

3. ANALISIS EN EL PERIODO 2011-2013

3.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

La proyección de la demanda del SEIN, está basada en dos grandes componentes: la proyección de la demanda vegetativa y la proyección de la demanda de grandes cargas. La metodología utiliza el modelo econométrico y considera el 2009 como año inicial para la proyección.

3.1.1. Proyección de la demanda vegetativa

La proyección de la demanda vegetativa se ha elaborado utilizando un modelo econométrico que tiene como variable principal el PBI, y como variables complementarias la población y la tarifa media.

Las tasas de crecimiento del PBI se han estimado como los valores más probables de ocurrir, a partir de las previsiones de las entidades estatales y privadas dedicadas al tratamiento de esta variable [7], [8]. En el Cuadro N° 3.1 se muestra el resumen de la estimación de la demanda vegetativa (ventas econométricas).

	PBI	Δ PBI	POB	Δ Pob.	TARIFA	Ventas	Δ Ventas
Año	Millones de S/. de 1994	%	Miles	%	Ctvs US\$/kWh	GWh	%
2008	191483	9.8%	26046	1.4%	8.1	19660	10.1%
2009	197228	3.0%	26403	1.4%	8.1	19881	1.1%
2010	203144	3.0%	26760	1.4%	8.1	20758	4.4%
2011	209239	3.0%	27117	1.3%	8.1	21822	5.1%
2012	215516	3.0%	27473	1.3%	8.1	22874	4.8%
2013	224244	4.1%	27828	1.3%	8.1	24045	5.1%

Cuadro N°3.1 Variables del modelo econométrico

Las ventas del año 2009 han sido corregidas mediante el modelo ARIMA utilizado en el Informe COES–SINAC/SPR–173–2009 [9].

3.1.2. Proyección de la demanda de grandes cargas

La proyección de la demanda de grandes cargas, conformadas por cargas especiales, incorporaciones y proyectos, está basada en los resultados de encuestas efectuadas a inversionistas, propietarios y suministradores de las cargas del SEIN modeladas en el estudio. En el Cuadro N° 3.2 se muestra el resumen de los proyectos considerados.

	2009		2010		2011		2012		2013	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Ampliación Cajamarquilla (2ra Etapa) (1)	-	119	40	402	40	452	40	452	110	924
Ampliación Aceros Arequipa	6	86	6	86	6	86	6	86	6	86
Proyecto Tia Maria	-	-	10	60	60	200	100	800	100	800
Ampliación de la concentradora Toquepala	-	-	-	-	20	108	50	430	50	430
Ampliación de la Fundición de Ilo y refinería de cobre	-	-	-	-	-	-	18	74	18	74
Ampliación de Shougang	20	174	29	234	132	984	138	1 026	138	1 029
Ampliación Quimpac	-	-	23	96	23	191	23	191	23	191
Bayovar	-	-	-	-	15	54	15	54	15	54
Pachapaqui (Milpo)	-	-	-	-	-	-	50	329	50	329
Ampliación de Cemento Pacasmayo	-	-	-	-	7	45	7	45	20	128
Marcobre (Mina Justa)	-	-	-	-	-	-	5	33	32	266
Antapacay	-	-	-	-	-	-	25	126	25	126
Toromocho	-	-	-	-	5	43	45	390	180	1 600
Ampliación Antamina	-	-	-	-	55	225	55	225	55	225
Minas conga	-	-	-	-	-	-	20	135	60	320
Cemento Otorongo	-	-	-	-	10	61	21	110	21	110
El Brocal	-	-	7	45	22	137	22	137	22	137
Sub Total Area Norte	-	-	-	-	77	324	147	787	200	1 056
Sub Total Area Centro	26	378	105	863	228	1 894	279	2 315	511	4 233
Sub Total Area Sur	-	-	10	60	90	369	214	1 540	214	1 540
Total Proyectos	26	378	115	923	395	2 586	640	4 642	925	6 829

(1) En el 2009 solo incrementa su potencia en Horas Fuera de Punta de 70 a 91 MW

Cuadro N°3.2 Proyectos Principales considerados en la Demanda

3.1.3. Proyección de demanda del SEIN

Considerando los resultados del Modelo Económico y la demanda de los grandes proyectos, en el Cuadro N° 3.3 se muestra la proyección de demanda de energía y potencia del SEIN esperada al nivel de generación. Se debe indicar que estas proyecciones incluyen las demandas abastecidas por las centrales hidroeléctricas Curumuy y Poechos.

Año	Potencia		Energía	
	MW	%	GWh	%
2009	4343	2.7%	30646	3.3%
2010	4588	5.6%	32388	5.7%
2011	5003	9.0%	35311	9.0%
2012	5437	8.7%	38662	9.5%
2013	5929	9.1%	42257	9.3%

Cuadro N°3.3 Proyección de demanda del SEIN

3.1.4. Demanda por barras

En el análisis energético, para simular la operación del SEIN utilizando el programa SDDP (*Stochastic Dual Dynamic Programming*) la demanda de energía debe ser distribuida en un número reducido de barras (117 barras). Esta distribución en barras de carga se hace utilizando factores de distribución calculado a partir de datos históricos de demandas por barras del SEIN.

A partir de la distribución de demandas de energía por barras se ha elaborado el Cuadro N° 3.4 que muestra el resumen de la demanda de energía distribuida en el SEIN, suponiendo que esta dividido en tres zonas.

	2009	2010	2011	2012	2013
Zonas	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Centro	20499	21874	24117	25863	28892
Norte	4608	4694	4985	5333	5834
Sur	5540	5820	6208	7466	7531
Total	30646	32388	35311	38662	42257

Cuadro N°3.4 Proyección de la demanda del SEIN po r zonas

3.2. PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

3.2.1. PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN

Se ha elaborado el Programa de Obras de Generación con la información remitida para la elaboración del Primer Plan de Transmisión por las empresas integrantes del COES, así como por las empresas titulares de concesiones y autorizaciones. Cabe indicar que se ha utilizado también la información remitida por las empresas para la elaboración del Estudio Tarifario Mayo 2009 - Abril 2010.

Con la finalidad de tener fechas realistas para el posible ingreso de dichos proyectos de generación, se ha efectuado una evaluación de aquellos proyectos de generación que tienen concesiones vigentes. En el Cuadro N° 3.5 se muestra el programa indicado, en el cual también se ha considerado las unidades de generación adicional, cuyo ingreso esta previsto para el mes de Junio de 2009, las cuales serán ubicadas en la S.E. Trujillo 138 KV.

Fecha	Proyecto
Jun-2009	C.H. Poechos II (10 MW) - SINERSA
Jun-2009	C.T. Kallpa - TG2 (192.4 MW) - KALLPA
Jun-2009	CT. Generación Adicional Trujillo Norte (60 MW)-ELECTROPERU
Jul-2009	Traslado de la C.T. Calana - gas natural (22.9 MW) - EGESUR
Jul-2009	Traslado de las TG - C.T. Mollendo - gas natural (73.2 MW) - EGASA
Jul-2009	Conversión a operación dual de UTI 5 y UTI 6 de C.T. Santa Rosa-EDEGEL
Jul-2009	C.H. La Joya (9.6 MW) - GEPSA
Ago-2009	C.H. Roncador (3.8 MW) - AGRO INDUSTRIAS MAJA
Oct-2009	C.T. Paita (28 MW) -SUDAMERICANA DE ENERGIA
Oct-2009	C.T. Chilca I - TG3 (192.7 MW) - ENERSUR
Nov-2009	Ampliación Presa Huangush Bajo (4.5 MMC) - ELECTROANDES
Nov-2009	C.H. PlatanaI (220 MW) - CELEPSA
Ene-2010	C.T. Tarapoto (12 MW) - Incorporación al SEIN
Ene-2010	C.T. Bellavista (3.2 MW) - Incorporación al SEIN
Ene-2010	C.T. Moyobamba (3.2 MW) - Incorporación al SEIN
Ene-2010	C.T. Santa Rosa - TG8 (188.6 MW) – EDEGEL

Feb-2010	C.H. Pías I (12.5 MW) - AGUAS Y ENERGIA PERÚ
Feb-2010	Interconexión al SEIN de CC.HH. Carpapata (11.5 MW) - CEMENTO ANDINO
Mar-2010	C.T. Las Flores - TG1 (192.5 MW) – EGENOR
Jul-2010	C.T. Kallpa - TG3 (192.4 MW) – KALLPA
Feb-2012	C.H. Machupicchu II-Etapa (101.75 MW) – EGEMSA
Jul-2012	Ciclo Combinado CENTRO1 (280 MW)

Cuadro N°3.5 Programa de Obras de Generación 2009 – 2013

3.2.2. PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

Se ha elaborado el programa de obras de transmisión sobre la base de la información remitida por las agentes y el Plan Transitorio de Transmisión (PPT). De este último, solo se han considerado los proyectos que actualmente se encuentran licitados, están en proceso de licitación o dicho proceso ha sido encargado a PROINVERSION. En los casos en los que ha sido necesario, se han estimado las fechas posibles de entrada en operación comercial. En el Cuadro N°3.6 se muestra el programa indicado.

Fecha	Proyecto
Ago-2009	L.T Charcani V - Yura 138 kV - YURA
Set-2009	LT. Carhuaquero - Jaén 138 kV
Mar-2010	L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal 220kV (doble terna)
Set-2010	L.T. Independencia - Ica 220 kV
Nov-2010	L.T. Tocache - Bellavista - 138 kV
Nov-2010	Ampliación Transformador S.E. Azangaro - 138/60/22.9/10 kV - REP
Nov-2010	Ampliación Transformador S.E. Quencoro - 138/34.5/10.5 kV - REP
Nov-2010	Ampliación Transformador S.E. Piura Oeste - 220/60/10 kV - REP
Nov-2010	Ampliación Transformador S.E. Trujillo Norte - 138/22.9/10 kV - REP
Nov-2010	S.E. Trujillo Norte - Banco de Capacitores 15 MVAR, 10 kV - REP
Nov-2010	Ampliación Auto Transformador S.E. Tingo María - 220/138/10 kV - REP
Dic-2010	L.T. Carhuaquero - Corona 220 kV
Dic-2010	L.T. Cajamarca - Huallanca 220 kV doble circuito
Dic-2010	L.T. Huallanca - Conococha 220 kV doble circuito
Dic-2010	L.T. Conococha - Paragsha 220 kV
Dic-2010	L.T. Paragsha - Carhuamayo 220 kV doble circuito
Dic-2010	Transformador Carhuamayo 220/138 kV - 100 MVA
Dic-2010	Transformador Huallanca 220/138 kV - 100 MVA
Dic-2010	S.E. Cajamarca 220 kV - SVC +120/-60 MVAR
Dic-2010	S.E. Huallanca Reactor 2 x 50 MVAR
Mar-2011	Repotenciación L.T. Mantaro - Socabaya 505 MVA
Febr-2011	L.T. Mantaro - Caravelí - Montalvo 500 kV
Febr-2011	L.T. Machupicchu - Cotaruse 220 kV - 2 x 180 MVA
Febr-2011	S.E. Machupicchu 220/138 kV - 150 MVA
Febr-2011	S.E. Machupicchu 220 kV - reactor 40 MVAR
Febr-2011	S.E. Cotaruse 220 kV - reactor 40 MVAR
Mar-2011	L.T. Chilca - Zapallal 500 kV (simple circuito)
Jul-2011	Nueva S.E. Los Industriales 220/60 kV - 180 MVA - LUZ del SUR
Jun-2012	L.T. Zapallal - Trujillo 500 kV
Jun-2012	L.T. Chilca - Marcona - Caravelí 500 kV
Mar-2013	S.E. Los Industriales - Adición Transformador 220/60 kV - 85 MVA - LUZ del SUR

Cuadro N°3.6 Programa de Obras de Transmisión 2009 – 2013

3.3. INFORMACION ENERGETICA BASE

3.3.1. EMBALSES

El sistema hidrológico del SEIN esta compuesto por embalses que obedecen a diferentes necesidades, tales como: energía eléctrica, riego y agua potable. Dado que en el presente estudio la prioridad del uso del agua es para generación eléctrica, sólo se ha optimizado los embalses que obedecen estrictamente a necesidades de energía eléctrica. Las descargas de los embalses que obedecen a necesidades de

riego y agua potable, informadas por los integrantes, han sido consideradas como restricciones de la operación.

Los embalses optimizados son:

- Lago Junín.
- Lagunas de ELECTROPERU.
- Lagunas de las centrales Pachachaca y Oroya.
- Lagunas de las centrales Yuncán y Yaupi.
- Lagunas de la central Cañón del Pato.
- Laguna de la central Cahua.
- Lagunas de la central San Gabán.
- Laguna de la central Machupicchu.

Los embalses cuyas descargas están limitadas por las restricciones de agua potable y riegos son:

- Lagunas de EDEGEL, limitadas por agua potable.
- Embalses asociados a las centrales Charcani, limitadas por riego y agua potable.
- Embalse de la central Gallito Ciego, limitada por riego.
- Laguna de la central Aricota, limitada por riego.
- Riego Ecológico en las centrales Chimay y Yanango (1 m³/s y 0.3 m³/s respectivamente).

El modelado del lago Junín considera los límites de volumen almacenado establecidos por la Resolución del Ministerio de Agricultura N° 0149-98-AG, que establece el porcentaje de reserva mostrado en el Cuadro N° 3.7.

Fecha	Porcentaje de reserva (%)
01 de Junio	100
01 de Julio	85
01 de Agosto	70
01 de Septiembre	55
01 de Octubre	40
01 de Noviembre	25
01 de Diciembre	10
31 de Diciembre	3

Cuadro N°3.7 Porcentaje de reserva para el lago J unín

3.3.2. HIDROLOGIA

Se ha considerado series históricas de caudales de los afluentes en el período 1965-2007.

En el proceso de cálculo del modelo energético (SDDP), la política operativa se determinó con caudales estocásticos, usando para ello 43 series *forward* y 15 series *backward*.

En el proceso de cálculo del modelo energético (SDDP), la simulación se efectuó con caudales históricos (1965 a 2007), realizando un cálculo probabilístico.

Para las centrales que tienen restricciones prioritarias de riego y agua potable, se ha considerado los caudales de riego y caudales de agua potable de manera determinística considerándolos como restricciones del cálculo.

Se ha considerado el modelado de la evaporación del lago Junín.

3.3.3. OFERTA DE GENERACIÓN

Las unidades de generación de Lima y Chilca que operan con gas natural de Camisea, se alimentan del tramo de gasoducto de 18 pulgadas, cuya capacidad de transporte es limitada. Por esta razón, el gas disponible se ha despachado de manera óptima entre todas las unidades que consumen este combustible, sobre la base de los precios que resultan de la aplicación de los contratos de suministro, transporte y distribución utilizado en la Fijación de Tarifas en Barra de 2009 [10].

Las restricciones por capacidad de transporte del tramo de gasoducto de 18 pulgadas, para generación eléctrica son las siguientes:

- De enero 2009 a julio 2009 una disponibilidad de 185 MMPCD.
- De agosto 2009 a diciembre 2009 una disponibilidad de 240 MMPCD.
- A partir de enero 2010 una disponibilidad de 329 MMPCD

Por su ubicación las centrales térmicas Calana y Mollendo no tienen ninguna restricción de consumo de gas natural. Las demás centrales se reparten el gas natural de acuerdo a las restricciones de disponibilidad indicadas en el párrafo anterior.

Se ha considerado la operación dual (Gas–Diesel) de las unidades UTI-5, UTI-6 y TG7 de la C.T. Santa Rosa, por seguridad de abastecimiento del sistema.

Se ha considerado la unidad TG4 de la C.T. Malacas sin inyección de agua.

Ante el déficit de generación en el sistema, se ha optado por despachar todas las centrales térmicas disponibles, aun cuando sus costos variables superen el costo de racionamiento que actualmente esta definido en 250 US\$/MWh. Por lo que para efectos de las simulaciones energéticas se ha utilizado un costo de racionamiento de 1000 US\$/MWh.

El programa de mantenimientos de unidades de generación para el periodo 2009-2011 ha sido tomado de [10] y se ha utilizado estimaciones para los años 2012-2013.

3.3.4. PRECIOS DE COMBUSTIBLES Y COSTOS VARIABLES

Se han considerado los precios de combustibles líquidos, carbón y gas natural utilizados en [10]. Para el caso de los precios de gas natural de Camisea, resultan de la aplicación de los contratos de suministro, transporte y distribución.

En el Anexo A se adjunta el Cuadro A4.1 con el detalle del cálculo del precio de combustibles líquidos en US\$/gl, gas natural en US\$/MMBTU y carbón en US\$/Ton. Los costos variables son calculados con los consumos específicos encontrados en las pruebas de potencia efectiva de cada central térmica.

En el Cuadro N° 3.8 se muestra la potencia efectiva, consumo específico y costo variable no combustible (CVNC).

3.3.5. CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN LINEAS

Se ha considerado los siguientes límites de transmisión vigentes en el SEIN:

Línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya: límite por estabilidad del sistema definido en 280 MW enviados desde la S.E. Campo Armiño a la S.E. Socabaya [11].

Línea de 220 kV Paramonga – Chimbote: límite de transmisión de 353 MW, sujeto al control de los niveles de tensión en el Área Norte [12].

Codigo	Estado	Pefectiva MW	CVNC US\$/MWh	Consumo Especifico MPC/MWh gl/MWh (1)	Tipo Comb.	Precio Comb. (2) US\$/MPC US\$/gl	CV US\$/MWh
CHILCA-TG1	Existente	176	3.6	9.03	Gas	2.403	25.32
CHILCA-TG2	Existente	175	3.6	9.12	Gas	2.403	25.57
KALLPA-TG1	Existente	177	4.0	9.54	Gas	2.363	26.54
VENTA-CCTG3	Existente	228	3.0	6.22	Gas	2.466	18.31
VENTA-CCTG4	Existente	228	3.0	6.23	Gas	2.466	18.37
VENTA-TG3	Existente	18	3.0	6.48	Gas	2.466	18.93
VENTA-TG4	Existente	18	3.0	6.48	Gas	2.466	18.99
SROSA-TG7 (4)	Existente	123	3.4	10.45	Gas	2.552	30.08
SROSA-TG5	Existente	53	6.6	11.71	Gas	2.552	36.51
SROSA-TG6	Existente	53	6.6	11.60	Gas	2.552	36.23
AGUAY-TG1	Existente	89	3.0	11.27	Gas	1.851	23.89
AGUAY-TG2	Existente	88	3.0	11.54	Gas	1.851	24.40
MALAC-TG4	Existente	89	3.1	11.17	Gas	2.440	30.39
MALAC-TG2	Existente	15	4.0	14.62	Gas	2.430	39.53
MALAC-TG1	Existente	15	4.0	14.91	Gas	2.430	40.23
CALANA-GN	Futura	23	4.5	9.77	Gas	2.405	28.00
MOLLE-GN	Futura	73	3.0	12.99	Gas	2.358	33.63
CHILCA-TG3	Futura	193	3.2	9.30	Gas	2.403	25.51
KALLPA-TG2	Futura	192	4.0	9.67	Gas	2.363	26.85
KALLPA-TG3	Futura	192	4.0	9.67	Gas	2.363	26.85
SROSA-TG8	Futura	189	4.0	10.30	Gas	2.552	30.29
PAITA-TG1	Futura	28	4.0	10.51	Gas	2.214	27.27
CENTRO1-TV	Futura	280	3.0	6.59	Gas	2.203	17.52
LAS FLORES	Futura	193	4.0	9.24	Gas	2.227	24.58
ILO2-TV1 (3)	Existente	142	1.0	0.36	Carbon	146.47	53.88
MOLLE-D	Existente	32	13.8	56.33	Residual 500	1.110	76.38
YARINACOCHA	Existente	25	3.3	63.95	Residual 6	1.381	91.58
TUMBES1	Existente	9	7.0	60.93	Residual 6	1.157	77.53
TUMBES2	Existente	8	7.0	60.85	Residual 6	1.157	77.43
SHOUG-TV	Existente	63	2.0	87.07	Residual 500	1.138	101.12
PIURA	Existente	19	7.4	66.17	Residual 6	1.324	95.03
CHICLAYO	Existente	24	7.0	70.32	Residual 6	1.302	98.58
PIURA-TG	Existente	19	11.6	96.51	Residual 6	1.324	139.40
ILO1-TV2	Existente	0	1.9	86.80	Residual 500	1.106	97.95
ILO1-TV3	Existente	69	2.0	53.88	Residual 500	1.106	61.56
ILO1-TV4	Existente	66	1.2	80.82	Residual 500	1.106	90.63
CHILI-TV2	Existente	6	4.5	108.30	Residual 500	1.140	127.97
CHILI-TV3	Existente	10	4.2	118.37	Residual 500	1.140	139.14
CHILI-D	Existente	10	6.8	58.37	Diesel	1.174	75.30
SHOUG-D	Existente	1	7.1	64.35	Diesel	1.425	98.82
ILO1-D	Existente	3	13.4	61.58	Diesel	1.524	107.19
TAPARACHI	Existente	5	10.1	71.74	Diesel	1.488	116.82
BELLAVISTA	Existente	4	8.2	74.51	Diesel	1.491	119.27
PAITA	Existente	6	7.5	75.12	Diesel	1.413	113.68
CHILI-CC	Existente	17	3.6	85.59	Diesel	1.435	126.43
SULLANA	Existente	8	7.3	77.28	Diesel	1.407	115.99
SROSA-TG7 (4)	Existente	123	4.1	79.13	Diesel	1.399	114.81
ILO1-TG1	Existente	35	2.6	83.47	Diesel	1.524	129.76
ILO1-TG2	Existente	32	6.4	78.51	Diesel	1.524	126.03
TRUJI-TG	Existente	20	2.7	105.30	Diesel	1.406	150.80
CHIMBO-TG	Existente	41	2.7	108.59	Diesel	1.418	156.64
GEN-ADIC-NORTE	Futuro	60	14.4	89.62	Diesel	1.406	140.46

(1) Las unidades con gas estan en MPC/MWh, las unidades con Residual y Diesel en gl/MWh

(2) Incluye fletes, tratamiento mecanico, quimico y stock.

(3) Consumo especifico en Ton/MWh, Precio en US\$/Ton.

(4) Con combustible dual (gas-diesel)

Notas:

MPC/MWh : Millares de Pies Cubicos por MWh

gl/MWh : galones por MWh

Cuadro N°3.8 Datos de Centrales Térmicas

3.4. ANÁLISIS ENERGÉTICO

3.4.1. CRITERIOS

ESCENARIO BASE

Para la evaluación y diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN en el horizonte 2011-2013 se ha definido como Escenario Base a aquel que considera el Plan de Obras de Generación, el Plan de Obras de Transmisión y la Proyección de la Demanda Esperada para el SEIN en el periodo de estudio (2011-2013).

CASOS DEL ANALISIS ENERGETICO

Para el análisis energético se ha definido los siguientes casos:

- Caso Base: coincide con el Escenario Base durante el periodo de estudio.
- Caso de Sensibilidad Sin Restricción de Gas: se diferencia del caso base porque se considera que no existe restricción en el suministro de gas para la generación térmica en Lima.
- Caso de Sensibilidad con Demanda Optimista: se diferencia del Caso Base porque la proyección de demanda utilizada es más alta.
- Caso de Sensibilidad con Demanda Pesimista: se diferencia del Caso Base porque utiliza una proyección de demanda más baja.

3.4.2. METODOLOGÍA

Para la evaluación y diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN en el horizonte 2011-2013, se determinan los despachos de generación a mínimo costo de las centrales, incluyendo las restricciones de operación de los embalses, datos de caudales históricos, restricciones de transmisión, de suministro de gas y proyección de demanda.

La metodología utiliza un modelo energético y considera el año 2009 como año inicial del proceso de análisis.

Para la simulación de la operación a mínimo costo (Despachos de generación) se utiliza el programa SDDP (*Stochastic Dual Dynamic Programming*) [5], que es un modelo de despacho hidrotérmico estocástico con representación de la red de transmisión para estudios de largo, mediano y corto plazo. Este modelo calcula la política de operación de mínimo costo de un sistema hidrotérmico, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

Detalles operativos de las centrales hidroeléctricas (balance hídrico, límites de almacenamiento y límites en los caudales turbinados, vertidos, filtrados, etc.)

Modelo detallado de las centrales térmicas (*unit commitment*, contratos *take or pay*, contratos de combustible, curvas de eficiencia, restricciones de combustible, térmicas multi-combustible, etc.)

La incertidumbre hidrológica: se puede representar utilizando modelos estocásticos de caudales que representan las características del sistema hidrológico.

Red de transmisión detallada: utiliza cálculos de flujo de potencia en corriente continua, considera límites en los flujos de potencia, el cálculo de pérdidas así como restricciones de seguridad.

Demanda de energía por bloque y por barras en etapas mensuales y semanales (para estudios de largo y mediano plazo) o etapas horarias (para estudios de corto plazo).

Representación de redes de gas detallada: Nodos, gasoductos, demanda no termoeléctrica, ampliaciones.

Además de calcular el esquema de operación a mínimo costo, el modelo arroja como resultados los costos marginales, costos de congestión de la transmisión, despachos, entre otros. Se debe remarcar que los costos marginales del sistema son los indicadores de déficit o excedencia de energía y/o restricciones de transmisión en cada zona del país. Asimismo, los despachos de generación resultantes se utilizan en el análisis eléctrico.

3.4.3. RESULTADOS DEL CASO BASE

En el Anexo G se consignan los cuadros y gráficos de resultados del análisis energético del Escenario Base, que considera los planes de obras de generación y transmisión propuestos así como la proyección de demanda esperada. En el Cuadro N° G2.1 del Anexo G se muestra la producción en GWh por tipo de generación y el detalle por centrales en los cuadros N° G2.3 y G2.4 .

Los resultados de mayor relevancia son:

- (1) La participación porcentual de cada tipo de generación en el periodo 2009-2013, mostrada en el Cuadro N° 3.9. Se aprecia que la participación de la producción hidráulica disminuye de 64% a 50%, siendo la producción térmica a gas la que se incrementa de 33% a 45%. Estos resultados se explican debido a que en este periodo solamente se han incorporado al SEIN dos proyectos hidroeléctricos importantes, C.H. El Platanal y la ampliación de la C.H. Machupicchu.

	2009	2010	2011	2012	2013
Hidro	64.0%	62.9%	57.5%	53.8%	49.6%
Gas	32.7%	34.2%	40.4%	43.6%	45.0%
Carbon	2.4%	2.6%	0.5%	1.0%	1.6%
Residual	0.8%	0.3%	1.4%	1.2%	2.6%
Diesel	0.1%	0.0%	0.2%	0.4%	1.2%

Cuadro N° 3.9 Participación por tipo de Generación (%)

- (2) La congestión del gasoducto de 18", en el tramo Pisco-Lurín durante los años 2012 y 2013 provoca una producción adicional en centrales térmicas que usan combustibles líquidos y carbón, alcanzando una participación del orden del 6% en el 2013. Asimismo operan con Diesel los grupos térmicos duales

de la CT Santa Rosa, destacando la producción de la TG7, por tener menor costo variable.

- (3) Congestionamientos en algunas líneas de transmisión. En la Figura N° 3.1 se aprecian congestiones en la línea de interconexión Mantaro-Cotaruse en los años 2009 y 2010 y que a partir del año 2011, con el ingreso de la línea de 500 KV Mantaro-Caravelí-Montalvo, se libera dicha restricción.

En la Figura 3.2 se observa congestiones en la línea de 220 KV Independencia-Ica, desde inicios del 2010 como consecuencia del incremento de demanda en la zona sur medio, esta restricción es liberada con el segundo circuito de esta línea. Asimismo la línea de 220 KV Ica - Marcona se congestiona desde enero 2011 debido al incremento de carga de la mina SHOUGANG HIERRO PERÚ, la misma se liberaría con el ingreso de la línea Chilca Marcona 500 KV en junio 2012.

En la Figura 3.3 se observa que debido al ingreso de la línea de 500 KV Chilca-Zapallal se empieza a cargar la línea de 220 kV Ventanilla-Chavarría, llegando a congestionarse en el año 2013.

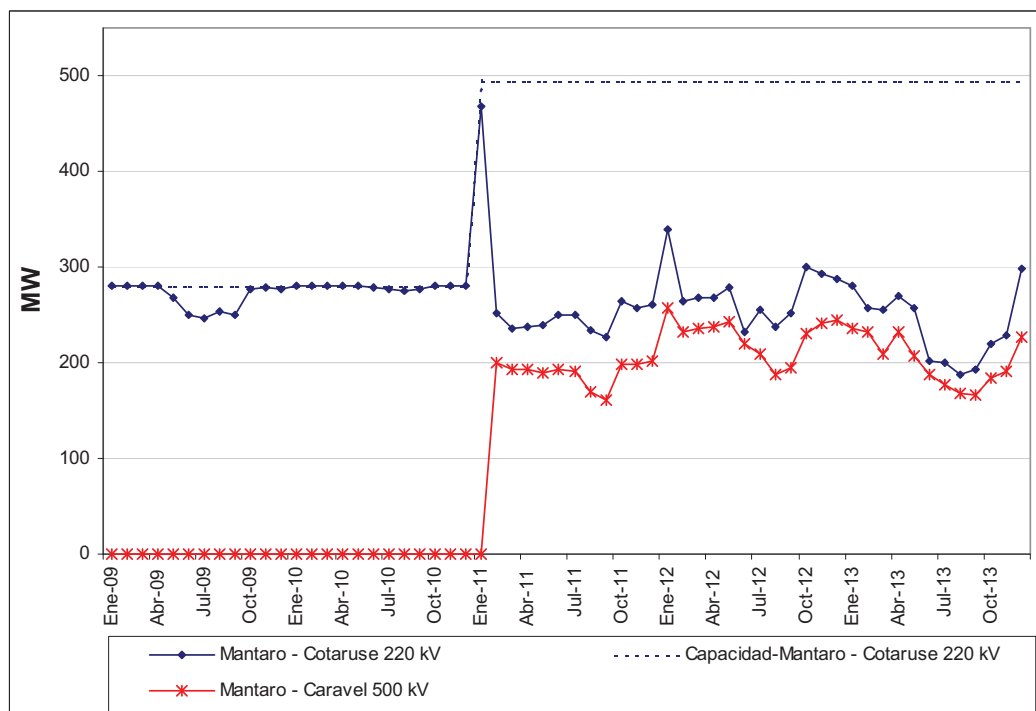


Figura N°3.1 Flujo de Potencia por la línea Manta ro-Cotaruse 220 kV

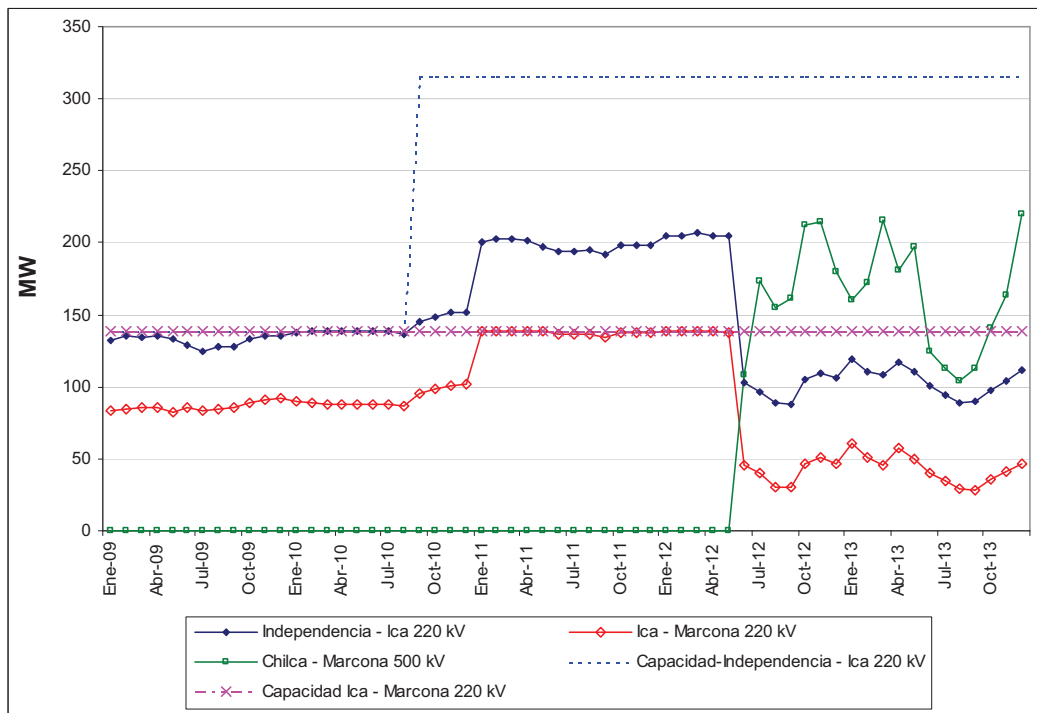


Figura N° 3.2 Flujo de Potencia por la línea Ica – Marcona 220 kV

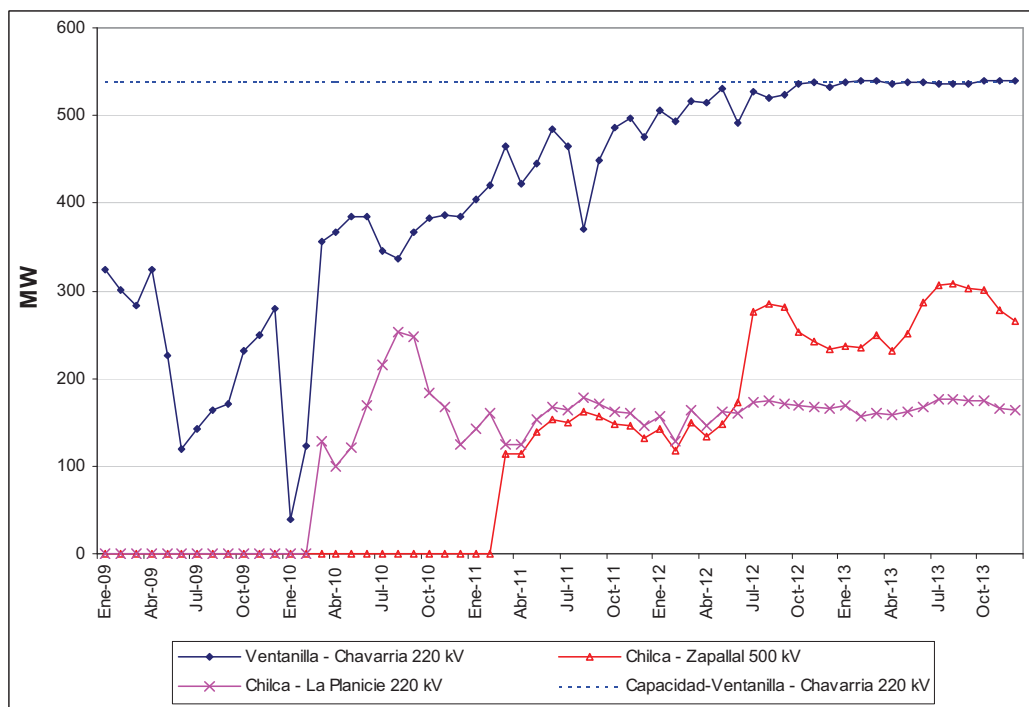


Figura N° 3.3 Flujo de Potencia por la línea Venta nilla-Chavarría 220 kV

- (4) La utilización del gasoducto de Camisea expresada en MMPCD. En la Figura 3.4 se resume el comportamiento de este indicador, mostrando la estacionalidad debido al fuerte componente hidroeléctrico presente en épocas de avenida. Se aprecia que a partir del año 2011 el gasoducto se

congestiona, restringiéndose la operación de la C.T. Santa Rosa con gas natural, lo que obliga a despachar centrales con costos variables mayores.

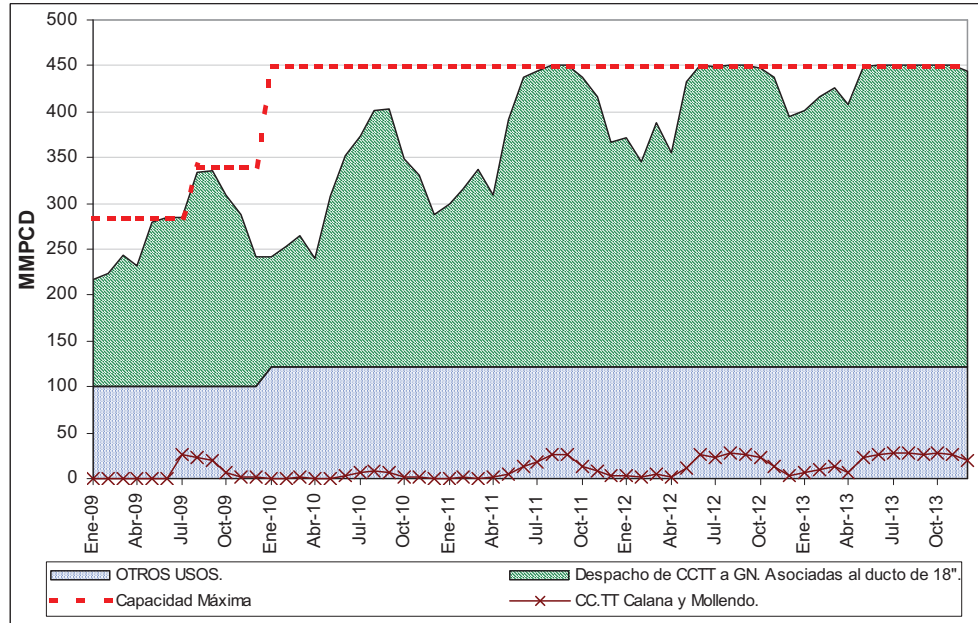


Figura N°3.4 Despacho de Gas para Generación Eléctrica (MMPCD)

- (5) La generación adicional (C.T. Trujillo Norte) es despachada de manera marginal en los años 2009 y 2010, en periodos de estiaje.
- (6) Déficit de energía en el periodo 2009-2013. En el Cuadro N° 3.10 se aprecia que los valores que alcanza este indicador no son relevantes, sin embargo, se debe mencionar que en el año 2013 algunas congestiones localizadas alcanzan un total del orden del 0.1 %.

	Generación (GWh)			Demanda GWh	Déficit	
	Hidráulica	Térmica	TOTAL		GWh	%
2009	19605	11035	30640	30641	1	0.0%
2010	20370	12020	32390	32390	0	0.0%
2011	20321	14997	35318	35318	0	0.0%
2012	20792	17860	38651	38655	4	0.0%
2013	20918	21291	42208	42256	48	0.1%

Cuadro N°3.10 Déficit de energía en el SEIN (GWh)

- (7) El comportamiento de los Costos Marginales en el periodo 2009-2013, que se muestra en la Figura N° 3.5. En los años 2009 y 2010 se aprecia costos marginales diferenciados entre las zonas Centro y Sur, este comportamiento se corrige con el ingreso de la línea de 500 kV Mantaro-Caravelí-Montalvo. Se debe remarcar que en el año 2010, luego del ingreso de las ampliaciones de carga en SHOUGANG, los costos marginales de la zona Sur Medio (Independencia, Ica y Marcona) se desacoplan de los valores correspondientes a las zonas Centro y Norte. Este comportamiento diferenciado se corrige con el ingreso al SEIN de la Línea Chilca-Marcona 500 KV el año 2012.

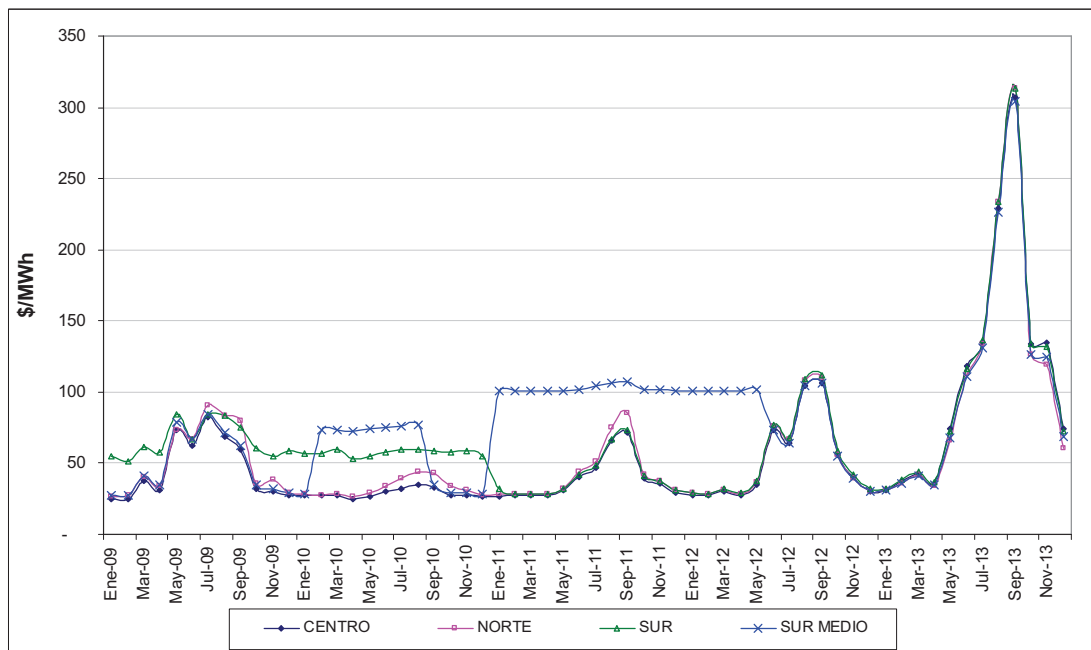


Figura N°3.5 Costos marginales entre zonas del SEIN

3.4.4. RESULTADOS DEL CASO DE SENSIBILIDAD SIN RESTRICCIÓN DE GAS

Al no considerar las restricciones de suministro de gas natural disminuye la producción de las centrales basadas en combustibles líquidos y carbón, que son reemplazadas por generación basada en gas natural, con la consiguiente disminución de los costos de operación del SEIN.

Los cuadros y gráficos de resultados del análisis energético del Caso de sensibilidad sin restricción de gas se consignan en el Anexo G.

Los resultados relevantes de este caso de sensibilidad son:

- (1) La participación porcentual de cada tipo de generación en el periodo 2009-2011 se resume en el Cuadro G2.2 y el Gráfico G2.2 del Anexo G. En comparación con el escenario base, el porcentaje de participación de la producción basada en gas natural se incrementaría de 45 a 50%, mientras que la participación de la producción basada en combustibles líquidos disminuiría de 6% a 1%.
- (2) Incremento en la utilización de las líneas de 220 kV Paramonga Nueva-Chimbote y en la congestión en las líneas de 220 KV Mantaro-Socabaya e Independencia-Ica, ocasionado por la mayor producción a gas natural en Lima (Gráficos N°G3.3 y G3.4 del Anexo G). A pesar de dichos incrementos, no se restringiría la producción de las centrales a gas natural.
- (3) El comportamiento del consumo de gas en este escenario sin restricción de suministro se muestra en la Figura N°3.6. Se aprecia que el consumo de gas natural para generación eléctrica e industrial, supera la restricción durante los meses de Abril a Agosto del año 2009, en el año 2010 no llega a la capacidad máxima debido al ingreso de la C.H. Platanal y en los años 2011 al 2013 supera los 450 MMPCD de capacidad de transporte.

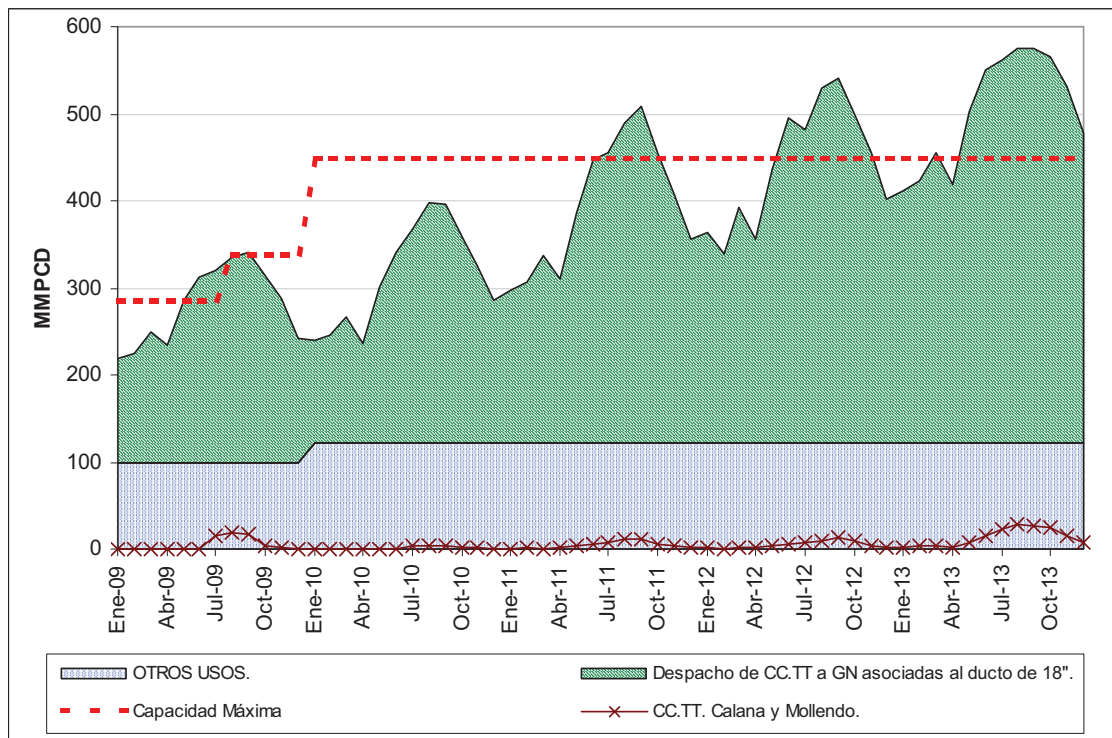


Figura N°3.6 Consumo de gas natural en el escenario o sin restricción de suministro

- (4) En este Escenario Base sin restricción de gas se mantiene la diferenciación de costos marginales en las zonas del SEIN, sin embargo la magnitud de los costos marginales en la zona Centro disminuyen por la mayor generación térmica a gas natural (Gráfico N°G3.5 del Anexo G).

3.4.5. CASOS DE SENSIBILIDAD CON DEMANDA OPTIMISTA Y PESIMISTA

Se ha desarrollado escenarios de demanda pesimista y optimista con aplazamiento o adelanto de proyectos de demanda y considerando PBI pesimista u optimista. Los cuadros y gráficos resultantes de este análisis se consignan en el Anexo H.

En el Cuadro N° 3.11 se muestra las proyecciones de demanda optimista y pesimista, comparada con la demanda base.

Año	Optimista		Base		Pesimista	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
2009	30646	3%	30646	3%	30646	3%
2010	33088	8%	32388	6%	31816	4%
2011	36960	12%	35311	9%	33980	7%
2012	41341	12%	38662	9%	36233	7%
2013	46026	11%	42257	9%	38391	6%

Cuadro N° 3.11 Comparación de la proyección de la demanda del SEIN

Los resultados relevantes de estos casos de sensibilidad son:

- (1) En el Gráfico N° H2.1 y el Cuadro N° H2.6 del Anexo H se muestra que el incremento de la demanda del Caso Optimista (promedio 6.4% en el periodo 2011-2013) origina un incremento en la generación térmica de 13% con relación al Caso Base, presentando un déficit de generación del orden de 1% (571 GWh en el año 2013).
- (2) En los Cuadros N° H3.1 y H4.1 del Anexo H se muestra que la disminución de la demanda del Caso Pesimista (en promedio 6.4% en el periodo 2011-2013) origina una disminución en la generación térmica de 14% con relación al Caso Base. Para ambos casos la generación hidráulica se mantiene en el orden de magnitud del Caso Base, aumentando un 1% en el Caso Optimista y 0% en el Caso Pesimista.
- (3) La utilización del gasoducto en los casos optimista y pesimista (Gráfico N° H2.2 del Anexo H) muestra variaciones significativas en los periodos de avenida de 2011, 2012 y 2013, incrementándose en promedio hasta en un 14% en el Caso Optimista y disminuyendo hasta en un 19% en el Caso Pesimista, con relación a la utilización obtenida en el Caso Base. Pese a ello en el Caso Pesimista el gasoducto se congestiona en estiaje del año 2013.
- (4) Los costos marginales del SEIN (Gráfico N° H2.3 del Anexo H) se incrementan a partir del año 2011 debido al ingreso de proyectos de demanda. En el Caso Optimista, en el año 2013, el costo marginal se incrementa hasta el costo de racionamiento 1000 US\$/MWh. Como el Caso Pesimista considera menos proyectos de demanda, el costo marginal solo aumenta hasta 120 US\$/MWh. Se debe comentar que la diferenciación de costos marginales por zonas, provocada por las congestiones en líneas de transmisión, se mantiene tal y como se presentaron en el Caso Base.
- (5) Los costos marginales del escenario pesimista y el escenario Base sin restricción de gas son similares. (Gráfico N° H2.3 del Anexo H) se concluye que los costos de operación del escenario base serían inferiores e inclusive similares a un escenario pesimista de demanda si se levantara la restricción de transporte de gas natural.

3.4.6. CONCLUSIONES

CASO BASE

El consumo esperado de gas natural de Camisea para generación eléctrica superará los 350 MMPCD en los años 2011, 2012, por lo que en el tramo entre Pisco y Lima sería necesario una ampliación de la capacidad de transporte mayor a la del contrato de Transportadora de gas del Perú (TGP).

Los costos marginales diferenciados en la zona Sur Medio (Independencia, Ica y Marcona) en el año 2010, luego del ingreso de las ampliaciones de carga en SHOUGANG, evidencian la necesidad de ampliar el sistema de transmisión en esta zona.

Las unidades duales (la TG7 de Santa Rosa para esta simulación), añaden mayor disponibilidad de potencia en el SEIN a costo del combustible con mayor precio. Aun

así brindan la posibilidad de una opción adicional de despacho frente al déficit de oferta.

El ingreso al SEIN de nuevas centrales hidroeléctricas disminuye el uso del gasoducto, mostrando una característica estacional. Se debe remarcar que con el Ingreso de la C.H. Platanal en Noviembre de 2009, el consumo de gas natural para generación eléctrica se mantendrá por debajo de 280 MMPCD hasta Mayo de 2010 y en menos de 350 MMPCD en la época de avenida del 2011.

Respecto de las unidades de generación adicional, es pertinente mencionar que resultan necesarias solo por seguridad del sistema y se despachan de manera marginal solo en periodos de estiaje.

En el Escenario Base no existe déficit de generación, ya que la demanda resulta abastecida completamente por la oferta de generación planteada.

CASO DE SENSIBILIDAD SIN RESTRICCIÓN DE GAS

Considerando el programa de obras planteado, el consumo de gas natural para generación eléctrica resulta cercano a los 400 MPCD en el año 2011 y mayor a 450 MPCD en el año 2013. Estos valores indican que el consumo de gas para generación eléctrica supera la capacidad de transporte del contrato con TGP.

La capacidad de transmisión considerada en el programa de obras de transmisión, no restringe el incremento de la producción originada por la eliminación de la restricción de capacidad de suministro de gas. Siendo que este incremento de la producción, podría ser restringida por la capacidad del sistema de transmisión que evacua la energía producida en Chilca.

CASOS DE SENSIBILIDAD CON DEMANDA OPTIMISTA Y PESIMISTA

El incremento de la demanda en el escenario Optimista de periodo 2011-2013 es cubierto por un incremento de 13 % en la generación térmica, sin embargo se debe remarcar que en el año 2013 se presenta un déficit de generación de 1%.

Durante los años 2011 y 2012, solo bajo un escenario pesimista de crecimiento de la demanda se podría utilizar el gasoducto sin llegar a congestionarse, aun así en el año 2013 se presentan significativas congestiones.

Debido al déficit de generación en el SEIN por falta de proyectos de generación eléctrica, en el escenario optimista de demanda los costos marginales del año 2013 se incrementan hasta el valor del costo de racionamiento.

Al no tener variaciones significativas en las congestiones de las líneas de transmisión en el escenario de demanda optimista (mayores diferencias de precios debidos al incremento de demanda), se concluye que el sistema de transmisión desde la perspectiva energética, es suficiente para afrontar los incrementos de demanda optimista asumidos.

3.5 ANÁLISIS ELÉCTRICO EN EL CORTO PLAZO

3.5.1. METODOLOGIA

Para el análisis eléctrico en el periodo de corto plazo (años 2011-2013) se utiliza la proyección de la demanda, el plan de obras de generación y transmisión y la información energética de los ítems 3.1, 3.2 y 3.3.

Este análisis eléctrico de corto plazo incluye las siguientes etapas:

- (1) Diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN mediante simulaciones de la operación en estado estacionario, en condiciones normales y post-contingencia, para niveles de demanda máxima, media y mínima, considerando épocas hidrológicas de avenida y estiaje.
- (2) Cálculo de las corrientes máximas de cortocircuito para condiciones de operación en máxima demanda, con la finalidad de poner en evidencia los cambios en las solicitaciones de cortocircuito de los equipos, debido al desarrollo de la generación y el sistema de transmisión.
- (3) Análisis de la seguridad del SEIN, que incluye evaluaciones de estabilidad de tensión y estabilidad angular, considerando escenarios de operación críticos.

La herramienta de simulación utilizada en el análisis eléctrico es el programa DlgSILENT Power Factory [6].

3.5.2. CRITERIOS

3.5.2.1 DE ESTADO ESTACIONARIO

Se admite que para las simulaciones de estado estacionario, se cumple lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NCOTR).

- a) Las tensiones en los nodos de alta tensión están el rango $\pm 2.5\%$ de la tensión de operación, de acuerdo a la NTCOTR.
- b) Los flujos en las líneas no deben sobrepasar su capacidad nominal en régimen permanente y no deben sobrepasar su capacidad de emergencia por el tiempo máximo establecido.
- c) No se admite sobrecargas en los transformadores, salvo aquellas unidades de distribución cuyo diagrama de carga tenga periodos de baja carga que le permita soportar sobrecargas temporales que no deben sobrepasar el 20 % por un periodo de tiempo no mayor a dos horas.
- d) Los compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC), deben operar dentro de sus límites nominales, preferiblemente muy cerca de cero a fin de mantener una reserva de potencia reactiva para soportar contingencias.

3.5.2.2 DE CORTOCIRCUITO

Se han determinado los niveles máximos de corriente de cortocircuito provocados por fallas monofásicas y trifásicas mediante el método IEC-60909 2001 [13], disponible en el programa DIgSILENT Power Factory. Se ha considerado la condición de máxima demanda en avenida y estiaje, así como un caso de máxima demanda anual (mes de diciembre), para cada año del periodo de análisis.

3.5.2.3 DE SEGURIDAD

FACTORES DE SENSITIVIDAD

Se ha calculado los factores sensibilidad $\frac{\partial V}{\partial Q}$, expresados en p.u./MVar, para las barras de alta tensión de las tres zonas del SEIN en el periodo 2011-2013. Estos factores constituyen un reflejo de la potencia de cortocircuito de la barra y muestran la solidez de las tensiones de las barras ante un cambio en su potencia reactiva inyectada.

Al respecto, se puede considerar que es aceptable el comportamiento de las barras que presentan un cambio menor o igual a 0,20 kV/MVar.

COMPORTAMIENTO TRANSITORIO

Se verifica la estabilidad angular ante eventos de desconexión de uno de los enlaces de transmisión que conectan las zonas Norte y Sur a la zona Centro del SEIN, considerando los escenarios previos a la falla que presenten los mayores flujos de potencia en los enlaces de transmisión seleccionados. Asimismo, se verifica la estabilidad de tensión desconectando la unidad de mayor tamaño en las zonas Norte y Sur respectivamente.

3.5.3. CASOS DE OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO

Para realizar el análisis eléctrico se han definido los siguientes casos:

- Casos Base

Cuyas condiciones coinciden con el Escenario Base en cada uno de los años (2011, 2012 y 2013), épocas hidrológicas (avenida, estiaje y el caso de mes de diciembre) y las cargas corresponden a niveles de demanda máxima, media y mínima. Los casos base de flujo de potencia corresponden a las condiciones de demanda y oferta de generación considerados en los numerales 3.1 y 3.2. Estos casos base se mencionan en el Cuadro I.2.1 del Anexo I.

- Casos de Sensibilidad sin restricción de gas

Estos casos se diferencian de los Casos Base en que no se considera restricción en el suministro de gas para generación térmica en Lima.

- Casos de sensibilidad por retraso de proyectos de transmisión

Se diferencian de los Casos Base ya que tienen por objeto evaluar el efecto y las consecuencias de los retrasos en la fecha de ingreso de estos proyectos y las medidas mitigadoras a tomar. Los casos de sensibilidad de flujo de potencia se derivan de los casos base, considerando variaciones en la fecha de ingreso de los proyectos del plan de obras de generación y transmisión considerado en el numeral 3.2. Los casos de sensibilidad también se mencionan en el Cuadro I2.1 del Anexo I.

3.5.4. OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO EN LOS CASOS BASE

3.5.4.1 RESULTADOS GENERALES

En el Anexo I se presentan los resultados detallados de las simulaciones de flujo de potencia de todos los casos de los años 2011 al 2013.

En los Cuadros 3.12 al 3.17 se resumen resultados de las simulaciones para los Casos Base que permiten evaluar la operatividad del SEIN.

Los resultados de las simulaciones del balance de potencia generación-carga para las condiciones de operación más relevantes de los Casos Base, a nivel del SEIN en forma global y por zonas operativas se resume en los Cuadros 3.12, 3.13 y 3.14.

Año-->	2011	2011	2011	2011	2011	2011	2011
Epoca-->	Avenida	Avenida	Avenida	Estiaje	Estiaje	Estiaje	Diciembre
Nivel Demanda-->	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima
Generación							
Norte							
Hidráulico	435	434	389	186	126	71	439
Térmico	117	28	0	149	149	28	117
Centro							
Hidráulico	2139	2110	2023	1967	1677	1197	2179
Térmico	1664	1472	580	1915	1939	1838	1898
Sur							
Hidráulico	399	376	346	367	291	185	386
Térmico	0	0	0	233	276	80	0
SEIN							
Hidráulico	2973	2920	2758	2520	2095	1453	3004
Térmico	1781	1500	580	2297	2363	1946	2015
Total Generación	4754	4420	3339	4817	4458	3399	5019
Racionamiento	0	0	0	0	0	0	0
Cargas	4476	4163	3133	4528	4211	3169	4717
Pérdidas	278	258	206	289	247	230	302
	5.8%	5.8%	6.2%	6.0%	5.6%	6.8%	6.0%

Cuadro N°3.12 Balance de Generación y Cargas (MW) Año 2011 – Escenario Base

Año-->	2012	2012	2012	2012	2012	2012	2012
Epoca-->	Avenida	Avenida	Avenida	Estiaje	Estiaje	Estiaje	Diciembre
Nivel Demanda-->	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima
Generación							
Norte							
Hidráulico	435	434	389	186	126	71	439
Térmico	132	28	0	161	161	73	132
Centro							
Hidráulico	2139	2110	2023	1967	1677	1197	2179
Térmico	1910	1761	769	2172	2216	2053	2126
Sur							
Hidráulico	500	477	447	387	311	205	488
Térmico	50	0	0	320	320	55	70
SEIN							
Hidráulico	3075	3022	2860	2540	2115	1472	3106
Térmico	2091	1789	769	2654	2698	2181	2328
Total Generación	5166	4811	3629	5194	4813	3653	5434
Racionamiento	0	0	0	0	0	0	0
Cargas	4865	4525	3406	4922	4577	3445	5127
Pérdidas	301	286	223	272	236	208	307
	5.8%	5.9%	6.1%	5.2%	4.9%	5.7%	5.7%

Cuadro N°3.13 Balance de Generación y Cargas (MW) Año 2012 – Escenario Base

Año-->	2013	2013	2013	2013	2013	2013	2013
Epoca-->	Avenida	Avenida	Avenida	Estiaje	Estiaje	Estiaje	Diciembre
Nivel Demanda-->	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima
Generación							
Norte							
Hidráulico	435	434	389	186	126	71	439
Térmico	149	93	0	234	234	149	186
Centro							
Hidráulico	2139	2110	2023	1967	1677	1197	2179
Térmico	2130	2050	1017	2439	2454	2129	2284
Sur							
Hidráulico	500	477	447	387	311	205	488
Térmico	243	55	55	432	432	211	320
SEIN							
Hidráulico	3075	3022	2860	2540	2115	1473	3106
Térmico	2522	2198	1072	3106	3120	2490	2790
Total Generación	5597	5220	3932	5646	5235	3963	5896
Racionamiento	0	0	0	0	0	0	0
Cargas	5306	4935	3714	5368	4992	3758	5592
Pérdidas	290	285	218	278	243	205	305
	5.2%	5.5%	5.5%	4.9%	4.6%	5.2%	5.2%

Cuadro N°3.14 Balance de Generación y Cargas (MW) Año 2013 – Escenario Base

En el Cuadro N° 3.15 se resume el comportamiento de las tensiones de operación en nodos principales de 220 kV, 138 kV y 60 kV.

De modo similar, el Cuadro N° 3.16 resume los flujos de potencia en las principales líneas de transmisión del SEIN.

De igual forma, en el Cuadro N° 3.17 se resume la carga de los transformadores de las principales subestaciones del SEIN.

Año-->		2011	2011	2011	2012	2012	2012	2013	2013	2013	
Epoca-->		Avenida	Estiaje	Diciembre	Avenida	Estiaje	Diciembre	Avenida	Estiaje	Diciembre	
Nivel Demanda-->		Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	
	Tensión de Oper.										
Area Norte											
	SEPO220	220	219	219	218	216	221	218	217	221	215
	SECHO220	220	221	221	223	220	222	221	219	222	220
	SETNOR220	220	222	221	224	221	225	224	223	224	223
	CHIM220	220	223	222	226	221	227	225	226	225	224
	CAJA220		223	224	227	223	227	226	223	224	221
Area Lima											
	PANU220	220	223	218	224	221	226	225	226	224	224
	ZAPA220	220	219	217	218	218	220	219	219	219	219
	CHAVA220	210	212	211	212	212	213	212	211	212	211
	BAL220	210	210	209	209	210	212	210	209	210	209
	ROSA220	210	211	210	211	211	213	211	211	212	211
	SJNLS220	212	213	211	212	212	214	213	212	212	212
Area Sierra-Centro											
	VIZC220	225	227	227	227	224	227	227	227	227	227
	PARAG220	220	223	221	223	221	225	223	223	224	222
	ONU220	225	223	222	223	222	224	222	221	221	220
	PARAGII	127	128	128	129	127	128	128	128	128	127
	ONU138		123	123	123	122	123	122	122	123	122
Area Sur-Medio											
	IND220	220	219	221	221	221	226	224	224	224	224
	ICA220	210	216	217	218	217	225	223	223	223	223
	MARC220	205	204	203	203	203	226	220	223	225	223
	SNICO60	60	61	61	61	60	61	60	60	61	61
Area Sur											
	SOCA220	220	220	220	220	220	222	222	222	222	222
	MONT220	225	228	229	228	228	230	226	229	229	228
	SOCA138	139	138	138	138	138	139	139	138	139	139
	TINTA138	138	139	139	139	137	138	139	139	139	139
	JULIA138	138	140	141	139	139	141	138	140	141	138
	PUNO138	138	142	143	141	141	143	140	142	143	141
	DOLOR138	138	139	140	140	137	138	138	137	138	137
	SPCC138	138	139	139	138	139	139	139	139	139	139

Cuadro N° 3.15 Tensiones en Barras Principales (kV) Años 2011-2013 – Escenario Base

Año-->	2011	2011	2011	2012	2012	2012	2013	2013	2013
Epoca-->	Avenida	Estiaje	Diciembre	Avenida	Estiaje	Diciembre	Avenida	Estiaje	Diciembre
Nivel Demanda-->	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima
Area Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ParamongaNueva-Chimbote	104	219	128	135	86	46	51	86	51
Chimbote-TrujilloNorte	148	172	172	170	16	70	68	8	73
Talara-PiuraOeste	46	78	44	60	77	57	76	76	73
TrujilloNorte-Cajamarca	-38	-33	-42	-34	40	9	24	54	19
Conococha-Huallanca	60	176	77	77	72	13	24	74	26
Zapallal-Trujillo 500kV	0	0	0	0	276	191	206	286	210
Area Lima	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ventanilla-Zapallal	-114	-81	-152	-124	-121	-173	-196	-140	-244
Ventanilla-Chavarria	460	422	478	466	472	506	529	438	544
StaRosa-Industriales	0	-69	-54	-52	-71	-62	-56	-28	-48
SanJuan-Industriales	0	182	174	167	190	188	201	178	208
SanJuan-SantaRosa	166	131	119	115	136	131	134	108	134
SanJuan-Balnearios	417	382	399	383	403	423	392	395	427
Chilca-Planicie	114	179	154	152	191	175	174	202	191
Chilca-Zapallal 500 kV	91	146	125	123	320	240	276	350	305
Area Sierra-Centro	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Paragsha2-Vizcarra	78	108	84	98	79	78	76	77	70
Lne Pomacocha-SanJuan	117	92	98	92	82	110	89	41	101
Paragsha-Conococha	65	106	72	83	69	55	56	65	55
Carhuamayo-Paragsha2	197	262	213	234	195	193	186	191	179
Carhuamayo-OroyaNueva	-16	-118	-33	-53	-55	-15	-7	-51	0
Pachachaca-OroyaNueva	91	226	113	136	150	92	80	145	75
Area Sur-Medio	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Independencia-Ica	203	204	207	217	101	113	106	91	95
Ica-Marcona	149	150	150	161	45	53	49	34	33
Chilca-Marcona	0	0	0	0	80	158	106	41	56
Area Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantaro-Caraveli 500 kV	215	107	228	224	185	230	207	156	184
Marcona-Caraveli	0	0	0	0	-95	-11	-93	-108	-96
CampoArmino-Cotaruse	280	177	305	251	219	276	194	186	184
Cotaruse-Socabaya	275	180	293	326	226	344	271	188	252
Moquegua-Socabaya	-56	34	-51	-53	25	-46	-12	49	19
Moquegua-Puno	0	12	3	5	19	9	11	17	17
Machupicchu-Cotaruse	2	3	-1	42	6	39	42	6	40

Cuadro N° 3.16 Flujos en Líneas Principales (MW) Años 2011-2013 – Escenario Base

			Año-->								
			2011			2012			2013		
			Avenida	Estiaje	Diciembre	Avenida	Estiaje	Diciembre	Avenida	Estiaje	Diciembre
			Nivel Demanda-->								
			Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima	Máxima
Subestación	Trafo	Cap. Inicial (MVA)									
Sta. Rosa 220/60 kV (Edelhor)	1	120	99	101	101	97	101	108	104	107	115
	2	120	100	102	102	98	102	110	106	108	116
Sta. Rosa 220/60 kV (Luz del Sur)	3	120	89	68	74	72	72	78	69	76	78
	4	180	146	112	121	117	118	128	113	124	128
Trujillo Norte 220/60 kV	1	100	79	80	85	85	89	95	95	83	100
	2	100	71	72	77	76	79	85	85	75	90
Guadalupe 220/60 kV	1	30	14	19	17	9	12	12	12	16	15
	2	30	14	20	18	23	31	30	31	40	39
Chiclayo 220/60 kV	1	50	44	45	46	47	49	51	51	40	42
	2	50	44	45	46	47	49	51	51	40	42
Piura Oeste 220/60 kV	1	50	21	23	25	25	21	27	27	15	28
	2	100	43	46	50	51	43	56	55	32	56
Oroya Nueva 220/50 kV	1	100	80	109	84	87	98	82	78	96	82
Socabaya 220/138 kV	1	150	13	14	25	18	13	31	18	11	22
	2	150	13	14	25	18	13	31	18	11	22
Montalvo 220/138 kV	1	300	120	87	121	119	81	110	111	55	81
	2	300	120	87	121	119	81	110	111	55	81
Puno 220/138 kV	1	120	31	30	32	32	35	32	33	33	35

Cuadro N°3.17 Cargas en Transformadores Principales (MVA) Años 2011-2013 – Escenario Base

3.5.4.2 RESULTADOS POR ZONAS DEL SEIN ZONA NORTE

Debido principalmente a la incorporación al SEIN de la línea de 220 kV Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Carhuaquero del proyecto NOR1, en el año 2011 resultan aceptables las condiciones operativas de la zona Norte, ya sea en lo referido al control de las tensiones como en las magnitudes de flujo por las principales líneas de transmisión. El proyecto NOR1, cuyo ingreso al SEIN está previsto en diciembre de 2010, permite descongestionar la línea Zapallal-Paramonga-Chimbote-Trujillo, llegando a transmitir hasta 182 MW en el tramo Conococha-Huallanca en máxima demanda del estiaje de 2011. En comparación con el estiaje de 2010, no se requiere el despacho forzado de unidades térmicas por fuera del despacho económico.

En el periodo 2012-2013, no se presentan dificultades para el control de las tensiones en las zonas de Chimbote y Trujillo, debido a que además del proyecto NOR1, a partir de junio de 2012 (fecha asumida para su puesta en servicio) se cuenta con la línea de 500 kV Zapallal-Trujillo. Esta línea de 500 kV no solo descongestiona la línea de 220 kV Zapallal-Paramonga-Chimbote-Trujillo, sino que se convierte en la línea principal para la transferencia de potencia entre la zona Centro y la zona Norte, reduciendo a las líneas de 220 kV a un papel complementario de distribución zonal de potencia. Sin embargo, se debe remarcar que para ejercer un buen control de tensiones en 220 kV, es necesario que los transformadores de 220/500 kV en Zapallal y Trujillo, tengan capacidad de regulación bajo carga. Para el control local de la tensión en la zona de Talara se requiere el despacho de la unidad TGN4 de Malacas, principalmente en horas de máxima y media demanda. Ante la indisponibilidad de esta unidad por mantenimiento o falla,

será necesario despachar las unidades Mitsubishi de Malacas y las unidades Mak de Tumbes.

En la zona de Piura, se producen bajas tensiones, debido al incremento de los flujos por las líneas de 60 kV que transportan la energía desde la S.E. PIURA OESTE a los centros de carga de Piura, Paita y Sullana, causado por el crecimiento vegetativo de la demanda. Esto se nota principalmente en los meses de estiaje, cuando la generación hidráulica local desciende y el aporte desde el SEIN por la barra de 60 kV de la S.E. Piura Oeste se incrementa. A esto podría sumarse eventuales indisponibilidades de algunas unidades térmicas de Piura, Paita y Sullana que operan con diesel residual. .. El proyecto de generación de SUDAMERICANA DE FIBRAS (28 MW) significará un aporte importante al control de tensión local, aunque no suficiente.

ZONA CENTRO

Área Lima

Las centrales térmicas de Ventanilla, Santa Rosa y Chilca descongestionan las líneas que traen la potencia proveniente de la sierra central del SEIN, asimismo, suministran potencia reactiva para el control de tensiones en el área de Lima. Los bancos de capacitores instalados en las barras de 60 kV de Chavarría y Santa Rosa (REP), añaden recursos reactivos para el control de las tensiones.

La S.E. Industriales ubicada en un punto intermedio de la línea San Juan-Santa Rosa, constituye una buena vía de alimentación a las redes de 60 kV de LUZ DEL SUR y permitirá reducir el flujo por la línea San Juan-Balnearios.

En los años 2011 y 2012, las líneas de 220 kV Chilca-La Planicie-Zapallal y de 500 kV Chilca-Zapallal permitirán evacuar hacia Lima la generación adicional que se produzca al sur de Lima en Chilca. Esta energía se distribuirá hacia las barras de 220 kV de la zona centro de Lima por medio de las líneas Zapallal-Ventanilla-Chavarría y la magnitud de la potencia transferida ira creciendo conforme aumente la demanda de Lima, tal que a fines del año 2013 estas líneas se congestionarán. En estas circunstancias, convendría que parte de la energía sea transferida directamente a las cargas de la zona centro de Lima y evitar este recorrido en círculo. La simulación de una línea de 220 kV La Planicie-Industriales permite distribuir mejor los flujos de potencia, eliminando la congestión, reduciendo las perdidas joule en el orden de 5 MW (en máxima demanda) y se elevaría la tensión en la barra de 220 kV Industriales hasta en 4 kV.

Área Sur Medio

Entre los años 2011-2013, el crecimiento de la demanda en la zona de Ica, es cubierto por la segunda terna Independencia-Ica, cuyo ingreso esta previsto en septiembre de 2010 y cuyo aporte permite un nivel apropiado de tensiones en esta zona. Sin embargo, el crecimiento de las cargas en la zona de Marcona, principalmente los proyectos mineros, provocan fuertes caídas de tensión en la única terna Ica-Marcona, motivo por el cual se requiere un proyecto de ampliación de la capacidad de transmisión de esta línea.

Línea de Transmisión Chilca-Marcona en 500 kV

Mientras no se encuentre disponible el tramo Chilca-Marcona de la línea de 500 kV Chilca-Marcona-Caravelí, para mantener un buen perfil de tensiones en las cargas de la zona de Marcona se requiere el despacho forzado de las unidades turbo vapor

de la C.T. San Nicolás y la instalación de equipos de compensación reactiva en las subestaciones Ica y Marcona.

Con el ingreso al SEIN de la L.T. Chilca-Marcona en 500 kV, se elimina el despacho forzado de San Nicolás y esta línea se convierte en la principal vía de transmisión entre el gran centro de generación de Chilca y la S.E. Marcona, transmitiéndose las dos terceras partes de la demanda requerida en la zona, prescindiendo del equipamiento de compensación reactiva mencionado anteriormente. Para este fin, el transformador de 500/220 kV a instalarse en Marcona, debe tener regulación automática bajo carga.

Línea de Transmisión Marcona-Caravelí en 500 kV

El tramo Marcona-Caravelí del proyecto de línea de 500 kV Chilca-Marcona-Caravelí tendría un efecto poco significativo en la operatividad del SEIN, transmitiendo magnitudes máximas del orden de 139 MW desde Marcona a Caravelí y en algunos casos llevando magnitudes pequeñas de flujo de potencia de Caravelí a Marcona. Considerando que una línea de 500 kV tiene una potencia natural alrededor de 1000 MW el aporte del tramo Marcona-Caravelí es relativamente pequeño.

Zona Sierra-Centro

Los problemas operativos importantes en esta zona son:

- (1) La sobrecarga del transformador de 100 MVA y 220/50 kV de la S.E. Oroya Nueva, que se presenta en los periodos de estiaje, cuando disminuye la generación local de ELECTROANDES y se requiere el aporte externo de potencia que debe llegar vía este transformador.
- (2) La sobrecarga de la línea de 220 kV Pachachaca-Oroya Nueva, principalmente en horas de media y mínima demanda de los periodos de estiaje, siendo de mayor magnitud en el año 2011 y tendiendo a disminuir en los años posteriores, debido al efecto de los proyectos NOR1 de 220 kV y la línea Zapallal-Trujillo de 500 kV.

La solución de la sobrecarga del transformador de Oroya Nueva se encuentra en dos proyectos, cuyo aporte combinado permite llevar su nivel de carga a cerca del 80 % de su capacidad nominal. Estos proyectos son el transformador de 220/138 kV a instalarse en Carhuamayo como parte del proyecto NOR1 y las líneas de 50 kV Pomacocha-San Antonio-San Cristóbal de la Minera Volcan. El primero de estos proyectos esta en construcción, con fecha prevista de entrada en operación en diciembre de 2010. El segundo es un proyecto de carácter privado cuyo desarrollo esta sujeto al desarrollo de la empresa minera citada.

De no desarrollarse este ultimo proyecto, se producirían sobrecargas permanentes en este transformador del orden del 25%, que conducirían a tomar medidas extraordinarias como modificaciones en el despacho hidráulico de la C.H. Malpaso, cambios en la topología de las redes (desconexión de las líneas Malpaso-Carhuamayo de 50 kV y/o Oroya-Caripa de 138 kV), con consecuencias negativas en la confiabilidad de suministro y en el despacho económico.

Si no se concreta el ingreso al SEIN de líneas Pomacocha - San Antonio - San Cristóbal, será necesario el incremento de la capacidad de transformación con una unidad adicional, similar a la unidad actualmente operativa.

En cuanto al problema de la sobrecarga de la línea de 220 kV Pachachaca-Oroya Nueva, la repotenciación de esta línea Pachachaca-Oroya Nueva para soportar magnitudes alrededor de 600 A (228 MVA), sería una solución económica, por su carácter temporal y teniendo en cuenta que en el año 2013 casi no presenta sobrecargas respecto de su capacidad actual.

ZONA SUR

Repotenciación Mantaro-Cotaruse-Socabaya

La repotenciación de la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya a 505 MVA esta prevista para ponerse en servicio en marzo de 2011, incluye el incremento del grado de compensación serie y la capacidad térmica de los capacitores serie, así como un SVC de capacidad +300/-100 MVar para el control de la tensión en la barra de 220 kV de la S.E. Socabaya. Con este proyecto se incrementará la capacidad de transferencia de potencia desde la zona Centro del SEIN hacia el Sur, manteniendo niveles adecuados de tensión en Socabaya.

Antes de la entrada en servicio de este proyecto, la operación de la zona Sur del SEIN estará cubierta con mayor generación térmica, principalmente con las unidades de las centrales térmicas Ilo 1 e Ilo 2. Posteriormente a la puesta en servicio de la línea repotenciada, estas unidades térmicas serán desplazadas en el despacho por unidades térmicas a gas natural de menor costo variable ubicadas en Chilca.

Compensación Serie en la L.T. Mantaro-Caravelí-Montalvo

Considerando su nivel de tensión solo con este proyecto se podría transportar la energía de bajo costo de la zona Centro a las cargas de la zona Sur. Como se ha previsto que este proyecto estará en servicio en febrero de 2011, entonces compartirá la transmisión de energía hacia el Sur con la línea de 220 kV Mantaro-Socabaya repotenciada. Los resultados muestran que la L.T. Mantaro-Montalvo y la L.T. Mantaro-Socabaya asumirán aproximadamente el 40 % y 60 % del total transmitido al Sur.

Se ha estimado la máxima capacidad de transmisión de la línea de 500 kV Mantaro-Caravelí-Montalvo, cuando esta fuera de servicio la línea de 220 kV Mantaro-Socabaya, resultando que esta magnitud es del orden de los 600 MW medidos en Montalvo. Para obtener una mayor capacidad de transmisión, es necesario se instale bancos de capacitores en serie. Si la compensación serie fuera el orden del 50 %, la capacidad de transmisión de esta línea, con la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya fuera de servicio, superaría los 700 MW.

Operación Conjunta entre Mantaro-Cotaruse-Socabaya y Mantaro-Caravelí-Montalvo

Las simulaciones muestran que cuando la L.T. Mantaro-Cotaruse-Socabaya asume su capacidad de 505 MW, la L.T. Mantaro-Caravelí-Montalvo transmite solamente 348 MW (40% del total transmitido). El total transmitido al Sur se dividiría en 50 % para cada enlace si la línea de 500 kV tuviera compensación serie del orden del 50 %. Como la línea de 500 kV Mantaro-Caravelí-Montalvo no tiene compensación serie, entonces la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya llegara primero a copar su máxima capacidad y evitará que la línea de 500 kV llegue a transmitir su máxima capacidad estimada en 600 MW aproximadamente.

Línea de Transmisión Machupicchu-Cotaruse.

Este proyecto que se ubica en la zona Sureste incluye un transformador en 220/138 kV que uniría las barras de 220 kV y 138 kV de la C.H. Machupicchu ampliada y línea de transmisión de 220 kV Machupicchu-Cotaruse, como vía para evacuar la producción de las nuevas unidades de la C.H. Machupicchu hacia la S.E. Cotaruse. Los resultados de las simulaciones muestran que este transformador propicia que una pequeña parte de la potencia generada por la ampliación de la C.H. Machupicchu fluya hacia la red de 138 kV que alimenta a la zona de Cachimayo, Cusco y Tintaya, sin embargo, por las bajas magnitudes de incremento del flujo de potencia no se producen caídas de tensión significativas en la red de 138 kV.

3.5.5. OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO EN LOS CASOS DE SENSIBILIDAD

Luego del análisis de los resultados de los Casos Base se ha identificado los casos de sensibilidad más importantes, los cuales se listan en el Cuadro N° 3.18.

Año	Epoca	Demanda	Nombre del Caso en DigSilent	Descripción
2011	Avenida	Máxima	Av11max_RetrasoNor1	* Retraso en LL.TT. 220 kV del proyecto Nor1
			Av11max_RetrasoChilcaZap500	* Retraso en LL.TT. 500 kV Chilca-Zapallal
			Av11max_RetrasoChilcaZap500y220	* Retraso en LL.TT. 500 kV y 220 kV Chilca-Zapallal
			Av11max_RetrasoMroMontalvo	* Retraso en LL.TT. 500 kV Mantaro-Montalvo
			Av11max_RetrasoMroSocMroMon	* Retraso en repotenciación de L.T. 220 kV Mantaro-Socabaya y LL.TT. 500 kV Mantaro-Montalvo
	Estiaje	Máxima	Es11max_RetrasoNor1	* Retraso en LL.TT. 220 kV del proyecto Nor1
			Es11max_RetrasoMroSocMroMon	* Retraso en repotenciación de L.T. 220 kV Mantaro-Socabaya y LL.TT. 500 kV Mantaro-Montalvo
			Es11max_RetrasoChilcaZap500	* Retraso en L.T. 500 kV Chilca-Zapallal
		Mínima	Es11min_TrafOroya	* Sensibilidad con segundo trafo en la Oroya
2012	Avenida	Máxima	Av12max_RetrasoMachCot	* Retraso en L.T. 220 kV Machupicchu-Cotaruse
	Estiaje	Máxima	Es12max_ConGas	* Sin restricción de gas
			Es12max_RetrasoZapTrujillo	* Retraso en L.T. 500 kV Zapallal-Trujillo
			Es12max_RetrasoMroMontalvo	* Retraso en L.T. 500 kV Mantaro-Montalvo
			Es12max_RetrasoChiMarCar	* Retraso en L.T. 500 kV Chilca-Marcona-Caravelí
2013	Estiaje	Máxima	Es13max_ConGas	* Sin restricción de gas
	Diciembre	Máxima	MAn13max_PlanilIndus	* Con L.T. 220 kV Planicie-Industriales

Cuadro N° 3.18 Casos de Sensibilidad más importantes al Escenario Base

En el Anexo I se presentan los cuadros de resultados de las simulaciones de todos los casos de sensibilidad y a continuación se exponen los resultados de los casos de sensibilidad más relevantes.

3.5.5.1 RETRASOS EN PROYECTOS DE TRANSMISIÓN CONCESIONADOS

Retraso en el ingreso de la L.T. NOR1

El proyecto NOR1 está previsto para que ingrese en servicio en diciembre de 2010. Su aporte en la avenida del 2011 tendrá una importancia relativa, porque en este

periodo, la zona Norte incrementa su generación hidráulica y la importación desde la zona Centro en ausencia del proyecto NOR1, no llegaría a congestionar la línea Zapallal-Paramonga-Chimbote-Trujillo. Sin embargo, en el estiaje del año 2011 su operación tendrá gran importancia, ya que el aporte conjunto de las líneas Paramonga-Chimbote y Conococha-Huallanca es de 395 MW (Caso Base) y la máxima transferencia admisible por la línea Zapallal-Paramonga-Chimbote-Trujillo es aproximadamente 300 MW. En este caso, habría alrededor de 95 MW que deberían ser producidos en la zona Norte por unidades térmicas de alto costo o deberían ser parcialmente restringidos en casos de indisponibilidad de tales unidades térmicas.

Retraso en la Repotenciación de la L.T. de 220 kV Mantaro-Socabaya

Los proyectos Repotenciación de la L.T. de 220 kV Mantaro-Socabaya a 505 MVA y la línea de 500 kV Mantaro-Caravelí-Montalvo estarán en servicio en marzo y en febrero de 2011, respectivamente. Sin embargo, por los niveles de potencia a transmitir hacia el Sur, el retraso de uno de ellos, si no es cubierto por el otro proyecto, conducirá al despacho de unidades que escapan al despacho económico, tales como las unidades turbovapor Ilo 2 e Ilo 1, y las unidades diesel de Mollendo y Chilina.

Retraso en la L.T. de 500 kV Mantaro-Montalvo

Este proyecto está previsto para ingresar al SEIN en enero de 2011. Si la repotenciación de la L.T. Mantaro-Socabaya a 505 MVA no se retrasa, entonces el retraso del proyecto de 500 kV por 6 meses daría lugar a una mayor carga en la línea Mantaro-Socabaya, con el subsiguiente aumento de pérdidas del sistema entre 30 MW y 50 MW.

Si el retraso fuera mayor, entonces se producirán sobrecostos por despacho de unidades de mayor costo variable en la zona Sur.

Retraso en la L.T. de 220 kV Machupicchu-Cotaruse

La L.T. Machupicchu-Cotaruse esta prevista para ingresar en febrero de 2011 y el proyecto de la ampliación de la C.H. Machupicchu esta previsto que ingrese un año después. Por tanto, este proyecto podría admitir un retraso de un año, sin que se presenten consecuencias significativas en la operatividad del SEIN, porque el objetivo principal de esta línea es la evacuación de la producción de las nuevas unidades de la central.

Retraso en las L.T. 220/500 kV Chilca-Zapallal

El proyecto completo estará disponible en la avenida del año 2011, en marzo de 2010 esta prevista la operación de la L.T. de 220 kV Chilca-Planicie-Zapallal y en marzo de 2011 la L.T. de 500 kV Chilca-Zapallal. Si todo el proyecto se retrasa un año, entonces la línea de 220 kV estará en servicio en la avenida del 2011 y la de 500 kV en la avenida del 2012.

Los resultados de la simulación de la avenida del 2011 considerando solo la línea de 220 kV muestran que su efecto es poco significativo, se aprecia la redistribución de los flujos y un incremento de las pérdidas del orden de 1.0 MW.

3.5.5.2 EFECTO DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN NO CONCESIONADOS

L.T. de 500 kV Zapallal-Trujillo

Se ha considerado el ingreso de este proyecto en junio del año 2012. Un retraso de 6 meses significaría que en el estiaje del año 2012 no estaría disponible. Las

simulaciones del estiaje del 2012 sin esta línea muestran sobrecargas en la línea Zapallal-Paramonga y que para el control de las tensiones en el Norte se tendría que recurrir a los bancos de capacitores de Chimbote y Trujillo. Las pérdidas del sistema se incrementarían en el orden de 40 MW. De esto se deduce que será necesario el redespacho de generación en la zona Norte con unidades de alto costo variable para disminuir la sobrecarga.

L.T. de 220 kV Onocora-Tintaya-Socabaya

Este proyecto está vinculado al desarrollo de la C.H. Pucará y nuevas cargas mineras como Antapacay. El tramo Tintaya-Socabaya de este proyecto podría justificarse si se desarrollan proyectos mineros como Antapacay sin la incorporación al SEIN del proyecto Pucará. Por lo tanto, se debe coordinar los avances del proyecto de transmisión con los proyectos de generación y demanda mencionados.

L.T. de 220 kV Independencia-Ica

Este proyecto está previsto que ingrese en septiembre de 2010. Un retraso de este proyecto por 6 meses significaría mayores caídas de tensión en las cargas de Ica, pero principalmente más restricciones para las cargas de Marcona, se verán forzados al arranque de las unidades térmicas de San Nicolás hasta junio de 2012, cuando la L.T. de 500 kV Chilca-Marcona ingrese al servicio.

L.T. de 500 kV Chilca-Marcona-Caravelí

El retraso del tramo Chilca-Marcona significará sobrecostos de generación por el uso de las unidades térmicas de San Nicolás. El retraso del tramo Marcona-Caravelí no tendrá algún efecto significativo porque este tramo tiene un bajo factor de utilización.

3.5.5.3 EFECTO DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN

Central térmica BPZ

El efecto de la inclusión de este proyecto de la S.E. Zorritos es altamente beneficiosa para la zona Norte, porque reduce la importación desde el Centro, reemplazando y/o complementando el despacho forzado de la unidad TGN4 de Malacas. Los requerimientos de transmisión para este proyecto se reducen a la segunda terna Piura-Talara en 220 kV.

Centrales térmicas en Chilca

Para este caso se considera un escenario de mayor disponibilidad de gas natural en el ducto que abastece a las plantas térmicas en Chilca, lo cual daría lugar al ingreso de nuevos proyectos térmicos en Chilca, tales como la central térmica Fénix (Planta de ciclo combinado de 520 MW) u otras que han solicitado concesión.

La operación de estas nuevas unidades en el Escenario Base de crecimiento de la demanda desplazaría a unidades térmicas de mayor costo ubicadas en las zonas Norte (unidades a gas natural de Malacas y otras diesel) y Sur (turbo vapor de Ilo 2 e Ilo 1 y otras unidades diesel) del SEIN, unidades diesel residual del centro. Esto incrementará los flujos de potencia en las líneas de interconexión, entre ellas, Zapallal-Trujillo de 500 kV, Mantaro-Socabaya en 220 kV y Mantaro-Montalvo en 500 kV, sin que se produzcan congestiones en las mismas en condiciones de operación normal. Por otro lado, se incrementa las reservas de generación y se mejora la confiabilidad de suministro.

Central térmica en Marcona

Por información recibida de la empresa SHOUGESA, se ha considerado la instalación de una planta térmica en ciclo combinado de 260 MW. De otro lado, dependiendo de la evolución de los nuevos proyectos mineros, tales como Marcobre y la ampliación de la propia planta de SHOUGANG, la demanda estaría alrededor de 140 MW. Por lo tanto, la demanda total en la zona es aproximadamente 200 MW.

En ese sentido, si se cuenta con la nueva generación de 260 MW, la demanda total de la zona sería cubierta por esta nueva central, quedando un remanente para exportar. Por lo tanto, con este proyecto de generación en Marcona, la nueva transmisión de 500 kV Chilca-Marcona, cumpliría principalmente funciones de dar confiabilidad al suministro.

Central Hidroeléctrica Pucará

La central hidroeléctrica de Pucará (130 MW), condicionaría parcialmente el desarrollo del proyecto de la línea Onocora-Tintaya en 220 kV con al menos un circuito, a fin de evacuar la energía de este proyecto. La operación de la línea Machupicchu-Cotaruse y su transformador de conexión en Machupicchu mejora la distribución de flujos con lo cual se mejora el desempeño de la evacuación de la energía producida por la C.H. Pucara. Esto ocurre porque el sistema Sureste, se vuelve importador de energía debido al crecimiento de proyectos mineros como Antapacay y Ampliación de la Southern. Por lo tanto el desarrollo de Pucará, reduciría esta importación y mejoraría el uso del proyecto Machupicchu-Cotaruse.

3.5.6. CALCULOS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

En el Anexo I se presentan los resultados de cortocircuito para todos los casos de los años 2011 al 2013.

El Cuadro N° 3.19 resume los niveles de cortocircuito monofásico y trifásico de las principales subestaciones del SEIN calculados para el periodo 2011-2013. Se puede notar que salvo en Chilca 220 kV, en ninguna subestación se logra superar los 31.5 kA.

Las subestaciones Chavarría, Santa Rosa y San Juan de Miraflores, tienen interruptores con capacidad de ruptura de 31.5 kA, pero otros equipos seccionadores como los pórticos y las mallas de tierra han sido diseñados para soportar 25 kA. Se puede notar que en el periodo de estudio, estas subestaciones llegan a superar los 25 kA, aunque no logran alcanzar los 31.5 kA, motivo por el cual será necesario considerar los proyectos pertinentes para aumentar la capacidad de soporte de corrientes de cortocircuito de dichos elementos.

Año-->		2011		2012		2013	
Nivel Demanda-->		Máxima		Máxima		Máxima	
	CC. Interruptor	1f	3f	1f	3f	1f	3f
Area Norte							
	ZORRI220	1.4	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4
	TALA_220	3.4	2.8	3.5	2.9	3.6	3.0
	SEPO220	2.6	2.4	2.8	2.6	3.0	2.9
	SECHO220	3.0	2.9	3.4	3.2	3.5	3.5
	SEGUA220	2.5	2.6	3.1	3.1	3.2	3.3
	SETNOR220	3.8	3.4	6.3	6.0	6.6	6.5
	CHIM220	4.4	4.1	5.1	5.1	5.1	5.1
Area Centro							
	PANU220	4.9	5.9	5.1	6.1	5.1	6.1
	ZAPA220	17.5	17.8	19.9	21.1	20.5	22.0
	VENT220	31.5	26.0	22.3	28.0	24.4	29.4
	CHAVA220	31.5	25.8	21.8	27.3	23.5	29.0
	BAL220		19.0	16.5	19.5	17.1	20.3
	INDUSTR220		15.6	16.1	16.0	16.7	17.5
	ROSA220	31.5	25.9	20.6	27.1	21.7	30.5
	PLANIC220		11.0	12.8	11.9	14.6	12.0
	SJNLS220	31.5	25.5	21.5	26.4	22.5	27.8
	CHILCA500		6.4	5.2	9.0	7.9	9.2
	CHILCAREP		31.6	27.4	33.2	29.2	34.1
Area Sur							
	SOCA220		7.7	7.0	8.2	7.6	8.5
	MONT220		8.7	7.1	10.0	8.4	10.5
	PUN220		1.6	1.6	1.7	1.6	1.7
	SOCA138		10.7	9.0	11.2	9.5	11.8
	TINTA138		2.7	2.2	2.8	2.2	2.8
	JULIA138		2.4	2.0	2.5	2.0	2.7
	PUNO138		2.6	2.1	2.6	2.1	2.8
Zona Sur Medio							
	IND220		7.0	6.5	7.5	7.1	7.5
	ICA220		4.6	4.3	5.1	5.0	5.1
	MARC220		2.2	2.0	6.3	6.2	6.8
Zona Sierra Centro							
	CARM220		23.8	19.6	24.9	20.7	25.2
	VIZC220		4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
	TMAR220		2.8	3.0	2.8	3.1	2.8
	PARAG220		6.1	5.9	6.2	5.9	6.2
	CMAYO220		6.4	6.4	6.4	6.4	6.5
	ONU220		6.9	8.4	6.9	8.4	7.0
	PACHA220		10.3	13.1	10.3	13.2	10.4
	POMAC220		8.7	11.8	8.7	11.9	8.8

Cuadro N°3.19 Niveles de Cortocircuito Monofásico y Trifásico en Principales Subestaciones (kA) – Escenario Base

3.5.7. ANALISIS DE LA SEGURIDAD DEL SISTEMA

3.5.7.1 SENSITIVIDAD DE LA TENSIÓN ANTE CAMBIOS EN LA POTENCIA REACTIVA

En las Figuras 3.7, 3.8, 3.9 y 3.10 se muestra el coeficiente de sensibilidad de la tensión en las barras de alta tensión de las zonas Norte, Centro y Sur ante un cambio de 1 MVar en la potencia reactiva.

En la Figura 3.7 se muestra el cambio que se produciría en las tensiones de las barras de 220 kV de la Zona Norte ante un cambio de 1 MVar en la potencia reactiva.

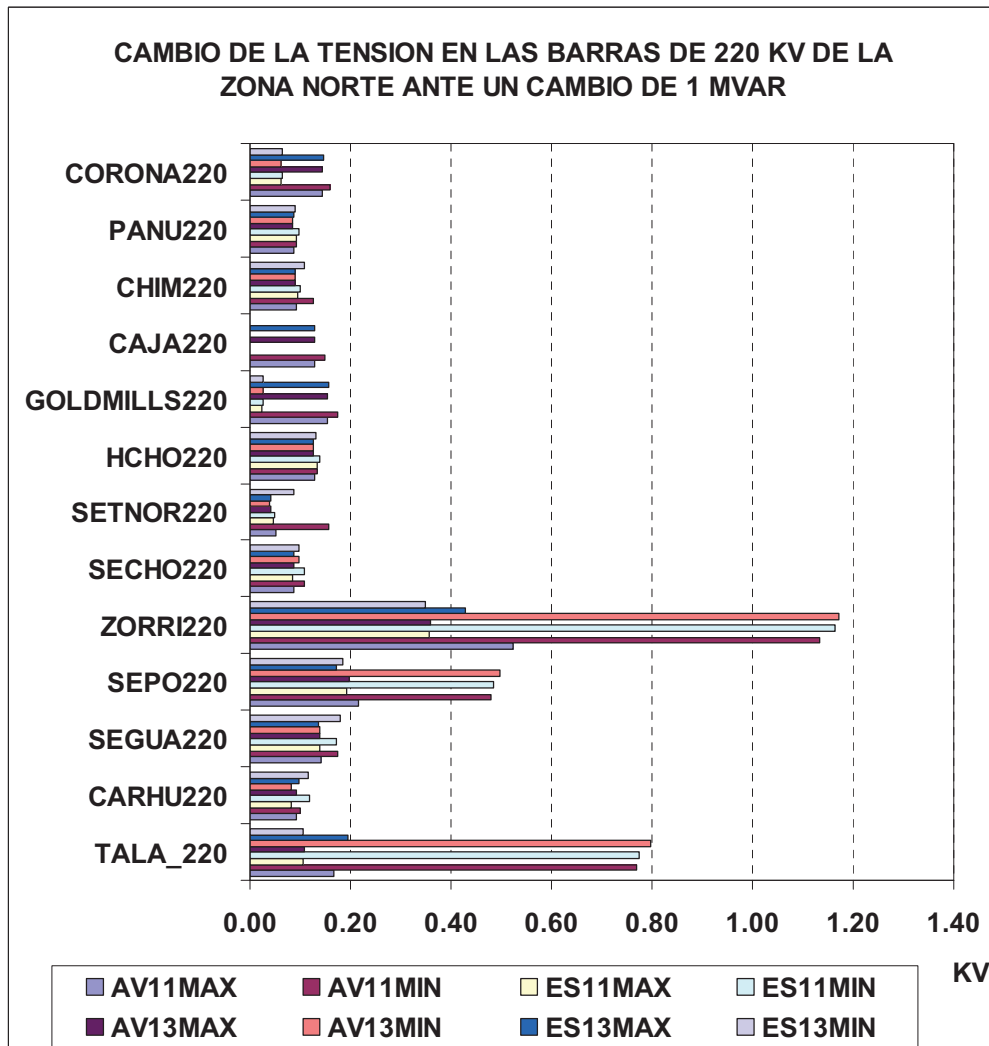


Figura N° 3.7 Sensibilidad de las tensiones de la Zona Norte

Los resultados muestran que en mínima demanda existirán problemas de regulación de tensión en las subestaciones Zorritos (sensibilidades mayores a 1 kV/MVAr), Piura Oeste y Talara (niveles superiores a 0.50 kV/MVAr), cuando no se despacha la unidad TGN4 de la C.T. Talara.

Los bajos valores de kV/MVAr obtenidos en las subestaciones que alimentan cargas industriales y mineras (Chimbote, Cajamarca, Cerro Corona y Gold Mill) son el efecto de las líneas del proyecto NOR1 y la L.T. de 500 kV Zapallal-Trujillo que han mejorado los niveles de cortocircuito y la regulación de tensión en estas subestaciones.

En las Figuras 3.8 y 3.9 se muestra el cambio que se produciría en las tensiones de las barras de 220 kV de la Zona Centro ante un cambio de 1 MVAr en la potencia reactiva.

Se aprecia que las barras de 220 kV de la Zona Centro ubicadas en la Sierra (Figura 3.8) tienen una adecuada solidez, ya sea porque son barras de generación o porque son barras de paso con potencias de cortocircuito considerables.

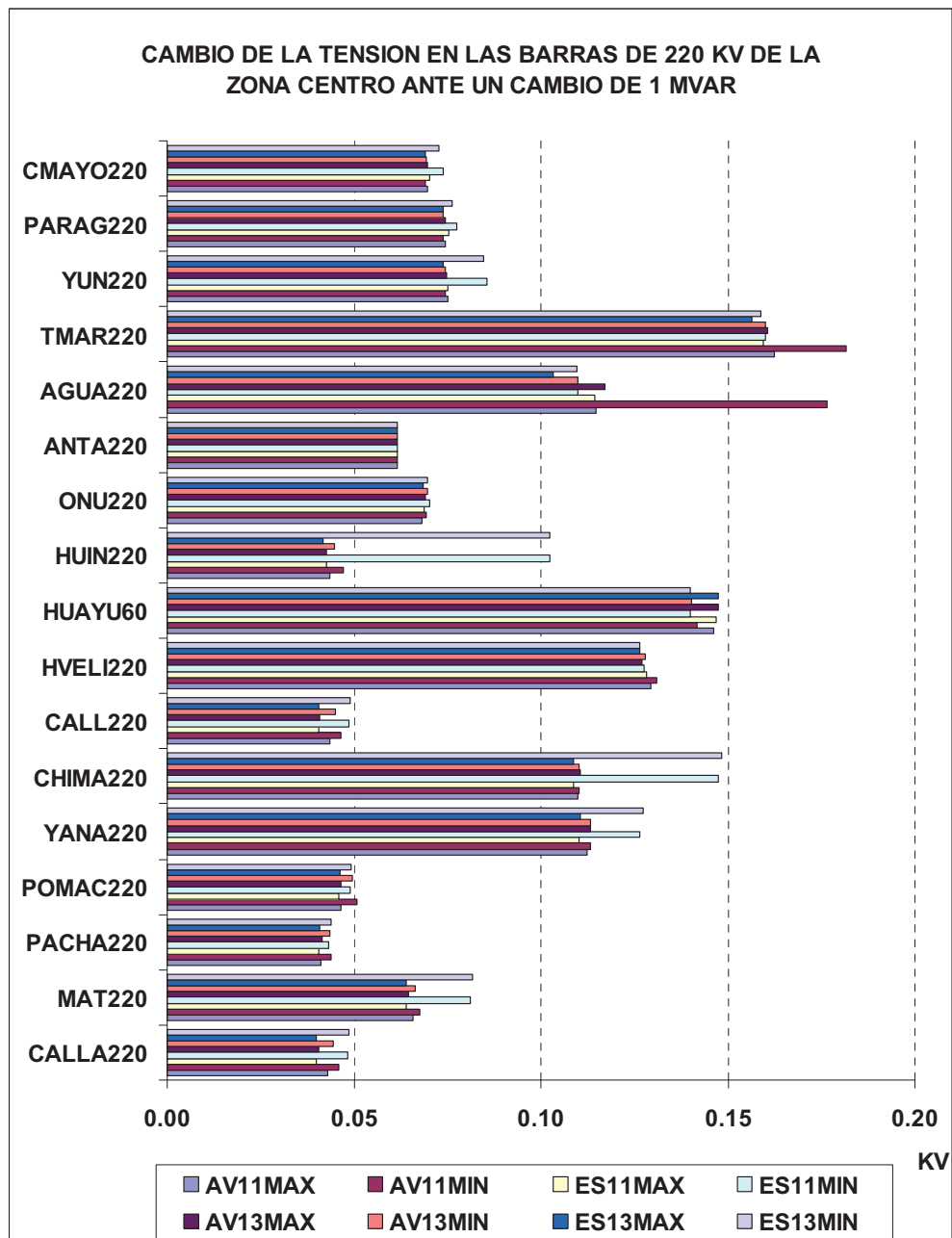


Figura N° 3.8 Sensitividad de las tensiones de la Zona Centro

En la Figura 3.9 se muestra el comportamiento de las barras de 220 kV de las subestaciones de la Zona Centro ubicadas en Lima y Sur Medio. Se aprecia que desde la subestación Zapallal hasta la subestación Chilca el cambio de la tensión ante un cambio de 1 MVar en la potencia reactiva menor o igual a 0,05 kV, porque son elevadas sus potencias de cortocircuito.

Se debe comentar que en el Sur Medio, solo la subestación Marcona muestra cambios de 0,32 kV/MVar en el año 2011, que se reducen notablemente en el 2013 con el ingreso de la L.T. Chilca-Marcona de 500 kV.

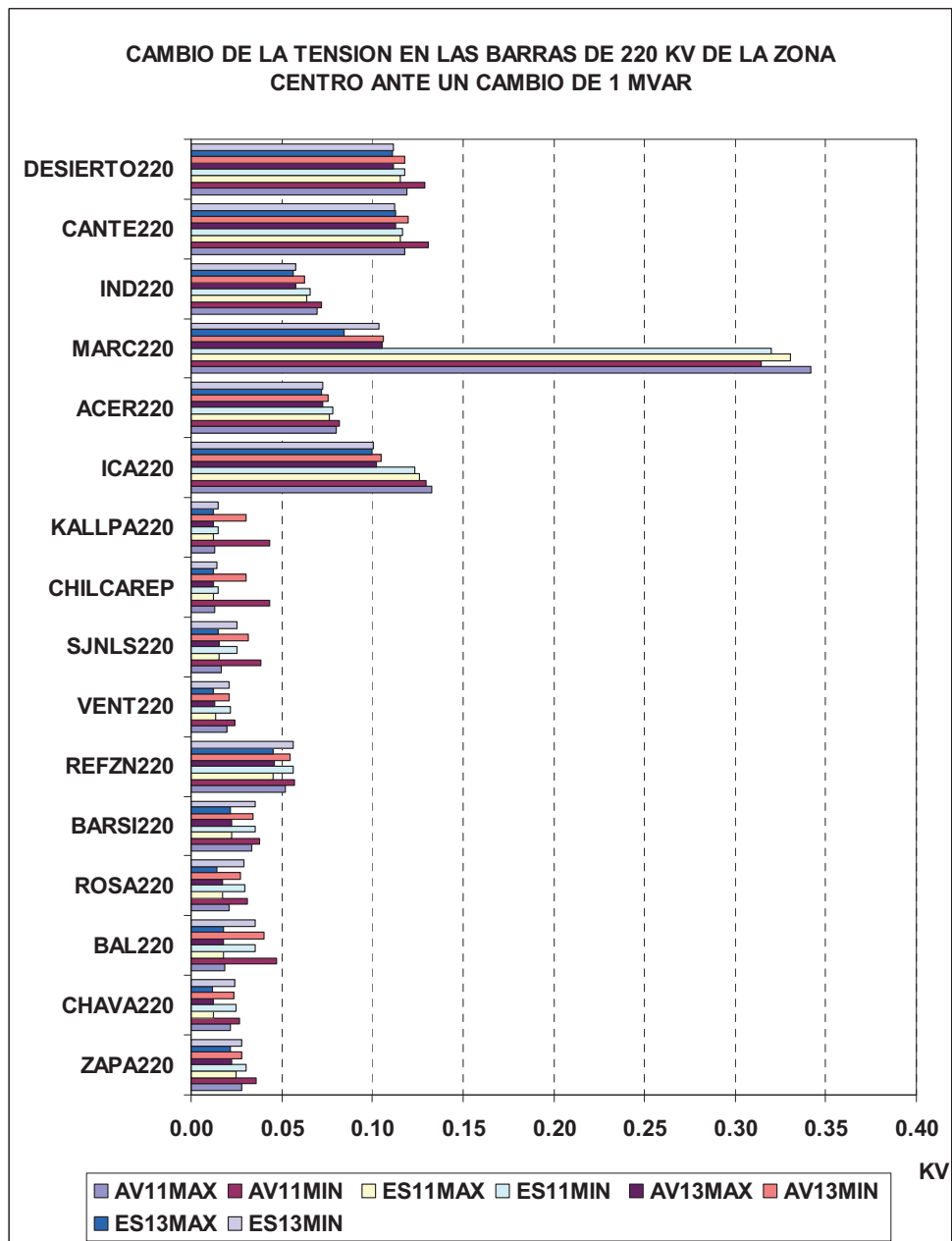


Figura N° 3.9 Sensibilidad de las tensiones de la Zona Centro

En la Figura 3.10 se muestra el cambio que se produciría en las tensiones de las barras de 220 kV y 138 kV de la Zona Sur ante un cambio de 1 MVar en la potencia reactiva. Se aprecia que las barras de 220 kV de las subestaciones Los Héroes y Puno, tienen sensibilidades entre 0,33 y 0,40 kV/MVar, porque son los terminales de recepción de líneas de mas 100 km con niveles bajos de potencia de cortocircuito.

Entre las barras de 138 kV se debe mencionar Mollendo, Juliaca, Abancay y Puno, siendo Abancay la que presenta la mayor sensibilidad a cambios en la potencia reactiva de la Zona Sur (entre 0.2 y 0,25 kV/MVar).

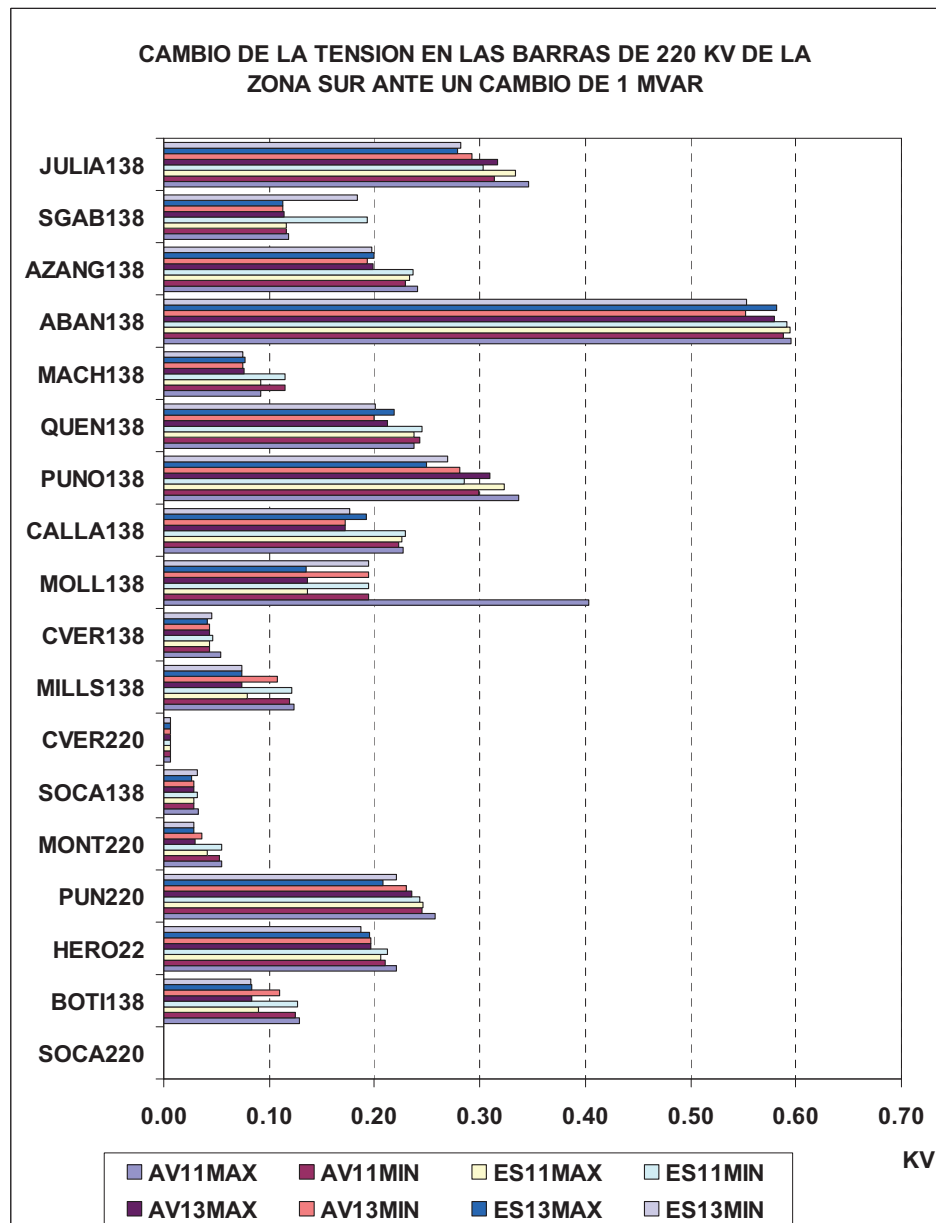


Figura N° 3.10 Sensitividad de las tensiones de la Zona Sur

3.5.7.2 COMPORTAMIENTO TRANSITORIO

Para evaluar la respuesta transitoria del SEIN ante eventos de falla en líneas y desconexiones de generación se ha tomado en cuenta los enlaces de transmisión que interconectan las zonas Norte, Centro y Sur.

VERIFICACIONES DE ESTABILIDAD ANGULAR

Se ha simulado los siguientes eventos

- EV1: Falla trifásica y desconexión del enlace de 220 kV Mantaro–Cotaruse.
- EV2: Falla trifásica y desconexión del enlace de 500 kV Mantaro – Caravelí.
- EV3: Falla trifásica y desconexión del enlace de 500 kV Marcona – Caravelí.
- EV4: Falla trifásica y desconexión del enlace de 220 kV Conococha – Huallanca.
- EV5 - Falla trifásica y desconexión del enlace de 220 kV Paramonga – Chimbote.
- EV6 - Falla trifásica y desconexión del enlace de 500 kV Zapallal – Trujillo.

En el Cuadro 3.20 se resume las condiciones prefalla de los eventos analizados.

Caso	Evento	Condicion de Operación	FLUJO DE POTENCIA PREFALLA (MW)			
			Mantaro - Cotaruse 220 kV	Mantaro - Caravelí 500 kV	Marcona - Caravelí 500 kV	Total Centro a Sur
F1	EV1	Av11max	280.4	214.6	---	495.0
F2		Es11min	274.2	198.0	---	472.2
F3		Es12max con Gas	357.5	224.6	69.3	651.4
F4	EV2	Av11max	279.1	216.0	---	495.1
F5		Es11min	274.4	198.0	---	472.4
F6		Es12max con Gas	355.8	226.6	69.0	651.4
F7	EV3	Es12max con Gas	356.5	225.3	69.7	651.5

Caso	Evento	Condicion de Operación	FLUJO DE POTENCIA PREFALLA (MW)			
			Conococha-Huallanca 220 kV	Paramonga-Chimbote 220 kV	Zapallal-Trujillo 500 kV	Total Centro a Norte
F8	EV4	Es11max	176.3	218.7	---	395.0
F9		Es12max con Gas	75.0	94.8	313.4	483.2
F10	EV5	Es11max	175.6	219.7	---	395.3
F11		Es12max con Gas	74.7	95.4	313.3	483.4
F12	EV6	Es12max con Gas	74.1	93.8	315.9	483.8

Cuadro N°3.20 Condiciones prefalla de los eventos analizados

Los resultados de las simulaciones de los eventos mencionados se muestran en el Cuadro 3.21.

Caso	FLUJO DE POTENCIA POSTFALLA (MW)				Resultado
	Mantaro - Cotaruse 220 kV	Mantaro - Caravelí 500 kV	Marcona - Caravelí 500 kV	Total Centro a Sur	
F1	0.0	414.3	---	414.3	Estable
F2	---	---	---	---	Inestable(*)
F3	0.0	396.0	166.1	562.1	Estable
F4	432.4	0.0	---	432.4	Estable
F5	468.3	0.0	---	468.3	Estable
F6	427.7	0.0	196.2	623.9	Estable
F7	376.1	277.6	0.0	653.7	Estable

Caso	FLUJO DE POTENCIA POSTFALLA (MW)				Resultado
	Conococha-Huallanca 220 kV	Paramonga-Chimbote 220 kV	Zapallal-Trujillo 500 kV	Total Centro a Norte	
F8	0.0	387.6	---	387.6	Estable
F9	0.0	131.4	345.8	477.2	Estable
F10	375.3	0.0	---	375.3	Estable
F11	110.6	0.0	355.6	466.2	Estable
F12	182.1	226.6	0.0	408.7	Estable

Cuadro N°3.21 Condiciones postfalla de los eventos analizados

En el escenario de mínima demanda en estiaje del año 2011, la desconexión por falla del enlace de 220 kV Mantaro – Cotaruse produce la pérdida de sincronismo de los grupos de la C.H. Machupicchu. Esto se debe a que la impedancia del enlace de 500 kV Mantaro – Caravelí – Montalvo es mayor a la impedancia del enlace de 220 kV Mantaro – Cotaruse.

Con el enlace de 500 kV Marcona – Caravelí en el año 2012 no se produce casos inestables ante la falla y desconexión salida de cualquier enlace entre la zona Centro y Sur del SEIN.

DESCONEXION DE GENERACION

Se ha considerado la desconexión de la unidad generación de mayor potencia despachada en la zona de estudio. Se ha simulado los siguientes eventos

- DG1 - Desconexión de Ilo 2 TV
- DG2 - Desconexión de San Gabán G2
- DG3 - Desconexión de Malacas TG4
- DG4 - Desconexión del generador de Paita (Oquendo)

En el Cuadro 3.22 se resume las condiciones prefalla de los eventos analizados.

Caso	Evento	Condición de operación	Flujo Prefalla Centro a Sur (MW)	Generación Desconectada	
				Potencia (MW)	Generador
D1	DG2	Av11max	495.0	56.6	SGaban G2
D2	DG1	Es11min	472.2	80.0	ILO 2 TV
D3	DG2	Es12max con Gas	651.4	50.0	SGaban G2
D4	DG1	Es11max	284.6	141.9	ILO 2 TV

Caso	Evento	Condición de operación	Flujo Prefalla Centro a Norte (MW)	Generación Desconectada	
				Potencia (MW)	Generador
D5	DG3	Es11max	395.0	88.7	Malacas G4
D6		Es12max con Gas	483.2	88.7	Malacas G4
D7	DG3	Av11max	164.5	88.7	Malacas G4
D8	DG4	Es11min	407.0	28.0	Paita - OQ

Cuadro N°3.22 Condiciones prefalla de los eventos analizados

Los resultados de las simulaciones de los eventos mencionados se muestran en el Cuadro 3.23.

Caso	Tensión Postfalla			Frecuencia Mínima (Hz)
	Menor valor		Barra	
	(kV)	(p.u.)		
D1	219.1	0.996	SOCA220	59.9
D2	220.4	1.002	SOCA220	59.5
D3	133.7	0.969	SPCC138	59.8
D4	219.3	0.997	SOCA220	59.5

Caso	Tensión Postfalla			Frecuencia Mínima (Hz)
	Menor valor		Barra	
	(kV)	(p.u.)		
D5	213.2	0.969	PANU220	59.7
D6	197.6	0.898	ZORRI220	59.7
D7	206.4	0.938	ZORRI220	59.8
D8	209.7	0.953	TALA_220	59.8

Cuadro N° 3.23 Condiciones postfalla de los eventos analizados

Puede observarse que existen problemas de control de tensión en la zona Norte cuando sale fuera de servicio la unidad TG4 de la C.T. Malacas. Sin embargo cuando se encuentra en servicio la unidad TG2 (15 MW) de la C.T. Malacas y los dos grupos (18 MW) de la C.T. Tumbes, la salida de la TG4 no produce problemas en el control de la tensión en la zona Norte del SEIN (Caso D5 - Es11max).

3.5.8. CONCLUSIONES

3.5.8.1 CASO BASE

CONGESTIONES EN LA TRANSMISION

El proyecto de la línea de 220 kV Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Carhuaquero, cuyo ingreso al SEIN esta previsto en diciembre de 2010, permitirá descongestionar la línea Zapallal-Paramonga-Chimbote-Trujillo en el estiaje del 2011. Es importante remarcar que este proyecto no debería tener ningún retraso.

Para eliminar congestiones en las líneas de 220 kV Zapallal-Ventanilla-Chavarría que se prevé ocurrirán hacia fines de 2013, así como para mejorar las tensiones y reducir perdidas joule en Lima es necesario desarrollar un proyecto de distribución de flujos, similar a la línea de 220 kV La Planicie-Industriales.

Para cubrir el suministro de energía eléctrica a las nuevas cargas minero-industriales de la zona de Marcona es importante el proyecto de línea de 500 kV Chilca-Marcona o un proyecto alternativo en 220 kV. Mientras no se desarrolle estos proyectos, la actual línea de 220 kV Ica-Marcona no solo se congestionará, sino que será necesario el despacho forzado de todas las unidades térmicas de la C.T. San

Nicolás, además de prever la instalación de equipos de compensación reactiva en las subestaciones Ica y Marcona para el control de tensiones.

REGULACIÓN DE TENSIÓN Y COMPENSACIÓN REACTIVA

Los resultados muestran deterioro en los niveles de tensión en la zona de Piura, principalmente en los meses de estiaje, por lo cual se requiere un proyecto de compensación reactiva de toda la red de 60 kV de la zona de Piura, para evitar bajas tensiones y probables restricciones de suministro.

En la zona de Marcona, las nuevas cargas minero-industriales deben ingresar con equipos de compensación reactiva apropiados para estos tipos de carga (SVC). Esta compensación reactiva regulable podría ser complementada con la instalación de bancos de capacitores en los nodos Marcona 10 kV y/o San Nicolás 13.8 kV, a fin de corregir apropiadamente el factor de potencia y reducir la magnitud de la inversión en el SVC.

Los proyectos de transmisión en 500 kV Chilca-Zapallal, Zapallal-Trujillo y Chilca-Marcona, cuya ingeniería aun no se conoce, los transformadores de 500/220 kV deberán contar con regulación automática bajo carga, a fin de ejercer un buen control de tensiones en los nodos de 220 kV que están vinculados con cargas y centrales de generación.

RIESGOS DE RESTRICCIÓN DE SUMINISTRO

- La desconexión intempestiva de la línea de 500 kV entre Chilca y Marcona (cuyo ingreso se ha previsto para julio del 2012) podría provocar el colapso de la zona de Marcona, debido a que la línea de 220 kV Ica-Marcona, no podrá por sí sola cubrir el déficit causado por la desconexión de la línea de 500 kV. Dada la importancia del conjunto de cargas minero-industriales presentes en la zona, este posible evento conducirá a elaborar un Plan Zonal de Defensa (Un Esquema Especial de Rechazo de Carga en la zona cuando esta línea de 500 kV se desconecte y un esquema posterior de arranque de las unidades térmicas de San Nicolás para reposición de cargas).
- Cuando se produzca la desconexión de la TGN4 de Malacas, hay riesgo que se produzca colapso de tensión en la zona de Talara. Este riesgo es mayor en los periodos de máxima y media demandas del estiaje. En ausencia de la TGN4 de Malacas, la recuperación de las cargas deberá efectuarse con el aporte de las unidades turbogas Mitsubishi de Malacas y las unidades Mak de Tumbes.

CONDICIONES OPERATIVAS

- Los proyectos Repotenciación de la L.T. de 220 kV Mantaro-Socabaya a 505 MVA y la línea de 500 kV Mantaro-Caravelí-Montalvo estarán en servicio en marzo y en febrero de 2011, respectivamente. Sin embargo, por los niveles de potencia a transmitir hacia el Sur, el retraso de uno de ellos, si no es cubierto por el otro proyecto, conducirá al despacho de unidades que escapan al despacho económico.

- La L.T. de 500 kV Mantaro-Caravelí-Montalvo operando en paralelo con la L.T. de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya, transmitirá solamente un 40% del total transmitido hacia el Sur. El total transmitido al Sur se dividiría en 50 % para cada enlace si la línea de 500 kV tuviera compensación serie del orden del 50 %.

3.5.8.2 CASOS DE SENSIBILIDAD

De los proyectos concesionados, los proyectos cuyo retraso tendría mayor incidencia en la operatividad del SEIN son: el proyecto NOR1, la repotenciación de la línea de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya y la línea de 500 kV Mantaro-Caravelí-Montalvo. El proyecto Chilca-Zapallal tienen cierta holgura en cuanto a la fecha de ingreso al servicio, mientras que la línea Machupicchu-Cotaruse puede retrasarse hasta la fecha de entrada de la ampliación de la C.H. Machupicchu, aproximadamente un año.

De los proyectos aun no concesionados, el mas urgente sería el proyecto Chilca-Marcona en 500 kV, debido a que esta vinculado con proyectos industriales a desarrollarse en Marcona. De implementarse este proyecto de 500 kV, entonces el proyecto de 220 kV Independencia-Ica perdería importancia porque la línea de 500 kV constituirá la vía principal de abastecimiento de Marcona. En el caso que no se desarrolle el proyecto en 500 kV, entonces será necesario un segundo circuito Ica-Marcona en 220 kV mas equipamiento de compensación reactiva variable (SVC) en Marcona y el proyecto Independencia-Ica 220 kV cobrara gran importancia. Un probable proyecto de generación en base a gas natural en Marcona del orden de 260 MW, ocasionaría que ambas proyectos alternativos pierdan importancia y se conviertan en circuitos para mantener la confiabilidad de suministro.

Otro proyecto importante aun no concesionado es la L.T. de 500 kV Chilca-Trujillo. Su retraso por 6 meses provocará el uso de mayor generación térmica en el área norte, principalmente en base a grupos diesel residual, a fin de limitar el flujo en la línea Zapallal-Paramonga-Chimbote-Trujillo a su capacidad máxima. En el mediano y largo plazo, esta línea se convertirá en la principal vía de conexión entre el Centro y el Norte.

El requerimiento de transmisión asociado a una central térmica a gas natural de alrededor de 135 MW (proyecto BPZ), ubicada cerca de la subestación Zorritos comprende un circuito en 220 kV entre Talara y Piura, adicional al existente.

El requerimiento de transmisión asociado al incremento de la capacidad de generación en base a gas natural en la zona de Chilca, lo conforman las líneas de 220/500 kV Chilca-La Planicie-Zapallal, de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya repotenciada, de 500 kV Zapallal-Trujillo y Mantaro-Caravelí-Montalvo en 500 kV.

3.5.8.3 NIVELES DE CORTOCIRCUITO

A fin de cubrir el incremento de las corrientes de cortocircuito en las subestaciones de Lima, entre ellas Chavarría, Santa Rosa y San Juan de Miraflores, se deberán tomar medidas transitorias para limitar su incremento a valores permisibles, mientras se desarrollan los estudios de proyectos que resuelvan de manera definitiva los efectos del incremento de estas corrientes.

Entre las medidas transitorias a adoptarse se sugiere analizar la separación de barras y/o la instalación de reactancias en los neutros de los transformadores de potencia en las subestaciones mencionadas.

3.5.8.4 SEGURIDAD DEL SISTEMA

Los factores de sensibilidad de las barras del Norte del SEIN muestran que en mínima demanda existirán problemas de regulación de tensión en las subestaciones del Norte (Zorritos, Talara, Piura) cuando no se despacha la unidad TGN4 de la C.T. Talara. Sin embargo cuando se encuentra en servicio la unidad TG2 de la C.T. Malacas y los dos grupos de la C.T. Tumbes, estos problemas pueden ser mitigados. Las líneas del proyecto NOR1 y la L.T. de 500 kV Zapallal-Trujillo mejoran los niveles de cortocircuito y la regulación de tensión en las subestaciones del Norte que alimentan cargas industriales y mineras (Chimbote, Cajamarca, Cerro Corona y Gold Mill).

En el Sur Medio, solo la subestación Marcona muestra problemas de regulación de tensión en el año 2011, los cuales se reducen notablemente en el 2013 con el ingreso de la L.T. Chilca-Marcona de 500 kV.

La desconexión por falla del enlace de 220 kV Mantaro – Cotaruse produce la pérdida de sincronismo de los grupos de la C.H. Machupicchu en el escenario de mínima demanda en estiaje del año 2011. Esto se debe a que la impedancia del enlace de 500 kV Mantaro – Caravelí – Montalvo es mayor a la impedancia del enlace de 220 kV Mantaro – Cotaruse.