



Gobierno de Reconciliación
y Unidad Nacional

El Pueblo, Presidente!



Plan de Obras 2019

TOMO IV

**EVALUACION
ECONÓMICA DE
PROYECTOS**

*Empresa Nacional de
Transmisión Eléctrica*

Junio 2018

*Por Gracia
de Dios!*

CRISTIANA,
SOCIALISTA,
SOLIDARIA!

 FE,
FAMILIA
Y COMUNIDAD!

Tabla de contenido

AMPLIACIONES DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN, AÑO 2018.....	2
Ampliaciones Menores a 500mil del Sistema Nacional de Transmisión realizadas por ENATREL.....	3
EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS QUE ENTRAN EN OPERACIÓN EN EL AÑO 2018.....	4
1. INTRODUCCIÓN.....	4
2. OBJETIVO.....	4
3. ASPECTOS GENERALES DE LOS PROYECTOS.....	4
4. CRITERIOS GENERALES DE EVALUACIÓN.....	6
4.1. Evaluación Privada.....	6
4.2. Evaluación Económica.....	6
4.3. Parámetros económicos.....	7
5. RESULTADOS.....	8
6. EVALUACIONES DE OBRAS MAYORES DE US\$ 500,000.....	9
6.1. Aumento de la capacidad de transformación en Subestación Corocito.....	9
6.2. Ampliación de capacidad de Subestación San Benito.....	13
6.3. Nueva Subestación Ocotál y línea de transmisión 138 kV.....	17
6.4. Construcción Subestación El Sauce y Línea de Transmisión 138 kV.....	24
6.5. Refuerzos para la conexión de Proyectos Geotérmicos: Subestación Malpaisillo Fase I.....	29
6.6. Construcción Subestación El Aeropuerto, Línea de transmisión 138kV y obras conexas.....	34
6.7. Refuerzos para la Conexión de Proyectos Eólicos.....	40

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:

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 Sistema Nacional de Transmisión (SNT) del año 2018:

Cuadro 1. Resumen de obras del año 2018

Descripción	Alcances		Financiamiento Local (kUS\$)	Financiamiento Externo (kUS\$)	Inversión Total (kUS\$)
	MVA a Instalar	Km de Línea			
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	55,927	65,651
TOTAL OBRAS POR INICIATIVA DE ENATREL	140.0	117.0	9,739	56,222	65,960

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.

Cuadro 2. Proyectos a entrar en operación en el año 2018, menores a US\$ 500,000

No.	Nombre	Descripción	Alcances		Moneda Local (kUS\$)	Moneda Externa (kUS\$)	Inversión Total (kUS\$)	Fuente
			MVA	Km				
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 2018 POR INICIATIVA DE ENATREL					15.5	294.4	309.9	

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS QUE ENTRAN EN OPERACIÓN EN EL AÑO 2018.

1. INTRODUCCIÓN

La Empresa Nacional de Transmisión (ENATREL) tiene el deber fundamental de garantizar el transporte de potencia y energía hacia los centros de consumo en términos confiables y seguros, realizando las debidas inversiones en aquellos proyectos cuya factibilidad económica asegure la continuidad del servicio a los agentes económicos del sector.

ENATREL de acuerdo al marco regulatorio, presenta los estudios eléctricos y económicos con una metodología razonable y adecuada que justifica técnica y económicamente los proyectos propuestos en su Plan de Obras 2019, bajo el principio de que el sistema de transmisión satisfaga los criterios de calidad y seguridad del servicio, al mismo tiempo que sea “económicamente adaptado” al contexto socio económico nacional, evitando los sobre equipamientos y optimizando así la utilización de los escasos recursos disponibles.

La justificación económica de cada uno de los proyectos de ENATREL garantiza la recuperación de la inversión, estableciendo así una eficiente asignación de los recursos en beneficio de la sociedad, de acuerdo a los principios establecidos en la Ley de la Industria Eléctrica.

El no realizar las inversiones necesarias en el Sistema Nacional de Transmisión puede limitar la capacidad de transporte de energía, provocando un desabastecimiento en el suministro, ya que sin la transmisión, las plantas generadoras no podrían hacer llegar la energía a las distribuidoras y por ende a la población en general.

2. OBJETIVO

Evaluar los proyectos de inversión con montos mayores de US\$ 500,000 (quinientos mil dólares de Estados Unidos de América) que entran en operación en el año 2018.

3. ASPECTOS GENERALES DE LOS PROYECTOS

En el período 2000-2018, ENATREL ha ejecutado proyectos con el fin de mejorar el Sistema de Transmisión actual y ampliarlo con nuevas Subestaciones y Líneas de Transmisión, para dar respuesta al crecimiento de la demanda de energía requerida por los diferentes sectores económicos. Sin embargo, esto se ha logrado por los préstamos otorgados por los organismos financieros y donaciones de la Unión Europea, Alemania, España y Japón.

En el año 2018 entran en operación siete proyectos con montos mayores de US\$ 500,000 (Cuadro 3).

Cuadro 3. Proyectos a entrar en operación en el año 2018, mayores a US\$ 500,000

No.	Nombre del Proyecto	Descripción	Inversión Total (miles de US\$)
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.	805.8
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	1,732.6
3	Construcción Nueva Subestación Ocotál, 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 Ocotál.	14,052.4
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.	11,730.2
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.	15,880.5
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.	5,835.2
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 bahía de línea de 230kV en la SE Masaya y una bahía de línea de 138kV en SE Rivas	15,613.7
PROYECTOS CON OBRAS MAYORES A US\$ 500 MIL 2018 POR INICIATIVA DE ENATREL			65,650.6

4. CRITERIOS GENERALES DE EVALUACIÓN

Este año las obras de transmisión que entran en operación son transformadores, bahías de líneas, construcción de subestaciones y líneas de transmisión las cuales están orientadas a satisfacer una demanda creciente y la evacuación de la energía producida por la ampliación de la generación geotérmica en la Planta San Jacinto Tizate y para la conexión de proyectos eólicos desarrollados en el istmo de Rivas.

Los proyectos están orientados a cumplir con los requerimientos de confiabilidad, calidad y seguridad establecidos en la normativa de transporte.

4.1. Evaluación Privada

Todas las obras tienen que pagarse a sí misma. Es decir deben generar beneficios con el peaje de transmisión que se recibe por transporte de energía con el objeto de pagar el préstamo contratado que se realizó para adquirirlos.

En base a las condiciones de financiamiento de las obras que entran en operación en el año 2018. Se estima una tasa de descuento equivalente a la tasa de interés de los préstamos otorgados para estas obras.

La tasa de interés que aplica a los préstamos el Banco Europeo de Inversiones (BEI) es variable basándose en la Tasa Libor que existe en el momento del desembolso. Para la evaluación de las obras se toma el promedio de dichas tasas la cual es de 3.93 %.

4.2. Evaluación Económica

En el caso de la evaluación económica, los beneficios asociados a la reducción de Energía No Servida (ENS) se evalúan utilizando el costo de la ENS el cual corresponde en Nicaragua a US\$/MWh 420. Este costo de ENS mide el impacto económico en la zona de influencia del proyecto.

Este costo de racionamiento (ENS) se define en la Normativa de Operación en el tomo Normas de Operación Comercial en el capítulo 8.4: Unidad de Racionamiento, en el artículo 8.4.2.

Así mismo el costo de inversión y los ingresos asociados al incremento de la demanda se convierten de precios de mercado a precios de cuenta (precios de eficiencia económica). Estos precios de cuenta (Cuadro 4) son calculados por el Sistema Nacional de Inversiones los cuales a partir del año 2011 son:

Cuadro 4. Indicadores económicos

Sistema Nacional de Inversiones	Vigente desde 2013
Tasa social de descuento	8%
Precio social de la divisa	1.015
Precio social mano de obra no calificada	0.83
Precio social de la mano de obra calificada	1

4.3. Parámetros económicos

En esta sección se presentan los principales parámetros utilizados a partir de la cual se realizaron los cálculos de la presente evaluación.

4.3.1. Tasa de descuento

En la evaluación privada se emplea una tasa de descuento promedio que es la que cobro el BEI basándose en la Tasa Libor que existe en el momento del desembolso. Dicha tasa corresponde a 3.93 %. En la evaluación económica se utiliza una tasa de descuento de 8 % de acuerdo al Sistema Nacional de Inversiones.

4.3.2. Vida del proyecto

El período de evaluación del proyecto es de 30 años.

4.3.3. Costo de Operación y Mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento anual corresponde al 2.5 % del costo de la inversión.

4.3.4. Factor de Carga

Todos los cálculos parten de la demanda máxima de esta subestación por lo que son afectados por el Factor de Carga (FC). En algunos casos se estima un mejoramiento del FC, basados en el comportamiento que ha mostrado la demanda en la subestación y/o líneas de transmisión en los últimos años.

4.3.5. Factor de Planta

El Factor de Planta (FP) de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los equipos. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

4.3.6. Demanda de Energía y Potencia

El crecimiento proyectado de la demanda es basado en el crecimiento natural.

5. RESULTADOS

Cuadro 5. Resumen

N°	Obras	Costo de Inversión [US\$]	Indicadores					
			Privada			Económica		
			VAN [US\$]	TIR [%]	B/C	VAN [US\$]	TIR [%]	B/C
1	Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Corocito	805.8	693,976	12.33	2.49	1,205,325	24.55	3.04
2	Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación San Benito	1,732.60	2,520,379	17.58	2.57	1,790,729	20.12	1.60
3	Construcción Nueva Subestación Ocotol, Línea de Transmisión 138kV y Obras Conexas	14,052.40	103,460	60.7	2.15	43,755	51.2	1.94
4	Construcción Nueva Subestación El Sauce, Línea de Transmisión 138kV y Obras Conexas	11,730.20	106,825	79.9	2.23	46,665	67.7	2.02
5	Subestación Malpaisillo: Refuerzos para la Conexión de Proyectos Geotérmicos	15,880.50	261,826	57.0	2.95	263,319	58.0	2.42
6	Construcción Nueva Subestación El Aeropuerto, Línea de Transmisión 138kV y Obras Conexas	5,835.20	29,692,352	18.41	1.27	25,949,511	29.87	1.55
	Refuerzos para la Conexión de Proyectos Eólicos	15,613.70	31,059,295	16.67	3.26	32,315,365	28.31	3.91

Los resultados de la evaluación concluyen en que las obras poseen valores que se consideran excepcionalmente buenos. (Cuadro 5).

A continuación se presentan las evaluaciones:

6. EVALUACIONES DE OBRAS MAYORES DE US\$ 500,000

A continuación, se presentan las obras que finalizarán y entrarán en operación en el año 2018, las cuales han sido desarrolladas por iniciativa de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, y cuyo monto excede los US \$ 500,000 (Quinientos mil dólares de Estados Unidos de América).

6.1. Aumento de la capacidad de transformación en Subestación Corocito

6.1.1. Introducción

La Subestación Corocito entró en operación el año 1979 y 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 Managua, en la zona Sur-Este del País.

Esta subestación es alimentada eléctricamente desde la Subestación La Gateada, por medio de la línea de transmisión L6160 de 35 km de longitud y en un nivel de tensión de 69 kV.

La obra consiste en el reemplazo del transformador de potencia existente en la subestación, el cual tenía 39 años de uso y una capacidad de 6.25 MVA, este transformador era marca General Electric y fue sustituido por uno de 15 MVA, siempre conservando los niveles de voltaje en 69/24.9 kV.

Desde finales del 2017 se iniciaron las obras para la sustitución de dicho transformador y actualmente ya opera el nuevo transformador con capacidad de 15 MVA el cual permitirá satisfacer la demanda de electricidad actual y su crecimiento en el largo plazo de forma confiable y segura.

6.1.2. Identificación y clasificación de beneficios

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 tiene tres beneficios básicos:

1. Satisfacción de demanda incremental por medio del aumento de la capacidad de transformación de 6.25 a 15 MVA.
2. Reducción de la ENS por fallas en el transformador. Cabe destacar que el transformador sustituido tenía 39 años de servicio y presentaba fallas recurrentes.
3. Reducción de la ENS ocasionada por las suspensiones del servicio debido a mantenimientos del transformador.

El total de clientes beneficiados es de 13,388.

Todos los beneficios descritos se cuantificaron considerando los escenarios con y sin proyecto.

6.1.3. Costos de inversión

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

6.1.4. Fundamentación y Metodología del Cálculo de los Costos y Beneficios

Satisfacción de demanda incremental:

La capacidad de transformación máxima actual de la subestación es de 6.25 MVA, que convertidos a MW con un factor de 0.9, representa una capacidad nominal máxima de 5.65 MW.

La demanda máxima registrada en el año 2017 fue de 3.86 MW, la que incrementará en el año 2018 a 3.94 MW de acuerdo a la tasa de crecimiento esperada de la demanda.

Esencialmente se utiliza la demanda máxima, porque la demanda de potencia en MW es afectada por el FC de la Subestación, en este caso particular la Subestación Corocito, tiene un FC de 0.62. El cual es un valor cercano al promedio en el SIN.

La tasa de crecimiento anual de la demanda de potencia es de 4.46 % para la zona de influencia de la Subestación Corocito, esta tasa de crecimiento es tomada de las proyecciones de demanda de energía de la empresa distribuidora del área concesionada y se basa en los registros históricos del comportamiento de la demanda en la zona.

No se prevé que el mejoramiento de la confiabilidad asociado al nuevo transformador influya en el ritmo de crecimiento de la demanda, sin embargo, dado que existirá una mayor oferta (capacidad instalada), podrá suplirse la totalidad de la demanda futura.

Con el actual ritmo de crecimiento se preveía que a partir del año 2026 la demanda sería mayor que la capacidad del transformador antes instalado, por tanto se presentaría una demanda insatisfecha, no obstante, con la presencia del nuevo transformador instalado dicha demanda si podrá ser abastecida.

La energía con proyecto es calculada sobre la base de la satisfacción ininterrumpida de la demanda de potencia incremental, la cual es multiplicada por las horas del año, siendo afectada por el FC de la subestación.

El cálculo de la energía sin proyecto parte de la no-satisfacción de la demanda de potencia incremental, la cual es multiplicada por las horas del año, siendo afectada por el FC de la subestación.

El primer beneficio es la demanda incremental, la cual es la diferencia de la energía con proyecto y sin proyecto.

Reducción de la ENS por fallas:

Sin Proyecto:

Cualquier falla en la subestación interrumpe el flujo de potencia que consume la Subestación Corocito, que para el año 2018 será de 3.94 MW, pero que irá en ascenso al ritmo de la tasa de crecimiento calculada.

Esta demanda de potencia es convertida en energía anual y después multiplicada por la probabilidad promedio de falla de la subestación la cual es 0.004, considerando el transformador antiguo, con casi 40 años de uso.

Con Proyecto:

Cualquier falla en la subestación interrumpe el flujo de potencia que consume la Subestación Corocito, que para el año 2018 será de 3.94 MW, pero que irá en ascenso al ritmo de la tasa de crecimiento calculada.

Esta demanda de potencia es multiplicada por las 8,760 horas del año y por el FC del sistema para convertirla en energía y multiplicada por la probabilidad de falla promedio de la subestación considerando el nuevo transformador, la cual es 0.002.

El diferencial con y sin proyecto resulta en el segundo beneficio calculado.

Reducción de la ENS por mantenimiento:

Sin Proyecto:

La potencia demandada en la Subestación Corocito es multiplicada por 65 horas promedio anual de mantenimiento por su respectivo FC. El resultado es la energía perdida durante el tiempo que dure el mantenimiento.

Con Proyecto:

La potencia demandada de la Subestación Corocito, con el nuevo transformador, es multiplicado por 45 horas promedio anual de mantenimiento por su respectivo FC. El resultado es la energía perdida durante el tiempo que dure el mantenimiento.

La poca reducción de horas de mantenimiento se debe a que pese a que el transformador es nuevo y está construido con la última tecnología, muchos de los equipos en la subestación no fueron sustituidos y requieren de un mantenimiento asiduo.

Cabe destacar que con el incremento de la demanda también se aumenta el impacto que las horas de mantenimiento tienen en la ENS.

El diferencial con y sin proyecto resulta en el tercer beneficio calculado.

6.1.5. Resultados de la evaluación

Para la evaluación privada resulta una VAN de US\$ 693,976, TIR de 12.33 % y B/C de 2.49. Para la evaluación económica resulta un VANE de US\$ 1, 205,325, TIRE de 24.55 % y B/C 3.04.

En el anexo de este tomo se presenta el flujo de caja de esta obra.

Evaluación Privada

EVALUACIÓN PRIVADA DE SE COROICO SIN FINANCIAMIENTO																																			
Descripción	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	
A. COSTOS																																			
1. Inversión moneda local - Obras Permanentes		385,267	420,560	0																															
2. Costos de Operación y Mantenimiento		0	0	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447		
Costo Total =	385,267	420,560	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447	-29,447		
B. BENEFICIOS																																			
1. Demanda incremental	0	0	0	0	0	4,786	16,150	28,195	40,934	54,417	68,676	82,910	101,151	120,467	140,928	162,940	185,849	210,468	230,869	252,214	274,543	297,901	322,335	341,148	341,489	341,631	342,173	342,515	342,857	343,200	342,857	343,200	342,857		
2. Reducción de ENS por fallas en LT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3. Reducción de ENS por mantenimiento en LT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4. Reducción de ENS por fallas en la SE	0	0	0	-446	-466	-469	-447	-423	-398	-344	-316	-280	-242	-201	-158	-112	-64	-23	19	63	109	158	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196		
5. Reducción de ENS por mantenimiento en la SE	0	0	0	-509	-532	-522	-464	-403	-338	-269	-197	-124	-31	88	172	285	402	528	632	741	855	975	1,100	1,196	1,197	1,198	1,200	1,202	1,203	1,202	1,203	1,202	1,203		
Beneficio Total =	0	0	0	954	999	5,751	17,061	28,021	41,021	55,059	69,216	83,350	101,461	120,641	140,957	162,813	185,559	210,001	230,260	251,454	273,624	296,817	321,077	339,752	340,097	340,437	340,778	341,119	341,460	341,801	341,460	341,801			
C. BENEFICIO NETO																																			
Beneficio Neto =	-385,267	-420,560	29,447	30,441	30,446	35,294	46,509	58,489	71,119	84,505	98,698	112,701	130,908	150,089	170,404	192,281	215,006	239,448	259,707	280,901	303,071	326,264	349,204	369,544	369,694	370,225	370,565	370,907	371,248	370,907	371,248	370,907			

VAN = 693.976
 TIR % = 12.33%
 BIC = 2.49

Evaluación Económica

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE SE COROICO																																			
Descripción	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	
A. COSTOS																																			
1. Inversión		337,432	403,338	0																															
2. Costos de Operación y Mantenimiento		0	0	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127		
Costo Total =	425,810	337,432	403,338	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127	-27,127		
B. BENEFICIOS																																			
1. Recursos liberados por sustitución de energía	0	35,615	37,227	38,933	40,707	42,561	44,496	46,526	48,646	50,860	53,177	55,598	58,131	60,778	63,546	66,440	69,466	72,630	75,938	79,397	83,013	86,794	90,747	94,880	99,201	103,719	108,443	113,382	118,546	123,945	118,546	123,945	118,546		
2. Reducción de ENS por fallas en LT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3. Reducción de ENS por mantenimiento en LT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4. Reducción de ENS por fallas en la SE	0	0	0	0	0	-909	-3,081	-5,379	-7,808	-10,369	-13,101	-15,916	-18,295	-22,980	-26,883	-31,082	-35,452	-40,148	-44,040	-48,111	-52,371	-56,828	-61,487	-65,076	-65,141	-65,206	-65,272	-65,337	-65,402	-65,468	-65,402	-65,468	-65,402		
5. Reducción de ENS por mantenimiento en la SE	0	0	0	0	0	-1,689	-5,715	-9,977	-14,485	-19,259	-24,302	-29,338	-35,793	-42,628	-49,869	-57,559	-65,764	-74,475	-81,695	-89,246	-97,149	-105,414	-114,060	-120,719	-120,838	-120,859	-120,880	-121,201	-121,322	-121,444	-121,322	-121,444	-121,322		
Beneficio Total =	0	35,615	37,227	38,933	40,707	45,156	53,295	61,881	70,938	80,498	90,580	100,752	111,219	126,386	140,297	155,185	170,682	187,253	201,673	216,756	232,533	248,034	265,294	280,673	285,180	289,884	294,794	299,920	305,270	310,859	305,270	310,859	305,270		
C. BENEFICIO NETO																																			
Beneficio Neto =	867,893	-337,432	-367,723	64,965	66,061	67,834	72,283	81,422	90,008	98,065	107,624	117,707	127,886	140,346	153,514	167,425	182,307	197,810	214,380	228,800	243,889	259,660	276,162	293,422	307,801	312,308	317,012	321,922	327,047	332,369	337,868	332,369			

VAN = 1205.325
 TIR % = 24.55%
 BIC = 3.04

6.2. Ampliación de capacidad de Subestación San Benito

6.2.1. Introducción

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

Esta subestación entró en operación el año 2015 con un nivel de tensión de 230/138 kV equipada con dos autotransformadores de 75 MVA. En 230 kV se conecta a la Subestación Masaya y en 138 kV a las subestaciones Punta Huete y Managua. El mismo año que inicio operación se instaló un transformador de 25 MVA en 130/13.8 kV de forma provisional. Sin embargo, estas inversiones no fueron sometidas a la valoración del INE en años previos.

La Obra consistió en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, de una bahía de transformación 138/13.8 kV, un transformador de potencia de 25 MVA y tres celdas de salida en 13.8 kV para circuitos de distribución, todo con el objetivo de ampliar la capacidad de la Subestación San Benito.

El transformador de 25 MVA tuvo que ser instalado de emergencia de forma provisional para atender el crecimiento de 2.5 MW en la carga de la empresa láctea Lala.

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, con una demanda máxima de 8.5 MW en el año 2015, lo que equivalía a 86 % de la capacidad nominal del circuito y registraba una caída de voltaje superior al 20 % en el poblado de San Blas, en el kilómetro 56 carretera panamericana norte.

En esta zona del país existe una gran demanda potencia eléctrica, con solicitudes de ampliación e incremento de demanda del sector industrial de la carretera panamericana norte, incluyendo solicitudes 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 se incluye la instalación de un nuevo transformador de potencia de 40 MVA en la Subestación 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. Identificación y clasificación de beneficios

Las obras permitirán suministrar energía de calidad a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios en la zona de San Benito. Con la obra se presentan tres beneficios básicos:

1. Satisfacción de demanda incremental asociado a la instalación provisional del transformador de 25 MVA.
2. Reducción de la ENS por fallas.
3. Reducción de la ENS ocasionada por las suspensiones del servicio debido a mantenimientos.

El total de clientes beneficiados es de 4,726.

Todos los beneficios descritos se cuantificaron considerando los escenarios con y sin proyecto.

6.2.3. Costos de inversión

La Obra tiene un costo total de US\$ 1.733 millones de dólares, los cuales fueron financiados con fondos propios.

6.2.4. Fundamentación y Metodología del Cálculo de los Costos y Beneficios

Satisfacción de demanda incremental:

La capacidad máxima de transporte de potencia en el circuito TPT-3020 es de 9.9 MW.

La demanda máxima registrada en el año 2015 fue de 8.5 MW, la que incrementaría para el año 2018 a 9.8 MW de acuerdo a la tasa de crecimiento esperada de la demanda. Lo que representaría casi el 100 % de la capacidad nominal del circuito.

Esencialmente se utiliza la demanda máxima, porque la demanda de potencia en MW es afectada por el FC de la subestación, en este caso particular la Subestación San Benito, tiene un FC de 0.81. El cual es un valor elevado que sobrepasa el promedio en el SIN.

La tasa de crecimiento anual de la demanda de potencia es de 4.54 % para la zona de influencia de la Subestación San Benito, esta tasa de crecimiento es tomada de las proyecciones de demanda de energía de la empresa distribuidora del área concesionada y se basa en los registros históricos del comportamiento de la demanda en la zona.

No se prevé que el mejoramiento de la confiabilidad asociado al nuevo transformador provisional influya en el ritmo de crecimiento de la demanda, sin embargo, dado que existirá una mayor oferta (capacidad instalada), podrá suplir gran parte de la demanda futura.

Con el actual ritmo de crecimiento se preveía que a partir de este año 2018 la demanda en la zona de San Benito sería prácticamente igual a la capacidad de transmisión del circuito TPT-3020, por tanto se presentaría una demanda insatisfecha, no obstante, con la presencia del nuevo transformador instalado si podrá ser abastecida.

La energía con proyecto es calculada sobre la base de la satisfacción ininterrumpida de la demanda de potencia incremental, la cual es multiplicada por las horas del año, siendo afectada por el FC de la subestación.

El cálculo de la energía sin proyecto parte de la no-satisfacción de la demanda de potencia incremental, la cual es multiplicada por las horas del año, siendo afectada por el FC de la Subestación.

El primer beneficio es la demanda incremental, la cual es la diferencia de la energía con proyecto y sin proyecto.

Reducción de la ENS por fallas:

Sin Proyecto:

Cualquier falla en la Subestación Tipitapa interrumpe el flujo de potencia que consume la zona de San Benito que para el año 2015 tenía una demanda máxima asociada al circuito TPT-2030 de 8.5 MW, la cual iría en ascenso al ritmo de la tasa de crecimiento calculada.

Esta demanda de potencia es convertida en energía anual y después multiplicada por la probabilidad promedio de falla de la subestación la cual es 0.004.

Con Proyecto:

Cualquier falla en la Subestación San Benito, sacará de operación el transformador de 25 MVA, interrumpiendo el flujo de potencia que consume las localidades cercanas.

Esta demanda de potencia es multiplicada por las 8,760 horas del año y por el FC del sistema para convertirla en energía y multiplicada por la probabilidad de falla promedio de la subestación, considerando que los equipos fueron instalados en 2015 la probabilidad de falla será de 0.002.

El diferencial con y sin proyecto resulta en el segundo beneficio calculado.

Reducción de la ENS por mantenimiento:

Sin Proyecto:

La potencia demandada por el circuito TPT-3020 que proviene de la Subestación Tipitapa, es multiplicada por 65 horas promedio anual de mantenimiento por su respectivo FC. El resultado es la energía perdida durante el tiempo que dure el mantenimiento.

Con Proyecto:

La potencia demandada en la Subestación San Benito, considerando que existe el nuevo transformador, es multiplicada por 45 horas promedio anual de mantenimiento por su respectivo FC. El resultado es la energía perdida durante el tiempo que dure el mantenimiento.

Cabe destacar que con el incremento de la demanda también se aumenta el impacto que las horas de mantenimiento tienen en la ENS.

El diferencial con y sin proyecto resulta en el tercer beneficio calculado.

6.2.5. Resultados de la evaluación

Para la evaluación privada resulta una VAN de US\$MM 2.52, TIR de 17.58 % y B/C de 2.57.

Para la evaluación económica resulta un VANE de US\$MM 1.79, TIRE de 20.12 % y B/C 1.60.

Evaluación Privada

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE SE SAN BENITO

Descripción	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33		
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049		
A. COSTOS																																				
1. Inversión	826,299	901,963	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2. Costos de Operación y Mantenimiento	0	0	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521		
Costo Total =	1613,963	901,963	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521	-4,521		
B. BENEFICIOS																																				
1. Recursos liberados por sustitución de energía	0	46,530	48,649	50,865	53,181	55,603	58,138	60,784	63,552	66,446	69,473	72,637	75,945	79,404	83,020	86,801	90,756	94,888	99,210	103,728	108,452	113,382	118,556	123,959	129,601	135,504	141,675	148,128	154,874	161,928	169,298	176,992	184,920			
2. Reducción de ENS por fallas en LT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
3. Reducción de ENS por mantenimiento en LT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4. Reducción de ENS por fallas en la SE	-2,452	-7,271	-12,100	-16,939	-21,787	-26,644	-31,512	-36,399	-41,278	-46,172	-51,079	-55,996	-60,921	-65,857	-70,802	-75,757	-80,723	-85,699	-90,683	-95,677	-100,682	-105,697	-110,721	-115,756	-120,800	-125,854	-130,918	-135,991	-141,073	-146,164	-151,264	-156,373	-161,491			
5. Reducción de ENS por mantenimiento en la SE	-4,549	-13,489	-22,446	-31,421	-40,415	-49,428	-58,455	-67,502	-76,568	-85,651	-94,752	-103,872	-113,010	-122,165	-131,339	-140,532	-149,742	-158,971	-168,219	-177,484	-186,767	-196,070	-205,392	-214,732	-224,091	-233,468	-242,863	-252,276	-261,706	-271,153	-280,617	-290,097	-299,592	-309,102		
Beneficio Total =	7,001	83,195	99,224	115,382	131,674	148,103	164,675	181,395	198,270	215,304	232,503	249,875	267,428	285,162	303,090	321,219	339,557	358,110	376,889	395,902	415,159	434,667	454,440	474,488	484,451	490,971	497,773	504,869	512,273	504,869	512,273	504,869	512,273			
C. BENEFICIO NETO																																				
Beneficio Neto =	671,433	-819,257	-834,703	67,716	103,748	119,904	136,195	152,624	169,199	185,916	202,791	219,825	237,028	254,396	271,947	289,683	307,612	325,741	344,079	362,631	381,410	400,423	419,679	439,189	458,963	479,009	488,973	495,493	502,295	509,391	516,794	509,391	516,794			
VAN =	1790,379																																			
TIR % =	20,12%																																			
B/C =	1,60																																			

Evaluación Económica

EVALUACIÓN PRIVADA DE SE SAN BENITO SIN FINANCIAMIENTO

Descripción	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33		
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049		
A. COSTOS																																				
1. Inversión moneda local - Obras Permanentes	826,299	901,963	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2. Costos de Operación y Mantenimiento	0	0	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908		
Costo Total =	826,299	901,963	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908	-4,908		
B. BENEFICIOS																																				
1. Demanda incremental	99,316	124,684	149,385	174,100	198,817	223,533	248,248	272,963	297,679	322,395	347,110	371,818	396,533	421,242	445,953	470,664	495,374	520,083	544,793	569,501	594,209	618,919	643,623	668,330	693,038	699,151	698,606	698,059	697,511	696,965	697,511	696,965	697,511			
2. Reducción de ENS por fallas en LT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
3. Reducción de ENS por mantenimiento en LT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4. Reducción de ENS por fallas en la SE	44	131	218	305	392	479	566	653	740	827	914	1,001	1,088	1,175	1,262	1,349	1,436	1,523	1,610	1,697	1,784	1,871	1,958	2,045	2,132	2,219	2,306	2,393	2,480	2,567	2,654	2,741	2,828			
5. Reducción de ENS por mantenimiento en la SE	82	243	405	566	727	888	1,049	1,210	1,371	1,532	1,693	1,854	2,015	2,176	2,337	2,498	2,659	2,820	2,981	3,142	3,303	3,464	3,625	3,786	3,947	4,108	4,269	4,430	4,591	4,752	4,913	5,074	5,235			
Beneficio Total =	99,189	124,291	148,769	175,841	200,404	224,966	249,527	274,088	298,647	323,206	347,763	372,320	396,878	421,432	445,986	470,539	495,092	519,644	544,195	568,745	593,294	617,842	642,390	666,937	691,482	697,565	697,007	696,449	695,911	695,362	695,911	695,362	695,911			
C. BENEFICIO NETO																																				
Beneficio Neto =	-727,109	-777,710	153,668	180,748	205,312	229,874	254,435	278,995	303,556	328,113	352,671	377,229	401,784	426,338	450,894	475,447	500,000	524,552	549,103	573,653	598,202	622,750	647,298	671,844	696,390	700,483	701,615	701,367	700,819	700,270	700,819	700,270	700,819			
VAN =	2530,379																																			
TIR % =	17,58%																																			
B/C =	2,53																																			

6.3. Nueva Subestación Ocotál y línea de transmisión 138 kV

6.3.1. Introducción

La Subestación Ocotál está ubicada en las inmediaciones de la ciudad de Ocotál 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 desde la Subestación Yalagüina.

Esta subestación suministrará energía a los municipios de Ocotál, Dipilto, Santa María, Macuelizo, Mozonte y zonas aledañas. Estos municipios cuentan con una población de 58,104 de los cuales 22,459 son rurales.

Actualmente a la ciudad de Ocotál y a los municipios adyacentes se les suministraba energía a través del circuito de distribución YGA-4010 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.

Por otro lado, los transformadores de 10 MVA, 138/69kV y 15 MVA 138/24.9kV de la Subestación Yalagüina se encuentran operando al 105% y 98% de su capacidad nominal respectivamente.

Es por eso que la mayoría de las comunidades rurales aledañas a los municipios referidos no gozan del servicio de energía eléctrica.

El proyecto se compone de las siguientes Obras:

- Obra 1: Construcción de Subestación Ocotál con esquema de barra simple dejando el espacio para una futura bahía de línea.
- Obra 2: Ampliación Subestación Yalagüina
- Obra 3: Construcción de 22 km de línea en 138 kV, simple terna, desde la subestación Yalagüina hasta la subestación Ocotál.

Los municipios de Santa Clara, Jalapa, Ocotál, 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 10 MVA de 138/69 kV de la Subestación Yalagüina.

La demanda máxima de la Subestación Santa Clara ha sido de 10.5 MVA 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 14.7 MVA es decir una cargabilidad de 98% del transformador de 15 MVA de 138/24.9 kV.

Con esta nueva subestación en Ocotál se disminuirá la carga de las Subestaciones Yalagüina y Santa Clara. Además se contará con capacidad disponible para que en caso de falla de cualquiera de las subestaciones colindantes se pueda transferir parte de sus carga y se facilitará la electrificación de comunidades rurales al contar con capacidad disponible en las subestaciones y redistribución de las redes de distribución.

Con el proyecto también se pretende 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.

6.3.2. Identificación y clasificación de beneficios

Las obras permitirán 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 por los Programas de Electrificación Rural en el municipio de Ocotlán y zonas aledañas.

Incluyendo a los usuarios de Santa Clara, Jalapa, Ocotlán, Yalagüina, Mozonte, El Júcaro, Santa María, Dipilto y zonas aledañas.

Así mismo, las obras ayudarán al desarrollo de la electrificación rural en la zona de influencia de las subestaciones existentes de Yalagüina y Santa Clara

Y podrá descargar las subestaciones de Yalagüina y Santa Clara, con lo cual se fortalecerá el sistema de transmisión local.

Con las obras se presentan tres beneficios básicos:

1. Satisfacción de demanda incremental.
2. Reducción de la ENS por fallas.
3. Reducción de la ENS ocasionada por las suspensiones del servicio debido a mantenimientos.

Con el presente proyecto se beneficiará aproximadamente a 63,082 clientes (39,906 de la subestación Yalagüina y 23,176 de la subestación Santa Clara).

6.3.3. Costos de inversión

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

6.3.4. Evaluación Beneficio-Costo

Costos: están compuestos por los costos de inversión, los de operación y mantenimiento, los de energía y los conexos.

Costos de inversión: Estos son los valores trasladados al análisis beneficio costo a precios de mercado; para el correspondiente análisis a precios de frontera se los multiplica por su correspondiente Razón de Precios de Cuenta (RPC).

La Razón de Precios de Cuenta (RPC) son basados en los precios sociales estimados por el Sistema Nacional de Inversiones Públicas (SNIP). Los cuales tienen los siguientes valores:

Costos de operación y mantenimiento: de acuerdo a la práctica común, se estiman estos costos a precios de mercado como el 2% de la inversión acumulada hasta el año inmediatamente anterior al que corresponde el costo dentro del flujo de costos del

análisis. Los costos a precios de frontera son los anteriores multiplicados por su correspondiente RPC.

Costos de generación: se calculan como la demanda de energía incremental del proyecto al nivel de generación valorada al costo unitario de generación.

Costos conexos de distribución: son los costos de distribución en que hay que incurrir para obtener los beneficios del proyecto y que no están incluidos en su presupuesto de inversión. Se estiman observando el incremento de energía en cada año respecto al anterior y se valoran al Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP).

Beneficios: en el presente análisis se han valorado únicamente los beneficios originados en abastecimiento de energía incremental, mayor confiabilidad y reducción de pérdidas de transmisión.

Los primeros dos se comentan a continuación; el beneficio por reducción de pérdidas de transmisión está valorado implícitamente al calcular la electricidad generada. Por consiguiente, no se valoran dos beneficios importantes: la mejoría en voltaje debida al proyecto y la reducción de pérdidas de distribución. Las razones para esta decisión residen en que la empresa de transmisión (ENATREL) carece de software especializado de distribución. La consecuencia de la acción no tiene importancia mayor si aun así el proyecto resulta bueno ($TIRE > 0$) pues aún mejor sería si se incluyeran las dos clases de beneficios omitidos.

Beneficio por consumos incrementales residenciales: Poseen dos componentes: el pago y el excedente del consumidor. El primero simplemente valora la energía incremental residencial por la tarifa ya que los clientes, por el hecho de sufragarla, revelan que prefieren al costo asociado al pago en lugar de los bienes alternativos que podrían adquirir con ese dinero.

Beneficio de excedente del consumidor: Este monto en el caso presente en que existe servicio eléctrico en ausencia del proyecto, vale menos que en el caso de expansión de la distribución mediante extensión de redes pues allí, en ausencia del proyecto, los consumos se reducen al consumo de los energéticos liberados. La cuantificación está realizada empleando la siguiente fórmula:

$$Exc.Consumidor = \frac{(EnergíaIncremental)^2 Tarifa}{2Elasticidad Precio * EnergíaSin}$$

Donde “EnergíaSin” representa a la energía entregada al sector residencial en ausencia del Proyecto. En la fórmula, el valor absoluto de la elasticidad precio de la electricidad se ha supuesto que es de 0.6, monto superior al valor típico de la elasticidad de la demanda residencial en zonas de bajos ingresos y consumos que se estima en 0.5. Este supuesto se sustenta, a su vez, en dos consideraciones. Por una parte, porque alrededor de este monto fluctúan los valores de la elasticidad precio de la demanda residencial en los proyectos de expansión de redes para los cuales se calcula efectivamente el parámetro. Por otra parte, en el hecho de que, si su valor absoluto cayera del 0.6 supuesto a 0.5 que es el monto típico, aún mayores serían los beneficios por excedente del consumidor.

Beneficios por consumo incremental no residencial: se estiman únicamente como iguales al pago que hacen los clientes. Esta simplificación se debe a que se desconoce el valor de la electricidad precio de la demanda por electricidad no residencial. El supuesto coloca al proyecto en una situación pesimista y si así resulta bueno, con mayor razón lo sería si se incluyeran los excedentes del consumidor.

Beneficios por mayor confiabilidad: Están estimados como la mayor energía consumida por menores fallas repentinas, valorada por a tres veces la tarifa pagada. Este supuesto de valoración se soporta en las siguientes consideraciones. Por una parte, el corte imprevisto vale más que el consumo puesto que produce daño, pérdida de producción, en algunos casos pérdida de insumos, por lo general pérdida de tiempo y de ocio. El consumo con su excedente del consumidor para elasticidad precio de la demanda de -0.5 vale dos veces la tarifa, monto que representa un mínimo para la valoración del costo de la falla imprevista. Por otra parte debe valer menos de US\$2.00/kWh que es el costo de falla imprevisto de utilización generalizada y el valor superior del costo de falla considerado en la evaluación económica del SIEPAC. La menor valoración comentada se deben a que en las zonas rurales que beneficia el proyecto, no hay industrias importantes, ni explotaciones a las cuales impacten los cortes con daño diferentes de los daños menores que ocurren en los bienes de consumo eléctrico residenciales tales como radios, grabadoras, tocadiscos, etc. Por todas estas razones y para no sobredimensionar el beneficio, se valora solo como 50% del valor que posee el consumo incremental para el cliente campesino nuevo que, como se anotó, es del doble de la tarifa.

6.3.5. Fundamentación y Metodología del Cálculo de los Costos y Beneficios

De la forma descrita más adelante, se estiman las energías consumidas en las situaciones CON y SIN proyecto en todas las subestaciones eléctricas que se ven impactadas en una u otra forma por el Proyecto. La situación CON proyecto contiene las áreas de influencia de las subestaciones nuevas más el área de influencia de las subestaciones existentes cuya carga se ve aliviada por el trasiego que permiten las obras del proyecto. La situación SIN proyecto incluye las áreas de influencia de todas estas últimas subestaciones.

- Las simulaciones parten de las proyecciones de potencias (MW) en la subestación que está considerada en la situación CON proyecto. Efectuados los traslados de carga permitidos por las obras del proyecto y por la topología de los circuitos de distribución, se realiza la proyección de la demanda de forma separada para los usuarios existentes y los nuevos usuarios del PNESEER. La diferenciación se debe a que los primeros poseen distintas características de consumo de los segundos, las cuales se reflejan en factores de carga y crecimientos diferentes. El factor de carga de los clientes existentes es medido y se toma como tal el de las subestaciones a la salida de los alimentadores primarios. El correspondiente a los clientes del PNESEER es el informado por el MEM. La tasa de crecimiento de los consumos de los clientes existentes se supone igual a la de la demanda agregada a nivel nacional pronosticada para cada año en el estudio de demanda; la de los nuevos clientes se supone igual a la pronosticada por el PNESEER para la correspondiente localidad.
- Para la situación SIN proyecto se proyectan las potencias de igual forma que para el caso CON proyecto hasta cuando aparezca una restricción. A partir de ese

momento se mantienen congeladas las potencias suministradas. Aunque existen varias restricciones a considerar, la evaluación sitúa al proyecto en un caso pesimista consistente en considerar únicamente dos clases de restricciones. En primer lugar, el copiamiento de la capacidad de la subestación al 100%. En segundo lugar, la finalización de la vida útil de la subestación, caso en el cual deja de alimentar su carga, aunque esta situación de finalización de la vida útil es excepcional.

- **Potencias abastecidas:** Se calculan para la situación CON proyecto y para la situación SIN proyecto como las sumas de las correspondientes potencias abastecidas por cada uno de los transformadores a la salida de las subestaciones que es el ingreso a la red de distribución.
- **Energía total al ingreso de las subestaciones:** Se estiman calculando las energías abastecidas a la salida de las subestaciones a partir de las potencias abastecidas y los factores de carga correspondiente. A ese monto se adicionan las pérdidas en los transformadores de transmisión y se restan las energías dejadas de suministrar por fallas del sistema.
- **Pérdidas de transformación:** La estimación se realiza para cada uno de los transformadores y para las pérdidas de cobre y las de hierro. Como los transformadores no son de diseño especial, se supone que las pérdidas de cobre son iguales a las de hierro cuando el transformador opera a plena capacidad. Las pérdidas de hierro se calculan a partir de la potencia perdida usando, para este efecto, las características de pérdidas de placa de los transformadores existentes e indicadores típicos para los transformadores nuevos. Las pérdidas de cobre se estiman considerando la carga (MW) y el factor de carga y suponiendo que evolucionan cuadráticamente respecto a la carga suministrada. El factor de carga de las pérdidas se calcula a partir del factor de carga de la carga utilizando, para este efecto, una fórmula empírica de uso acostumbrado.
- **Energías no suministradas por fallas:** Se limita únicamente a calcular la energía no suministrada a los clientes por razón de fallas intempestivas. Las probabilidades de falla se estiman, para las líneas de 138 y de 69 kV, a partir de las estadísticas de falla de 2017. Se supone que en el futuro ocurrirán las mismas probabilidades de falla de 2017, tanto para líneas existentes como para las nuevas de tal forma que los cambios en energías no suministradas por fallas obedecen a dos razones: las diferentes energías servidas en las situaciones CON y SIN proyecto y los cambios en topologías de la red de transmisión introducidos por la construcción del proyecto.
- **Pérdidas de transmisión:** Están calculadas como el 2.29% del total de la energía entregada por el sistema de transmisión al ingreso de las subestaciones en las situaciones CON y SIN proyecto. El indicador está tomado del “Estudio de Pérdidas en los Sistemas de Distribución” efectuado por Consultoría Colombiana S.A. en 2008.
- **Requerimientos de Generación:** Están calculados como las energías al ingreso de las subestaciones más las pérdidas de transmisión para las situaciones CON y SIN proyecto.

- **Pérdidas en la red de 24.9 kV:** Se estiman como el 6.58% de la energía entregada a la media tensión de distribución que es la energía a la salida de las subestaciones. El indicador está tomado del “Estudio de Pérdidas” de Consultoría Colombiana anteriormente mencionado.
- **Energía a la salida de la red de 24.9 kV:** Está estimada como la energía a la entrada de la red, menos las pérdidas en la red de media tensión. Teniendo en cuenta que en la zona de influencia del proyecto no existen ventas en media tensión, la energía a la salida de la red de 24.9 kV es igual a la energía a la entrada de la red de baja tensión.
- **Pérdidas en la red de baja tensión:** Se estiman como el 5% de la energía a la entrada de dicha red. El indicador está tomado del estudio mencionado de Consultoría Colombiana.
- **Ventas en baja tensión:** Se estiman como la energía al ingreso de la baja tensión menos las pérdidas en baja tensión.
- **Ventas en BT:** Se calculan a partir de las participaciones que en las ventas totales poseen los sectores residencial, comercial y resto, en la zona de influencia del proyecto.
- **Cambios debidos al proyecto:** Se calculan como las energías CON proyecto menos las energías SIN proyecto. Estos cambios dan lugar a beneficios o costos del proyecto y se manifiestan como requerimientos incrementales de generación, ventas incrementales y decrementos de energía debida a fallas intempestivas.

6.3.6. Resultados de la evaluación

Para la evaluación privada resulta una VAN de US\$ 103,460, TIR de 60.7 % y B/C de 2.15.

Para la evaluación económica resulta un VANE de US\$ 43,755, TIRE de 51.2 % y B/C 1.94.

Evaluación Privada

Descripción	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
A. COSTOS																													
1. Inversión	3,458	3,458	3,458																										-8,570
2. Costos de Operación y Mantenimiento	0	69	138	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207
3. Costos de energía	0	16	4,650	6,527	6,746	6,946	7,157	7,381	7,618	7,872	8,156	8,466	8,716	8,975	9,242	9,517	9,801	10,093	10,395	10,706	11,027	11,358	11,700	12,053	12,417	12,792	13,179	13,579	
4. Costos conexos de distribución	0	8	2,376	962	112	103	108	115	121	130	146	159	129	133	137	141	146	150	155	160	165	170	175	181	187	192	192	192	
Costo Total =	3,458	3,551	10,622	7,697	7,065	7,256	7,473	7,703	7,946	8,210	8,509	8,832	9,052	9,315	9,586	9,865	10,154	10,451	10,757	11,073	11,399	11,735	12,082	12,441	12,811	13,192	13,592	4,622	
B. BENEFICIOS																													
1. Energía incremental al nivel de 24.9 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2. Energía incremental Sector Residencial	0	1	1,886	10,373	10,685	11,001	11,334	11,684	12,056	12,451	12,900	13,385	13,779	14,184	14,602	15,033	15,477	15,935	16,407	16,894	17,396	17,913	18,444	18,989	19,563	20,147	20,742	20,147	
a. Pago	0	1	1,886	2,652	2,732	2,814	2,901	2,992	3,089	3,193	3,309	3,435	3,538	3,643	3,752	3,864	3,980	4,099	4,222	4,348	4,479	4,614	4,752	4,895	5,043	5,195	1,443	1,443	
b. Excedente del consumidor	0	0	0	7,721	7,953	8,187	8,433	8,692	8,967	9,262	9,591	9,950	10,241	10,541	10,850	11,169	11,498	11,836	12,186	12,546	12,917	13,300	13,694	14,101	14,520	14,953	4,154	4,154	
3. Energía incremental Consumos Comerciales	0	0	477	670	690	711	733	756	781	807	836	868	894	921	948	976	1,006	1,036	1,067	1,099	1,132	1,166	1,201	1,237	1,274	1,313	1,313	1,313	
4. Energía incremental Otros consumos	0	0	115	161	166	171	176	182	188	194	201	209	215	222	228	235	242	249	257	265	272	281	289	298	307	316	316	316	
5. Mayor confiabilidad	0	4	5,638	5,818	5,994	6,172	6,350	6,538	6,726	6,922	7,243	7,517	7,789	7,967	8,208	8,446	8,696	8,953	9,219	9,493	9,775	10,066	10,365	10,674	10,993	11,321	0	0	
Beneficio Total =	4	5	8,114	17,027	17,531	18,065	18,603	19,188	19,781	20,448	21,189	21,985	22,627	23,294	23,983	24,699	25,421	26,174	26,960	27,784	28,635	29,421	30,303	31,205	32,137	33,097	21,776	27,373	
C. BENEFICIO NETO																													
VPN(%) =																													103.460
TIR % =																													60.7%

Evaluación Económica

Descripción	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
A. COSTOS																													
1. Inversión	3,257	3,257	3,257	0																									-8,071
2. Costos de Operación y Mantenimiento	0	54	109	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163
3. Costos de energía	0	14	3,947	5,541	5,726	5,897	6,076	6,265	6,467	6,682	6,923	7,186	7,399	7,619	7,845	8,079	8,320	8,568	8,824	9,089	9,361	9,642	9,932	10,231	10,540	10,859	10,859	10,859	
4. Costos conexos de distribución	0	7	1,947	789	92	84	89	94	100	107	119	130	105	109	112	116	119	123	127	131	135	139	143	148	153	158	158	158	
Costo Económico Total =	3,257	3,331	9,260	6,492	5,981	6,144	6,328	6,522	6,729	6,952	7,206	7,480	7,668	7,890	8,120	8,357	8,602	8,854	9,114	9,382	9,659	9,944	10,238	10,543	10,856	11,180	11,180	3,108	
B. BENEFICIOS																													
1. Energía incremental al nivel de 24.9 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2. Energía incremental Sector Residencial	0	1	1,485	8,167	8,413	8,662	8,924	9,200	9,493	9,807	10,157	10,544	10,969	11,438	11,958	12,521	13,127	13,774	14,462	15,191	15,962	16,775	17,630	18,527	19,467	20,450	21,477	22,548	
a. Pago	0	1	1,485	2,088	2,151	2,216	2,284	2,356	2,432	2,514	2,602	2,705	2,785	2,869	2,954	3,043	3,134	3,227	3,324	3,424	3,527	3,634	3,742	3,855	3,972	4,090	1,136	1,136	
b. Excedente del consumidor	0	0	0	6,079	6,262	6,446	6,640	6,844	7,061	7,293	7,552	7,835	8,064	8,300	8,544	8,795	9,063	9,320	9,595	9,879	10,171	10,472	10,783	11,103	11,433	11,774	3,270	3,270	
3. Energía incremental Consumos Comerciales	0	0	375	528	544	560	577	595	615	635	658	684	704	725	747	769	792	816	840	865	891	918	946	974	1,003	1,034	1,034	1,034	
4. Energía incremental Otros consumos	0	0	90	127	131	135	139	143	148	153	158	165	169	174	180	185	191	196	202	208	215	221	228	234	242	249	249		
5. Mayor confiabilidad	0	3	4,440	4,581	4,719	4,860	5,008	5,163	5,329	5,506	5,703	5,919	6,094	6,274	6,459	6,650	6,847	7,050	7,259	7,475	7,697	7,926	8,162	8,405	8,656	8,914	0	0	
Beneficio Económico Total =	0	4	6,391	13,403	13,807	14,217	14,648	15,102	15,584	16,101	16,678	17,307	17,816	18,342	18,883	19,441	20,016	20,609	21,221	21,851	22,500	23,170	23,860	24,571	25,305	26,061	5,689	5,689	
C. BENEFICIO ECONOMICO NETO																													
VPNE(%) =																													43.755
TIRE % =																													51.2%

6.4. Construcción Subestación El Sauce y Línea de Transmisión 138 kV

6.4.1. Introducción

Dentro del programa PNER se incluyó la construcción de una 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 VNA-4010, proveniente de la Subestación de Villa Nueva, energizado en 24.9 kV.

El proyecto consiste de dos obras:

- Obra 1: Construcción de Subestación El Sauce con nivel de tensión de 138/24.9 kV
- Obra 2: Construcción de 30 km de línea de Transmisión en 138 kV.

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 existentes, con esto existe un deterioro de los niveles de voltaje lo que incide el servicio que se le brinda a la población y limita el desarrollo de 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.

6.4.2. Identificación y clasificación de beneficios

Las obras permitirán 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.

Con las obras se presentan tres beneficios básicos:

1. Satisfacción de demanda incremental.
2. Reducción de la ENS por fallas.
3. Reducción de la ENS ocasionada por las suspensiones del servicio debido a mantenimientos.

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

6.4.3. Costos de inversión

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

6.4.4. Fundamentación y Metodología del Cálculo de los Costos y Beneficios

Se estiman las energías consumidas en las situaciones CON y SIN proyecto en las subestaciones eléctricas que se ven impactadas en una u otra forma por el Proyecto. La situación CON proyecto contiene las áreas de influencia de las subestaciones nuevas más el área de influencia de las subestaciones existentes cuya carga se ve aliviada por el trasiego que permiten las obras del proyecto. La situación SIN proyecto incluye las áreas de influencia de todas estas últimas subestaciones.

Las simulaciones parten de las proyecciones de potencias (MW) en la subestación que está considerada en la situación CON proyecto. Efectuados los traslados de carga permitidos por las obras del proyecto y por la topología de los circuitos de distribución, se realiza la proyección de la demanda de forma separada para los usuarios existentes y los nuevos usuarios del PNER. La diferenciación se debe a que los primeros poseen distintas características de consumo de los segundos, las cuales se reflejan en factores de carga y crecimientos diferentes. El factor de carga de los clientes existentes es medido y se toma como tal el de las subestaciones a la salida de los alimentadores primarios. El correspondiente a los clientes del PNER es el informado por el MEM. La tasa de crecimiento de los consumos de los clientes existentes se supone igual a la de la demanda agregada a nivel nacional pronosticada para cada año en el estudio de demanda; la de los nuevos clientes se supone igual a la pronosticada por el PNER para la correspondiente localidad.

Para la situación SIN proyecto se proyectan las potencias de igual forma que para el caso CON proyecto hasta cuando aparezca una restricción. A partir de ese momento se mantienen congeladas las potencias suministradas. Aunque existen varias restricciones a considerar, la evaluación sitúa al proyecto en un caso pesimista consistente en considerar únicamente dos clases de restricciones. En primer lugar, el copamiento de la capacidad de la subestación al 100%. En segundo lugar, la finalización de la vida útil de la subestación, caso en el cual deja de alimentar su carga, aunque esta situación de finalización de la vida útil es excepcional.

- **Potencias abastecidas:** Se calculan para la situación CON proyecto y para la situación SIN proyecto como las sumas de las correspondientes potencias abastecidas por cada uno de los transformadores a la salida de las subestaciones que es el ingreso a la red de distribución.
- **Energía total al ingreso de las subestaciones:** Se estiman calculando las energías abastecidas a la salida de las subestaciones a partir de las potencias abastecidas y los factores de carga correspondiente. A ese monto se adicionan las pérdidas en los transformadores de transmisión y se restan las energías dejadas de suministrar por fallas del sistema.
- **Pérdidas de transformación:** La estimación se realiza para cada uno de los transformadores y para las pérdidas de cobre y las de hierro. Como los transformadores no son de diseño especial, se supone que las pérdidas de cobre son iguales a las de hierro cuando el transformador opera a plena capacidad. Las pérdidas de hierro se calculan a partir de la potencia perdida usando, para este

efecto, las características de pérdidas de placa de los transformadores existentes e indicadores típicos para los transformadores nuevos. Las pérdidas de cobre se estiman considerando la carga (MW) y el factor de carga y suponiendo que evolucionan cuadráticamente respecto a la carga suministrada. El factor de carga de las pérdidas se calcula a partir del factor de carga de la carga utilizando, para este efecto, una fórmula empírica de uso acostumbrado.

- **Energías no suministradas por fallas:** Se limita únicamente a calcular la energía no suministrada a los clientes por razón de fallas intempestivas. Las probabilidades de falla se estiman, para las líneas de 138 y de 69 kV, a partir de las estadísticas de falla de 2017. Se supone que en el futuro ocurrirán las mismas probabilidades de falla de 2017, tanto para líneas existentes como para las nuevas de tal forma que los cambios en energías no suministradas por fallas obedecen a dos razones: las diferentes energías servidas en las situaciones CON y SIN proyecto y los cambios en topologías de la red de transmisión introducidos por la construcción del proyecto.
- **Pérdidas de transmisión:** Están calculadas como el 2.29% del total de la energía entregada por el sistema de transmisión al ingreso de las subestaciones en las situaciones CON y SIN proyecto. El indicador está tomado del “Estudio de Pérdidas en los Sistemas de Distribución” efectuado por Consultoría Colombiana S.A. en 2008.
- **Requerimientos de Generación:** Están calculados como las energías al ingreso de las subestaciones más las pérdidas de transmisión para las situaciones CON y SIN proyecto.
- **Pérdidas en la red de 24.9 kV:** Se estiman como el 6.58% de la energía entregada a la media tensión de distribución que es la energía a la salida de las subestaciones. El indicador está tomado del “Estudio de Pérdidas” de Consultoría Colombiana anteriormente mencionado.
- **Energía a la salida de la red de 24.9 kV:** Está estimada como la energía a la entrada de la red, menos las pérdidas en la red de media tensión. Teniendo en cuenta que en la zona de influencia del proyecto no existen ventas en media tensión, la energía a la salida de la red de 24.9 kV es igual a la energía a la entrada de la red de baja tensión.
- **Pérdidas en la red de baja tensión:** Se estiman como el 5% de la energía a la entrada de dicha red. El indicador está tomado del estudio mencionado de Consultoría Colombiana.
- **Ventas en baja tensión:** Se estiman como la energía al ingreso de la baja tensión menos las pérdidas en baja tensión.
- **Ventas en BT:** Se calculan a partir de las participaciones que en las ventas totales poseen los sectores residencial, comercial y resto, en la zona de influencia del proyecto.

- **Cambios debidos al proyecto:** Se calculan como las energías CON proyecto menos las energías SIN proyecto. Estos cambios dan lugar a beneficios o costos del proyecto y se manifiestan como requerimientos incrementales de generación, ventas incrementales y decrementos de energía debida a fallas intempestivas.

6.4.5. Resultados de la evaluación

Para la evaluación privada resulta una VAN de US\$ 106,825, TIR de 79.9 % y B/C de 2.23.

Para la evaluación económica resulta un VANE de US\$ 46,665, TIRE de 67.7 % y B/C 2.02.

Evaluación Privada

Descripción	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
A. COSTOS																													
1. Inversión	2,276	2,276	2,276																										
2. Costos de Operación y Mantenimiento	0	46	91	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137
3. Costos de energía	0	16	4,650	6,527	6,746	6,946	7,157	7,381	7,618	7,872	8,156	8,466	8,716	8,975	9,242	9,517	9,801	10,093	10,395	10,706	11,027	11,358	11,700	12,053	12,417	12,792	12,992	12,792	
4. Costos conexos de distribución	0	8	2,376	962	112	103	108	115	121	130	146	159	179	133	137	141	146	150	155	160	165	170	175	181	187	192	192	192	
Costo Total =	2,276	2,345	9,393	7,626	6,994	7,185	7,402	7,632	7,876	8,139	8,438	8,761	8,981	9,244	9,515	9,794	10,083	10,380	10,686	11,002	11,328	11,664	12,011	12,370	12,740	13,121	13,121	7,481	
B. BENEFICIOS																													
1. Energía incremental al nivel de 24.9 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2. Energía incremental Sector Residencial	0	1	1,886	10,373	10,685	11,001	11,334	11,684	12,056	12,455	12,900	13,385	13,779	14,184	14,602	15,033	15,477	15,935	16,407	16,894	17,396	17,913	18,446	18,996	19,563	20,147	20,147	20,147	
a. Pago	0	1	1,886	2,652	2,732	2,814	2,901	2,992	3,089	3,193	3,309	3,435	3,538	3,643	3,752	3,864	3,980	4,099	4,222	4,348	4,479	4,614	4,752	4,895	5,043	5,195	1,443	1,443	
b. Excedente del consumidor	0	0	0	7,721	7,953	8,187	8,433	8,692	8,967	9,262	9,591	9,950	10,241	10,541	10,850	11,169	11,498	11,836	12,186	12,546	12,917	13,300	13,694	14,101	14,520	14,953	4,154	4,154	
3. Energía incremental Consumos Comerciales	0	0	477	676	690	711	733	756	781	807	836	868	894	921	948	976	1,006	1,036	1,067	1,099	1,132	1,166	1,201	1,237	1,274	1,313	1,313	1,313	
4. Energía incremental Otros consumos	0	0	113	161	166	171	176	182	188	194	201	209	215	223	228	235	242	249	257	265	273	281	289	298	307	316	316	316	
5. Mayor confiabilidad	0	4	5,638	5,818	5,994	6,172	6,360	6,558	6,767	6,992	7,243	7,517	7,739	7,967	8,203	8,446	8,696	8,953	9,219	9,493	9,775	10,066	10,365	10,674	10,993	11,321	0	0	
Beneficio Total =	0	5	8,116	17,022	17,533	18,055	18,603	19,180	19,792	20,448	21,180	21,980	22,627	23,294	23,982	24,690	25,421	26,174	26,950	27,750	28,575	29,425	30,302	31,205	32,137	33,097	21,776	27,373	
C. BENEFICIO NETO	-2,276	-2,340	-1,277	9,397	10,541	10,870	11,201	11,548	11,916	12,309	12,743	13,219	13,645	14,050	14,467	14,896	15,338	15,794	16,264	16,748	17,247	17,761	18,291	18,835	19,397	19,976	8,655	19,802	
VPN(8%) =	106,823																												
TIR % =	79.9%																												

Evaluación Económica

Descripción	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
A. COSTOS																													
1. Inversión	2,143	2,143	2,143	0																									
2. Costos de Operación y Mantenimiento	0	36	71	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
3. Costos de energía	0	14	3,947	5,541	5,726	5,897	6,076	6,265	6,467	6,682	6,923	7,186	7,399	7,619	7,845	8,079	8,320	8,568	8,824	9,089	9,361	9,642	9,932	10,231	10,540	10,859	10,859	10,859	
4. Costos conexos de distribución	0	7	1,947	789	92	84	89	94	100	107	119	130	105	109	112	116	119	123	127	131	135	139	143	148	153	158	158	158	
Costo Económico Total =	2,143	2,199	8,110	6,437	5,925	6,088	6,272	6,467	6,673	6,896	7,150	7,424	7,612	7,835	8,065	8,301	8,546	8,798	9,058	9,327	9,603	9,888	10,182	10,487	10,801	11,124	11,124	5,812	
B. BENEFICIOS																													
1. Energía incremental al nivel de 24.9 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2. Energía incremental Sector Residencial	0	1	1,485	8,167	8,413	8,662	8,924	9,200	9,493	9,807	10,157	10,540	10,949	11,169	11,498	11,837	12,187	12,548	12,919	13,302	13,698	14,105	14,525	14,958	15,404	15,864	4,407	4,407	
a. Pago	0	1	1,485	2,088	2,151	2,216	2,284	2,356	2,432	2,514	2,605	2,706	2,786	2,869	2,954	3,043	3,134	3,227	3,324	3,424	3,527	3,633	3,742	3,855	3,971	4,090	1,136	1,136	
b. Excedente del consumidor	0	0	0	6,079	6,262	6,446	6,640	6,844	7,061	7,293	7,552	7,835	8,064	8,300	8,544	8,795	9,053	9,320	9,595	9,879	10,171	10,472	10,783	11,103	11,433	11,774	3,270	3,270	
3. Energía incremental Consumos Comerciales	0	0	375	528	544	560	577	595	615	635	658	684	704	725	747	769	792	816	840	865	891	918	946	974	1,003	1,034	1,034	1,034	
4. Energía incremental Otros consumos	0	0	90	127	131	135	139	143	148	153	158	165	169	174	180	185	191	196	202	208	215	221	228	234	242	249	249	249	
5. Mayor confiabilidad	0	3	4,440	4,581	4,719	4,860	5,009	5,169	5,325	5,506	5,703	5,919	6,094	6,274	6,459	6,650	6,847	7,050	7,259	7,475	7,697	7,926	8,162	8,405	8,656	8,914	0	0	
Beneficio Económico Total =	0	4	6,301	13,403	13,807	14,217	14,648	15,102	15,584	16,101	16,678	17,307	17,916	18,342	18,883	19,441	20,016	20,609	21,221	21,851	22,500	23,170	23,860	24,571	25,305	26,061	5,689	5,689	
C. BENEFICIO ECONOMICO NETO	-2,143	-2,195	-1,719	6,967	7,882	8,129	8,376	8,636	8,911	9,204	9,528	9,883	10,205	10,507	10,819	11,140	11,470	11,811	12,162	12,524	12,897	13,281	13,677	14,084	14,504	14,937	-5,435	-123	
VPN(8%) =	46,665																												
TIRE % =	67.7%																												

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

6.5.1. Introducción

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 y 138/13.8 kV.

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.

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.

Así mismo, la construcción de la línea Malpaisillo - Planta Momotombo en 138kV, 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.

El proyecto consta de 6 obras:

- Obra 1: Construcción de Subestación Malpaisillo con nivel de tensión de 138 kV Doble barra y bahía de Acople
- Obra 2: Ampliación Subestación Planta Momotombo
- Obra 3: Subestación Planta Carlos Fonseca: Equipos de Comunicación
- Obra 4: Subestación Nagarote II: Cambio de equipos (TC y equipos conexos) en bahías de líneas.
- Obra 5: Subestación Los Brasiles: Cambio de equipos (transformadores de corriente y equipos conexos) en bahía de línea.
- Obra 6: Construcción de líneas de transmisión:

- 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.

6.5.2. Identificación y clasificación de beneficios

Las obras tienen la finalidad de mejorar la confiabilidad de la generación geotérmica de San Jacinto Tizate y Momotombo y fortalecer el sistema de transmisión de la zona. Permitiendo:

1. Aumentar la capacidad operativa de las líneas Los Brasiles-Momotombo.
2. Crear las condiciones para incrementar la confiabilidad de la conexión de los proyectos geotérmicos existentes. Incluyendo planta San Jacinto Tizate y Planta Momotombo
3. Aumentar la capacidad de transformación 230/138kV de la Subestación León.
4. Mejorar la confiabilidad del suministro de energía a los clientes de la subestación Malpaisillo.
5. Mejorar la confiabilidad de la planta térmica conectada en Nagarote 2.

La cantidad de beneficiarios directos se estima en 8,197 usuarios.

6.5.3. Costos 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.

6.5.4. Fundamentación y Metodología del Cálculo de los Costos y Beneficios

Energía no transportada por falla

Sin Proyecto:

Cualquier disturbio en la línea de transmisión León I - Planta Santa Bárbara afecta totalmente la operación de dicha línea.

La demanda de potencia en el momento de la falla es convertida en energía anual. Por lo que esta potencia es multiplicada por las 8,760 horas del año y por el factor de carga del sistema para convertirla en energía y después multiplicada por el índice de indisponibilidad de la línea.

Con Proyecto:

La energía no transportada por fallas se disminuye considerablemente debido a que no se perdería toda la línea sino sólo el tramo donde ocurre la falla.

La demanda de potencia en el momento de la falla es convertida en energía anual. Esta potencia es multiplicada por las 8,760 horas del año y por el factor de carga del sistema para convertirla en energía y multiplicada por el índice de probabilidad de falla promedio de la línea.

El diferencial con y sin proyecto multiplicado por el valor del peaje para ENATREL resulta en el primer beneficio calculado.

Energía no transportada por mantenimiento

Sin Proyecto:

Cuando se le da mantenimiento a la línea hay que poner fuera de operación toda la línea desde León I hasta la Planta Santa Bárbara.

Para calcular la energía dejada de servir se utiliza el siguiente procedimiento: La potencia transmitida por la línea es multiplicada por las 43.8 horas promedio de mantenimiento por su respectivo factor de carga. El resultado es la energía no transportada durante el tiempo que dure el mantenimiento.

Con Proyecto:

No es necesario sacar fuera de operación toda la línea para el mantenimiento sino que solo se afecta el tramo al que le corresponde el mantenimiento. Estos pueden ser los tramos Malpaisillo – Planta Santa Bárbara, Malpaisillo- San Jacinto, San Jacinto-León. Por lo que siempre habrá energía con excepción del tramo en mantenimiento.

De tal manera que cuando haya mantenimiento en uno de los tramos de línea fluye la potencia en los otros tramos.

El diferencial con y sin proyecto es multiplicado por el valor del peaje de ENATREL resultando en el tercer beneficio calculado.

Eliminación de la salida de la Planta San Jacinto Tizate y Planta Momotombo:

Sin Proyecto:

Cualquier tipo de salida de la línea provoca que la Planta San Jacinto Tizate también salga de operación debido al tipo de conexión “T” que posee la Subestación Malpaisillo y la misma Planta San Jacinto.

Actualmente la indisponibilidad del sistema de transmisión local, deja de aportar al menos 60 MW de generación geotérmica. Por lo que la disponibilidad de las plantas va a depender de la disponibilidad de la línea.

Con Proyecto:

Con la eliminación de la conexión "T" de la Subestación Malpaisillo se elimina la probabilidad de que una salida de la línea provoque la salida de la Planta, ya que siempre va a estar un tramo de línea conectado a la planta para evacuar totalmente su energía disponible.

6.5.5. Resultados de la evaluación

Para la evaluación privada resulta una VAN de US\$ 261,826, TIR de 57 % y B/C de 2.95.

Para la evaluación económica resulta un VANE de US\$ 263,319, TIRE de 58 % y B/C 2.42.

Evaluación Privada

Valores expresados en miles de US\$ a precios de mercado sin impuestos

Descripción	2012	2013	2014	2015	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045				
A. COSTOS																																					
1. Inversión	3970	3970	3970	3970																																	
2. Costos de Operación y Mantenimiento					307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307			
3. Costos de Pérdidas Incrementales					188	210	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232				
Costo Total =	3.970	3.970	3.970	3.970	585	607	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629					
B. BENEFICIOS																																					
1. Reducción Costo Operativo Variable					12.709	19.335	25.707	34.358	41.693	32.183	30.299	41.804	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877					
2. Reducción de Energía Fallada					93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93				
3. Reducción de Rechazo de Generación					122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122				
Beneficio Total =					12.921	19.548	25.923	34.577	41.912	32.402	30.518	42.023	37.096	37.096	37.096	37.096	37.096	37.096	37.096	37.096	37.096	37.096	37.096	37.096	37.096	37.096	37.096	37.096	37.096	37.096	37.096	37.096					
C. BENEFICIO NETO	3.970	- 3.970	- 3.970	- 3.970	12.336	18.941	25.294	33.948	41.283	31.773	29.889	41.394	36.467	36.467	36.467	36.467	36.467	36.467	36.467	36.467	36.467	36.467	36.467	36.467	36.467	36.467	36.467	36.467	36.467	36.467	36.467	36.467					
Factor de descuento	1	0.92356	0.85734	0.79383	0.69508	0.63017	0.58348	0.54027	0.50025	0.46319	0.42888	0.39711	0.36770	0.34046	0.31524	0.29198	0.27027	0.25025	0.23171	0.21463	0.19868	0.18384	0.17002	0.15710	0.14502	0.13368	0.12298	0.11291	0.10338	0.09438	0.08580	0.07765					
Beneficio neto descontado	(3.970)	(3.676)	(3.404)	(3.152)	8.396	11.938	14.759	18.341	20.652	14.717	12.819	16.438	13.408	12.416	11.496	10.644	9.856	9.128	8.450	7.824	7.244	6.708	6.211	5.751	5.325	4.930	4.565	4.227	3.914	3.624	3.356	3.107					
D. VPN (8% Ene 2012)					261.826																																
VPN (8%)					261.826																																
TIR % =					57%																																

Evaluación Económica

Valores expresados en miles de US\$ a precios de frontera

Descripción	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045			
A. COSTOS																																					
1. Inversión	3.834	3.834	3.834	3.834																																	
2. Costos de Operación y Mantenimiento					315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315				
3. Costos de Pérdidas Incrementales					140	159	178	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197				
Costo Total =	3.834	3.834	3.834	3.834	455	474	493	511	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512	512				
B. BENEFICIOS																																					
1. Reducción Costo Operativo Variable					17.816	12.709	19.335	25.707	34.358	41.693	32.183	30.299	41.804	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877	36.877				
2. Reducción de Energía Fallada					86	88	89	92	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95				
3. Reducción de Rechazo de Generación					121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121				
Beneficio Total =					18.123	12.917	19.645	25.920	34.574	41.909	32.399	30.515	42.819	37.093	37.093	37.093	37.093	37.093	37.093	37.093	37.093	37.093	37.093	37.093	37.093	37.093	37.093	37.093	37.093	37.093	37.093	37.093					
C. BENEFICIO NETO	- 3.834	- 3.834	- 3.834	- 3.834	17.667	12.444	19.652	25.408	34.062	41.397	31.887	30.003	41.506	36.582	36.582	36.582	36.582	36.582	36.582	36.582	36.582	36.582	36.582	36.582	36.582	36.582	36.582	36.582	36.582	36.582	36.582	36.582					
Factor de descuento	1	0.92356	0.85734	0.79383	0.73503	0.68058	0.63017	0.58348	0.54027	0.50025	0.46319	0.42888	0.39711	0.36770	0.34046	0.31524	0.29198	0.27027	0.25025	0.23171	0.21463	0.19868	0.18384	0.17002	0.15710	0.14502	0.13368	0.12298	0.11291	0.10338	0.09438	0.08580					
Beneficio neto descontado	(3.834)	(3.550)	(3.287)	(3.043)	12.898	8.499	12.096	14.825	18.483	20.769	14.770	12.688	16.493	13.451	12.455	11.532	10.678	9.887	9.154	8.476	7.849	7.267	6.729	6.230	5.769	5.342	4.946	4.580	4.240	3.926	3.635	3.366					
D. VPN (8% Ene 2012)					263.319																																
VPN (8%)					263.319																																
TIRE % =					58%																																

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

6.6.1. 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.

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.

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.

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.

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.

El proyecto consiste en las siguientes obras:

- Obra1: Construcción de Subestación Aeropuerto con nivel de tensión de 138/13,8 kV
- Obra 2: Construcción de 2.5 km de línea doble circuito en 138 kV conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW.

6.6.2. Identificación y clasificación de beneficios

Las obras permitirán asegurar el suministro de energía eléctrica de calidad al Aeropuerto de Managua, Zona Franca Industrial, Fuerza Aérea y zonas aledañas.

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.

6.6.3. Costos de inversión

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.

6.6.4. Fundamentación y Metodología del Cálculo de los Costos y Beneficios

A continuación se presentan sus cálculos y supuestos. Se calculó el beneficio neto sin proyecto y con proyecto. La diferencia de estos beneficios es el flujo incremental el cual se utiliza para el cálculo de los indicadores (VPN, TIR y B/C).

Costos: están compuestos por los costos de inversión, operación y mantenimiento, energía, energía no suministrada y pérdidas de transformación.

Costos de inversión: se consideran los costos de inversión para el proyecto, a precios de mercado. Estos son los valores trasladados al análisis beneficio costo económico utilizando la razón de los precios de cuenta de inversión en transmisión.

Costos de operación y mantenimiento de transmisión: de acuerdo a la práctica común, se estiman estos costos a precios de mercado como el 2.5% de la inversión en transmisión. Este valor es trasladado al análisis beneficio costo económico utilizando la razón de los precios de cuenta de operación y mantenimiento de la tabla 10.

Costos de operación y mantenimiento de distribución: de acuerdo a la práctica común, se estiman US\$/km 2,500. En la situación sin proyecto se calcula en base a 42 km de líneas troncales de distribución (Dos líneas de 15 km y Una línea de 12 km) y con proyecto 10 km. Este valor es trasladado al análisis beneficio costo económico utilizando la razón de los precios de cuenta de operación y mantenimiento.

Costos de energía: se calculan como la demanda de energía incremental del proyecto al nivel de generación valorada al costo unitario de generación. El costo de la electricidad es US\$/MWh 167.2. Este valor es trasladado al análisis beneficio costo económico utilizando la razón de los precios de cuenta del costo de la electricidad.

Costo de energía no suministrada por falla: se calcula multiplicando el costo de la energía no servida por falla (US\$/MWh 420) por la demanda por el factor de indisponibilidad de subestaciones que corresponde a 0.004.

Hay que aclarar que el costo de energía no servida nos indica el impacto económico que tiene dejar de servir un Megawatt-hora (MWh). Este costo incluye todos los trastornos que sufren los usuarios al interrumpirse abruptamente el servicio de energía eléctrica.

Pérdidas de transformación: Se calculan las pérdidas en el cobre y en el hierro teniendo como variables la demanda en potencia, la capacidad instalada existente y futura de transformación y el factor de carga. Este valor es trasladado al análisis beneficio costo económico.

Beneficios: en el presente análisis se han valorado únicamente los beneficios originados en abastecimiento de energía, mayor confiabilidad e inversión evitada de transformación.

Beneficio por consumo de energía: Simplemente valora la energía consumida por la tarifa a precios de mercado. Este valor es trasladado al análisis beneficio costo económico utilizando la razón de los precios de cuenta del consumo.

Beneficio por mayor confiabilidad: Están estimados como la mayor energía consumida por menores fallas repentinas, valorada a precios económicos.

Beneficio por inversión evitada de transformación: Se refiere a los transformadores de potencia que no serán instalados por el hecho de entrar en operación la Subestación Aeropuerto. Este valor es trasladado al análisis beneficio costo económico utilizando la razón de los precios de cuenta de inversión en transmisión.

6.6.5. Resultados de la evaluación

Para la evaluación privada resulta una VAN de US\$MM 29.692 TIR de 18.41 % y B/C de 1.27.

Para la evaluación económica resulta un VANE de US\$MM 25.949, TIRE de 29.87 % y B/C 1.55.

6.7. Refuerzos para la Conexión de Proyectos Eólicos

6.7.1. 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.

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.

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 -Ticuan-tepe 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 las 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.

El proyecto consiste en las siguientes obras:

- Obra 1: Construcción de Subestación La Virgen nivel de tensión en 230/138 kV.
- Obra 2: Modernización de la Subestación Rivas nivel de tensión 138/13.8 kV.
- Obra 3: Ampliación Subestación Amayo.
- Obra 4: Ampliación Subestación Masaya.
- Obra 5: Cambio de TC's en las Subestaciones Catarina y Nandaime.
- Obra 6: Líneas de Transmisión en 230 kV y 138 kV.

No obstante, algunas de estas obras, o parte de estas, ya han sido tomadas en cuenta para cálculo de peajes en años anteriores.

Obra 1: Subestación la Virgen:

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 120 MVA con su bahía y un transformador de 15 MVA con su bahía.

Obra 2: Subestación Rivas

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

Obra 5: Subestación Catarina y Subestación Nandaime

En el peaje 2018, se reconoció esta inversión

6.7.2. Identificación y clasificación de beneficios

Las obras permitirán 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.

Otros beneficios son:

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

Realizar refuerzos que coadyuven a cumplir con los 300 MW 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 (189.9 MW).

Los beneficios considerados para los cálculos son:

El primer beneficio identificado es la oferta incremental de la Planta Camilo Ortega. Este beneficio se cuantifica con y sin proyecto.

El segundo beneficio es la reducción de la Energía No Servida (ENS) en la línea AMY-MSY por entrar la SE la Virgen ya que se disminuye la energía no transportada por fallas.

El tercer beneficio se da a través de la reducción de la energía no transportada por fallas de la subestación.

El cuarto beneficio también se da a través de la reducción de la energía no servida ocasionada por mantenimiento en la subestación.

Un quinto beneficio es la reducción de pérdidas por transformación.

6.7.3. Costos de inversión

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 INVERSIÓN 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, 2bahías 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

6.7.4. Fundamentación y Metodología del Cálculo de los Costos y Beneficios

Oferta Incremental de la Planta Camilo Ortega al entrar la SE La Virgen

La capacidad instalada de las Planta Eólicas es 189.9 MW, se muestra el desglose en el cuadro adjunto. El factor de planta del parque eólico corresponde a 0.51.

La energía producida en el año 2016 del parque eólico fue de 716.87 Gwh de acuerdo a los vientos esperados en la zona. En el cuadro adjunto se muestra la producción de energía por planta y por año. Así mismo se muestra la entrada en operación de las plantas eólicas.

Si se compara la energía total del SIN en el año 2016 (4,121.66 Gwh) contra la energía producida por el parque eólico (716.87 Gwh) nos da que el aporte del parque eólico al SIN es de 17.39 %. en ese año.

La planta Camilo Ortega iniciará la construcción de 63 MW adicionales al entrar en operaciones la subestación La Virgen, debido a que su construcción es un año, iniciará operaciones en el año 2018. Por lo que el parque eólico tendrá instalados 252.9 MW en dicho año.

La energía sin proyecto parte de la satisfacción ininterrumpida de la demanda de potencia incremental generando con 189.9 MW, la cual es multiplicada por las horas del año, siendo afectada por el factor de planta del parque eólico.

La energía con proyecto es calculada sobre la base de la satisfacción ininterrumpida de la demanda de potencia incremental generando con 252.9 MW, la cual es multiplicada por las horas del año, siendo afectada por el factor de planta del parque eólico.

El primer beneficio es la oferta incremental, la cual es la diferencia de la energía con proyecto y sin proyecto.

Energía no transportada por fallas en la línea Amayo-Masaya

Sin Proyecto:

Cualquier falla en el tramo de la línea de 230 kV Amayo – Masaya, interrumpe el flujo de energía. Hay que recordar que en este tramo de línea están conectadas las plantas eólicas por lo que circulan 189.9 MW. Esta oferta de potencia es convertida en energía anual y después multiplicada por la probabilidad promedio de falla de línea la cual es 0.0095.

Con Proyecto:

Al entrar en operación el proyecto, las plantas eólicas Amayo y Eolo estarán conectadas a la subestación Amayo y las plantas Camilo Ortega y Blue Power estarán conectadas a la subestación La Virgen. Se construirá la línea en 230 kV Amayo-La Virgen por la que circularán 29.32 MW de la subestación La Virgen hacia Amayo adicionándose a los 106.3 MW que se conectan a la subestación Amayo totalizando 135.62 MW por la línea Amayo-La Virgen.

La energía no transportada por fallas se reduce. Siempre existe la probabilidad de que ocurra más de una falla. La potencia al momento de ocurrir la falla es multiplicada por las 8760 horas del año y por el factor de planta del parque eólico para convertirla en energía y multiplicada por la probabilidad de falla promedio de línea de 230 kV la cual es 0.0095.

El diferencial con y sin proyecto resulta en el segundo beneficio calculado.

Energía no transportada por fallas en la Subestación La Virgen

Sin Proyecto:

Cualquier falla en la actual Subestación Amayo y en las mini subestaciones del parque eólico, interrumpe el flujo de potencia que es evacuado por la Empresa Nacional de Transmisión. La oferta de potencia de las plantas eólicas (189.9 MW) es convertida en energía anual y después multiplicada por el índice de probabilidad de falla de la subestación. Este índice corresponde a 0.004.

Con Proyecto:

El hecho de operar una subestación nueva con equipos de última tecnología y un transformador nuevo de 120 MVA, 230/138 kV con el esquema de conexión apropiado, le da mayor robustez y confiabilidad. Las plantas Camilo Ortega y Blue Power van a estar conectadas a la subestación La Virgen. Durante los años 2015 y 2016 habrá un potencia instalada de 83.6 MW, a partir del año 2018 la Camilo Ortega adicionará 63 MW. Por lo que habrá 146.6 MW en la barra de la subestación La Virgen.

La demanda de potencia es convertida en energía anual y después multiplicada por el índice de probabilidad de falla. Este índice corresponde a 0.004.

El diferencial con y sin proyecto multiplicado resulta en el tercer beneficio calculado.

Energía no transportada por Mantenimiento de la Subestación

Sin Proyecto

La potencia transmitida a través de la subestaciones existentes generadas por el parque eólico es multiplicada por las 65 horas promedio de mantenimiento por su respectivo factor de planta. El resultado es la energía perdida durante el tiempo que dure el mantenimiento ya sea correctivo y/o preventivo.

Con proyecto

Las plantas Camilo Ortega y Blue Power van a estar conectadas a la subestación La Virgen. Durante los años 2015 y 2016 habrá un potencia instalada de 83.6 MW en la que utilizan 30 horas para los mantenimientos, a partir del año 2018 la Camilo Ortega adicionará 63 MW. Por lo que habrá 146.6 MW en la barra de la subestación La Virgen y un tiempo estimado para el mantenimiento anual de 45 horas.

La potencia inyectada por las plantas se multiplica por el factor de planta y el tiempo de mantenimiento anual requerido en la subestación lo que nos da la energía no suministrada.

El diferencial con y sin proyecto resulta en el cuarto beneficio calculado.

Reducción de pérdidas de transformación

La estimación se realiza en el transformador para las pérdidas de cobre y las de hierro. Como el transformador no es de diseño especial, se supone que las pérdidas de cobre son iguales a las de hierro cuando el transformador opera a plena capacidad. Las pérdidas de hierro se calculan a partir de la potencia perdida usando, para este efecto, las características de pérdidas de placa de los transformadores existentes e indicadores típicos para los transformadores nuevos.

El diferencial con y sin proyecto resulta en el quinto beneficio calculado.

6.7.5. Resultados de la evaluación

Para la evaluación privada resulta una VAN de US\$MM 31.05, TIR de 16.67 % y B/C de 3.26. Para la evaluación económica resulta un VANE de US\$MM 32.3, TIRE de 28.31 % y B/C 3.91.

