

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



REQUERIMIENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN 60kV NAZCA - PUQUIO - CORACORA

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

NILTON ESAÚ PALOMINO SANTOS

**PROMOCIÓN
2006- I**

**LIMA – PERÚ
2014**

**REQUERIMIENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA
PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN 60KV NAZCA -
PUQUIO - CORACORA**

DEDICATORIA

Agradezco a mis padres y hermana por el apoyo recibido durante todo este proyecto, a mis amigos hermanos que me brindaron todo su apoyo desinteresado.

Al Ing. Roberto Ramírez por su apoyo y asesoría constante.

SUMARIO

Debido a la particular geografía del país los centros de consumo en algunas localidades están muy lejos de las subestaciones del sistema de transmisión principal o garantizado, por lo cual es común la existencia de líneas de gran longitud en los sistemas de transmisión secundaria del país, las cuales presentan una baja utilización en algunas horas del día y diagramas de carga muy variables.

El principal efecto que provocan es el problema en la regulación de tensión a lo largo del sistema, asociado al alto efecto capacitivo en algunas horas del día. Por lo cual, los agentes involucrados al sistema de transmisión plantean diversas soluciones a este problema, intentando resolver el problema puntual en su sector, colocando bancos de condensadores a fin de corregir el factor de potencia en los lugares donde cae la tensión por debajo de los valores mínimos regulados acercándose a las zonas de inestabilidad. Sin embargo, en horas fuera de punta estos bancos generan problemas de sobretensiones debido a la sobrecompensación.

En el presente informe se analiza este problema y se propone una forma de resolverlo, enfrentándolo de manera integral considerando toda la línea de gran longitud, las subestaciones asociadas y las cargas correspondientes. En ese sentido la propuesta considera equipos que resolverían este problema de manera eficiente.

En ese sentido, en el capítulo 1 se describe el sistema eléctrico Nazca - Puquio - Coracora, ubicándolo dentro del sistema eléctrico interconectado nacional, describiendo sus características eléctricas e instalaciones existentes, además en este capítulo se considera el desarrollo del marco teórico que sirvió de base al desarrollo del presente informe.

En el capítulo 2 se analiza la demanda actual del sistema, asimismo haciendo uso del programa de cálculo del DigSilent se simula la transmisión de potencia del sistema actual, ya en el capítulo 3, se proyecta la demanda y se analiza el flujo de potencias del sistema proyectado sin considerar equipos de compensación, en este capítulo se calcula el perfil de variaciones de la tensión ante un cambio en la potencia reactiva, este procedimiento nos ayuda a identificar la barra del sistema que requiere compensación reactiva y colocando teóricamente un compensador nos indica el valor de potencia reactiva requerida.

Finalmente en el capítulo 4 se plantean alternativas de solución al requerimiento de potencia reactiva, se compara estas alternativas cualitativamente y se recomienda una de ellas como la solución más adecuada, la misma que resuelve los problemas identificados en los capítulos anteriores.

Se termina este informe con el planteamiento de conclusiones y recomendaciones.

ÍNDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	2
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y MARCO TEÓRICO	2
1.1 Ubicación del sistema eléctrico	2
1.1.1 Ubicación geográfica.....	2
1.1.2 Condiciones climáticas	2
1.2 Diagrama Unifilar	2
1.3 Instalaciones existentes.....	3
1.3.1 Línea de Transmisión Marcona - Nazca (L-6630).....	3
1.3.2 Subestación Nazca (SET 52)	4
1.3.3 Línea de Transmisión Derivación T93 de L-6630 - Palpa (L-6630-01).....	5
1.3.4 Subestación Palpa (SET 58 Illipata)	5
1.3.5 Línea de Transmisión Nazca - Puquio (L-6630-02)	5
1.3.6 Subestación Puquio (SET 57)	6
1.3.7 Línea de Transmisión Puquio - Coracora (L-6630-03)	6
1.3.8 Subestación Coracora (SET 57).....	6
1.4 Marco teórico conceptual	7
1.4.1 Sistema Eléctrico de Potencia.....	7
1.4.2 Transmisión de Potencia.....	7
1.4.3 Topología de un sistema de transmisión.....	8
1.4.4 Análisis de Sistemas de Potencia.....	9
1.4.5 Estudios de Flujo de Carga.....	9
1.4.6 Estabilidad de Tensión	10
1.4.7 Colapso de Tensión.....	10
1.4.8 Métodos de Análisis de Estabilidad de Tensión	11
1.4.9 Compensación Reactiva en Sistemas de Transmisión.....	15
1.4.10 Equipos de compensación reactiva.....	19
1.4.11 Reactor Magnéticamente Controlado - RMC	21

1.4.12	Comparación de un SVC y un SRP	22
1.5	Objetivos.....	23
1.5.1	Objetivos Específicos	23
1.6	Alcances.....	24
CAPITULO II.....		25
DIAGNÓSTICO DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO...		25
2.1	Demandas y cargas por subestación	25
2.2	Registros de Operación.....	26
2.3	Simulación de la operación en Estado Estacionario	27
2.3.1	Generalidades.....	27
2.3.2	Consideraciones.....	27
2.4	Resultados del diagnóstico.....	29
CAPITULO III		31
PRONÓSTICO DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL 2015.		31
3.1	Demandas y cargas por subestación	31
3.2	Oferta desde el SEIN	32
3.3	Simulación de la operación en estado estacionario	33
3.4	Resultados del diagnóstico.....	35
CAPITULO IV.....		38
ALTERNATIVAS DE COMPENSACION REACTIVA		38
4.1	Planteamiento de Alternativas.....	38
4.2	Operación del sistema eléctrico con las alternativas de compensación reactiva.....	39
4.3	Comparación de Alternativas.....	44
4.4	Propuesta de Compensación Reactiva.....	47
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		51
ANEXOS		53
ANEXO A - PROYECCIÓN DE DEMANDAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO		54
ANEXO B - FLUJOS DE POTENCIA - SITUACIÓN ACTUAL		56
ANEXO C - FLUJOS DE POTENCIA - AÑO 2015 SIN PROYECTO		61
ANEXO D - FLUJOS DE POTENCIA - A LTERNATIVA 1		66
ANEXO E - FLUJOS DE POTENCIA - A LTERNATIVA 2		71
ANEXO F - FLUJOS DE POTENCIA - A LTERNATIVA 3.....		76
ANEXO G - FLUJOS DE POTENCIA - SISTEMA EN VACÍO		81

ANEXO H - CATÁLOGO DE PROVEEDOR DE RMC – ZTR.....	83
ANEXO I - COMPENSACIÓN EN BT Y ARRANCADORES SUAVES	85
ANEXO J- CURVAS V-P Y V-Q DE LAS ALTERNATIVAS	89
BIBLIOGRAFIA	92

INDICE DE TABLAS

TABLA N°. 1.1 Niveles de Tensión	7
TABLA N°. 2.1 Demanda Actual del Sistema Eléctrico en MW/MVAr	25
TABLA N°. 2.2 Factor de Potencia en la Barra de Marcona - Escenario Actual.....	28
TABLA N°. 2.3 Perfil de Tensiones - Escenario Actual	29
TABLA N°. 3.1 Demanda proyectada del sistema eléctrico en MW/MVAr	32
TABLA N°. 3.2 Factor de Potencia en la Barra de Marcona - Sin proyecto.....	33
TABLA N°. 3.3 Perfil de Variación de la Tensión ante un cambio en la Pot. Reactiva	34
TABLA N°. 3.3 Perfil de Tensiones - Escenario Proyectado sin Compensación.....	36
TABLA N°. 4.1 Factor de Potencia en la Barra de Marcona - Alternativa 1.....	40
TABLA N°. 4.2 Perfil de Tensiones - Alternativa 1	40
TABLA N°. 4.3 Factor de Potencia en la Barra de Marcona - Alternativa 2.....	42
TABLA N°. 4.4 Perfil de Tensiones - Alternativa 2	42
TABLA N°. 4.5 Factor de Potencia en la Barra de Marcona - Alternativa 3.....	43
TABLA N°. 4.6 Perfil de Tensiones - Alternativa 3	44
TABLA N°. 4.7 Efectos de la Sobre compensación en 22,9 kV - 2015	45
TABLA N°. 4.8 Efectos de la Sobre compensación en 22,9 kV - 2015	46
TABLA N°. 4.9 Energización en Vacío	47

PRÓLOGO

En el presente informe se desarrollan alternativas de solución a los problemas de compensación reactiva en los sistemas de transmisión secundaria, mostrando el caso específico del sistema de transmisión en 60 kV que sale de la Barra de 60 kV de la SE Marcona, que recorre la costa árida del sur medio del país hasta la SE Nazca, luego asciende a la sierra de Puquio en la subestación del mismo nombre, e ingresa a la SE Coracora ubicada en la zona minera de Huancavelica y Ayacucho, haciendo un total de 190 km de línea en 60kV. Por lo tanto, en este sistema, se muestran los efectos de tres características en sistemas eléctricos de transmisión del país: Líneas de gran longitud, Diagramas de carga variable y Cargas importantes en los extremos de los sistemas eléctricos.

Todos estos elementos hacen necesario el cálculo de los niveles de energía reactiva, los rangos de variación de la tensión en función de la potencia activa y reactiva en una barra, los problemas de estabilidad de la tensión, entre otros, a fin de proponer la compensación reactiva con los equipos adecuados. Se analizan tres alternativas, la primera consiste en determinar la compensación reactiva en función de la variabilidad de la tensión, bancos de condensadores adecuados luego de identificadas las barras. La segunda, que toma algunos resultados de la primera, recomienda concentrar un solo banco de condensadores en uno de los puntos antes identificados, a fin de concentrar las inversiones y actividades. La tercera alternativa propone el uso de equipos con tecnología FACTS, que además de solucionar el requerimiento de energía reactiva, mantengan los niveles de tensión en valores prefijados, ayudando considerablemente a la estabilidad de la tensión en el sistema de transmisión.

En nuestro medio se conocen equipos FACTS diversos, sin embargo para este informe se propone y se simula el efecto de los reactores magnéticamente controlados, aprovechando su gran desempeño en sistemas similares en otros países. En el informe se describe el problema, se plantean alternativas de solución y finalmente se recomienda la implementación de una de ellas.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y MARCO TEÓRICO

1.1 Ubicación del sistema eléctrico

1.1.1 Ubicación geográfica

El área del proyecto se ubica en el departamento de Ayacucho, en la provincia y distrito de Coracora. La Subestación se ubica en las afueras del casco urbano de Coracora y es administrada por la empresa estatal Adinelsa.

1.1.2 Condiciones climáticas

La zona del proyecto tiene las siguientes características:

-	Altura	:	3 115 msnm
-	Temperatura Mínima	:	0°C
-	Temperatura Máxima	:	30 ° C
-	Espesor de hielo	:	6,0 mm a 0 °C
-	Humedad relativa máxima	:	70%
-	Aceleración Horizontal	:	0,5 g
-	Aceleración Vertical	:	0,4 g
-	Velocidad máxima del viento	:	104 km/h
-	Grado de contaminación	:	25 mm/kV

1.2 Diagrama Unifilar

El sistema eléctrico actualmente viene reportando muchos problemas tal como se menciona en el punto anterior, a continuación se muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico en estudio tomado de la información oficial de Osinergmin.

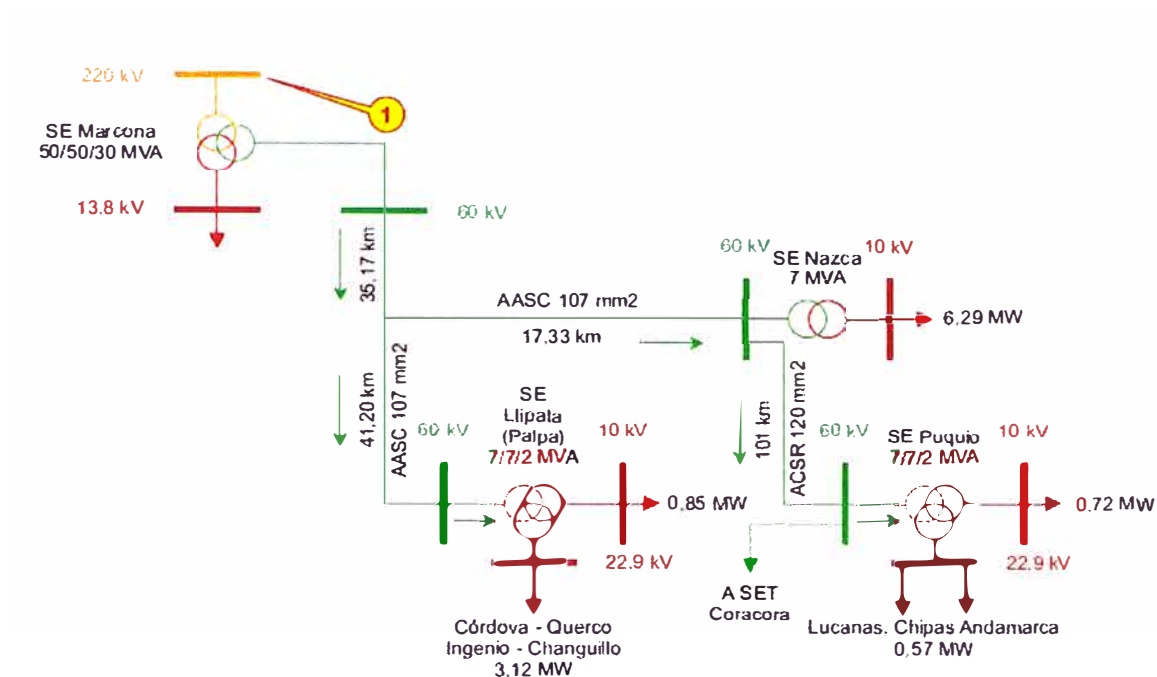


Fig. 1.1 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico [1]

1.3 Instalaciones existentes

El área de influencia del sistema eléctrico en mención se ubica dentro del área de concesión de las empresas de Distribución Eléctrica ElectroDunas y Adinelsa, así mismo el sistema se inicia en la bahía de línea en 60 kV de la SE Marcona (220/60/10 kV). A continuación se lista las principales instalaciones existentes del sistema eléctrico de transmisión secundaria motivo del análisis.

1.3.1 Línea de Transmisión Marcona - Nazca (L-6630)

Esta línea de transmisión tiene una longitud de 53 km, que está en operación desde el año 1992, tiene registrada una corriente máxima de diseño de 60 A, con un conductor del tipo AASC - 107 mm², y atraviesa una zona desértica muy adversa, tal como se aprecia en la siguiente figura.



Fig. 1.2 Línea L-6630

1.3.2 Subestación Nazca (SET 52)

La subestación posee un transformador de potencia de 60/22,9/10 kV y 12/8/8 MVA, que está en operación desde el año 2010. También posee un transformador 60/10 kV y 7 MVA que se encuentra en la subestación para operar en caso de contingencias, alimentando las cargas de las localidades de Nazca Rural en 22,9 kV y a Nazca Cercado en 10 kV.

Actualmente la subestación tiene instalados dos bancos de condensadores fijos del tipo 1x1250 kVAr en 10 kV y de 1x900 kVAr en 22,9 kV.



Fig. 1.3 Subestación Nazca 60/22,9/10 kV

1.3.3 Línea de Transmisión Derivación T93 de L-6630 - Palpa (L-6630-01)

La línea de transmisión tiene una longitud de 41 km, atraviesa terrenos característicos de la costa y está en operación desde el año 1995. Tiene registrada una corriente máxima de diseño de 60 A y posee un conductor del tipo AASC - 120 mm².

1.3.4 Subestación Palpa (SET 58 Illipata)

La subestación posee un transformador de potencia de 60/22,9/10 kV y 7/7/2 MVA, que está en operación desde el año 1995 y alimenta las cargas de las localidades de Córdova. Ocoña - Otaca, Ingenio - Changuillo en 22,9 kV y a Palpa Cercado en 10 kV.

En el año 2013 se tenía previsto instalar en esta subestación un banco de condensadores del tipo 2x150 kVAr automático.

1.3.5 Línea de Transmisión Nazca - Puquio (L-6630-02)

La línea de transmisión tiene una longitud de 103 km, atraviesa un terreno variado pues asciende desde la costa hasta las alturas de Puquio y está en operación desde el año 1997. Tiene registrada una corriente máxima de diseño de 60A y el conductor es del tipo ACSR - 120 mm².

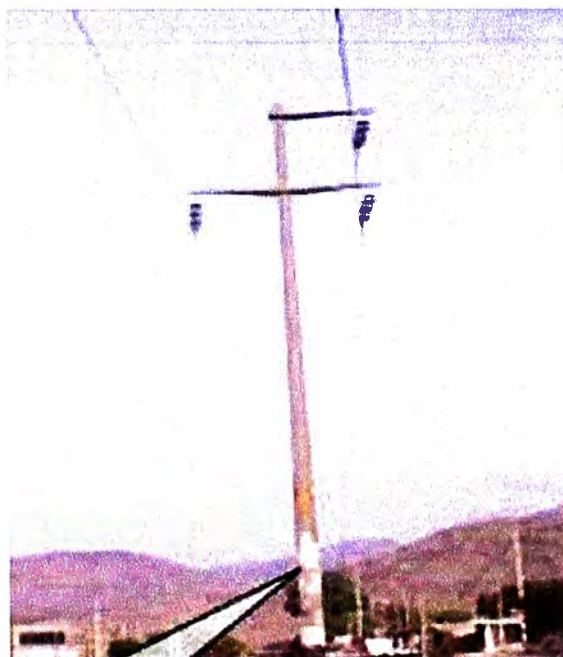


Fig. 1.4 Línea L-6630-02

1.3.6 Subestación Puquio (SET 57)

La subestación posee un transformador de potencia de 60/22,9/10 kV y 7/7/2 MVA, que está en operación desde el año 1997, alimentando las cargas de las localidades de Puquio y Puquio Rural en 10 y 22,9 kV respectivamente.

En el año 2013 se tenía previsto instalar un banco de condensadores de 2x250 kVAr del tipo automático.



Fig. 1.5 Subestación Puquio 60/22,9/10 kV

1.3.7 Línea de Transmisión Puquio - Coracora (L-6630-03)

La línea de transmisión tiene una longitud de 53 km con un conductor del tipo ACSR - 120 mm² y atraviesa terrenos característicos de la zona sierra.

1.3.8 Subestación Coracora (SET 57)

La subestación posee dos transformadores de potencia, uno de 60/22,9 kV y 7-8,4 MVA (ONAN – ONAF) y otro transformador reductor en 22,9/10 kV y 2 MVA. Esta subestación alimenta las cargas de las localidades de Incaño, Chaviña y Pausa en 22,9 kV y la ciudad de Coracora en 10 kV. Asimismo en 22,9 kV la subestación alimenta cargas mineras en la SE Apumayo y SE Breapampa, las cuales tienen instalados bancos de condensadores con desconexión horaria de 1x550 kVAr y 1x1000 kVAr respectivamente.

En el año 2013 se tenía previsto instalar un banco de condensadores de 2x750 kVAr del tipo automático.



Fig. 1.6 Subestación Coracora 60/22,9/10 kV

1.4 Marco teórico conceptual

1.4.1 Sistema Eléctrico de Potencia

Un sistema eléctrico de potencia está compuesto en términos generales por los subsistemas de generación, transmisión y distribución. En este informe se centra las definiciones en el tema de la transmisión de potencia, considerando el marco teórico necesario su desarrollo.

1.4.2 Transmisión de Potencia

La energía eléctrica se transporta, frecuentemente a gran distancia desde su centro de producción, por la Red de Transporte, encargada de enlazar las centrales con los puntos de utilización de energía eléctrica. Para un uso racional de la electricidad es necesario que las líneas de transporte estén interconectadas entre sí con estructura de forma mallada, de manera que puedan transportar energía entre puntos muy alejados, en cualquier dirección. Estas líneas están generalmente construidas sobre grandes torres metálicas y de acuerdo a nuestro código nacional de electricidad, en alta tensión sería a tensiones superiores a 35 kV. [2].

TABLA N°. 1.1 Niveles de Tensión

Nivel de Tensión	Abreviatura	Rango
Baja Tensión	B.T.	$U \leq 1 \text{ kV.}$
Media Tensión	M.T.	$1 \text{ kV} < U \leq 35 \text{ kV.}$
Alta Tensión	A.T.	$35 \text{ kV} < U \leq 230 \text{ kV.}$
Muy Alta Tensión	M.A.T.	$230 \text{ kV} < U \leq 1 \text{ 000 kV.}$

1.4.3 Topología de un sistema de transmisión

La topología de un sistema eléctrico, dependiendo de su confiabilidad, se puede clasificar en los siguientes tipos:

a) Sistema radial (menos confiabilidad y más económico)

En un sistema radial las cargas tienen una sola alimentación, de manera que una falla en la alimentación produce una interrupción en el suministro, este caso es el que se presenta en el sistema eléctrico que Nazca - Puquio - Coracora en 60 kV..

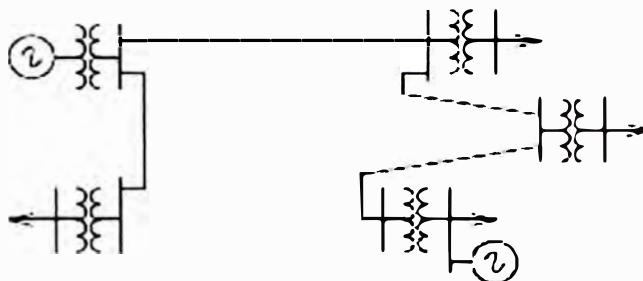


Fig. 1.7 Sistema Radial

b) Sistema en anillo (mayor confiabilidad y mayor costo)

Con un sistema en anillo se tiene una doble alimentación y puede interrumpirse una de ellas sin causar una interrupción del suministro.

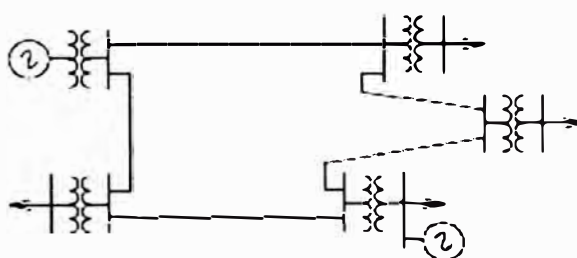


Fig. 1.8 Sistema en Anillo

c) Red (Mucha mayor confiabilidad y costo)

Con éste tipo de sistema se aumenta el número de interconexiones y en consecuencia, la seguridad del servicio.

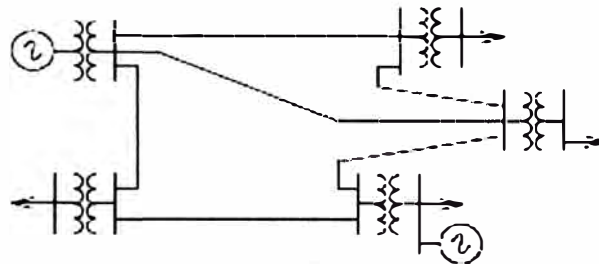


Fig. 1.9 Red

1.4.4 Análisis de Sistemas de Potencia

“La planificación, diseño y operación de los sistemas de potencia requiere de estudios de ingeniería para evaluar el rendimiento del sistema existente, confiabilidad, seguridad y economía. Los estudios, propiamente concebidos y conducidos, son una vía de costo efectivo, para prevenir sorpresas y optimizar la selección de equipos. En la etapa de diseño, los estudios identifican y alertan potenciales deficiencias en el sistema antes que este entre en operación. En sistemas existentes, ayudan a localizar la causa de falla de equipos y mala operación, y determina medidas correctivas para mejorar el rendimiento del sistema”. [3]

1.4.5 Estudios de Flujo de Carga

El estudio de flujo de carga, determina la tensión, corriente, potencia activa y reactiva además del factor de potencia, en un sistema de potencia. Los estudios de flujo de carga son una excelente herramienta para la planificación del sistema. Un número de procedimientos de operación, pueden ser analizados, incluyendo condiciones de contingencias, tales como la pérdida de un generador, una línea de transmisión, o una carga.

Estos estudios alertaran al usuario sobre las condiciones que pueden causar sobrecarga de los equipos o pobres niveles de tensión. Los estudios de flujo de carga pueden ser usados para determinar el tamaño y localización óptima para capacitores de potencia para mejora de factor de potencia. También, son muy usuales en la determinación de tensión del sistema bajo condiciones de repentinas aplicaciones o desconexiones de carga. Los resultados de un estudio de flujo de carga son también punto de partida de estudios de

estabilidad. Las computadoras digitales son usadas ampliamente en los estudios de flujo de carga debido a la complejidad de los cálculos involucrados. [4]

En el desarrollo del presente informe se hizo uso del programa del DigSilent, a fin de modelar las líneas y subestaciones involucradas en el cálculo y necesidad del sistema de transmisión secundaria, con este programa se obtiene el valor de la compensación reactiva requerida del sistema en mención.

1.4.6 Estabilidad de Tensión

La estabilidad de tensión, junto con la referida a la frecuencia y la que considera el ángulo del rotor, forma parte de la Estabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia que es un tema muy importante a tener en cuenta al operar los sistemas eléctricos de Potencia.

La estabilidad de tensión, es la capacidad que tiene el sistema de mantener niveles de tensión aceptables en todas sus barras de acuerdo a la normativa, cuando opera en condiciones normales y bajo el efecto de alguna perturbación. La estabilidad de tensión está relacionada directamente con la capacidad de suministrar la potencia reactiva, por lo que se dice que un sistema es inestable desde el punto de vista de la tensión cuando al inyectar potencia reactiva en una barra, el nivel de tensión en la misma no aumenta. A pesar de que la inestabilidad de tensión es esencialmente un fenómeno local, las consecuencias del mismo pueden tener un impacto general en el sistema, si no es controlado oportunamente. [5].

Nuestra legislación regula las condiciones de variabilidad de la tensión una en determinada barra del sistema eléctrico, los agentes y operadores del sistema tienen un margen para operar de manera confiable todo el sistema eléctrico interconectado.

1.4.7 Colapso de Tensión

Los efectos de un colapso de tensión son mucho más serios que un período con bajas tensiones, gran parte del sistema puede experimentar un apagón. El colapso de tensión tiene las siguientes características:

- Es un fenómeno catastrófico e inesperado que tiene severos efectos en la red o en partes de la misma.
- Generalmente va acompañado por condiciones de alta carga en el sistema y/o salidas de elementos del sistema que limitan la capacidad de transferencia de potencia.

1.4.8 Métodos de Análisis de Estabilidad de Tensión

A continuación se describe el método de análisis estático que se utiliza para determinar límites y la localización de áreas problema, este método utiliza ecuaciones algebraicas para representar las condiciones del sistema, el flujo de potencia y las características de la tensión y potencia. Las metodologías utilizadas para este análisis son entre otras:

- Curvas QV
- Técnica de Continuación (Curvas PV).
- Factores de sensibilidad
- Análisis Modal

a) Curvas QV

Se grafican relacionando la cantidad de potencia reactiva que se debe inyectar a una barra para mantener su nivel de tensión en rangos aceptables, considerando constante la transferencia de potencia activa.

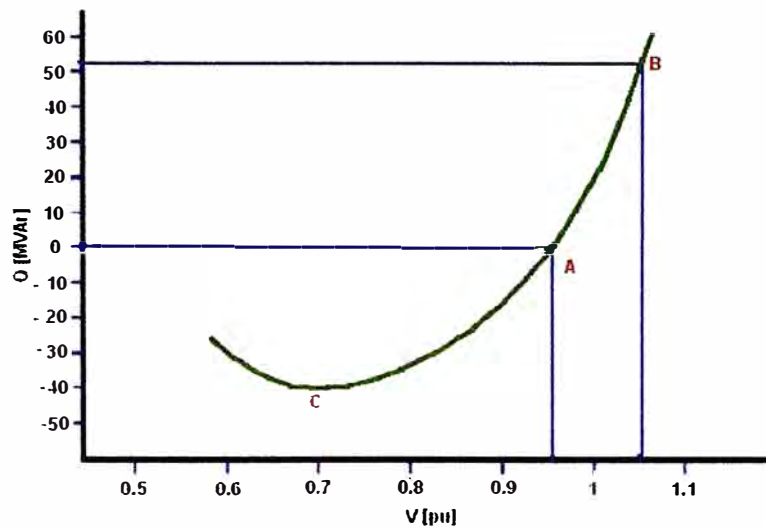


Fig. 1.10 Curva QV Típica

Análisis de Sensibilidad VQ, en una barra la sensibilidad VQ representa la pendiente de la curva QV en un punto de operación. Cuando la sensibilidad es positiva indica que la operación del sistema es estable y mientras más pequeña sea la sensibilidad, más fuerte y estable es la tensión en el sistema, la sensibilidad negativa indica que la operación del sistema es inestable.

b) Técnicas de Continuación:

Usan un proceso iterativo que implica pasos de predicción y corrección. Desde una solución inicial conocida, se usa un paso predictor tangente para estimar la solución para un patrón especificado de incremento de carga y generación. Luego, el paso corrector determina la solución exacta usando un análisis de flujo de carga convencional con la carga del sistema asumida fija. La tensión para un incremento mayor de carga es entonces calculada basándose en un nuevo paso de predicción tangente. Si el nuevo estimado de carga está más allá de la máxima carga de la solución exacta, un paso de corrección con cargas fijas podría no converger; por consiguiente, se aplica un paso de corrección con tensión fija en la barra monitoreada para poder encontrar la solución exacta.

Aplicación de la técnica de continuación en la obtención de la Curva PV, Esta metodología consiste en variar de forma progresiva la carga en una de las barras del sistema de potencia y observar lo que ocurre con la tensión.

De la siguiente figura se concluye, el punto crítico en una curva PV es aquel punto a partir del cual se presenta una disminución abrupta de la tensión, conocido también como nariz de la curva o punto de colapso.

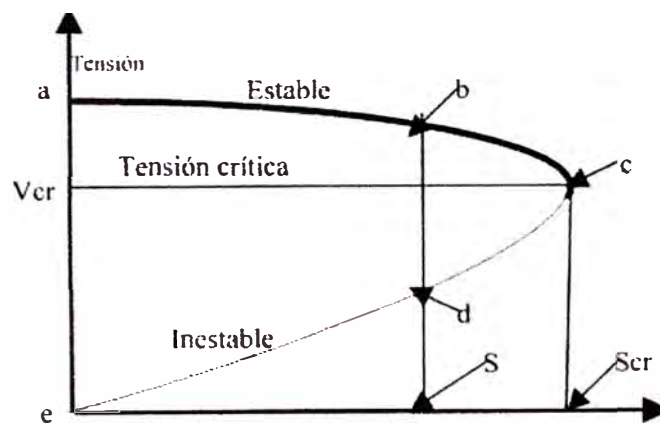


Fig. 1.11 Curva PV Típica

La curva PV es propia para cada barra en la que se asume crece la demanda, es decir la curva PV es única para cada una de las barras analizadas.

En la siguiente figura se puede observar dos regiones que determinan la estabilidad de la tensión, teniendo calculado un punto de operación del sistema, el tramo de curva hasta la nariz de la misma, representa el margen de estabilidad de la tensión.

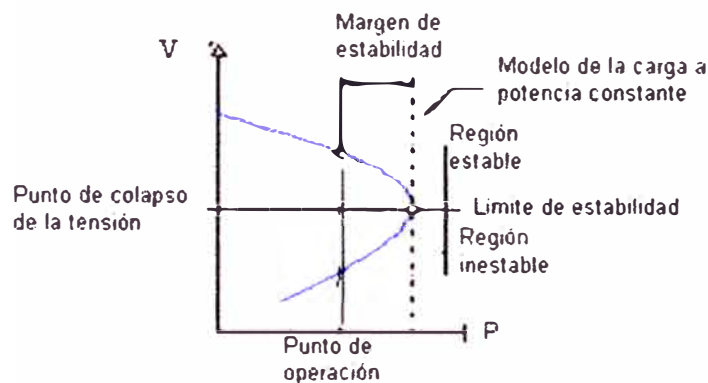


Fig. 1.12 Región estable e inestable en la curva PV

La distancia que existe desde el valor inicial de la carga (eje y) hasta la nariz de la curva, es lo que se define como margen de cargabilidad (figura 1.13), éste depende de las características eléctricas y de la topología propia de cada zona de estudio.



Fig. 1.13 Margen de cargabilidad en la curva PV

El margen de cargabilidad de un sistema se puede entender como la carga máxima que puede soportar el mismo, antes de que se provoque el colapso de tensión.

c) Factores de Sensibilidad

Los factores de sensibilidad se pueden obtener mediante los vectores propios derechos de la matriz Jacobiana del modelo algébrico-diferencial linealizado del sistema. Dan una buena idea del efecto sobre la tensión al realizar acciones de control en la potencia reactiva y en la potencia activa en las barras de carga del sistema bajo estudio.

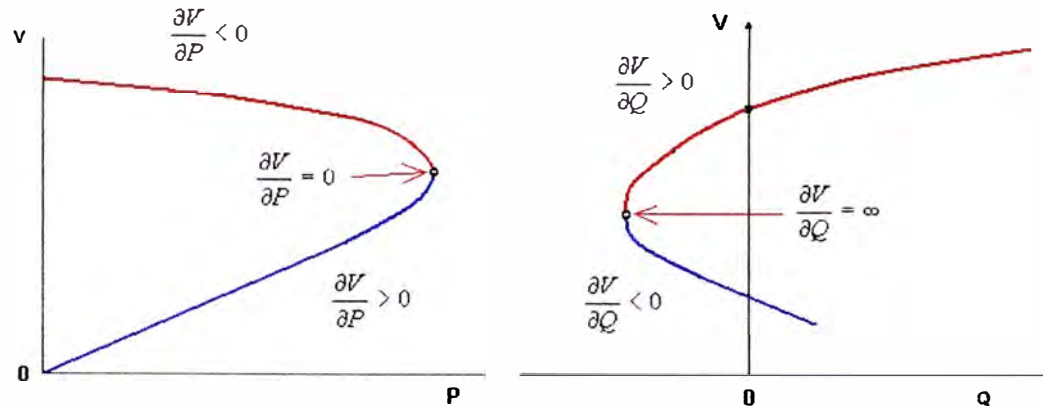


Fig. 1.14 Factores de sensibilidad

La matriz jacobiana reducida, resulta de resolver las ecuaciones del sistema de potencia, aplicando el método de Newton-Raphson, teniéndose la siguiente ecuación:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

Fig. 1.15 Matriz Jacobiana

Donde:

ΔP , es el cambio incremental de la potencia activa en el nodo.

ΔQ , es el cambio incremental de la potencia reactiva en el nodo.

$\Delta \delta$, es el cambio incremental en el ángulo de la tensión en el nodo.

ΔV , es el cambio incremental de la magnitud de la tensión en el nodo.

d) Análisis Modal

Se fundamenta en la utilización del modelo estático de la red eléctrica, es decir, en el uso de la matriz Jacobiana utilizada en el cálculo de los flujos de carga. Este método puede ser empleado para determinar las áreas más débiles del sistema con respecto a la estabilidad de tensión, y además entrega información relativa a los mecanismos de la inestabilidad de tensión por medio del cálculo de los factores de participación, estos factores muestran la influencia de cada modo sobre los nodos y muestran la influencia sobre los elementos de la red.

1.4.9 Compensación Reactiva en Sistemas de Transmisión

a) Conceptos generales

En este punto se toma los conceptos del libro Compensación Reactiva en Sistemas de Transmisión del ingeniero Roberto Ramírez Arcelles [4].

Para una operación eficiente y confiable de sistemas eléctricos de potencia, el control de la tensión y potencia reactiva debería satisfacer los siguientes objetivos:

- Tensiones en terminales de todos los equipos en el sistema deben estar dentro de los límites aceptables. Una prolongada operación de los equipos con tensiones fuera del rango aceptable podría afectar su desempeño y posiblemente provocarles daños irreparables.
- Maximizar la utilización de los sistemas de transmisión, sin deteriorar los márgenes de estabilidad del sistema.
- Minimizar el flujo de potencia reactiva para reducir las pérdidas $R I^2$ y $X I^2$ hasta un mínimo práctico. Así se asegura la operación eficiente de la transmisión.

El problema de mantener las tensiones dentro de límites requeridos es complicado por el hecho de que el sistema de transmisión conduce la energía eléctrica de muchas unidades de generación, suministrando potencia a un gran número de cargas. En ese sentido al variar las cargas, varían los requerimientos de potencia reactiva del sistema de transmisión.

Como la potencia reactiva no puede ser transmitida en grandes distancias, el control de la tensión tiene que ser efectuado utilizando equipos especiales esparcidos a través del sistema de transmisión. Desde luego que una tarea fundamental del ingeniero de sistemas de potencia es la apropiada selección y ubicación de los equipos de compensación; así como la coordinación de los mismos para obtener un efectivo control de la potencia reactiva y de la tensión.

b) Compensación de las Cargas

En un sistema ideal de corriente alterna la tensión y frecuencia en todos los puntos de suministro deberían ser constantes y libres de armónicos, y el factor de potencia debería ser la unidad.

En particular estos parámetros deberían ser independientes del tamaño (potencia) y característica de las cargas.

- En un sistema ideal cada carga podría ser diseñada para obtener un comportamiento óptimo a la tensión de suministro dada.
- En un sistema real, se debe cumplir con la calidad de suministro, la noción que debe establecerse es cuan constantes son la tensión y la frecuencia, y cuan cerca de la unidad está el factor de potencia.

c) Objetivo de la compensación

Compensación de la carga es el manejo de la potencia reactiva para mejorar la “calidad de suministro” en sistemas eléctricos. Este término es usado cuando el manejo de la potencia reactiva es efectuado en una carga individual o grupo de cargas, y el equipo de compensación es instalado cerca de la carga.

Las técnicas utilizadas y en efecto, algunas de los objetivos de la compensación de la carga, difieren considerablemente de los objetivos alcanzados en la compensación reactiva en el sistema de transmisión.

En la compensación de las cargas hay tres principales objetivos:

- Corrección del factor de potencia.
- Mejoramiento de la regulación de tensión.
- Balance de la carga.

c.1) Corrección del Factor de Potencia

Normalmente las cargas tienen factor de potencia en atraso, es decir absorben potencia reactiva. Por ello la corriente tiende a ser mayor que la requerida para suministrar solo la potencia activa, porque tiene una componente reactiva, incrementándose la caída de tensión y las pérdidas de potencia.

Por ello la corrección del factor de potencia es la práctica de producir potencia reactiva, lo más cerca posible de la carga, en vez de que sea suministrada desde una central lejana o subestación.

c.2) Regulación de Tensión

El consumo de potencia reactiva provoca variación de la tensión en la barra de suministro, que puede interferir con la operación eficiente de las plantas conectadas a esta barra. Para

garantizar una adecuada operación, la NTCSE ha establecido límites para la tensión en las barras del sistema $\pm 5\%$.

La forma evidente de mejorar la regulación es incrementando la fortaleza del sistema, sin embargo la solución económica es diseñar el sistema para la demanda real y manejar la potencia reactiva mediante equipos de compensación, sin incrementar los niveles de cortocircuito.

c.3) Balance de Cargas

En sistemas eléctricos que tienen una potencia de cortocircuito baja, las cargas asimétricas o cargas monofásicas pueden producir asimetría en las tensiones del sistema y la sobrecarga en determinados componentes del mismo, así como también la generación de pérdidas adicionales en las máquinas eléctricas.

Los Hornos de Arco constituyen una carga asimétrica con factor de potencia muy bajo (0.65 - 0.80) y que exhiben variaciones rápidas y aleatorias.

Estas variaciones erráticas de la corriente reactiva provocan caídas de tensión y una irregular variación de la tensión en la barra de suministro al horno, denominada efecto flicker.

Para lograr una tensión de alimentación constante para este tipo de cargas, las fluctuaciones de la potencia reactiva de la carga deben ser prácticamente eliminadas, esta compensación debe ser asumida por un ECR que posea un controlador automático con una estrategia de control monofásico.

d) Comportamiento en Estado Estacionario de Líneas de Transmisión

Antes de efectuar los estudios detallados para determinar el plan de equipamiento de compensación reactiva, que incluye tipos de equipos, ubicación y rangos nominales de operación para un determinado período de análisis del sistema de potencia, es importante:

- Conceptualizar el problema de la compensación reactiva en sistemas de transmisión y,
- Garantizar la apropiada selección y aplicación de los equipos de compensación.

En este acápite se presenta un pequeño resumen de estos conceptos y características que permite aclarar cómo afecta las diferentes formas de compensación reactiva al

comportamiento de una línea de transmisión.

e) Ecuaciones Básicas de Una Línea de Transmisión

Las ecuaciones de una línea de transmisión sin pérdidas, considerando parámetros distribuidos, utilizadas para obtener la tensión y corriente a una distancia "x" del terminal de recepción son:

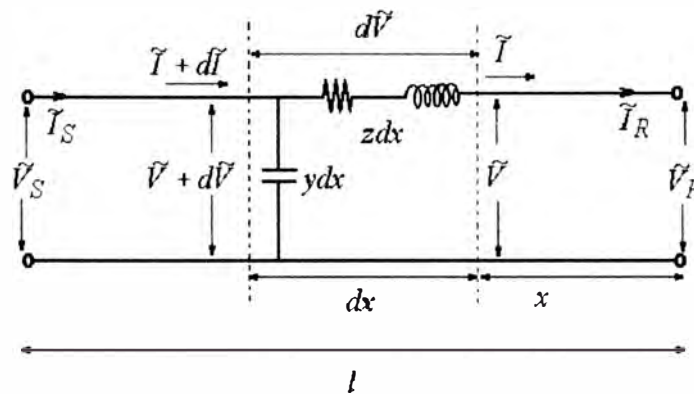


Fig. 1.16 Relaciones Tensión Corriente en una línea con parámetros distribuidos

De esta se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$V(x) = V_R \cos(\beta x) + j Z_C I_R \sin(\beta x) \quad (1.1)$$

$$I(x) = I_R \cos(\beta x) + j V_R / Z_C \sin(\beta x) \quad (1.2)$$

$$Z_C: \text{Impedancia característica de la línea dada por: } Z_C = \sqrt{L / C} = \sqrt{j \omega L / j \omega C} \quad (1.3)$$

$$\beta = \text{Constante de fase dada por: } \beta = \omega \sqrt{LC} = \omega \sqrt{j \omega L / j \omega C} \quad (1.4)$$

Donde:

- L : inductancia serie por unidad de longitud (H/km)
- C : capacitancia shunt por unidad de longitud (C/km)
- ωL : reactancia serie por unidad de longitud (Ω /km)
- ωC : susceptancia shunt por unidad de longitud (Ω^{-1} /km)
- ωL : reactancia serie total (Ω)
- ωC : susceptancia shunt total (Ω^{-1})
- l : longitud de línea (km)

f) **Energización en Vacío de una línea (sin pérdidas)**

Este procedimiento permite mostrar el efecto de la carga reactiva de la línea y su efecto en el sistema. La línea se energiza en vacío desde los terminales de envío cuya tensión V_s es conocida.

Suponer que la potencia de cortocircuito en los terminales de envío es muy grande.

Para formular las ecuaciones se considera, $I_R = 0$, ahora considerando el punto de envío: es decir $x = l$, se tiene:

- La tensión en el extremo libre $V_R = V_s / \cos(\theta)$ $\theta = \beta l$
- El cociente $V_s / I_s = -j Z_C / \tan(\theta)$ indica que la línea en vacío es como una reactancia capacitiva.
- Por ello, la potencia reactiva en envío es $Q_s = -j V_s^2 \tan(\theta) / Z_C$ esta potencia reactiva se inyecta al sistema eléctrico de potencia por la subestación de envío.

1.4.10 Equipos de compensación reactiva

Los capacitores y reactores son “elementos pasivos de compensación reactiva”, que están incorporados al sistema en conexión serie o paralelo.

La compensación con “capacitores “shunt” es principalmente utilizada para incrementar la tensión de recepción en casos de máxima demanda y para suministrar potencia reactiva directamente a las cargas. Con su conexión se reducen las pérdidas de transmisión.

La utilización de “reactores “shunt” es principalmente destinada para disminuir las tensiones en las condiciones de carga ligera o rechazos de carga, compensando la carga capacitiva de la línea.

Un compensador estático de potencia reactiva puede producir o absorber potencia reactiva o ambas opciones alternativamente dependiendo del tipo de diseño. Cuando se incluye un reactor controlado por tiristores es posible lograr un control fino de la tensión.

a) **Reactores “Shunt”**

Es el medio más económico que se dispone para la absorción de potencia reactiva, pudiendo estar conectado en el extremo de llegada de una línea de transmisión y maniobrado mecánicamente o mediante el disparo de un interruptor con la señal de un relé de tensión. Se utiliza para compensar los efectos de la capacitancia de las líneas de transmisión, particularmente para limitar las tensiones con la línea en vacío o en mínima

carga. En ese sentido son usualmente requeridos en líneas aéreas con longitudes de más de 100 km.

Una línea corta puede también requerir reactores shunt si la línea es alimentada desde un sistema débil.

Los reactores utilizados en sistemas de transmisión tienen una construcción similar a los transformadores, pero poseen solo un devanado primario y llevan entrehierros en el núcleo, al igual que el transformador el núcleo y bobinado están sumergidos en aceite. Pueden fabricarse unidades monofásicas o trifásicas.

Justamente en la SE Marcona se tiene instalados dos reactores Shunt en la barra de 10kV, en la siguiente figura se aprecia uno de ellos.



Fig. 1.17 Reactor Shunt en la SE Marcona 10 kV, 5 MVAr

b) Capacitores “Shunt”

Son usados para la corrección del factor de potencia, estos equipos constituyen el medio más económico para producir potencia reactiva, pueden estar fijos o maniobrados mecánicamente. Sus principales ventajas son su bajo costo y su flexibilidad de instalación y operación. Su principal desventaja es que conectados en paralelo proveen el mínimo soporte de la tensión cuando su aporte es más necesario, en virtud a que su potencia reactiva depende del cuadrado de su tensión. No obstante, el uso de capacitores “shunt” se ha incrementado considerablemente.

En el sistema que se está analizando se encuentran instalados bancos de condensadores en 22,9 y 10kV, estos pueden ser instalados sobre un poste o en la subestación.

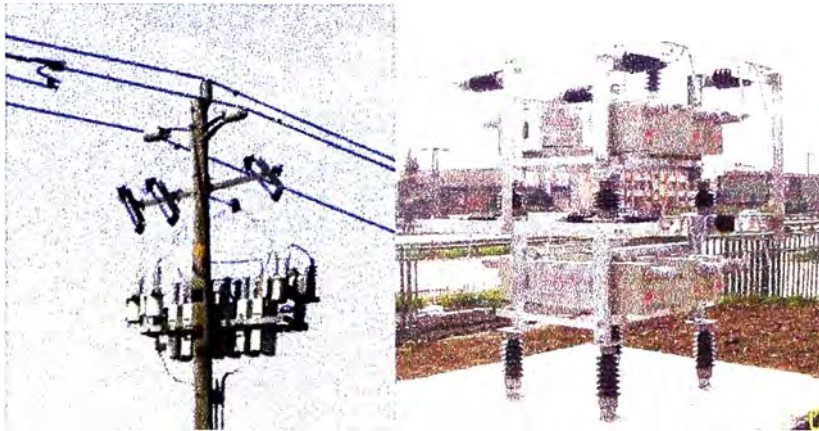


Fig. 1.18 Capacitores Shunt en MT

1.4.11 Reactor Magnéticamente Controlado - RMC

Este equipo pertenece a la familia de equipos de compensación reactiva dinámicos, o FACTS, Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna. Los FACTS son dispositivos que se utilizan para el control dinámico de la tensión, la impedancia y el ángulo fase de líneas del sistema de transmisión.

A.M. Bryantsev planteó el control de la inductancia del reactor mediante el ajuste de la permeabilidad del núcleo ferromagnético.

Asimismo, exploró a profundidad las características ferromagnéticas, desarrolló soluciones innovadoras, tecnología y métodos de producción para Reactores Controlados Magnéticamente (MCR). [6]

EL MCR es un aparato electromagnético trifásico que opera bajo el principio de regulación continua de la reactancia inductiva.

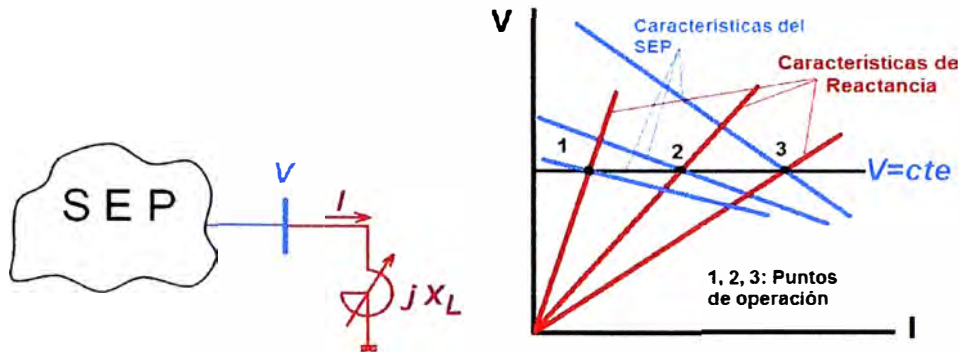


Fig. 1.19 Comportamiento de un RMC

Si al equipo RMC está previsto para operar en paralelo con un banco de condensadores se obtiene una Fuente de Potencia Reactiva “Source of Reactive Power” (SRP), basada en un RMC. Entonces la SRP está conformada por un MCR (RMC) operando en paralelo con Bancos de Capacitores.

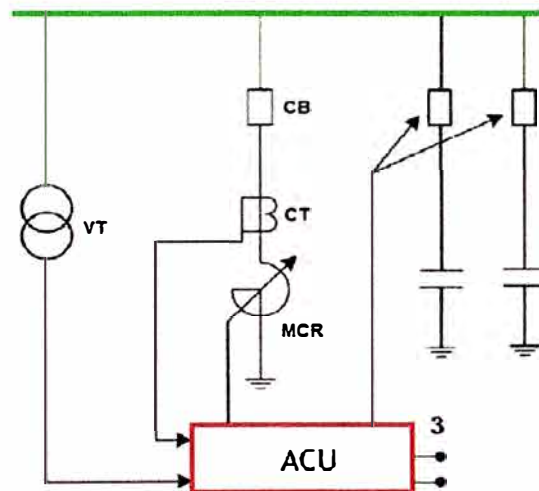


Fig. 1.20 Fuente de Potencia Reactiva – SRP

1.4.12 Comparación de un SVC y un SRP

En el SVC se utiliza Tiristores para regular la corriente a través del reactor, para conectar un SVC a la red de alta tensión se necesita un transformador reductor, los filtros de

armónicos son necesarios en el SVC, como los tiristores generan mucho calor se requiere un Sistema de Enfriamiento, por lo tanto el SVC requiere un mayor número de equipos.

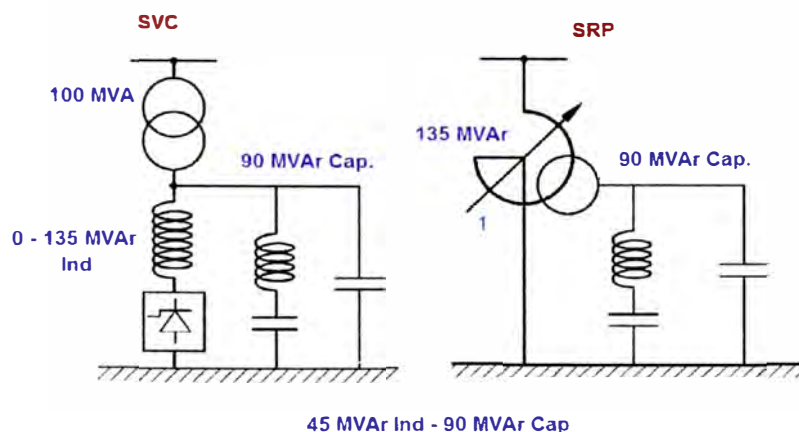


Fig. 1.21 Comparación de un SVC y un SRP

1.5 Objetivos

El presente informe tiene por objetivo, además de resolver el problema del sistema eléctrico de transmisión secundaria Nazca - Puquio - Coracora, proponer una metodología para identificar los requerimientos de Compensación Reactiva en sistemas de gran longitud que suministran energía eléctrica a cargas domésticas, rurales y mineras (diagramas de carga variable).

1.5.1 Objetivos Específicos

1. Identificar los requerimientos de compensación reactiva para un sistema de transmisión con líneas de gran longitud y con poca utilización en algunas horas del día.
2. Proponer una solución teórica al problema de compensación reactiva.
3. Comparar la solución actual propuesta por una reunión de interesados en el sistema eléctrico asociado, con la solución teórica estimada.
4. Proponer la utilización de un equipo relativamente nuevo en los sistemas de transmisión que se adaptaría para resolver el problema del sistema en mención y extender su uso a sistemas eléctricos similares.

1.6 Alcances

Este documento muestra los cálculos de compensación reactiva para líneas largas, así como su comportamiento con cargas variables durante las 24 horas del día, la comparación con la solución actual implementada por la empresa concesionaria responsable del sistema en mención, los estudios que proponen alternativas de solución, una descripción de la solución teórica del problema y la propuesta de un equipo utilizado en otras latitudes que puede resolver el problema a este tipo de sistemas eléctricos.

CAPÍTULO II

DIAGNÓSTICO DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

2.1 Demandas y cargas por subestación

La demanda actual para el sistema analizado, se ha obtenido de las siguientes fuentes:

Las demandas del SEIN se obtienen del archivo *.pfd descargado del portal del COES [7] para la elaboración de estudios eléctricos referentes a nuevas instalaciones en el sistema.

En el cuadro siguiente se presenta el resumen de la demanda del Sistema Eléctrico analizado, para un escenario en horas de máxima demanda durante los años 2012 y 2013.

TABLA N°. 2.1 Demanda Actual del Sistema Eléctrico en MW/MVAr

Subestación	Barra	2012		2013	
		MW	MVAr	MW	MVAr
SE. Palpa 60/22,9/10 kV	Palpa 10 kV	0,80	0,26	0,83	0,27
	Palpa 23 kV	2,48	0,62	2,56	0,64
	Sub Total	3,29	0,89	3,39	0,91
SE. Nazca 60/22,9/10 kV	Nazca 10 kV	4,57	0,93	4,71	0,96
	Nazca 23 kV	5,53	1,12	5,69	1,16
	Sub Total	10,10	2,05	10,40	2,11
SE. Puquio 60/22,9/10 kV	Puquio 10 kV	0,77	0,27	0,79	0,28
	Puquio 23 kV	0,63	0,22	0,65	0,23
	Mina Rio Azul 23 kV	0,80	0,16	0,80	0,16
	Sub Total	2,20	0,65	2,24	0,66
SE. Coracora 60/22,9 kV	Coracora 23kV	1,37	0,66	1,41	0,68
	Mina Breapampa	0,50	0,16	0,80	0,26
	Mina Apumayo MT	0,10	0,03	0,40	0,13
	Mina Apumayo BT	0,10	0,03	0,40	0,13
	Cargas Mineras	0,00	0,00	0,00	0,00
	SER Acari-Chala III	0,00	0,00	0,80	0,26
	Sub Total	2,07	0,89	3,81	1,47
Total Sistema Eléctrico		17,65	4,48	19,84	5,16

(1) Las cargas mineras conectadas en la SE Coracora estarán presentes en Fuera de Punta desde el año 2013.

El detalle de las condiciones de demanda en los escenarios de máxima y mínima demanda se resume en el Anexo A.

2.2 Registros de Operación

En la situación actual el sistema eléctrico de potencia presenta algunos problemas en su operación y disponibilidad. Específicamente consiste en la entrega de reactivos en horas fuera de punta a la barra en 60 kV de la SE Marcona, así como la imposibilidad de incrementar cargas de proyectos de electrificación rural y nuevos proyectos industriales. Por lo mencionado se impide el crecimiento de proyectos mineros dentro del área de influencia del sistema eléctrico.

Este problema tiene los siguientes antecedentes:

- A fines del año 2012 entraron en operación las Subestaciones en 22,9 kV Apumayo y Breapampa de los proyectos mineros de los mismos nombres, las cargas iniciales fueron de 200 y 500 kW respectivamente, al 2013 eran de 800 kW cada una.
- Las partes interesadas se reunieron para evaluar el sistema mencionado, considerando nuevas cargas y las condiciones de operación requeridas por Electrodonas. A continuación se listan las condiciones de operación para el caso más desfavorable de operación, en Máxima Demanda:
 - o Tensión de salida máxima en la Barra de la SE Marcona de 1.03 pu
 - o Tensiones en las Barras en MT de Nazca de 1.04 pu y de Puquio de 1.03 pu, para lo cual deben de actuar los conmutadores bajo carga
 - o Inclusión de la Mina Rio Azul de 800 kW en la Barra 22.9 kV de la SE Puquio.
 - o Puesta en servicio de un banco de 1250 kVAr en la SE Nazca.
- Asimismo la Empresa Adinelsa incluyó la proyección de nuevas cargas mineras y rurales para los próximos años, estas cargas tendrían la condición de operar en horas fuera de punta:
 - o Considerar que en el año 2013 ingresaría el proyecto de electrificación rural Acarí-Chala III Etapa, que para su inicio se le considera una demanda de 800 kW en Máxima demanda.
 - o Pequeña Minería conectada al Sistema Eléctrico Rural de Coracora en horas fuera de punta de 300 kW desde el año 2013.

Con la resolución OSINERGMIN N° 054-2013-OS/CD, se fija las “Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 y el 30 de abril de 2017”. De otro lado en el marco de los Planes de Inversión en Transmisión del mismo periodo se aprobó y definió la implementación de un banco de condensadores automático en la barra de 22.9 kV de la SE Coracora, para ejecutarse en el 2013, este proyecto se encuentra en estudio y es considerado como la solución a los problemas descritos líneas arriba.

2.3 Simulación de la operación en Estado Estacionario

2.3.1 Generalidades

Con el programa DigSilent V.14.516 se han efectuado las simulaciones de flujo de carga del sistema eléctrico, para el escenario del sistema actual considerando los años 2012 y 2013, en horarios de máxima y mínima demanda. Cabe resaltar que los valores obtenidos para los escenarios de Avenida y Estiaje, son muy similares, por lo tanto sólo se están considerando los escenarios de Avenida.

2.3.2 Consideraciones

El sistema eléctrico existente considera:

- Los bancos de condensadores fijos en MT en la SE Nazca, estos se encuentran conectados tanto durante el período de máxima y mínima demanda. Sus características son:
 - o 1 Banco de condensadores de 0,9 MVAR en la barra de 10 kV
 - o 1 Banco de condensadores de 1,25 MVAR en la barra de 22,9 kV
- La entrada en funcionamiento de las Subestaciones que alimentan a las minas Apumayo y Breapampa, estas cuentan con bancos de condensadores en 22,9 kV de operación horaria, por lo tanto estarán conectadas durante las horas de máxima demanda y desconectadas en horas de mínima demanda.
- Para facilidades del cálculo, se utiliza un Thevenig Equivalente del SEIN aguas arriba de la barra de 60 kV en Marcona, en función de la potencia de cortocircuito:
 - o $S_{cc\ 3f} = 642.43\ \text{MVA}$
 - o $I_{cc\ 3f} = 6,182\ \text{kA}$
 - o $X_{th} = E_{th} / I_{cc\ 3f}$

- E_{th} = Tensión de operación de la barra en vacío, que de acuerdo al operador es 1,035 pu, eso da 62,1 kV. Por lo tanto
- $X_{th} = 62,1 \text{ kV} / 6,182 \text{ kA} = 10,045 \text{ Ohm}$
- $X_{th \text{ pu}} = 10,045 / X_{base}$; $X_{base} = V_n^2 / S_{base}$; $S_{base} = S_{nominal} 60 \text{ kV}$
- $S_n 60 \text{ kV} = 75+75 \text{ MVA} = 150 \text{ MVA}$
- $X_{base} = 60^2 / 150 = 24 \text{ Ohm}$
- $X_{th \text{ pu}} = 10,045 / 24 = 0.41855 \text{ pu}$

Con estas consideraciones a continuación se presentan resultados de las potencias activas y reactivas para los años 2012 y 2013, en máxima y mínima demanda; además se aprecia el factor de potencia (FDP).

TABLA N°. 2.2 Factor de Potencia en la Barra de Marcona - Escenario Actual

Factor de Potencia en la Barra de la SE Marcona 60 kV						
Barra 60 kV SE Marcona	Avenida Máxima			Avenida Mínima		
	P [MW]	Q [MVar]	FDP	P [MW]	Q [MVar]	FDP
Año 2012	19,32	1,62	1,00	9,25	-2,59	0,96
Año 2013	22,42	4,50	0,98	11,59	-1,12	1,00

Nota: El signo positivo de los valores de P y Q mostrados, indican que la dirección de las potencias es saliente de la barra de 60 kV en la SE Marcona.

El signo negativo indica la inyección de potencia reactiva en la barra de la subestación de envío, por lo tanto sus factores de potencia son capacitivos.

Con estos primeros resultados se aprecia que actualmente (2013) el sistema en estudio inyecta energía reactiva a la barra en 60 kV de la SE de Marcona durante las horas de mínima demanda. De otro lado en el diagrama de cargas se muestra que es muy variable y que tiene la forma acampanada típica de cargas rurales, este efecto es el que origina las variaciones de la tensión, por tanto es necesario analizar la estabilidad del tensión en estas barras.

2.4 Resultados del diagnóstico

2.4.1 Perfiles de Tensión

En la siguiente tabla se resume los flujos de potencia en los escenarios de máxima y mínima demanda, de los años 2012 y 2013 y como resultado se presenta los perfiles de tensión en las barras del sistema:

TABLA N°. 2.3 Perfil de Tensiones - Escenario Actual

Barra	2012 Max		2012 Min		2013 Max		2013 Min	
	U, kV	u, pu	U, kV	u, pu	U, kV	u, pu	U, kV	u, pu
CORACORA 60	55,04	0,917	59,37	0,990	49,56	0,826	55,56	0,926
PUQUIO 60	55,35	0,923	59,79	0,996	50,87	0,848	56,78	0,946
NAZCA 60	57,00	0,950	60,66	1,011	55,10	0,918	59,49	0,992
PALPA 60	57,29	0,955	60,91	1,015	55,88	0,931	60,09	1,001
DER PALPA	58,29	0,971	61,07	1,018	56,94	0,949	60,26	1,004
MARCONA 60	61,79	1,030	61,81	1,030	61,77	1,030	61,80	1,030
SEIN	61,80	1,030	61,80	1,030	61,80	1,030	61,80	1,030
APU 23	23,48	1,025	23,45	1,024	23,18	1,012	23,46	1,024
APUM 23	23,46	1,024	23,41	1,022	20,66	0,902	22,86	0,998
BREAP 23	23,50	1,026	23,31	1,018	20,77	0,907	22,89	0,999
CORACORA 23	23,34	1,019	23,48	1,025	20,80	0,908	23,17	1,012
PUQUIO23	23,47	1,025	23,47	1,025	23,47	1,025	23,47	1,025
NAZCA 23	23,46	1,025	23,48	1,025	23,46	1,024	23,47	1,025
PALPA 23	23,47	1,025	23,47	1,025	23,47	1,025	23,47	1,025
PUQUIO10	10,24	1,024	10,25	1,025	10,24	1,024	10,25	1,025
NAZCA 10	10,26	1,026	10,29	1,029	10,26	1,026	10,29	1,029
PALPA 10	10,22	1,022	10,25	1,025	10,22	1,022	10,25	1,025
APUM1	0,47	1,026	0,47	1,023	0,46	1,009	0,47	1,020

La tabla anterior muestra el comportamiento del sistema en estudio, y se aprecia que en horas de máxima demanda:

La tensión en barras de 60 kV son menores de 0.95 pu en el 2013, mientras que el 2012 son menores en las barras Puquio y Coracora.

- La tensión en barras de 22,9 y 10 kV, remarcados en rojo, representan las barras de uso final, la tensión en estas barras se mejora por medio de los reguladores automáticos de los transformadores de potencia, durante el 2012.
- Sin embargo hacia el año 2013, las tensiones llegan a un mínimo de 1,009 pu. en la barra de Apumayo en Baja Tensión.

De otro lado, en horas de mínima demanda:

- El perfil de tensiones es aceptable en casi todas las barras, el valor mínimo se registra en la barra Coracora 22,9 kV, con un valor de 1.012 pu para el año 2013.

Los reportes de resultados de las simulaciones para los escenarios de máxima y mínima demanda en los años 2012 y 2013 se resumen en el Anexos B.

CAPÍTULO III

PRONÓSTICO DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL 2015

3.1 Demandas y cargas por subestación

Para el pronóstico de las demandas en los años 2014 y 2015, se tuvo en cuenta los informes presentados por la empresa concesionaria Electrodonas y los informes para la aprobación del Plan de Inversiones 2013-2017. Además se ha utilizado algunas consideraciones adicionales como:

- En el año 2014 los proyectos mineros estiman alcanzar mayores niveles de producción, por lo tanto se considera una demanda de 1250 y 1000 kW para las subestaciones Apumayo y Breapampa, respectivamente, asimismo para el año 2015 sus respectivas demandas serían 1500 kW cada una.
- El crecimiento de la demanda del proyecto de electrificación rural Acari-Chala III Etapa ha sido estimada en 1000 kW pudiendo llegar en el 2015 a 1200 kW.

3.1.1 Fuentes de Proyección de Demandas por subestación

Las demandas del sistema a analizar para los años 2014 y 2015, se han obtenido de las siguientes fuentes:

- Proyecciones de demanda de Adinelsa, presentadas al Osinergmin para la demanda proyectada de las cargas mineras. [8]
- Estudios de Electrodonas de estudios entregados al Osinergmin, para la demanda del Sistema Nazca, Palpa y Puquio. [8]

En el cuadro siguiente se presenta el resumen de la demanda del sistema eléctrico analizado, para un escenario en horas de máxima y mínima demanda durante los años 2014 y 2015.

TABLA N°. 3.1 Demanda proyectada del sistema eléctrico en MW/MVAr

Subestación	Barra	2014		2015	
		MW	MVAr	MW	MVAr
SE. Palpa 60/22,9/10 kV	Palpa 10 kV	0,85	0,28	0,88	0,29
	Palpa 23 kV	2,64	0,66	2,72	0,68
	Sub Total	3,49	0,94	3,59	0,97
SE. Nazca 60/22,9/10 kV	Nazca 10 kV	4,85	0,99	5,00	1,01
	Nazca 23 kV	5,86	1,19	6,04	1,23
	Sub Total	10,71	2,18	11,04	2,24
SE. Puquio 60/22,9/10 kV	Puquio 10 kV	0,82	0,28	0,84	0,29
	Puquio 23 kV	0,67	0,23	0,69	0,24
	Mina Rio Azul 23 kV	0,80	0,16	0,80	0,16
	Sub Total	2,28	0,68	2,33	0,69
SE. Coracora 60/22,9 kV	Coracora 23 kV	1,45	0,70	1,50	0,72
	Mina Breapampa	1,00	0,33	1,50	0,49
	Mina Apumayo MT	0,50	0,16	0,60	0,20
	Mina Apumayo BT	0,75	0,25	0,90	0,30
	Cargas Mineras	0,00	0,00	0,00	0,00
	SER Acari-Chala III	1,00	0,33	1,20	0,39
Sub Total	4,70	1,77	5,70	2,10	
Total Sistema Eléctrico		21,19	5,57	22,65	6,01

(1) Las cargas mineras conectadas en la SE Coracora estarán presentes en Fuera de Punta.

El detalle de las condiciones de máxima y mínima demanda se resume en el Anexo A.

3.2 Oferta desde el SEIN

La oferta para el sistema Sur Medio está garantizada en la SE Marcona de 220/60kV con 2 transformadores de potencia de 100 MVA, estos transformadores cuentan con regulación automática, en la barra en 60 kV, manteniendo uniforme el nivel de tensión durante todo el día.

Sin embargo esta oferta se encuentra limitada en principio por la capacidad de transmisión de la línea en 60 kV Marconca-Nazca-Palpa-Puquio, que tiene un conductor del tipo AAAC de 120mm². A esto se suma el crecimiento de la demanda de la pequeña y mediana minería, así como el crecimiento de los programas de electrificación rural en la zona de influencia del sistema eléctrico.

3.3 Simulación de la operación en estado estacionario

3.3.1 Consideraciones

Para la simulación del sistema eléctrico en estudio considerando las nuevas cargas, se tienen las siguientes premisas:

- Para el año 2014 se considera los bancos de condensadores en las cargas mineras de Apumayo y Breapampa, a fin de que la simulación del sistema pueda converger.
- Para el año 2015 no se considera la carga de la mina Apumayo en Baja Tensión, a fin de que la simulación del flujo de potencia del sistema pueda converger.
- En la siguiente Tabla 3.2 se aprecia el efecto de la necesidad de compensación reactiva en este sistema eléctrico.

TABLA N°. 3.2 Factor de Potencia en la Barra de Marcona - Sin proyecto

Factor de Potencia en la Barra de la SE Marcona 60 kV						
Barra 60 kV SE Marcona	Avenida Máxima			Avenida Mínima		
	P [MW]	Q [MVar]	FDP	P [MW]	Q [MVar]	FDP
Año 2014	24,77	7,28	0,96	12,94	-0,07	1,00
Año 2015	25,64	8,09	0,95	14,57	1,45	1,00

Nota: El signo positivo de los valores de P y Q mostrados, indican que la dirección de las potencias es saliente de la barra de 60 kV de la SE Marcona.

El signo negativo indica la inyección de potencia reactiva en la barra de la subestación de envío, por lo tanto sus factores de potencia serán capacitivos.

Esta tabla presume que se deja de inyectar energía reactiva a la barra de envío, sin embargo el flujo de potencia converge difícilmente y reporta perfiles de tensiones del orden de 0.7 pu, inconcebibles en cualquier sistema eléctrico.

3.3.2 Análisis de Sensibilidad de Voltaje

En el cuadro siguiente se muestra el grado de variabilidad de la tensión en función de la potencia activa y reactiva, de todas las barras del sistema eléctrico estudiado. Para ello se usa la herramienta “Load Flow Sentivities” del software DigSilent Power Factory, tomando como referencia la barra en 22,9 kV de la SE Coracora, para los años desde el 2012 al 2015.

Se ha seleccionado esta barra en la SE Coracora, pues esta subestación es la que presenta el mayor crecimiento de demanda en los últimos años. De la Tabla 3.1 se puede estimar el crecimiento de la demanda para esta barra en 21,13%, debido al incremento de cargas mineras en dicha barra, además de nuevos proyectos de electrificación rural a cargo del ministerio y otras entidades del gobierno.

Este cálculo se realizó con los resultados de los flujos de potencia en máxima demanda durante los años 2012 y 2013, sin considerar ningún equipo de compensación reactiva, sin embargo ante la no convergencia de estos flujos para los años 2014 y 2015 con máxima demanda se consideró los bancos de condensadores en las barras de Apumayo y Breapampa.

TABLA N°. 3.3 Perfil de Variación de la Tensión ante un cambio en la Pot. Reactiva

Barra	V _n (kV)	2012 dv/dq (p.u/MVAr)	2013 dv/dq (p.u/MVAr)	2014 dv/dq (p.u/MVAr)	2015 dv/dq (p.u/MVAr)
PALPA 10	10	0,003	0,004	0,005	0,006
NAZCA 10	10	0,006	0,020	0,026	0,028
PUQUIO 10	10	0,010	0,055	0,073	0,073
PALPA 23	22,9	0,003	0,004	0,005	0,006
NAZCA 23	22,9	0,006	0,020	0,026	0,027
PUQUIO 23	22,9	0,010	0,055	0,073	0,072
CORACORA 23	22,9	0,051	0,075	0,095	0,098
APUM 23	22,9	0,051	0,077	0,100	0,101
BREAP 23	22,9	0,051	0,077	0,098	0,104
APU 23	22,9	0,057	0,098	0,129	0,125
SEIN	60	0,000	0,000	0,000	0,000
MARCONA 60	60	0,000	0,000	0,000	0,000
DER PALPA	60	0,007	0,012	0,015	0,016
PALPA 60	60	0,008	0,012	0,015	0,016
NAZCA 60	60	0,011	0,017	0,022	0,023
PUQUIO 60	60	0,029	0,045	0,056	0,059
CORACORA 60	60	0,036	0,055	0,070	0,073

Gráficamente se puede apreciar que los mayores valores se presentan en las barras en 22,9 kV, el gráfico corresponde al año 2013, en el que no se considera ningún equipo de compensación reactiva.

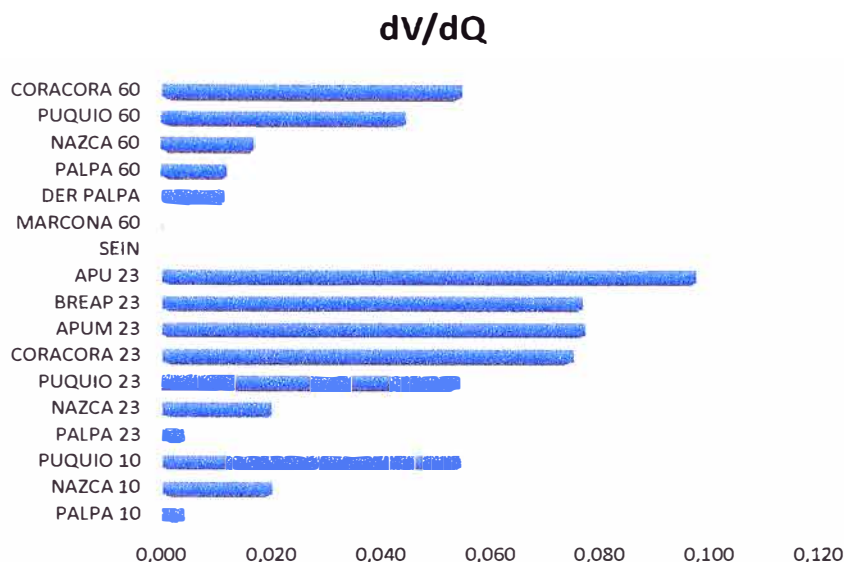


Fig. 3.1 Variación de la Tensión ante un cambio en la Potencia Reactiva

Estos resultados indican que la barra que presenta mayor sensibilidad de la tensión ante un cambio en la potencia reactiva es la barra de Apumayo en 22,9 kV, seguida de las subestaciones Breapampa y Coracora, mientras que la barra de Marcona en 60 kV presenta la menor variación.

Con esto se puede inferir que la compensación es requerida en las barras de 22,9 kV de Apumayo, Breapampa y Coracora. Como las dos primeras son de propiedad privada, se puede exigir a estos usuarios la compensación de sus cargas, pero no estarían obligados a entregar más reactivos que lo que ellos requieren. Por tanto sólo quedaría la alternativa de colocar compensación reactiva en la barra de 22,9 kV de la SE Coracora.

3.4 Resultados del diagnóstico

3.4.1 Perfil de Tensiones sin Equipos de Compensación

En la Tabla 3.3 se resumen los perfiles de tensión en las barras del sistema en los escenarios de máxima y mínima demanda, para los años 2014 y 2015.

TABLA N°. 3.3 Perfil de Tensiones - Escenario Proyectado sin Compensación

Barra	2014 Max		2014 Min		2015 Max		2015 Min	
	U, kV	u, pu	U, kV	u, pu	U, kV	u, pu	U, kV	u, pu
CORACORA 60	44,74	0,746	53,18	0,886	43,79	0,730	49,92	0,832
PUQUIO 60	46,91	0,782	54,87	0,915	46,05	0,768	52,27	0,871
NAZCA 60	53,39	0,890	58,73	0,979	52,88	0,881	57,70	0,962
PALPA 60	54,61	0,910	59,55	0,992	54,18	0,903	58,82	0,980
DER PALPA	55,73	0,929	59,73	0,995	55,36	0,923	59,01	0,984
MARCONA 60	61,76	1,029	61,80	1,030	61,75	1,029	61,79	1,030
SEIN	61,80	1,030	61,80	1,030	61,80	1,030	61,80	1,030
APU 23	21,53	0,940	23,32	1,018	21,56	0,942	22,02	0,962
APUM 23	18,08	0,790	21,50	0,939	18,03	0,787	19,78	0,864
BREAP 23	18,34	0,801	21,67	0,946	17,66	0,771	19,89	0,869
CORACORA 23	18,53	0,809	22,05	0,963	18,12	0,791	20,51	0,896
PUQUIO 23	22,98	1,003	23,47	1,025	21,34	0,932	23,47	1,025
NAZCA 23	23,36	1,020	23,47	1,025	23,10	1,009	23,46	1,024
PALPA 23	23,47	1,025	23,47	1,025	23,46	1,025	23,48	1,025
PUQUIO 10	10,03	1,003	10,25	1,025	9,31	0,931	10,25	1,025
NAZCA 10	10,21	1,021	10,29	1,029	10,10	1,010	10,28	1,028
PALPA 10	10,22	1,022	10,25	1,025	10,21	1,021	10,25	1,025
APUM 1	0,43	0,933	0,46	1,010	0,43	0,943	0,44	0,951

La tabla anterior muestra el comportamiento del sistema en estudio, en ella se aprecia que en horas de máxima demanda:

La tensión en barras de 60 kV son mucho menores de 0.95 pu tanto para el 2014 y más aún para el 2015

La tensión en barras de 22,9 y 10 kV se mejora por medio de los reguladores automáticos de los transformadores de potencia, pero en estos años las tensiones de las barras en Coracora y aguas abajo son menores de 0.81 pu.

De otro lado, en horas de mínima demanda:

El perfil de tensiones es aceptable sólo para las subestaciones de Nazca, Puquio y Palpa, sin embargo en la Subestación Coracora la tensión llega como máximo a 0,963 pu.

Estos resultados empeorarían para el año 2015.

Los reportes de las simulaciones para los escenarios de máxima y mínima tensión durante los años 2014 y 2015 se resumen en el Anexo C.

A partir de estos resultados se confirma la necesidad de compensación reactiva para regular las tensiones en las barras de utilización y dotar al sistema de transmisión analizado, de una mejor estabilidad de la tensión en las barras en 60 kV.

CAPÍTULO IV

ALTERNATIVAS DE COMPENSACION REACTIVA

4.1 Planteamiento de Alternativas

A fin de resolver el problema, de requerimiento de compensación reactiva del sistema eléctrico estudiado, se evalúan tres alternativas de solución, que se resumen a continuación:

- Solución teórica instalando bancos de condensadores adecuados en las barras con mayores índices de variación dv/dp y dv/dq .
- Instalación de un banco de condensadores de 6 MVAR en la barra en 22,9 kV de la SE Coracora. El banco sería del tipo automático con 3 pasos en conexión en doble estrella, dos pasos de 2.4 MVAR y uno de 1.2 MVAR, accionados por interruptores de conmutación y con funciones de control por tensión.
- Instalación de un Reactor Magnéticamente Controlado de 2 MVAR, en paralelo con un banco de condensadores de 2x5 MVAR, en la barra de Puquio en 60 kV. Adicionalmente se requeriría un reactor de 2,8MVAR en la barra de Marcona en 60 kV a fin de reducir la inyección de reactivos al sistema en mínima demanda.

A continuación se analiza el flujo de potencia de las alternativas para compararlas y verificar la solución técnicamente recomendable. Vale indicar que dentro del Plan de Inversiones en Transmisión 2013 - 2017, la empresa Electroduñas propuso la implementación de la segunda terna del circuito Marcona – Derivación Palpa, mientras que el Osinergmin propuso la construcción de la SE Nazca en 220/60 de 75MVA. Se espera que estos proyectos ingresen durante el periodo que dura el plan de inversiones, por lo tanto las alternativas estudiadas serán reforzadas por alguna de las nuevas instalaciones.

Asimismo otro planteamiento de la Empresa Electroduñas fue la instalación de un banco de condensadores de 5x4 MVAR en la Barra en 60 kV de la SE Nazca.

4.2 Operación del sistema eléctrico con las alternativas de compensación reactiva

4.2.1 Alternativa 1 - Compensación Teórica

De acuerdo a la figura 3.1, analizada anteriormente, se concluye en compensar las barras con mayores índices de variación de la tensión en función de las potencias activa y reactiva con los bancos de condensadores adecuados.

Para dimensionar el banco adecuado, se realiza el siguiente procedimiento:

- Se retiran todos los elementos de compensación reactiva del sistema, estos son, los ubicados en la SE Nazca y los ubicados en las minas de Apumayo y Breapampa.
- Seguidamente se coloca un compensador síncrono en la barra de 22,9 kV de la SE Coracora, fijando la tensión de operación de 1.025 pu, así se obtiene un requerimiento de 8,75 MVAR de potencia reactiva en dicha barra en horas de máxima demanda, y 3,64 MVAR en horas de mínima demanda.
- Con estos valores se propone en dicha barra un banco de condensadores automático de 2 pasos de 3.8 MVAR cada uno.
- Del mismo modo se continúa con las barras que le siguen, según la figura 3.1, en orden de variación de la tensión.
- Se coloca un Compensador Síncrono en la barra en 10 kV de la SE Nazca, fijando la tensión de operación en 1.025, esto da un requerimiento de 1,42 MVAR de potencia reactiva en dicha barra en horas de máxima demanda y 0,77 MVAR en horas de mínima demanda.
- Con estos valores se propone en dicha barra un banco de condensadores automático de 2 pasos de 0,7 MVAR cada uno, con esto se estaría proponiendo el cambio del actual banco fijo de 1,25 MVAR instalado en dicha barra
- Luego se coloca un Compensador Síncrono en la barra en 10 kV de la SE Palpa, fijando la tensión de operación en 1.025, esto da un requerimiento de 0,38 MVAR de potencia reactiva en dicha barra en horas de máxima demanda y 0,04 MVAR en horas de mínima demanda.
- Con estos valores se fija un banco de condensadores automático de 0,4 MVAR en dicha barra, el cual se desconectará en horas de mínima demanda.

Con los bancos explicados se obtienen los resultados de las Tablas 4.1 y 4.2.

TABLA N°. 4.1 Factor de Potencia en la Barra de Marcona - Alternativa 1

Factor de Potencia en la Barra de la SE Marcona 60 kV						
Barra 60 kV SE Marcona	Avenida Máxima			Avenida Mínima		
	P [MW]	Q [MVA _r]	FDP	P [MW]	Q [MVA _r]	FDP
Año 2014	25,01	-1,05	1,00	13,02	-2,68	0,98
Año 2015	26,96	2,17	1,00	14,44	-1,61	0,99

Nota: El signo positivo de los valores de P y Q mostrados, indican que la dirección de las potencias es saliente de la barra de 60 kV de la SE Marcona.

El signo negativo indica la inyección de potencia reactiva en la barra de la subestación de envío, por lo tanto sus factores de potencia serán capacitivos.

Estos resultados dan nuevamente la inyección de potencia reactiva en horas de mínima demanda y durante la máxima demanda en el año 2014.

- Respecto a los perfiles de tensión en las barras del sistema se puede decir que mejoraron y son regulados en la barra en 22.9 kV por los bancos de condensadores ubicados en las nuevas posiciones. En la tabla siguiente se muestra los resultados de los perfiles de tensión

TABLA N°. 4.2 Perfil de Tensiones - Alternativa 1

Barra	2014 Max		2014 Min		2015 Max		2015 Min	
	U, kV	u, pu	U, kV	u, pu	U, kV	u, pu	U, kV	u, pu
CORACORA 60	59,14	0,986	59,22	0,987	53,89	0,898	56,91	0,949
PUQUIO 60	58,30	0,972	59,53	0,992	53,98	0,900	57,66	0,961
NAZCA 60	57,22	0,954	59,91	0,998	55,39	0,923	59,13	0,986
PALPA 60	57,48	0,958	60,37	1,006	56,13	0,935	59,81	0,997
DER PALPA	58,40	0,973	60,54	1,009	57,11	0,952	60,00	1,000
MARCONA 60	61,80	1,030	61,81	1,030	61,78	1,030	61,80	1,030
SEIN	61,80	1,030	61,80	1,030	61,80	1,030	61,80	1,030
APU 23	23,46	1,024	23,46	1,024	23,46	1,024	23,46	1,024
APUM 23	23,17	1,012	22,97	1,003	22,86	0,998	22,86	0,998
BREAP 23	23,45	1,024	23,12	1,010	22,94	1,002	22,94	1,002
CORACORA 23	23,47	1,025	23,47	1,025	23,47	1,025	23,47	1,025
PUQUIO 23	23,47	1,025	23,47	1,025	23,47	1,025	23,47	1,025
NAZCA 23	23,47	1,025	23,47	1,025	23,46	1,024	23,47	1,025
PALPA 23	23,47	1,025	23,47	1,025	23,47	1,025	23,47	1,025

La tabla anterior muestra el comportamiento del sistema en estudio, en ella se aprecia que en horas de máxima demanda:

- La tensión en barras de 60 kV son mucho mayores a 0.95 pu para el 2014 y poco más de 0.90 pu para el 2015
- La tensión en barras de 22,9 y 10 kV se mejora por medio de los reguladores automáticos de los transformadores de potencia, y en todos los escenarios se encuentran muy cerca del valor establecido en 1,025 pu.

De otro lado en horas de mínima demanda:

- Tanto para los años 2014 y 2015 la tensión en las barras de 60 kV son mayores a 0.95 pu.
- Y los resultados en las barras de MT tienen valores muy cercanos a 1,025 pu.

Los reportes de las simulaciones realizadas para los escenarios de máxima y mínima tensión durante los años 2014 y 2015 se muestran en el Anexos D.

4.2.2 Alternativa 2 - Banco de Condensadores 6MVAr en Coracora 22,9kV

- Implementación de un banco automático de tres pasos en la Subestación Coracora, es decir:
 - o 1 paso de 1.2 MVAr y
 - o 2 pasos de 2.4 MVAr
- La configuración con tres pasos, permitirá una regulación fina, entre los horarios de máxima y mínima demanda, permitiendo inyectar la menor cantidad de reactivos en la barra de Marcona, y manteniendo buenos perfiles de tensión en las barras en 22.9 kV.
- No se están considerando en lo absoluto los bancos de la Nazca, puesto que por ser fijos inyectan reactivos en horas de mínima demanda.
- En cuanto a los bancos de las subestaciones de las minas, por tener regulación horaria, operarán sólo en máxima demanda.
- En cuanto a los pasos del banco de condensadores automático de 6 MVAr, operará de la siguiente manera: en horas de mínima demanda en el 2014, opera 1 paso de 1,2 y otro de 0,6 MVAr; mientras que en máxima demanda 2 pasos de 2,4 MVAr. Para el año 2015, en mínima demanda opera un paso de 2,4 y otro de 0,6 MVAr y en máxima demanda los 3 pasos del banco, 6 MVAr.

TABLA N°. 4.3 Factor de Potencia en la Barra de Marcona - Alternativa 2

Factor de Potencia en la Barra de la SE Marcona 60 kV						
Barra 60 kV SE Marcona	Avenida Máxima			Avenida Mínima		
	P [MW]	Q [MVA _r]	FDP	P [MW]	Q [MVA _r]	FDP
Año 2014	24,63	3,38	0,99	12,90	0,15	1,00
Año 2015	24,07	4,76	0,98	14,04	0,01	1,00

Nota: El signo positivo de los valores de P y Q mostrados, indican que la dirección de las potencias es saliente de la barra de 60 kV de la SE Marcona.

Esta alternativa no inyecta reactivos al sistema en horas de mínima demanda.

Respecto a los perfiles de tensión en las barras del sistema; los perfiles de tensión mejoraron y son regulados en las barras en 22.9 kV, por el nuevo banco de condensadores, con su conmutación automática. En la tabla siguiente se muestra los resultados de perfiles de tensión

TABLA N°. 4.4 Perfil de Tensiones - Alternativa 2

Barra	2014 Max		2014 Min		2015 Max		2015 Min	
	U, kV	u, pu	U, kV	u, pu	U, kV	u, pu	U, kV	u, pu
CORACORA 60	54,29	0,905	55,53	0,925	52,19	0,870	55,14	0,919
PUQUIO 60	54,26	0,904	56,53	0,942	52,40	0,873	56,19	0,936
NAZCA 60	55,25	0,921	58,64	0,977	54,21	0,903	58,39	0,973
PALPA 60	55,91	0,932	59,48	0,991	55,10	0,918	59,30	0,988
DER PALPA	57,01	0,950	59,67	0,994	56,25	0,938	59,49	0,992
MARCONA 60	61,78	1,030	61,80	1,030	61,77	1,030	61,80	1,030
SEIN	61,80	1,030	61,80	1,030	61,80	1,030	61,80	1,030
APU 23	23,47	1,025	23,47	1,025	23,46	1,024	23,46	1,025
APUM 23	23,17	1,012	22,96	1,003	22,62	0,988	22,84	0,998
BREAP 23	23,45	1,024	23,11	1,009	22,82	0,997	22,93	1,001
CORACORA 23	23,47	1,025	23,46	1,024	23,05	1,006	23,46	1,025
CORACORA B	23,47	1,025	23,46	1,024	23,05	1,006	23,46	1,025
PUQUIO 23	23,47	1,025	23,47	1,025	23,47	1,025	23,47	1,025
NAZCA 23	23,45	1,024	23,46	1,024	23,34	1,019	23,46	1,024
PALPA 23	23,47	1,025	23,48	1,025	23,47	1,025	23,48	1,025
PUQUIO 10	10,24	1,024	10,25	1,025	10,24	1,024	10,25	1,025
NAZCA 10	10,18	1,018	10,21	1,021	10,13	1,013	10,21	1,021
PALPA 10	10,22	1,022	10,25	1,025	10,22	1,022	10,25	1,025
APUM 1	0,47	1,018	0,47	1,017	0,47	1,016	0,47	1,015

- Todas las tensiones en las barras de utilización están aceptables
- El control del banco de condensadores automáticos, se considera por tensión en una primera etapa.

Los reportes de las simulaciones realizadas para los escenarios de máxima y mínima demanda durante los años 2014 y 2015 se muestran en el Anexos E.

4.2.3 Alternativa 3 - RMC y Banco de Condensadores 10 MVA_r en Puquio 60 kV

- Implementación de un Reactor Magnéticamente Controlado en la Barra en 60 kV de la SE Puquio en paralelo con un banco de condensadores automático de 2x5MVA_r. Adicionalmente se deberá instalar un reactor fijo de 2,8 MVA_r en la barra en 60 kV de la SE Marcona, con el objetivo de reducir la potencia reactiva que se devolverá al sistema.
- Para representar este equipo se utiliza el modelo de un SVS de modo que sólo entregue energía reactiva de 2 MVA_r, este equipo permitirá la regulación automática de la energía reactiva que necesite la barra de 60 kV para mantener el nivel de tensión en un valor fijo.
- Se fija el valor de la tensión en la barra de 60kV de la SE Puquio en 0.98 p.u. a fin de reducir los reactivos entregados al sistema.
- Esta alternativa reduce la variación de la tensión con este equipo de regulación automática de energía reactiva y es controlada por tensión, de acuerdo al marco teórico este equipo posee control por inyección de corriente continua en el núcleo del reactor permitiendo variar los valores de la potencia reactiva suministrada.

TABLA N°. 4.5 Factor de Potencia en la Barra de Marcona - Alternativa 3

Factor de Potencia en la Barra de la SE Marcona 60 kV						
Barra 60 kV SE Marcona	Máxima Demanda			Mínima Demanda		
	P [MW]	Q [MVA _r]	FDP	P [MW]	Q [MVA _r]	FDP
Año 2014	24,59	2,15	1,00	12,94	0,64	1,00
Año 2015	27,03	2,14	1,00	14,46	0,25	1,00

Nota: El signo positivo de los valores de P y Q mostrados, indican que la dirección de las potencias es saliente de la barra de 60 kV de la SE Marcona.

Respecto a los perfiles de tensión en las barras del sistema; los perfiles de tensión mejoraron y son regulados en la barra en 60 kV, por el nuevo equipo automático. En la tabla siguiente se muestra los resultados de perfiles de tensión

TABLA N°. 4.6 Perfil de Tensiones - Alternativa 3

Barra	2014 Max		2014 Min		2015 Max		2015 Min	
	U, kV	u, pu	U, kV	u, pu	U, kV	u, pu	U, kV	u, pu
CORACORA 60	57,38	0,956	57,25	0,954	56,90	0,948	56,82	0,947
PUQUIO 60	58,80	0,980	58,80	0,980	58,80	0,980	58,80	0,980
NAZCA 60	57,58	0,960	60,09	1,002	57,21	0,953	59,96	0,999
PALPA 60	57,54	0,959	60,49	1,008	57,20	0,953	60,38	1,006
DER PALPA	58,60	0,977	60,66	1,011	58,30	0,972	60,57	1,009
MARCONA 60	61,78	1,030	61,79	1,030	61,78	1,030	61,80	1,030
SEIN	61,80	1,030	61,80	1,030	61,80	1,030	61,80	1,030
APU 23	23,46	1,024	23,45	1,024	23,47	1,025	23,46	1,024
APUM 23	23,18	1,012	22,97	1,003	23,06	1,007	22,84	0,997
BREAP 23	23,46	1,024	23,12	1,009	23,26	1,016	22,92	1,001
CORACORA 23	23,48	1,025	23,47	1,025	23,47	1,025	23,46	1,024
PUQUIO 23	23,47	1,025	23,47	1,025	23,47	1,025	23,47	1,025
NAZCA 23	23,45	1,024	23,48	1,025	23,46	1,025	23,48	1,025
PALPA 23	23,47	1,025	23,48	1,025	23,47	1,025	23,48	1,025
PUQUIO 10	10,24	1,024	10,25	1,025	10,24	1,024	10,25	1,025
NAZCA 10	10,25	1,025	10,29	1,029	10,26	1,026	10,29	1,029
PALPA 10	10,22	1,022	10,25	1,025	10,22	1,022	10,25	1,025
APUM 1	0,47	1,018	0,47	1,016	0,47	1,017	0,47	1,015

Se aprecia que se mejora considerablemente el perfil de tensiones en las barras a nivel de utilización, en 22,9 y 10 kV, esta regulación es muy fina en la barra en 60 kV en la que se instala el RMC, en este caso en la barra en 60 kV de la SE Puquio, manteniendo en todo momento una tensión de 0,98 pu.

Los reportes de las simulaciones realizadas para los escenarios de máxima y mínima demanda durante los años 2014 y 2015 se muestran en el Anexos F.

4.3 Comparación de Alternativas

4.3.1 Alternativa 1

La solución planteada en la alternativa 1, resulta de colocar bancos de condensadores en los lugares donde se presentan los mayores valores de variación de tensión en función de la

potencia reactiva, que resultó ser en las barras en 22,9 kV de las SE Apumayo, Breapampa y Coracora. Sin embargo por ser las primeras de propiedad privada se recomienda instalar un banco de condensadores en la Barra de Coracora 22,9kV propiedad de la empresa Adinelsa.

Identificada la barra se coloca un compensador síncrono que mantenga la tensión en un nivel establecido, y luego se reemplaza este por un banco equivalente.

Este procedimiento resulta práctico a fin de ubicar los lugares que requieren compensación reactiva, sin embargo los resultados que se obtuvieron representan bancos que en horas de mínima demanda devuelven reactivos a la barra de envío en la barra de 60 kV de la SE Marcona.

Esta alternativa genera una sobre compensación reactiva en la SE Coracora en 22,9kV, inyectando en la barra en 60 kV de esta subestación, 5,17 MVAr obteniendo un factor de potencia de 0.75 capacitivo, para el año 2015 y en horas de máxima demanda.

Asimismo el efecto se traslada a lo largo de las líneas en 60 kV. Si bien es cierto el perfil de tensiones a nivel de las cargas en 22,9 y 10 kV se encuentran dentro de niveles aceptables, debido a la acción conjunta de los reguladores de tensión de los transformadores, se sobre compensa. En la siguiente tabla se aprecia este efecto.

TABLA N°. 4.7 Efectos de la Sobre compensación en 22,9 kV - 2015

Barra	Potencia Activa	Potencia Reactiva	FP
SE Coracora 60 kV	5,82 MW	-5,17 MVAr	0.75 Cap
SE Puquio 60 kV	8,51 MW	-4,57 MVAr	0.88 Cap
SE Nazca 60 kV	20,59 MW	-2,27 MVAr	0.99 Cap
Der Palpa 60 kv	26,95 MW	2,17 MVAr	1.00

4.3.1 Alternativa 2

La solución contenida en la alternativa 2, forma parte de la solución prevista por la empresa concesionaria Electro dunas y fue presentada dentro del plan de inversiones del Osinergmin, y actualmente se viene evaluando en cuanto a sus montos a invertir.

Sin embargo a nivel teórico se puede indicar que la solución anterior genera también una sobre compensación reactiva en la SE Coracora en 22,9 kV, similar a la alternativa 1, se verá el efecto de esto, a lo largo de la línea en 60kV.

TABLA N°. 4.8 Efectos de la Sobre compensación en 22,9 kV - 2015

Barra	Potencia Activa	Potencia Reactiva	FP
SE Coracora 60 kV	5,82 MW	-4,85 MVar	0.77 Cap
SE Puquio 60 kV	8,51 MW	-4,21 MVar	0.90 Cap
SE Nazca 60 kV	20,61 MW	-0,31 MVar	1,00
Der Palpa 60 kv	27,07 MW	4,76 MVar	0.98

De la tabla anterior se aprecia que el efecto es menor que en la alternativa 1, pero se mantiene la sobrecompensación reactiva en algunas barras del sistema.

4.3.2 Alternativa 3

a) Equipamiento

La alternativa 3 pretende simular la solución del sistema proponiendo el equipo SRP, Fuente de Potencia Reactiva por sus siglas en inglés. Este equipo como se vió anteriormente se comporta similar a un SVS, por tanto para la simulación siguiente se representa como un SVS de 2 MVar y se conecta en las barras de 60 kV de la Subestación Puquio, adicionalmente se requiere de un banco de condensadores automáticos de 2x5 MVar y un reactor de 2.8 MVar a conectarse en la barra de 60 kV de la SE Marcona, esto para evitar la inyección de reactivos al sistema interconectado.

Esta alternativa ofrece grandes ventajas en cuanto a los perfiles de tensión y la regulación de los niveles de energía reactiva, sin embargo la desventaja radicará básicamente en el valor de las inversiones por este nuevo equipo.

En el anexo H, se muestran algunas características de este equipo tomadas de un catálogo de un proveedor, se aprecia que el fabricante no posee versiones en 60kV, sin embargo su fabricación no es complicada de acuerdo al cliente y la conversión de un reactor convencional en uno magnéticamente controlado es factible.

b) Simulación del Efecto de las líneas en vacío

A continuación se muestra el efecto de la longitud de las líneas largas en 60 kV para lo cual se energizan las líneas de transmisión en 60 kV y se desconectan todas las cargas y elementos de compensación, la siguiente tabla muestra este resultado.

La simulación a detalle se puede apreciar en el Anexo G.

TABLA N°. 4.9 Energización en Vacío

Barra	Vn	2015 Max		Flujo Potencia	
		U, kV	u, pu	P, MW	Q, MVar
CORACORA 60	60,00	64,22	1,070	0,02	0,07
PUQUIO 60	60,00	64,11	1,068	0,02	0,79
NAZCA 60	60,00	63,02	1,050	0,04	2,14
PALPA 60	60,00	62,82	1,047	0,00	0,00
DER PALPA	60,00	62,74	1,046	0,05	2,91
MARCONA 60	60,00	61,82	1,030	0,07	3,32
SEIN	60,00	61,80	1,030	0,07	3,32
APU 23	22,90	23,45	1,024	0,00	0,00
APUM 23	22,90	23,48	1,025	0,00	0,00
BREAP 23	22,90	23,48	1,025	0,00	0,00
CORACORA 23	22,90	23,48	1,025	0,00	0,07
PUQUIO 23	22,90	23,47	1,025	0,00	0,00
NAZCA 23	22,90	23,47	1,025	0,00	0,00
PALPA 23	22,90	23,47	1,025	0,00	0,00
PUQUIO 10	10,00	10,25	1,025	0,00	0,00
NAZCA 10	10,00	10,25	1,025	0,00	0,00
PALPA 10	10,00	10,25	1,025	0,00	0,00
APUM 1	0,46	0,47	1,024	0,00	0,00

Del cuadro anterior se comprueba lo indicado en el marco del presente informe, ya que las líneas largas generan sobretensiones en la barra de recepción de 1,07 pu y una inyección de energía reactiva al sistema interconectado, en la subestación de envío de 3,32 MVar.

4.4 Propuesta de Compensación Reactiva

Luego de la comparación de alternativas se recomienda la alternativa con el equipo del reactor magnéticamente controlado, por registrar una mejor la regulación de la tensión y control de la potencia reactiva, la desventaja es el valor de la inversión inicial.

Seguidamente se ubican las alternativas 2 y 1 respectivamente, estas soluciones son las que generalmente se implementan como solución a los problemas de regulación de tensión y requerimientos de compensación de energía reactiva para sistemas eléctricos.

Adicionalmente se recomienda el uso de equipos de compensación reactiva localizada, a través de bancos de condensadores fijos o automáticos en baja tensión, ubicados próximos a la carga. Por otro lado para evitar fenómenos transitorios de grandes corrientes de arranque que puedan originar problemas con la tensión, se sugiere el uso de equipos denominados arrancadores suaves, que a través de electrónica de potencia reducen la corriente de arranque a valores próximos a la corriente nominal. Estos equipos se describen con mayor detalle en el anexo I.

Para completar este análisis se grafica las curvas P-V y P-Q de las alternativas anteriores, a fin de compararlas en base a criterios estabilidad de tensión.

4.4.1 Curva P-V

Recordando el marco teórico descrito en el primer capítulo, la curva P-V indica el margen de cargabilidad en potencia activa de una barra determinada sin que se produzca un colapso de tensión. En otras palabras, provoca que no converja el sistema eléctrico en el programa de simulación empleado.

Para esto se utiliza las herramientas del DigSilent, a través del DPL Scripts, el cual posee procesos que simulan una carga variable definida y los compara con el nivel de tensión de una barra.

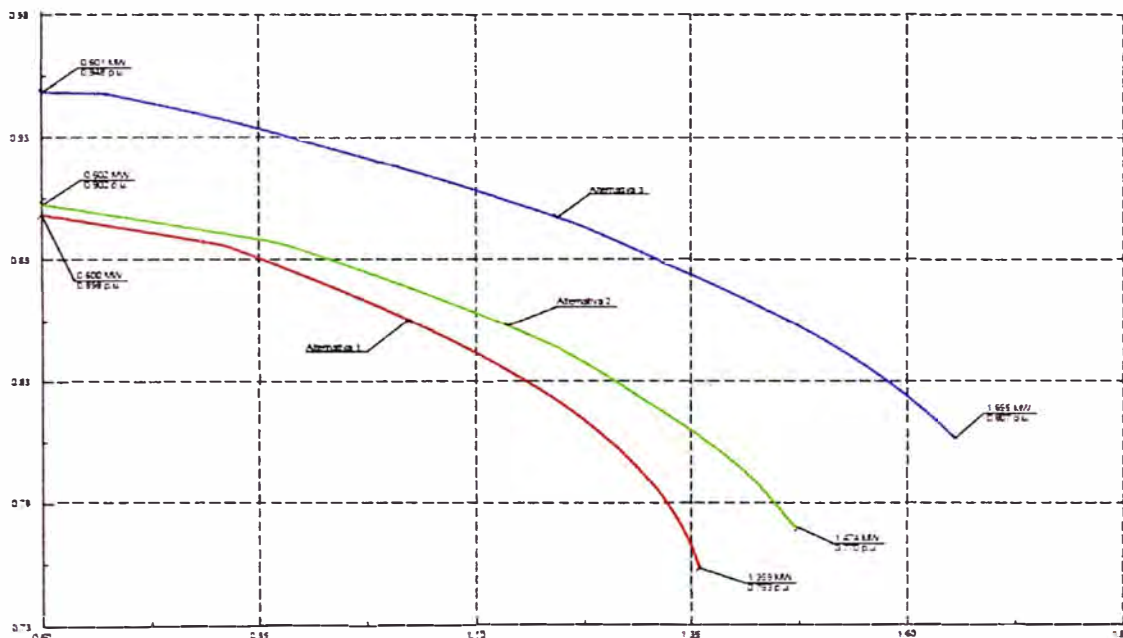


Fig. 4.1 Curva P-V de las Alternativa

Para este proceso se utilizó la carga en 22,9 kV de la SE Apunayo, por representar una carga minera en expansión y se compara con la barra, que de acuerdo a la Figura 3.1, representa a la barra de mayor variación de voltaje en 60 kV en función de potencias activas y reactivas.

Del gráfico anterior se aprecia que la tercera alternativa, provee al sistema de un mayor margen de cargabilidad, al considerar una línea horizontal de tensión constante igual a 0.88 pu. (Ver Figura 4.2)

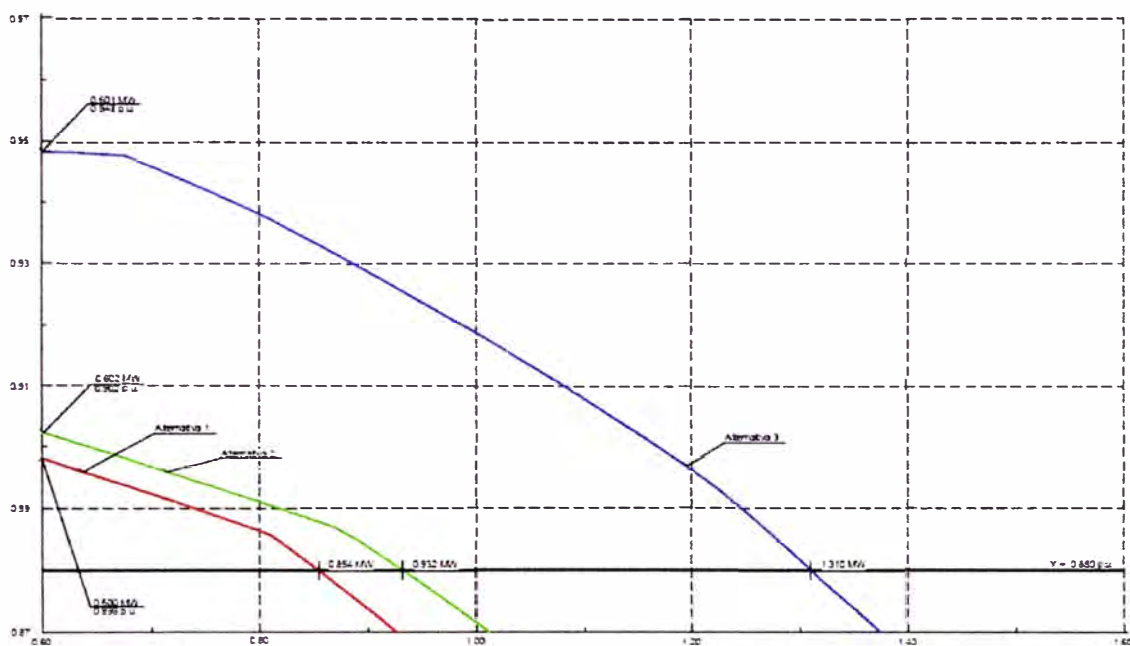


Fig. 4.2 Margen de Cargabilidad

De la figura se aprecia que el margen de cargabilidad considerando un valor inicial de la carga de 0,600 MW, el margen con las alternativas 1, 2 y 3 son 0,254, 0,332 y 0,710 MW respectivamente. El mayor margen que se obtiene con la tercera alternativa y es de 0,710 MW.

4.4.2 Curva Q-V

La curva Q-V indica la variación de la tensión en función de la potencia reactiva en la barra de estudio. De forma similar con una herramienta del DigSilent, DPL Scripts, se obtiene el valor máximo de la potencia reactiva a extraer de la barra sin que se produzca un colapso de tensión.

Para comparar las alternativas se utiliza la barra en 60 kV de la SE Coracora.

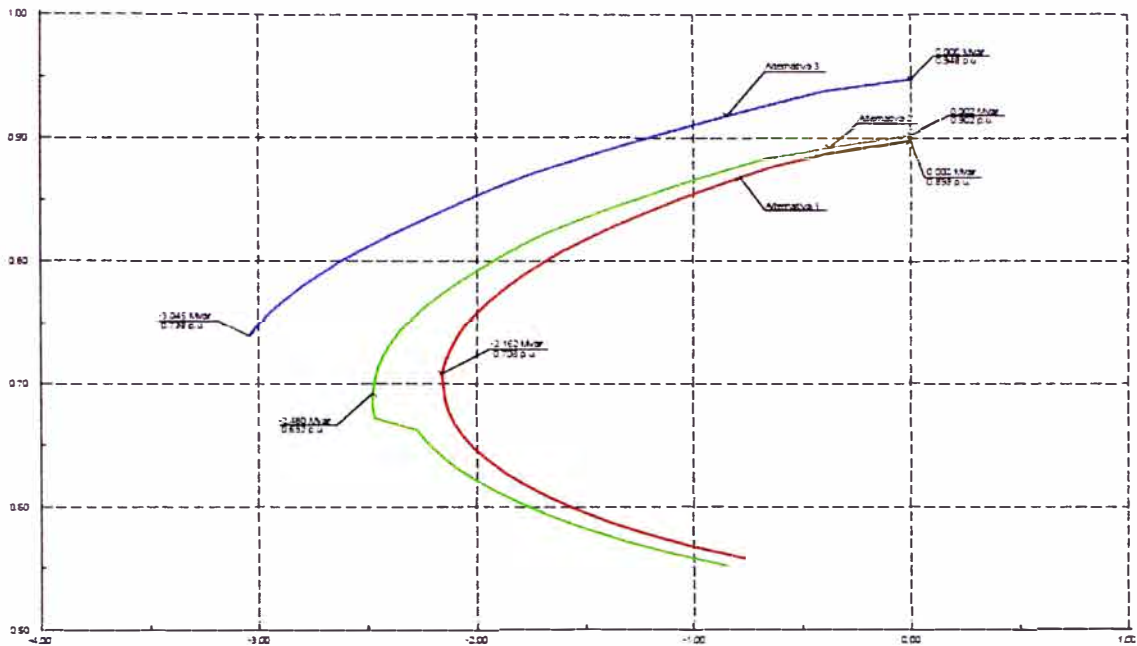


Fig. 4.3 Curva Q-V de las Alternativas

De la figura anterior se aprecia que el mayor margen de potencia reactiva a extraer de la barra en 60 kV de la SE Coracora se presenta en la alternativa 3, asimismo se aprecia que dicha curva presenta mayores valores de tensión para valores de potencia reactiva similares. En el anexo J del presente informe se aprecia con mayor detalle las curvas PV y QV.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

De los resultados de los análisis eléctricos del sistema de transmisión secundaria Nazca - Puquio - Coracora, se tiene las siguientes conclusiones:

1. El presente informe resuelve el problema principal del sistema de transmisión estudiado particularmente, a través de una propuesta metodológica para la identificación de la compensación reactiva requerida por este sistema, de gran longitud y con poca utilización en algunas horas del día.
2. Asimismo se alcanzan los objetivos específicos de: identificar correctamente los puntos de mayor requerimiento de potencia reactiva, evaluar las propuestas de alternativas de solución teórica y las implementadas por algunos agentes involucrados al sistema de transmisión, y la de proponer la utilización de equipos FACTS diferentes a las soluciones convencionales.
3. Se ha comprobado las ventajas de la utilización del programa de cálculo DigSilent Power Factory, para la identificación del requerimiento de potencia reactiva, a través de sus herramientas Load Flow Sensitivities y la programación en DPL Scripts que incluye el programa para la simulación de variación de potencias activas y reactivas en determinadas barras. Este programa de cálculo presenta una interfaz muy amigable y se recomienda su uso para el análisis de sistemas eléctricos similares.
4. Luego de analizar las diferentes alternativas propuestas para la solución del problema principal del sistema de transmisión, se concluye en que el uso de equipos FACTS proveen de mejores herramientas para la estabilidad de la tensión, la compensación adecuada de potencia reactiva y la regulación de esta ante la presencia de cargas variables durante el día. En este sentido se recomienda la utilización de estos equipos para este tipo de sistemas de transmisión.

RECOMENDACIONES

Adicionalmente se deberá tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

1. Se recomienda una mayor difusión en tecnologías FACTS, pues actualmente el avance en las investigaciones en estos equipos nos están proponiendo alternativas cada vez más económicas y adecuadas para los problemas de nuestros sistemas eléctricos de potencia.
2. También se recomienda abrir espacios para la investigación en modelos que representen a estos equipos en los programas de simulación utilizados en el país, a fin de poder representarlos en las corridas de flujos de potencia. Estos modelos permitirán que se pueda simular el efecto de estos equipos, que así como el Reactor Magnéticamente Controlado, RMC, tienen una mejor respuesta ante las variaciones del requerimiento de potencia reactiva.
3. Se recomienda el uso de equipos de compensación distribuida en cargas grandes de las empresas mineras, así como de arrancadores suaves para limitar la corriente de arranque de los motores.
4. Finalmente se recomienda profundizar más en estos conceptos al momento de realizar estudios de pre operatividad y operatividad para la interconexión de nuevas instalaciones del SEIN, puesto que, como en el caso estudiado y en otros similares se siguen proponiendo la compensación reactiva sólo con la colocación de bancos de condensadores que brindan únicamente soluciones estáticas a los problemas.

ANEXOS

ANEXO A
PROYECCIÓN DE DEMANDAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

ANEXO A
DEMANDAS POR SUBESTACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO
EN MW/MVAr

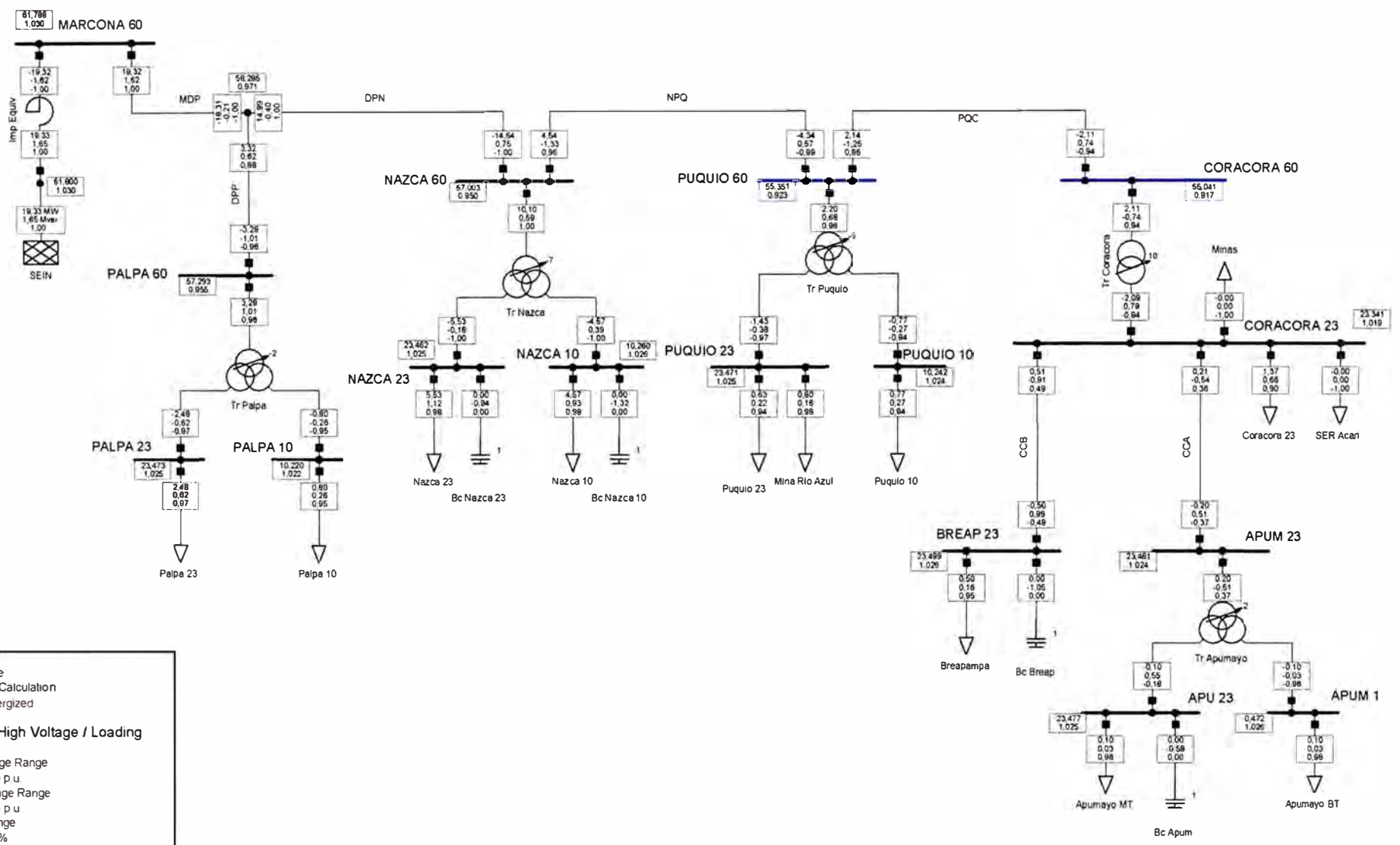
1.0 En Horas de Máxima Demanda

Subestación	Barra	2012		2013		2014		2015	
		MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
SE. Palpa 60/22,9/10 kV	Palpa 10 kV	0,80	0,26	0,83	0,27	0,85	0,28	0,88	0,29
	Palpa 23 kV	2,48	0,62	2,56	0,64	2,64	0,66	2,72	0,68
	Sub Total	3,29	0,89	3,39	0,91	3,49	0,94	3,59	0,97
SE. Nazca 60/22,9/10 kV	Nazca 10 kV	4,57	0,93	4,71	0,96	4,85	0,99	5,00	1,01
	Nazca 23 kV	5,53	1,12	5,69	1,16	5,86	1,19	6,04	1,23
	Sub Total	10,10	2,05	10,40	2,11	10,71	2,18	11,04	2,24
SE. Puquio 60/22,9/10 kV	Puquio 10 kV	0,77	0,27	0,79	0,28	0,82	0,28	0,84	0,29
	Puquio 23 kV	0,63	0,22	0,65	0,23	0,67	0,23	0,69	0,24
	Mina Rio Azul 23 kV	0,80	0,16	0,80	0,16	0,80	0,16	0,80	0,16
	Sub Total	2,20	0,65	2,24	0,66	2,28	0,68	2,33	0,69
SE. Coracora 60/22,9 kV	Coracora 23 kV	1,37	0,66	1,41	0,68	1,45	0,70	1,50	0,72
	Mina Breapampa	0,50	0,16	0,80	0,26	1,00	0,33	1,50	0,49
	Mina Apumayo MT	0,10	0,03	0,40	0,13	0,50	0,16	0,60	0,20
	Mina Apumayo BT	0,10	0,03	0,40	0,13	0,75	0,25	0,90	0,30
	Cargas Mineras	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	SER Acari-Chala III	0,00	0,00	0,80	0,26	1,00	0,33	1,20	0,39
Sub Total	2,07	0,89	3,81	1,47	4,70	1,77	5,70	2,10	
Total Sistema Eléctrico		17,65	4,48	19,84	5,16	21,19	5,57	22,65	6,01

2.0 En Horas de Mínima Demanda

Subestación	Barra	2012		2013		2014		2015	
		MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
SE. Palpa 60/22,9/10 kV	Palpa 10 kV	0,13	0,00	0,14	0,00	0,14	0,00	0,15	0,00
	Palpa 23 kV	0,83	0,12	0,85	0,12	0,88	0,12	0,90	0,13
	Sub Total	0,96	0,12	0,99	0,12	1,02	0,12	1,05	0,13
SE. Nazca 60/22,9/10 kV	Nazca 10 kV	2,37	0,48	2,44	0,50	2,52	0,51	2,59	0,53
	Nazca 23 kV	2,93	0,59	3,01	0,61	3,11	0,63	3,20	0,65
	Sub Total	5,30	1,08	5,46	1,11	5,62	1,14	5,79	1,18
SE. Puquio 60/22,9/10 kV	Puquio 10 kV	0,17	0,04	0,17	0,04	0,18	0,04	0,18	0,05
	Puquio 23 kV	0,18	0,00	0,19	0,00	0,19	0,00	0,20	0,00
	Mina Rio Azul 23 kV	0,80	0,16	0,80	0,16	0,80	0,16	0,80	0,16
	Sub Total	1,15	0,20	1,16	0,21	1,17	0,21	1,18	0,21
SE. Coracora 60/22,9 kV	Coracora 23 kV	0,70	0,20	0,72	0,21	0,74	0,22	0,76	0,22
	Mina Breapampa	0,50	0,16	0,80	0,26	1,00	0,33	1,50	0,49
	Mina Apumayo MT	0,10	0,03	0,40	0,13	0,50	0,16	0,60	0,20
	Mina Apumayo BT	0,10	0,03	0,40	0,13	0,75	0,25	0,90	0,30
	Cargas Mineras	0,00	0,00	0,30	0,06	0,30	0,06	0,30	0,06
	SER Acari-Chala III	0,00	0,00	0,56	0,18	0,70	0,23	0,84	0,28
Sub Total	1,40	0,43	3,18	0,98	3,99	1,25	4,90	1,55	
Total Sistema Eléctrico		8,81	1,83	10,79	2,42	11,81	2,72	12,93	3,06

ANEXO B
FLUJOS DE POTENCIA - SITUACIÓN ACTUAL



Inactive
 Out of Calculation
 De-energized

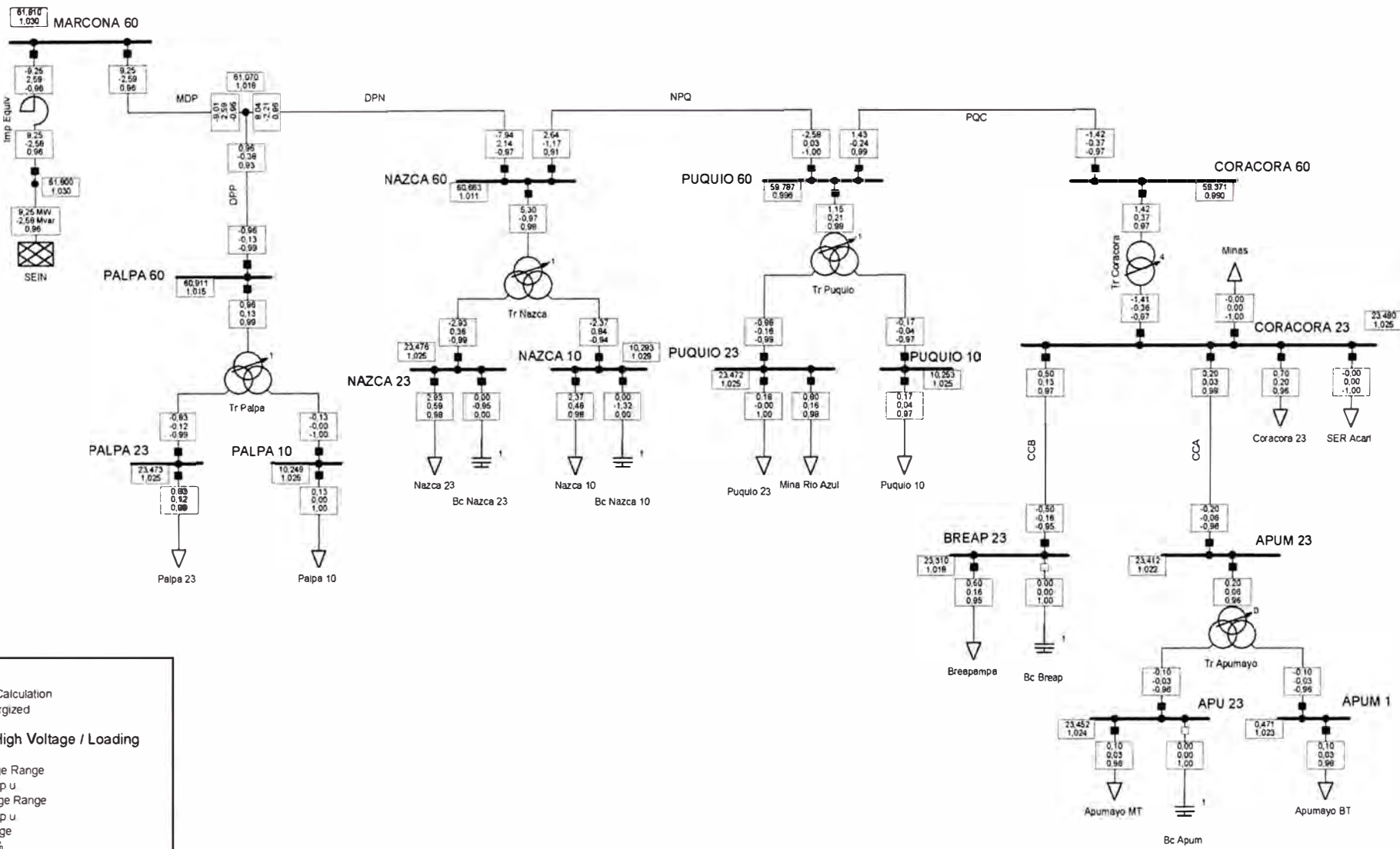
Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range
 < 0.95 p.u.
 > 1.05 p.u.
 Loading Range
 > 80, %
 > 100, %

Load Flow Balanced

Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE PowerFactory 14.1.3	Flujo de Potencia 2012 Max Demanda	Project: Titulación
	Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora Nilton Palomino Santos	Graphic: Unifilar
		Date:
		Annex: B.1



Low and High Voltage / Loading

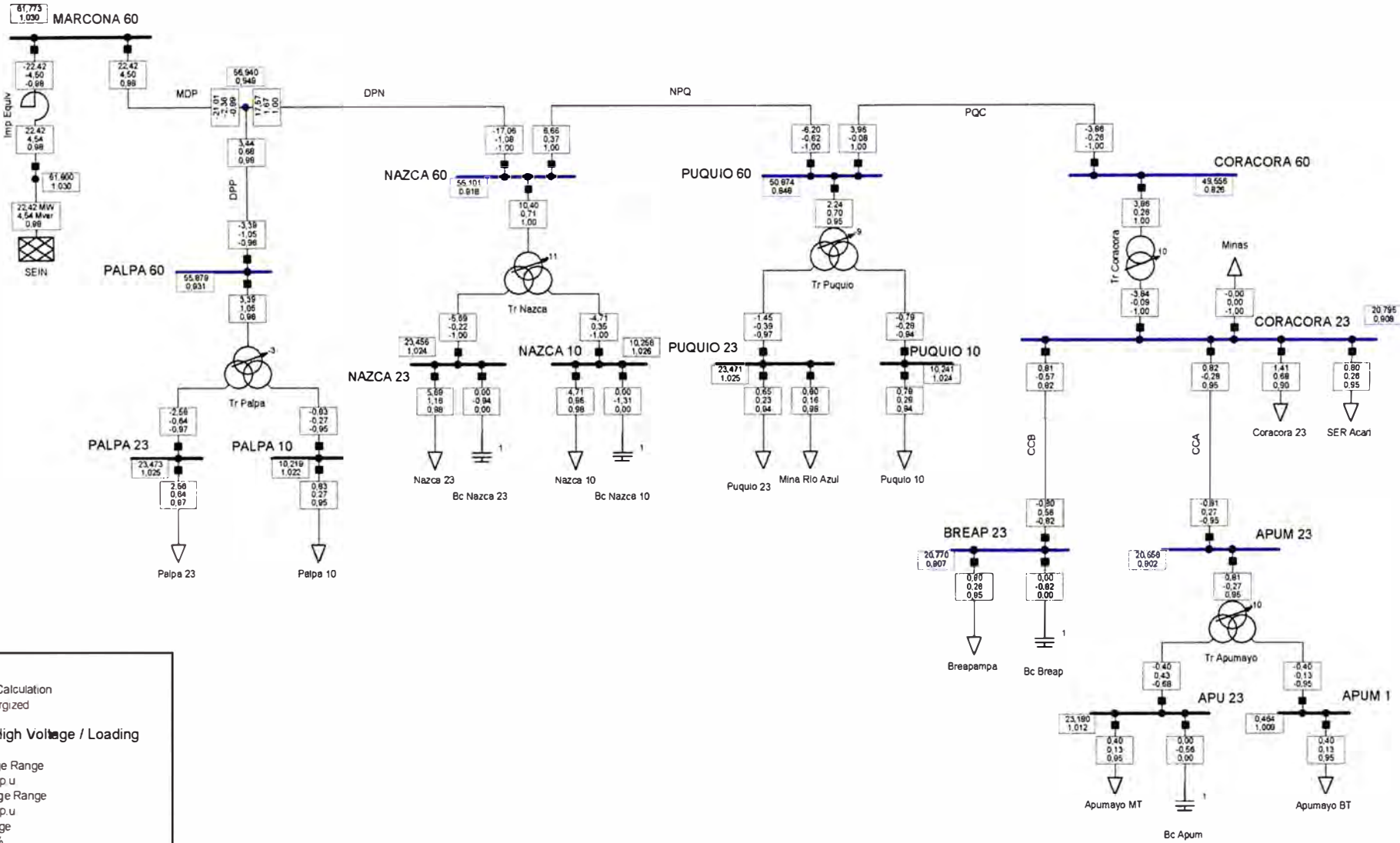
Inactive
 Out of Calculation
 De-energized

< 0,95 p.u.
 > 1,05 p.u.

> 80, %
 > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE PowerFactory 14.1.3	Flujo de Potencia 2012 Min Demanda Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora Nilton Palomino Santos	Project: Titulación Graphic: Unifilar Date: Annex: B.2



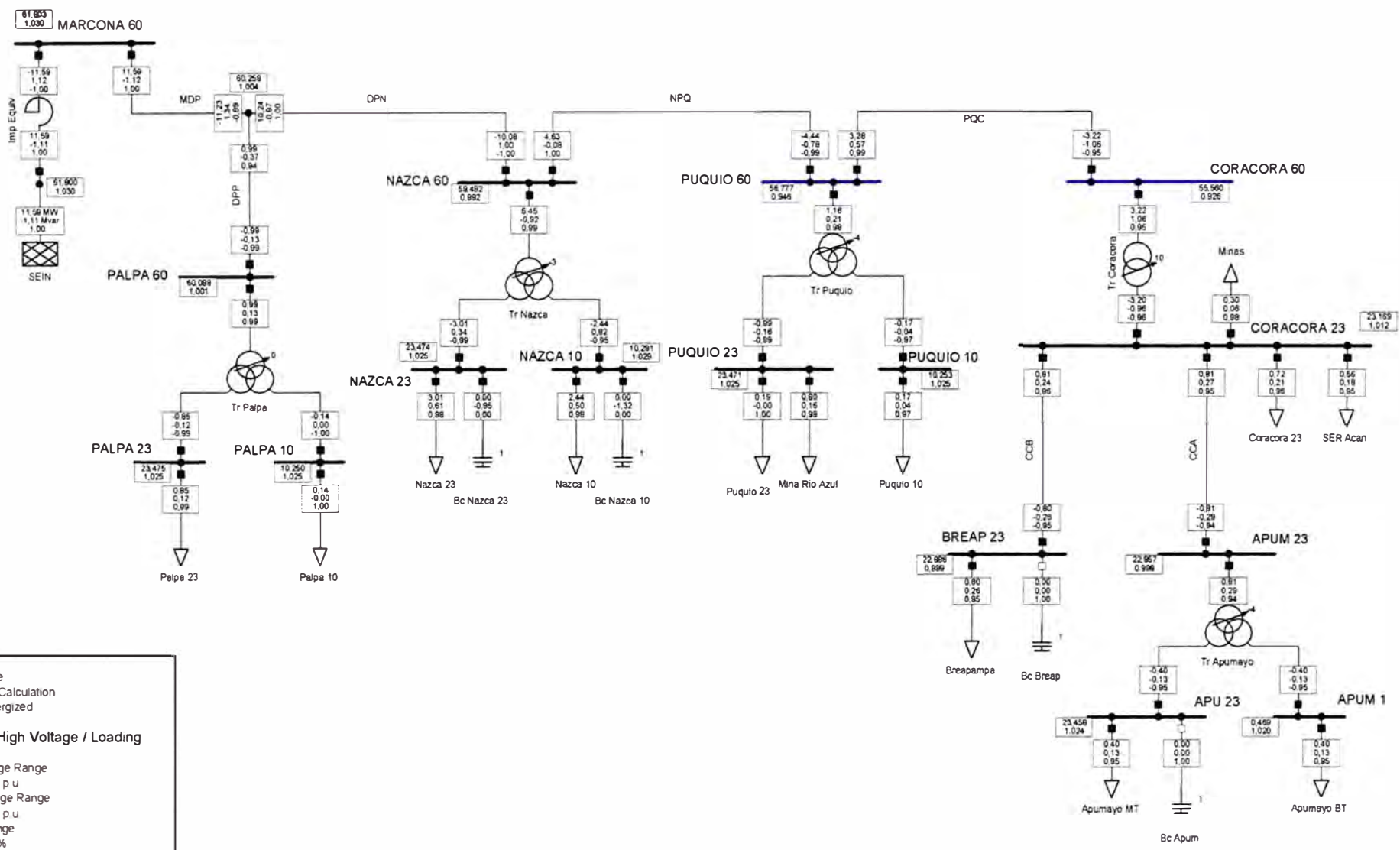
Inactive
 Out of Calculation
 De-energized

Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range < 0,95 p.u.
 Higher Voltage Range > 1,05 p.u.
 Loading Range > 80, %
 > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE PowerFactory 14.1.3	Flujo de Potencia 2013 Max Demanda	Project: Titulación
	Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora Nilton Palomino Santos	Graphic: Unifilar
		Date:
		Annex: B.3



Inactive
 Out of Calculation
 De-energized

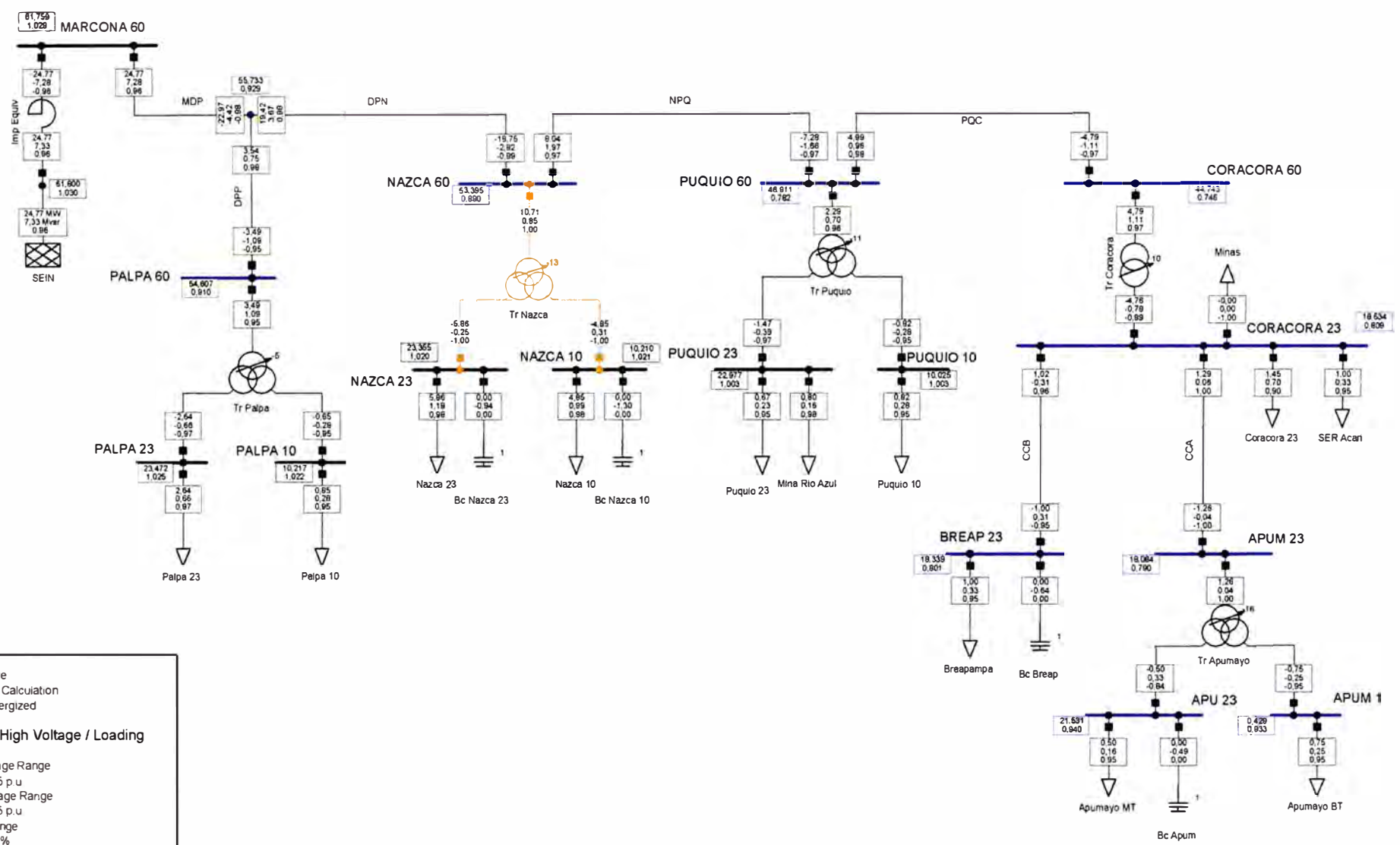
Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range
 < 0.95 p.u.
 Higher Voltage Range
 > 1.05 p.u.
 Loading Range
 > 80, %
 > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE PowerFactory 14.1.3	Flujo de Potencia 2013 Min Demanda Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora Nilton Palomino Santos	Project: Titulación
		Graphic: Unifilar
		Date:
		Annex: B.4

ANEXO C
FLUJOS DE POTENCIA – AÑO 2015 SIN PROYECTO



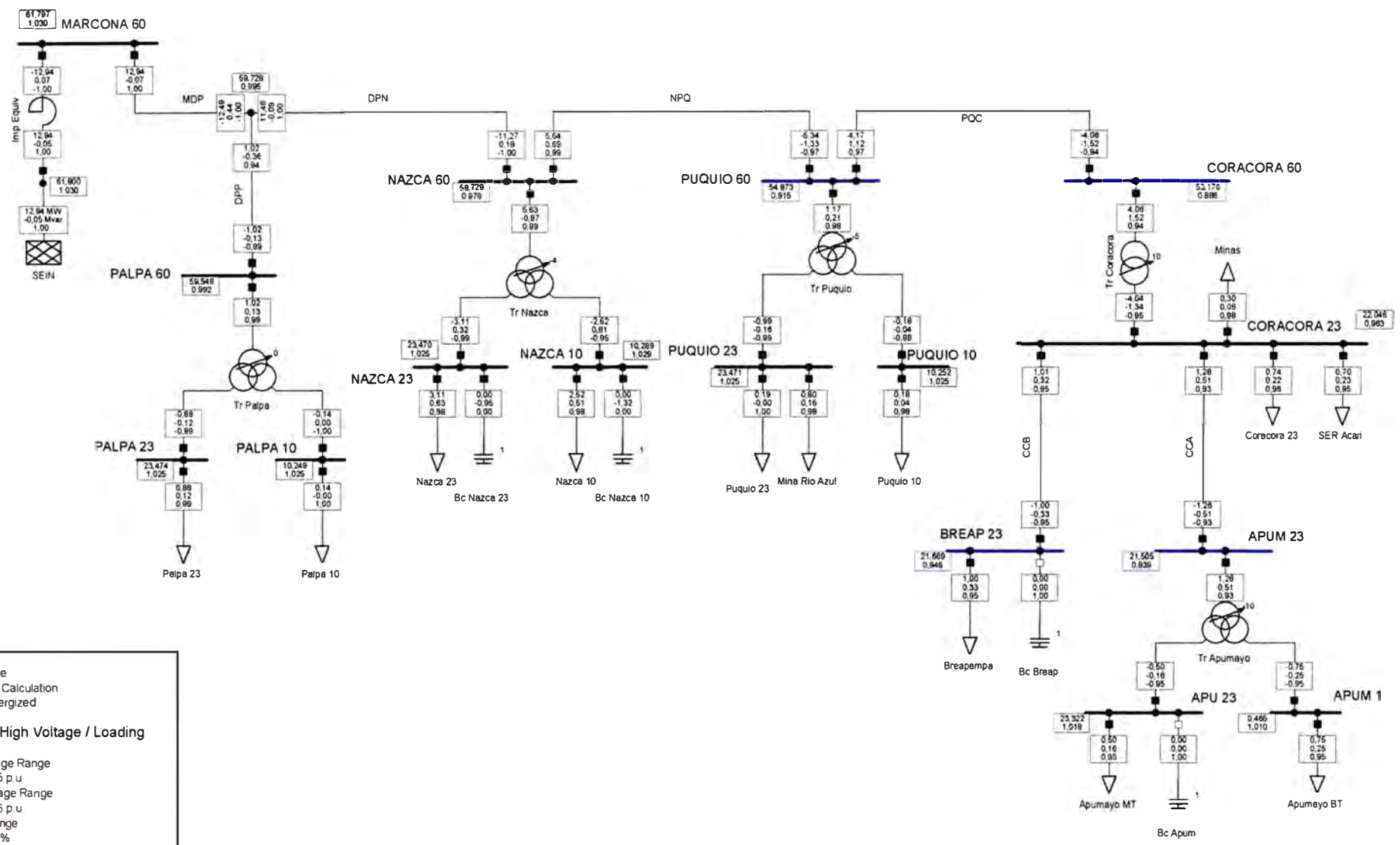
Inactive
 Out of Calculation
 De-energized

Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range
 < 0,95 p.u
 Higher Voltage Range
 > 1,05 p.u
 Loading Range
 > 80, %
 > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE PowerFactory 14.1.3	Flujo de Potencia 2014 Max Demanda Sin Proyecto	Project: Titulación
	Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora Nilton Palomino Santos	Graphic: Unifilar
		Date:
		Annex: C.1



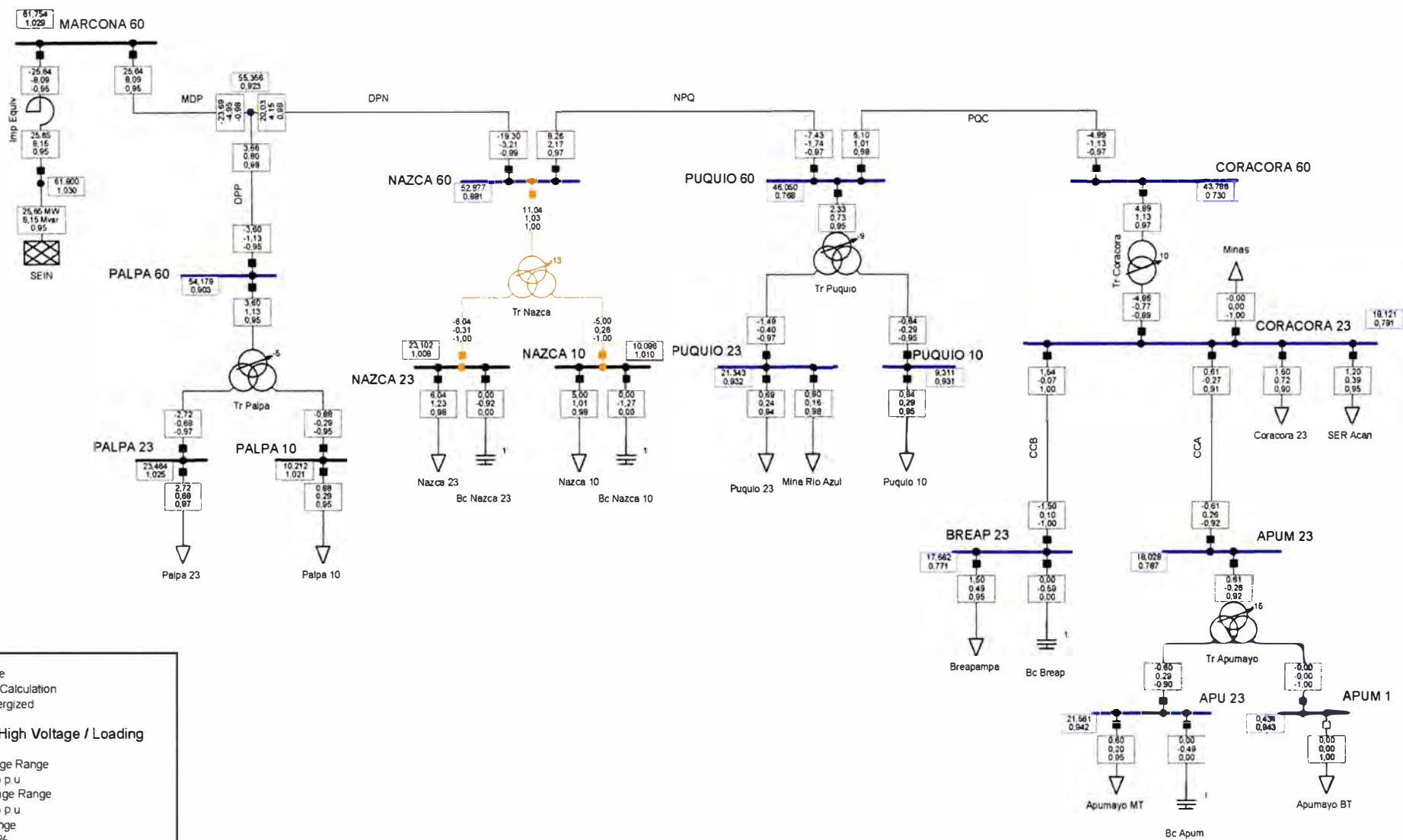
Inactive
 Out of Calculation
 De-energized

Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range
 < 0.95 p.u.
 Higher Voltage Range
 > 1.05 p.u.
 Loading Range
 > 80, %
 > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE	Flujo de Potencia 2014 Min Demanda Sin Proyecto	Project: Titulación
	Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora Nilton Palomino Santos	Graphic: Unifilar
PowerFactory 14.1.3		Date:
		Annex: C.2



Legend:

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energized

Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range

- < 0,95 p.u.

Higher Voltage Range

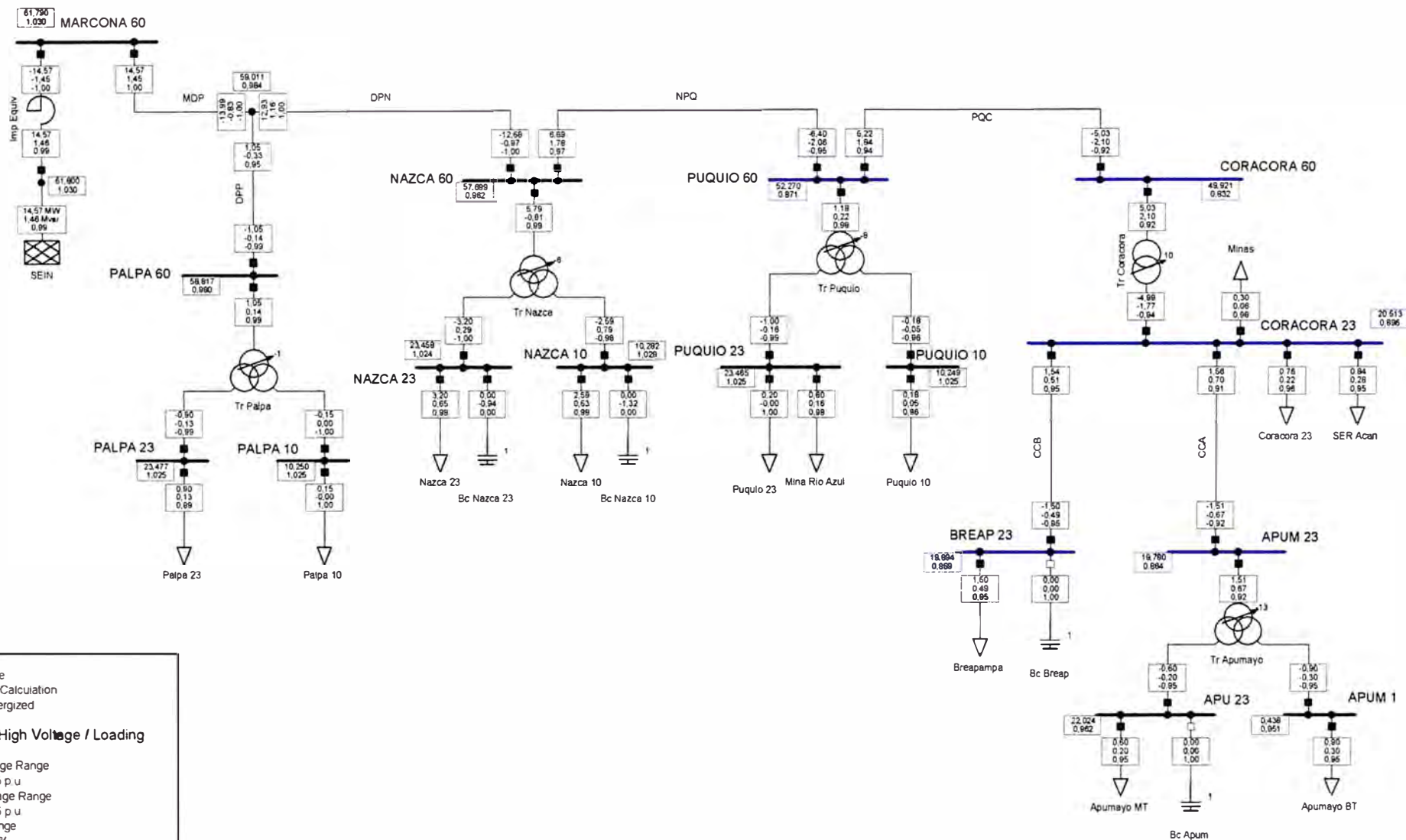
- > 1,05 p.u.

Loading Range

- > 80, %
- > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE	Flujo de Potencia 2015 Max Demanda Sin Proyecto	Project: Titulación
	Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora Nilton Palomino Santos	Graphic: Unifilar
PowerFactory 14.1.3		Date:
		Annex: C.3



Inactive
 Out of Calculation
 De-energized

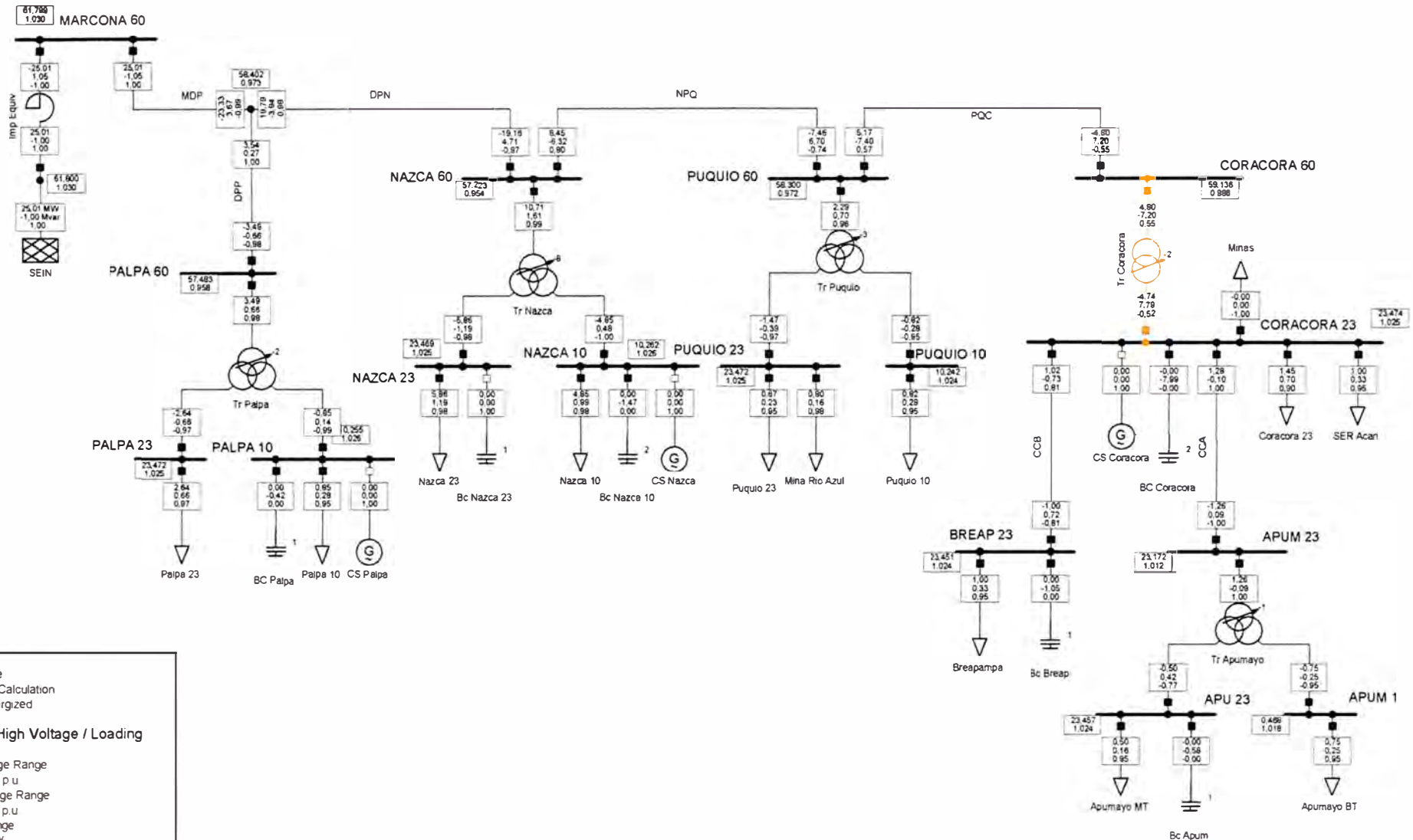
Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range
 < 0,95 p.u.
 Higher Voltage Range
 > 1,05 p.u.
 Loading Range
 > 80, %
 > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE PowerFactory 14.1.3	Flujo de Potencia 2015 Min Demanda Sin Proyecto Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora Nilton Palomino Santos	Project: Titulación Graphic: Unifilar Date: Annex: C.4

ANEXO D
FLUJOS DE POTENCIA - ALTERNATIVA 1



■ Inactive
■ Out of Calculation
■ De-energized

Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range

- < 0.95 p.u

Higher Voltage Range

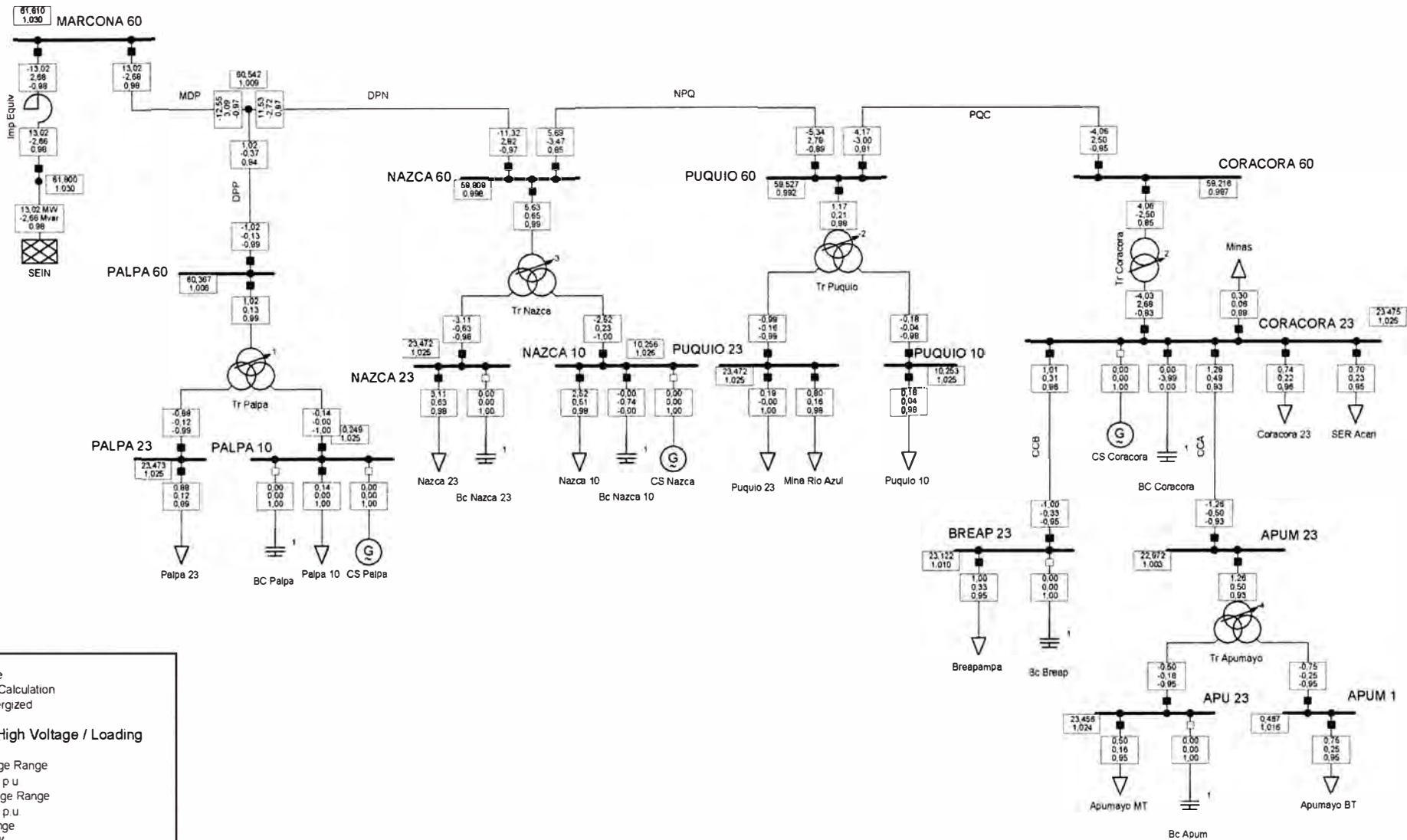
- > 1.05 p.u

Loading Range

- > 80, %
- > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE	Flujo de Potencia 2014 Max Demanda Alt 1	Project: Titulación
	Requerimientos de Compensacion Reactiva Nazca - Puquio - Coracora Nilton Palomino Santos	Graphic: Unifilar
PowerFactory 14.1.3		Date:
		Annex: D.1



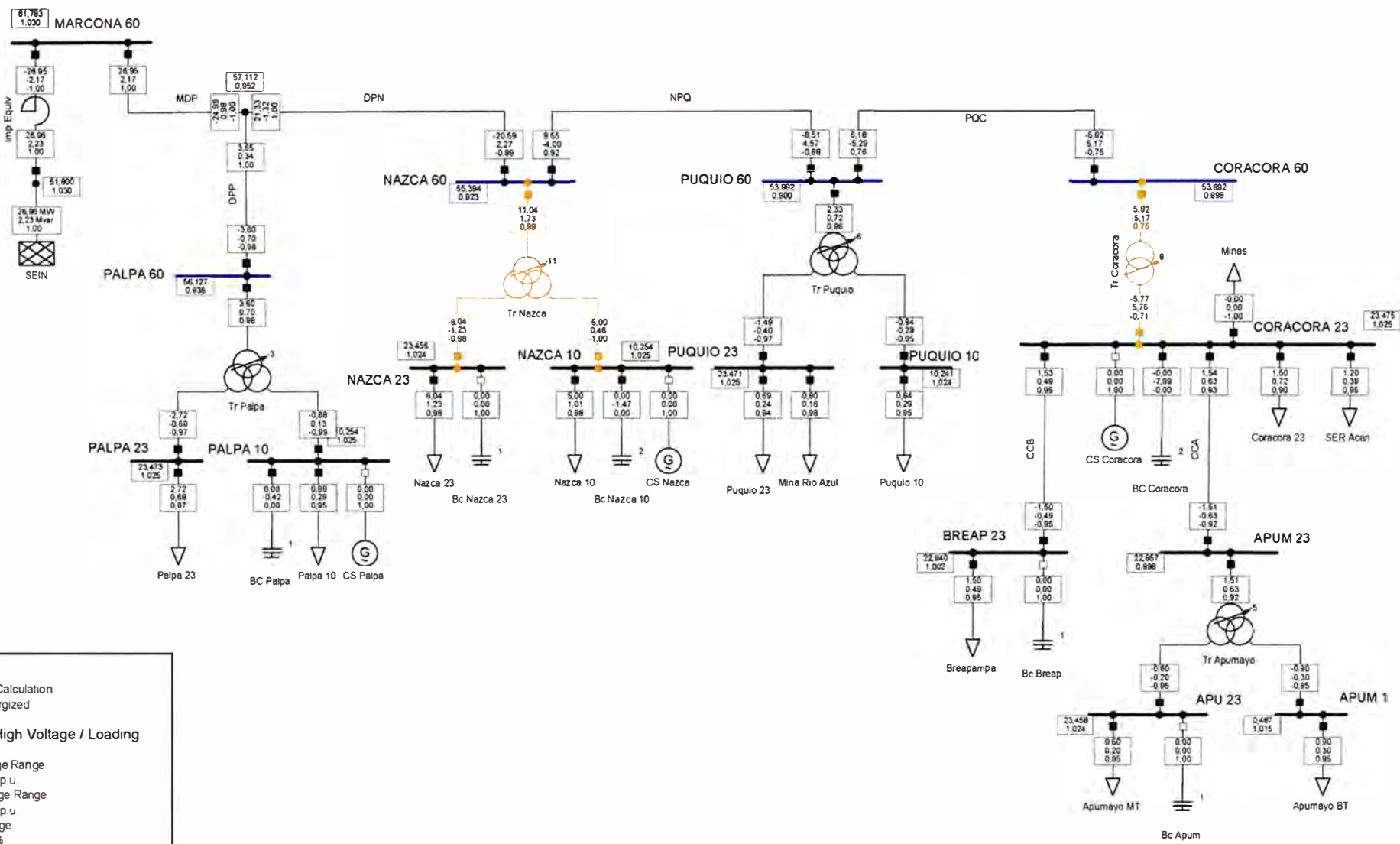
Inactive
 Out of Calculation
 De-energized

Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range
 < 0,95 p.u.
 Higher Voltage Range
 > 1,05 p.u.
 Loading Range
 > 80, %
 > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE PowerFactory 14.1.3	Flujo de Potencia 2014 Min Demanda Alt 1	Project: Titulación
	Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora Nilton Palomino Santos	Graphic: Unifilar
		Date:
		Annex: D.2



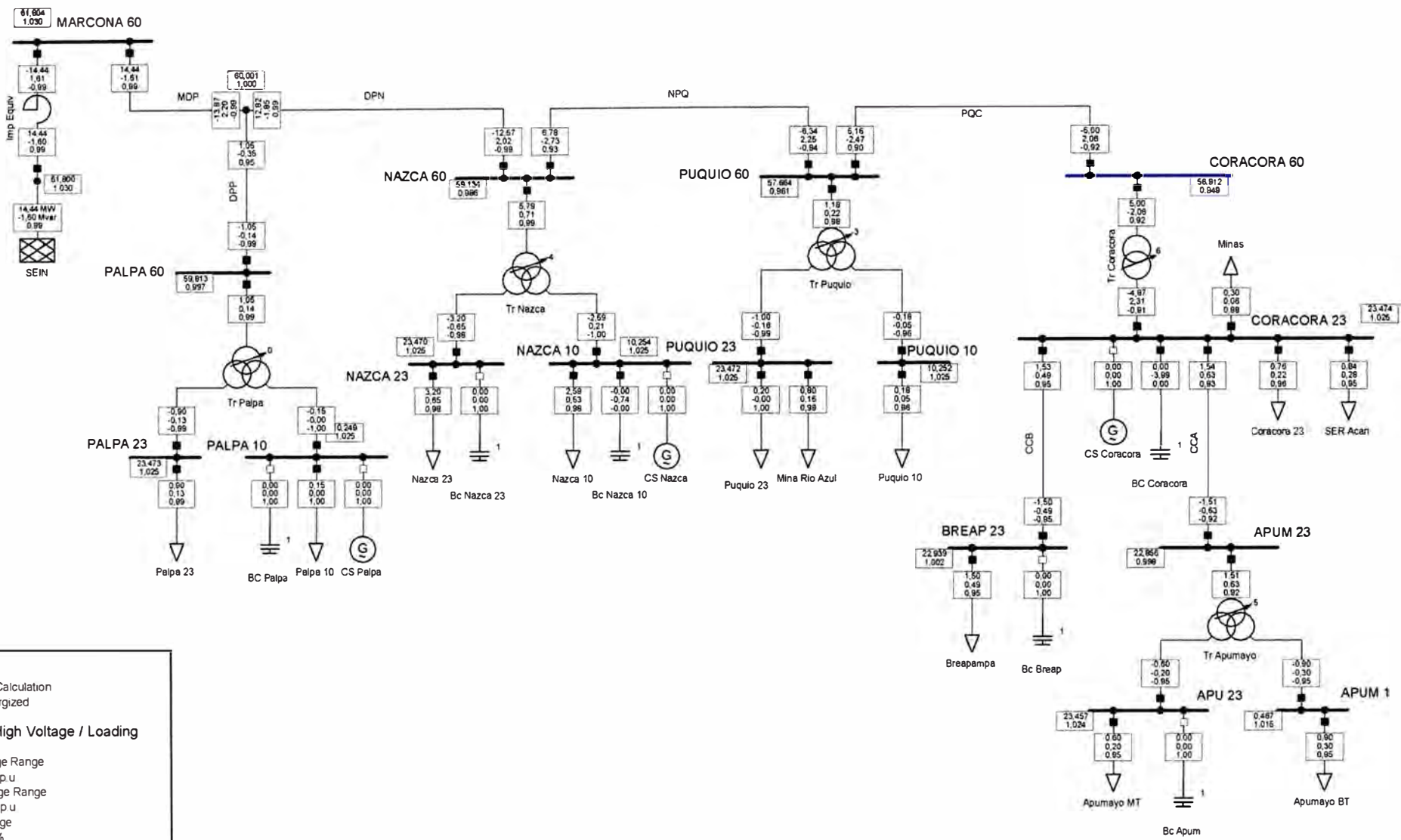
Inactive
 Out of Calculation
 De-energized

Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range
 < 0,95 p.u.
 Higher Voltage Range
 > 1,05 p.u.
 Loading Range
 > 80, %
 > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE PowerFactory 14.1.3	Flujo de Potencia 2015 Max Demanda Alt 1	Project: Titulación
	Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora Nilton Palomino Santos	Graphic: Unifilar
		Date:
		Annex: D.3



Inactive
 Out of Calculation
 De-energized

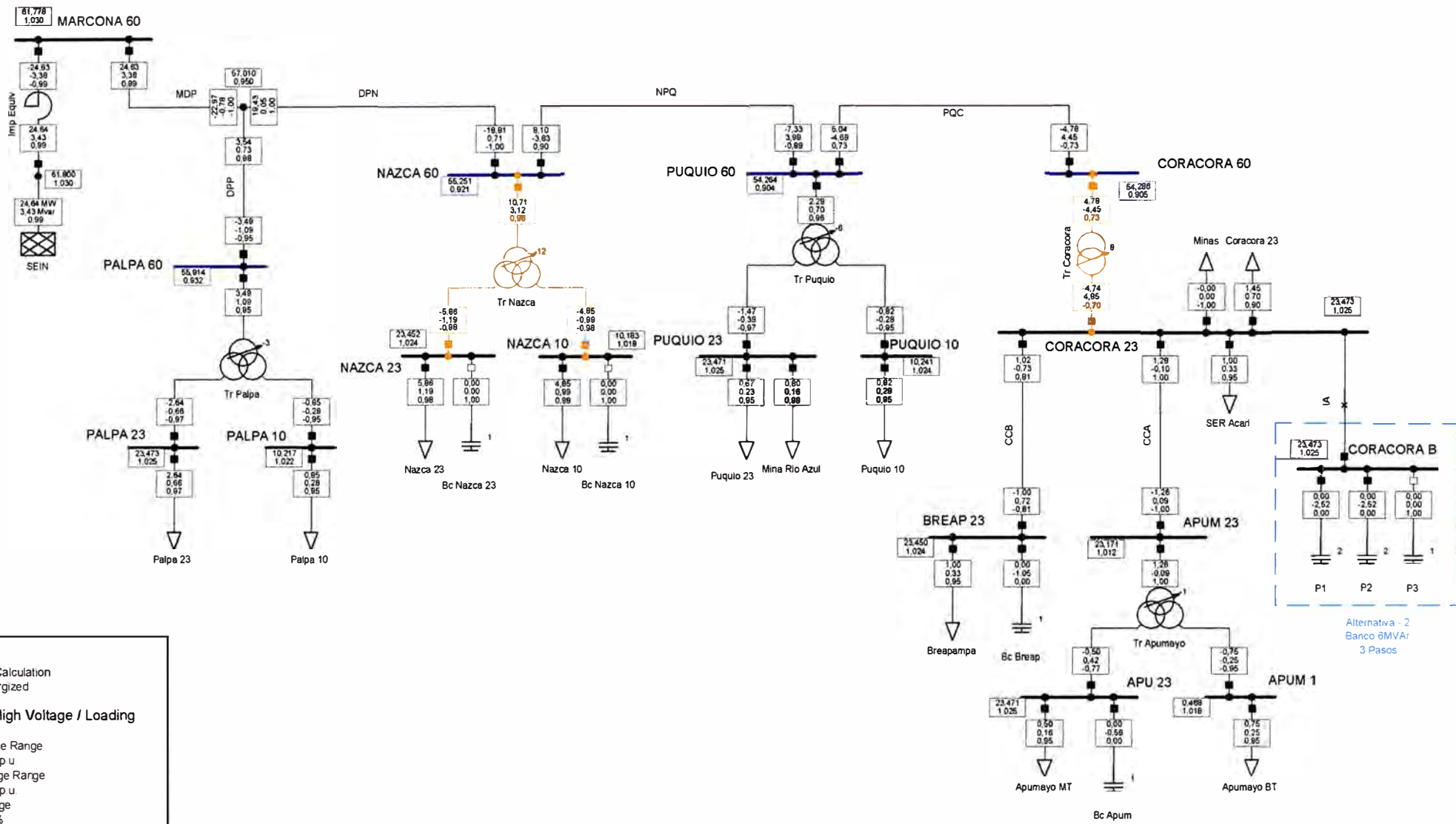
Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range < 0,95 p.u.
 Higher Voltage Range > 1,05 p.u.
 Loading Range > 80, %
 > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE PowerFactory 14.1.3	Flujo de Potencia 2015 Min Demanda Alt 1	Project: Titulación
	Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora Nilton Palomino Santos	Graphic: Unifilar
		Date:
		Annex: D.4

ANEXO E
FLUJOS DE POTENCIA – ALTERNATIVA 2



Legend:

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energized

Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range

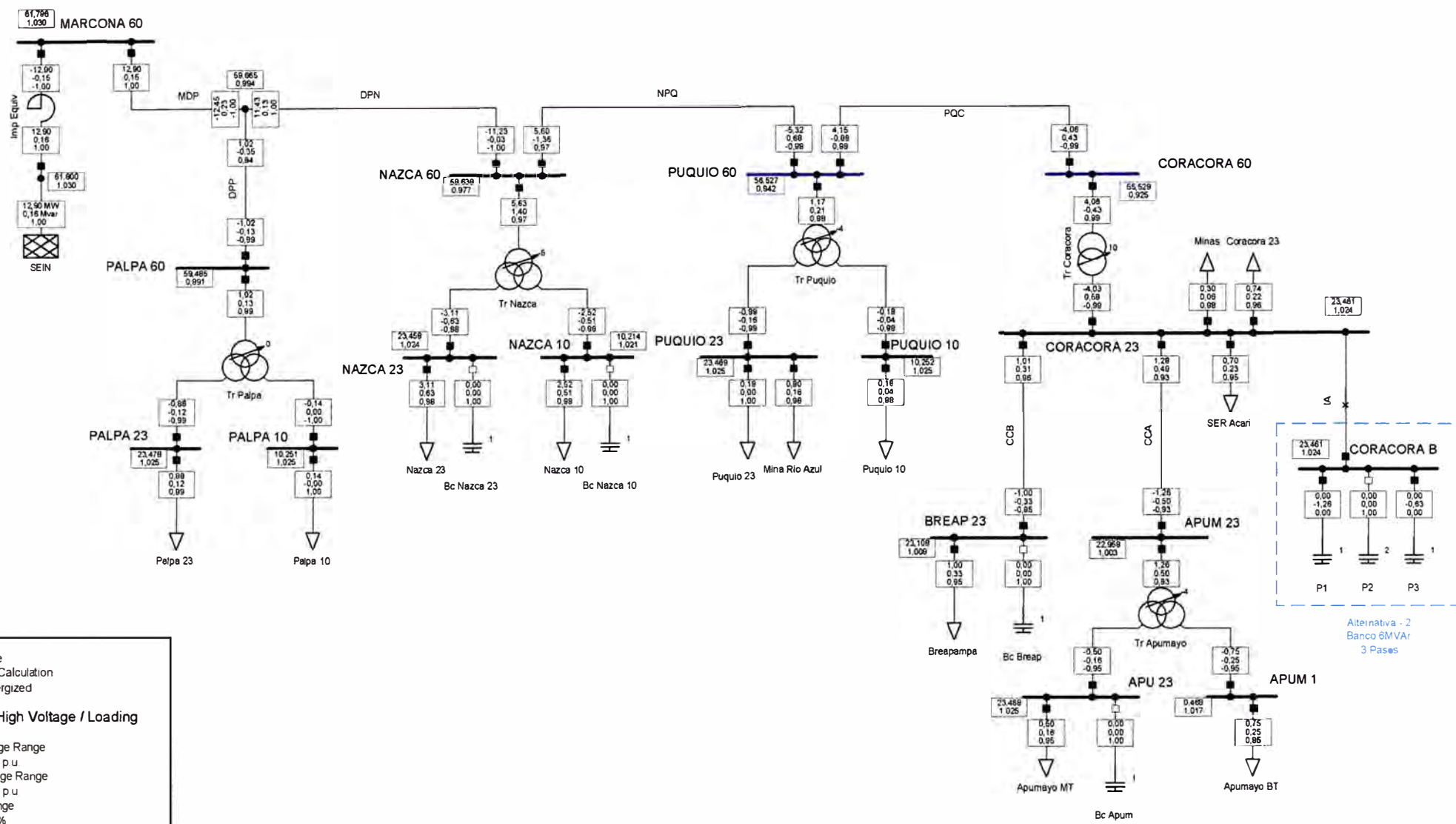
- < 0,95 p.u
- > 1,05 p.u

Loading Range

- > 80, %
- > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE	Flujo de Potencia 2014 Max Demanda Alt 2	Project: Titulación
	Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora Nilton Palomino Santos	Graphic: Unifilar
PowerFactory 14.1.3		Date:
		Annex: E.1



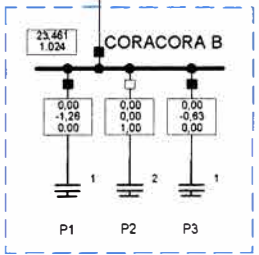
Inactive
 Out of Calculation
 De-energized

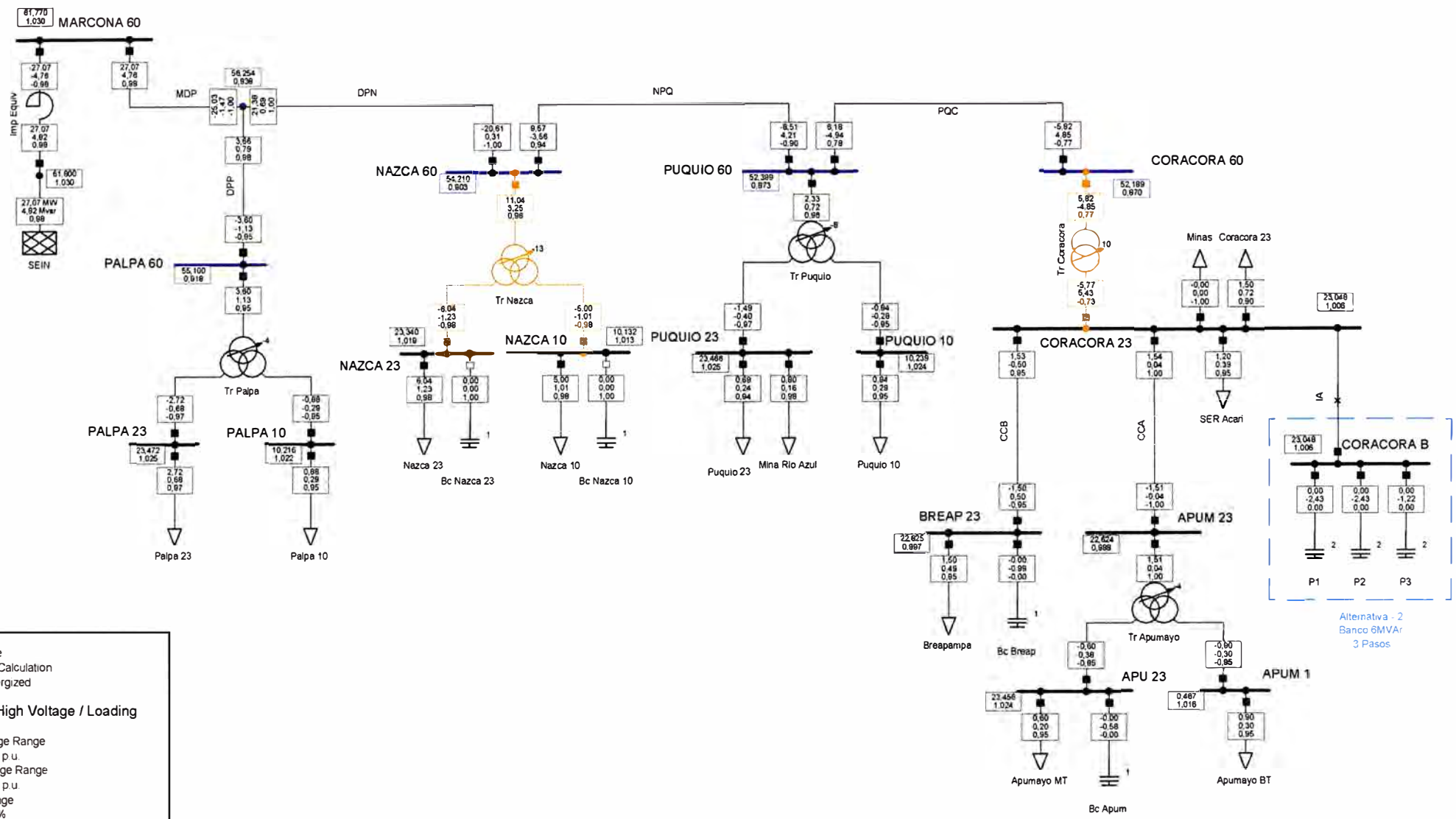
Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range
 < 0,95 p.u.
 Higher Voltage Range
 > 1,05 p.u.
 Loading Range
 > 80, %
 > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE PowerFactory 14.1.3	Flujo de Potencia 2014 Min Demanda Alt 2	Project: Titulación
	Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora Nilton Palomino Santos	Graphic: Unifilar
		Date:
		Annex: E.2





Legend:

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energized

Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range

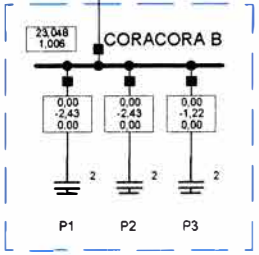
- < 0.95 p.u.
- > 1.05 p.u.

Loading Range

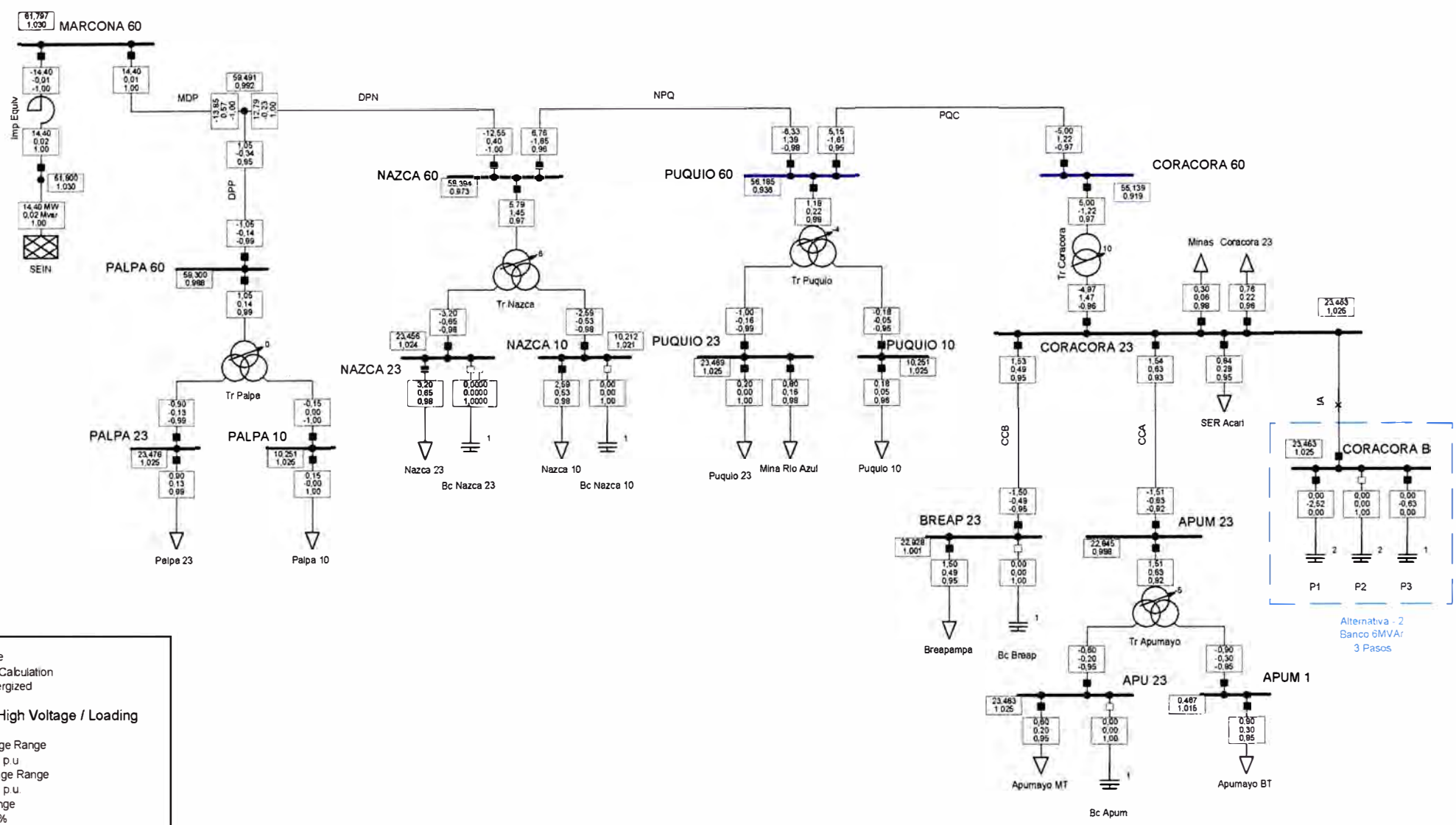
- > 80, %
- > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE	Flujo de Potencia 2015 Max Demanda Alt 2	Project: Titulación
	Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora Nilton Palomino Santos	Graphic: Unifilar
PowerFactory 14.1.3		Date:
		Annex: E.3



Alternativa - 2
Banco 6MVar
3 Pasos



Inactive
 Out of Calculation
 De-energized

Low and High Voltage / Loading

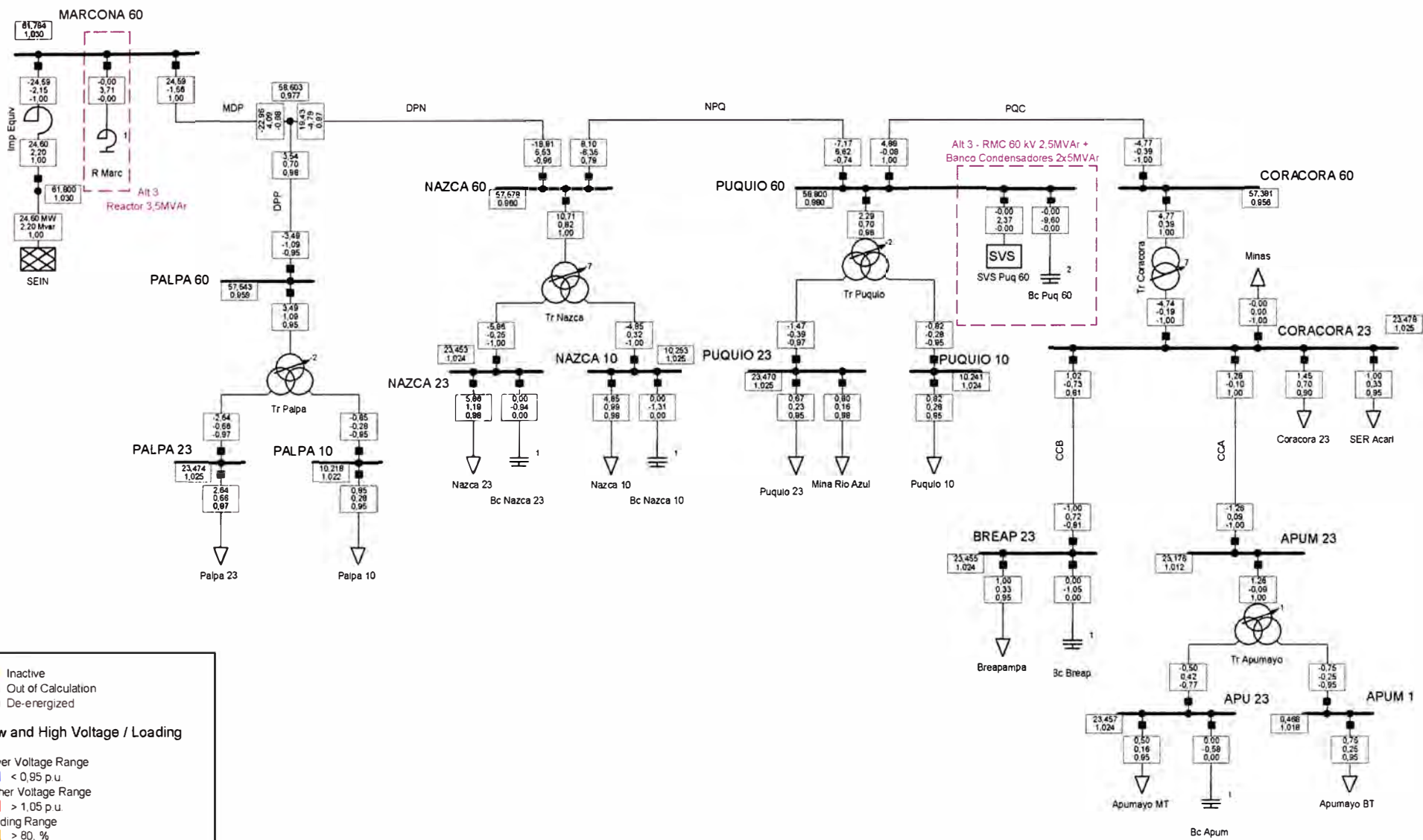
Lower Voltage Range
 < 0,95 p.u.
 > 1,05 p.u.

Loading Range
 > 80, %
 > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE PowerFactory 14.1.3	Flujo de Potencia 2015 Min Demanda Alt 2	Project: Titulación
	Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora	Graphic: Unifilar
	Nilton Palomino Santos	Date:
		Annex: E.4

ANEXO F
FLUJOS DE POTENCIA - ALTERNATIVA 3



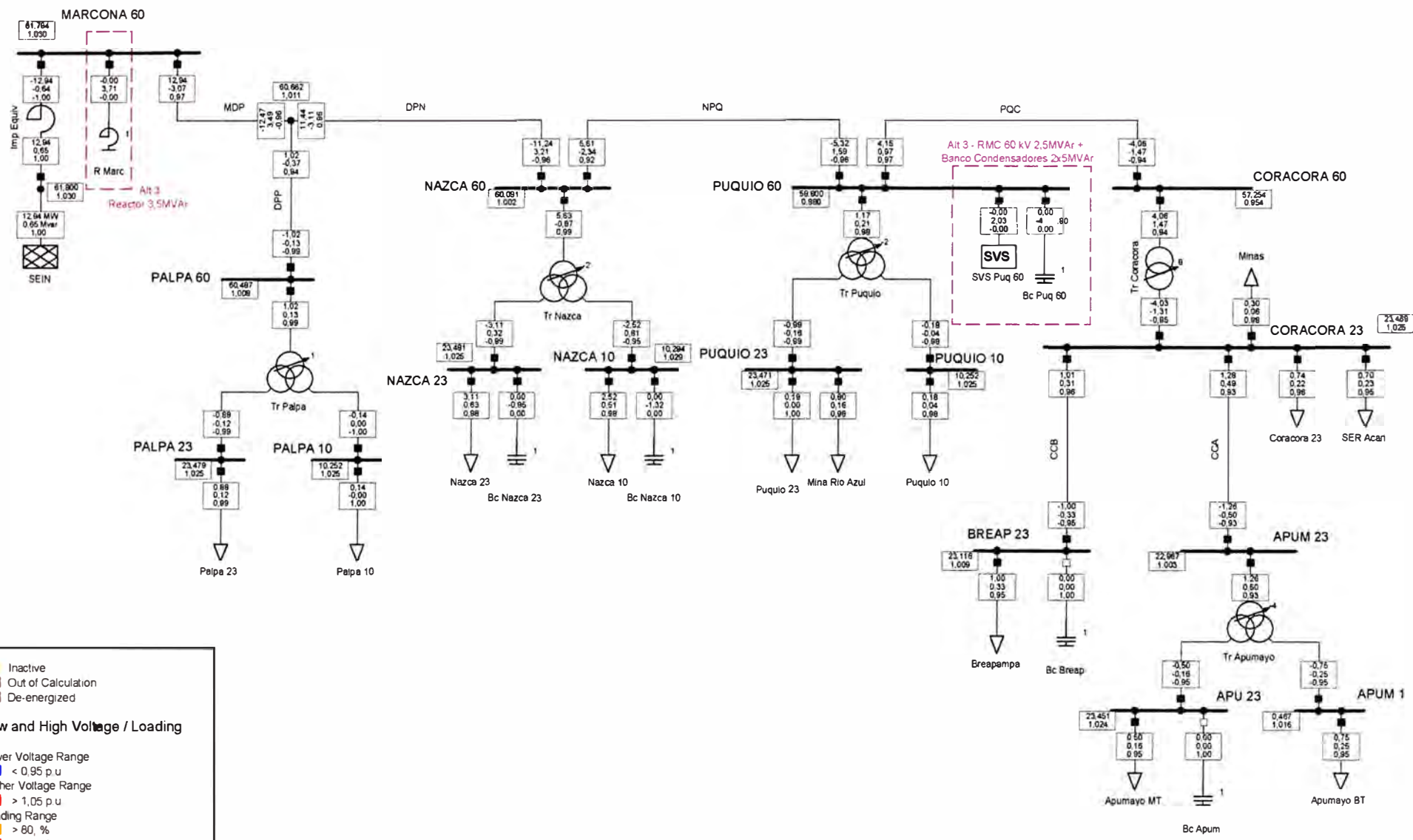
Inactive
 Out of Calculation
 De-energized

Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range
 < 0,95 p.u.
 > 1,05 p.u.
 Loading Range
 > 80, %
 > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE PowerFactory 14.1.3	Flujo de Potencia 2014 Max Demanda Alt 3 Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora	Project: Titulación Graphic: Unifilar
	Nilton Palomino Santos	Date: Annex: F.1



Legend:

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energized

Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range

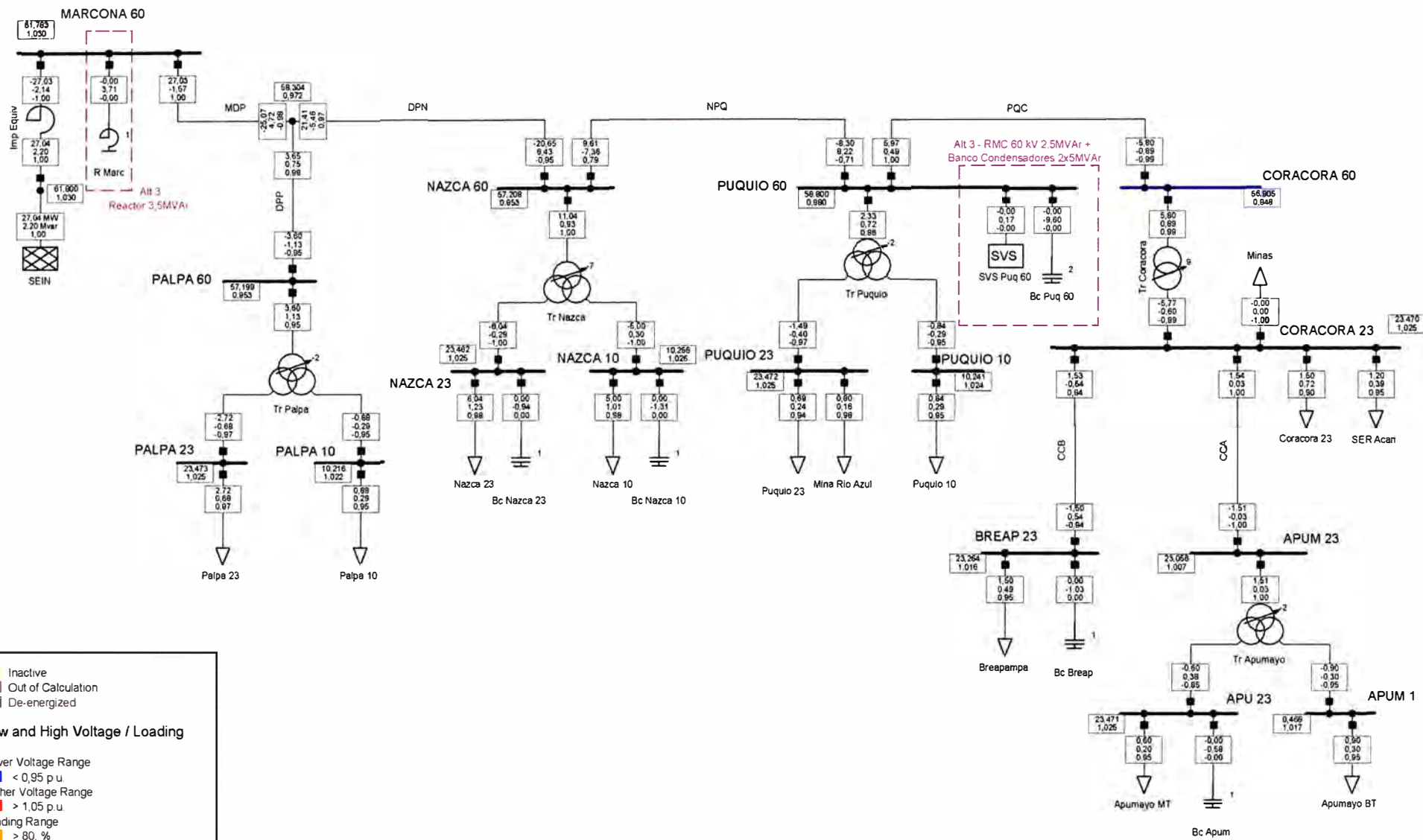
- < 0.95 p.u.
- > 1.05 p.u.

Higher Voltage Range

- > 80, %
- > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE	Flujo de Potencia 2014 Min Demanda Alt 3	Project: Titulación
	Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora	Graphic: Unifilar
PowerFactory 14.1.3	Nilton Palomino Santos	Date:
		Annex: F.2



Low and High Voltage / Loading

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energized

Lower Voltage Range

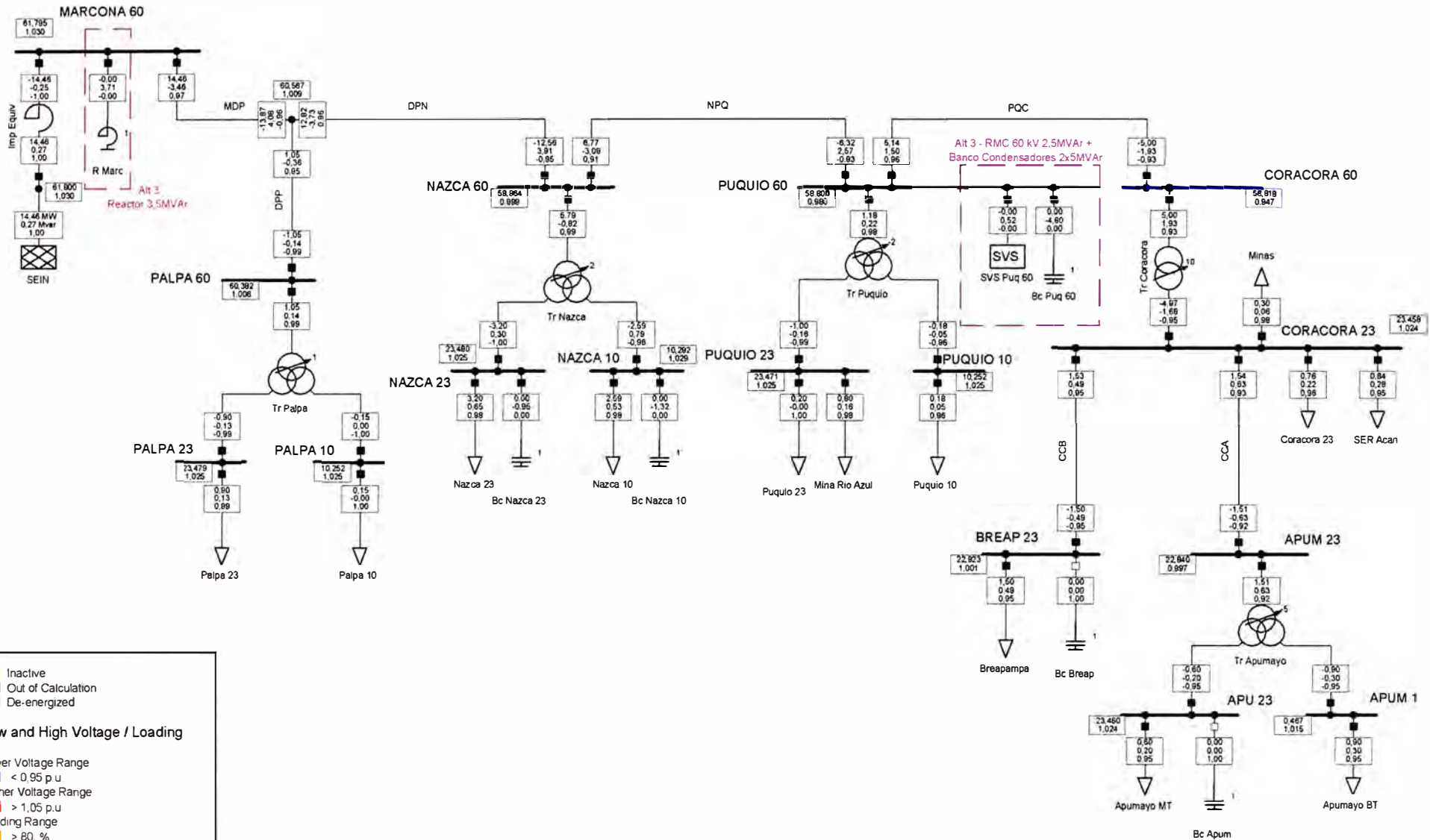
- < 0,95 p.u.
- > 1,05 p.u.

Loading Range

- > 80, %
- > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE	Flujo de Potencia 2015 Max Demanda Alt 3	Project: Titulación
	Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora	Graphic: Unifilar
PowerFactory 14.1.3	Nilton Palomino Santos	Date:
		Annex: F.3



Inactive
 Out of Calculation
 De-energized

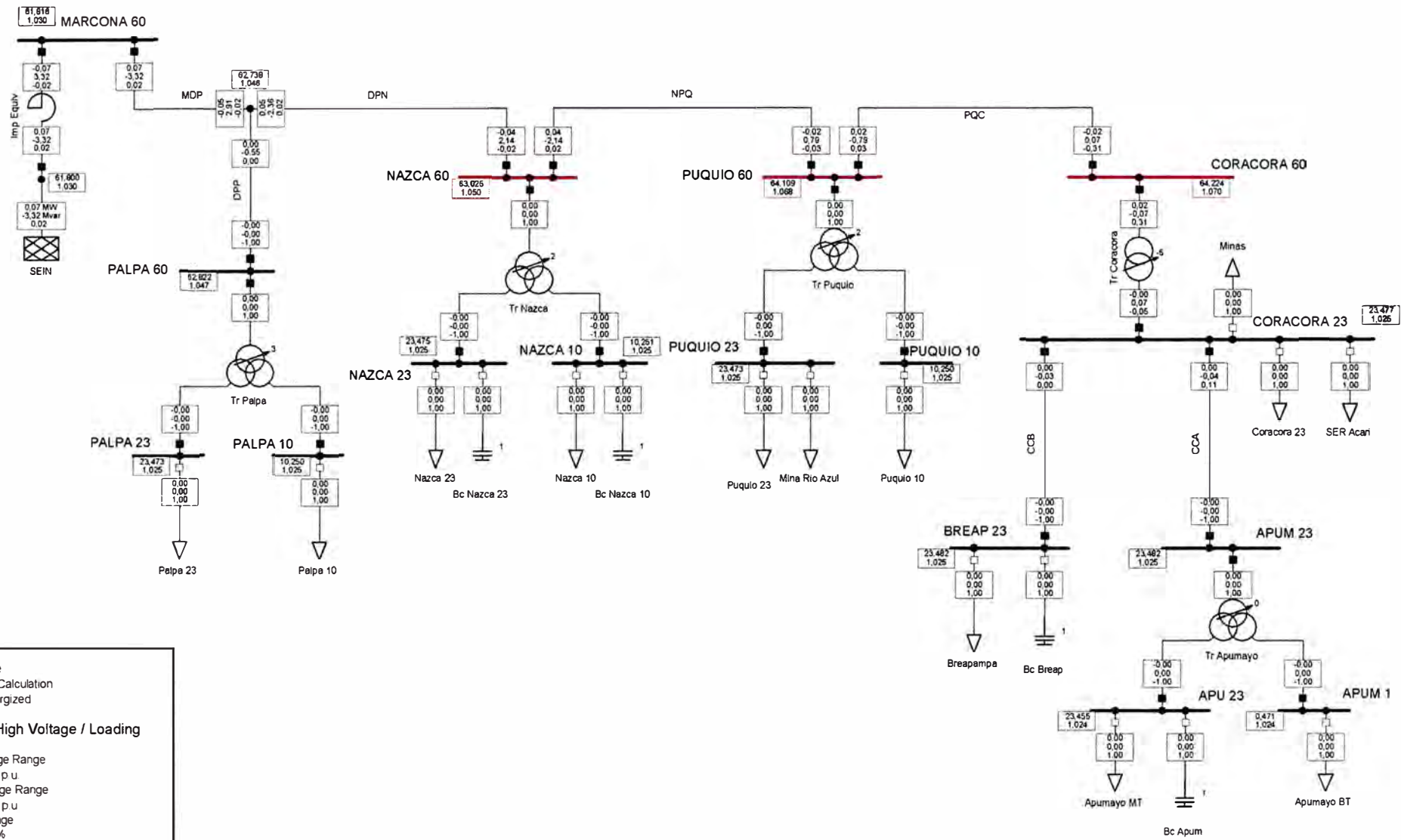
Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range
 < 0,95 p.u.
Higher Voltage Range
 > 1,05 p.u.
Loading Range
 > 80, %
 > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE PowerFactory 14.1.3	Flujo de Potencia 2015 Min Demanda Alt 3	Project: Titulación
	Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora	Graphic: Unifilar
	Nilton Palomino Santos	Date:
		Annex: F.4

ANEXO G
FLUJOS DE POTENCIA - SISTEMA EN VACÍO



Low and High Voltage / Loading

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energized

Lower Voltage Range

- < 0.95 p.u.

Higher Voltage Range

- > 1.05 p.u.

Loading Range

- > 80, %
- > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	External Grid
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]	Power Factor [-]

UNI FIEE	Flujo de Potencia 2015 Sin cargas - En vacio	Project: Titulación
	Requerimientos de Compensación Reactiva Nazca - Puquio - Coracora	Graphic: Unifilar
PowerFactory 14.1.3	Nilton Palomino Santos	Date:
		Annex: G

ANEXO H
CATÁLOGO DE PROVEEDOR DE RMC – ZTR

Reactores Shunt Controlados
Proveedor Zaporozhtransformator SA - ZTR

Description	Voltage, kV	Rated capacity, MVA	Rated voltage HV, kV	Current, A	Cooling
Three phase bank formed of three phase electromagnetic unit reactors					
180 MVA, 500 kV	500	180	525	198	ONAF
180 MVA, 330 kV	330	180	347	300	OFAP/ONAF
100 MVA, 220 kV	220	100	242	239	ONAF
25 MVA, 220kV	220	25	242	60	ONAF
25 MVA, 110kV	110	25	121	119	ONAF
63 MVA, 110 kV	110	63	121	300	ONAF
25 MVA, 35kV	35	25	38,5	375	ONAF
Three phase bank formed of single phase electromagnetic units reactors					
180 MVA _r , 500 kV	500	180	525	198	ONAF



Fig. 4.4 Catálogo de equipos ZTR

ANEXO I
COMPENSACIÓN EN BT Y ARRANCADORES SUAVES

COMPENSACIÓN EN BAJA TENSION Y ARRANCADORES SUAVES

La corrección distribuida se realiza conectando un banco de condensadores directamente a los terminales del dispositivo que necesita la potencia reactiva. La instalación es sencilla y poco costosa, porque se trata de equipos compactos y en baja tensión, además de ser móviles.

Este tipo de corrección del factor de potencia es aconsejable para grandes aparatos con carga y factor de potencia constantes y tiempos de conexión prolongados; por lo general, es utilizado para motores, bombas y compresoras, cargas típicas de empresas mineras.

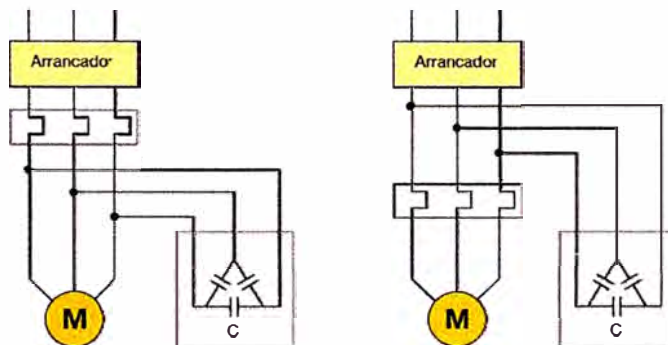


Fig. 4.5 Compensación Distribuida

Como ejemplo, se describe a continuación el equipo de compensación automática Regulador Varlogic de la marca Schneider Electric, el cual opera en baja tensión, permitiendo la conexión y desconexión de bancos de condensadores, con el objetivo de mantener el $\cos(\varphi)$ de la instalación en valores cercano a la unidad. Estos equipos conectan y desconectan condensadores de baja tensión como el VarpluCan de la misma marca, que tiene un rango de potencia de 7,5 a 100 kVAr y un rango de alimentación de 24 a 830 V.

A continuación se muestran figuras referenciales de ambos equipos:



Fig. 4.6 Regulador Automático y Condensadores en Baja Tensión

Además, otro aspecto a tener en cuenta es el control de la corriente de arranque de grandes cargas, propias de las empresas mineras, para este fin se cuenta en el mercado con equipos electrónicos denominados arrancadores suaves, en la marca ABB se tiene los equipos PSR, PSS, PSE, PST y PSTB, desde equipos compactos a más especializados.

Como se sabe las cargas industriales como ventiladores, trituradoras, agitadoras, bombas, cintas transportadoras, etc. producen cotidianamente innecesarios e indeseados picos de par y de intensidad en las plantas de producción. Estos arranques violentos causan daños de diferente naturaleza, entre ellos los siguientes:

1. Problemas eléctricos debidos a transitorios de tensión y de intensidad provocados por los arranques directos en línea o en estrella-triángulo. Estos transitorios pueden sobrecargar la red de suministro local y provocar variaciones de tensión inaceptables que interfieren en el funcionamiento de otros equipos eléctricos conectados a la red.
2. Problemas mecánicos que afectan a todo el accionamiento, desde el propio motor hasta el equipo accionado, y requieren un mantenimiento y unas reparaciones considerables, así como periodos de parada indeseados.
3. Problemas funcionales, como pueden ser daños a productos situados en cintas transportadoras.
4. Golpes de ariete y ondas de presión en las tuberías al arrancar y parar las bombas.

Las consecuencias económicas son considerables: cada problema técnico y cada paro cuesta dinero, tanto en términos de reparación como en términos de pérdida de productividad.

Todos estos problemas se resuelven de forma sencilla instalando un arrancador suave de distintas marcas, los modelos antes mencionados son marca ABB de tipo PSR, PSS, PSE o PST(B). Con ellos es posible realizar arranques y paros suavemente, reduciendo al mínimo los esfuerzos eléctricos y mecánicos.

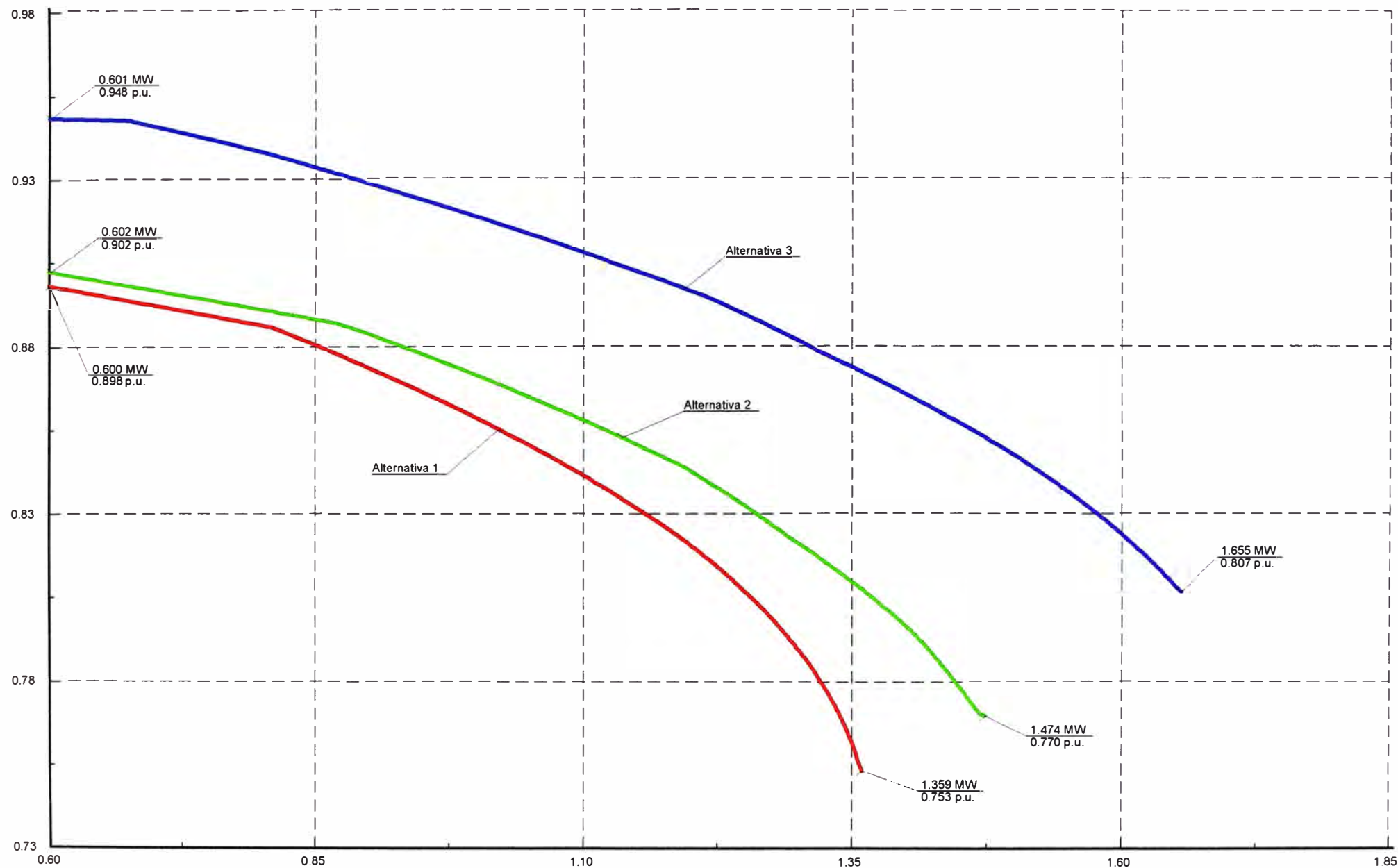
Del catálogo de estos equipos se puede apreciar el efecto en la corriente de arranque, tensión en el motor y par generado.



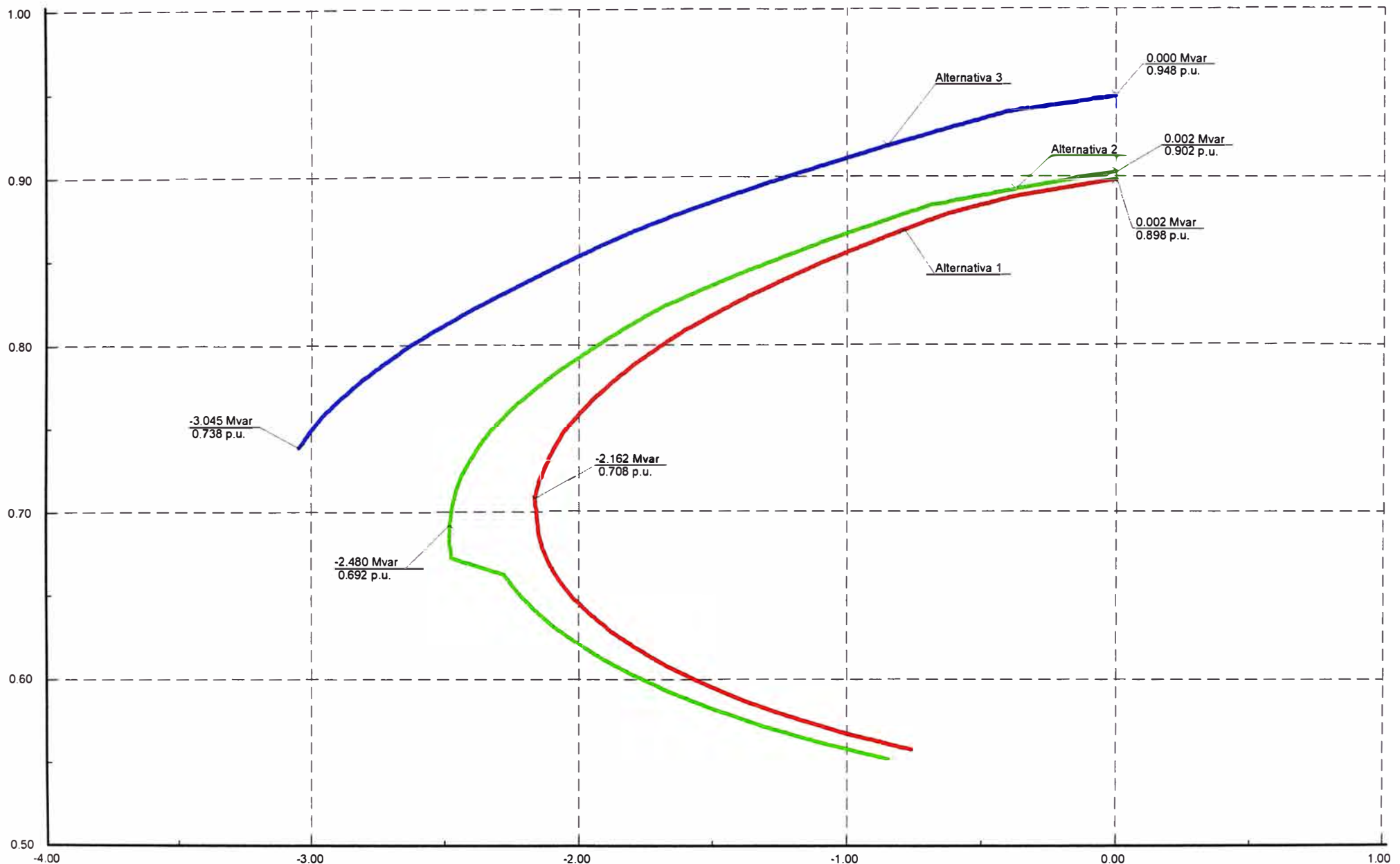
Fig. 4.7 Curvas de tensión, corriente y par al arranque del motor

Las figuras anteriores muestran las diferencias básicas entre en el arranque directo a línea (DOL, por sus siglas en inglés), el arranque en estrella-triángulo y el arranque suave, atendiendo a las variables tensión del motor (V), intensidad del motor (I) y par del motor (T), tomado del catálogo de arrancadores suaves de ABB.

ANEXO J
CURVAS V-P Y V-Q DE LAS ALTERNATIVAS



x-Axis: U_P-Curve: Total Load of selected loads in MW
CORACORA 60: Alternativa 3
CORACORA 60: Alternativa 2
CORACORA 60: Alternativa 1



x-Axis: SC: Reactive Power in Mvar
— SC: Alternativa 3
— SC: Alternativa 2
— SC: Alternativa 1

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Osinergmin, “Diagramas Unifilares de los sistemas eléctricos en el país”, Publicación de Osinergmin, 2009.
- [2] Ministerio de Energía y Minas, “Código Nacional de electricidad Suministro”, Perú, 2011.
- [3] Francisco M. Gonzalez – Longatt, “Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia”, septiembre, 2006.
- [4] Roberto Ramirez Arcelles, “Compensación Reactiva en Sistemas de Transmisión”, Curso de Actualización Profesional, Agosto 2013.
- [5] Linda Chimborazo, “Análisis de estabilidad de voltaje del sistema nacional interconectado para el periodo 2010-2013 Usando el programa Digsilent Power Factory”, Centro Nacional de Control de Energía, Quito, Ecuador 2013
- [6] A. M. Bryantsev, “Magnetic-Rectifier Controlled Reactors with Extreme Saturation of the Magnetic Circuit”, Doctoral Thesis (In Russian), 1992
- [7] COES, “Portal Institucional del Operador del Sistema Eléctrico Interconectado - SEIN”, <http://www.coes.org.pe/>
- [8] Osinerming, “Estudio de demandas sector 8, dentro del plan de inversiones presentados al Osinerming”, <http://www2.osinerg.gob.pe/>