

Desarrollo Económico y Social de la población con la ampliación de la Subestación Villa Aurelia, en la ciudad de Asunción

Verónica Echauri⁽¹⁾; José Vallejos⁽²⁾;

Administración Nacional de Electricidad-ANDE;

(1) veronica_echauri@ande.gov.py (2) jose_vallejos@ande.gov.py

RESUMEN

El proyecto planteado tiene su impacto fundamentalmente en el Sistema Metropolitano y contempla la ampliación de la Subestación Villa Aurelia, con la construcción del patio de 220 kV, el montaje de 1 transformador trifásico de 220/23 kV de 80 MVA, el montaje de 1 banco de transformadores de 220/66 kV de 120 MVA. Además, contempla la construcción de una línea de transmisión de 220 kV entre las Subestaciones de Puerto Botánico y Villa Aurelia, con un tramo aéreo (6 km) y otro subterráneo (3,5 km). El sistema eléctrico actual del área de influencia del proyecto presenta altos niveles de carga, pérdidas eléctricas considerables y poco margen para atender el crecimiento de la demanda. Las estimaciones de energía no suministrada, la confiabilidad y las pérdidas eléctricas de transmisión, en el mediano y largo plazo, de dicha zona, muestran la necesidad de la ampliación de la subestación Villa Aurelia, ubicada en Asunción. Actualmente, dicha subestación es abastecida por las Subestaciones de Tres Bocas, Barrio Parque y la propia Subestación Villa Aurelia, con tres transformadores de 66/23 kV, de 30 MVA cada uno; dichas subestaciones se encuentran operando con una carga próxima o superior al 80% de sus capacidades instaladas. Esta situación se genera debido al crecimiento del consumo de energía eléctrica, como consecuencia del aumento demográfico y al crecimiento del sector industrial, comercial y de servicios en el área de Asunción y alrededores, principal centro de consumo a nivel nacional, lo cual repercute directamente en el crecimiento económico.

La ampliación de la Subestación Villa Aurelia, permitirá inyectar mayor potencia en la zona y así mejorar la calidad de servicio, con un perfil de tensiones adecuado y estable conforme a los criterios de planificación vigentes, necesario para satisfacer los requerimientos actuales de energía eléctrica y el crecimiento vegetativo del Sistema Metropolitano, a fin de contribuir al desarrollo y sostenibilidad de los sectores productivos y a mejorar el nivel de vida de la población, cumpliendo con los fines institucionales de la ANDE.

El presente trabajo pretende ilustrar la metodología de Evaluación Social aplicada al proyecto, con los beneficios socio-económicos que se obtendrían con la realización de la obra, tales como: Diferencial de la Esperanza de la Energía No Suministrada (DEENS), Diferencial de Pérdidas Eléctricas de Transmisión (DPET) y Valor Residual, asumiendo que puede seguir generando utilidad durante su vida útil.

PALABRAS CLAVES

Desarrollo Económico y Social, Diferencial de la Esperanza de la Energía No Suministrada (DEENS), Diferencial de Pérdidas Eléctricas de Transmisión (DPET), Evaluación Social.

1. AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

El área de influencia de este proyecto se encuentra en el Sistema Metropolitano, beneficiando principalmente a la población de Asunción, Fernando de la Mora y San Lorenzo, en lo que atañe al refuerzo del Sistema de transmisión y distribución para acompañar el crecimiento vegetativo de la zona, favoreciendo aproximadamente a 273.089 habitantes situados en esta zona. Además, la obra en cuestión representa un importante fortalecimiento de la red de transmisión en 66 kV del área metropolitana.

La meta del proyecto es acompañar el crecimiento vegetativo de la demanda de la zona, con la finalidad de aliviar la capacidad de transformación instalada en las Subestaciones de Tres Bocas, Barrio Parque y la propia Subestación Villa Aurelia, incrementar la potencia disponible en 66 kV y 23 kV y mejorar la calidad de servicio, con un perfil de tensiones adecuado y estable conforme a los criterios de planificación vigentes.

Se pretende cubrir la demanda insatisfecha, que de acuerdo a los datos suministrados por el Dpto. de Generación y Transmisión es de 20.815 MWh en promedio, para el periodo 2016-2035 en el área de influencia del proyecto.

Por otra parte, se pretende proveer el servicio de energía, en el año 2016 a 256.113 clientes, conforme a las proyecciones del Dpto. de Estudios de Tarifas y Mercados.

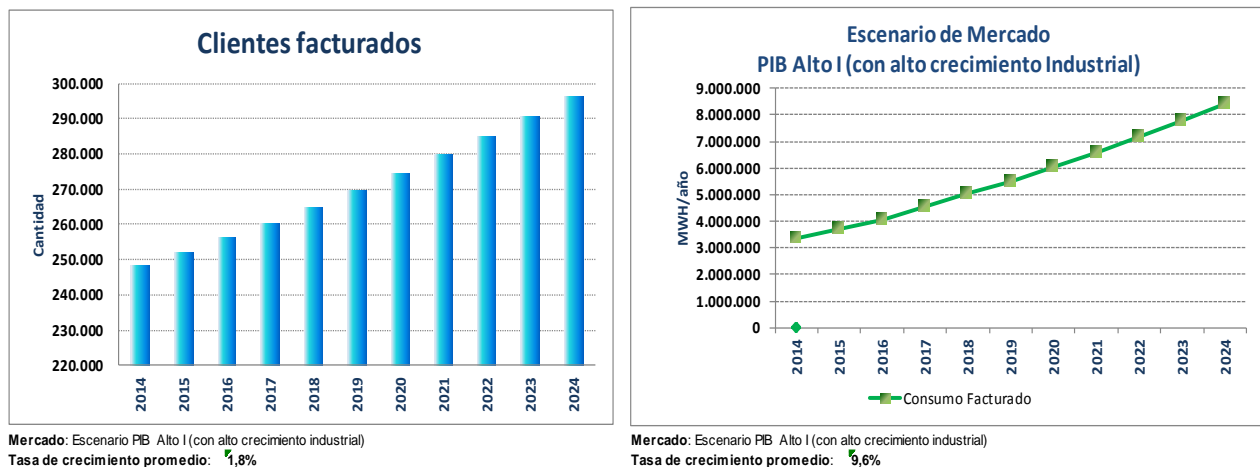


Figura 1. Proyección de Clientes Facturados y Consumo (MWh/año), periodo 2014-2024

Por otra parte, la participación por categoría de consumo sería del 43,6% en la categoría residencial, 26,3% en la comercial, 13,2% en la industrial y 16,8% las otras categorías de consumo. Con respecto a la proyección de clientes se ha tenido en cuenta la tendencia presentada por la evolución histórica del área de influencia.

2. BENEFICIOS DEL PROYECTO

2.1. Diferencial de la Esperanza de Energía No Suministrada (DEENS)

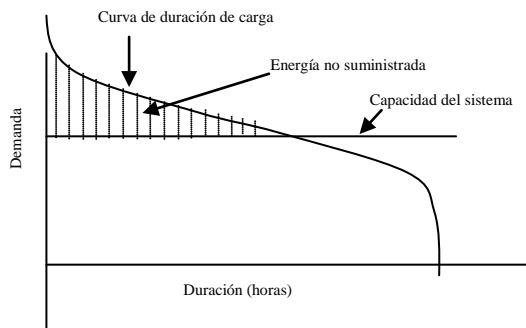
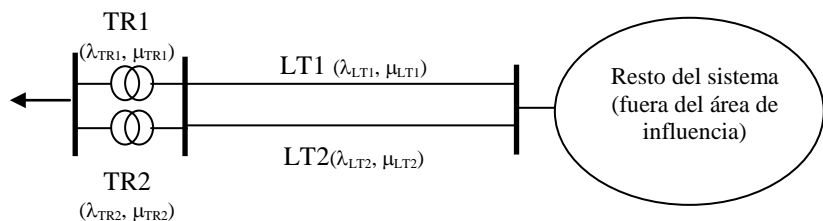
Para la evaluación del proyecto se utiliza la diferencia en energía no suministrada en el Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.) “con” y “sin” el proyecto, de modo a cuantificar y evaluar el efecto de la subestación en el S.I.N.

La energía no suministrada es determinada en base a la metodología de cálculo de confiabilidad compuesta de sistemas de transmisión y transformación presentada en la literatura [1].

La metodología se basa en la determinación de la expectativa de energía no suministrada por el sistema de transmisión/transformación teniendo en cuenta un análisis probabilístico de diferentes eventos, como ser el fuera de servicio de diversos componentes del sistema. Mediante esta metodología se puede tener una evaluación de la capacidad estática (de estado permanente) del sistema eléctrico de satisfacer los requerimientos de la demanda.

Considerando que el foco principal de interés es evaluar el impacto que trae la introducción de la subestación mencionada, no se han considerado contingencias de generación, así como tampoco la confiabilidad del sistema fuera del área de influencia del proyecto.

Simplificadamente, la metodología se basa en el análisis de la capacidad del sistema de atender la demanda ante el fuera de servicio de cada uno de los elementos. Ante una contingencia, el sistema debería ser capaz de mantener un nivel adecuado de tensión en las barras del sistema y con las líneas y transformadores operando sin sobrecarga, ya que si así no fuere, se debe proceder a un corte de carga, que se contabiliza como “energía no suministrada”.



Para determinar la energía no suministrada para el sistema operando en una condición dada, se compara la curva de duración de carga contra la capacidad de transmisión/transformación del sistema, contabilizándose con energía no suministrada toda demanda superior a la capacidad del sistema. Finalmente, para determinar la expectativa (valor esperado) de energía no suministrada, el valor de corte de carga es multiplicado por la probabilidad de ocurrencia del fuera de servicio analizado.

Las probabilidades de ocurrencia de las contingencias son calculadas a partir de los indicadores de desempeño de los equipos (λ tasa de falla y μ tiempo medio de reparación). Los indicadores utilizados corresponden a valores medios históricos de desempeño levantados por la ANDE. Los valores del DEENS para todo el horizonte del proyecto se pueden observar en el siguiente cuadro.

El costo de la Energía No Suministrada (CENS) es el valor monetario total promedio por unidad de energía demandada que se asigna a una interrupción del servicio. El racionamiento o las interrupciones forzadas de suministro de electricidad usualmente llevan a pérdidas en el bienestar del usuario y afectan las actividades productivas. El CENS es en consecuencia el promedio de esta pérdida de utilidad (excedente del consumidor o del productor según corresponda) extendida a todos los usuarios.

Se ha adoptado un Costo de la Energía No Suministrada de USD/MWh 937, representativo de la situación de desarrollo social, económico e industrial del país y en especial del área Metropolitana, atendiendo que, el proyecto planteado tiene su impacto fundamentalmente en el Sistema Metropolitano de Asunción, mayor y principal centro de cargas del país, representando aproximadamente 58% de la demanda total del Sistema Interconectado Nacional.

Tabla I: Diferencial de la Esperanza de Energía No Suministrada (DEENS) - MWh

Año	Energía [MWh]	Con Proyecto	Sin Proyecto	Cálculo de DEENS		
		Demanda Normal [MW]	Demanda Normal [MW]	Diferencia EENS por Demanda Reprimida [MWh]	Diferencia EENS por Aumento de Confiabilidad [MWh]	Composición DEENS [MWh]
2016	412.431	76	76	0	993	894
2017	635.983	117	86	1.320	764	819
2018	778.652	143	86	17.904	997	2.688
2019	832.924	153	86	62.930	1.707	7.829
2020	854.080	157	86	57.979	1.834	7.448
2021	854.080	157	86	199.562	1.465	22.857
2022	854.080	157	86	365.291	1.930	38.266
2023	854.080	157	86	381.943	1.879	39.885
2024	854.080	157	86	407.231	1.879	42.414
2025-2035	854.080	157	86	433.548	1.879	45.046

2.2. Diferencial de Pérdidas Eléctricas de Transmisión

Para la evaluación se utiliza la diferencia de pérdidas eléctricas “con” y “sin” el proyecto en servicio en el sistema. En ambos casos, las pérdidas de transmisión/transformación son estimadas a partir de casos de flujo de potencia del sistema eléctrico operando en condición de carga máxima para los distintos años de evaluación. Dado que dicho caso corresponde a la condición de máxima carga, para estimar el diferencial de pérdidas medio, se utiliza el factor de pérdidas definido como la relación entre la potencia media de pérdidas con respecto a la potencia máxima de pérdidas. Conforme se muestra en la literatura disponible, dicho factor de pérdidas puede ser estimado a partir del factor de carga de la demanda.

Posteriormente, el diferencial de pérdidas en energía es calculado como el producto del diferencial de pérdidas del caso de demanda máxima, el factor de pérdidas y el total de horas de un año calendario.

Los valores obtenidos de los diferenciales de pérdidas eléctricas de energía en MWh con la entrada de la línea de transmisión en operación, se muestran en la siguiente tabla.

Tabla II: Diferencial de Pérdidas Eléctricas de Transmisión-MWh

Año	Demanda [MW]	Pérdidas Transmisión [MW]		Diferencia de Pérdidas	
		Con Proyecto	Sin Proyecto	Pérdidas Transmisión [MW]	Diferencial de Pérdidas [MWh]
2015	69,1	206,00	207,00	1,0	3.987
2016	75,9	223,08	224,65	1,6	6.279
2017	117,1	240,15	242,30	2,2	8.571
2018	143,4	257,23	259,95	2,7	10.863
2019	153,4	274,30	277,60	3,3	13.155
2020	157,3	291,38	295,25	3,9	15.448
2021	157,3	308,45	312,90	4,4	17.740
2022	157,3	325,53	330,55	5,0	20.032
2023-2035	157,3	343	348	5,6	22.324

El Diferencial de Pérdidas se ha valorado teniendo en cuenta los precios promedios ponderados resultantes de la compra de potencia y energía de la Itaipú Binacional y de energía de Yacyretá, que varía en un rango de **38,0 a 42,9 USD/MWh** para el periodo 2016 - 2023. A partir del año 2024 se considera constante la tarifa del año 2023, hasta el año 2035.

2.3. Valor Residual

Este importe representa el último valor del bien, asumiendo que el bien puede seguir generando utilidad. Para los equipos y materiales relacionados a las obras de transmisión, se han considerado 35 años la vida útil, con un valor residual de **USD 10,92 millones**, atendiendo que el horizonte del proyecto es de 20 años (2016-2035).

2.4. Beneficios Cualitativos

La construcción de la subestación permitirá:

- Una optimización del uso del sistema de transmisión, lo cual redundará en una mejora en la calidad y confiabilidad del servicio.
- Mejoras en las redes de transmisión tendrán sus efectos en los hogares, empresas e industrias: mejorando la cantidad de electricidad suministrada para usos residenciales, comerciales e industriales, y disminuyendo la duración del promedio de las interrupciones del sistema.
- Mejoras en la calidad del servicio eléctrico, reduciendo los cortes de suministro y aumentando el perfil del voltaje y por extensión, la vida útil de los electrodomésticos.
- Reducción de los costos mediante la reducción de las pérdidas y la mejora en el desempeño de la cobranza privada.
- Beneficiar a la población con la mejora del desempeño económico general del país, ya que el Proyecto apunta a satisfacer la creciente demanda de servicios eléctricos en el Paraguay.

3. COSTOS DEL PROYECTO

3.1. Inversión Directa

El monto de la Inversión Directa a precios de mercado asciende a **USD 28,59 millones**, el cual incluye la compra de materiales y equipos, la mano de obra para la construcción, incluyendo los impuestos y aranceles por la importación de materiales, equipos.

Tabla III: Costo Total del Proyecto a precios de mercado

Construcción de la SE Villa Aurelia - Costos Modulares			
Descripción del Proyecto	Con Impuestos		
	ML (USD)	ME (USD)	Subtotal (USD)
Ampliación Subestación Villa Aurelia. Construcción - Montaje de un transformador trifásico 220/23 kV de 80 MVA, un banco de transformadores de 220/66 kV de 120 MVA y una Línea de 220 kV SE Puerto Botánico - SE Villa Aurelia, con posiciones correspondientes.	7.590.000	21.004.100	28.594.100
Total General (USD):	7.590.000	21.004.100	28.594.100

Tabla IV: Inversión Directa a Costos Sociales

Ampliación Subestación Villa Aurelia. Construcción - Montaje de un transformador trifásico 220/23 kV de 80 MVA, un banco de transformadores de 66/23 kV de 120 MVA y una Línea de 220 kV SE Puerto Botánico - SE Villa Aurelia, con posiciones correspondientes.	
INVERSIÓN DIRECTA	COSTOS SOCIALES (En USD)
Suministro de Materiales y Equipos	19.531.367
Mano de Obra	5.961.367
Total General (USD):	25.492.734

3.1.1. Inversión Directa a Valores Sociales

A fin de evaluar socialmente el proyecto se ha calculado el monto de la Inversión Directa corregido a valores sociales, el cual asciende a **USD 25,49 millones**, que incluye la compra de materiales y equipos y la mano de obra para la construcción de la subestación. En estos costos están excluidos los impuestos y aranceles por la importación de materiales y equipos y el pago de impuestos por la mano de obra.

3.2. Ingeniería y Administración

Los costos de ingeniería y administración considerados durante el período de construcción corresponden a la aplicación de la tasa del 4% sobre la inversión directa, totalizando **USD 1,27 millones**.

3.3. Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)

Se tiene previsto que el proyecto entre en operación a inicios del año 2016, donde los gastos anuales de AOM ascienden a **USD 693,8 mil**, conforme se ilustra en la siguiente tabla:

Tabla V: Costos de AOM

NIVELES	Unidad	Cantidad	Costos Unitarios (USD)	Costo Total (USD)
Km. de LT 220kV	km	9,5	2.164,6	20.564
Subestación Villa Elisa	MVA	200	3.366,4	673.285
Costo Total AOM				693.849

Para su determinación, se ha considerado el valor promedio de los costos de transmisión en 220 kV para Líneas de Transmisión y Subestaciones, registrado durante el período 2010 – 2012, el cual, a su vez es ponderado por el total de km de

Líneas de transmisión y MVA de las Subestaciones, obtenido del informe “*Determinación del Costo Unitario de Administración, Operación y Mantenimiento por LT y SE en Transmisión – Julio 2013*” del Dpto. de Estudios y Evaluaciones Económicas de la ANDE.

3.4. Compra de energía

Para el cálculo de la compra de energía incremental (energía adicional a ser suministrada con el proyecto) se consideraron los valores del diferencial de esperanza de energía no suministrada obtenido con y sin el proyecto.

Para la determinación del costo unitario de la energía incremental se consideró el costo promedio de compra de potencia y energía de Itaipú y energía de Yacyretá, todas ponderadas por su participación en el SIN.

El costo promedio ponderado varía en un rango de **38,0 a 42,9 USD/MWh** para el periodo 2016 - 2023. A partir del año 2024 se considera constante el costo del año 2023 hasta el año 2035.

3.5 Costo de Oportunidad de la energía cedida al Brasil

La porción correspondiente al Paraguay de la energía proveniente de la Central Hidroeléctrica Itaipú, no utilizada para nuestro propio consumo, es cedida al Brasil, hasta tanto exista la posibilidad de comercialización de dicha energía con terceros países.

El equivalente a la energía incremental suministrada con la implementación del proyecto, se dejará de ceder al Brasil, por lo que nuestro país dejará de percibir los ingresos correspondientes a la compensación por cesión de energía por parte de dicho país, por lo que se asume como un costo del proyecto.

El costo de oportunidad se considera como la porción de la energía paraguaya cedida al Brasil proveniente de la CH Itaipú. Se asume como costo unitario de dicha energía **9,45 USD/MWh**, el cual es utilizado para la valoración económica de la energía cedida, manteniéndose constante para todo el horizonte del proyecto.

4. FLUJO DE BENEFICIOS NETOS E INDICADORES DE RENTABILIDAD

La metodología utilizada para la Evaluación Social del Proyecto se basa en la comparación de las situaciones “con” proyecto y “sin” proyecto. Los costos y beneficios considerados son incrementales, calculados año a año durante toda la vida útil del proyecto. El flujo de beneficios netos resultantes fue llevado a Valor Actual Neto (VAN), además se ha calculado la tasa interna de retorno (TIR) y la relación Beneficio/Costo (B/C) como se determina en la literatura [2].

Se ha utilizado una tasa de descuento anual del **11,4%**, conforme al “Cálculo de la Tasa Social de Descuento del Paraguay” elaborada por el Ministerio de Hacienda (MH).

Los resultados obtenidos de la evaluación y sus respectivos análisis de sensibilidad se detallan a continuación:

Tabla VI: Flujo de Beneficios Netos a Valor Actual Neto

Conceptos	En USD
Beneficios Actualizados	156.941.684
Diferencial Energía No Suministrada	151.040.567
Diferencial de Pérdidas	4.769.106
Valor Residual	1.132.011
Costos Actualizados	38.381.662
Inversión Directa	23.927.471
Ingeniería y Administración	1.196.374
Adm., Operación y Mto. del Proyecto	4.832.922
Compra de Energía	6.901.718
Costo de Oportunidad Energía Cedida al Brasil	1.523.178
Beneficio neto	118.560.022
VANs	118.560.022
TIRs	32,3%
B/C	4,09

Tabla VII: Resumen de Sensibilidades a los Resultados de la Evaluación Social

DESCRIPCIÓN	Indicadores de Rentabilidad		
	VAN (Mill. USD)	TIRs	B/C
Caso Base	118,6	32,29%	4,09
Aumento de la Inversión en un 20%	113,8	29,65%	3,62
Disminución de la Inversión en un 20%	123,4	35,70%	4,70
Disminución de la valoración de la ENS en 20%, de 937 a 750 USD/MWh.	88,4	28,82%	3,30
Aumento del Costo de Compra de Energía/Potencia de las Binacionales en un 20%	118,1	32,30%	3,97
Disminución del Costo de Compra de Energía/Potencia de las Binacionales en un 20%	119,0	32,28%	4,22
Aumento de la Inversión en un 20% y Disminución de la valoración de la ENS a 750 USD/MWh	83,6	26,36%	2,92
Punto de Equilibrio: Obtener un VAN de Cero (0), una TIRs de 11,4% (equiv. Tasa de Descuento) y un B/C igual a uno (1)			
Aumento de la Inversión en:	494,17%		
Disminución de la valoración de la ENS de 937 USD/MWh a	201 USD/MWh (-78,5%)		

5 RESUMEN, CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN

La construcción de la Subestación, permitirá inyectar mayor potencia, a fin de solucionar el problema de la limitada capacidad de transmisión, por ello la importancia de esta obra, cuya construcción, montaje y puesta en servicio de transformadores de gran potencia para atender las obras prioritarias de expansión, adecuación y refuerzos de transmisión, necesarias para satisfacer los requerimientos actuales de energía eléctrica y el crecimiento vegetativo del Sistema Interconectado Nacional (SIN), a fin de contribuir al desarrollo y sostenibilidad de los sectores productivos y a mejorar el nivel de vida de la población, que constituyen la finalidad de la Institución

La presente Evaluación Social dá como resultado, una Tasa Interna de Retorno Social (TIRs) de 32,29%, un Valor Actual Neto (VAN) de USD 118,6 millones y una relación Beneficio/Costo (B/C) equivalente a 4,09.

Por otro lado, los resultados del VAN y de la TIR para los distintos análisis de sensibilidad indican que el Proyecto es más sensible en todos los casos analizados a la disminución de la valoración unitaria de la ENS, teniendo en cuenta que los beneficios del proyecto provienen fundamentalmente de la misma y por tanto los aumentos y disminuciones de dichos costos afectan directamente a los resultados de la Evaluación.

Con los resultados obtenidos se verifica que el Proyecto será beneficioso para la sociedad en su conjunto.

Finalmente, cabe destacar que los resultados obtenidos en la Evaluación Social del Proyecto, se encuentran directamente relacionados a los beneficios y costos que se incluyen en él, así como las variables y supuestos adoptados en la misma, de manera que aquellos deben ser interpretados en ese contexto e indican un marco de referencia y un rango de valores posibles.

6. BIBLIOGRAFIA

1 Roy Billington y Ronald Alan, *Reliability Evaluation of Power System*, Pitman Publishing, 2da. Edición. 1996.

2 Nassir Zapag Chain, *Proyectos de Inversión. Formulación y Evaluación*, Pearson Educación de Mexico S.A. de C.V., 2da. Edición, 2007.

3 Informe Ampliación de la Subestación Villa Aurelia, en la ciudad de Asunción. Departamento de Estudios y Evaluaciones Económicas de la Administración Nacional de Electricidad, Paraguay, 2014.
