

Editada por el Centro de Información y Gestión Tecnológica. CIGET Pinar del Río
Vol. 15, No.4 octubre - diciembre, 2013

ARTÍCULO ORIGINAL

Validación de la factibilidad técnica de una nueva subestación eléctrica como solución a pérdidas técnicas en la distribución de energía en la Empresa Eléctrica Pinar del Río

Validation of the technical feasibility of a new electric substation as solution to technical losses in the power distribution in the Empresa Eléctrica Pinar del Río

Leonardo Aguiar Trujillo¹, Lidia Pérez Piñeiro², Iosvany Siles Morales³, Maydel Mesa Murgado⁴ y Yosvani Torres Hernández⁵

Universidad Hermanos Saíz Montes de Oca, Facultad de Ciencias Técnicas, Calle Martí # 270, Pinar del Río, Cuba. Teléfono 755453

¹Doctor en Ciencias Técnicas, Profesor titular. Correo electrónico: leonardo@meca.upr.edu.cu

Empresa Eléctrica Pinar del Río, EEPR, Máximo Gómez # 38, Pinar del Río, Cuba. Teléfono 752382

²Ingeniera Mecánica. Correo electrónico: lidia@elecпри.une.cu

³Ingeniero en Telecomunicaciones. Correo electrónico: siles@elecпри.une.cu

⁴Ingeniera Eléctrica. Correo electrónico: maydel@elecпри.une.cu

⁵Ingeniero Eléctrico. Correo electrónico: yosvani@elecпри.une.cu

RESUMEN

Este trabajo aporta nuevos elementos a tener en cuenta en la evaluación de la factibilidad técnico económica de la instalación de una nueva subestación, al presentar un nuevo diseño de las redes de distribución, que producen un ahorro anual de 12.4 GWh, por concepto de reducción de pérdidas técnicas.

Este ahorro viene dado por la elevación del nivel de tensión de distribución primaria, en los circuitos rurales de los municipios San Juan y San Luis, y la reducción de las pérdidas de transporte de las redes y de transformación lo cual viene aparejado por la eliminación de siete subestaciones.

Palabras clave: Pérdidas técnicas, Factibilidad técnica.

ABSTRACT

This work contributes new elements to keep in mind in the evaluation of the economic feasibility technician of the installation of a new substation, when presenting a new design of the distribution nets that producing an annual saving of 12.4 GWh, for concept of reduction of technical losses.

This saving comes given by the elevation of the level of tension of primary distribution, in the rural circuits of the municipalities San Juan and San Luis, that which brings harnessed the elimination of seven substations.

Key words: Technical losses, Technical feasibility.

INTRODUCCIÓN

Las pérdidas de energía eléctrica son comunes e inherentes de las empresas eléctricas, se tornan en un problema muchas veces grave cuando éstas rebasan ciertos límites lógicos. Es práctica común clasificar las pérdidas de energía eléctrica en técnicas y no técnicas.

Las pérdidas aumentan el consumo de electricidad total, por tanto, se requiere generar más, con la consiguiente pérdida de recursos. Las pérdidas de energía son el indicador de eficiencia del sistema electroenergético. En conjunto, en Cuba, las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución representan el 14,45 % de la energía eléctrica total producida. Típicamente, las pérdidas son, aproximadamente, 3,5 % en el sistema de transmisión y 10.95 % en el sistema de sub transmisión y distribución.

Las pérdidas varían según la configuración de la red, la ubicación y producción de los generadores y la localización y demanda de los clientes. En particular, las pérdidas durante períodos de alta demanda o en líneas sobrecargadas suelen ser muy superiores que en condiciones de menor carga. Esto se debe a que existe una relación cuadrática entre las pérdidas y el flujo de corriente en la línea.

La Unión Eléctrica (UNE), como parte de la revolución energética, desarrolló el programa de rehabilitación de las redes, que no son más que acciones técnicas en las redes de transmisión y distribución directamente encaminadas a la reducción de las pérdidas.

El primer paso fue hacer un estudio y los cálculos necesarios para determinar el comportamiento de las pérdidas en los diferentes niveles de voltaje.

La selección del nivel de tensión, del número de alimentadores y de la topología de un circuito de distribución es el resultado de un análisis técnico y económico y la tensión escogida dependerá de la magnitud de las cargas a servir y de la longitud de los alimentadores. Un circuito de distribución, diseñado con una perspectiva de 20 ó 30 años puede surgir con una tensión de 2,4 kV. Transcurridos 10, 15 ó 20 años y dependiendo del crecimiento de la carga, surge la necesidad de establecer mejoras. Las mismas pueden comenzar por la instalación de condensadores, de reguladores de tensión, el cambio del calibre de los conductores o la combinación de algunas o de todas ellas. Cuando los factores de potencia del circuito son altos, y los conductores de calibres gruesos, si el circuito, debido al crecimiento constante de las demandas continúa teniendo problemas, será necesario aplicar otra mejora consistente, por ejemplo, en instalar una nueva subestación. Dicho de otra forma, hay valores de carga máximos para los circuitos de distribución que no pueden sobrepasarse desde los puntos de vista técnico y económico, por ejemplo, 2 MVA para circuitos a 2,4 kV con alimentadores de unos 3 km y entre 4,5 y 5,0 MVA para circuitos a 13,2 kV con longitudes de unos 10 km. Cuando estos valores se sobrepasan hay que construir nuevas subestaciones lo que trae aparejada la construcción de nuevos circuitos. La nueva subestación debe ubicarse cerca del centro de carga, tener facilidades de acceso con el equipamiento necesario para su construcción y mantenimiento, disponer del espacio para la instalación de los transformadores, etcétera (Llamo, 2007)

En el caso de que se hayan agotado las mejoras mencionadas y a pesar de ello, el crecimiento continuo de la carga mantenga la red de distribución con indicadores de la calidad del servicio eléctrico desfavorables, se puede aplicar otra mejora técnica consistente en incrementar la tensión de la distribución primaria. Esta mejora puede llevarse a cabo de dos formas.

1. Conversión de la tensión.

Esta mejora consiste en elevar el nivel de tensión en 3, por ejemplo de 2,4 a 4,16 kV, de 7,62 a 13,2 kV, etcétera. Para realizarla, hay que cambiar el o los transformadores de la o las subestaciones, pero en la distribución primaria, no hay que cambiar ni los aisladores, ni las crucetas, ni los pararrayos, ni los interruptores portafusibles, ni los seccionadores, ni los condensadores, ni los transformadores. Sólo hay que cambiar las conexiones trifásicas de delta a estrella y las monofásicas de entre líneas a entre línea y neutro. Otra característica que hace ventajosa esta mejora es que en las conexiones monofásicas y en las trifásicas incompletas, se recupera un pararrayos y un porta fusible. En esta mejora las caídas de tensión en porcentaje y las pérdidas se reducen a la tercera parte (Llamo, 2008)

2. Cambio del nivel de tensión.

Esta mejora consiste en cambiar la tensión por ejemplo de 4,16 a 13,2 kV, de 13,2 a 33 kV, etcétera. Este cambio es mucho más costoso pues no sólo implica el cambio del o los transformadores de o las subestaciones, sino que hay que cambiar, desde los aisladores hasta los transformadores de distribución. Por otro lado, aunque este es un trabajo que se realiza por etapas, trae aparejado mayores afectaciones al servicio eléctrico. Si se desprecia el incremento de la reactancia inductiva de los alimentadores por el aumento de su espaciamento, se puede obtener una reducción de la caída de tensión en porcentaje y de las pérdidas en kW proporcionales a la relación entre las tensiones al cuadrado. Así, para un cambio en la tensión de 4,16 a 13,2 kV, ambas se reducen a la décima parte.

Resumiendo, puede decirse que esta ventaja se utiliza cuando ya se han agotado las posibilidades de utilización de todas las demás mejoras posibles (Llamo, 2008)

Este planteamiento, es correcto cuando analizamos que este tipo de mejora es la más cara, o sea, la de mayor costo en su inversión inicial, ya que es necesario adquirir todos los transformadores y el aislamiento para el nuevo nivel de voltaje y en ocasiones, ejecutar cambios de poste. Pero, cuando en la práctica se van combinando las diferentes acciones ya planificadas, ya sean de mantenimiento o rehabilitación en los mismos circuitos que ya se ha identificado la necesidad de la conversión de voltaje, se abarata esta inversión.

Es por ello que aprovechando las ventajas que da el paso por el municipio San Juan de la línea de 110 kV Pinar-Guane, de tener concentrada la carga de los municipios de San Juan y San Luis en seis SE, de existir alimentadores a 33 kV que alimentan la zona en cuestión, y considerando que estos municipios son el macizo tabacalero de nuestra provincia, donde existen un grupo considerable de estaciones de riego de la agricultura, que se encuentran en servicio hoy a través de motores diesel, los que en un futuro podrían ser electrificados, es que se decide construir una nueva SE de 25 MVA 110/34,5 kV en San Juan, la que cubriría las expectativas planteadas y reduciría las pérdidas en las redes de 33 kV, facilitando, además, las conversiones a 19,1 kV en la distribución y permite mantener lazo con dos SE de 110/34,5 kV (Briones y Sandino), lo que posibilita transferencias de cargas desde un punto hacia otro con valores de pérdidas mínimos.

En el año 2012 fue presentada, al Ministerio de Economía y Planificación, la solicitud de aprobación de la instalación de la nueva subestación eléctrica, inversión respaldada por el estudio de factibilidad económica, calculado en base a la reducción de las pérdidas técnicas y esta no fue aprobada para ejecutar en el 2013. Partiendo de esta situación, se propuso la elevación del nivel de tensión hasta 19.1 kV, aprovechando las líneas de 33 kV ya existentes, lo cual cambia la configuración de la red de distribución primaria y posibilita la eliminación de siete subestaciones, contribuyendo a la reducción de las pérdidas de transporte y transformación.

MATERIALES Y MÉTODOS

Los clientes de los municipios San Luis y San Juan y Martínez hasta la subestación de Punta de Carta son alimentados a través del interruptor PD 415, desde la subestación Pinar Oeste 110/34.5 kV. En la actualidad este alimentador tiene una demanda máxima promedio de 11.3 MW, con una caída de voltaje de un 6.22 % en la subestación Punta de Carta, la más distante y las pérdidas de 0.620 MWh para un 5 %.

El territorio cuenta con una segunda alimentación a través del interruptor PD1081 de la subestación Sandino 110/34.5 kV el cual está llevando en condiciones normales 13.3 MW con caída de voltaje de 6.69 % y pérdidas de 0.615 MWh para un 5 %.

Para evaluar si es posible cubrir toda la carga de los dos circuitos desde uno solo de ellos, se utilizó el concepto, demanda coincidente.

La variación de la demanda horaria de cada región no es la misma y el momento de su demanda máxima puede ser diferente.

Cuando la carga eléctrica de varias regiones es alimentada por una misma red, interesa la demanda conjunta presentada.

La suma de las demandas de las regiones en un mismo momento es la demanda coincidente que enfrenta la red en ese momento.

La demanda máxima coincidente tiene en un sistema no necesariamente es simultánea con las demandas máximas locales de las diversas regiones (Jordan, 2005)

Se calculó la demanda máxima coincidente, por subestación, teniendo en cuenta la demanda máxima del interruptor y las capacidades instaladas en cada subestación de forma proporcional.

En la *tabla 1* se observa, que la suma de las capacidades de los transformadores instalados en las SE es igual a 25.6 MVA, la demanda máxima según la suma de las demandas máximas de todas las SE es 23.04 MW y que la demanda máxima coincidente de todas las SE es 21.9 MW.

Tabla 1. Valores de demanda en las redes de 33kV objeto de estudio.

Subestaciones	Capacidad Instalada (kVA)	Demanda máxima (kW)	Demanda coincidente (kW)
Barbacoa	2000	1800	1710
Obeso	2500	2250	2137.5
San Luis	2000	1800	1710
Corojo	2000	1800	1710
Punta de Carta	1600	1440	1368
San Juan	4000	3600	3432.26
Galope	1600	1440	1372.90
Boca de Galafre	1600	1440	1372.90
Bailen	1600	1440	1372.90
Benito Juárez	2500	2250	2145.16
Arena Sílice	1000	900	858.06
Cortes	1600	1440	1372.90
Suri	2500	2250	1372.90
TOTAL	25600	23040	21935

Para evaluar la situación de ambos interruptores, PD 415 y PD1081, asumiendo la carga completa de los circuitos, utilizamos el programa PSX, software profesional utilizado en el

Despacho Provincial de Carga, de la Empresa Eléctrica, para los estudios de eficiencia de la operación del sistema electroenergético, al cual se le introducen los datos de la carga de las subestaciones eléctricas, a partir de las mediciones obtenidas con los instrumentos de medición instalados para este fin y teniendo como base la configuración del circuito en estudio, ya introducido anteriormente.

De esta manera se modificó la posición de la apertura de la red, obteniéndose los valores de demanda, pérdidas y voltaje en los diferentes nodos, a este procedimiento se le llama corrida de flujo.

Teniendo en cuenta el nivel de pérdidas, la incapacidad de asimilar cargas futuras, la falta de un servicio confiable y el consumo de diesel para mantener el servicio a todos los clientes del PD415 en el horario pico y en caso de vía libre o averías, es que se propuso la construcción de una subestación equidistante entre las subestaciones de Pinar Oeste 110 kV y Sandino 110 kV.

Se evaluó la factibilidad de la inversión propuesta y se determinaron los costos totales o inversión inicial, los costos de la producción total y las posibles fuentes de financiamiento, así como los estados financieros. Además se determinaron los indicadores de evaluación económico-financiera.

Con los resultados obtenidos, la solicitud de la inversión no fue aprobada. En este análisis solo se tuvieron en cuenta los beneficios de la instalación de la nueva SE, no se valoraron otros beneficios que esta inversión trae consigo.

A partir de aquí, se propuso, ejecutar la elevación del nivel de tensión de los circuitos rurales de los municipios San Juan y San Luis, que en algunos casos tiene como voltaje de alimentación primario hasta 2400 V, el más bajo usado, hasta 19100 V, partiendo de que al tener una SE de 110/34.5 kV, esta estaría en el centro de la carga y me permitiría además la eliminación de las siete SE de 34,5/13,2 kV o 4,16 kV, que actualmente son necesarias para llevar el servicio hasta los clientes.

Ahora, ejecutar esta mejora conlleva a una inversión considerable debido a que hay que cambiar todo el aislamiento de 15 kV a 34.5 kV, hay que cambiar todos los transformadores de 7.6 kV y 2.4 kV a 19.1 kV, por lo que como se planteaba anteriormente es la última de las opciones y es necesario valorar adecuadamente los beneficios que trae consigo.

Por otra parte, los transformadores que se retiran tienen aún un alto valor de uso, y después de ser revisados y darles mantenimiento en el taller que tiene la empresa, para este fin, son incorporados a las líneas, ya sea para sustituir los que se queman como en

nuevos proyectos de electrificación, rehabilitación o mantenimiento de las redes a 13.2 kV, como para su venta a empresas eléctricas de otras provincias como son Villa Clara y Camagüey, que aún tienen gran cantidad de circuitos de distribución primaria a 2.4 kV, o en su defecto a la UNE para que disponga de ellos ya sea en la recuperación tras el paso de un huracán como para la sustitución de los dañados o por mantenimiento preventivo, en los casos de los transformadores a 2.4 kV.

Y como un elemento muy importante a tener en cuenta, aparece que al elevar el nivel de voltaje de alimentación a 19.1 kV, se eliminan siete subestaciones, lo que significa eliminación de pérdidas de cobre y núcleo de los transformadores instalados en dichas SE, así como la recuperación de elementos de SE que pueden ser utilizados en el resto de las SE de la provincia.

Para evaluar la reducción de pérdidas que se obtiene se usó el programa Radial Profesional, versión 6.0, por (Casas, 2000) de la Universidad de Villa Clara.

Para utilizar el programa Radial, lo primero es introducir los datos y el diseño de los circuitos objeto de estudio, lo cual incluye, desde las longitudes, hasta las capacidades de los transformadores de distribución, el calibre de los conductores, los desconectivos de las líneas y su posición, o sea, abiertos o cerrados, en su condición normal de operación.

Ya teniendo estos datos primarios en el programa se introducen mediciones de la carga horaria y haciendo cambios de la configuración de la red, se simula la nueva condición que se estudia y se obtienen los resultados cercanos a lo que realmente ocurre de ejecutar estos cambios en el terreno.

RESULTADO Y DISCUSIÓN

Con el programa Radial Profesional versión 6.0, se calcularon las nuevas pérdidas a obtener si se ejecuta la conversión de voltaje y con ello se eliminan las siete SE, como se plantea en la propuesta. En la *tabla 2* se muestran los resultados obtenidos en el Radial.

Tabla 2. Resultados obtenidos con el uso del Radial Profesional.

Subestación	Círculo	Pérdidas de línea actuales. (kWh)	Pérdidas de línea futuras. (kWh)	Ahorro. (kWh)
Corojo	S 131	83	4	79
	S 135	49	2.3	46.7
Barbacoa	S 225	103	52	51
San Juan	S 232	135	6	129
Boca de Galafre	S 390	22	10	12
Punta de Carta	S 234	156	74	82
Galope	S 368	121	6	115
Obeso	S 553	643	31	612
	S 358	142	7	135
Bailén	G 054	13.8	7.2	6.6
Total		1467.8	199.32	1268.48

Por otra parte, se debe tener en cuenta la eliminación de siete SE, lo cual reduce también las pérdidas por concepto de pérdidas en transformadores, lo cual se muestra en la *tabla 3*.

Tabla 3. Reducción de pérdidas por eliminación de las subestaciones.

Subestación	Capacidad del transformador. MVA.	Pérdidas de cobre. (kWh)	Pérdidas de hierro. (kWh)
Corojo	2.5	23.1	5.1
Barbacoa	2.5	23.1	5.1
Boca de Galafre	1.6	18	3.7
Punta de Carta	1.6	18	3.7
Galope	1.6	18	3.7
Obeso	2.5	23.1	5.1
Bailén	1.6	18	3.7
Total		141.3	30.1

Para obtener el valor total de reducción de las pérdidas, tuvimos en cuenta los cálculos anteriores,

Ahorro de pérdidas por concepto de pérdidas en transformadores = pérdidas de hierro totales + pérdidas de cobre totales.

Ahorro de pérdidas por concepto de pérdidas en transformadores = 30.1 kWh + 141.3 kWh.

Ahorro de pérdidas por concepto de pérdidas en transformadores = 171.4 kWh

Si a este ahorro le sumamos el obtenido con la elevación de voltaje, por concepto de pérdidas en líneas,

Ahorro de pérdidas totales = Ahorro de pérdidas por concepto de pérdidas en transformadores + ahorro concepto de pérdidas en líneas

Ahorro de pérdidas totales = 171.4 kWh + 1268.48 kWh

Ahorro de pérdidas totales = 1439.88 kWh

Este valor al cabo de un año representa 12440.5MWh, lo que llevado a toneladas equivalentes de petróleo y utilizando el valor del barril de petróleo actual de 101.5 pesos, o sea, la tonelada de petróleo a 749 pesos, reporta un ahorro de 3 279 912.90 pesos.

Es evidente que el ahorro que se obtiene es importante, por su valor, además de que al elevar el voltaje de la distribución primaria como se planteaba anteriormente se eleva también la calidad del servicio prestado, la confiabilidad y se reducen los costos de mantenimiento, ya que al elevar el voltaje de distribución primaria a 19.1 kV, se eliminan las líneas a 13.2 y 4.16 kV, por lo tanto, se reducen considerablemente los kilómetros de línea a mantener, a pesar de esto no se puede perder de vista que lleva una inversión inicial considerable, pues se deben comprar 792 transformadores que tiene un valor promedio de 1623.23 pesos cada uno, aunque se recupera una buena parte de este gasto con la venta de los transformadores retirados, a los cuales se les fija el precio según la resolución 446 del 2002 del Ministerio de Finanzas y Precios, sobre la venta de activos fijos tangibles entre empresas, que en su por cuanto quinto expresa: El precio de adquisición de los bienes a que se refieren los apartados anteriores, será el registrado en la contabilidad, el que se determine por acuerdo entre las partes o mediante avalúo realizado por entidad autorizada. En este último caso, cuando no haya acuerdo entre las partes o cuando así se disponga. Además hay que tener en cuenta la reutilización de los elementos de subestaciones y la venta a materias primas del conductor retirado o el uso del que esté en buenas condiciones en las acciones de mantenimiento y rehabilitación de las redes previstas por la empresa.

Impacto ambiental

Es importante, tener en cuenta, el impacto ambiental positivo que genera llevar a cabo este nuevo diseño de las redes, considerando que se libera el terreno ocupado por las siete subestaciones que tienen como promedio un área de 16 m², cada una.

Los transformadores de las subestaciones eléctricas, se montan sobre bases prefabricadas, las partes del terreno que quedan fuera de las bases, se rellenan con gravilla y se fumigan

para evitar la salida de la hierba, además de los posibles, aunque poco frecuentes, derrames de aceite dieléctrico que se usa como sustancia aislante dentro de los transformadores, al retirar todos estos elementos y poder recuperar el terreno para otros usos, como son la construcción de viviendas, la siembra, el pastoreo de animales, es que se considera como un impacto positivo sobre el suelo.

Además, de lo que significa en reducción de emisiones de CO₂, la reducción del consumo de 12.4GWh, valor que asciende a 5349.2 Tn de CO₂, que se dejan de emitir a la atmósfera.

CONCLUSIONES

Se propuso el nuevo diseño de las redes, a partir de la instalación de una nueva subestación a 110-34.5kV en San Juan y Martínez, que produce una reducción de las pérdidas técnicas en un año de 12.4GWh.

Se logró demostrar la factibilidad técnica del nuevo diseño de las redes, como elementos nuevos a tener en cuenta para la presentación de la inversión.

De ejecutarse la inversión propuesta se logra una reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera, a partir de la reducción del consumo de 12.4GWh, de 5349.2Tn de CO₂

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- López, R. (2012). Reunión Nacional de directores, Unión Nacional Eléctrica.
- Jordan, J. J. (1995). Planeación estratégica y Empresa pública: reestructuraciones internacionales, estrategias y políticas nacionales. Ed. Plaza y Valdés. México. (pp. 179).
- Llamo, L. S. (2007). Capítulo I. Diagramas monolineales. En Sistemas eléctricos I. ISPJAE. (pp. 3).
- Llamo, L. S. 2008. Capítulo III. Mejoras aplicables a las redes de distribución urbanas. En Sistemas eléctricos II. ISPJAE. (pp. 79, 124-125).

Aceptado: julio 2013

Aprobado: octubre 2013

DrC. Leonardo Aguiar Trujillo. Profesor titular. Universidad Hermanos Saiz Montes de Oca, Facultad de Ciencias Técnicas, Calle Martí # 270, Pinar del Río, Cuba. Teléfono 755453
Correo electrónico: leonardo@meca.upr.edu.cu