

1 RESUMEN EJECUTIVO

1.1 Introducción

El consorcio formado por las empresas Mercados Energéticos Consultores S.A. (ME); PSR Soluções e Consultoria em Energia LTDA (PSR) y Merrill Energy, LLC (HM), actuando en conjunto y en forma solidaria (en adelante EL CONSULTOR), presentan en el documento **Propuesta del Primer Plan de Transmisión – Período: 2011 – 2020** correspondiente a los estudios para la determinación del PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN del sistema eléctrico de Perú conforme lo establece el CONCURSO COES No. 06/2009.

1.2 Objeto del estudio

El objetivo general del estudio es desarrollar el Primer Plan de Transmisión para la planificación de la expansión del SEIN, de acuerdo a las responsabilidades que la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” le asigna al COES. Las principales metas a alcanzar son las siguientes:

- Desarrollar el Plan de Transmisión, satisfaciendo el conjunto de exigencias previstas en la Norma
- Definir el listado de proyectos para los que se propone se realicen los correspondientes anteproyectos
- Dotar al COES con un módulo de planificación basado en el método Trade-Off/Risk, incluyendo análisis de minimización de arrepentimiento máximo
- Capacitar al personal del COES de forma tal de lograr una efectiva transferencia tecnológica en los temas objeto de estudio

El estudio fue realizado por un consorcio de empresas especializadas en los temas de planificación de la transmisión, estudios eléctricos y estudios integrados generación/transmisión: Merrill Energy (Estados Unidos), ME Consultores (Argentina) y PSR (Brasil) , bajo la dirección del Dr. Mario Veiga Pereira y la colaboración de Silvio Binato, Hyde Merrill y Daniel Llarens.

1.3 Etapas del estudio e informes parciales

Los estudios fueron realizados en cuatro etapas, cuyos resultados fueron detallados en los siguientes Informes Parciales:

Primer Informe Parcial:

- Resultados del Relevamiento de Información.

Segundo Informe Parcial:

- Futuros, Opciones y Escenarios.
- Criterios y Cálculo de Atributos.

Tercer Informe Parcial:

- Cálculos realizados y resultados obtenidos.
- Modelos, Información y Data a ser replicados.
- Proyectos con alta posibilidad de inclusión en el Plan de Transmisión.

Cuarto Informe Parcial:

- Plan Elaborado y su sustento.
- Resultados del análisis Trade–Off/Risk y MINIMAX.
- Modelos, Información y Data a ser replicados.

Informe Final Fase I:

- Consolidación de los resultados obtenidos en los estudios de los Informes anteriores.

El presente Informe, el Quinto Informe Parcial, tiene por objetivo presentar la propuesta para el Plan de Transmisión– Período: 2011 – 2020, revisado a luz de las observaciones y comentarios recibidos durante la Audiencia Pública en que se presentó la versión preliminar de este documento, denominada Informe Final Fase I.

1.4 Metodología para la determinación del Plan de Transmisión

La figura a continuación muestra el proceso establecido en la Norma para la determinación del Plan de Transmisión (PT).

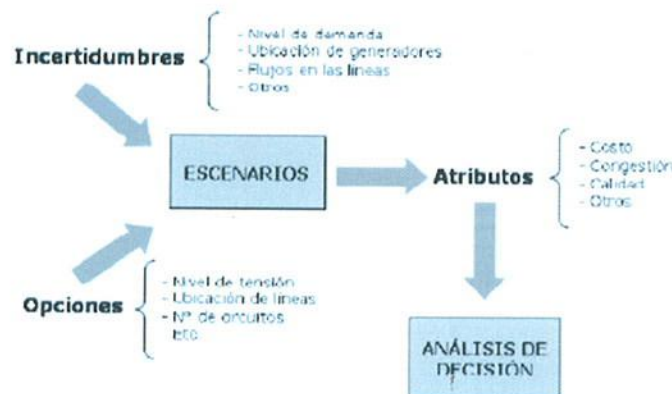


Figura 1.1. Proceso de Planificación Metodología TO/R – MINIMAX.

Las *Incertidumbres* incluyen las variables sobre las cuales el planificador no tiene control (por ejemplo: la tasa de crecimiento de la demanda; el precio de los combustibles; los caudales afluentes a los embalses; costo de los reforzamientos de la transmisión etc.) y los parámetros asociados a la oferta que todavía son desconocidos (por ejemplo, la proporción de plantas termoeléctricas a gas natural o la estrategia de expansión de las plantas hidroeléctricas del Oriente y de exportación a Brasil).

Estas incertidumbres se representan a través de diferentes *Futuros*, que resultan de las combinaciones de los posibles valores para cada uno de los parámetros mencionados arriba. Por ejemplo, los futuros de demanda fueron construidos a partir de la combinación de los siguientes conjuntos de incertidumbres: (i) tasa de crecimiento de la demanda global (cinco valores); (ii) tasas de crecimiento diferenciadas por región (tres valores); y (iii) sensibilidad con respecto al desarrollo de los grandes proyectos (tres valores). A continuación, fueron construidos futuros de generación (cronograma de entrada de proyectos de generación) asociados a cada futuro de demanda, tomando en cuenta las siguientes incertidumbres: (i) proporción de generación termoeléctrica e hidroeléctrica (40% termoeléctrica, con reserva de potencia 30% y 60% termoeléctrica); (ii) desarrollo de las plantas hidroeléctricas del Oriente (sí o no); y (iii) caso se desarrollen las plantas del Oriente, porcentaje de la energía que sería exportada para Brasil (0% o 50%). A su vez, las incertidumbres con respecto a los precios de combustible se representaron por tres valores (alto, promedio y bajo). Finalmente, los futuros de hidrología también se representaron por tres valores (años de sequía, promedio y húmedo, extraídos del histórico de caudales).

Los *Planes* de transmisión candidatos se componen de un conjunto específico de proyectos, también conocidos como *Opciones*. Por ejemplo, la línea Carhuamayo–Vizcarra es una opción; el conjunto de opciones {Carhuamayo – Vizcarra} y {Paragsha – Carhuamayo} es un Plan.

La metodología de planificación, conocida como *Trade Off/Risk*, se basa en el *análisis del desempeño* de cada Plan candidato con respecto a cada uno de los Futuros. Estas combinaciones {Plan candidato; Futuro} se conocen como *Escenarios*.

El análisis de desempeño se hace a través de *simulaciones operativas* con el modelo computacional Perseo. Estas simulaciones producen diversos tipos de resultados, conocidos como *Atributos*: por ejemplo, el incremento del costo operativo resultante de la congestión en los circuitos y la confiabilidad de suministro (números de horas donde la demanda fue interrumpida) son algunos de los Atributos que se calculan en las simulaciones de un Escenario. Finalmente, es importante observar que hay una relación inversa entre el costo de inversión de un Plan de Transmisión y los respectivos atributos, esto es, un plan con muchos reforzamientos es más caro, pero tendrá menos congestiones y mejor confiabilidad.

1.5 Plan de Transmisión

A partir de los conceptos arriba, se llega al objetivo de la planificación a largo plazo. De una manera simplificada, la metodología Trade Off/Risk determina el Plan de Transmisión que

presenta la *mejor relación* entre su *costo de inversión* y el *beneficio* resultante (esto es, los valores de los atributos) para el conjunto de escenarios más amplio posible.

Aún que la definición arriba esté en la Norma, la existencia de las plantas hidroeléctricas del Oriente ha creado un desafío metodológico, pues no existe ningún Plan que sea “robusto” bajo la incertidumbre con respecto al desarrollo de este conjunto de plantas. En otras palabras, no tiene sentido construir un sistema colector si en el futuro estas plantas no se desarrollan y viceversa, este sistema colector es fundamental si estas plantas se construyen.

Debido a esto, se ha ampliado el concepto del Plan para incluir los llamados *reforzamientos condicionados*, esto es, que sólo se construyen si ocurren determinados hechos en el futuro tales como la decisión de desarrollar las plantas del Oriente.

1.6 Principales productos del estudio: Plan de Transmisión y Plan Vinculante

El estudio de transmisión resulta en dos productos principales. El primer producto es el Plan de Transmisión, discutido en las secciones anteriores. El Plan se determina para el horizonte de 10 años (2020, en el caso del presente estudio) a través de la metodología Trade Off/Risk.

Una vez determinado el Plan, se hace una *sensibilidad* del mismo para el horizonte de 15 años (2025), con el objetivo de determinar si los reforzamientos del Plan son de hecho estructurales.

Es importante observar que, a diferencia de la planificación tradicional, donde el resultado es un *cronograma de entrada* en operación de los reforzamientos identificados, el Plan de Transmisión determina el conjunto de reforzamientos que tendría el mejor desempeño con respecto a costo de inversión, costo operativo y confiabilidad bajo el conjunto de futuros posibles para el año del 2020, pero *no* establece dicho cronograma.

La razón es que, debido a las incertidumbres en la oferta, demanda, precios de combustible etc. en los próximos diez años, el conjunto de futuros es muy amplio. Por lo tanto, la mejor estrategia es definir el cronograma en la medida que estas incertidumbres se definen mejor. En otras palabras, si el crecimiento de la demanda de hecho es más fuerte, algunos de los circuitos en el Plan serán construidos más temprano. Por otro lado, si el crecimiento de la demanda es menos fuerte, la decisión sobre la construcción se deja para adelante. En otras palabras, se hace un *monitoreo* permanente de las condiciones del sistema para definir cuando se cumplen los requerimientos de demanda, oferta, precio etc. que requieren la construcción de cada uno de los reforzamientos en el Plan.

El instrumento para la implementación de estas decisiones de construcción es el segundo producto principal del estudio, que es el *Plan Vinculante*. El Plan Vinculante define el cronograma de entrada de los reforzamientos para los próximos 5 años (2015), para los cuales se debe hacer estudios de anteproyecto más detallados visando su licitación. Él es, por lo tanto, más parecido con la planificación tradicional de la transmisión.

Finalmente, la “puente” entre los estudios “tácticos” de planificación del Plan Vinculante (horizonte 2015) y la visión “estratégica” del Plan de Transmisión (horizonte 2020) es el Plan de Transmisión para el año 2016. Este Plan representa el subconjunto de los reforzamientos del Plan de 2020 que presentan la mejor relación beneficio costo con respecto a los distintos atributos y al rango de futuros posibles para aquel año.

Se presenta a continuación las principales tareas del estudio de planificación; los resultados; y las conclusiones.

1.7 Principales tareas del trabajo de planificación

- *Diagnostico de corto y largo plazo:* consiste de un análisis de las condiciones operativas futuras del SEIN con base en supuestos de crecimiento de la demanda, de expansión de la oferta de generación y otras incertidumbres;
- *Plan Robusto para el año 2020* (año horizonte): corresponde al conjunto de obras que para el año 2020 deben ya estar en operación;
- *Plan Robusto para el año 2016:* de la misma forma, es el conjunto de obras que deben estar disponibles para operar en el año 2016;
- *Plan Vinculante:* consiste de un análisis de corto plazo para identificar las obras cuyo inicio de ejecución se realiza en los primeros dos años de vigencia del Plan de Transmisión;
- *Opciones condicionales a los años 2016 y 2020:* obras cuya puesta en operación dependerán de la evolución de la expansión de la generación y de la demanda para los años indicados
- *Análisis de los planes de expansión* (Robusto y Condicional) para condiciones de largo plazo: se hizo una verificación de las condiciones de suministro del SEIN considerando un horizonte de más largo plazo (Año 2025), incluso identificando un conjunto de obras condicionales, cuya decisión final dependerá de la realización de las incertidumbres.
- *Verificación de los resultados de los planes de expansión:* se realizaron estudios eléctricos convencionales (de análisis de flujo de potencia, de corto circuito y estabilidad) para verificar que los planes de expansión propuestos para el SEIN cumplen con los criterios técnicos operativos, también establecidos por la Norma.

1.8 Diagnóstico del SEIN – años 2010-2015

- El SEIN actual, con los reforzamientos del Plan Transitorio de Transmisión, (el sistema Base) permite una operación del sistema de potencia que cumple con los criterios de desempeño establecidos por la Norma hasta el año 2013. Este sistema presenta una base sólida para el desarrollo posterior de la red.
- Para el año 2015 sería necesario un reforzamiento para cumplir con el criterio beneficio/costo de confiabilidad N-1:

- LT en 220 kV Onocora – Quencoro – Machupicchu (simple terna).
- Los estudios eléctricos realizados para las condiciones más probables de operación correspondientes al año 2015, con la CH Machupicchu II Etapa en servicio comercial, muestran que el sistema de transmisión opera correctamente con la ampliación propuesta cumpliendo con las condiciones de desempeño mínimo indicadas en la Norma, permite además reducir pérdidas en el sistema de transmisión e incrementar las posibilidades de abastecer demanda de la zona con una adecuada calidad de servicio.
- Los estudios eléctricos muestran además que:
 - No se requiere de compensación adicional para control de tensión en el SEIN.
 - La red de transmisión en la Zona Norte tiene una capacidad de transmisión suficiente para abastecer la demanda prevista y en particular permite un incremento significativo de la demanda en la zona de Cajamarca lo cual permitirá el abastecimiento de demanda minera en dicha zona.

1.9 Diagnóstico del SEIN – post año 2015

- Alrededor del año 2016 (el año exacto dependerá básicamente del crecimiento de la demanda) la operación del sistema de transmisión muestra que se incrementan progresivamente las situaciones con congestión de transmisión en varias regiones del SEIN. Con el posterior crecimiento de la demanda estas llegan a ser importantes. Si no hacen reforzamientos en el SEIN, la congestión en el sistema de transmisión llevará inicialmente a despachos sub-económicos de las centrales, que resultará en aumento de los costos operativos. En las condiciones más extremas habría interrupciones de suministro por insuficiente capacidad de transmisión.
- Como mencionado, el primer desafío para la planificación de la expansión en la red de transmisión es el alto crecimiento de la demanda en el Perú con una fuerte incertidumbre en las tasas de crecimiento y en la distribución de la demanda en las diferentes regiones del SEIN. El segundo desafío es la incertidumbre en la ubicación de las centrales nuevas para alimentar esta demanda.
- También como mencionado, un tema especial en lo que se refiere a las nuevas centrales es el posible desarrollo de las centrales hidroeléctricas en la Zona Oriental. Este desarrollo requiere una red colectora para vincular las centrales nuevas, y un sistema para conectar esta red con el resto del SEIN. Dependiendo de la evolución del Acuerdo Perú-Brasil, será necesario una interconexión de mayor o menor capacidad entre ambos países.
- Otro desafío se refiere a la parte tecnológica de la red colectora. El estudio propone que las líneas de esta red sean previstas para operación inicial en 500 kV pero con aislamiento para 600 kV DC, de manera de poder tener la posibilidad de incrementar sustancialmente la capacidad de estas líneas en el largo plazo, cuando se requiera y se

desarrolle más la tecnología DC, con la correspondiente reducción de costos, como es la tendencia actual.

- Regiones vinculadas al SEIN por conexiones con características radiales carecerán de servicio con nivel de confiabilidad (redundancia) al nivel clásico “N-1”.
- Con la evolución de la demanda y la oferta será necesario actualizar las redes de sub-transmisión, incluyendo líneas 220 kV en la zona de Lima. Sin embargo, la planificación de estas redes debe ser abordada de manera conjunta entre las empresas concesionarias de distribución y transmisión involucradas, dentro del proceso de formulación del Plan de Inversiones de Transmisión del área de demanda 6 y 7¹.

1.10 Plan Robusto – Año 2020

El plan de la tabla que sigue es robusto, según el análisis Trade Off/Risk y Minimización de Arrepentimiento Máximo (MINIMAX) para el año 2020 ante futuros definidos por las incertidumbres siguientes:

- Crecimiento de demanda (6,360 MW – 10,909 MW).
- Inyección neta de energía de la zona Oriente del país (0 MW – 3,800 MW). La inyección neta de la zona Oriente depende de dos incertidumbres fundamentales, el desarrollo de centrales en el Oriente y las exportaciones netas a Brasil.
- Variaciones en el desarrollo del parque de generación. Estas variaciones dependen a su vez del desarrollo de gasoductos, disponibilidad y precio de gas, políticas en cuanto a desarrollo hidroeléctrico y termoeléctrico, etc.
- Hidrología (seca, mediana, húmeda).
- Costos de inversión (capitales) para la construcción de proyectos de transmisión (75%, 100%, y 150% de estimaciones nominales).
- Costos de combustibles (50%, 100%, y 200% respecto a los pronósticos del Ministerio de Energía y Minas).

¹ Las áreas de demanda 6 y 7 están definidas en la resolución de OSINERGMIN N° 0634-2007-OS/CD, de fecha 25/10/2007.

Tabla 1.1. Plan robusto, Año 2020

- ▶ Repotenciación de líneas 220 kV en las zonas:
 - Carhuaquero – Cajamarca
 - Zapallal – Paramonga
 - Pachachaca – Oroya – Carhuamayo
 - Trujillo – Santa Rita
 - Tingo María – Paragsha – Conococha – Paramonga
 - Ica – Marcona
 - Onocora – Tintaya
- ▶ Líneas Nuevas por Confiabilidad:
 - Machupicchu – Quencoro – Onocora / Subestación Quencoro 220/138 kV
 - Independencia – Marcona – Socabaya 500 kV

Las opciones de la tabla que sigue son *condicionales* para el año 2020. Su justificación, de acuerdo con la Norma, dependerá de la materialización de las incertidumbres en ciertos valores, especialmente crecimiento de demanda y la localización de nuevas centrales.²

Tabla 1.2. Opciones condicionales para 2020

- ▶ Por Congestión
 - Línea nueva Pachachaca – Oroya
 - Línea nueva Conococha – Paramonga
 - Seccionar Pomacocha – Carhuamayo en Oroya
 - Seccionar Pomacocha – Carhuamayo en Pachachaca
- ▶ Por confiabilidad (N-1)
 - Línea nueva Chiclayo – Piura 220 (#3)
 - Línea nueva Moquegua – Los Heroes 220
 - Línea nueva Independencia – Socabaya 500 (#2)
 - Línea nueva Montalvo – Socabaya 500 kV

Obs.: Es importante destacar que la línea del Plan Transitorio “Mantaro – Caravelli – Montalvo” en 500 kV, cumple con función de respaldo (confiabilidad “N-1”) similar al segundo enlace en 500 kV “Independencia-Marcona-Socabaya”. En ese caso se requeriría además implementar el enlace 500 kV “Montalvo – Socabaya”, que también se encuentra en el Plan de Transmisión del año 2020 como proyecto condicional.

² El posible seccionamiento en Oroya y Pachachaca de la línea Pomacocha-Carhuamayo del plan Transitorio no fue estudiado por el Consultor. Dependiendo del crecimiento de la demanda en esa región minera, la opción planteada podría ser razonable para igualar las cargas de las líneas Pomacocha-Carhuamayo y Pachachaca-Oroya-Carhuamayo y así reducir la congestión. Se recomienda que esta opción se considere en el Segundo Plan de Transmisión, o en un estudio especial si se observan indicios de congestión en la región. Es un tema que puede llegar a ser crítico por la topología eléctrica del SEIN: es difícil y costoso eliminar la congestión en esa región particular mediante redespacho de generación.

La figura a continuación muestra la ubicación geográfica de los reforzamientos propuestos en el Plan de Transmisión.

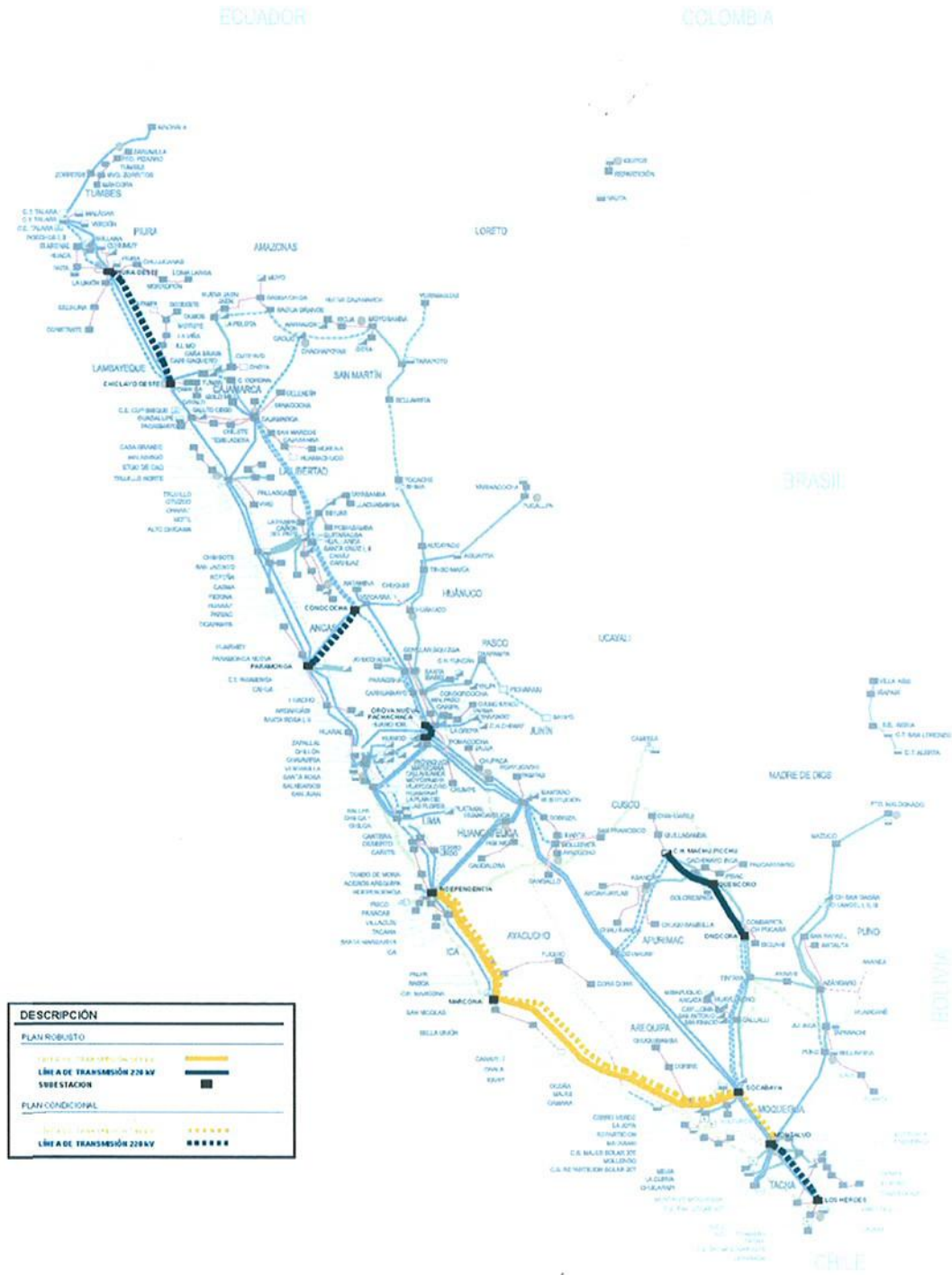


Figura 1.2. Plan de Transmisión 2020.

1.11 Plan Robusto – año 2016

Se consideraron materializaciones razonables para el año 2016 de las incertidumbres mencionadas anteriormente, entre ellas demanda entre 5,269 MW y 7,640 MW. Los análisis realizados siguiendo la misma metodología permitieron identificar el plan Robusto para el año 2016 el cual se muestra en la tabla siguiente. Este plan cumplirá las necesidades del año 2016 mientras apunta al Plan Robusto propuesto para el año 2020. Por ejemplo, cuando una línea requiere repotenciación menor para el año 2016 y mayor para el año 2020, se podría efectuar la mayor directamente para el año 2016.

Tabla 1.3. Plan robusto, año 2016

- ▶ Por Congestión -Repotenciación de líneas 220 kV zonas:
 - Carhuaquero – Cajamarca
 - Zapallal – Paramonga
 - Tingo María – Paragsha – Conococha – Paramonga
 - Onocora – Tintaya
- ▶ Líneas Nuevas por Confiabilidad:
 - Machupicchu – Quencoro – Onocora / Subestación Quencoro 220/138 kV

La tabla que sigue indica opciones condicionales que podrían ser requeridas en el año 2016, dependiendo en la materialización de las incertidumbres.

Tabla 1.4. Opciones condicionales, año 2016

- ▶ Por Congestión
 - Seccionar Pomacocha – Carhuamayo en Oroya
 - Seccionar Pomacocha – Carhuamayo en Pachachaca
- ▶ Por Confiabilidad
 - Independencia – Marcona – Socabaya 500 kV

1.12 Red Colectora Oriental y Conexiones con el SEIN

La conexión de nuevas centrales hidroeléctricas, ubicadas en la región oriental del Perú³, es un aspecto que también se consideró en el presente trabajo. El resultado del sistema de conexión que se recomienda está condicionado a la realización de al menos tres incertidumbres: (i) que centrales estarán en operación en el año 2020, que, a su vez, depende, del (ii) futuro de crecimiento de la demanda; y, (iii) del futuro de exportación para el sistema de Brasil.

³ En 2008 el Ministerio de Energía y Minas, Dirección General^f de Electricidad identificó un conjunto de centrales hidroeléctricas con potencial para exportación de energía, que incluye las centrales en la zona oriente (Inambari, Paquitzapango, Mainique, Tambo40 y Tambo60) que están en estudio para interconexión con el sistema de Brasil.

En este trabajo se estudiaron diferentes materializaciones para las incertidumbres mencionadas anteriormente y cada realización requiere modificaciones en el sistema de conexión de las centrales del oriente al SEIN. Los futuros considerados fueron:

- Desarrollo de la central Inambari sin exportación a Brasil;
- Desarrollo de las centrales Inambari y Paquitzapango con exportación a Brasil;
- Desarrollo de las centrales Inambari, Paquitzapango y Mainique sin exportación a Brasil;
- Desarrollo de las cinco centrales hidroeléctricas (Inambari, Paquitzapango, Mainique, Tambo 40 y Tambo 60) y considerando exportación a Brasil.

Las propuestas de sistemas de transmisión para vincular las centrales del oriente al SEIN que se presentan a continuación son solamente un resumen de las propuestas estudiadas. Corresponden al sistema de conexión mínimo (para vincular al SEIN solo la central de Inambari) y al sistema de conexión completo que provee el sistema necesario para la conexión de todas las cinco centrales hidroeléctricas del oriente al SEIN.

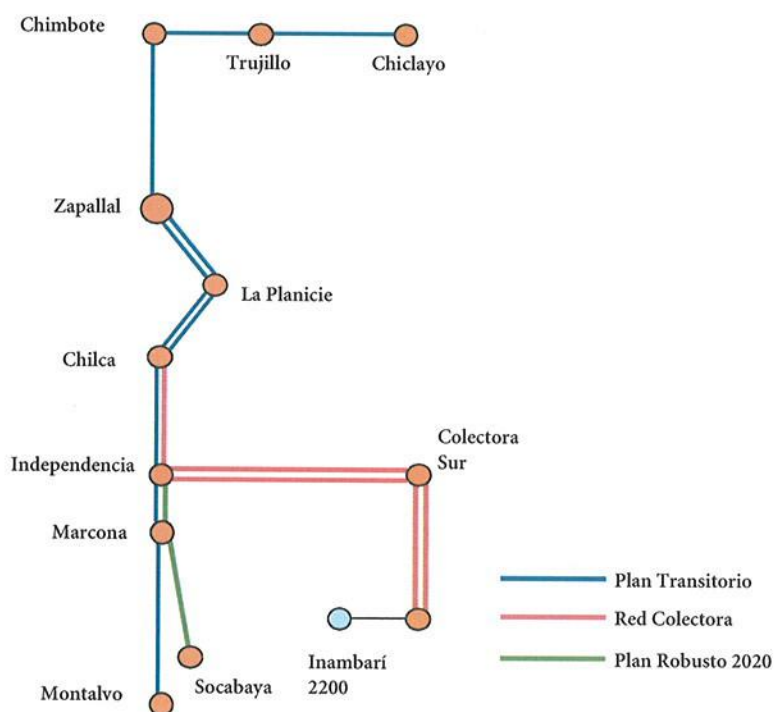


Figura 1.3. Sistema de conexión mínimo para las hidroeléctricas del Oriente.

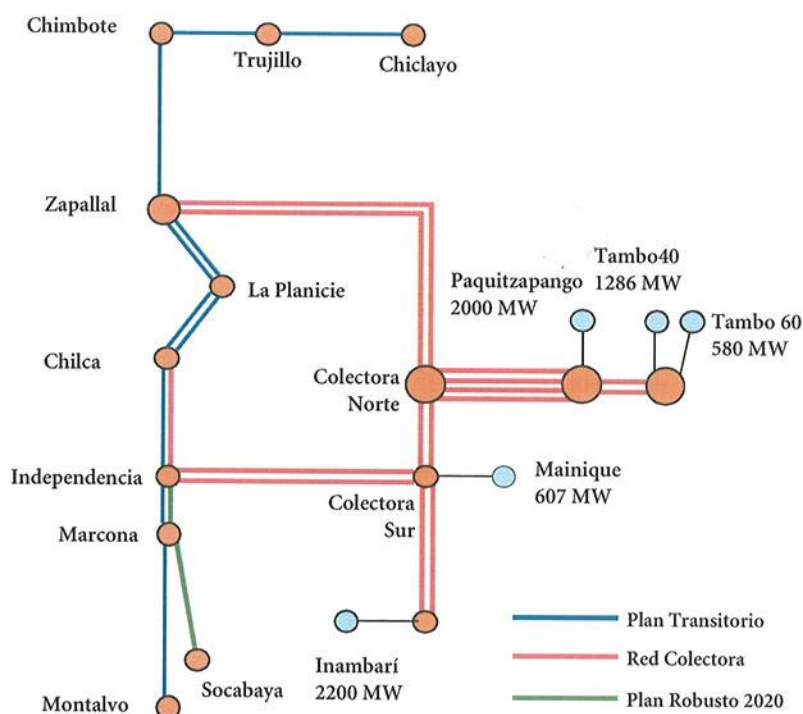


Figura 1.4. Sistema de conexión completo para las hidroeléctricas del Oriente.

Ambas las alternativas se plantean con dobles circuitos en 500 kV y nuevas estaciones transformadoras cuyo objetivo es proveer los nodos de conexión para coleccionar la potencia producida por las centrales hidroeléctricas.

Considerando que la decisión y desarrollo de la red coleccionadora podría tomar todavía unos años, se recomienda se realicen previamente los estudios e investigaciones en este sistema en, al menos, dos temas:

- *Altitud:* Estudios técnicos de investigación y diseño de líneas en EAT a gran altitud. Este tema es importante pues no se cuenta con experiencia conocida en esta área en el mundo para circuitos que operen en tensión de 500 kV o superior;
- *Conversión futura para operación en CC:* Estudios técnicos para investigar la factibilidad de utilización de sistemas de transmisión a corriente continua, en la red de transmisión de Oriente, en el largo plazo, a fin de que amerite que inicialmente se instale el aislamiento dimensionado para al menos 600 kV DC. Esta investigación deberá también tomar en cuenta que parte de la ruta de los circuitos de la red coleccionadora estará operando en locales de gran altitud.

1.13 Verificación del Plan de Transmisión

La Norma establece que una vez identificadas las obras que forman parte del Plan de Transmisión, se realicen estudios eléctricos incluyendo las obras propuestas de forma tal de verificar

que se cumplan en la operación del SEIN las condiciones de desempeño mínimo establecidas en la Norma.

A tal efecto se realizaron estudios eléctricos para condiciones típicas de operación del SEIN en los años 2020 y 2025. Los estudios eléctricos fueron flujos de carga en condiciones normales de operación, estudios de cortocircuito y estudios de estabilidad. Los escenarios evaluados contemplan los siguientes estados operativos:

- Carga mínima y máxima
- Condiciones hidrológicas típicas de los periodos de estiaje y avenida,
- Crecimiento de la demanda medio y optimista de acuerdo con los pronósticos realizados por el COES
- Diferentes desarrollos de la generación del oriente y demanda de exportación a Brasil.
- Diferentes desarrollos de la red colectora.

De los resultados obtenidos se destacan los siguientes aspectos:

- Se requiere compensación reactiva adicional en los nodos Guadalupe (-150 MVAR (Cap.) /+100 MVAR (Ind.)) y Piura (-150 MVAR (Cap.) +50 MVAR (Ind.)).
- La inclusión de reactores de compensación serie (40%) en la línea de 500 kV Zapallal – Chiclayo mejora la distribución de flujos entre la red de 500 kV y las redes de 220 kV.
- Se requiere una fuente de generación reactiva del orden de 30 MVAR en la zona de Tacna. 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.
- Se requiere limitar las corrientes de cortocircuito en la zona de Lima, principalmente en la ET Chilca.

1.14 Red de Lima

La red de Lima presenta sobrecargas las que deberán ser resueltas oportunamente por las empresas distribuidoras de la zona. Como parte de los estudios, se analizó una propuesta de solución para los problemas de sobrecarga que consiste básicamente de una reconfiguración del sistema de distribución de la ciudad de Lima, de forma a que la demanda sea abastecida de forma radial. Los fundamentos para esta propuesta es aislar la red de distribución de la demanda de Lima de los flujos del sistema de transmisión troncal nacional (se verifican exportaciones de la Zona Oriente para la Zona Norte).

Una parte de la solución propuesta para solución del problema de sobrecarga en Lima es la conversión para 500 kV de los circuitos que están planteados (Plan Transitorio) para el Anillo

de Lima (Zapallal – La Planicie – Chilca). Por lo tanto, se concluye que la conversión es una decisión condicionada a la forma en que se materialicen los futuros (demanda, oferta, etc.)

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 formulación del Plan de Inversiones de Transmisión del área de demanda 6 y 7, plan que se formula en otras instancias, bajo otros criterios, otra metodología y otros horizontes, diferentes al del Estudio del Plan de Transmisión.

1.15 Integración al SEIN de la Zona Nor Oriente

Un importante resultado del estudio que se debe destacar es el análisis efectuado para la zona Nor Oriente (Bellavista, Tarapoto, Moyobamba, Yurimaguas), sistema actualmente aislado, que se integrará próximamente a la SEIN, mediante un enlace en 138 kV entre Tocache y Bellavista, que tendrá una longitud aproximada de 150 km.

La longitud desde el punto robusto de conexión del SEIN (Tingo María 138 kV) hasta el centro de carga de ese sistema (Tarapoto) es de varios cientos de kilómetros. Esto hace que se mantenga como un enlace débil, y que la Norma no sea totalmente aplicable.

La Norma contempla el reforzamiento de enlaces existentes pero no la interconexión de sistemas aislados, cuyos criterios técnicos y económicos exceden los alcances del estudio realizado.

Por lo anterior, se recomienda que el reforzamiento del sistema de 138 kV de conexión al SEIN sea tratado fuera de la expansión de la transmisión existente del SEIN.

1.16 Reforzamiento del Enlace 220 kV Moquegua – Los Héroes

Como parte de los estudios del Plan de Transmisión para 2020, se realizaron análisis respecto al reforzamiento del enlace existente, en 220 kV, entre las subestaciones de Moquegua y Los Héroes. Los resultados obtenidos, tanto bajo el punto de vista de confiabilidad “N-1” como también por congestión, muestran que el reforzamiento no se justifica para el año horizonte (2020).

Sin embargo, se constata que este parte del sistema no cuenta con generación local (dado que la central Calana, 20 MW, se trasladó a otra parte del SEIN) salvo la futura Central Solar de Tacna (también con potencia instalada de 20 MW), tecnología que presenta limitaciones en el aporte de potencia reactiva.

Con base en lo verificado, se hicieron estudios eléctricos con el objetivo de dimensionar las necesidades de soporte de potencia reactiva en el área, para que el sistema soporte la contingencia de la mencionada línea, Moquegua – Los Héroes, en 220 kV. Los resultados son de 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.

1.17 Metodología y software

Debido a los desafíos y las incertidumbres antes indicadas, este estudio se basa en evaluar un panorama probable de operación del SEIN que abarca un gran número de posibilidades, lo que lo convierte en un estudio mucho más extenso a los que son realizados típicamente para un plan de transmisión a nivel mundial. En particular,

1. Es tradicional que un plan de transmisión se realice con un único pronóstico del futuro (pronóstico de demanda, generación, etc.). El planificador busca diseñar el plan de expansión óptimo para ese futuro. Para este estudio en cambio, se han considerado 6,642 futuros distintos, permutaciones de materializaciones posibles de nueve incertidumbres importantes.
2. Se aplicaron herramientas avanzadas para el análisis de riesgos, entre las que cabe mencionar la minimización de arrepentimiento máximo (MINIMAX) y otras herramientas del método de toma decisiones Trade Off/Risk.
3. Se consideró el juego completo de atributos y criterios presentados en la Norma, con un pequeño ajuste. El atributo VPPD por cada zona se presentó por unidad de demanda abastecida (USD/MWh), por presentar resultados más interesante que los que surgen de considerar el atributo como un costo total (USD). El problema de decisión tiene múltiples objetivos contrapuestos. Esto se reconoció y el análisis realizado permitió resolver el problema.
4. Aunque el análisis principal es para el año horizonte, el décimo año del estudio (2020), se realizaron también análisis para los años 3, 6, y 15. Es común ver planes basados en análisis de sólo un año, tal vez con extrapolaciones, pero sin análisis, para otros años.
5. Además de considerar planes generales (conjunto de opciones), también se consideraron opciones en forma independiente. Se presentaron herramientas para monitorear y ajustar los planes, año por año.

Los métodos Trade Off/Risk y MINIMAX, aplicados mediante el software TO/R con MINIMAX funcionaron sin dificultades. Permitieron efectuar análisis que sin ellos habrían sido imposibles. El software PERSEO funcionó bien. Requiere cierta labor usarlo en la manera requerida para un plan de transmisión.

Se observó que las incertidumbres de costo de capital de los proyectos, hidrología y costos de combustible afectan los valores de los atributos, pero generalmente no las decisiones. En otras palabras, las opciones analizadas son robustas ante estas incertidumbres. Esto significa que en los próximos planes de transmisión tal vez se pueda ignorar estas incertidumbres.

1.18 Datos

Una de las dificultades principales de este estudio fue el desarrollar una base de datos correcta y coherente para el modelado del sistema eléctrico y del sistema energético. El Consultor llevó a cabo este trabajo con la colaboración del COES.

Como resultado de este esfuerzo, se desarrolló una base de datos muy extensa valiosa, que incluye los análisis Trade Off/Risk – Minimax. Se recomienda que el COES mantenga actualizada la mencionada base de datos, para que sirva en la elaboración del Segundo Plan de Transmisión.