

5 PLAN ROBUSTO PARA EL SEIN – AÑO HORIZONTE (2020)

5.1 Introducción

Este capítulo presenta el desarrollo del plan robusto para el SEIN propio.¹³ Este capítulo completa los análisis de capítulos anteriores en cinco dimensiones.

1. Se consideran más incertidumbres, y valores intermedios para las más importantes. Es tradicional que un plan de transmisión empieza con su mejor pronóstico del futuro, el planificador entonces procura diseñar el plan óptimo para ese futuro. Pero para este estudio, en contraste, el consultor consideró 6,642 futuros distintos, permutaciones de materializaciones posibles de nueve incertidumbres importantes.¹⁴
2. Se aplican herramientas avanzadas para el análisis de riesgos, resaltándose el uso de la minimización de arrepentimiento máximo (MINMAX) y otras herramientas del método de toma decisiones Trade Off/Risk.
3. Se considera el juego completo de atributos y criterios presentados en la Norma, con un pequeño ajuste.¹⁵ El atributo VPPD por cada zona se presenta en \$/MWh, por considerarse más interesante que dólares por sí. El problema tiene múltiples objetivos contrapuestos, que fueron resueltos por el análisis.
4. Aunque el análisis principal es para el año horizonte, es decir el décimo año del estudio (2020), presentado en este capítulo, se presentan también análisis importantes para los años 3, 6, y 15 en capítulos siguientes.
5. Además de considerar los cuatro planes generales Base, Liviano, Medio, y Fuerte, se consideran ciertas opciones en forma independiente. Se presentan herramientas para monitorear y ajustar los planes, año por año.

¹³ El capítulo anterior presentó el plan para la zona Oriente y la conexión Centro-Oriente, un problema independiente y de índole completamente diferente y muy particular.

¹⁴ Los datos principales analizados en este capítulo fueron extraídos de 262 estudios de simulación operacional usando el modelo PERSEO. Por razones técnicas cada simulación fue por cuatro años, y se usaron datos promedios o máximos, según el caso, para representar un año. La extracción incluyó interpolación de alto orden entre escenarios simulados, usando el modelo TO/R.

¹⁵ Se anticipó incluir como *atributo* independiente la inversión en transmisión (el costo capital). Aunque se haya incluido en algunos análisis, principalmente por el año 2020, su efecto principal fue captado por los atributos HDN y MFI. Por lo tanto, no fue incluido como atributo independiente. El costo capital como *incertidumbre* es importante y se incluyó en los análisis.

Los consultores tienen décadas de experiencia en planificación de transmisión. En su experiencia, el análisis incorporado en este plan es por mucho el más complejo y extenso que jamás se ha hecho para un plan de transmisión.

Este estudio considera refuerzos del sistema garantizado de transmisión – el sistema usado tanto por la demanda como por la generación. No se tratan refuerzos requeridos solo por la demanda o solo por la generación. Se tratan en este capítulo los temas siguientes:

- Diagnóstico actualizado de los problemas (Capítulo 3 presenta los antecedentes).
- Definición detallada de opciones y planes.
- Simulación de nudos (planes con futuros).
- Expansión de nudos para un conjunto grande de escenarios.
- Analysis Trade Off/Risk y MINIMAX.
- Análisis de ciertas opciones y monitoreo para el futuro.
- Estudios eléctricos detallados para el plan robusto.

5.2 Diagnóstico de los problemas

5.2.1 Diagnóstico – Congestión

El diagnóstico de posibles problemas de congestión consideró los futuros de la Tabla 5.1.¹⁶ (Los análisis de riesgos presentados después consideran incertidumbres adicionales.) Los Futuros 1, 3, y 4 de demanda son extremos para el año 2020. Se analizaron por dos razones:

- Para identificar y evitar sorpresas incómodas en futuros posibles pero poco probables para el año 2020, y
- Para facilitar el análisis de futuros más probables en los años 3, 6, 10 (horizonte), y 15 del estudio.

Para el plan Base¹⁷, sin redespacho por congestión,¹⁸ podrá haber sobrecargas en muchas de las líneas en 220 kV. La Tabla 5.2 presenta una muestra de los flujos máximos en estas líneas, para los futuros de la Tabla 5.1. Al analizar el conjunto completo se notó lo siguiente.

¹⁶ Los nombres de los futuros son índices para los nudos simulados con PERSEO. Los detalles de la taxonomía no son importantes para este informe.

¹⁷ El plan Base es esencialmente el sistema actual (2010) más el plan Transitorio. Se define con más precisión a continuación.

¹⁸ Para diagnosticar la *posible* necesidad de refuerzos de transmisión, no se considera redespacho por la congestión. El redespacho para evitar sobrecargas siempre es sub-óptimo y más costoso que el despacho sin considerar límites impuestos por la transmisión. Los costos anua-

- Con crecimiento bajo de demanda (futuro 4), el plan Base será generalmente suficiente hasta para el año 2020. Quiere decir que el sistema, con los proyectos del plan Transitorio, será fuerte y adecuado por algunos años antes del 2020, con crecimiento razonable de demanda.
- Con el crecimiento pronosticado de demanda (futuro 2) se notan sobrecargas en varias regiones, las cuales generalmente no son grandes. El sistema no se operará con sobrecargas, pues debido a los límites de transmisión habrá congestión, lo cual requerirá un redespacho sub-óptimo de la generación. En caso de congestiones severas, podrían existir racionamientos.
- Para los futuros de demanda fuertes (1 y 3) hay sobrecargas importantes.
- Las sobrecargas no dependen solo en el crecimiento de la demanda a nivel nacional, sino en donde la demanda crece. Los futuros 1 y 3 tienen la misma demanda nacional. Para el futuro de demanda 1, el crecimiento de demanda es más alta en el Norte y el Sur. Para el futuro de demanda 3, el crecimiento de demanda es más fuerte en el Centro. Las sobrecargas serían bastante diferentes para estos dos futuros.
- Las sobrecargas también dependen del desarrollo de la oferta, como se nota comparando los futuros 2a y 2b. En el primero se supone que 60% de la oferta será térmica. En 2b se supone que 60% de la oferta será hidroeléctrica. El efecto de la oferta se nota aún más comparando las diferencias en sobrecargas por las diferencias en importaciones (al SEIN) de potencia de la zona Oriente.

Tabla 5.1. Futuros analizados para diagnosticar posibles problemas de transmisión.

Futuro	Demanda (MW)				Inyecc. Neta del Oriente (MW)	Centrales Térmicas
	Norte	Centro	Sur	SEIN		
1b0bs	2916	6120	3169	12205	4807	40%
1b5bs	2916	6120	3169	12205	3336	40%
1c0bs	2916	6120	3169	12205	0	40%
2a0bs	1479	5031	1608	8118	0	60%
2b0bs	1479	5031	1608	8118	2200	40%
2a5bs	1479	5031	1608	8118	2100	40%
2c0bs	1479	5031	1608	8118	0	40%
1b0bs	1849	8371	1985	12205	4807	40%
1b5bs	1849	8371	1985	12205	3336	40%
1c0bs	1849	8371	1985	12205	0	40%
4a0bs	744	3515	1011	5270	0	50%

les de redespacho pueden ser o superiores o inferiores a los costos anualizados para reforzar la transmisión. Se trata esta posibilidad importante en este capítulo.

Tabla 5.2. Sobrecargas máximas en líneas de transmisión (muestra).

Nombre de la Línea	Limite	1b0bs	1b5bs	1c0bs	2a0bs	2b0bs	2b5bs	2c0bs
Cajamarca 2 - Huallanca	198	117%	107%	114%	58%	66%	67%	60%
Cajamarca 2 - Huallanca	198	117%	107%	114%	58%	66%	67%	60%
Carhuaquero - Cerro Coron	120	75%	84%	67%	51%	50%	44%	58%
Chiclayo 22 - Carhuaquero	103	195%	208%	210%	116%	120%	110%	120%
Trujillo 22 - Cajamarca 2	135	196%	221%	214%	89%	107%	96%	114%
CHIMBOTE500 - TRUJILLO500	1000	112%	91%	86%	33%	48%	45%	40%
Huacho SEC 220k - Paramonga N	162	126%	117%	105%	39%	89%	79%	69%
Paramonga N - Huacho 220k	162	178%	135%	161%	83%	116%	103%	93%
Trujillo 22 - Guadalupe 2	137	127%	123%	127%	33%	47%	48%	44%
Zapallal 22 - Huacho 220k	162	128%	118%	98%	41%	90%	80%	102%
Zapallal 22 - Huacho SEC 220k	162	126%	117%	105%	39%	89%	79%	69%
Zapallal 50 - CHIMBOTE500	1000	134%	106%	98%	28%	66%	64%	55%

5.2.2 Diagnóstico – Confiabilidad

El sistema peruano está evolucionando de una configuración radial hacia una geometría mallada. La Norma provee un criterio – el criterio N-1 – para guiar esta evolución. El criterio tiene dos metas:

- Dar más prioridad a los proyectos con el mayor cociente beneficio/costo, y
- Proveer una manera objetiva para aceptar o rechazar proyectos de transmisión cuyos beneficios principales serían aumentar la confiabilidad de regiones radiales.

Se nota que con proyectos incluidos en el plan Transitorio original, y con otros aprobados posteriormente, la zona Norte hasta Chiclayo tendrá características malladas más que radial. Con proyectos del plan Transitorio y del plan Vinculante, la parte principal de la zona Sur será internamente mallada, aunque su conexión con la zona Central quedará con característica radial.¹⁹

El atributo N-1 fue inventado en el estudio Siemens, “Modelo para la Planificación y Expansión de los Sistemas de Transmisión,” OSINERG 2007. No es igual al criterio tradicional “n-1” de confiabilidad que se usa en algunos sistemas, aunque los dos están relacionados.

El atributo N-1²⁰ fue diseñado solo para una situación especial. Es la situación donde por una opción una conexión radial se puede convertir en una conexión redundante, con confiabilidad

¹⁹ Una región se considera radial si por los efectos de una contingencia, sin desconexión de una porción de la demanda o de la oferta, se separará en una isla sin conexión eléctrica con la parte preponderante del SEIN. “Los efectos” mencionados en la frase anterior pueden incluir la pérdida de otras líneas por sobrecargas debida a la primera contingencia.

²⁰ Para eliminar la confusión entre el criterio clásico “n-1” y el criterio N-1 de la Norma, el Consultor recomienda en un informe Complementario cambiar el nombre del criterio N-1 de la Norma. El criterio clásico “n-1” es una prueba que se usa para determinar si un *sistema* goza de cierto nivel de confiabilidad. El atributo N-1 de la Norma es un cociente beneficio/costo que se aplica a una *opción particular*

“n-1” en el sentido tradicional. No es para la parte mallada de un sistema. De esto se habló en el informe final del estudio Siemens y en el Paper por Camac et al²¹.

Se identificaron las siguientes conexiones radiales que en algunos futuros posiblemente no gozarán de confiabilidad al nivel tradicional “n-1.”

Tabla 5.3. Diagnóstico: Conexiones actuales que posiblemente carezcan de confiabilidad en el sentido clásico "n-1".

Macchupicchu-Onocora 138
 Conexión Centro-Sur
 Chiclayo-Piura 220
 Piura-Talara 220
 Talara-Zorritos 220
 Moquegua-Los Heroes 220

Es de notar que la lista no incluye una conexión redundante para la región Moyabamba. Esta región se conectará al SEIN por una línea Tocache-Bellavista 138 kV. Pero la línea es tan débil que realmente la región queda como si fuera aislada.

Por lo tanto, una línea 220 kV Cajamarca-Caclic-Moyobamba debería considerarse como para conectar un área aislada con el SEIN, y no como un refuerzo de una conexión radial. El criterio N-1 no guía la conexión de áreas aisladas. En el informe Siemens, la fundación del criterio N-1 de la Norma, se consideró el problema de conexión de áreas aisladas. Se concluyó que es un problema político (con elementos imponderables importantes) más que un problema económico y de ingeniería. Por lo tanto, el informe Siemens no presentó una norma para esta situación. Por estas razones, el Consultor recomienda que el reforzamiento del sistema de 138 kV hacia la región de Moyobamba sea tratado fuera de la expansión de la transmisión existente del SEIN.

Contexto: ¿para qué el atributo N-1?

El problema que incentivó el invento del atributo N-1 es el siguiente. Para un área de conexión radial con la parte principal del SEIN (por ejemplo, en el norte del Perú)²², si la línea de conexión estuviera aun parcialmente cargada, ante una contingencia en la línea, la frecuencia en el área ahora aislada caería y los relés de baja frecuencia desconectarían carga y generación.

Para evitar desconectar demanda o generación, el despacho de generación tendría siempre que operar abasteciendo la totalidad de la carga, con el área (en el norte, digamos) siempre ope-

de refuerzo. La Norma especifica un criterio: si el valor del atributo N-1 supera a cierta cifra, y si se cumplen otras condiciones, se justifica el refuerzo.

²¹ D. Camac *et al*, “Transmission Planning in Developing Countries: Criteria and Risks.” Aceptado para publicación en *IEEE Trans. Power Systems*.

²² Lo crítico para que N-1 sea de uso práctico es que una contingencia simple crea una isla bien definida.

rando autosuficiente y la línea sirviendo solo de respaldo ante una contingencia de pérdida de generación o demanda en el norte.

Los sistemas de potencia usualmente no se operan así. A veces es imposible hacerlo (por ejemplo, en un área con solo generación o solo demanda) y generalmente no es económico hacerlo. En la planificación, el criterio tradicional “n-1” normalmente no se aplica para áreas radiales. Ver los estándares de NERC, por ejemplo.

Entonces cuando se instala una nueva línea paralela en un caso radial, el despacho no cambia. Pero ahora con el mismo despacho que antes, esa parte del sistema se opera conforme al criterio tradicional “n-1”. Entonces lo que la línea nueva aporta no es una disminución en congestión sino un incremento en confiabilidad.

Para áreas radiales, aplicando solo los criterios HDN y MFI, no se justificaría una línea nueva paralela a la conexión existente, si la conexión normalmente no está congestionada. Los atributos HDN y MFI miden solo la congestión.

5.3 Opciones de expansión (planes)

Del estudio de diagnóstico, se definieron cuatro planes generales para solucionar posibles problemas futuros de congestión, incluyendo racionamiento por congestión severa:

1. Plan Base – el sistema actual más refuerzos del plan transitorio, incluyendo proyectos sin fecha definida. Incluye una conexión Centro-Sur 500-kV. Se entiende que una línea Mantaro-Caraveli-Montalvo figura en el plan Transitorio. El consultor modeló, como posible alternativa a esta línea, una línea Chilca-Independencia-Marcona-Montalvo.
2. Plan Liviano – en concepto, el plan Base más repotenciaciones para incrementar la capacidad de ciertos circuitos por 30%.
3. Plan Medio – en concepto, el plan Liviano más repotenciaciones para incrementar la capacidad de ciertos circuitos por 30% o 60% más ciertas líneas nuevas.
4. Plan Fuerte – en concepto, el plan Medio más repotenciaciones adicionales de 30% o 60% más líneas nuevas adicionales.

Se consideraron también líneas nuevas para incrementar la confiabilidad de regiones de demanda y oferta con conexiones radiales con la parte principal del SEIN, como requiere la Norma.

Las opciones y los planes analizados se resumen en las siguientes tres Tablas.

Tabla 5.4. Planes y opciones ante congestión (Norte y Centro).

	Liviano	Mediano	Fuerte
Zona Carhuaquero-Cajamarca			
Chiclayo 22 - Carhuaquero	Rep. 30%	Rep 60%	Rep 60%
Trujillo 22 - Cajamarca 2	Rep. 30%	Rep 60%	Rep 60%
Carhuaquero - Cerro Coron	nada	nada	Rep 30%
Cajamarca 2 - Huallanca	nada	nada	Rep 30%
Cajamarca 2 - Huallanca	nada	nada	Rep 30%
			Plan fuerte: Nuevas líneas 220 kV Trujillo-Cajamarca (#2) Chiclayo-Carhuaquero (#2)
Circuitos Chiclayo-Zapallal			
Trujillo 22 - Guadalupe 2	nada	nada	Rep 30%
Paramonga N - Huacho 220k	Rep 30%	Rep 60%	Rep 60%
Zapallal 22 - Huacho 220k	Rep 30%	Rep 60%	Rep 60%
Zapallal 22 - Paramonga N	Rep 30%	Rep 60%	Rep 60%
Zapallal - Chimbote 500	nada	nada	Rep 1400 MW
Chimbote - Trujillo 500	nada	nada	Rep 1400 MW
			Planes medio y fuerte: Seccionar Zapallal-Paramonga en Huacho
Circuitos Mantaro-Lima			
Mantaro 220 - Pomacocha 2	nada	nada	Rep 30%
Mantaro 220 - Pomacocha 2	nada	nada	Rep 30%
Mantaro 220 - Huancavelic	nada	nada	Rep 30%
Mantaro 220 - Pachachaca	nada	nada	Rep 30%
Mantaro 220 - Pachachaca	nada	nada	Rep 30%
Mantaro 220 - Huayucachi	nada	nada	Rep 60%
Área Moyobamba-Tingo María			
T. Maria 13 - Aucayacu 13	nada	Rep. 30%	Rep 60%
Aucayacu 13 - Tocache 138	nada	Rep. 30%	Rep 60%
Tocache 138 - Bellavista	nada	Rep. 30%	Rep 60%
Oroya-Paragsha			
Pachachaca - Oroya 220kV	Rep 60%	Rep 60%	Rep 60%
Oroya 220kV - Carhuamayo	Rep. 30%	Rep 60%	Rep 60%
			Planes medio, fuerte: nueva línea 220 kV Pachachaca-Oroya (#2)
Piura-Chichlayo			
Piura 220kV - OLMOS_SEC	nada	nada	Rep 30%
OLMOS_SEC - Chiclayo 22	nada	nada	Rep 30%
Piura 220kV - OLMOS_SEC	nada	nada	Rep 30%
OLMOS_SEC - Chiclayo 22	nada	nada	Rep 30%
Santa Rita-Trujillo			
STA.RITA_SE - Trujillo 22	nada	Rep. 30%	Rep 60%
STA.RITA_SE - Trujillo 22	nada	Rep. 30%	Rep 60%
Alimentar Conococha			
Tingo Maria - Vizcarra 22	Rep. 30%	Rep 60%	Rep 60%
Paragsha 22 - Vizcarra 22	nada	Rep. 30%	Rep 60%
Vizcarra 22 - Conococha	nada	Rep. 30%	Rep 60%
Conococha - Paramonga N	Rep. 30%	Rep 60%	Rep 60%
Conococha - Paragsha 22	nada	nada	nada
			Planes mediano y fuerte: Seccionar Conococha-Paragsha en Vizcarra Plan fuerte: nueva línea Conococha-Paramonga (#2)

Tabla 5.5 Planes y opciones ante congestión (Sur).

	Liviano	Mediano	Fuerte
Conexión Centro-Sur			
Ica 220kV - Marcona 220	nada	Rep. 30%	Rep 60%
Socabaya 22 - Moquegua 22	nada	nada	Rep 60%
Socabaya 22 - Moquegua 22	nada	nada	Rep 60%
Montalvo-Socabaya 500			Línea nueva
Anillo Machupicchu			
Onocora - Tintaya 220	Rep. 30%	Rep. 30%	Rep 60% Plan fuerte: dos nuevas líneas Cotaruse-Machupicchu

Tabla 5.6. Opciones para lograr confiabilidad a nivel “n-1” en regiones con conexiones radiales.

Macchupicchu-Onocora 220
 Independencia-Marcona-Socabaya 500
 Independencia-Marcona-Socabaya 500 (#2)
 Montalvo-Socabaya
 Chiclayo-Piura 220 (#3)
 Piura-Talara 220 (#2)
 Talara-Zorritos 220 (#2)
 Moquegua-Los Heroes 220 (#2)

Una línea nueva Pachachaca-Oroya figura como parte del plan medio. La necesidad para esta línea es condicional – depende de la evolución de la demanda minera entre Pachachaca y Carhuamayo - especialmente dado la línea nueva Pomacocha-Carhuamayo del Plan Transitorio. Por lo tanto, la línea nueva Pachachaca-Oroya figura como condicional para el año 2020.

El consultor no estudió el efecto de conectar la línea del Plan Transitorio Pomacocha-Carhuamayo en Oroya y/o Pachachaca. Parece razonable hacerlo. Se sugiere que esto se considere en el futuro. Cabe notar que aún con esto los flujos (sin redespacho) podrán superar la suma de los límites de la línea actual Pachachaca-Oroya y la línea nueva Pomacocha-Carhuamayo, dependiendo especialmente en el crecimiento de la demanda en esa región.

Se estudió, pero no figura en las conclusiones, la repotenciación de líneas entre Tarapoto y Tingo María. Los estudios tendrán que actualizarse si se aprueba una línea Cajamarca-Caclic-Moyobamba 220.

No se simuló con PERSEO o DigSilent una segunda línea Independencia-Socabaya 500, sin embargo podrá llegar a ser necesario para 2025 por el criterio N-1, como se comenta a continuación.

5.4 Nudos (Escenarios Simulados)

El consultor identificó una combinación compleja de 131 nudos para simular usando PERSEO. Para calcular todos los atributos, fue necesario simular cada nudo dos veces, con y sin redespacho, llegando a 262 casos simulados. El número de nudos fue incrementado por un factor de 9 para reconocer el efecto de incertidumbres en costos de combustibles y costos capi-

tales. Los resultados para estos 9 escenarios, que son variaciones de los 262 mencionados, se pueden estimar a partir de estos, sin que sean necesarias corridas adicionales del modelo PERSEO.

5.4.1 Congestión (HDN y MFI)

Las Tablas 5.7 y 5.8 ilustran el cálculo de los atributos HDN y MFI, para algunos nudos. Estos cálculos se hacen en cuatro pasos, definidos por la Norma.

1. Usando PERSEO, se calcularon las horas y MWh de flujos por cada línea por cada nudo.
2. Con una hoja Excel se calcularon las horas y MWh de sobrecargas por cada nudo, línea por línea, totalizándolas para el SEIN para varias regiones de interés..
3. Con la misma hoja se calcularon la diferencia entre las horas y MWh por cada escenario para los planes Liviano, Medio, y Fuerte, comparados con el plan Base.
4. Se dividió estas diferencias entre el costo capital del plan indicado por la letra l, m, y f (Liviano, Medio, y Fuerte) del escenario.²³

²³ Durante el estudio hubo anuncios de nuevos proyectos para el plan Transitorio y otros cambios de suposiciones. No siempre fue factible rehacer los cálculos para tomar en cuenta estos cambios. Por lo tanto, ciertos detalles – por ejemplo, las opciones que componían cada plan y los costos del plan – no son exactamente iguales en todas partes del estudio. No obstante, por pruebas hechas, el Consultor juzga que estas diferencias menores no afectan las conclusiones.

Tabla 5.7. HDN y MFI para una muestra de nudos.

escenario	SEIN		Área Carhuaquero- Cajamarca		Área Chiclayo- Zapallal		Líneas individuales -->	
	HDN	MFI	HDN	MFI	HDN	MFI		
1b0f80s0 7	5961	148550	0	0	0	0	0	0
1b0l80s0 7	104333	6108205	18698	652190	4957	364247	3765.25	8766
1b0m80s0 7	65521	4063743	14335	249149	4029	331757	1954	5829.5
1b5f80s0 7	11537	526695	0	0	0	0	0	0
1b5l80s0 7	86688	6572340	17697	839850	0	0	6154.25	8696.25
1b5m80s0 7	60139	5239099	13292	365611	154	6804	2696	8133.25
1c0f80s0 7	1076	23546	0	0	0	0	0	0
1c0l80s0 7	84572	3217130	17919	687894	0	0	3838.25	8766
1c0m80s0 7	47530	2041393	12763	289163	68	3303	2056.5	5536.75
2a0f80s0 7	0	0	0	0	0	0	0	0
2a0l80s0 7	448	7216	0	0	0	0	0	0
2a0m80s0 7	0	0	0	0	0	0	0	0
2b0f80s0 7	0	0	0	0	0	0	0	0
2b0l80s0 7	879	15115	0	0	0	0	0	0

Casos Base

1b0b80s0 7	119081	7556003	23427	1191102	9554	388388	7321.75	8766
1b5b80s0 7	88349	7539205	20092	1474021	591	15688	8696.25	8766
1c0b80s0 7	87759	4089105	22880	1256364	1028	6900	8277.25	8766

Atributos HDN y MFI - Diferencia entre horas y MWh para sistema base versus planes liviano, mediano, o fuerte.

1b0f80s0 7	113121	7407453	23427	1191102	9554	388388	7322	8766
1b0l80s0 7	14748	1447798	4729	538912	4597	24141	3557	0
1b0m80s0 7	53560	3492260	9092	941954	5525	56631	5368	2937
1b5f80s0 7	76812	7012511	20092	1474021	591	15688	8696	8766
1b5l80s0 7	1661	966865	2396	634171	591	15688	2542	70
1b5m80s0 7	28210	2300107	6801	1108409	437	8884	6000	633
1c0f80s0 7	86684	4065560	22880	1256364	1028	6900	8277	8766
1c0l80s0 7	3188	871975	4960	568470	1028	6900	4439	0
1c0m80s0 7	40229	2047712	10116	967201	961	3597	6221	3229

Tabla 5.8. Costos capitales totales nominales por planes para aliviar congestión (millones).

	Liviano	Medio	Fuerte
	\$ 74	\$ 87	\$ 580

5.4.2 Atributo Valor Presente de Costo Total – VPCT

Este atributo se calcula en cuatro etapas.

1. Se calcula con PERSEO el costo de despacho, incluyendo pérdidas y costo de energía no suministrada (\$6,000 por MWh). Ver la tabla que sigue. Este cálculo se hace dos veces, una con redespacho y otra sin redespacho, y luego se restan ambos resultados. Las diferencias entre los VPCT con y sin redespacho – quiere decir, reconociendo y sin reconocer los límites de la red – se deben casi completamente al costo de energía no suministrada.

Tabla 5.9. Costos de despacho, incluyendo pérdidas y costos de energía no servida.

				\$ millones/año sin Redespacho			\$ millones/año con Redespacho		
				95 (seco)	80 (mediano)	01 (húmedo)	95 (seco)	80 (mediano)	01 (húmedo)
1	b	0	f	574.39	488.54	443.29	574.44	488.91	443.86
1	b	0	m	574.39	488.54	443.29	4,788.73	3,732.15	2,643.86
1	b	0	l	574.39	488.54	443.29	17,456.53	15,938.27	15,020.31
1	b	5	f	551.29	445.78	401.48	553.45	450.10	404.93
1	b	5	m	551.29	445.78	401.48	4,571.17	3,638.30	2,585.00
1	b	5	l	551.29	445.78	401.48	16,948.98	15,564.67	14,730.66
1	c	0	f	632.84	577.85	561.41	632.87	577.89	561.52
1	c	0	m	632.84	577.85	561.41	815.85	760.79	745.93
1	c	0	l	632.84	577.85	561.41	3,974.92	3,501.23	3,718.90
2	a	0	f	565.10	534.33	517.88	565.10	534.33	517.88
2	a	0	m	565.10	534.33	517.88	565.10	534.33	517.88
2	a	0	l	565.10	534.33	517.88	565.10	534.34	517.94
2	b	0	f	305.62	251.14	211.58	305.62	251.14	211.58
2	b	0	m	305.62	251.14	211.58	305.62	251.14	211.58
2	b	0	l	305.62	251.14	211.58	305.62	251.14	211.58
2	b	5	f	383.68	298.64	269.28	383.68	298.64	269.28
2	b	5	m	383.68	298.64	269.28	383.68	298.64	269.28
2	b	5	l	383.68	298.64	269.28	383.69	298.64	269.28
2	c	0	f	352.67	296.57	279.75	352.67	296.57	279.75
2	c	0	m	352.67	296.57	279.75	354.12	298.63	281.44
2	c	0	l	352.67	296.57	279.75	358.00	304.15	286.05
3	b	0	f	574.03	488.32	443.46	574.06	488.34	443.49
3	b	0	m	574.03	488.32	443.46	606.71	502.41	455.35
3	b	0	l	574.03	488.32	443.46	2,835.45	2,048.21	2,023.62
3	b	5	f	550.92	445.74	401.67	550.92	445.74	401.67
3	b	5	m	550.92	445.74	401.67	586.34	472.97	423.01
3	b	5	l	550.92	445.74	401.67	3,106.17	1,759.53	1,357.65
3	c	0	f	632.74	577.87	561.52	633.64	578.40	562.19
3	c	0	m	632.74	577.87	561.52	686.68	632.38	620.82
3	c	0	l	632.74	577.87	561.52	1,283.91	1,033.41	1,065.59
4	a	0	f	220.92	196.98	182.53	220.92	196.98	182.53
4	a	0	m	220.92	196.98	182.53	220.92	196.98	182.53
4	a	0	l	220.92	196.98	182.53	220.92	196.98	182.53

2. Se calcula los costos de cada plan, incluyendo factores para costos de O y M.
3. Se estima los costos anualizados. Para anualizar los costos de inversión se supone una tasa de descuento de 12% y un período de 30 años, lo que resulta en un factor anual de actualización de 12.41%.
4. Se añade al costo de despacho los costos anualizados correspondientes a cada plan. Ver la tabla a continuación.

Tabla 5.10. Costos anualizados de capital y O y M por cada Plan.

	Planes - Costos Medianos			Planes - Costos Optimistas			Planes - Costos Pesimistas		
	Liviano	Mediano	Fuerte	Liviano	Mediano	Fuerte	Liviano	Mediano	Fuerte
Costos capitales (\$ millones)	74.15	87.49	579.70	55.61	65.62	434.78	111.22	131.23	869.55
Factor de anualización	12.41%	12.41%	12.41%	12.41%	12.41%	12.41%	12.41%	12.41%	12.41%
Costos capitales anualizados (\$ millones)	9.20	10.86	71.94	6.90	8.14	53.96	13.80	16.29	107.91
Costos O & M (\$ millones)	2.22	2.62	17.39	1.67	1.97	13.04	3.34	3.94	26.09
Total (\$ millones)	11.43	13.48	89.33	8.57	10.11	67.00	17.14	20.22	134.00

5.4.3 Atributo Valor Presente del Pago Anual de la Demanda por Energía – VPPD

Este atributo se calculó por barra para 94 barras usando PERSEO. Se totalizaron los costos por cada zona y por el SEIN en total. Se dividieron entre la demanda total de cada zona y del SEIN para calcular costos marginales promedios. Se consideró más interesante analizar los costos marginales (en dólares por MWh) que los costos totales (en dólares), que es la forma en que se indica en la Norma.

Los resultados obtenidos son muy extensos para presentarlos en una tabla. La tabla a continuación es una muestra, para nudos 1b, donde hay mucha congestión en la zona Norte y entre las zonas Centro y Sur. Se nota que los costos basados en costos marginales son muy altos en el Norte y en el Sur, pero normales en el Centro, con las suposiciones del Nudo 1B. Esto se notó también en la tabla de costos operacionales presentada arriba.

Tabla 5.11. Atributo VPPD (muestra).

Precio promedio - \$/MWh		27	29	32	1,603	1,564
	Norte	27	29	32	1,603	1,564
	Centro	17	18	20	171	167
	Sur	21	22	24	3,638	3,636
	nudo demanda	1	1	1	1	1
		1b0f01c0	1b0f80c0	1b0f95c0	1b0i01c0	1b0i80c0
Pagos - \$000 por año						
	Norte	550,244	586,961	651,218	32,760,564	31,952,293
	Centro	729,073	777,822	863,366	7,343,856	7,141,354
	Sur	459,420	485,440	535,033	80,792,962	80,753,824
	Total	1,738,737	1,850,223	2,049,617	120,897,382	119,847,471
Abancay 138kV	S	752	793	882	202382	202313
Aguaytia 138kV	C	0	0	0	0	0
Aguaytia 220kV	C	36	39	43	1094	1061
Aguaytia (neutro)	S	0	0	0	0	0
Aguaytia 22.9kV	S	326	347	386	10554	10322
Aricota 138kV	S	0	0	0	0	0
Aricota 66kV	S	617	653	721	1504	1392
Aucayacu 138kV	C	192	205	228	17268	17284
Ayaviri 138kV	S	687	724	800	128182	128124
Azangaro 138kV	S	5472	5749	6330	873287	872799
Balneario 60kV	C	100982	107310	119067	212843	214030
Balnearios 220kV	C	0	0	0	0	0
Bellavista 138kV	C	2375	2534	2812	658485	639153
Botiflaca 138kV	S	36485	38640	42665	88825	82122
C. Ilo 138kV	S	2098	2221	2443	5172	4807
Cachimayo 138kV	S	10300	10862	11932	2821302	2820568
Cajamarca 220kV	N	101169	107991	119833	23711888	23116226
Callahuanca 220kV	C	20	22	24	88	87
Callahuanca60kV	C	60	65	72	200	198
Callali 138kV	S	8414	8878	9785	2226299	2226063
Cantera 220kV	C	5598	5974	6631	10348	10507

5.5 Expansión de Base de Datos por Interpolación

El nudo 2c0 fue incluido en los estudios diagnósticos, pero no en los análisis Trade Off y MI-NIMAX. Es igual al nudo 2 a en cuanto a inyecciones de la Zona Oriente – cero en ambos casos. Pero 2 a tiene un porcentaje más elevado de generación térmica que los nudos 2b, 2c, 1b,

y 3b. Para captar esta diferencia en el análisis de incertidumbres, se optó por incluir 2 a en vez de 2c. Al incluir los dos, no se podría asegurar que el software incluiría los dos en la interpolación, paso previo para el análisis Trade Off y MINIMAX.

En fin, los análisis Trade Off y MINIMAX se basaron en 1080 nudos. Se usó el software TO/R para efectuar interpolaciones de alto orden. Se definieron 6,642 futuros, y con 4 planes por futuro el número de escenarios analizados llegó a 26,568.²⁴

La Tabla 5.12 identifica los valores de las materializaciones de las incertidumbres analizadas. Donde indica “Máximo – Mínimo” significa que se analizaron también valores intermedios. Por razones teóricas y prácticas las incertidumbres se modelaron como “desconocidas pero con límites,” en vez de con modelos probabilísticos. Para algunas de ellas se identificaron valores esperados o medios. Un futuro es una materialización de cada incertidumbre. Se puede interpretar matemáticamente como un vector cuyos elementos son las incertidumbres individuales.

Con las incertidumbres de generación u oferta no se intentó representar un plan óptimo de generación – este es un estudio para planificar la transmisión, y en el Perú no se planifica la generación. El intento fue reconocer distintas posibilidades de generación, siempre manteniendo los niveles mínimos requeridos de reservas, y siempre considerando proyectos futuros conocidos.

La incertidumbre más importante de generación es el posible desarrollo de proyectos enormes en la zona Oriente del país, junto con la posible exportación-importación de energía de Brasil.

Se introdujo también en la mezcla futuros con desarrollo fuerte térmico, pero no se hicieron análisis del impacto en el plan de transmisión de centrales termo-eléctricas versus hidroeléctricas. Se hizo solo para dar variabilidad en la ubicación de posibles generadores futuros.

En la Figura 5.1 se muestran los futuros de demanda analizados. Los atributos HDN, MFI, VPCT, VPPD, etc., son funciones de los valores de demanda de la figura (y de otras incertidumbres y opciones, imposibles a dibujar con papel de dos dimensiones). Los valores de los atributos fueron calculados con PERSEO para los nudos e interpolados por los demás futuros.²⁵ Para el nudo 4 la reserva es alta (43%) y la oferta es 50% térmica.²⁶ La reserva es 20% pa-

²⁴ En un experimento se expandió la base de datos a casi 500,000 escenarios. Pero esto superó a lo que se podría analizar con Excel. Además, se juzgó que con un subconjunto de más de 26,000 escenarios se podría hacer análisis adecuados.

²⁵ Por la forma aproximadamente exponencial de la relación entre demanda y los atributos, todos fueron interpolados usando logaritmos en vez de números naturales. Por ejemplo, se hizo la interpolación lineal de $\ln(\text{VPCT})$ en vez de VPCT. Después de efectuar la interpolación, se convirtieron otra vez a números naturales aplicando el antilogaritmo.

²⁶ Estas cifras reflejan centrales existentes o decididas y crecimiento bajo de demanda.

ra el nudo 2 y 30% para los nudos 1 y 3. La oferta es 60% térmica para el nudo 2 y 40% térmica para los nudos 1 y 3.²⁷

Significa que para, por ejemplo, futuros de demanda baja, en línea recta entre nudos 4 y 2, la reserva interpolada es entre 43% y 20%, y la oferta es entre 50% y 60% térmica – la interpolación para este caso usa solo los nudos 4 y 2. La interpolación para futuros de demanda baja, pero no sobre esta línea recta, incluye también efectos de los nudos 1 o 3, según el caso, resultando valores diferentes de las reservas (pero siempre entre 43% y 20%) y del porcentaje térmico. Los valores interpolados de los varios atributos conforman con las mismas observaciones.

Tabla 5.12. Incertidumbres analizadas.

Oferta		Mínima	Máxima		
Reserva		20%	43%		
Térmica		40%	60%		
Proyectos del Oriente		Mínimo	Máximo		
Desarrollo		0 MW	6,673 MW		
Export. Neta		0%	50%		
Para SEIN		0 MW	4,807 MW		
Costos capitales (% de valores nominales)					
		75%	100%	150%	
Costos combustibles (% de valores nominales)					
		50%	100%	200%	
Hidrología (m ³ por segundo)					
		5,462	5,998	6,121	
Demanda SEIN					
Año	Futuros	Mínima, máxima (MW)		Tasa por Año	
2013	81	5,269	5,970	5.5%	8.8%
2016	540	5,269	7,640	3.1%	8.7%
2020	4,347	6,360	10,909	3.7%	8.9%
2025	6,291	7,270	12,205	3.4%	6.8%
Demanda en % de la demanda del SEIN					
		Mínimo	Máximo		
Norte		14%	24%		
Sur		16%	26%		
Centro		50%	69%		

²⁷ Por una razón de practicidad, la categoría “térmica” incluye recursos renovables.

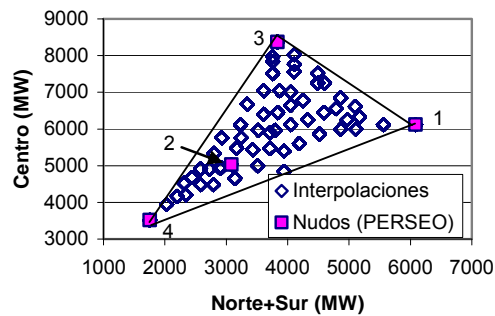


Figura 5.1. Nudos de demanda simulados con PERSEO y futuros interpolados con TO/R.

5.6 Resultados por Confiabilidad – Criterio N-1

5.6.1 Aplicación del Criterio

Las zonas radiales de la Tabla 5.13 son candidatas para recibir refuerzos más allá del plan Base por confiabilidad conforme a la Norma N-1.

El área Machupicchu no parece radial, pero cumple la definición de un área radial. Después de la ampliación de la central Machupicchu, una contingencia en la línea del plan Transitorio Cotaruse – Abancay 220-kV (sin fecha aprobada) sobrecargará las líneas 138-kV entre Machupicchu y la barra Onocora. Al abrir los circuitos en 138 kV, la central Machupicchu y la demanda local formarán una isla.

La definición de una zona radial, presentada arriba, se aplica con la definición de “Capacidad Total de Transferencia,” o “TTC” de la NERC²⁸, ver el Apéndice F. La definición del NERC es muy general y bastante compleja. La Tabla 5.13 la aplica para el caso peruano. Se mencionan dos ajustes notables.

- La definición del NERC se aplica a una condición supuesta de despacho y demanda, porque la industria norteamericana no acostumbra emplear herramientas como el PERSEO para la planificación de transmisión. Para el Perú, el consultor recomienda considerar los flujos máximos del año estudiado, que fácilmente se obtienen del PERSEO.
- La TTC se mide en el sentido clásico “n-1,” quiere decir, con una contingencia de la línea más importante.
 - Para una región conectada por una sola línea al resto del SEIN, la TTC es cero.

²⁸ “Available Transfer Capability Definitions and Determination.” North American Electric Reliability Council, junio del 1996, págs. 10-12.

- Para una conexión radial de N (dos o más) líneas idénticas y paralelas, la TTC es la suma de la capacidad de N-1 de ellas.
- Para una conexión radial de N (dos o más) líneas que no son idénticas o exactamente paralelas, la TTC es una función compleja y no-analítica. Puede ser razonable suponer que su diseño y compensación hagan que todas lleguen a sus límites aproximadamente simultáneamente. Esto es razonable porque este diseño maximiza la capacidad de transferencia. Pero también es razonable suponer que el diseño y la compensación no sean perfectos. Por lo tanto, la Tabla 5.13 supone que cuando hay múltiples líneas de interconexión la TTC es 90% de la suma de los límites de N-1 de las líneas, omitiendo el más importante.
- Problemas de estabilidad u otros fenómenos pueden imponer límites inferiores a los límites térmicos de las líneas. Conociendo los límites por estabilidad, etc., se pueden tratar para fines del criterio N-1 exactamente como si fueron límites térmicos.

Tabla 5.13. Zonas radiales, candidatos para refuerzos por confiabilidad.

	Demanda (MW)				Oferta (MW)	Costo Capital		N-1/Costo (W/\$)			
	Nudo 1	Nudo 2	Nudo 3	Nudo 4		\$ millones		Nudo 1	Nudo 2	Nudo 3	Nudo 4
Macchupicchu-Onocora 220	222	121	157	65	290	\$ 29	17.4	14.0	15.2	12.1	
Independencia-Socabaya 500	3169	1608	1985	1011	848	\$ 236	17.1	10.4	12.0	7.9	
Chiclayo-Piura 220 (#3)	382	233	337	122	13	\$ 27	14.7	9.2	13.1	5.0	
Piura-Talara 220 (#2)	47	35	39	17	28	\$ 15	5.0	4.2	4.5	3.0	
Talara-Zorritos 220 (#2)	52	40	44	19	0	\$ 19	2.8	2.1	2.4	1.0	
Moquegua-Los Héroes 220 (#2)(A)	89	48	63	26	55	\$ 24	6.0	4.3	4.9	3.4	
Moquegua-Los Héroes 220 (#2)(B)	89	48	63	26	20	\$ 24	4.5	2.8	3.4	1.9	

Notas:

Las demandas vienen del archivo "Futuros de Demanda (Resumen)."

Los costos de líneas vienen del archivo "Costos Líneas" y del archivo "Costos Líneas Norte."

La oferta para el área Machupicchu es para la ampliación de la central Machupicchu.

La oferta para la zona Sur es solo la oferta actual. Ignorar generación nueva no afecta las conclusiones.

(A) Análisis considerando que la conexión con el SEIN incluye línea Moquegua-Aricota.

(B) Análisis considerando que la conexión con el SEIN incluye línea Aricota-Tomasiri-Los Héroes.

Según la Norma, para justificar una línea nueva por el criterio N-1, hay que satisfacer cuatro condiciones:

1. Tiene que haber una región definida de demanda y generación que se separará en isla como resultado de una contingencia.
2. El cociente beneficio/costo, la suma de la demanda máxima más la oferta de la región, dividida por el costo de la línea nueva, tiene que igualar a o exceder 3 vavios por dólar. Ver la Tabla 5.13.
3. La TTC entre la parte principal del SEIN y la región *sin* la opción tiene que ser inferior a los flujos máximos que pueden ocurrir. Ver la Tabla 5.14 y la primera parte de la Tabla 5.15.
4. La TTC entre la parte principal del SEIN y la región *con* la opción tiene que ser superior a los flujos máximos que pueden ocurrir.

5.6.2 Resultados de Análisis

Para los futuros indicados, los flujos sin redespacho pueden o no exceder la TTC, con o sin las opciones de refuerzo. Ver la Tabla 5.14 y los análisis de la Tabla 5.15. Las últimas columnas de la Tabla 5.15 resumen si la opción satisface los cuatro requisitos del criterio N-1 de la Norma, como se explicó arriba.

- La línea Machupicchu-Onocora excede por mucho el valor N-1 de $3W/\$$ del criterio por cada futuro. Es necesario para evacuar la central ampliada. Por estar en un área con demanda, aparentemente califica como parte del sistema garantizado de transmisión. Por la Tabla 5.15 no califica para futuros de demanda alta. (Son futuros poco probables para el año 2020.) Esto es porque por algunos de estos futuros, con nueva generación en el área, la línea ya no es suficiente. Aún para congestión se podrá requerir otras líneas.
- La línea Independencia Marcona-Socabaya 500-kV no satisface el criterio N-1 para el futuro 4 (demanda muy baja, para 2020). Con la conexión 500-kV del plan Transitorio (sin fecha de entrada en servicio), y con las líneas actuales Mantaro-Cotaruse-Socabaya 220-kV, la conexión Centro-Sur ya gozará de confiabilidad N-1 con demanda baja. Ver la Tabla 5.14. Pero esta misma tabla muestra que con poca demanda adicional, la interconexión no aguantará una contingencia simple sin desconectar carga. Con crecimiento fuerte, la tabla indica que aún la nueva línea Independencia Marcona-Socabaya 500-kV no proveerá confiabilidad N-1. Será cargada con transferencias económicas, y como parte del plan Fuerte, se necesitará para esto.
- Una tercera línea Chiclayo-Piura 220-kV se podrá necesitar, pero probablemente después del año 2020, o para confiabilidad al nivel N-1 o por congestión.
- Hay una segunda línea Piura-Talara en el plan Transitorio, entrando en servicio en 2012. Con esta (y con la nueva línea Chiclayo-Talara) Piura gozará de confiabilidad N-1 para todos los futuros. Ver la Tabla 5.14.
- Una segunda línea Talara-Zorritos no se justifica en ningún futuro. No hay bastante demanda y oferta dependiendo de Zorritos. Ver la Tabla 5.13.
- Los flujos máximos entrando en el área Tacna por las líneas Toquepala-Aricota y Moquegua-Los Héroes no sobrecargarán la línea Toquepala-Aricota en caso de una contingencia en la línea Moquegua-Los Héroes, salvo en algunos futuros de nudo 1, con crecimiento de demanda muy fuerte en el Sur. Ver la Tabla 5.14. Estos futuros son extremos y son poco probables para el año 2020.
- La línea Aricota-Tomasiri podrá sobrecargarse con la pérdida de la línea actual Moquegua-Los Héroes. Pero esto dejaría solo la demanda dependiendo de Tomasiri y Los Héroes en isla, más una central solar en proyecto. Se requerirá un aumento bastante grande para satisfacer el cociente beneficio/costo de la Norma. Sin embargo, puede haber problemas de voltaje en Tacna cuando la conexión 220 kV con Moquegua está fuera de servicio.

- Se hicieron análisis eléctricos, encontrándose que se requiere una fuente de generación reactiva del orden de 30 MVar en la zona. Dado lo oneroso de esta fuente para uso en muy pocas horas al año (contingencia o salida programada de la línea 220 kV Moquegua – Los Héroes) se sugiere investigar la posibilidad de contar con reserva fría de generación en la barra 66 kV de Los Héroes mediante unidades generadoras térmicas.

Tabla 5.14. TTC y flujos máximos, opciones N-1.

	TTC		Flujos Máximos			
	sin línea	con línea	Nudo 1	Nudo 2	Nudo 3	Nudo 4
Macchupicchu-Onocora 220	90	242	333	103	374	114
Independencia-Socabaya 500	600	1620	2175	1210	1370	395
Chiclayo-Piura 220 (#3)	216	432	418	151	216	101
Piura-Talara 220	150	283	99	122	122	8
Talara-Zorritos 220	0	164	107	108	108	19
Moquegua-Los Héroes 220 (#2)(A)	91	305	115	65	69	52
Moquegua-Los Héroes 220 (#2)(B)	28	247	101	46	49	32

Tabla 5.15. Aplicación del criterio N-1 para opciones.

	¿n-1 sin línea nueva?				¿n-1 con línea nueva?				¿Satisface el criterio N-1?			
	Nudo 1	Nudo 2	Nudo 3	Nudo 4	Nudo 1	Nudo 2	Nudo 3	Nudo 4	Nudo 1	Nudo 2	Nudo 3	Nudo 4
Macchupicchu-Onocora 220	no	no	no	no	no	sí	no	sí	no	sí	no	sí
Independencia-Socabaya 500	no	no	no	sí	no	sí	no	sí	no	sí	no	no
Chiclayo-Piura 220 (#3)	no	sí	no	sí	no	sí	sí	sí	no	no	sí	no
Piura-Talara 220	sí	sí	sí	sí	sí	sí	sí	sí	no	no	no	no
Talara-Zorritos 220	no	no	no	no	sí	sí	sí	sí	no	no	no	no
Moquegua-Los Héroes 220 (A)	no	sí	sí	sí	sí	sí	sí	sí	sí	no	no	no
Moquegua-Los Héroes 220 (B)	no	no	no	no	sí	sí	sí	sí	sí	no	sí	no

Se notó arriba que líneas justificadas por el criterio N-1 pueden dejar de proveer confiabilidad al nivel clásico “n-1” al crecer la demanda. Esto es común: por ejemplo, en Norteamérica las interconexiones fueron construidas para permitir a las empresas vecinas compartir reservas de generación, y así ahorrar inversiones. Sin embargo, debido al crecimiento de la demanda, las cargas por estas líneas se incrementaron, disminuyendo su contribución a la confiabilidad. Una función importante de la planificación de transmisión en el Perú es monitorear que tales cambios no disminuyan la confiabilidad.

5.7 Resultados del Análisis Trade Off/Risk – MINIMAX

5.7.1 Análisis de Congestión y Costos 2020

Atributos HDN y MFI

La Figura 5.2 representa las mejoras (disminuciones) en congestión por los planes Liviano, Medio, y Fuerte, comparados con el plan Base (el sistema actual más el plan Transitorio). Cada símbolo en la figura representa la mejora en congestión por un plan en un futuro. El objetivo es maximizar los dos atributos.

En la figura, las horas y las MWh de disminución de congestión son divididas por el costo capital de cada plan para evaluar los planes con referencia a los criterios beneficio/costo de la

Norma.²⁹ Para satisfacer la Norma, HDN tiene que exceder a 100 horas por millón de dólares invertidos, y MFI tiene que exceder a 15 kWh por dólar invertido.

Los planes Liviano y Medio satisfacen la Norma en muchos futuros. El plan Liviano tiende a ser un poco mejor. Los refuerzos que definen este plan reducen la congestión menos que el plan Medio, sin embargo este último es más costoso, y como consecuencia tiene cocientes beneficio/costo un poco inferiores que el primero.

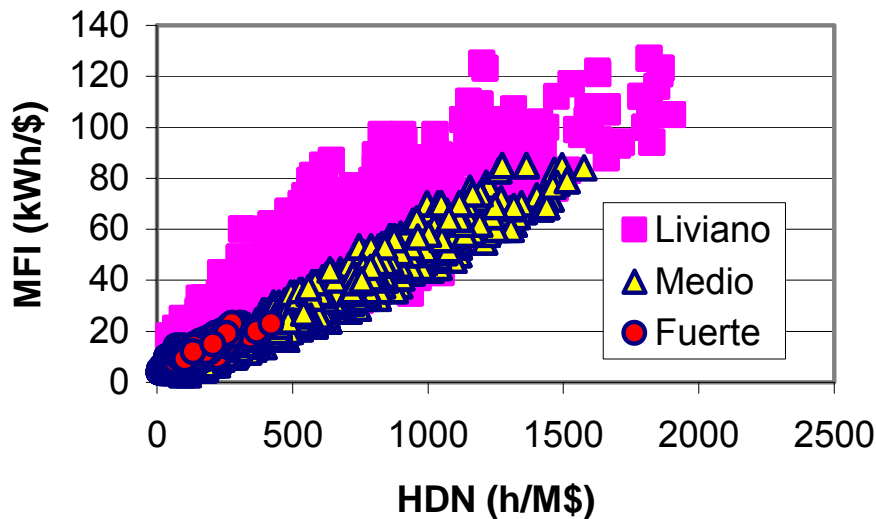


Figura 5.2. Mejora en congestión, dividido por costo capital, año 2020.³⁰

En las Figuras 5.3 y 5.4 se notan la cantidad de futuros por los cuales los planes Liviano, Medio, y Fuerte no satisfacen ni el criterio HDN ni MFI de la norma – un detalle que no se puede ver en la Figura 5.2. Es la zona con HDN < 100 y MFI < 15.

Estos futuros incluyen distintos valores de los costos capitales de los varios planes, variable que se está usando como una incertidumbre. La Tabla 5.16 indica que la mayoría de estos futuros tiene costos capitales 150% de los valores nominales.³¹ La tabla implica que estimaciones me-

²⁹ Para analizar las opciones para disminuir congestión, se ignoran los costos de las opciones para mejorar confiabilidad. Opciones para mejorar confiabilidad, por definición, normalmente no afectan la congestión. Entonces, salvo por futuros excepcionales, estas opciones no afectan las horas y MWh de congestión.

³⁰ En algunas tablas y figuras aparecen MFI y HDN. Son los atributos MFI y HDN de la Norma, es decir, son las diferencias entre valores por el plan Liviano, Medio, y Fuerte con el plan Base.

³¹ Las cifras de la tabla no parecen coincidir con la cantidad de símbolos en las figuras. En las figuras, más que un futuro puede ser representado por un símbolo. Por ejemplo, los distintos futuros por distintos costos de combustible no afectan HDN ni MFI.

jores, posiblemente basadas en estudios anteproyectos, podrán disminuir esta incertidumbre e incrementar la robusteza de los planes.

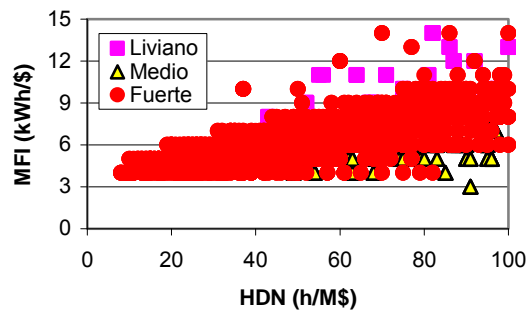


Figura 5.3. Mejora en congestión, dividido por costo capital, año 2020 (detalle sin plan Fuerte).

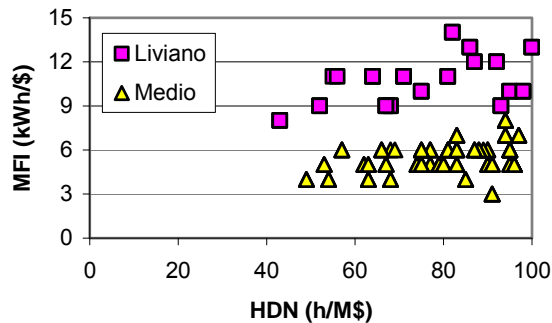


Figura 5.4. Mejora en congestión, dividido por costo capital, año 2020 (detalle Planos Liviano e Medio).

Tabla 5.16. La Exposición (número de futuros donde los planes no satisfacen los criterios de la Norma) depende de la incertidumbre Costo Capital.

Costos Capital (% de nominal)	Planes		
	Liviano	Medio	Fuerte
75%-150%	47	111	2242
75%-100%	9	24	1206
75%	3	3	529

Con el plan Fuerte la congestión prácticamente desaparece. Pero el plan Fuerte es muy costoso. Sus cocientes beneficio/costo son inferiores a los de los planes Liviano y Medio. La Tabla 5.17 indica que los planes Liviano y Medio minimizan el arrepentimiento máximo, aunque no son robustos (el arrepentimiento no es cero para los dos atributos.) Significa que en algún(os) futuro(s) otro plan domina al plan Medio, pero no por mucho.

Tabla 5.17. Arrepentimiento máximo – HDN y MFI, año 2020.

Plan	HDN h/A/M\$	MFI kWh/A
Base	1904	126
Liviano	715	0
Medio	508	44
Fuerte	1574	110

Para poner esto en contexto, la Tabla 5.18 indica los valores máximos y mínimos de estos atributos, considerando todos los futuros (por 2020) y los cuatro planes.

Tabla 5.18. Valores máximos y mínimos de los atributos de congestión.

	HDN h/A/M\$	MFI kWh/A
Valores mínimos	0	0
Valores máximos	1905	127

Sin embargo, la Figura 5.4 indica que para algunos futuros el plan Medio no satisface el criterio beneficio/costo de la Norma y entonces no es robusto en el sentido absoluto, no solo comparado a otros planes. El plan Medio satisface los dos criterios de la Norma en 97.4% de los futuros, y el plan Liviano en 99% de los futuros.

Atributos VPCT y VPPD

La Norma no presenta criterios para el Valor Presente de Costos Totales o el Valor Presente del Pago Anual de la Demanda por Energía. El objetivo implícito es minimizarlos.

Ambos atributos incluyen costos de redespacho y racionamiento por congestión. De hecho, los costos de racionamiento (US\$ 6,000/MWh), valor proporcionado por OSINERGMIN como costo unitario de la energía no servida dominan cualquier otro factor aún con racionamiento relativamente menor.

El VPCT también incluye costos capitales y operacionales relacionados con el plan. No incluye los costos hundidos del plan Base (el sistema actual más refuerzos ya decididos).

La Figura 5.5 demuestra que las opciones y los futuros que minimizan el VPCT para el año 2020 también tienden a minimizar el VPPD para la zona Centro (expresado como costo marginal promedio, que resulta de dividir el VPPD por la demanda).

No es una sorpresa que el plan Fuerte domina (tiene costos menores que) los demás. Los costos capitales incluidos en VPCT no tienen importancia comparados con los costos de racionamiento. Son los costos de racionamiento que definen esta figura – ni los costos capitales ni los costos de redespacho por congestión pueden compararse a US\$ 6,000/MWh. La demanda máxima para los resultados de esta figura es 70% más que la demanda mínima. El VPCT máximo es 103 veces más que el mínimo, y el CMg difiere por un factor de 66 entre el máximo y el mínimo.

La Figura 5.6 muestra que para futuros sin congestión, y en particular sin racionamiento, los costos capitales afectan la selección de los planes. Con crecimiento bajo de demanda no se necesita mucho más transmisión.

La Figura 5.7 muestra que los futuros que minimizan costos marginales (pagos por la demanda) en la zona Centro también tienden a minimizarlos en la zona Norte. La adversidad afecta ambas zonas. Pero los pagos por kWh generalmente son más en el Norte, pero con mucha varianza dependiendo en el plan y en el futuro. Esto sin duda refleja el hecho que la red es menos fuerte en el Norte, y habrá más racionamiento allí.

La Figura 5.8 indica que el plan Fuerte favorece el Norte. Minimiza los pagos por demanda allí, pero no en el Centro, aún para futuros donde no hay mucho racionamiento. El plan Fuerte tiende a nivelar los costos marginales. Aún el plan Medio es inferior al Fuerte en este sentido. Pero aún en condiciones de demanda baja, los pagos basados en precios marginales parecen ser bastante más altos en el Norte, dependiendo en el futuro.

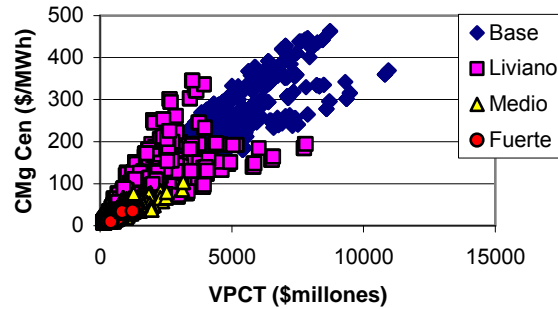


Figura 5.5. VPPD (CMg, zona Centro) y VPCT, año 2020.

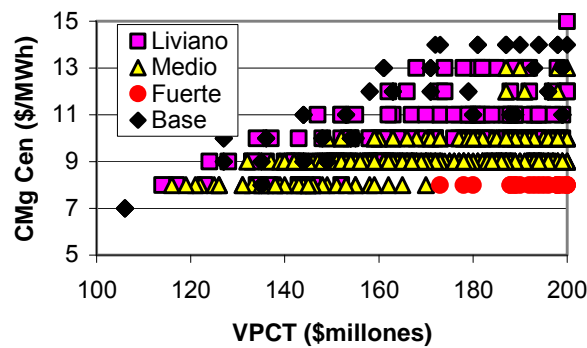


Figura 5.6. VPPD (CMg, zona Centro) y VPCT, año 2020, para futuros de demanda baja.

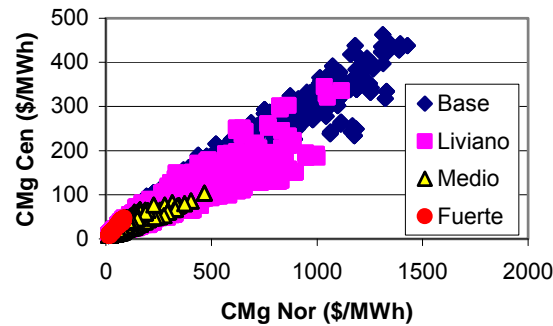


Figura 5.7. VPPD (CMg), zonas Centro y Norte año 2020.

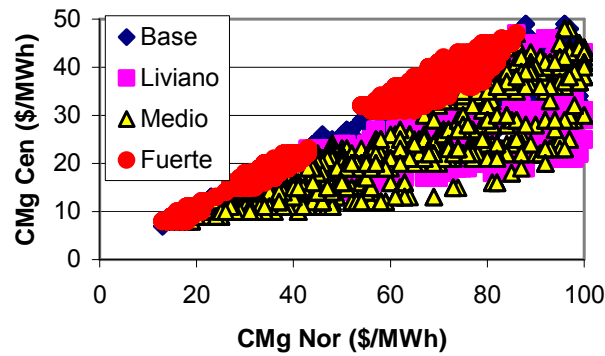


Figura 5.8. VPPD (CMg), zonas Centro y Norte año 2020, para futuros de baja demanda.

Las Figuras 5.9 y 5.10 destacan un efecto muy importante, y tal vez algo afuera del marco de un estudio de planificación de transmisión.

- Para la zona Norte, son los *planes* los que mayormente afectan los pagos por la demanda.
- Para la zona Sur, son las *incertidumbres*.

Esto es cierto aún para futuros donde los precios altos de racionamiento no esconden los precios marginales económicos (Figura 5.9).

Se relaciona con otro efecto: los riesgos – por ejemplo, el posible arrepentimiento

- Son mayores en el Sur,
- Menos importantes en el Norte, y
- Aún menos en el Centro.

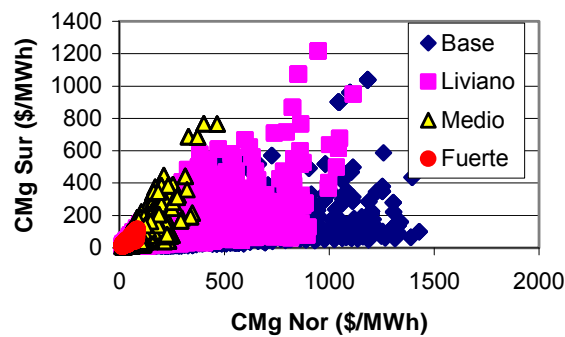


Figura 5.9. Contraste de pagos por la demanda, zonas Norte y Sur.

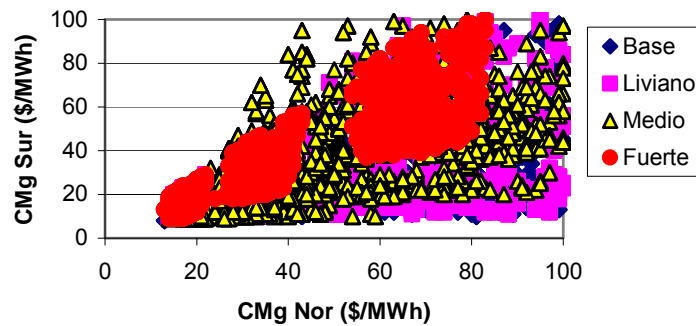


Figura 5.10. Contraste de pagos por la demanda, zonas Norte y Sur, escenarios sin mucho racionamiento.

Comparar Congestión y Costos

La Figura 5.11 indica el conflicto que puede haber entre minimizar costos (VPCT, en esta figura) y congestión (MFI, en esta figura). Cada serie representa un futuro distinto para el año 2020. El objetivo es minimizar VPCT y maximizar MFI. Para el futuro 4078, con demanda alta (10,909 MW):

- Los planes Liviano, Medio, y Fuerte dominan el plan Base. Cada uno es mejor que el plan Base en cuanto a ambos atributos.
- La curva Trade-Off es la línea entre los planes Liviano, Medio y Fuerte. Ninguno domina estrictamente a los otros. Siempre un plan es mejor que otro por MFI y peor por VPCT.
- El plan Medio integra el codo de la curva o el Conjunto de Decisiones. El plan Fuerte es dominado en sentido significativo por el plan Medio. El plan Medio es “mucho mejor” que el plan Fuerte por MFI y la diferencia entre los dos planes no es “significante” por VPCT.
- El plan Liviano también integra el Conjunto de Decisiones. Es mucho mejor que el plan Medio en cuanto a MFI pero mucho peor por VPCT. Ninguno de los dos domina al otro en el sentido significativo.
- Para los planes Liviano, Medio, y Fuerte el valor MFI es mayor que 15. Significa que cualquier de los tres se justifica en el sentido que supera el valor referencial de la Norma. Pero para el plan Liviano el cociente beneficio/costo MFI supera al del plan Medio, y para el plan Medio el cociente beneficio/costo MFI supera al del plan Fuerte.
- Por las diferencias en MFI y VPCT, si estos fueron los únicos atributos, si se supiera que el futuro 4078 iba a ocurrir, se elegiría el plan Liviano o el plan Medio.

Para el futuro 784 de demanda media (8,510 MW) (Figura 5.12):

- El plan Base es dominado por los otros tres.
- Ninguno de los tres es dominado en el sentido significativo por otro. Forman la curva Trade Off y también su codo, o el Conjunto de Decisiones.

- De los tres, solo el Liviano satisface el criterio MFI de la Norma. Para los otros, MFI es menor que 15, el límite inferior del cociente beneficio/costo que justifica una línea, según la Norma. Es de notar que la Norma no prohíbe un plan que no satisface el criterio. El plan puede ser justificado por otros atributos o criterios. También se nota que el valor del criterio no es absoluto, sino referencial.

Para el futuro 1 de demanda baja (6,360 MW):

- Los planes Medio y Liviano dominan los planes Fuerte y Bajo.
- La curva Trade-off consta de los planes Medio y Liviano.
- El Conjunto de Decisiones es el plan Liviano. Domina en el sentido significativo a los demás, en particular, al Medio.
- Ningún plan satisface el valor referencial del criterio MFI de la Norma.

Considerando el microcosmo de tres futuros y dos atributos como si fuera el universo de todos los futuros y atributos, se observa:

- El plan Liviano integra el Conjunto de Decisiones por todos los futuros. En este sentido es robusto.
- Pero para el futuro de demanda baja, ningún plan alcanza el cociente mínimo beneficio/costo MFI de la Norma. Ningún plan difiere mucho del plan Base en cuanto a VPCT. Entonces para este futuro el plan Base es preferible.
- Para los futuros de demanda media y alta, los planes Liviano y Medio integran el conjunto de decisiones. Son condicionalmente robustos. La condición es que la demanda no sea baja.
- Aunque la diferencia en demanda afecta los valores de los *dos atributos*, no afecta la *decisión* en los futuros de demanda media y alta.

Los valores de las tolerancias “mucho mejor” y “significante” determinan el Conjunto de Decisiones. La experiencia enseña que las conclusiones no son muy sensibles a cambios razonables en estas tolerancias. Por ejemplo, el valor de “significante” empleado fue 3 para el atributo MFI. Si hubiese sido 2 o 4, el Conjunto de decisiones no habría cambiado. La selección de las tolerancias puede hacer más grande o más pequeño el Conjunto de Decisiones.³²

³² Conjuntos de Decisiones, Curvas Pareto-óptimas, codos, etc., se tratan en varias publicaciones, notablemente por Merrill y sus co-autores. Uno de ellos, un informe del Banco Mundial, está disponible en el sitio web del Osinergmin. Todo esto está bien documentado en el manual de análisis Trade Off/Risk que será entregado al COES en un seminario y como parte del software TO/R.

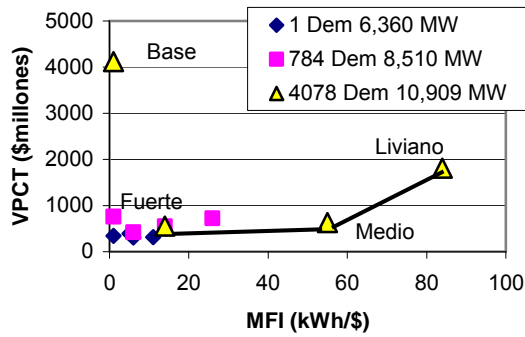


Figura 5.11. Costos totales y congestión, futuros con demanda alta, media, y baja, 2020.

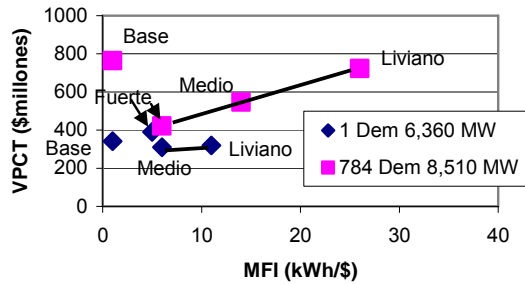


Figura 5.12. Costos totales y congestión, futuros con demanda baja y media, 2020.

No es práctico preparar estas figuras para cada uno de los miles de futuros analizados. Tampoco es posible representar más que dos atributos en papel de dos dimensiones.

La Figura 5.13 compara los planes para todos los futuros para el año 2020. El plan Medio tiende a ser mejor que el plan Fuerte por MFI pero peor por VPCT. Lo mismo se dice por el plan Liviano comparado al plan Medio. Pero en esta figura no se puede distinguir cada futuro, uno por uno.

El software TO/R hace los análisis de Trade Off futuro por futuro, y desarrolla los codos o Conjuntos de Decisiones por cualquier número de atributos o dimensiones.

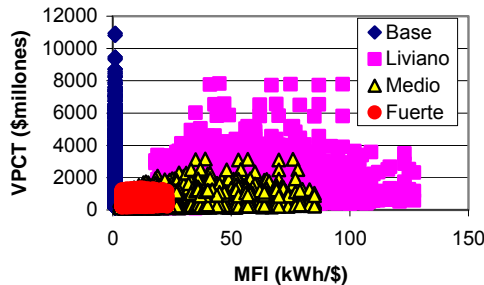


Tabla 5.19. Resumen de análisis MINIMAX para 2020.

PLAN	HDN h/A/M\$	MFI kWh/A/\$	VPCT M\$/A	CMg Nor \$/MWh	CMg Cen \$/MWh	CMg Sur \$/MWh
Base	1904	126	9945	1353	424	981
Liviano	715	0	6780	1033	306	1161
Medio	508	44	2136	398	64	712
Fuerte	1574	110	140	3	2	6

La regla de toma decisiones MINIMAX se basa en dos suposiciones fuertes. Las suposiciones no hacen inválido el análisis, pero hay que entenderlas para interpretar los resultados.

1. La decisión se hará una vez para siempre. No se puede dilatar para recibir más información y así reducir los riesgos.
2. La decisión se hará en base a la peor materialización posible de las incertidumbres. Es una regla pesimista.

Normalmente MINIMAX se aplica a problemas con un solo objetivo. No considera como resolver los conflictos si una decisión maximiza el arrepentimiento para un atributo pero no para otro.

Las conclusiones del análisis MINIMAX son bastante claras.

- El plan Base maximiza el arrepentimiento máximo. “No hacer nada” es la opción más riesgosa.
- El plan Fuerte minimiza los riesgos VPCT y VPPD (representados en el análisis por costos marginales promedios), con arrepentimientos máximos muy bajos. Tiene riesgos altos – posibilidades de arrepentimiento grande – en cuanto a los atributos beneficio/costo HDN y MFI. Generalmente el plan fuerte tiene valores bajos de estos atributos (el objetivo es maximizarlos). Por algunos futuros el plan Fuerte no alcanza los valores mínimos de la Norma.
- En particular, siempre será el plan Fuerte que minimiza el valor VPPD, porque este atributo no incluye ningún costo para la transmisión. Casi siempre será el plan Fuerte que minimiza el VPCT, porque los costos anualizados de la transmisión son inferiores a los costos de producción y de los costos de racionamiento por la mayoría de los futuros.
- Los planes Liviano y Medio tienen arrepentimiento máximo bajo para los atributos costo/beneficio HDN y MFI, pero altos para los atributos de costo VPCT y VPPD. El plan Medio tiene bastante menos riesgo para VPCT y VPPD, pero es algo peor por HDN.
- Se hizo análisis Trade Off considerando los valores de la Tabla 5.19. La curva Trade Off incluye los planes Liviano, Medio, y Fuerte. El codo consta de los mismos conjuntos de decisiones por varios valores razonables de las tolerancias. Quiere decir que el método Trade Off no ayuda en resolver los conflictos en el criterio MINIMAX.

El análisis Trade Off/Risk resuelva los conflictos entre objetivos en cada futuro, no solo el más pesimista. Mide la robusteza de cada plan (la posibilidad de no haber arrepentimiento). Identifica la exposición – los futuros con arrepentimiento – para monitorear y resolver resultados condicionales en el futuro.

Por la selección de tolerancias se puede guiar las matemáticas para considerar codos grandes o pequeños. Ver la Tabla 5.20. La robusteza es el porcentaje de los futuros para los cuales un plan integra el codo o Conjunta de Decisiones. La Tabla 5.20 es bastante clara: no importa cómo se define las tolerancias, son los planes Liviano y Medio los más robustos.

Tabla 5.20. Resumen de análisis Trade Off/Risk para 2020.

Plan	Robusteza			
	7%	7%	1%	0%
Base	7%	7%	1%	0%
Liviano	100%	100%	98%	96%
Medio	98%	94%	69%	60%
Fuerte	94%	44%	18%	13%
Codo: planes por futuro (promedio)	2.99	2.45	1.86	1.68

La Tabla 5.21 presenta un conjunto típico de tolerancias, él que corresponde al codo con un promedio de 2.45 planes. Para el codo de 2.99 planes se tomó valores cero para cada tolerancia – esto define codos que constan de la curva entera Trade Off. La documentación del software explica como modificar las tolerancias para que los codos sean más amplios o más enfocados.

Tabla 5.21. Valores típicos de tolerancias para Trade Off/Risk.

	HDN h/A/M\$	MFI kWh/A/\$	VPCT M\$/A	CMg Nor \$/MWh	CMg Cen \$/MWh	CMg Sur \$/MWh
Equivalence	40	3	300	40	15	30
Much Worse	200	20	2000	260	80	200

5.7.2 Conclusiones – Año 2020

Las conclusiones generales son muy claras.

- Si se considera la congestión, por los límites mínimos de los cocientes beneficio/costo de la Norma (HDN y MFI) en el contexto de la incertidumbre, el plan Liviano domina para el año 2020. Es el más robusto considerando todos los atributos.
- El plan Medio no es muy inferior al plan Liviano por la congestión, ni por la robusteza. Mayormente, el plan Medio satisface los criterios de la Norma. Se juzga superior al plan Liviano porque las mejoras en congestión no son muy caras y protegerán el sistema más allá del 2020, no solo para este año.
- Si se considera la confiabilidad (el criterio N-1), ciertas líneas nuevas adicionales se justifican, una línea Machupicchu-Onocora 220 kV y una línea Independencia-Marcona-Socabaya 500 kV.

- El plan Fuerte domina si se consideran solo costos y precios. Este plan incluye los proyectos del plan Medio más ciertos proyectos N-1 más ciertas repotenciones más fuertes que en el plan Medio. Este plan domina por los costos de racionamiento, que mandan una señal al planificador que hay que evitar el racionamiento a todo costo.
- Ninguno de los planes es robusto en el sentido que domina para cualquier futuro.
- Se adelanta que algunos elementos de los planes Medio y Fuerte (incluyendo proyectos de confiabilidad) que no satisfacen los criterios HDN, MDI, y N-1 de la Norma para 2020 los van a satisfacer para el año 2025. En el espíritu de esta observación se incluyeron estos elementos en los estudios eléctricos, que son nominalmente por el año 2020.

A continuación se hablará de ciertas opciones particulares, en el contexto de riesgo y robusteza.

5.7.3 Análisis de Ciertas Opciones y Monitoreo

Observaciones Generales

El análisis se ha enfocado, correctamente, en los planes. Sin embargo, un enfoque en opciones individuales es indicado en por lo menos tres casos.

1. Líneas para incrementar la confiabilidad de áreas radiales generalmente no afectan el despacho. No afectan el sistema entero. Se pueden analizar proyecto por proyecto, y así se hizo en este capítulo.
2. Ciertas opciones pueden ser muy sensibles a incertidumbres. Se ha notado y analizado en este capítulo particularmente las opciones de la zona Sur y de la interfaz Centro-Sur. Estas opciones no-robustas tienen que ser consideradas y controladas aparte.
3. Como caso especial y extremo del inciso (2), se destaca el diseño de la red colectora de la zona Oriente y de las conexiones Oriente-Centro. Estos dependen 100% en el grado de desarrollo de sistema en el Oriente, y en nada más. Lo que puede aportar un plan del sistema nacional de transmisión es:
 - a. Determinar que hay diseños factibles para la colectora y las interconexiones. Los detalles obviamente dependerán en el nivel de desarrollo. Esto se hizo y se informa en el próximo capítulo.
 - b. Estimar los costos capitales, como insumo en la toma de decisiones sobre proyectos de generación en la zona Oriente. Esto se hizo y se informa en el próximo capítulo.
 - c. Reconocer el efecto de esta incertidumbre en el diseño del resto del sistema nacional. Esto se hizo en este capítulo. En particular, se reconoció no solo el efecto de las inyecciones orientales en el SEIN, sino también el efecto de reemplazar desarrollo oriental por desarrollo de proyectos de generación en el resto del país.

Robusteza, Exposición, y Monitoreo de Opciones

Aquí se analizan dos problemas de la zona Norte – congestión creciente en las líneas Trujillo-Cajamarca 220 kV y Chiclayo-Carhuaquero 220 kV. Las dos líneas figuran como repotenciadas con un incremento menor (30%) en el plan Liviano y repotenciación mayor (60%) en los planes Medio y Fuerte. El plan Fuerte también incluye dos líneas nuevas en paralelo a las líneas repotenciadas.

Se demostrarán:

- Decisiones robustas “sí” y “no.”
- La diferencia entre discriminadores de exposición fuertes y débiles para el monitoreo.
- En particular, la robustez de decisiones ante ciertas incertidumbres que no afectan las decisiones, aunque afectan los atributos.
- Como efectuar estos análisis usando dos atributos a la vez.

La Figura 5.14 indica los valores de robustez para los planes Liviano y Medio (son iguales) para la línea Chiclayo-Carhuamayo. Cada símbolo representa muchos futuros – no solo la inyección del Oriente y la demanda Norte y Sur de los ejes. Representa tres valores de hidrología, tres valores de costo capital, varios valores de demanda en la zona Centro, y distintos futuros de oferta.

Cuando aparece solo un símbolo – el triángulo, por ejemplo - significa que por todos estos futuros los planes Liviano y Medio satisfacen el criterio HDN. La decisión “sí” – construir – es robusta ante todas las incertidumbres. Cuando aparece solo el diamante rojo, significa que la decisión “no” – no construir – es robusta ante todas las incertidumbres. Cuando hay dos símbolos superpuestos – el diamante rojo y el cuadrado, por ejemplo – significa que por algunos futuros la decisión debe ser “no” y por otros, “sí” – la decisión es condicional.

Se nota que por las opciones Liviana y Media, el espacio de “robusto – sí” es grande. Pero la zona de futuros condicionales – el óvalo – es grande. Significa que las dos incertidumbres de la figura son discriminadores débiles.

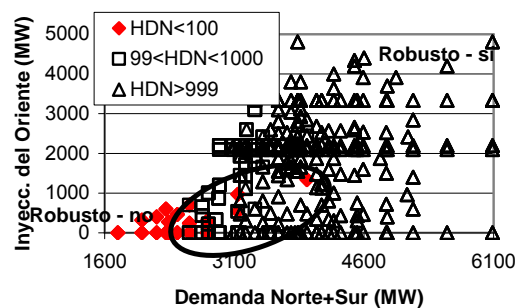


Figura 5.14 Robusteza de opciones Liviano y Medio, línea Chiclayo-Carhuamayo.

En la Figura 5.15 se muestra el plan Fuerte. Se nota que la zona Robusta-sí es más pequeña y la zona Robusta-no es más grande. Esto es por el costo grande de la nueva línea. Por la misma razón, no hay futuros con HDN > 999. Se nota también que el ovalo condicional sigue siendo grande.

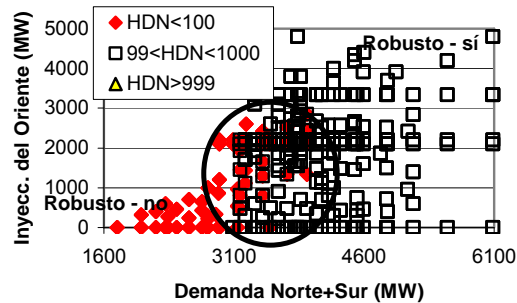


Figura 5.15 Robustez de opción Fuerte, línea Chiclayo-Carhuamayo.

Se sabe que la hidrología afecta los flujos eléctricos de la red, y por tanto, los valores de HDN. La Figura 5.16 muestra solo un valor de hidrología, la mediana. Es interesante que esta figura es casi idéntica con la Figura 5.15, significando que la incertidumbre de hidrología no afecta la decisión.

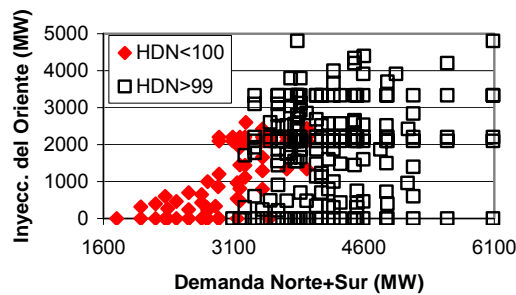


Figura 5.16 Robustez de opción Fuerte, línea Chiclayo-Carhuamayo, solo hidrología mediana.

En las figuras 5.17 y 5.18, se usó como discriminadores la demanda en las zonas Norte y Centro. Las áreas condicionales, donde la decisión “sí” versus “no” depende de incertidumbres que no aparecen en las figuras, son mucho más pequeñas. Estas dos incertidumbres son discriminadores más fuertes para estas opciones. Se sospecha que incertidumbres de generación, como la inyección de la zona Oriente, serían discriminadores más fuertes para opciones del Sur. Se notó que había mayores sensibilidades a estas incertidumbres en el Sur.

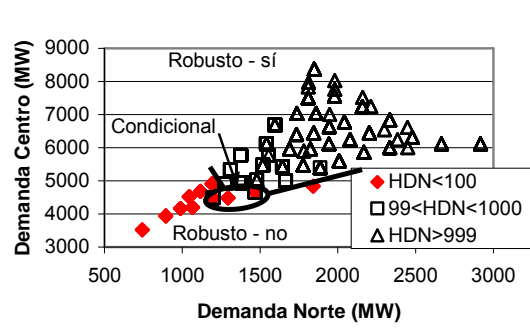


Figura 5.17 Robustez de opciones Liviano y Medio, línea Chiclayo-Carhuamayo, por demanda Norte y Centro.

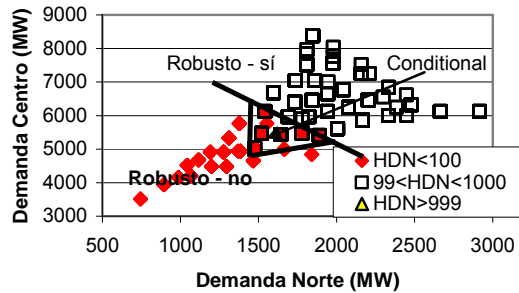


Figura 5.18 Robustez de opción Fuerte, línea Chiclayo-Carhuamayo, por demanda Norte y Centro.

En las Figuras 5.19, 5.20 y 5.21 se consideró los dos atributos, HDN y MFI, para la línea Trujillo-Cajamarca, usado como discriminador de exposición y robustez las mismas incertidumbres. Se nota que el discriminador es bastante fuerte y que la opción Media tiene un área condicional un poco más grande que la opción Liviana.

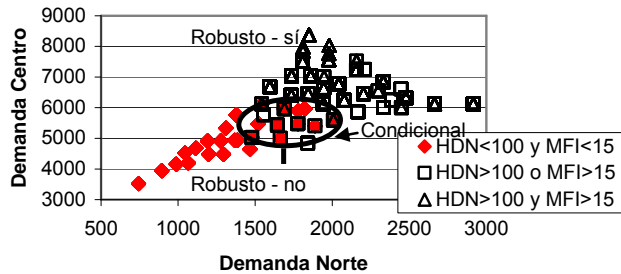


Figura 5.19 Opción Liviana, línea Trujillo-Cajamarca.

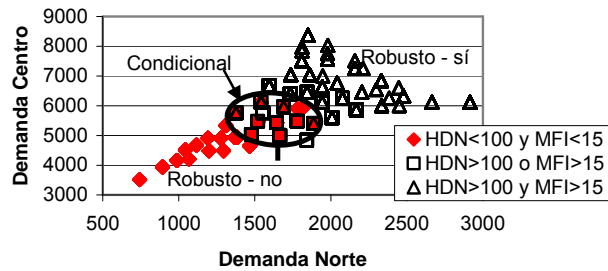


Figura 5.20 Opción Media, línea Trujillo-Cajamarca.

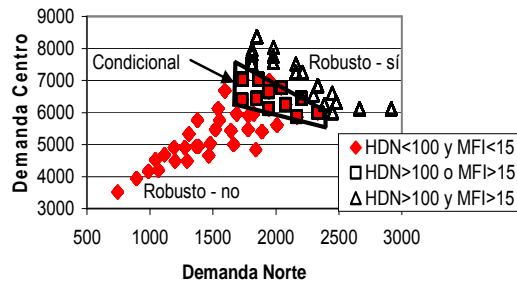


Figura 5.21 Opción Fuerte, línea Trujillo-Cajamarca.

El costo de la opción obviamente afecta el valor de HDN y MFI. En estas figuras se muestran tres valores (75%, 100%, y 150%) para las incertidumbres de costo capital. En la figura que sigue se muestra solo el valor nominal (100%). Las Figuras 5.21 y 5.22 son idénticas. Significa que por esta opción el costo capital no afecta el riesgo – ni la robustez ni la exposición.

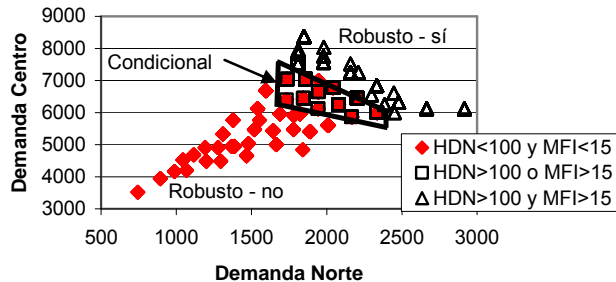


Figura 5.22 Opción Fuerte, línea Trujillo-Cajamarca, solo costo nominal.

A continuación se presenta un análisis semejante para los refuerzos de la conexión Centro-Sur por el criterio N-1 de confiabilidad. La Figura 5.23 indica que por valores bajos de demanda en el Sur no se justifica una segunda línea 500 kV entre las zonas Centro y Sur. Por la mayoría de los futuros analizados por los años 2013-2025 se justifica una segunda conexión en 500 kV. Por ciertas combinaciones altas de demanda y relativamente bajas de oferta en el Sur se justifica una tercera conexión en 500 kV.

La Figura 5.23 también indica que estas conclusiones son bastante robustas. Las áreas de transición, donde las conclusiones son condicionales, son pequeñas.

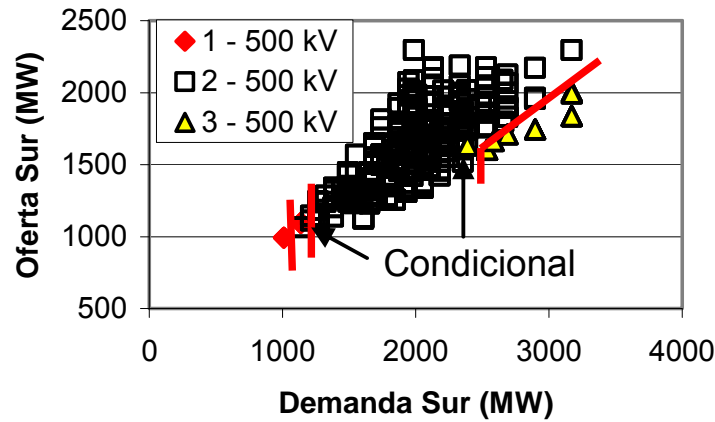


Figura 5.23 Interconexiones Centro-Sur 500-kV, justificadas por el criterio N-1.

Robusteza, Exposición, y Monitoreo de Planes

Ingenieros del COES hicieron análisis semejantes a nivel de planes, en vez de opciones. Ver las Figuras 5.24 y 5.25. En ambos casos la demanda corresponde al espectro razonable para el año 2020.

El primero presenta discriminadores un poco débiles para el plan Medio en cuanto a la Norma MFI. Se nota que es bastante incierta para valores de demanda que corresponden aproximadamente al año 2020. Por valores optimistas, pero razonables, de demanda para 2020 la decisión “sí” es robusta. Por valores pesimistas, pero razonables, la decisión “no” es robusta.

El segundo, para el mismo plan Medio en cuanto a la Norma HDN, indica que la decisión “sí” es robusta para casi todos los valores de demanda correspondiendo al año 2020, con una zona condicional bastante pequeña correspondiendo a demanda bastante pesimista.

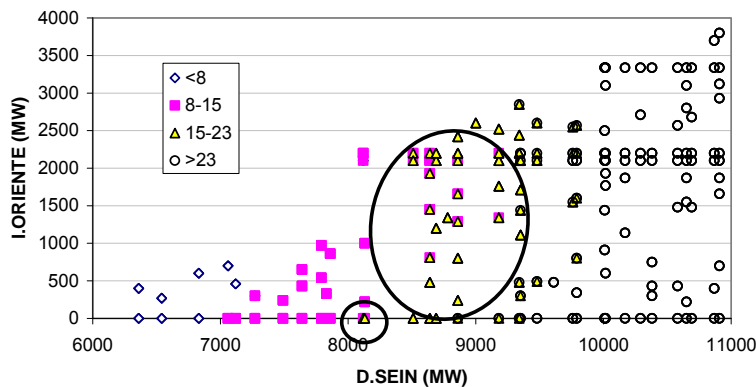


Figura 5.24 Plan Medio, Norma MFI.

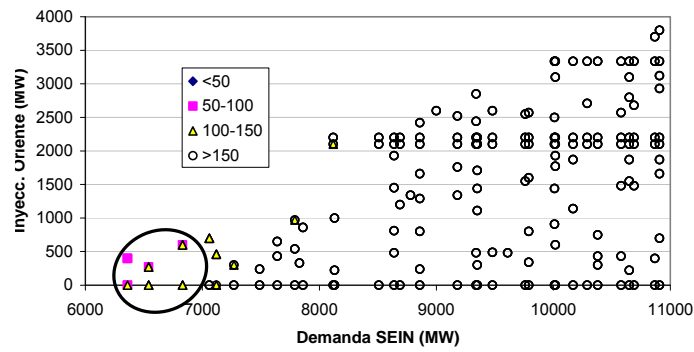


Figura 5.25 Plan Medio, Norma HDN.

La figura siguiente es otro estilo de presentación gráfica. Se aprecia mejor el valor del atributo.

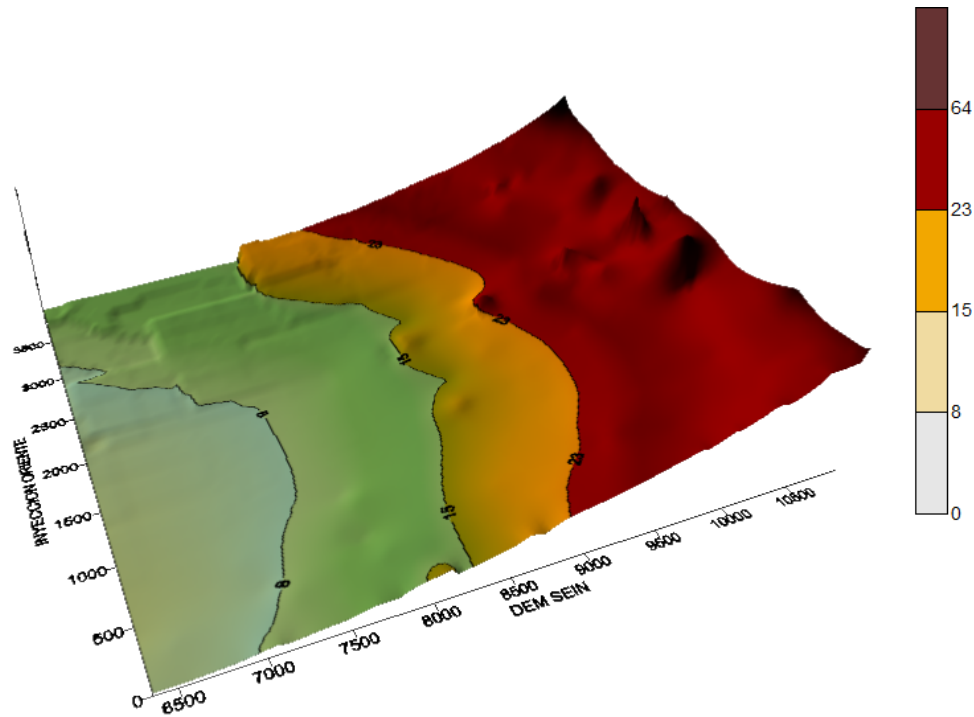


Figura 5.26 Plan Medio, Norma MFI.

5.8 Sustento del plan de expansión

Las tablas que sigan presentan el plan Robusto y opciones condicionales para el año 2020.

1. El plan Medio se dirige a los problemas de sobrecarga y confiabilidad diagnosticados para el año 2020, y los soluciona.
2. El plan Medio se sostiene por el análisis Trade Off/Risk y el análisis MINIMAX. Con el plan Liviano, son los planes más robustos. El plan Medio es más conservador en el

sentido que es un poco más fuerte que el plan Liviano, pero con poca diferencia en costo.

3. El plan Medio satisface la Norma en cuanto a HDN por casi todo el espectro de demanda razonable. En los pocos futuros donde no es robusto, es condicional. Son futuros de demanda pesimista. Si materializan, el plan Medio solo estará en función por un año o dos de adelanto, que no es un riesgo grande.
4. Si bien es cierto que el Arrepentimiento Máximo se minimiza con el plan Fuerte para los atributos VPCT y VPPD, se debe a valores muy altos de costo de energía no servida y al hecho que VPPD no incluye costos de refuerzo de la red, solo costos marginales. Aún para el año 2016 el plan Fuerte minimiza el arrepentimiento máximo para estos atributos.
5. Hay opciones condicionales que pueden armarse si las condiciones necesarias se manifiestan. Las condiciones críticas son, primera, el crecimiento de la demanda, y segundo, la evolución de la oferta, particularmente en la zona Centro. Las demás incertidumbres son de menor importancia.

Tabla 5.22 Plan robusto, 2020.

		Costos (millones)
Por Congestión		
Zona Carhuaquero-Cajamarca		
Chiclayo 22 - Carhuaquero	Rep. 60%	\$ 0.83
Trujillo 22 - Cajamarca 2	Rep. 60%	\$ 0.83
Circuitos Chiclayo-Zapallal		
Paramonga N - Huacho 220k	Rep. 60%	\$ 0.83
Zapallal 22 - Huacho 220k	Rep. 60%	\$ 0.83
Zapallal 22 - Paramonga N	Rep. 60%	\$ 0.83
Seccionar Zapallal-Paramonga en Huacho		\$ 3.60
Oroya-Paragsha		
Pachachaca - Oroya 220kV	Rep. 60%	\$ 0.83
Oroya 220kV - Carhuamayo	Rep. 60%	\$ 0.83
Santa Rita-Trujillo		
STA.RITA_SE - Trujillo 22	Rep. 30%	\$ 0.72
STA.RITA_SE - Trujillo 22	Rep. 30%	\$ 0.72
Alimentar Conococha		
Tingo Maria - Vizcarra 22	Rep. 60%	\$ 0.83
Paragsha 22 - Vizcarra 22	Rep. 30%	\$ 0.72
Vizcarra 22 - Conococha	Rep. 30%	\$ 0.72
Conococha - Paramonga N	Rep. 60%	\$ 0.83
Seccionar Conococha-Paragsha en Vizcarra		\$ 3.60
Conexión Centro-Sur		
Ica 220kV - Marcona 220	Rep. 30%	\$ 0.72
Anillo Machupicchu		
Onocora - Tintaya 220	Rep. 30%	\$ 0.72
Subtotal - Opciones Robustos por Congestión		\$ 19
Linea Nueva por Confiabilidad (N-1)		
Independencia-Marcona-Socabaya 500		\$ 236
Total - Plan Robusto		\$ 255

Tabla 5.23 Opciones condicionales, para 2020.

	Costos (millones)
Por congestión	
Línea nueva Pachachaca - Oroya (#2)	\$ 6
Línea nueva Conococha - Paramonga (#2)	\$ 18
Seccionar Pomococha-Carhuamayo en Oroya	\$ 3.60
Seccionar Pomococha-Carhuamayo en Pachachaca	\$ 3.60
Por confiabilidad (N-1)	
Línea nueva Chiclayo-Piura 220 (#3)	\$ 27
Línea nueva Moquegua-Los Heroes 220 (#2)	\$ 24
Línea nueva Independencia-Marcona-Socabaya 500 (#2)	\$ 236
Línea nueva Montalvo-Socabaya 500	\$ 55

La figura a continuación presenta el sistema eléctrico interconectado peruano, destacando las líneas que hacen parte de los planes robusto y condicional, presentados en las Tablas 5.22 y 5.23.

ESTUDIO DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN: INFORME FINAL - FASE I

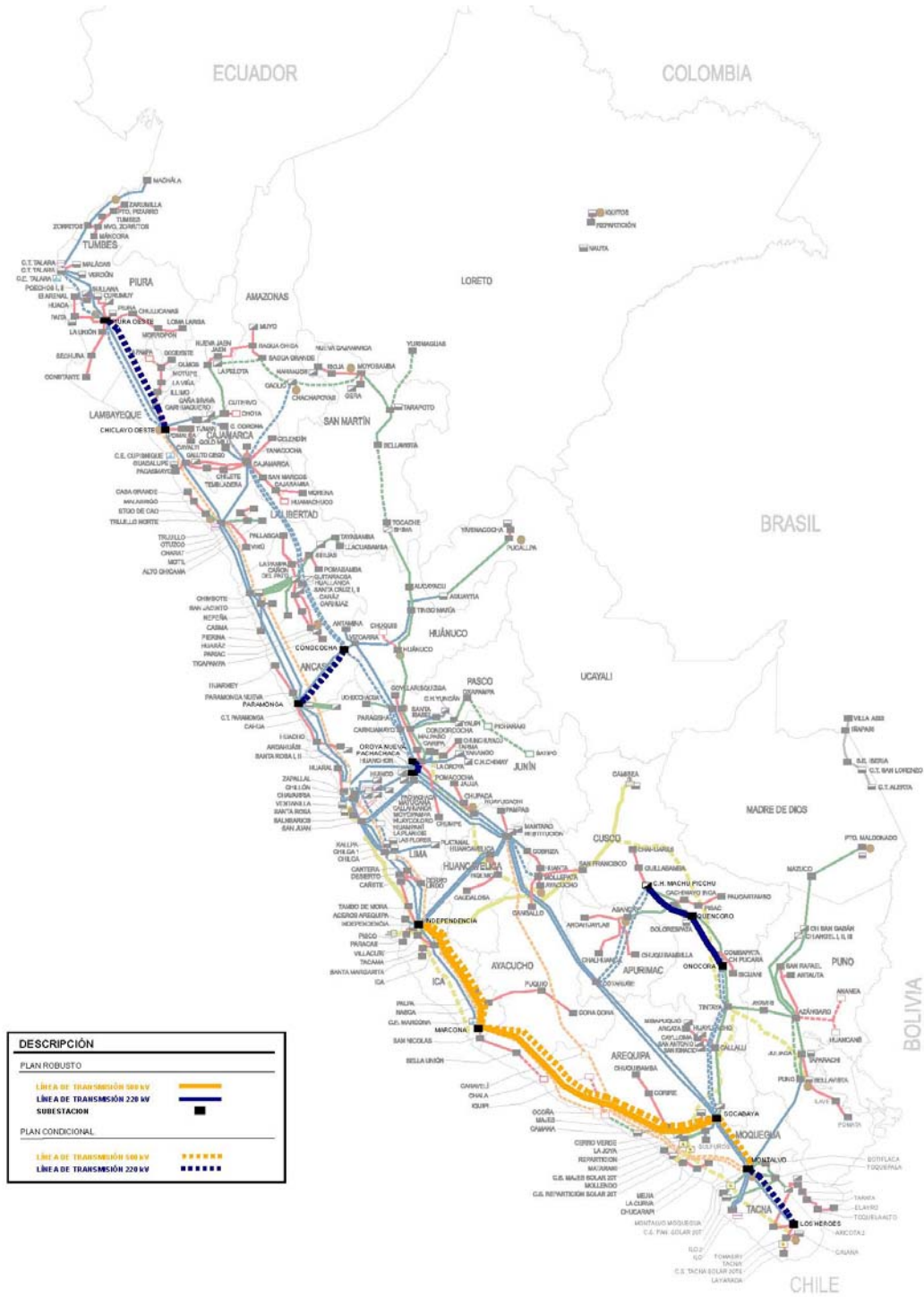


Figura 5.27. Plan Robusto y Opciones Condicionales (2011 – 2020).

5.9 Estudios eléctricos (régimen permanente, corto circuito y estabilidad)

5.9.1 Introducción

Los estudios eléctricos realizados tienen por objeto evaluar el funcionamiento del sistema eléctrico en diferentes años de corte con las obras que forman parte del Plan de Transmisión. De estos estudios pueden además surgir como necesarias obras de compensación reactiva para el control de tensión.

Para realizar los estudios antes indicados se consideraron condiciones probables de evolución a futuro del sistema eléctrico de Perú.

Los estudios eléctricos realizados consisten en: i) Flujos de Carga en condiciones normales de operación, ii) Estudios de Cortocircuito (falla trifásica), iii) Estudios de Estabilidad (falla trifásica con pérdida de línea)

5.9.2 Escenarios de simulación

Proyección de la demanda

Los estudios eléctricos se realizaron para condiciones de evolución a futuro de la demanda del SEIN que representan los escenarios más probables haciendo análisis de sensibilidad para un escenario que implique máxima exigencia al sistema de transmisión.

Para la demanda correspondiente a año 2020 se consideraron dos escenarios base y optimista. Para una mejor referencia se indica a continuación las demandas asumidas para los estudios eléctricos correspondientes a los años de corte 2015 y 2025. La demanda del año 2015 se adoptó suponiendo el escenario base de crecimiento de la demanda propuesto por el COES. Para el año 2025 se consideró un escenario base extrapolando los valores en base a los determinados por el COES para el año 2020, escenario base, considerando una tasa de crecimiento del 4% anual acumulativo en el periodo 2020 – 2025.

Como resultado se obtuvieron los siguientes valores de demanda a ser considerados en los estudios eléctricos:

- **Año 2015 (Escenario Base):** La producción total se estima en 48784 GWh lo cual representa un crecimiento medio en el periodo (2009-2015) del 8.4 %aa. La demanda de potencia máxima estimada para el año 2015 es de 6854 MW lo que implica un factor de carga $FC = 0.81$.
- **Año 2020 (Escenario Base):** La producción total se estima en 63298 GWh lo cual representa un crecimiento medio en el periodo (2009-2020) del 7.1 %aa. La demanda de potencia máxima estimada para el año 2020 es de 8989 MW.
- **Año 2020 (Escenario Optimista):** La producción total se estima en 71859 GWh lo cual representa un crecimiento medio en el periodo (2009-2020) del 8.3 %aa. La demanda de potencia máxima estimada para el año 2020 es de 9990 MW

- **Año 2025 (Escenario Base):** La producción total se estima en 77014 GWh lo cual representa un crecimiento medio en el periodo (2009-2025) del 6.1 %aa. La demanda de potencia máxima estimada en el año 2025 es de 10721 MW

La siguiente tabla resume los valores de demanda considerados. La demanda correspondiente a cada nodo se determinó asignando a los nodos correspondientes las demandas de Cargas Especiales y Proyectos mineros previstos para cada año. El resto de la demanda de cada nodo se escaló proporcionalmente.

Tabla 5.24 Futuros de demanda para estudios eléctricos.

PROYECCIÓN DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)					
REFERENCIA COES					
ESCENARIO	BASE	BASE	ALTO	BASE	
Año	2009	2015	2020	2020	2025
Energía Entregada a Distribución	16862	23164	31261	32681	36403
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor	337	463	624	653	727
Entrada al Nivel de Distribución	17199	23626	31885	33334	37131
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	4261	5874	7927	8287	9231
Salida del Nivel de Transmisión	21460	29500	39812	41621	46361
Pérdidas de Transmisión	1226	1686	2275	2378	2649
Entrada al Nivel de Transmisión	22686	31186	42087	43999	49010
Cargas Especiales	6137	7612	7571	7718	7718
Southern	1630	1630	1630	1630	1630
Ex-Centromin	805	1255	1255	1255	1255
Cerro Verde (Socabaya)	842	896	896	896	896
Antamina	659	659	659	732	732
Yanacocha (Incluye Gold Mill)	509	509	509	509	509
Shougang Hierro Perú	310	465	465	465	465
Cerro Verde	384	297	264	303	303
Tintaya BHP (Incluye planta de Oxidos)	246	308	308	308	308
Callali	184	207	192	192	192
Ampliación de Refinería Cajamarquilla	106	798	798	818	818
San Rafael (MINSUR)	103	168	175	190	190
Cementos Yura	104	111	111	111	111
Huarón	47	72	72	72	72
Cerro Corona (Gold Fields - La Cima)	150	150	150	150	150
Ampliación de Aceros Arequipa	58	86	86	86	86
Cargas Incorporadas	669	1028	1155	1155	1155
Yura - Cachimayo	155	218	218	218	218
Pucallpa	169	202	234	234	234
Talara	110	128	143	143	143
Tumbes	126	142	157	157	157
Corire, Camana, Joya, Santa Rita y Sigvas (Arequipa)	46	52	57	57	57
Tambobamba, Huancaraní, Paucartambo(Cusco)	12	13	15	15	15
Puerto Maldonado	48	71	91	91	91
Bagua - Jaen	3	14	16	16	16
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista		189	224	224	224
Proyectos Mineros	0	8510	11823	18198	18198
Proyecto Tia Maria		860	860	860	860
Ampliación Quimpac (Oquendo)		207	207	207	207
El Brocal (Colquijirca)		75	75	75	75
Ampliación Shougang Hierro Perú		1384	1388	1388	1388
Ampliación Antamina		67	69	911	911
Ampliación de la concentradora Toquepala		430	430	430	430
Ampliación de SiderPeru		798	1193	1193	1193
Cemento Otorongo				110	110
Bayovar		146	146	161	161
Ampliación Cemento Pacasmayo		166	166	166	166
Toromocho		900	1577	1577	1577
Pachapaquí		100	329	329	329
Minas Conga		1000	1000	1000	1000
Antapacay		418	418	418	418
Ampliación de la Fundición de Ilo y refinería de cobre		74	74	74	74
Marcobre (Mina Justa)		409	409	409	409
Las Bambas (Aurimac)		81	162	162	162
Constancia		670	670	670	670
Magistral				245	245
Los Chancas (Aurimac)		51	82	82	82
Quechua				600	600
Galeno				750	750
La Granja			894	894	894
Quellaveco		675	675	675	675
Yanacocha sulfides			1000	1000	1000
Chapi				579	579
Hierro Aurimac				935	935
Cañariaco				557	557
Michiquillay				781	781
Rio Blanco				550	550
Pukaqaqa (Milpo)				232	232
Tantahuatay				180	180
Consumo propio de centrales	442	725	940	1066	1210
Disminución de pérdidas de REP	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)
Total	29922	49048	63562	72122	77277
Autoproductores	(85)	(264)	(264)	(264)	(264)
Aporte de Refinería de la Pampilla	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)
CH Yauli y Sacsamarca	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)
CH Carapata	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)
CH Roncador	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)
CH Pias	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)
Total SEIN	29837	48784	63298	71859	77014
Crecimiento promedio (ref. 2009)		8.5%	7.1%	8.3%	6.1%
Demanda Máxima (MW)	4205	6854	8989	9990	10721

Los grandes proyectos mineros que se asume ingresan en el periodo evaluado se conectan al SEIN en las zonas indicadas en la tabla siguiente:

Tabla 5.25. Nodo de conexión al SEIN de proyectos mineros

Proyectos	ZONA	Zona	Área Geográfica de Influencia
Proyecto Tia Maria	Sur	I – Norte	Tumbes
Ampliacion Quimpac (Oquendo)	Centro		Piura
El Brocal (Colquijirca)	Centro		Lambayeque
Ampliacion Shougang Hierro Perú	Centro		Cajamarca
Ampliacion Antamina	Centro		La Libertad
Ampliación de la concentradora Toquepala	Sur		Ancash (Excepto Antamina)
Ampliacion de SiderPeru	Norte	II – Centro	Ancash (Sólo Antamina)
Cemento Otorongo	Sur		Huánuco
Bayovar	Norte		Ucayali
Ampliación Cemento Pacasmayo	Norte		Lima
Toromocho	Centro		Pasco
Pachapaqui	Norte		Junín
Minas Conga	Norte		Ica
Antapacay	Sur		Huancavelica
Ampliación de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre	Sur		Ayacucho
Marcobre (Mina Justa)	Centro		Apurímac
Las Bambas (Apurimac)	Sur	III – Sur	Cusco
Constancia	Sur		Arequipa
Magistral	Norte		Puno
Los Chancas (Apurimac)	Sur		Moquegua
Quechua	Sur		Tacna
Galeno	Norte		
La Granja	Norte		
Quellaveco	Sur		
Yanacocha sulfides	Norte		
Chapi	Sur		
Hierro Apurimac	Sur		
Cañariaco	Norte		
Michiquillay	Norte		
Río Blanco	Norte		
Pukaqaqa (Milpo)	Centro		
Tantahuatay	Norte		

La exportación de energía a Brasil se consideró como una demanda adicional conectada al nodo Inambari. Se asumió como demanda de exportación valores entre 0 MW (SIN exportación) y 3000 MW, Factor de Carga 100%.

Nuevos proyectos de generación.

Para abastecer la demanda futura, pronosticada conforme los criterios antes indicados, no resulta suficiente el parque de generación disponible actualmente en Perú por lo que es necesario definir las incorporaciones previstas de nueva capacidad de generación al sistema de forma tal de que este pueda abastecer la demanda con un margen razonable de reserva.

Los criterios considerados para la incorporación de nueva capacidad de generación se basan en considerar que se incorporan al SEIN los siguientes proyectos en orden de importancia:

1. Proyectos que están en ejecución y los que tendrían alta factibilidad de hacerlo conforme lo indicado al respecto por el COES.
2. Proyectos de generación térmica en las regiones norte y sur para dar factibilidad al desarrollo de gasoductos hacia dichas regiones.
3. Proyectos localizados en la región central y que por lo tanto producen las máximas exigencias de capacidad de transmisión.
4. Proyectos de generación hidráulica limitados a no superar un margen de reserva razonable (aprox. 30%). Dentro de estos proyectos se encuentran las centrales hidráulicas de la cuenca de la Amazonía cuya construcción es factible vía un acuerdo a tal efecto entre los gobiernos de Brasil y Perú.

La Tabla siguiente enumera los proyectos que seleccionados en base a los criterios antes indicados.

Tabla 5.26. Plan de incorporación de nueva capacidad de generación.

PROYECTOS CON ALTA FACTIBILIDAD

CENTRAL	FECHA	POTENCIA (MW)
C.H. Roncador - AGRO INDUSTRIAS MAJA	2009	3.8
C.H. Platanal - CELEPSA	2010	220.0
Interconexión al SEIN de CC.HH. Carpapata - CEMENTO ANDINO	2010	11.5
Traslado de la C.T. Calana - gas natural - EGESUR	2010	22.9
Traslado de las TG - C.T. Mollendo - gas natural - EGASA	2010	73.2
C.H. Pias I - AGUAS Y ENERGIA PERÚ	2010	12.5
C.T. Las Flores - TG1 - EGENOR	2010	192.5
C.T. Kallpa - TG3 - KALLPA	2010	195.9
C.T. Tarapoto - Incorporación al SEIN	2011	12.0
C.T. Bellavista - Incorporación al SEIN	2011	3.2
C.T. Moyobamba - Incorporación al SEIN	2011	3.2
C.T. Santo Domingo de los Olleros - TG1- TERMOCHILCA	2011	196.0
C.H. Machupicchu II-Etapa - EGEMSA	2012	101.8
C.T. Kallpa - TV - Ciclo Combinado - KALLPA	2012	280.0
C.T. Santo Domingo de los Olleros - TG2- TERMOCHILCA	2013	196.0
C.H. Cheves - SN POWER	2013	168.0
C.T. FENIX - TG1 Y TG2 - FENIX POWER PERU	2013	590.0
C.T. SANTO DOMINGO DE LOS OLLEROS - TV CICLO COMBINADO -	2012	178.0
C.T. CHILCA - TV CICLO COMBINADO - ENERSUR	2012	230.0
C.T. TURBO GAS DUAL D2 - NORTE	2012	197.5
C.T. TURBO GAS DUAL D2 - SUR	2012	197.5
C.T. EL FARO - TG - SHOUGESA	2013	169.0

OTROS PROYECTOS

CENTRAL	POTENCIA (MW)
C.H. Santa Teresa	90.7
C.H. Chancay - SINERSA	220.0
C.H. Angel I, II, III	3x20
C.H. Huanza	90.6
C.H. Pucará	130.0
C.H. Inambarí	2200.0
C.H. Paquizapango	2000.0
C.H. Malnique	607.0
C.H. Tambo 60	580.0
C.H. Tambo 40	1296.0

Plan Transitorio de Transmisión.

Los estudios eléctricos realizados asumen que están en servicio las obras de transmisión correspondientes al Plan Transitorio de Transmisión.

Plan Fuerte

La Tabla siguiente indica los nuevos circuitos y nueva capacidad de transmisión que forman parte del Plan de Transmisión propuesto como “Plan Fuerte”. Incluyen las obras que forman parte del Plan Vinculante y las que se requieren en el largo plazo (año 2025) conforme los resultados de los estudios TO/R que se documentan en presente informe.

Tabla 5.27. Plan Fuerte.

Circuito	Tensión KV	Long. Km	Nro de Ternas	Cap. Trans. MW por terna
Machupicchu - Quencoro	220	70	S	135
Quencoro-Onocora	220	60	S	135
Chiclayo - Piura	220	211	S	135
Pachachaca-Oroya	220	21.63	S	220
Chiclayo-Carhuaquero	220	83	S	165
Trujillo Norte-Cajamarca	220	137	S	217
Abancay- Cotaruse	220	150	D	150
Abancay- Machupicchu	220	50	D	150
Conococha-Paramonga Nueva	220	88.29	S	252
Oroya-Carhuamayo	220	75.5	S	267
Montalvo - Socabaya	500	106	S	1000
Independencia- Marcona (Comp. Serie 40%)	500	270	S	1000
Marcona- Socabaya (Comp. Serie 40%)	500	451	S	1000

Transformador	Capacidad (MVA)
Socabaya	600

Nota: Los valores de corriente máxima en los circuitos se asumieron considerando un Factor de Potencia máximo de 0.9.

5.9.3 Estudios realizados

Se evaluaron los siguientes casos:

- Caso #1.:** Es representativo de un escenario de mínimo desarrollo de la generación hidro del oriente incluyendo únicamente la C.H. Inambari. En este caso no se considera exportación a Brasil por lo que toda la energía producida por dicha central es inyectada al SEIN. A tal fin se plantea una configuración mínima de la red colectora correspondiente a una primera etapa del desarrollo de la misma (ver Figura 5.31). La demanda asumida se corresponde con el escenario medio del COES.
- Caso #2.:** Es similar al Caso #1 con un mayor desarrollo de la generación hidro del oriente incluyendo ahora a la C.H. Inambari y a la C.H. Paquizapango. La mayor disponibilidad de generación permite en este caso que las producciones de las centrales antes indicadas abastezcan a la demanda del SEIN y una parte de la misma sea exportada a Brasil. Para hacerlo posible se plantea una configuración completa de la red colectora.

La demanda asumida se corresponde con el escenario medio del COES.

Caso #3: Este caso plantea la máxima exigencia para el sistema de transmisión del SEIN en el año 2020 ya que considera el desarrollo de toda la generación hidro del oriente (C.H. Inambari, C.H. Paquizapango, C.H. Mainique, C.H. Tambo 40 y C.H. Tambo 60) a la cual se suma exportación de energía a Brasil y el escenario de crecimiento optimista de la demanda del COES. Para hacerlo posible se plantea una configuración completa de la red colectora.

La demanda asumida se corresponde con el escenario optimista del COES.

Las principales características de los casos evaluados se resumen en la Tabla siguiente

Tabla 5.28. Estudios Eléctricos. Características de los casos evaluados.

Casos	Caso #1.	Caso #2.	Caso #3.
Año	2020	2020	2020
Demanda:	Escenario MEDIO de crecimiento del COES (8959 MW)	Escenario MEDIO de crecimiento del COES (8959 MW)	Escenario ALTO de crecimiento del COES (9990 MW)
Generación:	Inambari (2200 MW) más otros proyectos hasta equilibrar la demanda.	Inambari (2200 MW) + Paquitzapango (2000 MW) más otros proyectos hasta equilibrar la demanda.	Inambari (2200 MW) + Paquitzapango (2000 MW) + Tambo 40 + Tambo 60 + Mainique + más otros proyectos hasta equilibrar la demanda
Exportación a Brasil:	SIN EXPORTACIÓN	CON EXPORTACIÓN	CON EXPORTACIÓN
Red Colectora:	Limitada a un doble circuito 500 kV entre Inambari – Colectora Sur – Independencia – Chilca.	Doble circuito 500 kV Red Colectora completa.	Doble circuito 500 kV Red Colectora completa.

5.9.4 Resultados obtenidos

Flujos de Carga

En el Anexo H se presentan los resultados de Flujos de Carga, correspondientes a los CASO#1, CASO#2 y CASO#3 antes indicados.

Para cada uno de los casos se presentan 4 flujos de carga: Avenida / Estiaje; Demanda Máxima / mínima. Para mayor claridad cada flujo se presenta en cuatro figuras: red 500 kV; zona Norte, Zona Centro; Zona Sur.

La tabla siguiente resume los flujos obtenidos en los casos evaluados (CASO#1, CASO#2 y CASO#3). Se indica para cada zona: generación, demanda e intercambios.

Tabla 5.29. Estudios Eléctricos. Balance por área.

Caso Descripción	CASO 1				CASO 2				CASO 3			
	Año:2020-Esc.:Base-Export:NO				Año:2020-Esc.:Base-Export:SI				Año:2020-Esc.:Optimista-Export:SI			
	Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje		Avenida		Estiaje	
Demanda	Maximo	Minimo	Maximo	Minimo	Maximo	Minimo	Maximo	Minimo	Maximo	Minimo	Maximo	Minimo
Red: SEIN												
Generación	9286	5979	9289	6066	10717	7540	10696	7661	13322	9966	13399	10131
Flujo Inter. Red	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carga P(Un)	8560	5580	8507	5633	10160	7180	10107	7233	12506	9346	12506	9444
Carga del Motor	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84
Pérdidas en la Red	640	313	696	347	471	275	503	342	730	534	807	601
Red: Area Centro 1												
Generación	7231	4126	7511	4529	8756	5706	9038	6224	11240	8061	11620	8594
Flujo Inter. Red	1930	1095	2185	1451	2019	1114	2299	1550	2635	1691	2944	2123
Carga P(Un)	4872	2850	4876	2893	6472	4450	6476	4493	8178	6022	8235	6103
Carga del Motor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas en la Red	429	182	449	184	264	142	262	181	427	349	441	368
Red: Area Centro 2												
Generación	521	521	477	486	521	521	477	486	521	521	477	486
Flujo Inter. Red	102	122	16	85	105	122	18	86	1	21	-85	-15
Carga P(Un)	399	382	443	383	399	382	443	383	503	481	547	483
Carga del Motor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas en la Red	20	18	19	19	17	17	17	17	17	19	15	19
Red: Area Norte												
Generación	561	587	349	262	587	587	349	262	587	587	349	262
Flujo Inter. Red	-1289	-781	-1533	-1110	-1261	-781	-1531	-1108	-1684	-1160	-1961	-1496
Carga P(Un)	1800	1333	1830	1338	1800	1333	1830	1338	2202	1701	2233	1711
Carga del Motor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas en la Red	51	35	52	34	48	36	50	32	69	46	77	47
Red: Area Sur Este												
Generación	551	323	512	517	431	305	392	417	551	375	512	517
Flujo Inter. Red	-33	-54	-94	116	-153	-72	-212	11	-185	-111	-269	-14
Carga P(Un)	479	323	462	325	479	323	462	325	560	395	542	397
Carga del Motor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas en la Red	106	53	144	76	106	54	142	81	177	91	239	134
Red: Area Sur Oeste												
Generación	410	410	428	260	410	410	428	260	410	410	428	260
Flujo Inter. Red	-659	-349	-524	-501	-658	-350	-524	-501	-758	-434	-624	-588
Carga P(Un)	967	664	853	665	967	664	853	665	1062	747	949	751
Carga del Motor	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84
Pérdidas en la Red	16	10	13	11	16	10	13	11	20	11	17	12
Red: Enlace Centro-Sur												
Generación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo Inter. Red	-3	-3	-1	-5	-4	-3	-2	-5	-5	-4	-1	-4
Carga P(Un)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carga del Motor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas en la Red	3	3	1	5	4	3	2	5	5	4	1	4
Red: Enlace Norte-Centro												
Generación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo Inter. Red	-15	-12	-15	-18	-14	-12	-15	-15	-16	-13	-15	-17
Carga P(Un)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carga del Motor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas en la Red	15	12	15	18	14	12	15	15	16	13	15	17
Red: Enlace SE-SO												
Generación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo Inter. Red	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carga P(Un)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carga del Motor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas en la Red	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Red: Tocache-Bellavista												
Generación	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Flujo Inter. Red	-33	-17	-33	-17	-33	-17	-33	-17	12	12	12	12
Carga P(Un)	43	29	43	29	43	29	43	29	0	0	0	0
Carga del Motor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas en la Red	2	0	2	0	2	0	2	0	0	0	0	0

Los estudios eléctricos realizados para el año de 2020 muestran que sería necesario considerar compensación paralelo (SVC) en Piura (Cap.: -150 + Ind.: 50 MVar) y Guadalupe (Cap.: -150 + Ind.: 100 MVar). También se observa, para el año de 2020, que se requiere considerar compensación serie en la línea de 500 kV hacia el Norte (Zapallal – Chimbote – Trujillo – Chiclayo), como también la adición de un tercer circuito (en 220 kV) entre Zapallal y Paramonga. La justificación para estas obras adicionales es permitir maximizar la capacidad de transmisión de energía hacia el norte del país logrando una adecuada distribución de energía entre las líneas de 500 kV y el corredor de transmisión en 220 kV de la costa.

Los estudios eléctricos realizados para las condiciones esperadas de operación en el año 2015 muestran que estas obras no son necesarias en dicho año.

Por lo tanto, se concluye que la fecha requerida para la entrada en servicio es dependiente del crecimiento de la demanda en el norte del país. Por tal motivo se considera conveniente que la decisión sobre la conveniencia de estas obras sean re-evaluadas en estudios adicionales, como parte de estudios para la determinación de Planes Vinculantes, en futuras versiones del Plan de Transmisión, una vez se tenga mayor certeza del crecimiento efectivo de la demanda del SEIN (especialmente de la demanda en la Zona Norte).

En condiciones de mínima demanda se requiere compensación paralelo inductiva de las líneas de 500 kV Zapallal – Chimbote – Trujillo – Chiclayo. La compensación mínima requerida es un reactor de 200 MVar en el nodo Trujillo 500 kV. Se entiende que este equipamiento será parte del requerido para la energización de los circuitos de 500 kV formando parte por lo tanto del Plan Transitorio de Transmisión.

Red Mínima

Los estudios eléctricos permitieron además identificar las ampliaciones mínimas requeridas en la red de transmisión para una correcta operación del SEIN asumiendo el escenario de crecimiento medio de la demanda determinado por el COES. Dichas ampliaciones son necesarias sólo en la zona Norte resultando las siguientes:

ZONA NORTE

- Línea en 220 kV Cajamarca – Trujillo: Repotenciación (1 X 150 MVA).
- Compensación Serie en 500 kV:
 - Tramo en Trujillo Chiclayo = 40 %
 - Tramo en Chimbote Trujillo = 40 %
 - Tramo en Zapallal Chimbote = 40 %
- SVC en Piura (-150 + 50 MVar).
- SVC en Guadalupe (-150 + 100 MVar).
- Líneas en 220 kV Paramonga Nueva – Zapallal
 - 1 X 180 MVA (nueva)
 - 2 X 180 MVA, repotenciación.

En el Anexo H se incluyen flujos de carga para la condición antes indicada (Caso #0). Es en todo similar al Caso #1 con la única diferencia que se buscó minimizar los refuerzos en el sistema de transmisión reemplazando al Plan Fuerte con el cual se evaluó el Caso #1. Dichos flujos de carga muestran el requerimiento de reactivo adicional en Guadalupe y Piura de 150 MVar capacitivos.

Abastecimiento a Tacna

La figura siguiente muestra la red que abastece a la zona de Tacna. Esto se realiza principalmente en base a una línea de 220 kV que vincula Tacna con Moquegua, y con generación de la Central Aricota vía circuitos de subtransmisión en 66 kV. Está previsto que en el corto plazo se instale en Tacna generación en base a Energía Solar por un total de 20 MW.

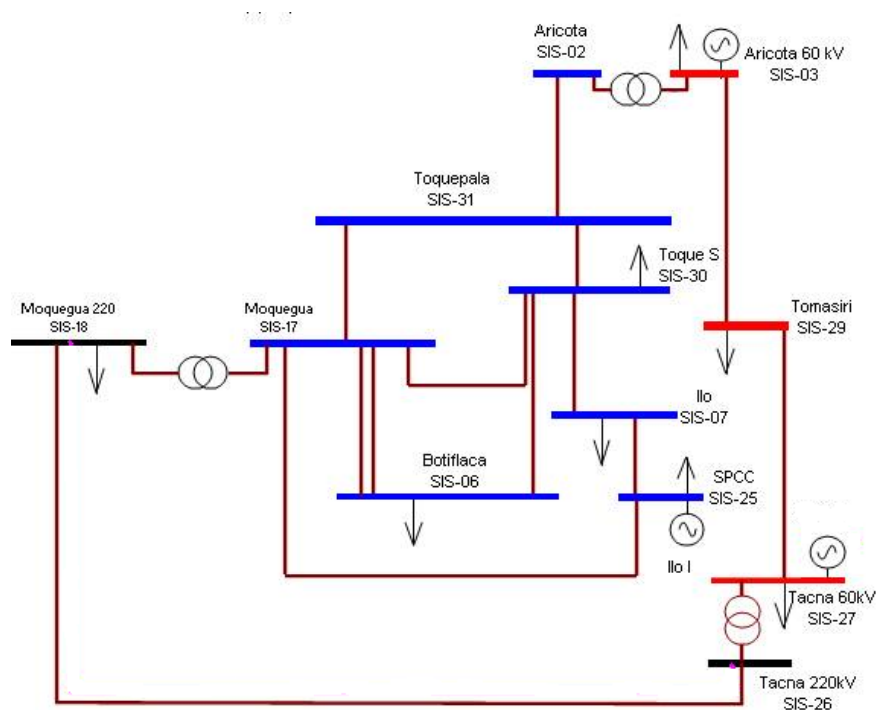


Figura 5.28 Red de abastecimiento a Tacna.

La salida del circuito en 220 kV Moquegua – Tacna por contingencias y/o mantenimientos compromete el abastecimiento de Tacna ya que en tal caso la demanda debe ser abastecida exclusivamente por la generación de la central Aricota y de la futura generación solar.

Para hacer esto posible, y dada las características técnicas de la central en base a energía solar, es necesario un adecuado control de tensión en Tacna. Para conseguir esto se requiere en Tacna compensación capacitiva por un total de 30 MVar considerando la demanda del año 2015. Se incluye en el Anexo H figura con el flujo de carga evaluado de donde se obtiene el valor de compensación antes indicado.

Esta obra de compensación no forma parte del Plan de Transmisión debiendo por lo tanto ser realizada por la empresa distribuidora local.

Dicha compensación sería utilizada sólo unas pocas horas por año en término medio ya que sólo se la requiere cuando la línea en 220 kV Moquegua – Tacna se encuentra fuera de servicio por una contingencia forzada o por mantenimiento. Es por otra parte una instalación de elevado costo dado que para mantener estable la tensión será necesario un control continuo del aporte de potencia reactiva conforme varía la carga lo cual se logra con SVC y tanto más cara si se considera que su uso es requerido sólo muy pocas veces por año y por poco tiempo.

Una alternativa a la instalación de la compensación reactiva antes indicada sería la instalación de nueva capacidad de generación en la zona que aporte la potencia reactiva necesaria. El generador necesario debería tener poder suministrar una potencia activa de al menos 16 MW con una potencia aparente de 22 MVA.

Considerando que existe en Perú un plan para instalar en el país una cantidad significativa de potencia para reserva fría del sistema, se podría evaluar la factibilidad de instalar parte de la misma en Tacna por una cantidad al menos igual al valor antes indicado de capacidad de generación. Se podría además aprovechar las instalaciones de la C. T. Calana siendo que dicha unidad generadora fue trasladada a otro nodo del SEIN.

Con esto se evita el costo de inversión en el SVC sin un costo adicional ya que la unidad generadora indicada se debe instalar de cualquier forma en esa u otra localización del sistema. Si además se aprovechan instalaciones existentes para almacenaje de combustible / suministro de gas natural y de conexión al sistema de transmisión se podría resolver el problema de control de tensión en Tacna prácticamente sin inversiones adicionales.

Análisis de Cortocircuito

En el **Anexo I** se presentan los resultados de Cortocircuito, correspondientes a los CASO#1, CASO#2 y CASO#3. Para mayor claridad los resultados se presentan en cuatro figuras: red 500 kV; Zona Norte, Zona Centro; Zona Sur.

Para cada uno de los casos se determinan corrientes de cortocircuito para condiciones de demanda máxima en Avenida y Estiaje. La tabla siguiente muestra los valores de corriente de cortocircuito obtenidos para un conjunto de nodos correspondientes a los sistemas de 220 kV y 500 kV. Los valores de corrientes de cortocircuito para nodos próximos a los incluidos en la tabla pueden considerarse también similares al valor indicado en la tabla.

Las figuras siguientes comparan los valores corrientes de cortocircuito en cada nodo para los tres casos evaluados.

Tabla 5.30. Corrientes de Cortocircuito máximas.

Nodo	Caso#1	Caso#2	Caso#3
Chiclayo 500	3.2	3.5	3.4
Trujillo 500	4.3	4.7	4.6
Chimbote 500	5.4	5.9	5.8
Zapallal 500	11.8	18.3	21.3
Planicie 500	13.0	17.5	19.5
Chilca 500	15.3	18.7	20.1
Independencia 500	12.0	15.3	14.2
Marcona 500	10.2	10.8	10.7
Socabaya 500	23.5	21.9	24.2
Montalvo 500	33.4	32.0	34.6
Colectora Centro 500		20.4	30.0
Cusco 500	9.7	16.8	22.9
Inambarí 500	9.2	10.9	12.2

Nodo	Caso#1	Caso#2	Caso#3
Zorritos 220	0.9	0.9	0.9
Talara 220	1.6	1.6	1.6
Piura 220	2.2	2.3	2.3
Chiclayo Oeste 220	5.9	6.5	6.2
Guadalupe 220	3.7	3.8	3.7
Trujillo Norte 220	7.7	8.3	8.1
Chimbote 220	11.1	11.6	11.1
Paramango Nueva	9.3	9.5	9.5
Vizcarra 220	6.3	6.4	6.4
Zapallal Nueva 220	20.2	23.4	24.3
Ventanilla 220	18.1	19.8	20.3
Santa Rosa 220	18.9	19.0	19.1
Planicie	12.9	14.5	15.0
Chavarria 220	14.4	15.5	15.8
Industriales 220	10.5	11.6	11.9
Balnearios 220	18.2	18.4	18.5
Callahuanca 220	6.4	6.4	6.4
Oroya Nueva 220	8.8	8.8	8.8
Pomacocha 220	8.5	8.4	8.5
San Juan 220	25.7	26.2	26.4
Chilca Nueva 220	48.4	51.4	52.5
Independencia 220	7.5	7.5	7.5
Pachachaca 220	10.0	10.0	10.0
Campo Armiño 220	17.5	17.0	17.6
Marcona 220	18.1	18.4	18.3
Cotaruse 220	6.0	5.8	6.0
Socabaya 220	13.5	13.3	13.6
Montalvo 220	11.3	11.3	11.4
Ica 220	5.4	5.4	5.4

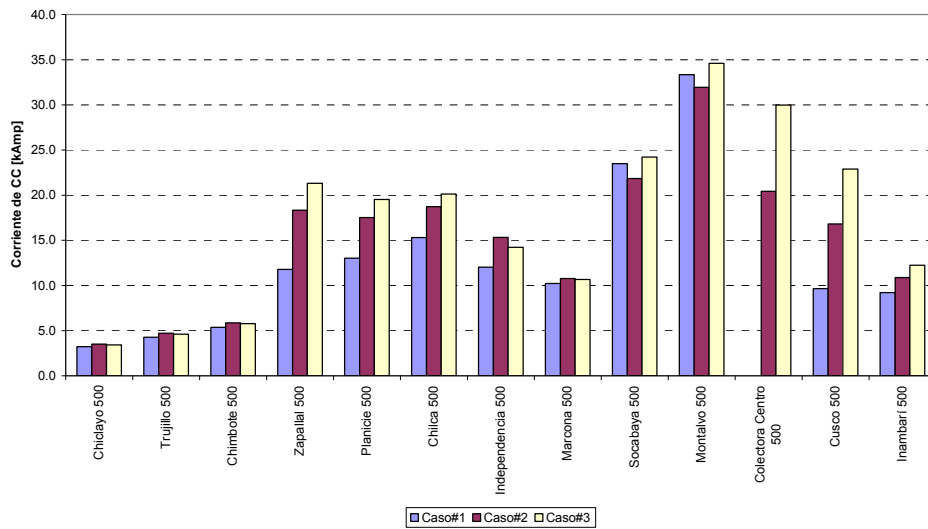


Figura 5.29 Corrientes de Cortocircuito para nodos de la red de 500 kV.

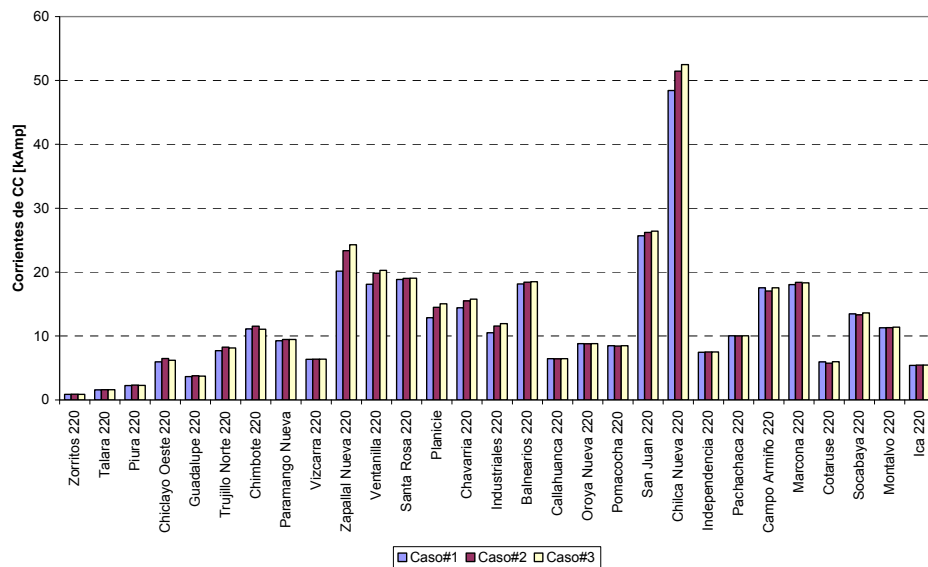


Figura 5.30 Corrientes de Cortocircuito para nodos de la red de 220 kV.

Los valores de corriente de cortocircuito permitirán oportunamente verificar si resulta necesario realizar modificaciones en las estaciones transformadoras para adaptarlas a las nuevas condiciones operativas resultantes del efectivo desarrollo a futuro del SEIN.

En particular la corriente de cortocircuito en la estación transformadora Nueva Chilca tiene un valor muy alto comparado con valores típicos de corriente de cortocircuito (30 kA). Esto puede obligar a operar dicha estación transformadora con barras separadas y eventualmente un reactor de núcleo de aire entre ambas barras para limitar la corriente de cortocircuito.

Cabe destacar que los valores antes indicados de corriente de cortocircuito resultan de la configuración propuesta de la red de Lima en el Anexo E. De considerar la red de Lima operando en forma mallada, como en la actualidad, los valores de corriente de cortocircuito se incrementan aún más como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5.31. Corrientes de Cortocircuito máximas
Red Lima mallada y abierta

Caso	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Año	2020	2020	2020	2020	2020	2020
Escenario	Base	Base	Optimista	Base	Base	Optimista
Demanda	Maxima	Maxima	Maxima	Maxima	Maxima	Maxima
	CERRADAS			ABIERTAS		
Exportación	NO	SI	SI	NO	SI	SI
Variante	Corriente de cortocircuito en kA					
Zorritos 220	0.89	0.9	0.9	0.89	0.9	0.89
Talara 220	1.58	1.61	1.61	1.58	1.61	1.6
Piura 220	2.24	2.31	2.31	2.24	2.31	2.28
Chiclayo Oeste 220	5.99	6.49	6.51	5.94	6.47	6.21
Guadalupe 220	3.66	3.8	3.8	3.65	3.79	3.74
Trujillo Norte 220	7.78	8.3	8.35	7.71	8.27	8.13
Chimbote 220	11.25	11.62	11.7	11.11	11.55	11.06
Paramango Nueva	9.49	9.66	9.69	9.26	9.48	9.48
Vizcarra 220	6.4	6.43	6.44	6.34	6.37	6.37
Zapallal Nueva 220	26.35	29.77	30.87	20.15	23.37	24.3
Ventanilla 220	30.68	32.87	33.56	18.11	19.81	20.27
Santa Rosa 220	31.19	32.57	33.03	18.86	19.01	19.05
Planicie	16.71	18.45	19.08	12.85	14.48	15.04
Chavarría 220	30.73	32.4	32.94	14.43	15.49	15.76
Industriales 220	14.9	16.12	16.55	10.52	11.58	11.94
Balnearios 220	22.09	23.02	23.34	18.16	18.43	18.51
Callahuanca 220	13.36	13.49	13.53	6.44	6.43	6.44
Oroya Nueva 220	10.08	10.09	10.11	8.79	8.77	8.79
Pomacocha 220	9.64	9.63	9.67	8.47	8.44	8.47
San Juan 220	30.55	32.09	32.63	25.67	26.22	26.4
Chilca Nueva 220	49.47	52.98	54.27	48.43	51.44	52.48
Independencia 220	7.47	7.49	7.51	7.47	7.49	7.5
Pachachaca 220	12.29	12.3	12.35	10.02	9.99	10.02
Campo Armiño 220	17.92	17.43	17.94	17.54	17.04	17.55
Marcona 220	18.06	18.41	18.32	18.06	18.41	18.33
Cotaruse 220	5.96	5.77	5.97	5.96	5.77	5.97
Socabaya 220	13.41	13.23	13.57	13.48	13.3	13.64
Montalvo 220	11.09	11.11	11.19	11.29	11.32	11.39
Ica 220	5.42	5.43	5.44	5.42	5.43	5.44

Análisis de Estabilidad

En el Anexo J se presentan los resultados de análisis de estabilidad correspondiente al año 2020 con la configuración más débil del sistema de transmisión que permite el abastecimiento de la demanda en dicho año (escenario medio del COES) la que se muestra en la Figura siguiente. Las condiciones de despacho son las indicadas para el Caso #0 descrito en el punto anterior.

Esta configuración incluye la C. H. Inambari vinculada al SEIN con la red colectora mínima lo que supone la condición más desfavorable desde el punto de vista de la estabilidad ya que implica una gran transferencia de potencia desde un nodo remoto.

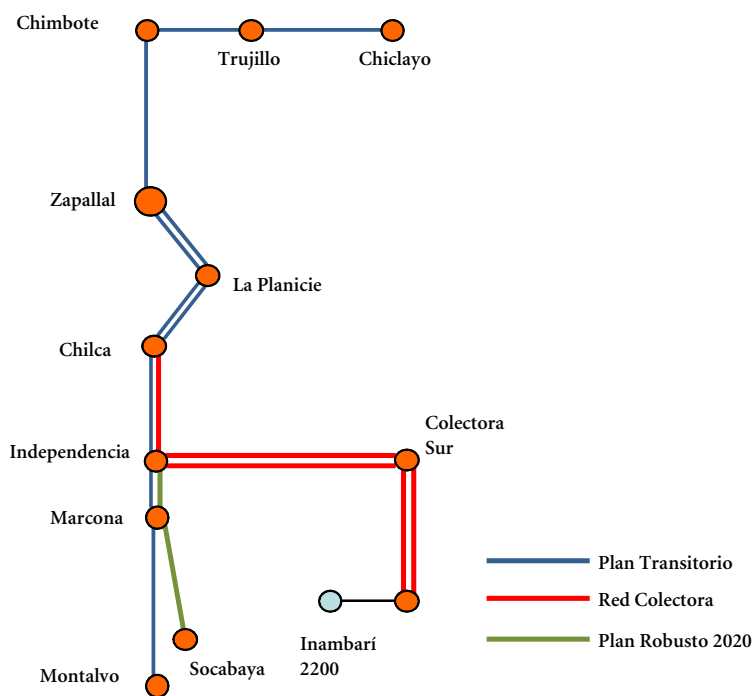


Figura 5.31 Configuración red de 500 kV del SEIN y red colectora considerada en los estudios de estabilidad.

Se realizan simulaciones de fallas trifásicas en los siguientes circuitos del SEIN:

LAT 500 kV – Zapallal – La Planicie	CC Trifásico	Salida simple
LAT 500 kV – Chilca – Independencia	CC Trifásico	Salida simple
LAT 500 kV – Trujillo – Chiclayo	CC Trifásico	Salida simple
LAT 500 kV – Marcona – Montalvo	CC Trifásico	Salida simple
LAT 500 kV – Chimbote – Trujillo	CC Trifásico	Salida simple
LAT 500 kV – Zapallal – Chimbote	CC Monofásico	Recierre exitoso
LAT 220 kV – Cotaruse – Campo Armiño	CC Trifásico	Salida simple
LAT 220 kV – Campo Armiño – Pachachaca	CC Trifásico	Salida simple
LAT 220 kV – Huallanca – Cajamarca	CC Trifásico	Salida simple

En todos los casos se observa que la red eléctrica propuesta funciona de acuerdo con los criterios definidos por la normativa vigente con un adecuado amortiguamiento de los transitorios de tensión, frecuencia y potencia. Eventualmente, en función de los parámetros eléctricos reales del equipamiento de generación que oportunamente se defina podrán ser necesarias medidas de amortiguamiento adicionales tales como resistores de frenado en las centrales hidráulicas u otra medida de control como por ejemplo conversión BackToBack en el circuito que vincula la C.H. Inambari a la estación transformadora Colectora Sur lo que puede por otra parte ser necesario para la interconexión eléctrica con el sistema eléctrico de Brasil.

Abastecimiento a Lima

El crecimiento de la demanda en la zona de Lima hará necesaria la expansión del sistema de 220 kV y tensiones menores en dicha zona para poder abastecer la demanda cumpliendo con las condiciones de desempeño mínimo que se establecen para áreas de distribución.

Sin embargo, se observa que la planificación de las redes de subtransmisión de la zona de Lima debe ser abordada de manera conjunta entre las empresas concesionarias de distribución y transmisión involucradas, y dentro del proceso de planificación que corresponde al Plan de Expansión del Sistema Complementario de Transmisión, plan que se formula en otras instancias, bajo otros criterios, otra metodología y otros horizontes, diferentes al del Estudio del Plan de Transmisión.

En el **Anexo E** se presenta una posible solución a dicho problema de abastecimiento que consiste en reconfigurar la red de Lima en 220 kV y tensiones menores para que la demanda sea abastecida en forma radial desde 4 puntos diferentes de inyección de energía: Chilca, Zapallal, La Planicie y Mantaro. La solución propuesta además de lograr el abastecimiento de la demanda de Lima con mínimos requerimientos de inversiones en refuerzos del sistema, tiene como atributos complementarios los siguientes:

- Reduce las potencias de cortocircuito en las estaciones transformadoras de Lima evitando así la necesidad en algún caso de cambiar equipamiento de transmisión y/o inversiones para limitar la corriente de cortocircuito
- Elimina el flujo de potencia activa que pasa por las redes del interior de Lima para abastecer demanda del norte del País. Con la configuración propuesta toda la energía producida en la zona del sur de Lima abastece demanda del norte del país vía la ampliación del sistema de transmisión prevista en el Plan Transitorio de Transmisión entre las estaciones transformadoras Chilca, La Planicie, Zapallal. Esto evita cargar las redes del Lima con energía que no se utiliza para abastecer demanda del área lo cual reduce las necesidades de refuerzos en dichas redes.

La figura siguiente muestra esquemáticamente la distribución de flujos de potencia activa en las redes del interior de Lima, configuración actual, resultantes del abastecimiento a las demandas del Norte del país con generación del polo desarrollo de Chilca. Se observa que por cada unidad de potencia activa que se transmite hacia el norte del país un 40% pasa por las redes del interior de Lima, principalmente por corredor de transmisión que vincula las estaciones transformadoras Chilca – San Juan – Santa Rosa cargando estos circuitos con un flujo que no está asociado a la demanda del área.

La reconfiguración propuesta de las redes del interior de Lima evita este problema haciendo que el 100% del flujo de potencia activa resultante de generación en el sur de Lima abastezca demanda del norte del país vía las obras del Plan Transitorio de Transmisión que vinculan las estaciones transformadoras Chilca – La Planicie – Zapallal.

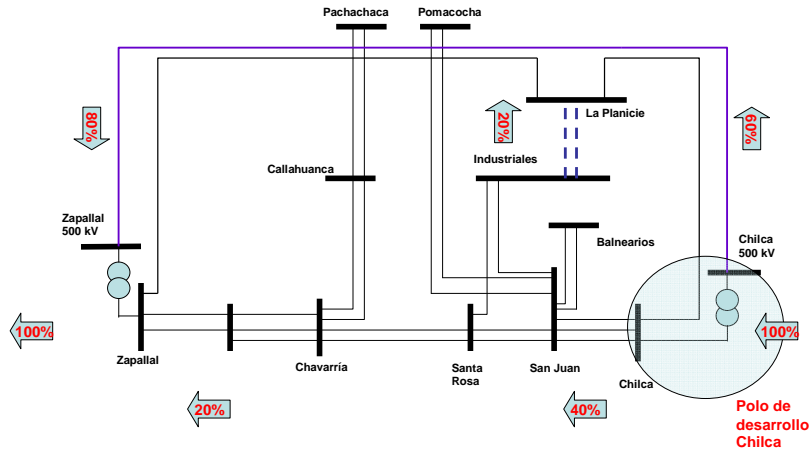


Figura 5.32 Distribución de flujos de potencia activa en las redes del interior de Lima (configuración actual).

De mantenerse la configuración actual de la red de transmisión de Lima la distribución de flujo en las líneas que vinculan las estaciones transformadoras Chilca – La Planicie en 220 kV y Chilca – Zapallal en 500 kV, para condiciones de demanda máxima, estiaje, del año 2015 se muestra en la siguiente figura. Se observa que el flujo en los circuitos de 220 kV alcanzan en dicha situación el 61% de la capacidad nominal del circuito. En cambio el circuito de 500 kV se encuentra relativamente descargado con un flujo equivalente al 33% de su capacidad nominal.

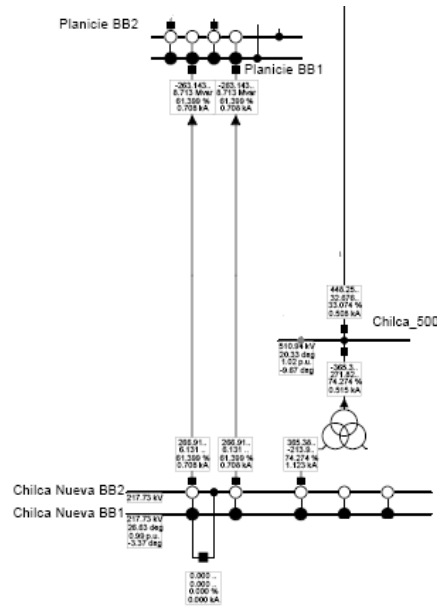


Figura 5.33 Distribución de flujos de potencia activa en las líneas Chilca - La Planicie - Zapallal (configuración actual).

En tal situación una falla en uno de los circuitos de 220 kV Chilca – La Planicie muy probablemente origine sobrecargas en el otro circuito que obligue a un redespacho de generación y/o el corte de parte de la demanda.

En el año 2020 resulta necesaria la conversión de los circuitos de 220 kV que vinculan las estaciones transformadoras Chilca – La Planicie – Zapallal a 500 kV tal como se establece en el Plan Transitorio de Transmisión, ya que si esto no se realiza habría importantes sobrecargas en los circuitos que inicialmente operarán en 220 kV. A modo de ejemplo la figura siguiente muestra los flujos esperados para el Caso #1 en las líneas de 500 kV Chilca – La Planicie donde se observa que se obtienen flujos equivalentes al 93% de la capacidad nominal de los circuitos operando en 500 kV.

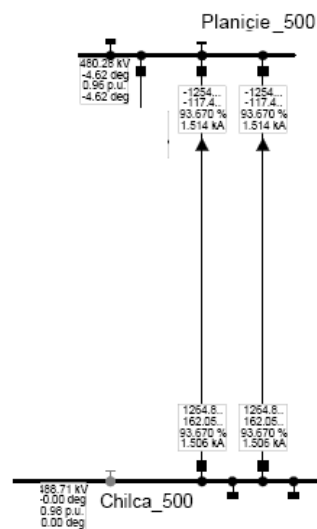


Figura 5.34 Distribución de flujos de potencia activa en las líneas Chilca – La Planicie - Zapallal (Caso #1).

Los flujos en la línea Chilca – La Planicie 500 kV (doble circuito) esperados para el año 2020 son dependientes también del desarrollo de la generación del oriente ya que una mayor generación en dicha área implica que llegue al nodo Zapallal una mayor cantidad de energía activa producida en el oriente evitando esto la necesidad de ser transportada por las líneas que vinculan Chilca con Zapallal. La Tabla siguiente muestra los flujos esperados en el año 2020 para los 4 casos evaluados para dicho año. Se observa que los flujos son máximos en condiciones de estiaje y con mínima generación en el oriente.

Tabla 5.32. Flujo de Potencia Activa red de 500 kV – Chilca – La Planicie (año 2020).

Caso	Demanda	Hidrología	Figura	Flujo (1)
#0	MAX	AVE	2	73%
#0	MAX	EST	8	94%
#1	MAX	AVE	15	74%
#1	MAX	EST	23	94%
#2	MAX	AVE	31	27%
#2	MAX	EST	39	39%
#3	MAX	AVE	47	15%
#3	MAX	EST	55	30%

(1): Porcentaje respecto a la capacidad nominal del circuito

En función de lo antes indicado se concluye que la conversión a 500 kV de los circuitos de 220 kV Chilca – La Planicie – Zapallal y la construcción de una estación transformadora de 500/220 kV en La Planicie no es parte del Plan Vinculante ya que la misma no se necesita en el periodo que abarca los años 2010-2015.

En el período del año 2016 al año horizonte (2020) la necesidad de la conversión dependerá de la necesidad de reconfiguración de las líneas 220 kV del sistema de distribución urbana de Lima para separarlas del sistema de transmisión troncal nacional, y de la forma en que se desarrollen los proyectos de generación del oriente y en particular de la red colectora.

La conversión es por lo tanto una decisión condicionada a la forma en que se materialicen los futuros y por lo tanto no forma parte de los Planes Robustos del presente Plan de Transmisión, sino más bien es un proyecto condicional.

La conveniencia y oportunidad de la conversión deberá ser evaluada en futuros Planes de Transmisión cuando se tenga mayor certeza sobre la evolución de los futuros que condicionan la necesidad de la conversión.