

## 6 EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

### 6.1 Introducción

El propósito del análisis de corto plazo es programar los reforzamientos para el año horizonte, no sea que el sistema sea inadecuado antes del año 2020.

Con el plan Transitorio, el sistema gozará de importantes reforzamientos. Los estudios para el año 2013 no indican ningún problema serio. Para los años 2013 y 2016 se efectuaron estudios Trade Off/Risk y MINIMAX, los cuales se resumen a continuación. Los análisis para los años 2013 y 2016 se basan en los mismos datos analizados para 2020. Ver Capítulo 5 por detalles.

Después se presenta el plan Vinculante para el año 2015, basado en estudios eléctricos, que coincide en sus conclusiones con el análisis Trade Off/Risk y MINIMAX para los años 2013 y 2016.

### 6.2 Resultados de Análisis Trade Off/Risk y MINIMAX para el año 2013

#### 6.2.1 Análisis de Congestión y Costos para el año 2013

La figura que sigue compara el cociente beneficio/costo (HDN) por alivio de congestión y VPCT para el año 2013 para los cuatro planes.

Se nota que en solo pocos futuros el plan Medio supera al criterio de la Norma (100 h/A/\$millón). El plan Liviano lo supera un poco más, pero no por mucho: el valor máximo apenas sobrepasa 200. El plan fuerte no se necesita para 2013 – y tampoco, los planes Liviano y Medio.

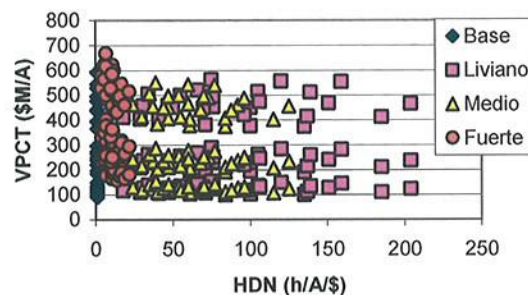


Figura 6.1 Congestión (HDN) y VPCT, año 2013.

El análisis Trade Off/Risk que se resume en la primera tabla tiene que ser interpretado: da una impresión incorrecta. Considera solo la dominancia, pero no el criterio de la Norma. Es cierto que por dominancia los planes Medio y Liviano se prefieren al plan Base – pero el análisis Trade Off/Risk no considera que por el criterio de la Norma, ninguno califica en muchos futuros.

Los resultados MINIMAX de la segunda tabla tampoco justifican una inversión nueva – para 2013, el plan Base es suficiente.

**Tabla 6.1 Robustez, año 2013.**

Plan	Robustez
Base	33%
Liviano	100%
Medio	36%
Fuerte	0%

Codo: planes  
por futuro  
(promedio) 1.69

**Tabla 6.2 Arrepentimiento máximo, año 2013.**

PLAN	HDN h/A/M\$	MFI kWh/A/\$	VPCT M\$/A	CMg Nor \$/MWh	CMg Cen \$/MWh	CMg Sur \$/MWh
Base	203	8	52	21	9	2
Liviano	20	0	18	12	4	2
Medio	82	5	21	1	1	0
Fuerte	182	5	134	0	0	1

### 6.2.2 Sustento: Plan Robusto para el año 2013

El estudio diagnóstico no encontró problemas significativas para el año 2013. Los análisis Trade Off/Risk y MINIMAX no justifican reforzamientos ante de 2013.

## 6.3 Resultados de Análisis Trade Off/Risk y MINIMAX para el año 2016

### 6.3.1 Análisis de Congestión y Costos para el año 2016

La Figura que sigue indica que el plan Liviano domina al plan Medio bastante más en el año 2016 que en el año 2020. Significa que todo lo del plan Medio no se necesita en 2016. Pero los símbolos para el plan Liviano quedan bastante a la derecha del criterio de beneficio/costo mínimo de la Norma para HDN (100 h/año/\$millón). Significa que se justifica el plan Liviano en vez del plan Base para el año 2016.

El plan Liviano tiene VPCT equivalente o un poco menor que los planes Base y Fuerte. Significa que con el plan Base puede haber congestión y un poco de racionamiento en el año 2016, pero que el plan Liviano los resuelva sin precisar los costos elevados del plan Fuerte.

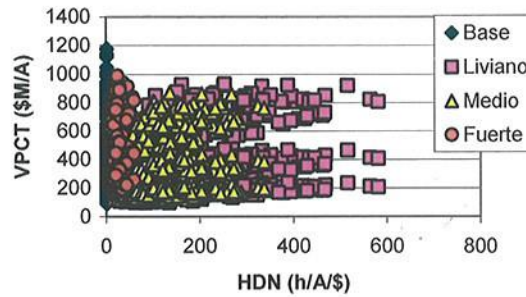


Figura 6.2 Congestión (HDN) y VPCT, año 2016.

Las Tablas 6.3 y 6.4 resumen los resultados de análisis Trade Off/Risk y MINIMAX para el año 2016.

El arrepentimiento máximo para HDN y MFI para el plan Medio, comparado al plan Liviano, se debe al costo capital más elevado del plan Medio. El plan Medio disminuyó la congestión comparado con el plan Liviano pero el beneficio/costo fue menor. Por esto el arrepentimiento máximo se aumentó.

Las diferencias en el arrepentimiento máximo para el atributo CMg Sur entre los planes refleja la congestión en la línea Marcona-Ica 220-kV en algunos futuros, en particular futuros con fuerte crecimiento en la zona Sur. Esta línea figura como repotenciada en los planes Medio y Fuerte.

Se concluye que para el año 2016 el plan Liviano es robusto, con dos excepciones.

- Si ocurre crecimiento fuerte de demanda en la zona sur, se debería agregar la repotenciación de la línea Marcona-Ica 220-kV y posiblemente (por confiabilidad bajo el criterio N-1) una línea Independencia-Marcona-Socabaya 500 kV. Se entiende que este último podría ser no factible para 2016, pero posiblemente se debería acelerar a la medida posible.
- Además, dependiendo en el desarrollo de la demanda en la región Pachachaca-Carhuamayo, se recomienda estudiar seccionar la línea Pomococha-Carhuamayo en Oroya y posiblemente Pachachaca.

Tabla 6.3. Resumen de análisis Trade Off/Risk para el año 2016.

Plan	Robusteza
Base	12%
Liviano	100%
Medio	67%
Fuerte	9%
<b>Codo: planes por futuro (promedio)</b>	<b>1.88</b>

Tabla 6.4. Resumen de análisis MINIMAX para el año 2016.<sup>35</sup>

PLAN	HDN h/A/M\$	MFI kWh/A/\$	VPCT M\$/A	CMg Nor \$/MWh	CMg Cen \$/MWh	CMg Sur \$/MWh
Base	580	27	419	109	45	12
Liviano	20	0	169	63	24	28
Medio	248	13	21	17	2	4
Fuerte	521	23	140	0	0	4

### 6.3.2 Sustento: Plan robusto para el año 2016

El plan Robusto para el año 2016, y ciertas opciones condicionales, se resumen en las tablas que siguen.

- Se dirigen a, y resuelvan, los problemas diagnosticados para el año 2016.
- Presentan etapas intermedias al plan Robusto para el año 2020. De hecho, algunas líneas que figuran con repotenciaciones menores en el año 2016 y mayores en el año 2020 podrían recibir sus repotenciaciones mayores en el año 2016 de una vez.
- El plan Liviano es el más robusto considerando los atributos HDN, MFI, VPCT, y VPPD (costos marginales)
- Las señales del MINIMAX para el plan Fuerte están distorsionados en cuanto a VPPD porque este atributo no reconoce ningún costo para la red – supone, en efecto, que viene gratis. En cuanto al VPCT, refleja un poco de posible congestión y racionamiento. Pero la diferencia entre los planes Liviano y Fuerte en este sentido no es mucho.

<sup>35</sup> En las simulaciones PERSEO se omitió la línea Pomococha-Carhuamayo del plan Transitorio. Esta línea es equivalente a la línea Pachachaca-Carhuamayo del plan Fuerte. Los análisis de la línea Pachachaca-Carhuamayo del consultor confirman la necesidad de la línea Pachachaca-Carhuamayo. El haberlo excluido de los planes Base, Liviano, y Medio afecta algunas cifras presentadas en este capítulo pero no las conclusiones.

Tabla 6.5 Plan robusto, año 2016.

		Costos (millones)
<b>Zona Carhuaquero-Cajamarca</b>		
Chiclayo 22 - Carhuaquero	Rep. 30%	\$ 0.72
Trujillo 22 - Cajamarca 2	Rep. 30%	\$ 0.72
<b>Circuitos Chiclayo-Zapallal</b>		
Paramonga N - Huacho 220k	Rep 30%	\$ 0.72
Zapallal 22 - Huacho 220k	Rep 30%	\$ 0.72
Zapallal 22 - Paramonga N	Rep 30%	\$ 0.72
<b>Alimentar Conococha</b>		
Tingo María - Vizcarra 22	Rep. 30%	\$ 0.72
Conococha - Paramonga N	Rep. 30%	\$ 0.72
<b>Anillo Machupicchu</b>		
Machupicchu-Onocora 220	Línea nueva	\$ 29
<b>Total, Plan Robusto</b>		<b>\$ 34.07</b>

Tabla 6.6, opciones condicionales, año 2016.

Independencia-Marcona-Socabaya 500	(Línea nueva)	\$ 236
Seccionar Pomococha-Carhuamayo en Oroya		\$ 3.60
Seccionar Pomococha-Carhuamayo en Pachachaca		\$ 3.60

## 6.4 Resultados de los estudios eléctricos para el año 2015

Al igual que lo antes comentado, los estudios eléctricos realizados para el año 2015 tienen por objeto evaluar el comportamiento del sistema en este año de corte a fines de verificar que el desempeño del sistema de transmisión cumple con lo establecido en LA NORMA.

### 6.4.1 Escenario de Evaluación

- **Proyección de la Demanda:** Se consideró el escenario medio de crecimiento del COES. Los valores de demanda son los indicados en la Tabla 5.24 para el año 2015.
- **Nuevo equipamiento de generación:** Se consideraron los proyectos de nueva generación de mayor factibilidad de acuerdo con lo indicado por el COES indicados en la Tabla 5.26.
- **Red de Transmisión:** Se consideraron en operación la totalidad de proyectos incluidos dentro del Plan Transitorio de Transmisión.

### 6.4.2 Plan Vinculante.

Las ampliaciones del sistema de transmisión propuestas para el Plan Vinculante son las siguientes:

Plan Vinculante- Zona Sur

- LT en 220 kV Onocora – Quencoro – Machupicchu (simple terna)
- S.E. Quencoro 220/138 kV – 50 MVA

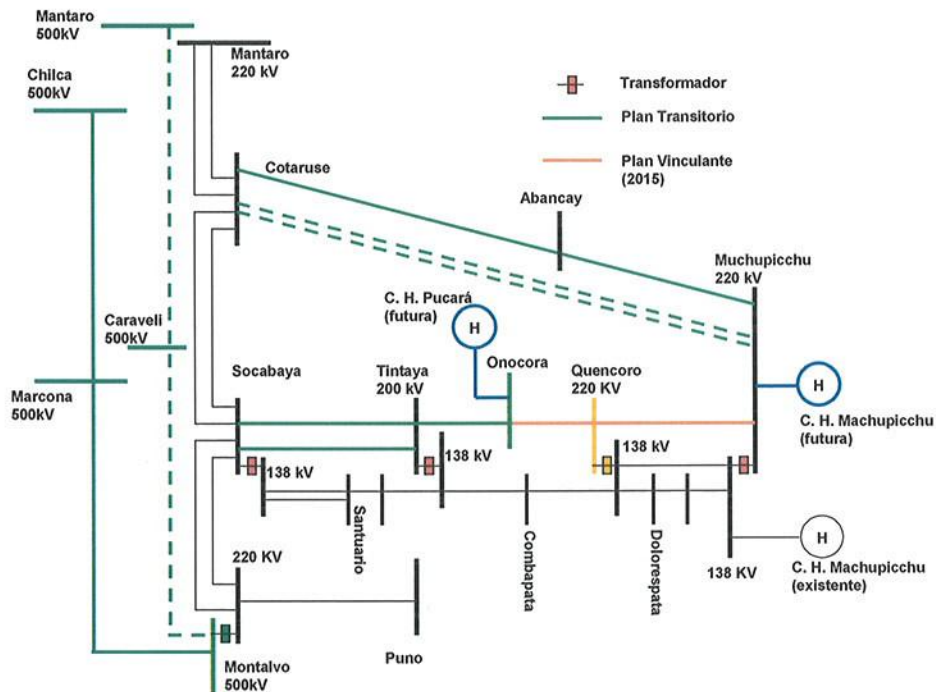
En las restantes zonas del SEIN no se requieren ampliaciones del sistema de transmisión.

La tabla siguiente muestran los parámetros constructivos y eléctricos de las líneas que componen el plan vinculante

**Tabla 6.7. Parámetros eléctricos de líneas de incluidas en el Plan Vinculante.**

Nombre	Long. km	Tensión. Nom. kV	Corr. Nom. kA	Cap. Nom MVA	R' Ohm/km	X' Ohm/km	B' uS/km
LT Machu_Quencoro	70	220	0.393	150	0.0662	0.4909	3.393
LT Quencoro_Onocora	60	220	0.393	150	0.0662	0.4909	3.393

La siguiente figura muestra un diagrama unifilar simplificado del sistema de transmisión donde se indican en color naranja las obras propuestas del Plan Vinculante y en verde las obras del Plan Transitorio de Transmisión.



**Figura 6.9. Plan Vinculante Zona Sur. Diagrama Unifilar.**



Figura 6.10. Plan Vinculante Zona Sur. Diagrama Geográfico.

### 6.4.3 Resultados Obtenidos. Flujos de Carga, Estabilidad

En los Anexos H y J se presentan resultados de estudios de flujos de carga en condiciones normales de operación en las diferentes regiones del sistema y de estabilidad del SEIN realizados para un número significativo de posibles fallas trifásicas en circuitos de 220 y 500 kV. Se presentan resultados de frecuencia, tensión y potencia sobre un conjunto importante de nodos y circuitos monitoreados.

En particular, para la región sur se incluyen los flujos de carga considerando que la ampliación de la C.H. Machupicchu no entra en operación dentro del horizonte de planificación.

En todos los casos se observa que la operación del SEIN con las ampliaciones propuestas en el Plan Vinculante cumple los requisitos de la NORMA

### 6.4.4 Conclusiones

Como se comentó en los párrafos anteriores el Plan Vinculante propuesto incluye una única obra la cual consiste en la construcción de una nueva línea en 220 kV para vincular las estaciones transformadoras Machupicchu – Quencoro - Onocora.

El objeto principal de esta línea es permitir evacuar la producción de la ampliación prevista de la C. H. Machupicchu, es decir se trata de una obra que en la práctica su justificación está condicionada a la concreción del proyecto hidráulico antes indicado previsto para el año 2012.

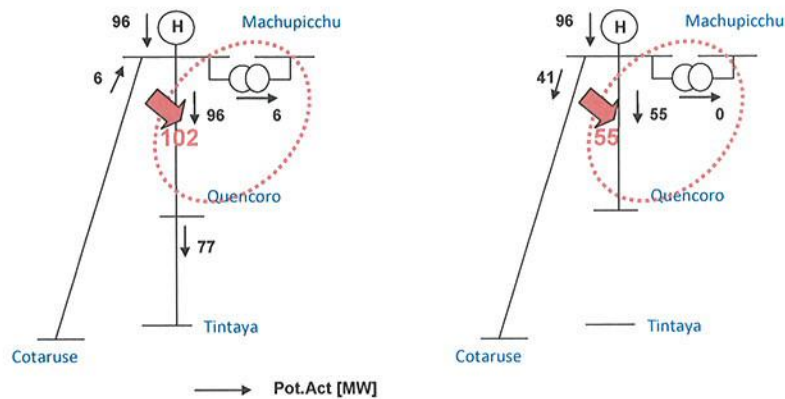
Como conclusión de lo antes indicado se puede indicar que el abastecimiento de la demanda del SEIN no requiere de obras de transmisión hasta el año 2015 inclusive.

## 6.5 Sustento del plan de expansión

Las ampliaciones propuestas como Plan Vinculante en la zona sur tienen como principal objeto poder evacuar al SEIN la producción de las futuras centrales hidráulicas Machupicchu (ampliación) y Pucará. Permiten además que la producción de dichas centrales sea utilizada principalmente para abastecer demanda de la zona sur evitando que la energía tenga que ser transportada desde Socabaya lo que mejora sensiblemente la operación de la zona y reduce las pérdidas. A modo de ejemplo la figura siguiente muestra los flujos de potencia activa para máxima demanda en el nodo Machupicchu para dos condiciones: CON y SIN la línea Quencoro-Tintaya.

Se observa que CON la línea Quencoro-Tintaya toda la producción de la C.H. Machupicchu más 6 MW que vienen de Cotaruse, total 102 MW, abastece la demanda al este de Tintaya.

En cambio SIN la línea Quencoro-Tintaya sólo 55 MW abastecen la demanda de la zona comprometiendo el control de tensión y el crecimiento de la zona.



**Figura 6.3. Balance de Potencia Zona Sur**

El Plan Vinculante permite además abastecer la zona en condiciones hidráulicas desfavorables donde puede ser menor el aporte de potencia reactiva por parte de las centrales hidráulicas y también en el caso de que se retrase la entrada en operación de los proyectos hidráulicos Machupicchu y/o Pucará.

Por último el Plan Vinculante permite mantener estable el área ante una falla trifásica que saque de servicio la línea Cotaruse – Abancay – Machupicchu. Sin las líneas del Plan vinculante dicha falla produciría la salida de servicio de la central Machupicchu por sobrecargas en las redes de 138 kV provocando la consecuente necesidad de cortes de carga para equilibrar el balance de potencia de la zona.

El PTT considera una L.T. de doble terna Machupicchu-Cotaruse, adjudicada a CCTE, y una L.T. de simple terna Machupicchu-Abancay-Cotaruse que aún no se licita. Al respecto cabe destacar que el Plan Vinculante propuesto evita la necesidad de la doble terna Machupicchu-Cotaruse hasta el año 2015 aún en condiciones de baja hidráulica.

### Desarrollo de demanda minera en Cajamarca

Dada la perspectiva existente de un fuerte desarrollo de la demanda minera en el norte del país, y más específicamente en la zona de Cajamarca, se realizó un análisis de sensibilidad del Plan Vinculante propuesto a un incremento de la demanda del nodo Cajamarca manteniendo el resto de los datos invariantes. El incremento de demanda en Cajamarca es abastecido con nueva generación localizada en Chilca.

Con este análisis se determinó la máxima demanda del nodo Cajamarca que es posible abastecer en el año 2015 siendo este valor igual a 456 MW. Una demanda mayor sobrecarga el circuito Trujillo – Cajamarca 220 kV.

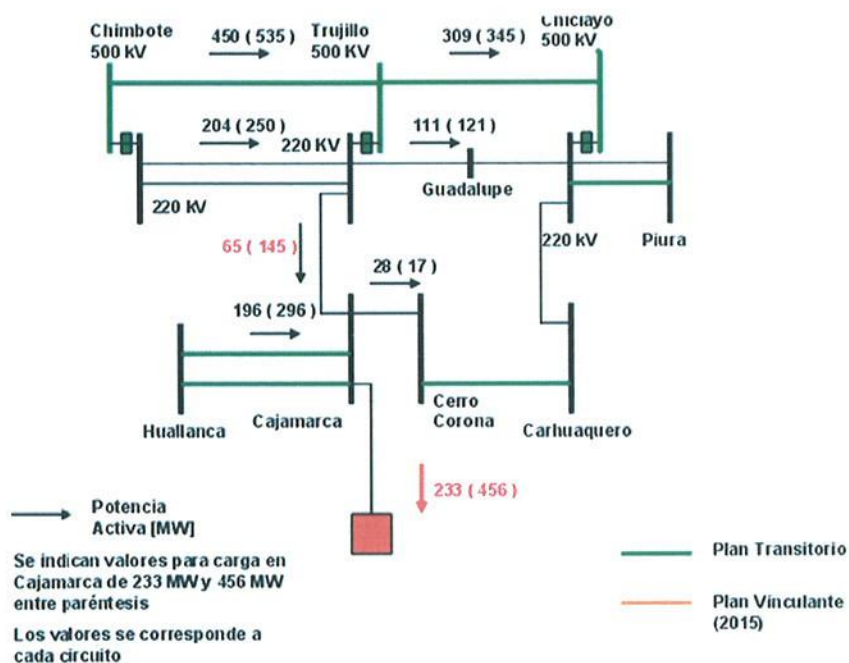


Figura 6.4. Demanda máxima en Cajamarca.