

ESTUDIOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO

DIRECCIÓN DESARROLLO DEL STE

Documento STE-2110-724

Lima, Septiembre de 2004

CONTENIDO

1.	RESUMEN EJECUTIVO	11
1.1	ANTECEDENTES	11
1.2	OBJETIVO	11
1.3	INFORMACIÓN UTILIZADA	11
1.4	METODOLOGÍA	12
1.5	CRITERIOS	13
1.6	DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL.....	13
1.7	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO	15
1.8	RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO	16
1.9	INTERCONEXIÓN PERÚ – ECUADOR	17
1.10	INTERCONEXIÓN PERÚ – BOLIVIA	18
1.11	CONCLUSIONES	19
1.12	RECOMENDACIONES.....	22
1.12.1	<i>PROYECTOS DE CARÁCTER GENERAL</i>	<i>22</i>
1.12.2	<i>CONEXIÓN DE CAMISEA</i>	<i>23</i>
1.12.3	<i>CONEXIÓN DEL PLATANAL</i>	<i>23</i>
2.	ANTECEDENTES	24
3.	OBJETIVO.....	24
4.	INFORMACIÓN UTILIZADA	25
4.1	DEMANDA	25
4.2	GENERACIÓN	26
4.2.1	<i>GENERACIÓN PARA ANÁLISIS DE CORTO PLAZO</i>	<i>26</i>
4.2.2	<i>GENERACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO.....</i>	<i>26</i>
4.2.3	<i>SENSIBILIDADES DE LA GENERACION</i>	<i>26</i>
4.3	PROPUESTA DEL PLAN REFERENCIAL DE 2003.....	26
4.4	PROPUESTA DE REP DEL 2003	27
4.5	PROYECTOS VIABLES IDENTIFICADOS	27
4.6	INFORMACIÓN PARA EL MODELO ENERGÉTICO	28
4.7	INFORMACIÓN DE DETALLE PARA EL ANÁLISIS ELÉCTRICO.....	28
4.8	INFORMACIÓN PARA EL MODELO DE CONFIABILIDAD.....	29
5.	METODOLOGÍA.....	29
5.1	ANÁLISIS DE CORTO PLAZO	29
5.1.1	<i>DEFINICIÓN DEL ESCENARIO.....</i>	<i>29</i>
5.1.2	<i>ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO.....</i>	<i>30</i>
5.1.3	<i>ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS.....</i>	<i>30</i>
5.1.4	<i>EVALUACIÓN DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN</i>	<i>30</i>
5.1.5	<i>SIMULACIONES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA</i>	<i>30</i>
5.1.6	<i>ANÁLISIS MODAL.....</i>	<i>31</i>
5.1.7	<i>ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD</i>	<i>32</i>
5.2	ANÁLISIS DE LARGO PLAZO	32
5.2.1	<i>DEFINICIÓN DE ESCENARIOS</i>	<i>33</i>
5.2.2	<i>GENERACIONES FORZADAS Y LÍMITES DE INTERCAMBIO (SIN PLAN).....</i>	<i>34</i>
5.2.3	<i>PROYECCIÓN DE COSTO OPERATIVO SIN PLANES</i>	<i>34</i>

5.2.4	VIABILIDAD DE LOS PROYECTOS.....	35
5.2.5	MODELO DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO.....	35
5.2.6	PROCESO DE IDENTIFICACIÓN DE PLANES.....	36
5.2.7	ANÁLISIS ELECTRICOS DE LARGO PLAZO.....	40
5.2.8	CÁLCULO DEL COSTO DE INVERSIÓN.....	40
5.2.9	GENERACIONES FORZADAS Y LÍMITES DE INTERCAMBIO CON PLAN.....	41
5.2.10	COSTO DE OPERACIÓN CON PLAN.....	41
5.2.11	EVALUACIÓN FINANCIERA Y SELECCIÓN DEL PLAN.....	43
6.	CRITERIOS TÉCNICOS.....	44
6.1	ESTADO ESTACIONARIO.....	45
6.2	ESTABILIDAD.....	45
7.	DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL.....	46
7.1	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	46
7.2	ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO.....	48
7.2.1	OPERACION NORMAL.....	48
7.2.2	OPERACION EN CONTINGENCIA.....	57
7.3	ESTABILIDAD DE TENSIÓN.....	58
7.4	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	62
7.4.1	Área Operativa Norte Transferencia Línea Chimbote - Paramonga.....	62
7.4.2	Análisis Modal Intercambio Area Norte.....	64
7.4.3	Área Central.....	66
7.4.4	Área Operativa Sureste.....	66
7.4.5	Análisis Modal Intercambio Area sureste.....	67
7.4.6	Intercambio Centro – Sur a través de la línea Socabaya - Cotaruse.....	68
8.	RESULTADOS DEL ANALISIS DE CORTO PLAZO.....	69
8.1	ANÁLISIS DEL AÑO 2006.....	69
8.1.1	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	69
8.1.2	ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO.....	70
8.1.3	ESTABILIDAD DE TENSIÓN.....	77
8.1.4	PROYECTO SEGUNDO CIRCUITO CHIMBOTE – PARAMONGA - ZAPALLAL80.....	80
8.2	AÑO 2008.....	84
8.2.1	ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO.....	84
8.2.2	RECUPERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA MACHUPICCHU.....	87
8.2.3	CONEXIÓN DE LA PRIMERA ETAPA DE CAMISEA.....	88
8.2.4	ESTABILIDAD DE TENSIÓN.....	89
8.2.5	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	92
8.3	PROYECTOS DE REP.....	94
8.3.1	CARGA DE TRANSFORMADORES.....	94
8.3.2	RECONFIGURACIÓN DE SUBESTACIONES.....	96
8.3.3	CONEXIONES EN “T” O DERIVACIÓN.....	96
8.3.4	CAMBIO DE SIMPLE BARRA A DOBLE BARRA.....	99
9.	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO.....	100
9.1	DEFINICIÓN DE ESCENARIOS.....	100
9.2	GENERACIONES FORZADAS Y LÍMITES DE INTERCAMBIO (SIN PLAN).....	101
9.3	PROYECCIÓN DEL COSTO OPERATIVO SIN PLAN.....	101

9.3.1	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIA.....	104
9.3.2	ESCENARIO DE DEMANDA OPTIMISTA.....	106
9.4	RESTRICCIONES FISICAS.....	107
9.5	IDENTIFICACIÓN DE PLANES.....	108
9.6	ANÁLISIS ELÉCTRICOS DE LARGO PLAZO.....	109
9.6.1	SOBRECARGAS EN ESTADO ESTACIONARIO.....	110
9.6.2	CONEXIÓN DE CAMISEA.....	110
9.6.3	CONEXIÓN DE LA C.H. PLATANAL.....	111
9.6.4	AMPLIACIÓN ADICIONAL DE MACHUPICCHU.....	114
9.6.5	ANÁLISIS DE SOBRECARGAS EN CONDICIONES N-1.....	115
9.6.6	COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA.....	116
9.6.7	LÍMITES DE INTERCAMBIO.....	117
9.6.8	RESUMEN ANÁLISIS DE LARGO PLAZO.....	118
9.7	CALCULO DE COSTOS DE INVERSIÓN.....	118
9.8	GENERACIONES FORZADAS Y LIMITES DE INTERCAMBIO.....	119
9.9	COSTO DE OPERACIÓN CON PLAN.....	119
9.9.1	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO.....	119
9.9.2	ESCENARIO DE DEMANDA OPTIMISTA.....	122
9.10	EVALUACIÓN FINANCIERA Y SELECCIÓN DEL PLAN.....	123
10.	INTERCONEXIÓN PERÚ - ECUADOR.....	123
10.1	INTRODUCCIÓN.....	123
10.2	AÑO 2008.....	123
10.3	AÑO 2010.....	124
10.4	AÑO 2012.....	124
10.5	AÑO 2014.....	125
10.6	RESUMEN.....	125
11.	INTERCONEXIÓN BOLIVIA – PERÚ.....	126
11.1	INTRODUCCIÓN.....	126
11.2	COSTOS.....	126
11.3	RESULTADOS.....	127
11.4	COSTOS TOTALES.....	128
12.	CONCLUSIONES.....	129
12.1	CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL.....	129
12.2	CON RELACIÓN A LOS COSTOS DE OPERACIÓN.....	129
12.3	CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN.....	130
12.4	CON RELACIÓN A LA EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN.....	131
13.	RECOMENDACIONES.....	132
13.1	PROYECTOS DE CARÁCTER GENERAL.....	133
13.2	CONEXIÓN DE CAMISEA.....	135
13.3	CONEXIÓN DEL PLATANAL.....	135
14.	REFERENCIAS.....	136

INDICE DE ANEXOS

- ANEXO I.1: CIRCUITOS CANDIDATOS PARA EL ANALISIS DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN
- ANEXO I.2: ALGORITMO DE SOLUCIÓN EMPLEADO POR EL MODELO DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO
- ANEXO I.3: CARACTERÍSTICAS DE LA RED
- ANEXO I.4: DEMANDAS DE POTENCIA POR BARRA 2004 – 2014
- ANEXO I.5: DATOS DE DISPONIBILIDAD DE LÍNEAS Y TRANSFORMADORES
- ANEXO 1: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO
- ANEXO 2: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN
- ANEXO 3: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA
- ANEXO 4: RESULTADOS DEL MODELO DE EXPANSIÓN
- ANEXO 5: EVOLUCIÓN DE COSTOS MARGINALES CON Y SIN PLAN DE EXPANSIÓN
- ANEXO 6: CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA
- ANEXO 7: PLANES DE INVERSIÓN Y FICHAS DE LOS PROYECTOS

Indice de Tablas

TABLA 1-1	PROPUESTA PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN 2005 - 2014.....	22
TABLA 1-2	EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN ASOCIADA A CAMISEA.....	23
TABLA 1-3	EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN ASOCIADA AL PLATANAL.....	23
TABLA 4-1	PROYECCIÓN DE DEMANDA MEDIA: PERÍODO 2004 - 2008.....	25
TABLA 4-2	PROYECCIÓN DE DEMANDA Y ENERGÍA: PERÍODO 2009 – 2014	25
TABLA 4-3	PROYECTOS DE GENERACIÓN DE 2004 – 2008	26
TABLA 4-4	PROYECTOS DE GENERACIÓN DE 2009 – 2014	26
TABLA 4-5	PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN 2004 – 2012, SEIN	26
TABLA 4-6	PROGRAMA DE OBRAS PROPUESTAS POR REP	27
TABLA 7-1	RESUMEN POR ÁREA PARA CADA ESCENARIO.....	47
TABLA 7-2	GENERACIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA – ÁREA DE LIMA.....	49
TABLA 7-3	COMPORTAMIENTO SVCs DE LIMA - 2005	50
TABLA 7-4	PERFILES DE TENSIÓN EN LAS PRINCIPALES BARRAS DEL SEIN.....	50
TABLA 7-5	PERFILES DE TENSIÓN EN LAS PRINCIPALES BARRAS DEL SEIN, DEMANDA MEDIA...	52
TABLA 7-6	PERFILES DE TENSIÓN EN LAS PRINCIPALES BARRAS DEL SEIN, DEMANDA MÍNIMA.	55
TABLA 7-7	RESUMEN DE CONTINGENCIAS DEL SEIN.....	57
TABLA 7-8	RESUMEN DE CONTINGENCIAS DEL SURESTE.....	58
TABLA 7-9	DISTANCIA AL COLAPSO DE TENSIÓN ÁREA LIMA.....	58
TABLA 7-10	DISTANCIA AL COLAPSO DE TENSIÓN ÁREA CHIMBOTE.....	59
TABLA 7-11	DISTANCIA AL COLAPSO DE TENSIÓN ÁREA SIERRA CENTRO.....	60
TABLA 7-12	CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA ENTRE ÁREAS.....	69
TABLA 8-1	RESUMEN POR ÁREA PARA CADA ESCENARIO.....	69
TABLA 8-2	GENERACIÓN DE POTENCIA REACTIVA 2006 – ÁREA DE LIMA.....	70
TABLA 8-3	GENERACIÓN DE POTENCIA REACTIVA 2006 – ÁREA DE LIMA.....	71
TABLA 8-4	PERFILES DE TENSIÓN EN LAS PRINCIPALES BARRAS DEL SEIN – MÁXIMA 2006.....	72
TABLA 8-5	PERFILES DE TENSIÓN EN LAS PRINCIPALES BARRAS DEL SEIN – MEDIA 2006.....	74
TABLA 8-6	RESUMEN DE CONTINGENCIAS DEL SEIN.....	76
TABLA 8-7	TRANSFERENCIA CON EL SEGUNDO CIRCUITO CHIMBOTE-PARAMONGA.....	84
TABLA 8-8	ANÁLISIS N-1 EN DEMANDA MÁXIMA	86
TABLA 8-9	ANÁLISIS N-1 EN DEMANDA MEDIA.....	86
TABLA 8-10	ANÁLISIS N-1 EN DEMANDA MÍNIMA.....	86
TABLA 8-11	SOBRECARGAS (%) EN ESTADO NORMAL MACHUPICCHU 160 MW.....	87
TABLA 8-12	DISTANCIA AL COLAPSO DE TENSIÓN ÁREA DE LIMA	89
TABLA 8-13	DISTANCIA AL COLAPSO DE TENSIÓN ÁREA SIERRA CENTRO.....	91
TABLA 8-14	DISTANCIA AL COLAPSO DE TENSIÓN ÁREA CHIMBOTE.....	92
TABLA 8-15	TRANSFERENCIA CON EL SEGUNDO CIRCUITO CHIMBOTE-PARAMONGA.....	93
TABLA 8-16	CARGA DE LOS TRANSFORMADORES TRIDEVANADOS DE REP (%).....	95
TABLA 8-17	CARGA TRANSFORMADORES BIDEVANADOS DE REP (%)	95
TABLA 8-18	EVALUACIÓN PROYECTOS DE DERIVACIÓN EN T A ENTRADA Y SALIDA.....	97
TABLA 9-1	ANÁLISIS N-1 AMPLIACIÓN DE MACHUPICCHU	114
TABLA 9-2	ANÁLISIS N-1 EN DEMANDA MÁXIMA 2014.....	115
TABLA 9-3	ANÁLISIS N-1 EN DEMANDA MEDIA 2014	115
TABLA 9-4	ANÁLISIS N-1 EN DEMANDA MÍNIMA 2014.....	115

TABLA 9-5	PROPUESTA DE COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN EL ÁREA DE LIMA AÑO 2014	116
TABLA 9-6	CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA ENTRE ÁREAS.....	118
TABLA 9-7	PROYECTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SEIN	119
TABLA 10-1	COMPENSACIÓN REQUERIDA EN MACHALA.....	125
TABLA 11-1	COSTOS ESTACIÓN CONVERSORA BACK – TO BACK	127
TABLA 11-2	COSTOS LÍNEA DC Y ESTACIONES CONVERSoras.....	127
TABLA 11-3	COSTOS TOTALES INTERCONEXIÓN PERÚ – BOLIVIA.....	128
TABLA 13-1	PROPUESTA PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN 2005 – 2014	134
TABLA 13-2	EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN ASOCIADA A CAMISEA	135
TABLA 13-3	EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN ASOCIADA AL PLATANAL.....	135

Índice de Figuras

FIGURA 1-1	ANÁLISIS DE CORTO PLAZO.....	12
FIGURA 1-2	FLUJOGRAMA DEL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO.....	13
FIGURA 5-1	ANÁLISIS DE CORTO PLAZO.....	29
FIGURA 5-2	FLUJOGRAMA DEL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO.....	33
FIGURA 5-3	EVALUACIÓN DE GENERACIONES FORZADAS Y LÍMITES DE INTERCAMBIO.....	34
FIGURA 5-4	COSTO OPERATIVO SIN PLAN DE EXPANSIÓN.....	35
FIGURA 5-5	IDENTIFICACIÓN DE PLANES.....	36
FIGURA 5-6	FRECUENCIA DE LOS CANDIDATOS EN LA SOLUCIÓN POR CADA AÑO.....	38
FIGURA 5-7	IDENTIFICACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN BASE.....	39
FIGURA 5-8	FLUJO DE CAJA DE LOS COSTOS DEL PLAN.....	40
FIGURA 5-9	COSTO OPERATIVO CON PLAN DE EXPANSIÓN.....	41
FIGURA 5-10	CÁLCULO DE BENEFICIOS POR AHORRO OPERATIVO.....	42
FIGURA 5-11	CALCULO DE LA RELACIÓN B/C POR SERIE.....	42
FIGURA 5-12	CURVA DE PROBABILIDAD ACUMULADA B/C.....	43
FIGURA 5-13	EJEMPLO PARA SELECCIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN.....	44
FIGURA 5-14	EVALUACIÓN FINANCIERA.....	44
FIGURA 7-1	DISTRIBUCIÓN DE GENERACIÓN POR ÁREA, DEMANDA MÁXIMA.....	47
FIGURA 7-2	ESTABILIDAD DE TENSIÓN – ÁREA DE LIMA.....	59
FIGURA 7-3	ESTABILIDAD DE TENSIÓN – DEMANDA DE MACHALA.....	62
FIGURA 7-4	NORTE → CENTRO: 100 MW – ANÁLISIS MODAL.....	64
FIGURA 7-5	NORTE → CENTRO: 110 MW – ANÁLISIS MODAL.....	65
FIGURA 7-6	CENTRO → NORTE: 100 MW – ANÁLISIS MODAL.....	65
FIGURA 7-7	INTERCAMBIO SURESTE-SEIN: 96 MW – ANÁLISIS MODAL.....	68
FIGURA 8-1	ANÁLISIS ESTABILIDAD DE TENSIÓN - ÁREA DE LIMA.....	77
FIGURA 8-2	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN – ÁREA CERCANA CHIMBOTE.....	78
FIGURA 8-3	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN – ÁREA SIERRA CENTRO.....	78
FIGURA 8-4	ESTABILIDAD DE TENSIÓN CON EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN – ÁREA LIMA.....	79
FIGURA 8-5	ESTABILIDAD DE TENSIÓN – ÁREA SUR MEDIO SIN COMPENSACIÓN.....	79
FIGURA 8-6	ESTABILIDAD DE TENSIÓN – ÁREA SUR MEDIO CON COMPENSACIÓN.....	80
FIGURA 8-7	INTERCAMBIO NORTE-CENTRO: 130 MW; 2 CTO CHIMBOTE - PARAMONGA.....	81
FIGURA 8-8	NORTE → CENTRO: 150 MW; 2 CTO CHIMBOTE-PARAMONGA-ZAPALLAL.....	82
FIGURA 8-9	NORTE → CENTRO: 170 MW – ANÁLISIS MODAL.....	82
FIGURA 8-10	CENTRO → NORTE: 205 MW; 2 CTO CHIMBOTE -PARAMONGA.....	83
FIGURA 8-11	CENTRO → NORTE: 205 MW; 2 CTO CHIMBOTE-PARAMONGA-ZAPALLAL.....	84
FIGURA 8-12	CONEXIÓN PRIMERA ETAPA DE CAMISEA – AÑO 2008.....	88
FIGURA 8-13	ESTABILIDAD DE TENSIÓN LIMA - MÁXIMA AVENIDA.....	90
FIGURA 8-14	COSTO MARGINAL (US\$/MWH) SUBESTACIÓN PIURA.....	99
FIGURA 9-1	CONEXIÓN DE CAMISEA PARA EL 2008.....	102
FIGURA 9-2	CONEXIÓN DE CAMISEA PARA EL 2010.....	102
FIGURA 9-3	CONEXIÓN DE CAMISEA PARA EL 2012.....	103
FIGURA 9-4	CONEXIÓN DEL PLATANAL PARA EL 2009.....	103
FIGURA 9-5	COSTO OPERATIVO Y DÉFICIT SIN PLAN (ESCENARIO MEDIO).....	104
FIGURA 9-6	VERE SIN PLAN ESCENARIO MEDIO.....	104

FIGURA 9-7	EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL DEL SISTEMA.....	105
FIGURA 9-8	COMPARACIÓN DEL DESPACHO IDEAL VS. REAL SIN PLAN.....	105
FIGURA 9-9	COSTO OPERATIVO Y DÉFICIT SIN PLAN (ESCENARIO OPTIMISTA).....	106
FIGURA 9-10	VERE SIN PLAN ESCENARIO OPTIMISTA.....	106
FIGURA 9-11	EVOLUCIÓN DEL COSTO MARGINAL DEL SISTEMA.....	107
FIGURA 9-12	COMPARACIÓN DEL DESPACHO IDEAL VS. REAL SIN PLAN.....	107
FIGURA 9-13	PLAN DE EXPANSIÓN DEL SEIN PARA EL 2008.....	108
FIGURA 9-14	PLAN DE EXPANSIÓN DEL SEIN PARA EL 2010.....	109
FIGURA 9-15	PLAN DE EXPANSIÓN DEL SEIN PARA EL 2014.....	109
FIGURA 9-16	CONEXIÓN DE CAMISEA – AÑO 2010.....	110
FIGURA 9-17	CONEXIÓN DE CAMISEA – AÑO 2012.....	111
FIGURA 9-18	CONEXIÓN DE PLATANAL, ALTERNATIVA 1 – AÑO 2009.....	112
FIGURA 9-19	CONEXIÓN DE PLATANAL, ALTERNATIVA 3 – AÑO 2009.....	113
FIGURA 9-20	COSTO DE OPERACIÓN CON PLAN.....	120
FIGURA 9-21	CURVA DE PROBABILIDAD ACUMULADA B/C ESCENARIO MEDIO	120
FIGURA 9-22	B/C DE MACHUPICCHU-COTARUSE CON AMPLIACIÓN DE MACHUPICCHU	121
FIGURA 9-23	COSTO DE OPERACIÓN CON PLAN.....	122
FIGURA 9-24	CURVA DE PROBABILIDAD ACUMULADA B/C ESCENARIO OPTIMISTA.....	123

Glosario de Términos

MINEM	Ministerio de Energía y Minas
OSINERG	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
GART	Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
REP	Red de Energía del Perú
COES	Comité de Operación Económica del Sistema
Digsilent	Programa de simulación de sistemas de potencia utilizado por ISA.
PSS/E	Programa de simulación de sistemas de potencia
SDDP	Modelo de Planeamiento de la Operación Dual Estocástica. Programa de optimización y simulación de sistemas hidrotérmicos, utilizado por ISA.
ST	Línea en configuración de Simple Terna
DT	Línea en configuración de Doble Terna
PERSEO	Programa de simulación energética
ST	Sistema de Transmisión
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SVC	Compensador estático de voltaje
HVDC	Transmisión en Corriente Directa Alto Voltaje
DC	Corriente Directa
AC	Corriente Alterna
CESI	Centro Elettrotecnico Sperminantale Italiano
AOM	Administración, Operación y Mantenimiento
VPN	Valor Presente Neto
MUSD	Millones de dólares
GN	Gas Natural
L.T.	Línea de Transmisión
PSS	Estabilizador del sistema de potencia
TCSC	Compensación serie capacitiva controlada por tiristores

1. RESUMEN EJECUTIVO

1.1 ANTECEDENTES

En cumplimiento al Contrato de Concesión, numeral 8.1.5, “...REP tiene la obligación de presentar al Concedente con periodicidad bianual, una propuesta de inversiones que estima necesarias para evitar la Congestión del Sistema de Transmisión a su cargo...”.

Por esta razón contractual y considerando el crecimiento del sistema eléctrico, resulta importante estudiar y analizar los diferentes casos de congestión que se presentan en tiempo real y los del futuro como consecuencia del crecimiento de la carga o del despacho económico y plantear inversiones en nuevas líneas de transmisión y transformación que permitan solucionar el problema de la congestión evitando así cambios en los costos marginales de corto plazo dentro de la operación de tiempo real.

1.2 OBJETIVO

Elaborar el plan de Expansión del Sistema de Transmisión de REP para evitar las congestiones actuales y futuras considerando el horizonte 2005 - 2014. El plan definirá un programa de inversiones necesarias que permita cumplir con lo estipulado en el Contrato de Concesión celebrado con el Estado Peruano en el marco de la Regulación vigente.

1.3 INFORMACIÓN UTILIZADA

Para elaborar el estudio se utilizaron las proyecciones de demanda del Estudio de Fijación Tarifaria de Mayo de 2004 del OSINERG y del último Plan Referencial de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas del 2003 (MINEM) para el corto plazo y largo plazo respectivamente. Para la distribución de cargas por barra se utilizaron los archivos del COES los cuales fueron validados con la información disponible en el Centro de Control de REP.

Para el período 2004 – 2008 se seleccionaron los proyectos de generación del estudio de Fijación Tarifaria del OSINERG. A solicitud de la empresa EGEMSA se considera como una sensibilidad la recuperación de primera etapa de la C.H. Machupicchu con una generación total de 160 MW para el año 2008.

Para el horizonte 2009 – 2014 se seleccionaron los proyectos de generación indicados en el Plan Referencial del MINEM, los cuales son básicamente la central térmica de Camisea en el escenario de crecimiento medio y adicionalmente la central hidroeléctrica de Platanal en el escenario de crecimiento optimista.

Para la expansión de la transmisión se utilizan como referencia los proyectos propuestos por el Plan Referencial del MINEM y los que REP ha identificado como prioritarios.

Para el modelo energético se tomó la base de datos del SDDP suministrada por el COES, la cual incluye todo el SEIN representada en el esquema unifilar del sistema simplificado en el Modelo PERSEO que se muestra en la página 172 del documento “Estudio para la Fijación de Tarifas en Barra”, del OSINERG.

En el modelo eléctrico se modelan 500 barras, 300 líneas, 140 transformadores bidevanados, 80 transformadores tridevanados, 200 cargas equivalentes y todo el parque de generación incluyendo unidades de capacidad superior a 5 MW.

La información de detalle para el modelo de confiabilidad tuvo como base las estadísticas suministradas por REP que será utilizada para los análisis de cambio de configuración de las subestaciones de ICA, Combapata y Ayaviri.

1.4 METODOLOGÍA

Se parte del diagnóstico del desempeño eléctrico del sistema el cual se realiza para el año 2005 sin considerar ningún proyecto de expansión. A partir de este diagnóstico se hace un análisis de corto plazo, como se ilustra en la Figura 1-1, el cual incluye básicamente análisis de estado estacionario, estabilidad transitoria análisis modal y estabilidad de tensión con el objeto de identificar proyectos que adecuen el sistema a los criterios de operación que se proponen más adelante.

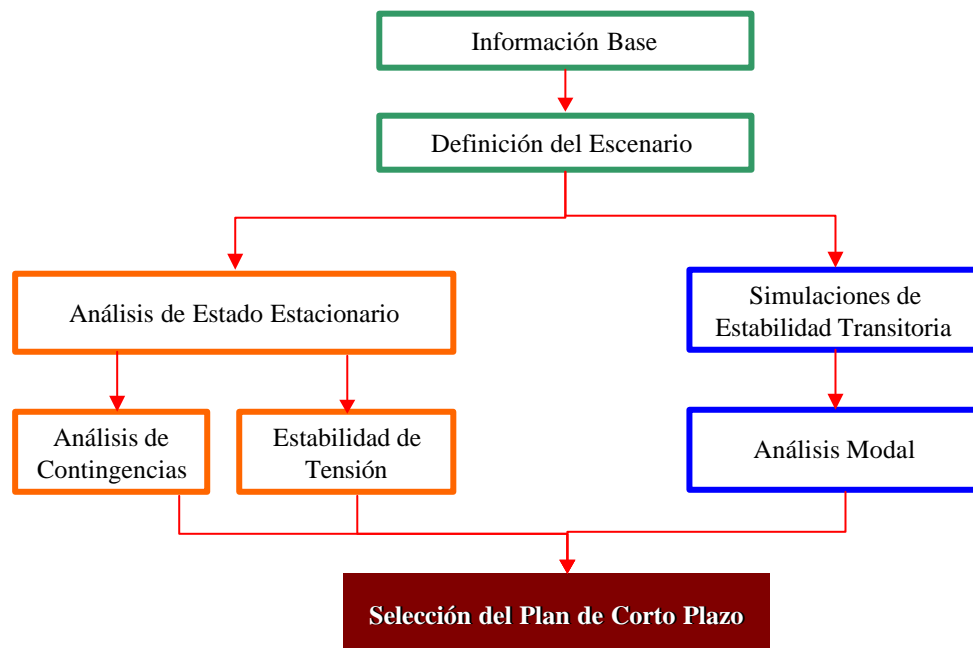


Figura 1-1 Análisis de Corto Plazo

El análisis de corto plazo es la base para realizar el análisis de largo plazo en el cual se incluye la identificación del plan de expansión óptimo con base en los proyectos candidatos, costos de inversión y la incidencia de estos en los costos de operación. En la Figura 1-2 se ilustra esquemáticamente el procedimiento del análisis de largo plazo.

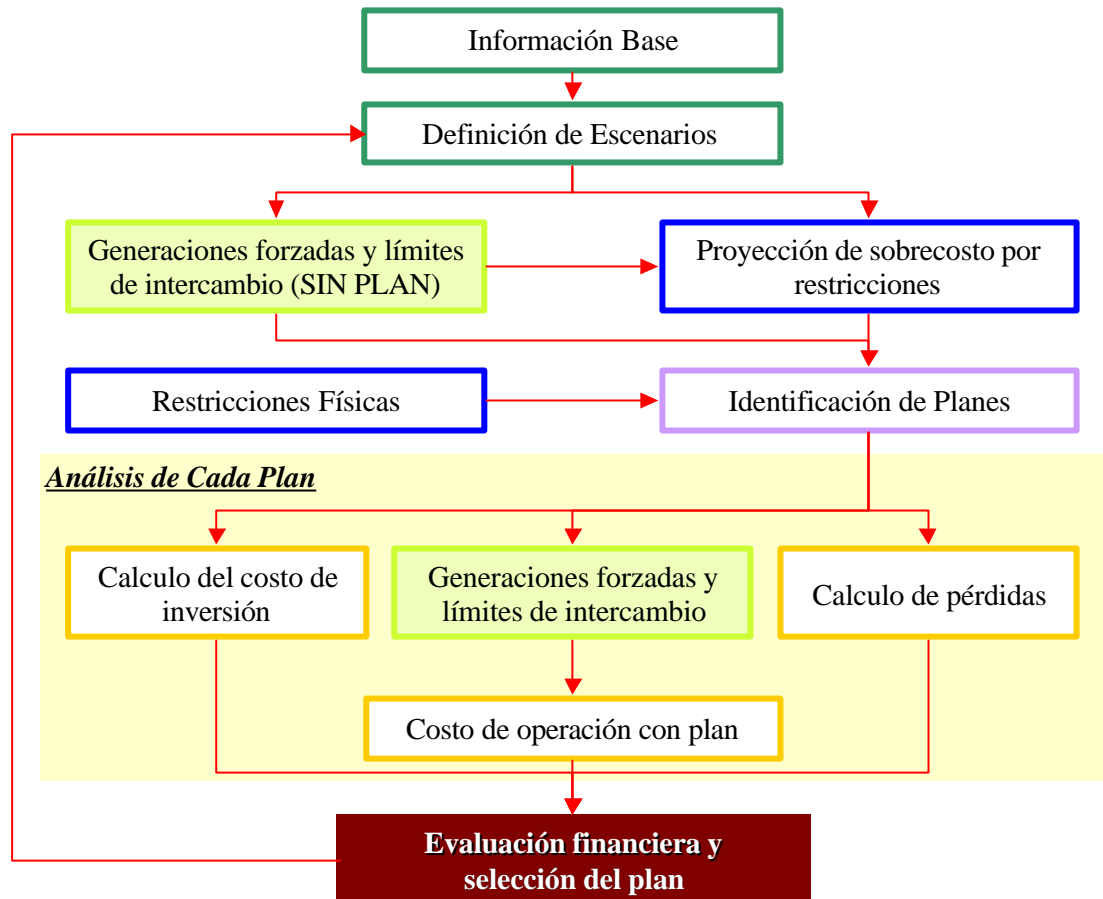


Figura 1-2 Flujograma del Análisis de Largo Plazo

1.5 CRITERIOS

Por las características del sistema eléctrico peruano se utilizará el criterio de N-1 para las redes enmalladas como la de Lima y el Sur y el criterio de falla monofásica con recierre exitoso para el área Norte y demás áreas radiales.

Se proponen criterios básicos para operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Para la planeación se recomienda incluir criterios económicos que permitan evaluar la viabilidad financiera de los proyectos. Debe recordarse que la descomposición temporal empleada en la expansión del Sistema de Transmisión son Corto y Largo Plazo que corresponden a un horizonte de 4 y 10 años respectivamente.

1.6 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

En operación normal y de acuerdo con los criterios de operación establecidos el SEIN presenta problemas de sobrecargas que serán analizadas. En general en las barras del SEIN se pueden mantener las tensiones entre 0.95 y 1.05 p.u y en algunas barras de generación, lado de alta tensión, del sistema de transmisión es necesario mantener las tensiones cercanas a 1.1 p.u. con el fin sostener las del resto del sistema. Dentro de estas barras se encuentran las de Yanango, Chimay,

Huayucachi, Campo Armiño y algunas barras cercanas a estas centrales de generación, por ejemplo, Huancavelica.

La operación de los generadores de Sierra y Costa sur, normalmente subexcitados, ocasiona la disminución de la estabilidad del sistema, puesto que en modo subexcitado la máquina provoca un torque sincronizante negativo que disminuye el margen de estabilidad.

Las tensiones en el área de Lima se encuentran dentro del rango aceptado y en ningún caso por debajo de 0.98 p.u, esto se debe a que se consideró un factor de potencia de 0.95 en todas las cargas de Lima, de acuerdo con los reportes de carga de las empresas de distribución de Lima. Estas condiciones se pueden lograr operando los compensadores estáticos de Balnearios, Chavarría y las centrales de Huinco y Ventanilla cerca al límite de su capacidad de generación de potencia reactiva. Se recomienda a la mayor brevedad posible la instalación de 30 Mvar en esta área, que para el estudio se consideró en la subestación Chavarría 60 kV.

En la condición de demanda Máxima Estiaje se observa la reducción del nivel de tensión en el área cercana a la subestación Machala. Esto se debe al gran impacto que produce la entrada de la carga de Machala (93 MW), dado que, por ejemplo, la barra Zorritos 220 kV pasa de tener una tensión de 1.04 p.u a 0.99 p.u.

Los SVC de Chiclayo (± 30 Mvar) y Trujillo Norte (+30/-20 Mvar) operan al 63% y 65% de su capacidad nominal en escenario máxima avenida. En el escenario máxima estiaje el de Chiclayo queda operando al 80% de su capacidad, ya que las tensiones en el área decaen.

El análisis de contingencias en el área de la Sierra Centro muestra que la contingencia Edegel – Callahuanca causa sobrecargas superiores al 20% en la línea Pachachaca – Pomacocha y del 5% en la línea Pomacocha – San Juan. Este mismo análisis en el área indica sobrecargas de potencia reactiva de las principales centrales de generación de esta área. En el área sur se tienen problemas de sobrecargas y de inestabilidad transitoria ante salidas de líneas a 220 kV ó 138 kV.

El margen de estabilidad en Lima es de 160 MW en 2005 y se reduce a 60 MW en 2006 si no se desarrolla ningún proyecto de compensación o transmisión.

Con los análisis de estabilidad transitoria se obtuvieron los siguientes resultados:

- Area Norte: Se obtuvo una transferencia máxima de 100 MW. Cuando se transmiten 110 MW se aprecia que las oscilaciones no se amortiguan, por lo cual se está frente a un caso de congestión de la red.
- Area Centro: La salida de un grupo de Huinco o Ventanilla ocasionan la pérdida de estabilidad del sistema.
- Area Sur: Con transferencias superiores a 70 MW por las líneas Azángaro - Juliaca y Tintaya - Callali el sistema del sur pierde estabilidad ante fallas en cualquiera de las líneas a 138 kV.

- La salida de la línea Moquegua - Puno a 220 kV causa colapso de voltaje en el área Sur.
- La salida de un grupo de la central Ventanilla o Huinco así como la salida de una de las líneas de 220 kV Pomacocha – San Juan o Mantaro – Independencia ocasionan la pérdida de estabilidad del sistema después de 10 s. La instalación de un esquema de rechazo de carga por baja tensión podría considerarse en estos casos pero se tendrán que realizar análisis específicos que no están al alcance de este estudio.

1.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

Para el área de Lima se recomienda la instalación de compensación capacitiva adicional con el objeto de liberar margen de respuesta de los SVCs de Balnearios y Chavarría ante contingencias de líneas o generadores del área. La subestación Santa Rosa 60 kV es la mejor candidata para instalar 30 Mvar adicionales.

En el área del Sur Medio se requieren dos bancos de condensadores de 10 Mvar en la subestación de San Nicolás 60 kV. Sin embargo es necesario tener en cuenta que la demanda de Aceros Arequipa es muy variable y por consiguiente desde el punto de vista técnico es preferible la instalación de un SVC, localizado en la barra de San Nicolás 60 kV.

Los SVC de Chiclayo y Trujillo Norte entregan al sistema 30 y 20 Mvar respectivamente. Con el objeto de poder mantener estos compensadores con capacidad de maniobra se recomienda la instalación de 30 Mvar capacitivos en Trujillo Norte a 138 kV y otros 30 Mvar en Chiclayo 60 kV.

En Machala se recomienda una compensación de 21 Mvar capacitivos por tarde en 2008. Sin embargo en este punto es necesario considerar la entrada en operación del esquema de interconexión “Back to Back” dimensionado con su compensación de acuerdo al intercambio máximo de potencia, que en una primera etapa podrá ser de 110 MW.

El área Sur requiere el reactor de Moquegua lo más pronto posible para mejorar los márgenes estabilidad de las centrales de San Gabán y Macupicchu.

Para eliminar la congestión del intercambio entre las áreas Centro y Norte se recomienda la segunda línea de 220 kV Chimbote – Paramonga – Zapallal. Con esta línea se pueden aumentar los límites por estabilidad transitoria de 100 a 150 MW en el sentido Norte – Centro y de 200 MW en el sentido Centro – Norte en el año 2006 y a 180 y 230 MW respectivamente a partir del año 2008 por la mayor robustez que tendría el sistema a partir de este último año con la entrada de la primera etapa de Camisea.

Para el área Sur se recomienda la línea de 220 kV Machupicchu – Cotaruse como solución a los problemas de estabilidad del área. La construcción de esta línea se recomienda independientemente de la ampliación de la central de Machupicchu.

Con la evaluación económica, solo la reconfiguración de ICA tiene beneficios directos superiores a sus costos. Sin embargo, por las desventajas técnicas que presentan las conexiones en derivación en T en el sistema de transmisión se recomienda también cambiar las actuales configuraciones en T de las subestaciones Combapata y Ayaviri por una configuración entrada – salida (pi).

Se recomienda el cambio de barra sencilla a doble barra de las subestaciones Piura y Tintaya, así la primera de ellas no tenga una suficiente justificación económica y para la segunda hay que tener en cuenta que ante cualquier mantenimiento o falla es necesario interrumpir el suministro de energía a los usuarios de la subestación.

De los resultados se concluye que para el año 2005 ya se requiere la ampliación de la transformación en ICA 220/60, Quencoro y Juliaca 60/10 kV, siendo urgente la ampliación de este último ya que en 2005 la carga se encuentra al 100% de su capacidad. De forma similar el transformador de Quencoro 138/34.5/10.5 kV, 10/3/7 MVA debe preverse un segundo transformador para el año 2006 debido a la sobrecarga del devanado terciario.

En cuanto al transformador de Marcona 210/62.3/10.3 kV de 75 MVA es importante anotar que en junio 26 de 2004, REP registró una carga de 70 MVA el cual corresponde al 93% de su capacidad. Esta situación no se alcanzó a reflejar en los análisis de flujos de carga, pero suponiendo que esta carga continúa con la tasa de crecimiento del presente estudio, entonces la carga del transformador llegaría al 100% de su capacidad en 2008 y en consecuencia es urgente ampliar la transformación en esta subestación.

1.8 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO

En el año 2008 se prevé la entrada de la primera etapa del proyecto Camisea con 340 MW. La conexión óptima de ésta planta, de acuerdo con el programa de optimización de la transmisión para este año se logra mediante dos líneas, una línea de simple terna a 220 kV Camisea - San Juan y otra línea también de simple terna Chilca – Camisea.

En el año 2010 se considera la entrada en operación de la segunda etapa del proyecto Camisea con 340 MW adicionales; de acuerdo con el modelo, en vista del aumento en capacidad de esta planta, el programa de optimización de la transmisión recomienda conectar una línea de doble terna Chilca - Camisea a 220 kV.

Para el año 2012 se prevé la entrada en operación de la tercera etapa de la central Camisea. Como expansión de transmisión se incluye la doble terna Camisea – Zapallal a 220 kV.

La central hidroeléctrica del Platanal está considerada en el Plan Referencial del MINEM con una potencia de 220 MW en 2009. Para su conexión se recomienda un circuito a 220 kV de 75 km a la subestación Cantera y adicionalmente reforzar la transmisión entre Chilca y San Juan con un circuito adicional. Para esta conexión se supone que previamente

se ha desarrollado la subestación Cantera localizada a 77.5 km al sur de Chilca y 39 km al norte de Independencia la cual se recomienda que entre a los circuitos L-207 y L-208.

La empresa de generación EGEMSA ha planteado la construcción de una central hidroeléctrica de 85 MW aguas abajo de la central de Machupicchu. Para la primera ampliación de 75 MW de Machupicchu se ha planteado la línea Machupicchu – Cotaruse a 220 kV. Para esta segunda ampliación (total 250 MW) se requiere adicionalmente el circuito Azángaro – Puno a 220 kV.

En situación de contingencia las líneas de 220 kV más críticas son Balnearios – San Juan, la cual se sobrecarga por encima del 20% ante la salida de uno de los circuitos y la línea Pachachaca - Pomacocha que se sobrecarga con la contingencia de Edegel – Callahuanca.

En cuanto a la compensación capacitiva se ven las siguientes necesidades para el año 2010:

- Aumentar el factor de potencia en Lima a 0.96 equivale a 120 Mvar en demanda máxima. La forma más eficiente de lograr esta compensación es instalarla en las barras a 10 kV de las subestaciones de distribución 60/10 kV ya que de esta forma se evitaría su flujo desde las barras 220/60 kV hacia la carga
- En la Costa Norte es necesario aumentar el factor de potencia a 0.95 con el objeto de poder operar el área dentro del rango de voltaje establecido en la Norma Técnica Operativa. Esta compensación es equivalente a 80 Mvar y principalmente en la estación de estiaje.

Para el año 2014 se prevén los siguientes requerimientos de compensación capacitiva:

- Se requiere compensación capacitiva adicional en el área de Lima para asegurar que las tensiones en el sistema se mantengan dentro del rango 0.95 y 1.05 p.u. y que los compensadores estáticos de Chavarría y Balnearios operen cerca al cero de su capacidad. La compensación capacitiva recomendada estaría alrededor de 200 Mvar si se la compensación de la carga en 0.95 o de 80 Mvar si el factor de potencia en 2010 se corrige a 0.96.
- Para este mismo año se requiere instalar compensación capacitiva adicional de 10 Mvar en San Nicolás 60 kV. Dada esta condición, entonces se recomienda que en caso de instalar un compensador estático en el área, su capacidad mínima en el lado capacitivo debe ser de 30 Mvar.

1.9 INTERCONEXIÓN PERÚ – ECUADOR

La interconexión Perú – Ecuador entrará en operación en 2004 alimentando radialmente la carga de la subestación Machala en Ecuador con una demanda máxima del orden 80 MW. Esta carga se alimentará radialmente desde Perú, por las dificultades técnicas en la operación sincronizada de los dos sistemas eléctricos. En el presente estudio se

incluye el análisis eléctrico de esta interconexión para el horizonte 2008 – 2014 considerando el incremento vegetativo de la demanda en Machala.

Para el año 2008, en Machala se requiere compensación capacitiva adicional de 21 Mvar para poder suministrar 110 MW con adecuada calidad de servicio si se mantiene la interconexión radial. Con los 18 Mvar ya previstos se requieren entonces 39 Mvar en total. Para alimentar la carga de Machala con el sistema de transmisión actual se requiere la generación de la central térmica de Malacas para el soporte de voltaje en el extremo norte del sistema peruano.

Con el crecimiento natural de la demanda en Machala se requiere aumentar la relación de compensación capacitiva (Mvar/MW) la cual sería del 36% en 2008 y llegaría al 45% en 2014. Con el objeto de evitar el alto número de condensadores que sería necesario instalar en la subestación Machala, se recomienda una de las siguientes alternativas:

- La óptima es instalar la interconexión “Back to Back”. La fecha más tardía para la primera etapa sería en el año 2008, cuando la demanda de Machala llegue a 110 MW, que es la capacidad de exportación del Perú con el sistema de transmisión actual.
- Si se sigue operando en forma radial se recomienda instalar un compensador estático en Machala. Este SVC debe tener como mínimo una capacidad de 70 Mvar en el lado capacitivo.

1.10 INTERCONEXIÓN PERÚ – BOLIVIA

En este análisis todavía no se incluye un análisis energético para evaluar la competitividad de los recursos de generación y con los cuales se pueda dimensionar de forma óptima la capacidad de la interconexión.

Para la interconexión Perú – Bolivia es necesario utilizar tecnología HVDC debido a que la frecuencia de los sistemas de Perú y Ecuador es diferente. Se seleccionó la alternativa de una línea DC entre las subestaciones de Kenko en Bolivia y Puno en Perú donde estarían localizados los respectivos convertidores. Esta alternativa es más económica que el “Back-to-Back” dado que el costo de la línea DC es del orden del 80% de una línea AC circuito sencillo y del 60% del costo de un doble circuito con capacidad de transporte aproximadamente igual al de este último.

Con exportación de Perú de 100 MW o más se sobrecarga la línea de 138 kV Azángaro – Juliaca y se presentan bajas tensiones en las subestaciones del área Sureste. Se propone en este caso el refuerzo del sistema de transmisión del área sur del Perú con la línea Azángaro – Puno a 220 kV de 115 km de longitud.

Con una importación de 100 MW, el sistema eléctrico de Bolivia se sobrecarga en un 18% la línea Kenko – Vinto de 115 kV y la compensación serie de esta línea y adicionalmente se presentan tensiones muy bajas en las áreas centrales de este sistema. Para lograr esta importación es necesario energizar la línea Kenko – Vinto a 230 kV; esta línea tiene una longitud de 210 km, actualmente opera a 115 kV y es

la que integra el área de La Paz al sistema de 230 kV. Esta línea tiene la ventaja de contar con una compensación serie del 50%.

Con estos refuerzos el Perú puede exportar hasta 150 MW, intercambio que está limitado por problemas de voltaje en el sistema eléctrico de Bolivia. En demandas media y mínima se verificó que la capacidad de exportación del sistema peruano se mantiene en 150 MW.

Con el sistema eléctrico de Bolivia no fue posible obtener una exportación superior a 120 MW en todas las condiciones de demanda por problemas de convergencia, indicando así la debilidad del sistema eléctrico de Bolivia con mayores transferencias. El desempeño del sistema HVDC puede mejorarse significativamente aplicando convertidoras conmutadas por condensadores (CCC).

La interconexión tendría un costo aproximado de US\$ 80 Millones.

1.11 CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

- Las tensiones en el área de Lima se pueden mantener dentro del rango aceptable operando los compensadores estáticos de Balnearios, Chavarría y las centrales de Huinco y Ventanilla cerca al límite de su capacidad de generación de potencia reactiva.
- La entrada en operación radial de la demanda de Machala (Ecuador) impacta considerablemente el área Norte, siendo necesario operar los SVCs de Trujillo y Chiclayo cerca de su límite capacitivo.
- El margen de estabilidad en Lima es de 160 MW en 2005 y se reduce a 60 MW en 2006 si no se desarrolla ningún proyecto de compensación o transmisión.
- Dada la configuración radial del SEIN con líneas de gran longitud y centrales alejadas de las cargas, se presentan limitaciones para importar o exportar energía de estas centrales hacia el resto del SEIN, principalmente a través de la línea de 220 KV L-2215 Chimbote – Paramonga.
- El sistema de transmisión actual presenta grandes limitaciones para realizar intercambios entre las áreas Centro – Norte y el Sur Este con el SEIN.
- El análisis de contingencias en el área de la Sierra Centro muestra que la contingencia Edegel – Callahuanca causa sobrecargas superiores al 20% en la línea de 220 kV Pachachaca – Pomacocha y del 5% en la línea de 220 kV Pomacocha – San Juan. Este mismo análisis en el área indica sobrecargas de potencia reactiva de las principales centrales de generación de esta área.
- La operación de los generadores de Sierra y Costa sur, normalmente subexcitados, ocasiona la disminución de la estabilidad del sistema, puesto que en modo subexcitado la máquina provoca un torque

sincronizante negativo no deseable, debido a que ante una contingencia no se tiene capacidad de respuesta de estas centrales.

- En el área sur se tienen problemas de sobrecargas y de inestabilidad transitoria ante salidas de líneas a 220 kV ó 138 kV.

CON RELACIÓN A LOS COSTOS DE OPERACIÓN

- Si no se implementan refuerzos en el sistema de Transmisión el costo operativo muestra un comportamiento creciente constante llegando en el año 2014 a un costo 4 veces mayor al actual. Se observa que hasta el 2013 el costo del déficit es prácticamente nulo.
- Si se presentara un escenario de demanda optimista el sistema requerirá de refuerzos de generación con el fin de evitar problemas de déficit de la demanda, no solo sería un problema de congestamiento del sistema de transmisión.
- De acuerdo al modelo SDDP, el 65% del déficit esperado se representa por restricciones en la atención de la demanda en las barras de Balnearios (14%), Chavarría (8%), Oroya (30%) y San Juan (13%).

CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

- Con la segunda terna de 220 KV Chimbote - Paramonga - Zapallal se puede aumentar la capacidad de transferencia entre las áreas Centro y Norte.
- Mediante el refuerzo de la línea de 220KV Machupicchu - Cotaruse se eliminan prácticamente todos los problemas de estabilidad del Sureste del sistema.
- En el año 2006 se prevé la entrada de la subestación Chilca abriendo el circuito L-207 San Juan- Independencia a 61 km de San Juan. Se propone que la subestación se conecte a la línea L-208 que tiene estructura de doble terna, la cual permitiría la entrada de la línea San Juan - Camisea.
- La conexión de Camisea primera etapa, año 2008, consiste de una línea de simple terna a 220 kV Camisea-San Juan y otra línea de simple terna Chilca-Camisea.
- En 2010 entra la subestación Surquillo conectada mediante una terna Industriales - Surquillo a 220 kV. Es importante mencionar que la entrada de la subestación Industriales se prevé para el año 2006 abriendo la línea de 220 KV Santa Rosa - San Juan a 11,5 km de San Juan. Adicionalmente, se requiere de la entrada de una línea de 220 KV en simple terna San Juan - Chilca, para lo cual, dadas las limitaciones de espacio existentes para la faja de servidumbre se propone conectar la línea L-207 a Chilca, de manera que se pueda utilizar el corredor de acceso de ésta línea a la subestación San Juan.
- Para la segunda etapa de Camisea se recomienda conectar una línea de doble terna Chilca-Camisea a 220 kV (2010).

- Para la conexión de la etapa final de Camisea se requiere de una línea en doble terna entre Camisea y Zapallal (2012).
- La central hidroeléctrica del Platanal se puede conectar directamente a la subestación Cantera mediante una línea de simple terna. Adicionalmente a la conexión se requiere que los dos circuitos Chilca – Independencia entren a la subestación Cantera y el tercer circuito Chilca – San Juan.
- La primera ampliación de Machupicchu (75 MW) puede hacerse con la línea Cotaruse – Machupicchu recomendada en el plan de expansión. La segunda etapa (85 MW) requiere adicionalmente la línea Azángaro – Puno 220 kV.
- Para alimentar la carga de Machala con el sistema de transmisión actual se requiere la generación de la central térmica de Malacas para el soporte de voltaje en el extremo norte del sistema. Para eliminar esta generación obligatoria y así permitir un mejor despacho económico sería necesario incluir los refuerzos de transmisión Trujillo – Guadalupe – Chiclayo – Piura – Talara.
- La capacidad de exportación de Perú a Bolivia es de 150 MW.
- La capacidad de exportación de Bolivia a Perú es de 120 MW.
- Para una exportación de Perú a Bolivia de 100 MW o más se requiere reforzar el sistema sur con la línea de 220 kV Azángaro – Puno y energizar la línea Kenko – Vinto a 230 kV en Bolivia.

CON RELACIÓN A LA EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

- El costo del plan de expansión del SEIN definido por los proyectos, líneas a 220 kV, Chimbote-Paramonga-Zapallal y Machupicchu-Cotaruse calculado a una tasa de retorno del 12% anual, durante 30 años a partir del 2004, con un AOM anual por cada proyecto del 3% de su costo de inversión, arroja un VPN de costo de inversión de 62,13 MUSD.
- Se verifica que este plan tiene una relación B/C mayor a 1 en el 96% de los casos, la menor relación B/C encontrada fue de 0.93 en el 2% de los casos. Para el 50% de los casos es mayor a 1.2, llegando como máximo a una relación B/C de 1.60.
- Es importante anotar que visto como proyectos independientes la línea Machupicchu-Cotaruse le resta beneficios al proyecto Chimbote-Paramonga-Zapallal. Esta última presenta una relación B/C superior a 1.01 en el 96% de los casos, y mayor a 1.2 en el 88%, llegando como máximo a 2.70.
- Ante la ampliación de la generación de Machupicchu la relación B/C del proyecto Machupicchu-Cotaruse sería siempre mayor a 1.76 y para el 90% de los casos superior a 2, llegando como máximo a 4.51.
- En éste plan se ratifica la necesidad de un refuerzo Chimbote-Paramonga-Zapallal que ya ha sido considerado en estudios de expansión preliminares, y aparece un nuevo refuerzo del cual no se

tenía referencia en estudios anteriores definido por la terna Machupicchu-Cotaruse que soluciona los problemas de estabilidad del sistema Sur y permitiría la ampliación de generación de Machupicchu. Adicionalmente, se encontraron las conexiones viables de los proyectos Camisea y El Platanal teniendo en cuenta las restricciones físicas de servidumbre actuales.

- Los costos dados en éste estudio se deben tomar como referencia, y no como costos finales de los proyectos, ya que éstos tienen muchas variables que se deben analizar en una oferta económica definitiva.

1.12 RECOMENDACIONES

1.12.1 PROYECTOS DE CARÁCTER GENERAL

En la TABLA 1-1 se resumen los proyectos propuestos en el plan de expansión 2005 –2014. Los proyectos recomendados en esta tabla son independientes de las nuevas plantas de generación que entren al sistema.

En el Anexo 7 se presentan el plan de inversiones y las fichas de los proyectos propuestos, en las cuales las fechas de entrada de los proyectos obedecen a un cronograma que considera tiempos de aprobación, estudios adicionales y tiempos de construcción, que en muchos casos no coincide con las necesidades del sistema indicadas en la Tabla 1-1.

Tabla 1-1 Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2005 - 2014

Equipo	Año	Costo Miles US\$
Reactor de Moquegua 1*30 Mvar, 220 kV	2005	2,125.04
Banco de condensadores Chavarría 1*30 Mvar, 60 kV	2005	901.15
SVC San Nicolás -10/30 Mvar, 60 kV	2005	2,400.00
Entrada – Salida ICA, 220 kV	2005	1,670.00
Entrada – Salida Combapata, 138 kV	2005	1,124.00
Entrada – Salida Ayaviri, 138 kV	2005	1,124.00
Ampliación de la transformación en Marcona 210/60/10 kV, 75 MVA	2005	2,407.02
Ampliación de la transformación en Juliaca 60/10 kV, 12 MVA	2005	481.78
Transformación en Guadalupe 60/10 kV, 20 MVA	2005	1,350.00
Segunda línea Chimbote – Paramonga – Zapallal	2005	26,815.73
Doble barra de Piura 220 kV	2006	1,503.00
Doble barra de Tintaya 138 kV	2006	1,349.52
Banco de condensadores en Trujillo 2*15 Mvar, 138 kV	2006	1,124.00
Banco de condensadores en Chiclayo 1*30 Mvar, 60 kV	2006	901.15
Ampliación de la transformación en ICA 210/60/10 kV	2006	1,982.02

Equipo	Año	Costo Miles US\$
Ampliación de la transformación en Quencoro 138/34.5/10 Kv, 20 MVA	2006	1,407.00
Banco de condensadores Santa Rosa 1*30 Mvar, 60 Kv	2006	901.15
Línea Cotaruse – Machupicchu 220 kV ¹	2006	32,689.09
Interconexión “Back to Back” Perú – Ecuador	2008	30,000.00
Aumentar el F.P. de Lima de 0.95 a 0.96 (120 Mvar)	2010	2,160.00
Aumentar el F.P. la Costa Norte a 0.95 (80 Mvar)	2010	1,440.00
Línea Azángaro – Puno 220 kV	2014	23,300.60

La interconexión Perú – Bolivia requiere adelantar el proyecto Azángaro – Puno de 220 kV.

1.12.2 CONEXIÓN DE CAMISEA

Para la conexión de Camisea son necesarios los siguientes proyectos de transmisión:

Tabla 1-2 Expansión de Transmisión Asociada a Camisea

Equipo	Año	Costo Miles US\$
Conexión de las líneas L-207 y L-208 a la subestación Chilca	2006	3,340.00
Primera Etapa: Un circuito ST Camisea – San Juan 220 kV	2008	12,041.73
Primera Etapa: Un circuito ST Camisea - Chilca 220 kV	2008	10,991.73
Segunda Etapa: Doble terna Camisea – Chilca 220 kV	2010	14,537.73
Segunda Etapa: Primer terna Camisea – Zapallal 220 kV	2010	16,241.21
Tercera Etapa: Segunda terna Camisea – Zapallal 220 kV	2012	6,960.52

1.12.3 CONEXIÓN DEL PLATANAL

Para la conexión de la central hidroeléctrica del Platanal son necesarios los siguientes proyectos:

Tabla 1-3 Expansión de Transmisión Asociada al Platanal

Equipo	Año	Costo Miles US\$
Conexión de las líneas L-207 y L-208 a la subestación Cantera	2008	3,340.00
Entrada de la subestación Cantera 220 kV a L-207 y L-208	2008	4,175.00
Un circuito ST Platanal – Cantera 220 kV	2009	9,416.73
Tercera terna Chilca – San Juan	2009	7,946.73

¹ Incluye 2 reactores de 24 Mvar, uno en cada extremo de la línea y un transformador de 150 MVA 220/138 kV en Machupicchu.

2. ANTECEDENTES

La empresa Red de Energía del Perú (REP), dedicada al transporte de energía eléctrica en virtud a su Contrato de Concesión con el Estado Peruano, opera las líneas de transmisión eléctrica en 220 kV, 138 kV y 60 kV que pertenecen al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

En cumplimiento al contrato de concesión, numeral 8.1.5, “...*REP tiene la obligación de presentar al Concedente con periodicidad bianual, una propuesta de inversiones que estima necesarias para evitar la Congestión del Sistema de Transmisión a su cargo, acompañada de los estudios técnicos sustentatorios requeridos para su evaluación...*”. El MINEM, a solicitud de REP y previa opinión favorable del OSINERG podrá autorizar a REP la ejecución de las inversiones en nuevas ternas, incrementos de transformación y ampliaciones que no requiera nuevas Concesiones.

Según el numeral 8.1.6 las ampliaciones serán materia de remuneración adicional de acuerdo a la Ley de Concesiones y su Reglamento.

Por esta razón contractual y considerando el crecimiento del sistema eléctrico, resulta importante estudiar y analizar los diferentes casos de congestión que se presentan en tiempo real y los del futuro como consecuencia del crecimiento de la carga o del despacho económico y plantear inversiones en nuevas líneas de transmisión y transformación que permitan solucionar el problema de la congestión evitando así cambios en los costos marginales de corto plazo dentro de la operación de tiempo real.

Por ello, REP contrató los servicios de ISA, empresa especializada en transporte de energía eléctrica y con amplia experiencia en la planificación de la transmisión, para que elabore los estudios técnicos que sustenten una propuesta de inversiones de ampliación del sistema de transmisión a cargo de REP.

3. OBJETIVO

Elaborar el plan de Expansión del Sistema de Transmisión de REP para evitar las congestiones actuales y futuras. El plan definirá un programa de inversiones necesarias que permita cumplir con lo estipulado en el Contrato de Concesión celebrado con el Estado Peruano en el marco de la Regulación vigente.

Específicamente el estudio definirá la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2005-2014 y representará la mejor solución económica dentro de las restricciones de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico. Se identificarán todas las inversiones necesarias para la expansión del sistema de manera de lograr una operación segura y confiable en el futuro. Las instalaciones propuestas comprenderán: nuevas ternas de líneas de transmisión, incrementos de la transformación en subestaciones, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. Se determinará un

programa de inversiones adecuado que permita al regulador establecer las compensaciones y peajes.

4. INFORMACIÓN UTILIZADA

4.1 DEMANDA

Para elaborar el estudio se utilizaron las proyecciones de demanda del Estudio de Fijación Tarifaria de Mayo de 2004 del OSINERG y del último Plan Referencial de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) para el corto plazo y largo plazo respectivamente. Para la distribución de cargas por barra se utilizó la información del COES y de las principales distribuidoras los cuales fueron validados con la información disponible de REP.

Tabla 4-1 Proyección de Demanda Media: Período 2004 - 2008

Año	Demanda Máxima MW	Consumo Anual GWh	F.C. %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
2003	2 976	20 751	79.8		
2004	3 010	21 355	84.0	1.1%	2.9%
2005	3 121	22 095	80.8	3.7%	3.5%
2006	3 203	22 731	81.0	2.6%	2.9%
2007	3 324	23 665	81.3	3.8%	4.1%
2008	3 439	24 479	81.2	3.5%	3.4%

Fuente: OSINERG, "Estudio para la Fijación de Tarifas en Barra", Período mayo – octubre 2004, Lima Mayo de 2004.

Tabla 4-2 Proyección de Demanda y Energía: Período 2009 – 2014

Año	ENERGÍA (GWh)		POTENCIA (MW)	
	Medio	Optimista	Medio	Optimista
2009	25 579	30 649	3 588	3 725
2010	26 767	32 079	3 702	3 864
2011	27 990	34 146	3 820	4 008
2012	29 269	35 744	3 941	4 157
2013	30 607	37 417	4 068	4 312
2014	32 005	39 168	4 218	4 472

Es importante resaltar que los valores de la Tabla 4-2 se calcularon con base en los factores de incremento calculados a partir de los valores presentados en el cuadro 2.6 de la página 35 de la referencia [2].

En el presente estudio no se consideraron los crecimientos mineros o la entrada de nuevas compañías mineras debido a la alta incertidumbre que le generan a los estudios de expansión de la transmisión las demandas mineras en el horizonte de análisis (2005 – 2014). Esta misma premisa fue asumida en los estudios sustentatorios del Plan Referencial 2003.

En la Tabla 4-1 se presenta la proyección de la demanda media para el corto plazo y en la Tabla 4-2 la proyección de la demanda media y optimista para el largo plazo.

4.2 GENERACIÓN

4.2.1 GENERACIÓN PARA ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

Para el período 2004 – 2008 se seleccionaron los proyectos de generación del estudio de fijación tarifaria de OSINERG de Mayo 2004 [1].

Tabla 4-3 Proyectos de Generación de 2004 – 2008

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
Ene 2004	C.H. Poechos	15
Mar 2004	Repotenciamiento TG1 de C.T. Aguaytía	6
Set 2004	Conversión a GN ventanilla ciclo simple	324.7
Ene 2005	Presa Pillones	71 Hm ³
Abr 2005	Rehabilitación del grupo 1 C.H. Callahuanca	2.5
Jul 2005	Rehabilitación del grupo 2 C.H. Callahuanca	2.5
Jul 2005	C.H. Yuncán	130
Oct 2005	Rehabilitación del grupo 3 C.H. Callahuanca	2.5
Jun 2006	Ciclo combinado Ventanilla TG4	225

C.H.: Central Hidroeléctrica

C.T.: Central Térmica

TGN: Turbina de gas operando con gas natural.

4.2.2 GENERACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Para el horizonte 2009 – 2014 se seleccionaron los proyectos indicados en el plan referencial del MINEM [2].

Tabla 4-4 Proyectos de Generación de 2009 – 2014

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
Jun. 2008	C.T. Ciclo combinado 1	340
Ene 2010	C.T. Ciclo combinado 2	340
Ene 2012	C.T. Ciclo combinado 3	340

Estas centrales térmicas utilizarían el gas natural de Camisea y se ubicarán al Sur de Lima conforme recomienda el Plan Referencial del 2003 del MINEM.

4.2.3 SENSIBILIDADES DE LA GENERACION

Se considera como una sensibilidad la recuperación de primera etapa de 70 MW de la C.H. Machupicchu para el año 2008.

La expansión de generación en el escenario de demanda optimista contiene los mismos proyectos del escenario medio más la adición de la C.H. Platanal de 220 MW para Marzo del 2009.

4.3 PROPUESTA DEL PLAN REFERENCIAL DE 2003

Se utilizan como referencia los proyectos propuestos por el Plan Referencial del MINEM [2], los cuales se presentan en la Tabla 4-5.

Tabla 4-5 Programa de Obras de Transmisión 2004 – 2012, SEIN

Fecha	Proyecto
Jul 2006	Ampliación de un transformador adicional en la SE Juliaca 60/10kV, 12 MVA
Jul 2006	Condensadores en San Nicolás de 20 MVAR

Fecha	Proyecto
Ago 2006	Reactor en Azángaro de 138 kV y 20 MVAR
Ago 2006	Reactor en Moquegua de 220 kV y 30 MVAR
Ago 2006	Factor de potencia a 0.95 en el área de Lima.
Set 2006	2da Terna Adicional de la L.T. 220 kV, Paramonga - Chimbote.
Set 2006	2da Terna Adicional de la L.T. 220 kV, Huacho - Paramonga.
Set 2006	2da Terna Adicional de la L.T. 220 kV, Zapallal - Huacho.
Oct 2006	Condensadores en Balnearios de 75 MVAR en total
Oct 2006	Condensadores en Santa Rosa de 60 MVAR en total
Nov 2006	SVC en Marcona de +20/-10 MVAR
Nov 2006	Transformador en S.E. Azangaro 138/220kV, 120 MVA. Para la línea de 220kV.
Dic 2006	Una Terna de la L.T. 220 kV, Azangaro-Puno 220kV
Dic 2006	Reactor en Quencoro de 138 kV y 10 MVAR
Jul 2009	Dos Ternas Adicionales de la L.T. 220 kV, Camisea - San Juan.
Ago 2009	Factor de potencia a 0.97 en el área de Lima
Oct 2009	Ampliación de un transformador adicional en S.E. Santa Rosa 60/10 kV, 30 MVA
Oct 2009	Ampliación de un transformador adicional en SE Chavarria 220/60 kV, 100 MVA
Oct 2009	Ampliación de un transformador adicional en SE Montalvo 220/138 kV, 100 MVA
Nov 2009	Condensadores en Barsi 60 kV de 80 MVAR en total
Nov 2009	Condensadores en Montalvo 60 kV de 30 MVAR en total
Set 2012	Cuatro Ternas Adicionales de la L.T. 220 kV, Camisea - San Juan.
Oct 2012	Condensadores en Oroya 50 kV de 10 MVAR en total
Nov 2012	Reactor en Chimbote 220 kV 40 MVAR
Dic 2012	SVC en Tintaya 10 kV, 35/-35 MVAR

4.4 PROPUESTA DE REP DEL 2003

REP recomendó al Ministerio de Energía y Minas, previa opinión favorable del OSINERG, la autorización para las ampliación de sus instalaciones. Los proyectos recomendados se muestran en la Tabla 4-6

Tabla 4-6 Programa de Obras Propuestas por REP

N°	Proyecto	Año
1	Doble Barra S.E. Piura Oeste	2004
2	Ampliación de Celdas de 220 kV S.E. Ica	2004
3	Ampliación de Celdas de 138 kV S.E. Combapata	2004
4	Ampliación de Celdas de 138 kV S.E. Ayaviri	2004
5	Ampliación Transformación S.E. Juliaca	2004
6	2da Terna L.T. 220 kV Zapallal-Paramonga-Chimbote	2005

Los proyectos N° 1, 2, 3 y 4 son ampliaciones que no requieren la obtención de nuevas Concesiones Eléctricas; el proyecto N° 5 es un incremento de capacidad de transformación en subestaciones que forman parte de la Concesión de REP; y el proyecto N° 6 se trata de la instalación de una nueva terna en una línea de transmisión existente en la Concesión de REP.

4.5 PROYECTOS VIABLES IDENTIFICADOS

Adicionalmente a los proyectos mencionados, se incluye dentro del conjunto de refuerzos viables todas las líneas paralelas a las existentes

que puedan ser construidas, y cuya posibilidad de ejecución se analizó en conjunto con REP. La información del conjunto de candidatos se presenta en el Anexo I.1

4.6 INFORMACIÓN PARA EL MODELO ENERGÉTICO

Se tomó la base de datos del SDDP² suministrada por el COES, la cual incluye toda la red del SEIN. Esta red es similar al utilizado por el Modelo PERSEO que se muestra en la página 172 del documento “Estudio para la Fijación de Tarifas en Barra”, del OSINERG [1].

La demanda modelada corresponde a la definida en el numeral 4.1. Los proyectos de generación son los que aparecen en el numeral 4.2.

El modelo energético cuenta con la información necesaria para realizar el análisis de expansión en el horizonte 2004-2014, con resolución mensual para demandas máxima, media y mínima. Se tienen en cuenta los valores actualizados del OSINERG tanto para los precios locales de combustible como en los costos variables de operación, presentados en los cuadros 3.7 y 3.8 del documento de fijación de tarifas de Mayo del 2004 [1].

4.7 INFORMACIÓN DE DETALLE PARA EL ANÁLISIS ELÉCTRICO

Se modela el sistema eléctrico peruano de 500 barras, 300 líneas, 140 transformadores de dos devanados, 80 transformadores de tres devanados, 200 cargas equivalentes y todo el parque de generación incluyendo unidades de capacidad superior a 5 MW.

En el modelo de red se incluyen todas las barras a 220 y 138 kV. En el área de la Sierra Centro se incluye toda la red a 50 kV y la de 60 kV del área Norte y Sur. En el área de Lima se modelan equivalentes de la red a 60 kV.

Para los estudios de estabilidad los generadores se modelan con sus reguladores de velocidad, tensión y estabilizadores de potencia.

La información de detalle como demanda, años 2004 y 2005 por subestaciones y características del sistema de transmisión modelado en los análisis eléctricos se presenta en el Anexo I.3. El detalle de la demanda de todo el horizonte (2004 a 2014) se presenta en el Anexo I.4.

La información de detalle eléctrico fue utilizada para alimentar el modelo DIGSILENT, que permite simular el estado estacionario y realizar simulaciones de estabilidad transitoria.

² El Modelo de Planeamiento de la Operación Dual Estocástico (o en inglés, SDDP: Stochastic Dual Dynamic Programming), es un programa de optimización diseñado para calcular la política de operación óptima de sistemas hidrotérmicos. El modelo SDDP es un modelo muy utilizado en muchos países del mundo con bastante éxito ya que el algoritmo está diseñado para sistema hidrotérmicos como el Peruano con predominancia hidráulica..(<http://www.psr-inc.com.br/sddp.asp>)

4.8 INFORMACIÓN PARA EL MODELO DE CONFIABILIDAD

La información de detalle para el modelo de confiabilidad tuvo como base las estadísticas registradas por REP, cuyo resumen se presenta en el Anexo I.5. Para las instalaciones de REP se incluyeron las estadísticas de salidas de equipos desde el año 1999 al 2003 que será utilizada para los análisis de cambio de configuración de las subestaciones de ICA, Combapata y Ayaviri.

5. METODOLOGÍA

5.1 ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

En la Figura 5-1 se muestra el diagrama de flujo utilizado para el análisis del corto plazo

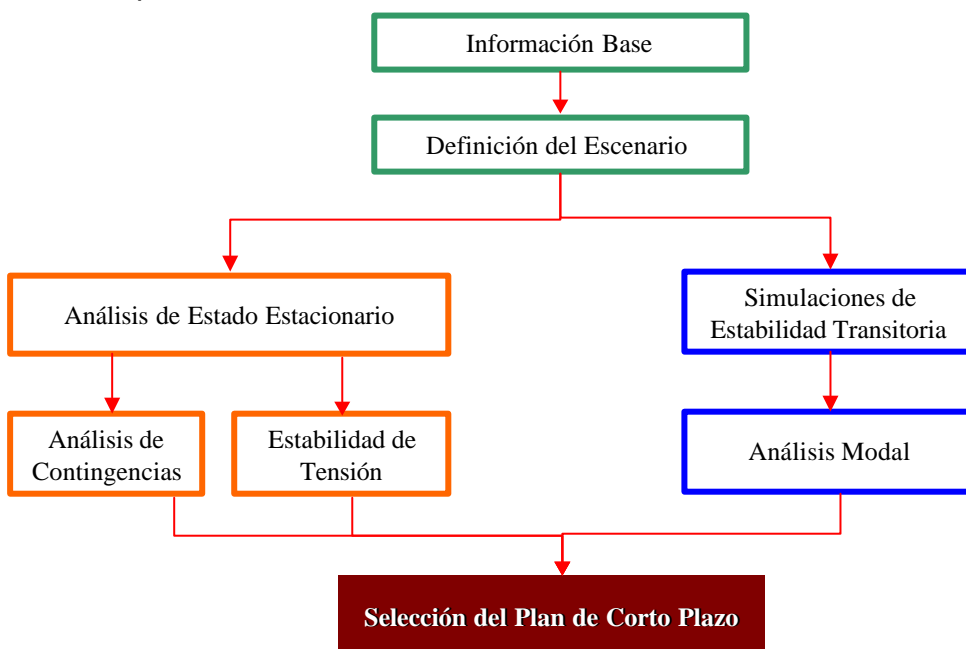


Figura 5-1 Análisis de Corto Plazo

5.1.1 DEFINICIÓN DEL ESCENARIO

En el corto plazo se define el escenario más probable de acuerdo al estudio tarifario de OSINERG de mayo del 2004 y que es coherente con las proyecciones macroeconómicas esperadas. La proyección de demanda y generación de corto plazo son relativamente fáciles de identificar ya que son el reflejo de las condiciones actuales de operación, además en generación los tiempos de construcción definen con precisión que proyectos son viables para entrar en funcionamiento en los próximos 2 a 3 años. Para el caso particular del sistema eléctrico Peruano el escenario de análisis de corto plazo comprende del 2004 al 2008.

5.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

Con el fin de observar las tensiones en las barras, la distribución de flujos de potencia a través de la red y las pérdidas de potencia en los sistemas, se simulan flujos de carga bajo condiciones normales de operación en demandas máxima, media y mínima de avenida y estiaje, considerando escenarios típicos de despacho suministrados por el COES y otros tomados de simulaciones energéticas del programa SDDP.

5.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Con el fin de identificar los refuerzos de transmisión (líneas de transmisión y compensación reactiva), necesarios para cumplir con los criterios de planeamiento se analizan las contingencias de líneas de transmisión y unidades de generación que tengan un impacto importante sobre el sistema. Particularmente la salida de unidades de generación en el área de Lima.

5.1.4 EVALUACIÓN DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN

La estabilidad de tensión consiste en hallar el margen de potencia activa y reactiva que tiene un área para alcanzar el colapso de tensión. Se considerará que un área alcanza la inestabilidad de voltaje cuando por aumento de la demanda las tensiones llegan a valores cercanos a 0.9 p.u. el cual es el límite utilizado en este estudio para entrar al estado de emergencia o se entra al sector de mayor pendiente en la curva PV.

Se evaluará la sensibilidad dV/dQ en las barras del SEIN con el fin de ubicar compensación reactiva si es que fuera necesario y se identificarán en orden jerárquico los generadores y los enlaces a reforzar que ayudarían a aliviar dicha inestabilidad.

5.1.5 SIMULACIONES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

El análisis de estabilidad transitoria muestra el efecto de los elementos de control (reguladores de tensión, velocidad y estabilizadores) y la dinámica de las máquinas sobre el sistema en general luego de presentarse la contingencia simulada. Este análisis sirve para simular el comportamiento del sistema, desde el instante en que ocurre la falla hasta el momento en el cual retorna a otra condición que puede ser un nuevo punto de equilibrio (estable) o la pérdida de sincronismo parcial o total del sistema (inestabilidad). Las simulaciones se hacen en su gran mayoría para un tiempo de diez (10) segundos. Cuando la dinámica de algunas variables lo requiera por ser de mayor lentitud, como por ejemplo, el comportamiento de la frecuencia, el tiempo de simulación se extiende hasta 30 segundos.

Es importante mencionar que no se incluyeron los esquemas de rechazo automático de carga por baja frecuencia o variación de frecuencia y en consecuencia los resultados de las contingencias de generación serán pesimistas con relación al sistema real. Esto debido a que el principio del planeamiento es evitar desentender total o parcialmente el suministro de las cargas.

5.1.6 ANÁLISIS MODAL

El análisis modal es un análisis dinámico lineal alrededor de un punto de operación, razón por la cual también se le conoce como estabilidad de pequeña señal. Su objetivo es conocer la capacidad del sistema de mantener el sincronismo cuando está sujeto a pequeñas perturbaciones. La inestabilidad en este caso puede surgir de dos formas:

- a) Incremento permanente de los ángulos del rotor de las unidades de generación debido a la carencia de torque sincronizante; y,
- b) Oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la carencia de torque amortiguador.

En la práctica, en el Perú con la experiencia en la operación y también por la debilidad del sistema de transmisión, se han presentado problemas que se pueden caracterizar dentro del segundo grupo, es decir, oscilaciones del sistema con baja amortiguación.

Del análisis modal se obtienen los valores y vectores propios del sistema, que en el caso de los modos electromecánicos tendrán un amortiguamiento y su frecuencia de oscilación. Adicionalmente, se obtienen los factores de participación normalizados de las unidades de generación que participan en cada uno de los modos. La parte real del autovalor será una medida del amortiguamiento del modo y la parte imaginaria la medida de la frecuencia de la oscilación que el modo representa de acuerdo con la siguiente relación:

$$I = s + j\omega = z\omega_n + j\omega_n\sqrt{1 - z^2}$$

$$\omega_n = \textit{Frecuencia Natural}$$

$$z = \textit{Amortiguamiento}$$

El Digsilent reporta los valores de σ y ω para cada autovalor así como los factores de participación de las máquinas en dicho modo. Los modos que darán origen a oscilaciones tendrán parte real igual e imaginaria de signo contrario. Para los cálculos normalizados de ξ y ω_n se utilizarán las siguientes ecuaciones:

$$z = \frac{\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad y \quad \omega_n = \frac{\omega}{z}$$

Para propósitos de planeamiento, se considera un amortiguamiento aceptable aquel que sea superior al 3%, ya que mediante estabilizadores de potencia puede mejorarse la calidad del amortiguamiento.

La identificación de los modos provee las herramientas para conocer si estos representan algún peligro de inestabilidad para la operación del sistema y las medidas a tomar para amortiguarlo, generalmente mediante el ajuste de estabilizadores de potencia (conocidos como PSSs por sus

iniciales en inglés) de las unidades involucradas en dicho modo, o algún tipo de medida de compensación utilizando elementos de electrónica de potencia (SVC, TCSC, entre otros) con función de amortiguamiento en su ajuste.

5.1.7 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

El análisis de confiabilidad se realiza para evaluar cambios en la configuración de las subestaciones de Ayaviri, Combapata e Ica, utilizando simulación de Montecarlo con base en la función de distribución de falla de los elementos de la red. El modelamiento de los modos de falla de todos los elementos de la red se hace con la distribución Weibull:

$$f(t) = \alpha t^{\beta-1} e^{-\alpha t^\beta}$$

Donde α es el parámetro de escala y β el de forma.

El programa utiliza el proceso Weibull – Markov, el cual se diferencia del modelo homogéneo de Markov en que no utiliza la distribución exponencial sino la distribución Weibull para determinar la duración en cada estado y la probabilidad de transición entre ellos. En consecuencia las tasas de transición entre estados no es constante sino que dependen del parámetro β . Si el parámetro β es igual a 1.0 se obtiene el proceso homogéneo de Markov.

Para el caso de los equipos de REP se dispone de las estadísticas de falla con los cuales se determinaron estos parámetros utilizando las técnicas tradicionales de ajuste estadístico. La carga se modela con la curva de carga horaria y la curva diaria de picos.

Para la evaluación de la confiabilidad se utilizó el módulo de confiabilidad disponible en el programa DigSilent, el cual consiste en simular contingencias sencillas y dobles de forma aleatoria, determinado en cada caso la energía racionada, obteniéndose finalmente el número de casos con racionamiento y la duración esperada de ellos.

5.2 ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

En la Figura 5-2 se muestra el flujograma de la metodología con la cual se determina el plan de expansión de transmisión de largo plazo. A continuación se ampliará el contenido sobre cada una de las partes que la componen.

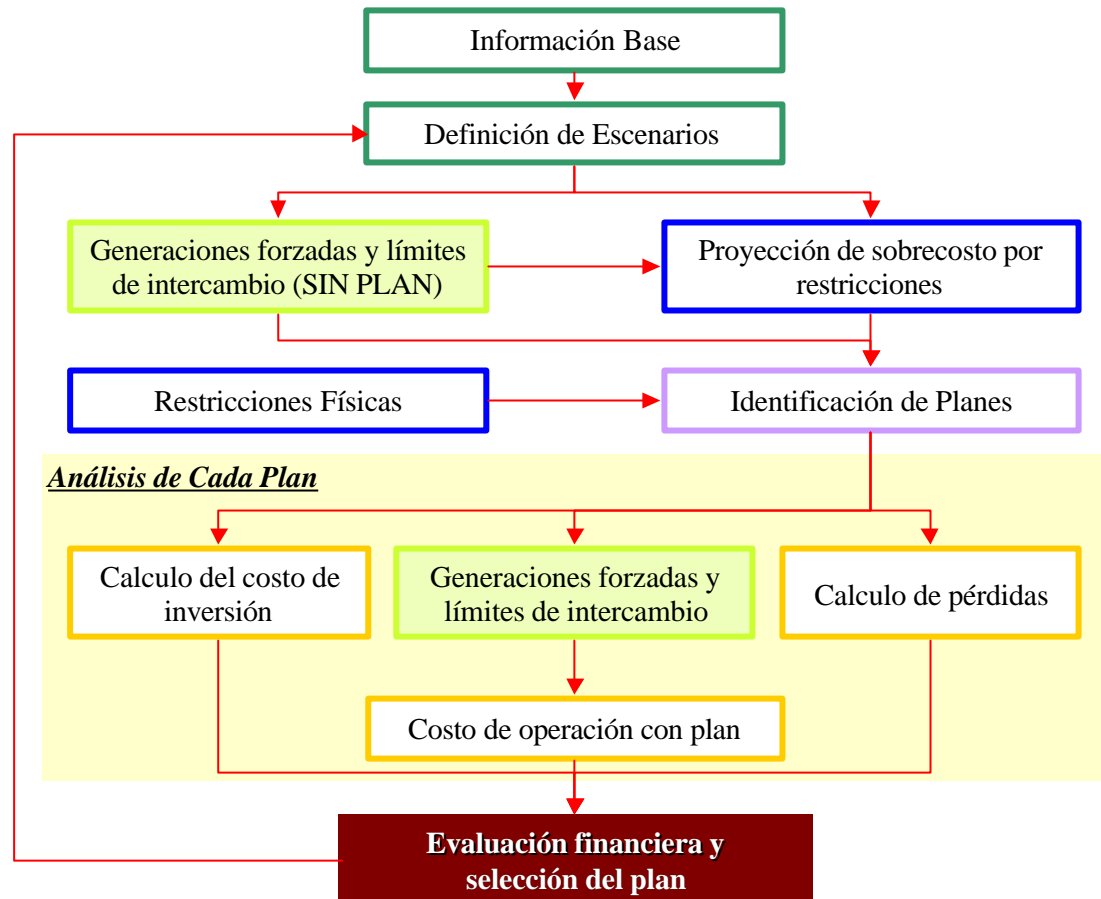


Figura 5-2 Flujograma del Análisis de Largo Plazo

5.2.1 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Para iniciar con el análisis de expansión de la transmisión de largo plazo es necesario determinar cual será la composición demanda/generación del sistema al cual se le va a determinar su plan de transmisión óptimo. Esta composición se denomina “escenario”.

Al definir escenarios se pretende estimar como será el crecimiento esperado del sistema para que al final del análisis se logre encontrar un plan de expansión robusto, que permita un óptimo desempeño del sistema frente a los posibles cambios que por condiciones económicas puedan darse.

Como se sabe, ante un alto crecimiento de la demanda las necesidades de generación se incrementan, la cual implica mayores inversiones en transmisión.

La definición de escenarios con buen criterio es una tarea que fija los parámetros de la solución que se han de encontrar. Entre mejor sustentados sean los escenarios mejor será la calidad del plan de expansión de la transmisión, evitando sobrecostos de inversión innecesarios.

5.2.2 GENERACIONES FORZADAS Y LÍMITES DE INTERCAMBIO (SIN PLAN)

Mediante análisis eléctricos se calculan cuales son las restricciones aplicables al sistema por efecto de no disponer de refuerzos de transmisión, pese a que la demanda y generación se vayan incrementado. Las restricciones encontradas se representan en el modelo energético como límites de generación forzada y límites de intercambios entre áreas eléctricas, las cuales se aplican en el modelo de largo plazo para el horizonte de estudio en demanda máxima, media y mínima. En la Figura 5-3 se muestra el esquema de la evaluación de las generaciones forzadas y límites de intercambio.

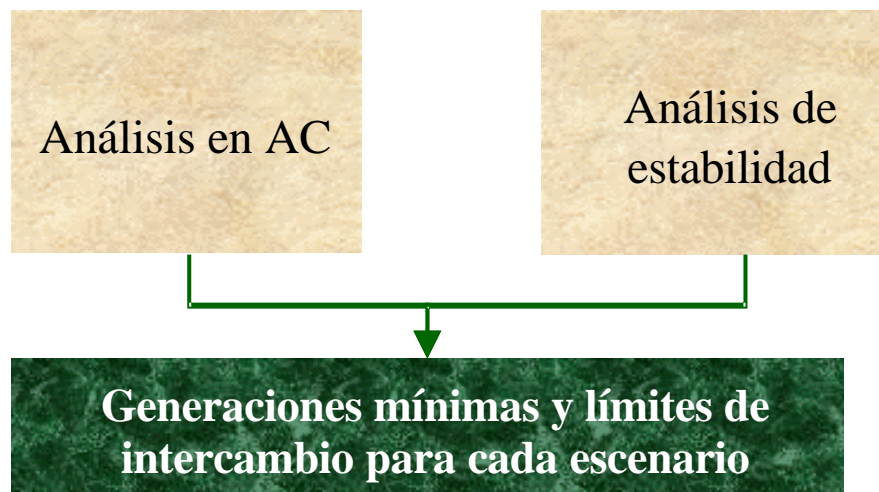


Figura 5-3 Evaluación de generaciones forzadas y límites de intercambio.

5.2.3 PROYECCIÓN DE COSTO OPERATIVO SIN PLANES

Con las restricciones encontradas en el numeral 5.2.2 se procede a simular la operación con el modelo energético SDDP y se obtiene el costo operativo total del sistema³ sin plan de transmisión.

En resumen, esa proyección es una referencia de lo que costará la operación si no se realizan inversiones en el sistema de transmisión. La Figura 5-4 ilustra la proyección del costo operativo para un sistema sin plan de expansión.

³ El termino “costo operativo total del sistema” hace referencia al costo de operación térmica por atención a la demanda, más el costo del déficit que se presente, más las pérdidas del sistema.

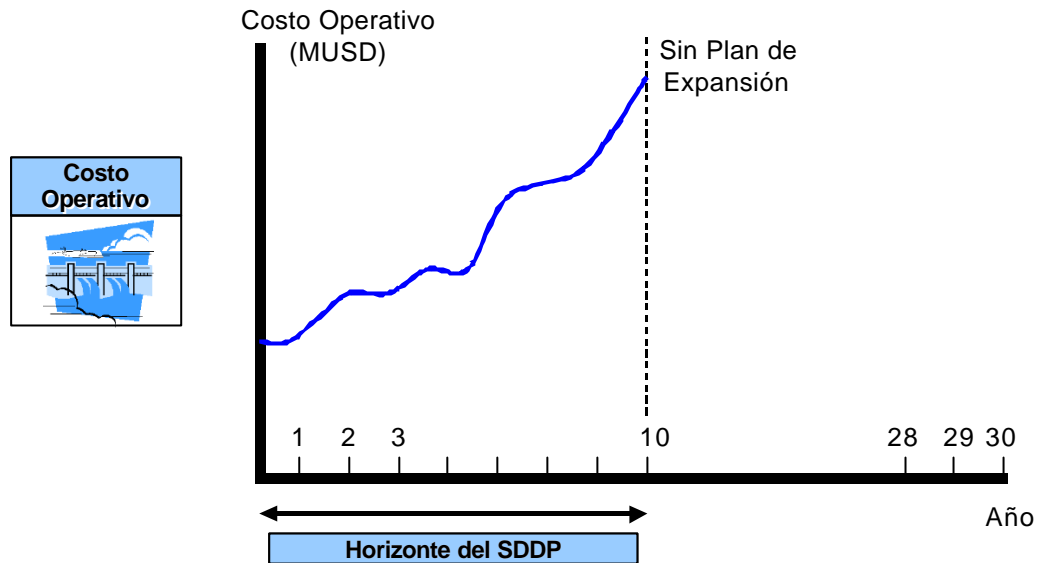


Figura 5-4 Costo operativo sin plan de expansión

5.2.4 VIABILIDAD DE LOS PROYECTOS

En esta etapa se hace un análisis de la viabilidad de implementar obras en la red de transmisión tales como nuevos circuitos, líneas paralelas y transformadores. La idea es encontrar refuerzos candidatos viables técnicamente y que se puedan construir en caso de ser requeridos. En sistemas reales muchas veces la solución óptima teórica no siempre puede implementarse, debido a restricciones físicas, ambientales, económicas o sociales, por lo cual una buena selección de candidatos permitirá analizar la expansión dentro de un conjunto de soluciones reales.

5.2.5 MODELO DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO

El planeamiento de la expansión de la transmisión de largo plazo posee características que, visto desde la óptica de programación matemática, se puede ubicar dentro de los problemas de “gran complejidad”, de naturaleza combinatoria, no lineal y no convexo.

La manera de tratar ese problema convenientemente ha llevado a introducir algunas simplificaciones, buscando obtener buenas soluciones con un esfuerzo computacional moderado. Tales simplificaciones consisten, básicamente, en desprestigiar el efecto de la distribución de flujos debidos a la segunda Ley de Kirchoff y hacer uso de artificios tratando de reducir el número de variables enteras.

Con esas simplificaciones es posible obtener óptimos locales con base en algoritmos convencionales tipo “branch-and-bound” y descomposición de Benders.

Con todo, dependiendo del problema, se desea obtener soluciones con mejor calidad dada la magnitud de los costos de decisión asociados. En esos casos, para la solución del problema se han implementado múltiples algoritmos basados en heurísticas, que consiste en mezclar métodos de

solución matemáticas convencionales con algoritmos de decisión basados en estructuras que imitan procesos físicos o bióticos que se ajustan al tipo de problema que trata la expansión de una red de transmisión.

Dentro de los métodos heurísticos aplicados al planeamiento de la transmisión se destacan los algoritmos de Enfriamiento Simulado (Simulated Annealing), Algoritmos Genéticos (Genetic Algorithm), Búsqueda Tabú (Tabu Search) y GRASP (Greedy Randomized Adaptive Search Procedure), todos los métodos anteriores han demostrado ser eficaces en la calidad de las soluciones que pueden encontrar, y su aplicación práctica se ha analizado en gran cantidad de publicaciones especializadas en el tema [4], [5], [6].

En general, los métodos de planeación basados en modelos matemáticos o metaheurísticos buscan encontrar planes de expansión óptimos que minimicen los costos de inversión y cumplan con criterios operativos y de calidad. No se desconoce que hay proyectos clave que se evidencian fácilmente como necesarios para la expansión de un sistema, además los modelos desarrollados para planeación son un soporte para las decisiones y dan elementos de juicio que en el largo plazo apoyan o descalifican la proposición de proyectos, buscando que sean útiles tanto en el corto como en el largo plazo.

Para el caso particular del sistema Peruano en la identificación de planes se utiliza un modelo desarrollado por ISA basado en Búsqueda Tabú [4], el cual ha sido probado en el análisis de plan de expansión en Colombia y estudios de conexión de nuevos generadores al sistema.

5.2.6 PROCESO DE IDENTIFICACIÓN DE PLANES

En la Figura 5-5 se presenta el flujograma de la etapa de identificación de planes la cual se describe a continuación.

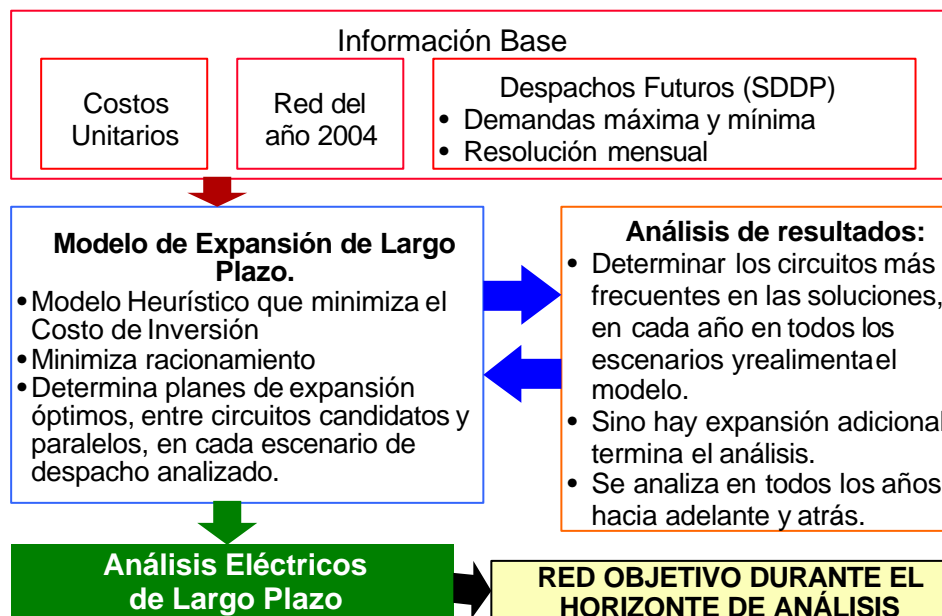


Figura 5-5 Identificación de Planes

Información base:

A partir de un escenario demanda/generación establecido se realiza un análisis energético ideal mediante el SDDP, es decir, sin red ni restricciones con el fin de determinar los despachos de generación óptimos del sistema para cada año, estación⁴, demanda y serie hidrológica del horizonte de estudio, siendo que se analizan 50 series hidrológicas diferentes.

Adicionalmente, dentro de la información inicial se incluyen todos los candidatos que eventualmente podrían entrar como refuerzo de la transmisión, conteniendo las especificaciones eléctricas del candidato, tales como terminales donde se conectaría, reactancia, capacidad y su costo de inversión.

La forma como se utiliza el modelo para encontrar los planes de transmisión es la siguiente:

- a) Modelo de Expansión de Largo Plazo: La descripción detallada del algoritmo de solución se incluye dentro del Anexo I.2. Para cada año, estación, demanda y serie hidrológica en el horizonte de estudio se corre el modelo con el fin de determinar el plan de expansión de mínimo costo que permite cumplir con cada despacho ideal simulado⁵.

Esto implica que para cada año analizado se obtienen 300 planes de expansión, correspondientes a igual número de despachos ideales: 150 en avenida⁶ y 150 en condición de estiaje.

El modelo entrega un archivo con la frecuencia (o porcentaje de participación) que cada candidato tiene en la solución del total de despachos analizados para cada demanda. Por ejemplo, un circuito que aparece con una frecuencia de 70% en avenida y demanda máxima implica que fue parte de la solución de 35 despachos ideales para esa demanda.

- b) Análisis de Resultados: A partir de las frecuencias encontradas para cada candidato en cada demanda se hace un cálculo de la frecuencia ponderada del refuerzo. Este cálculo busca “filtrar” la frecuencia de aparición del candidato en la solución final para cada año.

Para aclarar lo anterior se presenta el siguiente ejemplo: En un año dado, para la estación de avenida, el circuito candidato 1 aparece con una frecuencia de solución de 100% en máxima, 50% en media y 0% en mínima, mientras que el candidato 2 tiene una frecuencia de solución de 0% en máxima, 50% en media y 100% en mínima. Teniendo en cuenta la información del modelo energético SDDP suministrado por el COES, se tiene que la demanda máxima, media y

⁴ El término estación hace referencia a la condición de Avenida o Estiaje.

⁵ Los despachos ideales calculados a partir de las series hidrológicas son un resultado del SDDP, y son datos de entrada para el modelo de expansión.

⁶ En cada estación se analizan las 3 demandas para 50 series hidrológicas, lo cual suma un total de 150 despachos.

mínima tienen una duración del 2,42%, 66.67% y 30.91% respectivamente. La frecuencia de solución ponderada para el circuito 1 y 2 estará dada por el siguiente cálculo:

$$P1\% = \frac{100 \times 2.42 + 50 \times 66.67 + 0 \times 30.91}{100} = 35.75\%$$

$$P2\% = \frac{0 \times 2.42 + 50 \times 66.67 + 100 \times 30.91}{100} = 64.24\%$$

Por lo tanto, se identifica que el circuito 1 tiene una participación de 35% en la solución del plan de expansión de ese año en condición de avenida mientras que el circuito 2 aparece en el 64% de las soluciones. La Figura 5-6 ilustra los pasos a) y b) de este procedimiento.

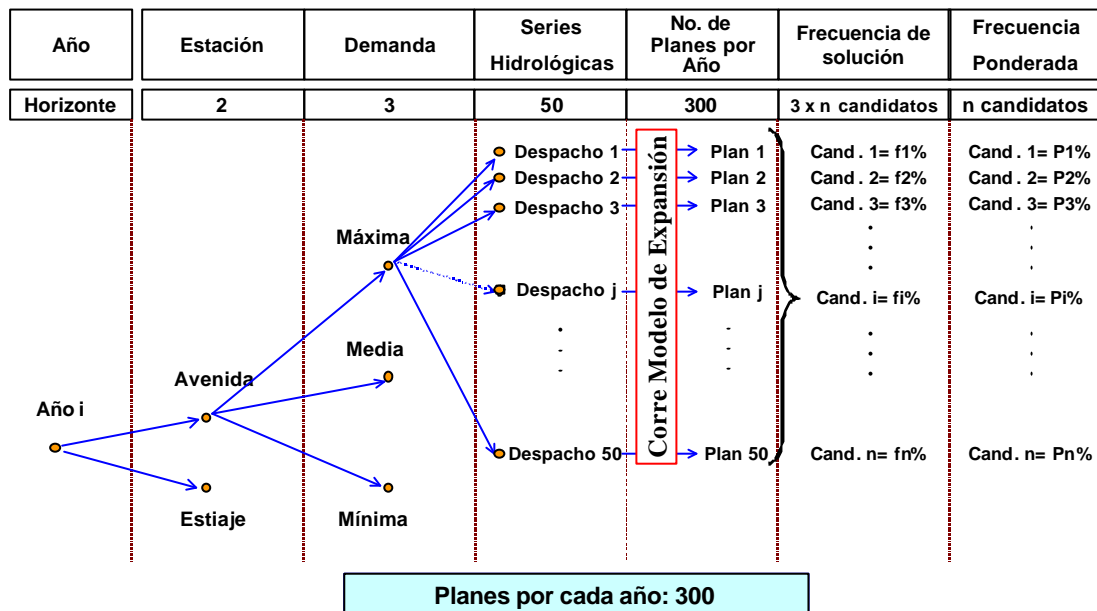


Figura 5-6 Frecuencia de los candidatos en la solución por cada año

Mediante los pasos a) y b) se determina la frecuencia ponderada de participación de cada circuito candidato en la solución del plan de expansión de cada año.

Luego, se revisa el resultado de todos los años de manera que se logre identificar una tendencia en la entrada de refuerzos, configurando de esta forma el plan de expansión base que contiene los circuitos candidatos que participan en la mayoría de las soluciones. La Figura 5-7 ilustra un ejemplo de identificación de plan de expansión base.

Frecuencias Ponderadas para cada Candidato en Cada Año					
Año 1	Año 2	Año 3	...	Año i	Año final
n candidatos	n candidatos	n candidatos	n candidatos	n candidatos	n candidatos
Cand. 1= 30%	Cand. 1= 50%	Cand. 1= 70%	...	Cand. 1= 70%	Cand. 1= 80%
Cand. 2= 10%	Cand. 2= 20%	Cand. 2= 40%	...	Cand. 2= 50%	Cand. 2= 45%
Cand. 3= 10%	Cand. 3= 15%	Cand. 3= 15%	...	Cand. 3= 50%	Cand. 3= 72%
Cand. 4= 40%	Cand. 4= 74%	Cand. 4= 45%	...	Cand. 4= 10%	Cand. 4= 0%
.
.
Cand. 9=15%	Cand. 9= 30%	Cand. 9= 42%	...	Cand. 9= 50%	Cand. 9= 55%
.
.
Cand. n= 8%	Cand. n= 40%	Cand. n= 20%	...	Cand. n= 40%	Cand. n= 20%

Figura 5-7 Identificación del plan de expansión base

Para la identificación de la tendencia se utiliza un primer criterio básico que puede ser modificado por el analista y que en general da buen resultado y es el siguiente:

- Frecuencia de solución baja: Menor a 34%, indica que el circuito candidato participa poco en la solución entregada por el modelo de expansión;
- Frecuencia de solución media: Entre 35% y 65%, indica que el circuito candidato ya es interesante dentro de la solución.
- Frecuencia de solución alta: Mayor a 65%, el circuito candidato participa frecuentemente en la solución entregada por el modelo, y su inclusión en el sistema debe considerarse.

Para el ejemplo, se identifica claramente que el candidato 1 debe revisarse incluyéndolo dentro del sistema desde el año 2.

Los candidatos 2 y 9 presentan un comportamiento similar, puede darse el caso de que sean excluyentes, es decir, se podría estar comparando un circuito de simple terna con otro de doble terna conectando las mismas estaciones terminales; o podrían ser circuitos independientes. En cualquier caso se debe analizar la entrada de los candidatos 2 y 9 desde el año 3.

El candidato 3 solo aparece con frecuencia media a partir del año i, por lo cual se debe analizar a partir de ese año.

El candidato 4 es un caso típico de línea necesaria para una condición temporal del sistema. Si la expansión de la transmisión se basara solo en señales marginales de corto plazo éste candidato sería seleccionado, pero en el futuro su utilización sería muy baja, lo cual desoptimiza la expansión formando parte de los llamados “Stranded Costs” o costos

hundidos del sistema. Tanto para éste candidato como para el n no se recomienda su inclusión dentro del plan base.

Finalmente, se realiza un nuevo análisis desde el paso a) pero incluyendo dentro de la red inicial del plan de expansión base. Con este nuevo análisis se revisa el efecto que tiene éste plan en el sistema, verificando que efectivamente cumple con condiciones de economía de escala. Lo anterior se verifica cuando al correr de nuevo el modelo no se encuentra la necesidad de nuevos refuerzos.

5.2.7 ANÁLISIS ELECTRICOS DE LARGO PLAZO

Partiendo del plan base se realizan estudios eléctricos de detalle, con el fin de mejorar la solución encontrada.. El objetivo de este análisis es revisar desde el punto de vista de AC la solución que se obtuvo del modelo de expansión que es en DC y complementarla. Por ejemplo, es posible que el modelo de expansión presente como solución una línea que por costo haya sido seleccionada, pero que al analizarla mediante estudios detallados se verifique que el sistema tiene un mejor desempeño si esa línea se conecta a un mayor nivel de tensión o requiera compensación, etc.

A partir de los procedimientos anteriores se logra determinar un plan de expansión preliminar que luego se evaluará desde el punto de vista energético y financiero.

5.2.8 CÁLCULO DEL COSTO DE INVERSION

El costo del plan corresponde al Valor Presente Neto (VPN) de la suma de la inversión de los proyectos que lo conforman, calculado para una tasa de retorno del 12% anual y un horizonte de 30 años. La Anualidad de Operación y Mantenimiento (AOM) de cada proyecto es el 3% de su costo de inversión. La Figura 5-8 ilustra el flujo de caja del costo de inversión de un plan.

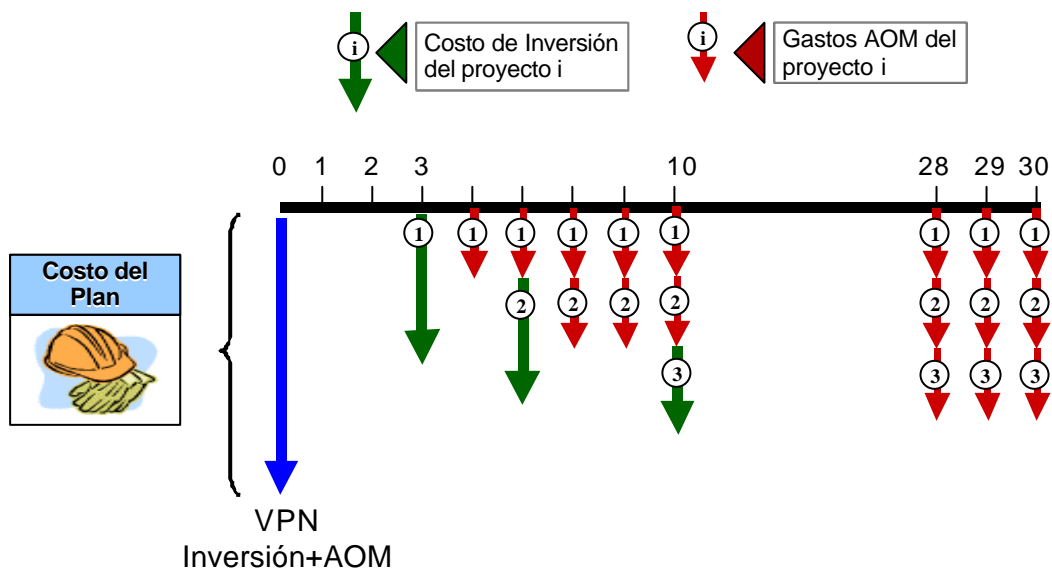


Figura 5-8 Flujo de caja de los costos del Plan

5.2.9 GENERACIONES FORZADAS Y LÍMITES DE INTERCAMBIO CON PLAN

Para cada plan y cada año durante el horizonte de estudio se calculan las restricciones del sistema, representadas por las generaciones forzadas por seguridad y los límites de intercambio teniendo en cuenta los refuerzos de transmisión. Esto se realiza mediante el análisis eléctrico.

La nueva condición de restricciones encontradas debidas a cada plan se representan en el modelo energético como disminución en los límites de generación forzada y límites de intercambios entre áreas eléctricas con respecto al caso sin expansión de transmisión.

5.2.10 COSTO DE OPERACIÓN CON PLAN

Con las nuevas restricciones encontradas en el numeral 5.2.9 se procede a simular la operación con el modelo energético SDDP y se obtiene el costo operativo total del sistema con plan de transmisión tal como se ilustra en la Figura 5-9.

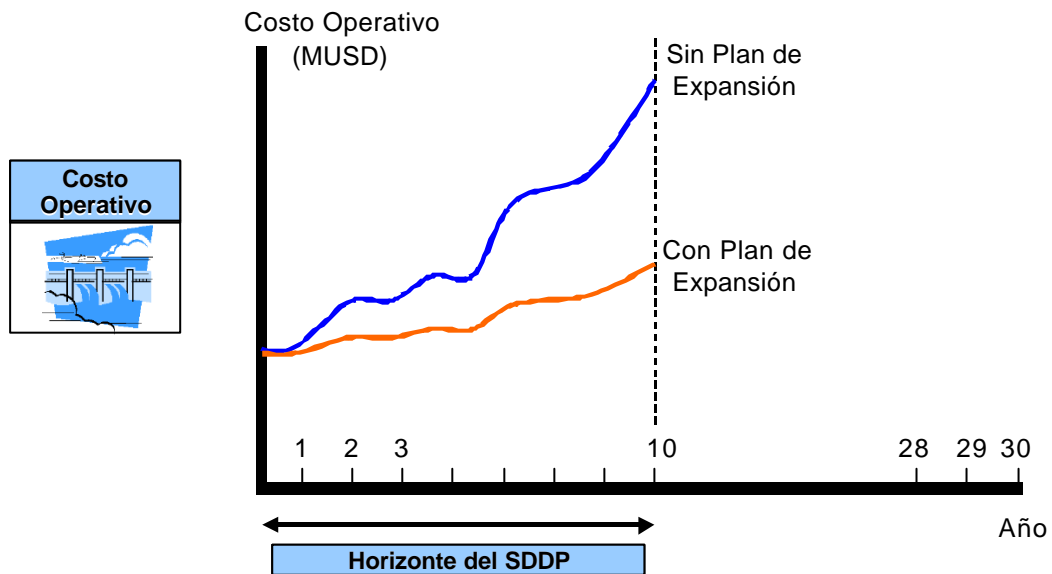


Figura 5-9 Costo operativo con plan de expansión

La diferencia entre costos operativos del caso sin proyectos con el caso con plan de expansión representa los beneficios del plan analizado. En vista de que el horizonte de simulación es solo de 10 años se toma como beneficios terminales la diferencia entre los promedios del costo operativo sin plan con el costo operativo con plan. La Figura 5-10 muestra como se calculan los beneficios por ahorro operativo.

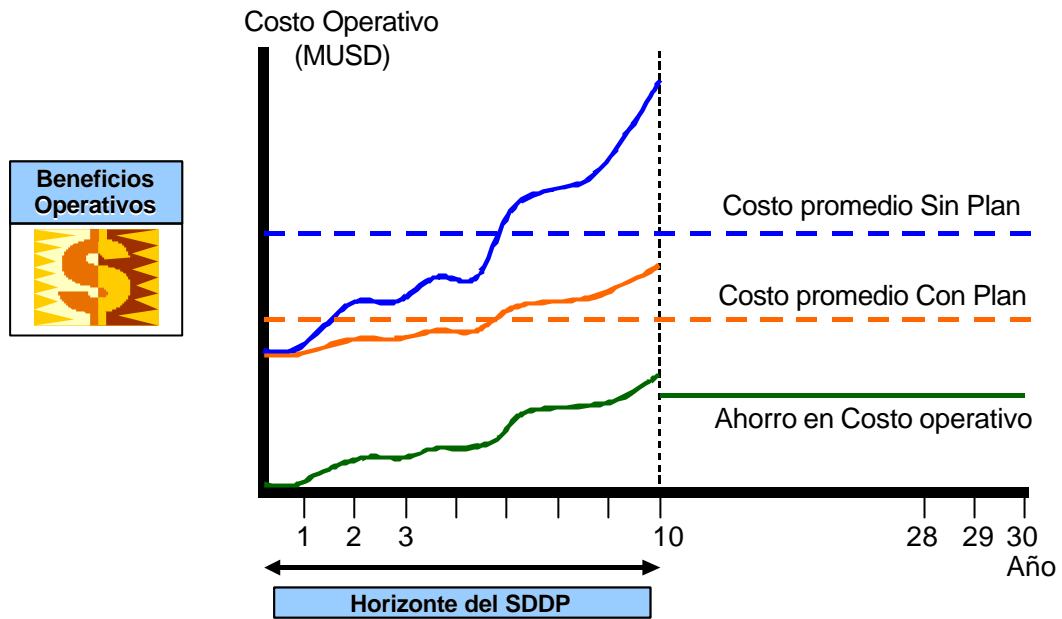


Figura 5-10 Cálculo de beneficios por ahorro operativo

Es importante anotar que los beneficios de un plan para un sistema hidrotérmico dependen de la condición hidrológica que se presente, lo cual puede ser muy variable.

En particular, para el cálculo de beneficios por ahorro en costo operativo del sistema Peruano se realiza un análisis para 50 series hidrológicas diferentes durante el horizonte de 10 años. La Figura 5-11 muestra el calculo de la relación B/C de un plan de expansión para una serie hidrológica dada.

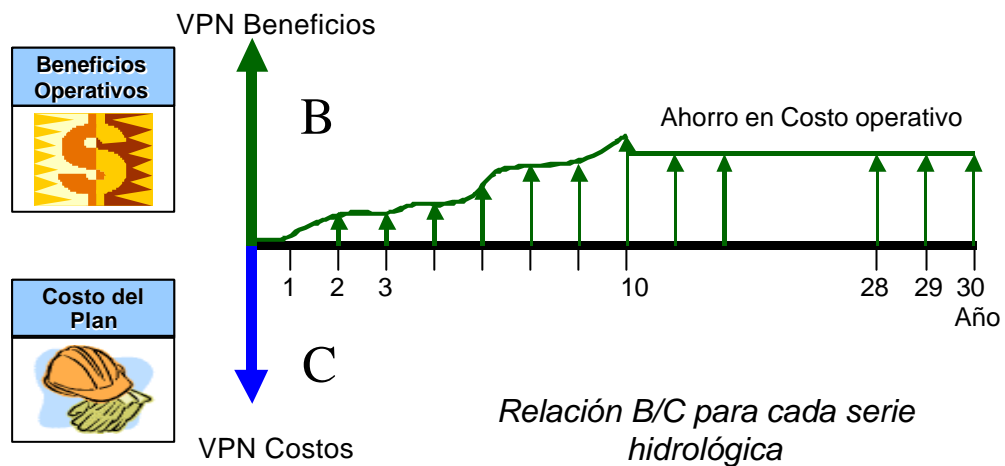


Figura 5-11 Calculo de la relación B/C por serie

De esta forma se obtienen 50 relaciones B/C las cuales se presentan como una curva de probabilidad acumulada similar a la presentada en la Figura 5-12. Para el ejemplo de la figura se obtiene una relación $B/C > 1$ en un 70% de los casos, nunca inferior a 0.5 ni superior a 2.0.

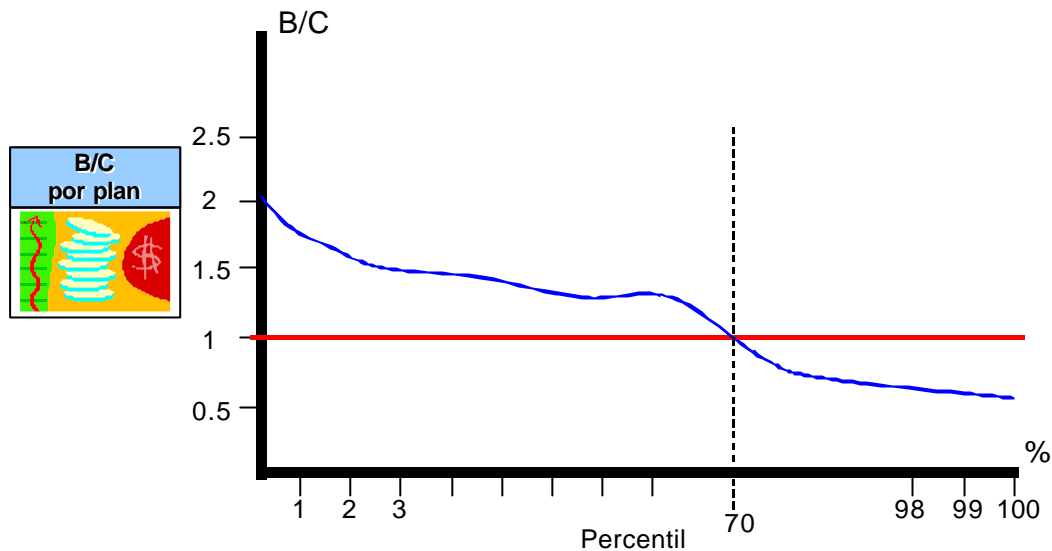


Figura 5-12 Curva de probabilidad acumulada B/C

Para cada plan se calculan las pérdidas en demanda máxima, media y mínima, las cuales se restan de las pérdidas obtenidas para el caso sin refuerzos. Esa diferencia es un beneficio adicional asociado a la expansión de la red. El costo de las pérdidas se valora de acuerdo al costo marginal de demanda⁷ que corresponde con el precio “spot” del sistema.

5.2.11 EVALUACIÓN FINANCIERA Y SELECCIÓN DEL PLAN

Como se mencionó anteriormente el resultado de un plan de expansión depende en buena medida del escenario demanda/generación seleccionado. Al determinar un plan, se debe analizar como será el desempeño de ese plan frente a otros escenarios, de manera que se pueda establecer el impacto que se tendría en el sistema si no se cumple el escenario base. En términos generales el beneficio promedio de un plan está dado por:

$$\text{Beneficios Plan}_i = \text{Ahorro Operativo}_i + \text{Ahorro Déficit}_i + \text{Ahorro Pérdidas}_i$$

Si se tienen varios planes y escenarios, se puede seleccionar como plan final aquel plan que ante cualquier escenario minimice el máximo arrepentimiento, entendiéndose por arrepentimiento como la menor relación $B/C > 1$ encontrada.

Como ejemplo, se presenta la Figura 5-13 en la cual aparecen n planes para dos escenarios. Para el plan 1 la menor relación $B/C > 1$ se da en el escenario M2; para el plan 2 se da en el escenario M1, para el plan 3 en ningún caso la relación B/C es mayor que uno, luego se descartaría, y

⁷ El costo marginal de demanda del SDDP se define como la variación del costo operativo con respecto a un incremento infinitesimal en la demanda del sistema. En el caso de estudios con representación de la red de transmisión, los costos marginales por sistema se obtienen ponderando los costos marginales nodales por la demanda en cada nodo o barra.

para el plan n la menor relación se da en el escenario M1. De los planes viables, el plan que se seleccionará es aquel que tenga la menor relación $B/C > 1$, o sea, se seleccionará el plan que tenga el menor valor entre B/C_{1-M2} , B/C_{2-M1} y B/C_{n-M1} .

Plan	Escenario M1	Escenario M2	Mínimo $B/C > 1$ (Máximo Arrepentimiento)
1	B/C 1-M1	B/C 1-M2	B/C 1-M2
2	B/C 2-M1	B/C 2-M2	B/C 2-M1
3	B/C 3-M1	B/C 3-M2	No viable
n	B/C n -M1	B/C n -M2	B/C n -M1

Figura 5-13 Ejemplo para selección del plan de expansión

En resumen, con el procedimiento presentado se busca encontrar un plan que cumpla con el criterio de decisión financiera de $B/C > 1$ ante cualquier escenario presentado, y que a la vez minimice los costos de inversión, los costos operativos totales y los costos de las pérdidas, cumplimiento con los requerimientos de calidad, seguridad establecidos. La Figura 5-14 muestra la ubicación del plan óptimo dentro de las curvas de costo de inversión y operación.

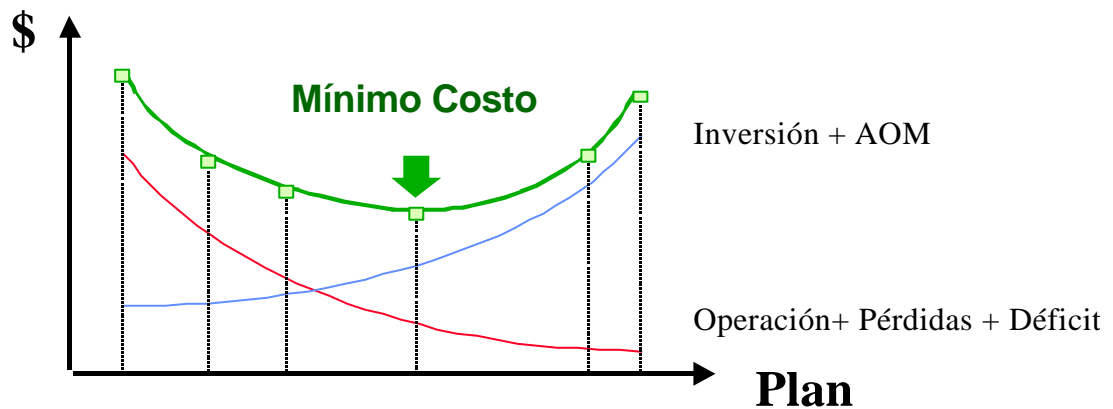


Figura 5-14 Evaluación Financiera

6. CRITERIOS TÉCNICOS

Las características geográficas y de población del país han llevado a que el sistema de transmisión peruano 220 kV tenga una estructura radial y sólo se observa una estructura enmallada en la zona central que incluye la conexión de Lima con las centrales de La Sierra. En la Sierra Centro

también hay un pequeño anillo en el nivel de 50 kV y la Sierra Sur cuenta con otro anillo a 220/138 kV.

Por las características anteriores se utilizará el criterio de N1 para las redes enmalladas como la de Lima y el Sur y el criterio de falla monofásica con recierre exitoso para el área Norte.

Se proponen entonces criterios básicos para la operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Para la planeación se plantea incluir criterios económicos que permitan evaluar la viabilidad financiera de los proyectos. Debe recordarse que la descomposición temporal empleada en la expansión del Sistema de Transmisión son de Corto plazo y Largo Plazo que corresponden a un horizonte de 4 y 10 años respectivamente.

Para establecer estos criterios técnicos se a tomado como referencia los estudios de CESI para el OSINERG y se ha concordado con los del COES, la viabilidad de su aplicación.

6.1 Estado Estacionario

- La tensión en barras del sistema de transmisión no debe ser inferior al 95%, ni superior a 105% del valor nominal de operación (para el caso de Lima es de 210 kV, para la zona del Mantaro es 230 kV y para el resto del sistema 220 kV).
- La tensión en las barras de carga no debe ser inferior al 95%, ni superior al 105% del valor nominal. La mayor parte de las cargas están localizadas en las barras de media tensión (50, 60 kV) y algunas en las barras de 10 kV.
- La tensión máxima permitida en el extremo abierto de las líneas (Efecto Ferranti) será de 1.15 p.u.
- No se permiten sobrecargas en las líneas ni en los transformadores. La cargabilidad de los transformadores se determina por su capacidad nominal en MVA.
- Los compensadores estáticos deberán operar cerca de cero de generación o absorción de potencia reactiva, con el fin de que tengan margen de actuación en casos de contingencias.

6.2 Estabilidad

- El sistema debe permanecer estable bajo una falla monofásica a tierra en uno de los circuitos del Sistema de Transmisión; con despeje de la falla por operación normal (en interruptores de 220 kV 100 ms, y en interruptores de 138 kV 150 ms) de la protección principal y recierre exitoso de la fase afectada. El recierre dura 500 ms para ambos niveles de tensión antes mencionados. El tiempo del recierre está determinado básicamente por la duración de la extinción de arco secundario.

- Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 500 ms. Se hace la consideración que Antamina no debe tener menos de 0.85 p.u. por 5 ciclos (ajuste actual).
- Después de la contingencia en el nuevo punto de equilibrio, las tensiones en las barras del Sistema de Transmisión deben estar en el rango de 0.90 a 1.10 p.u.
- Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema, deberán ser amortiguadas.
- No se permiten valores de frecuencia inferiores a 58.5 Hz ni mayores a 63 Hz durante los eventos transitorios. La consideración de 58.5 Hz se debe a que las Maquinas Térmicas del SEIN están configuradas en este valor.
- En caso de contingencia en una de las líneas, se permite una sobrecarga de hasta el 20% en las demás líneas del sistema hasta 20 minutos para permitir redespacho que alivie estas sobrecargas.
- Al conectar o desconectar bancos de condensadores y/o reactores, el cambio de la tensión en el transitorio, deberá ser inferior a 5% de la tensión nominal de la barra donde se ubica la compensación.
- La generación o absorción de potencia reactiva de las unidades de generación podrá transitoriamente exceder los límites de capacidad de régimen permanente hasta un máximo de 30 segundos de ocurrida la contingencia. El objetivo es evitar sobrecargas sostenidas que puedan sacar de operación las unidades de generación.

7. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

7.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para realizar el análisis de corto plazo se ha considerado que el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) está conformado por seis regiones o áreas que en parte son geográficas pero que también obedecen a limitaciones de transmisión identificables entre una y otra. Estas regiones son las siguientes:

Área de la Costa Norte: Cuyas subestaciones más importantes son Zorritos, Trujillo Norte, Chimbote, Paramonga, Piura y la subestación Machala, esta última en Ecuador. La línea que la limita con el área centro es Paramonga – Chimbote.

Área de la Costa Centro: Área donde se concentra la mayor demanda del sistema y que corresponde a la zona metropolitana de Lima. Las principales subestaciones son Chavarría, Santa Rosa, San Juan, Balnearios; y al sur las subestaciones Independencia y Marcona. La frontera con la Costa Norte es la línea Paramonga – Chimbote, con la

Área / Escenario	Avenida D. Máxima	Estiaje D. Máxima	Avenida D. Media	Estiaje D. Media	Avenida D. Mínima	Estiaje D. Mínima
Sierra Centro	G: 1897 MW D: 325 MW	G: 1943 MW D: 342 MW	G: 1865 MW D: 246 MW	G: 1784 MW D: 252 MW	G: 1595 MW D: 157 MW	G: 1443 MW D: 161 MW
Sierra Sur	G: 193 MW D: 113 MW	G: 183 MW D: 116 MW	G: 193 MW D: 107 MW	G: 143 MW D: 108 MW	G: 193 MW D: 94 MW	G: 123 MW D: 95 MW
TOTAL	G: 3145 MW D: 2946 MW	G: 3252 MW D: 3133 MW	G: 2802 MW D: 2617 MW	G: 2821 MW D: 2646 MW	G: 2279 MW D: 2094 MW	G: 2282 MW D: 2128 MW

D: demanda, G: generación

Para el diagnóstico del sistema actual se ha tomado como base el del año 2005

7.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

7.2.1 OPERACION NORMAL

En operación normal y de acuerdo con los criterios de operación establecidos, el SEIN presenta problemas de congestión en la interconexión Centro-Norte y en el sistema Sur Este. En general en las barras del SEIN se pueden mantener las tensiones entre 0.95 y 1.05 p.u. En algunas barras de generación en lado de alta y cercanas a éstas, es necesario mantener las tensiones cercanas a 1.1 p.u. (base 220 kV) con el fin sostener las del resto del sistema. Dentro de estas barras se encuentran las de Yanango, Chimay, Huayucachi, Campo Armiño y, Huancavelica. Todos los resultados de estado estacionario de este numeral se encuentran en el Anexo 1 del año 2005.

Con relación a la tensión de operación es importante anotar que de acuerdo con la Norma IEC 71-1, la tensión máxima de operación continua para equipos de 220 kV es 245 kV; en consecuencia los equipos de este nivel de tensión deben ser capaces de soportar en forma continua los 245 KV en cualquier momento y en cualquier punto del sistema.

La operación de los equipos de la subestación Cotaruse indica que solo dos de sus condensadores del lado sur operan permanentemente y los otros 2 están con By Pass, operando con sus cuatro reactores de 50 Mvar cada uno. De acuerdo con esta condición operativa las tensiones en las subestaciones Socabaya, Moquegua e Ilo, se mantienen por debajo de 1.05 p.u., presentándose tensiones por encima de este umbral cuando retiren el By Pass de los condensadores del lado Norte. En el escenario de máxima estiaje la tensión en estas subestaciones no supera los 224 kV (1.02 p.u).

Los generadores de Sierra Sur y Costa sur, operan normalmente subexcitados, ocasionando la disminución de la estabilidad del sistema. En modo subexcitado la máquina provoca un torque sincronizante negativo que disminuye el margen de estabilidad, debido a que no tienen reserva para casos de contingencia.

En las barras ubicadas en Sierra Norte se presentan tensiones ligeramente aceptables superiores a 1.05 p.u., principalmente en las barras Antamina, Aucayacu y Tocache.

Las tensiones del área de Lima se encuentran dentro del rango aceptable de operación y en ningún caso por debajo de 0.98 p.u, esto se debe a que se consideró un factor de potencia de 0.95 en todas las cargas de Lima, de acuerdo con los reportes de carga de las empresas de Edelnor y Luz del Sur.

Se considera para el 2005 mejora el perfil de tensiones de la red con la incorporación de al menos un grupo de la central ventanilla y la operación del SVC de la subestación de Chavarría en su límite (Ver Tabla 7-2), hace que se cumpla con la regulación de tensión superior a 0.95 p.u. y con el factor de potencia de 0.95 en las barras de carga Sin embargo, se recomienda, evaluar la política de operación de los SVC de Lima e implementar ajustes que permitan aprovechar estos equipos en casos de eventos transitorios en la red para amortiguar rápidamente las oscilaciones que se puedan presentar y mejorar la seguridad del sistema ante fallas que puedan afectar su estabilidad.

Tabla 7-2 Generación de Potencia Activa y Reactiva – Área de Lima

Generador	Máxima Avenida			Máxima Estiaje		
	MW	Mvar	Margen Mvar	MW	Mvar	Margen Mvar
Huinco1_3	171.5	34.4	100.0	108.2	33.7	100.7
Huinco_4	60.0	11.5	33.3	60.0	11.2	33.6
Indecs01	0.0	-9.5	29.5	0.0	-9.5	29.5
Ventang1	160.0	59.0	1.0	160.0	11.3	48.7
Ventang2	0	0	0.0	160.0	9.3	38.7
Svc Balnearios	0	3.7	56.3	0.0	10.3	49.7
Svc Chavarría	0	52.1	-12.1	0.0	48.7	-8.7

Con un factor de potencia de 0.95 en las cargas de Lima, para el año 2005, se observa que el SVC de la subestación Chavarría debe operar por encima de su capacidad nominal por tanto se hace necesario la instalación de compensación capacitiva en el área. Se recomienda la instalación de 30 Mvar capacitivos en la subestación Chavarría 60 kV con el objeto de mantener el compensador estático con margen de regulación.

La operación de los SVC's de Lima con y sin esta compensación se puede resumir en la siguiente tabla, donde se observa que la entrada de los 30 Mvar de compensación capacitiva en la subestación Chavarría permitirán que el SVC que opera en esta misma subestación no genere reactivos, manteniendo un buen margen de regulación para cuando se presenten fallas en la red. Esta compensación no afecta la operación del SVC de la subestación Balnearios, el cual absorbe o genera la misma cantidad de reactivos en ambos casos.

Tabla 7-3 Comportamiento SVCs de Lima - 2005

CASO	Chavarría		Balnearios	
	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje
Sin Compensación en Chavarría	37.1	40.0	3.6	15.5
Compensación 30 Mvar en Chavarría	-0.9	2.2	3.6	15.5

Las tensiones en las barras de Oroya Nueva y Caripa, si bien están por debajo de 0.95 p.u. (base 138 kV), están en el rango de las tensiones operativas aceptadas en el área, que es del orden de 125 kV.

En el área Sierra Sur sólo se presentan altas tensiones en la barra de San Rafael.

En la condición de Máxima y en Estiaje se observa un alto impacto en las tensiones del área cercana a la subestación Machala debido la entrada de la carga (93 MW); por ejemplo, la barra Zorritos 220 kV pasa de tener una tensión de 1.04 p.u a 0.99 p.u. Las bajas tensiones en las barras de Paita, Arenal y Sullana se presentan independientemente de la conexión de la carga de Machala y pueden ser superadas con los cambiadores de taps de los transformadores.

En las Tablas 7-3, 7-4 y 7-5 se presenta un resumen de las tensiones de las barrras más importantes para las áreas Centro, Norte y Sur, Año 2005.

Los SVC de Chiclayo (+30/-30 Mvar) y Trujillo Norte (+30/-20 Mvar) operan al 63% y 65% de su capacidad nominal en escenario de demanda máxima y en avenida. En el escenario máxima estiaje el SVC de Chiclayo queda operando al 80% de su capacidad, ya que las tensiones en esta área decaen.

En estado normal de operación, demanda máxima el SVC de Tintaya está operando en el tope de su capacidad 15 Mvar en escenario Avenida y 12 Mvar y en escenario de estiaje. En condiciones de demanda media y mínima el SVC absorbe 7.7 Mvar y 5 Mvar, respectivamente.

Tabla 7-4 Perfiles de tensión en las principales barras del SEIN

Subestación	Tensión nominal (kV)	Máxima Avenida 2005			Máxima Estiaje 2005		
		Tensión en la barra			Tensión en la barra		
		kV	p.u	Ang (°)	kV	p.u	Ang (°)
Machala	230	217.31	0.99	-33.31	216.27	0.98	-41.24
Zorritos	220	221.89	1.01	-27.53	221.18	1.01	-35.43
Talara	220	227.36	1.03	-20.57	226.02	1.03	-28.32
Piura Oeste	220	226.57	1.03	-18.84	223.44	1.02	-26.39
Chiclayo	220	227.39	1.03	-9.57	227.44	1.03	-16.49
Guadalupe	220	223.31	1.02	-6.66	227.08	1.03	-13.40
Trujillo Norte	220	219.57	1.00	-4.57	223.84	1.02	-10.87
Chimbote	220	220.40	1.01	1.21	224.67	1.02	-4.71
Chimbote	138	140.52	1.02	4.80	139.95	1.01	-1.66

Subestación	Tensión nominal (kV)	Máxima Avenida 2005			Máxima Estiaje 2005		
		Tensión en la barra			Tensión en la barra		
		kV	p.u	Ang (°)	kV	p.u	Ang (°)
Paramonga	220	226.10	1.03	3.75	227.19	1.03	1.50
Guacho	220	224.27	1.02	2.74	224.63	1.02	1.32
Zapallal	220	219.82	1.00	1.90	219.03	1.00	2.40
Ventanilla	220	218.38	0.99	1.33	217.40	0.99	2.06
Chavarría	220	217.23	0.99	0.79	216.62	0.98	1.24
Santa Rosa	220	217.42	0.99	0.72	217.22	0.99	0.99
San Juan	220	216.97	0.99	0.10	217.25	0.99	-0.03
Balnearios	220	214.60	0.98	-0.72	214.80	0.98	-0.87
Independencia	220	227.80	1.04	5.03	228.44	1.04	4.12
Ica	220	225.68	1.03	2.56	226.24	1.03	1.63
Marcota	220	220.04	1.00	-2.08	220.61	1.00	-3.02
Antamina	220	230.82	1.05	5.41	229.82	1.04	3.65
Vizcarra	220	225.94	1.03	8.16	225.94	1.03	6.39
Aguaytia	220	226.70	1.03	26.85	228.32	1.04	25.28
Tingo María	220	225.77	1.03	20.22	226.91	1.03	18.69
Paragsha	220	229.22	1.04	9.73	228.54	1.04	8.15
Carhuamayo	220	227.73	1.04	10.59	229.14	1.04	8.47
Carhuamayo	138	133.01	0.96	9.89	131.98	0.96	11.40
Yuncan	220	224.37	1.02	12.02	201.78	0.92	19.60
Oroya Nueva	220	227.45	1.03	10.27	228.54	1.04	9.10
Oroya Nueva	138	128.29	0.93	7.63	124.88	0.90	7.73
Caripa	138	129.17	0.94	7.96	126.34	0.92	8.46
Chimay	220	233.99	1.06	23.49	232.13	1.06	21.60
Yanango	220	232.23	1.06	20.23	231.22	1.05	18.28
Callahuanca	220	223.82	1.02	6.31	225.27	1.02	6.05
Huinco	220	222.80	1.01	5.63	224.27	1.02	5.92
Pachachaca	220	228.17	1.04	10.81	229.12	1.04	9.82
Pachachaca	69	70.30	1.02	5.97	70.61	1.02	5.27
Huayucachi	220	234.50	1.07	15.71	234.69	1.07	14.57
Pomacocha	220	227.53	1.03	10.03	228.41	1.04	9.12
Mantaro	220	239.80	1.09	20.84	239.80	1.09	19.25
Huancavelica	220	236.97	1.08	16.54	237.27	1.08	15.11
Cotaruse	220	231.96	1.05	19.89	231.01	1.05	16.82
Socabaya	220	226.76	1.03	18.96	224.90	1.02	15.17
Moquegua	220	228.73	1.04	16.67	225.02	1.02	12.43
Moquegua	138	141.03	1.02	15.47	141.43	1.02	11.05
Toquepala	138	140.17	1.02	14.14	139.11	1.01	9.78

Subestación	Tensión nominal (kV)	Máxima Avenida 2005			Máxima Estiaje 2005		
		Tensión en la barra			Tensión en la barra		
		kV	p.u	Ang (°)	kV	p.u	Ang (°)
Mill Site	138	140.15	1.02	14.10	139.06	1.01	9.75
Los Héroes	220	227.47	1.03	17.21	225.03	1.02	12.9
Puno	220	221.64	1.01	21.31	223.95	1.02	16.51
Puno	138	138.54	1.00	14.80	136.70	0.99	17.40
Ilo	220	229.32	1.04	16.48	226.60	1.03	12.24
Ilo	138	140.40	1.02	15.89	140.77	1.02	10.88
San Gabán	138	139.72	1.01	38.03	144.25	1.05	38.07
Azángaro	138	137.04	0.99	25.63	138.66	1.00	27.59
Juliaca	138	137.35	1.00	17.71	136.41	0.99	20.15
Tintaya	138	139.38	1.01	19.99	140.07	1.01	23.61
Callalli	138	139.89	1.01	14.88	140.49	1.02	19.86
Santuario	138	140.83	1.02	11.39	140.91	1.02	17.50
Machupicchu	138	138.00	1.00	44.95	138.00	1.00	38.63
Cachimayo	138	133.97	0.97	39.75	133.97	0.97	33.44
Chavarría	60	62.22	1.04	-3.69	61.80	1.03	-3.46
Barsi	60	60.82	1.01	-3.02	60.51	1.01	-2.77
Santa Rosa LZ	60	58.82	0.98	-2.58	58.73	0.98	-2.57
Santa Rosa Vieja	60	59.60	0.99	0.00	59.87	1.00	0.09
Santa Rosa	60	58.82	0.98	-2.59	58.73	0.98	-2.57
Mirones	60	61.35	1.02	-4.30	60.96	1.02	-4.11
Santa Anita	60	58.27	0.97	-2.62	58.16	0.97	-2.69
Huachipa	60	58.50	0.98	-1.86	58.40	0.97	-1.97
Santa Clara	60	58.81	0.98	-0.36	58.65	0.98	-0.46
Ñaña	60	59.80	1.00	2.27	59.57	0.99	2.18
Mepsa	60	59.63	0.99	0.09	59.93	1.00	0.16
Puente	60	59.62	0.99	-3.86	59.55	0.99	-3.99
Monterrico	60	60.69	1.01	-3.88	60.65	1.01	-4.09
Balnearios	60	62.16	1.04	-3.29	62.16	1.04	-3.52

Tabla 7-5 Perfiles de tensión en las principales barras del SEIN, demanda media

Subestación	Tensión nominal (kV)	Avenida 2005			Estiaje 2005		
		Tensión en la barra			Tensión en la barra		
		kV	p.u	Ang (°)	kV	p.u	Ang (°)
Machala	230	225.24	1.02	-21.11	226.21	1.03	-41.18
Zorritos	220	226.02	1.03	-17.00	226.91	1.03	-37.10

Subestación	Tensión nominal (kV)	Avenida 2005			Estiaje 2005		
		Tensión en la barra			Tensión en la barra		
		kV	p.u	Ang (°)	kV	p.u	Ang (°)
Talara	220	223.73	1.02	-11.02	224.52	1.02	-31.16
Piura Oeste	220	219.58	1.00	-10.34	220.71	1.00	-30.49
Chiclayo	220	227.03	1.03	-3.73	226.50	1.03	-23.73
Guadalupe	220	224.34	1.02	-2.55	222.15	1.01	-21.64
Trujillo Norte	220	223.61	1.02	-1.81	219.30	1.00	-18.58
Chimbote	220	222.52	1.01	2.96	217.74	0.99	-12.23
Chimbote	138	137.89	1.00	6.00	134.79	0.98	-10.44
Paramonga	220	220.42	1.00	4.85	218.09	0.99	1.06
Huacho	220	220.71	1.00	3.84	219.18	1.00	2.15
Zapallal	220	219.29	1.00	2.75	219.58	1.00	4.98
Ventanilla	220	218.06	0.99	2.16	218.42	0.99	4.86
Chavarría	220	217.59	0.99	1.84	217.82	0.99	4.13
Santa Rosa	220	217.83	0.99	1.82	218.11	0.99	3.82
San Juan	220	218.01	0.99	1.31	217.40	0.99	2.82
Balnearios	220	216.12	0.98	0.52	215.66	0.98	2.02
Independencia	220	226.03	1.03	4.71	225.93	1.03	4.75
Ica	220	224.22	1.02	2.32	224.01	1.02	2.32
Marcona	220	219.16	1.00	-2.19	218.89	0.99	-2.19
Antamina	220	231.09	1.05	6.34	230.32	1.05	4.74
Vizcarra	220	225.94	1.03	9.10	225.94	1.03	7.48
Aguaytia	220	219.35	1.00	27.76	224.01	1.02	25.73
Tingo María	220	218.41	0.99	21.31	224.68	1.02	19.55
Paragsha	220	230.44	1.05	10.85	230.70	1.05	10.75
Carhuamayo	220	230.23	1.05	10.93	230.44	1.05	10.88
Carhuamayo	138	137.41	1.00	14.39	136.50	0.99	16.61
Yuncan	220	222.74	1.01	22.04	220.45	1.00	29.26
Oroya Nueva	220	228.15	1.04	11.14	228.25	1.04	11.17
Oroya Nueva	138	132.41	0.96	10.78	132.84	0.96	11.68
Caripa	138	133.54	0.97	11.60	133.55	0.97	12.86
Chimay	220	230.76	1.05	24.48	230.33	1.05	21.23
Yanango	220	229.74	1.04	21.12	230.12	1.05	18.53
Callahuanca	220	224.03	1.02	7.03	224.56	1.02	8.16
Huinco	220	223.46	1.02	6.31	226.41	1.03	7.52
Pachachaca	220	228.48	1.04	11.54	229.08	1.04	11.50
Pachachaca	69	72.08	1.04	8.56	71.16	1.03	8.97
Huayucachi	220	235.65	1.07	16.31	236.46	1.07	15.60
Pomacocha	220	228.04	1.04	10.77	228.63	1.04	10.84

Subestación	Tensión nominal (kV)	Avenida 2005			Estiaje 2005		
		Tensión en la barra			Tensión en la barra		
		kV	p.u	Ang (°)	kV	p.u	Ang (°)
Mantaro	220	239.80	1.09	20.92	239.80	1.09	19.38
Huancavelica	220	236.56	1.08	16.59	236.86	1.08	15.45
Cotaruse	220	230.74	1.05	17.55	230.35	1.05	11.03
Socabaya	220	224.63	1.02	15.38	224.37	1.02	6.28
Moquegua	220	226.45	1.03	12.20	226.48	1.03	2.01
Moquegua	138	141.18	1.02	10.82	139.36	1.01	0.53
Toquepala	138	139.73	1.01	9.15	137.85	1.00	-1.24
Mill Site	138	139.70	1.01	9.13	137.82	1.00	-1.27
Los Héroes	220	226.06	1.03	11.09	225.74	1.03	0.86
Puno	220	222.97	1.01	17.65	227.13	1.03	4.49
Puno	138	136.20	0.99	19.48	139.77	1.01	4.98
Ilo	220	227.03	1.03	12.00	227.06	1.03	1.81
Ilo	138	141.09	1.02	11.42	138.82	1.01	0.60
San Gabán	138	143.95	1.04	42.66	143.96	1.04	17.30
Azángaro	138	137.73	1.00	30.94	140.21	1.02	11.34
Juliaca	138	135.47	0.98	22.84	139.19	1.01	6.74
Tintaya	138	138.00	1.00	25.63	138.00	1.00	10.16
Callalli	138	140.44	1.02	21.03	141.01	1.02	8.36
Santuario	138	142.57	1.03	17.91	142.94	1.04	7.58
Machupicchu	138	138.00	1.00	41.81	138.00	1.00	26.24
Cachimayo	138	133.86	0.97	36.45	133.78	0.97	20.88
Chavarria	60	63.00	1.05	-1.53	63.00	1.05	0.70
Barsi	60	61.37	1.02	-1.20	61.10	1.02	1.07
Santa Rosa LZ	60	61.37	1.02	-1.47	61.45	1.02	0.32
Santa Rosa Vieja	60	59.85	1.00	0.99	59.87	1.00	2.84
Santa Rosa	60	61.38	1.02	-1.48	61.46	1.02	0.31
Mirones	60	62.01	1.03	-2.30	61.89	1.03	-0.07
Santa Anita	60	60.58	1.01	-1.18	60.68	1.01	0.46
Huachipa	60	60.52	1.01	-0.39	60.62	1.01	1.16
Santa Clara	60	60.33	1.01	1.10	60.51	1.01	2.54
Ñaña	60	60.72	1.01	3.82	61.01	1.02	5.13
Mepsa	60	59.88	1.00	1.04	59.90	1.00	2.88
Puente	60	61.39	1.02	-2.65	61.43	1.02	-1.01
Monterrico	60	62.01	1.03	-2.55	62.02	1.03	-0.99
Balnearios	60	63.00	1.05	-1.90	63.00	1.05	-0.41

Tabla 7-6 Perfiles de tensión en las principales barras del SEIN, demanda mínima

Subestación	Tensión nominal (kV)	Avenida 2005			Estiaje 2005		
		Tensión en la barra			Tensión en la barra		
		kV	p.u	Ang (°)	kV	p.u	Ang (°)
Machala	230	228.63	1.04	-69.91	228.40	1.04	-45.36
Zorritos	220	228.33	1.04	-66.97	228.11	1.04	-42.42
Talara	220	223.35	1.02	-62.56	223.18	1.01	-38.00
Piura Oeste	220	217.59	0.99	-58.26	220.42	1.00	-38.74
Chiclayo	220	223.71	1.02	-44.23	225.72	1.03	-35.06
Guadalupe	220	218.87	0.99	-39.46	220.18	1.00	-33.18
Trujillo Norte	220	216.40	0.98	-33.11	218.16	0.99	-29.49
Chimbote	220	214.60	0.98	-25.10	214.81	0.98	-22.99
Chimbote	138	136.66	0.99	-23.14	139.95	1.01	-1.66
Paramonga	220	214.72	0.98	-6.50	215.12	0.98	-0.92
Huacho	220	215.65	0.98	-2.93	217.54	0.99	1.94
Zapallal	220	217.90	0.99	4.45	221.72	1.01	7.93
Ventanilla	220	217.05	0.99	4.61	221.03	1.00	8.04
Chavarría	220	216.67	0.98	4.58	220.67	1.00	7.65
Santa Rosa	220	217.37	0.99	4.83	221.32	1.01	7.64
San Juan	220	217.29	0.99	4.88	222.05	1.01	7.38
Balnearios	220	216.13	0.98	4.41	220.73	1.00	6.94
Independencia	220	225.69	1.03	7.87	227.72	1.04	9.76
Ica	220	224.47	1.02	5.67	226.59	1.03	7.59
Marcona	220	219.79	1.00	1.27	222.14	1.01	3.26
Antamina	220	228.67	1.04	-5.67	228.67	1.04	4.57
Vizcarra	220	224.40	1.02	-2.39	224.40	1.02	7.35
Aguaytia	220	219.28	1.00	-1.59	219.23	1.00	27.09
Tingo María	220	219.30	1.00	-1.23	217.88	0.99	20.52
Paragsha	220	227.54	1.03	6.88	228.20	1.04	11.85
Carhuamayo	220	227.46	1.03	8.65	229.09	1.04	12.55
Carhuamayo	138	133.70	0.97	15.54	131.98	0.96	11.40
Yuncan	220	220.76	1.00	30.41	218.01	0.99	22.23
Oroya Nueva	220	226.17	1.03	11.97	229.11	1.04	13.88
Oroya Nueva	138	131.45	0.95	12.91	124.88	0.90	7.73
Caripa	138	132.03	0.96	13.55	126.34	0.92	8.46
Chimay	220	226.06	1.03	23.30	230.82	1.05	20.12
Yanango	220	226.01	1.03	20.73	230.78	1.05	18.67

Subestación	Tensión nominal (kV)	Avenida 2005			Estiaje 2005		
		Tensión en la barra			Tensión en la barra		
		kV	p.u	Ang (°)	kV	p.u	Ang (°)
Callahuanca	220	221.74	1.01	8.99	224.70	1.02	11.09
Huinco	220	223.61	1.02	8.15	224.92	1.02	9.90
Pachachaca	220	226.95	1.03	12.94	230.09	1.05	14.44
Pachachaca	69	71.47	1.04	11.42	70.61	1.02	5.27
Huayucachi	220	235.62	1.07	17.93	237.00	1.08	19.56
Pomacocha	220	227.00	1.03	12.54	230.24	1.05	14.15
Mantaro	220	239.80	1.09	22.40	239.80	1.09	23.55
Huancavelica	220	236.90	1.08	18.53	237.59	1.08	19.85
Cotaruse	220	230.53	1.05	16.64	232.25	1.06	20.02
Socabaya	220	224.53	1.02	13.14	227.09	1.03	17.70
Moquegua	220	226.11	1.03	9.23	228.41	1.04	16.81
Moquegua	138	137.58	1.00	7.56	141.43	1.02	11.05
Toquepala	138	136.22	0.99	5.60	139.11	1.01	9.78
Mill Site	138	136.18	0.99	5.58	139.06	1.01	9.75
Los Héroes	220	225.88	1.03	8.17	228.04	1.04	15.79
Puno	220	222.80	1.01	15.17	228.82	1.04	18.02
Puno	138	137.84	1.00	17.67	142.58	1.03	18.15
Ilo	220	226.69	1.03	9.04	228.99	1.04	18.52
Ilo	138	137.24	0.99	6.37	140.77	1.02	10.88
San Gabán	138	140.30	1.02	41.55	140.89	1.02	26.09
Azángaro	138	139.39	1.01	29.18	140.30	1.02	22.10
Juliaca	138	137.19	0.99	21.08	141.41	1.02	19.20
Tintaya	138	139.38	1.01	24.48	139.38	1.01	21.70
Callalli	138	139.76	1.01	19.21	141.49	1.03	19.47
Santuario	138	140.05	1.01	15.19	142.35	1.03	18.09
Machupicchu	138	140.76	1.02	42.33	140.76	1.02	39.43
Cachimayo	138	137.29	0.99	37.15	137.19	0.99	34.25
Chavarria	60	62.40	1.04	1.66	61.50	1.02	5.15
Barsi	60	60.89	1.01	2.26	61.78	1.03	5.33
Santa Rosa LZ	60	58.93	0.98	3.37	60.10	1.00	6.13
Santa Rosa Vieja	60	59.65	0.99	4.98	60.60	1.01	7.73
Santa Rosa	60	58.94	0.98	3.36	60.10	1.00	6.12
Mirones	60	61.46	1.02	1.40	61.35	1.02	4.70
Santa Anita	60	58.54	0.98	3.86	59.78	1.00	6.51
Huachipa	60	58.59	0.98	4.64	59.88	1.00	7.19
Santa Clara	60	58.68	0.98	6.00	60.13	1.00	8.37
Ñaña	60	59.34	0.99	8.44	61.00	1.02	10.54

Subestación	Tensión nominal (kV)	Avenida 2005			Estiaje 2005		
		Tensión en la barra			Tensión en la barra		
		kV	p.u	Ang (°)	kV	p.u	Ang (°)
Mepsa	60	59.63	0.99	5.05	60.59	1.01	7.79
Puente	60	59.21	0.99	2.63	60.38	1.01	5.32
Monterrico	60	59.86	1.00	2.86	61.05	1.02	5.49
Balnearios	60	60.60	1.01	3.27	61.80	1.03	5.84

7.2.2 OPERACION EN CONTINGENCIA

La Tabla 7-7 presenta un resumen de las principales contingencias que afectan en máxima demanda en avenida y en estiaje Sistema Eléctrico Interconectado.

Tabla 7-7 Resumen de contingencias del SEIN

Elemento fallado	Elemento sobrecargado	% Sobre-carga Max. Av	% Sobre-carga Max. Es
LT Balnearios - San Juan C1	LT Balnearios - San Juan C2	4.9	24.9
LT Edegel – Callahuanca	LT Pomacocha - San Juan C1	4.3	4.7
	LT Pachachaca - Pomacocha	20.5	19.0
LT Chimbote – Paramonga	Máquina Cañón del Pato	--	9,3
LT Piura – Chiclayo	Máquina Malaca G4	19.0	38.5
LT Guadalupe – Chiclayo	Máquina Malaca G4	--	15.0
LT Puno – Moquegua	LT Tintaya - Ayaviri - Azángaro	4.3	--
San Juan 215/62.3/103 kV T1	San Juan 220/69/13,8 kV T2	54.0	62.0
LT Tintaya – Callallí 138 kV	LT Azángaro - Juliaca 138 kV	33.5	16.0
LT Tintaya – Ayaviri – Azángaro	LT Azángaro - Juliaca 138 kV	27.0	11.0
LT Callallí – Santuario	LT Azángaro - Juliaca 138 kV	24.0	7.0
LT Azángaro - San Gabán	LT San Gabán - San Rafael	19.0	5.0
LT Azángaro – Juliaca	LT Tintaya - Ayaviri - Azángaro	25.0	10.0
LT Azángaro – Juliaca	SVC Tintaya	97.0	61.5

En demanda media y mínima se presenta una sobrecarga del 13% en el transformador de la subestación Paramonga existente 138/13.8 kV, 27.5 MVA.

Del análisis de estado estacionario en demanda máxima, media y mínima se puede concluir que la pérdida de uno de los circuitos Balnearios – San Juan representa una sobrecarga del 25% del otro circuito, siendo una falla crítica para el sistema, al igual que la pérdida de uno de los transformadores de San Juan.

En el estado estacionario el Área Sureste presenta una problemática particular ante la salida de cualquiera de las líneas de 138 kV (Ver Tabla 7-8).

Tabla 7-8 Resumen de contingencias del SURESTE

Línea fallada	Comentario
Cachimayo - Machupicchu	Tensiones bajas en Cachimayo, Abancay, Quencoro y Dolorespata.
Quencoro – Dolorespata	Tensiones bajas en Cachimayo, Abancay y Dolorespata.
Callalli – Santuario	Se sobrecarga la línea Azángaro – Juliaca al 24%; se presentan bajas tensiones en Taparachi y Quencoro (0.93 p.u). El SVC de Tintaya se excede en la generación de potencia reactiva (-22 Mvar)
Tintaya – Callalli	Se presenta sobrecarga en la línea Azángaro – Juliaca (33%) y bajas tensiones en las subestaciones Juliaca, Puno y Bellavista (0.95 p.u), y Quencoro (0.93 p.u). El SVC de Tintaya se excede en la generación de potencia reactiva (-26.7 Mvar)
Puno – Moquegua	Bajas tensiones en Puno, Juliaca, sobrecarga en la Ln Azángaro – Ayaviri, SVC Tintaya (15 Mvar) generando 38 Mvar
Puno – Juliaca	El transformador de la subestación Puno de 18 MVA, 138/60/22.9 kV se sobrecarga el 32%. Se presentan bajas tensiones en las subestaciones Puno 60 kV (0.92 p.u), Bellavista (0.95 p.u) y Quencoro (0.93 p.u). El SVC de Tintaya se excede en la generación de potencia reactiva (-36 Mvar)
Juliaca – Azángaro	Sobrecarga Ln Azángaro – Ayaviri y SVC Tintaya (15 Mvar) generando 50 Mvar
Azángaro – San Gabán	Sobrecarga Ln San Gabán – San Rafael

7.3 ESTABILIDAD DE TENSIÓN

Mediante el análisis de estabilidad de tensión se calculan los márgenes de potencia activa y reactiva disponibles. Se han seleccionado las áreas de Lima, Costa Norte, Sierra Centro y el caso particular de la carga de Machala, por ser las más críticas. En la Tabla 7-9, Tabla 7-10, Tabla 7-11 se reportan los valores calculados para las horas de demanda máxima y en la Figura 7-2 se muestran las características de estabilidad de tensión para el área de Lima.

Tabla 7-9 Distancia al Colapso de Tensión Área Lima

Nombre		2005 Máxima Avenida		2005 Máxima Estiaje	
Carga	kV	MW	Mvar	MW	Mvar
Balnearios	60	13.63	4.12	14.20	4.30
Barsi	60	22.60	7.98	23.54	8.31
Chavarría	60	33.75	15.30	35.17	15.94
Lima	60	6.41	1.78	6.68	1.86
Mepsa	60	0.33	0.11	0.33	0.11

Nombre		2005 Máxima Avenida		2005 Máxima Estiaje	
Carga	kV	MW	Mvar	MW	Mvar
Mirones	60	6.30	1.48	6.56	1.54
Monterrico	60	2.54	1.22	2.65	1.27
Ñaña	60	1.63	0.85	1.69	0.88
Pando	60	4.48	0.43	4.66	0.44
Prim_60	60	6.49	2.66	6.76	2.78
Puente	60	8.64	2.80	9.01	2.92
Salamanca	60	4.68	1.51	4.88	1.57
Santa Anita	60	1.61	0.54	1.68	0.56
San Juan	60	21.47	5.73	22.15	5.91
Santa Clara	60	1.00	0.42	1.04	0.44
San Isidro	60	3.88	1.20	4.04	1.25
Santa Rosa	60	19.35	5.43	20.16	5.66
Sta Rosa Vieja	60	5.24	1.57	5.46	1.64
TOTAL		164.03	55.13	156.46	53.07

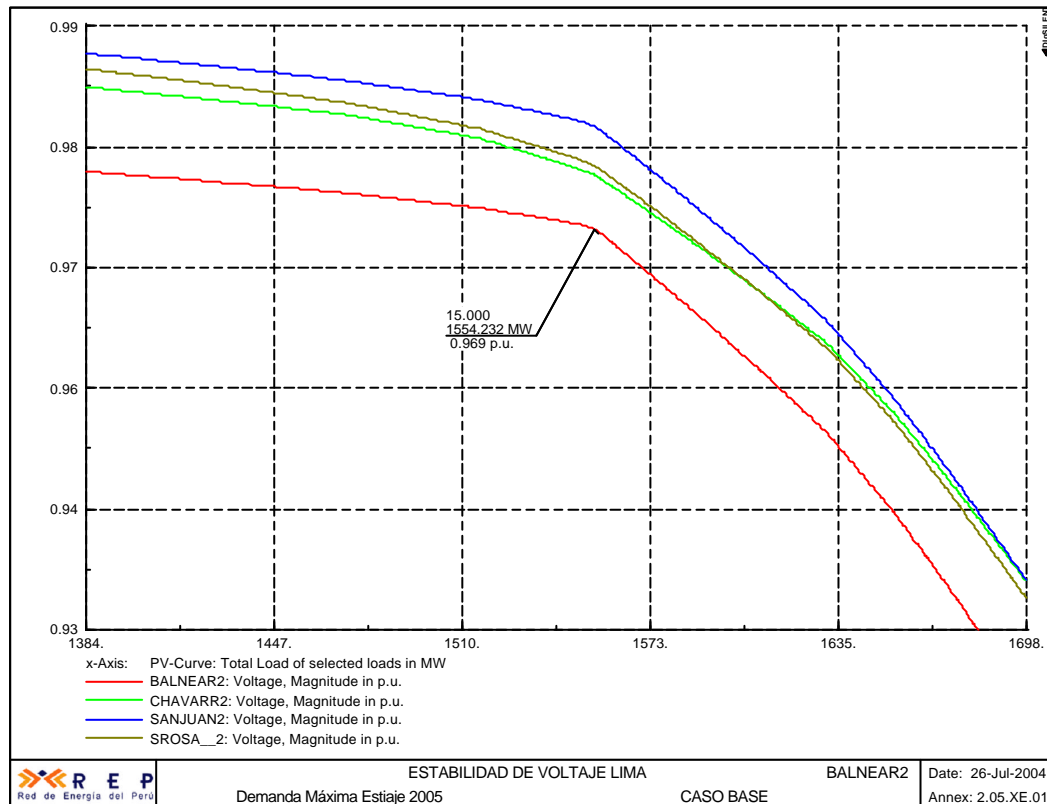


Figura 7-2 Estabilidad de Tensión – Área de Lima

Tabla 7-10 Distancia al Colapso de Tensión Área Chimbote

Nombre	kV	2005 Máxima Avenida		2005 Máxima Estiaje	
		MW	Mvar	MW	Mvar
Caraz	66	2.29	1.15	1.78	0.90

Nombre	kV	2005 Máxima Avenida		2005 Máxima Estiaje	
		MW	Mvar	MW	Mvar
Carhuaz	66	2.10	0.95	1.62	0.74
Cañón del Pato	13.8	0.51	0.00	0.38	0.00
Chimbote Norte	138	19.90	10.14	15.41	7.85
Chimbote	138	31.49	15.75	24.38	12.20
Cañón del Pato	66	1.57	0.77	1.21	0.59
Cañón del Pato	138	5.09	1.67	3.79	1.24
Huaraz	66	5.49	2.24	4.26	1.74
Santa	138	2.10	1.26	1.62	0.98
Sidernor	13.8	12.70	6.15	9.44	4.57
Sidersur	13.8	12.70	6.15	9.44	4.57
TOTAL		95.94	46.24	73.33	35.39

Tabla 7-11 Distancia al Colapso de Tensión Área Sierra Centro

Nombre		2005 Máxima Avenida		2005 Máxima Estiaje	
Carga	kV	MW	Mvar	MW	Mvar
Alambron	50	7.29	4.82	6.98	4.63
Antuquito	2.4	0.11	0.10	0.11	0.10
Antuquito	50	1.96	0.56	1.88	0.54
Aucayacu	60	0.57	0.27	0.57	0.28
Austria Duvaz	50	1.30	0.30	1.29	0.30
Bellavista	2.4	0.27	0.11	0.26	0.11
Carhuamayo	50	1.06	0.58	1.06	0.59
Caripa	138	9.40	3.78	9.38	3.78
Casa de Fuerza	50	7.51	2.78	7.49	2.77
Casapalca	50	7.35	2.81	7.34	2.81
Casa de Piedra	12	3.23	2.18	3.09	2.09
Casapalca	2.4	0.36	0.06	0.37	0.07
Casapalca Norte	4.16	0.30	0.06	0.30	0.05
Carlos Francisco	50	2.55	0.80	2.55	0.80
Chumpe	2.4	0.44	0.14	0.44	0.13
Chumpe (Yauricocha)	12	1.27	0.78	1.26	0.78
Curipata	50	0.37	0.23	0.37	0.23
Excelsior 1	2.4	0.97	0.60	0.97	0.61
Excelsior 2	2.4	0.13	0.06	0.12	0.06
Goyllar	50	0.18	0.06	0.18	0.06
Huanuco	10.5	7.02	3.39	7.00	3.39
Shelby Huaron	50	3.83	1.31	3.82	1.31
Huayucachi	60	16.25	8.21	16.22	8.21
Huicra	2.4	0.55	0.17	0.54	0.17
La Fundación	50	2.59	0.85	2.58	0.85
Malpaso	50	0.00	0.00	0.00	0.00
Milpo	50	3.87	0.39	3.86	0.39

Nombre		2005 Máxima Avenida		2005 Máxima Estiaje	
Carga	kV	MW	Mvar	MW	Mvar
Morocha	2.4	1.47	0.46	1.46	0.46
Morocha	50	1.64	0.18	1.63	0.18
Moyoampa	60	6.96	3.37	6.95	3.37
Oroya Nueva	50	0.00	0.00	0.00	0.00
Pachacayo	69	0.18	0.07	0.18	0.07
Pachachaca	50	5.96	4.91	5.71	4.71
Paragsha	138	13.27	2.97	13.24	2.98
Paragsha	50	8.72	3.22	8.71	3.22
Parque Industrial	10	4.19	2.03	4.18	2.03
Planta de Zinc	50	29.98	11.08	29.91	11.08
Planta de Oxígeno	50	2.78	1.02	2.77	1.03
Pucallpa	10	7.72	4.07	7.70	4.08
San Mateo	50	2.13	1.12	2.12	1.12
Shelby Vicco	50	0.11	0.07	0.11	0.07
San Juan (Bombas)	2.4	0.93	0.06	0.93	0.06
San Juan (Ocroyoc)	11	0.60	0.21	0.60	0.21
San Mateo	2.4	0.08	0.05	0.08	0.05
Ticlio	50	0.11	0.06	0.11	0.06
Tocache	60	0.85	0.42	0.85	0.42
Torre No. 50	50	18.75	7.70	18.71	7.70
TOTAL		187.16	78.49	186.00	78.00

Como podrá observarse la distancia al colapso de tensión es mayor para el escenario de Avenida que para el de Estiaje; esto hace prever que las condiciones de estabilidad serán más críticas para este último.

El margen de estabilidad de tensión de la carga de Machala se indica en la Figura 7-3, donde puede observarse que con el sistema actual el margen es de tan solo de 10 MW, es decir, la máxima carga que se puede suministrar con la compensación prevista es de 104 MW. Instalando compensación capacitiva adicional se puede incrementar la demanda atendible.

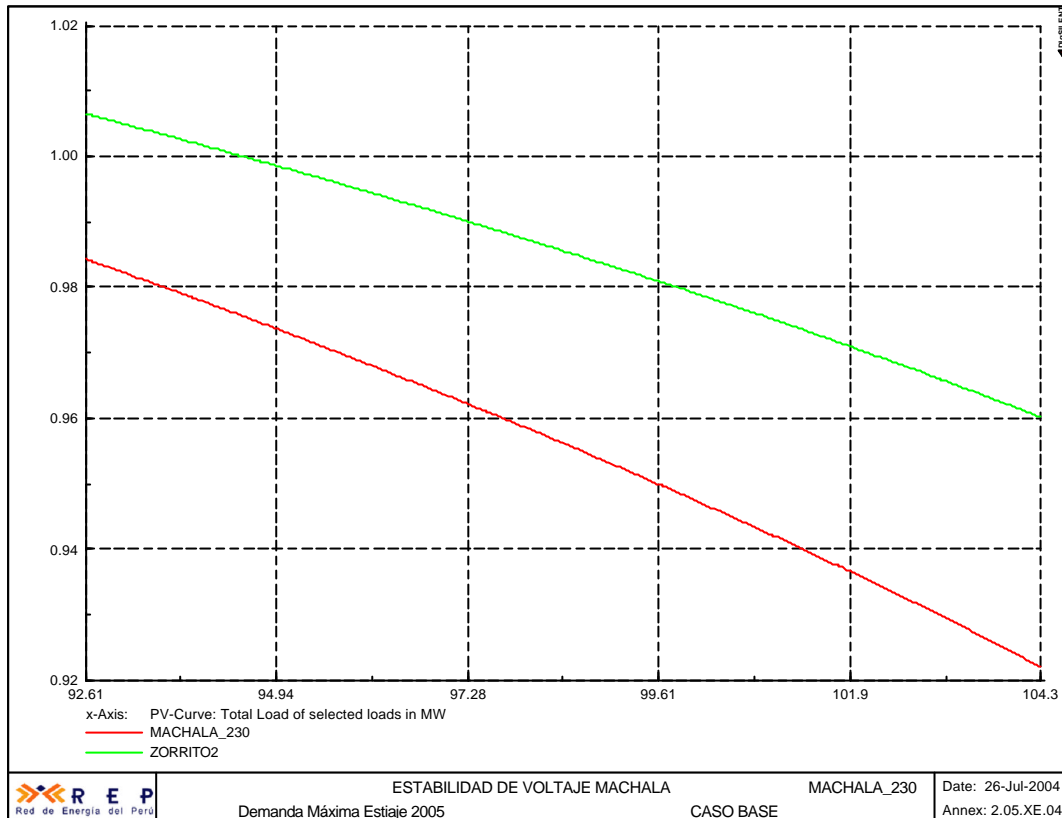


Figura 7-3 Estabilidad de Tensión – Demanda de Machala

7.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

7.4.1 ÁREA OPERATIVA NORTE TRANSFERENCIA LÍNEA CHIMBOTE - PARAMONGA

El Área Operativa Norte del SEIN posee una configuración radial desde la subestación Chimbote hasta la subestación Machala con líneas de gran longitud y centrales alejadas de las cargas. En esta parte del SEIN se ubican centrales hidroeléctricas Carhuaquero, Cañón del Pato y Gallito Ciego; y las centrales termoeléctricas Malacas, Tumbes y Pacasmayo de bajo costo de operación. Dada la configuración de esta parte del SEIN, se presentan limitaciones para importar o exportar energía hacia el resto del SEIN, principalmente a través de la línea de 220 kV L-2215 Chimbote – Paramonga.

Para el análisis de estabilidad transitoria se realizó la siguiente secuencia de fallas:

- Corto circuito monofásico en la línea Chimbote – Paramonga 220 kV, fase A (100 ms)
- Apertura interruptor – fase A en lado de S/E Paramonga (200 ms)
- Apertura interruptor – fase A en lado de S/E Chimbote (200 ms)
- Aclaración corto circuito (500 ms)
- Cierre interruptor – fase A en lado de S/E Paramonga (600 ms)

- Cierre interruptor – fase A en lado de S/E Chimbote (600 ms)

Esta falla se simuló para dos casos diferentes, cuyos resultados se presentan en el Anexo 3 del año 2005:

- Transferencia Norte – Centro (100 MW): despachando las plantas de Malacas G1, Piura (todas las máquinas), Chiclayo Sulzer, Sullana, Paita EMD, Paita Skoda, Trupal, Piura Centro y Trujillo Sur. Los resultados de las simulaciones en esta condición se presentan las figuras 3.05.XA.01 y 3.05.XE.01. para los escenarios máxima avenida y máxima estiaje, respectivamente.
- Transferencia Centro - Norte (100 MW): Para obtener esta transferencia del centro hacia el norte, se despacharon las plantas de Malacas G4, Carhuaquero, Cañón del Pato, Gallito Ciego y Tumbes y no se consideraron las plantas de Cementos del Norte Pacasmayo, Malacas G1, Piura G5 y Chiclayo. En las figuras 3.05.XA.02 y 3.05.XE.02 se muestran los resultados del programa de estabilidad para los escenarios máxima avenida y máxima estiaje, respectivamente. Cabe anotar que para este escenario se hace necesario despachar la planta de Tumbes para mantener las tensiones por encima de 0.9 p.u en las barras de Zorritos y Machala, constituyéndose en una posible restricción del sistema.

En ambos casos, para falla de la línea Chimbote – Paramonaga, se obtuvo una transferencia máxima entre 100 y 110 MW, dado que las variables tensión, potencia generada, ángulo del rotor y flujos por las líneas, son en términos generales amortiguadas. Cuando se transmiten 110 MW se aprecia que las oscilaciones no se amortiguan, por lo cual se está frente a un caso de congestión de la red.

El COES reportó los nuevos modelos de los estabilizadores de potencia de las C.H. Machupicchu y San Gabán, los cuales fueron modelados y probados con pruebas de paso en sistemas simplificados máquina - barra infinita. Sin embargo, al incluirlos dentro del sistema estos no influyen en mejorar las condiciones de estabilidad del intercambio Norte – Centro o viceversa.

Para el caso de falla en las líneas Huacho – Paramonga y Huacho - Zapallal se presenta el mismo comportamiento de la red ante falla. Las figuras 3.05.XA.03, 04, 05 y 06 (máxima avenida) y 3.05.XE.03, 04, 05 y 06 (máxima estiaje), Anexo 3 de 2005, muestran los resultados del programa de estabilidad para los eventos de las fallas monofásicas en las líneas Huacho Paramonga y Huacho – Zapallal, con recierre exitoso.

Finalmente, se puede garantizar la operatividad del sistema Norte cuando sale de servicio por mantenimiento la línea Zapallal – Huacho – Paramonga, dado que se puede controlar el flujo por las líneas en el sentido Paragsha – Tingo María a 35 MW y en el sentido Vizcarra – Paramonga, difícilmente se pueden superar los 100 MW.

7.4.2 ANÁLISIS MODAL INTERCAMBIO AREA NORTE

Cuando se realiza una transferencia Norte – Centro de más de 100 MW se presentan dos modos de oscilación críticos. La participación de las plantas del sistema se muestra en la Figura 7-4 y Figura 7-5. Ambos modos tienen un amortiguamiento negativo y una frecuencia por debajo de los 0.4 Hz, lo cual indica que son modos Inter – área. Los grupos de máquinas de Mantaro (1-4), junto con las plantas del Norte, Cañón del Pato, Aguaytía, Malacas, Cementos Pacasmayo, Piura, Sullana, Sider Norte, oscilan contra las plantas del Centro y Sur del país: Calana, Yanango, Yaupi, Aricota, Ilo, Chimay, Restitución, ventanilla, Huinco y las máquinas 5-7 de Mantaro. Los aportes más significativos para este modo son los de las planta de Mantaro 1-4 y Ventanilla.

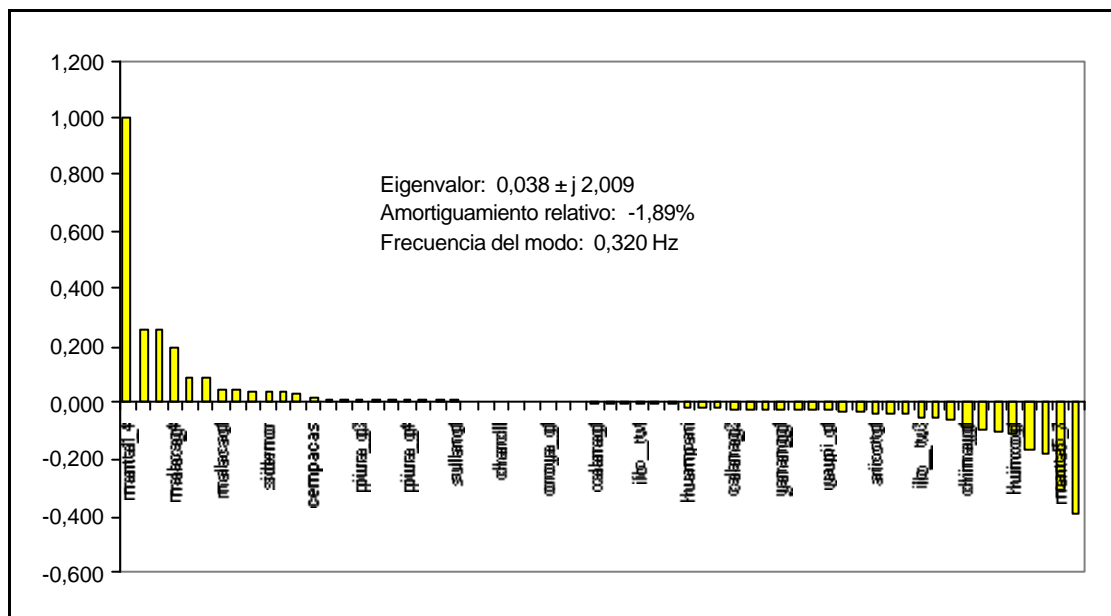


Figura 7-4 Norte @ Centro: 100 MW – Análisis Modal

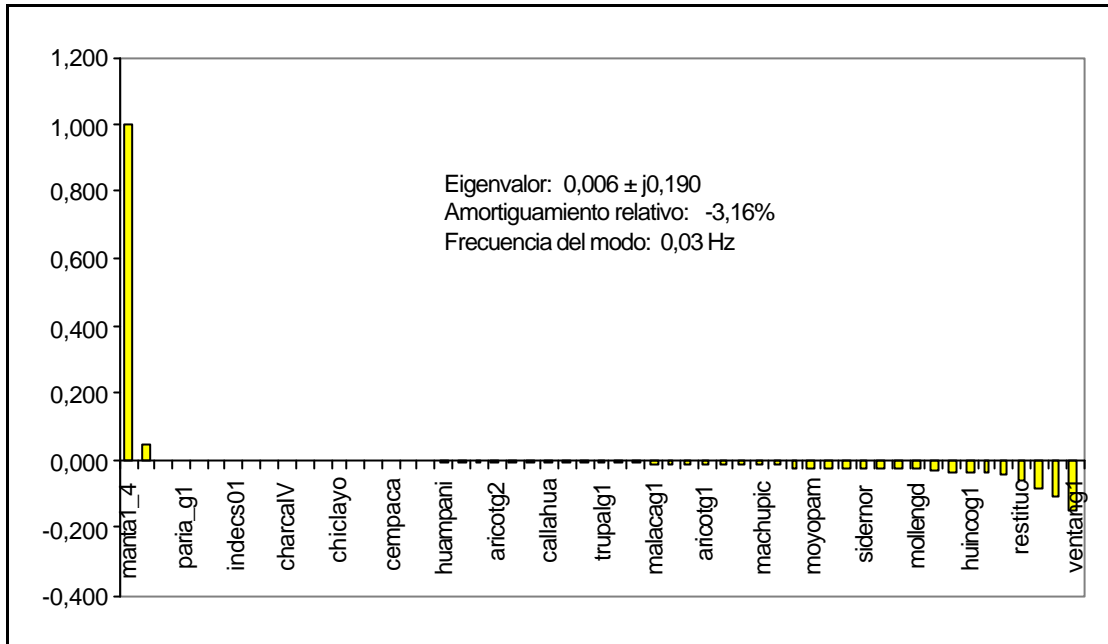


Figura 7-5 Norte @ Centro: 110 MW – Análisis Modal

Cuando se transfiere de Centro a Norte una potencia mayor a 100 MW se presenta en el sistema un valor propio con amortiguamiento negativo y una frecuencia de 0.03 Hz. Los aportes más significativos para que se presente este modo lo hacen las plantas de Mantaro 1-4 y Cañón del Pato, contra el resto de plantas del país, entre las que se destaca la participación de las plantas Ventanilla, Mantaro 5-7, Restitución y Huinco.

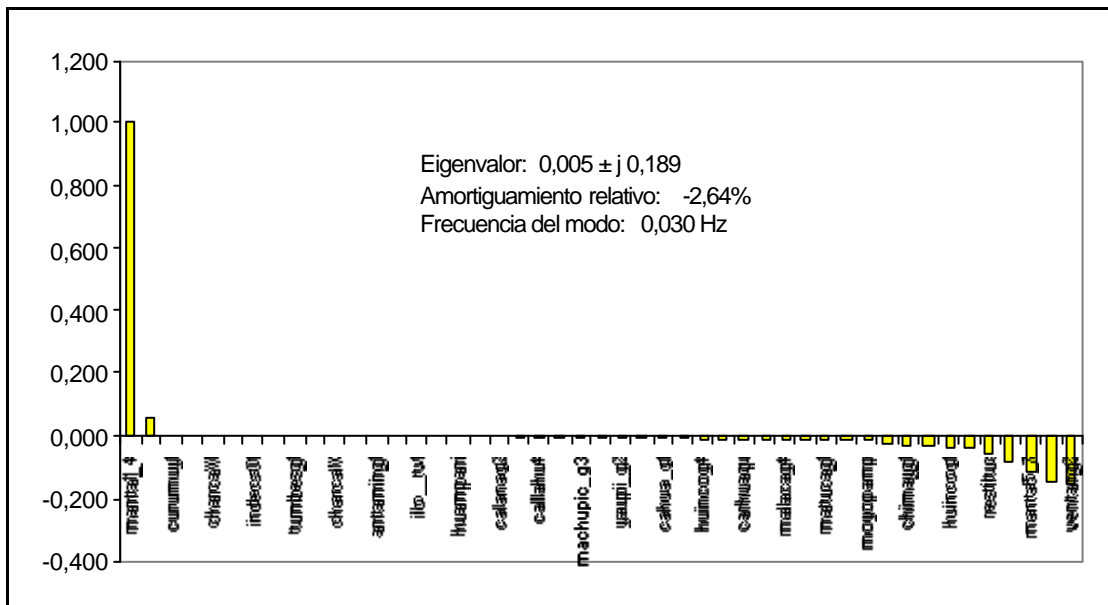


Figura 7-6 Centro @ Norte: 100 MW – Análisis Modal

Como se prevé por las características del sistema, el amortiguamiento es inferior a lo recomendado en sistemas típicos y este se irá mejorando a medida que se expanda el sistema de transmisión. De todas formas se recomienda ajustar los PSS's de las plantas Mantaro y Cañón del Pato para que mejoren el amortiguamiento de este modo de oscilación de baja

frecuencia. Igualmente, se recomienda la instalación de PSS en la planta de Ventanilla.

7.4.3 ÁREA CENTRAL

Se realizaron los siguientes eventos en el área central. (Los resultados de las oscilaciones se presentan en el Anexo3 del año 2005):

- Salida de un grupo de Huinco 60 MW (Figuras 3.05.XA.07 y 3.05.XE.07).
- Salida de una máquina de Ventanilla 160 MW (Figuras 3.05.XA.08 y 3.05.XE.08).
- Salida de la línea Pomacocha – San Juan (Figuras 3.05.XA.09 y 3.05.XE.09).
- Salida de la línea Independencia - Mantaro (Figuras 3.05.XA.10 y 3.05.XE.10).

Estos eventos ocasionan la pérdida de estabilidad del sistema después de 10 s; en el caso de la salida de la planta Ventanilla a los 11.9 s y Huinco a los 20 s. La primera planta que sale es Malacas TGN4. La instalación de un esquema de rechazo de carga por baja tensión podría considerarse en estos casos se deben realizar análisis específicos que no están en el alcance de este estudio.

7.4.4 ÁREA OPERATIVA SURESTE

Se analizaron los siguientes eventos en es esta zona:

- Salida de la línea Quencoro – Tintaya, con salida de la carga Cachimayo (Figuras 3.05.XA.11 y 3.05.XE.11)
- Salida de la línea Azángaro – Juliaca (Figuras 3.05.XA.12 y 3.05.XE.12)
- Salida de la línea Tintaya- Callalli (Figuras 3.05.XA.14 y 3.05.XE.14)
- Salida de la línea Callalli – Santuario (Figuras 3.05.XA.16 y 3.05.XE.16)
- Salida de la línea Juliaca – Totorani (Figuras 3.05.XA.18 y 3.05.XE.18)
- Salida de la línea Puno – Moquegua (Figuras 3.05.XA.20 y 3.05.XE.20)

La salida de estas líneas ocasiona la pérdida de estabilidad del sistema, excepto la salida de la línea Juliaca – Puno.

Para hallar el límite de exportación del área Sureste hacia el SEIN se simuló la salida de la línea Azángaro – Juliaca con las siguientes condiciones de transferencia:

Línea Azángaro – Juliaca	62 MW	El sistema pierde estabilidad. Estas condiciones se dan con la planta de San Gabán despachada en
Línea Tintaya – Callalli	34 MW	2 x 55 MW y Machupichu en
Exportación neta	96 MW	3 x 27.7 MW

Con este intercambio se presenta un valor propio crítico de amortiguamiento relativo negativo y baja frecuencia, el cual se puede amortiguar con los PSS de las centrales de Machupicchu y San Gabán.

Este modo Inter. Área se presenta reiterativamente en el sistema, debiéndose adoptar medidas para reajustar los PSS de las plantas para que eliminen oscilaciones de baja frecuencia.

Para las siguientes condiciones de transferencia el sistema es estable:

Línea Azángaro – Juliaca	47 MW	El sistema conserva su estabilidad.
Línea Tintaya – Callalli	22 MW	Esta condición se logra despachando la planta de San
Exportación neta	70 MW	Gabán en 2 x 40 MW y la planta de Machupicchu en 3 x 27.7 MW

Por tanto, el límite de exportación del área Sureste se pudo estimar en 70 MW.

Fallas monofásicas con recierre exitoso en estas líneas no ocasionan problemas de estabilidad, razón por la cual se sigue recomendando la revisión de la correcta operación de los recierres monofásicos para evitar que la desconexión de las líneas sobrecarguen las vecinas con la subsecuente pérdida de estabilidad. En el Anexo 3, figuras de la XA y XE 13, 15, 17, 19 y 21, se muestran los resultados del programa en el caso de salida de línea y falla monofásica con recierre exitoso.

7.4.5 ANÁLISIS MODAL INTERCAMBIO AREA SURESTE

Con un intercambio de 96 MW del Sur Este hacia el SEIN se presenta un valor propio crítico de amortiguamiento relativo negativo y baja frecuencia, en el cual las unidades de generación de Mantaro 1-4 y Cañón del Pato oscilan contra las plantas del resto del sistema, Ventanilla, Mantaro 5-7, Restitución, Aguaytía, Charcani y Malacas.

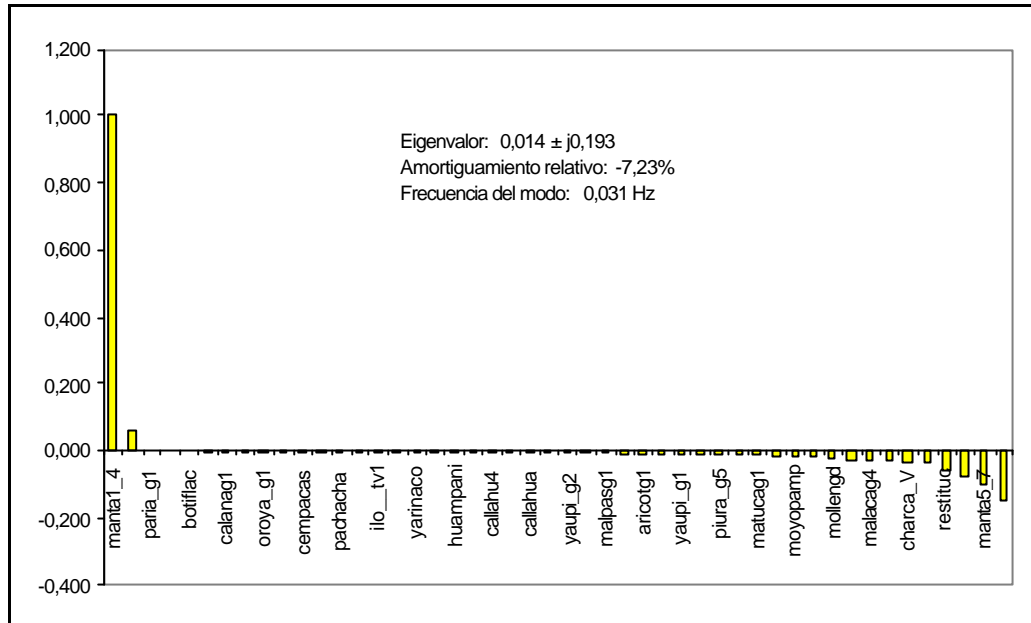


Figura 7-7 Intercambio Sureste-SEIN: 96 MW – Análisis Modal

7.4.6 INTERCAMBIO CENTRO – SUR A TRAVÉS DE LA LÍNEA SOCABAYA - COTARUSE

Para establecer el intercambio Centro – Sur y Sur – Centro se simuló falla monofásica con recierre exitoso en uno de los circuitos Cotaruse – Socabaya. Inicialmente se consideraron operativos la compensación serie de los lados Norte y Sur. En este caso el sistema puede llegar a intercambiar de Centro a Sur y de Sur a Centro más de 300 MW. Sin embargo, la condición operativa de los condensadores del lado Norte con By Pass cambia el panorama de intercambios.

En las Figuras 3.05.XA.22. 23. 24 y 25 del Anexo 3 se presentan los resultados del análisis de estabilidad transitoria en escenario máxima avenida cuando se transfieren de Centro a Sur 250 y 300 MW; y de Sur a Centro 250 y 300 MW. En ambos casos el sistema permanece estable.

En las Figuras 3.05.XE.22 y 23 del Anexo 3 se muestran los resultados de estabilidad en el escenario máxima estiaje cuando se transfieren de Centro a Sur 300 MW, para el cual el sistema permanece estable; y de Sur a Centro 300 MW, para el cual el sistema pierde estabilidad; 230 y 250 MW, donde el sistema permanece estable.

Cabe anotar que para lograr obtener una transferencia de 300 MW de Sur a centro se deben despachar plantas térmicas de costos de operación altos, como el caso de Moquegua, Ilo, Bellavista, Alco, Bellavista, Dolorespata y Puno. Adicionalmente los circuitos de 138 kV de la central se sobrecargan cuando se tienen despachadas todas las plantas de Ilo. Este despacho ocasiona un alto flujo de carga en la red de la Costa Sur.

En resumen, tal como se muestra en la Tabla 7-12 con el sistema de transmisión actual se tienen las siguientes capacidades de transferencias entre áreas considerando los criterios de estabilidad transitoria y referidas

Área / Escenario	Avenida D. Máxima	Estiaje D. Máxima	Avenida D. Media	Estiaje D. Media	Avenida D. Mínima	Estiaje D. Mínima
Sierra Centro	G: 1846 MW D: 335 MW	G: 2002 MW D: 348 MW	G: 1846 MW D: 249 MW	G: 1806 MW D: 256 MW	G: 1625 MW D: 155 MW	G: 1525 MW D: 161 MW
Sierra Sur	G: 193 MW D: 115 MW	G: 183 MW D: 117 MW	G: 193 MW D: 108 MW	G: 143 MW D: 109 MW	G: 193 MW D: 95 MW	G: 123 MW D: 95 MW
TOTAL	G: 3240 MW D: 3032 MW	G: 3355 MW D: 3127 MW	G: 2863 MW D: 2676 MW	G: 2888 MW D: 2713 MW	G: 2338 MW D: 2139 MW	G: 2340 MW D: 2175 MW

8.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

8.1.2.1 OPERACION NORMAL

En general en las barras del SEIN se pueden mantener las tensiones entre 0.95 y 1.05 p.u. En algunas barras de generación en lado de alta y cercanas a éstas, es necesario mantener las tensiones cercanas a 1.1 p.u. (base 220 kV) con el fin sostener las del resto del sistema. Dentro de estas barras se encuentran las de Yanango, Chimay, Huayucachi, Campo Armiño y, Huancavelica.

En el área de la Costa Norte se presentan tensiones por debajo de 0.95 p.u en las barras de Machala, Paíta, El Arenal y Sullana.

En la Costa Centro se tienen tensiones inferiores a 0.95 p.u en las barras Santa Rosa (60 kV), Balnearios (220 kV) y Chilca 60 kV. Los SVC del área operan en su máxima capacidad y el margen de potencia reactiva de las centrales de generación es bajo, como se ilustra en la Tabla 8-2, a pesar del ingreso de la compensación capacitiva de 30 Mvar en Chavarría, recomendada en el año 2005.

Tabla 8-2 Generación de Potencia Reactiva 2006 – Área de Lima

Generador	Máxima Estiaje Sin Expansión de Transmisión			Máxima Estiaje Con Expansión de Transmisión		
	MW	Mvar	Margen Mvar	MW	Mvar	Margen Mvar
Huinco1_3	172.1	61.7	72.7	180.4	74.2	60.2
Huinco_4	60.0	20.6	24.2	60.1	24.7	20.1
Indecs01	0.0	12.6	7.4	0.0	17.2	2.8
Ventang1	160.0	59.0	1.0	160.0	59.0	1.0
Ventang2	160.0	47.0	1.0	160.0	47.0	1.0
Balnearios	0.0	41.1	18.9	0.0	16.9	43.1
Chavarría	0.0	32.7	7.3	0.0	33.3	6.7

Por lo tanto para el año 2006 es necesario aumentar la compensación capacitiva del área en 30 Mvar. Se recomienda un banco de 30 Mvar en la subestación Santa Rosa 60 kV que junto con la compensación capacitiva de la subestación Chavarría, recomendada para el año 2005, suma un total de 60 Mvar en Lima. En este caso se alcanza una generación de 30 Mvar entre los compensadores estáticos de las subestaciones de Balnearios y Chavarría con lo cual el margen de potencia reactiva es de 70 Mvar, contando solo estos SVCs.

Con la inclusión de esta compensación capacitiva en la subestación Santa Rosa se analizó el comportamiento de los SVC's de Lima, el cual se

resumen en la siguiente tabla, donde se observa que la inclusión de esta compensación influye en la operación de ambos SVC's, logrando con ello disminuir la generación de reactivos y dejando para responder ante fallas en el sistema, un margen de regulación.

Tabla 8-3 Generación de Potencia Reactiva 2006 – Área de Lima

CASO	Chavarría		Balnearios	
	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje
Sin compensación Santa Rosa	13.9	37.9	28.9	58.2
Con compensación Santa Rosa	6.9	28.0	14.0	40.0

En la zona Sur Medio se requieren dos bancos de condensadores de 10 Mvar en la subestación de San Nicolás 60 kV. Sin embargo es necesario tener en cuenta que la demanda de Aceros Arequipa es muy variable y considerando que la subestación Marcona, por ser parte extrema del sistema radial Independencia – Ica - Marcona, se ve afectada grandemente por las bruscas variaciones de tensión originadas por las variaciones de carga de los hornos de arco de Aceros Arequipa. Por tal razón no sería apropiado tener condensadores convencionales y por lo tanto se recomienda efectuar un estudio de factibilidad incluyendo análisis de estado estacionario y dinámico con el fin de verificar si es necesario un SVC para controlar las bruscas variaciones de tensión en el Sur Medio, originadas por estos hornos de arco. Mediante un SVC se evitan excesivas maniobras de los conmutadores de los transformadores de potencia y mejora la estabilidad de tensión.

Para evitar la operación de los equipos de la subestación Cotaruse con solo dos de sus condensadores del lado sur operando permanentemente, se debe instalar un reactor de 30 Mvar en Moquegua. De acuerdo con esta condición operativa las tensiones en las subestaciones Socabaya, Moquegua e Ilo, se pueden mantener cercanas a 1.05 p.u.

Las tensiones en las barras de Oroya Nueva, Paragsha, Carhuamayo y Caripa, si bien están por debajo de 0.95 p.u, base 138 kV, están en el rango de las tensiones operativas aceptadas en el área.

En el área Sierra Sur sólo se presentan altas tensiones en la barra de San Rafael.

Los SVC de Chiclayo y Trujillo Norte entregan al sistema 30 y 20 Mvar respectivamente. Con el objeto de poder mantener estos compensadores con capacidad de maniobra se recomienda la instalación de 30 Mvar capacitivos en Trujillo Norte a 138 kV y otros 30 Mvar en Chiclayo 60 kV.

El cambio de la tensión con la maniobra de 30 Mvar en Trujillo Norte es superior al 5%, entonces se deberán instalar dos bancos de condensadores de 15 Mvar. En este caso se obtiene un cambio de tensión de 2.8% en esta subestación. Con la maniobra de un banco de 30 Mvar en Chiclayo 60 kV solo cambia la tensión en un 2%, por consiguiente se podrá instalar un solo banco en esta subestación.

Con la operación radial de Machala, comienza a evidenciarse la necesidad de mayor compensación capacitiva, que para el año 2006 es del orden de 6 Mvar, es decir, una compensación total de 24 Mvar. Con el incremento de la demanda esta compensación cada vez es superior como se observará en el análisis de la interconexión en el largo plazo.

En la Tabla 8-4 y Tabla 8-5 se presenta un resumen de los perfiles de tensión en las barras principales del SEIN, con y sin expansión, para los escenarios avenida y estiaje, respectivamente.

En estado normal de operación el SVC de Tintaya está operando en el tope de su capacidad de 15 Mvar. Con la expansión de transmisión que se propone para el sistema sur (línea a 220 kV Cotaruse – Machupicchu) se logra que este SVC quede con margen suficiente en caso de contingencias.

Tabla 8-4 Perfiles de tensión en las principales barras del SEIN – Máxima 2006

Subestación	Tensión nominal (kV)	Sin Expansión, 2006			Con Expansión, 2006		
		Tensión en la barra			Tensión en la barra		
		kV	p.u	Ang (°)	kV	p.u	Ang (°)
Machala	230	223.22	1.01	-34.09	224.29	1.02	-33.60
Zorritos	220	225.59	1.03	-28.16	226.56	1.03	-27.73
Talara	220	228.45	1.04	-20.81	229.21	1.04	-20.42
Piura Oeste	220	227.23	1.03	-18.68	228.66	1.04	-18.34
Chiclayo	220	228.81	1.04	-8.39	231.91	1.05	-8.33
Guadalupe	220	227.47	1.03	-5.09	229.38	1.04	-5.05
Trujillo Norte	220	228.39	1.04	-2.54	229.34	1.04	-2.49
Chimbote	220	228.83	1.04	3.55	231.08	1.05	3.47
Chimbote	138	141.73	1.03	6.90	142.72	1.03	6.77
Paramonga	220	228.68	1.04	6.07	230.28	1.05	5.18
Huacho	220	224.77	1.02	5.63	226.56	1.03	4.86
Zapallal	220	216.61	0.98	6.17	218.70	0.99	5.64
Ventanilla	220	214.76	0.98	5.72	216.00	0.98	5.27
Chavarría	220	213.11	0.97	4.87	214.10	0.97	4.45
Santa Rosa	220	213.27	0.97	4.50	214.23	0.97	4.11
San Juan	220	213.33	0.97	3.78	213.90	0.97	3.41
Balnearios	220	210.94	0.96	2.89	211.36	0.96	2.54
Independencia	220	219.58	1.00	7.40	220.03	1.00	6.99
Ica	220	216.75	0.99	4.54	217.25	0.99	4.14
Marcona	220	212.05	0.96	-0.74	212.64	0.97	-1.12
Antamina	220	230.82	1.05	8.30	230.82	1.05	7.58
Vizcarra	220	225.94	1.03	11.05	225.94	1.03	10.33
Aguaytia	220	226.67	1.03	29.77	226.68	1.03	29.08

Subestación	Tensión nominal (kV)	Sin Expansión, 2006			Con Expansión, 2006		
		Tensión en la barra			Tensión en la barra		
		kV	p.u	Ang (°)	kV	p.u	Ang (°)
Tingo María	220	225.69	1.03	23.16	225.70	1.03	22.47
Paragsha	220	228.51	1.04	13.09	228.62	1.04	12.50
Carhuamayo	220	226.84	1.03	14.12	226.99	1.03	13.57
Carhuamayo	138	132.64	0.96	13.33	132.70	0.96	12.77
Yuncan	220	223.68	1.02	15.54	223.79	1.02	14.98
Oroya Nueva	220	225.98	1.03	14.13	226.26	1.03	13.64
Oroya Nueva	138	127.89	0.93	11.23	127.98	0.93	10.70
Caripa	138	128.76	0.93	11.51	128.84	0.93	10.97
Chimay	220	233.46	1.06	27.58	233.57	1.06	27.09
Yanango	220	231.43	1.05	24.31	231.59	1.05	23.82
Callahuanca	220	221.25	1.01	10.34	221.85	1.01	9.90
Huinco	220	219.75	1.00	7.73	220.29	1.00	7.49
Pachachaca	220	226.41	1.03	14.80	226.75	1.03	14.33
Pachachaca	69	70.05	1.02	9.65	70.10	1.02	9.14
Huayucachi	220	233.66	1.06	19.97	234.16	1.06	19.45
Pomacocha	220	225.56	1.03	14.02	225.93	1.03	13.57
Mantaro	220	239.80	1.09	25.07	239.80	1.09	24.59
Huancavelica	220	234.33	1.07	20.41	234.47	1.07	19.94
Cotaruse	220	232.29	1.06	25.80	232.29	1.06	25.32
Socabaya	220	227.66	1.03	25.71	227.66	1.03	25.23
Moquegua	220	230.15	1.05	24.27	230.15	1.05	23.79
Moquegua	138	141.87	1.03	23.40	141.87	1.03	22.92
Toquepala	138	141.04	1.02	22.28	141.04	1.02	21.80
Mill Site	138	141.02	1.02	22.25	141.02	1.02	21.77
Los Héroes	220	228.72	1.04	24.82	228.72	1.04	24.34
Puno	220	223.19	1.01	28.70	223.19	1.01	28.23
Puno	138	140.20	1.02	30.58	140.20	1.02	30.10
Ilo	220	230.75	1.05	24.08	230.75	1.05	23.60
Ilo	138	141.89	1.03	25.51	141.89	1.03	25.03
San Gabán	138	140.08	1.02	53.82	140.08	1.02	53.35
Azángaro	138	138.26	1.00	41.48	138.26	1.00	41.00
Juliaca	138	138.85	1.01	33.50	138.85	1.01	33.03
Tintaya	138	141.45	1.02	36.16	141.45	1.02	35.69
Callalli	138	141.83	1.03	31.46	141.83	1.03	30.98
Santuario	138	142.50	1.03	28.28	142.50	1.03	27.80
Machupicchu	138	144.00	1.04	50.05	144.00	1.04	49.57
Cachimayo	138	139.63	1.01	45.33	139.63	1.01	44.85

Subestación	Tensión nominal (kV)	Sin Expansión, 2006			Con Expansión, 2006		
		Tensión en la barra			Tensión en la barra		
		kV	p.u	Ang (°)	kV	p.u	Ang (°)
Chavarría	60	60.72	1.01	-0.01	60.72	1.01	-0.37
Barsi	60	58.75	0.98	0.79	59.96	0.98	0.41
Santa Rosa LZ	60	57.08	0.95	0.94	57.67	0.96	0.54
Santa Rosa Vieja	60	58.24	0.97	3.70	58.47	0.97	3.32
Santa Rosa	60	57.09	0.95	0.94	57.65	0.96	0.55
Mirones	60	59.17	0.99	-0.56	59.27	0.99	-0.93
Santa Anita	60	56.41	0.94	0.90	56.92	0.95	0.53
Huachipa	60	56.77	0.95	1.66	57.23	0.95	1.29
Santa Clara	60	57.40	0.96	3.18	57.75	0.96	2.81
Ñaña	60	58.95	0.98	5.80	59.16	0.99	5.43
Mepesa	60	58.29	0.97	3.79	58.51	0.98	3.41
Puente	60	57.99	0.97	-0.44	58.31	0.97	-0.79
Monterrico	60	59.35	0.99	-0.51	59.50	0.99	-0.84
Balnearios	60	61.08	1.02	0.11	61.08	1.02	-0.21

Tabla 8-5 Perfiles de tensión en las principales barras del SEIN – Media 2006

Subestación	Tensión nominal (kV)	Sin Expansión, 2006			Con Expansión, Estiaje 2006		
		Tensión en la barra			Tensión en la barra		
		kV	p.u	Ang (°)	kV	p.u	Ang (°)
Machala	230	209.82	0.95	-47.61	210.12	0.96	-43.27
Zorritos	220	216.27	0.98	-41.15	216.32	0.98	-37.04
Talara	220	224.01	1.02	-33.41	224.04	1.02	-29.30
Piura Oeste	220	221.73	1.01	-31.03	221.79	1.01	-26.92
Chiclayo	220	226.78	1.03	-19.86	226.92	1.03	-15.77
Guadalupe	220	226.51	1.03	-16.15	226.88	1.03	-12.08
Trujillo Norte	220	223.60	1.02	-12.78	224.33	1.02	-8.76
Chimbote	220	222.40	1.01	-5.83	226.91	1.03	-2.10
Chimbote	138	138.93	1.01	-2.79	141.19	1.02	0.68
Paramonga	220	218.74	0.99	3.64	228.88	1.04	2.14
Huacho	220	217.66	0.99	3.09	226.44	1.03	1.77
Zapallal	220	215.12	0.98	3.52	221.10	1.01	2.47
Ventanilla	220	213.71	0.97	3.08	218.87	0.99	2.13
Chavarría	220	212.07	0.96	2.24	216.93	0.99	1.35
Santa Rosa	220	212.30	0.97	1.92	216.97	0.99	1.08
San Juan	220	212.58	0.97	1.05	216.89	0.99	0.20
Balnearios	220	210.21	0.96	0.11	214.56	0.98	-0.70

Subestación	Tensión nominal (kV)	Sin Expansión, 2006			Con Expansión, Estiaje 2006		
		Tensión en la barra			Tensión en la barra		
		kV	p.u	Ang (°)	kV	p.u	Ang (°)
Independencia	220	221.26	1.01	3.96	223.39	1.02	2.98
Ica	220	217.22	0.99	0.92	219.59	1.00	-0.01
Marcona	220	212.50	0.97	-4.36	215.28	0.98	-5.18
Antamina	220	229.82	1.04	8.34	229.82	1.04	6.94
Vizcarra	220	225.94	1.03	11.08	225.94	1.03	9.68
Aguaytia	220	228.26	1.04	30.18	227.86	1.04	29.54
Tingo María	220	226.77	1.03	23.59	225.86	1.03	22.92
Paragsha	220	224.22	1.02	15.05	224.35	1.02	13.32
Carhuamayo	220	222.06	1.01	16.71	225.81	1.03	12.69
Carhuamayo	138	133.07	0.96	15.91	133.60	0.97	15.39
Yuncan	220	217.03	0.99	21.57	209.30	0.95	51.56
Oroya Nueva	220	224.58	1.02	13.16	226.91	1.03	11.58
Oroya Nueva	138	124.49	0.90	12.05	125.06	0.91	11.60
Caripa	138	126.34	0.92	12.83	126.91	0.92	12.36
Chimay	220	231.12	1.05	24.65	231.86	1.05	23.15
Yanango	220	229.69	1.04	21.31	230.80	1.05	19.82
Callahuanca	220	221.16	1.01	7.90	224.84	1.02	6.76
Huinco	220	219.19	1.00	6.15	221.77	1.01	5.62
Pachachaca	220	225.72	1.03	12.70	228.20	1.04	11.32
Pachachaca	69	70.04	1.02	9.39	70.38	1.02	8.99
Huayucachi	220	233.38	1.06	16.70	234.91	1.07	15.37
Pomacocha	220	224.96	1.02	11.69	227.57	1.03	10.37
Mantaro	220	239.80	1.09	21.64	239.80	1.09	20.33
Huancavelica	220	234.77	1.07	16.94	235.41	1.07	15.68
Cotaruse	220	231.29	1.05	20.61	231.29	1.05	19.31
Socabaya	220	225.54	1.03	19.67	225.54	1.03	18.37
Moquegua	220	225.79	1.03	17.66	225.79	1.03	16.36
Moquegua	138	141.79	1.03	16.57	141.79	1.03	16.15
Toquepala	138	139.44	1.01	15.48	139.44	1.01	15.06
Mill Site	138	139.39	1.01	15.45	139.39	1.01	15.03
Los Héroes	220	225.63	1.03	18.14	225.63	1.03	16.83
Puno	220	225.13	1.02	21.55	225.13	1.02	20.24
Puno	138	137.51	1.00	22.35	137.51	1.00	21.94
Ilo	220	226.36	1.03	17.47	226.36	1.03	16.16
Ilo	138	141.08	1.02	17.87	141.08	1.02	17.46
San Gabán	138	144.53	1.05	42.66	144.53	1.05	42.24
Azángaro	138	139.61	1.01	32.21	139.61	1.01	31.79

Subestación	Tensión nominal (kV)	Sin Expansión, 2006			Con Expansión, Estiaje 2006		
		Tensión en la barra			Tensión en la barra		
		kV	p.u	Ang (°)	kV	p.u	Ang (°)
Juliaca	138	137.29	0.99	25.00	137.29	0.99	24.59
Tintaya	138	142.14	1.03	28.01	142.14	1.03	27.59
Callalli	138	141.62	1.03	24.34	141.62	1.03	23.92
Santuario	138	141.22	1.02	22.00	141.22	1.02	21.58
Machupicchu	138	143.96	1.04	41.45	143.96	1.04	41.03
Cachimayo	138	139.55	1.01	36.76	139.55	1.01	36.31
Chavarría	60	60.30	1.00	-2.90	61.62	1.03	-2.89
Barsi	60	58.30	0.97	-2.06	59.65	0.99	-2.09
Santa Rosa LZ	60	56.75	0.95	-1.87	58.36	0.97	-1.92
Santa Rosa Vieja	60	58.16	0.97	0.99	59.33	0.99	0.85
Santa Rosa	60	56.76	0.95	-1.87	58.34	0.97	-1.92
Mirones	60	58.70	0.98	-3.49	60.06	1.00	-3.45
Santa Anita	60	56.04	0.93	-1.96	57.47	0.96	-1.96
Huachipa	60	56.41	0.94	-1.19	57.70	0.96	-1.19
Santa Clara	60	57.02	0.95	0.36	58.03	0.97	0.35
Ñaña	60	58.56	0.98	3.07	59.19	0.99	3.05
Mepsa	60	58.23	0.97	1.07	59.40	0.99	0.92
Puente	60	57.68	0.96	-3.35	59.17	0.99	-3.32
Monterrico	60	59.11	0.99	-3.43	60.52	1.01	-3.39
Balnearios	60	60.90	1.01	-2.81	62.22	1.04	-2.80

8.1.2.2 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

La Tabla 8-6 presenta un resumen de las principales contingencias que afectan el Sistema Eléctrico Interconectado.

Tabla 8-6 Resumen de contingencias del SEIN

Elemento Fallado	Elemento Sobrecargado	% Sobrecarga
Línea Balnearios-San Juan Cto 2	Línea Balnearios-San Juan Cto 1	16.7%
Línea Edegel-Callahuanca	Línea Pomacocha-San Juan	4.6 %
Línea Edegel-Callahuanca	Línea Pachachaca-Pomacocha	27.8 %
Línea Azángaro-Juliaca	Línea Ayaviri-Azángaro	10.0%
Línea Tintaya-Callalli	Línea Azángaro-Juliaca	15.1%
Línea Ayaviri-Azángaro	Línea Azángaro-Juliaca	11.4%
Línea Tintaya-Ayaviri	Línea Azángaro-Juliaca	9.9%
Línea Callalli-Santuario	Línea Azángaro-Juliaca	6.1%
Línea Azángaro-San Gabán	Línea San Gabán-San Rafael	5.4%
Línea Azángaro-Juliaca	Línea Tintaya-Ayaviri	8.3%
Línea Azángaro-Juliaca	Svc de Tintaya	71.7%
Línea Puno-Moquegua	Transformador Tintaya	32.7%

Del análisis de estado estacionario se puede concluir que las contingencias más críticas para el sistema son las de las líneas Balnearios – San Juan y Edegel – Callahuanca.

8.1.3 ESTABILIDAD DE TENSION

Mediante el análisis de estabilidad de tensión se calculan los márgenes de potencia activa y reactiva disponibles. Se han seleccionado las áreas de Lima, Costa Norte y Sierra Centro por ser las más críticas desde este punto de vista. En la Figura 8-1, Figura 8-2 y Figura 8-3 se presentan los resultados del programa para las áreas de Lima, Sierra Centro y Chimbote. Los resultados no muestran problemas de estabilidad de tensión en las dos últimas áreas pero el margen de estabilidad del área de Lima es tan solo de 60 MW en demanda máxima estiaje si no se incluye ninguna expansión, ni compensación adicional.

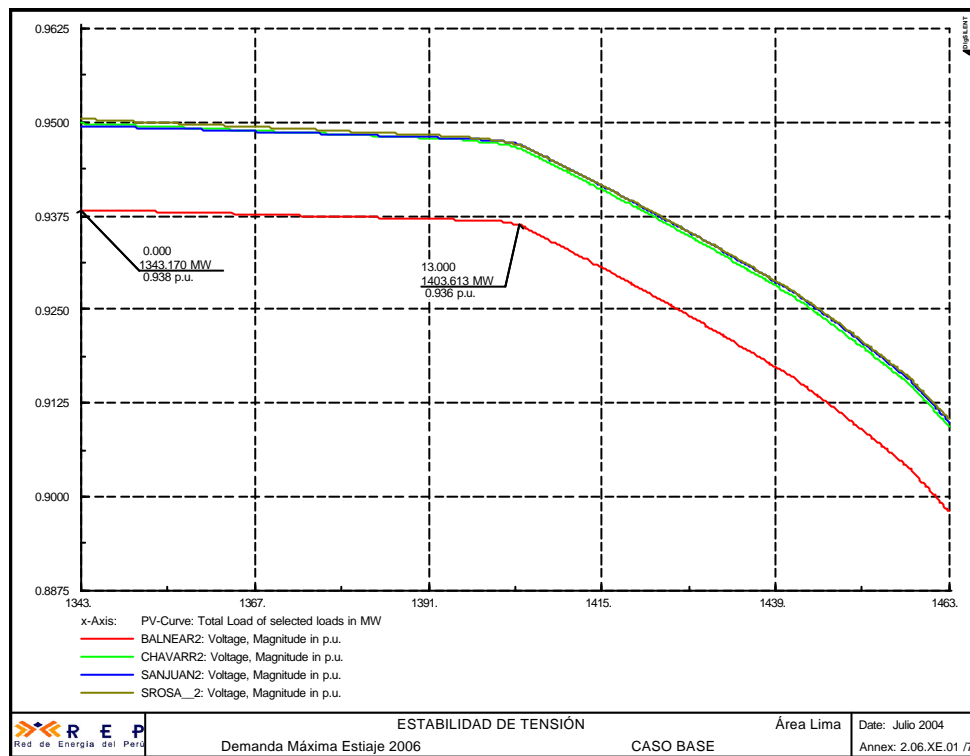


Figura 8-1 Análisis estabilidad de tensión - Área de Lima

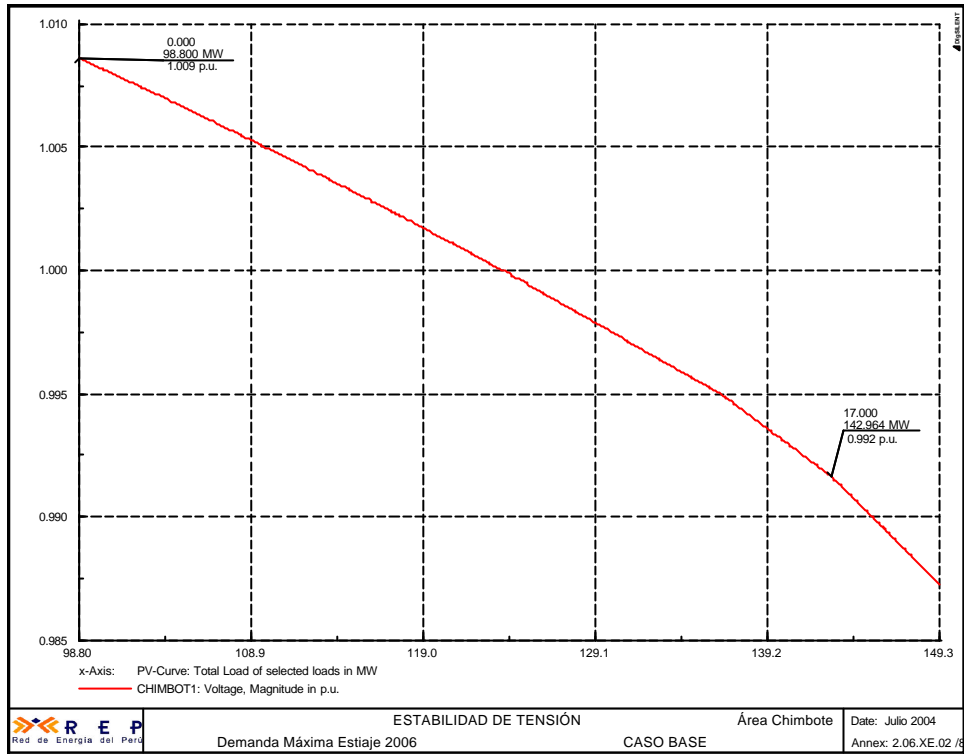


Figura 8-2 Análisis de estabilidad de tensión – Área cercana Chimbote

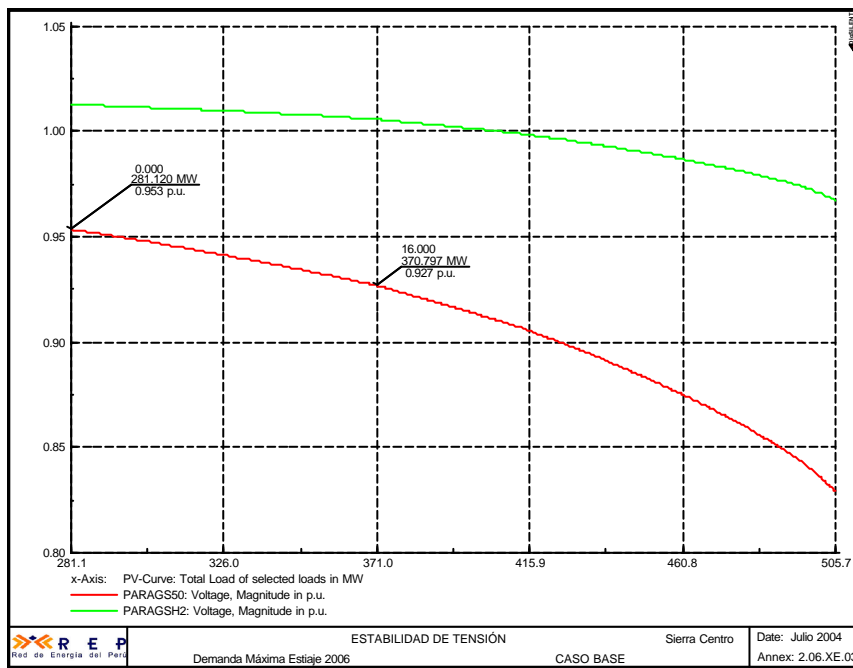


Figura 8-3 Análisis de estabilidad de tensión – Área Sierra Centro

Con la segunda terna Chimbote – Paramonga – Zapallal y las compensaciones de Chavarría (30 Mvar) y la de Santa Rosa (30 Mvar) se logra un margen de 120 MW, como se aprecia en la Figura 8-4.

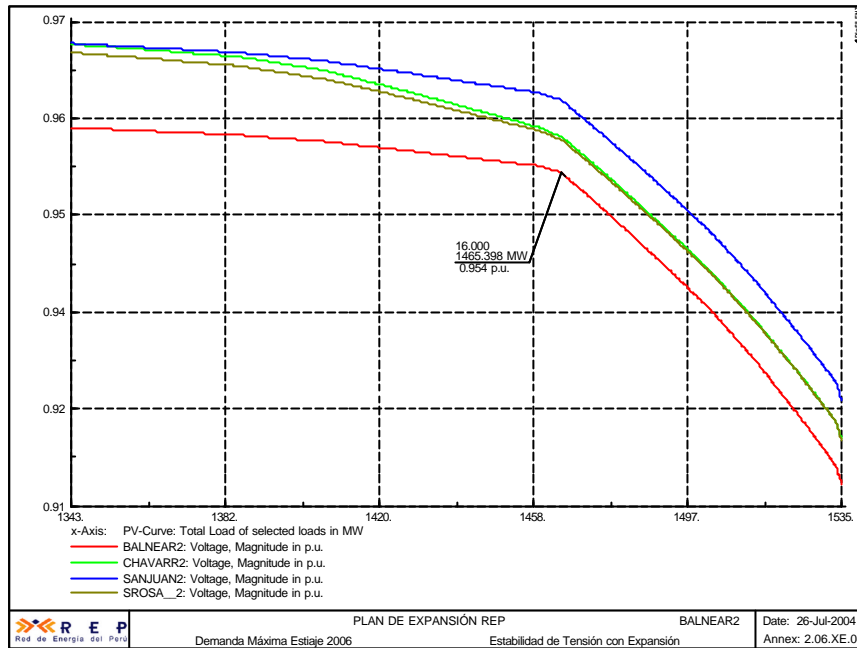


Figura 8-4 Estabilidad de tensión con expansión de Transmisión – Área Lima

Se analizó el caso del área del Sur Medio, que comprende la demanda atendida desde la subestación ICA hacia el sur. Esta área adolece de margen de potencia reactiva, por lo que en demanda máxima se presentan bajas tensiones. El análisis de estabilidad de tensión muestra (Figura 8-5) que si no desarrolla compensación capacitiva adicional en el área no hay margen para alimentar carga adicional.

La instalación de 20 Mvar, permite aumentar el margen de estabilidad en 28 MW (Figura 8-6). En ambos casos se está considerando una tensión de 0.9 p.u. como límite mínimo para determinar el margen de estabilidad.

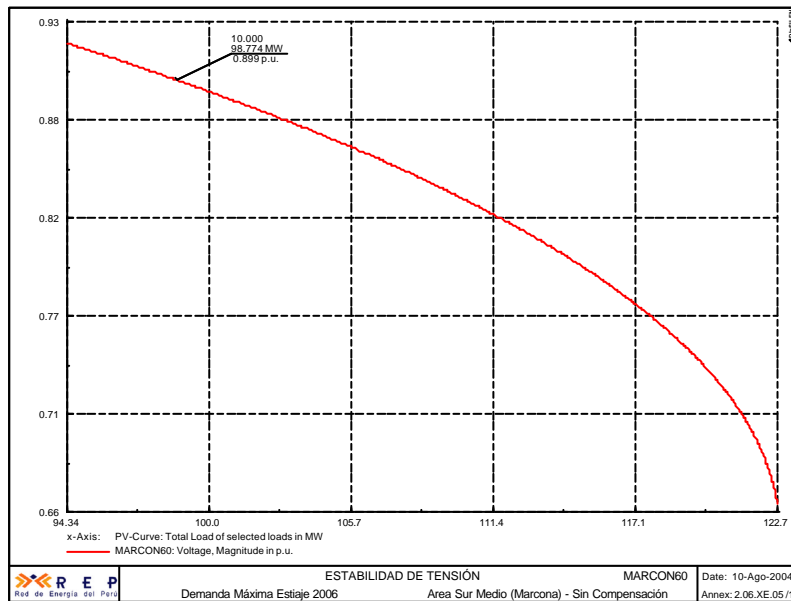


Figura 8-5 Estabilidad de tensión – Área Sur Medio Sin Compensación

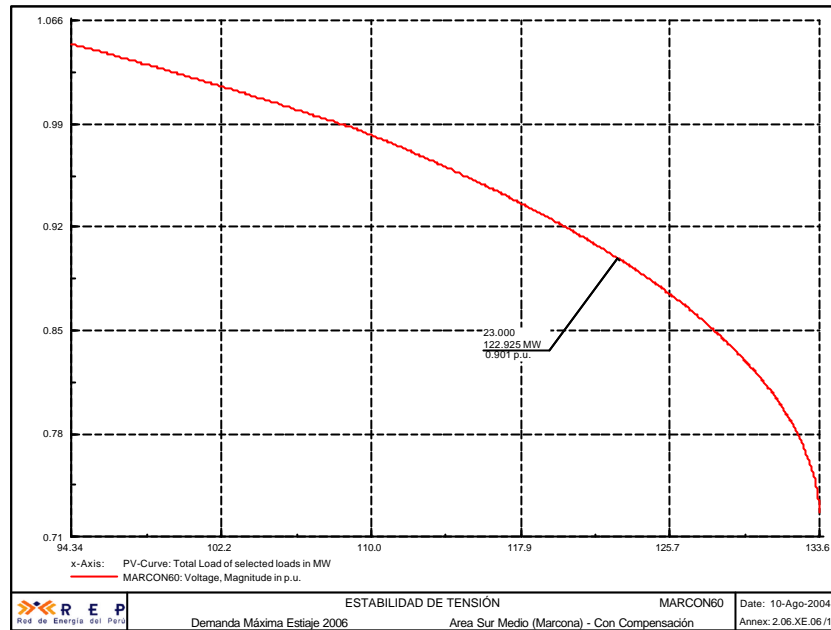


Figura 8-6 Estabilidad de tensión – Área Sur Medio Con Compensación

8.1.4 PROYECTO SEGUNDO CIRCUITO CHIMBOTE – PARAMONGA - ZAPALLAL

Se estudió con análisis de estabilidad transitoria el proyecto de la construcción del segundo circuito entre las subestaciones Chimbote y Paramonga, así como la entrada del circuito Paramonga - Zapallal.

Para determinar en cuánto se incrementa la transferencia al entrar en operación este segundo circuito, se analizaron los escenarios de demanda máxima y mínima, y se simuló una falla monofásica en la línea Chimbote – Paramonga, con recierre exitoso.

8.1.4.1 Intercambio Norte - Centro

Si solo se desarrolla la segunda terna Chimbote – Paramonga el límite por estabilidad transitoria de la transferencia en el sentido Norte – Centro es de solo 130 MW, como puede apreciarse en la Figura 8-7.

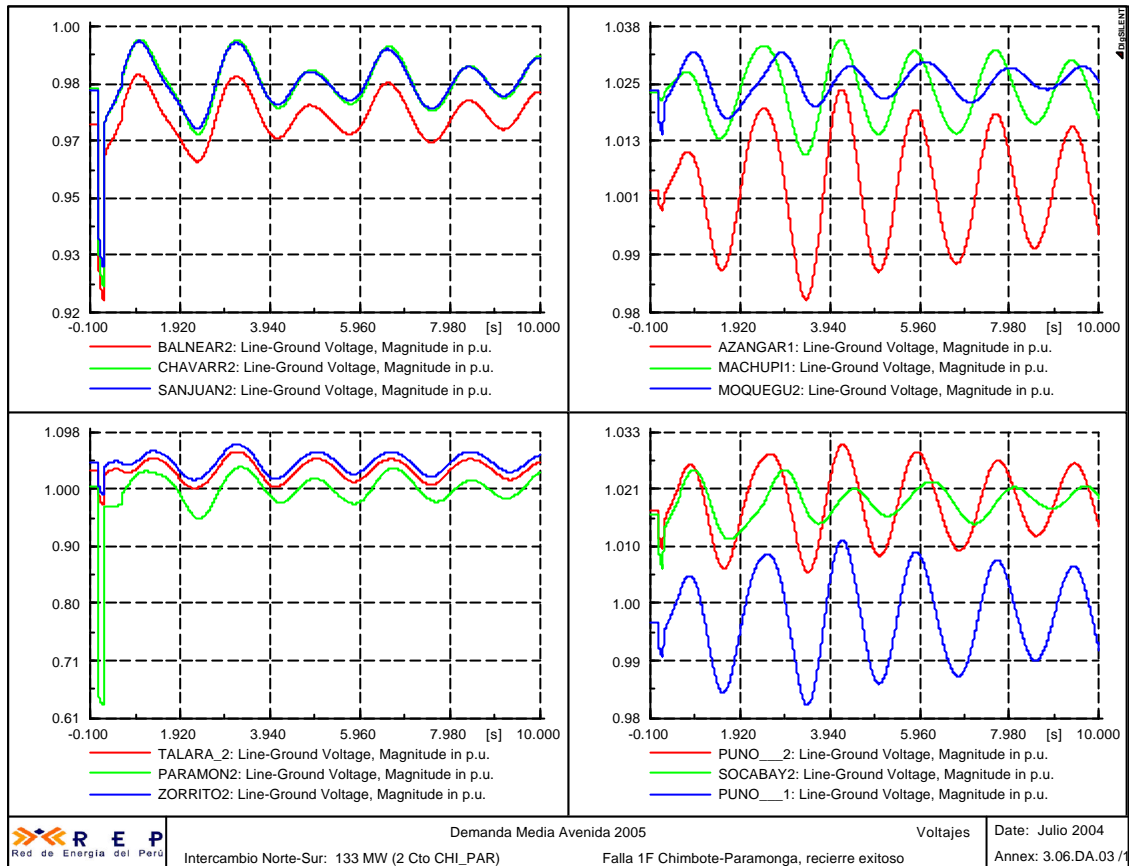


Figura 8-7 Intercambio Norte-Centro: 130 MW; 2 Cto Chimbote - Paramonga

En la medida que se incrementa la transferencia, la respuesta de las tensiones presenta oscilaciones mayores y menos amortiguadas. Cuando se llega a una transferencia de 150 MW se tiene el límite de exportación del área, siendo necesario conectar la segunda terna de la línea de transmisión Paramonga – Zapallal, tal como se muestra en la Figura 8-8. Las oscilaciones se amplifican y son inestables, cuando se transfieren del Norte al Centro 170 MW. El análisis modal indica que se tiene un modo con amortiguamiento negativo (-1.43%) en el cual oscilan las unidades del Norte y Centro en contrafase con las del Sur (Figura 8-9)

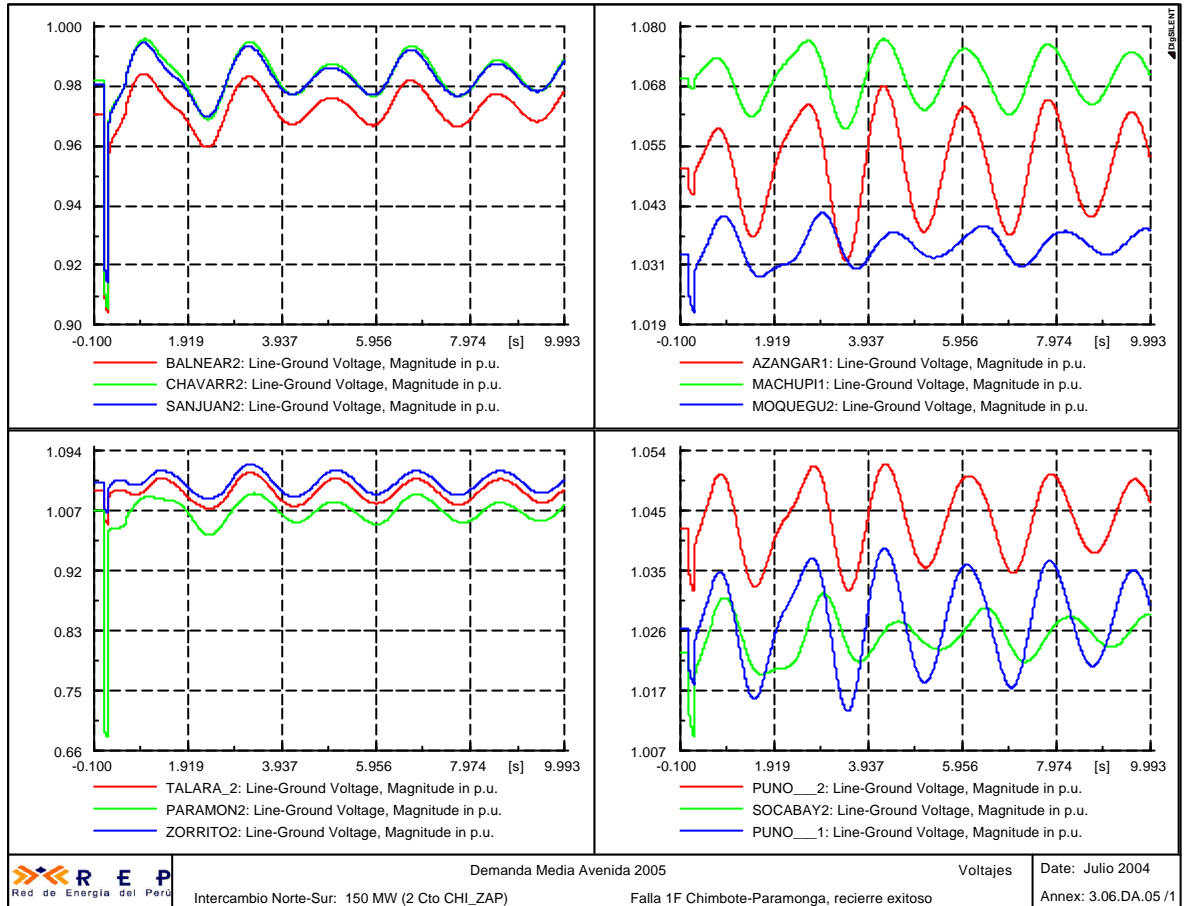


Figura 8-8 Norte ® Centro: 150 MW; 2 Cto Chimbote-Paramonga-Zapallal

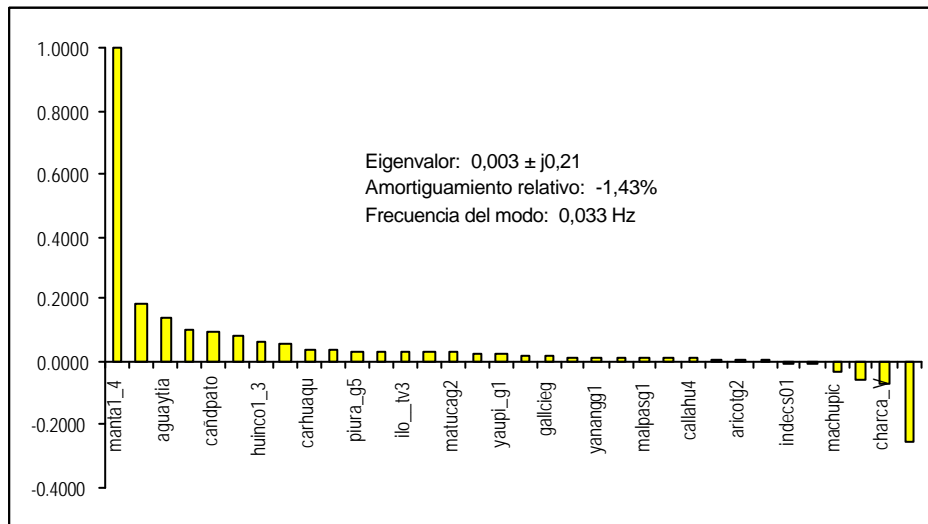


Figura 8-9 Norte ® Centro: 170 MW – Análisis Modal

En esta condición del sistema, considerando la entrada del segundo circuito Chimbote – Paramonga, y 170 MW de transferencia Norte – Centro se presenta un valor propio con amortiguamiento negativo y frecuencia de 0,03 Hz. Las plantas que participan en el modo son las de Mantaro 1-4, Mantaro 5-7, Aguaytía, Restitución, Cañón del Pato,

Malacas, Huinco, Chimay, Carhuamayo, Trujillo Sur, Piura, Moyopampa, Ilo TV3, entre otras, contra las plantas de Ventanilla, Charcani V, San Gabán, Machupicchu e Ilo TV1. Dado que la participación de Mantaro y Ventanilla aparecen en la mayoría de los modos críticos encontrados en el sistema, se recomienda reajustar los PSS's de estas plantas para eliminar el modo e instalar un PSS en la planta de Ventanilla tal como se mostró en la simulación para 100 MW con una sola línea Chimbote – Paramonga. Se verifica también que este modo de oscilación continúa siendo crítico para el sistema con una transferencia de 170 MW aún con la segunda línea Chimbote – Paramonga – Zapallal.

8.1.4.2 Intercambio Centro - Norte

Con la existencia de la segunda terna Chimote-Paramonga, latransferencia de 205 MW Centro - Norte y considerando una falla monofásica en esta línea, se obtiene una respuesta del sistema como la que se muestra en la Figura 8-10, donde se aprecia la oscilación no amortiguada de las tensiones del sistema. Con la construcción de una segunda terna de la línea de transmisión a 220 kV Paramonga – Zapallal, se observa un mayor amortiguamiento de esta variable (Ver Figura 8-11).

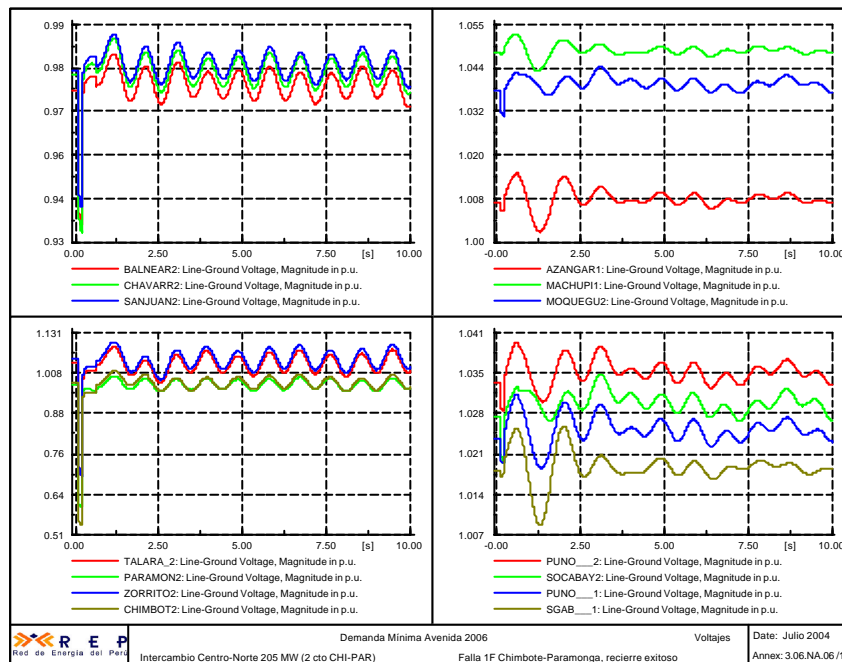


Figura 8-10 Centro ® Norte: 205 MW; 2 Cto Chimbote -Paramonga

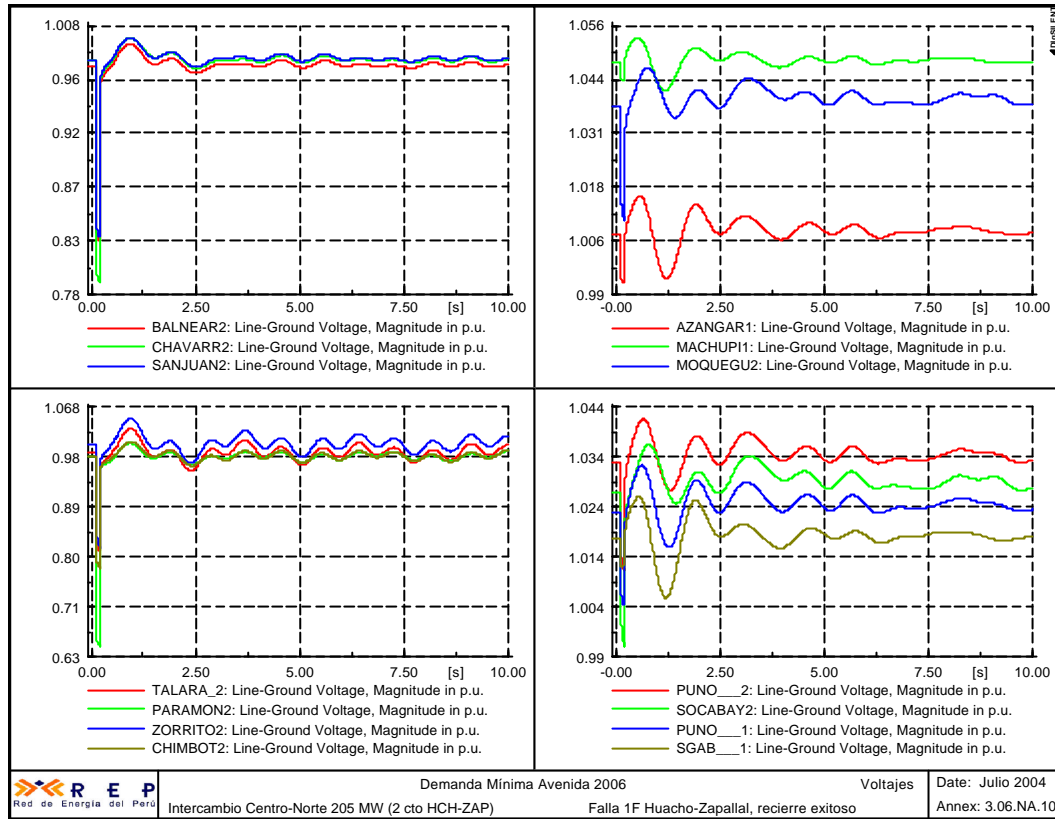


Figura 8-11 Centro ® Norte: 205 MW; 2 Cto Chimbote-Paramonga-Zapallal

Resumiendo los resultados con el desarrollo de la segunda terna Chimbote – Paramonga – Zapallal se obtiene el incremento de la transferencia mostrada en la Tabla 8-7. El límite lo establece la estabilidad de las centrales del área Norte ante la falla indicada.

Tabla 8-7 Transferencia con el segundo circuito Chimbote-Paramonga

CONEXIÓN	CON UN CIRCUITO	CON DOS CIRCUITOS
Norte - Centro	100 MW	150 MW
Centro - Norte	100 MW	200 MW

8.2 AÑO 2008

8.2.1 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

Se analizan las condiciones de operación del sistema haciendo énfasis en los requerimientos de potencia reactiva y los lugares donde presente congestión el sistema de transmisión.

8.2.1.1 Compensación Reactiva

En el área Norte los compensadores estáticos de Trujillo y Chiclayo deben operar a su máxima capacidad capacitiva en la estación de estiaje, en demanda máxima, principalmente por la carga de 110 MW de Machala

(Ecuador). Con el objeto de poder mantener estos compensadores con capacidad de maniobra se recomienda la instalación de 30 Mvar capacitivos en Trujillo Norte a 138 kV y otros 30 Mvar en Chiclayo 60 kV, los cuales ya se recomendaron para el año 2006.

En Machala se requiere compensación capacitiva adicional de 21 Mvar para poder suministrar estos 110 MW con adecuada calidad de servicio si se mantiene la interconexión radial. Para alimentar la carga de Machala con el sistema de transmisión actual se requiere la generación de la planta de Malacas como soporte de voltaje en el extremo Norte. Para eliminar esta generación obligatoria y así permitir un mejor despacho económico sería necesario incluir los refuerzos de transmisión Paramonga – Chimbote, Trujillo – Guadalupe – Chiclayo – Piura – Talara (Figura 1.08:XA.03, Anexo 1 de 2008). El análisis económico ha indicado que los beneficios derivados del despacho económico no justifican la inversión en estas líneas adicionales. Sin embargo, es importante tener en cuenta que los beneficios calculados solo incluyeron las diferencias en costos operativos del sistema eléctrico del Perú y no los de la operación coordinada Perú – Ecuador.

El área de Lima no requiere compensación capacitiva adicional a la recomendada para el año 2006 (30 Mvar en Chavarría y 30 Mvar en Santa Rosa) si se asume un factor de potencia de 0.95 en promedio en las barras de 60 kV. En la subestación de San Nicolás 60 kV se requiere compensación capacitiva equivalente a 20 Mvar, los cuales podrían ser de tensión controlada (SVC) dependiendo del análisis de detalle al considerar la carga variable de Aceros Arequipa.

En el área sur se requiere la compensación inductiva de 30 Mvar que se ha propuesto en la subestación Moquegua 220 kV con el fin de controlar la tensión en esa área y evitar la subexcitación de las centrales del Sur. Esta compensación es adicional a los 20 Mvar ya aprobados en Azángaro 138 kV.

8.2.1.2 Análisis de sobrecargas

En condiciones normales de operación se sobrecarga el transformador de Quencoro 138/34.5/10.5 kV: 3.3% en Máxima Estiaje

Si el sistema de transmisión no se expande quedaría muy limitado para alimentar la carga del área Norte, incluyendo la de Machala. Es indispensable entonces tener la segunda terna Chimbote - Paramonga – Zapallal.

8.2.1.3 Análisis de sobrecargas en condiciones N-1

En la Tabla 8-8, Tabla 8-9 y Tabla 8-10 se reportan las sobrecargas superiores al 20% con el análisis N-1.

Tabla 8-8 Análisis N-1 en Demanda máxima

Contingencia	Elemento sobrecargado	Sobrecarga %	
		Mx_Av	Mx_Es
Callahuanca – Edegel	Pachachaca – Pomacocha	44.3	33.3
Balnearios – San Juan	Balnearios – San Juan	18.1	20.9
Callali – Tintaya	Azángaro - Juliaca	26.9	< 20.0
Azángaro – Juliaca	SVC Tintaya	61.6	67.2
	Ayaviri - Azángaro	21.8	< 20.0
	Ayaviri - Tintaya	20.2	< 20.0
Ayaviri – Tintaya	Azángaro – Juliaca	22.2	< 20.0

Tabla 8-9 Análisis N-1 en Demanda Media

Contingencia	Elemento sobrecargado	Sobrecarga %	
		Md_Av	Md_Es
Balnearios – San Juan	Balnearios – San Juan	42.2	42.1
Edegel – Callahuanca	Pachachaca – Pomacocha	38.3	< 20.0
Callali – Tintaya	Azángaro - Juliaca	27.2	< 20.0
Juliaca – Puno	Tr3 Puno 138/60/23	25.6	< 20.0
Azángaro – Juliaca	SVC Tintaya	51.0	< 20.0
	Ayaviri - Azángaro	25.4	< 20.0
	Ayaviri - Tintaya	24.2	< 20.0

Tabla 8-10 Análisis N-1 en Demanda Mínima

Contingencia	Elemento sobrecargado	Sobrecarga %	
		Mn_Av	Mn_Es
Paragsha – Vizcarra 220	Paragsha – Huanuco 138	75.2	< 20.0
	Huanuco – Tingomaría 138	66.5	< 20.0
Callali – Tintaya	Azángaro - Juliaca	40.4	< 20.0
Callali – Santuario	Azángaro - Juliaca	35.6	< 20.0
Juliaca – Puno	Tr3 Puno 138/60/23	28.2	< 20.0
Azángaro – Juliaca	SVC Tintaya	118.9	< 20.0
	Ayaviri - Azángaro	29.3	< 20.0
	Ayaviri - Tintaya	27.8	< 20.0
Ayaviri – Tintaya	Azángaro – Juliaca	30.2	< 20.0

De acuerdo con el análisis N-1, las líneas Balnearios – San Juan y Pachachaca – Pomacocha son las más críticas ante contingencias de las líneas indicadas y que pueden desencadenar en un efecto cascada que llevará al colapso del sistema. Se recomienda reforzar la primera de ellas para que pueda soportar al menos 1000 A y la segunda de ellas 800 A.

En el área de la Sierra Norte (Antamina. Aguaytía y barras vecinas) se tienen problemas de colapso de tensión ante la salida de la línea Paragsha -Vizcarra en demandas máxima y media. En demanda mínima y avenida se sobrecarga el sistema de 138 kV.

En el área de la Sierra Sur, ante contingencias en las líneas cercanas a la central San Gabán se presentan sobrecargas superiores al 20% en condiciones de avenida ya que esta planta se despacha al máximo durante esta estación.

En el área de la Costa Sur se presenta colapso de tensión ante la salida de la línea Moquegua – Puno. Este análisis se complementará con análisis de estabilidad transitoria para observar el comportamiento dinámico del sistema. Como se verá posteriormente este problema se supera con la construcción de la línea de 220 kV Cotaruse – Machupicchu.

8.2.2 RECUPERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA MACHUPICCHU

La Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu, EGEMSA, tiene el proyecto de instalar una unidad adicional de 75 MW, la cual requiere expansión de transmisión, ya que con el sistema actual se presentan sobrecargas en el sistema de transmisión del área como se muestran en la Tabla 8-11 (Figuras 1.08.XA.02. 1.08.DA.02 y 1.08.NA.02 del Anexo 1 de 2008):

Tabla 8-11 Sobrecargas (%) en estado normal Machupicchu 160 MW

Elemento sobrecargado	Mx Av	Md Av	Mn Av
Azángaro – Juliaca	10.2	11.7	9.9
Combapata – Tintaya	27.5	32.0	42.5
Quencoro – Combapata	33.5	35.1	45.6
Svc de Tintaya	108.8	98.4	166.1

Se analizaron dos alternativas de expansión para eliminar estas sobrecargas:

1. Transformador 220/138 kV en Abancay y línea a 220 kV de 90 km Abancay – Cotaruse (Figura 1.08.NA.03, Anexo 1).
2. Transformador 220/138 kV en Machupicchu y línea a 220 kV de 200 km Machupicchu – Cotaruse (Figura 1.08.NA.05, Anexo 1).

El programa de optimización de la transmisión seleccionó la primera alternativa por ser la más económica ya que permite despachar los 160 MW sin causar sobrecargas en condiciones de estado estacionario. Sin embargo la verificación con el análisis de flujo mostró que tiene los siguientes inconvenientes:

- En estado estacionario se sobrecarga en 7.2% la línea Cachimayo – Abancay.
- Ante la contingencia de la línea Machupicchu – Cachimayo se sobrecargan las líneas Machupicchu – Caelp, Caelp – Quencoro y Quencoro – Dolorespata, Dolorespata – Cachimayo y Cachimayo -

Abancay en 62.5%. 101.7%, 78.3%, 5.6% y 5.7% respectivamente (Figura 1.08.NA.04, Anexo 1).

La segunda alternativa es más robusta ya que ante la misma contingencia del caso anterior no se presentan sobrecargas en el sistema (Figura 1.08.NA.06, Anexo 1 de 2008). Esta línea tiene adicionalmente altas ventajas para solucionar los problemas de estabilidad del área, como se verá más adelante y se recomienda su construcción, independientemente de la recuperación de la C.H. Machupicchu.

Desde el punto de vista operativo, la desconexión por falla de esta línea debe estar acompañada de un esquema de rechazo de generación de la C.H. Machupicchu, si la central incrementa su generación a 160 MW.

8.2.3 CONEXIÓN DE LA PRIMERA ETAPA DE CAMISEA

En el año 2008 se prevé la entrada de la primera etapa del proyecto Camisea con 340 MW. La conexión óptima, de acuerdo con el programa de optimización de la transmisión [como se desarrolla en el Numeral 9.5] de ésta planta para este año se logra mediante dos líneas, una línea de simple terna a 220 kV Camisea - San Juan y otra línea también de simple terna Camisea – Chilca.

Esta conexión se verifica con análisis de flujos de carga AC en diferentes condiciones de demanda (Ver Figura 8-12) e incluyendo condiciones N-1, las cuales son factibles considerando que la conexión de la planta se realice con conductores de capacidad térmica de 1000 Amperios.

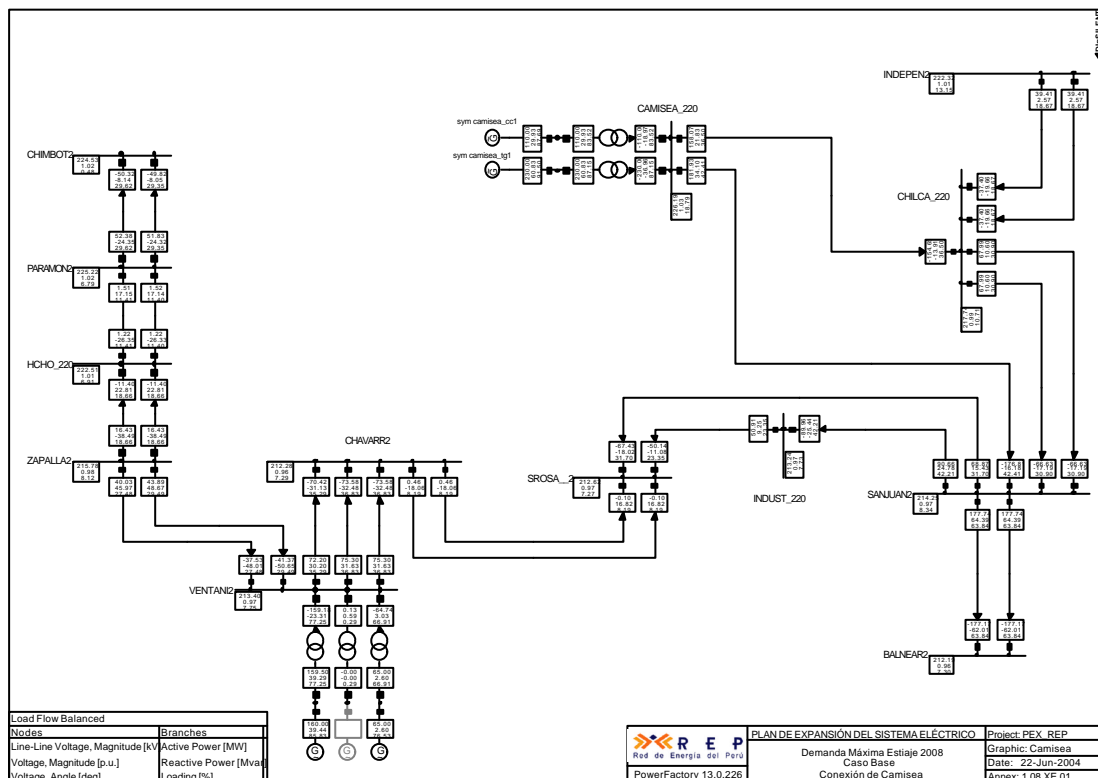


Figura 8-12 Conexión Primera Etapa de Camisea – Año 2008

8.2.4 ESTABILIDAD DE TENSIÓN

Se analiza primeramente el área de Lima, cuyos resultados se presentan en la Tabla 8-12 y Figura 8-13. Considerando un factor de potencia de 0.95 en Lima se obtiene un margen de estabilidad entre 180 y 200 MW siendo un poco superior en la estación de estiaje por la mayor componente térmica despachada. Con un margen superior al 10% de la carga no se ve la necesidad de ampliar la compensación capacitiva y adicionalmente se estaría en la capacidad de soportar la salida de una planta como Ventanilla. En el Anexo 2 se presentan las curvas PV de los demás casos.

Tabla 8-12 Distancia al Colapso de Tensión área de Lima

Carga	2008 Máxima Avenida		2008 Máxima Estiaje	
	MW	Mvar	MW	Mvar
lod balnea60	15.18	4.59	17.18	5.20
lod barsi_60	25.18	8.89	28.50	10.06
lod chavar60	28.05	14.07	32.18	16.06
lod chilca_60	10.76	2.87	12.06	3.22
lod indust_60	4.46	1.69	5.04	1.92
lod lima_60	7.14	1.99	8.08	2.25
lod marcon60	7.23	2.59	7.88	2.82
lod mepsa_60	0.32	0.11	0.35	0.12
lod miron_60	7.02	1.64	7.94	1.86
lod monterri	2.83	1.35	3.20	1.53
lod nana_60	1.73	0.90	1.96	1.02
lod pando_60	4.99	0.47	5.65	0.54
lod prim_60	4.34	1.78	4.91	2.02
lod puente60	9.63	3.12	10.90	3.53
lod salamanc	3.65	1.18	4.13	1.33
lod sanita60	1.79	0.60	2.03	0.68
lod sanju160	13.16	3.51	14.74	3.94
lod sclara60	1.11	0.47	1.26	0.53
lod sisid_60	4.32	1.34	4.89	1.51
lod srosa_60	21.56	6.05	24.40	6.85
lod srosav60	5.84	1.75	6.61	1.98
Total	180.30	60.98	203.91	68.96

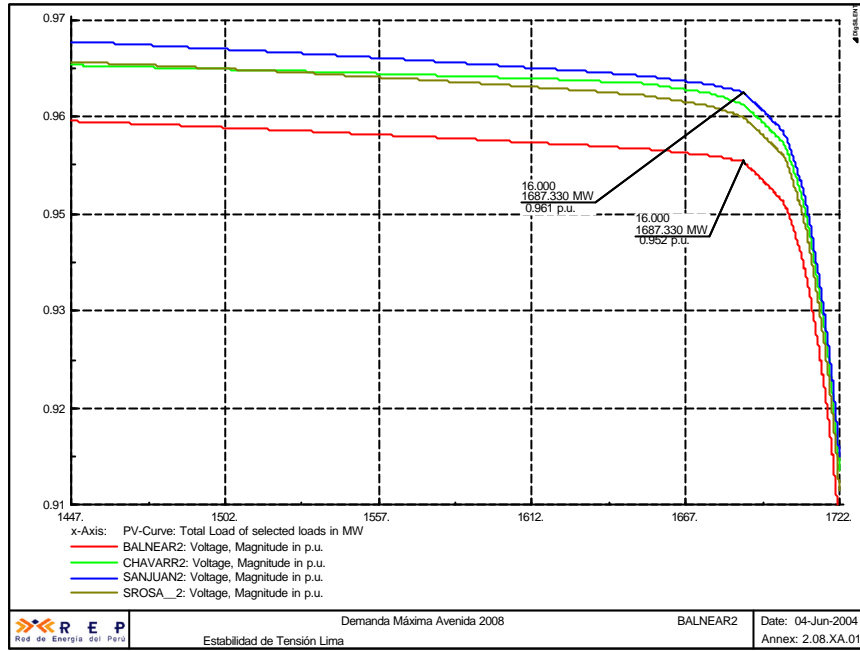


Figura 8-13 Estabilidad de Tensión Lima - Máxima Avenida

También se hace el análisis del área de la Sierra Central donde también se han reportado problemas de tensión (Tabla 8-13). Los resultados indican que no se tienen problemas de colapso de tensión en esta área dado que el margen es del orden del 30% de la demanda y adicionalmente la curva P-V tiene una pendiente suave como se observa en el Anexo 2. Tampoco se ven problemas de estabilidad de tensión en el área de Chimbote puesto que el margen es del orden del 80% (Tabla 8-14).

Tabla 8-13 Distancia al Colapso de Tensión área Sierra Centro

Carga	2008 Máxima Avenida		2008 Máxima Estiaje	
	MW	Mvar	MW	Mvar
lod alambro	5.73	3.80	6.28	4.15
lod antuqu24	0.09	0.08	0.10	0.09
lod antuqu50	1.61	0.46	1.69	0.48
lod aucayacu	0.51	0.25	0.56	0.27
lod ausduvaz	1.06	0.25	1.16	0.27
lod bellavis	0.22	0.09	0.24	0.10
lod carhuama	0.95	0.52	1.44	0.65
lod caripa_1	8.46	3.40	0.18	0.00
lod casaf_50	6.16	2.28	9.26	3.72
lod casapalc	6.03	2.30	6.74	2.49
lod casapied	2.65	1.79	6.60	2.52
lod casapno2	0.30	0.05	2.78	1.88
lod casapnor	0.25	0.05	0.33	0.06
lod cfrancis	2.09	0.66	2.29	0.72
lod chumpe17	0.36	0.12	0.40	0.12
lod chumpe27	1.04	0.64	1.14	0.70
lod curipata	0.30	0.19	0.33	0.21
lod excels17	0.87	0.55	0.95	0.60
lod excels27	0.10	0.05	0.11	0.05
lod goylla50	0.15	0.05	0.16	0.05
lod huanuco1	6.32	3.05	6.91	3.34
lod huaron50	3.14	1.08	3.44	1.18
lod huayuc60	14.63	7.39	16.02	8.09
lod huicra_7	0.45	0.14	0.49	0.15
lod lafundic	2.12	0.70	2.32	0.76
lod milpo_50	3.17	0.32	3.48	0.35
lod moroc2.4	1.20	0.37	1.32	0.41
lod morococh	1.35	0.15	1.47	0.16
lod moyopa60	6.27	3.04	6.86	3.32
lod pachac69	0.16	0.06	0.18	0.07
lod pachacha	4.89	4.03	5.14	4.23
lod parags21	11.94	2.68	13.08	2.93
lod parags50	7.85	2.90	8.60	3.17
lod parque10	3.78	1.83	4.13	2.01
lod plantzin	24.58	9.09	26.91	9.95
lod ploxi_50	2.28	0.84	2.50	0.92
lod pucalpa	6.95	3.67	7.61	4.02
lod sanmateo	1.91	1.01	2.10	1.11
lod shelby50	0.09	0.06	0.10	0.06
lod sjuan_11	0.49	0.17	0.83	0.05
lod sjuan2.4	0.76	0.05	0.54	0.19
lod smateo_7	0.07	0.04	0.08	0.05
lod ticlio50	0.09	0.05	0.10	0.05
lod tocache1	0.76	0.37	0.84	0.41
lod torre8_50	16.88	6.93	18.48	7.59
Total	161.08	67.55	176.27	73.74

Tabla 8-14 Distancia al Colapso de Tensión área Chimbote

Carga	2008 Máxima Avenida		2008 Máxima Estiaje	
	MW	Mvar	MW	Mvar
cañdpat1	0.38	0.00	0.29	0.05
caraz_66	1.92	0.97	0.34	0.00
carhua66	1.75	0.80	1.72	0.86
chimbnor	16.68	8.50	14.90	7.59
chimbot1	26.40	13.20	23.57	11.78
cpato__1	3.82	1.26	1.18	0.57
cpato_66	1.32	0.64	3.41	1.12
huaraz66	4.60	1.88	4.10	1.68
santa138	1.76	1.06	1.57	0.94
sidernor	9.54	4.62	8.52	4.12
sidersur	9.54	4.62	8.52	4.12
Total	77.71	37.54	68.12	32.86

8.2.5 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

8.2.5.1 AREA NORTE

Los análisis de estabilidad transitoria muestran que el intercambio Norte – Centro se reduce a 80 MW si el sistema permanece como está en la actualidad (Figuras 3.08.XA01 y 3.08.XA02, del Anexo 3).

Se evalúa el intercambio por la línea Chimbote – Paramonga y Paramonga – Zapallal, ante el incremento de la demanda y la entrada en operación de proyectos importantes de generación, como Camisea.

Se realizaron simulaciones de estabilidad transitoria con el fin de verificar el intercambio Norte – Centro y Centro – Norte, con la inclusión de la segunda terna adicional de la línea de transmisión a 220 kV, Chimbote – Paramonga y Paramonga – Zapallal. Los resultados del programa de estabilidad se presentan en el Anexo 3. Si se desarrolla la segunda terna Chimbote – Paramonga – Huacho – Zapallal, el intercambio puede alcanzar los 170 MW sin tener problemas de estabilidad y la capacidad de transporte en el sentido Centro – Norte se puede subir a 230 MW (Figura 3.08.XA.05 y 3.08.XE.02).

Cuando se transfirieren 195 MW en el sentido Norte – Centro (Ver Figura 3.08.XA.06) y se simula la falla monofásica con recierre exitoso en la línea Chimbote - Paramonga, se observó que las oscilaciones de las variables tensión en la subestación Paramonga, el ángulo de referencia en las plantas de Carhuaquero y Malacas TGN4, no se amortiguan, y por el contrario, se amplifican con el tiempo. Las fallas en las líneas Paramonga – Huacho y Huacho – Zapallal, no son críticas para la red y permaneciendo el sistema estable y las oscilaciones amortiguadas (Ver Figuras 3.08.XA.07 y 3.08.XA.08).

En el sentido Centro – Norte, demanda máxima se logró una transferencia de 230 MW, sin que se presente inestabilidad del sistema o variables

cuyas oscilaciones no se amortigüen en el tiempo. Para lograr esta transferencia se consideró conectada la carga de Machala, alimentada en forma radial desde el sistema Peruano. Adicionalmente se encontró que deben permanecer despachadas en esta área las plantas de Malacas TGN4, Cahua, Carhuaquero, Cañón del Pato y Piura G5. Con una transferencia de 250 MW se observa que algunas variables no se amortiguan, como es el caso de la potencia generada por la planta Cañón del Pato. Este comportamiento se observa cuando se presenta una falla monofásica con recierre exitoso en cualquiera de las líneas Chimbote – Paramonga, Paramonga – Huacho y Huacho – Zapallal

En el escenario Estiaje el límite de transferencia se conserva en aproximadamente 230 MW, presentándose oscilaciones en el sistema después de 10 segundos; sin embargo estas oscilaciones no se amplifican.

Los demás límites de transferencia entre áreas permanecen iguales a los encontrados en 2005.

Los resultados de las simulaciones para el año 2008 muestra que los límites de intercambio se incrementan con relación al año 2006, lo cual obedece a un incremento importante en la generación del área Centro. Estos resultados se muestran en la Tabla 8-15.

Tabla 8-15 Transferencia con el segundo circuito Chimbote-Paramonga

CONEXIÓN	CON UN CIRCUITO	CON DOS CIRCUITOS AÑO 2006	CON DOS CIRCUITOS AÑO 2008
Norte - Centro	100 MW	150 MW	170 MW
Centro - Norte	100 MW	200 MW	230 MW

8.2.5.2 AREA CENTRO

Se simularon fallas consideradas críticas para esta área en demanda máxima los escenarios de avenida y estiaje:

- Salida de un grupo de Ventanilla con 160 MW (Figura 3.08.XA.3-10, del Anexo 3 de 2008)
- Salida de un grupo de Huinco con 60 MW (Figura 3.08.XA.3-11, del Anexo 3 de 2008)
- Salida de la línea Pomacocha – San Juan (Figura 3.08.XA.3-12, del Anexo 3 de 2008)
- Salida de la línea Mantaro – Independencia (Figura 3.08.XA.3-13, del Anexo 3 de 2008).

El área soporta la salida de un grupo de Ventanilla y por efecto de autorregulación de la carga, las tensiones se recuperan a magnitudes cercanas a las de prefalla.

La salida de un grupo de Huinco es exigente para los demás grupos por la sobrecarga de potencia reactiva que tendrían que soportar, principalmente en la estación de avenida.

Las fallas de líneas también exigen la generación de potencia reactiva de Huinco. En todas las fallas esta central responde de forma sostenida a las contingencias. No sucede lo mismo con los compensadores estáticos de tensión que responden rápidamente, pero tratan de regresar a su estado inicial de generación de potencia reactiva.

8.2.5.3 AREA SUR

Se verificó la estabilidad transitoria del sistema ante la salida de la línea Moquegua – Puno 220 kV y se observó que efectivamente la contingencia de esta línea no solo afecta el área Sur, sino que su efecto inestable se extiende a todo el sistema (Figura 3.08.XA.03 del Anexo 3 de 2008). Con la ampliación de Machupicchu y la expansión de transmisión propuesta Machupicchu – Cotaruse 220 kV el sistema es estable (Figura 3.08.XA.04).

La salida de la línea Quencoro – Tintaya deja aislado el sistema de Machupicchu, causando el rechazo de carga de Cachimayo. la cual es de tipo industrial muy sensible a las variaciones de tensión. Como consecuencia se presentan sobretensiones en el área, que al tratar de ser reguladas solo por Machupicchu lleva finalmente al colapso de esta zona (Figura 3.08.XA.03-2). La instalación de un reactor en Quencoro no soluciona el problema de inestabilidad, así como tampoco el rechazo automático de uno de los grupos de Machupicchu.

En cuanto al refuerzo de la conexión de la central de Machupicchu para su ampliación a 160 MW se analizó la estabilidad del área para las contingencias de las líneas a 138 kV cercanas al proyecto y la conexión a 220 kV Machupicchu - Cotaruse. Las salidas de las líneas de 138 kV (inclusive la línea Quencoro – Tintaya) no causan inestabilidad, pero la contingencia de la conexión a 220 kV sí genera problemas de inestabilidad que se extienden a todo el sistema.

De acuerdo con estos resultados se recomienda el proyecto Machupicchu – Cotaruse 220 kV el cual resuelve de forma integral a la estabilidad del área Sureste ya que el reactor de Quencoro no es solución a esta problemática. La desconexión por falla de esta línea debe estar acompañada de un esquema de rechazo de generación de la C.H. Machupicchu (si la central incrementa su generación a 160 MW).

8.3 PROYECTOS DE REP

8.3.1 CARGA DE TRANSFORMADORES

En la Tabla 8-16 se presenta la evolución de la carga de los transformadores de propiedad de REP. De los resultados se concluye que para el año 2005 ya se requiere la ampliación de la transformación en ICA 220/60 kV, Quencoro y Juliaca 60/10 kV, es urgente la ampliación de este último debido a que en 2005 la carga se encuentra al 100% de su

capacidad. De forma similar en Quencoro debe preverse un segundo transformador para el año 2006 debido a la sobrecarga del devanado terciario

En cuanto al transformador de Marcona 210/62.3/10.3 kV de 75 MVA es importante anotar que en junio 26 de 2004, se registró una carga de 70 MVA la cual corresponde al 93% de su capacidad. Esta situación no se alcanzó a reflejar en los análisis de flujos de carga, pero suponiendo que esta carga continúa con la tasa de crecimiento de este estudio, entonces la carga del transformador llegaría al 100% de su capacidad en 2008 y en consecuencia es urgente ampliar la transformación en esta subestación.

Tabla 8-16 Carga de los Transformadores Tridevanados de REP (%)

Nombre	2005	2006	2008	2010	2012	2014
Ayaviri 138/22.9/10 kV, 6,5/6,4/4 MVA	10.72	10.96	11.41	11.88	12.54	13.23
Azángaro 138/60/22.9 kV, 12/12/5 MVA	18.70	18.82	22.06	22.12	21.98	22.10
Chimbote 1 220/138/13,8 kV; 120/120/36 MVA	52.81	51.38	50.95	50.24	50.24	50.30
Chiclayo Oeste 220/60/0,38 kV; 50/50/0,25 MVA	53.84	55.51	59.98	64.37	69.65	74.89
Chiclayo Oeste 220/60/0,38 kV; 50/50/0,25 MVA	53.84	55.51	59.98	64.37	69.65	74.89
Combapata 138/66/24 kV; 15/7/8 MVA	27.37	27.89	29.37	30.97	32.10	33.83
Guadalupe 1 220/60/10 kV; 30/30/10 MVA (Primario)	60.52	59.38	56.64	54.19	51.33	49.02
Guadalupe 1 220/60/10 kV; 30/30/10 MVA (Terciario)	87.28	90.09	96.66	103.58	103.87	111.67
Guadalupe 2 220/60/10 kV; 30/30/10 MVA (Primario)	30.85	28.92	23.44	18.23	12.00	7.68
Huayucachi 225/62,3/10,3 kV; 30/30/10 MVA	43.70	45.29	48.56	51.51	54.71	57.79
Huayucachi 225/62,3/10,3 kV; 30/30/10 MVA	43.70	45.29	48.56	51.51	54.71	57.79
Huancavelica 225/62,3/10,3 kV; 30/30/10 MVA	21.21	22.06	23.33	24.70	26.23	27.74
Ica 210/62,3/10,3 kV; 50/50/30 MVA	84.31	92.74	100.29	108.45	117.28	126.82
Independencia 210/62,3/10,3 kV; 50/50/30 MVA	26.86	31.59	32.48	35.30	37.88	40.49
Independencia 210/62,3/10,3 kV; 50/50/30 MVA	24.74	21.31	24.33	27.68	29.79	33.68
Juliaca 138/60/10 kV, 40/40/10 MVA	35.00	35.98	36.22	38.16	77.44	76.78
Marcona 210/62,3/10,3 kV; 75/75/30 MVA	93.33	95.00	100.80	106.94	113.47	120.39
Paramonga Nueva 220/132/66 kV; 65/60/15 MVA	16.96	17.27	17.27	17.18	17.22	15.77
Paramonga Nueva 220/66 kV; 30/30/10 MVA	13.57	72.06	25.54	25.13	25.54	25.78
Piura Oeste 220/60/10 kV; 50/50/30 MVA	47.29	54.60	45.03	50.56	58.72	64.44
Piura Oeste 220/60/10 kV; 50/50/30 MVA	47.29	54.60	45.03	50.56	58.72	64.44
Puno 138/60/22.9 kV, 25/25/7 MVA	32.55	33.41	38.47	40.66	35.44	37.61
Quencoro 138/33/10 kV; 10/3/7 MVA	93.77	95.96	103.32	106.93	112.16	116.86
Lima 210/62,3/10,3 kV; 60/60/60 MVA	59.72	36.63	49.68	52.06	54.86	58.42
Trujillo Norte 220/138/10 kV; 100/100/20 MVA	45.19	44.28	48.46	50.08	55.02	58.92
Trujillo Norte 220/138/10 kV; 100/100/20 MVA	45.19	44.28	48.46	50.08	55.02	58.92
Zorritos 220/60/10 kV; 50/50/10 MVA	11.97	12.18	15.60	21.66	14.72	24.33
Huacho 220/66/10 kV; 30/30/10 MVA	64.21	67.52	74.11	79.23	86.01	93.21
Huánuco 138/24/10,5 kV; 23,3/8,3/21,7 MVA	54.11	57.61	64.93	69.22	69.00	77.87
Aucayacu 132/60/22,9 kV; 20/13/10 MVA	7.02	7.39	7.43	7.93	8.53	9.03
Tocache 132/60/22.9 kV; 7/7/2 MVA	19.37	20.46	20.66	21.91	23.77	25.27

Tabla 8-17 Carga Transformadores Bidevanados de REP (%)

Nombre	2005	2006	2008	2010	2012	2014
Juliaca 60/10 kV, 12 MVA	99.55	102.65	103.23	113.85	117.22	120.14
Talara 220/13,2 kV; 75/75 MVA	62.88	65.53	65.67	61.77	60.90	60.63
San Nicolás 60/13,8 kV, 37,5 MVA	14.89	15.89	14.97	14.72	15.11	15.10
Socabaya 138/35.5 kV, 40 MVA	44.96	45.98	46.75	47.90	49.15	39.15
Socabaya 138/35.5 kV, 40 MVA	44.96	45.98	46.75	47.90	49.15	39.15
Tintaya 138/10.5 kV; 20 MVA	37.60	53.97	56.99	55.79	14.01	36.62
Tintaya 138/10 kV; 25 MVA	53.60	53.60	53.07	53.07	53.07	53.07
Trujillo Norte 138/10 kV; 33/25 MVA	6.07	29.49	15.72	21.51	11.79	36.28
Tingo María 138/10,5 kV; 16,7 MVA	20.59	21.66	23.13	24.65	26.23	27.89

El transformador 1 de Guadalupe 220/60/10 kV de capacidad 30/30/10 MVA por el lado del terciario alimenta una carga que para el año 2005 se estima en 8 MW con lo cual este devanado queda cargado al 87% de su capacidad. Lo recomendado en este caso es instalar un transformador 60/10 kV de 20 MVA.

En resumen se plantean las ampliaciones siguientes en transformación:

- Guadalupe 60/10 kV de 20 MVA: 2005
- Marcona 220/60/10 kV de 75 MVA: 2005
- Juliaca 60/10 kV de 12 MVA: 2005
- Quencoro 138/34.5/10 kV de 20 MVA: 2006
- Ica 220/60/10 kV de 50 MVA: 2006

Para el transformador de Marcona se recomienda coordinar con la empresa Shougan con la finalidad de conocer sus proyectos de inversión a efectos de conocer con mayor certeza su tasa de crecimiento de demanda.

8.3.2 RECONFIGURACIÓN DE SUBESTACIONES

Considerando que, ETECEN y ETESUR han efectuado estudios de planeamiento de la expansión de los sistemas de transmisión en los años 1998 y 1999 respectivamente, REP, en el año 2003, presentó al MINEM proyectos de corto plazo considerando los actuales problemas operativos de congestión y seguridad del sistema.

REP ha considerado conveniente incluir en este estudio la evaluación técnica y económica de estos proyectos llegando a la conclusión la necesidad de efectuar los siguientes:

- Doble Barra S.E. Piura Oeste
- Ampliación de Celdas de 220 kV S.E. Ica
- Ampliación de Celdas de 138 kV S.E. Combapata
- Ampliación de Celdas de 138 kV S.E. Ayaviri
- Ampliación Transformación S.E. Juliaca
- 2da. Terna L.T. 220 kV Paramonga – Chimbote
- 2do. Circuito L.T. 220 kV Azángaro – Puno
- Doble Barra S.E. Tintaya

8.3.3 CONEXIONES EN “T” O DERIVACIÓN

8.3.3.1 Evaluación Económica

Para analizar la viabilidad económica de estos proyectos se utilizó la metodología de confiabilidad, comparando los resultados de la configuración entrada – salida con la configuración actual. Mediante esta metodología solo se incluyen los costos de racionamiento causados a los

usuarios y por consiguiente no se incluyen las ventajas y desventajas técnicas que se menciona más adelante.

Tabla 8-18 Evaluación Proyectos de Derivación en T a Entrada y Salida

PROYECTO ICA					
INDICADOR	ACTUAL	PROYECTO	COSTO RACIONAMIENTO EVITADO	COSTO ANUAL INVERSIÓN	B/C
			US\$/Año	US\$/Año	
ENS (MWh)	3,910.65	3,224.34	171,577.25	155,971.48	1.10
FES (N/Año)	6.95	5.97			
DES (Horas/Año)	6.49	6.33			

PROYECTO COMBAPATA					
INDICADOR	ACTUAL	PROYECTO	COSTO RACIONAMIENTO EVITADO	COSTO ANUAL INVERSIÓN	B/C
			US\$/Año	US\$/Año	
ENS (MWh)	233.84	85.11	37,182.50	105,178.04	0.35
FES (N/Año)	27.62	4.61			
DES (Horas/Año)	2.21	4.02			

PROYECTO AYAVIRI					
INDICADOR	ACTUAL	PROYECTO	COSTO RACIONAMIENTO EVITADO	COSTO ANUAL INVERSIÓN	B/C
			US\$/Año	US\$/Año	
ENS (MWh)	29.87	14.76	3,779.00	115,690.41	0.03
FES (N/Año)	38.40	5.13			
DES (Horas/Año)	1.22	4.13			

La Tabla 8-18 muestra los resultados del racionamiento esperado de energía con y sin el proyecto para el caso de las conexiones en T de Ica, Combapata y Ayaviri. De acuerdo con estos resultados solo la solución de Ica presenta beneficios superiores a los costos.

8.3.3.2 Aspectos Técnicos

Las conexiones en derivación, comúnmente conocidas como conexiones en T, tienen muchas desventajas técnicas por las cuales no se recomiendan en un sistema de transmisión:

- Pérdida de la carga ante cualquier evento de falla, inclusive ante fallas monofásicas con recierres exitosos. En el caso de la SE Combapata, adicionalmente se pierde la carga de Sicuani y la generación de la minicentral de Hercca de 2.5 MW.
- Cuando se realiza el mantenimiento de las líneas, necesariamente tienen que salir de servicio las cargas alimentadas desde la subestación. En el caso de la SE Combapata, se independiza la línea en 60 kV Combapata - Sicuani para alimentar la carga de Sicuani a través de la minicentral Hercca.
- En temporadas de lluvias, se presentan la mayor cantidad de fallas en las líneas de 138 kV y por ende la desconexión de las cargas, provocando el reclamo de la población.

- d) Número excesivo de operaciones de los interruptores de la subestación en derivación luego de las fallas o durante el mantenimiento de las líneas de 138 kV.
- e) Dificultad para localizar el punto de falla, debido a la impedancia del transformador en la conexión en derivación que no permite la operación correcta de los localizadores de fallas.
- f) Dificultad para determinar las pérdidas en las líneas de transmisión.
- g) En casos de mantenimiento de las líneas de transmisión, ausencia de tierras francas en la subestación en derivación, creando una condición insegura durante los trabajos.
- h) Interferencia en el sistema de comunicación y en el esquema de tele protección de la línea por la presencia de la impedancia del transformador en derivación.
- i) No permite el acceso a proyectos de transmisión por no contar con una barra de llegada.

Con el esquema tipo entrada – salida se evitan todos los inconvenientes anteriormente mencionados y adicionalmente ofreciendo así las siguientes ventajas:

- a) Se logra una estandarización de las subestaciones, sirviendo como marco para nuevos proyectos.
- b) Facilita la implementación de nuevos proyectos en concordancia con el “Libre acceso” que establece la Ley de Concesiones Eléctricas (por ejemplo la conexión de la futura C.H. Quishuarani a la SE Combapata).
- c) Permite el mantenimiento selectivo de los tramos de la línea sin afectar la carga en las subestaciones intermedias.
- d) Ante una falla en cualquier tramo de la línea ya no se desconectará la subestación, manteniéndose la continuidad del servicio.
- e) Se reduce significativamente el número de operaciones de los interruptores y seccionadores en caso de mantenimientos o fallas.
- f) Mejora la selectividad de los sistemas de protección de la línea, por contar con líneas independientes sin derivación.
- g) Mejora el sistema de comunicaciones y el esquema de tele protección de la línea.
- h) Mejora la localización de fallas en las líneas de transmisión, reduciendo el costo de mantenimiento en su búsqueda.
- i) Facilita la determinación de las pérdidas de energía en los tramos de la línea.
- j) Facilita la instalación de seccionadores de puesta a tierra en las subestaciones cuando se realiza el mantenimiento de las líneas, eliminando las condiciones inseguras.

En conclusión se recomienda cambiar las configuraciones en derivación por configuraciones entrada – salida en el sistema de transmisión por las desventajas técnicas que presentan las primeras.

8.3.4 CAMBIO DE SIMPLE BARRA A DOBLE BARRA

8.3.4.1 Evaluación económica de la doble barra de Piura

Como ejemplo se incluye la evaluación económica de la doble barra en Piura valorando el mayor costo de la generación de energía que se requiere para suplir la demanda del área durante las horas de mantenimiento de la subestación. En la Figura 8-14 se muestra el costo marginal de la subestación a lo largo del horizonte y la planta más costosa que es necesario operar en caso de abrir la subestación del SEIN.

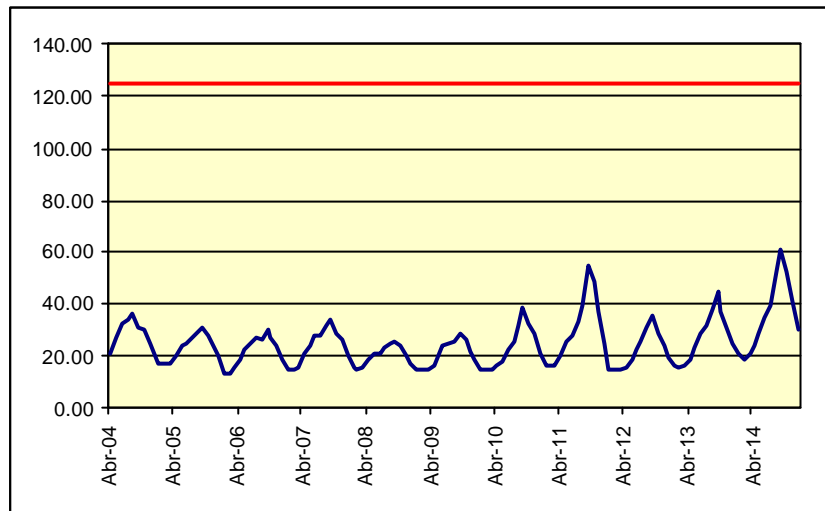


Figura 8-14 Costo Marginal (US\$/MWh) Subestación Piura

Teniendo en cuenta que el mantenimiento se debe realizar en horas fuera del pico y tiene una duración de 18 horas por año, la demanda que es necesario suplir con generación costosa en esta subestación es del orden de 1 GWh. La diferencia en costos de operación sería tan solo de US\$ 100.000 por año que evaluados al VPN para un horizonte de 30 años es de tan solo US\$ 740.000 con lo cual no se alcanzaría a compensar la inversión requerida en la doble barra, que es del orden de US\$ 1.500.000.

8.3.4.2 Aspectos Técnicos

La barra sencilla tiene una serie de desventajas en sistemas de transmisión principal que no la hacen recomendable:

- a) Ante la avería de un interruptor queda indisponible la línea o el transformador correspondiente. Se pueden tomar medidas extremas como puentearlo, dejando la línea de transmisión sin protección.
- b) La indisponibilidad de la línea de transmisión para el cambio del interruptor es de aproximadamente de 14 horas, aparte de la logística que se tiene que utilizar, tendiendo de antemano el repuesto en la misma subestación.

- c) Cuando se realiza el mantenimiento de los seccionadores de barra, obligadamente se tienen que sacar de servicio todos los equipos adyacentes a la barra.

Por otro lado, la doble barra tiene las siguientes ventajas:

- a) En caso de avería de un interruptor, se reduce el tiempo de indisponibilidad de la línea a un mínimo.
- b) Es un sistema versátil, ya que permite diversidad de configuraciones de operación.
- c) Permite realizar tareas de mantenimiento en cada una de las barras propiamente dicha sin salida de servicio de las líneas.
- d) Permite realizar el mantenimiento de los seccionadores de barra mediante transferencias de las líneas a la otra barra.
- e) Se pueden utilizar los equipos de la celda de acoplamiento para realizar pruebas de energización de una determinada línea de transmisión.
- f) Permite separar circuitos en cada una de las barras, evitando así, cuando se presente operación de los relés de falla interruptor o diferencial de barras la salida o desconexión total de todos los circuitos.

Resumiendo, se recomienda el cambio de barras sencilla a doble barra de las subestaciones Piura y Tintaya, así la primera de ellas no tenga una suficiente justificación económica y para la segunda hay que tener en cuenta que cualquier mantenimiento o falla es necesario desconectar los usuarios de la subestación.

Para evitar mayores costos en la implementación de una doble barra, se puede hacer primero la configuración de barra sencilla más transferencia, y al cabo de unos años pasarla a doble barra.

9. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

9.1 DEFINICION DE ESCENARIOS

Para el caso del sistema Peruano en el período 2008-2014 se han planteado dos escenarios de demanda/generación definidos como M1 y M2 por el MEM en el plan referencial de 2003 [2], los cuales están asociados al crecimiento esperado de demanda del SEIN.

De lo anterior, se tomaron los escenarios de demanda **medio** y **optimista**, siendo que cada uno de ellos tiene una expansión de generación asociada, cuya diferencia entre el caso optimista y el medio es básicamente la inclusión de la C.H. El Platanal. Como se mencionó anteriormente la información utilizada se detalla en el numeral 4.2.2.

9.2 GENERACIONES FORZADAS Y LÍMITES DE INTERCAMBIO (SIN PLAN)

Se toman los resultados obtenidos por el análisis de diagnóstico del sistema actual incluido en el numeral 7, en particular del análisis de estabilidad transitoria y los valores de intercambio entre áreas presentado en la Tabla 7-12.

9.3 PROYECCIÓN DEL COSTO OPERATIVO SIN PLAN

El costo operativo se calculó teniendo como caso base sin plan la conexión óptima de Camisea y Platanal encontradas mediante el modelo de expansión [4]. Estos proyectos de generación son necesarios para el sistema y deben conectarse de manera que se eviten atrapamientos de energía y minimice el costo de inversión asociado a las conexiones.

Si bien se utiliza el modelo de expansión para determinar la mejor conexión de estos proyectos, su costo de conexión no se suma al costo del plan de expansión por que se asume que en el sistema hay dos tipos de proyectos independientes. El primer tipo se conforma de los elementos de conexión de generadores que son necesarios para poder entregar la potencia del generador al sistema, y el segundo tipo son los refuerzos del plan de expansión de uso general de la red, que traen beneficios globales al sistema y por lo tanto la valoración de costos y beneficios se aplica solo a éste último tipo de refuerzos.

Por lo anterior, a partir de despachos ideales y mediante el modelo de expansión se pudieron definir las siguientes conexiones de los generadores Camisea y El Platanal los cuales se revisan posteriormente mediante los análisis eléctricos de largo plazo.

CAMISEA:

- En el año 2008 entra la primera etapa del proyecto Camisea con 340 MW. La conexión óptima de ésta planta para este año se logra mediante dos líneas, una línea de simple terna a 220 kV Camisea - San Juan y otra línea de simple terna Camisea - Chilca.
- Si bien desde el año 2006 se prevé la entrada de la subestación Chilca abriendo la línea L-207 San Juan- Independencia a 61 km de San Juan, se propone que la subestación también se conecte a la línea L-208 que tiene estructura de doble terna, lo cual permitirá la entrada de la línea San Juan-Camisea tal como se ilustra en la Figura 9-1.

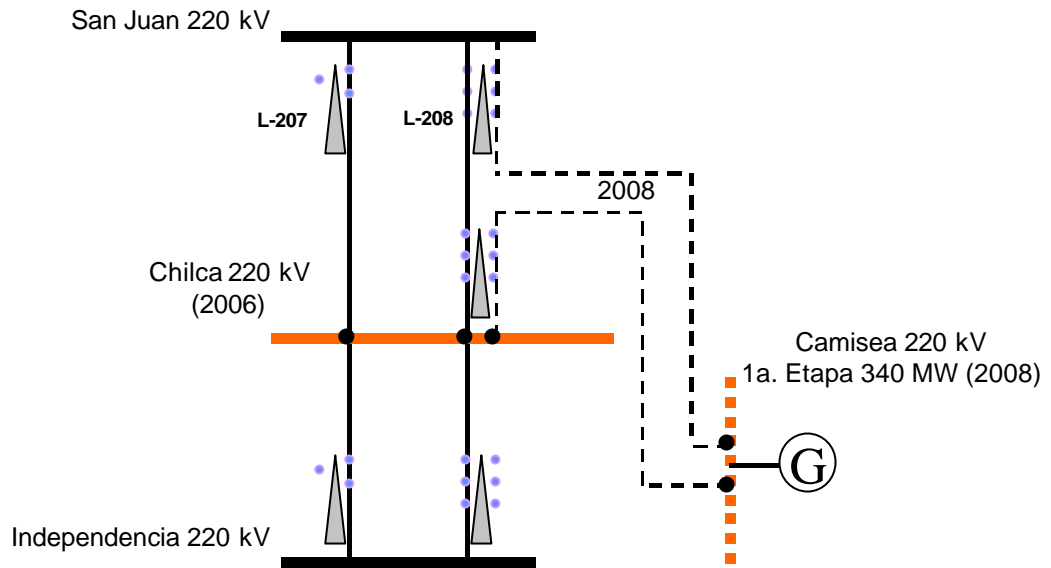


Figura 9-1 Conexión de Camisea para el 2008

- En el año 2010 entra la segunda etapa del proyecto Camisea con 340 MW adicionales; De acuerdo con el modelo, en vista del aumento en capacidad de esa planta, se recomienda conectar una línea de doble terna Camisea - Chilca a 220 kV tal como se ilustra en la Figura 9-2.

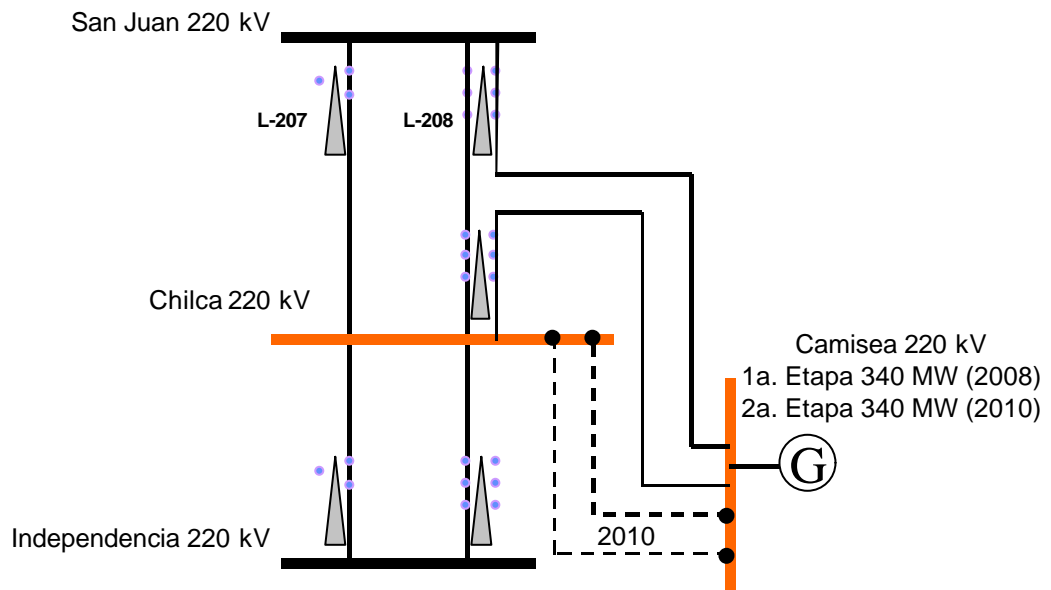


Figura 9-2 Conexión de Camisea para el 2010

- La tercera y última etapa de Camisea entra al sistema Peruano en el año 2012 adicionando 340 MW, lo cual de acuerdo con el modelo implica la necesidad de una nueva línea en doble terna entre Camisea y Zapallal, tal como se muestra en la Figura 9-3.

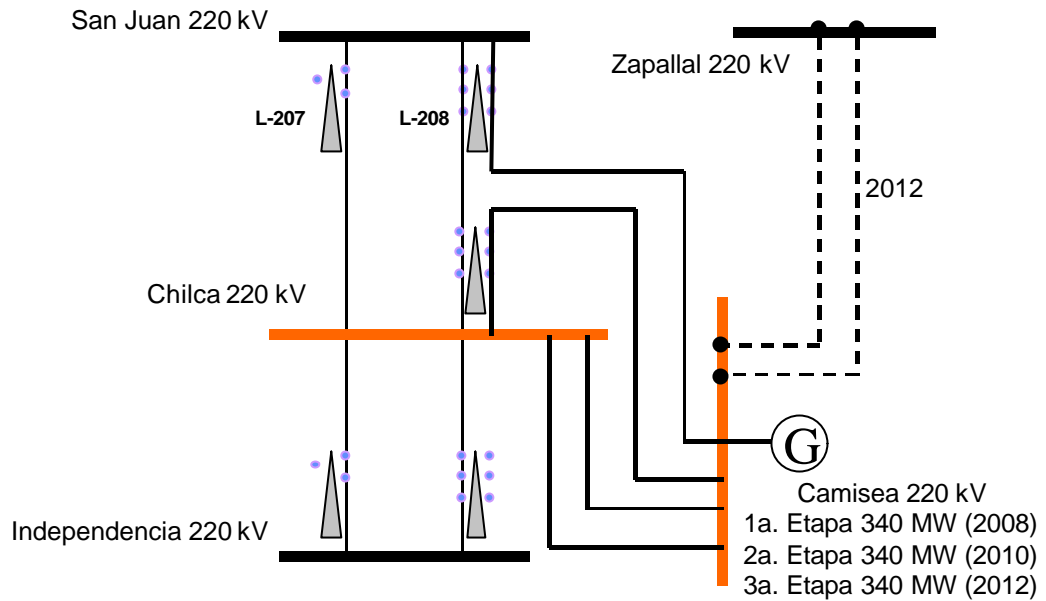


Figura 9-3 Conexión de Camisea para el 2012

PLATANAL:

Para la conexión de ésta central a partir del año 2009 se tuvieron en cuenta las alternativas presentadas por REP, las cuales se analizan mediante el modelo de expansión [4] y posteriormente bajo el análisis eléctrico de largo plazo. Del modelo de expansión se obtiene que la conexión óptima de la planta es mediante una conexión directa del Platanal a la subestación Cantera, la cual entraría conectándose entre Chilca e Independencia abriendo los circuitos L-207 y L-208. Adicionalmente, el modelo muestra la necesidad de un refuerzo Chilca - San Juan. La Figura 9-4 ilustra la conexión obtenida con este modelo.

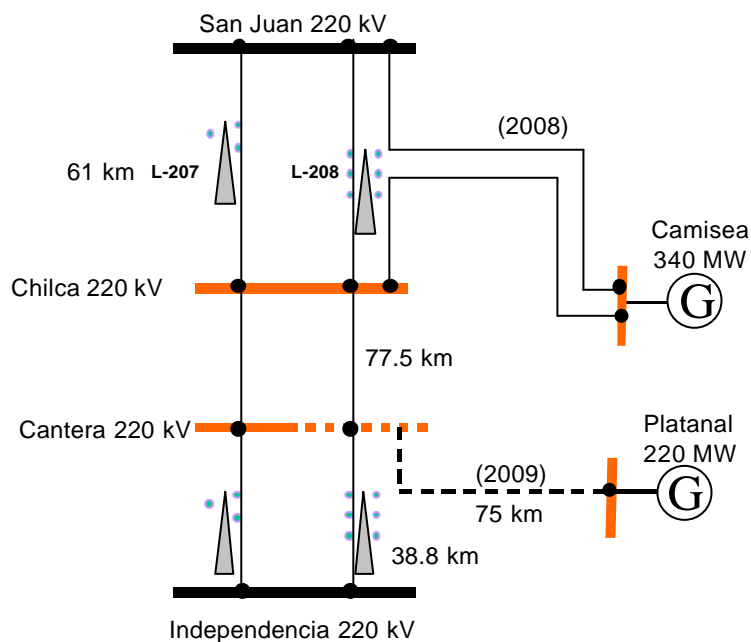


Figura 9-4 Conexión del Platanal para el 2009

A partir de éstas conexiones básicas de los generadores Camisea y El Platanal, se pudo establecer la proyección de costo operativo sin plan de expansión, tal como se describe a continuación.

9.3.1 ESCENARIO DE DEMANDA MEDIA

Para el escenario de demanda media, el resultado del promedio de costo operativo y déficit del sistema Peruano dado por el SDDP en caso de no implementar refuerzos de expansión de transmisión se presenta en la Figura 9-5.

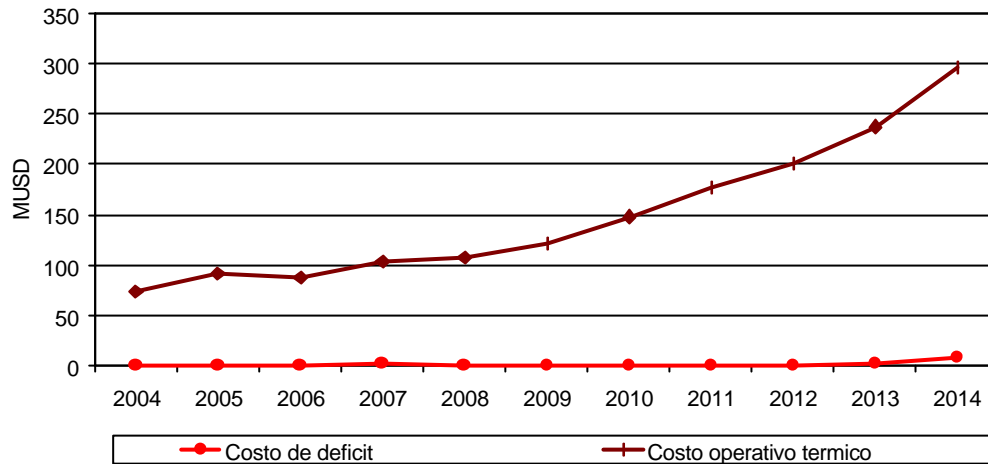


Figura 9-5 Costo operativo y déficit sin plan (Escenario Medio)

Si no se implementan refuerzos en la red Peruana el costo operativo muestra un comportamiento creciente constante llegando al final del horizonte a un costo 4 veces mayor que el actual. Se observa que hasta el año 2013 el costo del déficit es prácticamente nulo.

El racionamiento de energía esperado (VERE) en porcentaje del total de la demanda se presenta en la Figura 9-6.

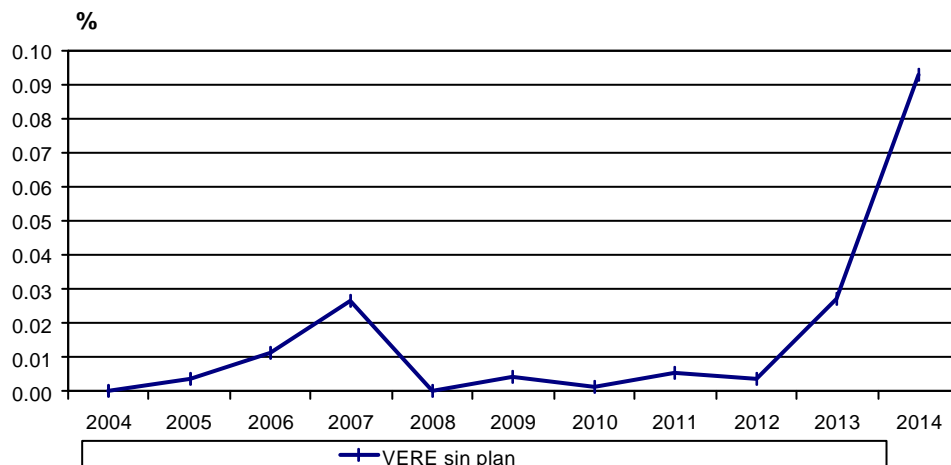


Figura 9-6 VERE sin plan Escenario Medio

Aún con la red existente sin refuerzos no se esperarían racionamientos antes del año 2013, a partir del cual se incrementa el valor esperado llegando a 30 GWh/año para el año 2014.

El costo marginal del sistema se incrementa a partir de enero del año 2013 tal como se ilustra en la Figura 9-7.

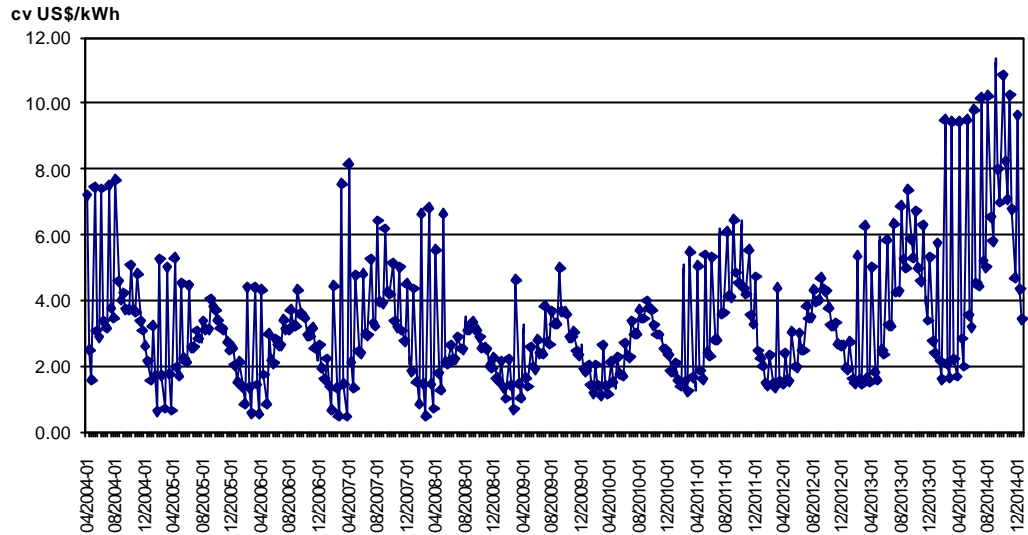


Figura 9-7 Evolución del costo marginal del sistema

Como referencia, en la Figura 9-8 se muestra la evolución del costo operativo real sin plan versus una simulación ideal, es decir, sin restricciones de red. Según el resultado, la diferencia entre el costo operativo del caso real y el ideal se incrementa a partir del año 2010.

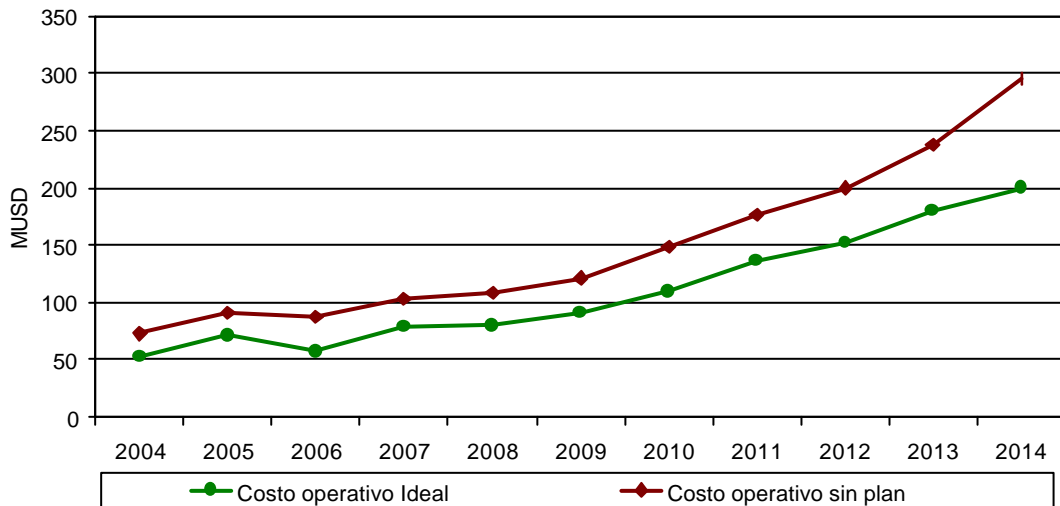


Figura 9-8 Comparación del despacho ideal vs. real sin plan

De lo anterior, entre más cerca al plan óptimo sea la propuesta de expansión que se logre identificar, más cercanas estarán las curvas de costo operativo ideal y real.

9.3.2 ESCENARIO DE DEMANDA OPTIMISTA

Para el escenario de demanda optimista el resultado del costo operativo y déficit del sistema entregado por el SDDP en caso de no implementar refuerzos de expansión de transmisión se presenta en la Figura 9-9.

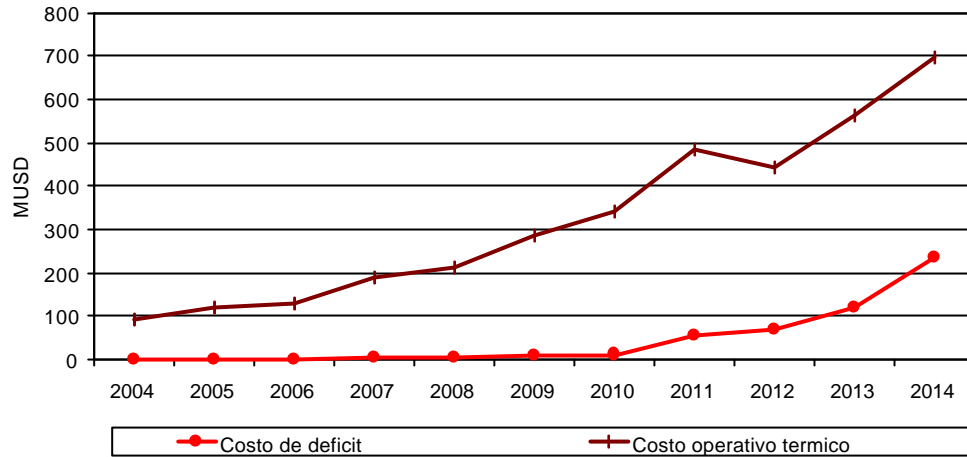


Figura 9-9 Costo operativo y déficit sin plan (Escenario Optimista)

Para éste caso el costo operativo y déficit muestran una evolución acelerada de crecimiento, haciendo que desde el 2009 se llegue a las proyecciones de costo que se tendría para el 2014 en el escenario de demanda media. Este resultado indica que ante un escenario de demanda mayor, la necesidad de refuerzos en el sistema se adelanta, requiriendo la implementación de los mismos antes de la fecha calculada bajo un escenario de demanda menor.

El racionamiento de energía esperado (VERE) en porcentaje del total de la demanda que se obtiene para este caso se presenta en la Figura 9-10

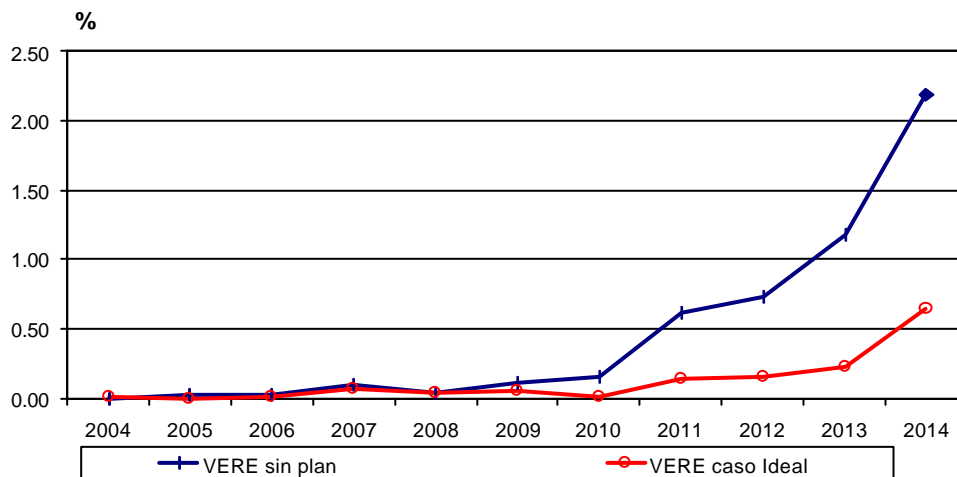


Figura 9-10 VERE sin plan Escenario Optimista

Bajo éste escenario el sistema experimenta un racionamiento alto a partir del 2009, el cual aparece inclusive para el caso ideal, es decir, de acuerdo

con el modelo el sistema requeriría mayor cantidad de generación con el fin de atender la demanda, no sería un problema atribuible solo a la falta de transmisión sino también de generación.

El costo marginal del sistema se incrementa de manera importante a partir de enero del 2009 tal como se ilustra en la Figura 9-11.

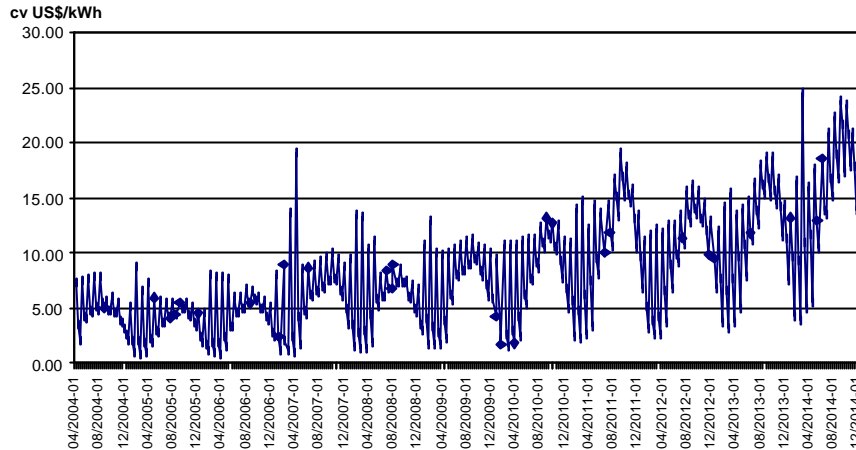


Figura 9-11 Evolución del costo marginal del sistema

En la Figura 9-12 se muestra la evolución del costo operativo real sin plan versus la simulación ideal. Según el resultado, la diferencia entre el costo operativo del caso real y el ideal se incrementa a partir del año 2010.

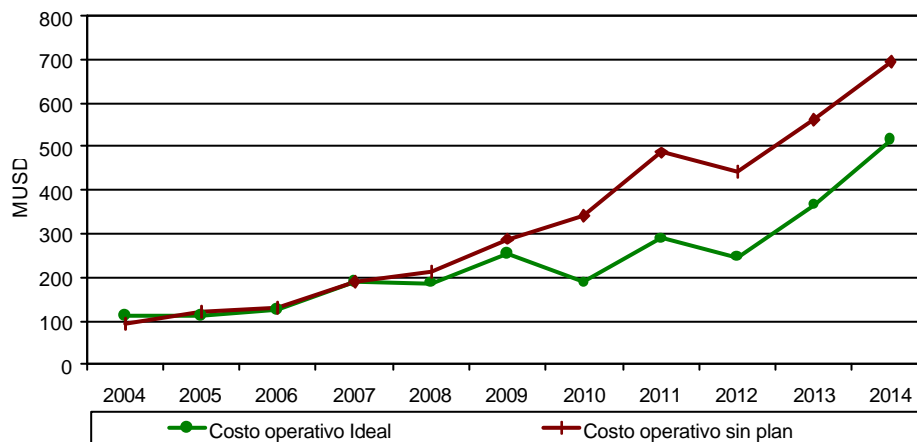


Figura 9-12 Comparación del despacho ideal vs. real sin plan

Según la gráfica, el despacho de generación hasta el 2007 es prácticamente igual en el caso ideal y real sin plan, lo cual implica que el sistema necesita del parque generador a su máxima disponibilidad.

9.4 RESTRICCIONES FISICAS

Para el caso particular del sistema Peruano, los proyectos candidatos utilizados se detallan en el numeral 4.3 y el Anexo I.1.

Los proyectos candidatos considerados son viables técnicamente y en caso de ser seleccionados por el modelo pueden implementarse.

9.5 IDENTIFICACIÓN DE PLANES

Los resultados detallados obtenidos con el modelo de expansión donde se calculan las frecuencias ponderadas para cada circuito se presentan en el Anexo 4. De los resultados del modelo se estableció un plan de expansión definido por los siguientes refuerzos para cada año:

2008:

- El modelo dió como resultados los refuerzos de una segunda terna para las líneas Paramonga-Chimbote, Paramonga-Zapallal a 220 kV y la línea de simple terna Abancay-Cotaruse. Esta última es reemplazada por la línea Machupicchu-Cotaruse a 220 kV que presenta un mejor desempeño desde el punto de vista eléctrico. En la Figura 9-13 se ilustra el plan de expansión para éste año. Como se menciona en la metodología para las alternativas propuestas por el modelo se revisa su impacto desde el punto de vista eléctrico y si es del caso se complementa con refuerzos o modificaciones en su conexión.

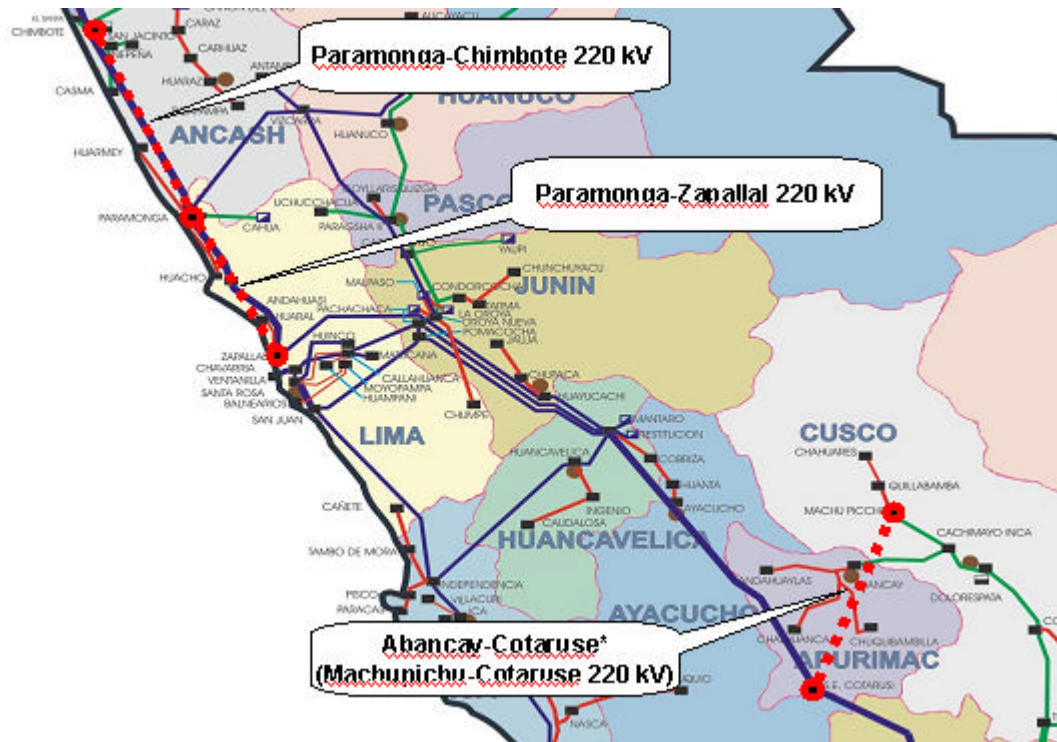


Figura 9-13 Plan de expansión del SEIN para el 2008

Año 2010:

- La subestación Surquillo ingresa al sistema en este año, y según el modelo la conexión recomendada es mediante una terna Industriales-Surquillo a 220 kV. Es importante mencionar que la entrada de la subestación Industriales se prevé para el año 2006 abriendo la línea Santa Rosa-San Juan a 11,5 km de San Juan. En la Figura 9-14 se ilustra el plan de expansión para el año 2010.

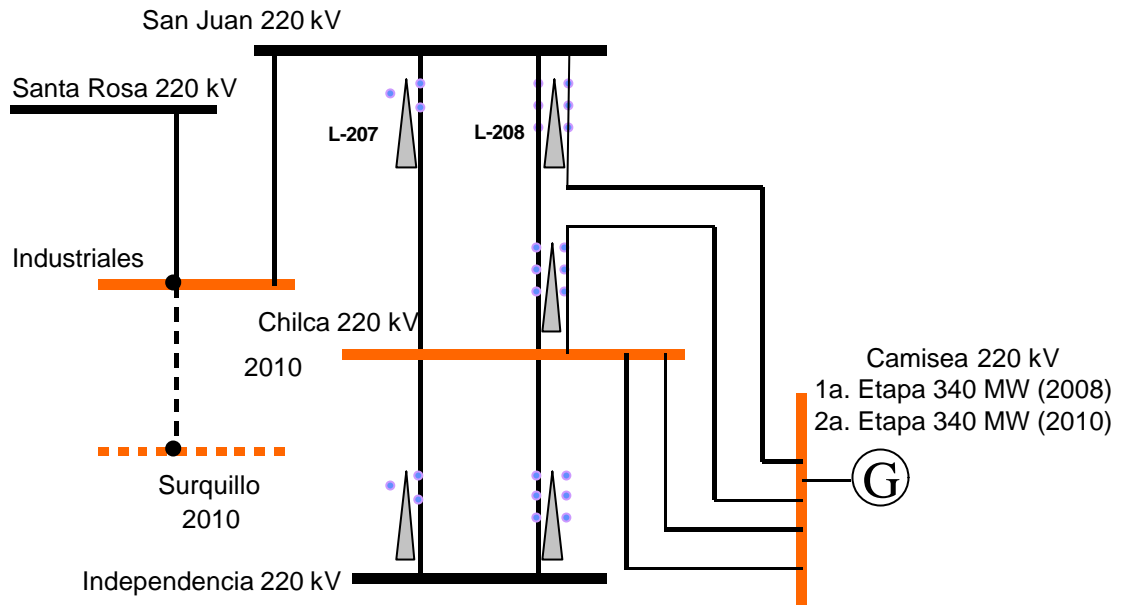


Figura 9-14 Plan de expansión del SEIN para el 2010

Año 2014:

- Para este año el modelo de expansión entrega como resultado el refuerzo Azángaro-Puno en simple terna a 220 kV como se muestra en la Figura 9-15



Figura 9-15 Plan de expansión del SEIN para el 2014

9.6 ANÁLISIS ELÉCTRICOS DE LARGO PLAZO

En el largo plazo se hace un análisis del desempeño del sistema eléctrico peruano con los proyectos propuestos en el plan de expansión.

9.6.1 SOBRECARGAS EN ESTADO ESTACIONARIO

En condiciones normales de operación se presentan sobrecargas de algunos transformadores de la red de distribución para los cuales el operador respectivo se encargará de redistribuir la carga o hacer la expansión correspondiente.

9.6.2 CONEXIÓN DE CAMISEA

En el año 2010 se considera la entrada en operación de la segunda etapa del proyecto Camisea con 340 MW adicionales; de acuerdo con el modelo, en vista del aumento en capacidad de esa planta, el programa de optimización de la transmisión recomienda conectar una línea de doble terna Camisea - Chilca a 220 kV (Figura 9-16).

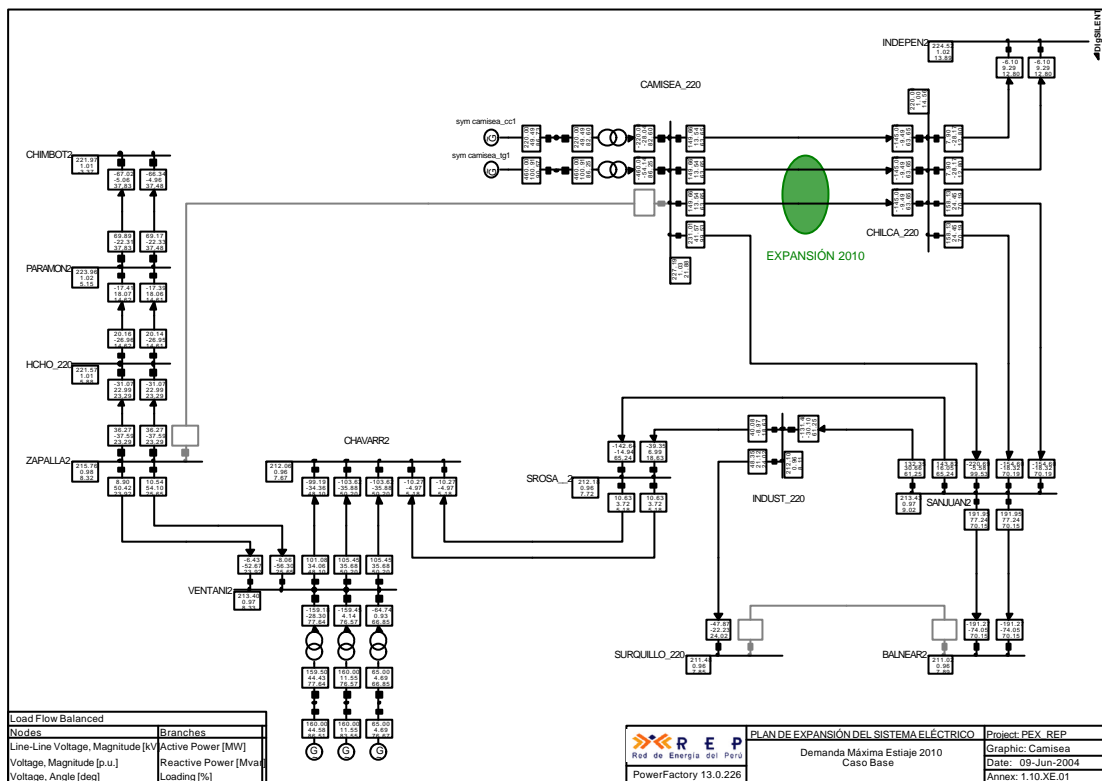


Figura 9-16 Conexión de Camisea – Año 2010

Esta conexión cumple con los criterios básicos de operación, inclusive con el criterio N-1. La línea con mayor carga es la que une la central con la subestación San Juan. La contingencia de esta línea sobrecarga en un 12% los dos circuitos Chilca – San Juan; aunque esta sobrecarga no es crítica se recomienda adelantar la primera de las ternas Camisea – Zapallal, la cual inicialmente prevista para la entrada del tercer en 2012. Con este circuito no se tienen sobrecargas en ninguna de las líneas de la conexión en el análisis N-1.

Para el año 2012 se prevé la entrada en operación del tercer grupo de la central Camisea. Como expansión de transmisión sólo se incluye la relacionada con este proyecto como se ilustra en la Figura 9-17, el cual incluye la doble terna Camisea – Zapallal.

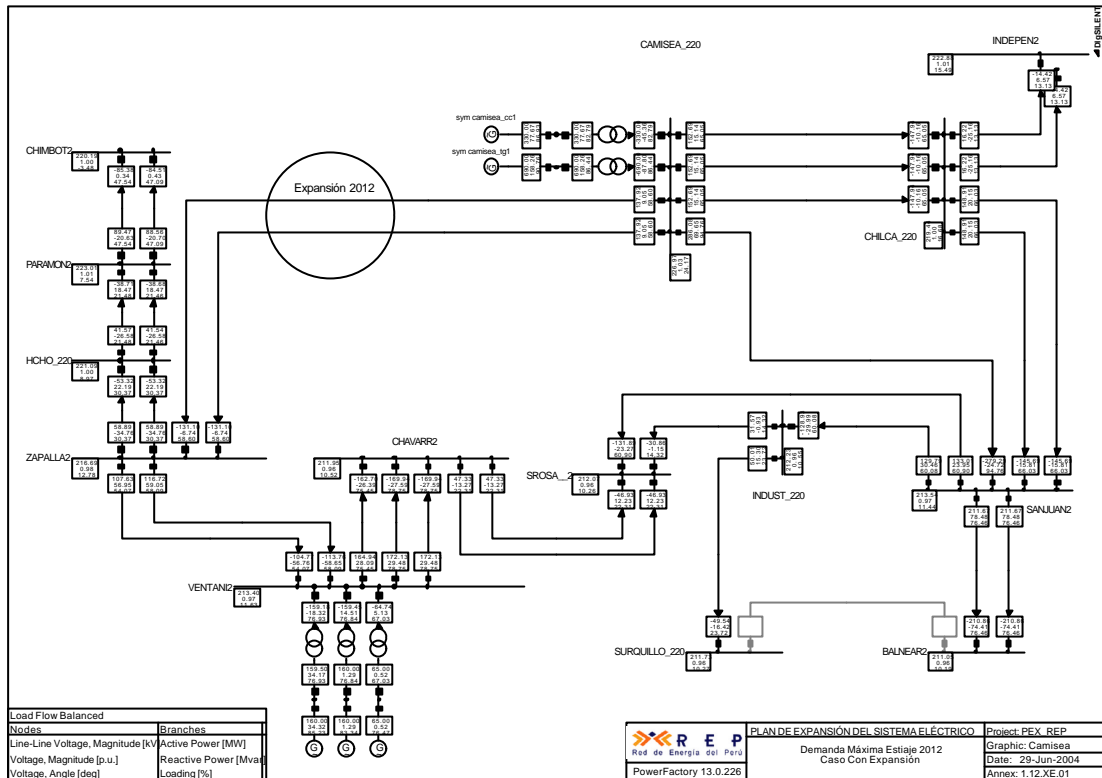


Figura 9-17 Conexión de Camisea – Año 2012

Con esta expansión se complementa el esquema de transmisión relacionado con la central de Camisea. La línea de mayor carga es la que se conecta directamente a San Juan con 290 MW, mientras que los circuitos de Chilca a San Juan y los de Camisea a San Juan quedan operando con aproximadamente 150 MW cada uno. La contingencia más crítica es la Camisea – San Juan la cual deja en el límite térmico los circuitos de Chilca a Camisea, es decir, esta conexión cumple con el criterio N-1. Los demás despachos del sistema se presentan en el Anexo 1, del año 2012.

9.6.3 CONEXIÓN DE LA C.H. PLATANAL

La Central Hidráulica El Platanal es una planta de 220 MW que el Plan Referencial del MINEM la incluye en el año 2009 como expansión de generación en el escenario de demanda optimista. Esta planta estaría localizada al sur medio del país a 150 km aproximadamente de la subestación Independencia.

Para la conexión esta central al sistema de transmisión se supone la existencia de la subestación Cantera ubicada a 77.5 km de la subestación Chilca, como se ilustra en la Figura 9-18, donde también se encuentra la primera de las alternativas de conexión.

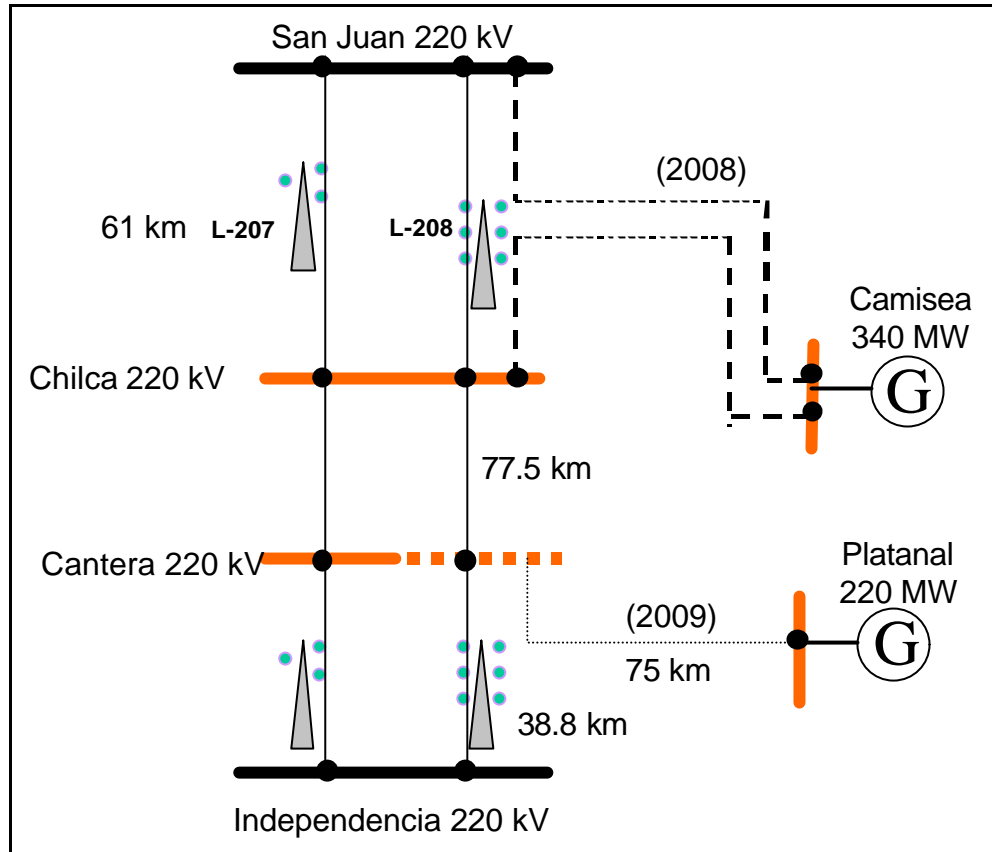


Figura 9-18 Conexión de Platanal, Alternativa 1 – Año 2009

Se analizaron adicionalmente dos alternativas como se describe a continuación:

- Alternativa 1: Conexión mediante un circuito a 220 kV de 75 km a la subestación Cantera.
- Alternativa 2: Conexión mediante un circuito a 220 kV de 157 km a la subestación Independencia. En este caso no se incluye la conexión de la línea L208 Chilca – Independencia a la subestación Cantera.
- Alternativa 3: Apertura del circuito Chilca – Independencia (L208) a la altura de la subestación Cantera para conectar el doble circuito de la subestación Platanal (Figura 9-19).

Los análisis de flujos de carga se realizaron para los años 2010 y 2012 dado que en estos años se prevé la entrada en operación de la segunda y tercera etapas de la central Camisea respectivamente, lo cual representa mayor carga para el sistema de transmisión de esta área, particularmente de las líneas que conectan estas centrales con el sistema de transmisión y de las líneas que conectan a Independencia, Cantera, Chilca, San Juan y Santa Rosa.

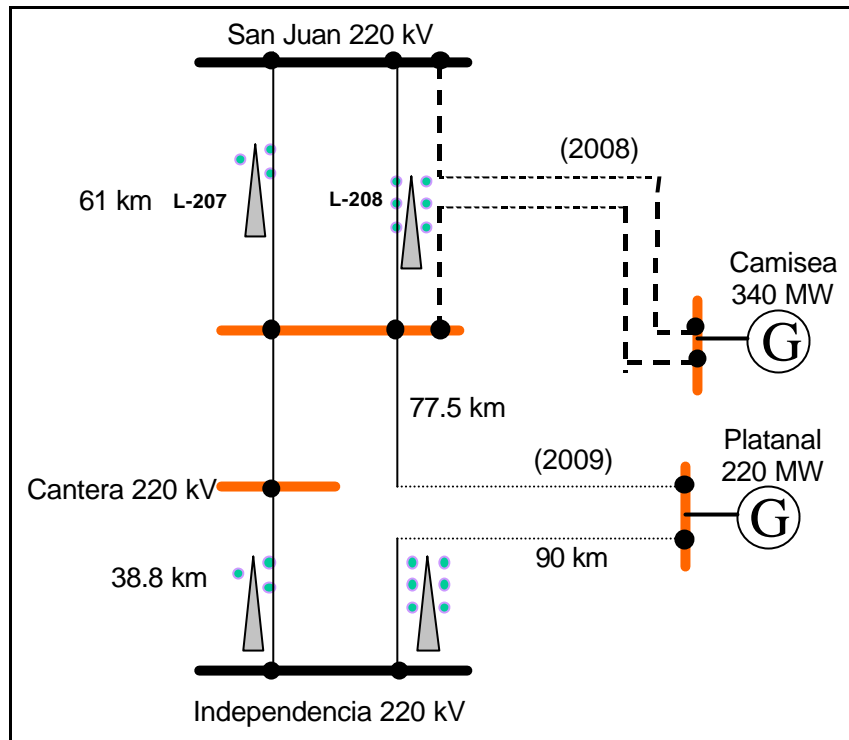


Figura 9-19 Conexión de Platanal, Alternativa 3 – Año 2009

En todas las alternativas, caso base, se sobrecarga la línea Santa Rosa - San Juan (Figuras 1.10.XC.01, 1.10.XD.01 y 1.10.XF.01, Anexo 1, 2010).

Debido a esta sobrecarga es necesario adelantar para el año 2010 la entrada en operación del primer circuito Camisea - Zapallal. Con este circuito adicional ya no se presentan sobrecargas adicionales en el caso base (Figuras 1.10.XC.02, 1.10.XD.02 y 1.10.XF.02, Anexo 1, 2010), sin embargo los dos circuitos Chilca - San Juan quedan cargados por encima del 80% en todas las alternativas y en consecuencia con la contingencia de uno de ellos se sobrecarga el otro en más del 20%. Se propone entonces el desarrollo del tercer circuito Chilca - San Juan para asegurar la operación confiable y segura de estas dos centrales de generación y del área de Lima.

Técnicamente las tres alternativas tienen un comportamiento similar, aunque la alternativa 2 (conexión a Independencia) implica mayores pérdidas (7 MW en la demanda máxima del caso base) para el sistema de transmisión; adicionalmente es más costosa que la alternativa 1.

La alternativa 3 (conexión a Independencia y Chilca) tiene pérdidas similares a la alternativa 1, pero también es más costosa ya que consta de un doble circuito de 90 km. En conclusión se recomienda que la central hidroeléctrica del Platanal se conecte según la alternativa 1, que consta de un circuito a 220 kV de 75 km a la subestación Cantera.

Para el año 2012 se hizo un chequeo de los flujos de carga del sistema de transmisión principal incluyendo la tercera etapa de Camisea y El Platanal, verificándose que esta alternativa de conexión cumple con los

requerimientos técnicos establecidos (Figuras 1.12XC.01, 1.12XD.01, 1.12XF.01, Anexo1, 2012).

9.6.4 AMPLIACIÓN ADICIONAL DE MACHUPICCHU

La empresa de generación EGEMSA ha planteado la construcción de una central hidroeléctrica Santa Teresa de 85 MW aguas abajo de la central de Machupicchu. Para la ampliación 75 MW de Machupicchu se ha planteado la línea Machupicchu – Cotaruse a 220 kV (Ver Numeral 8.2.2). Se analizaron las condiciones del sistema de transmisión incluyendo las dos ampliaciones, la propia de Machupicchu (75 MW) y la de la nueva central hidroeléctrica (85 MW), es decir, una generación adicional de 160 MW que se conectarían en la subestación de Machupicchu. Se supondrá que la última ampliación entraría en operación en el año 2010.

Los análisis de flujos de carga indican que en condiciones normales se puede transportar toda la generación de Machupicchu (250 MW) con la expansión de transmisión propuesta (Figura 1.10.XG.01, Anexo 1, 2010). Los 160 MW adicionales generados en la central toman la ruta de la línea a 220 kV. Sin embargo el análisis N-1 muestra (Tabla 9-1) sobrecargas que en muchos casos superan el 20% que llevarían al colapso del sistema sur.

Tabla 9-1 Análisis N-1 Ampliación de Machupicchu

Contingencia	Elemento sobrecargado	Sobrecarga %		
		Max	Med	Min
Azángaro - Ayaviri	Azángaro – Juliaca	23.11	27.39	31.46
Azángaro - Juliaca	Ayaviri – Tintaya	20.07	23.26	27.69
	Azángaro – Ayaviri	21.67	24.40	29.24
	SVC Tintaya	34.53	7.92	73.09
Azángaro – San Gabán	San Gabán – San Rafael	15.55	17.11	20.17
	SVC Tintaya	--	--	8.90
San Gabán – San Rafael	Azángaro – San Gabán	15.05	16.16	19.67
	SVC Tintaya	--	--	18.48
Ayaviri - Tintaya	Azángaro – Juliaca	21.46	26.05	29.94
Callali – Tintaya	Azángaro – Juliaca	5.74	8.50	4.52
Callali - Santuario	Azángaro – Juliaca	0.78	4.57	2.15
Puno - Moquegua	Azángaro – Ayaviri	--	4.67	12.29
	Ayaviri – Tintaya	--	3.42	10.65
	SVC Tintaya	--	--	47.62
Juliaca - Puno	SVC Tintaya	--	--	9.24

Como complemento a la línea Cotaruse – Machupicchu se propone la línea Azángaro – Puno 220 kV con la respectiva transformación 220/138 kV en la subestación Azángaro.

Con este refuerzo solo se tendrían problemas de sobrecarga entre 14% y 18% en caso de contingencia de una de las líneas San Gabán – Azángaro o San Gabán San Rafael, pero estas sobrecargas se presentan en razón de que la central de San Gabán en épocas de avenida aumenta su generación a 110 MW.

Con el refuerzo propuesto, la contingencia de la línea Cotaruse – Machupicchu sigue siendo crítica para el área sur, por lo tanto debe

preverse un esquema de rechazo automático de generación en la central de Machupicchu para que el área sur no pierda su estabilidad.

Resumiendo para la ampliación de Machupicchu en 160 MW (total 250 MW) se requieren los refuerzos Cotaruse – Machupicchu y Azángaro – Puno ambas líneas a 220 kV.

9.6.5 ANÁLISIS DE SOBRECARGAS EN CONDICIONES N-1

El resumen del análisis N-1 se ha realizado para el año 2014 considerando los proyectos que se recomiendan en el plan de expansión de transmisión. Las sobrecargas superiores al 20% se presentan en la Tabla 9-2, Tabla 9-3 y Tabla 9-4.

Tabla 9-2 Análisis N-1 en Demanda Máxima 2014

Contingencia	Elemento sobrecargado	Sobrecarga %	
		Mx_Av	Mx_Es
Balnearios – San Juan	Balnearios – San Juan	51.4	57.6
Edegel – Callahuanca	Pachachaca – Pomacocha	26.2	< 20.0
Chimbote – Trujillo L1	Chimbote – Trujillo L2	39.8	44.4
Chimbote – Paramonga L1	Chimbote – Paramonga L2	< 20.0	29.4

Tabla 9-3 Análisis N-1 en Demanda Media 2014

Contingencia	Elemento sobrecargado	Sobrecarga %	
		Md_Av	Md_Es
Industriales – San Juan	San Juan – Santa Rosa	25.0	< 20.0
Balnearios – San Juan	Balnearios – San Juan	44.3	43.3
Edegel – Callahuanca	Pachachaca – Pomacocha	25.7	< 20.0
	San Juan – Santa Rosa	31.9	< 20.0
	SVC Chavarría	42.3	< 20.0
Chimbote – Trujillo L1	Chimbote – Trujillo L2	< 20	23.2
Chimbote – Paramonga L1	Chimbote – Paramonga L2	< 20	37.6

Tabla 9-4 Análisis N-1 en Demanda Mínima 2014

Contingencia	Elemento sobrecargado	Sobrecarga %	
		Mn_Av	Mn_Es
Paragsha – Vizcarra	Paragsha – Huanuco 138	53.7	< 20
	Tingo María – Huanuco 138	43.3	< 20
Chimbote – Trujillo L1	Chimbote – Trujillo L2	54.5	24.5
Cotaruse – Machupicchu	Quencoro - Combapata	22.1	< 20
	SVC Tintaya	51.0	< 20

La línea Balnearios - San Juan sigue siendo la más crítica. Debido a que no se preve expansión de generación en la zona Norte existe un alto flujo de potencia de Chimbote a Paramonga, Trujillo y Machala.

En el área de la Sierra Norte (Antamina, Aguaytía y barras vecinas) se tienen problemas de colapso de tensión ante la salida de la línea Paragsha - Vizcarra en demandas máxima y media. En demanda mínima avenida se sobrecarga el sistema a 138 kV.

En el área de la Costa Sur se presenta colapso de tensión ante la salida de la línea Moquegua – Puno. Esta inestabilidad se soluciona con el proyecto Machupicchu – Cotaruse como se analizó en el Numeral 8.2.5.3.

9.6.6 COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

9.6.6.1 Año 2010

Para el año 2010 se requiere aumentar compensación reactiva en el área de Lima para asegurar que las tensiones en el sistema se mantengan dentro del rango 0.95 - 1.05 p.u. y lograr que los compensadores estáticos de Chavarría y Balnearios operen cerca al cero de generación de potencia reactiva o incluso un poco subexcitados.

- Aumentar el factor de potencia en Lima a 0.96 equivale a 120 Mvar en demanda máxima. La forma más eficiente de lograr esta compensación es instalarla en las barras de 10 kV de las subestaciones de distribución 60/10 kV ya que de esta forma se evitaría su flujo desde las barras 220/60 kV hacia la carga
- En la Costa Norte es necesario aumentar el factor de potencia a 0.95 con el objeto de poder operar el área dentro del rango de voltaje establecido. Esta compensación es equivalente a 80 Mvar y principalmente en la estación de estiaje.

9.6.6.2 Año 2014

Para el año 2014 se requiere compensación reactiva adicional en el área de Lima para asegurar que las tensiones en el sistema se mantengan dentro del rango 0.95 - 1.05 p.u. y que los compensadores estáticos de Chavarría y Balnearios operen cerca al cero de generación de potencia reactiva.

Los requerimientos equivalentes de potencia reactiva son los indicados en la Tabla 9-5 con referencia al factor de potencia proyectado, el cual está cercano a 0.95.

Tabla 9-5 Propuesta de compensación capacitiva en el área de Lima Año 2014

Escenario	Demanda Proyectada		f.p. 0.97	Dif.
	MW	Mvar	Mvar	Mvar
Máxima Avenida	2354	801	590	211
Máxima Estiaje	2433	826	610	216

Escenario	Demanda Proyectada		f.p. 0.97	Dif.
	MW	Mvar	Mvar	Mvar
Media Avenida	2089	727	524	204
Media Estiaje	2111	714	520	194

Como podrá observarse la compensación capacitiva recomendada estaría alrededor de 200 Mvar si se ha venido haciendo la compensación de la carga a 0.95 o de 80 Mvar si el factor de potencia en 2010 se corrige a 0.96.

Para este mismo año se requiere instalar compensación capacitiva adicional de 10 Mvar en San Nicolás 60 kV.

En el área Norte se prevé que la carga de Machala es de 150 MW, la cual no se puede alimentar con la red actual de forma radial o interconectada con un solo circuito.

La segunda terna Chimbote – Paramonga - Zapallal es indispensable para resolver en parte la congestión que se presenta con el intercambio Centro – Norte, independientemente de la carga de Machala.

Para alimentar hasta 110 MW en Machala de forma radial se requieren las siguientes instalaciones

- Compensación en Machala de 21 Mvar adicionales a los 18 Mvar ya previstos para la entrada en operación. Si la interconexión “Back to Back” ya estuviese disponible, entonces la compensación sería parte de esta conexión.
- Elevar el factor de potencia de las cargas del área Norte a 0.95, lo cual equivale a una compensación capacitiva de 86 Mvar. Esta compensación es importante para el escenario de estiaje.

Para la demanda prevista de 153 MW en Machala y si se mantiene la interconexión radial, se requiere compensación capacitiva adicional de 51 Mvar en Machala para poder suministrar esta demanda con adecuada calidad de servicio (Figura 1.14.XE.02 del Anexo 1, 2014). Con los 18 Mvar ya previstos, se requieren entonces 69 Mvar en total.

Adicionalmente se sobrecargan las líneas Trujillo – Guadalupe - Chiclayo – Piura a pesar de la generación en Malacas, razón por la cual sería indispensable reforzar todas estas líneas. El programa de optimización de la transmisión indica que la mejor opción es mediante líneas paralelas a las actuales.

9.6.7 LÍMITES DE INTERCAMBIO

Con el desarrollo de los proyectos propuestos los límites de intercambio entre áreas, considerando los criterios de estabilidad transitoria y referidas a las condiciones previas para soportar la falla monofásica con recierre exitoso se muestran en la Tabla 9-6:

Tabla 9-6 Capacidad de transferencia entre áreas

CONEXIÓN	CAPACIDAD (MW)
CENTRO → NORTE	230 MW
NORTE → CENTRO	170 MW
CENTRO → SUR	300 MW
SUR → CENTRO	250 MW
SUR ESTE → SEIN	150 MW

El intercambio Centro – Norte y Norte - Centro está determinado por la capacidad del enlace Paramonga – Chimbote el cual se aumenta en 100 MW con el refuerzo propuesto.

El intercambio Sur Este con el resto del sistema está determinado por capacidad de las líneas Azángaro – Juliaca, Tintaya – Callali y también por los proyectos Machupicchu – Cotaruse 220 kV, y Azángaro – Puno 220 kV los cuales solucionan los problemas de estabilidad del área, en consecuencia permiten evacuar toda la generación excedente del área en cualquier condición de demanda.

9.6.8 RESUMEN ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Se resumen a continuación las obras complementarias al plan de expansión de transmisión ya propuesto y que requiere el sistema para su correcta operación desde el punto de vista eléctrico:

- Año 2008: Compensación capacitiva adicional en Machala de 21 Mvar, es decir, se requieren 39 Mvar en total, incluyendo los 18 Mvar previstos para la entrada en operación de la interconexión Perú – Ecuador.
- Año 2010: Aumentar el factor de potencia de Lima de 0.95 a 0.96 que equivalen a 120 Mvar de compensación capacitiva.
- Año 2010: Aumentar el factor de potencia de las demandas de la Costa Norte (de Chimbote hacia el Norte) a 0.95 lo cual equivale a 80 Mvar de compensación capacitiva.
- Año 2010: Repotenciar la líneas Balnearios – San Juan 220 kV como mínimo a una capacidad de 1000 Amperios.
- Año 2014: Se requiere instalar compensación capacitiva adicional de 10 Mvar en San Nicolás 60 kV. Dada esta condición entonces se recomienda que en caso de instalar un compensador estático en el área, su capacidad mínima debe ser de 30 Mvar capacitivo.

9.7 CALCULO DE COSTOS DE INVERSIÓN

A partir de los resultados obtenidos mediante el modelo de expansión, y teniendo en cuenta el análisis eléctrico detallado de largo plazo, se tiene

que el plan de expansión de líneas del SEIN se conforma por los proyectos presentados en la Tabla 9-7⁸.

No se incluyen los costos de conexión de Camisea, Surquillo, Chilca, Cantera y el Platanal ya que son asociados a conexiones necesarias para conectar generación y demanda.

Tabla 9-7 Proyectos del Plan de Expansión del SEIN⁹

Refuerzo		Tipo de Línea	Cap. (MW)	Costo (MUSD)	2006	2008	2010	2012	2014
Barra de salida	Barra de llegada								
MACCHUPIC138	MACCHUPIC220	Trafo	150	3.79					
COTARUSE220	MACCHUPIC220	ST	150	28.89					
AZANGARO220	PUNO220	ST	150	15.49					
AZANGARO220	AZANGARO138	Trafo	100	1.5					
ZAPALLAL	CHIMBOTE220	ST	150	26.81					

De la tabla anterior, valorando los proyectos a una tasa de retorno del 12% anual, durante 30 años a partir del 2004, con un costo de AOM anual por cada proyecto del 3% de su costo de inversión, se obtiene un VPN de costo de inversión aproximado de 62.13 MUSD.

Para la evaluación de beneficios que se realiza posteriormente, se define la siguiente convención:

- Se denomina Proyecto P1 a la segunda terna Zapalla-Chimbote;
- El Proyecto P2 corresponde con la línea Machupicchu-Cotaruse incluyendo el transformador de Machupicchu.

9.8 GENERACIONES FORZADAS Y LIMITES DE INTERCAMBIO

Teniendo en cuenta los proyectos del plan de expansión, se procede a modelar en el SDDP el sistema con los refuerzos, además de las nuevas restricciones asociadas a contar con mayor cantidad de líneas de transmisión, tal como se mostró en la Tabla 9-6.

9.9 COSTO DE OPERACIÓN CON PLAN

9.9.1 ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO

Para cada una de las 50 series hidrológicas simuladas se calcula el costo operativo durante cada año, mes y demanda dentro del horizonte de estudio, con el plan de expansión propuesto, la Figura 9-20 muestra la evolución del costo operativo promedio con plan. Para la evaluación de los proyectos se tuvo en cuenta el ahorro en las pérdidas del sistema tal como se muestra en el Anexo 6, donde se calcula el ahorro o sobrecosto

⁸ Adicionalmente al plan de expansión de líneas, se requieren refuerzos de compensación, los cuales se necesitan para cumplir con condiciones operativas del SEIN, y corresponden con el reactor de 30 Mvar de Moquegua necesario para el 2006 y los condensadores de 30 Mvar ubicados en Trujillo y Chiclayo para el 2008.

⁹ Es importante resaltar que la necesidad del circuito Azángaro-Puno junto con el transformador de Azángaro es más clara cuando se asocia a la interconexión con Bolivia, ya que sin la interconexión éste refuerzo solo aparece en el último año del horizonte analizado (2014).

que se introduce en las pérdidas por el hecho de contar con refuerzos de transmisión.

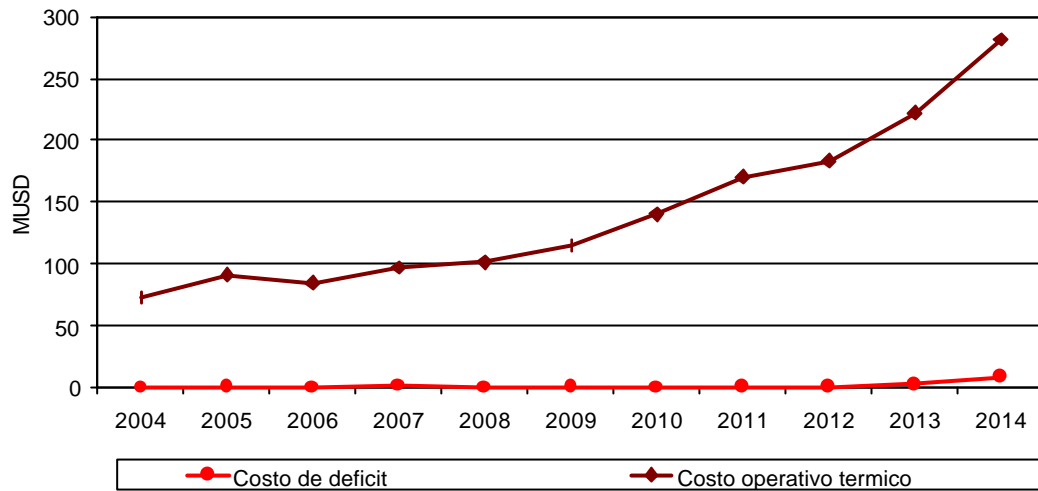
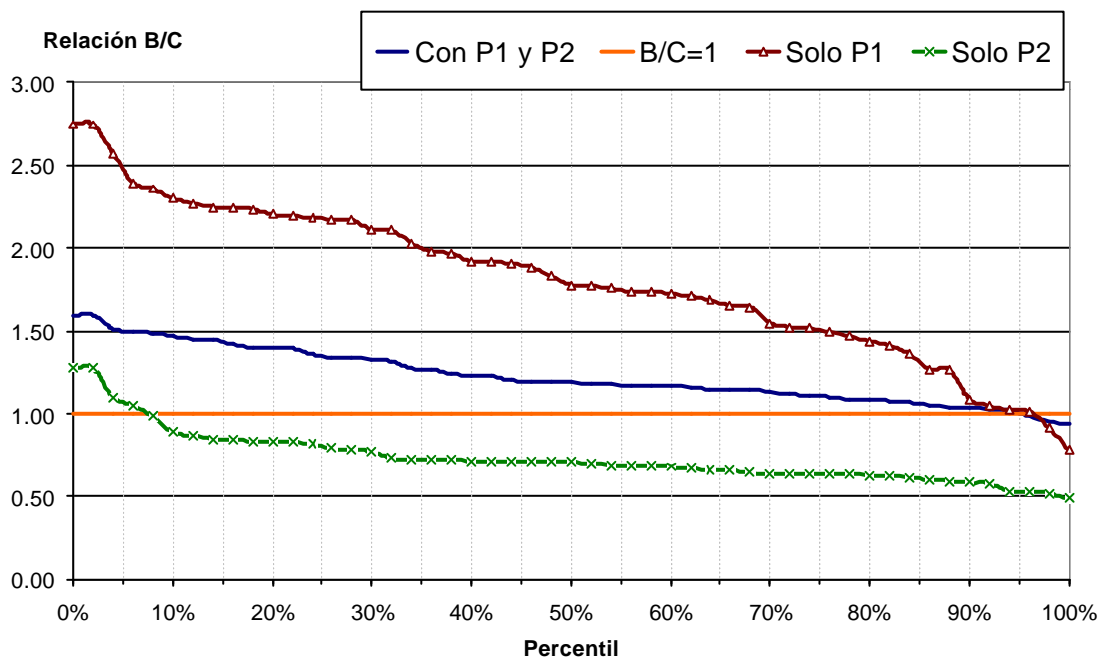


Figura 9-20 Costo de operación con plan

Para cada serie se obtiene la diferencia entre el costo operativo con plan y sin plan, de manera que se obtienen unos ahorros que se evalúan siguiendo la metodología expuesta en el numeral 5.2.10. Como resultado, para el plan de expansión propuesto se obtiene la curva de probabilidad



acumulada presentada en la Figura 9-21.

Figura 9-21 Curva de probabilidad acumulada B/C Escenario Medio

La convención definida para las curvas presentadas es la siguiente: P1 corresponde con el proyecto Chimbote – Paramonga - Zapallal y P2 es el proyecto Machupicchu-Cotaruse. De esta manera se puede identificar la

curva de probabilidad acumulada del plan y por cada proyecto independiente.

Se verifica que este plan tiene una relación B/C mayor a 1 en más del 96% de los casos, la menor relación B/C encontrada fue de 0.93 en el 2% de los casos. Para el 50% de los casos es mayor a 1.2, llegando como máximo a una relación B/C de 1.60.

Es importante anotar que visto como proyectos independientes la línea Machupicchu-Cotaruse le resta beneficios al proyecto Chimbote – Paramonga - Zapallal. Este último presenta una relación B/C superior a 1.50 en el 75% de los casos, y mayor a 2 en el 35%, llegando como máximo a 2.75, mientras que el proyecto Machupicchu-Cotaruse no representa beneficios al sistema por efecto de reducción del costo operativo.

Se debe tener en cuenta que la línea Machupicchu-Cotaruse aparece como solución al caso en el cual se amplía la generación de Machupicchu, debido a que en tal condición la curva de probabilidad acumulada para éste proyecto de manera independiente sería la mostrada en la Figura 9-22

Relación B/C

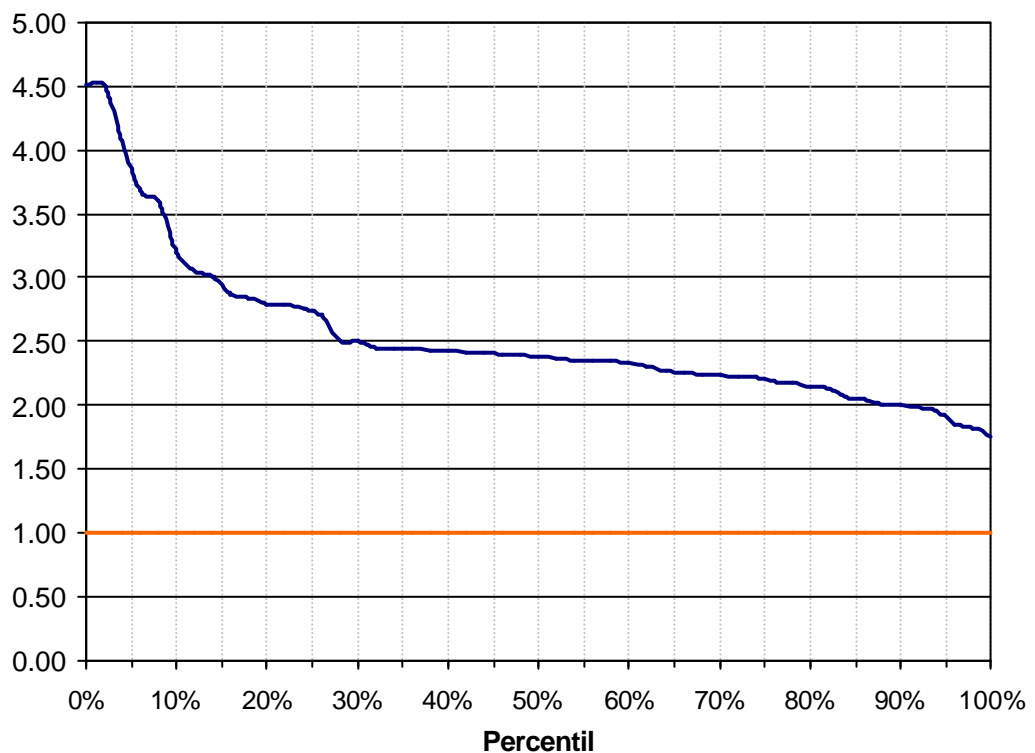


Figura 9-22 B/C de Machupicchu-Cotaruse con ampliación de Machupicchu

Es claro que la línea presenta beneficios importantes ante la ampliación de la generación de Machupicchu, debido a que evita la restricción de la generación adicional, que por ser hidráulica ayudaría a disminuir el costo

operativo del sistema. Otro beneficio encontrado para ésta línea es que soluciona los problemas operativos de estabilidad que se presentan en la zona Sur del Perú, beneficio que no es cuantificable mediante el modelo energético, pero que operativamente sí tiene efecto en el correcto desempeño y seguridad del sistema.

9.9.2 ESCENARIO DE DEMANDA OPTIMISTA

El costo operativo con plan para este escenario se ilustra en la Figura 9-23

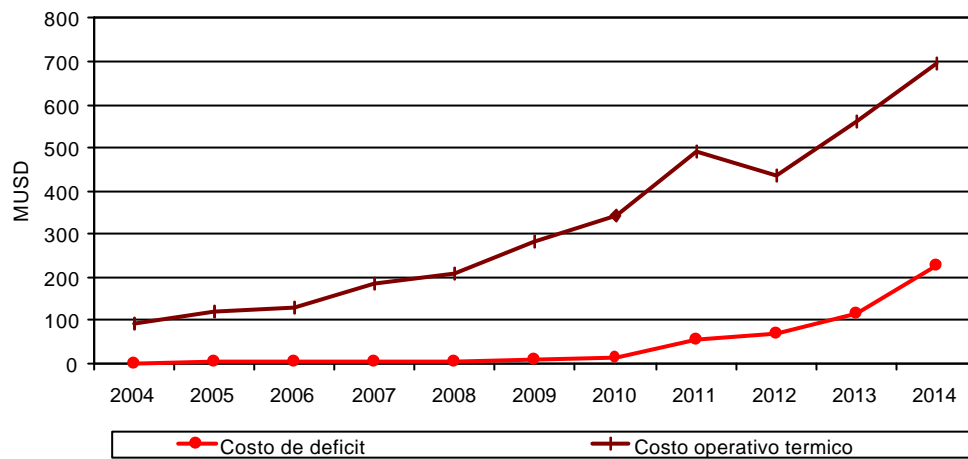


Figura 9-23 Costo de operación con plan

Siguiendo el mismo calculo para el caso del escenario medio, se calculó la curva de probabilidad acumulada B/C para el plan y los proyectos de manera independiente, encontrándose el resultado presentado en la

Figura 9-24

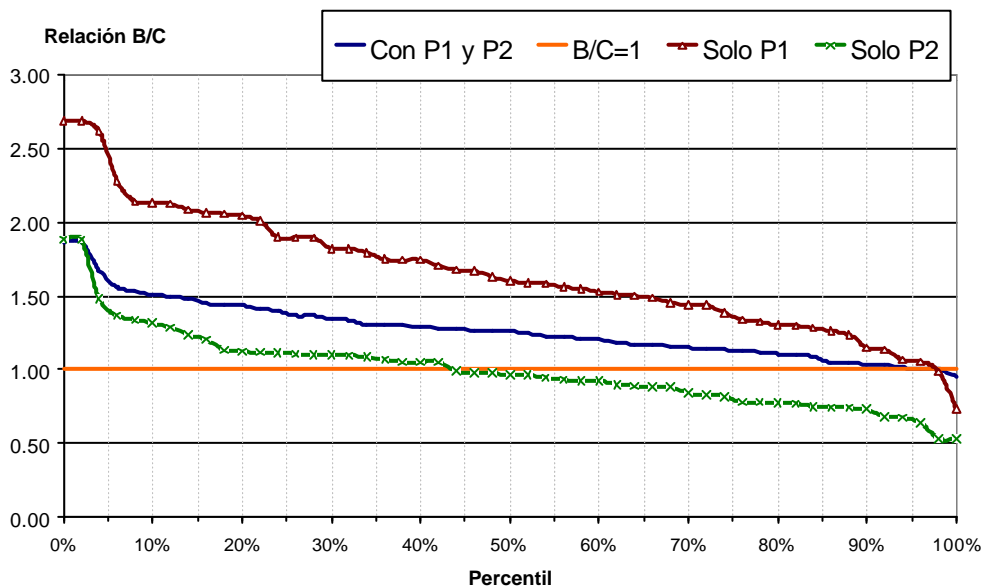


Figura 9-24 Curva de probabilidad acumulada B/C Escenario Optimista

El resultado obtenido es similar al caso del escenario medio, obteniéndose una relación B/C mayor a 1.01 en el 96% de los casos. También se aprecia el efecto que tiene el P2 sobre el P1 si no se cuenta con la generación de Machupicchu.

El efecto de los proyectos en los costos marginales nodales del sistema se presenta en el Anexo 5, en el cual aparecen los costos marginales por barra, para cada año, mes, demanda y serie hidrológica, además del flujo por los circuitos que componen el plan propuesto¹⁰.

9.10 EVALUACIÓN FINANCIERA Y SELECCIÓN DEL PLAN

Para el caso de expansión de la red Peruana se encontró que el plan propuesto presenta una respuesta similar independiente del escenario de generación/demanda que se considere. Esto indica que el plan de expansión es robusto y atiende las necesidades de la red del sistema durante el horizonte analizado.

Las conexiones propuestas para los generadores Camisea y Platanal cumplen con los criterios técnicos de seguridad y calidad sin que se presente problemas de atrapamientos de generación.

El hecho de que se diera un escenario de demanda optimista no modificaría la recomendación de las obras consideradas en el plan.

Desde el punto de vista financiero la relación $B/C > 1$ se asegura en más del 96% de los casos, siendo mayor ante el hecho de que se diera un escenario de demanda superior al medio.

10. INTERCONEXIÓN PERÚ - ECUADOR

10.1 INTRODUCCIÓN

La interconexión Perú – Ecuador entrará en operación en 2004 alimentando la carga de la subestación Machala en Ecuador con una demanda máxima del orden 80 MW. Esta carga se alimentará radialmente desde Perú, por las dificultades técnicas en la operación sincronizada de los dos sistemas eléctricos. En este informe se incluye el análisis eléctrico de esta interconexión para el horizonte 2008 – 2014 considerando el incremento vegetativo de la demanda en Machala.

10.2 AÑO 2008

En el área Norte los compensadores estáticos de Trujillo y Chiclayo deben operar a su máxima capacidad capacitiva en estiaje, en demanda máxima, principalmente por la carga de 110 MW de Machala (Ecuador). Con el objeto de poder mantener estos compensadores con capacidad de

¹⁰ Esta información se anexa en el caso de que se desee realizar el ejercicio de calcular el beneficio marginal asociado a cada proyecto.

maniobra se recomienda la instalación de 30 Mvar capacitivos en Trujillo Norte a 138 kV y otros 30 Mvar en Chiclayo 60 kV.

En Machala se requiere compensación capacitiva adicional de 21 Mvar para poder suministrar estos 110 MW con adecuada calidad de servicio si se mantiene la interconexión radial. Con los 18 Mvar ya previstos se requieren entonces 39 Mvar en total.

Para alimentar la carga de Machala con el sistema de transmisión actual se requiere la generación de la planta de Malacas para el soporte de tensión en el extremo Norte. Para eliminar esta generación obligatoria y así permitir un mejor despacho económico sería necesario incluir los refuerzos de transmisión Trujillo – Guadalupe – Chiclayo – Piura – Talara (figura 1.08.XA.03, Anexo 1, 2008) debido a que gran de la exportación tendría que venir de las plantas situadas en el área central. Estos refuerzos serían adicionales a los de Chimbote - Paramonga - Huacho – Zapallal, adicionalmente se requiere compensación capacitiva de 48 Mvar totales en Machala. Considerando que la ausencia de Malacas trae como consecuencia déficit de generación activa y reactiva en el área, entonces la solución no es factible solo con compensadores estáticos ya que estos solo resuelven el déficit de potencia reactiva.

El análisis económico ha indicado que los beneficios derivados del despacho económico no justifican la inversión en estas líneas adicionales. Sin embargo, es importante tener en cuenta que los beneficios calculados solo incluyeron las diferencias en costos operativos del sistema eléctrico del Perú y no los de la operación coordinada Perú – Ecuador.

10.3 AÑO 2010

Si se mantiene la interconexión radial, se requiere compensación capacitiva adicional de 30 Mvar en Machala para poder suministrar los 122 MW con adecuada calidad de servicio (Figura 1.10.XE.02, del Anexo 1, 2010). Con los 18 Mvar ya previstos, se requieren entonces 48 Mvar en total.

En la Costa Norte es necesario aumentar el factor de potencia a 0.95 con el objeto de poder operar el área dentro del rango de tensión establecido. Esta compensación es equivalente a 76 Mvar y principalmente en estiaje.

10.4 AÑO 2012

Si se mantiene la interconexión radial, se requiere compensación capacitiva adicional de 40 Mvar en Machala para poder suministrar los 137 MW con adecuada calidad de servicio (Figura 1.12.XE.02 del Anexo 1, 2012). Con los 18 Mvar ya previstos, se requieren entonces 58 Mvar en total.

Adicionalmente se sobrecarga la línea Chiclayo – Piura a pesar de la generación en Malacas, por esta razón sería indispensable reforzar esta línea. El programa de optimización de la transmisión indica que la mejor opción es mediante una línea paralela.

Es importante notar que la carga máxima atendible de forma radial en Machala está limitada a 120 MW si no se contempla expansión de transmisión en el sistema peruano. Es decir, que el año 2010 sería la fecha más tardía para la entrada en operación del “Back – To – Back” si se desea limitar la exportación a 120 MW.

10.5 AÑO 2014

Si se mantiene la interconexión radial, se requiere compensación capacitiva adicional de 51 Mvar en Machala para poder suministrar los 153 MW con adecuada calidad de servicio (Figura 1.14.XE.02 del Anexo 1, 2014). Con los 18 Mvar ya previstos, se requieren entonces 69 Mvar en total.

Adicionalmente se sobrecargan las líneas Trujillo – Guadalupe - Chiclayo – Piura a pesar de la generación en Malacas, por esta razón sería indispensable reforzar todas estas líneas. El programa de optimización de la transmisión indica que la mejor opción es mediante líneas paralelas a las actuales.

10.6 RESUMEN

En la Tabla 10-1 se resumen los requerimientos de compensación reactiva de la carga de Machala si se mantiene la conexión radial.

Tabla 10-1 Compensación requerida en Machala

Item	Unidad	2008	2010	2012	2014
Demanda	MW	109.54	122.51	137.01	153.24
Demanda	Mvar	31.95	35.73	39.96	44.69
Compensación	Mvar	39	48	58	69
Relación de Compensación	Mvar/MW	36%	39%	42%	45%

Si la carga de Machala se mantuviese constante en 110 MW (32 Mvar) la compensación capacitiva en Machala debe ser de 39 Mvar. Esta compensación puede ser parte de la instalación “Back – To – Back”.

En la Costa Norte se requiere la siguiente expansión del sistema de transmisión:

- Para alimentar la carga de Machala con el sistema de transmisión actual se requiere la generación de la planta de Malacas para el soporte de tensión en el extremo Norte. Para eliminar esta generación obligatoria y así permitir un mejor despacho económico sería necesario incluir los refuerzos de transmisión Trujillo – Guadalupe – Chiclayo – Piura – Talara
- Año 2006: Compensación de 30 Mvar capacitivos en Trujillo Norte a 138 kV para liberar la generación de potencia reactiva del SVC.
- Año 2006: Compensación de 30 Mvar capacitivos en Chiclayo a 60 kV para liberar la generación de potencia reactiva del SVC.

- Año 2008: Se recomienda que la instalación “Back – To – Back” entre en operación en esta fecha.
- Año 2010: Aumentar el factor de potencia de las cargas a 0.95 de toda el área Norte, lo cual equivale a una compensación de 80 Mvar en circuitos de distribución.
- Año 2010: Segundo circuito Chiclayo – Piura. Esta expansión estaría condicionada a los beneficios por aumento de la capacidad de la interconexión.
- Año 2012: Segundo circuito Trujillo – Guadalupe – Chiclayo. Igual que la línea anterior, la expansión estaría condicionada a los beneficios por aumento de la capacidad de la interconexión.

Con el objeto de evitar el alto número de condensadores que sería necesario instalar en la subestación Machala, se recomienda una de las siguientes alternativas:

- Lo óptimo es instalar la interconexión “Back to Back”. La fecha más tardía para la primera etapa sería en el año 2008, cuando la demanda de Machala llegue a 110 MW, que es la capacidad de exportación del Perú con el sistema de transmisión actual.
- Si se sigue operando en forma radial se recomienda instalar un compensador estático en Machala. Este SVC debe tener como mínimo una capacidad de 70 Mvar capacitivo.

11. INTERCONEXIÓN BOLIVIA – PERÚ

11.1 INTRODUCCIÓN

Se realiza un análisis eléctrico que evaluará los refuerzos de transmisión de cada país teniendo en cuenta una capacidad de 150 MW, la cual parece razonable teniendo en cuenta que la demanda actual del sistema Boliviano que es del orden de 600 MW. Por lo tanto, no se desarrolló un análisis energético para evaluar la competitividad de los recursos de generación y con los cuales se pueda dimensionar de forma óptima la capacidad de la interconexión.

11.2 COSTOS

Para la interconexión Perú – Bolivia es necesario utilizar tecnología HVDC debido a que la frecuencia de los dos sistemas es diferente. Se seleccionó la alternativa de una línea DC entre las subestaciones de Kenko en Bolivia y Puno en Perú donde estarían localizados los respectivos convertidores. Esta alternativa es más económica que el “Back-to-Back” dado que el costo de la línea DC es del orden del 80% de una línea AC circuito simple y del 60% del costo de un doble circuito con capacidad de transporte aproximadamente igual al de este último. A continuación se ilustran costos típicos de las dos soluciones; estos costos

no incluyen la subestación 230/115 kV en Bolivia ni los refuerzos internos de transmisión en cada país.

Tabla 11-1 Costos Estación Conversora Back – To Back

Equipo	Perú		Bolivia		Costo Total MUS\$
	Número	Costo MUS\$	Número	Costo MUS\$	
Línea AC (km)	120	11	110	10	22
Módulos de Subestaciones	2	2	2	2	4
Estación Back to Back	1	23	1	23	46
Costo Total		37		36	72

Tabla 11-2 Costos Línea DC y Estaciones Conversoras

Equipo	Perú		Bolivia		Costo Total MUS\$
	Número	Costo MUS\$	Número	Costo MUS\$	
Línea DC (km)	120	9	110	8	17
Módulos de Subestaciones	0	0	0	0	0
Estación Conversora	1	23	1	23	46
Costo Total		32		31	63

La diferencia en costos es de 9 Millones de dólares a favor de la línea DC, la cual tiene a su vez las siguientes ventajas:

- No requiere compensación capacitiva o inductiva para transmitir los 150 MW.
- La línea AC requiere compensación capacitiva adicional si se desean transmitir los 150 MW.
- La línea DC se puede diseñar para transmitir la misma potencia que una de doble circuito AC de 300 MW.

11.3 RESULTADOS

Se hicieron simulaciones de intercambio de 50 MW hasta 150 MW en ambos sentidos con el objeto de identificar las necesidades de refuerzos de transmisión en cada país.

Para una exportación de Perú de 50 MW no se requieren refuerzos adicionales en los dos sistemas (ver Figura 1.10.XA.03, del Anexo 1, 2010), sin embargo, para 100 MW ya se empiezan a presentarse sobrecargas en la línea Azángaro – Juliaca y bajas tensiones en estas subestaciones y en la subestación Puno (Figura 1.10.XA.04). Se propone en este caso el refuerzo del área sur de Perú con la línea Azángaro – Puno a 220 kV de 115 km de longitud (ver Figura 1.10.XA.05).

Con este refuerzo el Perú puede exportar 150 MW, intercambio que está limitado por problemas de tensión en el sistema eléctrico de Bolivia (Figura 1.10.XA.06). En Bolivia, con la nueva línea Kenko – Vinto 230 kV, se puede distribuir esta energía al todo el sistema eléctrico. En Bolivia aparecen líneas a 115 kV sobrecargadas, Chu – Pic, Pam – Tba y Tba – Blg, pero estas no tienen una relación directa con la interconexión.

Con una importación de 100 MW del sistema eléctrico de Bolivia se sobrecarga en un 18% la línea Kenko – Vinto de 115 kV y, la compensación serie de esta línea. Adicionalmente se presentan tensiones muy bajas en las áreas centrales de este sistema de Bolivia. Para lograr esta importación es necesario energizar la línea Kenko – Vinto de 115 a 230 kV. Esta línea tiene una longitud de 210 km, (Figura 1.10.XA.05). Esta línea tiene la ventaja de contar con una compensación serie del 50%.

En demanda media y mínima se verificó que la capacidad de exportación del sistema peruano se mantiene en 150 MW. A partir de esta exportación no se obtiene la convergencia del flujo de cargas el cual es ya el indicador de la capacidad de la interconexión.

Con el sistema eléctrico de Bolivia no fue posible obtener una exportación superior a 120 MW en todas los escenarios de demanda por problemas de convergencia, indicando así la debilidad del sistema eléctrico de Bolivia (ver Figura 1.10.XB.01) con mayores transferencias. El desempeño del sistema HVDC puede mejorarse significativamente aplicando convertidoras conmutadas por condensadores (CCC). Esta tecnología permite mayor potencia disponible que los sistemas convencionales y en consecuencia podrían lograrse exportaciones de Bolivia de 150 MW.

Se hizo el análisis N-1 de líneas a 138 y 220 kV del área sur del sistema eléctrico peruano para los casos de máxima exportación e importación y se encontró que la contingencia de la línea Puno – Moquegua es crítica para el sistema ya que se presenta colapso de tensión en toda esta área.

11.4 COSTOS TOTALES

A continuación en la Tabla 11-3 se resumen los costos totales de la interconexión Bolivia – Perú considerando los refuerzos internos de transmisión que se requieren en cada país y seleccionando la alternativa de línea DC.

Tabla 11-3 Costos Totales Interconexión Perú – Bolivia

Equipo	Perú		Bolivia		Costo Total MUS\$
	Número	Costo MUS\$	Número	Costo MUS\$	
Línea DC (km)	120	9.1	110	8.4	17.5
Módulos de S/E 220 kV	2	2.1	2	2.1	4.2
Estación Convertora	1	23.0	1	23.0	46.0
Lineas AC (km)	115	8.7	0	0.0	8.7
Transformación 220/138	1	1.8	1	1.8	3.7
Costo Total		44.8		35.3	80.1

12. CONCLUSIONES

12.1 CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

- Las tensiones en el área de Lima se pueden mantener dentro del rango aceptable operando los compensadores estáticos de Balnearios, Chavarría y las centrales de Huinco y Ventanilla cerca al límite de su capacidad de generación de potencia reactiva.
- La entrada en operación radial de la demanda de Machala (Ecuador) impacta considerablemente el área Norte, siendo necesario operar los SVCs de Trujillo y Chiclayo cerca de su límite capacitivo.
- El margen de estabilidad en Lima es de 160 MW en 2005 y se reduce a 60 MW en 2006 si no se desarrolla ningún proyecto de compensación o transmisión.
- Dada la configuración radial del SEIN con líneas de gran longitud y centrales alejadas de las cargas, se presentan limitaciones para importar o exportar energía de estas centrales hacia el resto del SEIN, principalmente a través de la línea de 220 KV L-2215 Chimbote – Paramonga.
- El sistema de transmisión actual presenta grandes limitaciones para realizar intercambios entre las áreas Centro – Norte y el Sur Este con el SEIN.
- El análisis de contingencias en el área de la Sierra Centro muestra que la contingencia Edegel – Callahuanca causa sobrecargas superiores al 20% en la línea de 220 KV Pachachaca – Pomacocha y del 5% en la línea de 220 KV Pomacocha – San Juan. Este mismo análisis en el área indica sobrecargas de potencia reactiva de las principales centrales de generación de esta área.
- La operación de los generadores de Sierra y Costa sur, normalmente subexcitados, ocasiona la disminución de la estabilidad del sistema, puesto que en modo subexcitado la máquina provoca un torque sincronizante negativo no deseable, debido a que ante una contingencia no se tiene capacidad de respuesta de estas centrales.
- En el área sur se tienen problemas de sobrecargas y de inestabilidad transitoria ante salidas de líneas a 220 kV ó 138 kV.

12.2 CON RELACIÓN A LOS COSTOS DE OPERACIÓN

- Si no se implementan refuerzos en el sistema de Transmisión el costo operativo muestra un comportamiento creciente constante llegando en el año 2014 a un costo 4 veces mayor al actual. Se observa que hasta el año 2013 el costo del déficit es prácticamente cero.
- Si se presentara un escenario de demanda optimista el sistema requerirá de refuerzos de generación con el fin de evitar problemas de

déficit de la demanda, y no solo sería un problema de congestión del sistema de transmisión.

- De acuerdo al modelo SDDP, el 65% del déficit esperado se representa por restricciones en la atención de la demanda en las barras de Bañeros (14%), Chavarría (8%), Oroya (30%) y San Juan (13%).

12.3 CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

- Con la segunda terna de 220 KV Chimbote - Paramonga - Zapallal se aumenta la capacidad de transferencia entre las áreas Centro y Norte así como incrementa el margen de estabilidad de tensión.
- Mediante el refuerzo de la línea de 220KV Machupicchu - Cotaruse se eliminan prácticamente todos los problemas de estabilidad del Sureste del sistema.
- En el año 2006 se prevé la entrada de la subestación Chilca abriendo el circuito L-207 San Juan- Independencia a 61 km de San Juan. Se propone que la subestación se conecte a la línea L-208 que tiene estructura de doble terna, la cual permitiría la entrada de la línea – Camisea - San Juan -.
- La conexión de Camisea primera etapa, año 2008, consiste de una línea de simple terna a 220 kV Camisea-San Juan y otra línea de simple terna Camisea - Chilca-.
- Es importante mencionar que la entrada de la subestación Industriales se prevé para el año 2006 abriendo la línea de 220 KV Santa Rosa - San Juan a 11,5 km de San Juan
- En el año 2010 entra la subestación Surquillo conectada mediante una terna Industriales - Surquillo a 220 kV.
- Adicionalmente para el año 2010, se requiere de la entrada de una línea de 220 KV en simple terna San Juan - Chilca, para lo cual, dadas las limitaciones de espacio existentes para la faja de servidumbre se propone conectar la línea L-207 a Chilca, de manera que se pueda utilizar el corredor de acceso de ésta línea a la subestación San Juan.
- Para la segunda etapa de Camisea se recomienda conectar una línea de doble terna Camisea – Chilca a 220 kV (2010).
- Para la conexión de la etapa final de Camisea se requiere de una línea en doble terna entre Camisea y Zapallal (2012).
- La central hidroeléctrica del Platanal se puede conectar directamente a la subestación Cantera mediante una línea de simple terna 220 kV. Adicionalmente a la conexión se requiere que los dos circuitos Chilca – Independencia entren a la subestación Cantera y se adicione un tercer circuito Chilca – San Juan.
- La primera ampliación de Machupicchu (75 MW) puede hacerse con la línea Cotaruse – Machupicchu recomendada en el plan de expansión.

La segunda etapa (85 MW) requiere adicionalmente la línea Azángaro – Puno en 220 kV.

- Para alimentar la carga de Machala con el sistema de transmisión actual se requiere la generación de la central térmica de Malacas para el soporte de la tensión en el extremo Norte del sistema. Para eliminar esta generación obligatoria y así permitir un mejor despacho económico sería necesario incluir los refuerzos de transmisión mediante un segundo circuito Trujillo – Guadalupe – Chiclayo – Piura – Talara.
- La capacidad de exportación de Perú a Bolivia es de 150 MW.
- La capacidad de exportación de Bolivia a Perú es de 120 MW.
- Para una exportación de Perú a Bolivia de 100 MW o más se requiere reforzar el sistema sur con la línea de 220 kV Azángaro – Puno y energizar la línea Kenko – Vinto a 230 kV en Bolivia.

12.4 CON RELACIÓN A LA EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

- El costo del plan de expansión del SEIN definido por los proyectos, líneas a 220 kV, Chimbote-Paramonga-Zapallal y Machupicchu-Cotaruse calculado a una tasa de retorno del 12% anual, durante 30 años a partir del 2004, con un AOM anual por cada proyecto del 3% de su costo de inversión, arroja un VPN de costo de inversión de 62,13 MUSD.
- Se verifica que este plan tiene una relación B/C mayor a 1 en el 96% de los casos, la menor relación B/C encontrada fue de 0.93 en el 2% de los casos. Para el 50% de los casos es mayor a 1.2, llegando como máximo a una relación B/C de 1.60.
- Es importante anotar que visto como proyectos independientes la línea Machupicchu-Cotaruse le resta beneficios al proyecto Chimbote-Paramonga-Zapallal. Esta última presenta una relación B/C superior a 1.01 en el 96% de los casos, y mayor a 1.2 en el 88%, llegando como máximo a 2.70.
- Ante la ampliación de la generación de Machupicchu la relación B/C del proyecto Machupicchu-Cotaruse sería siempre mayor a 1.76 y para el 90% de los casos superior a 2, llegando como máximo a 4.51.
- En éste plan se ratifica la necesidad de un refuerzo Chimbote – Paramonga - Zapallal que ya ha sido considerado en estudios de expansión preliminares, y aparece un nuevo refuerzo del cual no se tenía referencia en estudios anteriores definido por la terna Machupicchu-Cotaruse que soluciona los problemas de estabilidad del sistema Sur y permitiría la ampliación de generación de Machupicchu. Adicionalmente, se encontraron las conexiones viables de los proyectos Camisea y El Platanal teniendo en cuenta las restricciones físicas de servidumbre actuales.

- Los costos dados en éste estudio se deben tomar como referencia, y no como costos finales de los proyectos, ya que éstos tienen muchas variables que se deben analizar en una oferta económica definitiva

13. RECOMENDACIONES

- **Año 2005:** El área Sur requiere de un reactor de 30 Mvar en Moquegua lo más pronto posible para mejorar el margen de estabilidad de las centrales de ésta área.
- **Año 2005:** Se recomienda la instalación de compensación capacitiva de 30 Mvar en Chavarría con el objeto de liberar margen de respuesta de los SVCs de Balnearios y Chavarría ante contingencias de líneas o generadores del área.
- **Año 2005:** En la zona Sur Medio se requieren dos bancos de condensadores de 10 Mvar en la subestación de San Nicolás 60 kV. desde el punto de vista técnico es preferible la instalación de un SVC, localizado en la barra de San Nicolás 60 kV debido a la alta variabilidad de la carga de Aceros Arequipa. Este SVC debe tener como mínimo una capacidad de 30 Mvar capacitivo.
- **Año 2005:** Para eliminar la congestión del intercambio entre las áreas Centro y Norte se recomienda la segunda terna en 220 kV de la línea Chimbote – Paramonga – Zapallal.
- **Año 2005:** Se recomienda eliminar la conexión en T actual de ICA conformando la entrada salida ya que los resultados de confiabilidad por reducción de valor esperado de energía no suministrada así lo justifican.
- **Año 2005:** Se recomienda reconfigurar a entrada – salida las subestaciones Combapata y Ayaviri por las desventajas técnicas que representa su conexión en derivación.
- **Año 2005:** Ampliar la transformación en Marcona 210/62.3/10.3 kV, 75 MVA y en Juliaca 60/10 kV, 12 MVA. Para el transformador de Marcona se recomienda coordinar con la empresa Shougan con la finalidad de conocer sus proyectos de inversión a efectos de conocer con mayor certeza su tasa de crecimiento de demanda.
- **Año 2005:** Transformación en Guadalupe 60/10 kV, 20 MVA.
- **Año 2006:** Se recomienda la instalación de 2*15 Mvar capacitivos en Trujillo Norte a 138 kV y otros 30 Mvar en Chiclayo 60 kV.
- **Año 2006:** Para el área Sur se recomienda la línea Machupicchu – Cotaruse a 220 kV es una solución a los problemas de estabilidad del área. La construcción de esta línea se recomienda independientemente de la ampliación de la central de Machupicchu.
- **Año 2006:** Ampliar la transformación en ICA 220/60 kV, 50 MVA y Quencoro 138/34.5/10.5 kV, 10 MVA.

- **Año 2006:** Instalar 30 Mvar capacitivos en la subestación Santa Rosa 60 kV.
- **Año 2008:** En Machala se recomienda la interconexión “Back to Back”, primera etapa de 125 MW. De lo contrario será necesario la instalación de un SVC de 70 Mvar capacitivos.
- **Año 2008:** La conexión óptima de la primera etapa de Camisea se logra mediante dos líneas, una línea de simple terna a 220 kV Camisea - San Juan y otra línea también de simple terna Camisea – Chilca.
- **Año 2008:** Es necesario reforzar la líneas Balnearios - San Juan 220 kV para alcanzar una capacidad térmica por lo menos 1000 A.
- **Año 2009:** Con la interconexión Perú a Bolivia se requiere reforzar el sistema sur con la línea Azángaro – Puno y energizar la línea Kenko – Vinto a 230 kV en Bolivia.
- **Año 2010:** Con la entrada en operación de la segunda etapa del proyecto Camisea con 340 MW adicionales; se recomienda conectar una línea de doble terna –Camisea - Chilca a 220 kV.
- **Año 2010:** Aumentar el factor de potencia de Lima de 0.95 a 0.96 que equivalen a 120 Mvar de compensación capacitiva
- **Año 2010:** Aumentar el factor de las demandas de la Costa Norte (de Chimbote hacia el Norte) a 0.95 lo cual equivale a 80 Mvar de compensación capacitiva.
- **Año 2010:** Segundo circuito Chiclayo – Piura. Esta expansión estaría condicionada a los beneficios por aumento de la capacidad de la interconexión con Ecuador.
- **Año 2012:** Con la entrada en operación del tercer grupo de la central Camisea Se debe incluir una doble terna Camisea – Zapallal 220 kV.
- **Año 2012:** Segundo circuito Trujillo – Guadalupe – Chiclayo., condicionada a los beneficios por aumento de la capacidad de la interconexión con Ecuador.
- **Año 2014:** Si todavía no se ha hecho la interconexión con Bolivia se recomienda reforzar el sistema Sur con la línea Azángaro – Puno 220 kV.

13.1 PROYECTOS DE CARÁCTER GENERAL

En la TABLA 13-1 se resumen los proyectos propuestos en el plan de expansión 2005 –2014. Los proyectos recomendados en esta tabla son independientes de los proyectos de conexión de transmisión de las nuevas plantas de generación que entren al sistema.

En el Anexo 7 se presentan el plan de inversiones y las fichas de los proyectos propuestos, en las cuales las fechas de entrada de los proyectos obedecen a un cronograma que considera tiempos de aprobación, estudios adicionales y tiempos de construcción, que en

muchos casos no coincide con las necesidades del sistema indicadas en la TABLA 13-1.

Tabla 13-1 Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2005 – 2014

Equipo	Año	Costo Miles US\$
Reactor de Moquegua 1*30 Mvar, 220 kV	2005	2,125.04
Banco de condensadores Chavarría 1*30 Mvar, 60 kV	2005	901.15
SVC San Nicolás -10/30 Mvar, 60 kV	2005	2,400.00
Entrada – Salida ICA, 220 kV	2005	1,670.00
Entrada – Salida Combapata, 138 kV	2005	1,124.00
Entrada – Salida Ayaviri, 138 kV	2005	1,124.00
Ampliación de la transformación en Marcona 210/60/10 kV, 75 MVA	2005	2,407.02
Ampliación de la transformación en Juliaca 60/10 kV, 12 MVA	2005	481.78
Transformación en Guadalupe 60/10 kV, 20 MVA	2005	1,350.00
Segunda línea Chimbote – Paramonga – Zapallal	2005	26,815.73
Doble barra de Piura 220 kV	2006	1,503.00
Doble barra de Tintaya 138 kV	2006	1,349.52
Banco de condensadores en Trujillo 2*15 Mvar, 138 kV	2006	1,124.00
Banco de condensadores en Chiclayo 1*30 Mvar, 60 kV	2006	901.15
Ampliación de la transformación en ICA 210/60/10 kV	2006	1,982.02
Ampliación de la transformación en Quencoro 138/34.5/10 Kv, 20 MVA	2006	1,407.00
Banco de condensadores Santa Rosa 1*30 Mvar, 60 Kv	2006	901.15
Línea Cotaruse – Machupicchu 220 kV ¹¹	2006	32,689.09
Interconexión “Back to Back” Perú – Ecuador	2008	30,000.00
Aumentar el F.P. de Lima de 0.95 a 0.96 (120 Mvar)	2010	2,160.00
Aumentar el F.P. la Costa Norte a 0.95 (80 Mvar)	2010	1,440.00
Línea Azángaro – Puno 220 kV	2014	23,300.60

La interconexión Perú – Bolivia requiere adelantar el proyecto Azángaro – Puno 220 kV.

¹¹ Incluye 2 reactores de 24 Mvar, uno en cada extremo de la línea y un transformador de 150 MVA 220/138 kV en Machupicchu.

13.2 CONEXIÓN DE CAMISEA

Para la conexión de Camisea son necesarios los siguientes proyectos de transmisión:

Tabla 13-2 Expansión de Transmisión Asociada a Camisea

Equipo	Año	Costo Miles US\$
Conexión de las líneas L-207 y L-208 a la subestación Chilca	2006	3,340.00
Primera Etapa: Un circuito ST Camisea – San Juan 220 kV	2008	12,041.73
Primera Etapa: Un circuito ST Camisea - Chilca 220 kV	2008	10,991.73
Segunda Etapa: Doble terna Camisea – Chilca 220 kV	2010	14,537.73
Segunda Etapa: Primer terna Camisea – Zapallal 220 kV	2010	16,241.21
Tercera Etapa: Segunda terna Camisea – Zapallal 220 kV	2012	6,960.52

13.3 CONEXIÓN DEL PLATANAL

Para la conexión de la central hidroeléctrica del Platanal son necesarios los siguientes proyectos:

Tabla 13-3 Expansión de Transmisión Asociada al Platanal

Equipo	Año	Costo Miles US\$
Conexión de las líneas L-207 y L-208 a la subestación Cantera	2008	3,340.00
Entrada de la subestación Cantera 220 kV a L-207 y L-208	2008	4,175.00
Un circuito ST Platanal – Cantera 220 kV	2009	9,416.73
Tercera terna Chilca – San Juan	2009	7,946.73

14. REFERENCIAS

- [1]. OSINERG, “Estudio para la Fijación de Tarifas en Barra”, Período mayo – octubre 2004, Lima 7 de Abril de 2004
- [2]. Ministerio de Energía y Minas, “Elaboración de los Estudios Sustentatorios de la Expansión del sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y de los Sistemas Aislados”, Febrero de 2004.
- [3]. CESI, Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano, “Criterios para la Planificación y Expansión de los Sistemas de Transmisión”, Junio de 2003.
- [4]. E. L. da Silva, J. M. Areiza, G. C. de Oliveira, and S. Binato. “Transmission Network Expansion Planning Under a Tabu Search Approach”. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 16, NO. 1, FEBRUARY 2001.
- [5]. E. L. da Silva, H. A. Gil, and J. M. Areiza. “Transmission Network Expansion Planning Under an Improved Genetic Algorithm”. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 15, NO. 3, AUGUST 2000.
- [6]. G. Latorre, R. D. Cruz, J. M. Areiza, and A. Villegas. “Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning”. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 18, NO. 2, MAY 2003.
- [7]. International Standard IEC 71-1, Insulation Co-ordination.