

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS PARA MEJORAR EL SERVICIO ELÉCTRICO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 60KV

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

JOSÉ ENRIQUE VÁSQUEZ MATALLANA

**PROMOCIÓN
2005 – II**

**LIMA – PERÚ
2010**

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE
ALTERNATIVAS PARA MEJORAR EL SERVICIO
ELÉCTRICO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 60KV**

Agradezco a mis padres por todo el apoyo que me brindaron y aún siguen brindando en mi vida, no sería nada sin ustedes

SUMARIO

En el presente informe de suficiencia se evalúa desde dos aspectos, técnica y económicamente un grupo de alternativas para mejorar el servicio eléctrico de una línea de transmisión en 60kV, particularizando el análisis en una línea de transmisión que se encuentra dentro del sistema eléctrico Chincha la cual está dentro del área de Concesión Eléctrica de la empresa de distribución eléctrica Electro Sur Medio S.A.A.

La elección de las alternativas propuestas para el mejoramiento mencionado se basan en simulaciones y análisis de flujos de carga del sistema de transmisión eléctrico de Chincha a lo largo de los años comprendidos entre el 2009 y el 2015, identificando inicialmente la problemática del sistema actual y luego, gracias a la evaluación de diversos escenarios proponer tres alternativas de solución.

Estas tres alternativas fueron evaluadas económicamente; es decir, se analizó los costos asociados a su posible implementación, teniendo en cuenta las actividades y suministros que se detallan en la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión y su Actualización con Costos 2008, publicados por OSINERGMIN y con los cuales se regulan las tarifas en el sector eléctrico para el periodo comprendido entre los años 2009 y 2013 [2].

Es necesario indicar que este informe se realiza únicamente para el sistema de transmisión eléctrico Chincha, con lo cual el estudio se enmarca en el nivel de tensión de 60kV, nivel que corresponde a la tensión de operación de la línea en estudio. Con esta premisa se evita cualquier análisis en un nivel de tensión diferente.

El mejoramiento del servicio eléctrico de una línea de transmisión se concentra en este caso, en mantener los niveles de tensión en valores permitidos según normativa nacional [1]; este aspecto es en esencia, la clave para la conclusión final materia de este informe.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
INTRODUCCION	
1.1 Antecedentes	2
1.2 Objetivo	3
1.3 Alcances	3
CAPITULO II	
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	
2.1 Teoría de Flujo de Carga	6
2.2 Software Utilizado	12
2.3 Procedimiento Empleado	16
2.4 Casos Analizados	17
CAPITULO III	
CALCULOS Y RESULTADOS	
3.1 Análisis de Flujo de Carga de la Red Existente en 60kV	18
3.2 Alternativa N°1; L-603 con cambio de conductor de AAAC 120 mm² a conductor AAAC 240 mm²	20
3.3 Alternativa N°2; Implementación de nueva línea en 60kV con conductor AAAC 120 mm²	21
3.4 Alternativa N°3; Implementación de Banco de Condensadores en 60kV	23
3.5 Análisis de Resultados	24
CAPITULO IV	
PRESUPUESTO ESTIMADO DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS	

4.1	Alternativa N°1; L-603 con cambio de conductor de AAAC 120 mm² a conductor AAAC 240 mm²	25
4.2	Alternativa N°2; Implementación de nueva línea en 60Kv con conductor AAAC 120 mm²	26
4.3	Alternativa N°3; Implementación de Banco de Condensadores en 60kV	27
4.4	Análisis de Resultados	28
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	29
	ANEXOS	31
	BIBLIOGRAFIA	62

PROLOGO

El propósito del presente informe es presentar un conjunto de alternativas que servirán para mejorar las condiciones de servicio eléctrico de una línea de transmisión en 60kV dentro del sistema eléctrico Chincha, la cual presenta deficiencias en niveles de tensión.

De la misma manera, se busca disminuir en lo posible las pérdidas presentadas en el sistema de transmisión de 60kV en Chincha.

La calidad del servicio de electricidad tiene efectos inmediatos sobre el bienestar de los consumidores. Si existe un inadecuado nivel de voltaje o tensión de suministro, los usuarios tienen costos asociados a la potencial imposibilidad de utilizar sus equipos eléctricos, se generan condiciones de operación insuficientes de los equipos eléctricos, reducción de su vida útil e incluso pérdidas de materia prima en sectores industriales como es el caso de la ciudad de Chincha con lo que viene asociado un alto costo por compensación a la empresa distribuidora.

Asimismo, realizando un análisis del sistema de transmisión existente se pueden observar que las pérdidas presentes en el sistema de transmisión tienden a incrementarse ligeramente, produciendo esto un costo asociado para la empresa distribuidora.

Por estos motivos presentados, es que se efectúa la evaluación para el mejoramiento del servicio eléctrico en la línea de transmisión en 60kV, L-603, ya que luego de realizar un análisis de flujo de carga para la configuración del sistema de transmisión actual a lo largo del tiempo (periodo comprendido del año 2009 al año 2015) se ha observado mayores problemas en este sistema, llámese a éstos problemas, inadecuados niveles de tensión.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

A mediados del año 2008, debido a la creciente demanda presentada en la ciudad de Chíncha se pudo apreciar que en su sistema de transmisión existía un déficit en capacidad instalada en las subestaciones de 60kV, así como también bajos niveles de tensión en su red de transmisión.

La empresa de distribución eléctrica Electro Sur Medio S.A.A. que tiene a su cargo la concesión eléctrica de la ciudad de Chíncha; tuvo a bien realizar entre sus actividades una implementación de nuevos transformadores de potencia con el fin de incrementar la capacidad instalada de transformación de las subestaciones de transformación del sistema eléctrico de Chíncha en 60kV, acción que deberá ser complementada con la mejora en las líneas de transmisión en 60kV.

La red de transmisión que alimenta a este sistema eléctrico tiene dos circuitos en 60kV (L-603 y L-604) y cuatro subestaciones de transformación (SET): SET El Carmen, SET Tambo de Mora, SET Pedregal y SET Pueblo Nuevo.

Luego de que Electro Sur Medio S.A.A. realizara la implementación de nuevos transformadores de potencia con el fin de incrementar la capacidad instalada de transformación de las subestaciones en Chíncha, se ha venido registrando un considerable incremento en la demanda, sustentada principalmente por el crecimiento en el sector industrial, por este motivo el sistema de transmisión de la mencionada ciudad ha empezado a tener ciertas deficiencias en la línea de 60kV L-603, llámese a éstas deficiencias mala calidad en los niveles de tensión, además de presentar un ligero incremento en los porcentajes de pérdidas eléctricas.

Por este motivo, y tomando como premisa técnica la subsanación de éstas deficiencias es que se evalúan alternativas para el mejoramiento del servicio eléctrico en esta línea de transmisión que va desde la subestación de transmisión Independencia hasta la subestación de transmisión Pueblo Nuevo.

La evaluación técnica se realiza mediante simulaciones de flujo de carga [3] de las redes en 60kV de la ciudad de Chincha, tomando como base las proyecciones de demandas coincidentes estimadas por el área de Proyectos e Ingeniería de la empresa Electro Sur Medio S.A.A. que van desde el año 2009 hasta el año 2015. Sólo se analizan estos años ya que se tiene previsto que para finales del año 2015 las inversiones de la empresa se enfoquen hacia la implementación de Generación Distribuida, lo cual escapa al alcance de este informe.

Asimismo, las condiciones aceptables para la correcta operación del sistema de transmisión para el periodo de evaluación se basan en las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía descritas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos [1].

La evaluación económica se basa únicamente en la comparación de costos de suministro y montaje electromecánicos entre los casos analizados, los costos han sido tomados de los precios del mercado y basándose en los metrados considerados en la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión y su Actualización con Costos 2008, publicados por OSINERGMIN y con los cuales se regulan las tarifas en el sector eléctrico para el periodo entre los años 2009 y 2013 [2].

Las alternativas analizadas para la mejora del servicio eléctrico de la línea en 60kV, L-603 se presentan a continuación:

- a) Alternativa N°1; Cambiar el conductor existente en la línea L-603, de 120 mm² a 240 mm², solo en el recorrido que va desde la subestación Independencia hasta la subestación Pueblo Nuevo sin considerar la derivación existente.
- b) Alternativa N°2; Implementar una nueva terna como línea en 60kV y calibre de conductor de 120 mm², que sería instalada de forma paralela al recorrido de la línea existente L-603 que va desde la subestación Independencia hasta la subestación Pueblo Nuevo. Esta alternativa no contempla la implementación de nuevas celdas de línea en 60kV tanto en la subestación Independencia como en la subestación Pueblo Nuevo. Esta nueva línea se considera como una terna de refuerzo a la línea L - 603 pero que no es afectada por la derivación a las subestaciones de Pedregal y Tambo de Mora.
- c) Alternativa N°3; Colocación de banco de condensadores en 60kV, ubicándolos en las distintas subestaciones de la zonal Chincha.

Las alternativas presentadas líneas arriba, son plasmadas bajo el escenario de mantener la configuración actual del sistema de transmisión y no realizar una implementación

combinada entre ellas. Opciones como variar la configuración actual o implementar de forma combinada algunas de las alternativas presentadas, deben ser materia de un nuevo análisis.

Es necesario resaltar que todas estas alternativas propuestas fueron analizadas en gabinete, no se consideran problemáticas que puedan presentarse en campo como nuevos esfuerzos en estructuras existentes, dificultades para realizar trabajos en línea energizada, tiempo y cantidad de cortes de servicio, espacio existente dentro de las subestaciones para implementación de equipamiento, ampliación de servidumbres, distancias mínimas de seguridad, entre otros. Por lo tanto, este informe no llega a una decisión concluyente para el destino de la inversión, solo presenta de forma preliminar un análisis que servirá de base para iniciar la siguiente etapa de evaluación y toma definitiva de decisión del proyecto a ejecutar, esto como solución a la problemática presentada en la línea de transmisión en 60kV, L-603 y que es materia del presente informe.

CAPITULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1 Teoría de Flujo de Carga

Los estudios de flujo de carga o potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información principalmente que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea. Sin embargo, se puede obtener una gran cantidad de información adicional que es valiosa, a través de la salida impresa de los programas de computadora que usan las compañías eléctricas de generación. La mayoría de estos aspectos se irán haciendo evidentes en el análisis de los estudios de flujos de carga dentro de este estudio.

Para resolver el problema de flujos de carga o potencia, se pueden usar las admitancias propias y mutuas que componen la matriz de admitancias de barra Y_{barra} o las impedancias de punto de operación y de transferencia que constituyen Z_{barra} . El punto de partida en la obtención de los datos que deben ser introducidos en la computadora es el diagrama unifilar del sistema. Las líneas de transmisión se representan por su equivalente monofásico nominal π , como el mostrado en la figura N°2.1.

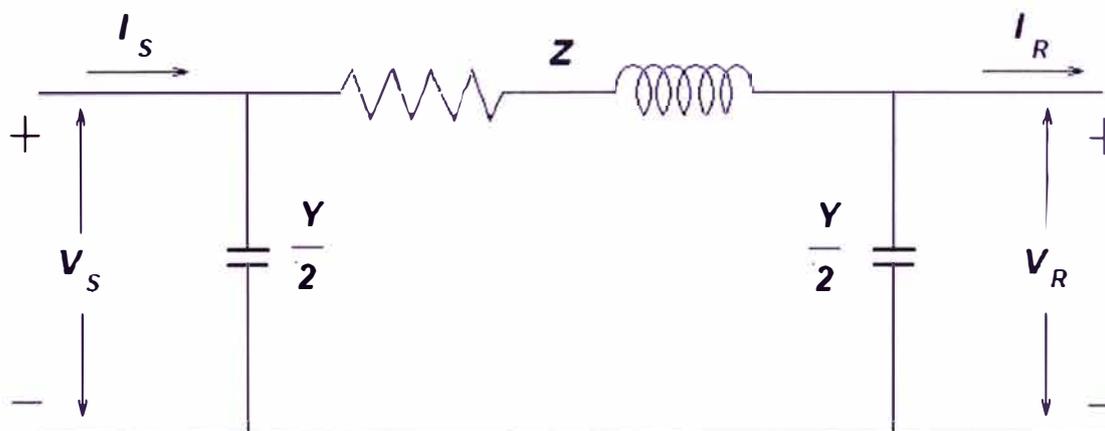


Figura N°2.1 Circuito nominal π de una línea de transmisión de longitud media

Los valores numéricos para la impedancia serie Z y la admitancia total de carga de la línea Y (generalmente en términos de los megavars de carga de la línea a voltaje nominal del sistema) son necesarios para cada línea, de forma que la computadora puede determinar todos los elementos de la matriz de admitancias de barra de $N \times N$ de la que un típico elemento Y_{ij} tiene la forma:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \Theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \Theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sin \Theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (2.1)$$

Otra información esencial incluye los valores nominales de los transformadores y sus impedancias, las capacidades de los capacitores en derivación y las tomas de los transformadores que pueden ser usadas. Para avanzar en el estudio de flujos de potencia a realizar, se deben dar ciertos voltajes de barra y se deben conocer algunos de los valores de inyecciones de potencia.

El voltaje de una barra típica i del sistema está dado en coordenadas polares por

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad (2.2)$$

Y el voltaje de la barra j se escribe de manera similar cambiando el subíndice i por el j . La corriente total que se inyecta en la red a través de la barra i en términos de los elementos Y_{in} de Y_{barra} está dada por la sumatoria

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{iN}V_N = \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (2.3)$$

Sean P_i y Q_i las potencias real y reactiva totales que entran a la red a través de la barra i . Entonces, el complejo conjugado de la potencia que se inyecta a la barra i es

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (2.4)$$

En la que se sustituyen las ecuaciones (2.1) y (2.2) para obtener

$$P_i - jQ_i = \sum_{n=1}^N \frac{|Y_{in}V_iV_n| \angle \Theta_{in} + \delta_n - \delta_i}{\quad} \quad (2.5)$$

Al expandir esta ecuación e igualar las partes real y reactiva, se obtiene

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in}V_iV_n| \cos (\Theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (2.6)$$

$$Q_i = - \sum_{n=1}^N |Y_{in}V_iV_n| \sin (\Theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (2.7)$$

Las ecuaciones (2.6) y (2.7) constituyen la forma polar de las ecuaciones de flujo de potencia; ellas dan valores calculados para la potencia real P_i y la potencia reactiva Q_i totales que entran a la red a través de una barra típica i . Sea P_{gi} la potencia programada que

se está generando en la barra i y P_{di} la potencia programada que demanda la carga en esa barra. Entonces, la expresión $P_{i,prog} = P_{gi} - P_{di}$ da la potencia programada total que está siendo inyectada dentro de la red de la barra i , como se ilustra en la figura N°2.2 a). Se nombra al valor calculado de P_i como $P_{i,calc}$ y se llega a la definición del error ΔP_i como el valor programado $P_{i,prog}$ menos el valor calculado $P_{i,calc}$.

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,calc} = (P_{gi} - P_{di}) - P_{i,calc} \quad (2.8)$$

De la misma manera, como se muestra en la figura N°2.2 b), para la potencia reactiva en la barra i se tiene

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,calc} = (Q_{gi} - Q_{di}) - Q_{i,calc} \quad (2.9)$$

Los errores ocurren durante el desarrollo de la solución de un problema de flujos de potencia, cuando los valores calculados de P_i y Q_i no coinciden con los valores programados. Si los valores calculados $P_{i,calc}$ y $Q_{i,calc}$ igualan perfectamente a los valores programados $P_{i,prog}$ y $Q_{i,prog}$, se dice que los errores ΔP_i y ΔQ_i son cero en la barra i y se tienen las siguientes ecuaciones de balance de potencia

$$g_i = P_i - P_{i,prog} = P_i - (P_{gi} - P_{di}) = 0 \quad (2.10)$$

$$g_i = Q_i - Q_{i,prog} = Q_i - (Q_{gi} - Q_{di}) = 0 \quad (2.11)$$

Las funciones g_i y g_i son convenientes, para escribir ciertas ecuaciones que incluyen los errores ΔP_i y ΔQ_i . Si la barra i no tiene generación o carga, los términos correspondientes son iguales a cero en las ecuaciones (2.10) y (2.11). Cada barra de la red tiene dos de esas ecuaciones y el problema de flujos de potencia consiste en resolver las ecuaciones (2.6) y (2.7) para valores de los voltajes de barra desconocidos que originen que las ecuaciones (2.10) y (2.11) se satisfagan numéricamente en cada barra. Si no hay un valor programado $P_{i,prog}$ para la barra i , no se puede definir el error $\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,calc}$ y no hay requisito que deba satisfacer la ecuación (2.10) correspondiente en el desarrollo del proceso de solución del problema de flujos de potencia. De manera similar, si no se especifica $Q_{i,prog}$ en la barra i , entonces no se tiene que satisfacer la ecuación (2.11).

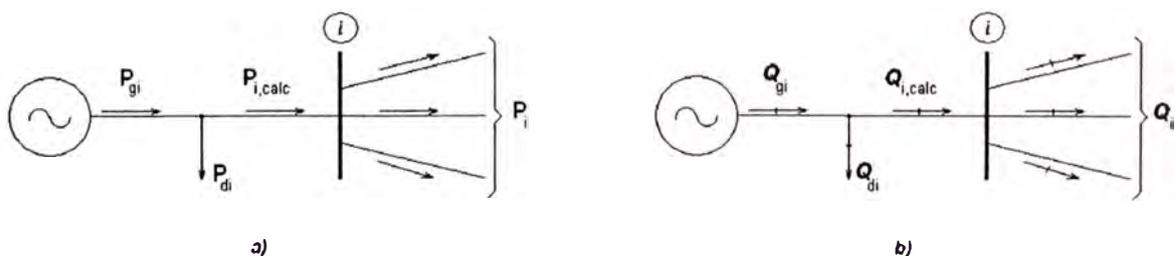


Figura N°2.2 Notación para las potencias a) activa y b) reactiva en una típica barra i para los estudios de flujo de potencia

Cuatro cantidades potencialmente desconocidas que se asocian con cada barra i son P_i , Q_i , el ángulo de voltaje δ_i y la magnitud de voltaje $|V_i|$. A lo más hay dos ecuaciones como las ecuaciones (2.10) y (2.11) disponibles para cada nodo y así, se debe considerar cómo se pueden reducir el número de cantidades desconocidas para que se tenga el mismo número de ecuaciones disponibles antes de empezar a resolver el problema de flujos de potencia. La práctica general en los estudios de flujos de potencia es la de identificar tres tipos de barras en la red. En cada barra i se especifican dos de las cuatro cantidades siguientes: δ_i , $|V_i|$, P_i y Q_i , y se calculan las dos restantes. Las cantidades específicas se seleccionan de acuerdo con el siguiente análisis:

a) Barras de Carga

En cada barra que no tiene generación, llamada barra de carga, P_{gi} y Q_{gi} son cero y la potencia real P_{di} y la reactiva Q_{di} que son tomadas del sistema por la carga (entradas negativas al sistema) se conocen de los registros históricos, de la planeación de cargas o de mediciones. Con frecuencia, en la práctica solo se conoce la potencia real y la potencia reactiva se basa en un factor de potencia supuesto tal como 0.85 o mayor. Es frecuente que, a una barra de carga i se le llame P-Q por que los valores programados $P_{i,prog} = -P_{di}$ y $Q_{i,prog} = -Q_{di}$ son conocidos y los errores ΔP_i y ΔQ_i pueden definirse. Entonces, las ecuaciones (2.10) y (2.11) que les corresponden, se incluyen explícitamente en la información del problema de flujos de potencia y las dos cantidades desconocidas que van a ser determinadas para la barra son δ_i y $|V_i|$.

b) Barras de Voltaje Controlado

Cualquier barra del sistema en la que se mantiene constante la magnitud del voltaje se llama de voltaje controlado. En las barras en las que hay un generador conectado se puede controlar la generación de megawatts por medio del ajuste de la fuente de energía mecánica y la magnitud del voltaje puede ser controlada al ajustar la excitación del generador. Por lo tanto, en cada barra con generador, i , se pueden especificar apropiadamente P_{gi} y $|V_i|$. Se puede definir el error ΔP_i , con la P_{di} también conocida, por medio de la ecuación (2.8). La potencia reactiva del generador Q_{gi} que se requiere para mantener el voltaje programado $|V_i|$ no se puede conocer por anticipado y por tanto, ΔQ_i no puede ser definida. Por lo tanto, en una barra con generador i , el ángulo del voltaje δ_i es la cantidad desconocida por ser determinada y la ecuación (2.10) para P_i es la ecuación disponible. Después que se ha resuelto el problema de flujos de potencia, se puede calcular la Q_i por medio de la ecuación (2.7).

Por razones obvias, a una barra de generación generalmente se le llama de voltaje controlado o barra PV. Ciertas barras sin generadores pueden tener la capacidad de controlar el voltaje; a tales barras también se les llama barra de voltaje controlado y la potencia real que generan es simplemente cero.

c) Barra de Compensación

Por conveniencia, la barra 1 será denominada barra de compensación. El ángulo del voltaje en la barra de compensación sirve como referencia para los ángulos de todos los demás voltajes de barra. El ángulo particular que se asigne al voltaje de la barra de compensación no es de importancia porque las diferencias voltaje-ángulo determinan los valores calculados de P_i y Q_i en las ecuaciones (2.6) y (2.7). La práctica común es seleccionar a $\delta_1 = 0^\circ$. No se definen errores para la barra de compensación y así la magnitud del voltaje $|V_1|$ se especifica como la otra cantidad conocida junto con $\delta_1 = 0^\circ$. Entonces no hay necesidad de incluir la ecuación (2.10) o (2.11) para la barra de compensación en el problema de flujos de potencia.

Para entender la razón por la cual no se programan P_1 y Q_1 en la barra de compensación considere que, en cada una de las N barras del sistema, se puede escribir una ecuación con la (2.10), al hacer que i varíe de 1 a N . Cuando se juntan las resultantes N ecuaciones se obtiene

$$\underbrace{P_L}_{\text{Pérdida de potencia real}} = \sum_{i=1}^N P_i = \underbrace{\sum_{i=1}^N P_{gi}}_{\text{Generación total}} - \underbrace{\sum_{i=1}^N P_{di}}_{\text{Carga total}} \quad (2.12)$$

Evidentemente, el término P_L en la ecuación anterior representa las pérdidas totales I^2R en las líneas de transmisión y transformadores de la red. Las corrientes individuales en las diferentes líneas de transmisión de la red no se pueden calcular hasta después de que se conocen la magnitud y el ángulo del voltaje en cada barra del sistema. Por lo tanto, P_L es inicialmente desconocida y no es posible especificar previamente todas las cantidades en las sumatorias de la ecuación (2.12). Al formular el problema de flujos de potencia, se selecciona una barra, la barra de compensación, en la que P_g no está programada o especificada previamente. La diferencia (compensación) entre la P total especificada que va hacia el interior del sistema por todas las otras barras y la salida total de P , más las pérdidas I^2R , se asignan a la barra de compensación después de que se ha resuelto el problema de flujos de potencia. Por esta razón, se debe seleccionar una barra con generador como la de compensación. La diferencia entre los megavars totales

suministrados por los generadores en las barras y los megavars recibidos por las cargas está dada por

$$\sum_{i=1}^N Q_i = \sum_{i=1}^N Q_{gi} - \sum_{i=1}^N Q_{di} \quad (2.13)$$

Esta ecuación se satisface sobre la base de una barra individual al cumplirse la ecuación (2.11) en cada barra i durante el desarrollo de la solución del problema de flujos de potencia. La Q_i individual se puede evaluar mediante la ecuación (2.7) después de que se tenga disponible la solución de los flujos de potencia. Así, en la cantidad que se encuentra en el lado izquierdo de la ecuación (2.13) se tiene en cuenta la combinación de megavars asociados con la carga de la línea, los capacitores en paralelo y las reactancias instaladas en las barras, así como también, las así llamadas pérdidas I^2X en las reactancias serie de las líneas de transmisión.

Las magnitudes y ángulos de los voltajes de barra que no se programaron en los voltajes de entrada del estudio de flujos de potencia se llaman variables de estado o variables dependientes, porque sus valores (que describen es estado del sistema) dependen de las cantidades específicas en todas las barras. Por tanto el problema de flujos de potencia consiste en determinar los valores para todas las variables de estado, resolviendo un número igual de ecuaciones de flujos de potencia que se basan en las especificaciones de los datos de entrada. Si hay N_g barras de voltaje controlado (sin contar la barra de compensación) en el sistema de N barras, habrá $(2N - N_g - 2)$ ecuaciones por resolver para las $(2N - N_g - 2)$ variables de estado, de la manera que se muestra en la tabla N°2.1.

Tabla N° 2.1 Resumen del problema de flujos de potencia

Tipo de barra	No. de barras	Cantidades especificadas	No. de ecuaciones disponible	No. de variables de estado $\delta, V $
Compensación: $i = 1$	1	$\delta_1, V_1 $	0	0
Voltaje controlado ($i = 2, \dots, N_g + 1$)	N_g	$P_n, V_n $	N_g	N_g
Carga ($i = N_g + 2, \dots, N$)	$N - N_g - 1$	P_n, Q_i	$2(N - N_g - 1)$	$2(N - N_g - 1)$
Totales	N	$2N$	$2N - N_g - 2$	$2N - N_g - 2$

Una vez que se han calculado las variables de estado, se conoce el estado completo del sistema, y todas las demás cantidades que dependen de las variables de estado se pueden determinar. Cantidades como P_1 y Q_1 en la barra de compensación, Q_i en cada barra de

voltaje controlado y las pérdidas de potencia P_L del sistema, son ejemplos de funciones dependientes.

Las funciones P_i y Q_i de las ecuaciones (2.6) y (2.7) son funciones no lineales de las variables de estado δ_i y $|V_i|$. Por lo tanto, en general, los cálculos de flujos de potencia se emplean técnicas iterativas (como procedimientos de Gauss-Seidel y de Newton-Raphson). El método de Newton-Raphson resuelve la forma polar de las ecuaciones de flujo de potencia hasta que los errores ΔP y ΔQ en todas las barras caen dentro de los límites especificados. El método de Gauss-Seidel resuelve las ecuaciones de flujo de potencia en coordenadas rectangulares (variable compleja) hasta que las diferencias en los voltajes de barras de una iteración a otra son lo suficientemente pequeñas. Ambos métodos se basan en las ecuaciones de admitancias de barras.

2.2 Software Utilizado

El software que se ha utilizado para realizar las simulaciones de flujo de carga en el presente estudio es Network Analysis & Planning (NAP) el cual pasamos a describir a continuación:

NAP es un software que se utiliza para la planificación y el análisis de redes de energía. Una interfaz gráfica permite tener acceso a varios modelos de cálculo como son:

- Flujo de Carga Inicial (ILF)
- Flujo de Potencia Controlado (CPF)
- Flujo de Potencia Óptimo (OPF)
- Corto Circuito (SCC)
- Análisis de Contingencia (OUTSIM)
- Estabilidad (STABIL.)

NAP es el resultado de más de 30 años de experiencia en modelos de flujo de carga en Sistemas Eléctricos de Europa, la investigación sobre sistemas matemáticos y físicos y modernas técnicas de Programación Orientada a Objetos. El objetivo primario es siempre desarrollar un software que sea:

- Simple de usar: no requiere de ninguna habilidad específica sobre el manejo de la interfaz de NAP porque está basado en los estándares de Windows.
- De planificación orientada, por ejemplo varios escenarios pueden ser definidos, el ingreso y salida a través de los años se tienen en cuenta, así como el crecimiento de la demanda.
- Basado en algoritmos confiables, flexibles y poderosos.

Simplemente pulsando sobre cualquier elemento de red, el usuario puede corregir cualquiera de sus datos y visualizar sus resultados. Todos los datos están en unidades físicas (MW, kilómetro, W, etc.).

Escenario Principal

Los escenarios son organizados en una estructura jerárquica basada en la herencia. Esto quiere decir que, si los datos particulares no son definidos en un escenario, su valor iguala el valor definido en su escenario paternal o principal. Este valor paternal puede heredar de su propio padre, etc. Este método es el más conveniente para definir variantes y evitar la redundancia de datos. Para la planificación, los escenarios pueden diferenciarse por datos técnicos o estrategias de inversión.

Flujo de Carga

El flujo de carga óptimo tiene que solucionar un problema en la minimización del costo en el cual las variables son restringidas por:

- Condiciones de igualdad: las ecuaciones de flujo de potencia.
- Condiciones de Desigualdad: el funcionamiento limite sobre variables controlables.

El cálculo es dividido en 3 pasos: ILF, CPF y OPF.

ILF – Flujo de Carga Inicial

Este consiste en solucionar un problema de flujo de carga estándar que no hace caso de las condiciones de desigualdad, usando la técnica matemática de Newton–Raphson.

CPF – Flujo de Potencia Controlado

Como la solución ILF puede ser irrealizable, esta segunda etapa consiste en mover la solución ILF en el subespacio factible, satisfaciendo todo el voltaje, la generación, el tránsito y condiciones de las posiciones del tap del transformador. Si ninguna solución factible es encontrada, las condiciones insatisfechas son destacadas.

OPF – Flujo de Potencia Óptimo

Este tercer paso consiste en encontrar la solución de flujo de potencia, que reduce al mínimo los gastos de explotación de generadores violando las condiciones de desigualdad.

Debido a este acercamiento poderoso, los OPF también calculan los gastos marginales de demanda real y reactiva en cada nodo. Esta información es una ayuda poderosa diseñando nuevos sistemas o mejorando existentes.

SCC – Corto Circuito

El objetivo de la simulación de Cortocircuito es estimar el estado de la generación y el sistema de transmisión unos ciclos de voltaje después del acontecimiento de una falla.

Respuestas transitorias o sub transitorias pueden ser analizadas. El programa simula fallas simétricos (3 fases a tierra) y fallas asimétricos (1 fase a tierra, 2 fases a tierra, o fase a fase). La solución de OPF es usada como el estado de pre falla del sistema.

OUTSIM – Análisis de Contingencia

OUTSIM es un simulador del incidente n-1, por ejemplo, esto simula líneas, transformadores e interrupciones de generadores uno por uno. Comenzando de la solución de OPF, una simulación de flujo de corriente alterna es realizada para predecir el impacto de interrupciones de carga en un ramal, límites de voltajes y capacidad de generación.

STABIL – Estabilidad Transitoria

STABIL simula el comportamiento dinámico de un sistema de energía durante los primeros segundos después de una perturbación principal de un sistema (p.ej. un cortocircuito, la pérdida de un generador o una apertura de una rama principal). El resultado principal es un juego de curvas que describen la evolución de los ángulos del rotor de generador durante el período de simulación (curvas de oscilación de generador).

Fenómenos adicionales también pueden ser estudiados como la acción de reguladores de velocidad y de voltaje como se muestra en la figura N°2.5.

Análisis de Sensibilidad

Este modelo analiza la evolución de cualquier resultado como una función de cualquier dato que varía entre límites definidos por el usuario.

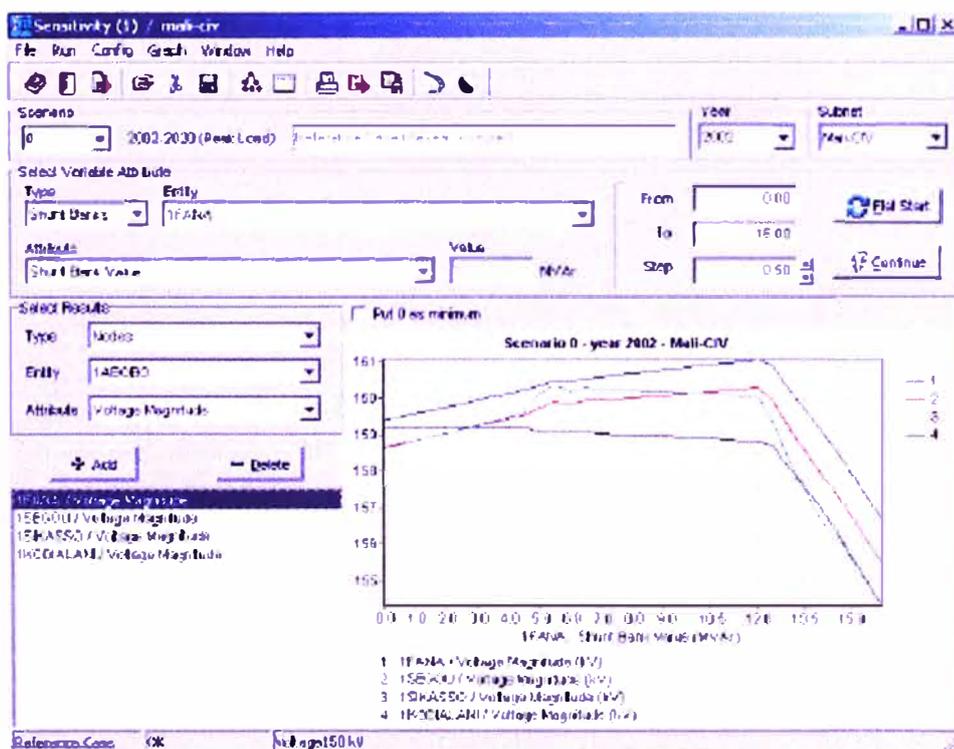


Figura N°2.5 Ejemplo de gráficos de resultados

Otras Funciones

- Generador de informes: cree sus propios reportes gracias a filtros, selección e orden de tareas.
- Importación: XML, IEEE, PSS/E, archivos de ASCII y portapapeles.
- Guardar Configuraciones: demostraciones, informes, selecciones, etc.
- Informes de exportación, la exportación de la red en estudio en otro software como Microsoft Word o Excel.
- Múltiple selección de elementos de red.

2.3 Procedimiento Empleado

Para poder obtener los datos del sistema de transmisión en 60kV de Chincha, se tuvo el apoyo y colaboración del Área de Proyectos e Ingeniería de la empresa de distribución eléctrica Electro Sur Medio S.A.A., quienes remitieron los datos necesarios de transformadores de potencia y líneas de transmisión en actual operación, así como los datos de carga de cada una de las subestaciones y la proyección de la demanda coincidente para la ciudad de Chincha comprendida entre los años 2009 y 2015.

El procedimiento empleado ha tenido las siguientes etapas:

- a. Obtención de datos y/o parámetros eléctricos (resistencia eléctrica, reactancia, demandas máximas, potencia instalada en las subestaciones, etc.) del sistema actual en 60kV de la zonal Chincha.
- b. Dado que, en la línea de transmisión en 60kV L-603, Subestación Independencia – Subestación Pueblo Nuevo existente en la actualidad el conductor es de 120 mm², por ello, para las simulaciones de comportamiento eléctrico fue necesario asumir como una alternativa de mejora el posible reemplazo del conductor, de 120 mm² a 240 mm².
- c. Se ha utilizado el software NAP (Network Analysis and Planning) en flujos de carga.
- d. Se han realizado los cálculos tomando en cuenta que la variación de tensión no debe sobrepasar el 5% de su valor nominal, esto bajo restricción de normativa nacional [1].
- e. El cálculo y análisis de flujo de carga se realizó año a año considerando el incremento de la demanda en el sistema eléctrico, datos facilitados por Electro Sur Medio S.A.A.; tomando como base el sistema eléctrico actual para luego efectuar el mismo análisis con cada una de las alternativas propuestas.
- f. No se consideran modificaciones en el sistema de distribución ni en el sistema de transmisión existente. Asimismo, no existen modificaciones a las derivaciones en “T” de la red de transmisión.

- g. No se considera realizar refuerzos adicionales a la capacidad de transmisión del sistema eléctrico de la ciudad de Chincha.

2.4 Casos Analizados

Las alternativas analizadas para el sistema eléctrico en estudio tomando los datos actuales en las líneas y las potencias de las subestaciones de transmisión luego del incremento de potencia instalada, fueron los siguientes:

- a. Estado actual del sistema de transmisión en 60kV de la zonal Chincha, subestación Independencia – subestación Pueblo Nuevo.
- b. Cambio de conductor en la línea de transmisión en 60kV L-603, de subestación Independencia – subestación Pueblo Nuevo, de 120 mm² a 240 mm².
- c. Implementación de nueva terna de línea en 60kV de subestación Independencia – subestación Pueblo Nuevo, con conductor de 120 mm².
- d. Sin cambio de conductor en la línea de transmisión en 60kV de subestación Independencia – subestación Pueblo Nuevo, con compensación reactiva en 60kV.

Es necesario mencionar que para el cambio de conductor en la línea existente sólo se evalúa la factibilidad eléctrica mediante análisis de flujos de carga, no se toma en cuenta los nuevos esfuerzos que este cambio produce en las estructuras existentes ni el nivel de deterioro de los postes, ya que esto acarrea una inspección en campo que no es materia de este informe.

Asimismo, para la implementación de la nueva línea de transmisión en 60kV de subestación Independencia – subestación Pueblo Nuevo, no se consideran posibles problemas para la instalación de las nuevas estructuras, trámites para servidumbres relacionadas a la nueva línea que puedan ocurrir en la instalación.

De la misma forma, para la alternativa de la implementación de compensación reactiva no se consideran espacios disponibles o dificultades en su instalación dentro de las subestaciones.

CAPITULO III

CALCULOS Y RESULTADOS

En el presente capítulo se presentan los resultados obtenidos de los análisis de flujo de carga para cada una de las alternativas propuestas para el mejoramiento del servicio eléctrico de la línea de transmisión en 60kV L-603, esta línea va desde la subestación Independencia hasta la subestación Pueblo Nuevo en la ciudad de Chincha.

El análisis de las alternativas se realiza a partir de la evaluación del sistema de transmisión en Chincha para el año 2009, donde se pueden apreciar las posibles deficiencias a presentarse en un futuro cercano en la red de 60kV. Luego, tomando la proyección de la demanda coincidente estimada por el área de Proyectos e Ingeniería de la empresa de distribución eléctrica Electro Sur Medio S.A.A. para los años comprendidos del 2010 al 2015, se realizan análisis de flujos de carga año a año, con lo cual se aprecian las deficiencias que se presentarían en la red de transmisión.

El año de inicio del análisis se considera 2010 debido a que la implementación de cualquiera de las alternativas no podría llevarse a cabo hasta realizar una ingeniería de detalle que sirva de base para su ejecución y esto conlleve a la aprobación del presupuesto de inversión.

Se entiende que los análisis de flujos de carga no se pueden realizar con las máximas demandas registradas o proyectadas para cada SET, debido a que estas no se presentan simultáneamente, por ello se han realizado los flujos de carga tomando las proyecciones de demandas coincidentes para cada una de las subestaciones de transformación en los años materia del estudio.

Todos los flujos de carga son presentados en los anexos mediante gráficas donde se pueden observar los niveles de tensión en barras, las longitudes de líneas y también la carga que presentan en el instante simulado.

3.1 Análisis de Flujo de Carga de la Red Existente en 60kV

Se realizan simulaciones de flujo de carga para la red existente del sistema de transmisión en 60kV de la ciudad de Chincha para identificar los problemas en niveles de

tensión como consecuencia del crecimiento de la demanda, conforme a la proyección de la demanda coincidente estimada.

La configuración del sistema de transmisión no ha sido alterada y permanece fija para todos los años analizados.

Estas simulaciones incluyen los siguientes casos para las proyecciones de máxima demanda coincidente:

- Año 2009, máxima demanda coincidente.
- Año 2010, máxima demanda coincidente.
- Año 2011, máxima demanda coincidente.
- Año 2012, máxima demanda coincidente.
- Año 2013, máxima demanda coincidente.
- Año 2014, máxima demanda coincidente.
- Año 2015, máxima demanda coincidente.

A continuación se presentan los resultados de los flujos de carga en el sistema de transmisión en Chincha:

Tabla N° 3.1 Tensiones en Barra de 60kV

Año	Independencia (kV)	El Carmen (kV)	Pedregal (kV)	Pueblo Nuevo (kV)	Tambo de Mora (kV)
2009	63,00	59,44	57,27	57,84	57,19
2010	63,00	59,31	57,06	57,65	56,98
2011	63,00	59,17	56,84	57,45	56,76
2012	63,00	59,03	56,62	57,25	56,53
2013	63,00	58,88	56,38	57,03	56,29
2014	63,00	58,73	56,13	56,81	56,03
2015	63,00	58,57	55,87	56,58	55,77

Tabla N° 3.2 Flujo de Carga - Pérdidas

Año	L-603		L-604		Total de Pérdida de Potencia Activa L-603 + L-604 (MW)
	Pérdida de Potencia Activa (MW)	Pérdida de Potencia Activa (%)	Pérdida de Potencia Activa (MW)	Pérdida de Potencia Activa (%)	
2009	1,15	6,03	0,86	6,11	2,01
2010	1,23	6,24	0,92	6,33	2,15
2011	1,31	6,47	0,99	6,56	2,30
2012	1,41	6,71	1,06	6,81	2,46
2013	1,51	6,96	1,13	7,06	2,64
2014	1,62	7,22	1,21	7,33	2,83
2015	1,73	7,49	1,30	7,61	3,03

Tabla N° 3.3 Flujo de Carga – Cargas en las líneas

Año	L-603		L-604	
	Magnitud de Corriente (A)	Carga (%)	Magnitud de Corriente (A)	Carga (%)
2009	196,47	57,79	161,40	47,47
2010	203,24	59,78	166,94	49,10
2011	210,28	61,85	172,70	50,79
2012	217,60	64,00	178,69	52,56
2013	225,23	66,24	184,92	54,39
2014	233,17	68,58	191,41	56,30
2015	241,45	71,02	198,17	58,28

3.2 Alternativa N°1; L-603 con cambio de conductor de AAAC 120mm² a AAAC 240 mm²

En esta alternativa se considera el cambio de conductor existente en la línea de transmisión en 60kV L-603, que actualmente es del tipo AAAC 120 mm², por un conductor del tipo AAAC 240 mm².

Actualmente la línea de transmisión L-603 opera de forma normal, no teniéndose reportes de averías o problemas en los estados de conservación de los postes, soportes y particularmente de las ménsulas existentes, tampoco de problemas con el conductor de AAAC 120 mm², lo cual nos hace suponer que es posible un cambio en el calibre del conductor existente, el que a su vez incrementaría la capacidad de transmisión de la línea y reduciría la caída de tensión, por lo que esto se plantea como posible solución.

Para el análisis se estima que la puesta en servicio de este proyecto se ejecutaría el año 2010 y que la configuración del sistema permanece fija para todos los años analizados.

Las simulaciones incluyen los siguientes casos para las proyecciones de máxima demanda coincidente:

- Año 2010, máxima demanda coincidente.
- Año 2011, máxima demanda coincidente.
- Año 2012, máxima demanda coincidente.
- Año 2013, máxima demanda coincidente.
- Año 2014, máxima demanda coincidente.
- Año 2015, máxima demanda coincidente.

A continuación se presentan los resultados de los flujos de carga en el sistema de transmisión en 60kV de la zonal Chíncha:

Tabla N° 3.4 Tensiones en Barra de 60kV

Año	Independencia (kV)	El Carmen (kV)	Pedregal (kV)	Pueblo Nuevo (kV)	Tambo de Mora (kV)
2010	63,00	59,77	58,13	58,51	58,04
2011	63,00	59,65	57,95	58,34	57,86
2012	63,00	59,53	57,76	58,17	57,67
2013	63,00	59,40	57,57	57,99	57,47
2014	63,00	59,26	57,36	57,80	57,27
2015	63,00	59,12	57,15	57,61	57,05

Tabla N° 3.5 Flujo de Carga – Pérdidas

Año	L-603		L-604		Total de Pérdida de Potencia Activa L-603 + L-604 (MW)
	Pérdida de Potencia Activa (MW)	Pérdida de Potencia Activa (%)	Pérdida de Potencia Activa (MW)	Pérdida de Potencia Activa (%)	
2010	0,69	3,79	0,80	5,62	1,49
2011	0,74	3,93	0,85	5,82	1,60
2012	0,79	4,08	0,91	6,03	1,71
2013	0,85	4,23	0,98	6,24	1,82
2014	0,91	4,39	1,05	6,47	1,95
2015	0,97	4,55	1,12	6,71	2,09

Tabla N° 3.6 Flujo de Carga – Cargas en las líneas

Año	L-603		L-604	
	Magnitud de Corriente (A)	Carga (%)	Magnitud de Corriente (A)	Carga (%)
2010	209,59	38,46	156,26	45,96
2011	216,71	39,76	161,55	47,51
2012	224,10	41,12	167,04	49,13
2013	231,78	42,53	172,75	50,81
2014	239,77	44,00	178,69	52,56
2015	248,08	45,52	184,86	54,37

3.3 Alternativa N°2; Implementación de nueva línea con conductor AAAC 120 mm²

En esta alternativa se considera implementar un nuevo circuito en 60kV de simple terna con conductor AAAC 120 mm². Con este nuevo circuito se tendrá un total de tres (03) circuitos en 60kV con conductor de 120 mm². Todos estos circuitos van desde la subestación Independencia hacia la subestación Pueblo Nuevo. Esta línea comprende una longitud de 43,15 km, la misma que la línea L-603.

En este análisis sólo se toma en cuenta el efecto eléctrico que produce la implementación de esta nueva línea en todo el sistema de transmisión en Chincha.

Las simulaciones incluyen los siguientes casos para las proyecciones:

- Año 2010, máxima demanda coincidente.
- Año 2011, máxima demanda coincidente.
- Año 2012, máxima demanda coincidente.
- Año 2013, máxima demanda coincidente.
- Año 2014, máxima demanda coincidente.
- Año 2015, máxima demanda coincidente.

A continuación se presentan los resultados de los flujos de carga en el sistema:

Tabla N° 3.7 Tensiones en Barra de 60kV

Año	Independencia (kV)	El Carmen (kV)	Pedregal (kV)	Pueblo Nuevo (kV)	Tambo de Mora (kV)
2010	63,00	60,37	58,44	59,57	58,36
2011	63,00	60,27	58,28	59,45	58,19
2012	63,00	60,18	58,11	59,32	58,02
2013	63,00	60,08	57,94	59,19	57,85
2014	63,00	59,97	57,76	59,05	57,66
2015	63,00	59,86	57,57	58,91	57,47

Tabla N° 3.8 Flujo de Carga – Pérdidas

Año	L-603		L-604		LINEA NUEVA		Total de Pérdida de Potencia Activa (MW)
	Pérdida de Potencia Activa (MW)	Pérdida de Potencia Activa (%)	Pérdida de Potencia Activa (MW)	Pérdida de Potencia Activa (%)	Pérdida de Potencia Activa (MW)	Pérdida de Potencia Activa (%)	
2010	0,69	4,93	0,40	4,03	0,37	3,99	1,47
2011	0,74	5,11	0,43	4,17	0,40	4,13	1,57
2012	0,79	5,29	0,46	4,32	0,43	4,27	1,67
2013	0,85	5,48	0,49	4,48	0,46	4,42	1,79
2014	0,90	5,67	0,52	4,64	0,49	4,58	1,91
2015	0,97	5,88	0,56	4,80	0,52	4,74	2,04

Tabla N° 3.9 Flujo de Carga – Cargas en las líneas

Año	L-603		L-604		LINEA NUEVA	
	Magnitud de Corriente (A)	Carga (%)	Magnitud de Corriente (A)	Carga (%)	Magnitud de Corriente (A)	Carga (%)
2010	151,10	44,44	115,77	34,05	92,19	27,12
2011	156,16	45,93	119,64	35,19	95,29	28,03
2012	161,42	47,48	123,65	36,37	98,49	28,97
2013	166,88	49,08	127,82	37,59	101,82	29,95
2014	172,55	50,75	132,13	38,86	105,27	30,96
2015	178,43	52,48	136,61	40,18	108,86	32,02

3.4 Alternativa N°3; Implementación de Banco de Condensadores en 60kV

En esta alternativa se considera que el sistema eléctrico en Chincha mantiene su configuración actual con dos circuitos en 60kV (L-603 y L-604) con conductor AAAC 120 mm² y que las derivaciones en “T” (hacia las subestaciones El Carmen, Pedregal y Tambo de Mora) no son modificadas.

Se considera como refuerzo de transmisión instalar banco de condensadores en 60kV en las subestaciones de transformación. Esta instalación se realizará por etapas y considerando que se trata de banco de condensadores fijos.

Los años en los que se implementan los bancos de condensadores son, para la primera etapa: el año 2010 con una capacidad de 3MVAR, instalándolo en la barra de 60kV de la SET Tambo de Mora; luego la segunda etapa, la cual se realizaría en el 2013, efectuando una instalación similar a la de la SET Tambo de Mora; es decir, colocando un banco de condensadores de la misma capacidad (3MVAR) en la barra de 60kV de la SET Pedregal.

La implementación de los bancos se realizó teniendo en cuenta la repercusión que estos logran en los niveles de tensión en todo el sistema de transmisión en Chincha.

Las simulaciones incluyen los siguientes casos para las proyecciones de máxima demanda coincidente:

- Año 2010, máxima demanda coincidente.
- Año 2011, máxima demanda coincidente.
- Año 2012, máxima demanda coincidente.
- Año 2013, máxima demanda coincidente.
- Año 2014, máxima demanda coincidente.
- Año 2015, máxima demanda coincidente.

A continuación se presentan los resultados de los flujos de carga en el sistema de transmisión en 60kV de la zonal Chincha:

Tabla N° 3.10 Tensiones en Barra de 60kV

Año	Independencia (kV)	El Carmen (kV)	Pedregal (kV)	Pueblo Nuevo (kV)	Tambo de Mora (kV)
2010	63,00	59,51	57,67	58,03	57,64
2011	63,00	59,37	57,45	57,83	57,42
2012	63,00	59,23	57,22	57,63	57,19
2013	63,00	59,29	57,60	57,80	57,56
2014	63,00	59,14	57,36	57,57	57,31
2015	63,00	58,98	57,10	57,34	57,05

Tabla N° 3.11 Flujo de Carga – Pérdidas

Año	L-603		L-604		Total de Pérdida de Potencia Activa (MW)
	Pérdida de Potencia Activa (MW)	Pérdida de Potencia Activa (%)	Pérdida de Potencia Activa (MW)	Pérdida de Potencia Activa (%)	
2010	1,14	5,99	0,87	6,00	2,01
2011	1,23	6,21	0,93	6,23	2,16
2012	1,31	6,44	1,00	6,47	2,31
2013	1,33	6,63	1,02	6,43	2,35
2014	1,43	6,87	1,10	6,68	2,53
2015	1,54	7,11	1,18	6,95	2,71

Tabla N° 3.12 Flujo de Carga – Cargas en las líneas

Año	L-603		L-604	
	Magnitud de Corriente (A)	Carga (%)	Magnitud de Corriente (A)	Carga (%)
2010	195,98	57,64	162,60	47,82
2011	202,90	59,68	168,30	49,50
2012	210,11	61,80	174,23	51,24
2013	211,41	62,18	176,29	51,85
2014	219,04	64,42	182,62	53,71
2015	227,01	66,77	189,21	55,65

3.5 Análisis de Resultados

Del análisis en el sistema de transmisión actual y su incremento de la demanda a través del tiempo, se puede observar que existen serias deficiencias en los niveles de tensión en 60kV de las subestaciones, para lo cual se plantearon tres posibles soluciones.

Estas soluciones se presentan tomando en cuenta evaluaciones previas realizando flujo de carga, en las que se tienen como premisas los límites permitidos por la Norma de Calidad de los Servicios Eléctricos [1]. En todas las alternativas propuestas se evita que la variación del nivel de tensión sobrepase el 5% del valor nominal. Asimismo, se observa de los cuadros presentados, la disminución en los niveles de pérdidas y mejor distribución de la carga en la línea materia de estudio (L-603).

En conclusión, de los resultados podemos decir que, todas las alternativas presentadas cumplen las condiciones técnicas mínimas para poder mejorar el servicio eléctrico de la línea de transmisión en 60kV L-603, para los años que comprende el estudio.

En el siguiente capítulo se realizará un análisis de costos de implementación para estas alternativas, con lo cual se podrá recomendar que solución sea técnica y económicamente más viable.

CAPITULO IV

PRESUPUESTO ESTIMADO DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS

A continuación se evalúan desde una óptica económica las alternativas de solución para los problemas en los niveles de tensión presentadas en el capítulo anterior para el sistema de transmisión en estudio. Tomando como base las actividades y suministros considerados en la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión y su Actualización con Costos 2008, publicados por OSINERGMIN y con los cuales se regulan las tarifas en el sector eléctrico para el periodo comprendido entre los años 2009 y 2013 [2].

Si bien es cierto que obtenemos como resultados de los flujos de carga reducción en los niveles de pérdidas en la red de transmisión, éstos no son evaluados económicamente en el presente capítulo.

4.1 Alternativa N°1; L-603 con cambio de conductor de AAAC 120mm² a AAAC 240 mm²

En esta alternativa se evalúa el costo que está asociado al desmontaje del conductor de 120mm² existente en la actualidad, asimismo el suministro y montaje del nuevo conductor en las estructuras existentes a lo largo de los 43.15 km de la línea L-603.

Según la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión publicados por OSINERGMIN [2] y que sirvieron como referencia para la valorización, se debe tener en cuenta:

- Tomar como base para valorizar una línea de transmisión en 60kV una longitud de 5 km.
- Considerar un 5% adicional para la cantidad de conductor metrado (por efecto del flechado).
- La cantidad de postes para una longitud base de 5 km es de 29.

Ya que los trabajos a realizar no solo implican desmontaje y montaje de conductor, es necesario considerar además, lo siguiente:

- Adecuación de las puestas a tierra de todas las estructuras. Estas se consideran como nuevas.
- Renovar las retenidas. Para el presente caso solo son cinco retenidas por cada 5 km de línea.

Se debe mencionar que el análisis de esta alternativa solo se realizó desde el aspecto eléctrico y no fue complementada por una inspección de campo a las estructuras existentes ni tampoco se realizó un análisis de esfuerzos mecánicos en las estructuras que actualmente pertenecen a la línea L-603, por lo que no se valorizan las posibles reparaciones, reforzamientos o cambios en los postes.

A continuación se presenta el cuadro resumen de evaluación:

Tabla N° 4.1 Valorización Alternativa N°1

Alternativa N°1; L-603 con cambio de conductor de AAAC 120mm² a AAAC 240mm²		
Descripción		Precio Total
Suministro		S/. 809.302,76
Montaje		S/. 911.158,10
Desmontaje		S/. 332.719,23
Total Costos Directos		S/. 2.053.180,09
Gastos Generales	5%	S/. 102.659,00
Utilidades	10%	S/. 205.318,01
TOTAL PARA 43.15 km		S/. 2.361.157,10

4.2 Alternativa N°2; Implementación de nueva línea con conductor AAAC 120 mm²

La implementación de una nueva línea de transmisión implica la instalación de nuevas estructuras, las cuales para el caso de esta alternativa serán de postes de concreto, adecuadas para simple terna.

Según la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión y su Actualización con Costos 2008, publicados por OSINERGMIN [2] y que sirven como referencia para la valorización de esta alternativa, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Tomar como base una longitud de 5 km.
- Según diseño, los vanos deben tener un promedio de 175 m.
- Considerar un 5% adicional para el metrado de conductor (por efecto del flechado).
- La cantidad de postes en una longitud total de 5 km es de 29, comprendiendo cuatro distintos tipos de armados: suspensión, angular, angular mayor y terminal.
- Solo cinco retenidas por cada 5 km de línea.

- Una puesta a tierra para cada poste.

Adicionalmente los estándares de suministro y stock de Electro Sur Medio S.A.A. nos obligan a considerar postes de concreto de 18 m con una carga de ruptura de 800 kg, por lo que es este tipo de poste el que se considera para la presente evaluación.

Al igual que en la alternativa anterior, el análisis se realizó sólo desde la perspectiva eléctrica. Para identificar todos los aspectos a tomar en cuenta para su ejecución es necesaria una inspección de campo que determine las posibles dificultades en espacio de instalación, servidumbres, etc., temas que no están contemplados en el presente informe.

A continuación se presenta el cuadro resumen de evaluación:

Tabla N° 4.2 Valorización Alternativa N°2

Alternativa N°2: Implementación de nueva línea con conductor AAAC 120mm²		
Descripción		Precio Total
Suministro		S/. 3.336.520,88
Montaje		S/. 4.720.543,31
Total Costos Directos		S/. 8.057.064,19
Gastos Generales	5%	S/. 402.853,21
Utilidades	10%	S/. 805.706,42
TOTAL PARA 43.15 km		S/. 9.265.623,82

4.3 Alternativa N°3; Implementación de Banco de Condensadores en 60kV

Para esta alternativa se tiene en cuenta el suministro de celdas tipo compensador, compactas, de instalación exterior, con sistema de acoplamiento de simple barra y sistemas de compensación de 3 MVAR para niveles de tensión en 60kV.

En términos generales, los suministros y actividades consideradas para la valorización de la presenta alternativa, se basa en lo descrito en la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión y su Actualización con Costos 2008, publicados por OSINERGMIN [2].

Se aprecia en los flujos de carga, que la implementación de los bancos de condensadores se realiza en dos etapas, la primera ubicando un banco de condensadores de 3 MVAR en la barra de 60kV de la SET Tambo de Mora el año 2010 y la segunda ubicando un banco de la misma capacidad, en la barra de 60kV de la SET Pedregal en el año 2013.

Se debe mencionar que existe una inversión a ser realizada el año 2013, ésta no es valorizada a su valor presente y para efectos comparativos, solo se toma como costo de su ejecución el valor actual de mercado y sus actividades relacionadas.

De la misma manera que los casos anteriores, esta alternativa debe ser complementada con una visita a campo para identificar actividades adicionales no consideradas en el

presente informe como son la ubicación de las celdas y sistema de compensación, trabajos civiles adicionales, espacios disponibles dentro de las subestaciones de Tambo de Mora y Pedregal, etc.

A continuación se presenta el cuadro resumen de evaluación:

Tabla N° 4.3 Valorización Alternativa N°3

Alternativa N°3: Implementación de Banco de Condensadores en 60kV		
Descripción		Precio Total
Suministro		S/. 725.798,00
Montaje		S/. 118.644,00
Obras Civiles	35%	S/. 295.554,70
Total Costos Directos		S/. 1.139.996,70
Gastos Generales	5%	S/. 56.999,84
Utilidades	10%	S/. 113.999,67
TOTAL 02 BANCOS DE 3MVar		S/. 1.310.996,21

4.4 Análisis de Resultados

Para poder ejecutar cualquiera de las alternativas de solución planteadas en el presente informe, fue necesario realizar un análisis económico de costos donde se aprecien de forma general los montos asociados a las actividades y suministros que se relacionan con cada una de las alternativas.

Estas evaluaciones económicas vienen a ser los Presupuestos iniciales para la ejecución de obras de cada alternativa; siendo necesario realizar un metrado más exacto luego de una evaluación de campo.

Luego de observar las valorizaciones, podemos realizar una comparación económica de las alternativas planteadas y definir desde el punto de vista “costos”, cual es la opción más económica a ejecutar. Sin embargo, se debe considerar la realización de una evaluación en campo y analizar la viabilidad técnica para la instalación de estas opciones.

A continuación se presenta el cuadro con el resumen de los costos de ejecución de las alternativas planteadas.

Tabla N° 4.4 Resumen de Valorizaciones

Descripción	Costo S/.
Alternativa N°1	2.361.157,10
Alternativa N°2	9.265.623,82
Alternativa N°3	1.310.996,21

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El mejoramiento del servicio eléctrico de una línea de transmisión en 60kV que se encuentra con niveles de tensión fuera del rango permitido por la normativa nacional [1], es necesario para un sistema eléctrico, debido a que estas deficiencias en el servicio eléctrico generan en los clientes que se abastecen de este sistema, entre otros, malestar por el mal servicio brindado y asimismo, generen costos por compensaciones a la empresa distribuidora de electricidad. Por este motivo y adelantándonos a la problemática que se generaría en los próximos años se han evaluado tres alternativas de solución. Del análisis eléctrico, se puede concluir que, todas las alternativas planteadas tienen un efecto favorable en el sistema y que a lo largo del periodo que comprende el estudio, pueden operar de forma satisfactoria.
2. Asimismo, de la evaluación técnica se puede observar que con la implementación de la Alternativa N°1, L-603 con cambio de conductor de AAAC 120 mm² a AAAC 240mm², se obtienen mayores reducciones en el nivel de pérdidas comparadas a los resultados de las otras dos alternativas.
3. Como puede observarse en la tabla N° 4.4, la alternativa más económica es la que considera la implementación de banco de condensadores en 60kV; sin embargo, no se debe tomar como definitivo a este monto ya que se debe complementar con inspecciones de campo que determinen las dificultades que se presentan en el terreno para su instalación y que puedan influenciar económicamente en la ejecución de la mencionada alternativa. El análisis debe ser mejorado con la realización de un estudio de ingeniería para determinar la capacidad final de los bancos, posibles filtros de armónicos y nuevas configuraciones en el sistema de protección, esto posterior a la realización de mediciones en cada subestación e identificación del tipo de carga a compensar.
4. Como conclusión se puede decir que la mejor alternativa para el mejoramiento del servicio eléctrico de la línea de transmisión en 60kV L-603, es la implementación de banco de condensadores en 60kV, toda vez que es técnicamente aceptable y tiene los menores

costos de ejecución. A pesar de la conclusión a la que se llega, no se debe descartar realizar un análisis más profundo a esta alternativa N°1, ya que ésta conlleva a reducir hasta en casi un 3% el nivel de pérdidas en la línea L-603, lo cual puede significar desde un análisis económico más completo, un costo total menor al presentado en el presente informe.

ANEXOS

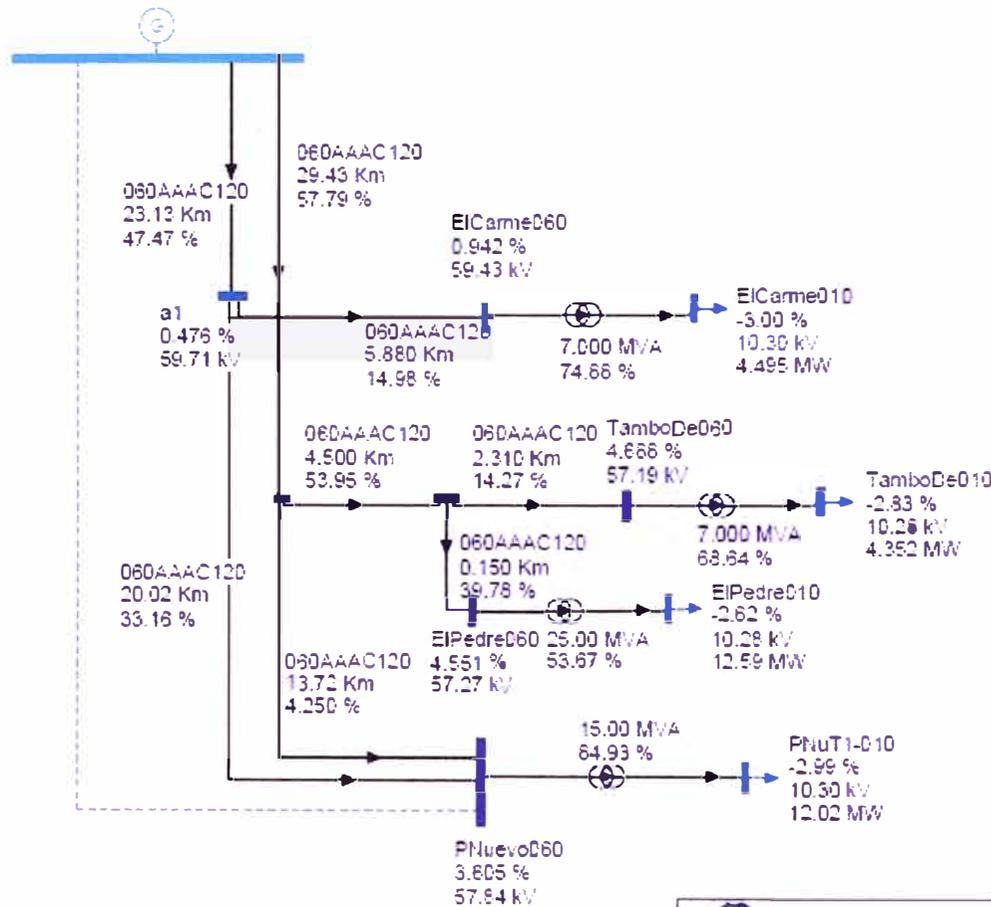
ANEXO A
ANALISIS DE FLUJO DE CARGA DE LA RED EXISTENTE EN 60KV

Study : informe

Scenario D : Configuración Existente

Year : 2009

Independ060
-5.00 %
63.00 kV



Without slack	
MW	MVA
Gener	35.714 15.792
Load	33.449 11.465
Losses	2.285 4.324
Losses	6.342 %
Cost	0 \$
Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	
Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	
Transformers Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	
Nodes color	
Voltage Drop (%)	
-5	2
5	inf



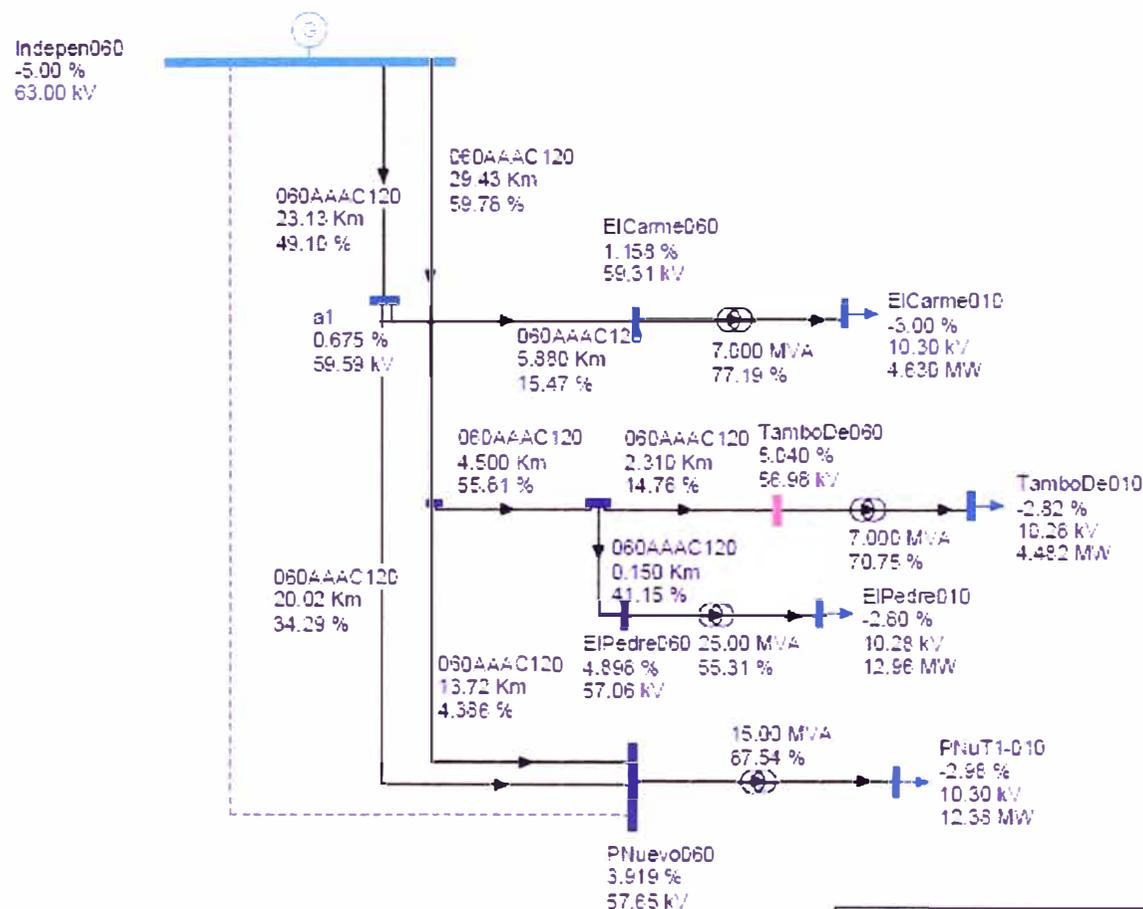
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALISIS DE FLUJO DE CARGA DE LA RED EXISTENTE EN 60KV
AÑO 2009

Study : informe

Scenario B : Configuración Existente

Year : 2010



Without slack	
MW	MVar
Gener	36.875
Load	34.453
Losses	2.422
Cost	0
	5

Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	

Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	

Transformers Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	

Nodes color	
Voltage Drop (%)	
Color	



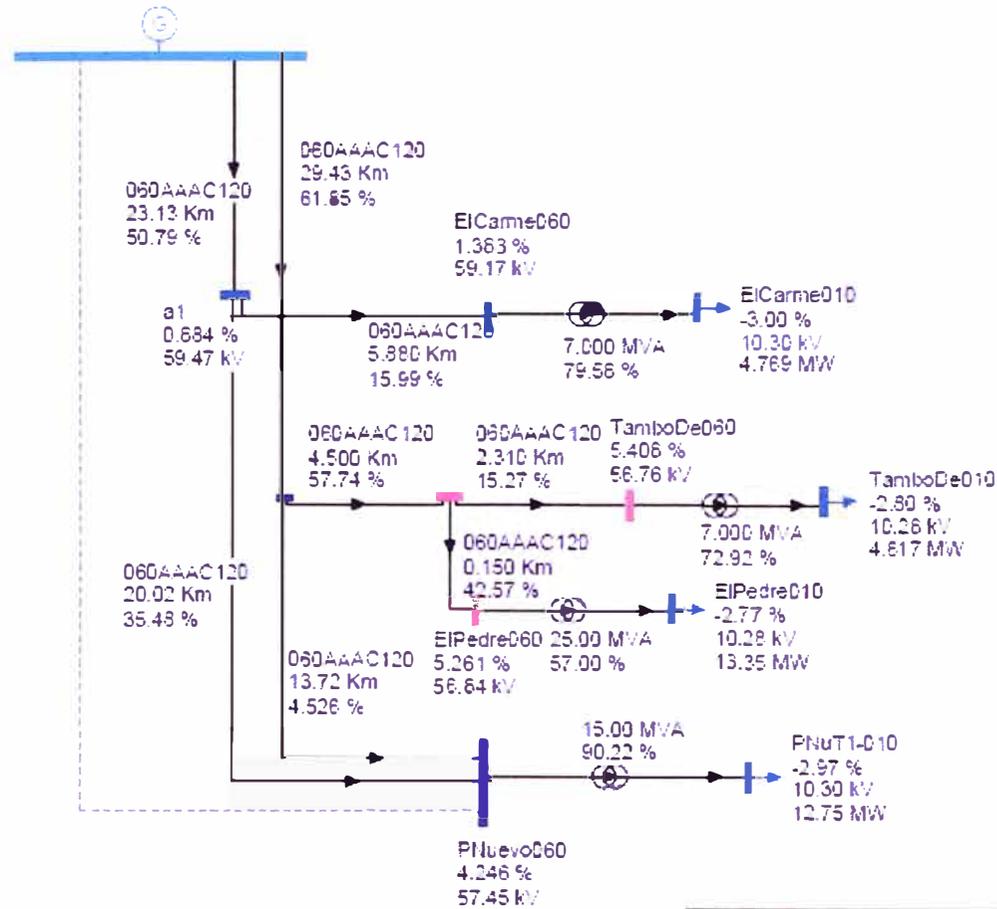
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
 ANALISIS DE FLUJO DE CARGA DE LA RED EXISTENTE EN 60KV
 AÑO 2010

Study : informe

Scenario 0 : Configuración Existente

Year : 2011

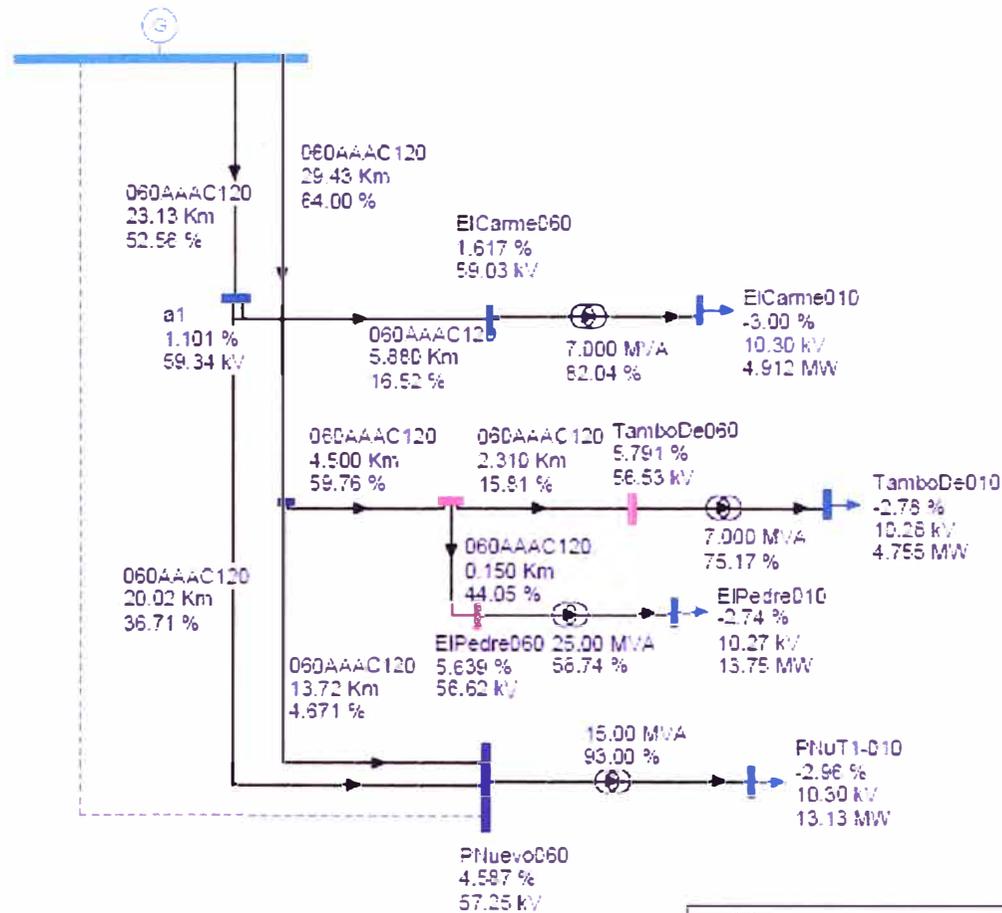
Indepen060
-5.00 %
63.00 kV



Without slack	
	MVA
Gener	38.078
Load	35.486
Losses	2.592
Losses 6.806 %	
Cost	0 \$
Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	
Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	
Transformers Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	
Nodes color	
Voltage Drop (%)	
-inf	-5
5	10
	2
	5
	-inf



Indepen060
-5.00 %
63.00 kV



Without slack	
	MVA
Gener	39.325
Loac	36.551
Losses	2.774
Cost	0

Nodes Data	
Name	Active Load (MW)
EICame060	4.912
Tambode060	4.755
EIPedre060	13.75
FNUT1-010	0

Lines Data	
Line Type	Length (Km)
060AAAC120	29.43
060AAAC120	23.13
060AAAC120	5.880
060AAAC120	4.500
060AAAC120	2.310
060AAAC120	0.150
060AAAC120	13.72
060AAAC120	20.02

Transfos Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	Loading (%)
7.000	82.04
7.000	75.17
15.000	93.00

Nodes color	
Voltage Drop (%)	Color
-5	Light Blue
5	Light Red



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

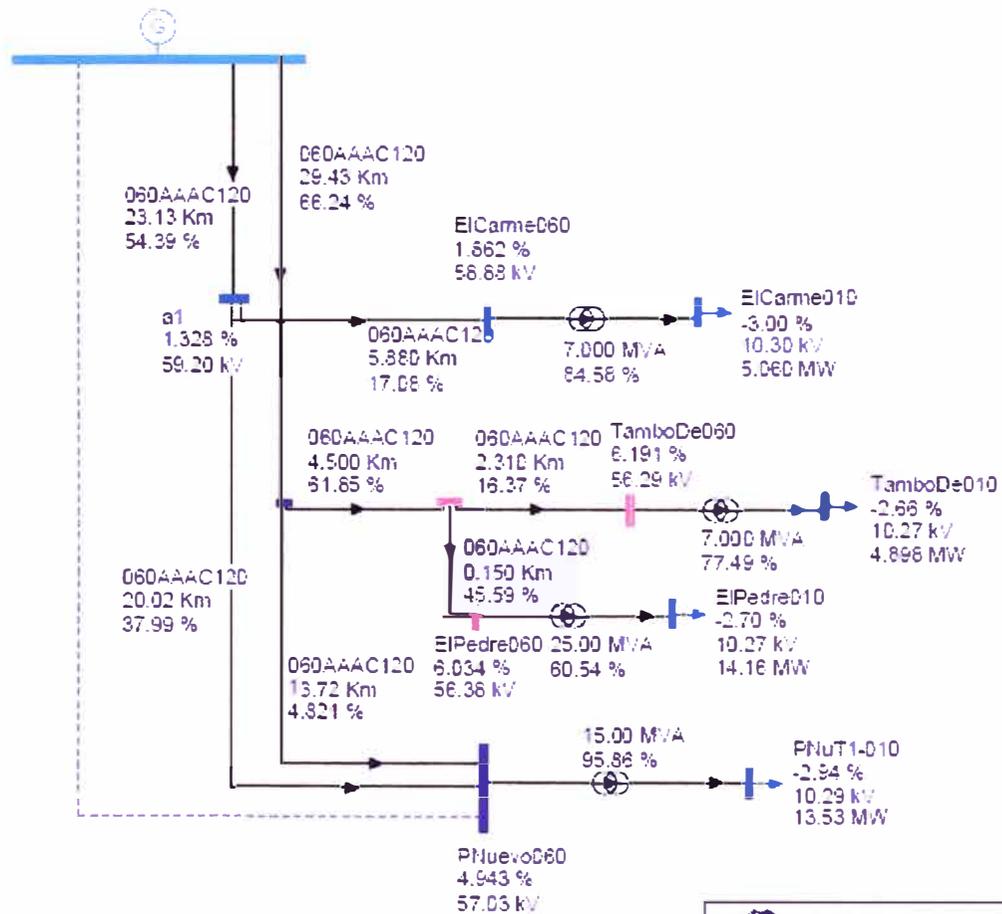
ANALISIS DE FLUJO DE CARGA DE LA RED EXISTENTE EN 60KV
AÑO 2012

Study : informe

Scenario 0 : Configuración Existente

Year : 2013

Indepen060
-5.00 %
63.00 kV



Without slack	
MW	MVA
Gener	40.818
Load	37.847
Losses	2.970
Cost	0

Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	

Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	

Transformers Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	

Nodes color	
Voltage Drop (%)	
Color	

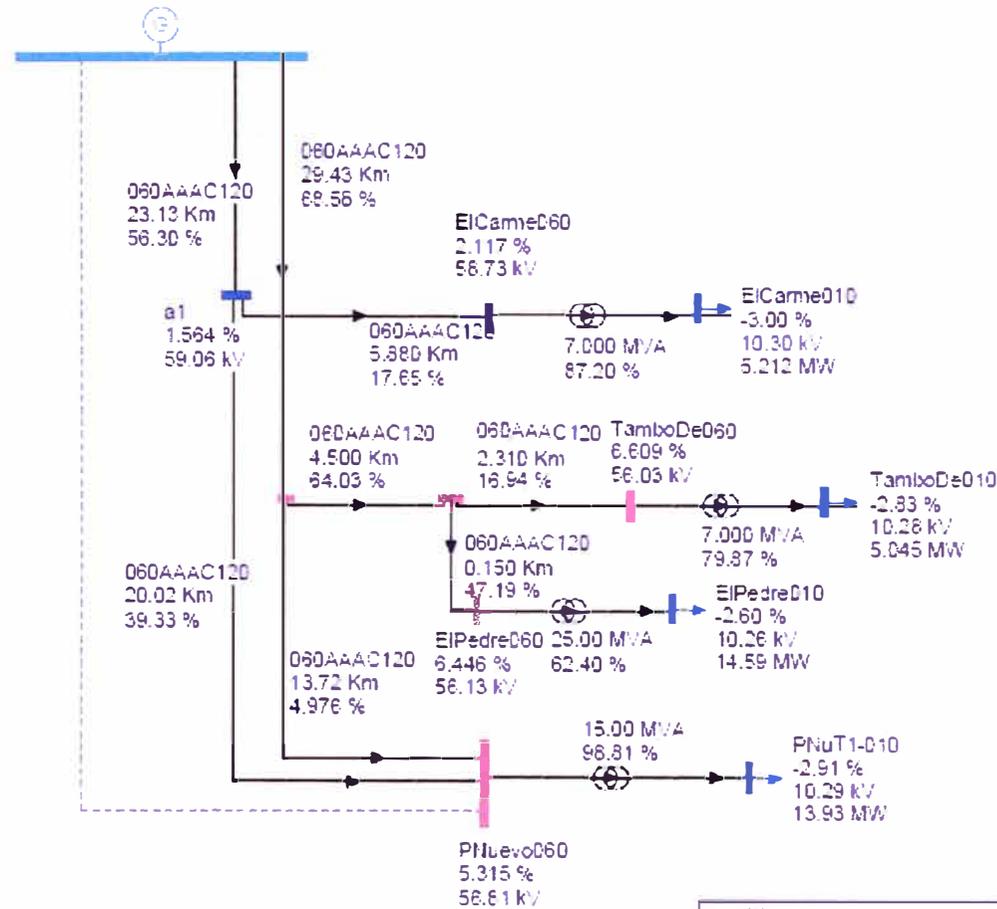
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
ANALISIS DE FLUJO DE CARGA DE LA RED EXISTENTE EN 60KV
AÑO 2013

Study : informe

Scenario 0 : Configuración Existente

Year : 2014

Indepen060
-5.00 %
63.00 kV



Without slack	
MW	MVA
Gener	41.959
Load	38.777
Losses	3.182
Cost	0 S

Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	

Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	

Transfos Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	

Nodes color	
Voltage Drop (%)	
-5	2
10	15

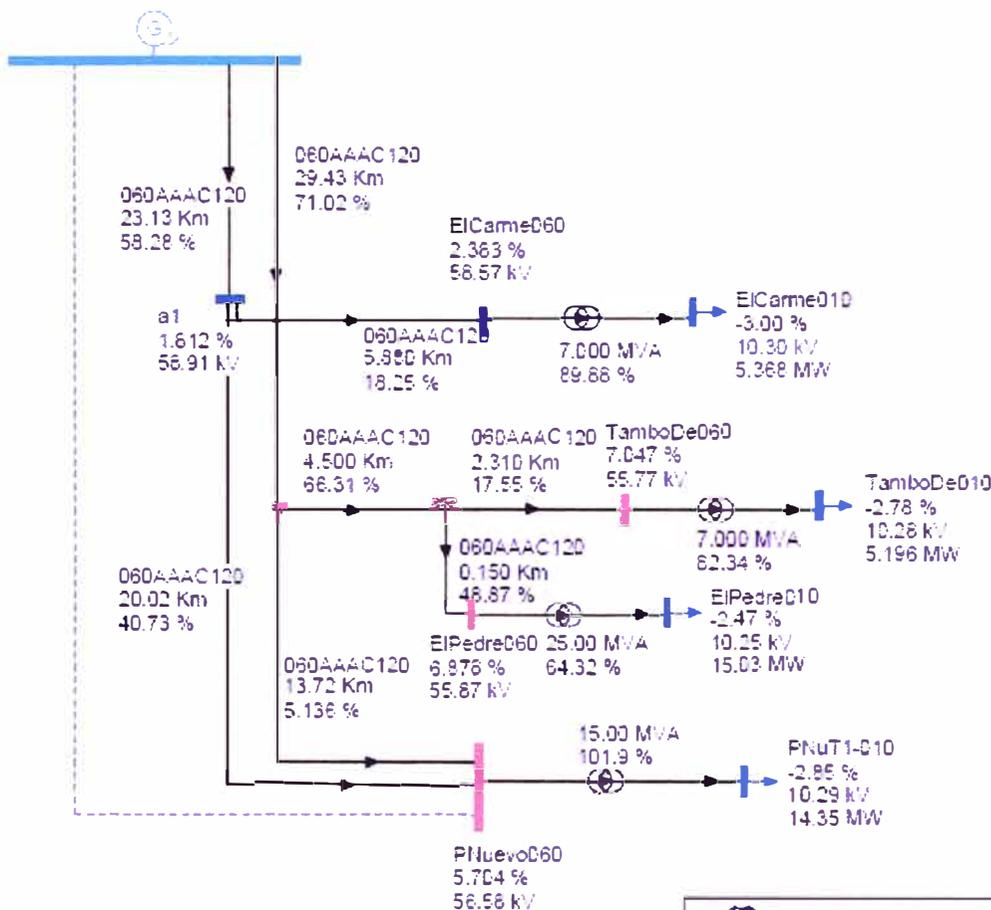


Study : informe

Scenario 0 : Configuración Existente

Year : 2015

Independ060
-5.00 %
63.00 kV



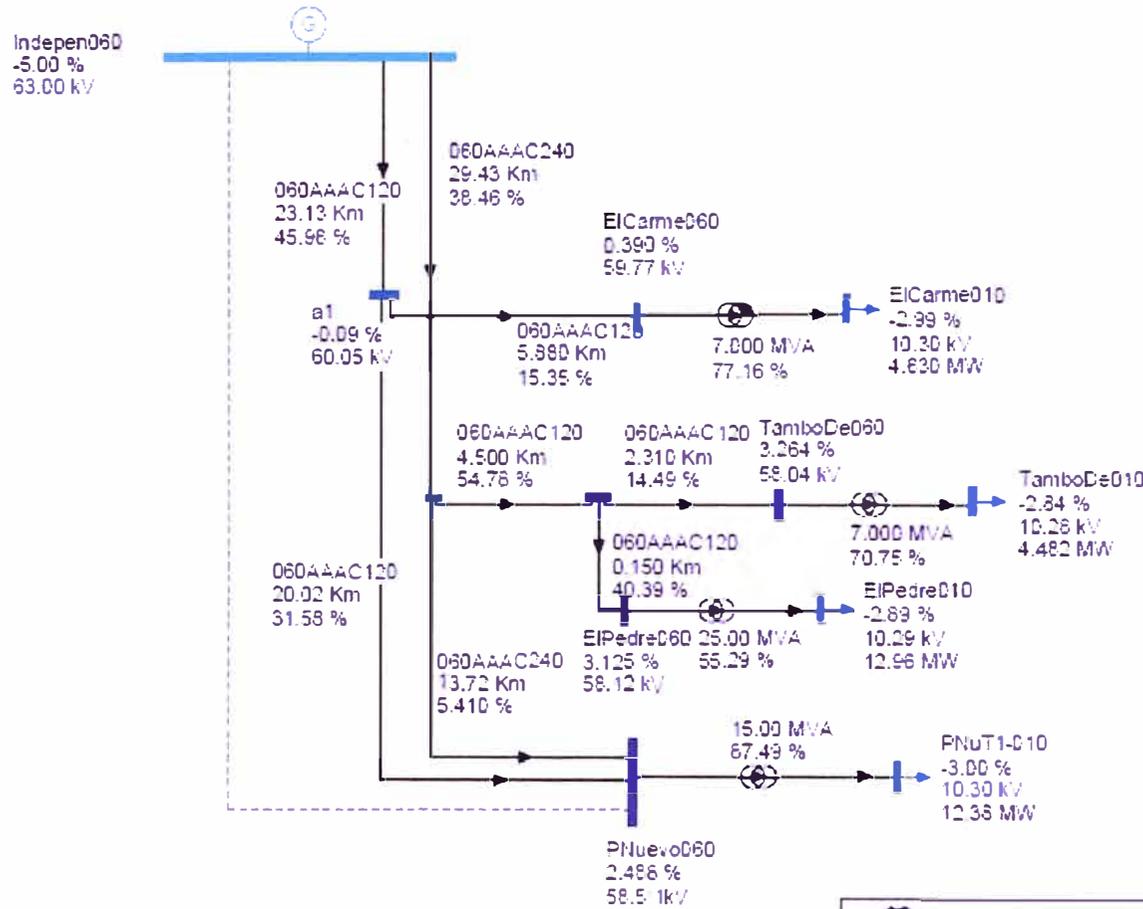
Without slack	
MW	MVA
Gener: 43.350	20.540
Load: 39.940	13.824
Losses: 3.410	6.845
Losses: 7.888 %	
Cost: 0	0
Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	
Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	
Transformers Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	
Nodes color	
Voltage Drop (%)	
-inf	-5
5	10
	inf



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
ANALISIS DE FLUJO DE CARGA DE LA RED EXISTENTE EN 60KV
AÑO 2015

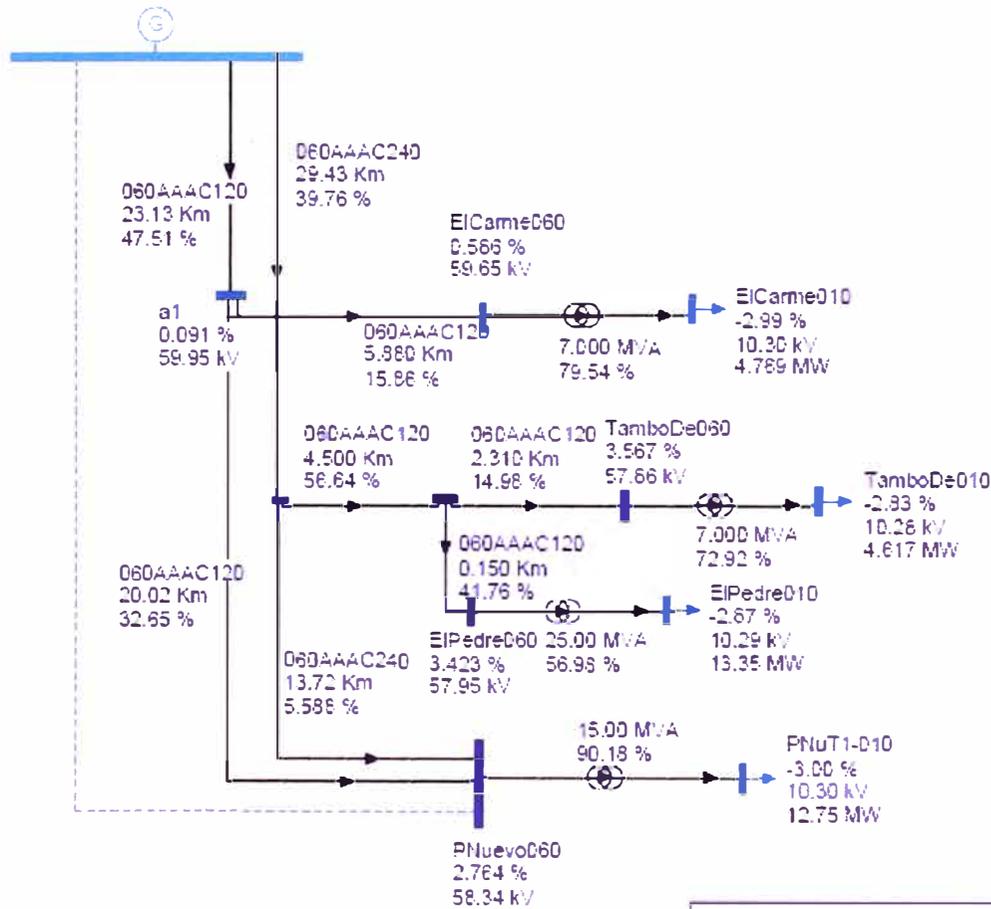
ANEXO B

**ANALISIS DE FLUJO DE CARGA PARA ALTERNATIVA N°1; L-603 CON
CAMBIO DE CONDUCTOR DE AAAC 120 mm² A AAAC 240 mm²**



Without slack	
MW	MVA-
Gener	36.212 18.406
Loac	34.453 11.512
Losses	1.759 4.523
Losses Cost	4.858 \$
Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	
Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	
Transformers Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	
Nodes color	
Voltage Drop (%)	
-5	2
10	inf

Indepen060
-5.00 %
63.00 kV



Without slack	
MW	MVA
Gener	37.368
Load	35.488
Losses	1.880
Cost	0 \$

Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	

Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	

Transfos Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	

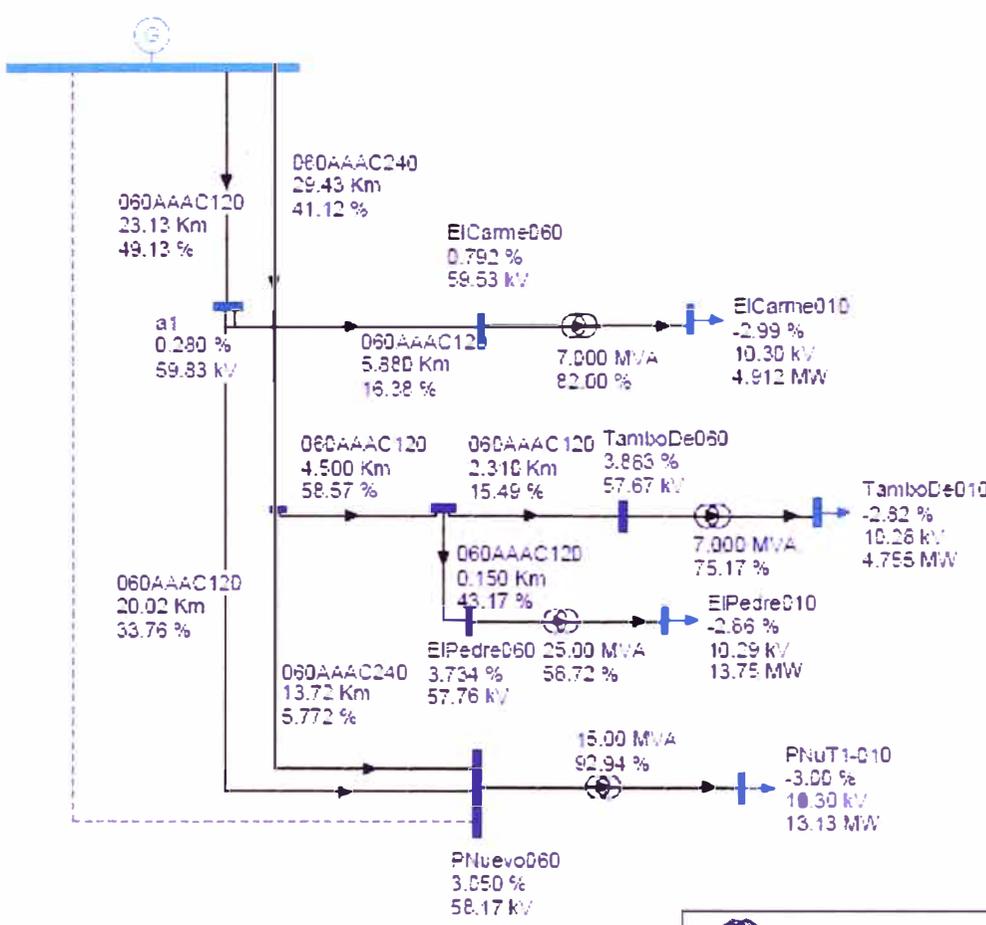
Nodes color	
Voltage Drop (%)	
-5	5
5	10
10	15



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALISIS DE FLUJO DE CARGA L-603 CON CAMBIO DE
CONDUCTOR DE AAAC 120mm² A AAAC 240mm² - AÑO 2011

Indepen060
-5.00 %
63.00 kV



Without slack	
MW	MVAc
Gener 38.560	17.852
Load 36.551	12.532
Losses 2.008	6.348
Losses 5.210 %	
Cost 0	3

Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	

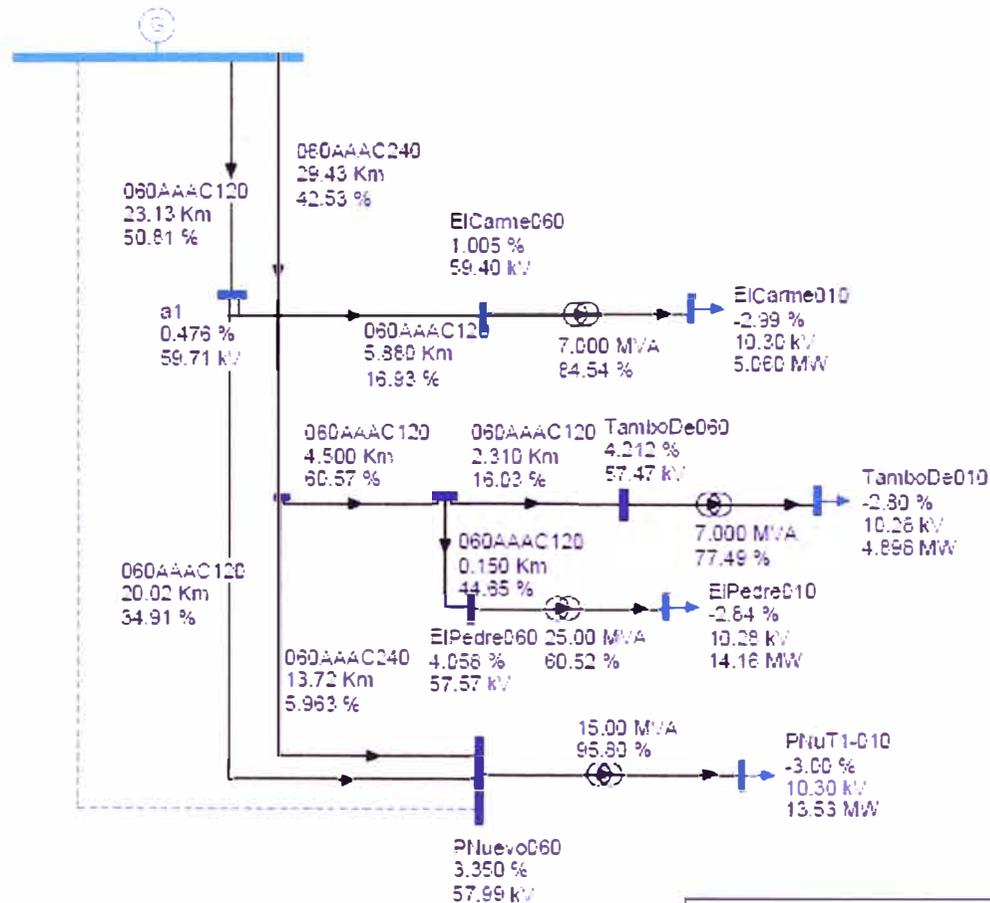
Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	

Transformers Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	

Nodes color	
Voltage Drop (%)	
-5	5
5	inf



Indepen060
-5.00 %
63.00 kV



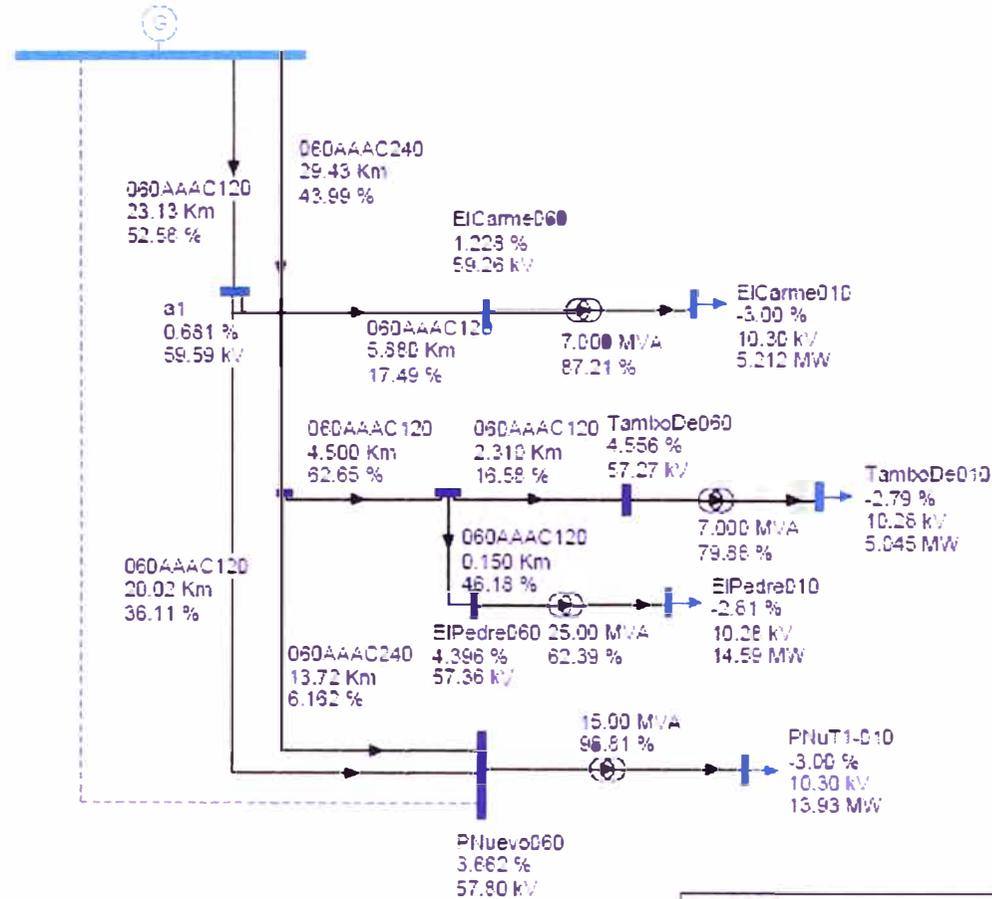
Without slack	
MW	MVar
Gener 39.795	18.875
Load 37.847	12.508
Losses 2.148	5.787
Losses 5.397 %	
Cost 0	3
Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	
Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	
Transformers Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	
Nodes color	
Voltage Drop (%)	
-5	2
5	+inf



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALISIS DE FLUJO DE CARGA L-603 CON CAMBIO DE CONDUCTOR DE AAAC 120mm2 A AAAC 240mm2 - AÑO 2013

Indepen060
-5.00 %
63.00 kV



Without slack	
MW	MVAr
Gener	41.074
Load	38.777
Losses	2.297
Losses	5.592 %
Cost	0 \$

Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	

Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	

Transfos Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	

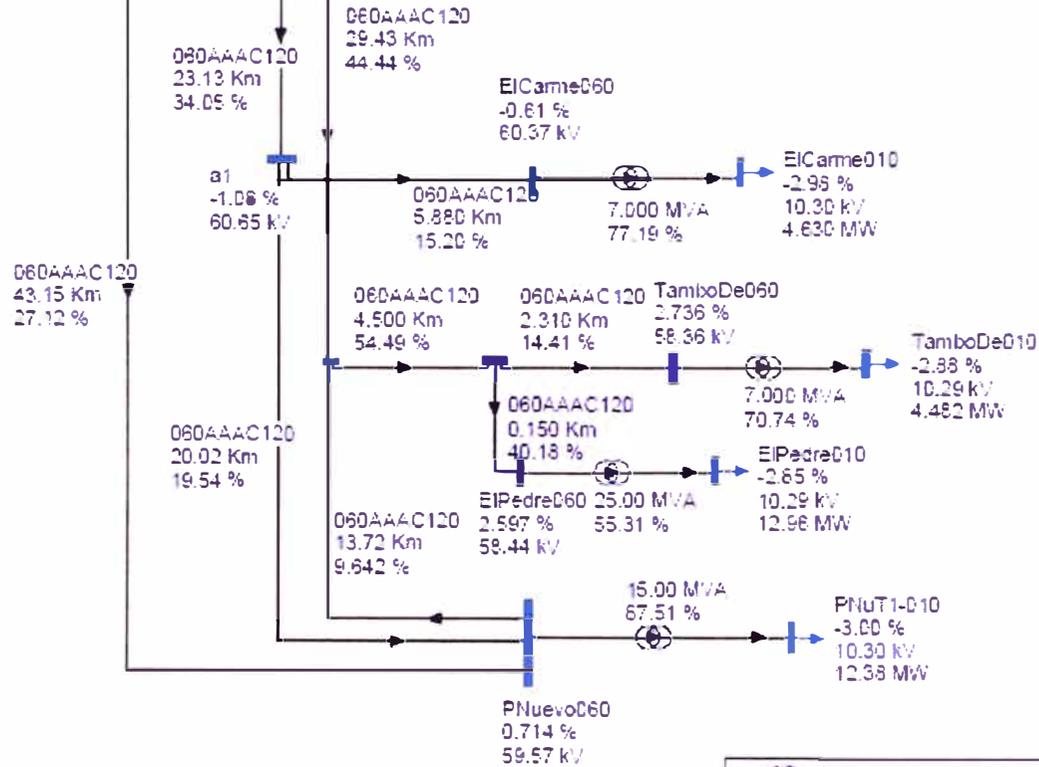
Nodes color	
Voltage Drop (%)	
-5	2
5	-inf



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
ANALISIS DE FLUJO DE CARGA: L-603 CON CAMBIO DE
CONDUCTOR DE AAC 120mm² A AAC 240mm² - AÑO 2014

ANEXO C
ANALISIS DE FLUJO DE CARGA PARA ALTERNATIVA N°2;
IMPLEMENTACION DE NUEVA LINEA CON CONDUCTOR AAAC 120 mm²

Indepen060
-5.00 %
63.00 kV



Without slack	
MW	MVAr
Gener	38.185
Load	34.483
Losses	1.732
Losses	4.787 %
Cost	0 \$

Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	

Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	

Transformers Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	

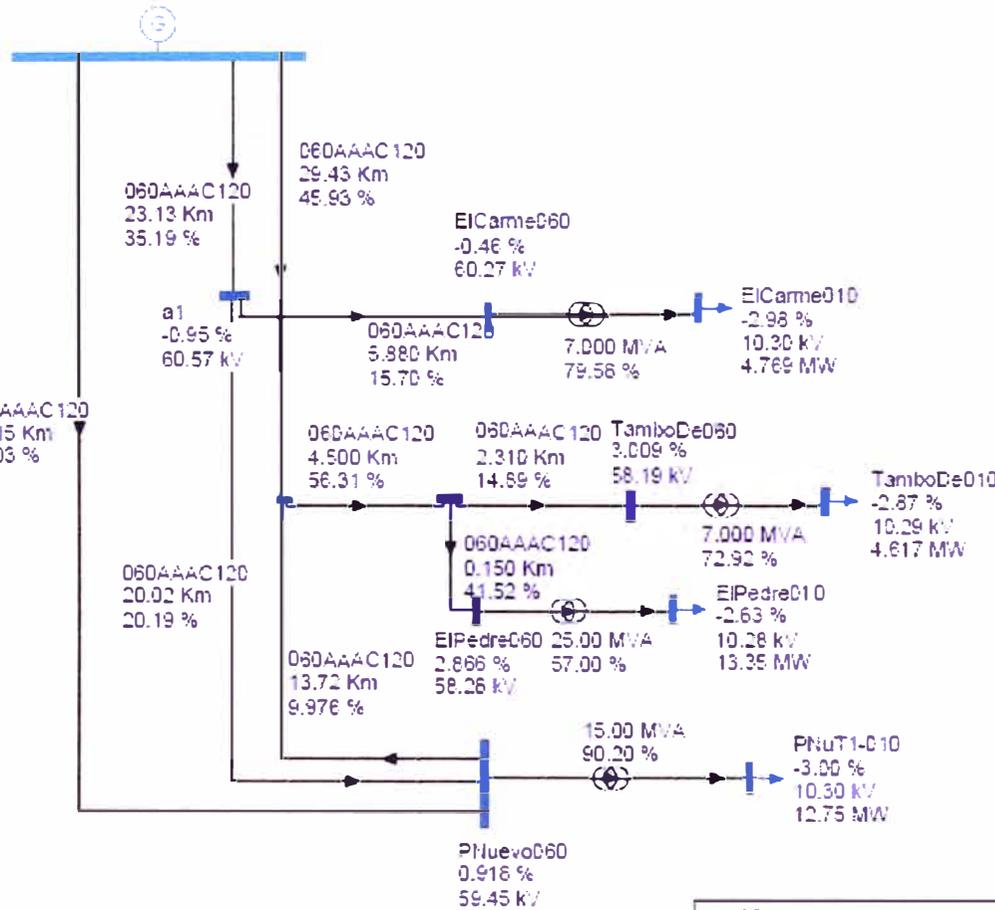
Nodes color	
Voltage Drop (%)	
-5	2
5	+inf



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALISIS DE FLUJO DE CARGA IMPLEMENTACION DE
NUEVA LINEA CON CONDUCTOR AAAC 120mm² - AÑO 2010

Indepen060
-5.00 %
63.00 kV



Without slack	
MW	MVAr
Gener 37.338	15.886
Load 35.488	12.167
Losses 1.849	3.496
Cost 0	\$

Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	

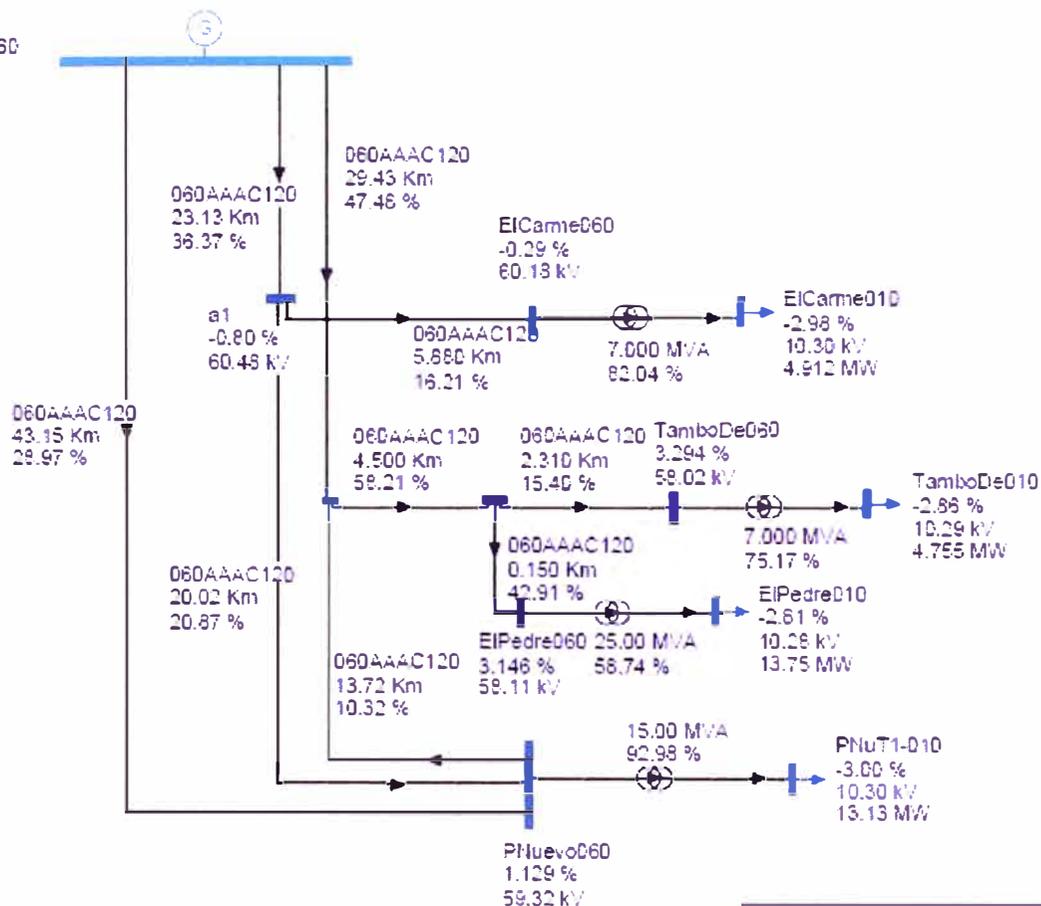
Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	

Transfos Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	

Nodes color	
Voltage Drop (%)	
5	10
-5	-inf



Indepen060
-5.00 %
63.00 kV



Without slack	
MW	MVAz
Gener	38.528 18.347
Loac	36.581 12.532
Losses	1.975 3.515
Losses	5.126 %
Cost	0 \$

Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	

Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	

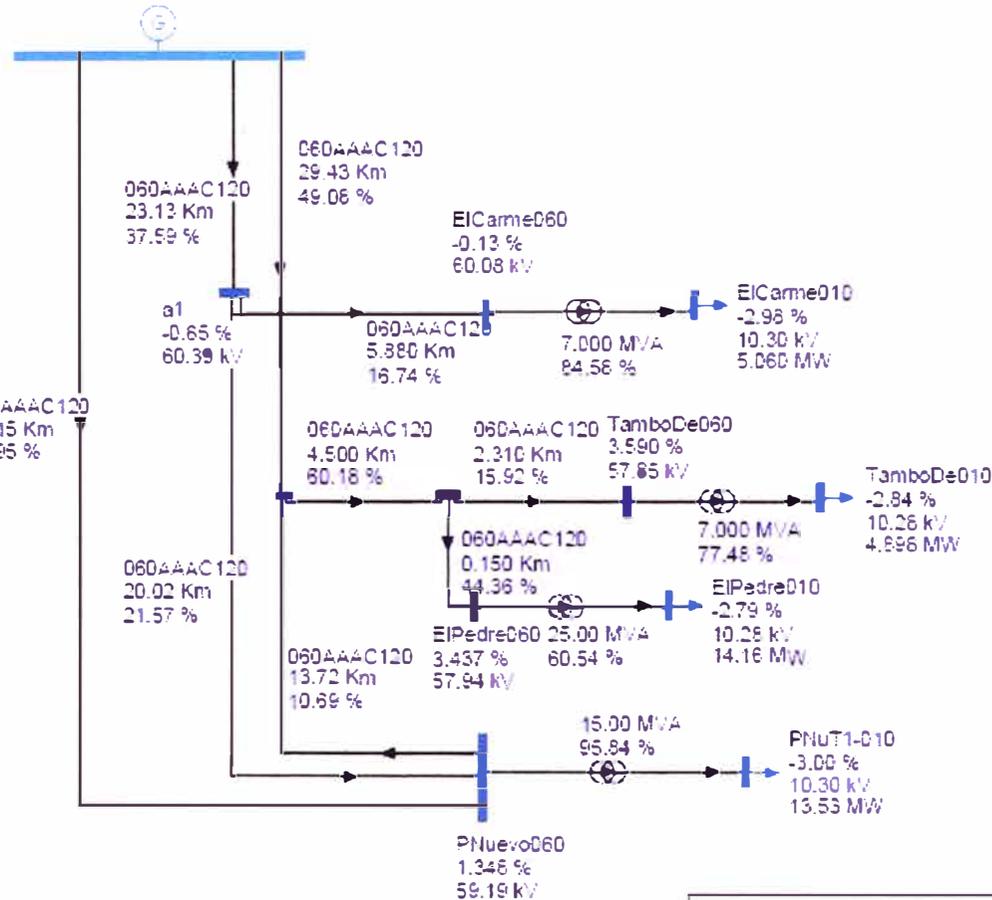
Transformers Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	

Nodes color	
Voltage Drop (%)	
-inf	-5
5	10
inf	inf



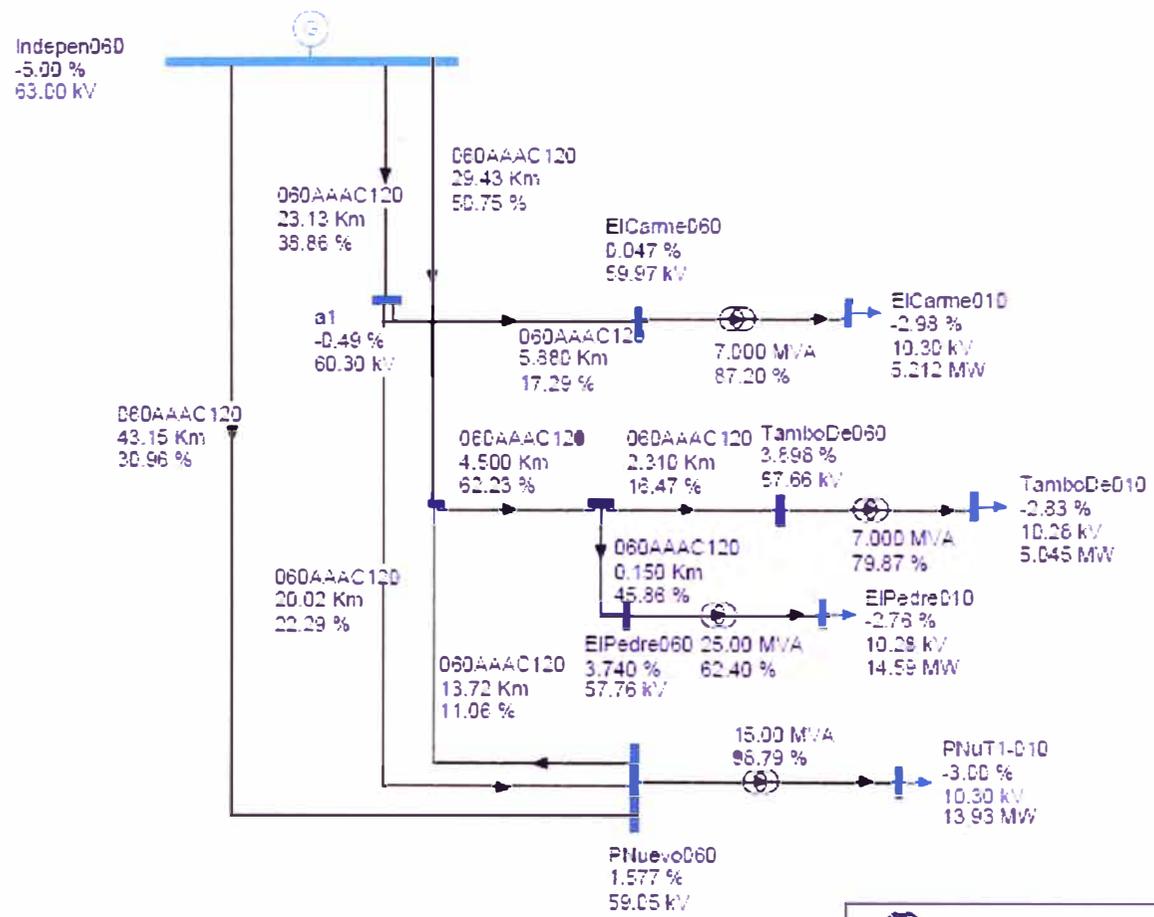
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
ANALISIS DE FLUJO DE CARGA IMPLEMENTACION DE
NUEVALINEA CON CONDUCTOR AAAC 120mm2 - AÑO 2012

Indepen060
-5.00 %
63.00 kV



Without slack			
	MW	MVA	
Gener	38.757	17.051	
Loac	37.647	12.605	
Losses	2.109	4.153	
Losses	5.308 %		
Cost	0	\$	
Nodes Data			
Name			
Voltage Drop (%)			
Voltage (kV)			
Active Load (MVA)			
Lines Data			
Line Type			
Length (Km)			
Loading (%)			
Transformers Data			
3-Phases Rated Power (MVA)			
Loading (%)			
Nodes color			
Voltage Drop (%)			
-inf	-5	2	5
5	10	-inf	



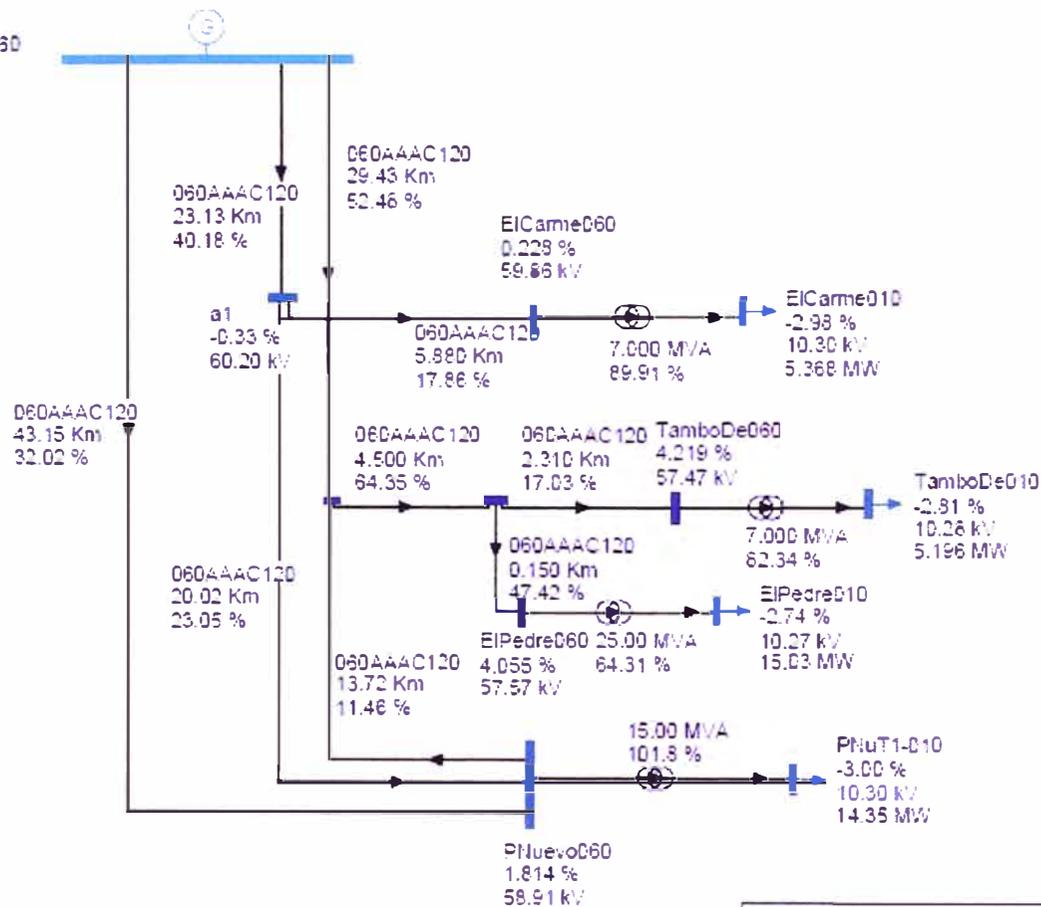


Without slack	
MW	MVAr
Gener	41.031
Load	38.777
Losses	2.254
Cost:	0 \$
Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	
Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	
Transformers Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	
Nodes color	
Voltage Drop (%)	
5	10
2	inf



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
 ANALISIS DE FLUJO DE CARGA IMPLEMENTACION DE
 NUEVA LINEA CON CONDUCTOR AAAC 120mm2 - AÑO 2014

Indepen060
-5.00 %
63.00 kV



Without slack	
MW	MVar
Gener 42.349	18.524
Load 39.940	13.624
Losses 2.409	4.200
Losses 5.687 %	
Cost 0	\$

Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	

Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	

Transformers Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	

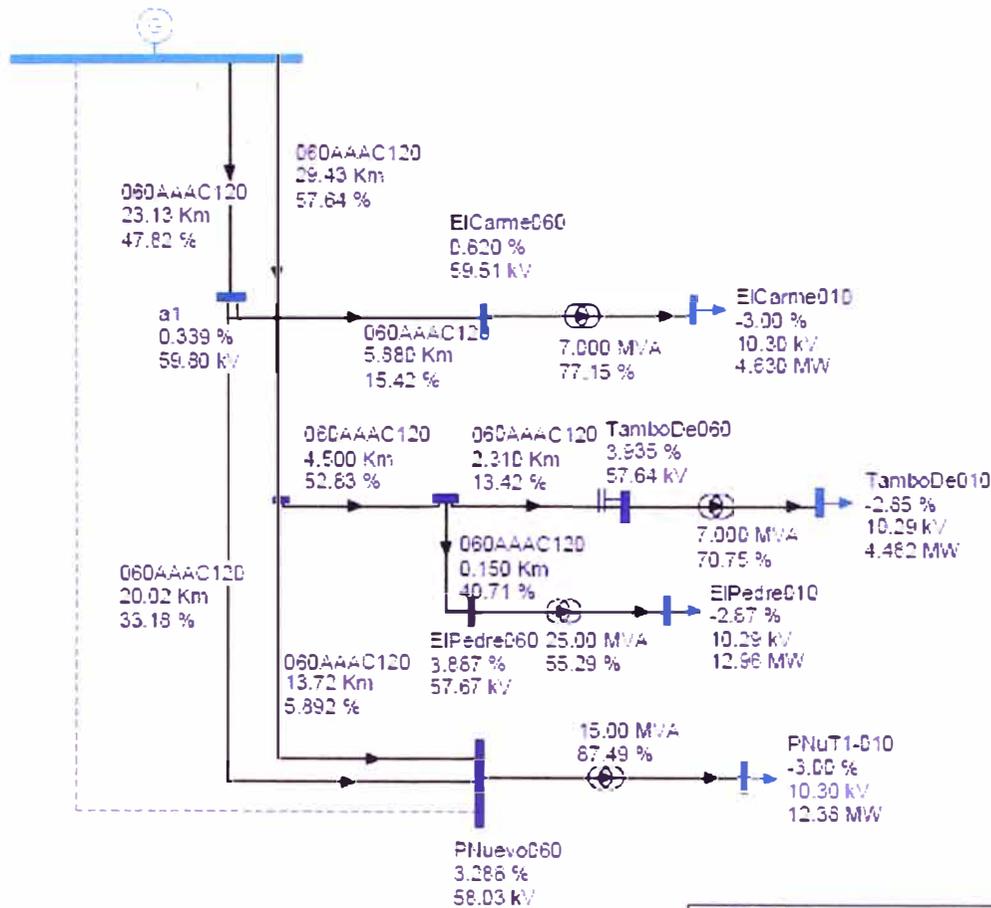
Nodes color	
Voltage Drop (%)	
5	10
5	-inf



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
ANALISIS DE FLUJO DE CARGA IMPLEMENTACION DE
NUEVA LINEA CON CONDUCTOR AAAC 120mm² - AÑO 2015

ANEXO D
ANALISIS DE FLUJO DE CARGA PARA ALTERNATIVA N°3;
IMPLEMENTACIÓN DE BANCO DE CONDENSADORES EN 60KV

Indepen060
-5.00 %
63.00 kV



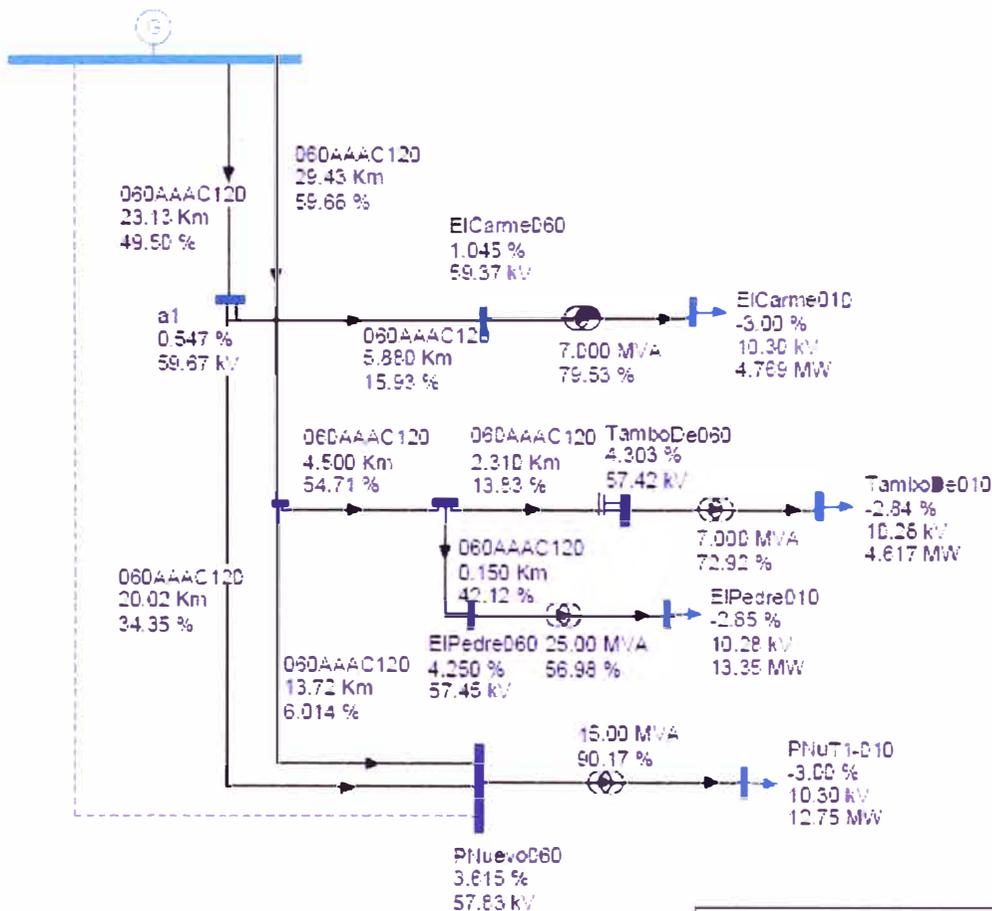
Without slack	
MW	MVA
Gener	36.722
Bank	13.475
Load	2.789
Losses	34.453
	11.512
Cost	2.280
	4.434
Losses	6.178 %
Cost	0 \$
Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	
Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	
Transfos Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	
Nodes color	
Voltage Drop (%)	
-5	2
5	inf



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANALISIS DE FLUJO DE CARGA: IMPLEMENTACION DE
BANCO DE CONDENSADORES EN 60kV - AÑO 2010

Indepen060
-5.00 %
63.00 kV



Without slack	
	MVAz
Gener	37.017
Bank	14.217
Load	2.747
Losses	35.488
	12.187
	4.727
Losses	6.410 %
Cost	0 \$

Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	

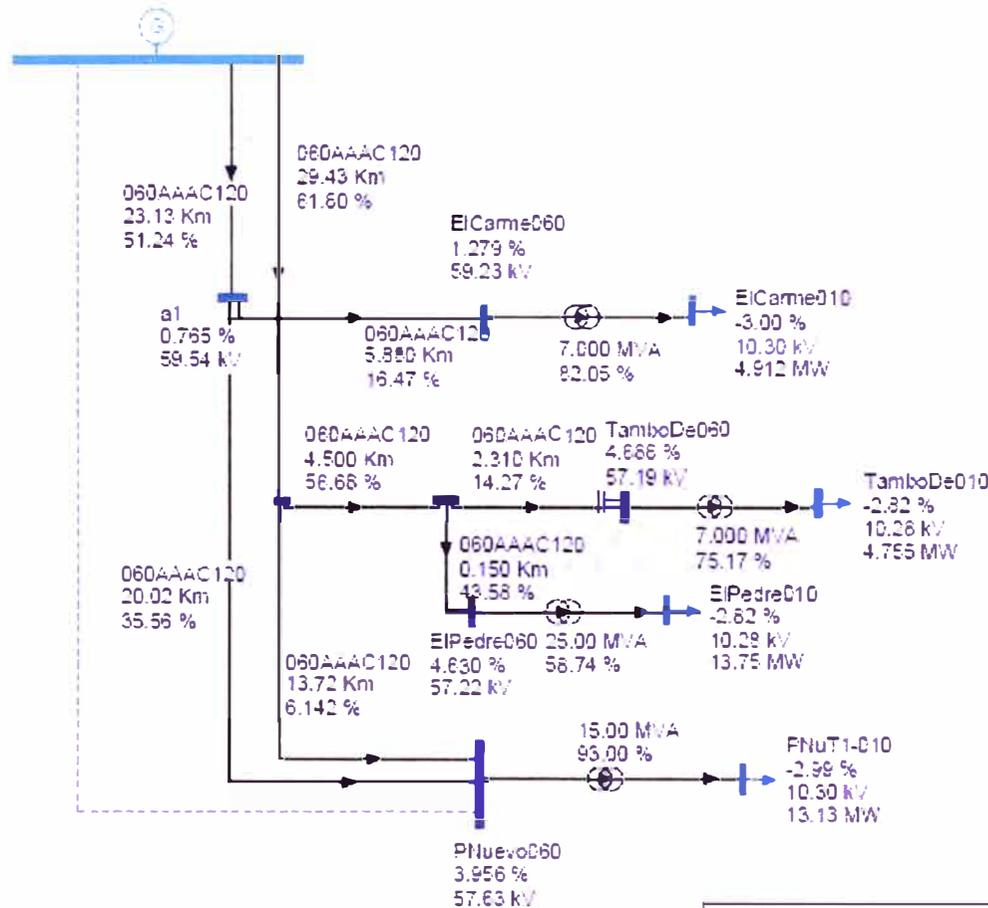
Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	

Transfos Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	

Nodes color	
Voltage Drop (%)	
-inf	-5
5	10
inf	-inf



Indepen060
-5.00 %
63.00 kV

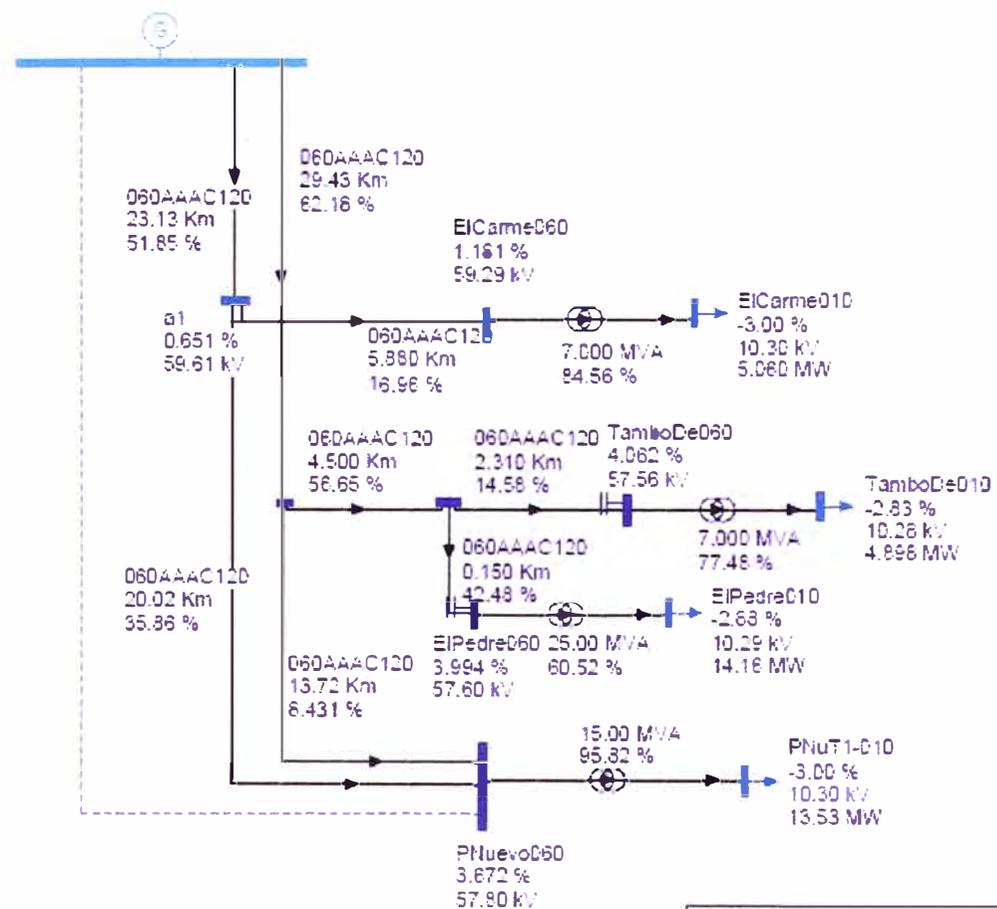


Without slack	
MW	MVA
Gener	39.155
Bank	14.225
Load	2.725
Losses	38.551
Cost	12.532
Losses	6.651 %
Cost	0 \$
Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	
Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	
Transformers Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	
Nodes color	
Voltage Drop (%)	
0	-5
5	10
inf	inf



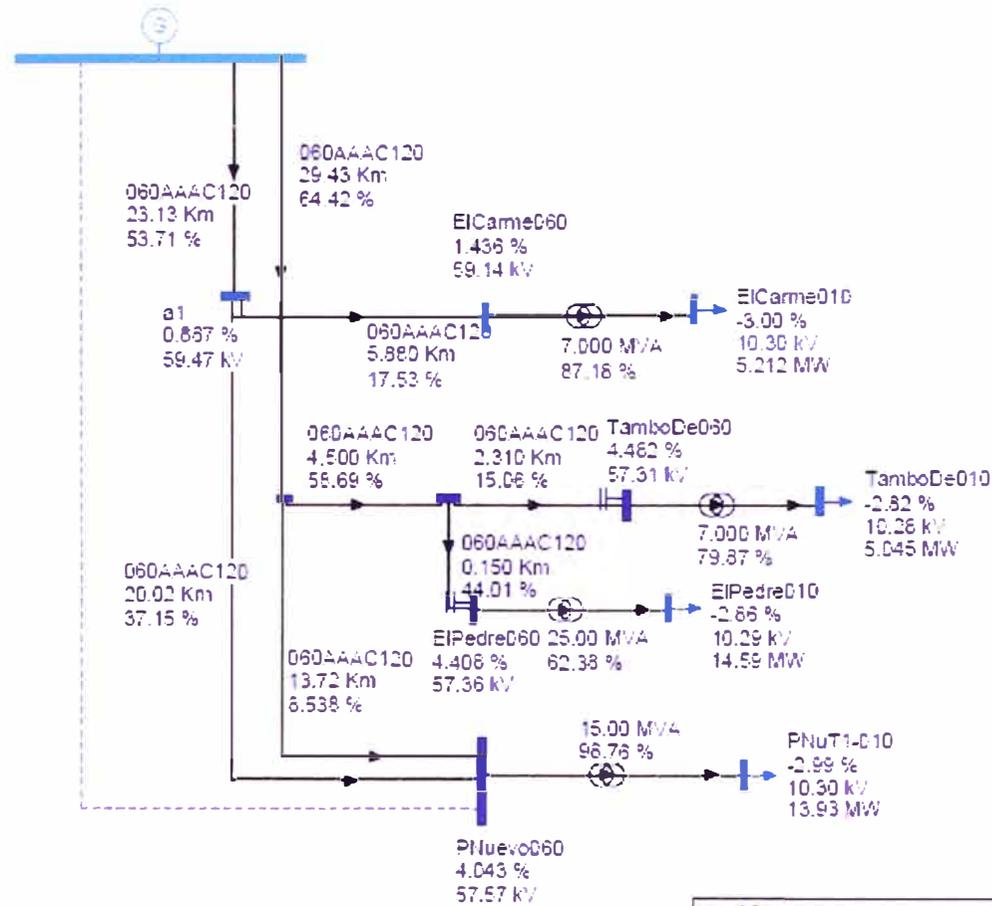
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
ANALISIS DE FLUJO DE CARGA IMPLEMENTACION DE
BANCO DE CONDENSADORES EN 60KV - AÑO 2012

Indepen060
-5.00 %
63.00 kV



Without slack	
MW	MVAr
Gener	40.300
Bank	12.792
Loac	5.528
Losses	12.908
Cost	2.853
Losses	0.583 %
Cost	0 \$
Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	
Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	
Transfos Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	
Nodes color	
Voltage Drop (%)	
-inf	-5
5	10

Indepen060
-5.00 %
63.00 kV



Without slack		
	MW	MVA
Gener	41.823	13.635
Bank		5.475
Load	38.777	13.295
Losses	2.848	5.521
Losses	8.836 %	
Cost	0	\$

Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	

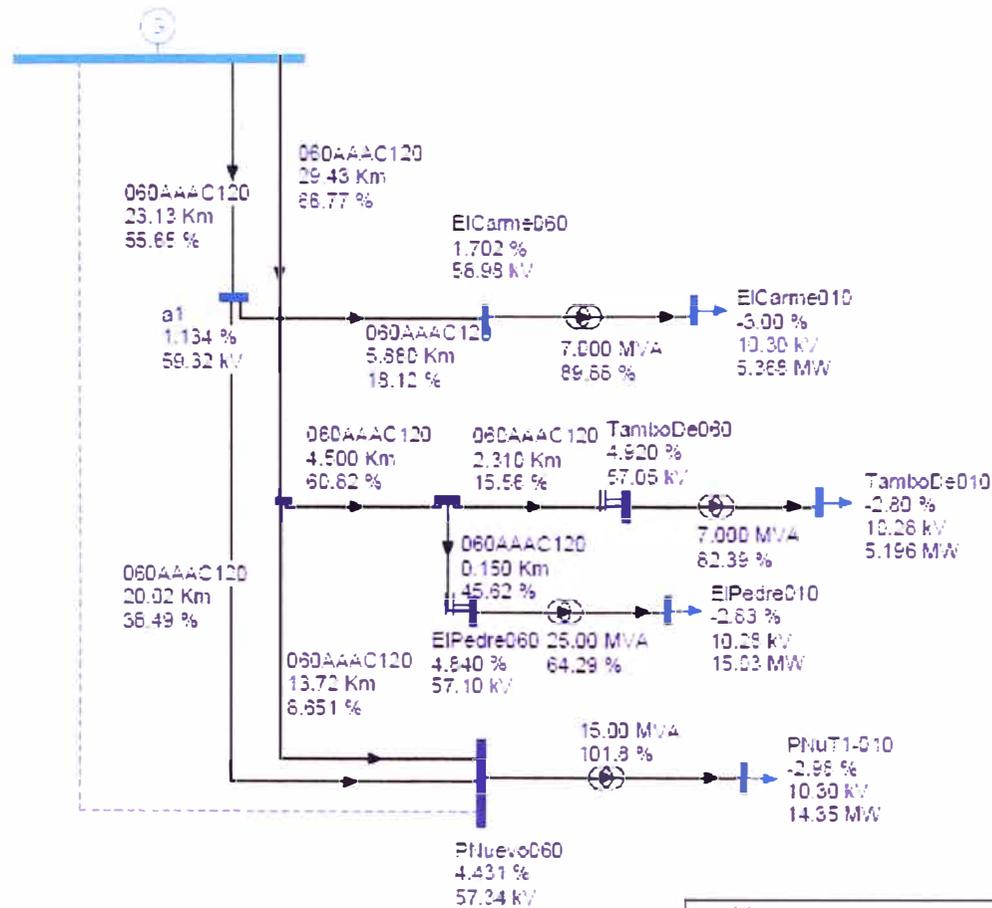
Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	

Transformers Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	

Nodes color	
Voltage Drop (%)	
5	10



Independ60
-5.00 %
63.00 kV



Without slack	
	MVA
Gener	42.994
Bank	5.429
Load	39.940
Losses	3.054
Cost	0 \$

Nodes Data	
Name	
Voltage Drop (%)	
Voltage (kV)	
Active Load (MW)	

Lines Data	
Line Type	
Length (Km)	
Loading (%)	

Transformers Data	
3-Phases Rated Power (MVA)	
Loading (%)	

Nodes color	
Voltage Drop (%)	
5	10



ANEXO E

**PROYECCION DE MAXIMAS DEMANDAS COINCIDENTES PARA LOS AÑOS
COMPRENDIDOS ENTRE EL 2010 Y EL 2015, PROPORCIONADOS POR
ELECTRO SUR MEDIO S.A.A.**

Año	El Carmen (MW)	Pedregal (MW)	Pueblo Nuevo (MW)	Tambo de Mora (MW)	Total (MW)
2010	4,63	12,96	12,38	4,48	34,45
2011	4,77	13,35	12,75	4,62	35,49
2012	4,91	13,75	13,13	4,76	36,55
2013	5,06	14,17	13,53	4,90	37,65
2014	5,21	14,59	13,93	5,05	38,78
2015	5,37	15,03	14,35	5,20	39,94

BIBLIOGRAFIA

- [1] Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico, aprobada por Decreto Supremo del Ministerio de Energía y Minas con N° 020-97-EM, el 09 de octubre de 1997.
<http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dge/publicaciones/compendio/ds02097mod.pdf>

- [2] Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión y su Actualización con Costos 2008 consignada con la Resolución OSINERGMIN N° 089-2009-OS/CD con fecha 04 de junio de 2009.
<http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2009/OSINERGMIN%20No.089-2009-OS-CD.pdf>

- [3] Análisis de Sistemas de Potencia – John J. Grainger, William D. Stevenson Jr.