Gobierno de Reconciliación y Unidad Nacional

El Pueblo, Presidente!

ENATREL

Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

Plan de Obras 2019

TOMO I

Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

Junio 2018

Por Gracia de Dios!

CRISTIANA, SOCIALISTA, SOLIDARIA!

FE, FAMILIA Y COMUNIDAD!

INTRODUCCIÓN

La Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) presenta al ente regulador de Nicaragua, Instituto Nicaragüense de Energía (INE) el **" Plan de Obras 2019"** para su aprobación y reconocimiento de los Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento, del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y Funcionamiento del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), según lo establecido en la Normativa de Transporte de Nicaragua, de las obras que entran en operación durante el año 2018, con el fin de ser incorporadas al peaje reconocido de transmisión a partir del 1 de enero del año 2019.

ENATREL somete para aprobación del INE las obras que entran en operación durante el año 2018 por la suma de **US $ 65.96 millones** para reconocimiento en el peaje de transmisión para el año 2019, cuyo Costo Medio de Transmisión equivale a **9.323145 US$/MWh** transportado.

Estas obras incluyen los siguientes proyectos:

1) Ampliación de Capacidad de la Línea Los Brasiles - Acahualinca 138kV.

2) Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Corocito.

3) Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación San Benito.

4) Construcción Nueva Subestación Ocotal, Línea de Transmisión 138kV y Obras Conexas.

5) Construcción Nueva Subestación El Sauce, Línea de Transmisión 138kV y Obras Conexas.

6) Subestación Malpaisillo: Refuerzos para la Conexión de Proyectos Geotérmicos.

7) Construcción Nueva Subestación El Aeropuerto, Línea de Transmisión 138kV y Obras Conexas.

8) Refuerzos para la Conexión de Proyectos Eólicos.

DEFINICIONES:

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.

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).

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.

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.

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

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.

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.

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.

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

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

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.

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.

ÍNDICE

CAP.		Página
1.	**RESUMEN EJECUTIVO.**	**1**
1.1.-	Ampliaciones del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) para el año 2018	1
1.2.-	Pago de intereses y comisiones bancarias periodo mayo2017 a mayo 2018 para deudas de préstamos intermediados	4
1.3.-	Determinación del peaje previsto de transmisión.	7
1.4.-	Obras periodo 2019-2022	8
2.	**PROYECCIÓN DE DEMANDA DEL SIN.**	**09**
2.1.-	Demanda Histórica	09
2.2.-	Proyección de Demanda	10
2.3.-	Proyección de la demanda Máxima por subestaciones	11
3.	**EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL Y EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN.**	**13**
3.1.-	El Sistema Interconectado Nacional	13
3.2.-	El Sistema Nacional de Transmisión	14
3.3.-	Cobertura del SNT	17
3.4.-	Diagrama unifilar SIN año 2018(sin obras)	19
3.5.-	Diagrama unifilar SIN año 2018 (con nuevas obras)	20
3.6.-	Diagrama unifilar SIN año 2022 (con nuevas obras 2018-2022)	21
3.7.-	Nomenclatura de subestaciones del SIN	22
4.	**PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS.**	**23**
4.1.-	Plan Indicativo de Generación	23
5.	**CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO DEL SIN.**	**25**
5.1.-	Criterios y Parámetros de calidad	25
5.2.-	Cargas admisibles en líneas y transformadores	27
5.3.-	Niveles de la corriente de falla	28

CAP. **Página**

6.	**AMPLIACIONES DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2018.**	**31**
6.1.-	Ampliación del SNT por iniciativa de ENATREL obras menores 500 mil dólares año 2018.	34
6.1.1-	Ampliación de capacidad de las líneas Los Brasiles - Acahualinca	35
6.2.-	Ampliación del SNT por iniciativa de ENATREL obras mayores de 500 mil dólares año 2018.	41
6.2.1-	Aumento de la capacidad de transformación en subestaciones Corocito	43
6.2.2 -	Ampliación de capacidad de la subestación san Benito	47
6.2.3-	Nueva Subestación Ocotal y línea de transmisión 138 kv	52
6.2.4-	Construcción de la nueva subestación Sauce y línea de transmisión 138 kv	61
6.2.5-	Refuerzos para la conexión de proyecto Geotérmicos subestación Malpisillo	67
6.2.6-	Construcción Subestación El Aeropuerto, Línea de transmisión 138kV y obras conexas.	75
6.2.7-	Refuerzos para la Conexión de Proyectos Eólicos	83

7.	**DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES PREVISTOS DE TRANSMISIÓN.**	**98**
7.1.-	Marco Legislativo y Mandato Regulatorio	98
7.2.-	Antecedentes	98
7.3.-	Revisiones costos medio de Transmisión (CMT) 2007-2017	104
7.4.-	Costos Medio de Transmisión. (CMT-PEAJE	105
8.	**OBRAS PERÍODO 2019-2021.**	**106**
8.1.-	Nueva Subestación yali y línea de transmisión 138kV y obras conexas	107
8.2.-	Línea de transmisión Siuna-Rosita-Puerto Cabezas (Bilwi) en 138kv y obras conexas	114
8.3.-	Construcción de línea de transmisión 230kv san Benito- Los Brasiles(obras complementarios de los proyectos anillo 230kv y refuerzos hidroeléctricos	123
8.4.-	Refuerzos regionales de transmisión garantizar transferencia de 30MWpara el sistema de Nicaragua, aumento de capacidad de línea Los Brasiles – Acahualinca - Managua	127
8.5.-	Adquisición de transformador móvil de 30MVA 138/13-8/24-9KV	135
8.6.-	Construcción Subestación San Juan del sur, línea de transmisión 138 kv y obras conexas	138
8.7.-	Construcción subestación la Dalia 138KV línea d transmisión 138 kv y obras conexas	144
8.8.-	Aumento de capacidad de transmisión en las líneas 230kV	153
8.9.-	Aumento de capacidad de transformación en las subestaciones San Benito, Catarina, Diramba, Acahualinca, y Ticuantepe II	160
8.10.-	Aumento de la capacidad de transformación en la subestaciones Los Brasiles, Leon I y El Periodista	171
8.11.-	Construcción subestación Carlos Fonseca y obras conexas	181
8.12.-	Construcción subestación Waslala 138KV y obras conexas y obras conexas	197

TOMO II

ESTUDIOS ELECTRICOS:

CONTENIDO

I.INTRODUCCIÓN 2

II.OBJETIVO DEL ESTUDIO 3

III.MODELADO DEL SISTEMA DE POTENCIA 3

A. Escenarios Analizados 3
B. Demanda 5

IV. ESTUDIOS A REALIZAR 6

A. Flujos de Carga 6
B. Cortocircuitos 7
C. Estudios de Estabilidad de Tensión. 7
D. Estudios de Estabilidad Transiente. 8

V.CRITERIOS EMPLEADOS EN EL ESTUDIO 8

A. Criterios y Parámetros de Calidad 8
B. Criterios y Parámetros de Seguridad 9
C. Carga Admisibles en Líneas y Transformadores. 9
D. Niveles de las Corrientes de Falla. 9
E. Simulación de fallas y perturbaciones. 9

VI. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. 10

VII.ESTABILIDAD DE TENSIÓN 24

VIII.ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO 33

IX. ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSIENTE 35

X.CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 81

TOMO III

SOPORTE DE PAGOS DE INTERESES Y COMISIONES DE PRÉSTAMOS DE PROYECTOS DE ENATREL AL MHCP

TOMO IV

EVALUACION ECONÓMICA DE PROYECTOS QUE ENTRAN EN OPERACIÓN EN EL AÑO 2017

1.0. RESUMEN EJECUTIVO

1.1.- Ampliaciones del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) para el año 2018.

Para el año 2018 ENATREL presenta 8 obras, de las cuales 7 corresponden a obras mayores de 500 mil dólares, y 1 obra menor de 500 mil dólares. La inversión Total para este año asciende a 65.9 millones de dólares.

A continuación se presentan un resumen de las ampliaciones del SNT del año 2018:

+

Descripción	Alcances		Financiamiento Local (kUS$)	Financiamiento Externo (kUS$)	Inversión Total (kUS$)
	MVA a Instalar	Km de Linea			
OBRAS MENORES A U$ 500MIL 2018 POR INICIATIVA DE ENATREL	0	0	15.5	294.4	309.9
OBRAS MAYORES A U$ 500MIL 2018 POR INICIATIVA DE ENATREL	140.0	117.2	9723.3	55927.3	65650.6
TOTAL OBRAS POR INICIATIVA DE ENATREL	140	117	9,739	56,222	65,960

***Inversión en Miles de U$**

1.1.1.- Ampliaciones del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) por iniciativa de la Empresa Nacional de Transmisión que entrarán en operación en el año 2018 *menores de 500 mil dólares.*

La Normativa de Transporte en el capítulo cuarto articulo TRA 4.4.8 establece que la obras menores 500 mil dólares no requieren de la aprobación del INE:

> TRA 4.4.8. Toda obra cuyo monto de construcción sea menor que U$S 500,000 dólares americanos, no se requerirá aprobación del INE. Dicho monto podrá ser modificado por el INE.

	Descripción	Alcances		Financiamiento Local (kUS$)	Financiamiento Externo (kUS$)	Inversión Total (kUS$)
		MVA a Instalar	Km de Linea			
1	Ampliacion de Capacidad de la Linea Los Brasiles - Acahualinca 138kV	0	0	15.5	294.4	309.9
	OBRAS MENORES A U$ 500MIL 2018 POR INICIATIVA DE ENATREL	**0**	**0**	**15.5**	**294.4**	**309.9**

(*) kUS$ = miles de dólares

1.1.2.- Ampliaciones del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) por iniciativa de la Empresa Nacional de Transmisión que entrarán en operación en el año 2018 *Mayores de 500 mil dólares.*

Las 7 obras mayores de 500 mil dólares que según la Normativa de Trasporte requieren de la aprobación del INE totalizan un monto de inversión de 65.65 millones de dólares por parte de ENATREL.

Tabla 1.1 Obras año 2018

No.	Nombre del Proyecto	Descripción	Alcances		Financiamiento Local (kUS$)	Financiamiento Externo (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Año de Finalización	Fuente de Financiamiento
			MVA a Instalar	Km de Line					
1	Ampliación de la Capacidad de Transformacion de la Subestación Corocito	Reemplazo del transformador de potencia existente de 6.25MVA por uno de 15MVA 69/24.9kV.	15		805.8		805.8	2018	ENATREL
2	Ampliación de la Capacidad de Transformacion de la Subestación San Benito	Instalación de un transformador de potencia de 25MVA 138/13.8kV, Bahia de Transformacion y 3 celdas para salida de circuito de distribucion en 13.8kV	25		1,732.6		1,732.6	2018	ENATREL
3	Construcción Nueva Subestación Ocotal, Linea de Transmisión 138kV y Obras Conexas	Construcción de una nueva subestación 138/24.9kV equipada con un transformador de 15/20 MVA. El proyecto incluye la construcción de 22 km de línea en 138 kV, simple circuito, desde la SE Yalaguina hasta la nueva SE Ocotal.	20	22	1,081.3	12,971.1	14,052.4	2018	KEXIM BANK-BID-ENATREL
4	Construcción Nueva Subestación El Sauce, Linea de Transmisión 138kV y Obras Conexas	Construcción de una nueva subestación 138/24.9kV equipada con un transformador de 15/20 MVA. El proyecto incluye la construcción de 30 km de línea en 138 kV doble circuito.	20	30	1,093.6	10,636.6	11,730.2	2018	KEXIM BANK-BID-ENATREL
5	Subestación Malpaisillo: Refuerzos para la Conexión de Proyectos Geotermicos	Reubicación, Modernizacion y Ampliacion de la SE Malpaisillo a doble barra, equipada con 3 bahias de linea y un trafo de 20MVA. Ademas se construirá 33 km de línea en 138kV.	20	33	1,514.8	14,365.8	15,880.5	2018	BEI-LAIF-ENATREL
6	Construcción Nueva Subestación El Aeropuerto, Linea de Transmisión 138kV y Obras Conexas	Construcción de Nueva Subestación Aeropuerto y construcción de 2.5 km de línea en 138kV, doble terna.	40	2.5	2,906.7	2,928.5	5,835.2	2018	EXIM BANK(INDIA)-ENATREL
7	Refuerzos para la Conexión de Proyectos Eólicos	Construcción de la SE La Virgen 230/138kV, en esquema de interruptor y medio, con 2 bahias de lineas en 230kV y 1 Bahia en 138kV. Construccion de 29.7KM de linea para conectar la SE La Virgen a las Subestaciones Amayo y Rivas. El proyecto incluye una bahia de linea de 230kV en la SE Masaya y una bahia de linea de 138kV en SE Rivas		29.7	588.5	15,025.2	15,613.7	2018	BEI-LAIF-ENATREL
OBRAS MAYORES A U$ 500MIL 2018 POR INICIATIVA DE ENATREL			**140**	**117**	**9,723**	**55,927**	**65,651**		

(*) kUS$ = miles de dólares

1.2.- Pago de Intereses y comisiones bancarias periodo mayo 2017 a mayo 2018 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 y comisiones bancarias, desde el 16 de mayo de 2017 hasta el 31 de mayo del 2018, al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, los cuales totalizan la cantidad de $ 2.21 millones de dólares. Estos pagos corresponden a intereses y comisiones de los préstamos y líneas de crédito de los siguientes organismos financieros: Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Banco Europeo de Inversiones (BEI), Kexim Bank de Corea y Kexim Bank de la India. El pago del principal no es parte de los US $ 2.21 millones.

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

En el tomo III de este Plan de Obras se muestran los soportes de los pagos realizados por ENATREL al Ministerio de Hacienda y Crédito Público y al Banco Central de Nicaragua por deuda intermediada.

Las obras cuyos intereses y comisiones que fueron pagados por ENATREL se muestran en la siguiente tabla:

No.	Referencia	No. de Préstamo	Principal	Intereses	Comisiones	Total	No. Documento	Fecha del Documento
1	DO130170024	Korea Nic-1	$ 176,036.00	$ 48,884.95		$ 224,920.95	Ck No. 20013	10/05/2017
2	DO130170025	Korea Nic-1			$ 417.30	$ 417.30	Ck No. 20014	10/05/2017
3	MHCP-DVM-E-068-05-17-DGCP	BID 2342/BL-NI	$ 22,115.66	$ 22,167.46		$ 44,283.12	Ck No. 22375	12/06/2017
4	MHCP-DVM-E-072-05-17-DGCP	BEI No.26001		$ 759,749.00		$ 759,749.00	Ck No. 22378	14/06/2017
5	MHCP-DVM-E-073-05-17-DGCP	BEI No. 24905	$ 333,333.33	$ 396,330.91		$ 729,664.24	Ck No. 22374	12/06/2017
6	MHCP-DVM-E-097-06-17-DGCP	BID 1933/BL-NI-2	$ 208,333.33	$ 131,701.24		$ 340,034.57	Ck No. 22480	04/10/2017
7	MHCP-DVM-E-096-06-17-DGCP	BID 1933/BL-NI-1	$ 47,488.50	$ 30,174.59		$ 77,663.09	Ck No. 22479	04/10/2017
8	MHCP-DVM-E-0103-07-17-DGCP	BCIE 2050			$ 162,602.75	$ 162,602.75	Ck No. 22502	31/10/2017
9	MHCP-DVM-E-0115-09-17-DGCP	BID 3612/KI-NI		$ 2,438.41		$ 2,438.41	Ck No. 22500	31/10/2017
10		BID 3612/BL-NI			$ 29,790.65	$ 29,790.65	Ck No. 22501	31/10/2017
11	MHCP-DVM-E-0114-09-17-DGCP	BID 3611/BL-NI			$ 58,726.28	$ 58,726.28	Ck No. 22499	27/10/2017
12	MHCP-DVM-E-0160-11-17-DGCP	BID 1933/BL-NI	$ 334,606.31	$ 304,610.40		$ 639,216.71	Ck No. 22528	22/11/2017
13	MHCP-DVM-E-0117-09-17-DGCP	BID 1877/BL-NI	$ 130,208.33	$ 120,567.19		$ 250,775.52	Ck No. 22551	14/12/2017
14	MHCP-DVM-E-0146-10-17-DGCP	LC US$ 10.0 India		$ 55,267.54	$ 9,072.64	$ 64,340.18	Ck No. 22556	19/12/2017
15	MHCP-DVM-E-0164-11-17-DGCP	Korea Nic-6		$ 10,407.69	$ 10.16	$ 10,417.85	Ck No. 22554	19/12/2017
16	MHCP-DVM-E-0167-11-17-DGCP	BID 2342/BL-NI	$ 22,115.66	$ 19,833.42		$ 41,949.08	Ck No. 22555	19/12/2017
17	DO130170053	Korea Nic-1	$ 176,036.00	$ 47,920.37		$ 223,956.37	Ck. No. 22512	10/11/2017
18	DO130170054	Korea Nic-1			$ 415.93	$ 415.93	Ck. No. 22511	10/11/2017
	TOTAL		**$1,450,273.12**	**$ 1,950,053.17**	**$ 261,035.71**	**$ 3,661,362.00**		
	TOTAL INTERESES +COMISIONES			**$ 1,950,053.17**	**$ 261,035.71**	**$ 2,211,088.88**		

Tabla 1.2.b Obras por las cuales se ha pagado intereses y comisiones en el período mayo 2017 – mayo 2018

PRESTAMO	NOMBRE DEL PROGRAMA	FECHA	#CKE	CONCEPTO	TOTAL	OBRAS
BEI- FI 24905/NICAR	Hidro Refurbishment and Transmission	12/06/2017	Ck No. 22374	Intereses	$ 396,330.91	Anillo 230 Kv Linea San Benito - Masaya; Subestacion San Benito, Modernizacion y Reubicacion S/E Matagalpa .
Total BEI- FI 24905/NICAR					**$ 396,330.91**	
BEI- FI 26001/NICAR	PNESER	14/06/2017	Ck No. 22378	Intereses	$ 759,749.00	Ampliación Subestaciones Boaco, Nandaime, El Viejo y León I
Total BEI- FI 26001/NICAR					**$ 759,749.00**	
BCIE 2050	PNESER componente 6.	31/10/2017	Ck No. 22502	Comisiones	$ 162,602.75	Refuerzos Hidroelectricos Fase I
Total BCIE 2050					**$ 162,602.75**	
BID 2342/BL-NI-4	PNESER	12/06/2017	Ck No. 22375	Comisiones	$ 22,167.46	PROGRAMA PNESER componente 6 Ingenieria, Supervision y Administracion
Total BID 2342/BL-NI-4					**$ 22,167.46**	
BID 2342/BL-NI	PNESER	19/12/2017	Ck No. 22555	Intereses	$ 19,833.42	PROGRAMA PNESER componente 6 Suministros de Equipos y Maquinarias
Total BID 2342/BL-NI					**$ 19,833.42**	
BID 3611/BL-NI	Proyecto Ampliación y Refuerzos en el Sistema de Transmisión de Electricidad de Nicaragua.	27/10/2017	Ck No. 22499	Comisiones	$ 58,726.28	Construcción Subestación Waslala 138KV, Subestación Santa Clara, Subestación Jinotega 138KV, Ampliacion de la Capacidad de la Linea Los Brasiles - Acahualinca - Managua 138kV y Segunda Fase Anillo 230kV Linea San Benito-Los Brasiles.
Total BID 3612/BL-NI					**$ 58,726.28**	
BID 3612/BL-NI	Programa Banda Ancha	31/10/2017	Ck No. 22500	Intereses	$ 2,438.41	Programa Banda Ancha: Componentes 1) Infraestructura 2) Regulación Estrategica 3) Ejecución de Programas Pilotos
		31/10/2017	Ck No. 22501	Comisiones	$ 29,790.65	
Total BID 3612/BL-NI					**$ 32,229.06**	
TOTAL U$					**$ 2,211,088.88**	

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).

COSTO MEDIO DE TRANSMISIÓN (CMT)

Inversión Reconocida actualizada al 1o. de enero 2018*	**521,448,953.82**
Inversión durante el año 2018**	**65,960,487.13**
Inversión Reconocida al 1o. de enero 2019	**587,409,440.95**
Anualidad de la IR (1.4 %, 30 años)	**24,113,934.50**
Costo Reconocido de O y M (US$)	**14,685,236.02**
Costo Anual de Func. del CNDC (US$)	**2,526,479.97**
SUB - TOTAL ANUAL (US$)	**41,325,650.49**
Pago de Intereses y Comisiones Bancarias	**2,211,088.88**
SUB - TOTAL ANUAL (US$)	**43,536,739.37**
Demanda Proyectada 2019 (MWh)	**4,669,748**
Costo Medio de Transmisión 2019 US$/MWh	**9.323145**

* **Índice de actualización (IPM /IPC) = 1.00**
** **Ampliaciones: i) ENATREL $ 65,960,487.13**

1.4.- Obras período 2019 - 2022

Las obras programadas a entrar en operación el período 2019 - 2022 no entran en el cálculo de la tarifa de peaje del año 2019. 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. El costo de estas obras asciende a la cantidad de $ 162.04 millones de dólares.

Tabla 1.4.- Obras periodo 2019-2022

No.	Nombre del Proyecto	NUEVA SE	MVA a Instalar	Km de Linea	Financiamiento Local (kUS$)	Financiamiento Externo (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Año PROBABLE de Finalización	Fuente de Financiamiento
1	Construcción Subestación Yalí, Linea de Transmisión 138kV y Obras Conexas.	1	20	85	1244.1	18,902.9	20,147.0	2019	BEI-LAIF-ENATREL
2	Linea de Transmision Eléctrica en 138 Kv Siuna-Rosita-Bilwi y Obras Conexas.	2	30	208	8,662.0	25,259.2	33,921.1	2019	CARUNA-ENATREL
3	Construcción de Línea de Transmisión 230 kV San Benito – Los Brasiles (Obras Complementarias Anillo 230 kV)			14	405.0	5,080.1	5,485.1	2019	BID-ENATREL
4	Aumento de la Capacidad de la Línea Acahualinca –Managua				83.4	4,227.0	4,310.4	2019	BID-ENATREL
5	Adquisicion de Transformador Movil de 30 MVA 138kV/13.8kV/24.9				73.6	1,000.0	1,073.6	2019	BID-KEXIM-ENATREL
6	Construccion Subestacion San Juan del Sur, Linea de Transmisión 138 kV y Obras Conexas	1	25	15	2,533.0	7,071.5	9,604.5	2020	INDIA-ENATREL
7	Construcción Subestación La Dalia 138KV, Linea de Transmisión 138kV y Obras Conexas.	1	25	42.1	3,061.6	11,951.0	15,012.5	2020	BEI-ENATREL
8	Aumento de la Capacidad de Transmisión en las Líneas 230 kV				798.7	12,343.0	13,141.7	2020	BID-KEXIM-ENATREL
9	Aumento de la capacidad de transformación en las subestaciones San Benito, Catarina, Diriamba, Acahualinca y Ticuantepe II		160		764.0	8,480.4	9,244.3	2020	BID-KEXIM-ENATREL
10	Aumento de la Capacidad de Transformacion en las subestaciones Los Brasiles, Leon I y El Periodista		120		870.1	7,830.6	8,700.6	2021	BEI-ENATREL
11	Construcción Subestación Carlos Fonseca y Obras Conexas.	1	30	76	2,322.6	26,240.0	28,562.6	2021	INDIA-ENATREL
12	Construcción Subestación Waslala 138 KV y Obras Conexas	1	30	48.3	1,191.5	11,645.6	12,837.1	2021	BID-ENATREL
TOTAL		7	440	488	22,009	140,031	162,040		

***Inversión dada en miles de US $**

2.0 PROYECCIÓN DE DEMANDA DEL SIN

2.1 Demanda Histórica

En el año 2017 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 709.05 MW y una demanda de energía de 4,296.87 GWh, representando un crecimiento del 3.01 % en potencia y un 3.62 % en energía con respecto a los valores del año 2016.

El promedio del crecimiento anual de la demanda histórica desde el año 2007 hasta el año 2017 ha sido del 3.51 % para la potencia y 3.62 % para la energía.

Tabla 2.1 Demanda Histórica* 2007 -2017

DEMANDA HISTORICA SIN (2007-2017)					
AÑO	POTENCIA	CRECIMIENTO	ENERGIA	CRECIMIENTO	
	MW	%	(GWH)	%	fc
2007	505.2	-	3,126.98	-	0.71
2008	510.8	1.11	3,067.68	-1.90	0.69
2009	524.5	2.68	3,121.69	1.76	0.68
2010	538.9	2.75	3,289.53	5.38	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	4,296.58	0.00	0.69
PROMEDIO		**3.51**		**3.62**	

* 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 2018 - 2032 se presenta en la tabla 2.2.

Estos valores corresponden a la proyección de demanda del Ministerio de Energía y Minas del mes de febrero 2018, para el escenario de demanda media.

Tabla 2.2 Proyección de la demanda del SIN (2017-2027)

PROYECCION DE LA DEMANDA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL ESCENARIO DEMANDA MEDIA DEL SIN				
AÑO	**POTENCIA potencia**	**CREC. %**	**ENERGIA energia**	**CREC. %**
2018	733.44	3.24	4,555.22	4.02
2019	763.59	4.11	4,747.19	4.21
2020	795.75	4.21	4,952.00	4.31
2021	829.76	4.27	5,168.75	4.38
2022	865.70	4.33	5,397.96	4.43
2023	903.66	4.39	5,640.25	4.49
2024	943.76	4.44	5,896.30	4.54
2025	986.09	4.49	6,166.87	4.59
2026	1,030.79	4.53	6,452.78	4.64
2027	1,077.98	4.58	6,754.91	4.68
2028	1,127.83	4.62	7,074.23	4.73
2029	1,180.47	4.67	7,411.75	4.77
2030	1,232.89	4.44	7,744.26	4.49
2031	1,300.03	5.45	8,166.01	5.45
2032	1,371.01	5.46	8,611.87	5.46
Promedio		**4.40**		**4.71**

*Fuente MEM febrero 2018

2.3 Proyección de la demanda máxima por subestaciones

A partir de las demandas máximas reales del año 2017 de cada subestación y tomando los porcentajes de crecimiento de la demanda proyectada a nivel global por 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
Proyección de Demanda Máxima (No Coincidente)
Por Subestaciones

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA NO COINCIDENTE (MW)												
	AÑO	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	SUBESTACION	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1	ACAHUALINCA	21.3	22.0	22.9	23.9	24.9	26.0	27.1	20.8	21.7	22.7	23.8
2	ACOYAPA	5.3	5.5	5.7	5.9	4.2	4.4	4.6	4.8	5.0	5.2	5.4
3	**SANTO DOMINGO 2**					**2.0**	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6
4	ALTAMIRA BARRA I STR	26.4	27.3	28.4	29.6	30.8	32.2	33.6	35.1	36.6	38.3	40.1
5	ALTAMIRA BARRA II ABB	24.2	25.0	26.0	27.1	28.3	29.5	21.6	22.6	23.6	24.6	21.0
6	AMERRISQUE	10.1	10.4	10.9	11.3	11.8	12.3	12.8	13.4	14.0	14.7	15.3
7	ASOSOSCA	9.6	9.9	10.3	10.8	11.2	11.7	12.2	12.8	13.3	13.9	14.6
8	ASTURIAS	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
9	ASTURIAS II	4.4	4.5	4.7	4.9	5.1	5.4	5.6	3.3	3.5	3.7	3.8
10	BATAHOLA I	21.7	22.4	23.3	24.3	25.3	26.4	27.6	28.8	30.1	31.5	32.9
11	BATAHOLA II	12.6	13.0	13.5	14.1	14.7	15.4	16.0	16.7	17.5	18.3	19.1
12	BENJAMIN ZELEDON	21.8	22.5	23.4	15.4	16.1	16.8	17.5	18.3	19.1	20.0	17.3
13	BLUEFIELDS	6.3	6.6	6.8	7.1	7.4	7.7	8.1	5.9	6.1	6.4	6.7
14									**2.6**	2.7	2.8	2.9
15	BOACO	8.2	8.5	8.8	9.2	9.6	10.0	10.4	10.9	10.4	8.1	8.4
16	**SANTA VICTORIA**									**1.0**	1.0	1.1
17	CENTROAMERICA	12.4	12.8	8.7	9.1	9.5						
18	**JINOTEGA**						**9.9**	10.3	8.3	8.7	9.1	9.5
19	**PANTASMA**								**5.0**	5.2	5.5	5.7
20	CHICHIGALPA	8.1	8.4	8.7	9.1	9.5	9.9	10.3	10.8	11.2	11.8	12.3
21	CHINANDEGA	19.6	20.2	21.1	22.0	22.9	23.9	24.9	26.0	27.2	28.4	29.7
22	CORINTO	3.2	3.3	3.4	3.6	3.7	3.9	4.1	4.3	4.4	4.6	4.9
23	COROCITO	4.0	4.1	4.3	4.5	4.7	4.9	5.1	5.3	5.6	5.8	6.1
24	CHE GUEVARA 9	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
25	DIRIAMBA	13.0	13.4	14.0	14.6	15.2	15.8	16.5	17.3	18.0	18.9	19.7
26	EL PERIODISTA 1	21.1	21.8	22.7	23.6	24.6	25.7	26.8	28.0	29.3	30.6	32.0
27	EL PERIODISTA 2	20.5	21.2	22.0	23.0	23.9	20.9	21.8	22.7	23.8	24.8	26.0
28	EL TUMA	6.1	6.3	6.6								
29	**LA DALIA**				**6.6**	6.4	6.7	6.9	7.3	7.6	7.9	8.3
30	**WASLALA**					**0.5**	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6
31	EL VIEJO	15.5	16.0	16.7	17.4	18.1	18.9	19.7	18.8	19.6	20.5	21.5
32	**JIQUILILLO**								**1.8**	1.9	2.0	2.1
33	ENACAL I	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7
34	ENACAL II	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
35	LA ESPERANZA	3.8	3.9	4.1	4.3	4.4	4.6	4.8	3.5	3.6	3.8	4.0
36	**EL TORTUGUERO**								**1.6**	1.6	1.7	1.8
37	ESTELI	14.3	14.5	14.4	15.0	15.7	16.4	17.1	17.8	18.6	19.5	20.4
38	LA GATEADA	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0	3.2	3.3	3.5	3.6	3.8
39	GRANADA.	20.7	21.4	22.2	19.6	20.4	21.3	22.2	23.2	24.3	25.4	26.5
40	LAS COLINAS	17.4	18.0	18.7	19.5	20.3	21.2	17.2	17.9	18.8	19.6	20.5
41	LAS BANDERAS	8.8	9.1	9.5	9.9	10.3	10.7	11.2	11.7	12.2	8.6	9.0
42	**MALACATOYA**										**7.0**	7.3
43	LOS BRASILES I	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3
44	LOS BRASILES II	24.5	25.3	26.3	27.4	28.6	29.9	21.2	22.1	23.1	24.1	25.2
45	**MATEARE II**							**10.0**	10.4	10.9	11.4	11.9
46	LEON I	21.6	22.3	23.2	24.2	25.2	26.3	27.5	28.7	30.0	31.3	32.8
47	LEON II	11.3	11.7	12.1	12.7	13.2	13.8	14.4	15.0	15.7	16.4	17.1
48	EL CARMEN	5.8	6.0	6.2	6.5	6.8	7.1	7.4	7.7	8.1	8.4	8.8
49	GUANACASTILLO	3.0	3.1	3.2	3.4	3.5	3.7	3.8	4.0	4.2	4.4	4.6
50	**AEROPUERTO**				**17.1**	17.8	18.6	19.4	20.3	21.2	22.2	23.2
51	**CENTRAL**						**11.8**	12.3	12.9	13.4	14.1	14.7
52	**SANTO DOMINGO 1**							**14.1**	14.8	15.4	16.1	16.9

Fuente: ENATREL

Tabla 2.3 (continuación)

Proyección de La Demanda Máxima (No Coincidente) Por Subestaciones

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA NO COINCIDENTE (MW)												
	AÑO	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	SUBESTACION	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
53	LA PAZ CENTRO	4.5	4.6	4.8	5.0	5.3	5.5	5.7	6.0	6.2	6.5	6.8
54	LA VIRGEN	6.2	6.4	6.7	6.9	7.2	7.6	7.9	8.2	8.6	9.0	9.4
55	MALPAISILLO	6.0	6.2	6.4	6.7	7.0	7.3	7.6	8.0	8.3	8.7	9.1
56	MASATEPE	15.6	16.1	16.8	12.1	12.6	13.1	13.7	14.3	15.0	15.6	16.4
57	MATAGALPA	10.0	10.3	10.7	11.2	11.7	12.2	12.7	13.3	13.9	14.5	15.2
58	MATIGUAS	3.8	3.9	4.1	4.3	4.4	4.6	4.8	5.0	5.3	5.5	5.8
59	MANAGUA I	13.5	13.9	14.5	15.1	15.8	16.5	17.2	17.9	18.7	19.6	20.5
60	MANAGUA II	23.1	23.8	24.8	25.9	27.0	20.5	21.4	14.8	15.5	16.2	16.9
61	MINA EL LIMON	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
62	MONTE FRESCO	6.9	7.1	7.4	7.7							
63	**CARLOS FONSECA**					**8.1**	8.4	8.8	9.2	9.6	10.0	10.5
64	MULUKUKU	2.1	2.2	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.8	2.9	2.4	2.5
65	**EL AYOTE**										**0.6**	0.6
66	NAGAROTE	3.9	4.0	4.2	4.4	4.6	4.8	5.0	5.2	5.4	5.7	5.9
67	NANDAIME	7.4	7.6	8.0	8.3	8.6	9.0	9.4	9.8	10.3	10.7	11.2
68	ORIENTAL I	22.4	23.1	24.1	14.8	15.5	16.1	16.8	17.6	18.4	19.2	20.1
69	ORIENTAL II	28.4	29.3	30.5	31.8	33.2	34.6	36.1	37.7	39.4	41.2	43.1
70	PUNTA HUETE	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1
71	RIVAS	22.8	23.5	24.5	12.8	13.4	14.0	14.6	15.2	15.9	16.6	17.4
72	**SAN JUAN DEL SUR**				**5.6**	5.8	6.1	6.4	6.6	6.9	7.3	7.6
73	**TOLA**				**7.1**	7.4	7.7	8.1	8.4	8.8	9.2	9.6
74	SAN BENITO	12.3	12.7	13.2	13.8	14.4	15.0	15.6	16.3	17.1	17.8	18.7
75	SAN RAMON	4.9	5.1	5.3	5.5	5.7	6.0	6.2	6.5	6.8	7.1	7.4
76	SÉBACO	18.6	19.2	20.0	20.8	21.7	22.7	23.7	24.7	25.8	27.0	28.2
77	SAN MIGUELITO	3.8	3.9	4.1	4.3	4.4	4.6	4.8	5.0	5.3	5.5	5.8
78	**SAN CARLOS**											
79	SAN RAFAEL DEL SUR	10.4	10.7	11.2	11.6	12.1	12.7	13.2	13.8	14.4	15.1	15.8
80	SANTA CLARA	9.1	6.4	6.7	7.0	7.3	7.6	7.9	8.3	8.6	9.0	9.4
81	**OCOTAL**		**5.9**	6.2	6.4	6.7	7.0	7.3	7.6	8.0	8.3	8.7
82	SIUNA	6.8	7.0	6.8	7.1	7.4	7.7	8.1	8.4	8.8	9.2	9.6
83	**ROSITA**			**0.5**	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7
84	**BILWI**			**6.3**	6.5	6.8	7.1	7.4	7.7	8.1	7.5	7.8
85	**WASPÁM**										**1.0**	1.0
86	**AWASTINGNI**											
87	TICUANTEPE I	11.2	11.6	12.0	12.5	13.1	13.6	14.2	14.9	15.5	16.3	17.0
88	TICUANTEPE II	4.3	4.4	4.6	4.8	5.0	5.2	5.5	5.7	6.0	6.2	6.5
89	PORTEZUELO	24.2	25.0	26.0	27.1	28.3	29.5	30.8	32.1	33.6	35.1	36.7
90	TIPITAPA	29.4	30.4	31.6	26.1	27.2	28.4	29.6	30.9	32.3	33.8	31.7
91	VILLANUEVA	10.5	8.1	8.4	8.7	9.1	9.5	9.9	10.4	10.8	11.3	11.8
92	INDEX	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
93	YALAGUINA	15.0	12.5	12.1	12.6	13.2	13.7	14.3	15.0	15.7	16.4	17.1
94	**CUSMAPA**											
95	EL MOJON	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
96	CANAL-CEMEX	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
97	HOLCIM	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
98	TRITON MINERA	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
99	**TERRABONA**	**0.8**	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2
100	**EL SAUCE**		**3.1**	3.2	3.4	3.5	3.7	3.8	4.0	4.2	4.4	4.6
101	**YALI**			**6.1**	6.4	6.6	6.9	7.2	7.5	7.9	8.2	8.6
102	**CATARINA**				**18.0**	18.8	19.6	20.4	21.3	22.3	23.3	24.4
103	**METROPOLITANA**								**15.0**	15.7	16.4	17.1
104	**SABANA GRANDE**											**12.0**

Fuente: ENATREL

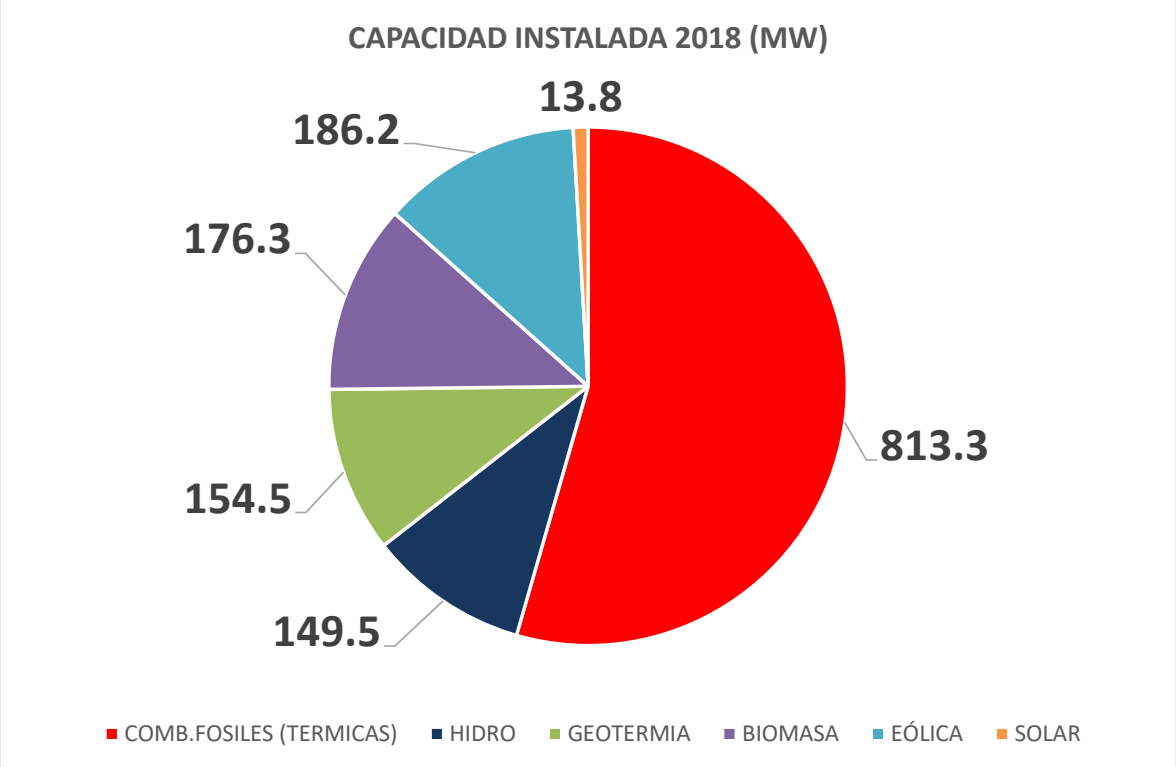
3.0 EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL Y EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

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 mayo del 2018 el SIN contaba con una capacidad instalada en generación de 1,493.55 MW, de la cual 680.25 MW son renovable y 813.3 no renovable. En el año 2017 entró en servicio la central fotovoltaica Solaris de 12 MWp.

Grafico 3.1 Capacidad Instalada por tipo de fuente *



***Fuente CNDC. Datos al mes de mayo del 2018.**

El SIN cuenta con una capacidad instalada de Potencia de 1,493.55 MW desglosada en los siguientes tipos de Tecnología; Hidroeléctrica, Geotérmica, Turbina de Vapor, Motor de Combustión Interna, Turbina a Gas, Biomasa, Eólica y Solar Fotovoltaica.

Tabla 3.1 Sistema de Generación del SIN*

TIPO	CAPACIDAD		PORCENTAJE
TIPO DE FUENTE	INSTALADA	EFECTIVA	
TERMICA	813.3	749.5	54%
HIDRO	149.5	138.7	10%
GEOTERMIA	154.5	88.0	10%
BIOMASA	176.3	90.0	12%
EÓLICA	186.2	186.2	12%
SOLAR	13.8	13.0	1%
TOTAL	**1493.6**	**1265.4**	
RENOVABLE (%)	680.25	515.95	45.55%
NO RENOVABLE (%)	813.30	749.47	54.45%

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 mayo del año 2018, el Sistema Nacional de Transmisión está constituido por 2,694.6 km de líneas, de los cuales 2,307.8 km pertenecen a ENATREL y 386.8 km a 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* km de línea de transmisión instalados en Nicaragua

LINEAS AÑO 2018			
Tensión	Total	ENATREL	OTROS
kV	km	km	km
230	773	462	311
138	1361	1319	42
69	644	610	34
Total	**2778.3**	**2391.4**	**386.8**

*Nota: Datos propios de ENATREL al mes de marzo del 2018 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 la línea propiedad de la EPR en 230 kV.

La interconexión entre los centros de generación y los centros de carga se hace por medio de 96 subestaciones desglosadas según la función que desempeñan de la siguiente manera:

Tabla 3.2.1.1 Subestaciones Instaladas y Capacidad de MVA instalado en el SIN

	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**

* Datos propios de ENATREL actualizados al mes de marzo del 2018

El SIN cuenta con una capacidad instalada de 4913 MVA en capacidad transformación, con 96 subestaciones de las cuales 75 pertenecen a ENATREL y 21 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, SON LAS SIGUIENTES:

Pérdidas Netas del Sistema de Transmisión 2007- 2017

AÑO	Energia Inyectada Anual (MWh)	Energia Extraida Anual (MWh)	Perdidas MWh	% de Perdida Promedio Anual
2007	2,938,562.15	2,867,141.33	71,420.82	**2.43**
2008	3,042,338.03	2,972,768.85	69,569.18	**2.29**
2009	3,100,324.10	3,040,030.28	60,293.82	**1.94**
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**
TOTAL	**40,543,982.25**	**39,620,613.36**	**1,150,610.69**	**2.84**

* Datos actualizados al mes de Diciembre del 2017

Las pérdidas del Sistema de Transmisión del 2007 al 2017 son del 2.84 % de la energía inyectada.

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.

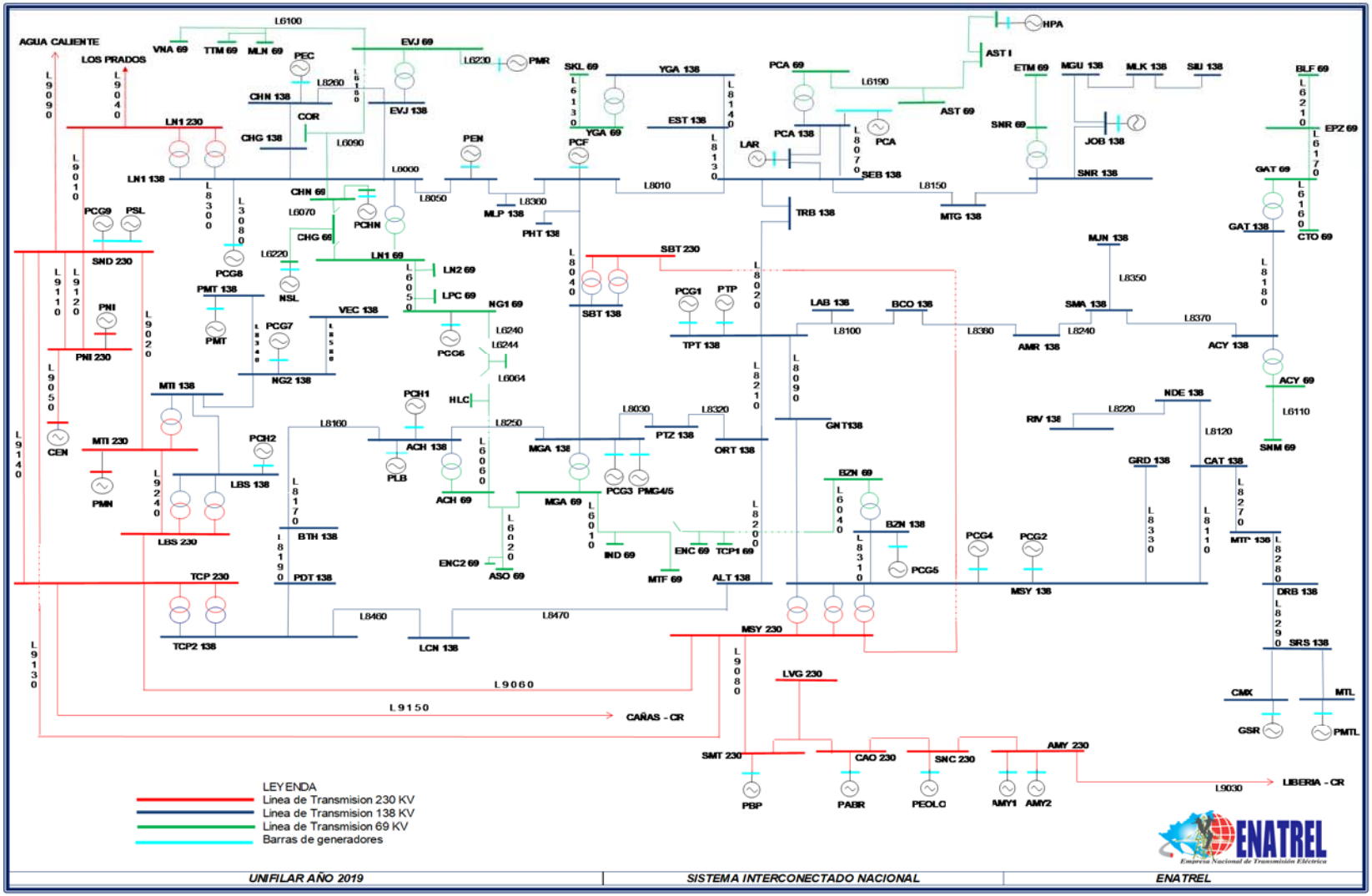
3.3 Cobertura del SNT

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.

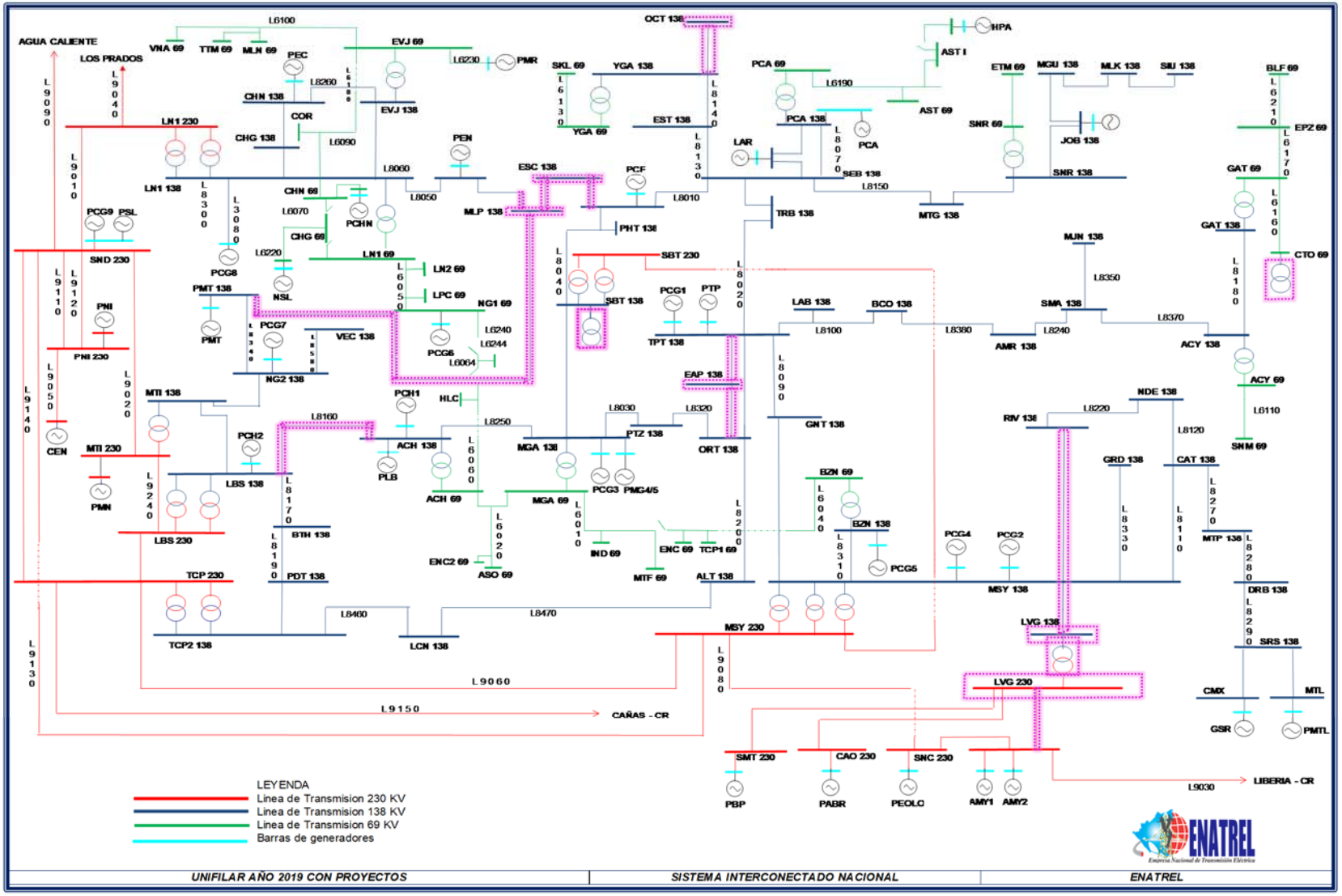
En el siguiente mapa de Nicaragua se muestra la cobertura del Sistema Nacional de Transmisión, las plantas generadoras, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión para los 3 niveles de tensión existentes en el SIN, 69, 138 y 230 kV.

Figura 3.3: Mapa de Nicaragua con EL Sistema Nacional de Transmisión (SNT).

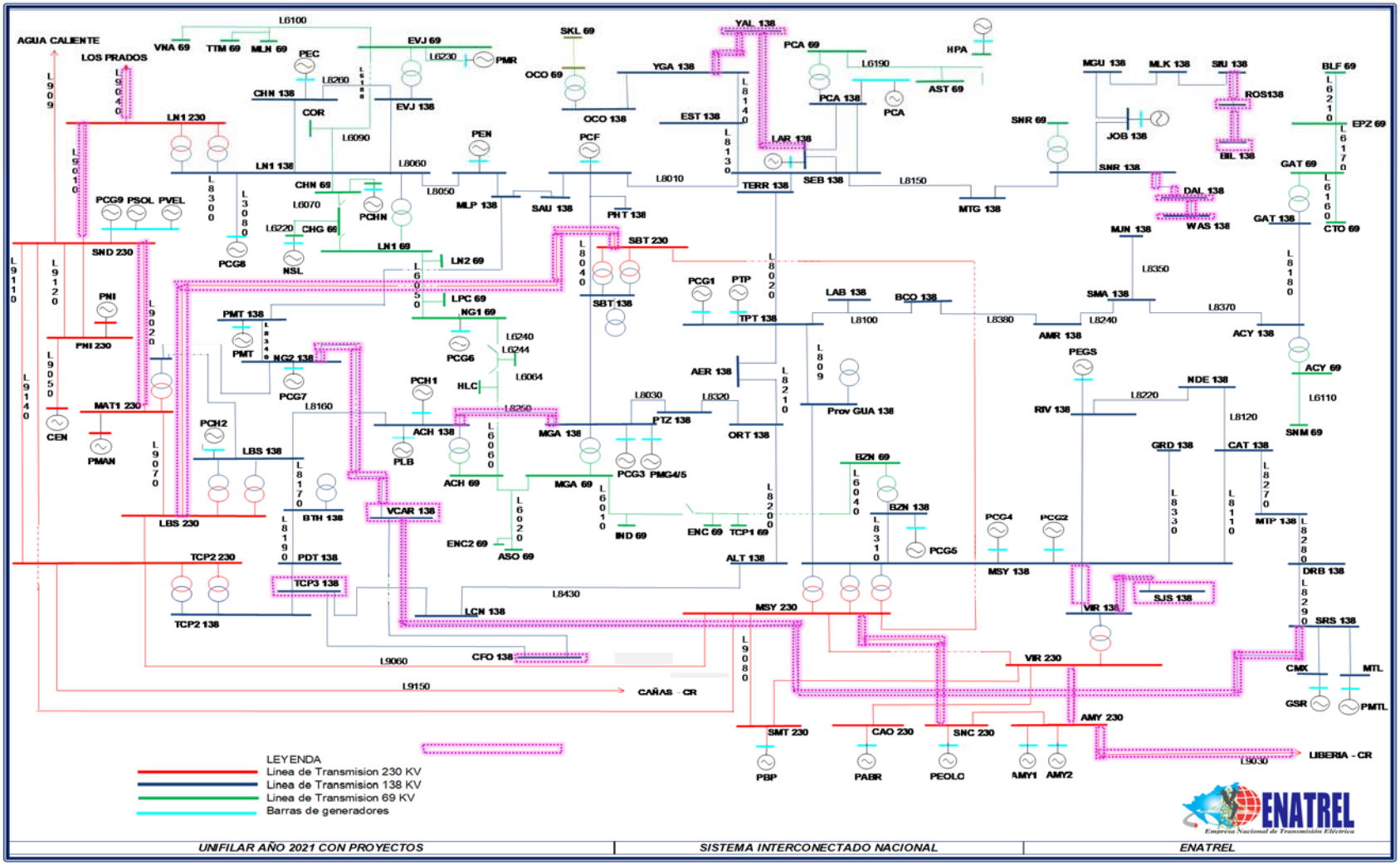
3.4. Diagrama unifilar del SIN año 2018 (sin obras)



3.5 Diagrama unifilar del SIN año 2018 (con nuevas obras)



3.6 Diagrama unifilar del SIN año 2022 (con nuevas obras 2018-2022)



3.7 Nomenclatura de Subestaciones y Plantas del SIN.

Nº	Código	Subestación	Nº	Código	Subestación
1	ABR	Alba Rivas	55	NSL	Nicaragua Sugar Limited (Planta Ingenio San Antonio)
2	ACH	Acahualinca	56	OCT	Ocotal
3	ACY	Acoyapa	57	ORT	Oriental
4	ALT	Altamira	58	PALBA	Planta Alba Motores
5	AMR	Amerrisque	59	PAR	Planta Alba Rivas
6	AMY	Planta Eolica Amayo	60	PBP	Planta Blue Power
7	ASO	Asososca	61	PCA	Planta Centro America
8	AST	Asturias	62	PCAS	Planta Casitas
9	BLW	Bilwi	63	PEGS	Planta Egersa (Casur)
10	BCO	Boaco	64	PVEL	Planta EL Velero
11	BLF	Bluefields	65	PCG 1-9	Plantas Che Guevara (Albanisa)
12	BTH	Batahola	66	PDT	El Periodista
13	BZN	Benjamin Zeledon	67	PEC	Planta Energetica Corinto (AEI)
14	CAR	Villa El Carmen	68	PEOLO	Planta Eolo
15	CAT	Catarina	69	PEN	Polarys Energy Nic.(Planta San Jacinto)
16	CEN	Planta Amtels	70	PHCF-1-2	Planta Hugo Chávez 1 y 2
17	CHG	Chichigalpa	71	PHT	Punta Huete
18	CHN	Chinanadega	72	PABR	Planta Alba Rivas
19	CMX	Canal (CEMEX)	73	PLB	Planta Las Brisas (Gecsa)
20	COR	Corinto	74	PMR	Planta Ingenio Monte Rosa
21	CTO	Corocito	75	PMT	Planta Momotombo
22	DRB	Diriamba	76	PMTL	Planta Montelimar
23	ENC	Enacal	77	PMAN	Planta Man
24	ENC-2	Enacal 2 (Kyoto)	78	PNI	Planta Nicaragua (Geosa)
25	EAP	El Aeropuerto	79	PCF	Planta Carlos Fonseca
26	EPZ	Esperanza	80	PTPC	Planta Tipitapa Power
27	ESC	El Sauce	81	PTM	Planta Pantasma (Hidropantasma)
28	ELC	El Cua	82	PSOL	Planta Solaris
29	EST	Estelí	83	PTZ	Portezuelo
30	ETM	El Tuma	84	RIV	Rivas
31	EVJ	El Viejo	85	ROS	Rosita
32	JOB	El Jobo	86	SBT	San Benito
33	GAT	La Gateada	87	SEB	Sebaco
34	GRD	Granada	88	SJS	San Juan del Sur
35	GUA	Guanacastillo	89	SIU	Siuna
36	HLC	Holcim	90	SKL	Santa clara
37	LAB	Las Banderas	91	SMA	Santa Maria
38	LAR	Larreynaga	92	SMT	San Martin
39	LBS	Los Brasiles	93	SNC	San Carlos
40	LCN	Las Colinas	94	SND	Sandino
41	LDA	La Dalia	95	SNM	San Miguelito
42	LN-I	León - I	96	SRM	San Ramon
43	LN-II	León - II	97	SJS	San Juan del Sur
44	LPC	La Paz Centro	98	SRS	San Rafael del Sur
45	MGA	Managua	99	TEB	Terrabona
46	MGU	Matiguas	100	TCP	Ticuantepe
47	MLP	Malpaisillo	101	TCP-2	Ticuantepe-2
48	MLN	Mina El Limón	102	TPT	Tipitapa
49	MSY	Masaya	103	TTM	Triton Minera
50	MTG	Matagalpa	104	VIR	La Virgen
51	MTF	Monte Fresco	105	VNA	Villa Nueva
52	MTP	Masatepe	106	YGA	Yalagüina
53	NDE	Nandaime	107	IND	Zona Franca Index
54	NGA	Nagarote	108	WAS	Waslala

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 debe presentar 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 2016 – 2030, el plan de Transmisión solo considera 10 años por lo que se presenta el periodo 2016 -2026 y propone la adición de 981 MW de los cuales, 466 MW son proyectos hidroeléctricos, 103 MW eólicos, 140 MW térmicos, 138 MW Biomasa, 74 MW solar fotovoltaico y 60 MW Geotérmicos.

Tabla 4.1 Plan Indicativo de Generación (MEM)*

PROYECTOS	Fuente	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL FUENTE 2016-2030
Alba Motor (140 MW)	Térmico	140														440
GNL-300MW (100 Export.)							300									
CASUR (Ingenio)	Biomasa		24													138
Montelimar																
Biomasa 3					30											
Biomasa 4							25.5									
Biomasa 5										28.5						
Biomasa 6														30		
El Velero	Solar - FV	12														74
Solar 2			12													
Solar 3				12												
Solar 4					12											
Solar 5											26					
Alba Rivas II	Eólico		40	23												143
Eólico 2											40					
Eólico 3													40			
Geotérmico 1	Geotérmico							35								135
Geotérmico 2										25				25		
Geotérmico 6												25			25	
Hidro 2						100										271
Hidro 3												150				
Hidro 4								21								
Hidro 6									22							22
TOTAL		152	76	35	42	100	326	56	22	54	66	175	40	55	25	1223

* Fuente Plan Indicativo de Generación MEM, febrero 2017.

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 5.1 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 2018

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 2018, con la información de los alcances de los trabajos realizados, costos, cronograma de ejecución, fuentes de financiamientos, diagramas unifilares y demás información técnica del proyecto, para su reconocimiento en el peaje de transmisión del año 2019.

A continuación, se presentan un resumen de las ampliaciones del SNT del año 2018:

Descripción	Alcances		Financiamiento Local (kUS$)	Financiamiento Externo (kUS$)	Inversión Total (kUS$)
	MVA a Instalar	Km de Linea			
OBRAS MENORES A U$ 500MIL 2018 POR INICIATIVA DE ENATREL	0	0	15.5	294.4	309.9
OBRAS MAYORES A U$ 500MIL 2018 POR INICIATIVA DE ENATREL	140.0	117.2	9723.3	55927.3	65650.6
TOTAL OBRAS POR INICIATIVA DE ENATREL	140	117	9,739	56,222	65,960

***Inversión en Miles de U$**

- **Ampliaciones Menores a 500mil del Sistema Nacional de Transmisión realizadas por ENATREL.**

En el 2018 entrará 1 proyecto, el que suma una inversión total de 309.9 millones de dólares financiados con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y con Fondos Propios.

Ampliaciones del SNT menores a 500 Mil por Iniciativa de ENATREL

No.	Nombre	Descripción	Alcances		Moneda Local (kUS$)	Moneda Externa (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Fuente
			MVA	Km				
1	Ampliación de Capacidad de la Linea Los Brasiles - Acahualinca 138kV	Cambio de Conductor Dove ACSR por Dove ACSS TW en la linea Los Brasiles - Acahualinca			15.5	294.4	309.9	ENATREL-BID
OBRAS MENORES A U$ 500MIL 2018 POR INICIATIVA DE ENATREL			**0**		**15.5**	**294.4**	**309.9**	

***Inversión en Miles de U$**

- **Ampliaciones Mayores a 500 Mil del Sistema Nacional de Transmisión realizadas por ENATREL.**

En el año 2018, se finalizará la construcción de 117km de líneas de transmisión y la instalación de 6 transformadores que suman una capacidad de 140MVA. Dichas obras representan una inversión de 64.748 Millones de dólares financiados con el Banco de Exportación e Importación de Corea (Kexim Bank), Banco Europeo de Inversiones (BEI), Fondo para Inversión en América Latina (LAIF) y con fondos propios de ENATREL.

Ampliaciones del SNT mayores a 500 Mil por Iniciativa de ENATREL

No.	Nombre del Proyecto	Descripción	Alcances		Moneda Local (kUS$)	Moneda Externa (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Fuente
			MVA	Km				
1	Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Corocito	Reemplazo del transformador de potencia existente de 6.25MVA por uno de 15MVA 138/24.9kV.	15		805.8		805.8	ENATREL
2	Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación San Benito	Instalación de un transformador de potencia de 25MVA 138/13.8kV, bahía de transformación y 3 celdas de distribución.	25		1,732.6		1,732.6	ENATREL

No.	Nombre del Proyecto	Descripción	Alcances		Moneda Local (kUS$)	Moneda Externa (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Fuente
			MVA	Km				
3	Construcción Nueva Subestación Ocotal, Línea de Transmisión 138kV y Obras Conexas	Construcción de una nueva subestación 138/24.9kV equipada con un transformador de 15/20 MVA. El proyecto incluye la construcción de 22 km de línea en 138 kV, simple circuito, desde la SE Yalaguina hasta la nueva SE Ocotal.	20	22	1,081.3	12,971.1	14,052.4	KEXIM BANK-ENATREL
4	Construcción Nueva Subestación El Sauce, Línea de Transmisión 138kV y Obras Conexas	Construcción de una nueva subestación 138/24.9kV equipada con un transformador de 15/20 MVA. El proyecto incluye la construcción de 30 km de línea en 138 kV doble circuito.	20	30	1,093.6	10,636.6	11,730.2	KEXIM BANK-ENATREL
5	Subestación Malpaisillo: Refuerzos para la Conexión de Proyectos Geotérmicos	Reubicación, Modernización y Ampliación de la SE Malpaisillo a doble barra, equipada con 3 bahías de línea y un trafo de 20MVA. Además se construirá 33 km de línea en 138kV.	20	33	1,514.8	14,365.8	15,880.5	BEI-LAIF-ENATREL
6	Construcción Nueva Subestación El Aeropuerto, Línea de Transmisión 138kV y Obras Conexas	Construcción de Nueva Subestación Aeropuerto y construcción de 2.5 km de línea en 138kV, doble terna.	40	2.5	2,906.7	2,928.5	5,835.2	KEXIM BANK-ENATREL
7	Refuerzos para la Conexión de Proyectos Eólicos	Construcción de la SE La Virgen 230/138kV, en esquema de interruptor y medio, con 2 bahías de líneas en 230kV y 1 Bahía en 138kV. Construcción de 29.7KM de línea para conectar la SE La Virgen a las Subestaciones Amayo y Rivas. El proyecto incluye una bahia de línea de 230kV en la SE Masaya y una bahía de línea de 138kV en SE Rivas		29.7	588.5	15,025.2	15,613.7	BEI-LAIF-ENATREL
OBRAS MAYORES A U$ 500MIL 2018 POR INICIATIVA DE ENATREL			**140.0**	**117.2**	**9,723.3**	**55,927.3**	**65,650.6**	

***Inversión en Miles de U$**

6.1 AMPLIACIONES DEL SNT POR INICIATIVA DE LA EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN, OBRAS MENORES DE 500 MIL DOLARES AÑO 2018

La Normativa de Transporte en el Capítulo 4.4.8 textualmente dice:

"Toda obra cuyo monto de construcción sea menor que US$500,000 dólares americanos no requerirán de la aprobación del INE. Dicho monto podrá ser modificado por el INE."

En base a lo indicado anteriormente, se presentan a continuación 1 obra que entrarán en operación a inicios del año 2019 y cuyo monto no excede los US$ 500,000 dólares americanos.

Obras Menores a US$500 mil por Iniciativa de ENATREL

No.	Nombre del Proyecto	Descripción	Alcances		Financiamiento Local (kUS$)	Financiamiento Externo (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Fuente
			MVA	Km de Línea				
1	Ampliación de Capacidad de la Línea Los Brasiles - Acahualinca 138kV	Cambio de Conductor Dove ACSR por Dove ACSS TW en la línea Los Brasiles - Acahualinca			15.5	294.4	309.9	ENATREL -BID
OBRAS MENORES A U$ 500MIL POR INICIATIVA DE ENATREL					**15.5**	**294.4**	**309.9**	

***Inversión dada en Miles de U$**

6.1.1.- Ampliación de capacidad de la línea los Brasiles - Acahualinca

6.1.1.1.- Introducción

El Banco Interamericano de Desarrollo viene impulsando desde hace varios años el Proyecto Sistema de Interconexión de los Países de la América Central (SIEPAC) dicho proyecto inicio su puesta en servicio en el año 2010 con el tramo Rio Claro (CR) - Veladero (PAN) y se encuentra operando en su totalidad desde octubre del 2014 que entro en operación el tramo Parrita-Palmar.

En los últimos años se ha venido desarrollando el establecimiento del Mercado Eléctrico Regional (MER) y se espera se pueda 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 que aún no han entrado en servicio.

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

6.1.1.2.- Objetivos del Proyecto

General

- Contribuir a garantizar transferencias de hasta 300MW por el Sistema Eléctrico de Nicaragua, incrementando la capacidad de las líneas Los Brasiles - Acahualinca para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo del Sistema establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

Específicos

- Cambiar el conductor existente en la línea de transmisión de 138Kv Los Brasiles – Acahualinca.

- Ampliar la capacidad de transporte en el anillo de Managua, para evitar sobrecargas ante situaciones de contingencias.

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

6.1.1.3.- Antecedentes

El proyecto SIEPAC ha contado con varios estudios desde el año 1987. Uno de estos estudios fue elaborado por consultores internacionales en los años 2003-2004, que estudiaron los refuerzos necesarios con que debe contar cada sistema de transmisión de los países de la América Central.

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 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

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

6.1.1.4.- Justificación

La infraestructura del SIEPAC, en conjunto con los 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 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 refuerzos en la red de transmisión de 138kV de Managua que aumenten la capacidad de transporte entre las subestaciones de Los Brasiles-Acahualinca y Acahualinca-Managua ya que en condiciones de contingencias se sobrepasa el límite térmico de esta línea. Esto obedece que cuando existe una contingencia en la línea Los Brasiles-Batahola el flujo sobrepasa los 134MW correspondientes al límite térmico de la línea existente entre Los Brasiles-Acahualinca-Managua.

Con transferencias de 300MW por el Sistema Eléctrico de Nicaragua este flujo se incrementa, por lo que se propone cambiar el conductor de la línea existente por DOVE ACSS/TW HTLS que son de baja flecha y alta temperatura (hasta 250 grados) el cual a 100 grados posee una ampacidad de aprox. 880A y a 150 grados de 1100 Amperios.

Este proyecto servirá además como refuerzo ante la entrada en operación de la generadora Planta MAN permitiéndole despachar toda su energía, con lo que se incrementará la confiabilidad del sistema de transporte para cumplir con los criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño mínimo establecidos en las normativas nacional y regional.

6.1.1.5.- Alcances

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

- 4.5km de tendido del conductor Dove ACSS HTLS TW, instalación de aisladores, herrajes y accesorios.
- Reubicación de 3 torres de la Línea Los Brasiles – Acahualinca.

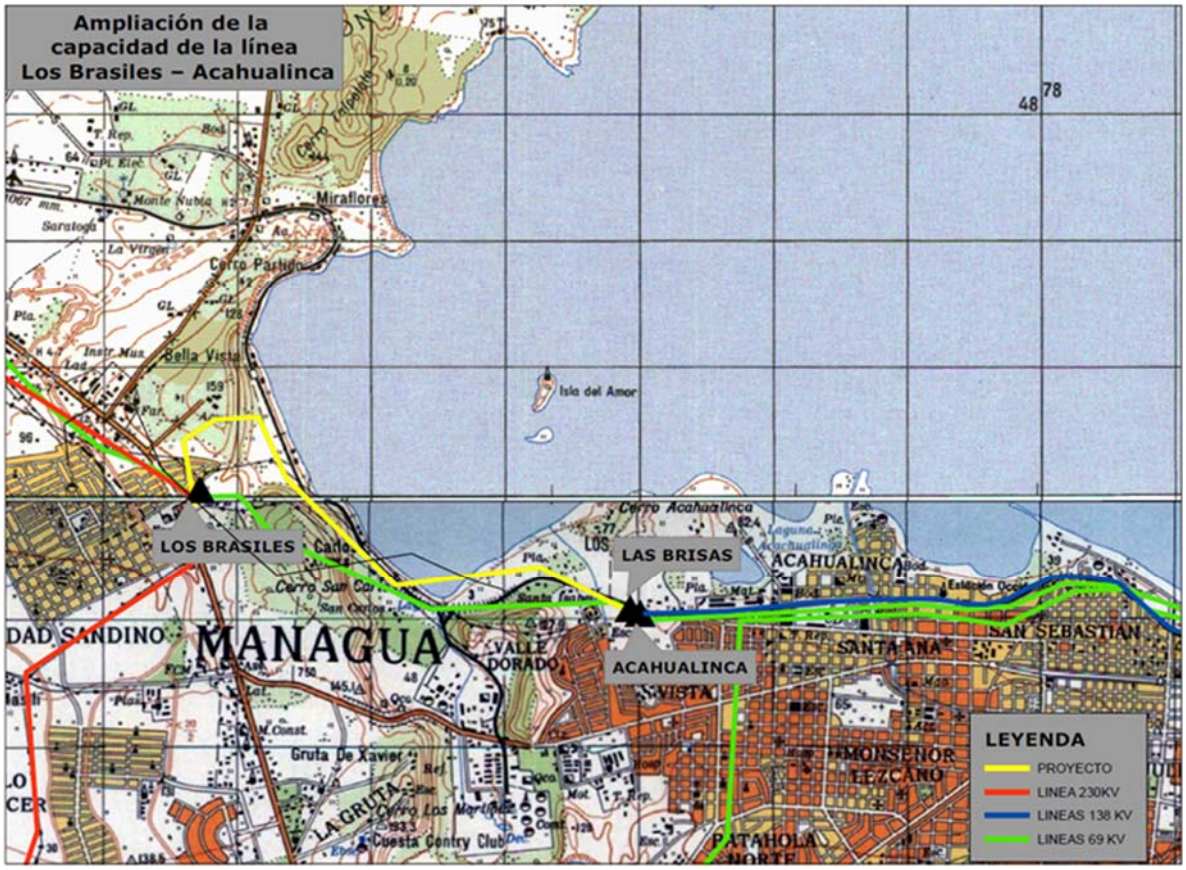
Se deberá realizar el desmontaje de 4.5km de conductor existente ACSR en la línea Los Brasiles – Acahualinca, así como traslado del material a los almacenes.

6.1.1.6.- Costo del Proyecto

La inversión del proyecto es de U$ 309.9 mil, de los cuales U$ 294.4 mil son financiados con fondos Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el restante U$ 15.5 mil con contrapartida local.

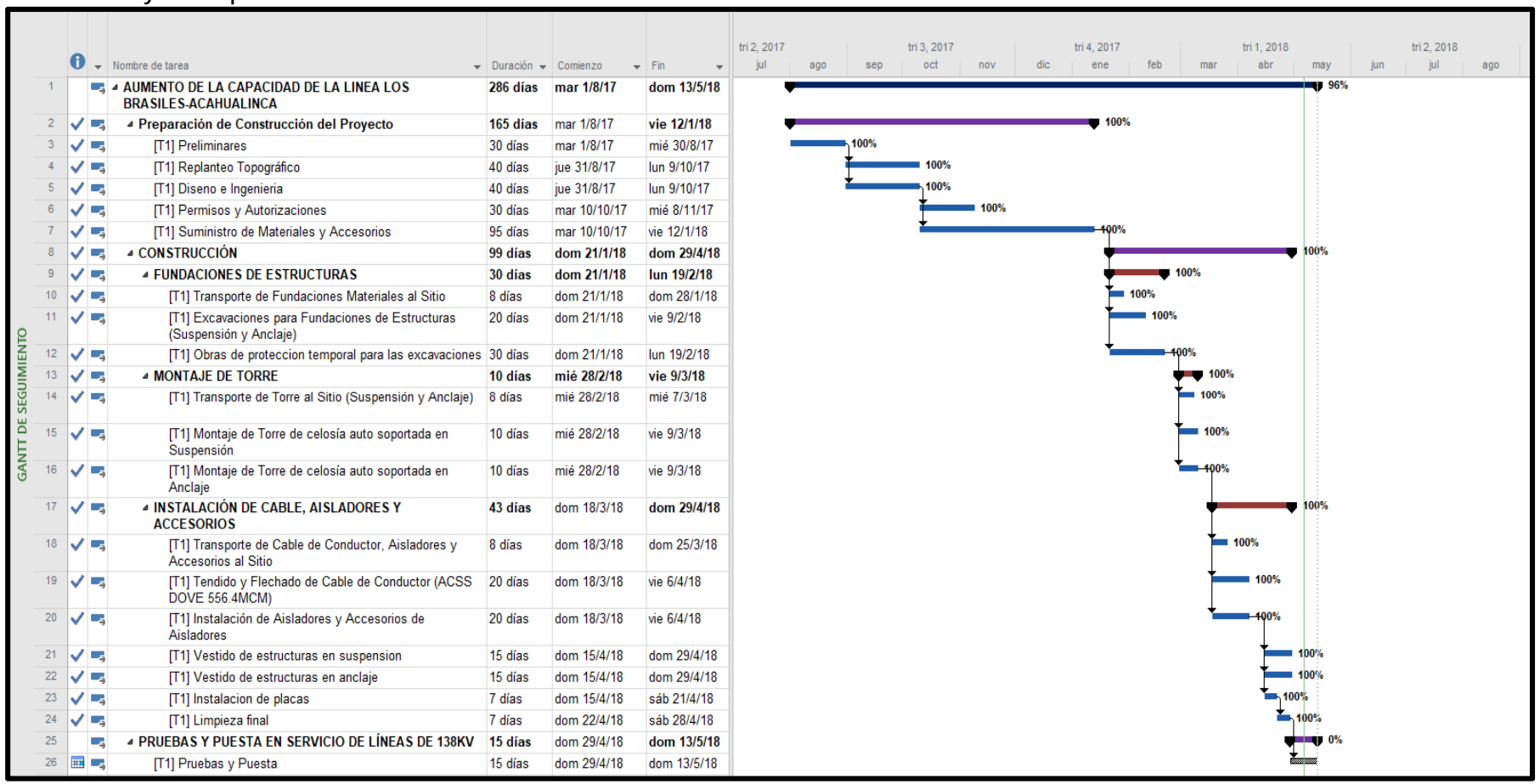
Línea	Descripción	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $
Desmontaje del conductor de las Lineas Los Brasiles - Acahualinca	Desmontaje y traslado del conductor existente Dove 556.5 ACSR en las lineas Los Brasiles-Acahualinca	4.5	$ 1,858	8,359
Linea Aerea Los Brasiles - Acahualinca	Tendido de conductor Dove ACSS HTLS TW, instalacion de aisladores, herrajes, accesorios y cambio de TC´s	4.5	$ 38,951	175,281
Reubicacion de 3 torres de la Linea Los Brasiles - Acahualinca	Reubicacion de 3 torres incluye el costo de 1 estructuras metalicas y postes de acero, obras civiles, herraje, aisladores, montaje y transporte	3	$ 42,095	126,285
			Total	**$ 309,925**

6.1.1.7.- Mapa de Localización



6.1.1.8.- Cronograma

Finalizado y en Operación



GANTT DE SEGUIMIENTO

	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
1	**AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE LA LINEA LOS BRASILES-ACAHUALINCA**	**286 días**	**mar 1/8/17**	**dom 13/5/18**
2	**Preparación de Construcción del Proyecto**	**165 días**	mar 1/8/17	**vie 12/1/18**
3	[T1] Preliminares	30 días	mar 1/8/17	mié 30/8/17
4	[T1] Replanteo Topográfico	40 días	jue 31/8/17	lun 9/10/17
5	[T1] Diseno e Ingenieria	40 días	jue 31/8/17	lun 9/10/17
6	[T1] Permisos y Autorizaciones	30 días	mar 10/10/17	mié 8/11/17
7	[T1] Suministro de Materiales y Accesorios	95 días	mar 10/10/17	vie 12/1/18
8	**CONSTRUCCIÓN**	**99 días**	**dom 21/1/18**	**dom 29/4/18**
9	**FUNDACIONES DE ESTRUCTURAS**	**30 días**	**dom 21/1/18**	**lun 19/2/18**
10	[T1] Transporte de Fundaciones Materiales al Sitio	8 días	dom 21/1/18	dom 28/1/18
11	[T1] Excavaciones para Fundaciones de Estructuras (Suspensión y Anclaje)	20 días	dom 21/1/18	vie 9/2/18
12	[T1] Obras de proteccion temporal para las excavaciones	30 días	dom 21/1/18	lun 19/2/18
13	**MONTAJE DE TORRE**	**10 días**	**mié 28/2/18**	**vie 9/3/18**
14	[T1] Transporte de Torre al Sitio (Suspensión y Anclaje)	8 días	mié 28/2/18	mié 7/3/18
15	[T1] Montaje de Torre de celosía auto soportada en Suspensión	10 días	mié 28/2/18	vie 9/3/18
16	[T1] Montaje de Torre de celosía auto soportada en Anclaje	10 días	mié 28/2/18	vie 9/3/18
17	**INSTALACIÓN DE CABLE, AISLADORES Y ACCESORIOS**	**43 días**	dom 18/3/18	**dom 29/4/18**
18	[T1] Transporte de Cable de Conductor, Aisladores y Accesorios al Sitio	8 días	dom 18/3/18	dom 25/3/18
19	[T1] Tendido y Flechado de Cable de Conductor (ACSS DOVE 556.4MCM)	20 días	dom 18/3/18	vie 6/4/18
20	[T1] Instalación de Aisladores y Accesorios de Aisladores	20 días	dom 18/3/18	vie 6/4/18
21	[T1] Vestido de estructuras en suspension	15 días	dom 15/4/18	dom 29/4/18
22	[T1] Vestido de estructuras en anclaje	15 días	dom 15/4/18	dom 29/4/18
23	[T1] Instalacion de placas	7 días	dom 15/4/18	sáb 21/4/18
24	[T1] Limpieza final	7 días	dom 22/4/18	sáb 28/4/18
25	**PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE LÍNEAS DE 138KV**	**15 días**	dom 29/4/18	**dom 13/5/18**
26	[T1] Pruebas y Puesta	15 días	dom 29/4/18	dom 13/5/18

6.2 AMPLIACIONES DEL SNT POR INICIATIVA DE LA EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN, OBRAS MAYORES DE 500 MIL DOLARES AÑO 2018

A continuación, se presentan las obras que finalizaran en el año 2018 y que estarán en operación al primero de enero del 2019, las cuales han sido desarrolladas por iniciativa de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, y cuyo monto excede los US $ 500,000 dólares americanos.

Tabla 6.1 Obras Mayores a 500 mil dólares

No.	Nombre del Proyecto	Descripción	Alcances		Moneda Local (kUS$)	Moneda Externa (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Fuente
			MVA	Km				
1	Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Corocito	Reemplazo del transformador de potencia existente de 6.25MVA por uno de 15MVA 69/24.9kV.	15		805.8		805.8	ENATREL
2	Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación San Benito	Instalación de un transformador de potencia de 25MVA 138/13.8kV, bahía de transformación y 3 celdas de distribución	25		1,732.6		1,732.6	ENATREL
3	Construcción Nueva Subestación Ocotal, Línea de Transmisión 138kV y Obras Conexas	Construcción de una nueva subestación 138/24.9kV equipada con un transformador de 15/20 MVA. El proyecto incluye la construcción de 22 km de línea en 138 kV, simple circuito, desde la SE Yalaguina hasta la nueva SE Ocotal.	20	22	1,081.3	12,971.1	14,052.4	KEXIM BANK-ENATREL
4	Construcción Nueva Subestación El Sauce, Línea de Transmisión 138kV y Obras Conexas	Construcción de una nueva subestación 138/24.9kV equipada con un transformador de 15/20 MVA. El proyecto incluye la construcción de 30 km de línea en 138 kV doble circuito.	20	30	1,093.6	10,636.6	11,730.2	KEXIM BANK-ENATREL

No.	Nombre del Proyecto	Descripción	Alcances		Moneda Local (kUS$)	Moneda Externa (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Fuente
			MVA	Km				
5	Subestación Malpaisillo: Refuerzos para la Conexión de Proyectos Geotérmicos	Reubicación, Modernización y Ampliación de la SE Malpaisillo a doble barra, equipada con 3 bahías de línea y un trafo de 20MVA. Además se construirá 33 km de línea en 138kV.	20	33	1,514.8	14,365.8	15,880.5	BEI-LAIF-ENATREL
6	Construcción Nueva Subestación El Aeropuerto, Línea de Transmisión 138kV y Obras Conexas	Construcción de Nueva Subestación Aeropuerto y construcción de 2.5 km de línea en 138kV, doble terna.	40	2.5	2,906.7	2,928.5	5,835.2	KEXIM BANK-ENATREL
7	Refuerzos para la Conexión de Proyectos Eólicos	Construcción de la SE La Virgen 230/138kV, en esquema de interruptor y medio, con 2 bahías de líneas en 230kV y 1 Bahía en 138kV. Construcción de 29.7KM de línea para conectar la SE La Virgen a las Subestaciones Amayo y Rivas. El proyecto incluye una bahia de línea de 230kV en la SE Masaya y una bahía de línea de 138kV en SE Rivas		29.7	588.5	15,025.2	15,613.7	BEI-LAIF-ENATREL
OBRAS MAYORES A U$ 500MIL 2018 POR INICIATIVA DE ENATREL			**140.0**	**117.2**	**9723.3**	**55927.3**	**65650.6**	

*** Inversión en Miles de U$**

6.2.1.-Aumento de la capacidad de transformación en Subestación Corocito

6.2.1.1. -Introducción

La subestación Corocito está ubicada en las inmediaciones de la ciudad de Nueva Guinea, perteneciente a la Región Autónoma de la Costa Caribe Sur (RACCS) a unos 280 km de la ciudad Capital Managua, en la zona Sur-Este del País.

Esta subestación se alimenta desde la subestación La Gateada por medio de la línea de transmisión L6160 de 35 km de distancia y en un nivel de tensión de 69 kV.

6.2.1.2. –Antecedentes

La subestación Corocito entro en operación en el año 1979, con un transformador de 6.25 MVA 69/24.9kV, marca General Electric, el cual operó hasta el año 2017.

A finales del 2017 se realizó la sustitución de dicho transformador por uno de 15MVA.

6.2.1.3. – Objetivos

Objetivo General

- Suplir a la subestación Corocito de un equipo de transformación de potencia para satisfacer la demanda de electricidad actual y su crecimiento en el largo plazo de forma confiable y segura.

Objetivos Específicos

- Mejorar la confiabilidad del suministro de energía a los clientes del municipio de Nueva Segovia y sectores aledaños.

- Aumentar la capacidad de transformación de la subestación Corocito para satisfacer el aumento de la demanda en la zona, y para brindar un servicio confiable y de calidad a los futuros usuarios.

6.2.1.4.- Justificación

El departamento de Tranformadores de ENATREL realiza eventualmente un diagnostico técnico a todos los transformadores instalados en el Sistema Nacional de Transmisión, para lo cual se consideran la condición técnica de los equipos a través de pruebas realizadas al aceite y parte activa del equipo, vida remanente del papel dieléctrico, cargabilidad y años de servicio.

El transformador General Electric de 6.25MVA que se encontraba en la SE Corocito, no pasaba ciertas pruebas, tal como la vida remanente del equipo que se encontraba agotada ya que el equipo tenía 39 años de servicio así mismo la prueba de gases disueltos presentaba resultados inaceptables.

A finales del 2017 este equipo se quemó y se realizó su cambio por uno de 15MVA que se tenía disponible.

6.2.1.5. -Alcances del Proyecto

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

Subestación Corocito:

- Transformador de potencia de 15 MVA, 69/24.9 kV, Conexión tipo DYn 11 y cambiador de Tap bajo carga.

6.2.1.6. –Costos del proyecto

El proyecto tiene un costo total de US$ 0.806 millones de dólares, financiados con moneda local.

ÍTEM	CONCEPTO	Total
1	**Costo del Equipo**	**$718,206**
2	Transporte Local al Sitio.	$14,364.12
3	**Total del Suministro.**	**$732,569.94**
4	Montaje Electromecánico.	$73,256.99
7	**Costo Base Por Bahía.**	**$805,826.93**

6.2.1.7.- Cronograma de Ejecución

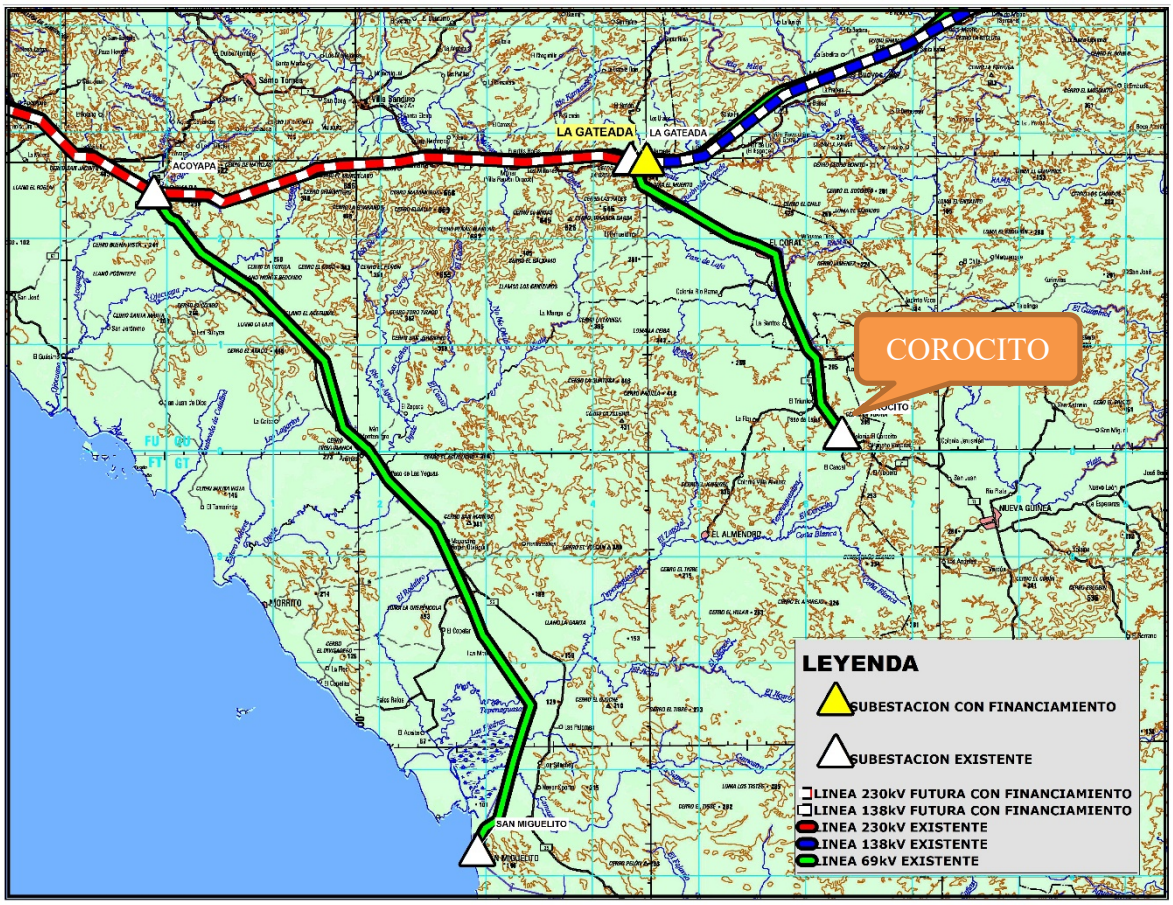
Entro en operación en el mes de septiembre del año 2017.

6.2.1.8.- Población Beneficiada

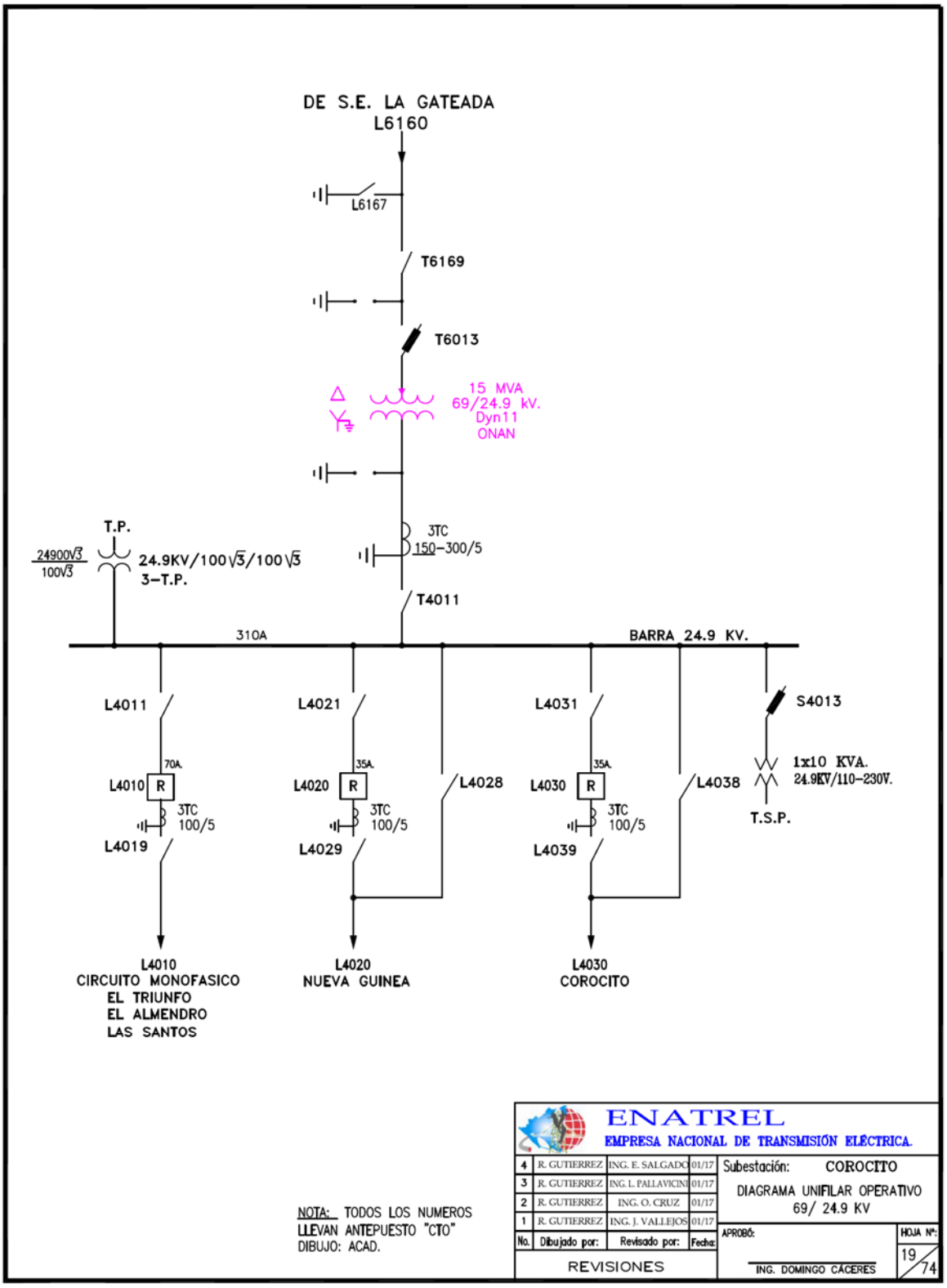
El total de clientes beneficiados es de 13,388 conectados a la subestación Corocito y ubicados en los siguientes sectores:

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.

6.2.1.9.- Mapa de Localización



6.2.1.10.- Diagrama Unifilar



6.2.2.- Ampliación de Capacidad de la Subestación San Benito

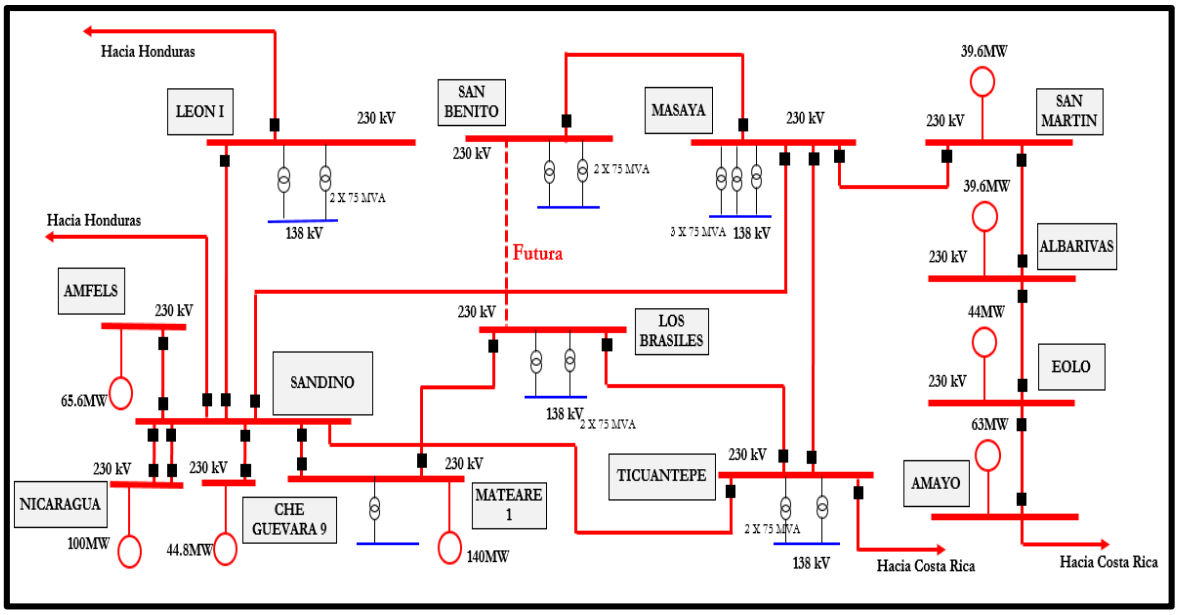
6.2.2.1.- Introducción

La subestación San Benito está localizada en las proximidades del poblado del mismo nombre municipio de Tipitapa, departamento de Managua.

Esta subestación entro en operación en el año 2015 a un nivel de tensión de 230/138kV equipada de dos autotransformadores de 75MVA 230/138kV. En 230kV se conecta a la subestación Masaya y en 138kV a las subestaciones Punta Huete y Managua.

Esta subestación San Benito reforzará el sistema de transmisión ya que formará parte del anillo 230kV. Además, se crearán las condiciones en infraestructura eléctrica para la conexión de futuros proyectos de generación, principalmente sistemas fotovoltaicos.

6.2.2.2.- Diagrama de Conexión Subestación San Benito al Sistema Interconectado Nacional



6.2.2.3.- Objetivos Del Proyecto

General

- Suministrar energía a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios que demandan de una subestación con capacidad para abastecer sus cargas.

Específicos

- Garantizar la capacidad de transformación suficiente para brindar el suministro de energía a los clientes futuros en la zona de San Benito

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

6.2.2.4.- 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:

- Bahía de Transformación 138/13.8 kV.
- Transformador de potencia de 25 MVA, 138/13.8 kV, Conexión tipo Ynyn.
- 3 celdas de salida en 13.8kV para circuitos de distribución.

6.2.2.5.- Justificación

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 tres celdas para la salida de circuitos de distribución para suministrar energía a clientes: agropecuarios, comerciales, Enacal, Industriales, y pozos comunitarios; dado que el circuito TPT-3020 de la Subestación Tipitapa se encontraba saturado, el cual registraba 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 y Zona Franca Industrial Park 2.0 MVA la que no podría ser atendida por la distribuidora, porque dependía exclusivamente de la subestación Tipitapa. Es por eso que en los planes de expansión de ENATREL está la instalación de un nuevo transformador de potencia de 40MVA en la subestación eléctrica San Benito y la construcción de nuevos circuitos con estas obras las solicitudes podrán ser atendidas en tiempo y con una mejor calidad del servicio eléctrico.

6.2.2.6.- Cronograma de Ejecución

Entro en operación en el 2015. Esta obra no se sometió anteriormente al INE para reconocimiento de inversión en el peaje de transmisión.

6.2.2.7.- Costo del proyecto

El proyecto tiene un costo total de US$ 1.733 millones de dólares, los cuales fueron financiados con fondos propios.

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $
San Benito	Bahía de transformación 138/13.8 kV	1	$ 808,771	$ 808,771
	Transformador de 25 MVA 138/13.8 Kv	1	$ 829,907	$ 829,907
	Celdas de Distribución 24.9 kV	3	$ 31,315	$ 93,946
			Total	**$ 1,732,624**

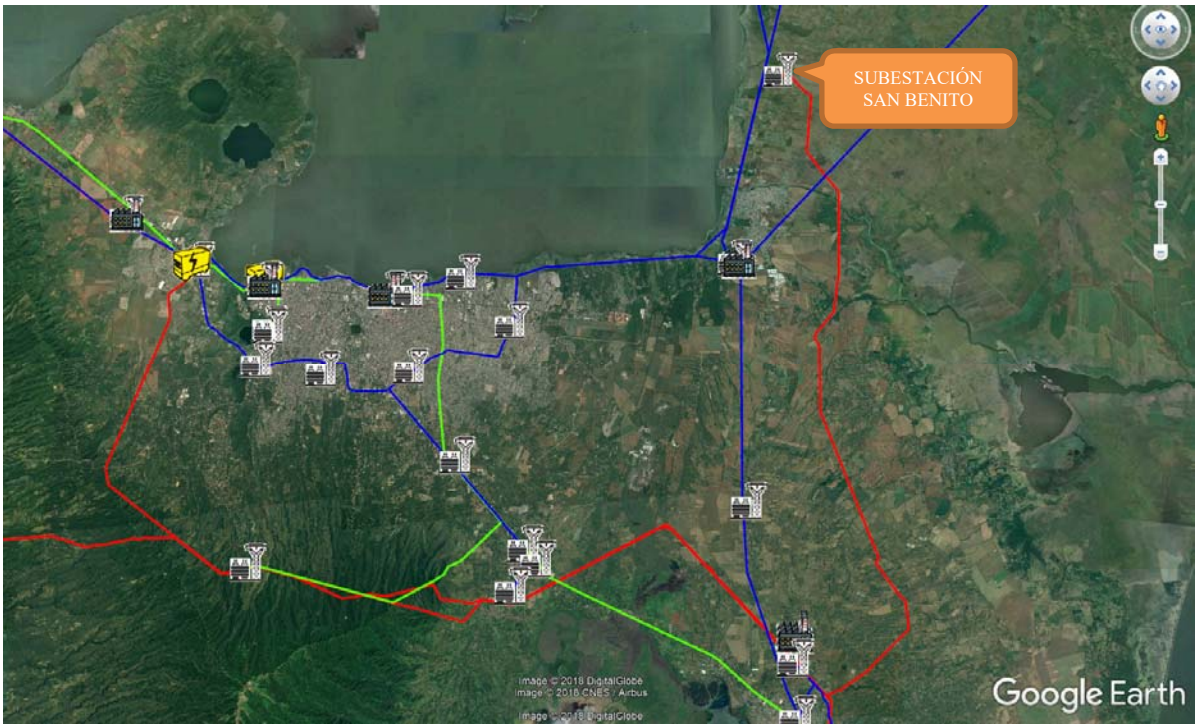
6.2.2.8.- Población Beneficiada

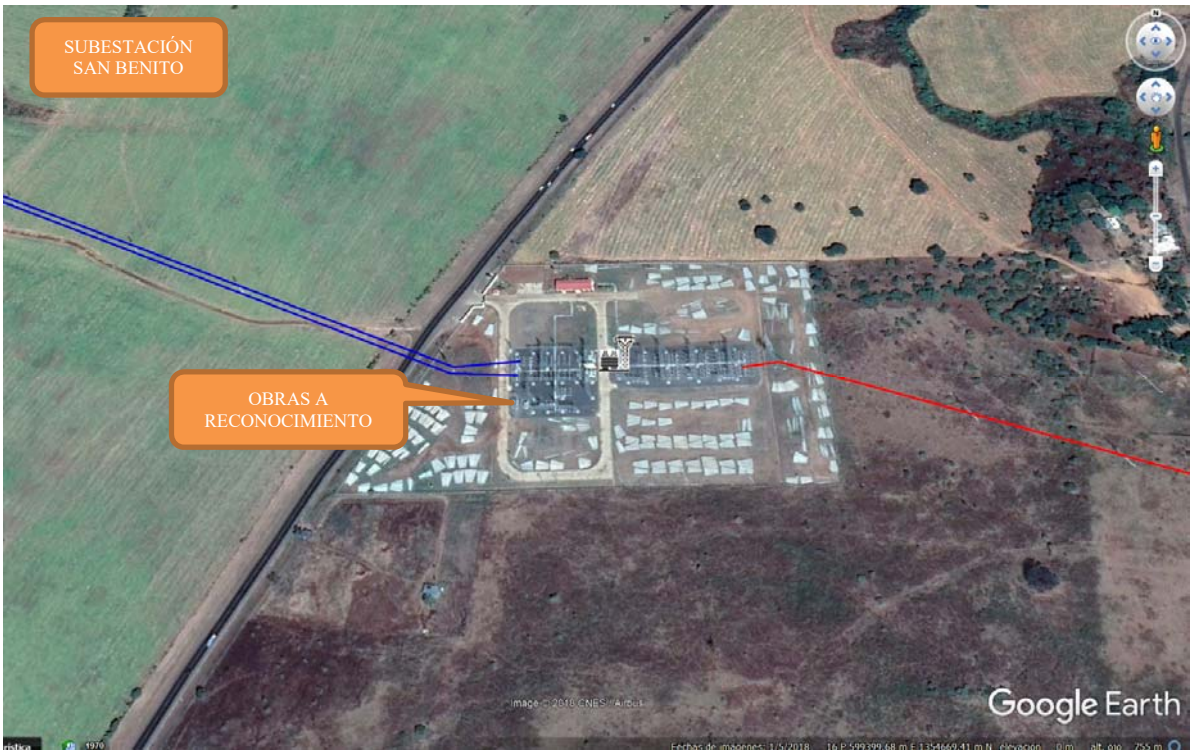
Con el presente proyecto se benefició a 4,726 clientes de los siguientes sectores:

Circuito	Sectores
SNB3010	Los Laureles, Juan Pablo II, Ciudadela San Martín, Cristo Rey, Pedro Arauz Palacio, Tierra Prometida, El Pochotal, Chilamtillo, Oronte Centeno y sectores aledaños.
SNB3020	El Paraíso, Las Canoas, La Esperanza, Chilamatillo, Nuevo Jerusalén, Quebrada Honda de las Maderas, Ciudad de Dios, Marvin Salazar, San Benito, Las Maderas y sectores aledaños.

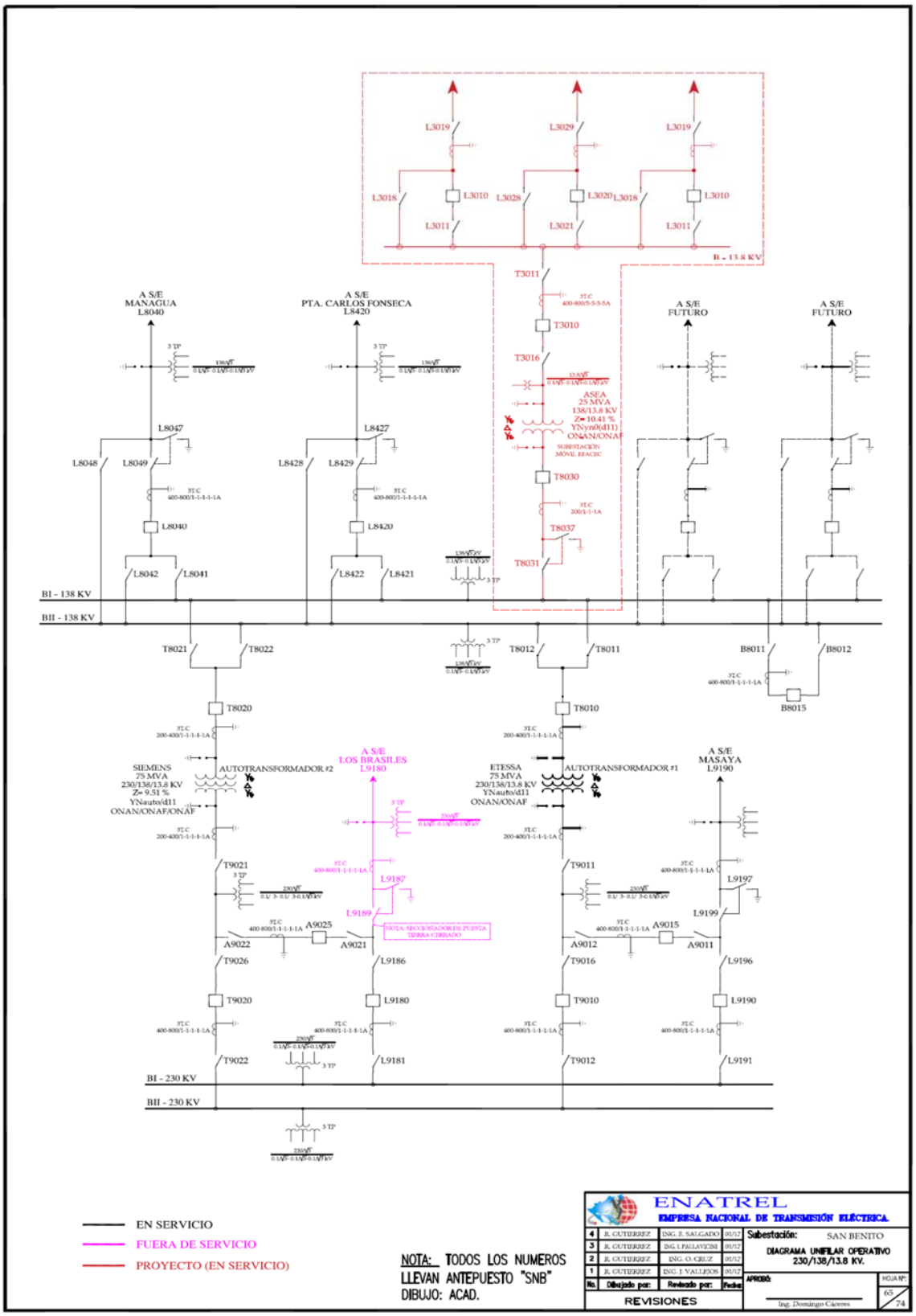
SNB3040	Proyecto LALA, Complejo Avícola Pipasa, del Km 28 a 25½ carretea Panamericana Norte y sectores aledaños

6.2.2.9.- Mapa de Localización





6.2.2.10.- Diagrama Unifilar Subestación San BENITO



6.2.3.- Nueva Subestación Ocotal y línea de transmisión 138 kV

6.2.3.1.- Introducción

La subestación Ocotal está ubicada en las inmediaciones de la ciudad de Ocotal en el departamento de Nueva Segovia. Esta subestación tiene una capacidad de 20 MVA y se alimenta por una nueva línea de transmisión de 138 kV a la subestación Yalagüina.

Esta subestación suministrará energía a los municipios de Ocotal, Dipilto, Santa María, Macuelizo, Mozonte y zonas aledañas.

Asimismo, dentro de los alcances de estas obras, específicamente está lograr la interconexión de los proyectos hidroeléctricos ubicados en el municipio de Jalapa, departamento de Nueva Segovia, conocidos como Proyecto El Sonzapote de 180 kW y Proyecto El Escambray de 200 kW.

6.2.3.2 - Situación Actual

Actualmente la ciudad de Ocotal y municipios adyacentes se le suministra energía a través del circuito de distribución YLG4010 de la subestación Yalagüina. Este circuito tiene 34 años de estar operando y no se pueden realizar nuevas ampliaciones ni podría estar en capacidad de recibir la energía de los nuevos desarrollos provenientes de fuentes renovables. Es por eso que la mayoría de las comunidades rurales aledañas a los municipios referidos no gozan del servicio de energía eléctrica.

Por otro lado, los transformadores de 10MVA 138/69kV y 15MVA 138/24.9kV de la subestación Yalagüina se encuentran operando al 100% y 98% de su capacidad nominal.

6.2.3.3.- 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 los Programas de Electrificación Rural en el municipio de Ocotal y zonas aledañas.

Específicos

- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable a los usuarios de Santa Clara, Jalapa, Ocotal, Yalagüina, Mozonte, El Jícaro, Santa María, Dipilto y zonas aledañas.
- Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen el servicio de energía eléctrica en Santa Clara, Jalapa, Ocotal, Yalagüina, Mozonte, El Jícaro, Santa María, Dipilto y zonas aledañas.
- Proveer de una nueva subestación para ayudar al desarrollo de la electrificación rural en la zona de influencia de las subestaciones existentes de Yalagüina y Santa Clara
- Descargar las subestaciones de Yalagüina y Santa Clara.
- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales.

6.2.3.4.- 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 Ocotal con esquema de barra simple dejando el espacio para una futura bahía de línea.

- Construcción de 22 Kms de línea en 138 kV, simple terna, con conductor DOVE 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, desde la subestación Yalagüina hasta la subestación Ocotal.

Componentes Del Proyecto

Obra 1: Nueva Subestación Ocotal

- Bahía de Transformación 138/24.9 kV.
- Transformador de potencia de 15/20 MVA, 138/24.9 kV, Conexión tipo YnDYn con cambiador bajo carga (Load Tap Changer).
- Barra de distribución 24.9 Kv con transformadores de potencial.
- Transformador de servicio propio.
- Tres circuitos de distribución 24.9kV.
- 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 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: Ampliación Subestación Yalagüina

- Bahía de salida de línea en 138 kV hacia subestación Ocotal conteniendo: Interruptor de potencia, seccionadores, pararrayo y transformadores de corriente para 138 kV.

Obra 3: Línea de Transmisión

- Construcción de 22 Kms de línea en 138 kV, simple terna, con conductor DOVE 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, desde la subestación Yalagüina hasta subestación Ocotal.

La Subestación Santa Clara quedará alimentada desde la subestación Yalagüina en 69kV.

6.2.3.5.- Justificación

Los municipios de Santa Clara, Jalapa, Ocotal, Yalagüina, Mozonte, El Jícaro, Santa María, Dipilto, Madriz y zonas aledañas se alimentan desde las subestaciones Yalagüina y Santa Clara. Actualmente la subestación Santa Clara se alimenta en 69kV a través del transformador de 10MVA de 138/69kV de la subestación Yalagüina.

La demanda máxima de la subestación Santa Clara ha sido de 10.5MVA lo que indica una carga del transformador de subtransmisión ubicado en la subestación Yalagüina de 105%. Por otro lado la carga máxima de la propia subestación de Yalagüina ha sido de 14.7MVA es decir una cargabilidad de 98% del transformador de 15MVA de 138/24.9kV.

Con esta nueva subestación Ocotal se disminuirá la carga de las Subestaciones Yalagüina y Santa Clara, y contara con capacidad disponible para que en caso de falla de cualquiera de las subestaciones colindantes se podrá transferir parte de la carga de ellas a la subestación Ocotal y se facilitara la electrificación de comunidades rurales al contar con capacidad disponible en las subestaciones y redistribución de las redes de distribución.

6.2.3.6.- Costo del Proyecto

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 14.052 millones de dólares, de los cuales U$ 12.971 millones corresponden a financiamiento externo proveniente del KEXIM bank y BID; y el restante U$ 1.081 millones financiado con contrapartida local.

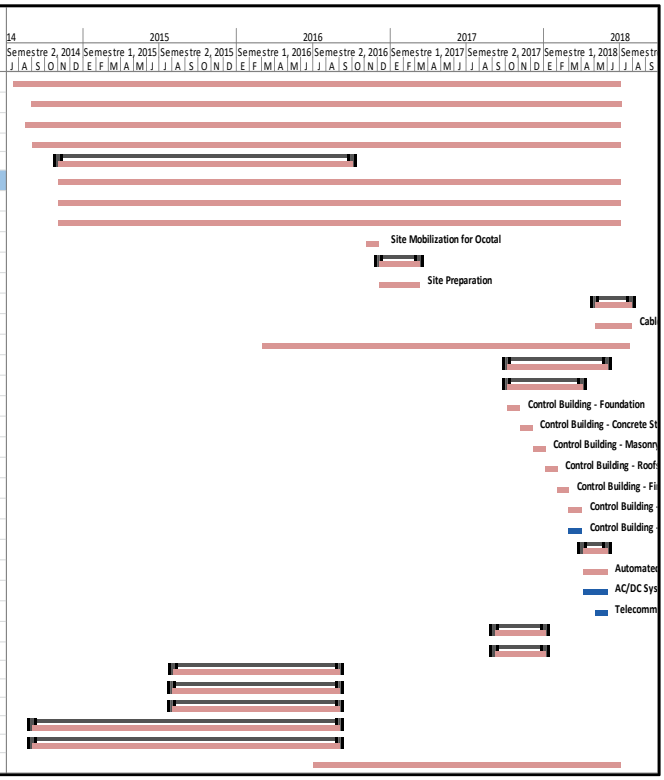
Proyecto	Fuente	COSTO TOTAL
CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN OCOTAL Y OBRAS CONEXAS		**14,052,441**
Moneda Extranjera	KEXIM	**12,936,133**
Moneda Extranjera	BID 1933	**35,000**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**485,308**
Moneda Local	Recursos Propios	**596,000**

6.2.3.7.- Cronograma

Actualmente está subestación se encuentra en operación.

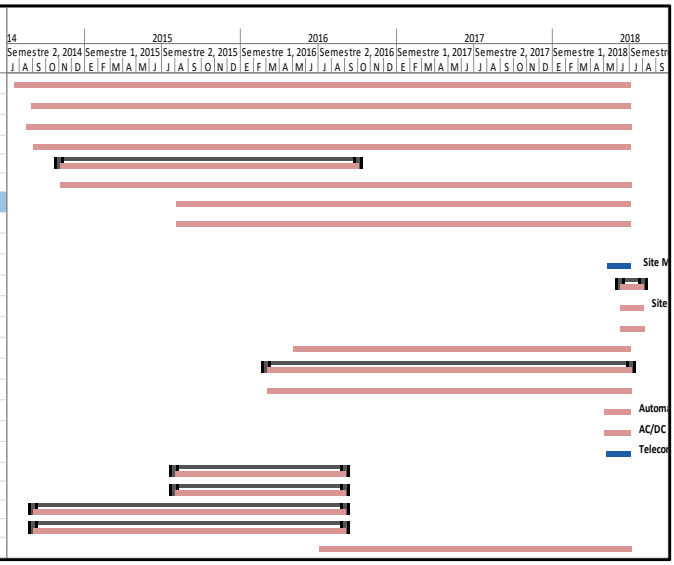
Cronograma Subestación Ocotal

Activity name	Start date	Finish date	Duración
Milestone	vie 18/07/14	lun 02/07/18	1446 días
Engineering	jue 28/08/14	lun 02/07/18	970 días
Procurement	vie 15/08/14	lun 02/07/18	1418 días
Construction	lun 01/09/14	lun 02/07/18	1163 días
El Sause S/S	sáb 01/11/14	vie 30/09/16	578 días
Ocotal S/S	sáb 01/11/14	lun 02/07/18	1111 días
Common	sáb 01/11/14	lun 02/07/18	1111 días
Common	sáb 01/11/14	lun 02/07/18	1111 días
Site Mobilization for Ocotal	mié 02/11/16	vie 02/12/16	16 días
Civil	sáb 03/12/16	jue 09/03/17	80 días
Site Preparation	sáb 03/12/16	jue 09/03/17	80 días
Electrical	mié 02/05/18	jue 26/07/18	74 días
Cable Works	mié 02/05/18	jue 26/07/18	74 días
Yard	mar 01/03/16	dom 22/07/18	728 días
Control Building	mié 04/10/17	mar 29/05/18	201 días
Architecture	mié 04/10/17	sáb 31/03/18	151 días
Control Building - Foundation	mié 04/10/17	jue 02/11/17	25 días
Control Building - Concrete Structu	vie 03/11/17	sáb 02/12/17	26 días
Control Building - Masonry	lun 04/12/17	mar 02/01/18	24 días
Control Building - Roofs and Fascias	mié 03/01/18	mié 31/01/18	25 días
Control Building - Finishing	jue 01/02/18	mar 27/02/18	23 días
Control Building - Electrical works	mié 28/02/18	sáb 31/03/18	28 días
Control Building - Painting, Cleaning	mié 28/02/18	sáb 31/03/18	28 días
Electrical	lun 02/04/18	mar 29/05/18	50 días
Automated Control System	lun 02/04/18	mar 29/05/18	50 días
AC/DC System	lun 02/04/18	mar 29/05/18	50 días
Telecommunication System	mié 02/05/18	mar 29/05/18	24 días
Guard House	lun 04/09/17	mar 02/01/18	99 días
Architecture	lun 04/09/17	mar 02/01/18	99 días
Yalaguina S/S	lun 03/08/15	mié 31/08/16	326 días
Esteli S/S	jue 30/07/15	mié 31/08/16	328 días
San Ramon S/S	jue 30/07/15	mié 31/08/16	328 días
El Sause T/L	lun 01/09/14	mié 31/08/16	606 días
YALAGUINA-OCOTAL T/L	lun 01/09/14	mié 31/08/16	606 días
Commissioning	vie 01/07/16	lun 02/07/18	606 días



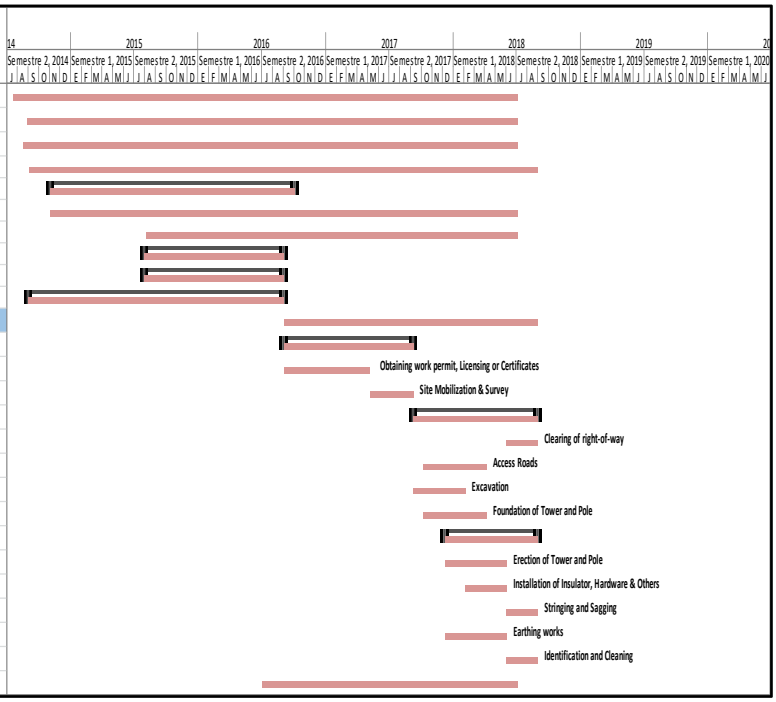
Cronograma Subestación Yalagüina

Activity name	Start date	Finish date	Duración
Milestone	**vie 18/07/14**	**lun 02/07/18**	**1446 días**
Engineering	**jue 28/08/14**	**lun 02/07/18**	**970 días**
Procurement	**vie 15/08/14**	**lun 02/07/18**	**1418 días**
Construction	lun 01/09/14	lun 02/07/18	1163 días
El Sause S/S	sáb 01/11/14	vie 30/09/16	578 días
Ocotal S/S	sáb 01/11/14	lun 02/07/18	1111 días
Yalaguina S/S	**lun 03/08/15**	**lun 02/07/18**	**883 días**
Common	**lun 03/08/15**	**lun 02/07/18**	**883 días**
Common	**lun 03/08/15**	**lun 02/07/18**	**883 días**
Site Mobilization for Yalaguina	**lun 07/05/18**	**lun 02/07/18**	**49 días**
Civil	**jue 07/06/18**	**mar 31/07/18**	**47 días**
Site Preparation	**jue 07/06/18**	**mar 31/07/18**	**47 días**
Electrical	**jue 07/06/18**	**sáb 04/08/18**	**51 días**
Yard	**lun 02/05/16**	**lun 02/07/18**	**657 días**
Control Building	**mar 01/03/16**	**lun 02/07/18**	**710 días**
Electrical	**mar 01/03/16**	**lun 02/07/18**	**710 días**
Automated Control System	**mié 02/05/18**	**lun 02/07/18**	**53 días**
AC/DC System	**mié 02/05/18**	**lun 02/07/18**	**53 días**
Telecommunication System	**vie 04/05/18**	**lun 02/07/18**	**51 días**
Esteli S/S	jue 30/07/15	mié 31/08/16	328 días
San Ramon S/S	jue 30/07/15	mié 31/08/16	328 días
El Sause T/L	lun 01/09/14	mié 31/08/16	606 días
YALAGUINA-OCOTAL T/L	lun 01/09/14	mié 31/08/16	606 días
Commissioning	**vie 01/07/16**	**lun 02/07/18**	**606 días**

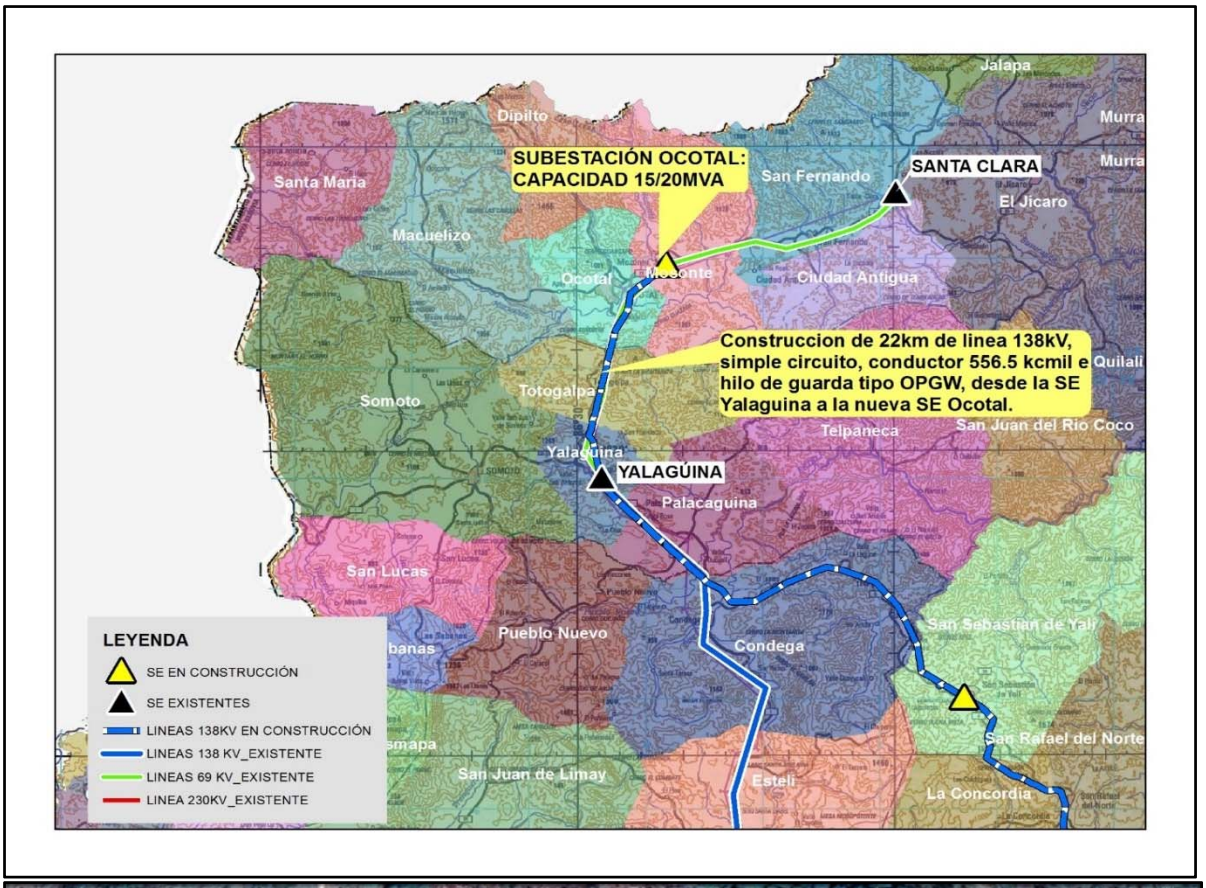


Cronograma Línea de Transmisión

Activity name	Start date	Finish date	Duración
Milestone	**vie 18/07/14**	**lun 02/07/18**	**1446 días**
Engineering	**jue 28/08/14**	**lun 02/07/18**	**970 días**
Procurement	**vie 15/08/14**	**lun 02/07/18**	**1418 días**
Construction	lun 01/09/14	mar 28/08/18	1212 días
El Sause S/S	sáb 01/11/14	vie 30/09/16	578 días
Ocotal S/S	sáb 01/11/14	lun 02/07/18	1111 días
Yalaguina S/S	lun 03/08/15	lun 02/07/18	883 días
Esteli S/S	jue 30/07/15	mié 31/08/16	328 días
San Ramon S/S	jue 30/07/15	mié 31/08/16	328 días
El Sause T/L	lun 01/09/14	mié 31/08/16	606 días
YALAGUINA-OCOTAL T/L	**jue 01/09/16**	**mar 28/08/18**	**606 días**
Common	**jue 01/09/16**	**mar 05/09/17**	**305 días**
Obtaining work permit, Licensing or C	**jue 01/09/16**	**jue 04/05/17**	**204 días**
Site Mobilization & Survey	**vie 05/05/17**	**mar 05/09/17**	**101 días**
Civil	**mié 06/09/17**	**mar 28/08/18**	**301 días**
Clearing of right-of-way	**vie 01/06/18**	**mar 28/08/18**	**76 días**
Access Roads	**vie 06/10/17**	**lun 02/04/18**	**150 días**
Excavation	**mié 06/09/17**	**vie 02/02/18**	**124 días**
Foundation of Tower and Pole	**vie 06/10/17**	**lun 02/04/18**	**150 días**
Electrical	**mié 06/12/17**	**mar 28/08/18**	**226 días**
Erection of Tower and Pole	**mié 06/12/17**	**vie 01/06/18**	**151 días**
Installation of Insulator, Hardware &	**sáb 03/02/18**	**vie 01/06/18**	**102 días**
Stringing and Sagging	**sáb 02/06/18**	**mar 28/08/18**	**75 días**
Earthing works	**mié 06/12/17**	**jue 31/05/18**	**150 días**
Identification and Cleaning	**sáb 02/06/18**	**mar 28/08/18**	**75 días**
Commissioning	**vie 01/07/16**	**lun 02/07/18**	**606 días**



6.2.3.8.- Ubicación del Proyecto

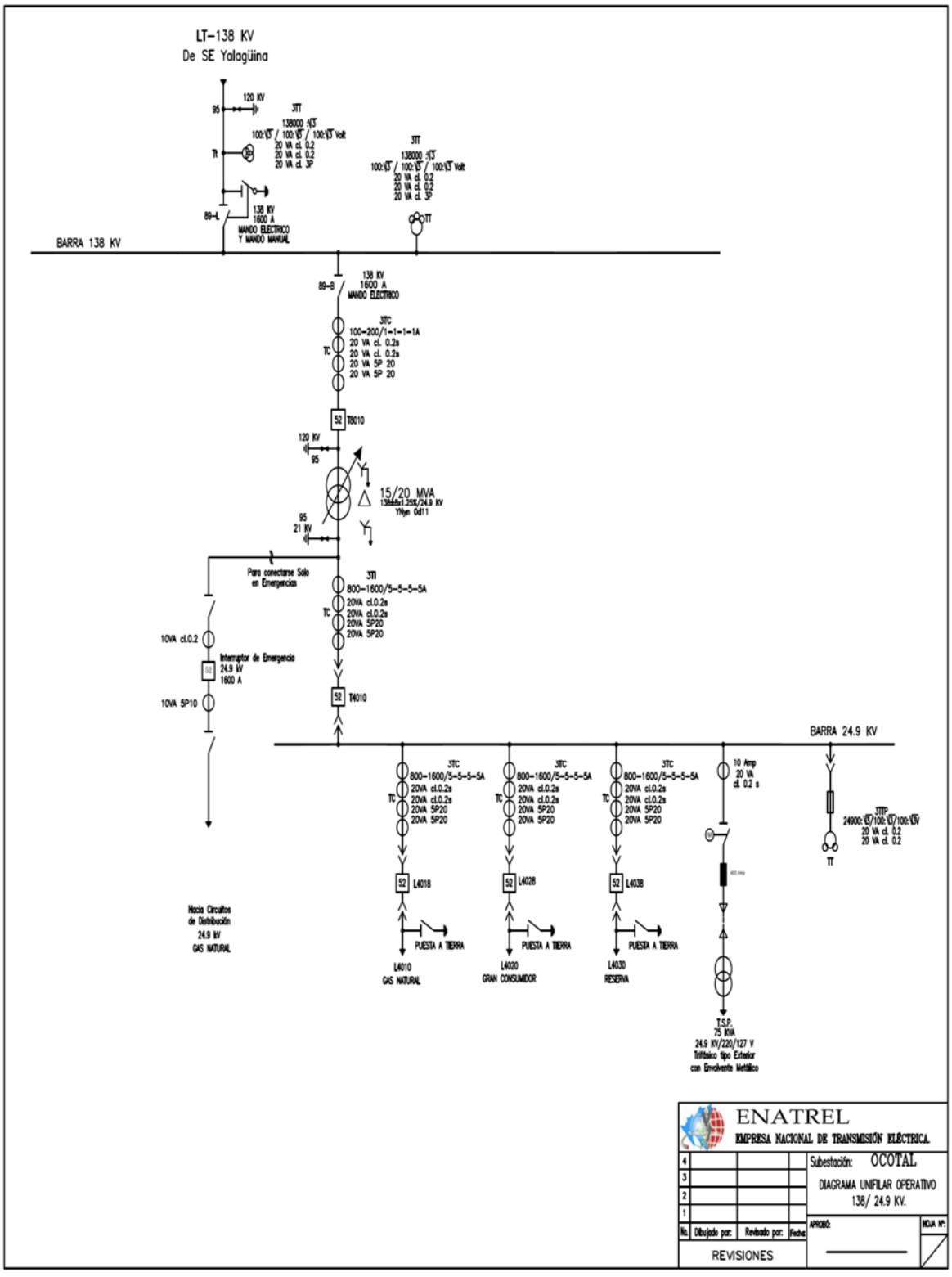


6.2.3.9.- Población Beneficiada

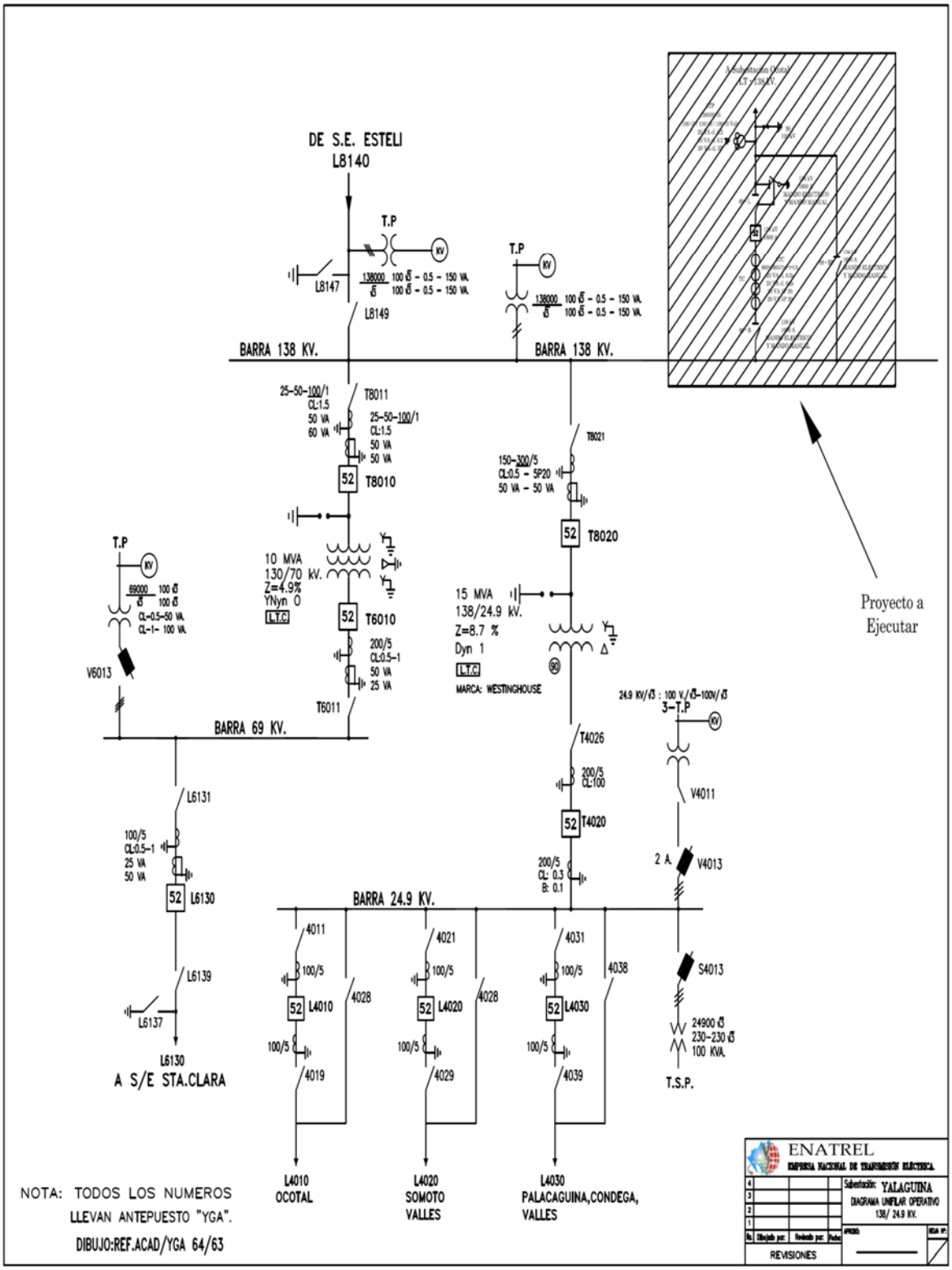
Con el presente proyecto se beneficiará aprox. 63,082 clientes (39,906 de la subestación Yalagüina y 23,176 de la subestación Santa Clara), ubicados en los siguientes sectores:

Subestación	Circuit	Departament	Distrito	DN/DS	Sectores
SANTA CLARA	SKL4010	Nueva Segovia	Norte	Disnorte	Jalapa, Teotecacinte, Comunidades Tauquil, San José de los Lirios, La Concepción, San Nicolás, Tastaslí, Chusli, Aranjuez, La Coyotera y sectores aledaños
SANTA CLARA	SKL4020	Nueva Segovia	Norte	Disnorte	San Juan de Río Coco, El Jícaro, Susucayán, Quilalí, Murra, La Reforma, Apaslí, Buena Vista, El Bálsamo, El Naranjo, El Barro, empalme San Pedro, Las Piedras, Las Vueltas, Las Cruces, Pijibay, Montecristo, Samarcanda, Guanacastillo, Sabanagrande, Sabanalarga y sectores aledaños
SANTA CLARA	SKL4030	Nueva Segovia	Norte	Disnorte	Santa Clara, San Fernando, Ciudad Antigüa, Mozonte, Orosí, Salamají, El Arrayán, Ramamesa, Barrio Sandino, Quisulí, Comunidades Las Cruces, Santa Rosa, San José del Guineo, Los Arados y sectores aledaños
YALAGUINA	YGA4010	Nueva Segovia	Norte	Disnorte	Ocotal, Totogalpa, Macuelizo, Dipilto, Santa María, Las Manos, Km 204 al 249 carretera a Las Manos y sectores aledaños
YALAGUINA	YGA4020	Madriz	Norte	Disnorte	Somoto, Yalagüína, Cusmapa, Las Sabanas, El Espino, San Lucas, Valle San Juan de Somoto, Comunidades, El Cascabel, Salamasi, El Volcán, El Pescador, Los Tablones, Valle El Guayabo, La Manzana, La Ceiba, Los Mangos, El Zapote, Cacaulí, San Francisco de las Cañas, Aguas Calientes, La Playa y sectores aledaños
YALAGUINA	YGA4030	Estelí	Norte	Disnorte	Condega, Telpaneca, Palacagüina, Pueblo Nuevo, Comunidades Santa Rosa, San José de Pire, La Tuna, Los Arados, Mata de Palo, Palo Verde y Real, El Puercal, El Arenal, El Bracito, Los Rincones, Santa Adelaide, Buenos Aires, Sábanalarga, La Laguneta, Los Calpules y sectores aledaños

6.2.3.10.- Diagrama Unifilar Subestación Ocotal



6.2.3.11.- Diagrama Unifilar Subestación Yalagüina



6.2.4.- Construcción nueva subestación El Sauce y línea de transmisión 138 kV

6.2.4.1 – Introducción

Dentro del programa PNESER se incluyó la construcción de una nueva subestación en el poblado El Sauce, para alimentar los nuevos circuitos de distribución que se construirán en esta zona.

La ciudad de El Sauce y zonas aledañas son abastecidos por el circuito de distribución 4010, proveniente de la subestación de Villa Nueva, energizado en 24.9 kV.

Existen en la zona de la subestación El Sauce, un total de 683 comunidades sin energía eléctrica y esta nueva subestación del PNESER suministrará energía eléctrica a 254 comunidades con un total de 5,192 viviendas y 31,152 habitantes, que actualmente no tienen servicio.

6.2.4.2.- 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 Programas de Electrificación Rural en el municipio El Sauce 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.

6.2.4.3.- 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 El Sauce con nivel de tensión de 138/24.9 kV
- 30 km de línea de Transmisión en 138 kV.

Componentes Del Proyecto

Obra 1: Nueva Subestación El Sauce.

- Transformador de potencia de 15/20 MVA, 138/24.9 kV, conexión tipo YnDYn y cambiador bajo carga (Load Tap Changer).
- Suministro y Montaje de bahía de transformación 138/24.9 kV.
- 2 Bahías de salida de línea en 138 kV, hacia subestación León I y Planta Santa Bárbara cada una con interruptor de potencia.
- Equipamiento y montaje de 3 Celdas 24.9 KV Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos.
- 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 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

2. Obra 2: Línea de Transmisión.

- Línea doble circuito de 30 km de longitud en torres de celosía desde la futura Subestación El Sauce hasta la intersección con la línea existente Planta Carlos Fonseca – León I en 138 kV, con conductor Dove 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW.

6.2.4.4.- Justificación

A través de los proyectos de electrificación se realizan extensiones de redes lo que incrementa la longitud de los circuitos de distribución desde las subestaciones, con esto existe un decaimiento de los niveles de voltaje lo que incide el servicio que se le brinda a la población y también debido a este agotamiento de las redes de distribución no puede seguir desarrollando la electrificación de nuevas comunidades.

La subestación El Sauce asumirá carga de las Subestaciones Villanueva y Sébaco; así como los circuitos de distribución de cada una de estas subestaciones. Además, en caso de falla de cualquiera de estas dos subestaciones colindantes se podrá transferir parte de la carga de ellas a la subestación El Sauce, la que servirá de respaldo en casos de emergencias.

Este proyecto tiene como objetivo electrificar a las zonas rurales que no están cubiertas en la zona de El Sauce y zonas aledañas con el fin de incorporar a las poblaciones rurales de la zona al proceso de desarrollo del país; asimismo se pretende coadyuvar en fortalecer la estructura productiva del agro.

6.2.4.5.- Costo Estimado

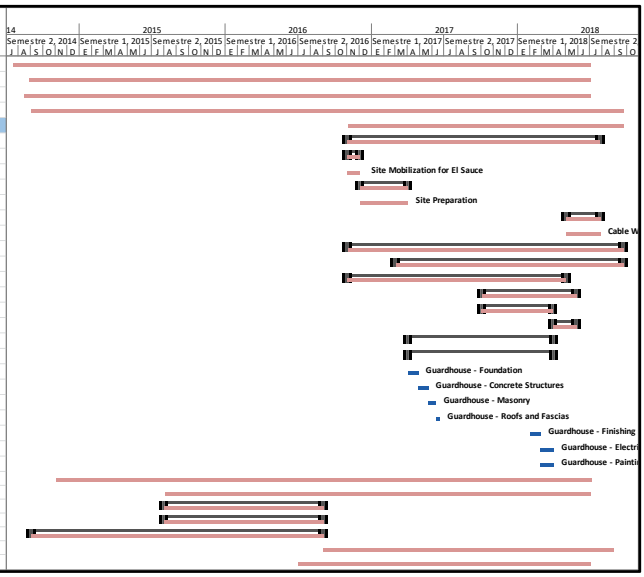
El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 11.730 millones de dólares, de los cuales U$ 10.636 millones corresponden a financiamiento externo proveniente de KEXIM Bank y BID; y el restante U$ 1.094 millones financiado con contrapartida local.

Proyecto	Fuente	COSTO TOTAL
CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN EL SAUCE Y OBRAS ASOCIADAS		**11,730,203**
Moneda Extranjera	KEXIM	**10,622,692**
Moneda Extranjera	BID 1933	**12,500**
Moneda Extranjera	BID	**1,400**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**476,325**
Moneda Local	Recursos Propios	**617,286**

6.2.4.6.- Cronograma

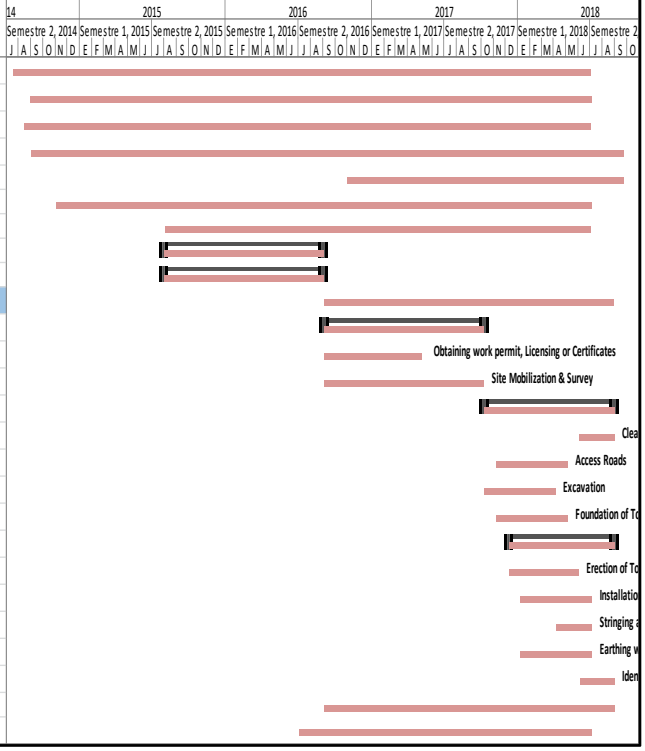
Cronograma Subestación

Activity name	Start date	Finish date
Milestone	**vie 18/07/14**	**lun 02/07/18**
Engineering	**jue 28/08/14**	**lun 02/07/18**
Procurement	**vie 15/08/14**	**lun 02/07/18**
Construction	**lun 01/09/14**	**vie 21/09/18**
El Sause S/S	**mar 01/11/16**	**vie 21/09/18**
Common	**mar 01/11/16**	**mié 25/07/18**
Common	**mar 01/11/16**	**jue 01/12/16**
Site Mobilization for El Sauce	**mar 01/11/16**	**jue 01/12/16**
Civil	**vie 02/12/16**	**vie 31/03/17**
Site Preparation	**vie 02/12/16**	**vie 31/03/17**
Electrical	**mar 01/05/18**	**mié 25/07/18**
Cable Works	**mar 01/05/18**	**mié 25/07/18**
Yard	**mar 01/11/16**	**vie 21/09/18**
Civil	**mié 01/03/17**	**vie 21/09/18**
Electrical	**mar 01/11/16**	**lun 30/04/18**
Control Building	**lun 02/10/17**	**sáb 26/05/18**
Architecture	**lun 02/10/17**	**jue 29/03/18**
Electrical	**vie 30/03/18**	**sáb 26/05/18**
Guard House	**sáb 01/04/17**	**vie 30/03/18**
Architecture	**sáb 01/04/17**	**vie 30/03/18**
Guardhouse - Foundation	**sáb 01/04/17**	**lun 24/04/17**
Guardhouse - Concrete Structures	**mar 25/04/17**	**vie 19/05/17**
Guardhouse - Masonry	**sáb 20/05/17**	**jue 08/06/17**
Guardhouse - Roofs and Fascias	**vie 09/06/17**	**sáb 17/06/17**
Guardhouse - Finishing	**mié 31/01/18**	**lun 26/02/18**
Guardhouse - Electrical works	**mar 27/02/18**	**vie 30/03/18**
Guardhouse - Painting, Cleaning	**mar 27/02/18**	**vie 30/03/18**
Ocotal S/S	sáb 01/11/14	lun 02/07/18
Yalaguina S/S	lun 03/08/15	lun 02/07/18
Esteli S/S	jue 30/07/15	mié 31/08/16
San Ramon S/S	jue 30/07/15	mié 31/08/16
El Sause T/L	lun 01/09/14	mié 31/08/16
YALAGUINA-OCOTAL T/L	jue 01/09/16	mar 28/08/18
Commissioning	**vie 01/07/16**	**lun 02/07/18**



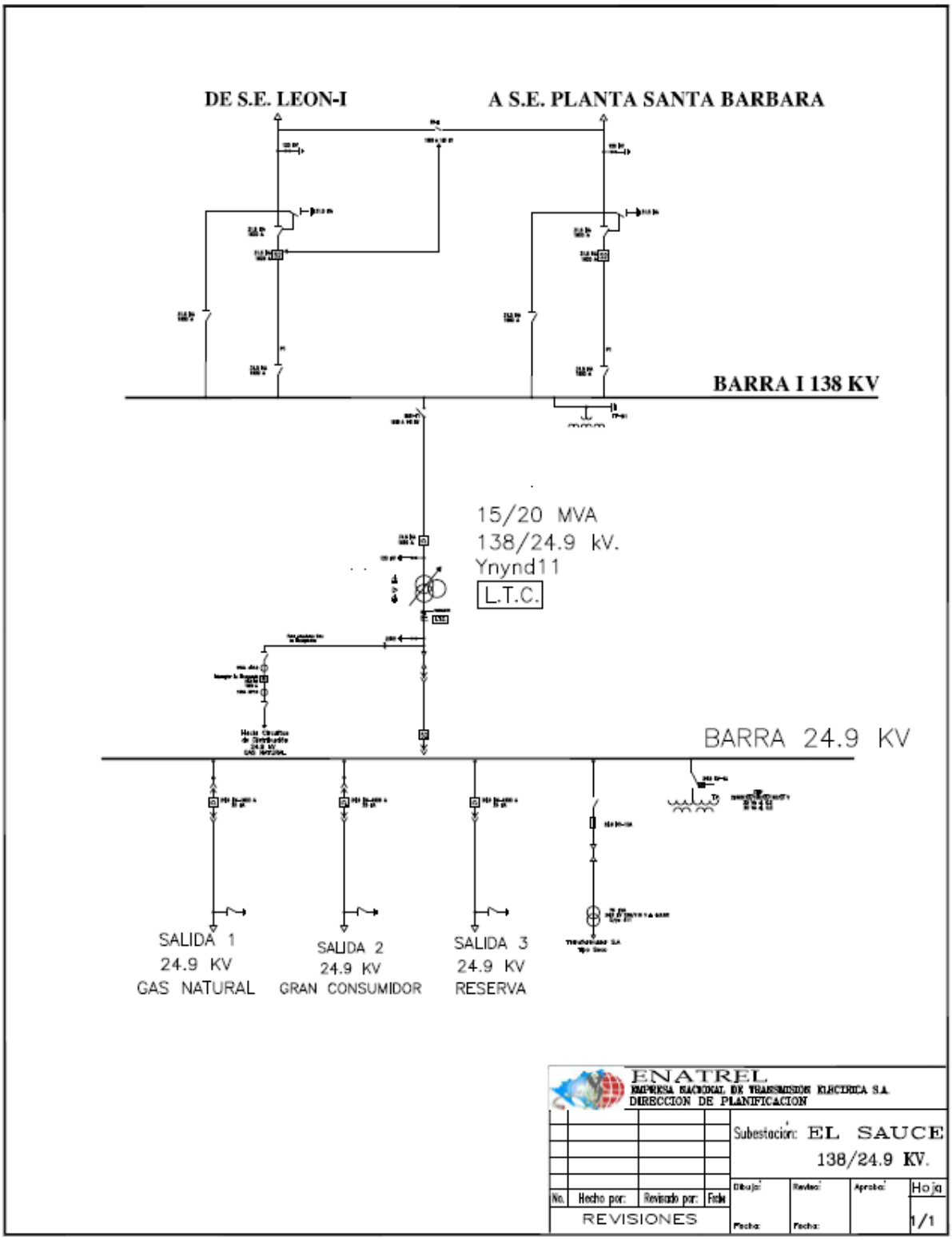
Cronograma Línea

Activity name	Start date	Finish date
Milestone	**vie 18/07/14**	**lun 02/07/18**
Engineering	**jue 28/08/14**	**lun 02/07/18**
Procurement	**vie 15/08/14**	**lun 02/07/18**
Construction	**lun 01/09/14**	**vie 21/09/18**
El Sause S/S	mar 01/11/16	vie 21/09/18
Ocotal S/S	sáb 01/11/14	lun 02/07/18
Yalaguina S/S	lun 03/08/15	lun 02/07/18
Esteli S/S	jue 30/07/15	mié 31/08/16
San Ramon S/S	jue 30/07/15	mié 31/08/16
El Sause T/L	**vie 02/09/16**	**mié 29/08/18**
Common	**vie 02/09/16**	**vie 06/10/17**
Obtaining work permit, Licensing or Certificates	**vie 02/09/16**	**vie 05/05/17**
Site Mobilization & Survey	**vie 02/09/16**	**vie 06/10/17**
Civil	**sáb 07/10/17**	**mié 29/08/18**
Clearing of right-of-way	**sáb 02/06/18**	**mié 29/08/18**
Access Roads	**mié 08/11/17**	**vie 04/05/18**
Excavation	**sáb 07/10/17**	**mar 03/04/18**
Foundation of Tower and Pole	**mié 08/11/17**	**vie 04/05/18**
Electrical	**vie 08/12/17**	**mié 29/08/18**
Erection of Tower and Pole	**vie 08/12/17**	**vie 01/06/18**
Installation of Insulator, Hardware & Others	**sáb 06/01/18**	**mar 03/07/18**
Stringing and Sagging	**jue 05/04/18**	**mar 03/07/18**
Earthing works	**sáb 06/01/18**	**mar 03/07/18**
Identification and Cleaning	**lun 04/06/18**	**mié 29/08/18**
YALAGUINA-OCOTAL T/L	jue 01/09/16	mar 28/08/18
Commissioning	**vie 01/07/16**	**lun 02/07/18**



6.2.4.7.- Mapa De Localización

6.2.4.8.- Diagrama Unifilar Subestación El Sauce



6.2.5.- Refuerzos para la conexión de Proyectos Geotérmicos: Subestación Malpaisillo Fase I.

6.2.5.1.- Introducción

En el año 2005 entró en operación la planta geotérmica "San Jacinto Tizate", con 10 MW y actualmente tiene una capacidad instalada de 72 MW. A raíz de su ampliación de capacidad, esta planta se conectó al Sistema Interconectado Nacional (SIN) por medio de 2 líneas de transmisión (entrada y salida de flujos) que abrieron la línea L8050. Bajo este nuevo escenario, se hace necesario cambiar la configuración de conexión de la Subestación Malpaisillo, de tal manera que el efecto de su conexión actual no perjudique la confiabilidad en la operación de la generación geotérmica.

Malpaisillo se conecta en "T" a la línea L8050 (S/E León I – Planta Carlos Fonseca), cuyos extremos son puntos de envío de Potencia. Este tipo de conexión genera problemas de selectividad en las protecciones de la línea L8050, lo que provoca efectos colaterales en la confiabilidad de la planta y en la confiabilidad del suministro eléctrico de la propia subestación Malpaisillo.

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación con 2 bahías de línea, seccionando la línea L8050. De esta manera quedarán bien definidas las zonas de protección de los relevadores, eliminando los problemas de selectividad. Además, se construirá una línea en 138kV desde la subestación Planta Momotombo a la nueva subestación Malpaisillo para incrementar la confiabilidad de dicha planta geotérmica.

6.2.5.2.- Objetivos

General

- Mejorar la confiabilidad de la generación geotérmica de San Jacinto Tizate y Momotombo.

Específicos

- Aumentar la capacidad operativa de las líneas Los Brasiles-Momotombo.
- Crear las condiciones para incrementar la confiabilidad de la conexión de los proyectos geotérmicos existentes.
- Aumentar la capacidad de transformación 230/138kV de la subestación León.
- Mejorar la confiabilidad del suministro de energía a los clientes de la subestación Malpaisillo.
- Mejorar la confiabilidad de la planta térmica conectada en Nagarote 2.

6.2.5.3.- Justificación

La subestación Malpaisillo (S/E MLP) entró en servicio en el año 1970. Está ubicada en el municipio de Larreynaga, Departamento de León y cuenta con un transformador de potencia de 9.37 MVA 138 - 13.8 kV.

La conexión en "T" de la Subestación Malpaisillo ocasiona problemas de selectividad en las protecciones de la línea L8050. Esto es debido a que, al ocurrir un fallo en la línea, la impedancia aparente que mira el relevador, es mayor que la impedancia real al punto de falla. Esto implica que no opere la protección primaria correspondiente, y que en su lugar actúen protecciones de respaldo de subestaciones adyacentes. Contingencias de este tipo afectarán la operación de Planta San Jacinto Tizate y del propio suministro eléctrico de la subestación Malpaisillo. En el peor de los casos, la acción de las protecciones de respaldo desconectará líneas y equipos importantes, provocando un efecto cascada y pérdida de la estabilidad del Sistema de Transmisión.

Con la conexión en entrada y salida de la subestación Malpaisillo a realizarse con el proyecto, ante una falla en las líneas Malpaisillo-San Jacinto o bien Malpaisillo-Carlos Fonseca, la subestación queda en servicio supliendo su demanda, lo que incrementa la confiabilidad del suministro eléctrico que se brinda a los pobladores de Malpaisillo, Larreynaga y sectores aledaños.

Además, este proyecto considera la construcción de la línea Malpaisillo - Planta Momotombo en 138kV, con la cual se aumentará la confiabilidad de las Planta Geotérmica Momotombo y de la Planta Térmica Che Guevara 6, ya que actualmente están conectadas radialmente a la Subestación Los Brasiles. Una contingencia en la línea Nagarote 2 – Subestación Los Brasiles podría significar la pérdida 60 MW de generación. Con la nueva línea Planta Momotombo – Malpaisillo se supera este problema.

En una segunda etapa esta nueva subestación se ampliará a una tensión de 230 kV y se conectará a la línea de interconexión León I – Los Prados en Honduras en 230 kV y también a la futura subestación Terrabona de 230kV.

6.2.5.4.- 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 Malpaisillo con nivel de tensión de 138 kV Doble barra y bahía de Acople
- Ampliación subestación Planta Momotombo
- SE Planta Carlos Fonseca: Equipos de Comunicación

- SE Nagarote II: Cambio de equipos (TC y equipos conexos) en bahías de líneas.
- SE Los Brasiles: Cambio de equipos (transformadores de corriente y equipos conexos) en bahía de línea.
- Línea de transmisión 138kV desde SE Malpaisillo a SE Momotombo

SE Malpaisillo Fase I

- Transformador de 15/20 MVA, 138/13.8 kV
- Bahía de Transformación 138/13.8 kV
- 3 Bahías de línea de 138 kV en Sub. Malpaisillo II
- Doble barra 138 kV
- 1 Bahía de acople en 138 Kv
- Barra de distribución 13.8 kV con transformadores de potencial
- 7 celdas metal Clad tipo interior 13.8 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 para la Subestación

SE Planta Momotombo

- Bahía de Línea en 138 Kv para doble barra, con seccionador bypass (bahía de salida de línea hacia se Malpaisillo)
- Cambio de transformadores de corriente y equipos conexos en bahía de Acople
- Cambio de barras 138 kV
- Cambio de transformadores de corriente, pararrayos y equipos conexos en Bahía salida de línea 138 kV a planta Nagarote 2

SE Planta Carlos Fonseca

- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.

SE Nagarote II

- Cambio de transformadores de corriente y equipos conexos en bahía salida de línea de 138kV hacia Momotombo.
- Cambio de transformadores de corriente y equipos conexos en bahía salida de línea de 138kV hacia Los Brasiles.
- Cambio de pararrayos

SE Los Brasiles

- Cambio de transformadores de corriente y equipos conexos en bahía salida de línea hacia la Subestación Nagarote II

- Líneas

- Construcción de 4.5 km de dos líneas en 138 kV, doble circuito, conductor 556.5 kcmil, cable de guarda Tipo OPGW, desde la nueva subestación Malpaisillo hasta la Intersección con la Línea existente León – Carlos Fonseca.

- Desde la línea existente León – Carlos Fonseca hasta la intersección con la línea Momotombo - Nagarote II, se construirán 20.95 km de línea 138kV, de los cuales 12.63 km son con estructuras para doble circuito y tendido de una sola terna y el restante 8.32 km es construido en circuito simple. Ambos tramos con conductor 556.5 kcmil y cable de guarda Tipo OPGW.

- Tendido de 7.63 km con conductor 556.5 kcmil y cable de guarda tipo OPGW, sobre el brazo disponible del doble circuito existente de la línea Momotombo a Nagarote II 138 kV.

6.2.5.5.- Costo de Inversión

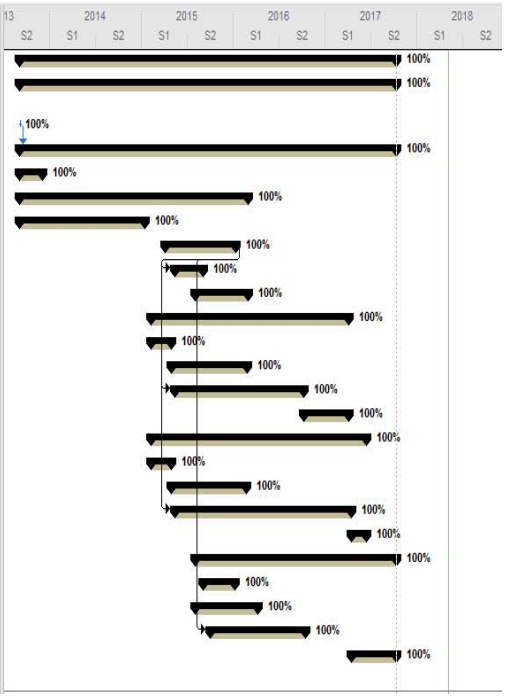
El proyecto tiene un costo total de US$ 15.880 millones de dólares, de los cuales US$ 14.365 millones corresponden financiamiento externo del BEI y LAIF; y US$ 1.514 millones son contrapartida local proveniente del Fondo del Tesoro y Recursos Propios.

En este costo no se incluye la inversión reconocida en el año 2016 de los dos autotransformadores de la Subestación León I.

6.2.5.6.- Cronograma

Proyecto Finalizado. En el mes de Mayo 2018, entra en operación la subestación con sus líneas asociadas.

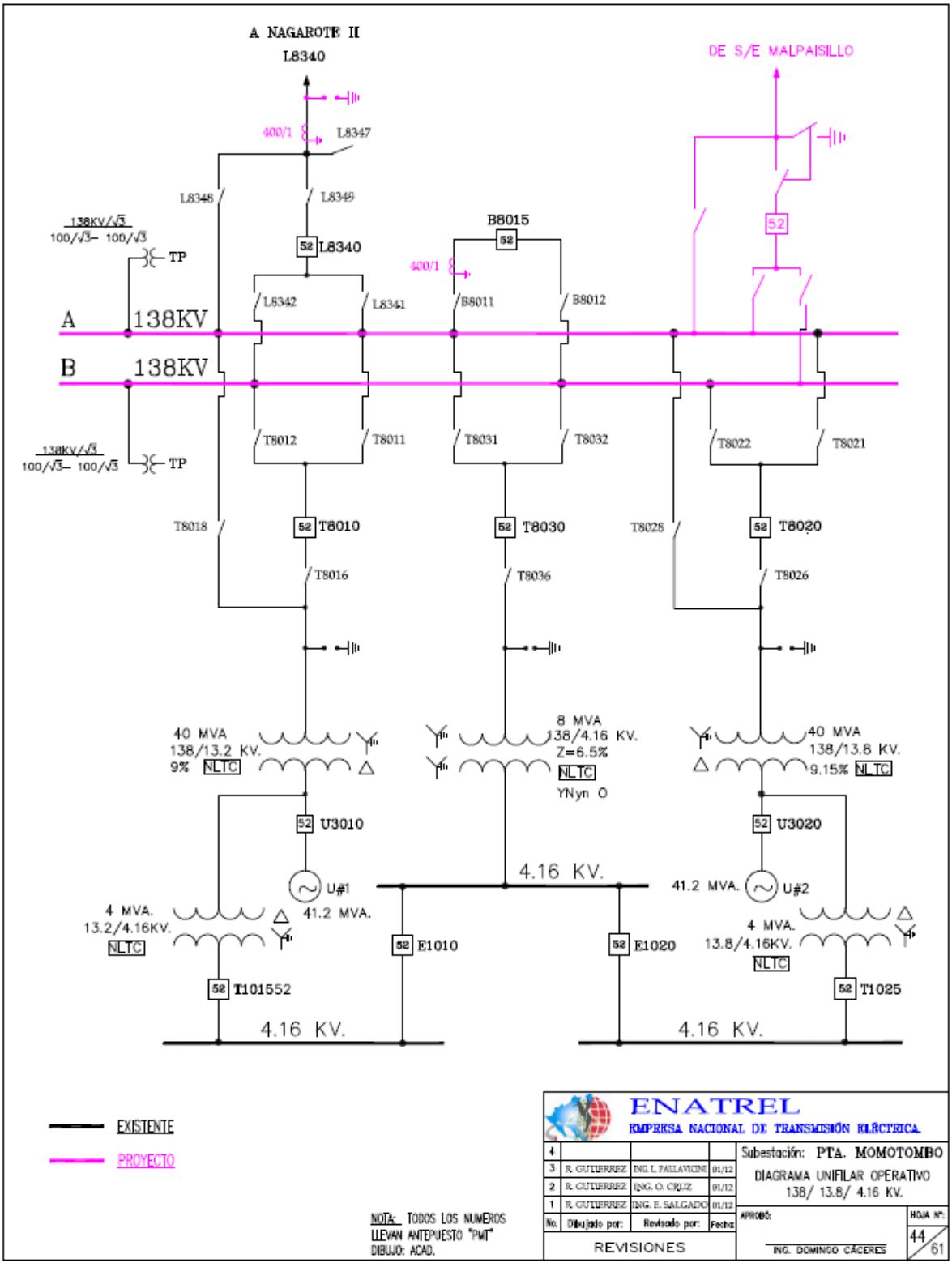
Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
BYUCKSAN POWER CO LTD & HYOSUNG CORPORATION	1499.5 días	mar 3/9/13	mié 11/10/17
SUMINISTRO DE BIENES Y SERVICIOS CONEXOS SUBESTACIÓN MALPAISILLO FASE I Y LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 KV	1499.5 días	mar 3/9/13	mié 11/10/17
ADELANTO	1 día	mar 3/9/13	mar 3/9/13
LINEA DE TRAMISION 138KV LOTE 2	1498.5 días	mié 4/9/13	mié 11/10/17
TRABAJOS PREVIOS	90 días	mié 4/9/13	lun 2/12/13
TRAMO 1	908.5 días	mié 4/9/13	lun 29/2/16
TRABAJOS DE TOPOGRAFIA Y DISEÑO	499.5 días	mié 4/9/13	vie 16/1/15
ACOPIO DE MATERIALES	280 días	lun 6/4/15	lun 11/1/16
MONTAJE DE LINEA	111 días	vie 15/5/15	jue 3/9/15
PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	210 días	lun 3/8/15	lun 29/2/16
TRAMO 2	787 días	lun 9/2/15	mié 5/4/17
TRABAJOS DE TOPOGRAFIA Y DISEÑO	81 días	lun 9/2/15	jue 30/4/15
ACOPIO DE MATERIALES	300 días	vie 1/5/15	mié 24/2/16
MONTAJE DE LINEA	511.5 días	vie 15/5/15	vie 7/10/16
PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	180 días	sáb 8/10/16	mié 5/4/17
TRAMO 3	855.5 días	lun 9/2/15	mar 13/6/17
TRABAJOS DE TOPOGRAFIA Y DISEÑO	79 días	lun 9/2/15	mar 28/4/15
ACOPIO DE MATERIALES	300 días	mié 29/4/15	lun 22/2/16
MONTAJE DE LINEA	700 días	vie 15/5/15	vie 14/4/17
PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	60 días	vie 14/4/17	mar 13/6/17
TRAMO 4	801.5 días	dom 2/8/15	mié 11/10/17
TRABAJOS DE TOPOGRAFIA Y DISEÑO	125 días	vie 4/9/15	mié 6/1/16
ACOPIO DE MATERIALES	251 días	dom 2/8/15	vie 8/4/16
MONTAJE DE LINEA	380 días	jue 1/10/15	vie 14/10/16
PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	180 días	vie 14/4/17	mié 11/10/17



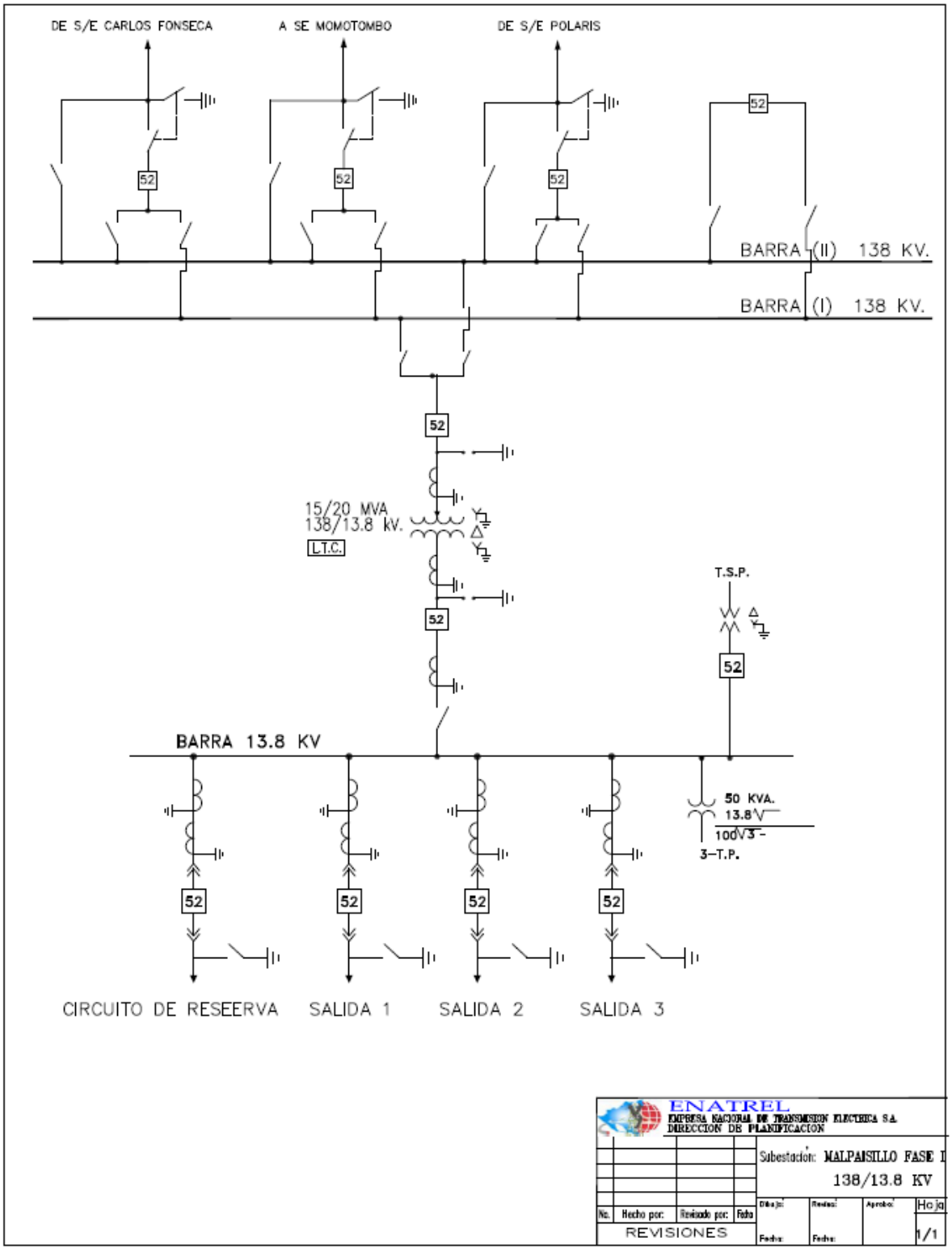
6.2.5.7.- Mapa del Sitio

La subestación Malpaisillo al igual que la planta Polaris (San Jacinto) están ubicadas en la zona de occidente del país en el departamento de León a unos 100 km por carretera de Managua. En gráfico abajo detallado se muestran la ruta de la línea Malpaisillo – Planta Momotombo en 138 kV.

6.2.5.8.- Diagrama Unifilar Subestación Planta Momotombo



6.2.5.9.- Diagrama Unifilar Nueva Subestación Malpaisillo



6.2.6. – Construcción Subestación El Aeropuerto, Línea de transmisión 138kV y obras conexas.

6.2.6.1. – Introducción

La subestación Aeropuerto está dentro del Marco del Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER), el cual tiene como base la Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020, cuyo objetivo general es asegurar el abastecimiento energético con calidad, cantidad y diversidad de fuentes, necesario para garantizar el desarrollo sostenible, teniendo en cuenta la equidad social, crecimiento económico, la gobernabilidad y compatibilidad con el ambiente, de acuerdo con los compromisos ambientales internacionales.

El estado de Nicaragua, a través de ENATREL, está ejecutando este proyecto con el fin de suministrar energía segura, de calidad y confiable al Aeropuerto Internacional Augusto Cesar Sandino y a los usuarios de la zona industrial, las instalaciones de la Fuerza Aérea, el matadero Carnic, la Universidad Nacional Agraria (UNA), la Aduana, y otras cargas importantes de tipo industrial, residencial y de servicios que existen en los alrededores del aeropuerto.

6.2.6.2.- Antecedentes

Históricamente el aeropuerto ha sido alimentado a través de circuitos de distribución proveniente de la subestación Oriental. Debido al incremento de la carga también se alimentó de la subestación Tipitapa. De tal manera que actualmente el aeropuerto puede ser alimentada de ambas subestaciones. Sin embargo, en el futuro existirán limitaciones de capacidad de transformación ya que se tiene que alimentar la demanda vegetativa de las subestaciones, el incremento de carga de la Aeropuerto, la zona industrial y nuevos residenciales.

6.2.6.3.- Objetivos

General

- Construir una subestación eléctrica para asegurar el suministro de energía eléctrica de calidad al Aeropuerto de Managua, Zona Franca Industrial, Fuerza Aérea y zonas aledañas.

Específicos

- Satisfacer el crecimiento de la demanda en la zona de influencia de la Subestación Aeropuerto, Oriental y Tipitapa.
- Mejorar la calidad del servicio a los usuarios actuales que poseen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios.

- Descargar a las subestaciones Oriental y Tipitapa al trasladar parte de su carga actual a la nueva Subestación Aeropuerto.

6.2.6.4. - Justificación

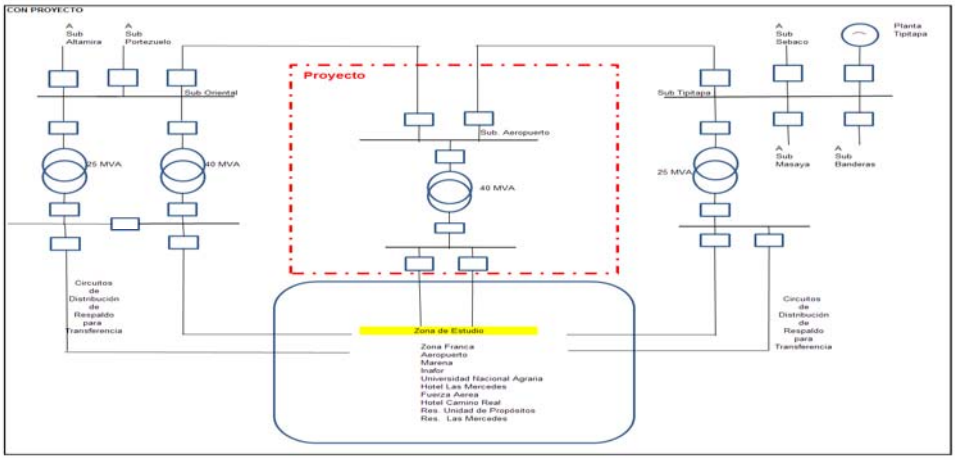
El Aeropuerto es alimentado de la subestación Tipitapa, la cual tiene una demanda máxima de 32.6 MW, es decir posee una carga del 87% de su capacidad instalada.

Actualmente el suministro de energía en la zona de estudio es compartido por las Subestaciones Oriental y Tipitapa. Esto es debido porque ninguna de las subestaciones por sí sola tiene la capacidad de proveer el suministro debido a sus capacidades de transformación.

Si sale de operación una de las subestaciones ya sea Oriental o Tipitapa, la otra que queda en servicio no puede asumir completamente la carga de la zona de estudio. De tal manera que hay que racionar y priorizar la carga. Sin embargo, si la salida de operación de una de las subestaciones no es programada y no da tiempo de priorizar las cargas, la otra subestación se sobrecarga y se dispara produciendo un apagón en la zona de influencia de ambas subestaciones lo cual provoca grandes pérdidas económicas. El impacto en la zona franca industrial es alto ya que el costo de la energía no servida en la zona franca oscila entre US$/MWh 1,500 y US$/MWh 2,000 dependiendo de las fábricas que estén en operación.

Con la ejecución del proyecto el suministro de energía lo proveerá esencialmente la nueva Subestación Aeropuerto, descargando los transformadores de potencia de las subestaciones Oriental y Tipitapa lo cual tiene un impacto económico ya que existe una inversión evitada en las ampliaciones de capacidad de las subestaciones. Adicionalmente, se mejora la confiabilidad.

En las siguientes gráficas se muestra la conexión de la Subestación Aeropuerto a la Línea Tipitapa-Oriental.



Los circuitos de distribución que actualmente abastecen a la zona de estudio no serán desmantelados ya que estarán de respaldo para transferir energía de las Subestaciones Oriental y Tipitapa a la Subestación Aeropuerto en caso que las primeras tengan una falla súbita o mantenimiento programado.

6.2.6.5.- Descripción del Proyecto

El proyecto consiste en construir una subestación en esquema de barra simple, con interruptores de entrada y salida, con un transformador de potencia de 30/40 MVA, 138-13.8 kV.
La subestación estará localizada en las proximidades del Aeropuerto Internacional Augusto Cesar Sandino y se conectará a la línea existente Oriental-Tipitapa por medio de una línea de transmisión doble circuito en 138 kV.

6.2.6.6.- 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 Aeropuerto con nivel de tensión de 138/13,8 kV
- 2.5 km de línea doble circuito en 138 kV conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW.

Obra 1: Nueva Subestación Aeropuerto

- 1 bahía de transformación 138-13.8 kV.
- Transformador de potencia de 30/40 MVA, 138-13.8 kV.
- Barra sencilla de 138 kV con transformadores de Potencial.
- 1 bahía de línea a 138 kV con seccionador bypass hacia la subestación Oriental.
- 1 bahía de línea a 138 kV con seccionador bypass hacia la subestación Tipitapa.
- Seccionador de enlace de ambas bahías de líneas en 138 kV.
- 7 celdas para barra de 13.8 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.

Obra 2: Línea de Transmisión.

- 2.5 km de línea en 138kV, doble circuito con conductor 556.5 ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, desde la subestación Aeropuerto hasta interceptar la línea existente Tipitapa-Oriental a la cual se conectará.

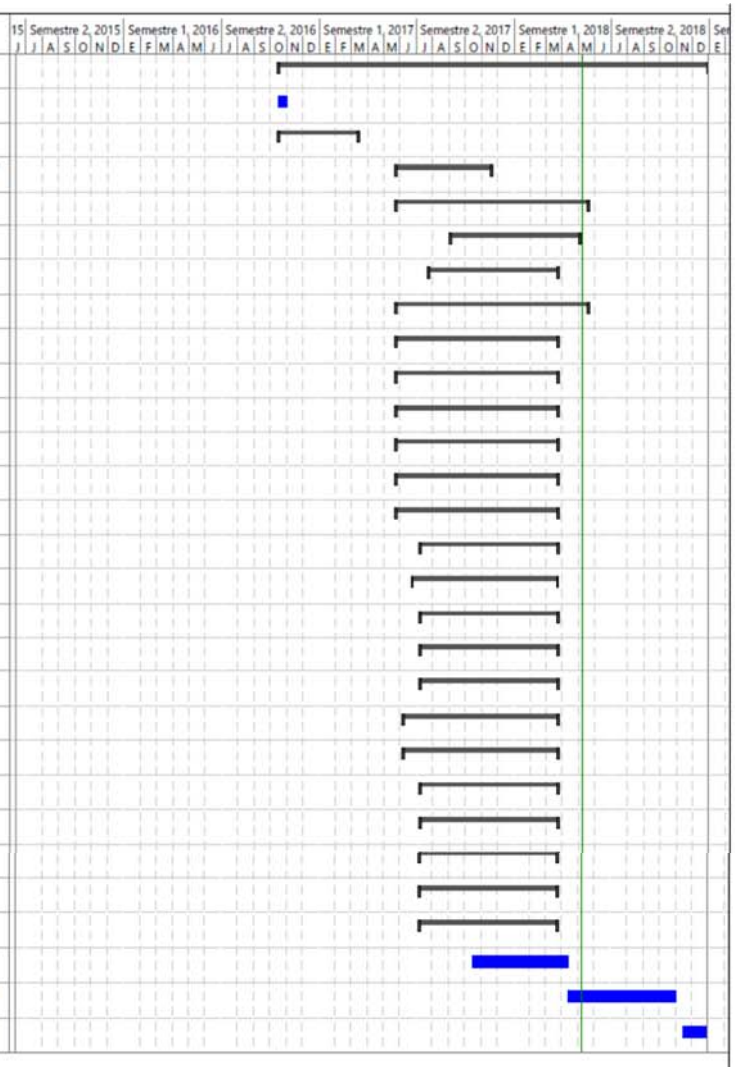
6.2.6.7.- Costo estimado

Este proyecto tiene un costo de US $ 5.835 millones de dólares de los cuales 2.928 millones de dólares son financiados por el Gobierno de la India y US $ 2.907 millones con contrapartida local.

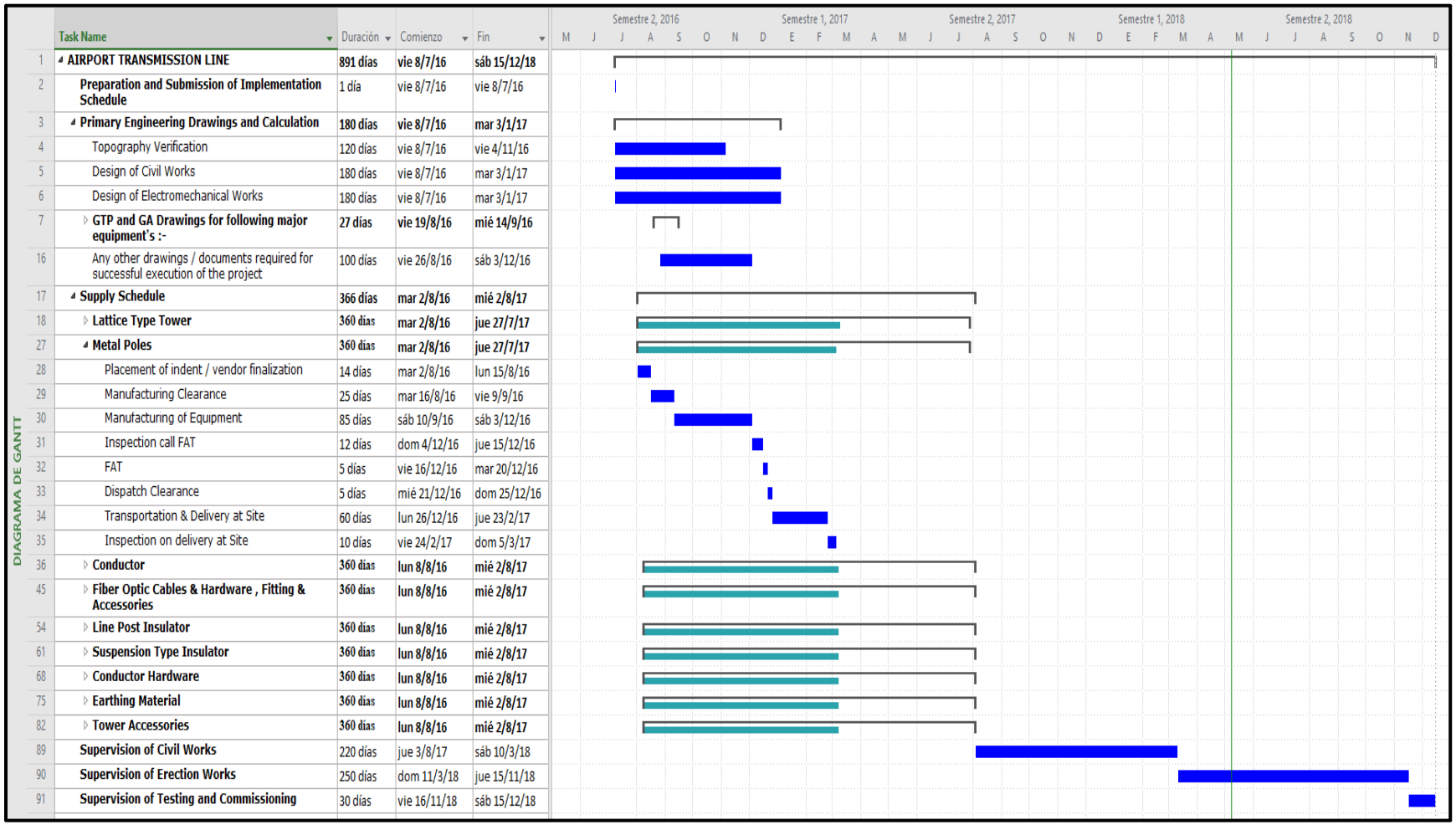
PROYECTOS FINANCIADOS POR LA INDIA	FUENTE	COSTO TOTAL (US$)
Subestación El Aeropuerto		**5,835,160**
Moneda Extranjera	INDIA NIC -6	**2,928,501**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**2,601,123**
Moneda Local	Recursos Propios	**305,537**

6.2.6.8.- Cronograma subestación

Id	Task Name	Duración	Comienzo	Fin
1	**AIRPORT SUBSTATION**	**804.5 días**	**dom 16/10/16**	**sáb 29/12/18**
2	**Preparation and Submission of Implementation Schedule**	15 días	dom 16/10/16	lun 31/10/16
3	**Civil Design**	**150 días**	**dom 16/10/16**	**mié 15/3/17**
6	**Electrical Design**	**180 días**	**mié 24/5/17**	**dom 19/11/17**
33	**Supply Schedule**	**361 días**	**mié 24/5/17**	**sáb 19/5/18**
34	**Steel Structure & Foundation Bolts**	242.5 días	**dom 3/9/17**	**jue 3/5/18**
41	**Earthing Material**	242 días	**mar 25/7/17**	**vie 23/3/18**
48	**Power Transformer**	**361 días**	**mié 24/5/17**	**sáb 19/5/18**
57	**Circuit Breaker**	304 días	**mié 24/5/17**	**vie 23/3/18**
66	**Disconnector**	304 días	**mié 24/5/17**	**vie 23/3/18**
75	**Current Transformer**	304 días	**mié 24/5/17**	**vie 23/3/18**
84	**Inductive Voltage Transformer**	304 días	**mié 24/5/17**	**vie 23/3/18**
93	**Surge Arrester**	304 días	**mié 24/5/17**	**vie 23/3/18**
102	**Medium Voltage Metal Clad Switchgear**	**304 días**	**mié 24/5/17**	**vie 23/3/18**
111	**Station Transformer**	**259 días**	**sáb 8/7/17**	**vie 23/3/18**
118	**Station Post Insulator**	272 días	**sáb 24/6/17**	**jue 22/3/18**
125	**Conductor**	259 días	**sáb 8/7/17**	**vie 23/3/18**
132	**Insulator String, Fitting and Accessories**	259 días	**sáb 8/7/17**	**vie 23/3/18**
139	**Outdoor Lighting**	259 días	**sáb 8/7/17**	**vie 23/3/18**
146	**Control and Protection Panel & Automation System**	290 días	**mié 7/6/17**	**vie 23/3/18**
155	**Communication System**	290 días	**mié 7/6/17**	**vie 23/3/18**
164	**Power and Control Cables & Terminations**	259 días	**sáb 8/7/17**	**vie 23/3/18**
171	**Auxiliary Panels**	**259 días**	**sáb 8/7/17**	**vie 23/3/18**
178	**Battery & Charger**	**259 días**	**sáb 8/7/17**	**vie 23/3/18**
185	**Emergency Power Plant (Genset)**	**259 días**	**sáb 8/7/17**	**vie 23/3/18**
192	**Equipment's and Miscellaneous materials**	259 días	**sáb 8/7/17**	**vie 23/3/18**
199	**Supervision of Civil Works**	180 días	lun 16/10/17	vie 13/4/18
200	**Supervision of Equipment Erection**	200 días	sáb 14/4/18	mar 30/10/18
201	**Supervision of Testing and Commissioning**	45 días	jue 15/11/18	sáb 29/12/18

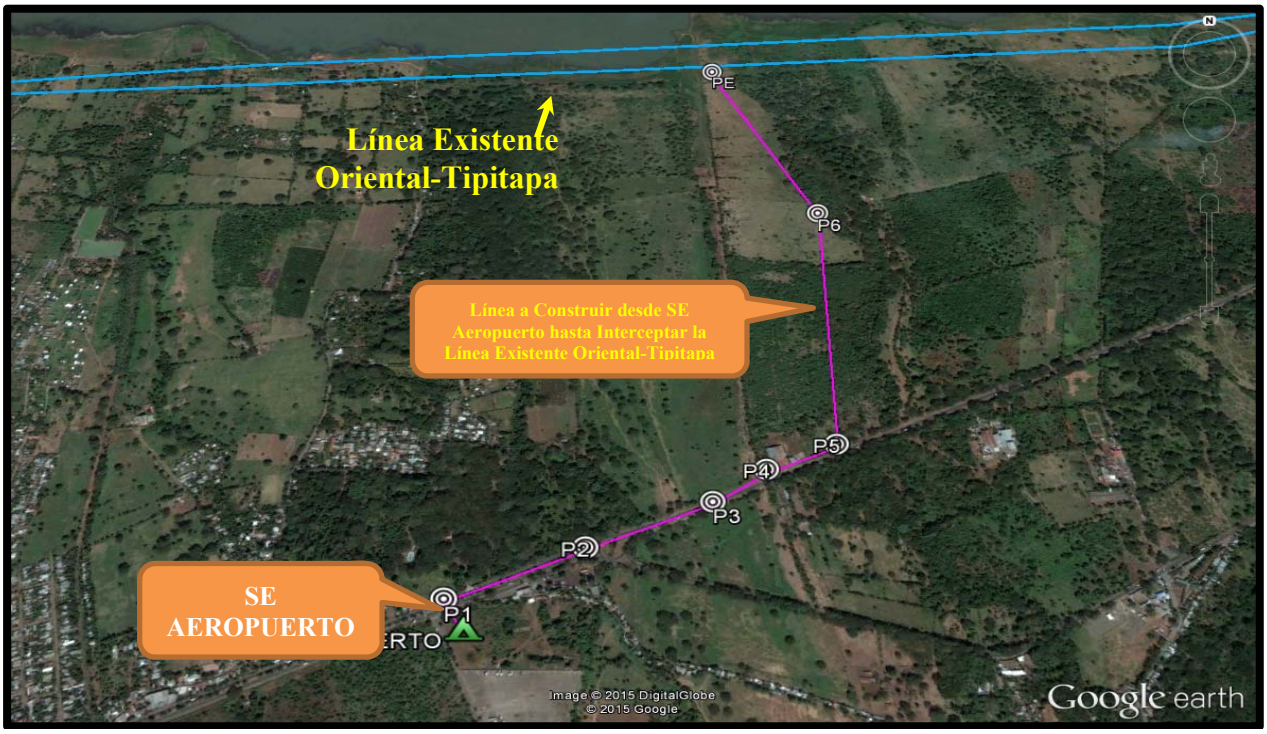


6.2.6.9.- Cronograma Línea

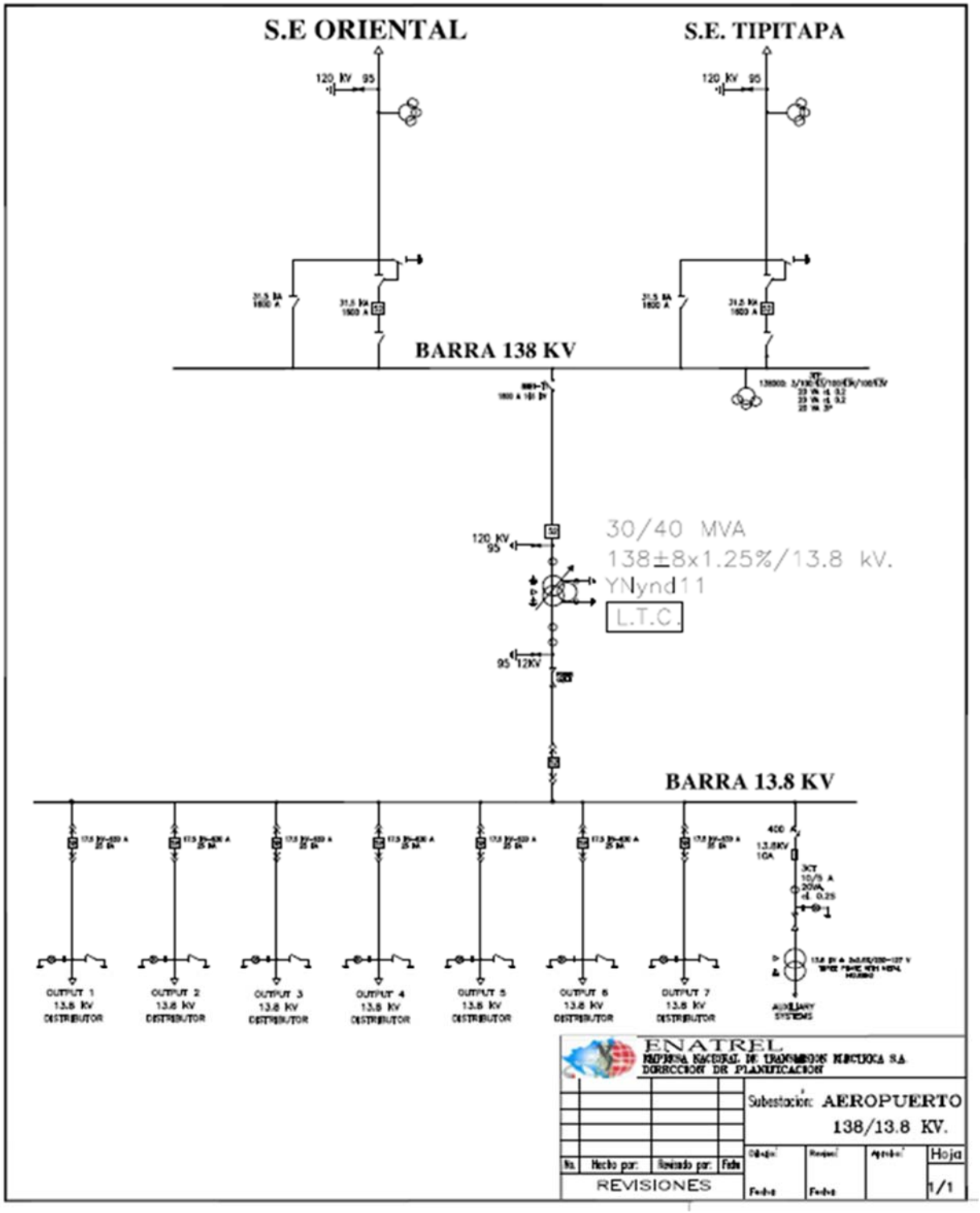


	Task Name	Duración	Comienzo	Fin
1	**AIRPORT TRANSMISSION LINE**	**891 días**	**vie 8/7/16**	**sáb 15/12/18**
2	**Preparation and Submission of Implementation Schedule**	1 día	vie 8/7/16	vie 8/7/16
3	**Primary Engineering Drawings and Calculation**	**180 días**	**vie 8/7/16**	**mar 3/1/17**
4	Topography Verification	120 días	vie 8/7/16	vie 4/11/16
5	Design of Civil Works	180 días	vie 8/7/16	mar 3/1/17
6	Design of Electromechanical Works	180 días	vie 8/7/16	mar 3/1/17
7	**GTP and GA Drawings for following major equipment's :-**	**27 días**	**vie 19/8/16**	**mié 14/9/16**
16	Any other drawings / documents required for successful execution of the project	100 días	vie 26/8/16	sáb 3/12/16
17	**Supply Schedule**	**366 días**	**mar 2/8/16**	**mié 2/8/17**
18	**Lattice Type Tower**	**360 días**	**mar 2/8/16**	**jue 27/7/17**
27	**Metal Poles**	**360 días**	**mar 2/8/16**	**jue 27/7/17**
28	Placement of indent / vendor finalization	14 días	mar 2/8/16	lun 15/8/16
29	Manufacturing Clearance	25 días	mar 16/8/16	vie 9/9/16
30	Manufacturing of Equipment	85 días	sáb 10/9/16	sáb 3/12/16
31	Inspection call FAT	12 días	dom 4/12/16	jue 15/12/16
32	FAT	5 días	vie 16/12/16	mar 20/12/16
33	Dispatch Clearance	5 días	mié 21/12/16	dom 25/12/16
34	Transportation & Delivery at Site	60 días	lun 26/12/16	jue 23/2/17
35	Inspection on delivery at Site	10 días	vie 24/2/17	dom 5/3/17
36	**Conductor**	**360 días**	**lun 8/8/16**	**mié 2/8/17**
45	**Fiber Optic Cables & Hardware , Fitting & Accessories**	**360 días**	**lun 8/8/16**	**mié 2/8/17**
54	**Line Post Insulator**	**360 días**	**lun 8/8/16**	**mié 2/8/17**
61	**Suspension Type Insulator**	**360 días**	**lun 8/8/16**	**mié 2/8/17**
68	**Conductor Hardware**	**360 días**	**lun 8/8/16**	**mié 2/8/17**
75	**Earthing Material**	**360 días**	**lun 8/8/16**	**mié 2/8/17**
82	**Tower Accessories**	**360 días**	**lun 8/8/16**	**mié 2/8/17**
89	**Supervision of Civil Works**	220 días	jue 3/8/17	sáb 10/3/18
90	**Supervision of Erection Works**	250 días	dom 11/3/18	jue 15/11/18
91	**Supervision of Testing and Commissioning**	30 días	vie 16/11/18	sáb 15/12/18

6.2.6.10.- Ubicación



6.2.6.11. - Diagrama Unifilar de S/E Aeropuerto



6.2.7. - Refuerzos para la Conexión de Proyectos Eólicos

6.2.7.1. - Introducción

En el 2006 la producción de energía eléctrica en Nicaragua dependía de un 75% de combustibles fósiles y un 25% con fuentes renovables. En el año 2017 el porcentaje de las fuentes renovables representó más del 50% de la matriz de generación, siendo la generación eólica aprox. el 15% de la energía total producida en el año.

Del 2007 a la fecha se han conectado al Sistema Interconectado Nacional 4 proyectos eólicos los que totalizan una potencia de 187MW de generación, ubicados en el istmo de Rivas. 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 500 MW de generación en energía eólica, siendo esta zona una de las más privilegiadas para este tipo de tecnología en el istmo Centroamericano.

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 cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo del sistema.

6.2.7.2. -Antecedentes

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, instalando 22 aerogeneradores de 1.8 MW marca VESTAS

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 finalicé el presente proyecto de refuerzos eólicos.

6.2.7.3. -Objetivos Del Proyecto

General

- Crear los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión, para garantizar el transporte de la generación eólica actual de forma confiable y segura, cumpliendo con los criterios de la regulación Nacional y Regional.

Específicos

- Mejorar la confiabilidad del Sistema de Interconexión Centroamericana y del sistema nacional de Nicaragua.

- Realizar refuerzos que coadyuven a cumplir con los 300MW de transferencias que requiere el proyecto SIEPAC

- Crear la infraestructura necesaria para que la inversión privada pueda invertir en proyectos de energía renovables, tales como proyectos de potencial eólico, existentes en la zona.

6.2.7.4. -Justificación

Cuando existe transferencia de potencia de Sur a Norte arriba de los 70-80 MW, en situaciones de contingencia, cuando sale cualesquiera 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.

Debido a lo anterior, se hace necesario realizar la construcción de la nueva Subestación La Virgen y la construcción de un circuito adicional en 230kV que permita la transferencia de 300 MW sin provocar sobrecargas en situaciones de contingencias n-1.

Adicionalmente, debido al crecimiento de la demanda y al uso turístico de la energía en la zona de Rivas, resulta conveniente aumentar la disponibilidad de las subestaciones Rivas y Nandaime, para lo cual se considera la construcción de un circuito entre las subestaciones La Virgen y Rivas en 138kV. Esta línea mejorará la confiabilidad de las Subestaciones de Catarina, Nandaime y Rivas la cuales se encuentran conectadas radialmente, por lo que la demanda tanto de la zona de Rivas como Nandaime depende del suministro de energía proveniente de la Subestación de Catarina; por lo que actualmente una falla en la línea Catarina-Nandaime deja sin alimentación la demanda del departamento de Rivas y zonas aledañas.

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.

6.2.7.5. -Alcances

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

- Nueva subestación La Virgen nivel de tensión en 230/138 kV.
- Modernización de la Subestación Rivas nivel de tensión 138/13.8 kV.
- Ampliación Subestación Amayo.
- Ampliación Subestación Masaya.
- Cambio de TC´s en las Subestaciones Catarina y Nandaime.
- Líneas de Transmisión en 230 kV y 138 kV.

- Componentes del Proyecto

- **Subestación la Virgen:**
  - Adquisición de Terreno y Construcción de Edificio de control
  - Suministro y Montaje de 1 rama de interruptor y medio en 230 kV para conectar la línea La Virgen – Amayo con un autotransformador de 120 MVA.
  - Suministro y Montaje de 2 ramas en doble interruptor 230 kV para conectar las líneas La Virgen – Masaya y La Virgen - Blue Power.
  - Suministro y montaje de 1 autotransformador de 120 MVA 230/138 kV.

- Suministro y Montaje de 1 bahía de transformación del lado de 138 kV.
- Una Bahía Salida de Línea 138 KV a Subestación de Rivas.
- 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, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).

La subestación La Virgen entro en operación en abril del 2016. En el peaje de transmisión del 2018 se reconoció el terreno, edificio de control, el autotransformador de 120MVA con su bahía y un transformador de 15MVA con su bahía.

- **Subestación Rivas**
  - 1 Bahía de línea de llegada de la subestación Nandaime en 138kV, equipada con Interruptor de potencia y bypass de línea.
  - 1 Bahía de salida en 138kV hacia la Subestación La Virgen equipada con interruptor de potencia y bypass de línea.
  - Bahía de Transformación 138/24.9 kV
  - Traslado del Transformador de Potencia de 40 MVA existente a la nueva ubicación.
  - Desmontaje de equipos de potencia, de la bahía actual del transformador de potencia, tableros y equipos auxiliares, embalaje y traslado de los mismos a los almacenes de ENATREL
  - Sistema integrado de control y protección, y medida para todas las Bahías incluyendo todos los Paneles de Mando, Control, Protección
  - 6 Celdas Metal Clad 24.9 KV con sus equipos respectivos.
  - Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías)
  - Sistema Automatizado de Control para la subestación.
  - Sistema de Comunicaciones
  - Construcción del edificio de control
  - Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de las bahías de líneas y del edificio de control.
  - Cambio de transformadores de corriente (TC´s) de 200-400 A 400-800 en las Subestaciones de Catarina y Nandaime.

En el peaje 2018, se reconoció todo a excepción de la bahía de salida en 138kV hacia la Subestación La Virgen

- **Subestación Amayo**
  - Bahía de línea de 230 kV en esquema de doble barra, en la subestación Amayo.

- **Subestación Masaya**
  - Suministro y Montaje de una rama en esquema de doble interruptor a un voltaje de 230 kV, en la subestación Masaya.

- **Subestación Catarina**
  - Cambio de transformadores de corriente (TC´s) de 200-400 A 400-800 en las Subestación
    En el peaje 2018, se reconoció esta inversión

- **Subestación Nandaime**
  - Cambio de transformadores de corriente (TC´s) de 200-400 A 400-800 en las Subestación
    En el peaje 2018, se reconoció esta inversión

❖ **Líneas de Transmisión**

- **Construcción Línea Masaya- La Virgen 230 kV :**

  - Suministro y Montaje de 4 km de línea de transmisión en 230 kV, doble terna, conductor 1024 kcmil ACAR e hilo de guarda tipo OPGW, entre las subestaciones La Virgen y Masaya.

  - Suministro y Montaje de 85 km de línea de transmisión en 230 kV conductor 1024 kcmil ACAR e hilo de guarda tipo OPGW, entre las subestaciones La Virgen y Masaya utilizando el segundo brazo de la línea SIEPAC.

    (El costo de esta línea Masaya-La Virgen no se considera en la inversión del proyecto que reconocerá INE, ya que este tramo forma parte de la Línea Siepac II y será reconocido por EPR).

- **Construcción Línea Amayo - La Virgen 230 kV :**

  - Suministro y Construcción de 20 km de línea de transmisión en 230 kV, simple terna, conductor 1024 kcmil ACAR e hilo de guarda tipo OPGW, entre las subestaciones de Amayo y La Virgen.

- **Construcción Línea La Virgen - Rivas 138kV :**

  - Suministro y Construcción de 13.4 km de línea de transmisión en 138 kV, simple terna, conductor 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, entre las subestaciones de Rivas y La Virgen.

- **Construcción Línea Planta Blue Power - Subestación La Virgen 230kV :**

  - Suministro y construcción de 0.3 km de línea de transmisión en 230 kV, simple terna, conductor 1024 kcmil ACAR e hilo de guarda tipo OPGW, para garantizar la conexión entre la Planta Blue Power & Energy y la Subestación La Virgen.

6.2.7.6. -Beneficios

- Los beneficios de este proyecto están en cuanto al mejoramiento de la confiabilidad de la Interconexión Centroamericana y del sistema de Nicaragua contribuyendo al intercambio de hasta 300MW entre países.

- Se mejorará la confiabilidad de las Subestaciones de Catarina, Nandaime y Rivas las cuales actualmente se encuentran conectadas radialmente.

- Además, se mejorará la confiabilidad de la conexión de 187 MW en generación eólica.

6.2.7.7. - Costo del Proyecto

El proyecto tiene un costo total de US$ 29.386 millones de dólares, de los cuales 26.011 son cubiertos con financiamiento extranjero proveniente de fondos BEI y LAIF; y US$ 3.375 millones con financiamiento Local.

Del costo total del proyecto, U$ 5.24 millones corresponden al segundo circuito de la línea SIEPAC entre Masaya – La Virgen; por lo que no se considera dentro de ***la inversión para reconocimiento del INE.***

Tampoco se consideran U$ 8.494 millones de las obras reconocidas en el peaje de transmisión del año 2018.

La inversión solicitada a reconocimiento para el peaje del año 2019 es de U$ 15.614 millones. En los siguientes cuadros se detalla el desglose de los costos.

OBRAS	DESCRIPCIÓN	INVERSION TOTAL (U$)	INVERSIÓN RECONOCIDA PEAJE 2018	SOLICITUD DE INVERSION A RECONOCER EN 2019
Línea Masaya- La Virgen 230 kV	85 km de línea entre las subestaciones La Virgen y Masaya utilizando el segundo brazo de la línea SIEPAC y 4km de línea 230kV doble circuito a la salida de la SE La Virgen	5,278,595		
Subestación la Virgen 230/138 kV	Nueva Subestación 230/138kV, Autotransformador de 120MVA con su bahía completa, 2bahias de líneas en 230kV Interruptor y Medio, 1 Bahía en 138kV	11,159,549	5,325,074	5,834,475
Línea Amayo - La Virgen 230 kV	Bahía de Línea Doble Barra en Subestación Amayo, 20km de línea en 230kV simple circuito entre Amayo-La Virgen y 0.3km de línea 230kV para conectar Blue Power a la SE La Virgen	5,038,737		5,038,737
Línea La Virgen - Rivas 138kV	13.4km de línea en 138kV simple circuito entre La Virgen y Rivas	2,617,949		2,617,949
Subestación Rivas 138kV	2 bahías de líneas 138kV, bahía de transformación, 6 celdas metalclad y Cambio de transformadores de Corrientes en Nandaime y Catarina	4,225,263	3,168,640	1,056,623
Subestación Masaya 230kV	1 bahía de línea de 230kV en SE Masaya, en esquema de doble interruptor	1,065,928		1,065,928
	TOTAL	**29,386,021**	**8,493,714**	**15,613,713**

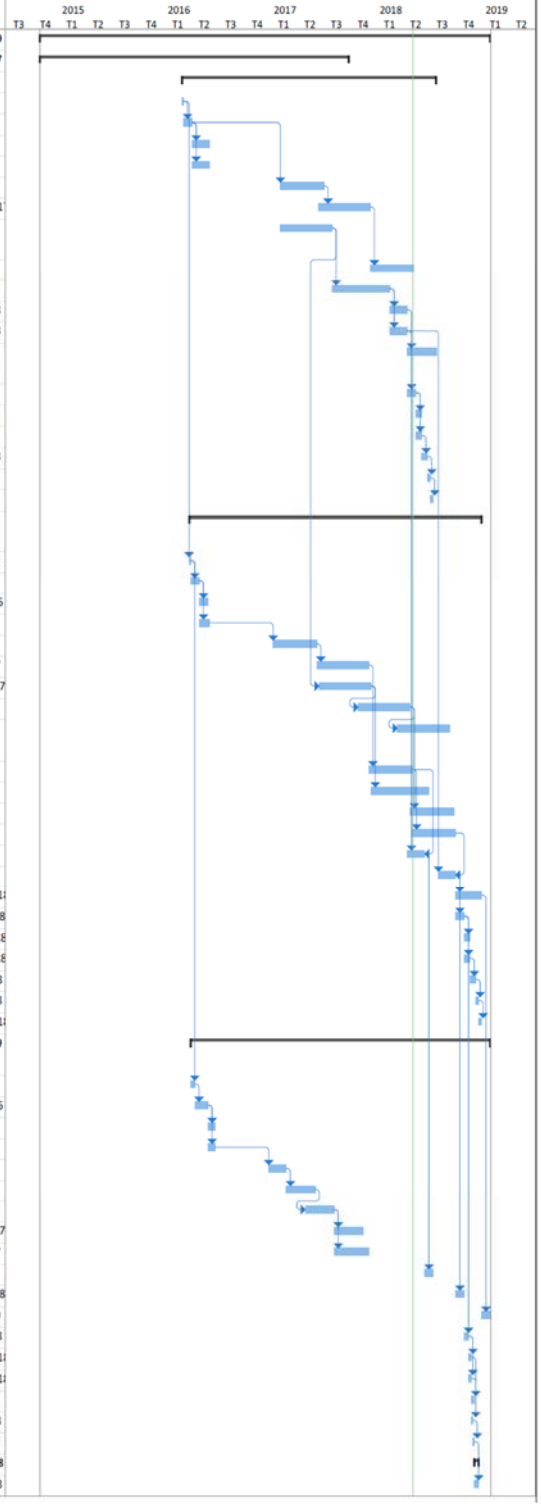
Detalle de Costos a Reconocimiento

Subestación	Obra	Cantidad	FINANCIAMIENTO EXTRANJERO	FINANCIAMIENTO LOCAL	COSTO TOTAL
La Virgen	Bahías de línea 230 kV (Interruptor y Medio)	2	4,764,685	186,517	4,951,201
	Bahías de línea 138 kV	1	850,000	33,274	883,274
Masaya	Bahías de línea 230 kV (Interruptor y Medio)	1	1,025,773	40,155	1,065,928
Amayo	Bahías de línea 230 kV (Doble Barra)	1	1,409,499	55,176	1,464,675
Rivas	Bahías de línea 138 kV	1	1,016,536	40,088	1,056,623
		Sub-Total-1	**9,066,492**	**355,208**	**9,421,701**

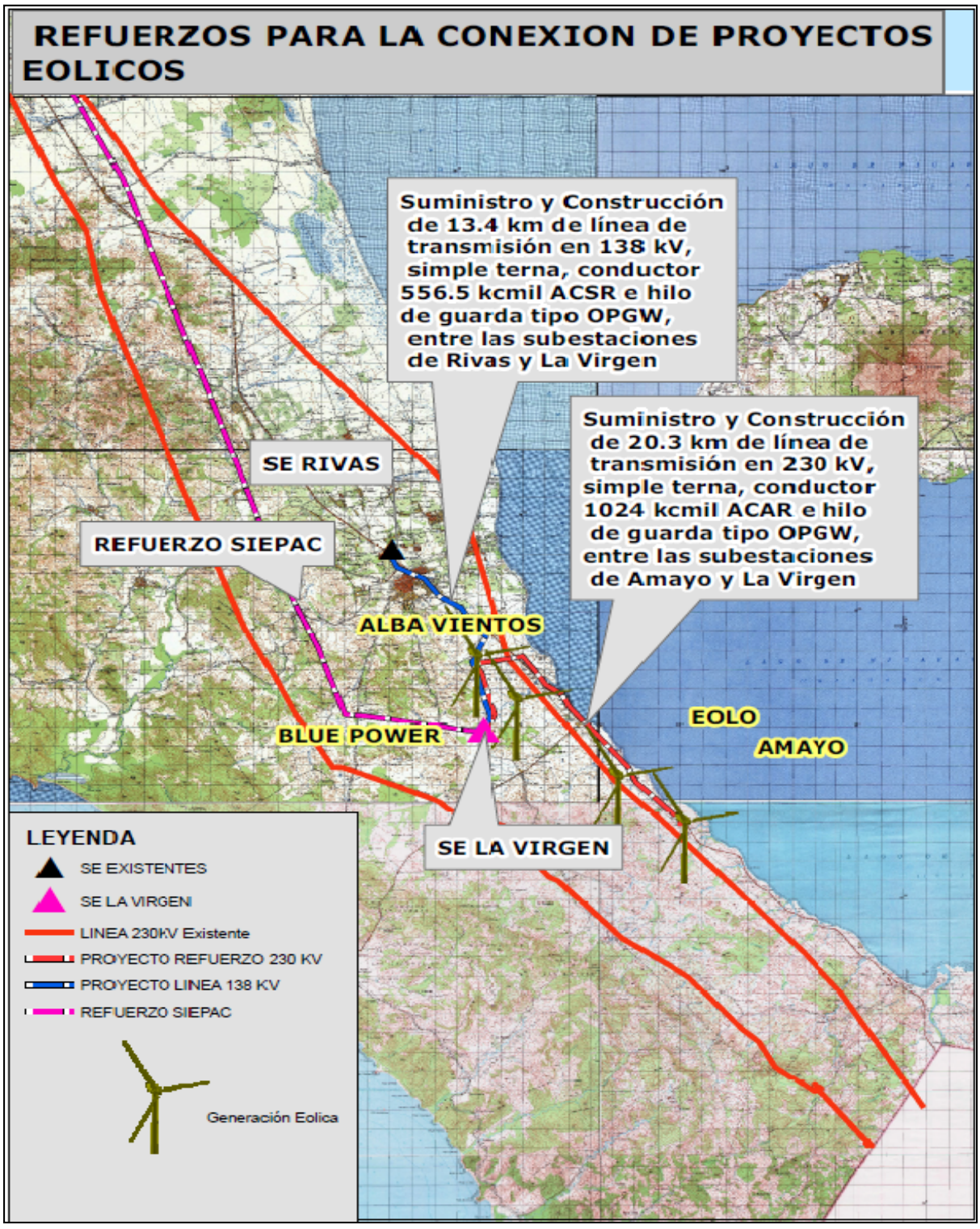
Línea	Tipo	longitud (km)	FINANCIAMIENTO EXTRANJERO	FINANCIAMIENTO LOCAL	COSTO TOTAL
Línea La Virgen-Blue Power	Línea 230 kV, 1024 kcmil simple circuito, con hilo de guarda Tipo OPGW	0.3	277,995	10,882	288,878
Línea La Virgen-Amayo	Línea 230 kV, 1024 kcmil simple circuito, con hilo de guarda Tipo OPGW	20	3,161,429	123,756	3,285,185
Línea La Virgen - Rivas	Línea 138 kV, 556.5 kcmil SIMPLE circuito, con hilo de guarda Tipo OPGW	13.4	2,519,329	98,621	2,617,949
		Sub-Total-2	**5,958,752.6**	**233,259.4**	**6,192,012.0**
		TOTAL	**15,025,245**	**588,468**	**15,613,713**

6.2.7.8. – Cronograma

Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
1		**Proyecto SSEE la Virgen Lote II Línea de Transmision de 138 kV y 230 kV**	**1555 días**	**lun 27/10/14**	**mar 29/1/19**
2		**INGENIERIA Y FABRICACION**	**1065 días**	**lun 27/10/14**	**mar 26/9/17**
25		**Obras Civiles y Montaje Electromecánico Tramo 1 S/E La Virgen-S/E Riva**	**878 días**	**lun 29/2/16**	**jue 26/7/18**
26		Preliminares	5 días	lun 29/2/16	sáb 5/3/16
27		Replanteo topográfico	30 días	sáb 5/3/16	lun 4/4/16
28		Limpieza de derecho de vía	60 días	lun 4/4/16	vie 3/6/16
29		Caminos de Acceso	60 días	lun 4/4/16	vie 3/6/16
30		Excavaciones para fundaciones	150 días	vie 3/2/17	lun 3/7/17
31		Fundaciones para Postes de concreto auto soportado en suspensión	180 días	mar 13/6/17	dom 10/12/1
32		Fundaciones para Postes de acero metálico galvanizado auto soportado en ángulo	180 días	mié 1/2/17	lun 31/7/17
33		Montaje de Postes de concreto auto soportado en suspensión	150 días	dom 10/12/1	mié 9/5/18
34		Montaje de Postes de acero metálicas galvanizado auto soportado en án	200 días	lun 31/7/17	vie 16/2/18
35		Vestido de estructuras en suspensión	60 días	vie 16/2/18	mar 17/4/18
36		Vestido de estructuras en anclaje	60 días	vie 16/2/18	mar 17/4/18
37		Tendido y Flechado de cable de conductor de fases (3) ACSR DOVE 556.4 MCM	100 días	mar 17/4/18	jue 26/7/18
38		Tendido y Flechado de cable de guarda OPGW	30 días	mar 17/4/18	jue 17/5/18
39		Instalación de puesta a tierra	20 días	jue 17/5/18	mié 6/6/18
40		Instalación Cable para Puesta a Tierra y accesorios	20 días	jue 17/5/18	mié 6/6/18
41		Instalación de No. Estructura y Nivel de Tensión	20 días	mié 6/6/18	mar 26/6/18
42		Instalación de Placa de Aviso de Peligro	10 días	mar 26/6/18	vie 6/7/18
43		Limpieza final	10 días	vie 6/7/18	lun 16/7/18
44		**Obras Civiles y Montaje Electromecánico Tramo 2 S/E La Virgen – Amayo y la Virgen – Blue Power**	**1010 días**	**vie 25/3/16**	**dom 30/12/18**
45		Preliminares	5 días	vie 25/3/16	mié 30/3/16
46		Replanteo topográfico	30 días	mié 30/3/16	vie 29/4/16
47		Limpieza de derecho de vía	30 días	vie 29/4/16	dom 29/5/16
48		Caminos de Acceso	35 días	vie 29/4/16	vie 3/6/16
49		Excavaciones para fundaciones	150 días	lun 9/1/17	jue 8/6/17
50		Fundaciones para Postes de concreto auto soportado en suspensión	180 días	jue 8/6/17	mar 5/12/17
51		Fundaciones para Postes de acero auto soportado en suspensión	180 días	vie 16/6/17	mié 13/12/17
52		Fundaciones para Postes de concreto auto soportado en ángulo	180 días	dom 29/10/1	vie 27/4/18
53		Fundaciones para Postes de acero metálicos galvanizado auto soportado en ángulo	180 días	mar 13/3/18	dom 9/9/18
54		Montaje de Postes de concreto auto soportado en suspensión	150 días	mar 5/12/17	vie 4/5/18
55		Montaje de Postes de acero metálicas galvanizado auto soportado suspe	200 días	mié 13/12/17	dom 1/7/18
56		Montaje de Postes de concreto auto soportado en ángulo	150 días	vie 27/4/18	lun 24/9/18
57		Montaje de Postes de acero metálicas galvanizado auto soportado en án	150 días	vie 4/5/18	lun 1/10/18
58		Vestido de estructuras en suspensión	60 días	mar 17/4/18	sáb 16/6/18
59		Vestido de estructuras en anclaje	60 días	jue 2/8/18	lun 1/10/18
60		Tendido y Flechado de cable de conductor de fases	90 días	lun 1/10/18	dom 30/12/1
61		Tendido y Flechado de cable de guarda OPGW	30 días	lun 1/10/18	mié 31/10/18
62		Instalación de puesta a tierra y accesorios	20 días	mié 31/10/18	mar 20/11/18
63		Instalación de Cable para Puesta a Tierra	20 días	mié 31/10/18	mar 20/11/18
64		Instalación de No. Estructura y Nivel de Tensión	20 días	mar 20/11/18	lun 10/12/18
65		Instalación de Placa de Aviso de Peligro	10 días	lun 10/12/18	jue 20/12/18
66		Limpieza final	10 días	jue 20/12/18	dom 30/12/1
67		**Obras Civiles y Montaje Electromecánico Tramo 3 Subestación La Virgen - Planta Blue Power**	**1035 días**	**mié 30/3/16**	**mar 29/1/19**
68		Preliminares	15 días	mié 30/3/16	jue 14/4/16
69		Replanteo topográfico	45 días	jue 14/4/16	dom 29/5/16
70		Limpieza de derecho de vía	25 días	dom 29/5/16	jue 23/6/16
71		Caminos de Acceso	25 días	dom 29/5/16	jue 23/6/16
72		Excavaciones para fundaciones	60 días	dom 25/12/16	jue 23/2/17
73		Fundaciones para Postes de concreto auto soportado en suspensión	100 días	jue 23/2/17	sáb 3/6/17
74		Fundaciones para Postes de acero metálico galvanizado auto soportado	100 días	sáb 29/4/17	lun 7/8/17
75		Montaje de Postes de concreto auto soportado en suspensión	100 días	lun 7/8/17	mié 15/11/17
76		Montaje de Postes de acero metálicas galvanizado auto soportado en án	120 días	lun 7/8/17	mar 5/12/17
77		Vestido de estructuras en suspensión	30 días	sáb 16/6/18	lun 16/7/18
78		Vestido de estructuras en anclaje	30 días	lun 1/10/18	mié 31/10/18
79		Tendido y Flechado de cable de conductor de fases	30 días	dom 30/12/1	mar 29/1/19
80		Tendido y Flechado de cable de guarda OPGW	15 días	mié 31/10/18	jue 15/11/18
81		Instalación de puesta a tierra y accesorios	10 días	jue 15/11/18	dom 25/11/1
82		Instalación de Cable para Puesta a Tierra	10 días	jue 15/11/18	dom 25/11/1
83		Instalación de No. Estructura y Nivel de Tensión	10 días	dom 25/11/1	mié 5/12/18
84		Instalación de Placa de Aviso de Peligro	5 días	dom 25/11/1	vie 30/11/18
85		Limpieza final	5 días	vie 30/11/18	mié 5/12/18
86		**Pruebas y Puesta en Servicio de Lineas**	**15 días**	**mié 5/12/18**	**jue 20/12/18**
87		Ejecución de las Pruebas	15 días	mié 5/12/18	jue 20/12/18

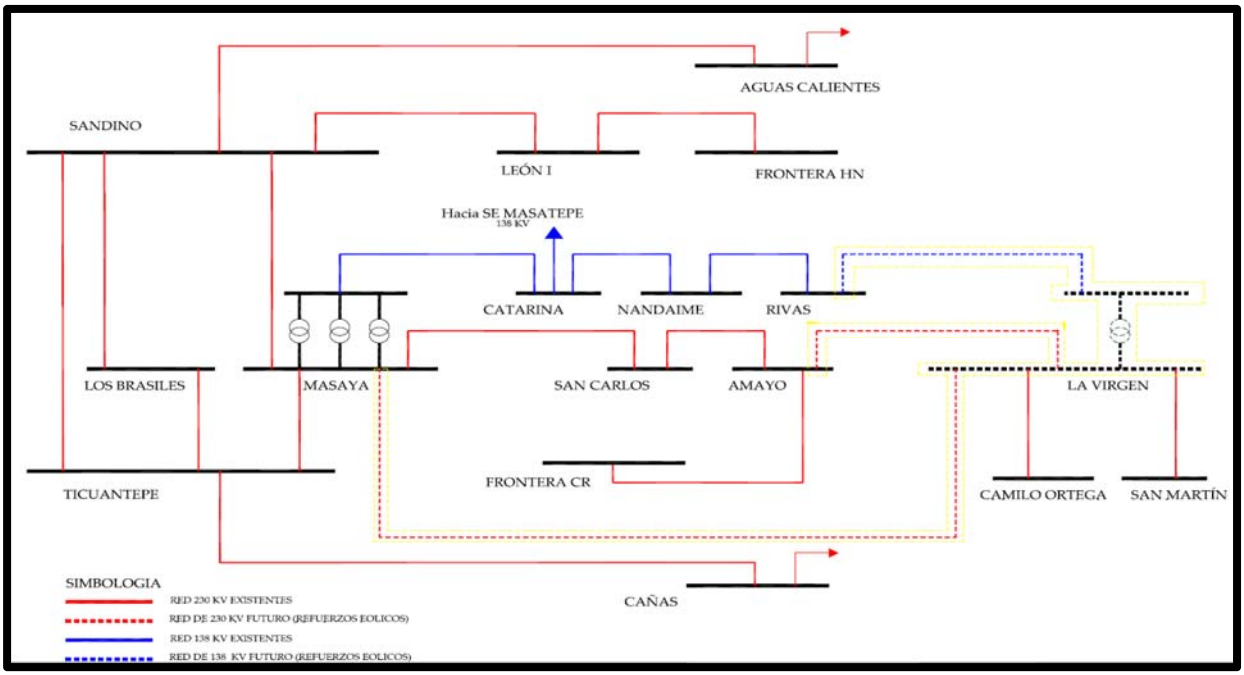


6.2.7.9. - Localización

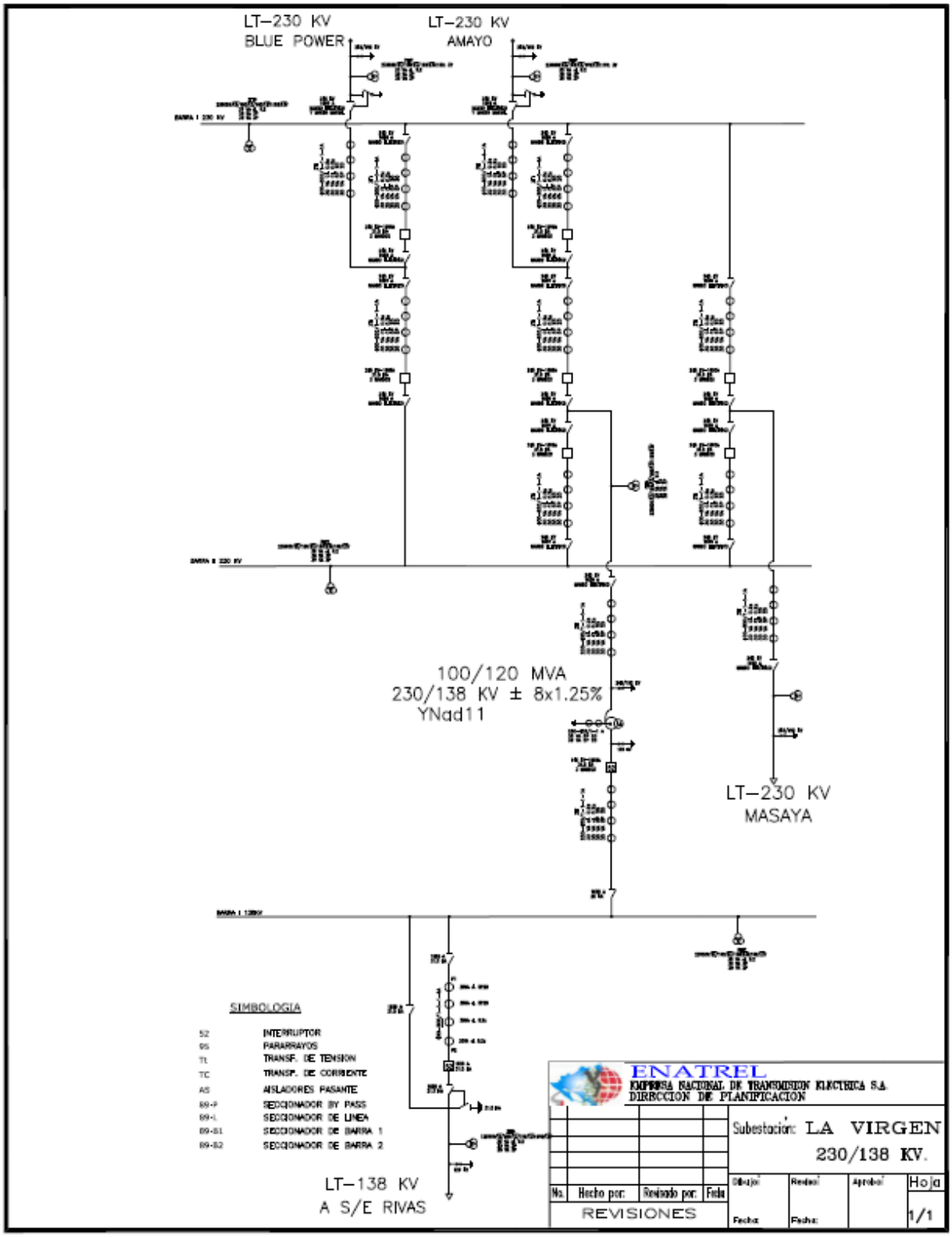


6.2.7.10. - Diagrama de Conexión

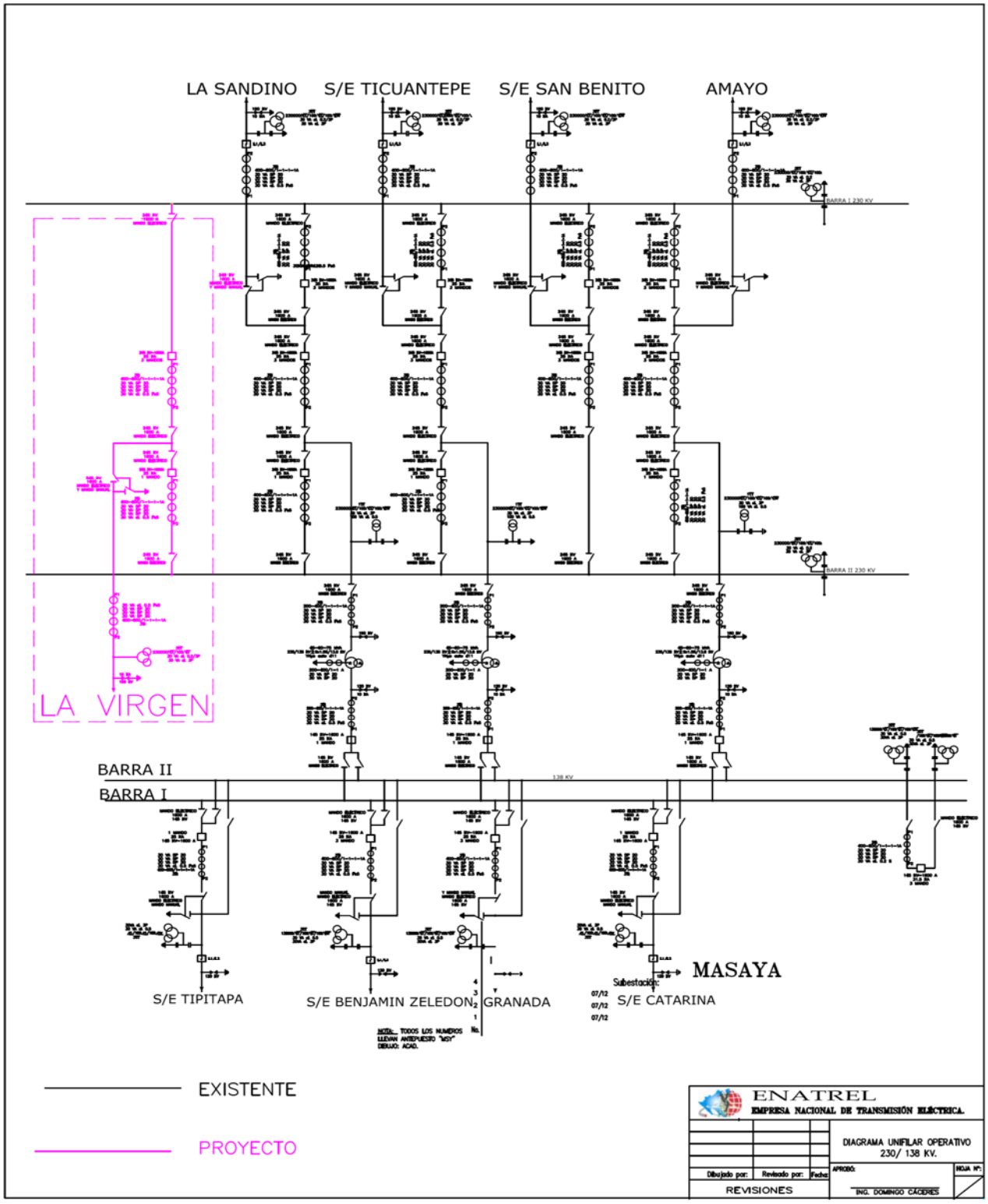
Situación Con Proyecto



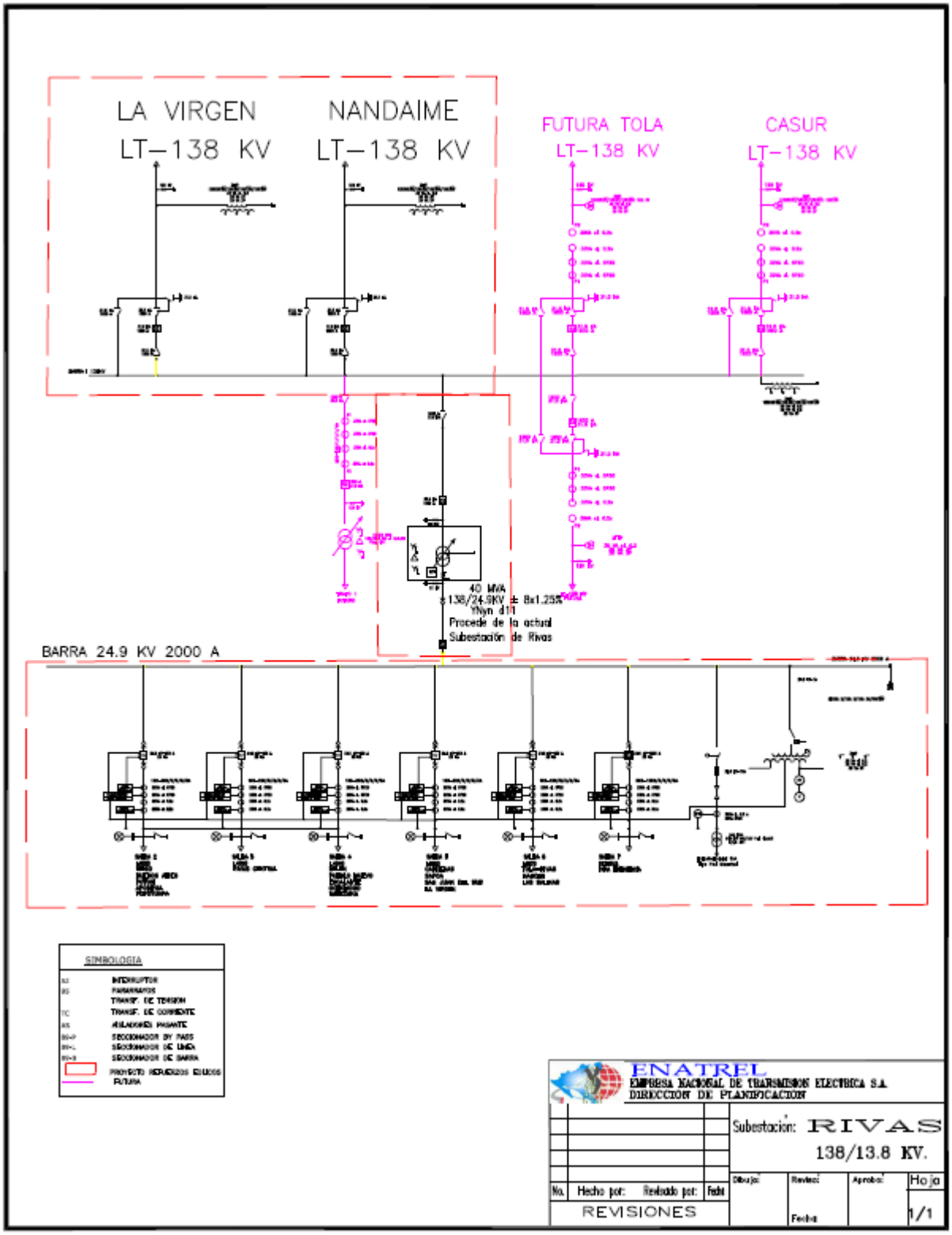
6.2.7.11. -Diagrama Unifilar Subestación La Virgen



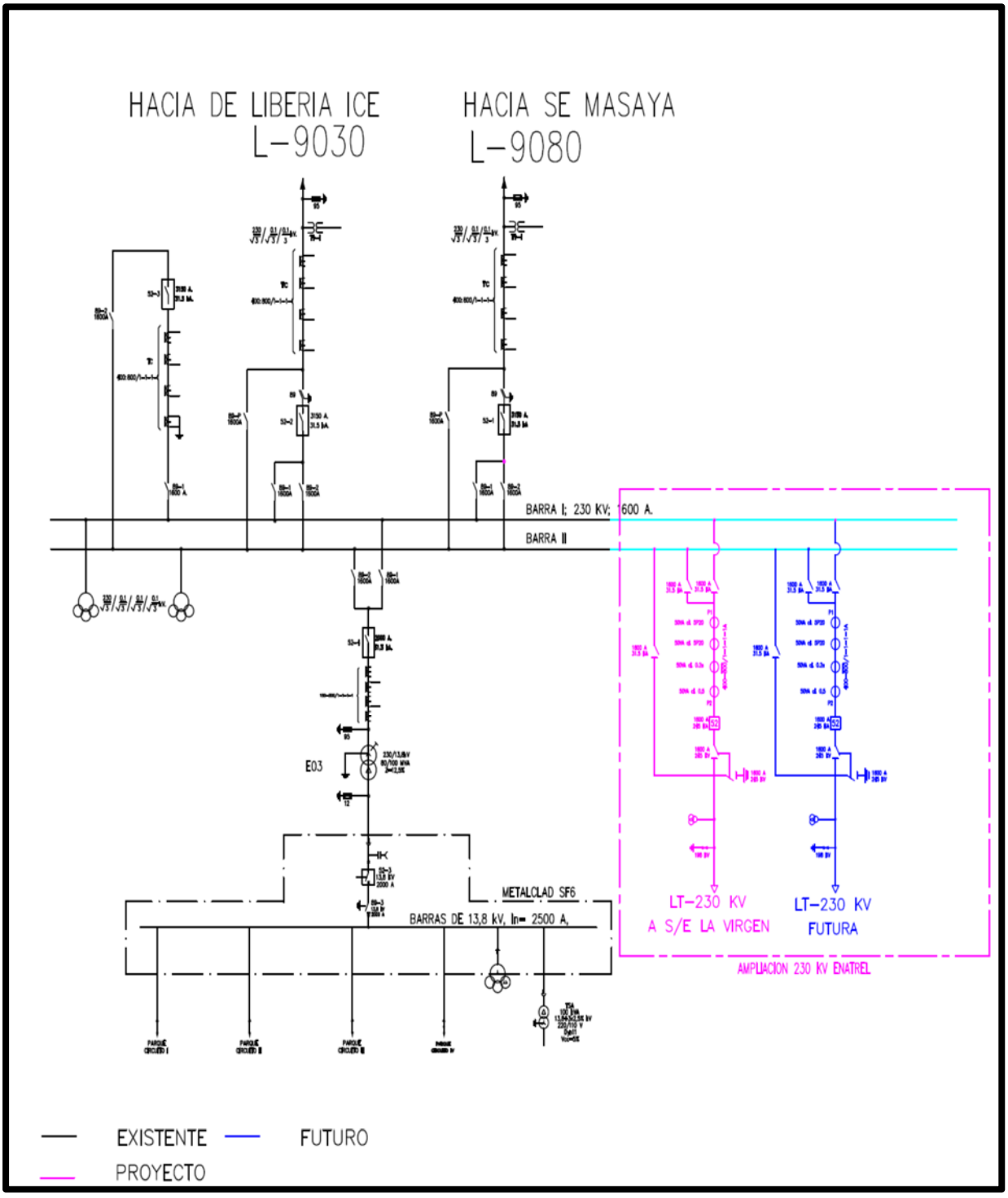
6.2.7.12. - Diagrama Unifilar Subestación Masaya



6.2.7.13. - Diagrama Unifilar Subestación Rivas



6.2.7.14. - Diagrama Unifilar Subestación Amayo



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 7.1 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. 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 considero 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 7.3. 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 determino la Inversión Reconocida (IR) y los Costos Reconocidos de OyM (CROM). Asi 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 Megawatt-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 7.4. 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 determino la Inversión Reconocida (IR) y los Costos Reconocidos de OyM (CROM). Asi 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 7.5. 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 - 2017 (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.**

7.4. COSTO MEDIO DE TRANSMISIÓN (CMT-PEAJE)

Para el año 2019 ENATREL solicita un CMT de 9.183587 US$/MWh equivalente a 42.88 millones de dólares, según la siguiente tabla:

Tabla 7.6

Inversión Reconocida actualizada al 1o. de enero 2018*	**521,448,953.82**
Inversión durante el año 2018**	**65,960,487.13**
Inversión Reconocida al 1o. de enero 2019	**587,409,440.95**
Anualidad de la IR (1.4 %, 30 años)	**24,113,934.50**
Costo Reconocido de O y M (US$)	**14,685,236.02**
Costo Anual de Func. del CNDC (US$)	**2,526,479.97**
SUB - TOTAL ANUAL (US$)	**41,325,650.49**
Pago de Intereses y Comisiones Bancarias	**2,211,088.88**
SUB - TOTAL ANUAL (US$)	**43,536,739.37**
Demanda Proyectada 2019 (MWh)	**4,669,748**
Costo Medio de Transmisión 2019 US$/MWh	**9.323145**

* Índice de actualización (IPM /IPC) = 1.00

8.0- OBRAS PERIODO 2019-2022 (Con Financiamiento)

En el mediano plazo entrarán en operacion 12 proyectos los cuales se encuentran en construccion y representan una inversión total de 162 millones de dólares, dichas inversiones se detallan en el presente capitulo.

Tabla 8
Proyectos de Transmisión que Entrarán en Operación en el Mediano Plazo

No.	Nombre del Proyecto	NUEVA SE	MVA	Km	Financ. Local (kUS$)	Financ. Externo (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Fuente
1	Construcción Subestación Yalí, Linea de Transmisión 138kV y Obras Conexas.	1	20	85	1244.1	18,902.9	20,147.0	BEI-LAIF-ENATREL
2	Linea de Transmision Eléctrica en 138 Kv Siuna-Rosita-Bilwi y Obras Conexas.	2	30	208	8,662.0	25,259.2	33,921.1	CARUNA-ENATREL
3	Construcción de Línea de Transmisión 230 kV San Benito – Los Brasiles (Obras Complementarias Anillo 230 kV)			14	405.0	5,080.1	5,485.1	BID-ENATREL
4	Aumento de la Capacidad de la Línea Acahualinca –Managua				83.4	4,227.0	4,310.4	BID-ENATREL
5	Adquisicion de Transformador Movil de 30 MVA 138kV/13.8kV/24.9				73.6	1,000.0	1,073.6	BID-KEXIM-ENATREL
6	Construccion Subestacion San Juan del Sur, Linea de Transmisión 138 kV y Obras Conexas	1	25	15	2,533.0	7,071.5	9,604.5	INDIA-ENATREL
7	Construcción Subestación La Dalia 138KV, Linea de Transmisión 138kV y Obras Conexas.	1	25	42.1	3,061.6	11,951.0	15,012.5	BEI-ENATREL
8	Aumento de la Capacidad de Transmisión en las Líneas 230 kV				798.7	12,343.0	13,141.7	BID-KEXIM-ENATREL
9	Aumento de la capacidad de transformación en las subestaciones San Benito, Catarina, Diriamba, Acahualinca y Ticuantepe II		160		764.0	8,480.4	9,244.3	BID-KEXIM-ENATREL
10	Aumento de la Capacidad de Transformacion en las subestaciones Los Brasiles, Leon I y El Periodista		120		870.1	7,830.6	8,700.6	BEI-ENATREL
11	Construcción Subestación Carlos Fonseca y Obras Conexas.	1	30	76	2,322.6	26,240.0	28,562.6	INDIA-ENATREL
12	Construcción Subestación Waslala 138 KV y Obras Conexas	1	30	48.3	1,191.5	11,645.6	12,837.1	BID-ENATREL
	TOTAL	**7**	**440**	**488**	**22,009**	**140,031**	**162,040**	

8.1.- Nueva Subestación Yalí, Línea de Transmisión 138 kV y obras conexas

8.1.1.- 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.

8.1.2.- Situación Actual

Al departamento de Jinotega, le suministra energía la Subestación PCA la cual entro 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.

8.1.3.- 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.

8.1.4.- 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.

8.1.5.- Componentes del Proyecto

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.

8.1.6.- 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 brindarse 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.

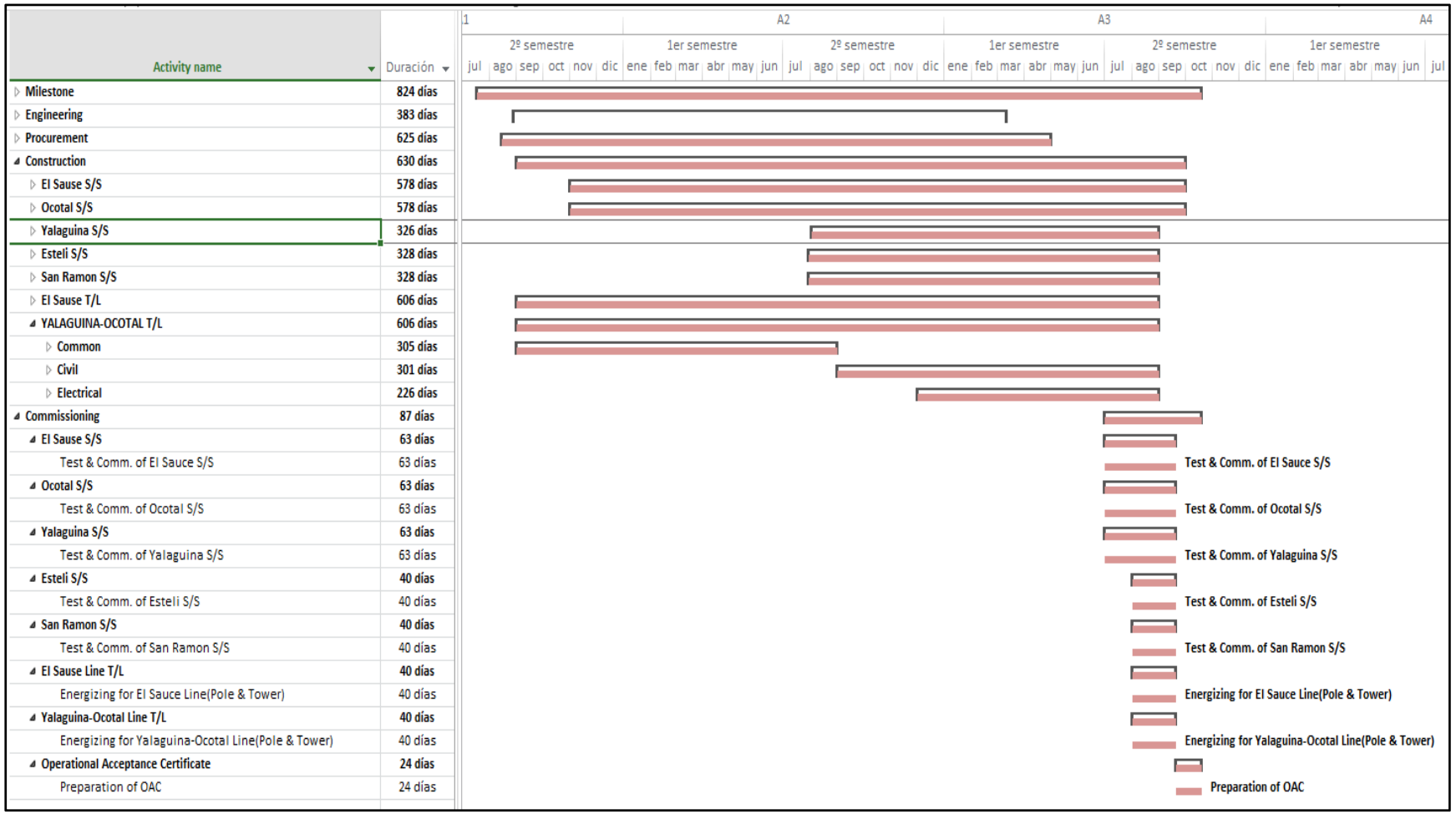
Otro beneficio de la SE Yalí es que permitirá transferencia de carga con la subestación Estelí que actualmente no cuenta con conexión de sus circuitos de distribución con ninguna otra subestación, de manera que cuando el transformador este en mantenimiento o fuera por falla, se pueda retroalimentar de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

8.1.7.- Costo Estimado

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 20.146 millones de dólares, de los cuales U$ 18.902 millones corresponden a financiamiento del banco BEI, En contrapartida Local está destinado 1.244 millones con recursos del tesoro y con fondos propios.

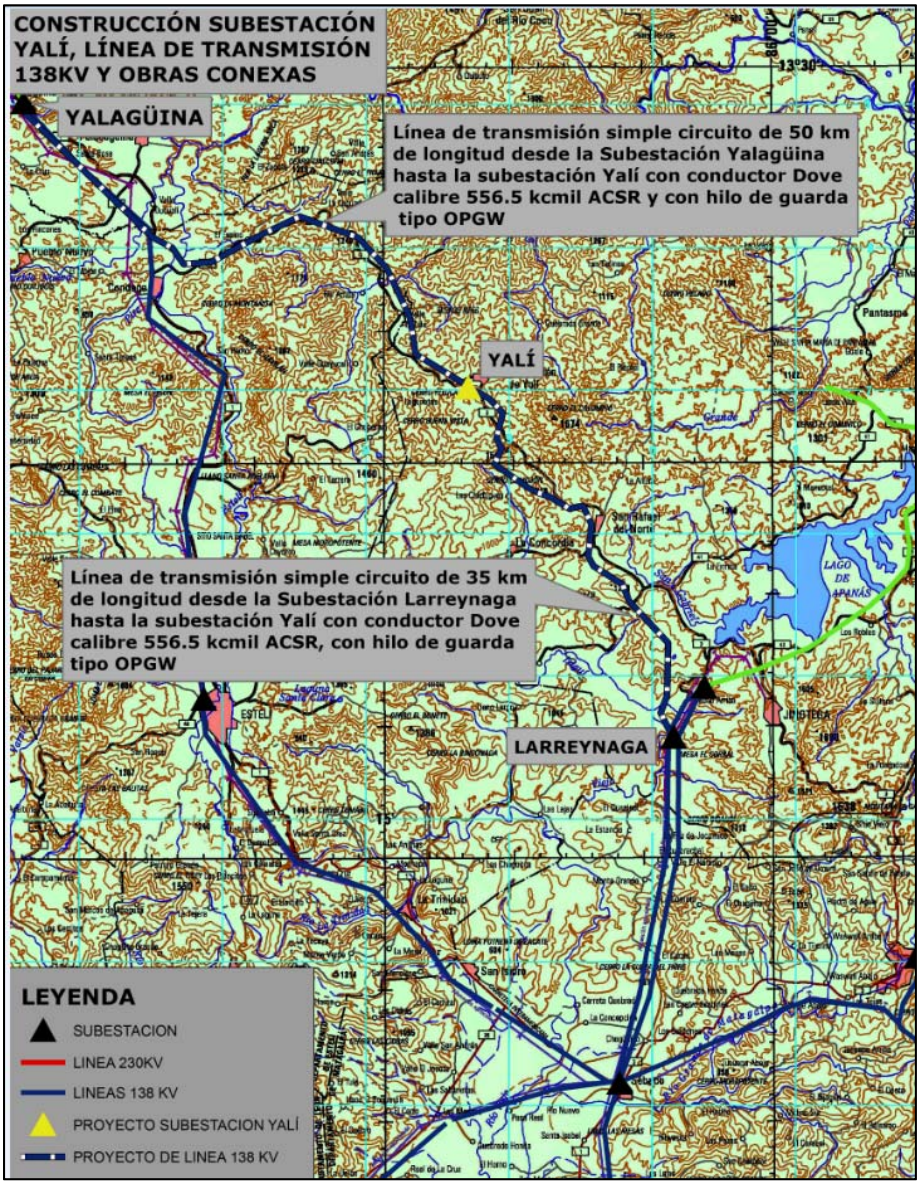
Proyecto		
Construcción Nueva SubestaciónYalí, Línea de Transmisión 138kV y Obras Conexas	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BEI	**18902,877**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**640,164**
Moneda Local	Recursos Propios	**603,920**
	Costo Total $	**20146,961**

8.1.8.- Cronograma

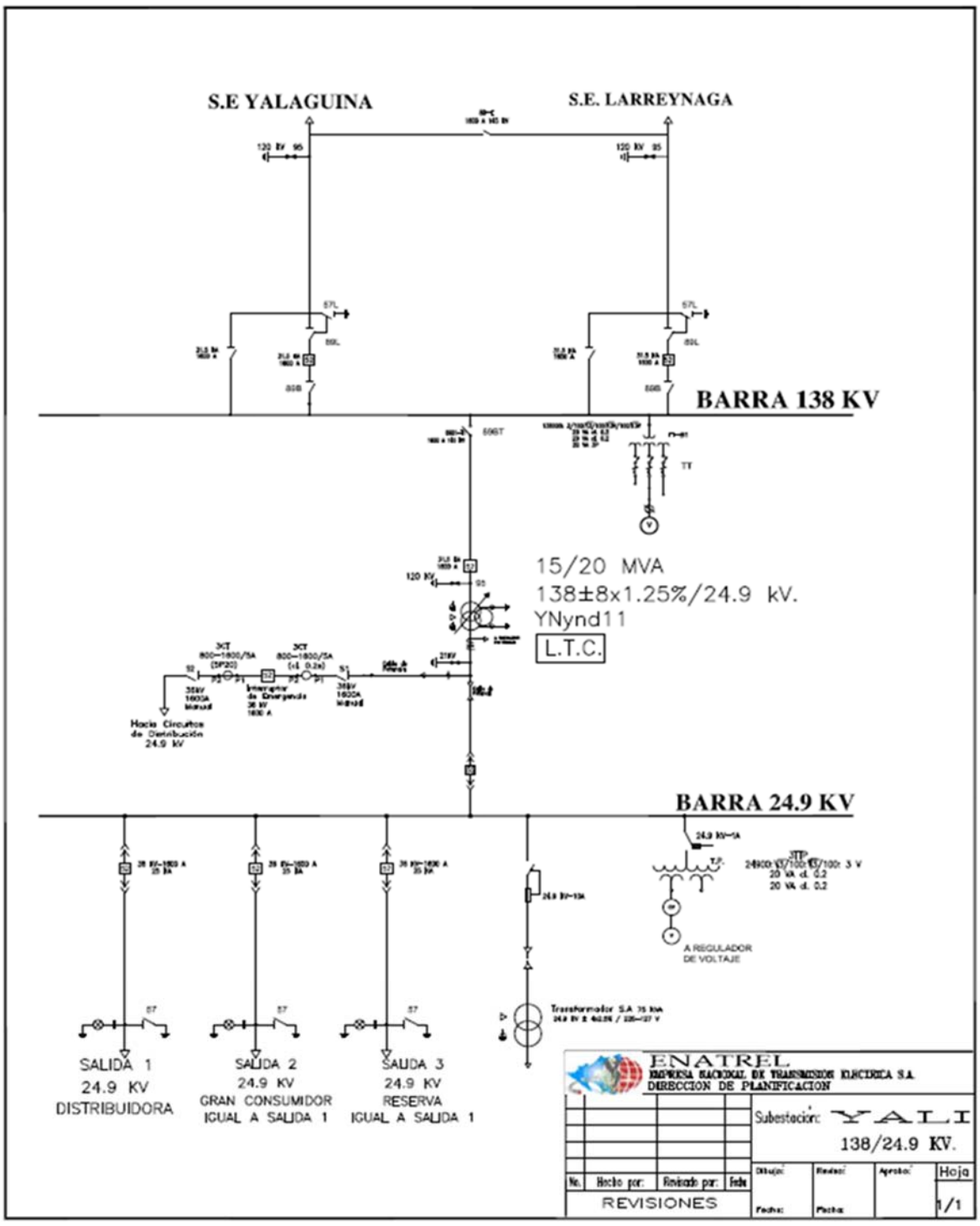


8.1.9.- Mapa de Localización

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



8.1.10.- Diagrama Unifilar S/E Yalí



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

8.2.1.- 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.

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.

8.2.2.- 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.

8.2.3.- 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.

8.2.4.- 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, Bilwí y Waspán.

8.2.5.- 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 (Temporal) con nivel de tensión de 138/24,9 kV
- Ampliación de la Subestaciones Mulukukú y Siuna
- 200 km de línea en 138 kV desde la Subestación Siuna hacia la nueva subestación Puerto Cabezas (Bilwí)
- 70km de Fibra Óptica

8.2.6.- Componentes del Proyecto

1. **Obra 1: Nueva Subestación Rosita (Temporal)**
   - 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

2. Obra 2: Nueva Subestación Puerto Cabezas (Bilwí) (Temporal)

- 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

3. Obra 3: Ampliación Subestación Mulukukú.

- Equipos de Comunicación y RTU.

4. Obra 4: Ampliación Subestación Siuna.

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

5. Obra 5: 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 130 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).

6. Obra 6: 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.

8.2.7.- 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	

8.2.8.- 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.

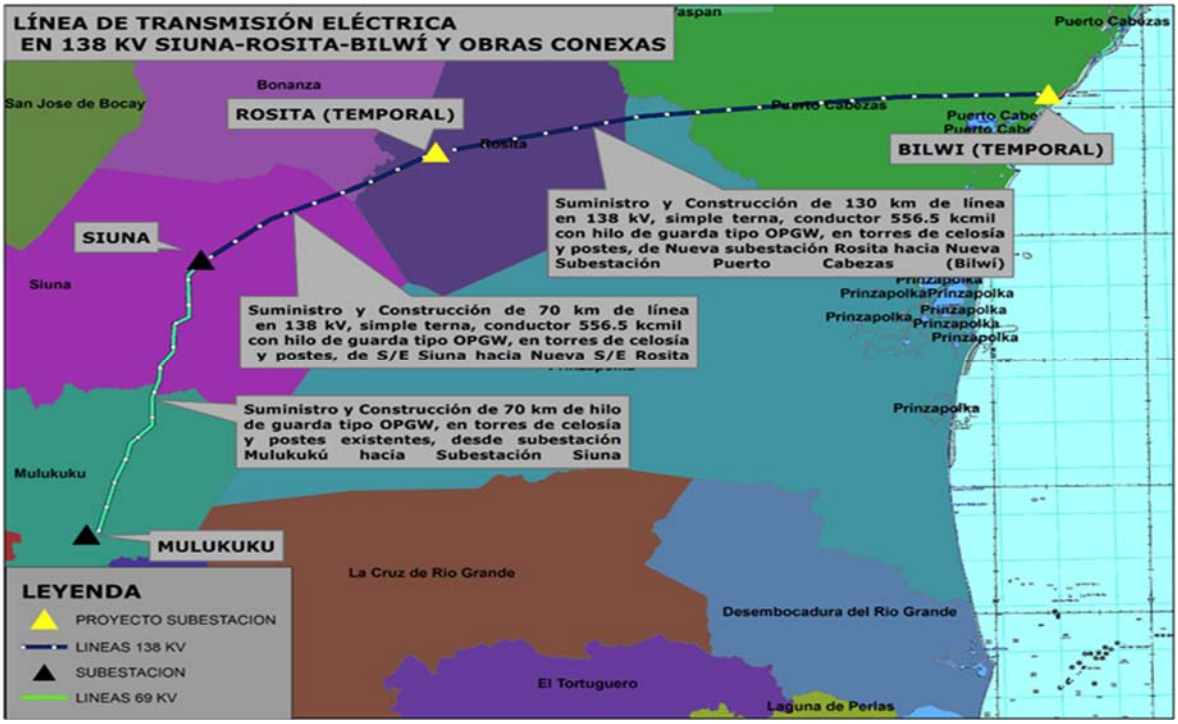
8.2.9.- Costo del proyecto

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 33.921 millones de dólares, de los cuales U$ 25.259 millones corresponden a financiamiento de CARUNA, En contrapartida Local con recursos propios U$ 8.661 millones.

Proyecto		
Línea De Transmisión Siuna - Rosita – Puerto Cabezas (Bilwi) En 138 kV Y Obras Conexas	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	CARUNA	**25259,180**
Moneda Local	Recursos Propios	**8661,951**
	Costo Total $	**33921,131**

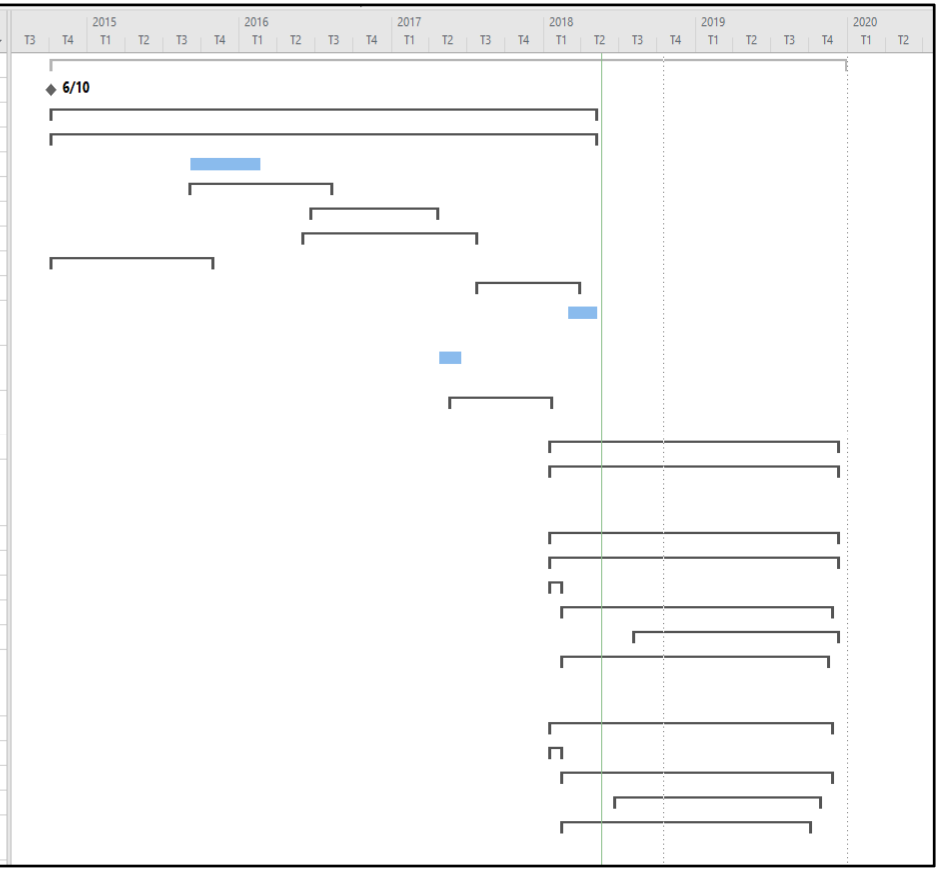
8.2.10.- Mapa de Localización

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.

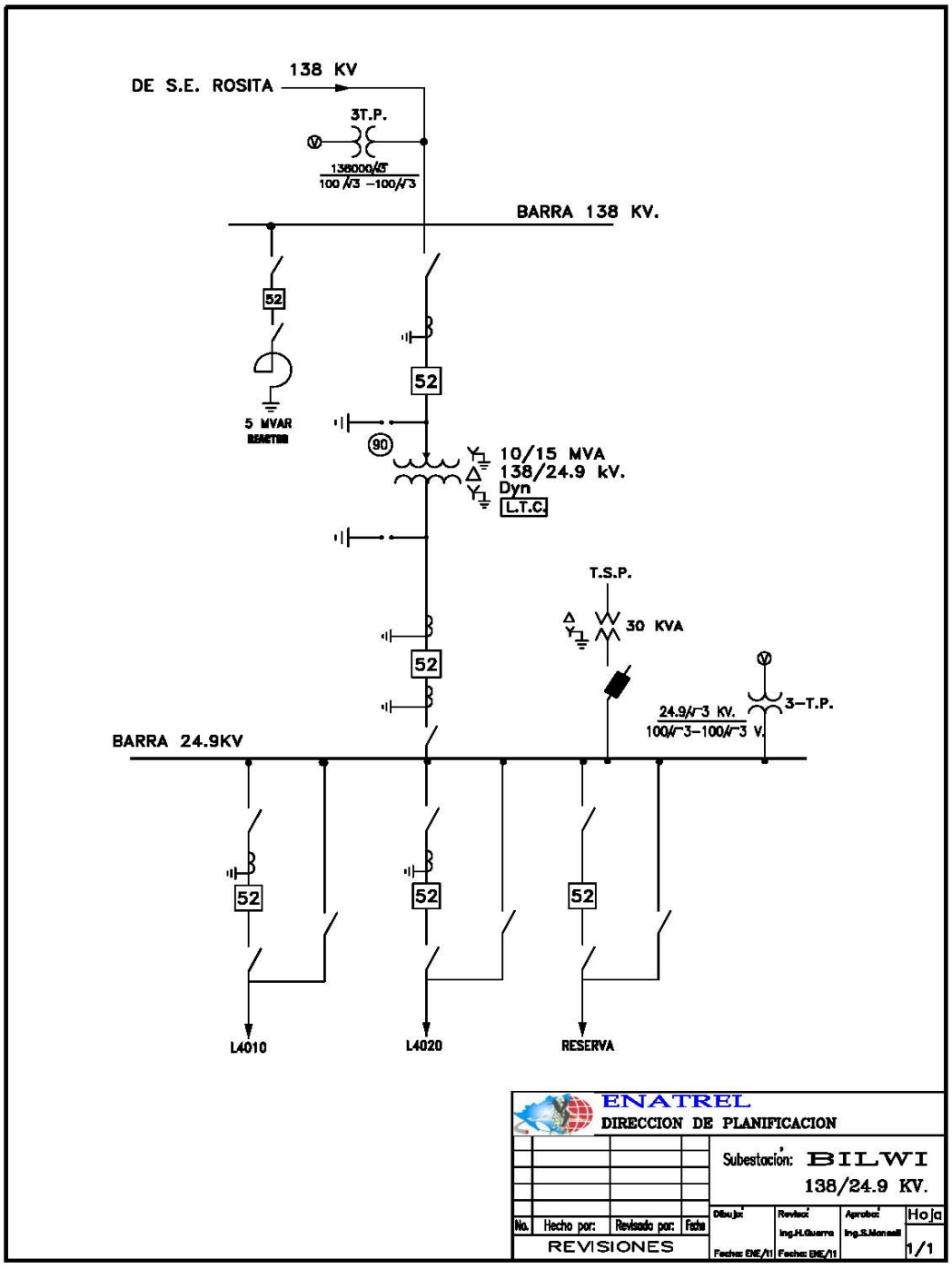


8.2.11.- Cronograma

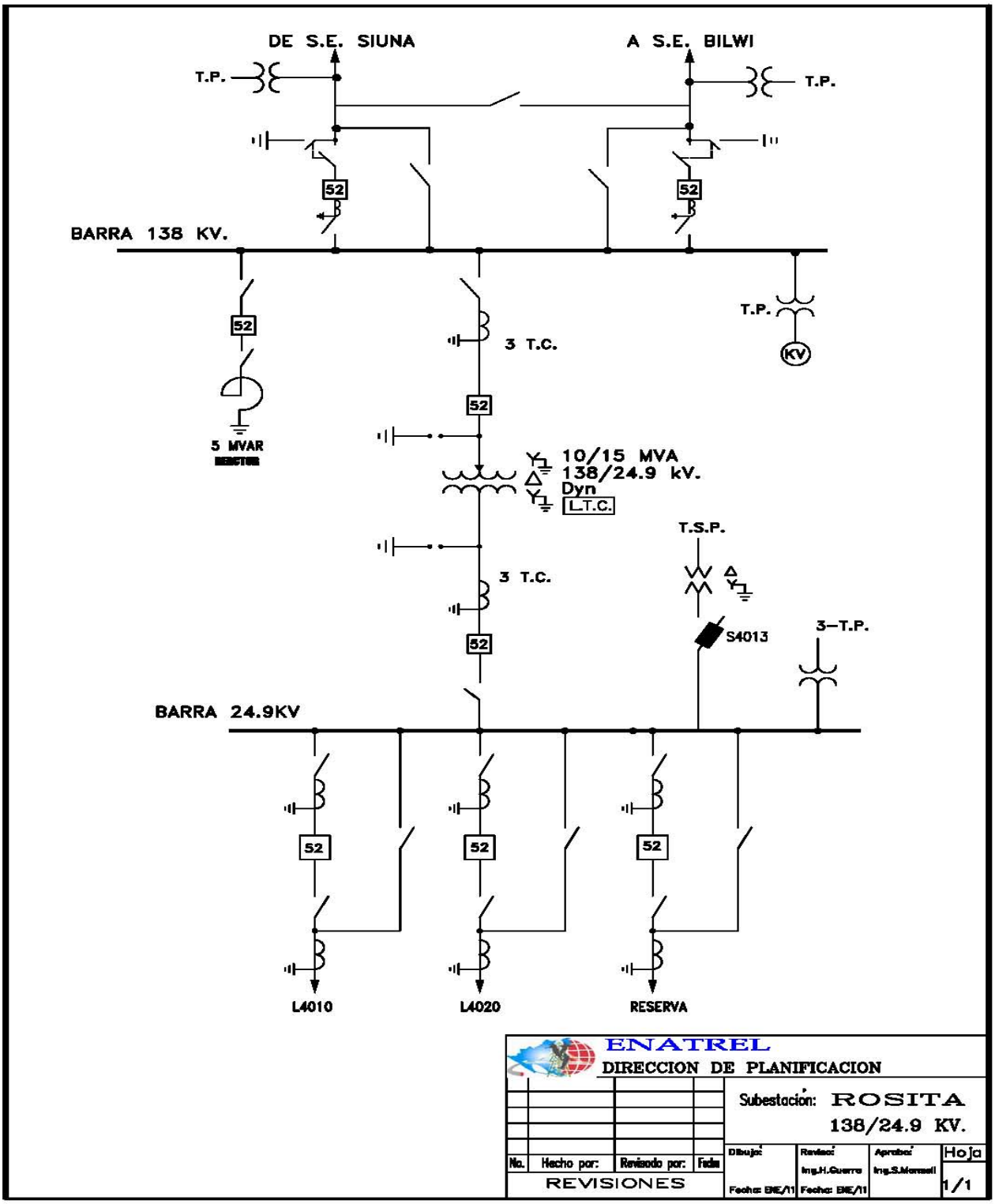
EDT	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
0	Construcción DE LINEA 138KV SIUNA - ROSITA - BILWI	1354 días	lun 6/10/14	mar 31/12/19
1	Inicio	0 días	lun 6/10/14	lun 6/10/14
2	Ingeniería, Supervisión y Administración	937 días	lun 6/10/14	mié 9/5/18
2.1	Actividades y Estudios Previos	937 días	lun 6/10/14	mié 9/5/18
2.1.1	Negociación y adquisición de terreno SE Bluefields	120 días	vie 4/9/15	jue 18/2/16
2.1.2	Levantamiento topográfico	243 días	vie 4/9/15	mar 9/8/16
2.1.3	Estudio Geológico y Geotécnico	218 días	mié 22/6/16	vie 21/4/17
2.1.4	Servidumbre	300 días	mié 1/6/16	mar 25/7/17
2.1.5	Estudio de Impacto Ambiental	279 días	lun 6/10/14	jue 29/10/15
2.1.6	Censo Forestal	176 días	mié 26/7/17	mié 28/3/18
2.1.7	Obtención de Constancia de uso de suelos y Permiso de construcción (Alcaldías)	50 días	mié 28/2/18	mié 9/5/18
2.1.8	Elaboración de Especificaciones Técnicas y Ambientales	40 días	lun 24/4/17	vie 16/6/17
2.1.9	Proceso de licitación y contratación (LPI) Suministro de bienes y servicios conexos	175 días	lun 22/5/17	vie 19/1/18
3	Costos Directos	485 días	mar 16/1/18	mar 10/12/19
3.1	P1 y P2. SUBESTACIONES PROVISIONALES en 138kV, LT SIUNA-ROSITA-BILWI y ampliación SE SIUNA, construida y en operación	485 días	mar 16/1/18	mar 10/12/19
3.1.1	Ejecución Contractual	485 días	mar 16/1/18	mar 10/12/19
3.1.1.1	P1: SUBESTACIONES CONSTRUIDAS Y AMPLIADAS	485 días	mar 16/1/18	mar 10/12/19
3.1.1.1.1	Inicio del contrato	22 días	mar 16/1/18	mié 14/2/18
3.1.1.1.2	Suministro de Bienes	453 días	jue 15/2/18	lun 25/11/19
3.1.1.1.3	Servicios Conexos de Construcción	343 días	lun 6/8/18	mar 10/12/19
3.1.1.1.4	Por otros Servicios Conexos (Diseños, Capacitación, Pruebas y Puesta en Servicio) (90%)	447 días	jue 15/2/18	vie 15/11/19
3.1.1.2	P2: Linea de Transmisión en 138KV	475 días	mar 16/1/18	lun 25/11/19
3.1.1.2.1	Inicio del contrato	22 días	mar 16/1/18	mié 14/2/18
3.1.1.2.2	Suministro de Bienes	453 días	jue 15/2/18	lun 25/11/19
3.1.1.2.3	Servicios Conexos de Construcción	343 días	vie 22/6/18	lun 28/10/19
3.1.1.2.4	Por otros Servicios Conexos (Diseños, Pruebas y Puesta en Servicio)	417 días	jue 15/2/18	vie 4/10/19



8.2.12.- Diagrama Unifilar: Subestación Bilwí (Temporal)



8.2.13.- Diagrama Unifilar Subestación Rosita (Temporal)



8.3.- Construcción de Línea de Transmisión 230 kV San Benito Los Brasiles (Obras Complementarias de los proyectos Anillo 230 kV y Refuerzos Hidroeléctricos)

8.3.1.- Introducción

El incremento de la demanda y de la generación en el Sistema Interconectado Nacional obligará a ENATREL a reforzar el sistema de transmisión en el área de Managua, que actualmente posee 2 subestaciones de 230 kV (Los Brasiles y Ticuantepe II) cuya capacidad de transformación es de 300 MVA.

Managua consume aproximadamente el 50 % de la demanda del país, en el año 2013 la demanda máxima fue de 620.1 MW de los cuales 303 MW fueron consumidos en el área de Managua, es decir el 49%.

El proyecto “Anillo de 230 kV Masaya - Nueva Subestación San Benito - Los Brasiles”, fue licitado en el año 2010, este contemplaba la construcción de una nueva subestación San Benito en 230/138kV y la construcción de aproximadamente 100 km de línea en 230KV para conectar las subestaciones de Masaya y Los Brasiles a San Benito. De este proyecto, se realizó la construcción de la nueva subestación San Benito y la Línea Masaya-San Benito en 230kV quedando pendiente de financiamiento 57 km de línea en 230 kV para completar la línea San Benito-Los Brasiles y crear un anillo eléctrico en 230kV.

8.3.2.- Objetivo

General

- Crear un Anillo de 230kV entre las subestaciones San Benito-Masaya-Ticuantepe-Los Brasiles-San Benito, completando la construcción de la Línea 230kV San Benito – Los Brasiles.

Específicos

- Realizar la construcción de 57 km de línea de 230kV entre las subestaciones Los Brasiles-San Benito.
- Aumentar la confiabilidad del servicio eléctrico actual del área de Managua.
- Crear las condiciones en infraestructura eléctrica en Managua para la conexión de futuros proyectos de generación en la zona norte del país.

8.3.3.- Justificación

En el área de Managua se concentra aproximadamente El 18 % de la capacidad de generación instalada en el Sistema Interconectado Nacional: Las Brisas (65 MW), Hugo Chávez 1-2 (60 MW), Che Guevara 3 (20.4), Planta Managua (12.4 MW), Planta Tipitapa (52.2 MW) y la planta Che Guevara 1 (20.4 MW). Esta generación que representa una capacidad instalada de generación de aproximadamente 230 MW instalados en el anillo de Managua.

Además, es necesario crear las condiciones en infraestructura eléctrica para la conexión de futuros proyectos de generación en Managua que se conectaran en el corto plazo, tales como los Motores de media velocidad de 140MW que se conectaran a la línea 230kV Los Brasiles – Ticuantepe en el año 2016 y que servirán para la regulación del sistema.

Así mismo el proyecto Anillo 230kV contribuirá al transporte confiable de la generación de la central hidroeléctrica Tumarín la cual entrara en operación en el año 2020 y parte de su energía generada será inyectada en Managua a través del nodo de 230kV de San Benito.

Con el proyecto Anillo de 230 kV, se conectará las subestaciones existentes de Los Brasiles y Masaya a la nueva subestación San Benito, quedando enmalladas en 230 kV las subestaciones San Benito-Masaya-Ticuantepe-Los Brasiles-San Benito, lo que servirá para reforzar el sistema de transmisión ya que formará un anillo 230kV, brindándole confiabilidad al suministro del área de Managua y al Sistema Nacional de Transmisión.

El proyecto “Anillo de 230 kV Masaya - Nueva Subestación San Benito - Los Brasiles”, fue licitado en el año 2010. El financiamiento adquirido permitió contratar la construcción de una primera Fase que incluye la nueva subestación San Benito en 230/138kV y la construcción de 45 km de línea en 230KV, para realizar la línea Masaya-San Benito y parte de la línea San Benito-Los Brasiles.

Sin embargo para cerrar el Anillo de 230kV es necesario realizar 43km de tendido de línea en 230KV utilizando el brazo disponible de las torres de 230kV y 9 km de línea simple terna para completar la construcción de la línea San Benito-Los Brasiles y cerrar el anillo eléctrico.

8.3.4.- Alcance del proyecto

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

i. 9 km de línea simple terna 230 KV, conductor 1024 ACAR e hilo de guarda tipo OPGW, desde el cruce de Santa María hasta la torre No. 112 en Campusano.

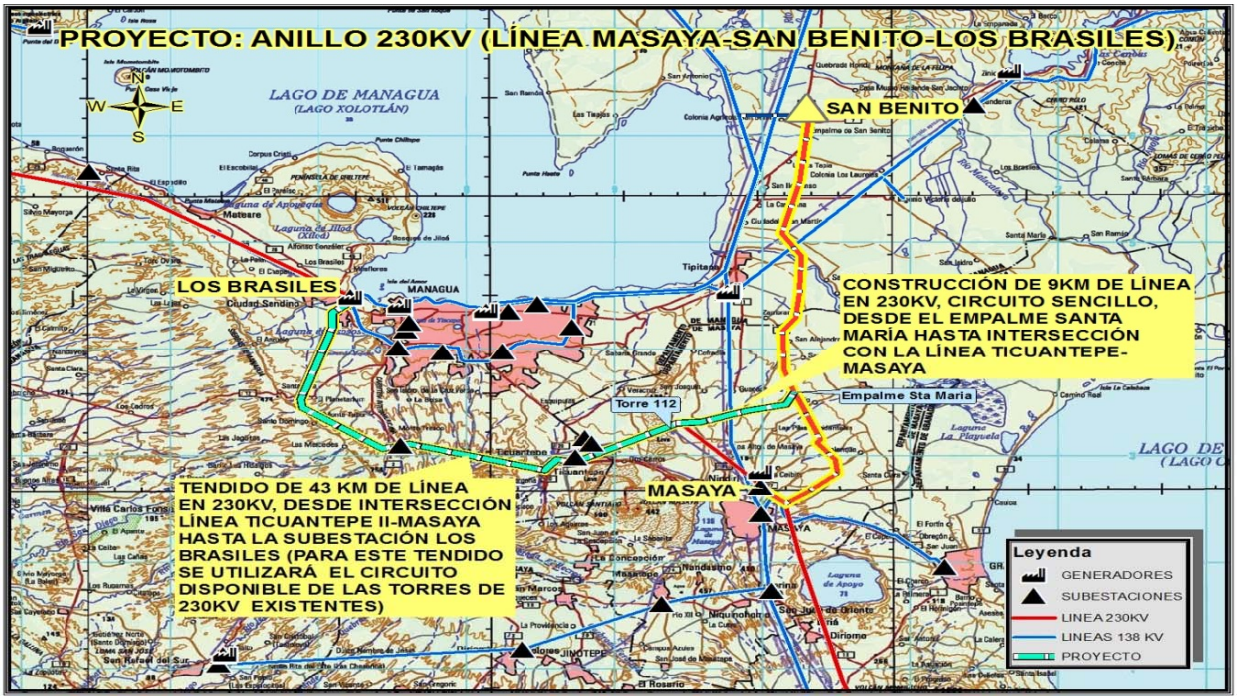
ii. Tendido de 43 km de línea en 230 kV, conductor 795 Cóndor ACSS/TW HTLS e hilo de guarda tipo OPGW, utilizando el brazo disponible de las torres de 230 kV, desde la torre No. 112 en Campusano hasta la subestación Los Brasiles. Además se incluye la realización del levantamiento topográfico de la línea existente en este tramo.

8.3.5.- Costo del Proyecto

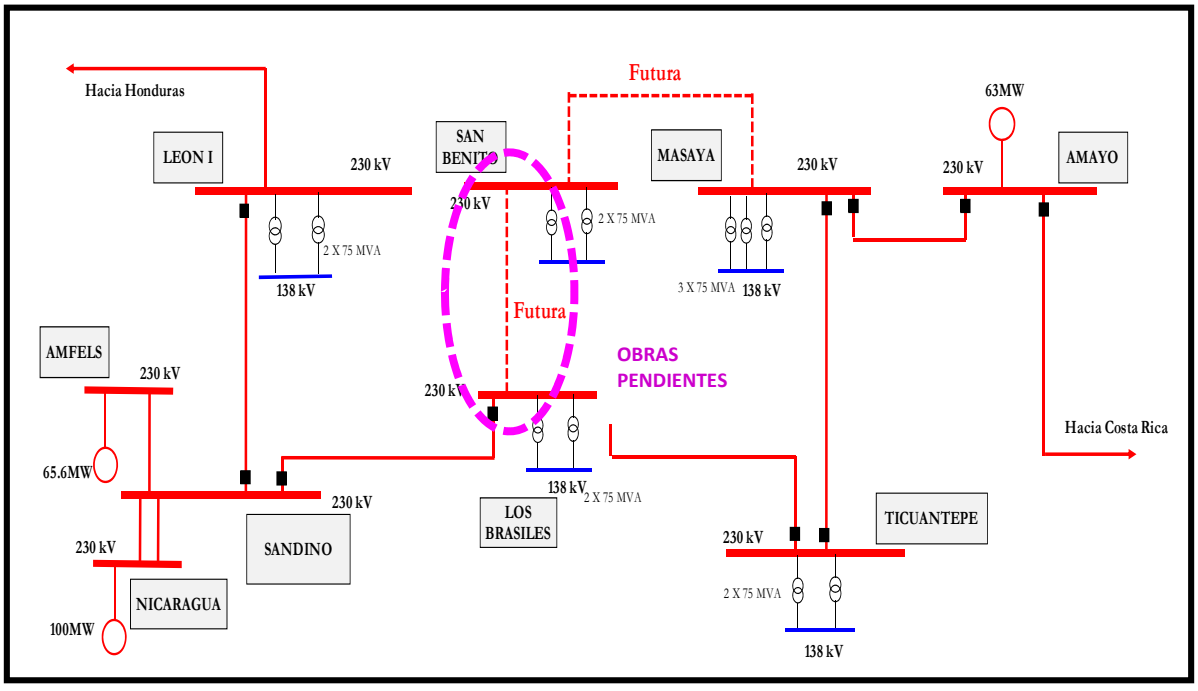
El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 5.485 millones de dólares, de los cuales U$ 5.266 millones corresponden a financiamiento del banco BID, En contrapartida Local está destinado 0.405 millones con recursos del tesoro.

Proyecto		
Construcción de Línea de Transmsión 230 kV San Benito-Los Brasiles (Obras Complementarias Anillo 230 kV)	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BID 3611	**5080,100**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**243,005**
Moneda Local	Recursos Propios	**162,003**
	Costo Total $	**5485,108**

8.3.6.- Mapa del proyecto



8.3.7.- Esquema Unifilar Conexión Subestación San Benito al Sistema Interconectado Nacional



8.4.- Refuerzos Regionales de Transmisión para garantizar transferencias de 300MW por el Sistema de Nicaragua: Aumento de la capacidad de la línea Los Brasiles – Acahualinca –Managua.

8.4.1.- Introducción

El Banco Interamericano de Desarrollo viene impulsando desde hace varios años el Proyecto Sistema de Interconexión de los Países de la América Central (SIEPAC) dicho proyecto inicio su puesta en servicio en el año 2010 con el tramo Rio Claro (CR) - Veladero (PAN) y se encuentra operando en su totalidad desde octubre del 2014 que entro en operación el tramo Parrita-Palmar.

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.

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 que aún no han entrado en servicio.

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

8.4.2.- Antecedentes

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 Los Brasiles-Acahualinca-Managua de 138kV.

8.4.3.- Objetivos del Proyecto

General

- Garantizar las transferencias de hasta 300MW por el Sistema Eléctrico de Nicaragua, incrementando la capacidad de las Líneas Los Brasiles-Acahualinca y Acahualinca-Managua para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo del Sistema establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

Específicos

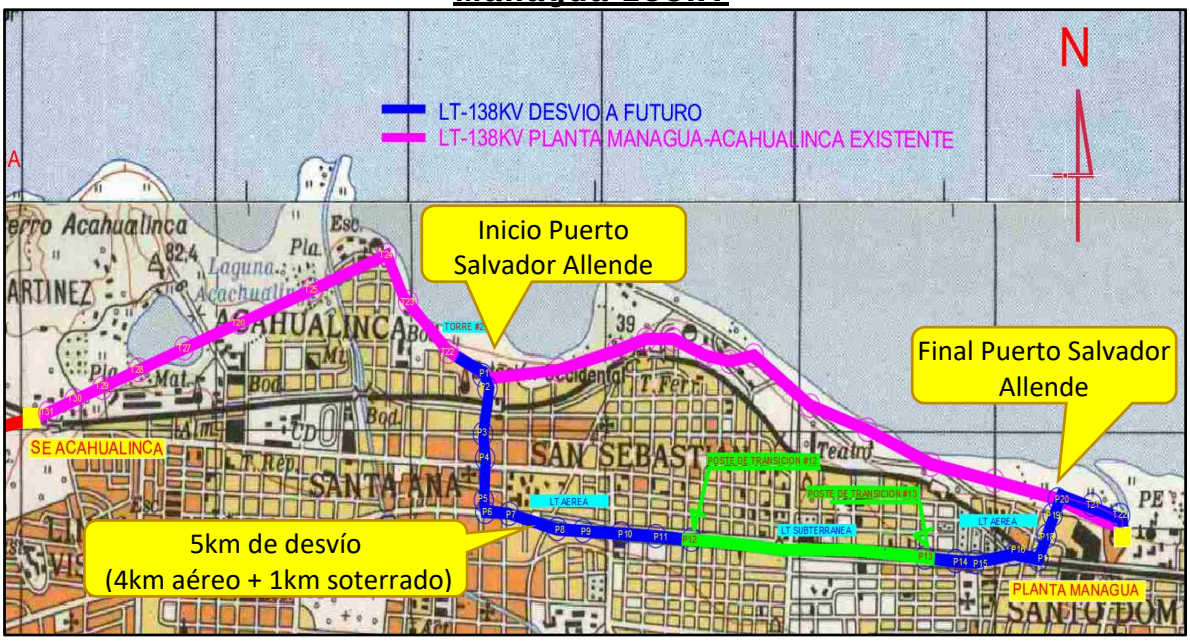
- Aumentar la capacidad de transporte de las líneas de 138kV existente entre las subestaciones Los Brasiles – Acahualinca y Acahualinca – Managua
- Crear los refuerzos en el anillo de Managua para el transporte de 300MW por el Sistema de Nicaragua.
- Mejorar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional y del Sistema Eléctrico Regional creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

8.4.4.- 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 refuerzos en la red de transmisión de 138kV de Managua que aumenten la capacidad de transporte entre las subestaciones de Los Brasiles-Acahualinca y Acahualinca-Managua ya que en condiciones de contingencias se sobrepasa el límite térmico de esta línea. Esto obedece que cuando existe una contingencia en la línea Los Brasiles-Batahola el flujo sobrepasa los 134MW correspondientes al límite térmico de línea Los Brasiles-Acahualinca-Managua.
Con transferencias de 300MW por el Sistema Eléctrico de Nicaragua este flujo se incrementa, por lo que se propone cambiar el conductor de la línea existente por DOVE ACSS/TW HTLS que son de baja flecha y alta temperatura (hasta 250 grados) el cual a 100 grados posee una ampacidad de aprox. 880A y a 150 grados de 1100 Amperios.
Adicionalmente con este proyecto se realizará el desvío de un tramo de la línea Acahualinca – Managua (aprox. 5 km) ya que actualmente la línea existente pasa por el sector turístico del Puerto Salvador Allende y debido al desarrollo en infraestructura que ha tenido el malecón de Managua se ha hace necesario realizar el desvío de la línea esto ha sido requerido en varias ocasiones por la alcaldía municipal ya que la línea obstruye los planes de ampliación que se tiene en este lugar, además del impacto visual y de seguridad que posee al ser un lugar turístico y muy concurrido por la población. Adicional se debe realizar 1km de soterrado para poder pasar la avenida de Bolívar a Chávez la cual es una de las avenidas principales de la

capital.

Detalle del desvío y tramo soterrado en la Línea Acahualinca-Managua 138kV



8.4.5.- 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:

- 9 km que incluye cambio de conductor, nueva línea área y soterrada en 138 kV entre Acahualinca-Managua

i. Línea Acahualinca-Managua

- Cambio de conductor en 4 km de la línea existente saliendo de la Subestación Acahualinca. Se realizará tendido del nuevo conductor Dove ACSS HTLS TW, instalación de aisladores, herrajes y accesorios.

- Construcción de 4 km de nueva línea 138 kV, aérea, doble circuito, con conductor ACSS/TW DOVE 556.5 kcmil e hilo de guarda OPGW. (Para desvío de las Líneas de 138kV y 69kV).
- Construcción de 1 km de línea 138 kV soterrada, doble circuito, con un conductor adicional por circuito, y con una capacidad entre 900 a 1000

amperios. Deberá incluir cable de fibra óptica. (Para desvío de las Líneas de 138kV y 69kV).

- 2 Pasos de transición aérea a subterránea.
- Cambios de los transformadores de corriente en las subestaciones Acahualinca y Managua.
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).
- Permisos y adquisición de Servidumbre para el derecho de vía de la línea transmisión
- Desmontaje y traslado a los almacenes de las torres que pasan por el puerto Salvador Allende y traslado del material a los almacenes.
- Desmontaje 4 km de conductor existente Dove 556.5 ACSR en la línea Acahualinca-Managua y traslado del material a los almacenes.

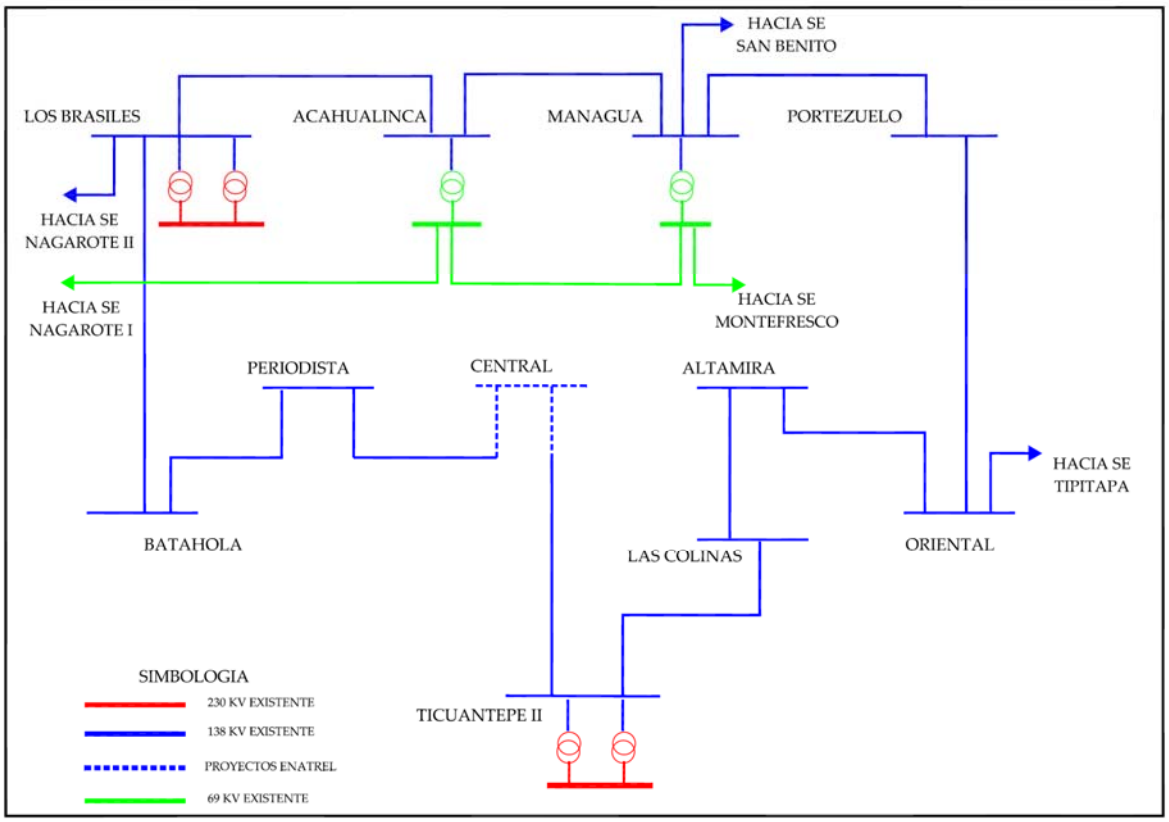
8.4.6.- Costo del Proyecto

El proyecto tiene un costo directo de US$ 4.310 millones de dólares, de este monto US $ 4.227 millones es financiamiento externo y US$ 0.083 millones financiamiento local.

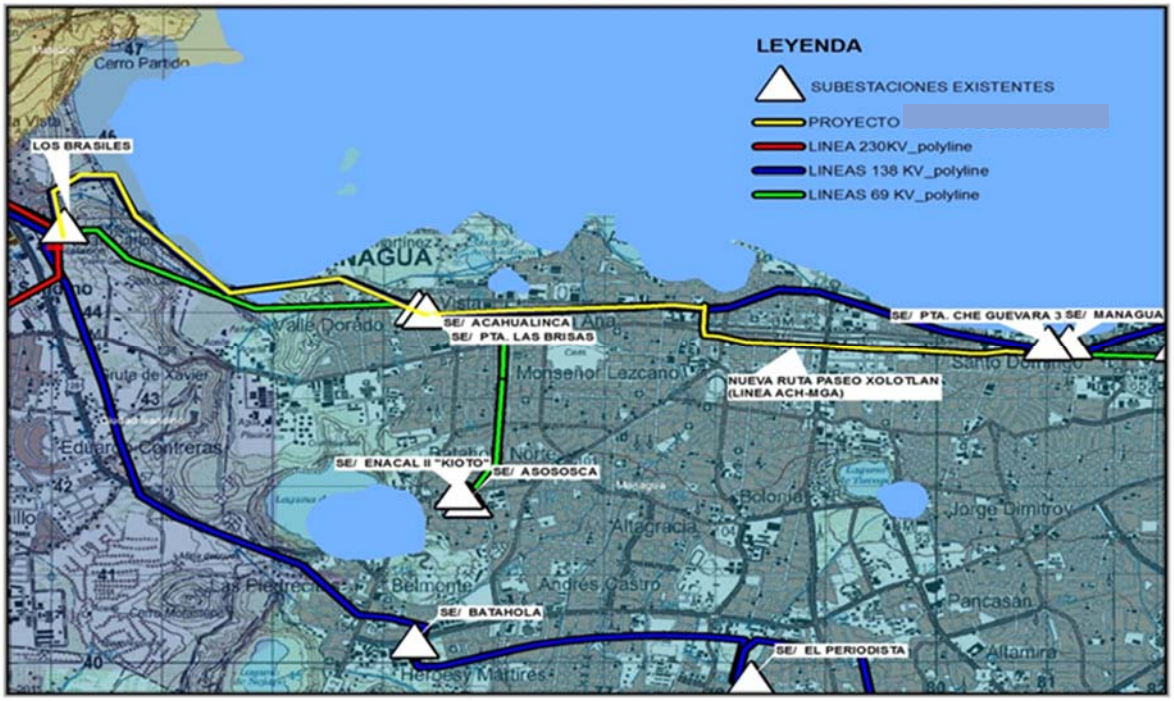
Línea	Descripción	longitud (km)	Costo Unitario US$	Total US$
Desmontaje del conductor de las Lineas Los Brasiles - Acahualinca y Acahualinca-Managua	Desmontaje y traslado del conductor existente Dove 556.5 ACSR en las lineas Los Brasiles-Acahualinca y Acahualinca-Managua	8	1,857.6	14,860.8
Cambio de Conductor en Linea aerea existente Acahualinca-Managua	Tendido de conductor Dove ACSS HTLS TW, instalacion de aisladores, herrajes, accesorios y cambio de TC´s en SE Acahualinca	4	48,883.1	195,532.6

Construccion nueva Linea Area Acahualinca - Managua	Construccion LT aerea 138kV, doble circuito, con conductor Dove ACSS HTLS TW, instalacion de aisladores, herrajes, accesorios y cambio de TC´s en SE Managua	4	275,004.5	1,100,017.9
Construccion Linea Soterrada Acahualinca-Managua	Construccion de Linea Soterrada, doble circuito, con un conductor adicional por circuito, con capacidad entre 900-1000 amperios. Incluye cable de Fibra Optica	1	3,000,000.1	3,000,000.1
			TOTAL	**4,310,411.4**
			Costos Directos	**4,310,411.4**

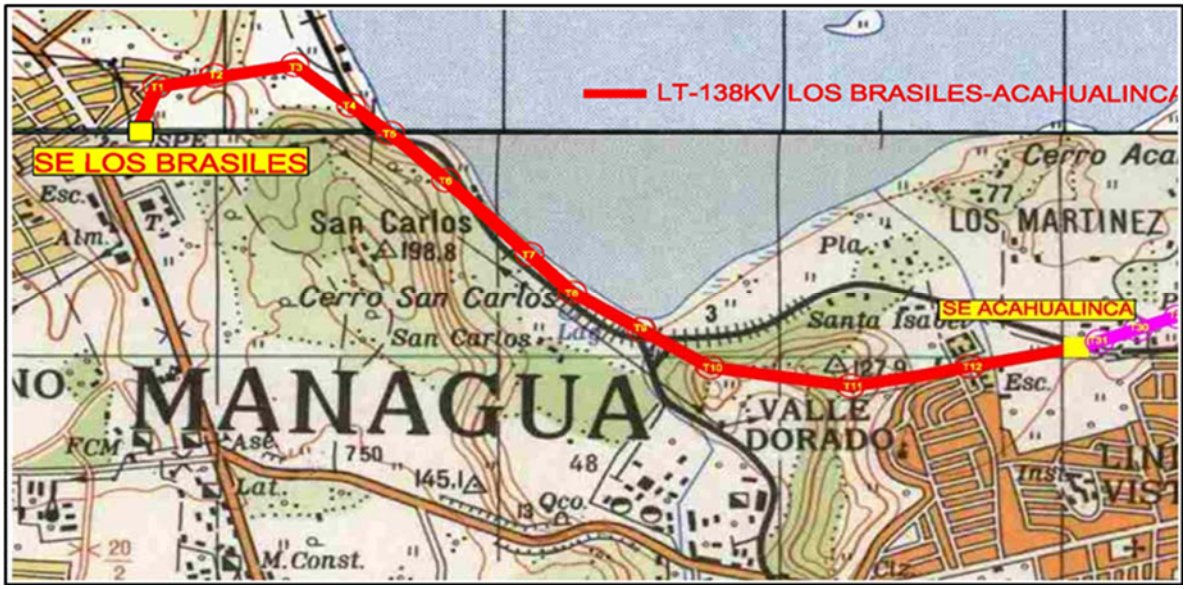
8.4.7.- Diagrama de Conexión



8.4.8.- Mapa de Ubicación



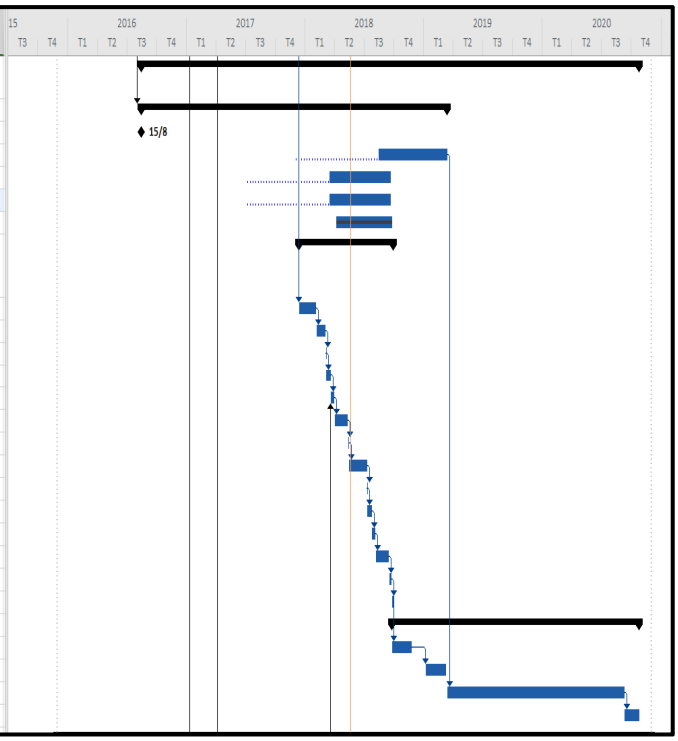
8.4.8.1 Tramo de Línea Los Brasiles – Acahualinca



8.4.8.2 Tramo de Línea Acahualinca – Managua

8.4.9. –Cronograma

Task Name	Duración	Comienzo	Fin
P1: Capacidad de la línea 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 garantías	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



8.5.- Adquisición de transformador móvil de 30 MVA 138/13.8/24.9 kV

8.5.1.- 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.

8.5.2.- 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.

8.5.3.- 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 30MVA
- Respaldo de la demanda ante cualquier emergencia o salida de un transformador de potencia

8.5.4.- 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.

8.5.5. - Alcances del Proyecto

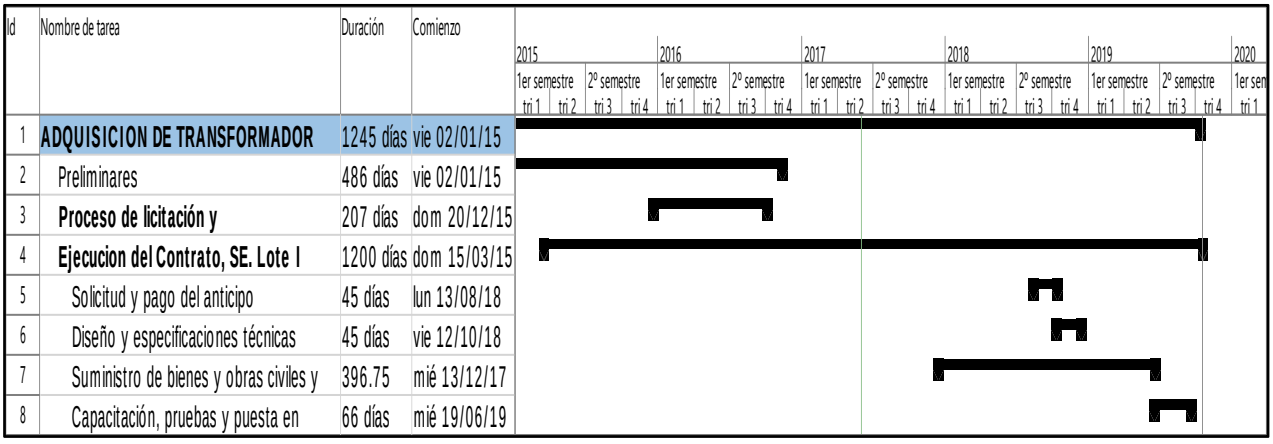
Adquisición de un transformador móvil de 30 MVA con relación de tensión 138/24.9/13.8 kV.

8.5.6.- Costos del proyecto

El costo del proyecto es de U$ 1.073 millón de dólares, de los cuales U$ 1.000 millones de dólares pertenecen a financiamiento del BID y COREA, mientras que U$ 0.073 millones de dólares a financiamiento procedente de recursos del Tesoro.

Proyecto		
Adquisicion de Transformador Movil de 30 MVA 138/13.8/24.9kV	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BID	**522,696**
Moneda Extranjera	COREA	**477,304**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**73,601**
	Costo Total $	**1073,601**

8.5.7.- 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

8.6.- Construcción Subestación San Juan Del Sur, Línea de Transmisión 138 kV y Obras Conexas.

8.6.1.- Introducción

El departamento de Rivas tiene una población de 156,283 habitantes, siendo 47.36% población urbana y 52.63% población rural. Los usuarios del servicio de electricidad del departamento son suplidos por 4 circuitos de distribución que se alimentan de la Subestación Rivas (S/E RIV). La subestación se conecta al Sistema Nacional de Transmisión (SNT) en 138 kV por medio de una línea radial procedente de la Subestación Catarina (línea L8120) y cuenta con un transformador de potencia con capacidad de 15 MVA.

En los últimos años la demanda de potencia en la subestación RIV ha tenido un crecimiento acelerado (período 2004-2005: 11.73 %; período 2005-2006: 17.82%); 2007-2009: 19 %. Esto se debe a que parte del área de influencia de sus circuitos de distribución es la zona costera del departamento de Rivas. Esta zona es la de mayor crecimiento en infraestructura turística de la costa del pacífico de Nicaragua.

ENATREL planifica la construcción de una nueva subestación con el objeto de asegurar y mejorar el suministro de la zona costera y descargar la Subestación Rivas. La ubicación óptima de esta nueva subestación es en las proximidades del poblado de San Juan del Sur. Con esta nueva subestación se mejorará la calidad del servicio eléctrico (nivel de tensión) en la zona de desarrollo turístico, se reducirán las pérdidas en los circuitos de distribución y podrá brindarse cobertura de servicio eléctrico a nuevas comunidades del departamento de Rivas.

8.6.2.- Antecedentes

En su inicio San Juan del Sur era un pequeño pueblo pesquero que no contaba con el servicio de energía eléctrica. Con el desarrollo del pueblo se fundó la Empresa Eléctrica de San Juan del Sur (EESJS) con capital privado. Esta empresa poseía generadores diésel que proveían el suministro de energía la cual la distribuía, comercializaba y facturaba. Era un negocio netamente privado.
Al crearse la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF) interviene a las empresas eléctricas existentes y a las cooperativas de electrificación rural con el objeto de que solo exista una empresa eléctrica en el territorio nacional. La Empresa Eléctrica de San Juan del Sur (EESJS) sigue operando adscripta a ENALUF.
En 1972 se energizó la subestación de Rivas con cuatro circuitos de distribución.
Uno de los circuitos alimenta San Juan del Sur, Sapoa, Cárdenas y Peñas

Blanca. Por lo que deja de operar la EESJS asumiendo la carga la Subestación de Rivas. El circuito que alimenta a San Juan del Sur tiene 38 años de estar operando.

8.6.3.- Identificación del Problema

El problema es que existen interrupciones súbitas de energía en el municipio de San Juan del Sur. Esto se debe a que la capacidad de la red no se ha ampliado desde su puesta en operación y el mantenimiento que se le brinda no es el adecuado. La conjunción de estas causas se manifiesta en las constantes fallas en la red debido a roturas del conductor, aisladores quebrados, etc. Adicionalmente, la capacidad de la línea no es capaz de transportar la energía requerida por la población ocasionando una demanda insatisfecha, inseguridad y no confiabilidad en el suministro.

Actualmente la demanda máxima de energía ocurre en Semana Santa, debido a la fluencia de turismo nacional e internacional. 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.

Adicionalmente se están construyendo nuevos complejos turísticos como el Guacalito de la Isla (1.9 MW), Rancho Santa Ana (0.8 MW), Rancho Santa Marta (2.3 MW) e Iguana Beach (0.5 MVA). Estas nuevas demanda tensionan la subestación Rivas la cual tiene instalado una subestación móvil mientras entra en operación el nuevo transformador de 40 MVA, ya adquirido con financiamiento del BID.

8.6.4.- Objetivos

General

• Construir una subestación eléctrica para asegurar el suministro de energía eléctrica de calidad a Tola, San Juan del Sur y zonas aledañas.

Específicos

• Satisfacer el crecimiento de la demanda en la zona turística de Tola, San Juan del Sur, Guacalito de la Isla etc.
• Incrementar la calidad y la confiabilidad del suministro de energía.

8.6.5.- Descripción del proyecto

El proyecto consiste en construir una subestación en esquema de barra simple entre las proximidades del poblado de Tola y San Juan del Sur, con

un transformador 20/25 MVA, 138-24.9 kV. La subestación se conectará a la futura subestación Rivas por medio de una línea de 138 kV de 15 km.

8.6.6.- 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 San Juan del Sur con nivel de tensión de 138/13,8 kV
- 15 km de línea en 138 kV conductor 556.5 kcmil ACSR y cable de guarda tipo OPGW

8.6.7.- Componentes del Proyecto

Obra 1: Nueva Subestación San Juan del Sur

- 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 20/25 MVA, 138-24.9 kV
- 1 bahía de línea a 138 kV, en la nueva subestación de Rivas
- 6 celdas para barra de distribución 24.9 KV
- Instalación de sistema de medición y control
- Suministro e instalación del sistema de protección del transformador de potencia
- Construcción de un edificio de control
- Adquisición de Terreno
- 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).

Obra 3: Línea de Transmisión.

- Línea de Transmisión de 15 km entre la subestación Rivas y la subestación San Juan del Sur conductor 556.5 kcmil ACSR y cable de guarda tipo OPGW

8.6.8.- Costos estimados

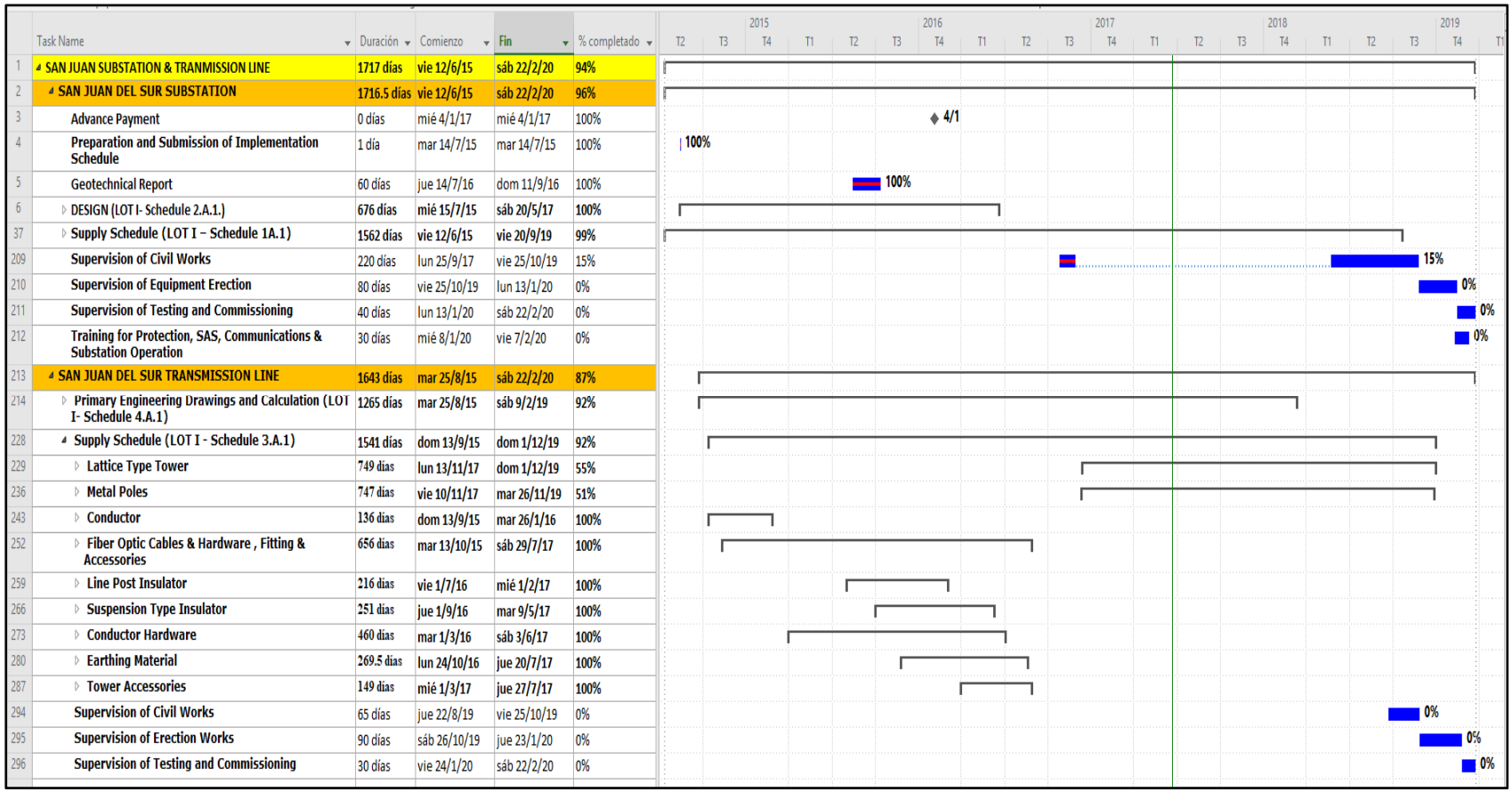
El costo del proyecto es de US $ 9.604 millones de dólares de los cuales 7.071 millones de dólares serán financiados por el Gobierno de la India, Recursos del Tesoro US $ 2.306 y US $ 0.226 millones con recursos propios.

Proyecto		
Construcción Subestación San Juan del Surl Línea de Transmisión 138 kV y Obras Conexas	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	INDIA NIC -6	**7071,500**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**2306,339**
Moneda Local	Recursos Propios	**226,660**
	Costo Total $	**9604,499**

8.6.9.- Beneficios

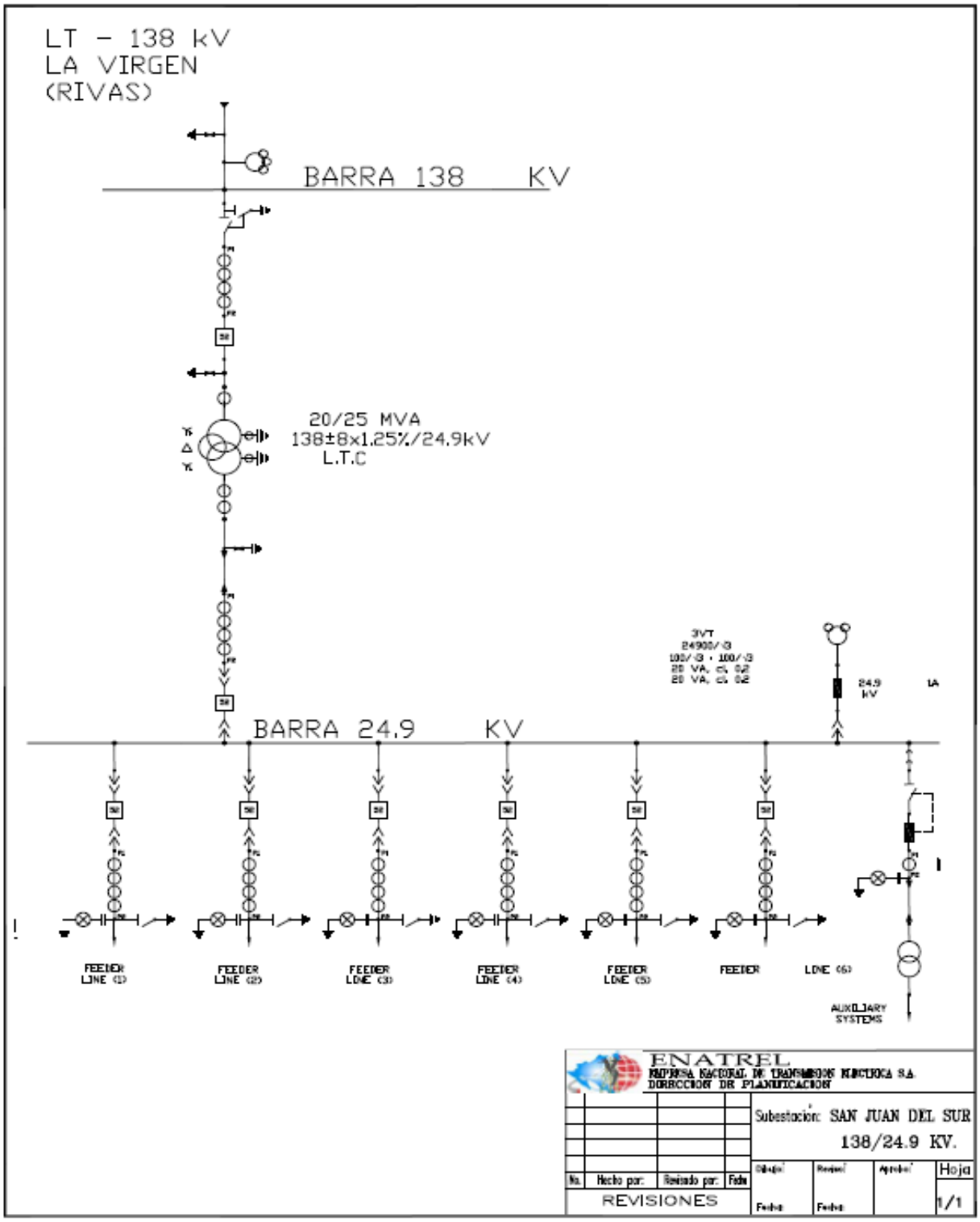
El principal beneficio es la eliminación de las interrupciones súbitas de la energía eléctrica en el municipio de San Juan del Sur. Por lo que se incrementará la calidad y la confiabilidad del suministro de energía esto implicará mayores inversiones en el sector turístico ya que habrá capacidad de satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en los diferentes sectores del municipio de San Juan del Sur y Tola.

8.6.10.- Cronograma



	Task Name	Duración	Comienzo	Fin	% completado
1	SAN JUAN SUBSTATION & TRANMISSION LINE	1717 días	vie 12/6/15	sáb 22/2/20	94%
2	SAN JUAN DEL SUR SUBSTATION	1716.5 días	vie 12/6/15	sáb 22/2/20	96%
3	Advance Payment	0 días	mié 4/1/17	mié 4/1/17	100%
4	Preparation and Submission of Implementation Schedule	1 día	mar 14/7/15	mar 14/7/15	100%
5	Geotechnical Report	60 días	jue 14/7/16	dom 11/9/16	100%
6	DESIGN (LOT I- Schedule 2.A.1.)	676 días	mié 15/7/15	sáb 20/5/17	100%
37	Supply Schedule (LOT I – Schedule 1A.1)	1562 días	vie 12/6/15	vie 20/9/19	99%
209	Supervision of Civil Works	220 días	lun 25/9/17	vie 25/10/19	15%
210	Supervision of Equipment Erection	80 días	vie 25/10/19	lun 13/1/20	0%
211	Supervision of Testing and Commissioning	40 días	lun 13/1/20	sáb 22/2/20	0%
212	Training for Protection, SAS, Communications & Substation Operation	30 días	mié 8/1/20	vie 7/2/20	0%
213	SAN JUAN DEL SUR TRANSMISSION LINE	1643 días	mar 25/8/15	sáb 22/2/20	87%
214	Primary Engineering Drawings and Calculation (LOT I- Schedule 4.A.1)	1265 días	mar 25/8/15	sáb 9/2/19	92%
228	Supply Schedule (LOT I - Schedule 3.A.1)	1541 días	dom 13/9/15	dom 1/12/19	92%
229	Lattice Type Tower	749 días	lun 13/11/17	dom 1/12/19	55%
236	Metal Poles	747 días	vie 10/11/17	mar 26/11/19	51%
243	Conductor	136 días	dom 13/9/15	mar 26/1/16	100%
252	Fiber Optic Cables & Hardware , Fitting & Accessories	656 días	mar 13/10/15	sáb 29/7/17	100%
259	Line Post Insulator	216 días	vie 1/7/16	mié 1/2/17	100%
266	Suspension Type Insulator	251 días	jue 1/9/16	mar 9/5/17	100%
273	Conductor Hardware	460 días	mar 1/3/16	sáb 3/6/17	100%
280	Earthing Material	269.5 días	lun 24/10/16	jue 20/7/17	100%
287	Tower Accessories	149 días	mié 1/3/17	jue 27/7/17	100%
294	Supervision of Civil Works	65 días	jue 22/8/19	vie 25/10/19	0%
295	Supervision of Erection Works	90 días	sáb 26/10/19	jue 23/1/20	0%
296	Supervision of Testing and Commissioning	30 días	vie 24/1/20	sáb 22/2/20	0%

8.6.11.- Diagrama Unifilar Subestación San Juan del Sur



8.7.- Construcción Subestación La Dalia 138 kV, Línea de Transmisión 138 kV y Obras Conexas.

8.7.1.- 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 construir el presente proyecto, el cual consiste en la construcción de una nueva Subestación en el poblado de La Dalia y se conectara a través de una línea en 138 kV a la Subestación San Ramón. La subestación La Dalia sustituirá la actual subestación El Tuma de 69 kV y asumirá la carga de los poblados de El Tuma, La Dalia 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, para lo cual ENATREL ejecuta proyectos de reforzamiento en el Sistema Nacional de Transmisión para permitir la integración de Fuentes renovables.

Existen 3 pequeñas plantas hidroeléctricas (PCH) de media envergadura que se en encuentran en desarrollo en las cercanías del Poblado de La Dalia. Estas PCH son: La Colombina, Santa Elisa y La Esperanza, las cuales inyectarán al sistema una potencia de 20 MW.

8.7.2.- 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 La Dalia, El Tuma y zonas aledañas.

Específicos

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

8.7.3.- 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.

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.

8.7.4.- Justificación

La Subestación El Tuma se construyó en el año 1979, de tipo rural y fue protegida por medio de fusibles. Cuando existe una falla, esta subestación queda fuera de servicio hasta que las cuadrillas de mantenimiento se hacen presentes para sustituir el fusible que operó debido a la falla. Por lo que los usuarios tienen una interrupción del servicio desde el momento que el fusible opera hasta que llega la cuadrilla a sustituirlo.

Con el pasar de los años la demanda de esta subestación se ha incrementado y con la privatización de la distribución y la creación del Mercado Eléctrico de Nicaragua y sus normativas las exigencias en cuanto a la calidad y continuidad del servicio han aumentado. Adicionalmente, los transformadores de corriente y potencial, son de tecnología obsoleta y actualmente no se consiguen repuestos para su reparación.

La línea existente de la SE San Ramón a la SE El Tuma opera en 69 kV y fue construida con conductor 4/0 AWG ACSR y con estructuras de madera. Actualmente esta línea posee 33 años de servicio, siendo estos postes superiores a su vida útil y muchas estructuras se encuentran deterioradas. Además siendo la zona bastante húmeda es común la ocurrencia de colapsos en tiempo de invierno, ocasionando la interrupción del suministro de energía eléctrica en la zona.

En el poblado de la Dalia, la empresa HIDROENERGY está desarrollando 3 pequeñas centrales hidroeléctricas La Colombina de 4.3 MW, Santa Elisa de 8.7 MW y La Esperanza de 7 MW, las cuales inyectarán al sistema una potencia de 20 MW. La PCH Colombina estará ubicada a 5.5 km de la SE La Dalia, Santa Elisa estará aprox. a 2.6 km de La Dalia y La Esperanza se ubicará a 23.8 km de la misma subestación, por lo que la nueva subestación La Dalia facilitará la conexión al SIN de estas PCH.

PROYECTO HIDROENERGY

Con el objeto de disminuir los tiempos de interrupción, dar mayor confiabilidad y calidad a los usuarios del poblado de El Tuma-La Dalia, permitir electrificar a nuevas comunidades que actualmente no tienen el servicio eléctrico y además promover el desarrollo de Pequeñas centrales Hidroeléctricas, es necesario la construcción de la nueva SE La Dalia.

8.7.5.- 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 La Dalia 138kV
- Ampliación Subestación San Ramón
- 42.105 km de línea transmisión de 138 KV

ii. Nueva subestación La Dalia 138kV

- Barra de 138 kV con transformadores de potencial.
- 2 Bahía de línea en 138kV, con sus seccionadores bypass.
- Bahía de Transformación 138/24.9 kV.
- Transformador de potencia de 20/25 MVA, 138/24.9 kV, Conexión tipo YndYn y cambiador de Tap bajo carga.
- 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 transformador de servicios propios, Celda de Medición y Celda de acople prevista para conexión de las futuras plantas hidroeléctricas).
- 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

iii. Ampliación Subestación San Ramón

- Construcción de una bahía de línea en 138kV en la subestación San Ramón.

iv. Líneas de 138 KV

- Construcción de 42.105 km de línea en 138 kV, simple terna, con conductor Dove 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, desde la subestación San Ramón a la subestación La Dalia.
- Adquisición de Servidumbre

8.7.6.- Costos del Proyecto

El costo del proyecto es de US $ 15.012 millones de dólares de los cuales 11.950 millones de dólares serán financiados por el BEI y 3.062 millones de dólares con financiamiento local.

Proyecto		
Construcción Subestación La Dalía 138 kV, Línea de Transmisión 138 kV y Obras Conexas	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BEI	**11950,950**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**1624,275**
Moneda Local	Recursos Propios	**1437,278**
	Costo Total $	**15012,502**

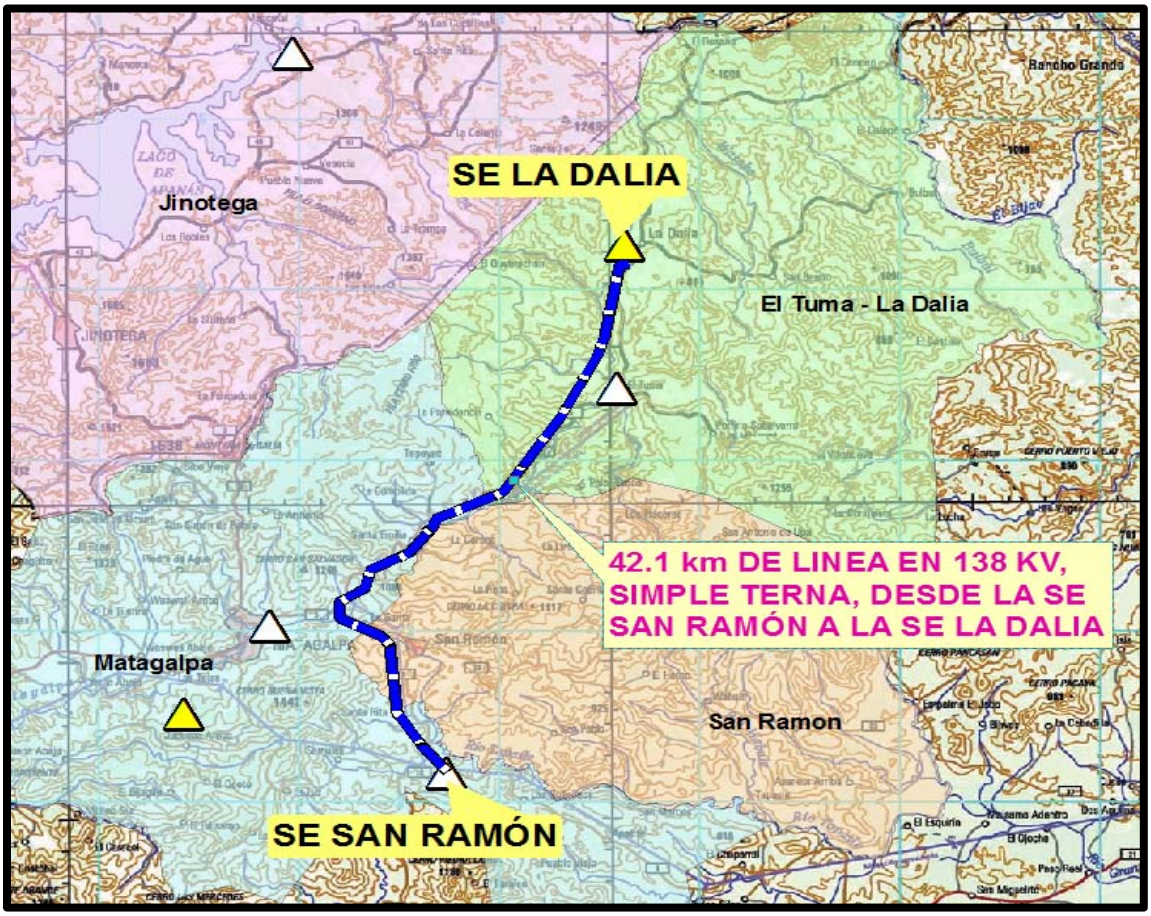
8.7.7. - Población Beneficiada

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará aproximadamente 10,271 viviendas, aprox. 61,626 habitantes, que tienen actualmente el servicio de energía eléctrica al obtener un servicio de mejor calidad y mayor confiabilidad.

Además se beneficiará a 12 comunidades rurales, en los años 2014 y 2015, que serán electrificadas dentro del programa de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER), beneficiando a un total de 567 viviendas, aprox. Una población de 3,400 habitantes de las comunidades rurales de los municipios de El Tuma-La Dalia.

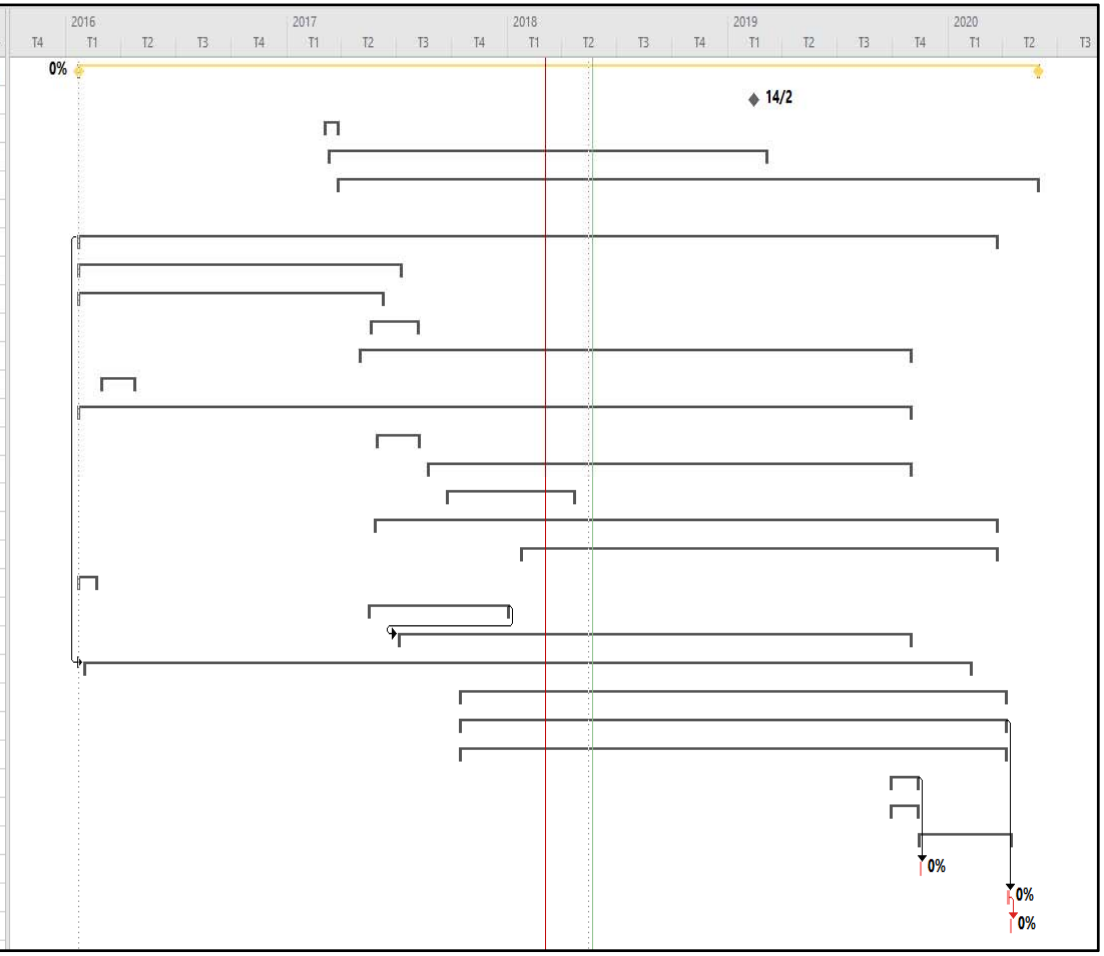
Además esta subestación tendrá un potencial para alimentar a más comunidades adicionales que no tienen energía eléctrica en el municipio de El Tuma-La Dalia que actualmente no posee el servicio eléctrico.

8.7.8.- Localización Del Proyecto

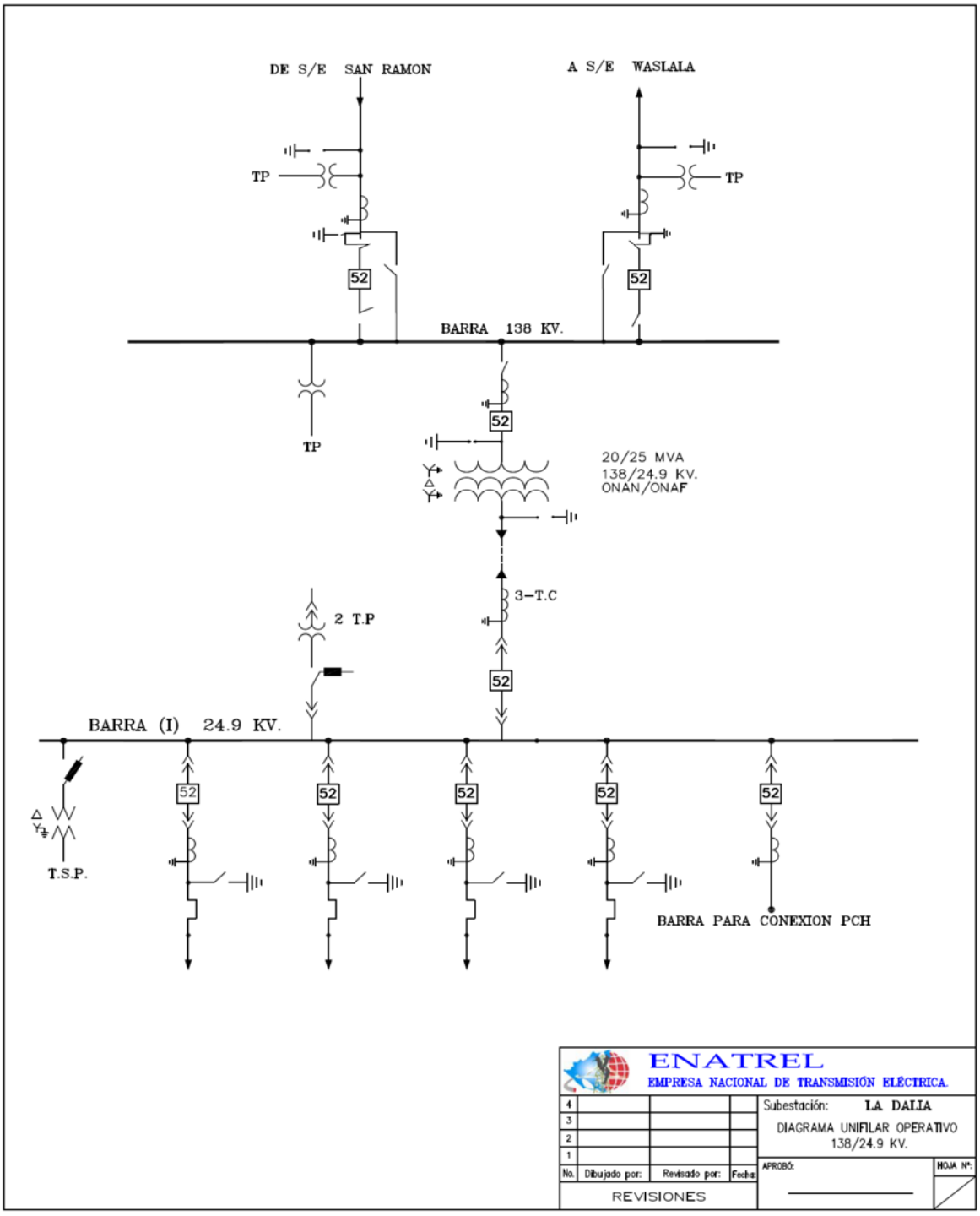


8.7.9.- Cronograma

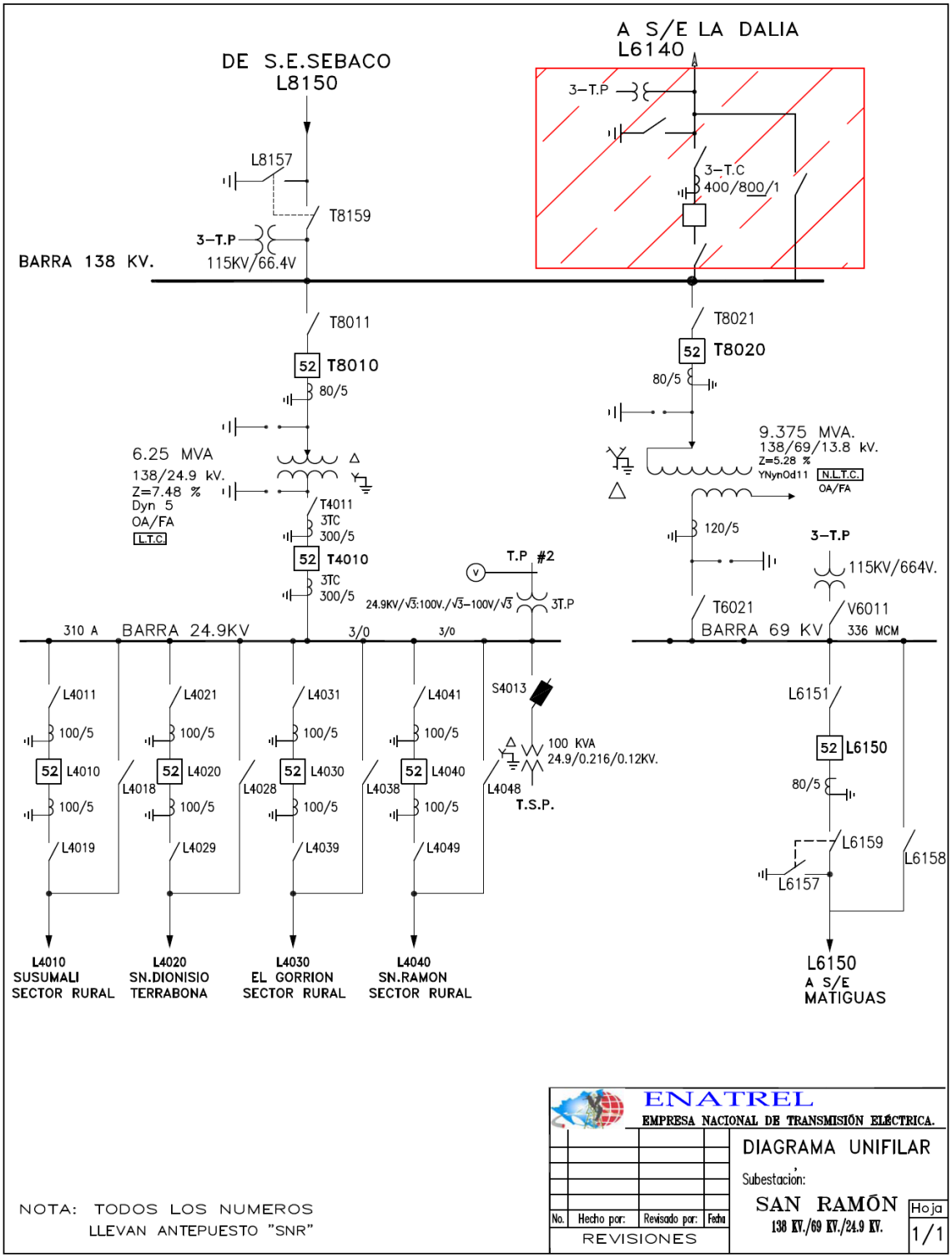
Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
Cronograma actualizado de Ejecución La Dalia I	**1564.88 día**	**vie 22/1/16**	**sáb 30/5/20**
Orden de Inicio	0 días	jue 14/2/19	jue 14/2/19
Diseños Civiles y Electromecanicos	**21 días**	**lun 6/3/17**	**lun 27/3/17**
Permisos y Autorizaciones	**713.5 días**	**lun 13/3/17**	**vie 8/3/19**
Suministro de Equipos Electromecanicos	**1149 días**	**lun 27/3/17**	**sáb 30/5/20**
OBRAS CIVILES	**1497.25 días**	**vie 22/1/16**	**lun 23/3/20**
SUBESTACION LA DALIA	**1497.25 días**	**vie 22/1/16**	**lun 23/3/20**
PRELIMINARES	**516.88 días**	**vie 22/1/16**	**dom 9/7/17**
Cimentaciones en Bahías y Obras Asociada	486.88 días	vie 22/1/16	vie 9/6/17
Canaletas, Ducto, Cajas de Registros y Can	76 días	dom 21/5/17	lun 7/8/17
Cercas Perimetrales y Obras Asociadas.	904.38 días	mié 3/5/17	vie 1/11/19
Pruebas	52 días	mar 1/3/16	dom 24/4/16
Obras Viales y Obras Asociadas	1354.25 días	vie 22/1/16	vie 1/11/19
Obras de Drenaje Pluvial.	67 días	mié 31/5/17	mar 8/8/17
Red de Tierra	795.38 días	mié 23/8/17	vie 1/11/19
Grava en bahía.	208.38 días	dom 24/9/17	lun 23/4/18
Bases para equipos de intemperie	1022.38 días	dom 28/5/17	lun 23/3/20
Iluminación Exterior	789.63 días	mié 24/1/18	lun 23/3/20
Areas Verdes	30 días	vie 22/1/16	dom 21/2/16
EDIFICIO DE CONTROL	**222.35 días?**	**jue 18/5/17**	**mié 3/1/18**
CASETA DE VIGILANCIA	840.38 días?	jue 6/7/17	vie 1/11/19
SUBESTACION SAN RAMON	1443.25 días	lun 1/2/16	sáb 8/2/20
OBRAS ELECTROMECANICAS	**900.38 días**	**lun 16/10/17**	**lun 6/4/20**
SUBESTACION LA DALIA	**900.38 días**	**lun 16/10/17**	**lun 6/4/20**
MONTAJE ESTRUCTURAS	900.38 días	lun 16/10/17	lun 6/4/20
SUBESTACION SAN RAMON	**45 días**	**lun 30/9/19**	**mié 13/11/19**
MONTAJE ESTRUCTURAS	45 días	lun 30/9/19	mié 13/11/19
PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	**153 días**	**jue 14/11/19**	**mar 14/4/20**
Pruebas y Puesta en Servicio en Subestación San	5 días	jue 14/11/19	lun 18/11/19
Pruebas y Puesta en Servicio en Subestación La	5 días	mar 7/4/20	sáb 11/4/20
Capacitación sobre los dispositivos de comunicac	3 días	dom 12/4/20	mar 14/4/20



8.7.10.- Diagrama Unifilar Subestación La Dalia



8.7.11.- Diagrama Unifilar Subestación San Ramón



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

8.8.1.- 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).

8.8.2.- 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.

8.8.3.- 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.

8.8.4.- 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.

8.8.5. -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.

8.8.6.- 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:

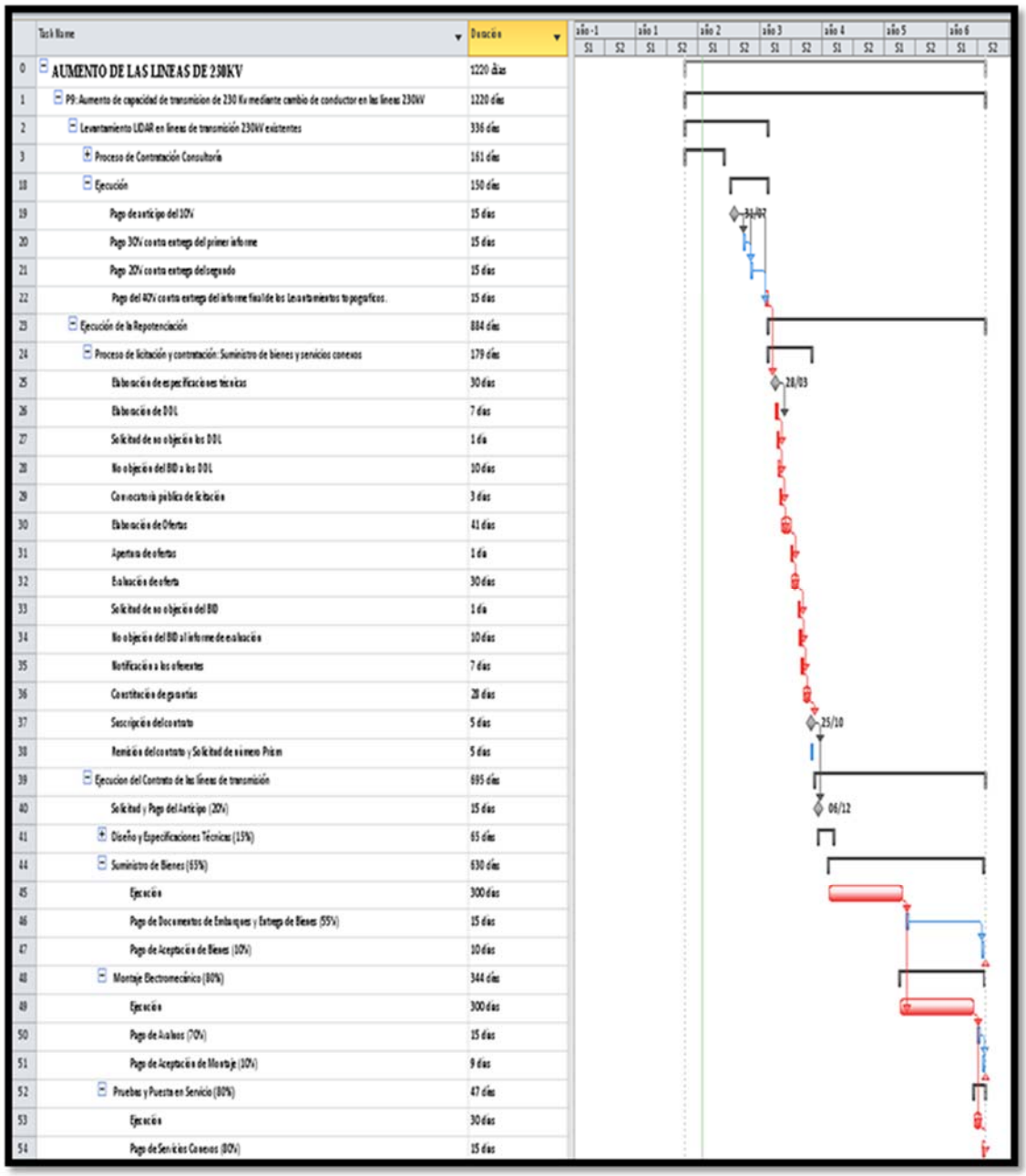
ITEM	SUBESTACION DE SALIDA	SUBESTACION DE LLEGADA
1	LEÓN	PRADO(FRONTERA CON HONDURAS)
2	LEÓN	SANDINO
3	SANDINO	MATEARE I
4	MASAYA	EOLO
5	EOLO	AMAYO
6	AMAYO	LIBERIA(FRONTERA CON COSTA RICA)

8.8.7.- Costos del Proyecto

El costo total del proyecto es de US$ 13.141 millones de los cuales US$ 12.343 millones es financiamiento externo y 0.798 millones financiamiento local.

8.8.8.- Mapa del sitio

8.8.10.- Cronograma de Ejecución



	Task Name	Duración
0	AUMENTO DE LAS LINEAS DE 230KV	1220 días
1	P9: Aumento de capacidad de transmisión de 230 Kv mediante cambio de conductor en las líneas 230kV	1220 días
2	Levantamiento LIDAR en líneas 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 tecnicas	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 vimeno Prior	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 Avalues (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 (10%)	15 días

8.9.- Aumento de la capacidad de transformación en las subestaciones San Benito, Catarina, Diriamba, Acahualinca y Ticuantepe II

8.9.1.- 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.

8.9.2.- 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, Sebaco, 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.

8.9.3.- 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.

8.9.4.- 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, nindiri 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 Avicola 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 maxima 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, Nindiri, Granada, Catarina y sectores aledaños alimentados por las subestaciones Benjamin Zeledon, Granada y Masatepe; para lo cual se instalara un transformador de 40MVA en la subestacion de Catarina, la cual actualmente es únicamente de switcheo.

En la **subestación Diriamba** se requiere aumentar la capacidad de transformación, ya que en el año 2014 registro una demanda máxima de 13.6MW, es decir el 95% de la capacidad nominal del transformador actual de 15MVA. 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 Diriamba y la cargabilidad del transformador de potencia actual:

Proyección de Demanda Subestación Diriamba

AÑO Demanda Transformadores	2014 * MW	2015 MVA	2016 MVA	2017 MVA	2018 MVA
CARGA MW	13.560	13.993	14.440	14.934	15.482
CARGA MVA	14.273	14.729	15.200	15.720	16.296
CARGABILIDAD TRAFO (%)	95%	98%	101%	105%	109%

* Demanda Maxima Registrada.

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.

La actual **subestación Ticuantepe II** posee una capacidad de 6.25 MVA, esta subestación registra una demanda de 4.3 MVA llevando al transformador de 6.5 MVA a operar al 69% de su capacidad nominal. Este transformador no es confiable debido a los años de antigüedad que posee que supera los 37años de servicio.

A continuación se muestra la proyección de la demanda para la subestación Ticuantepe II:

Tabla 1
Proyección de Demanda

AÑO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Demanda	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA
CARGA MVA	4.30	4.49	4.69	4.90	5.12	5.35	5.59
CARGABILIDAD TRAFO (%)	69%	72%	75%	78%	82%	86%	89%

La capacidad de esta subestación se encuentra limitada debido al transformador instalado; se requiere aumentar su capacidad para que esta subestación asuma más carga de la subestación Ticuantepe I (la cual se encuentra al 99%) y esta a su vez pueda satisfacer el crecimiento de la carga residencial y agroindustrial de carretera Masaya.

Debido a la antigüedad y poca capacidad y respaldo del transformador actualmente conectado a la se Ticuantepe II se necesita realizar la instalación de un transformador de 40MVA en la S/E Ticuantepe II, para garantizar el suministro de energía eléctrica a la ciudad de Ticuantepe y los sectores de La Borgoña, Reparto Juan Ramón Padilla, Buenos Aires, San Pedro, La Gloria, Estancia Monte Verde, Memorial Park, Cementerio Jardines del Recuerdo, Watch Tower Pensilvania, Enacal, Fabrica de Toallas Sanitarias Superior S.A, BDF y sectores aledaños.

Con este proyecto la subestación Ticuantepe II tendría la capacidad suficiente para servir de respaldo de las subestaciones Las Colinas y Ticuantepe I ante las salidas de estas subestaciones ya sea por disparo de los transformadores de distribución ó mantenimientos programados de los mismos. Es decir, se mejoraría la confiabilidad del suministro a clientes importantes de la carretera Masaya.

8.9.5.- Objetivos

Objetivo General

- Aumentar la capacidad de transformación a las subestaciones de Diriamba, Acahualinca, San Benito, Catarina y Ticuantepe II; 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 Diriamba, Acahualinca, Benjamín Zeledón, Tipitapa, Granada, Masatepe, Ticuantepe II 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

- Retroalimentar a la subestación Benjamín Zeledón, Granada y Masatepe, en caso que se realice mantenimiento o salida intempestiva del transformador.

- Retroalimentar a la subestación Ticuantepe I y Las Colinas, en caso que se realice mantenimiento o salida intempestiva del transformador.

8.9.6.- 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 Diriamba:

- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV,
- Cambio de juego de Transformadores de corriente en el lado de alta y baja del transformador.
- 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).

El transformador de 15MVA, 138/13.8kV, marca ABB, actualmente instalado en la subestación Diriamba se trasladará a la subestación Catarina.

Subestación Catarina:

- Obras civiles y Montaje de 1 transformador de 15 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV. (Se instalará el Transformador que se quite de la subestación Diriamba. Si existiría financiamiento disponible del préstamo se recomienda adquirir un transformador de 40MVA).
- 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.

Subestación Ticuantepe II:

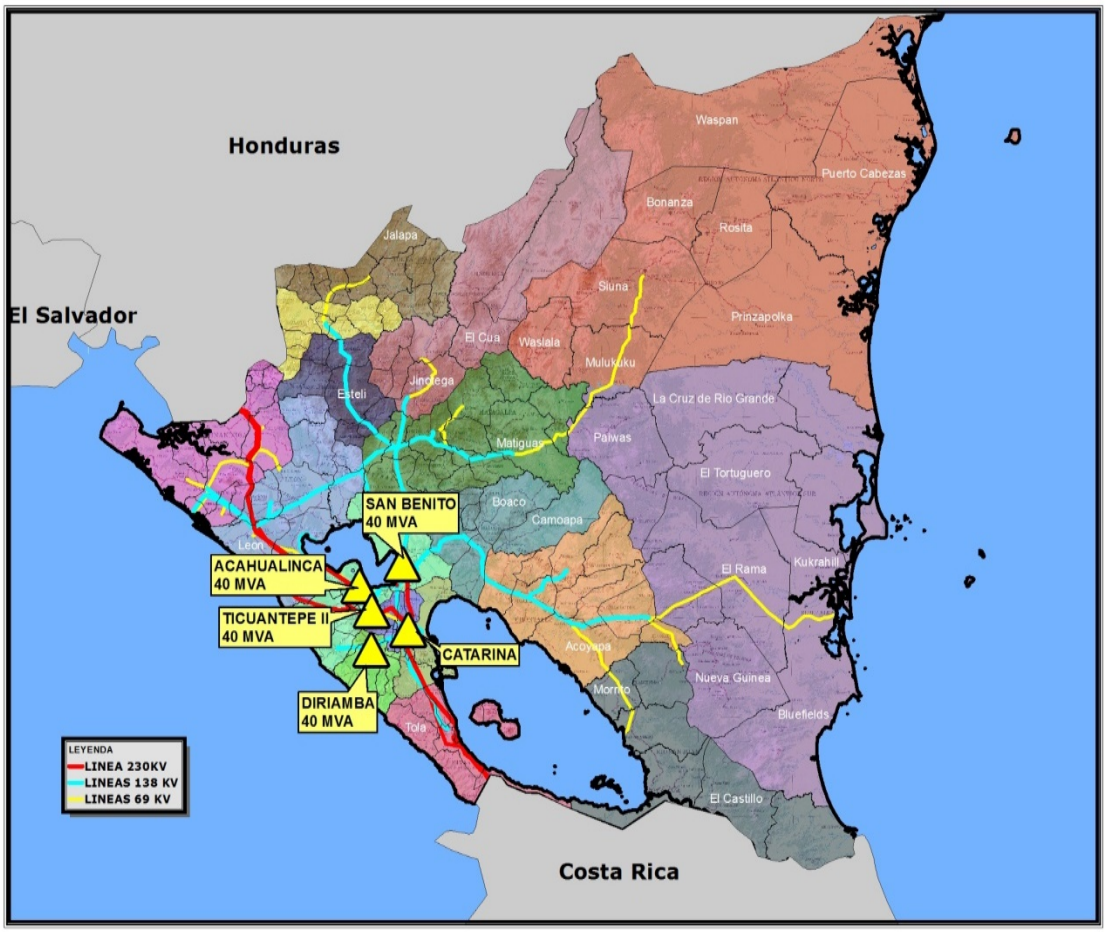
- 1 Transformador de potencia de 30/40 MVA, con relación de voltaje 138/13.8 kV.
- Cambio de juego de Transformadores de corriente en el lado de alta y baja del transformador.
- Cables de potencia y control
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

8.9.7.- Costos del proyecto

EL costo de este proyecto es de US $9.244 millones de dólares de los cuales 8.480 millones de dólares serán con el financiamiento extranjero y US $ 0.763 millones con financiamiento local.

Proyecto		
Aumento de la capacidad de transformación en las subestaciones San Benito, Catarina, Diriamba, Acahualinca y Ticuantepe II	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	BID	**4432,647**
Moneda Extranjera	COREA	**4047,724**
Moneda Local	Recursos Propios	**763,950**
	Costo Total $	**9244,321**

8.9.8.- Mapa de Localización



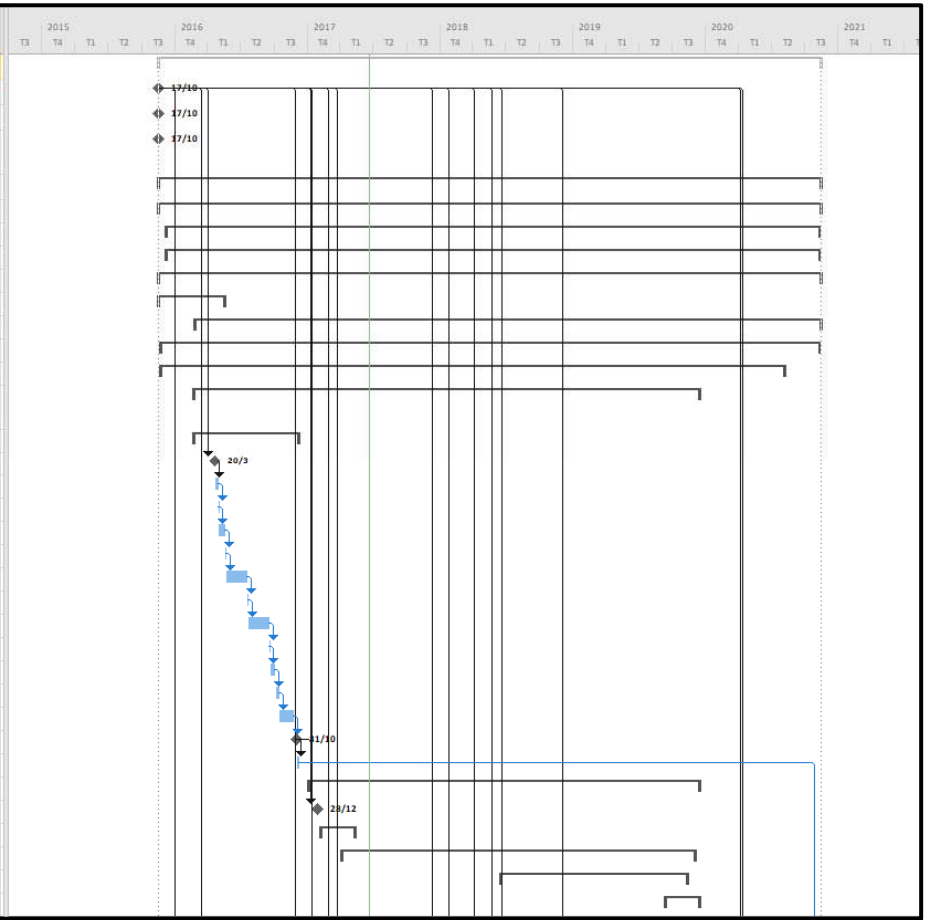
8.9.9.- Población Beneficiada

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

SUBESTACIÓN	CLIENTES
SAN BENITO	10,168
ACAHUALINCA	19,873
DIRIAMBA	19,899
TICUANTEPE II	4,945
BENJAMIN 3050	9,717
GRANADA 3040	13,217
MASATEPE 3030	5,427
TOTAL	**83,246**

8.9.10.- 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 pa	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



8.10.- Aumento de la capacidad de transformación en las subestaciones: Los Brasiles, Leon I y El Periodista.

8.10.1.- 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	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.

8.10.2.- 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.

8.10.3.- 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.
En la siguiente tabla se muestra la demanda máxima actual de las subestaciones Periodista, Los Brasiles y León I.

AÑO	2016
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

8.10.4.- Justificación

Se requieren la instalación de 8 transformadores de potencia para ampliar la capacidad de las subestaciones Periodista, Batahola, Los Brasiles, Masaya, León I Y Benjamín Zeledón.

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

8.10.5.- 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 de 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

8.10.6.- 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 El Periodista (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.
- 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):

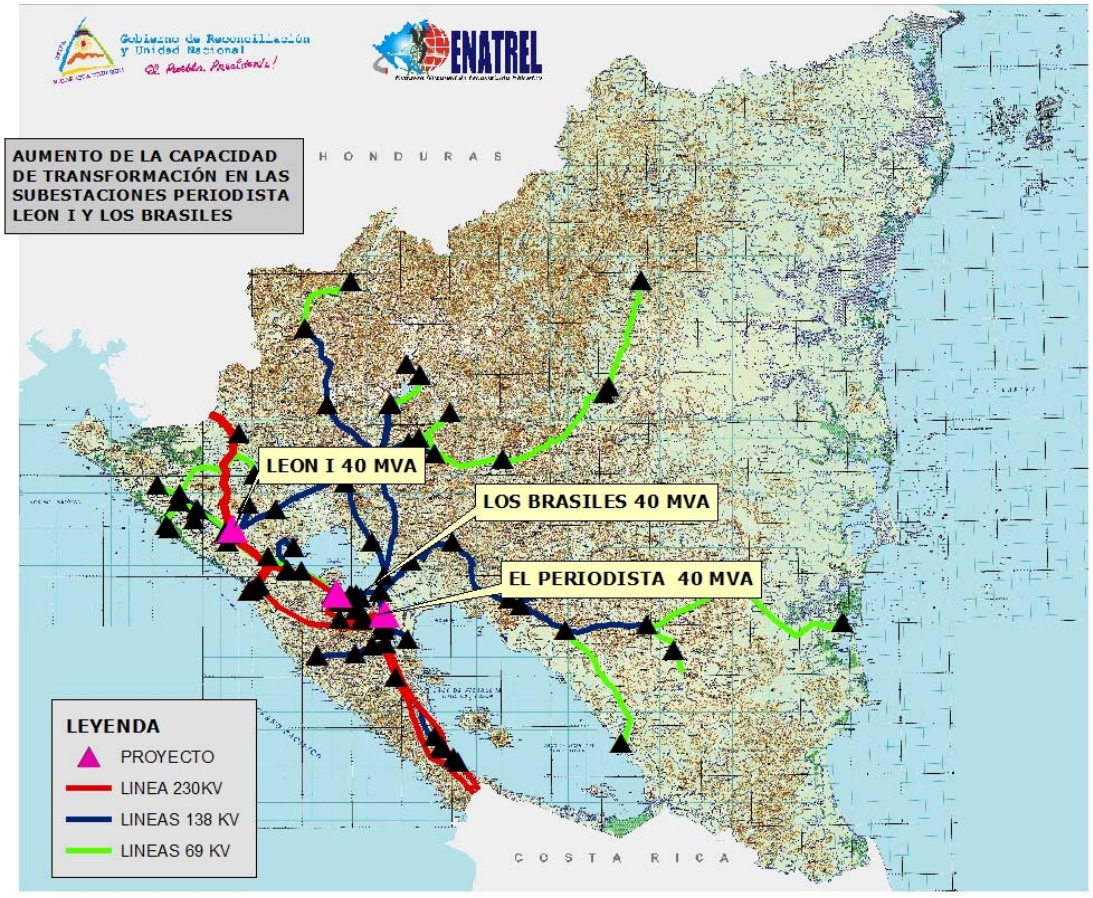
- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV.
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV (doble barra).
- 15 celdas Metaclad incluye 9 salidas de distribución con sus interruptores, 2 celdas de entrada del transformador de potencia con su interruptor, 2 celdas para equipos de medición, 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).

8.10.7.- Costos del proyecto

El costo del proyecto es de U$ 8.700 millones de dólares, de los cuales U$ 7.830 millones de dólares es con financiamiento del BEI, U$ 0.570 millones con Recursos del Tesoro y U$ 0.570 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	**7830,600**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**570,000**
Moneda Local	Recursos Propios	**300,000**
	Costo Total $	**8700,600**

8.10.8.- 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

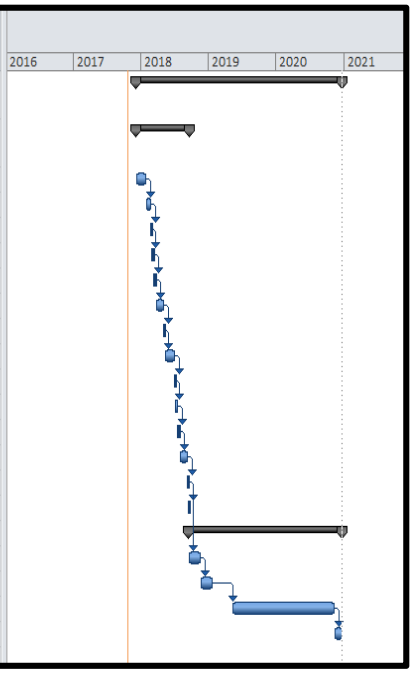
8.10.9.- Población Beneficiada

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

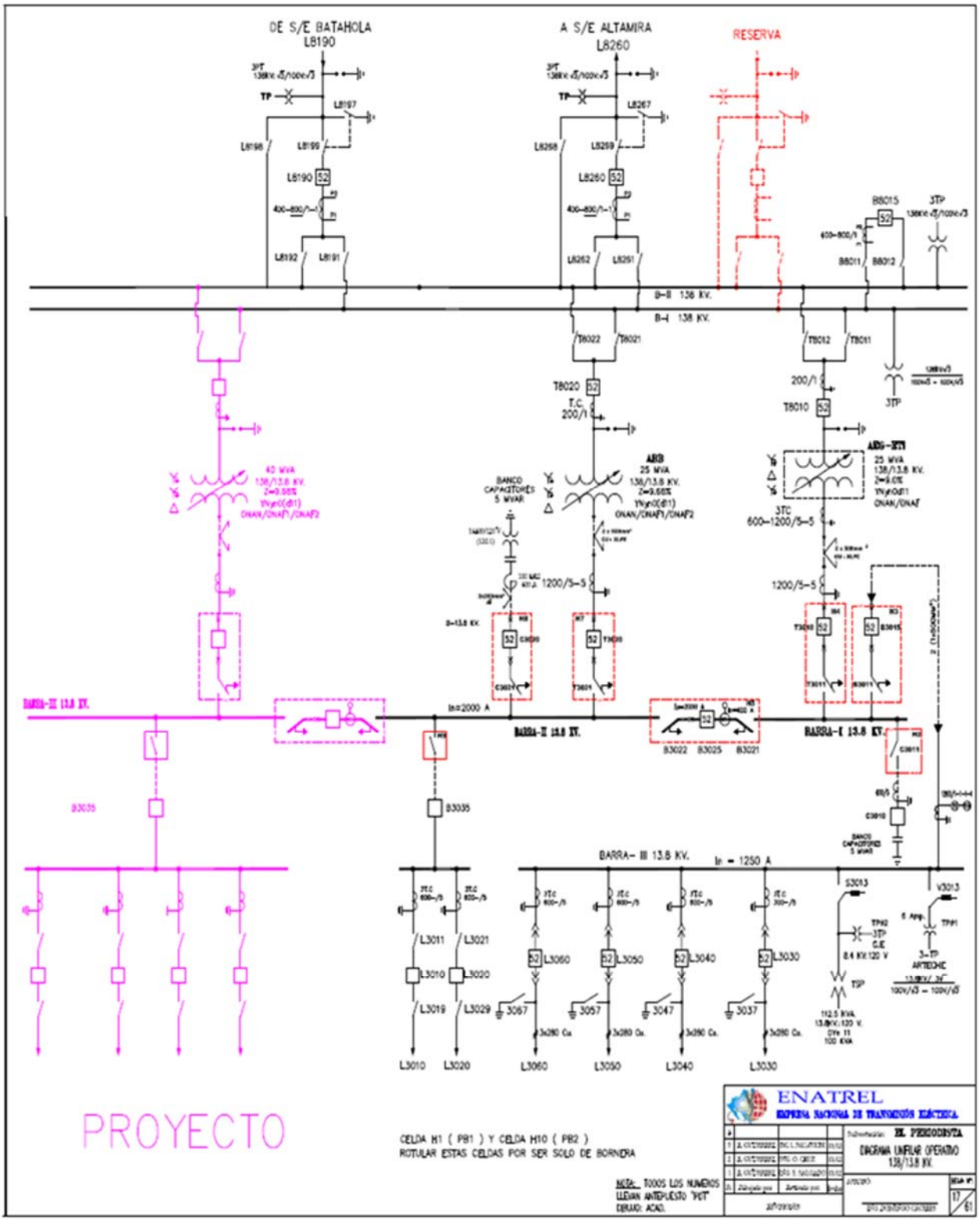
SUBESTACION	CLIENTES
EL PERIODISTA	12,712
LOS BRASILES	32,243
LEON I	31,024
TOTAL	**75,979**

8.10.10.- Cronograma de Ejecución

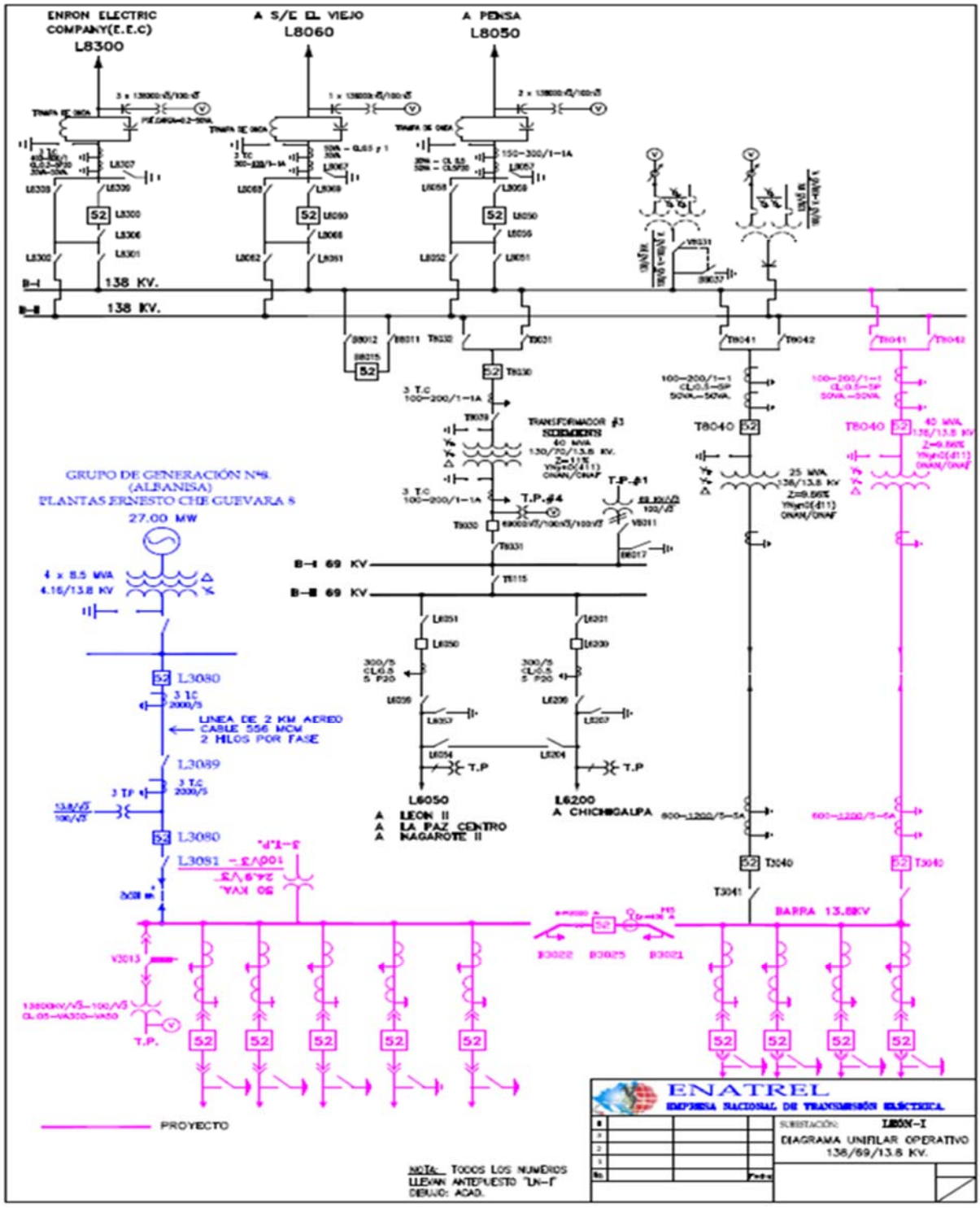
Task Name	Duración	Comienzo	Fin
AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN LAS SUBESTACIONES LOS BRASILES, LEON I Y EL PERIODISTA	**792 días**	**vie 01/12/17**	**mié 23/12/20**
Proceso de licitación y contratación:Suministro de bienes y servicios conexos	**207 días**	**vie 01/12/17**	**jue 20/09/18**
Elaboración de especificaciones técnicas	40 días	vie 01/12/17	jue 25/01/18
Elaboración de DDL	20 días	vie 26/01/18	jue 22/02/18
Solicitud de no objeción del BID	1 día	vie 23/02/18	vie 23/02/18
No objeción del BID a la elegibilidad	10 días	lun 26/02/18	vie 09/03/18
Convocatoria pública de licitación	9 días	lun 12/03/18	jue 22/03/18
Presentación de ofertas	30 días	vie 23/03/18	jue 03/05/18
Apertura de ofertas	1 día	vie 04/05/18	vie 04/05/18
Evaluación de oferta	40 días	lun 07/05/18	vie 29/06/18
Solicitud de no objeción del BID	1 día	lun 02/07/18	lun 02/07/18
No objeción del BID al informe de evaluación	10 días	mar 03/07/18	lun 16/07/18
Notificación a los oferentes	7 días	mar 17/07/18	mié 25/07/18
Constitución de garantias	28 días	jue 26/07/18	mié 05/09/18
Suscripción del contrato	5 días	jue 06/09/18	mié 12/09/18
Remisión del contrato	5 días	jue 13/09/18	jue 20/09/18
Ejecucion del Contrato, Lote I	**590 días**	**jue 13/09/18**	**mié 23/12/20**
Solicitud y pago del anticipo	45 días	jue 13/09/18	jue 15/11/18
Diseño y especificaciones técnicas	45 días	vie 16/11/18	jue 17/01/19
Suministro de bienes y obras civiles y montaje de equipos	390 días	vie 10/05/19	mar 10/11/20
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	30 días	mié 11/11/20	mié 23/12/20



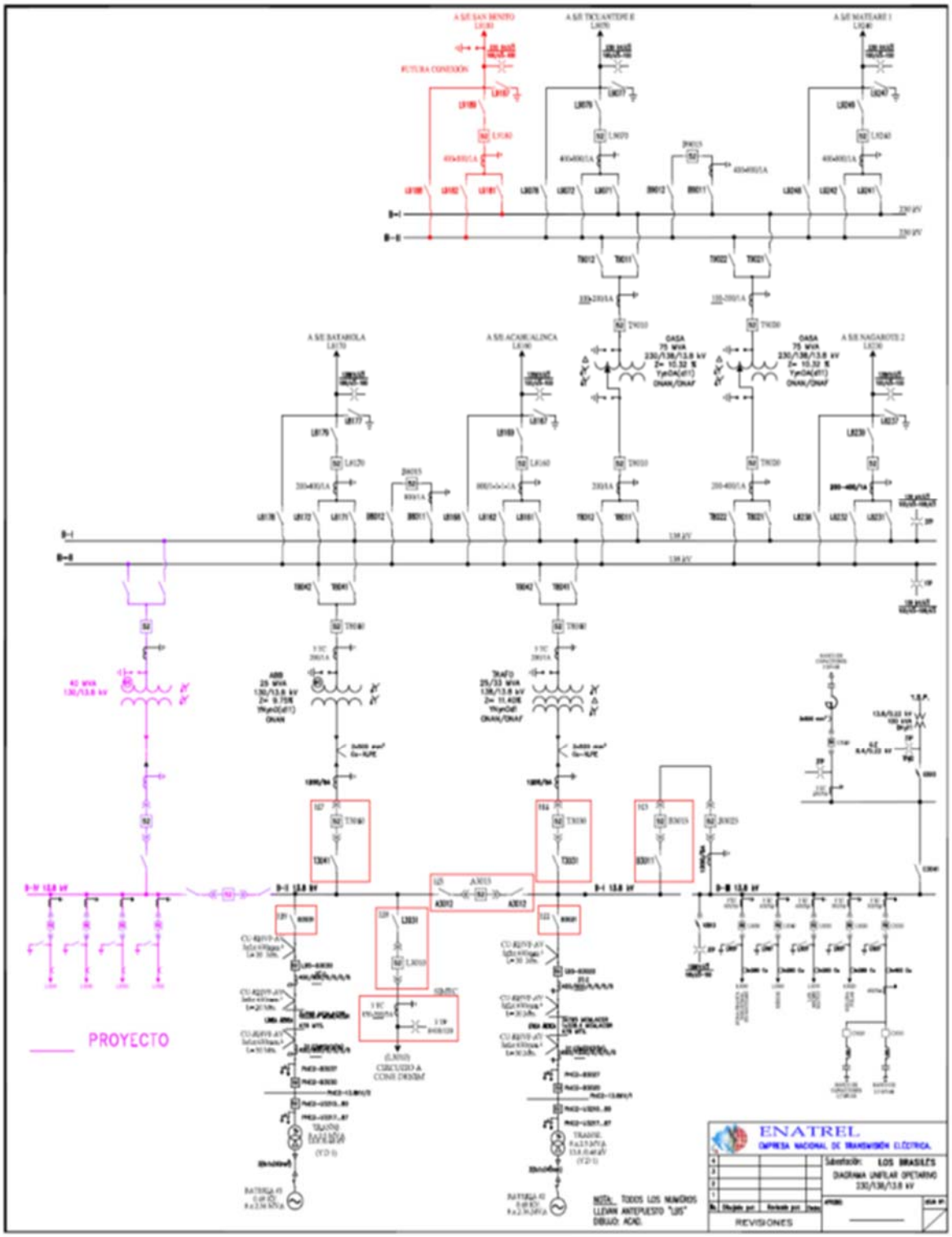
8.10.11.- Unifilar Subestación El Periodista



8.10.12.- Unifilar Subestación León I



8.10.13.- Unifilar Subestación Los Brasiles



8.11.- Construcción Subestacion Carlos Fonseca y Obras Conexas.

8.11.1.- 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.

8.11.2.- 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)

8.11.3.- 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.

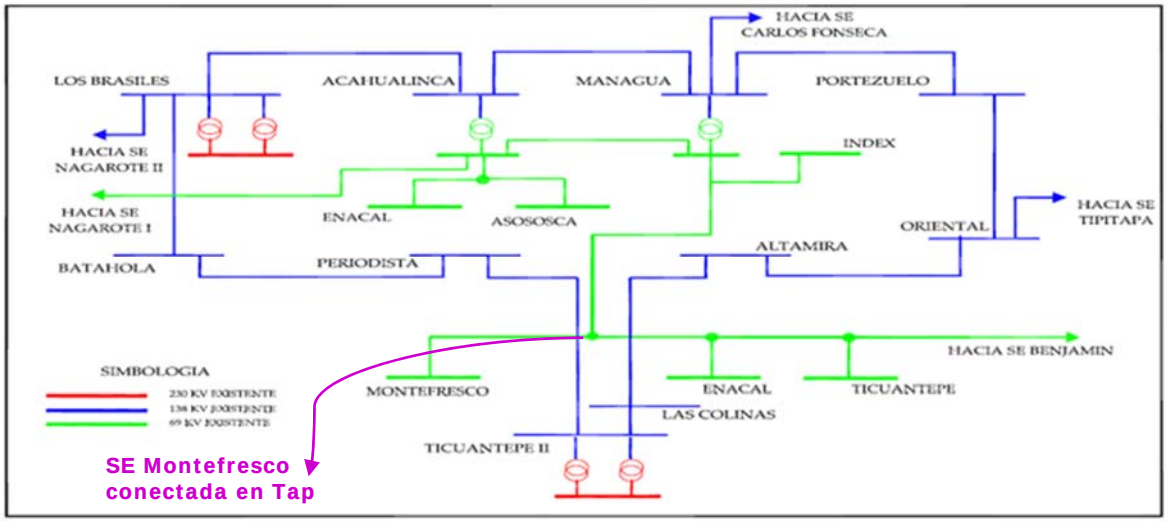
El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) cuenta con 610 kms de líneas de transmisión en 69 kV. De este total, casi el 50 % fue construido originalmente en estructuras de madera. Todos estos tramos sobre postes de madera ya tienen un tiempo de servicio mayor a 20 años y son los que presentan el mayor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

8.11.4.- 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.

8.11.5.- 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.

8.11.6.- 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

Componentes del Proyecto

– 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 Colinas 2.

8.11.7.- Costos

Se estima un costo total para el proyecto de US$ 28.562 millones de dólares, de este monto US $ 26.240 millones serán con financiamiento extranjero y US$ 2.322 millones financiados con contrapartida local.

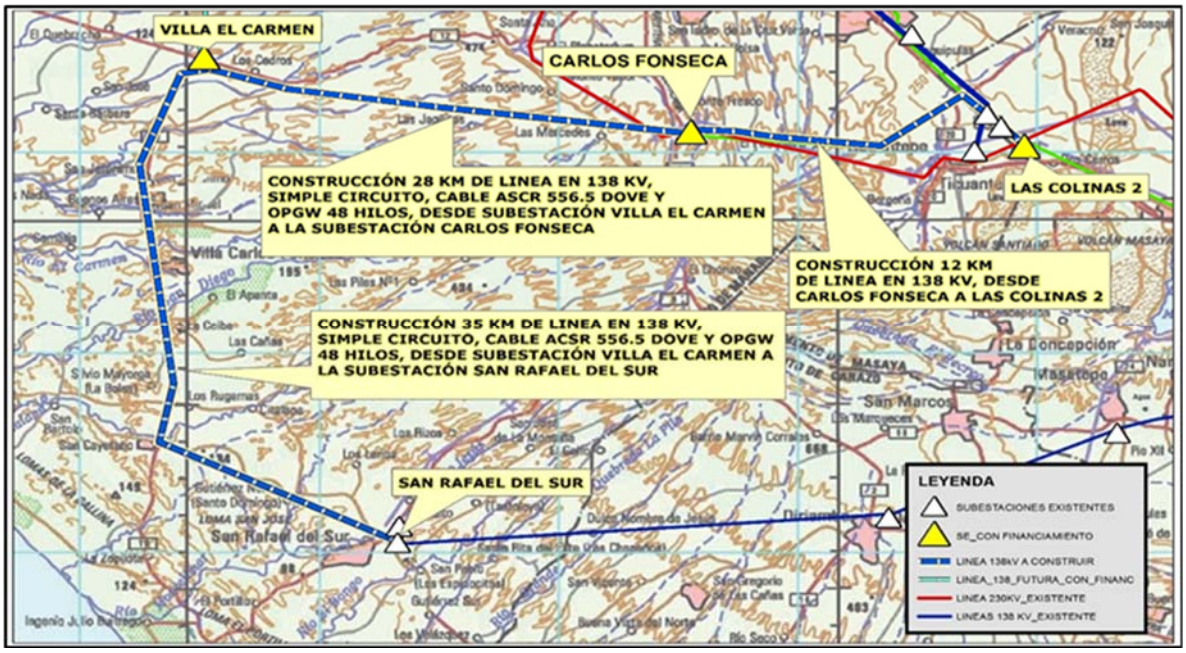
Proyecto		
Construcción Subestación Carlos Fonseca, Línea de Transmisión en 138 kV y Obras Conexas	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	INDIA	**26240,000**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**1702,000**
Moneda Local	Recursos Propios	**620,603**
	Costo Total $	**28562,602**

8.11.8.- Población beneficiada

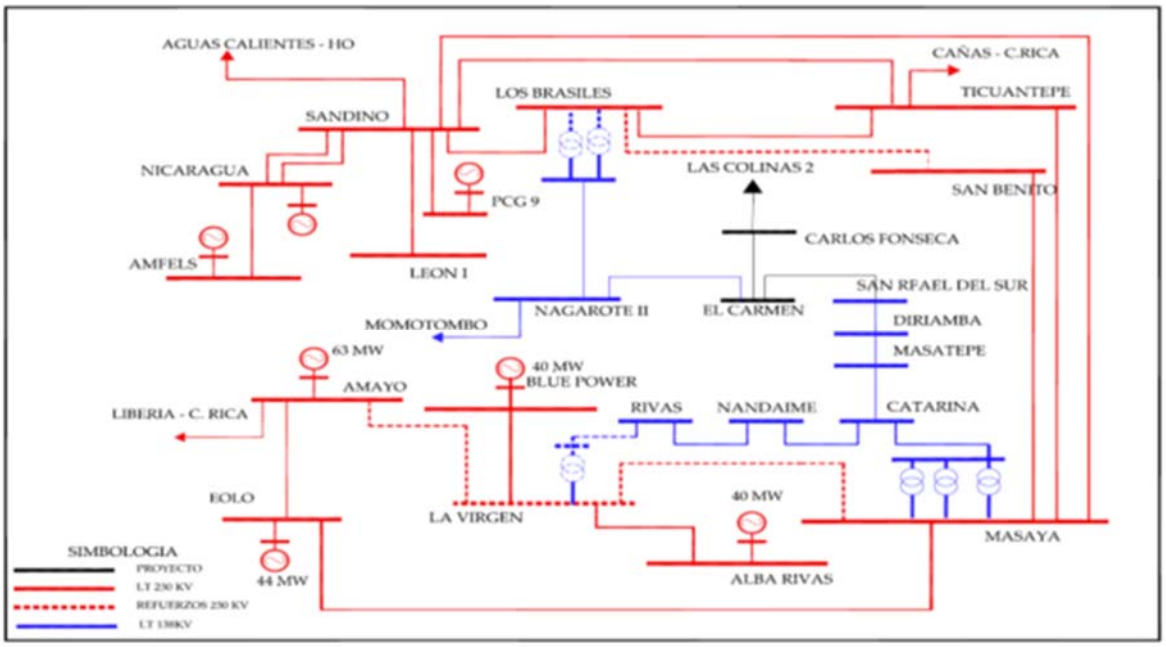
La población beneficiaria son los clientes que se abastecen de la actual subestación Montefresco los que suman 5,498; así mismo los clientes de las subestaciones: Masatepe (25,305 clientes), Diriamba (20,481 clientes), San Rafael del Sur (15,048 clientes) y los futuros clientes de la subestación Villa 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.

8.11.9.- Localización

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

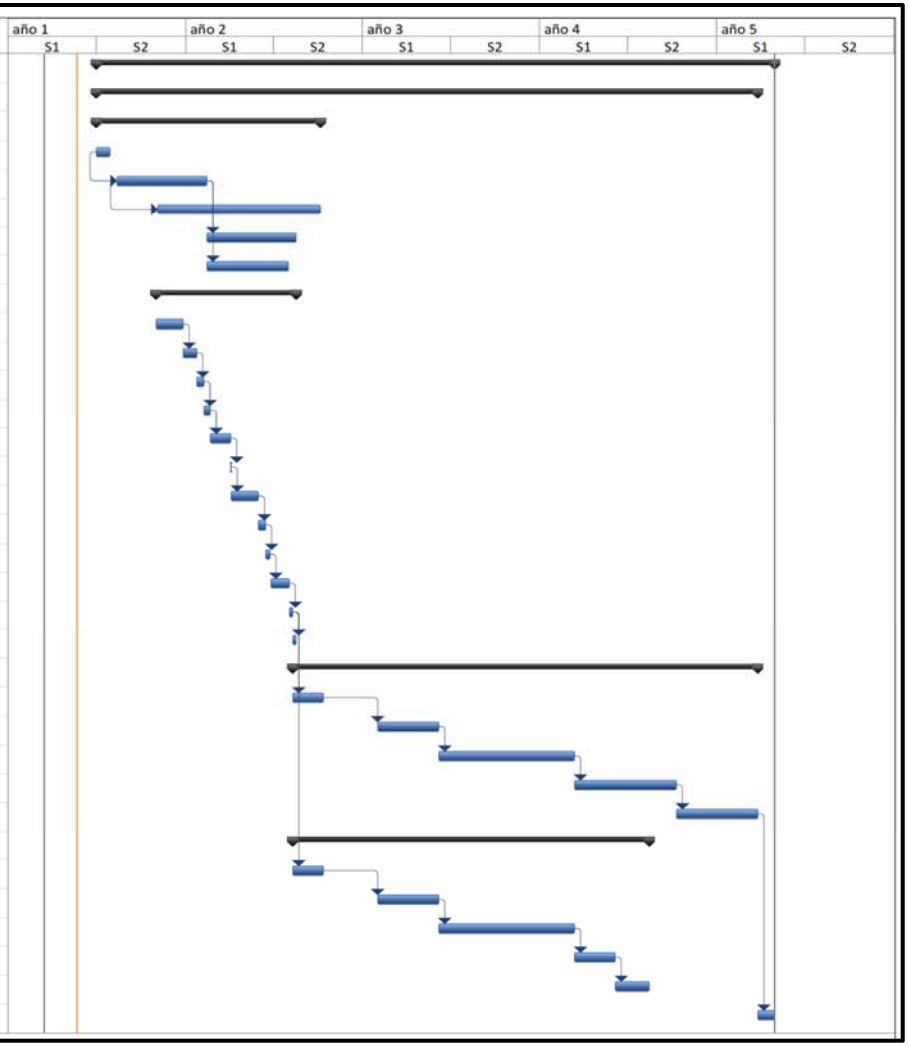


8.11.10.- Diagrama de Conexión

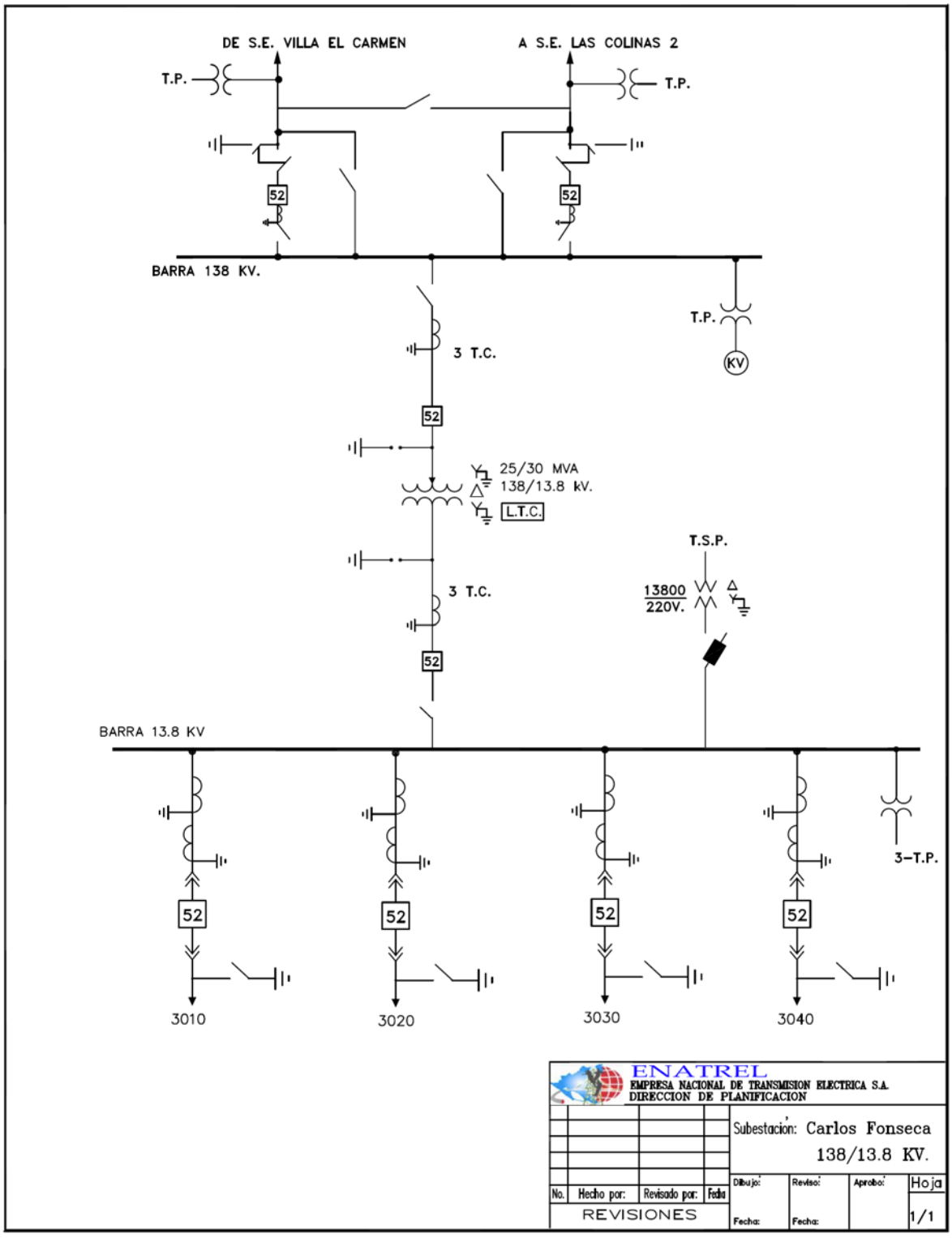


8.11.11.- Cronograma de Ejecución

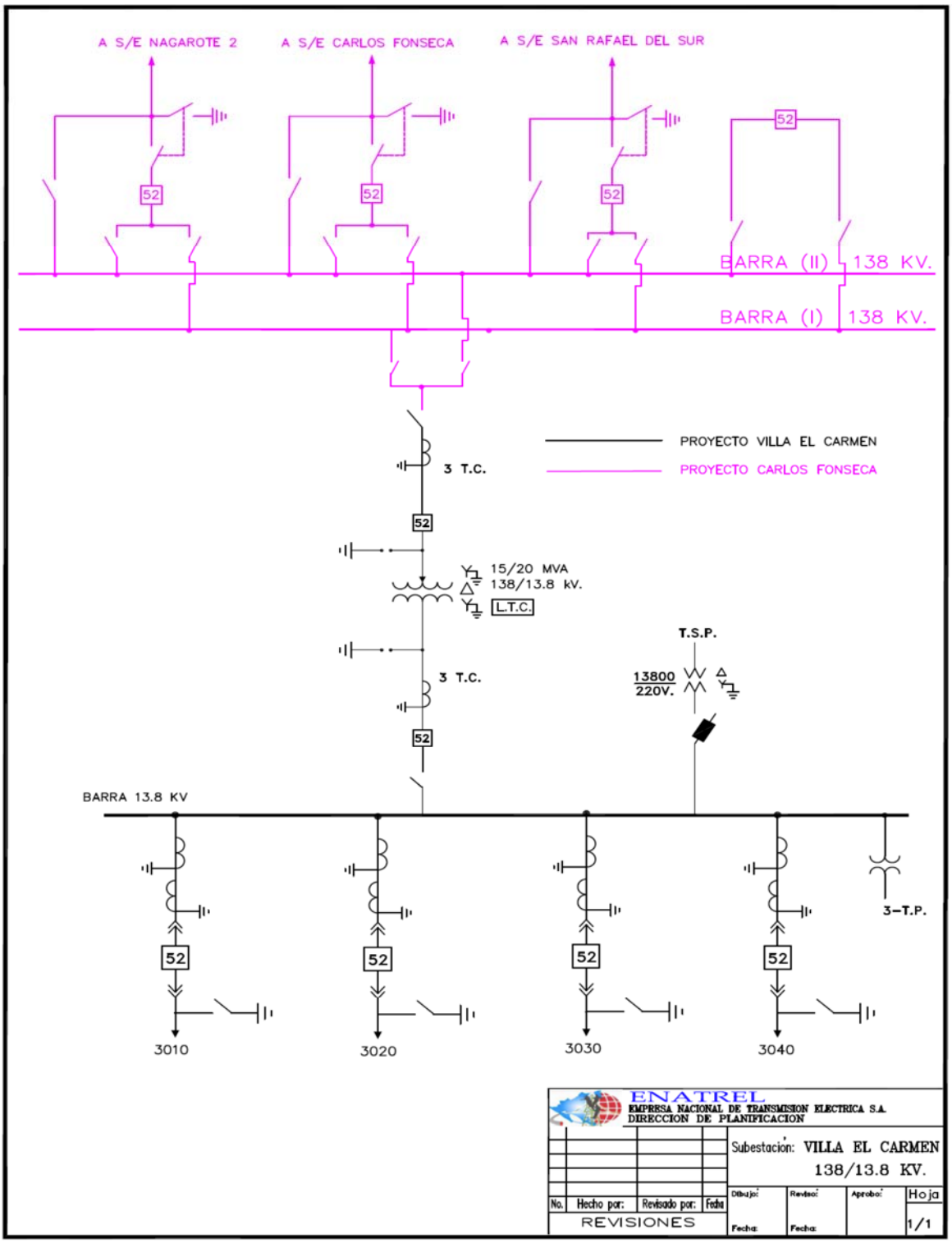
Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración
1		**PEP**	**999 días**
2		**Subestación Carlos Fonseca y obras conexas construidas.**	**974 días**
3		**Preliminares**	**330 días**
4		Adquisición de terreno	20 días
5		Levantamiento topográfico	132 días
6		Estudio de impacto ambiental + censo forestal	240 días
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



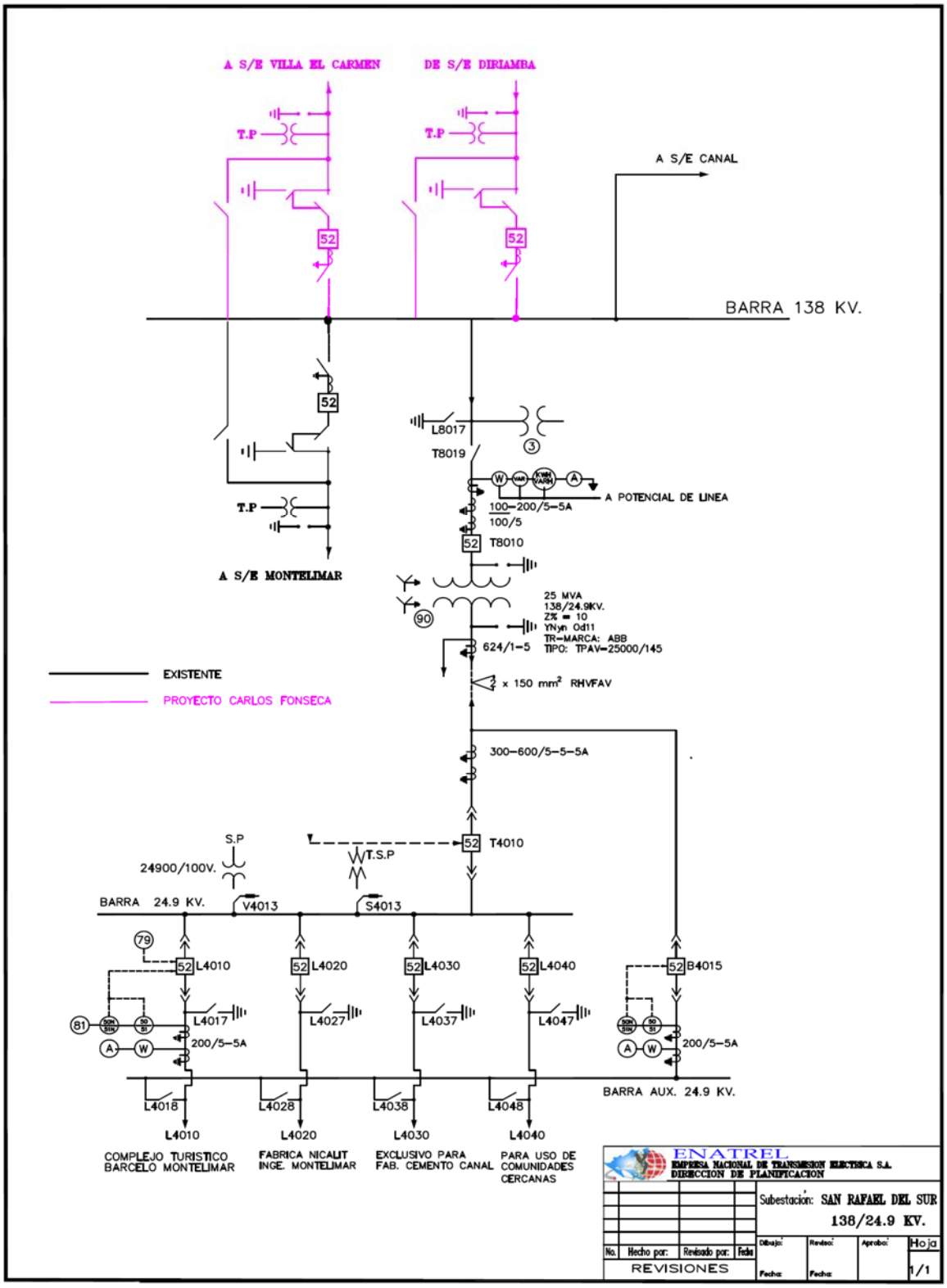
8.11.12.- Diagrama Unifilar de la Subestación Carlos Fonseca



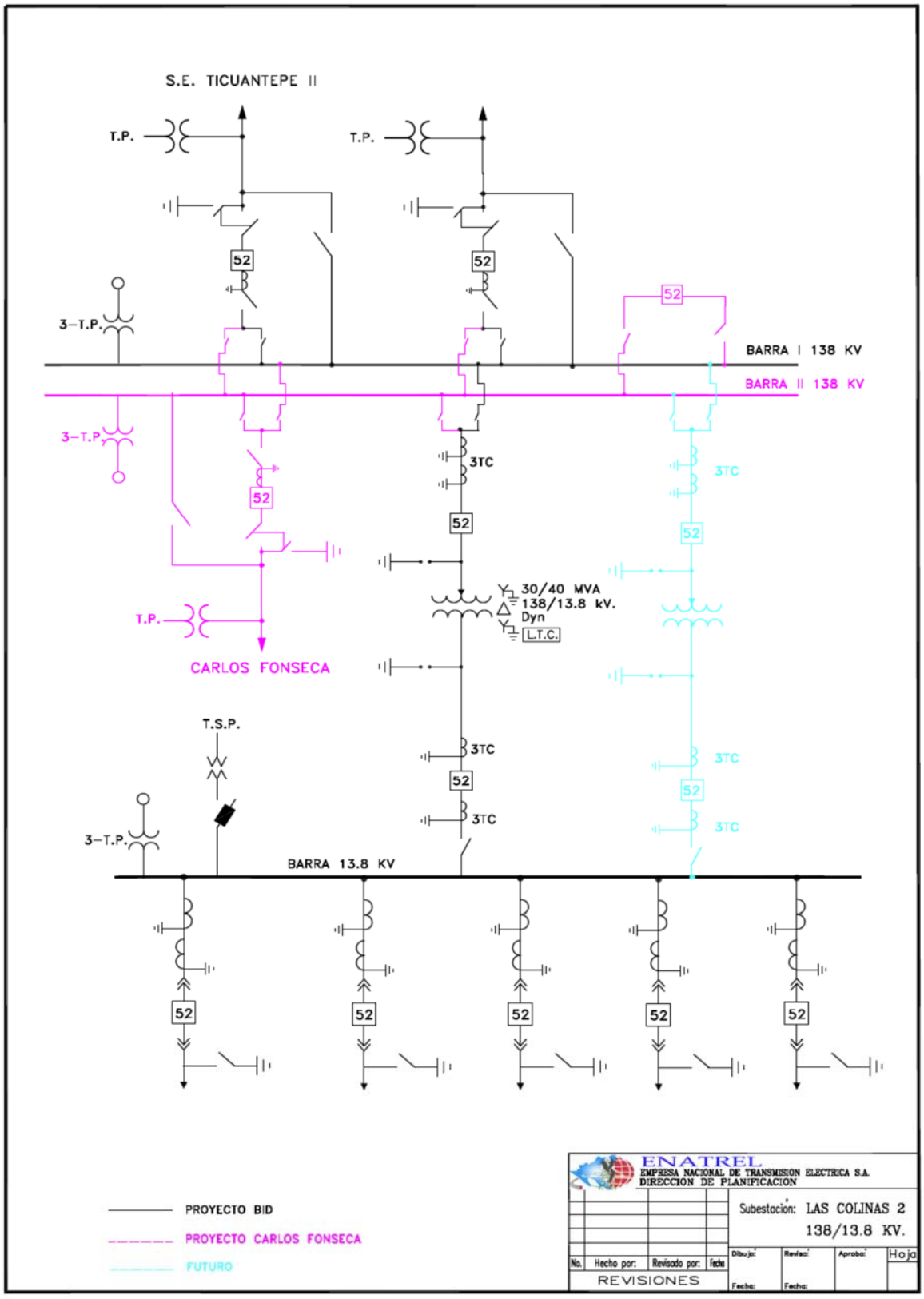
8.11.13.- Diagrama Unifilar de la Subestación Villa el Carmen



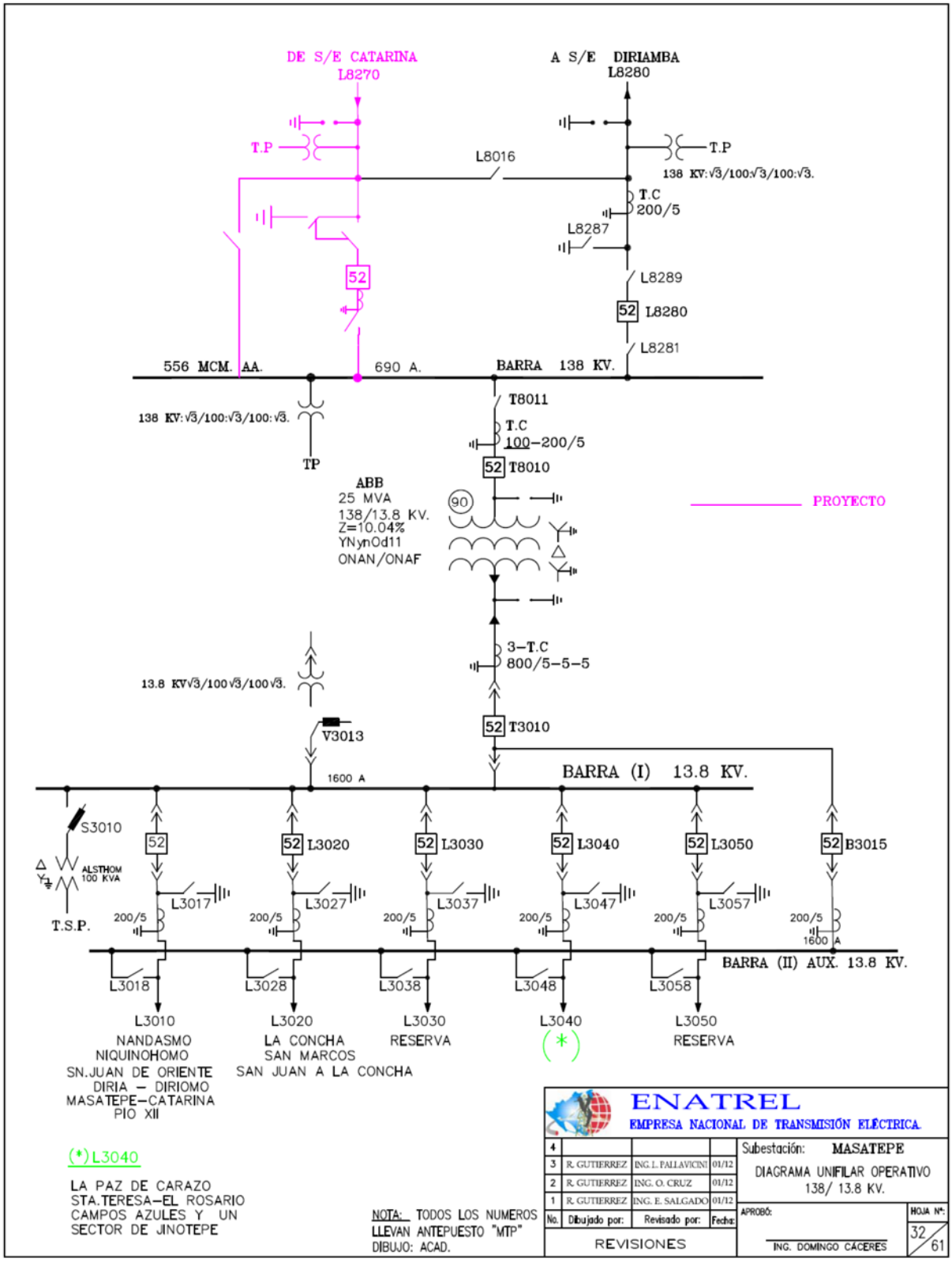
8.11.14.- Unifilar Subestación San Rafael del Sur



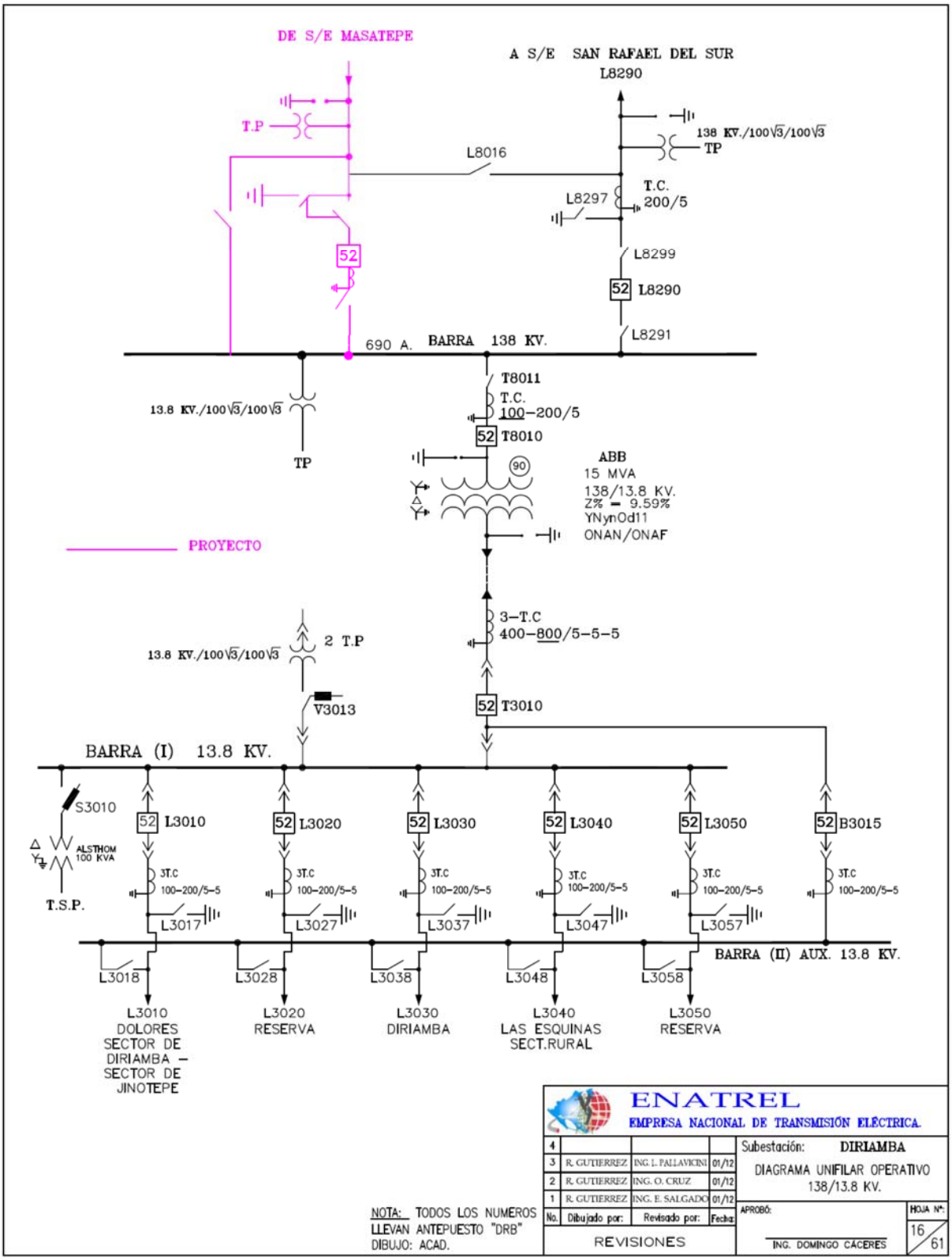
8.11.15.- Unifilar Subestación Las Colinas 2



8.11.16.- Unifilar Subestación Masatepe



8.11.17.- Unifilar Subestación Diriamba



8.12.- Construcción Subestación Waslala 138 KV y Obras Conexas y Obras Conexas

8.12.1- 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.

8.12.2.- 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.

8.12.3.- 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.

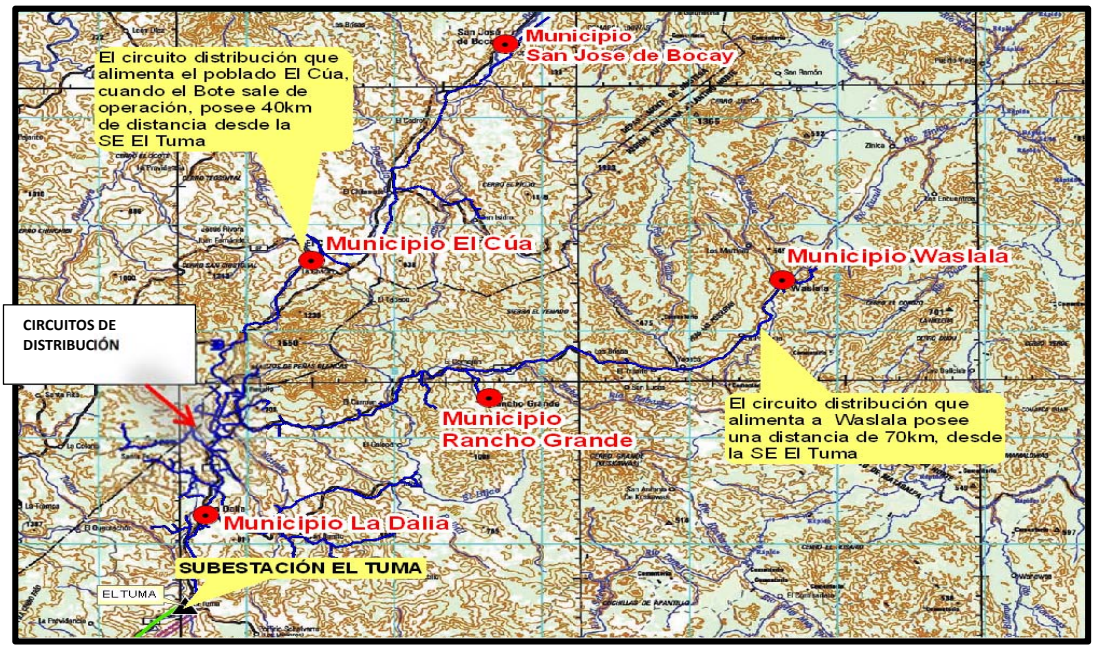
8.12.4.- Situación Actual

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



8.12.5. -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

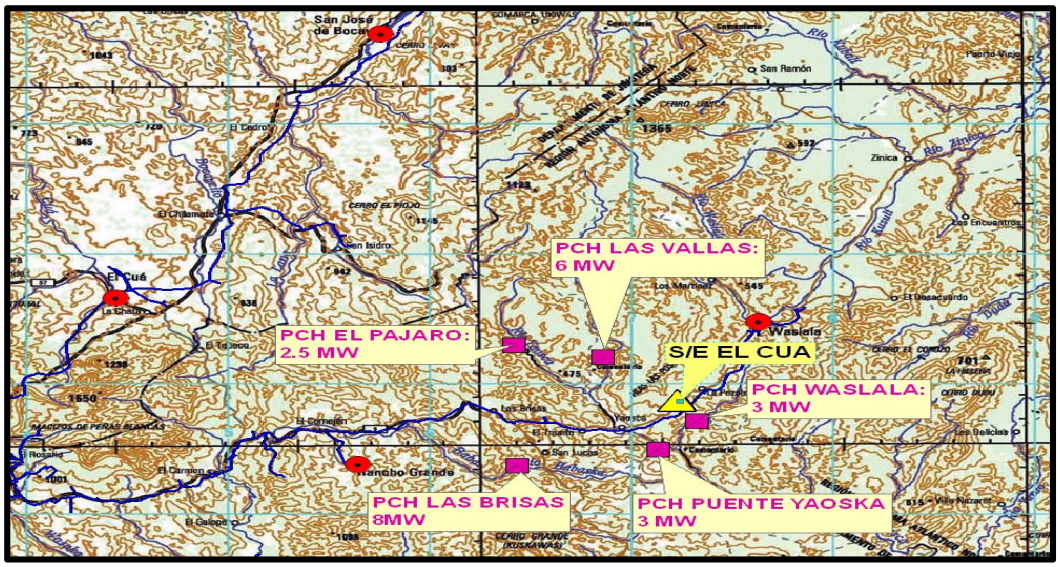
Departamento	Municipio	Comunidades	No de Com	No de usuario
Jinotega	Cúa - Bocay	El Sardinal	5	93
Jinotega	Cúa - Bocay	San Carlos	1	72
Jinotega	Cúa - Bocay	Ricardo Arauz/El Arbolito	2	124
Matagalpa	Rancho Grande	El Paraiso	1	26
Matagalpa	Rancho Grande	Las Brisas	1	86
Matagalpa	Rancho Grande	La Granja	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



8.12.6.- 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

8.12.7.- Costos del Proyecto

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 12.837 millones de dólares, de los cuales US$ 11.645 millones serán cubiertos con financiamiento extranjero y U$1.191 millones con contrapartida local.

Proyecto		
Construcción Subestación Waslala 138 KV y Obras Conexas (El Cua)	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	INDIA	**11645,621**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**812,494**
Moneda Local	Recursos Propios	**378,998**
	Costo Total $	**12837,113**

8.12.8.- Población Beneficiada

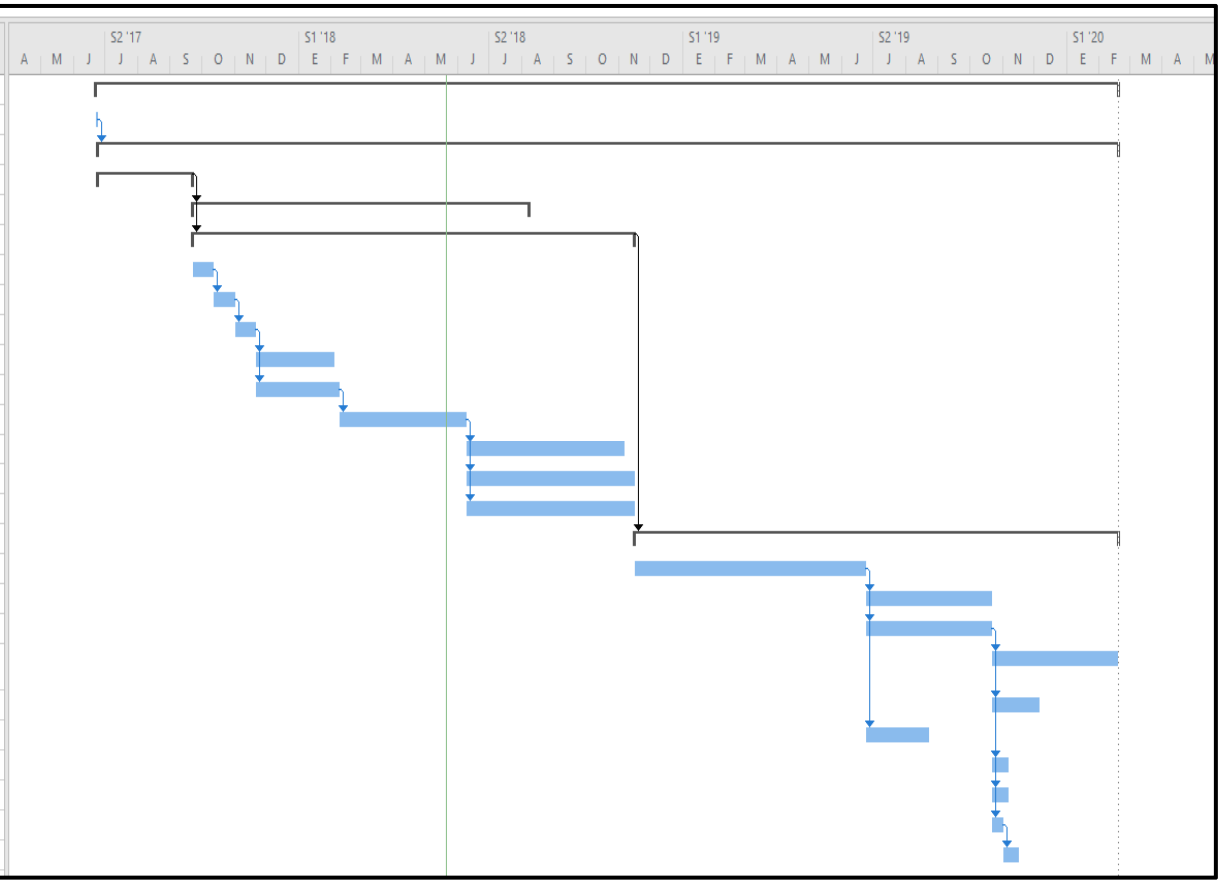
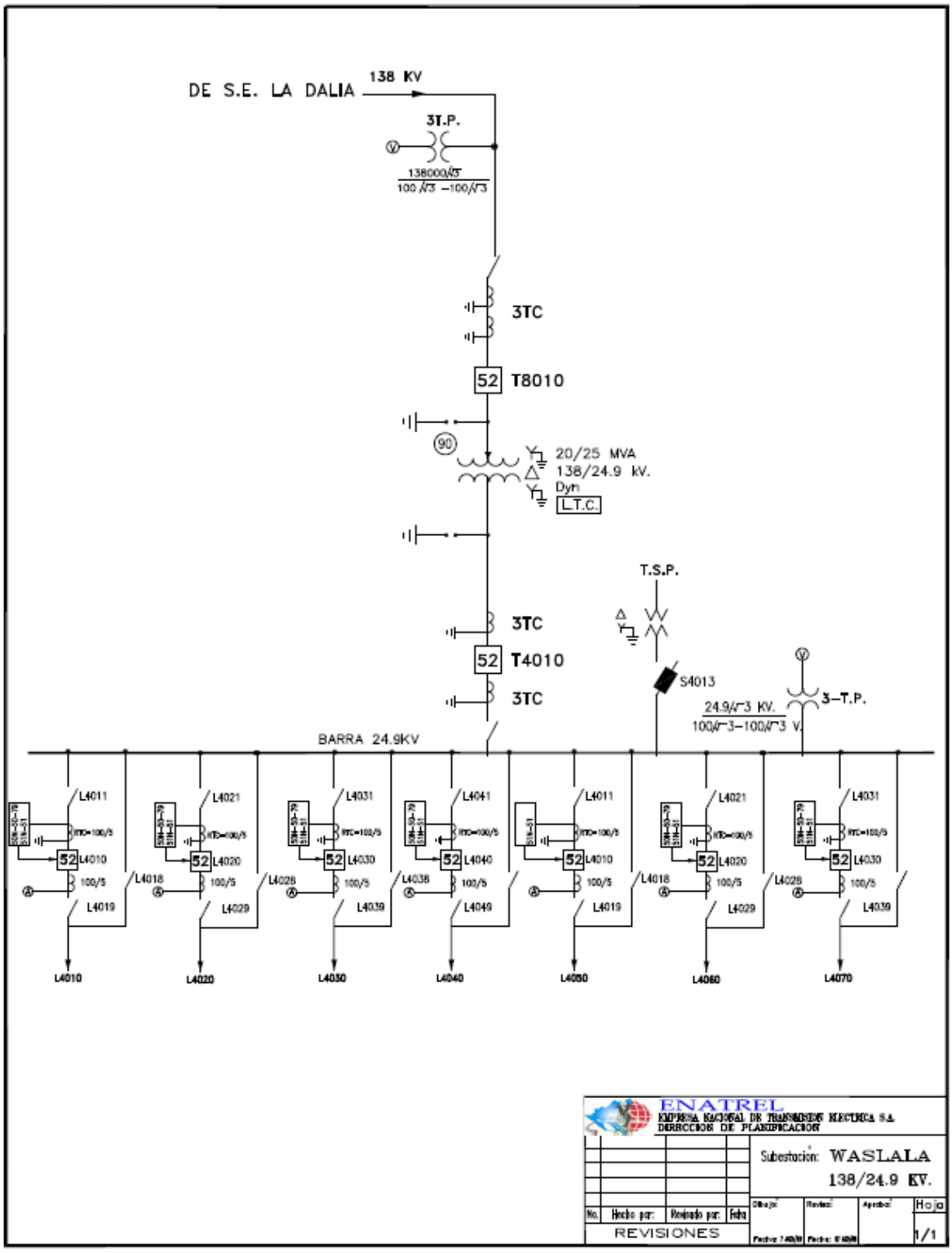
Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará aproximadamente 6,755 viviendas, aprox. 40,500 habitantes, que tienen actualmente el servicio de energía eléctrica al obtener un servicio de mejor calidad y mayor confiabilidad. Además se beneficiará a 46 comunidades rurales, que serán electrificadas 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.

8.12.9.- Localización Del Proyecto

SUBESTACIÓN EL CUA

8.12.10.-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 Celosía	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



8.12.11.- Diagrama Unifilar Subestación Waslala