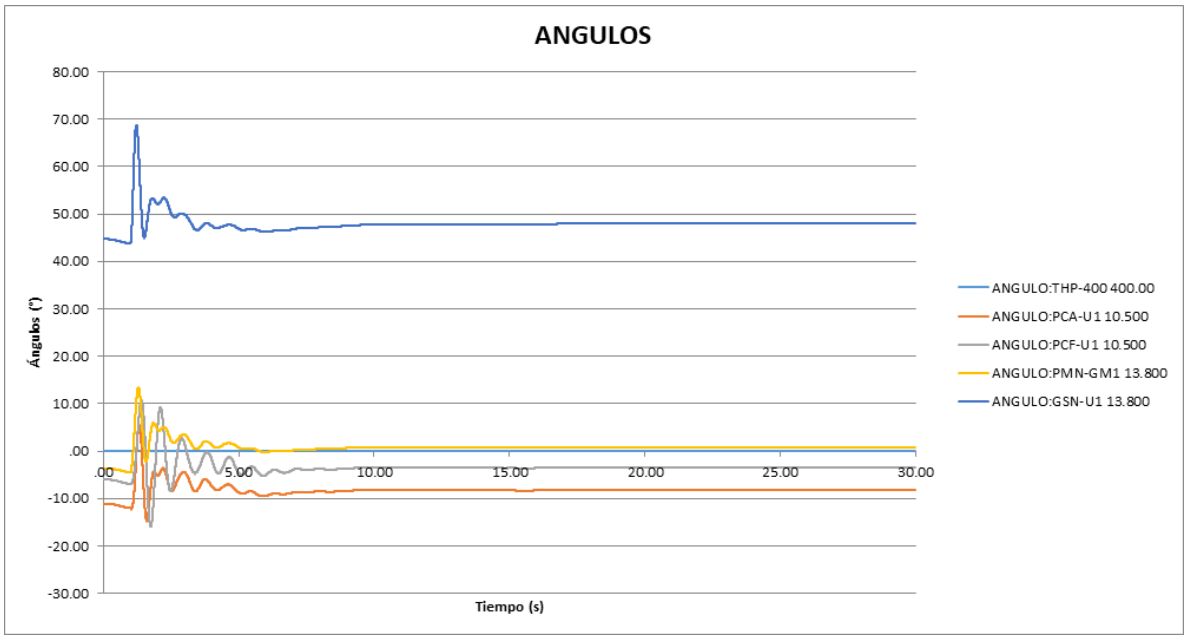
Sin proyecto:



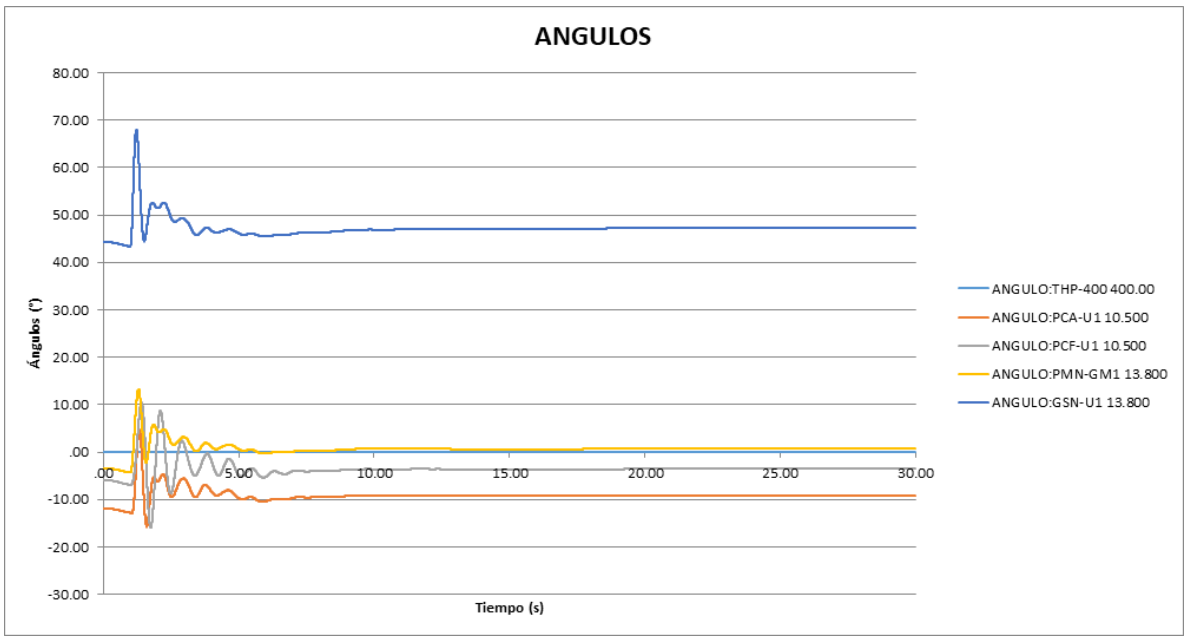
Con proyecto:



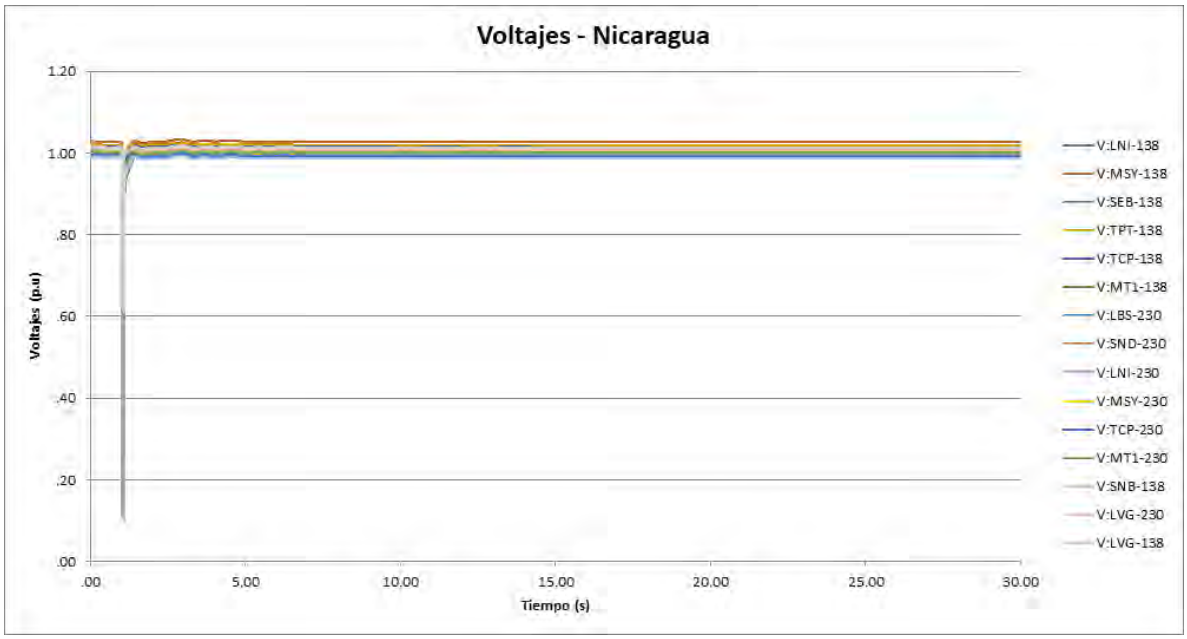
Sin proyecto:



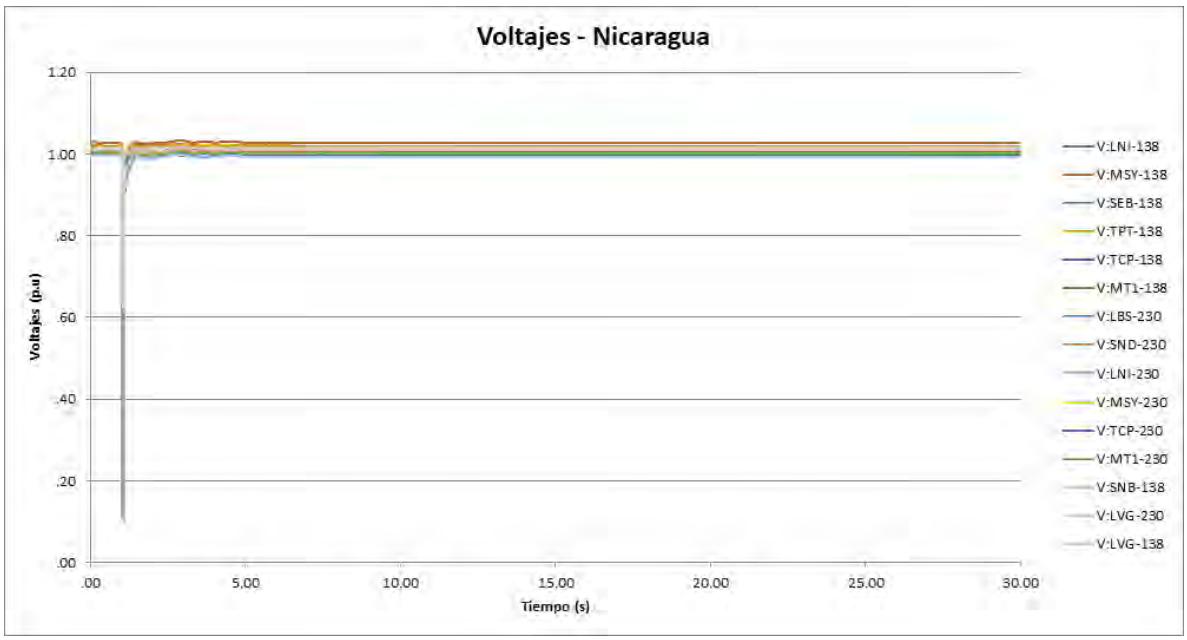
Con proyecto:



Sin proyecto:

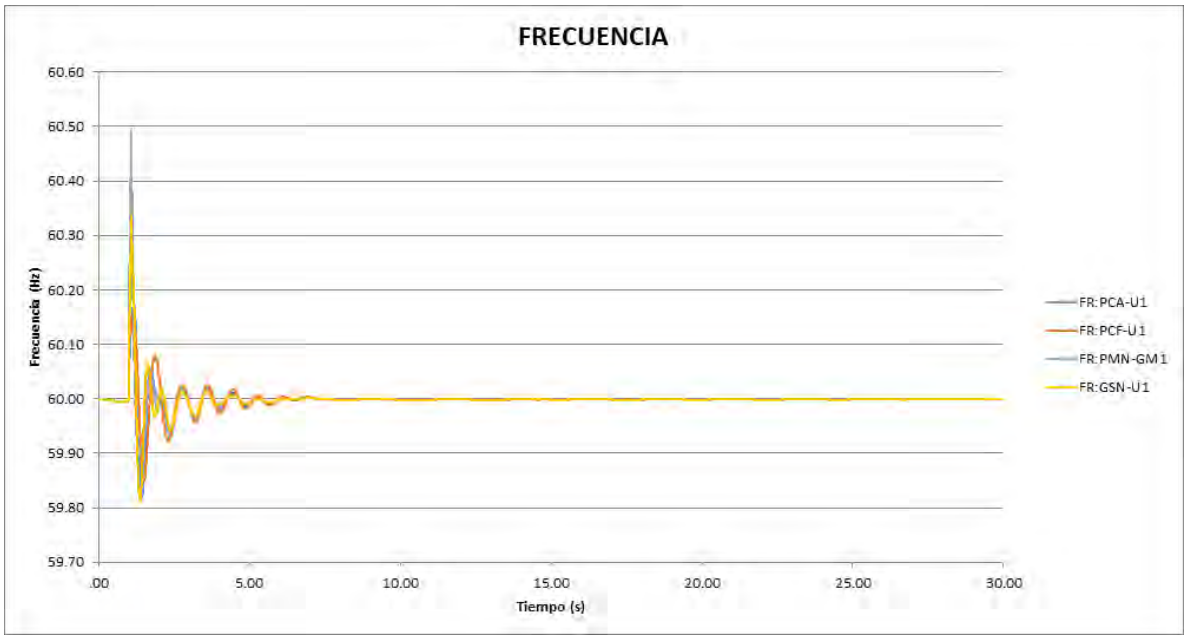


Con proyecto:

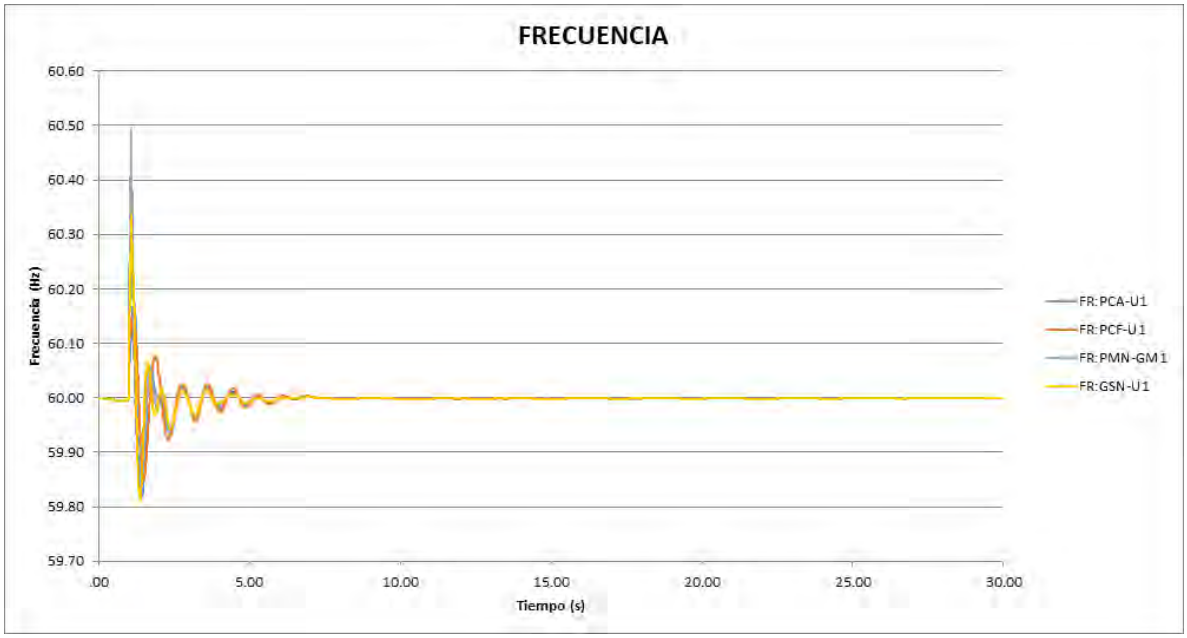


CONTINGENCIA C10: Desconexión de la línea Sandino-Mateare 1

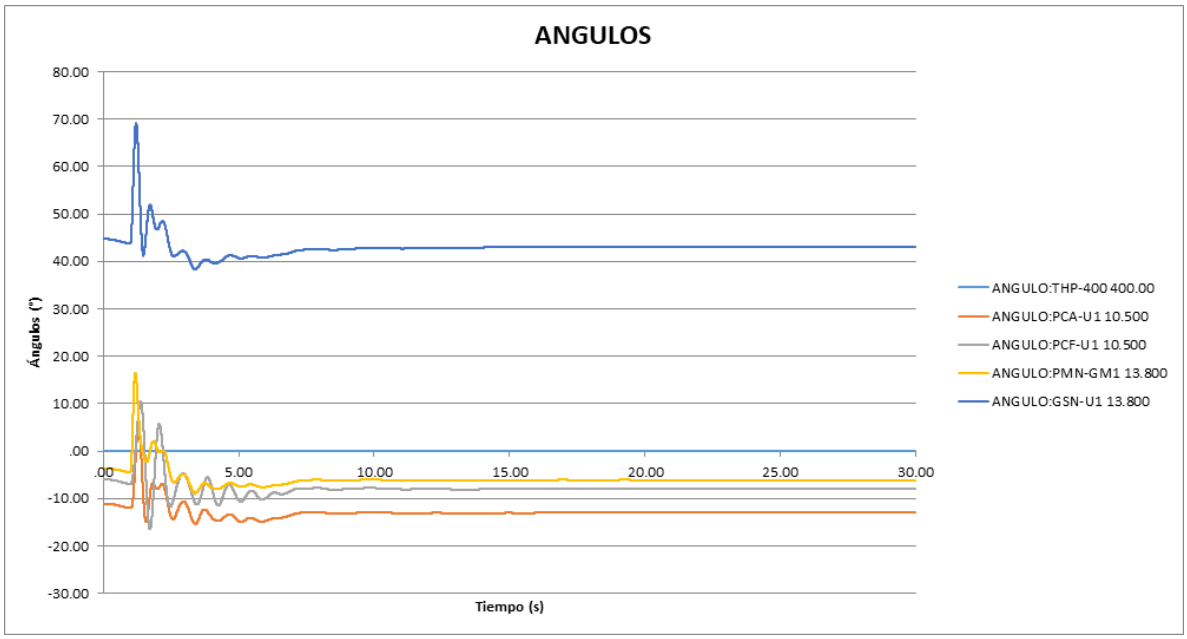
Sin proyecto:



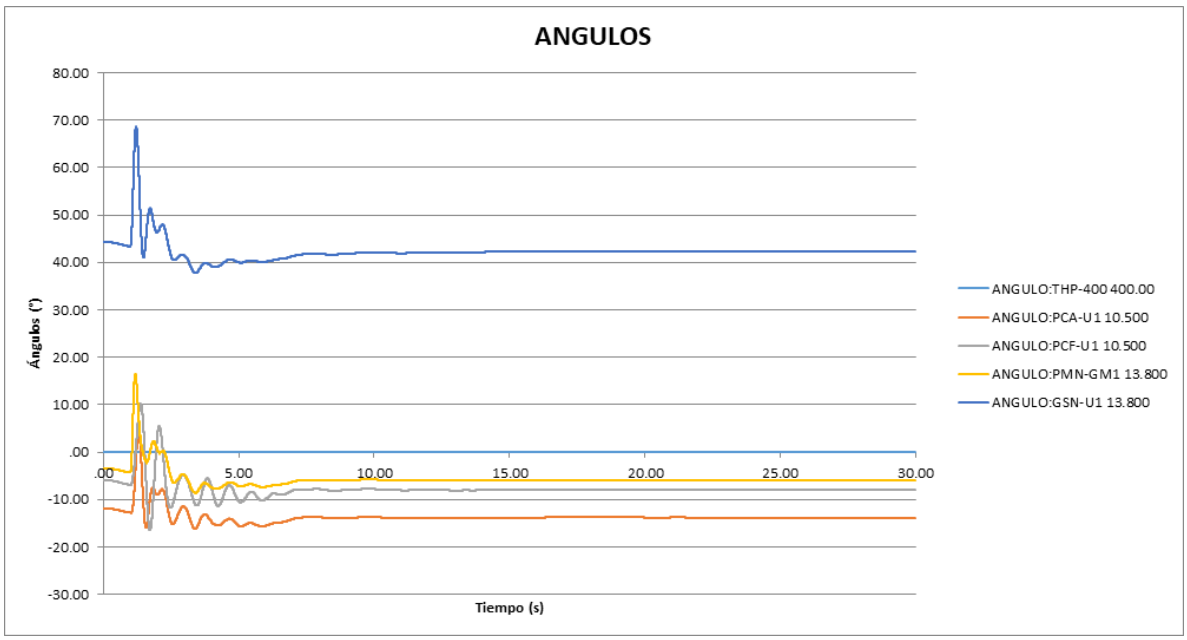
Con proyecto:



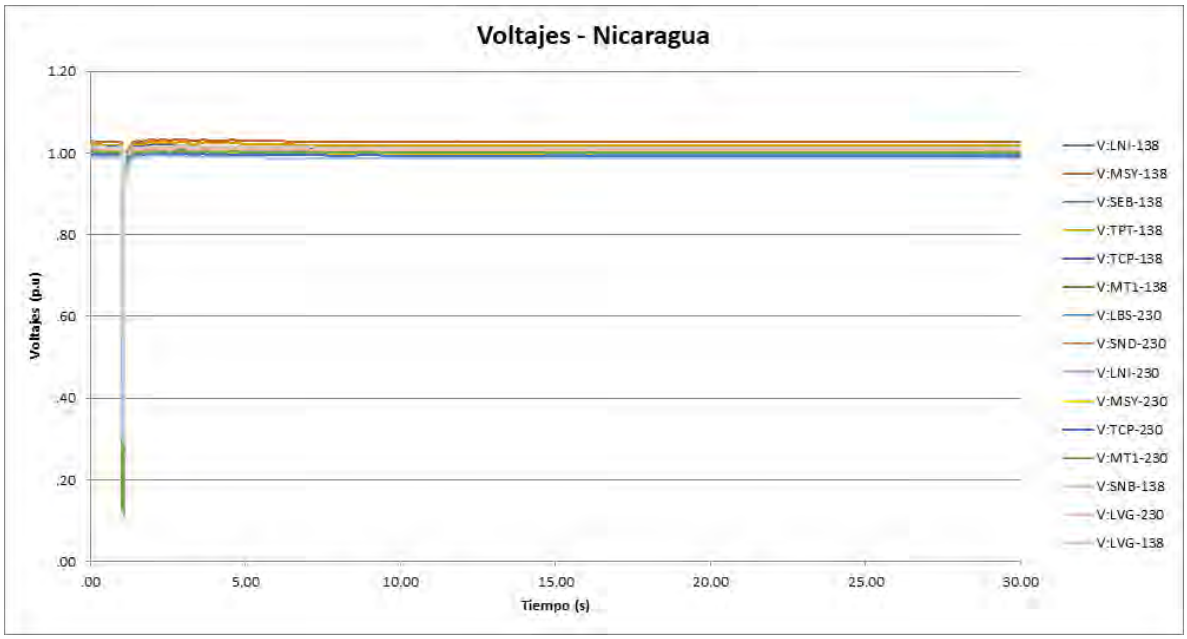
Sin proyecto:



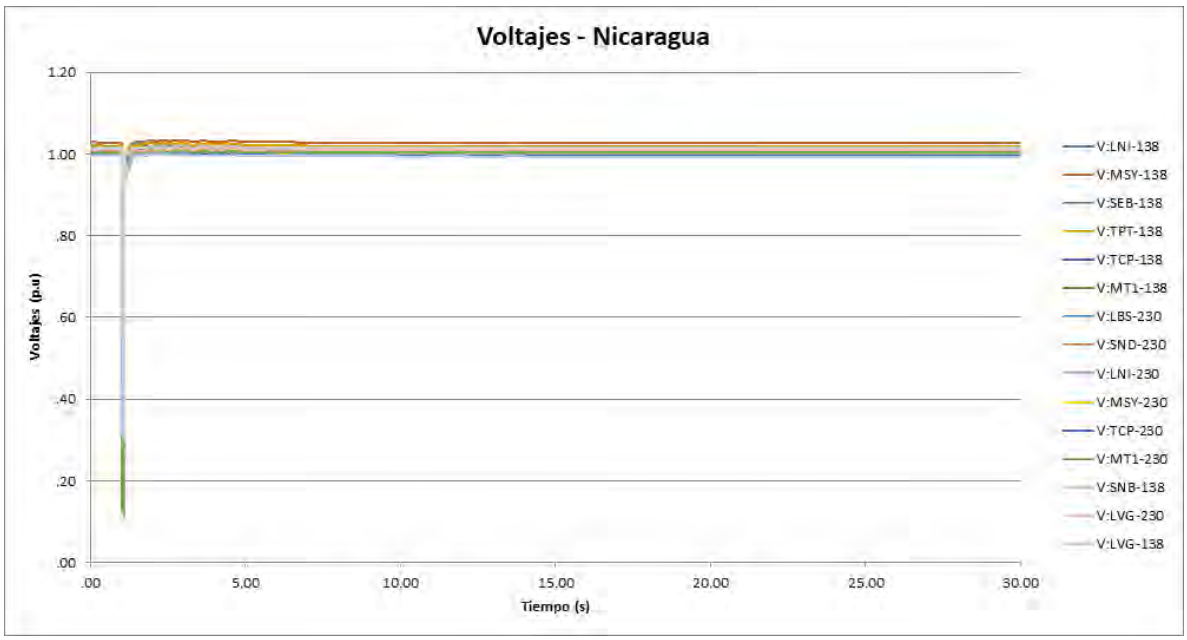
Con proyecto:



Sin proyecto:

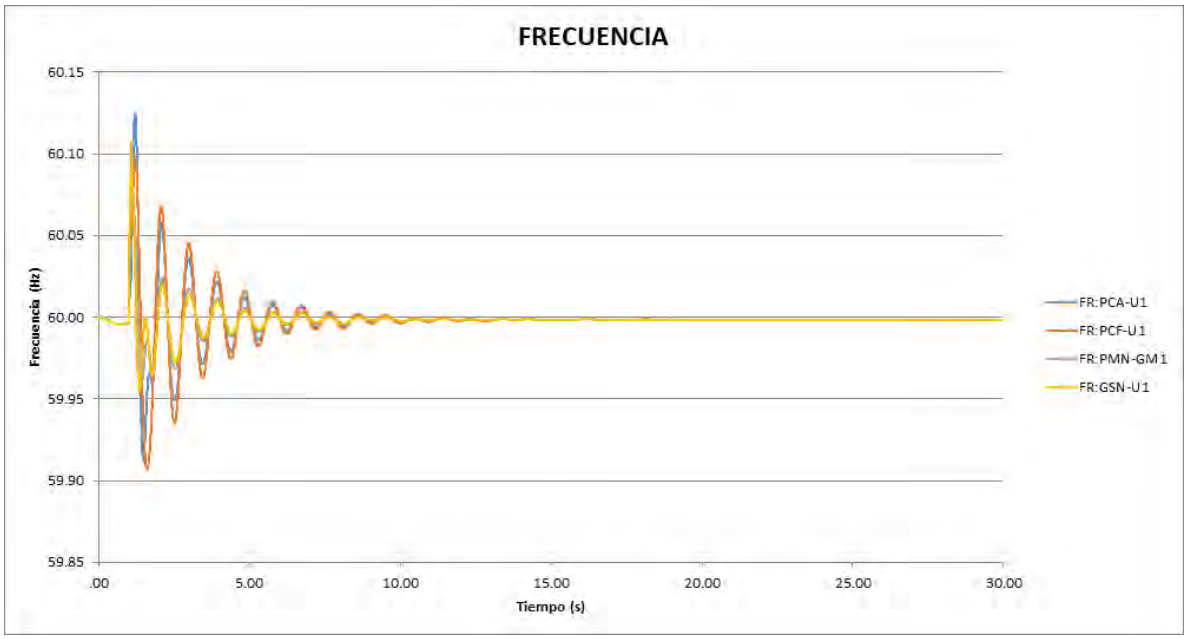


Con proyecto:

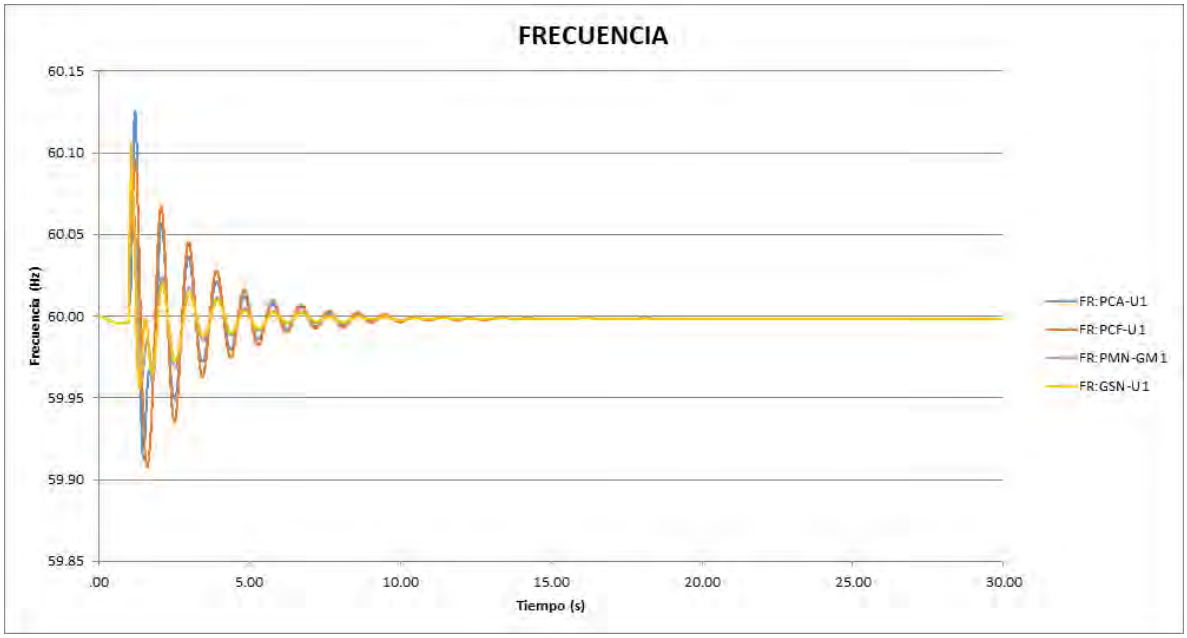


CONTINGENCIA C11: Desconexión de la línea León I-Pensa

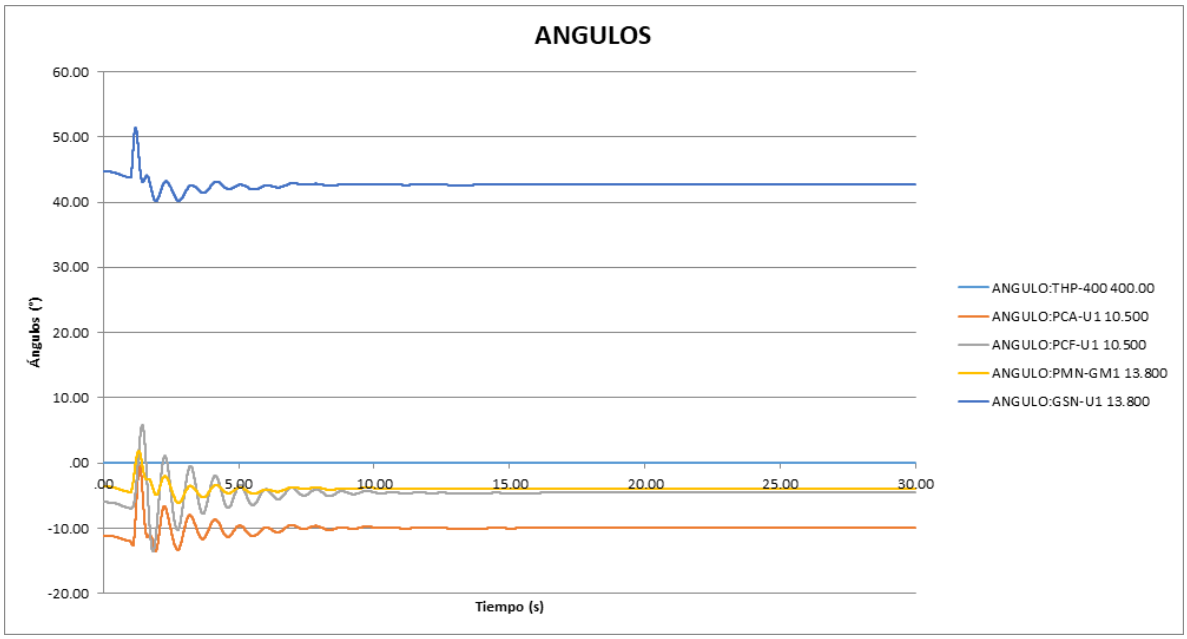
Sin proyecto:



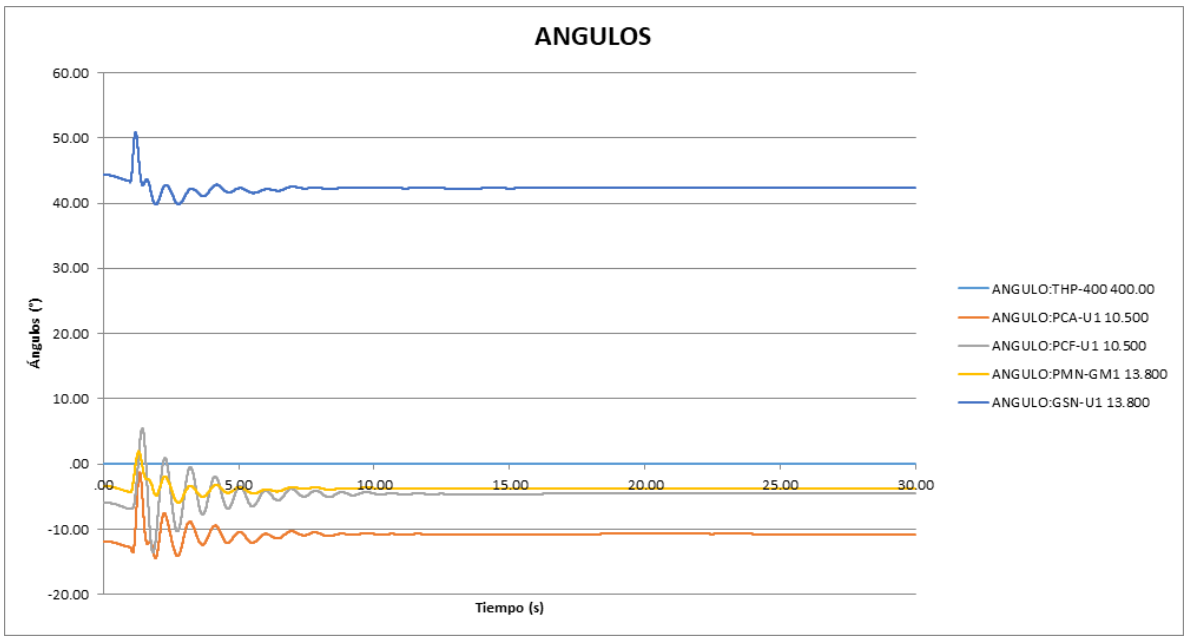
Con proyecto:



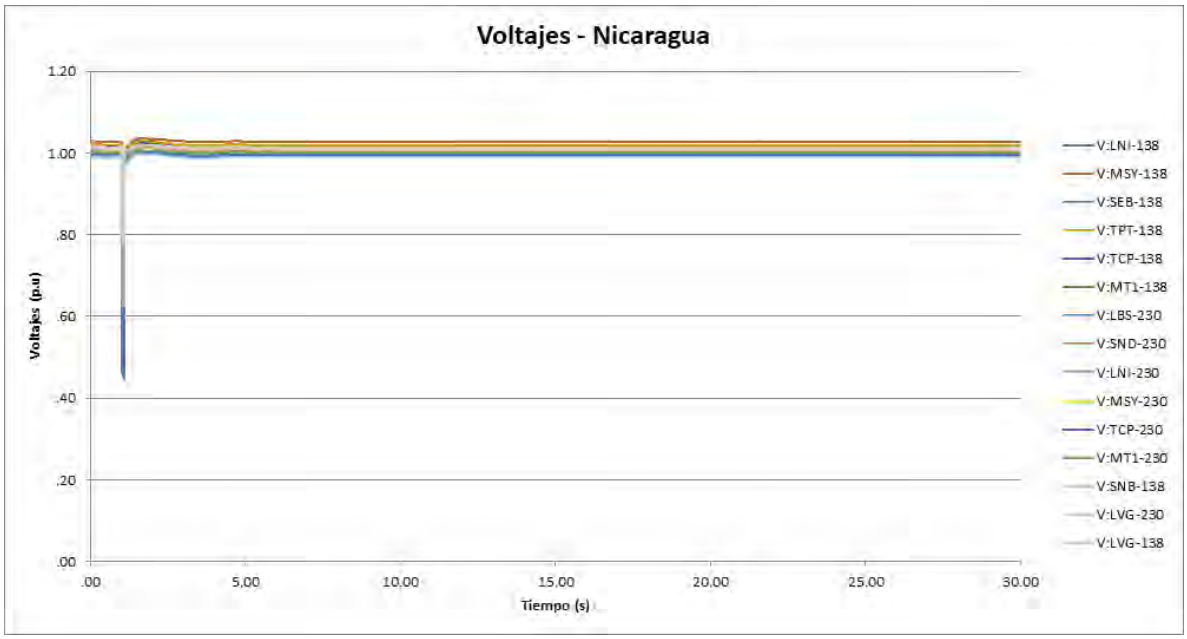
Sin proyecto:



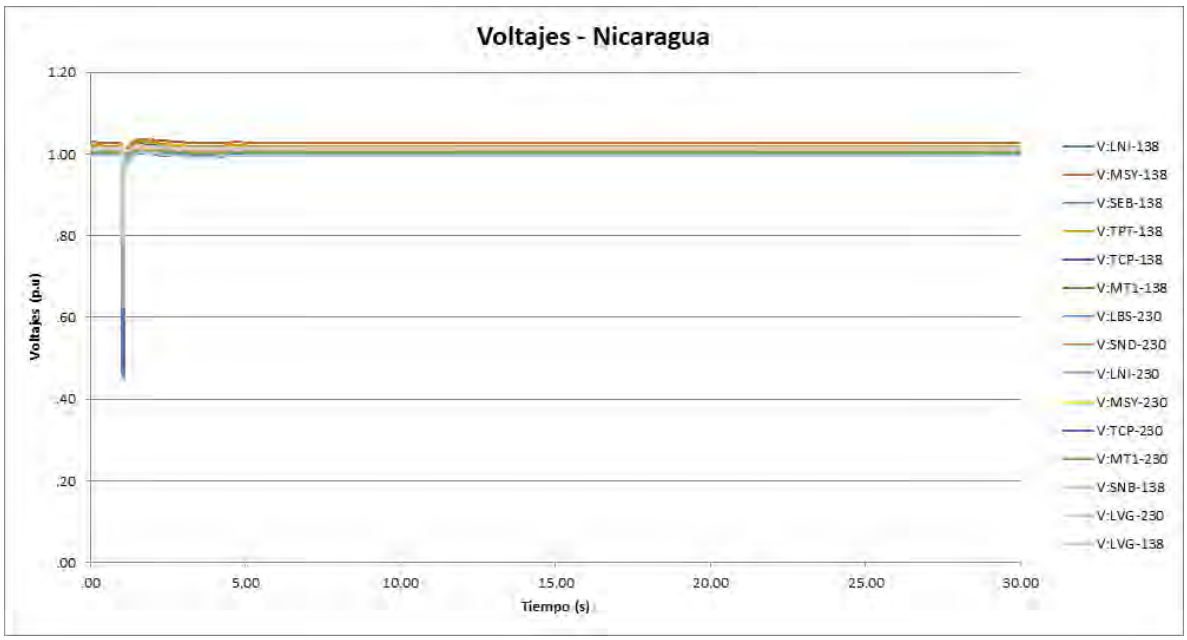
Con proyecto:



Sin proyecto:

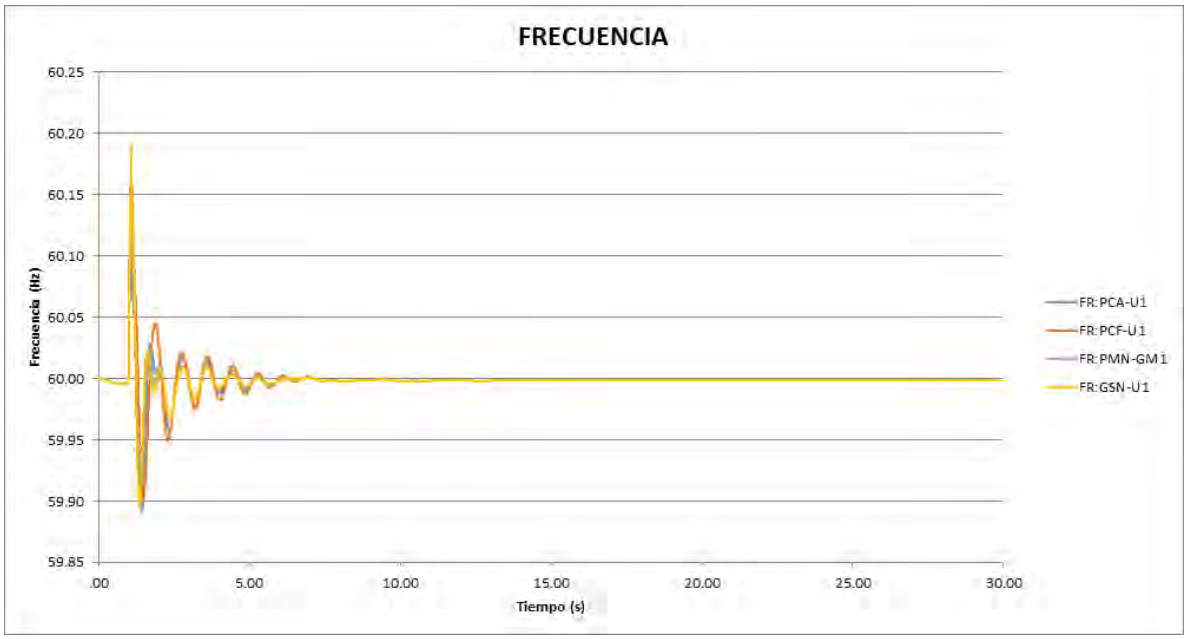


Con proyecto:

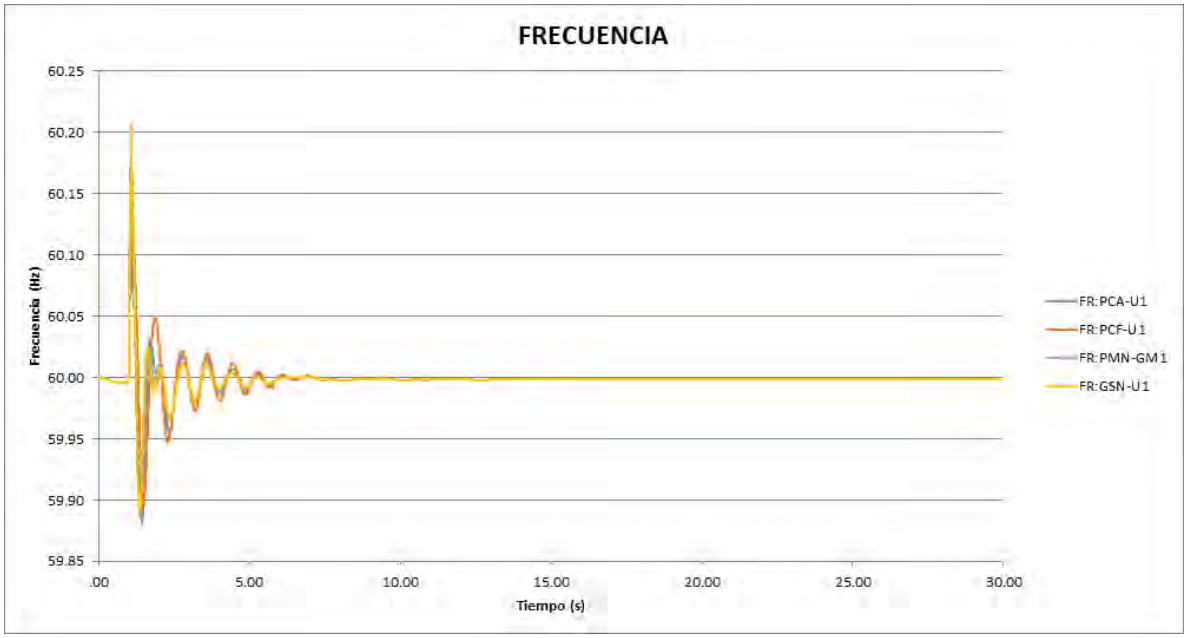


CONTINGENCIA C12: Desconexión de la línea San Benito - Masaya

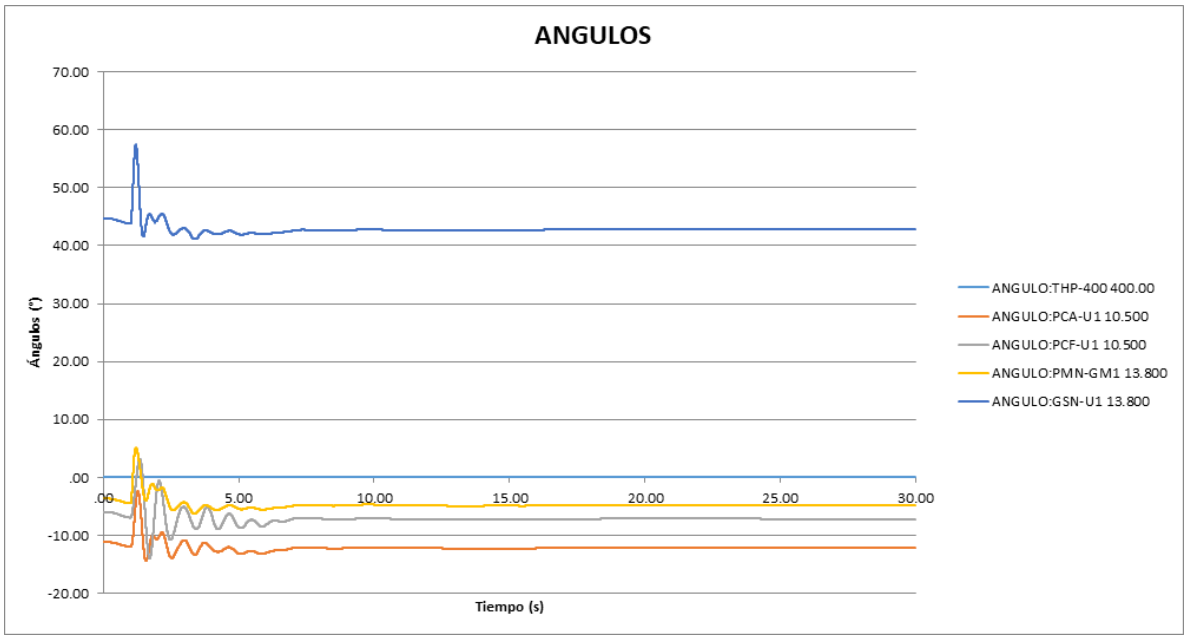
Sin proyecto:



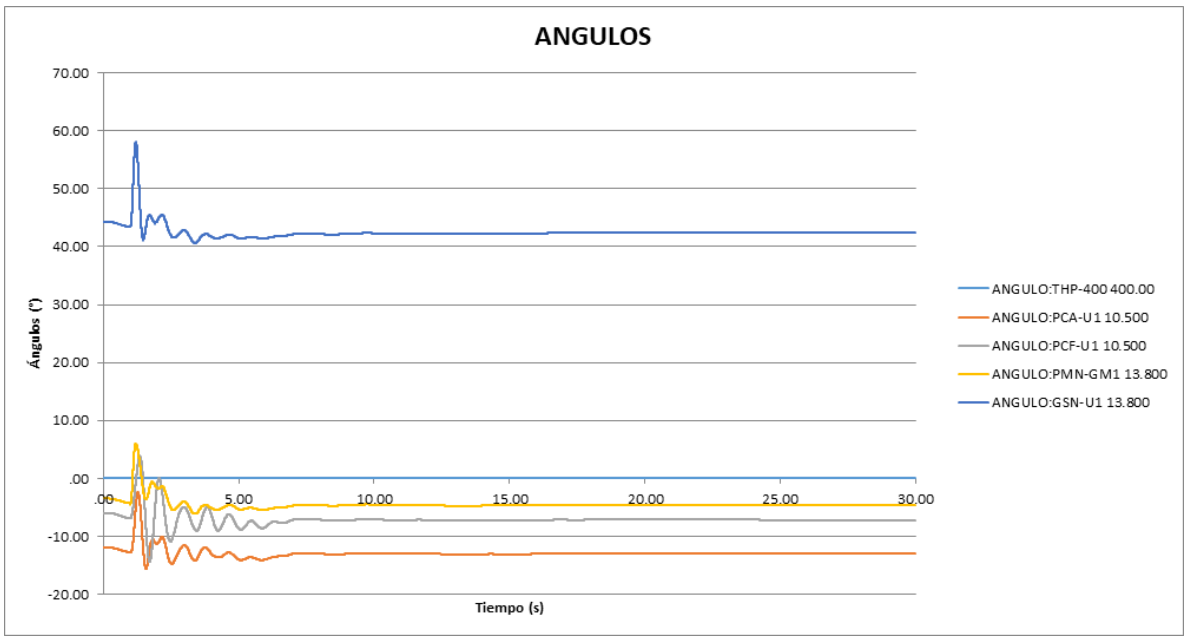
Con proyecto:



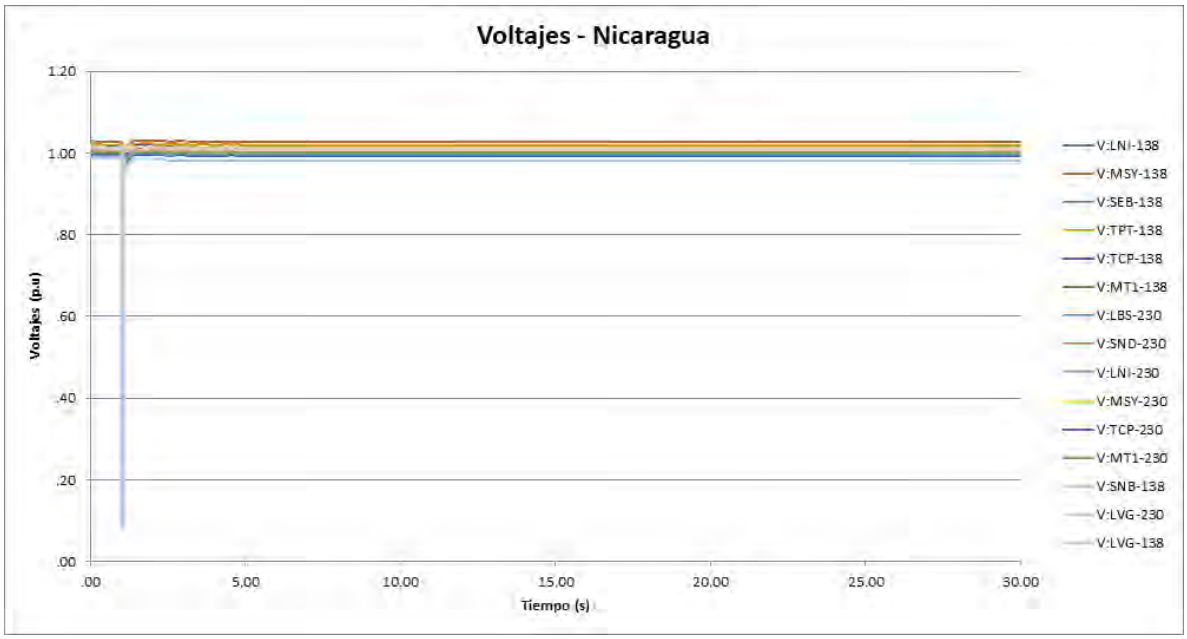
Sin proyecto:



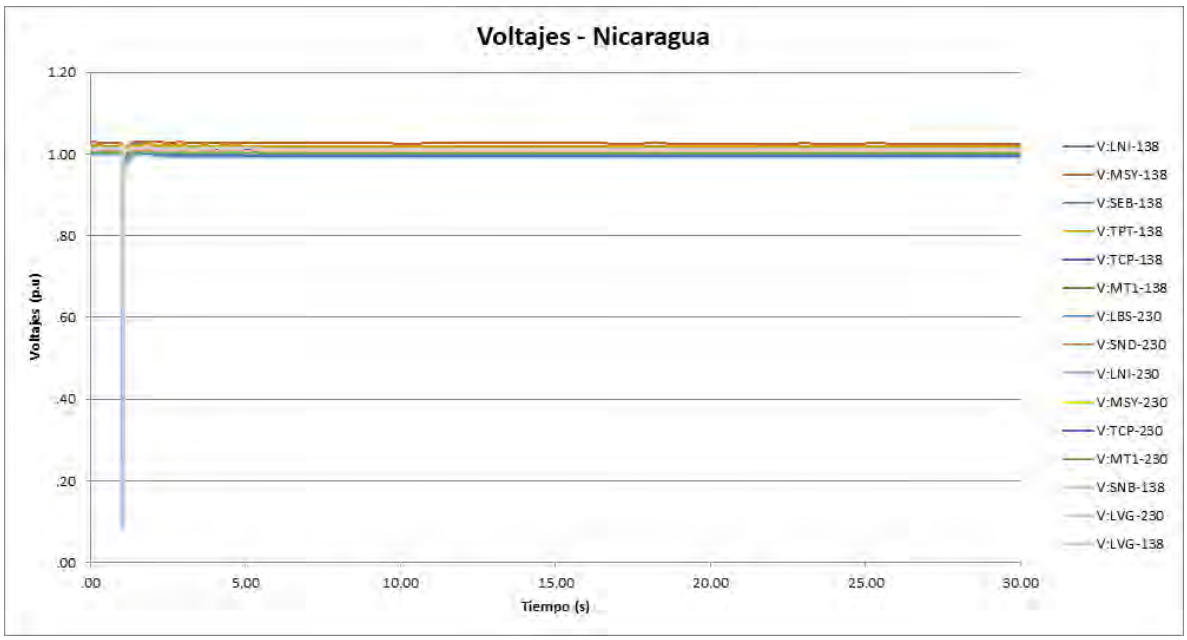
Con proyecto:



Sin proyecto:

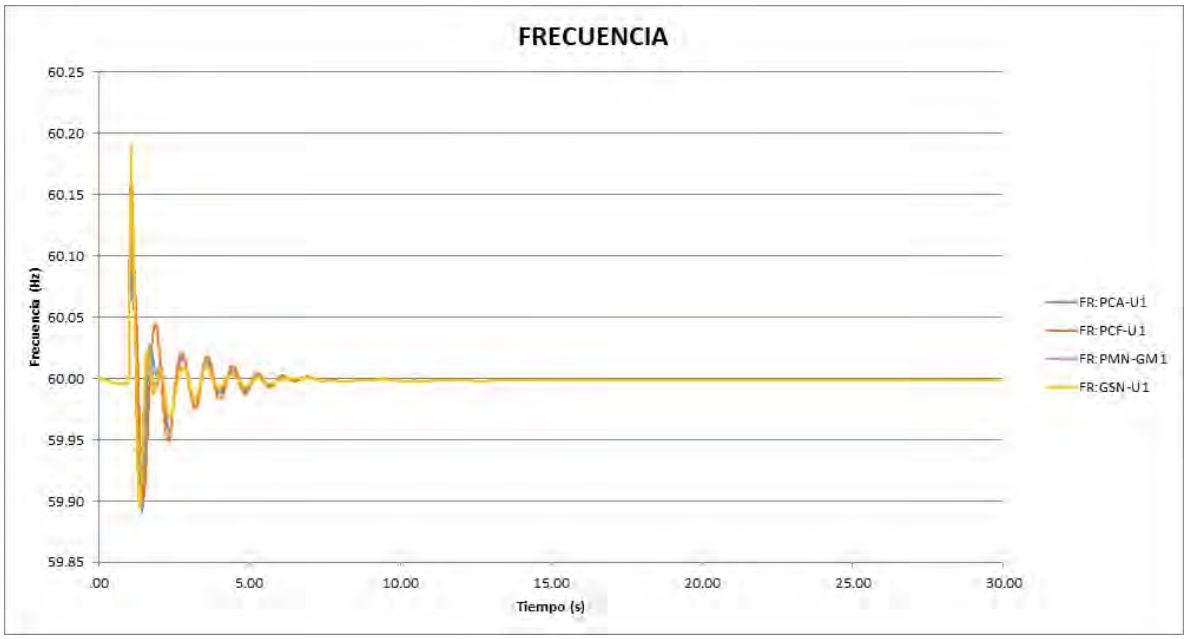


Con proyecto:

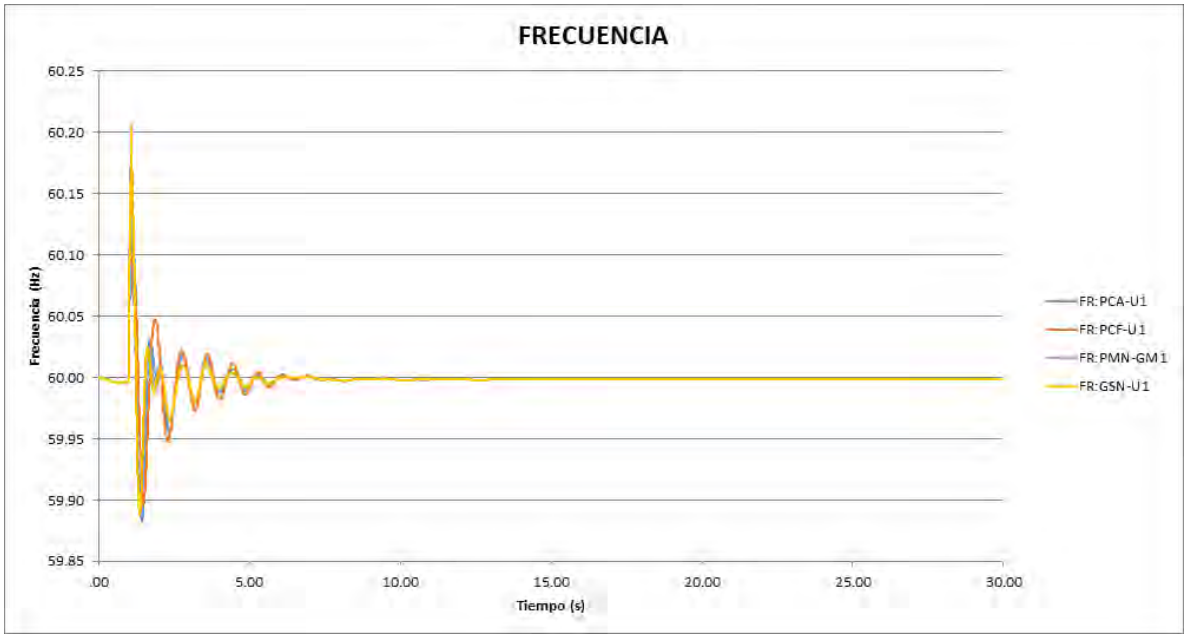


CONTINGENCIA C13: Desconexión de la línea San Benito - Los Brasiles

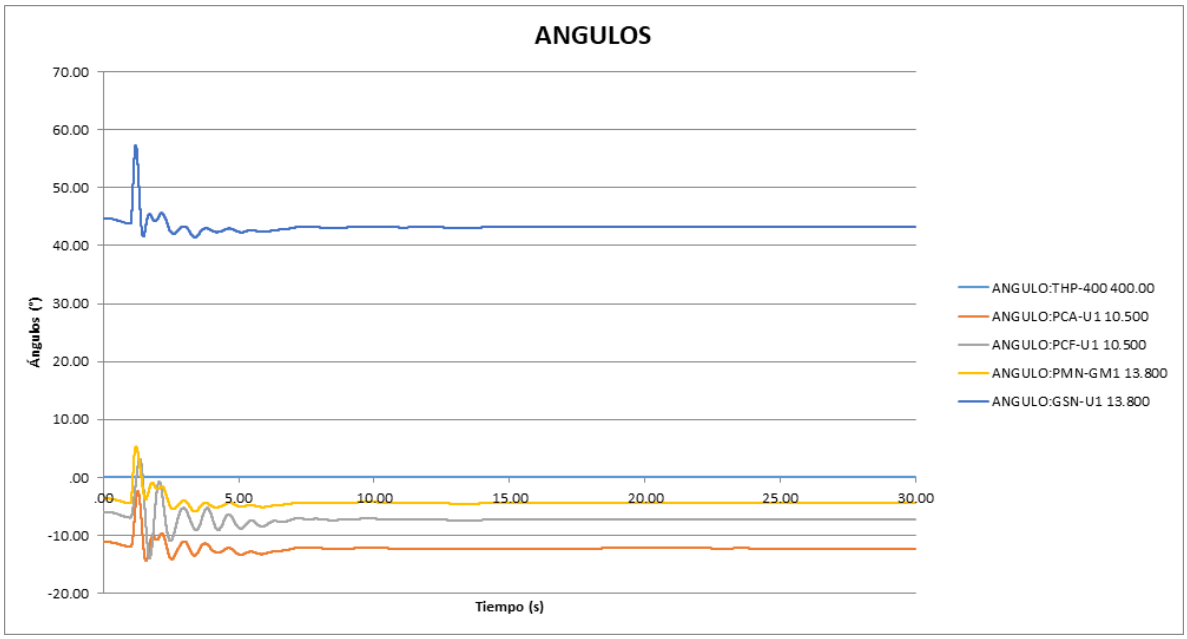
Sin proyecto:



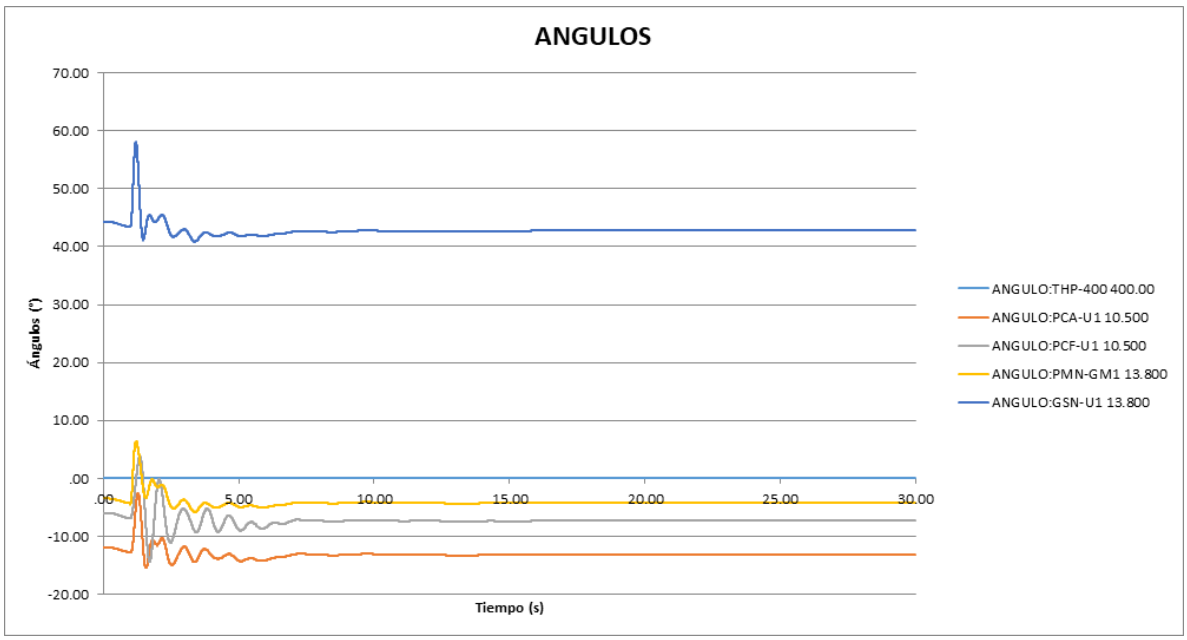
Con proyecto:



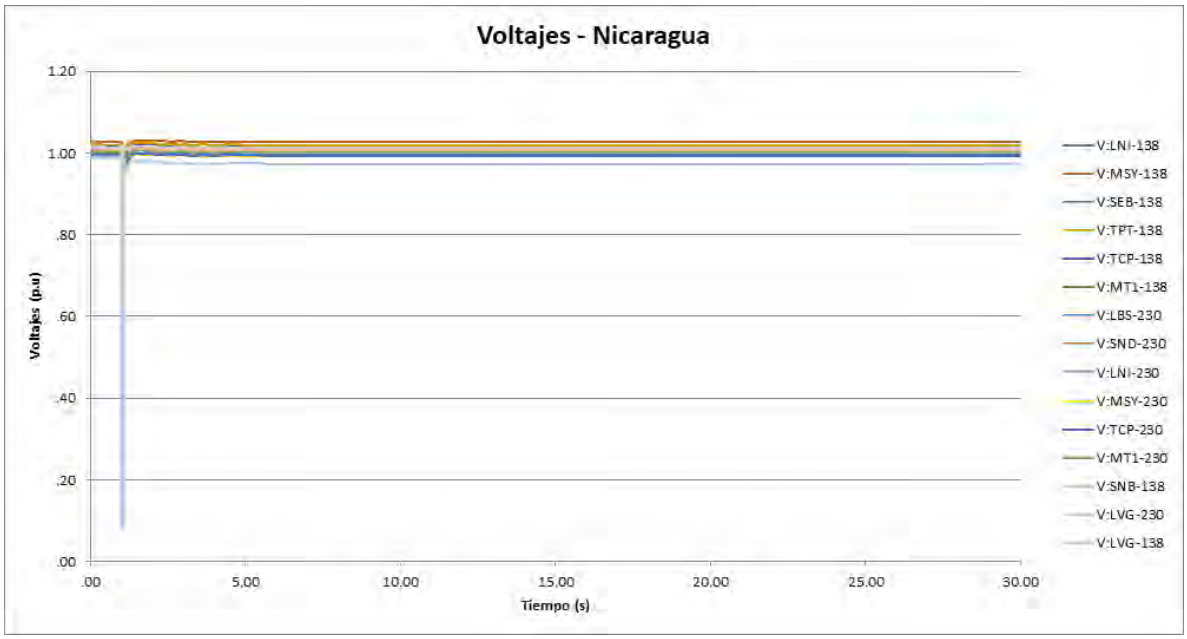
Sin proyecto:



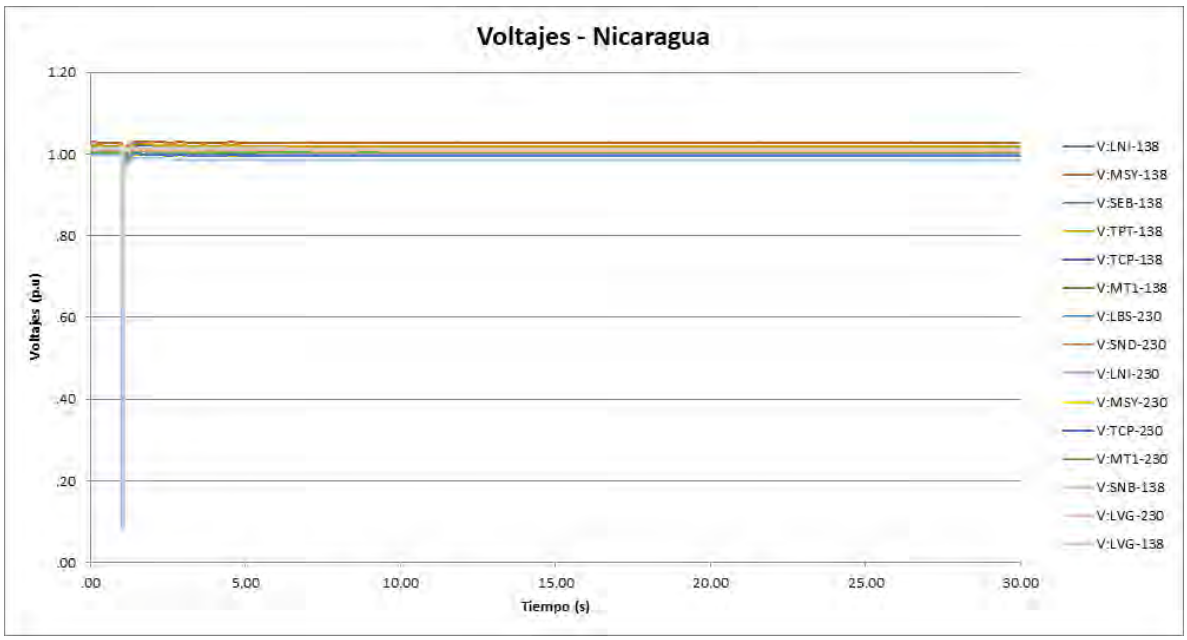
Con proyecto:



Sin proyecto:

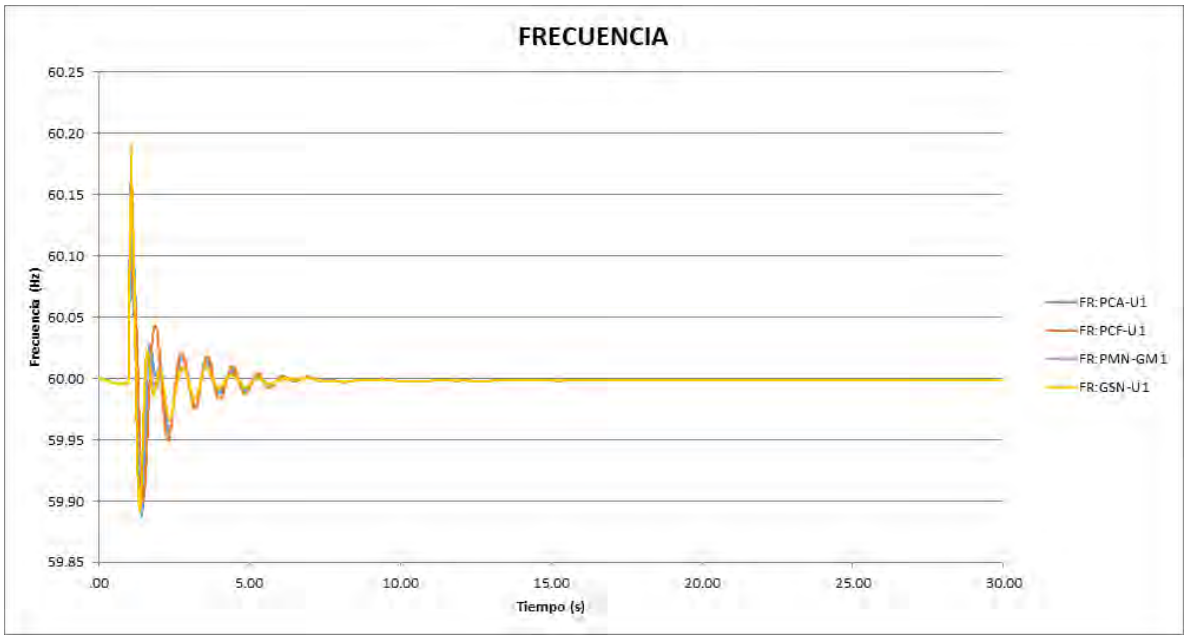


Con proyecto:



CONTINGENCIA C14: Desconexión de la línea San Benito - Boaco

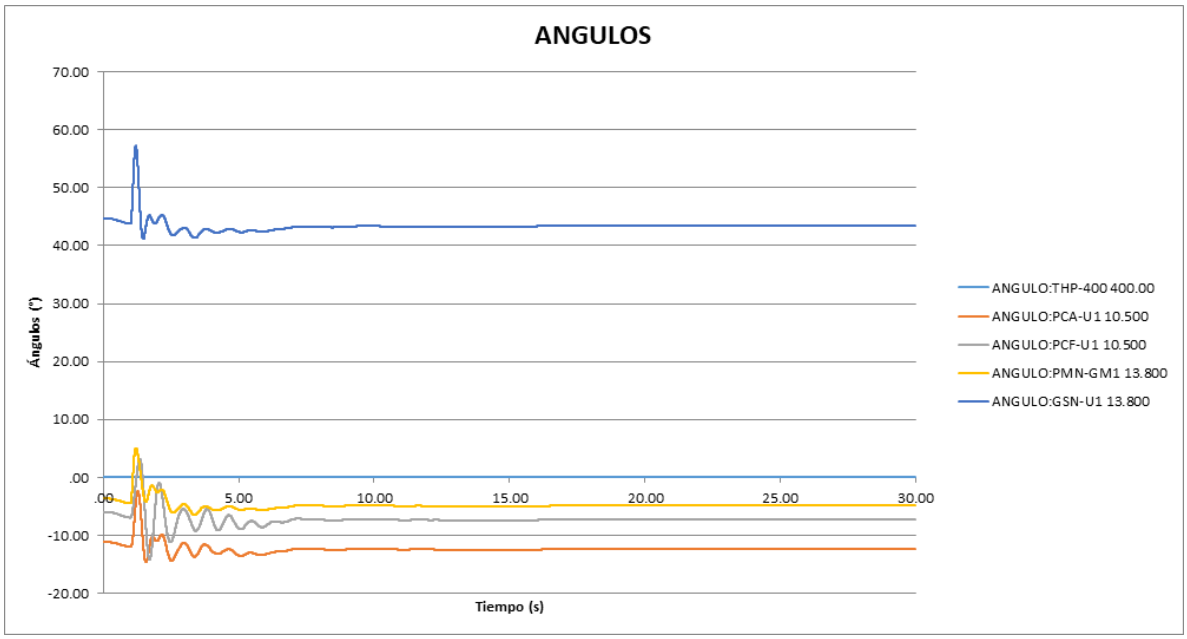
Sin proyecto:



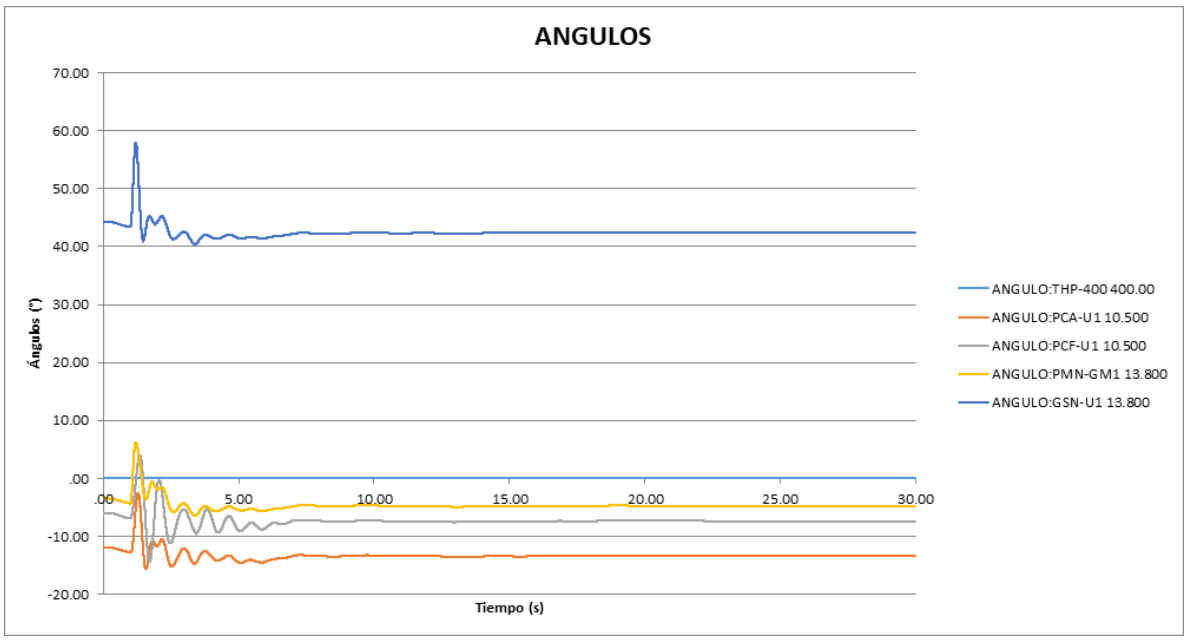
Con proyecto:



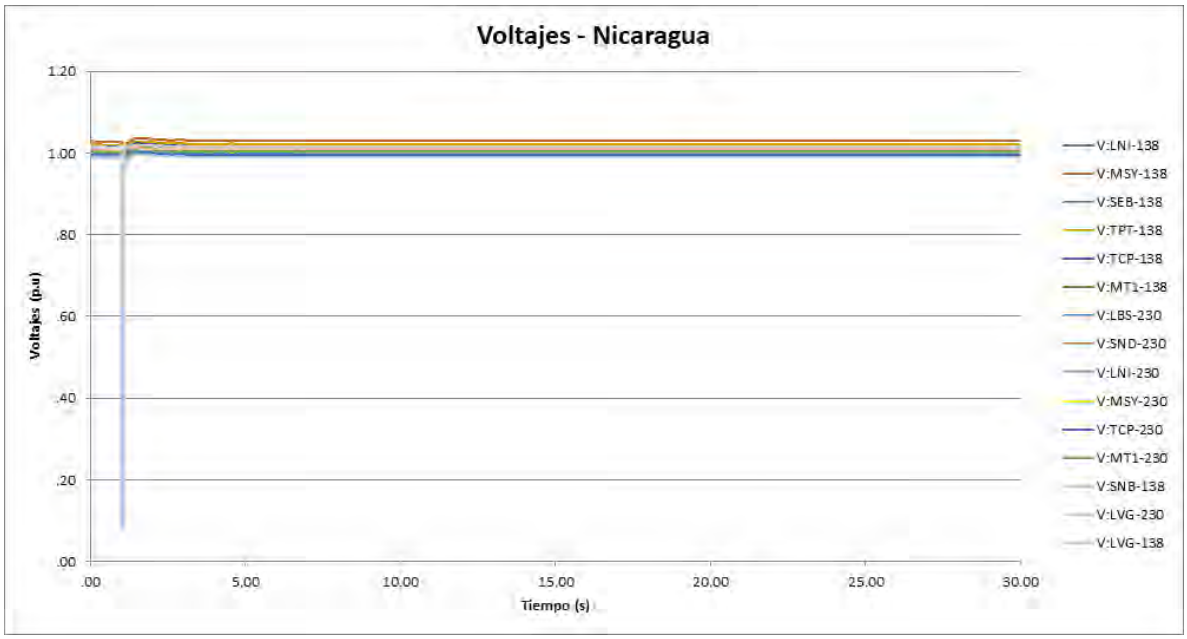
Sin proyecto:



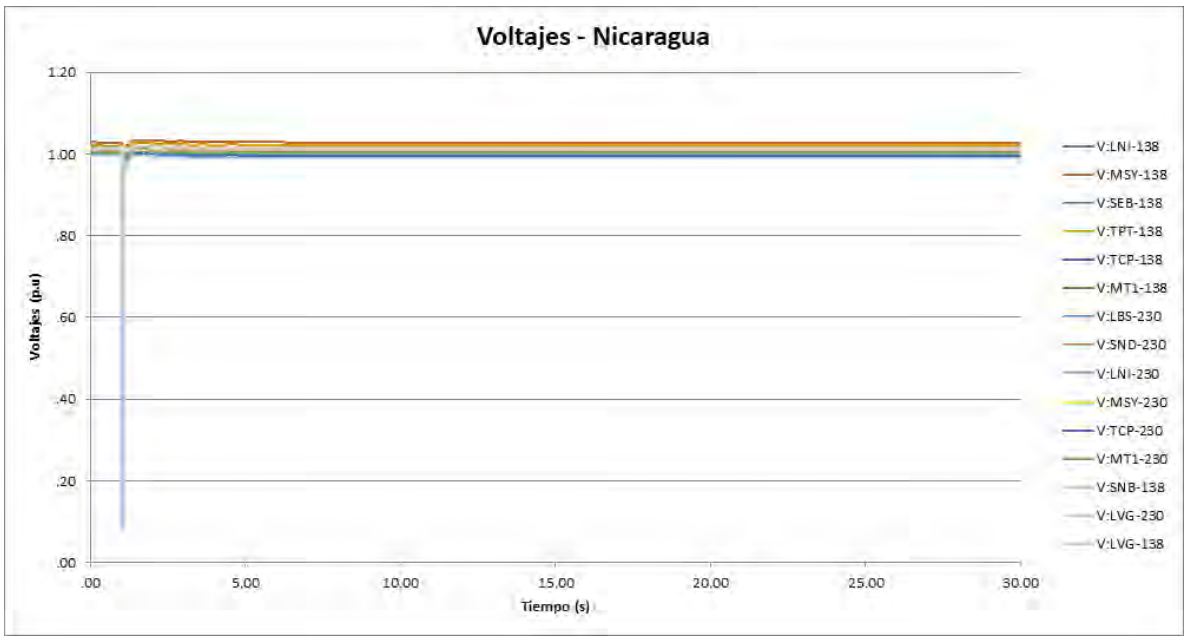
Con proyecto:



Sin proyecto:



Con proyecto:



17. CONCLUSIONES

Para el análisis del sistema sin y con proyecto en régimen normal y contingencias, se concluye lo siguiente:

- En los escenarios de demanda máxima y media en época lluviosa (Invierno) con porteo de 180 MW y 190 MW respectivamente de norte – sur, se presentan violaciones de voltajes por debajo de 0.90p.u, cuando la planta de biomasa Montelimar se encuentra fuera de zafra. Estas violaciones se dan ante la salida de la línea de 138 kV Masaya-Catarina. Este problema desaparece con la entrada en operación de la Línea de 138 kV Villa El Carmen – San Rafael del Sur, la cual forma parte de las obras del Proyecto: Nueva Subestación Carlos Fonseca 138 KV, en el año 2023.

De acuerdo a los resultados obtenidos en la situación con proyecto, la entrada en operación de las obras 2021, no impactan negativamente en su operación.

Para el análisis de Estabilidad de tensión, se concluye lo siguiente:

- En general, se observa una mayor reserva de potencia reactiva en todos los nodos monitoreados en los casos cuando las obras 2022 están en operación que cuando no están en servicio.

Para el análisis de corrientes de cortocircuito, se concluye lo siguiente:

- De los resultados obtenidos en el estudio de cortocircuito, en ninguno de los escenarios se excedieron las capacidades de interrupción de los equipos instalados; por lo tanto, con la entrada en operación de los nuevos proyectos de transmisión del año 2022 no habrá afectación alguna a los interruptores instalados en la red de transmisión.

Para el análisis de Estabilidad transitoria, se concluye lo siguiente:

- Los proyectos de transmisión que entraran en operación en el año 2022 no provocan inestabilidad transitoria.

Se concluye que la conexión de los proyectos de transmisión que entraran en operación entre los años 2022-2037, no afectará negativamente en la operación del SIN y ayudaran a cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en la Regulación Nacional y en la Regional.