

ESTUDIO DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN
CONCURSO COES N° 06/2009

Propuesta del Primer Plan de Transmisión – Período: 2011 – 2020

Preparado para

COES

Septiembre 29, 2010

MERCADOS
ENERGÉTICOS 
CONSULTORES

 **Merrill Energy LLC** **PSR**

Contenido

1	Resumen Ejecutivo.....	1
1.1	Introducción.....	1
1.2	Objeto del estudio.....	1
1.3	Etapas del estudio e informes parciales.....	1
1.4	Metodología para la determinación del Plan de Transmisión.....	2
1.5	Plan de Transmisión.....	3
1.6	Principales productos del estudio: Plan de Transmisión y Plan Vinculante.....	4
1.7	Principales tareas del trabajo de planificación.....	5
1.8	Diagnóstico del SEIN – años 2010-2015.....	5
1.9	Diagnóstico del SEIN – post año 2015.....	6
1.10	Plan Robusto – Año 2020.....	7
1.11	Plan Robusto – año 2016.....	10
1.12	Red Colectora Oriental y Conexiones con el SEIN.....	10
1.13	Verificación del Plan de Transmisión.....	12
1.14	Red de Lima.....	13
1.15	Integración al SEIN de la Zona Nor Oriente.....	14
1.16	Reforzamiento del Enlace 220 kV Moquegua – Los Héroes.....	14
1.17	Metodología y software.....	15
1.18	Datos.....	16
2	Plan de Expansión de la Transmisión.....	17
2.1	Metodología.....	17
2.2	Criterios.....	18
2.3	Zonas Eléctricas.....	19
2.3.1	Zonas Basadas en Consideraciones Prácticas.....	19
2.3.2	Estudios de Coherencia en el Comportamiento Eléctrico y Angular.....	21
2.4	Modelo TO/R Con Minimización de Arrepentimiento Máximo.....	24
2.4.1	MINIMAX: Teoría y Algoritmos.....	25
2.4.1	MINIMAX: Especificaciones.....	28

3	Futuros.....	30
3.1	Características físicas del MEM de Perú.....	30
3.1.1	Capacidad Instalada de Generación.....	30
3.1.2	Producción de Energía	32
3.1.3	Ventas de Energía.....	35
3.1.4	Precios de Combustibles.....	37
3.1.5	Red de Transmisión	41
3.1.6	Precios de la Energía	45
3.2	Escenarios de proyección de la demanda del COES.....	47
3.2.1	Demanda Proyectada por el COES.....	47
3.2.2	Futuros de demanda.....	54
3.3	Nudos de demanda.....	60
3.3.1	Futuros de demanda	60
3.3.2	Definición de futuros y nudos.....	62
3.3.3	Futuros de demanda para varios años	63
3.3.4	Otras observaciones sobre definición de futuros	63
3.3.5	Demanda de nodo.....	63
3.4	Futuros de Oferta, Importación y Exportación	65
3.4.1	Incertidumbres de oferta para la preparación de los futuros de generación	65
3.4.2	Procedimiento para la definición de los nudos de generación y exportación.....	68
3.5	Futuros de Hidrología y Precios de Combustible.....	71
3.5.1	Registros de caudales	71
3.5.2	Nudos hidrológicos.....	73
3.5.3	Futuros de precios de combustibles.....	74
3.6	Plan Transitorio de Transmisión.....	74
3.7	Opciones de Transmisión	75
3.7.1	Sistema de transmisión base (existente y comprometido)	76
3.7.2	Identificación de posibles problemas generales.	77
3.7.3	Estudio con demanda pesimista.....	77

3.7.4	Estudio con demanda optimista	78
3.7.5	Diferencia con demanda optimista en las zonas Norte y Sur	81
3.7.6	Opciones y planes de transmisión.....	81
3.7.7	Parámetros de las opciones	83
4	Conexión de la Zona Oriental – Red Colectora.....	89
4.1	Introducción	89
4.2	Potencial Hidroeléctrico Considerado (Zona Oriental)	90
4.3	Las Conexiones Centro-Oriente	92
4.3.1	Opciones de Expansión	92
4.3.2	Caso: Demanda 1 y 3, Oferta B, Exportación 50% (Caso 1/3-B-5)	92
4.3.3	Caso: Demanda 1 y 3, Oferta B, Exportación 0% (Casos 1/3-B-0).....	97
4.3.4	Caso: Demanda 2, Oferta B, Exportación 50% (Caso 2-B-5)	100
4.3.5	Caso: Demanda 2, Oferta B, Exportación 0% (Caso 2-B-0)	102
4.4	Descripción de la Red Colectora.....	105
5	Plan Robusto para el SEIN – Año Horizonte (2020)	111
5.1	Introducción	111
5.2	Diagnóstico de los problemas	112
5.2.1	Diagnóstico – Congestión	112
5.2.2	Diagnóstico – Confiabilidad.....	114
5.3	Opciones de expansión (planes).....	116
5.4	Nudos (Escenarios Simulados).....	118
5.4.1	Congestión (HDN y MFI).....	119
5.4.2	Atributo Valor Presente de Costo Total – VPCT.....	120
5.4.3	Atributo Valor Presente del Pago Anual de la Demanda por Energía – VPPD.....	122
5.5	Expansión de Base de Datos por Interpolación	122
5.6	Resultados por Confiabilidad – Criterio N-1.....	125
5.6.1	Aplicación del Criterio.....	125
5.6.2	Resultados de Análisis.....	127
5.7	Resultados del Análisis Trade Off/Risk – MINIMAX.....	128

5.7.1	Análisis de Congestión y Costos 2020	128
5.7.2	Conclusiones – Año 2020	138
5.7.3	Análisis de Ciertas Opciones y Monitoreo	139
5.8	Sustento del plan de expansión.....	145
5.9	Estudios eléctricos (régimen permanente, corto circuito y estabilidad)	150
5.9.1	Introducción	150
5.9.2	Escenarios de simulación.....	150
5.9.3	Estudios realizados.....	156
5.9.4	Resultados obtenidos	159
6	Expansión de Corto Plazo.....	175
6.1	Introducción	175
6.2	Resultados de Análisis Trade Off/Risk y MINIMAX para el año 2013	175
6.2.1	Análisis de Congestión y Costos para el año 2013	175
6.2.2	Sustento: Plan Robusto para el año 2013	176
6.3	Resultados de Análisis Trade Off/Risk y MINIMAX para el año 2016.....	176
6.3.1	Análisis de Congestión y Costos para el año 2016	176
6.3.2	Sustento: Plan robusto para el año 2016	178
6.4	Resultados de los estudios eléctricos para el año 2015	179
6.4.1	Escenario de Evaluación	179
6.4.2	Plan Vinculante.....	179
6.4.3	Resultados Obtenidos. Flujos de Carga, Estabilidad.....	181
6.4.4	Conclusiones.....	181
6.5	Sustento del plan de expansión.....	182
7	Análise Expansión en Horizonte de Largo Plazo (Año 2025).....	184
7.1	Análisis de Congestión y Costos para el año 2025	184
7.2	Sustento del plan de expansión.....	185
8	Anteproyecto: “Línea de 220 kV Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya y Ampliación de Subestaciones”	188
8.1	Alcances del Anteproyecto	188

8.2	Traza de las Líneas y Localización de las Estaciones Transformadoras.....	188
8.3	Costos de Inversión	190
8.4	Conclusiones.....	190
9	Conclusiones.....	191
9.1	Diagnóstico del SEIN – Años 2010-2015	192
9.2	Diagnóstico del SEIN – Post Año 2015	192
9.3	Metodología y software	193
9.4	Datos	194
9.5	Plan Robusto – Año 2020.....	194
9.6	Plan Robusto – Año 2016.....	196
9.7	Plan Condicional – Año 2025	197
9.8	Red Colectora Oriental y Conexiones con el SEIN.....	198
9.9	Verificación del Plan de Transmisión	200
9.10	Red de Lima	201
9.11	Integración al SEIN de la Zona Nor Oriente.....	201
9.12	Reforzamiento del Enlace 220 kV Moquegua – Los Héroes	202

Figuras

Figura 1.1. Proceso de Planificación Metodología TO/R – MINIMAX.....2

Figura 1.2. Plan de Transmisión 2020.9

Figura 1.3. Sistema de conexión mínimo para las hidroeléctricas del Oriente. 11

Figura 1.4. Sistema de conexión completo para las hidroeléctricas del Oriente.12

Figura 2.1. Proceso de Planificación Metodología TO/R – MINIMAX. 17

Figura 2.2. La región San Martín.20

Figura 2.3. Diferencias y coherencias de precios nodales marginales entre las zonas Norte y Centro21

Figura 2.4. Diferencias y coherencias de precios nodales marginales entre las zonas Sur y Centro22

Figura 2.5. Conflictos entre MINIMAX para múltiples atributos (objetivos)28

Figura 3.1. Balance Potencia Efectiva / Demanda en el SEIN - 2008.....30

Figura 3.2 Producción mensual de Energía en el SEIN [GWh]. Registro histórico.....32

Figura 3.3 Crecimiento anual de la demanda (2004-2008).33

Figura 3.4 Diagrama de carga del día de máxima demanda (2008)..... 33

Figura 3.5 Camisea y evolución del uso de Gas Natural.....34

Figura 3.6 Consumo de combustibles – Carbón.....34

Figura 3.7 Participación de las zonas en las ventas anuales del SEIN.35

Figura 3.8 Porcentaje de venta de energía eléctrica (2008) – por sector económico.36

Figura 3.9 Proyecto Camisea – Poliducto.....38

Figura 3.10. Costo variable nominal de las centrales térmicas del SEIN (Dic. 2008).41

Figura 3.11 Diagrama del Sistemas Interconectado Nacional (SEIN).....43

Figura 3.12 Red de transporte eléctrico de Perú, Zonas.44

Restricciones de máxima transferencia de potencia entre regiones eléctricas.....45

Figura 3.13 Red de Transporte de Perú.45

Figura 3.14 Costo Marginal promedio anual – barra Santa Rosa.46

Figura 3.15. Futuros de demanda - Tasa de crecimiento promedio 2009-2020.....54

Figura 3.16. Nudos de futuros de crecimiento de demanda para simular y futuros de mayor interés para varios años.....61

Figura 3.17. Futuros oferta, con exportación y neto de exportación.....	71
Figura 3.18. Plan Transitorio de Expansión de la Transmisión del SEIN.	75
Figura 3.19. Costo estimado de repotenciación.....	86
Figura 4.1. Alternativa para conversión de una línea AC para DC.....	89
Figura 4.2. Ubicación aproximada de las centrales del oriente (aplicativo Google Earth).....	90
Figura 4.3. Sistema colector de las centrales de la Amazonía, casos 1-B-5 y 3-B-5.....	93
Figura 4.4. Ruta aproximada del gasoducto Camisea – Lima.	94
Figura 4.5. Conexión de las nuevas subestaciones Colectora Sur y Colectora Centro 500 kV al SEIN, casos 1-B-5 y 3-B-5.	94
Figura 4.6. Operación típica del sistema de conexión de las centrales del oriente para el caso 3-B-5, Enero 2020 – Escenario Hidrológico medio.	96
Figura 4.7. Operación típica del sistema de conexión de las centrales del oriente para el caso 3-B-5, Agosto 2020 – Escenario Hidrológico medio.	97
Figura 4.8. Sistema para conexión al SEIN de las centrales de la Amazonía, casos 1-B-0 y 3-B-0.	98
Figura 4.9. Operación típica del sistema de conexión de las centrales del oriente para el caso 3-B-0, Enero 2020 – Escenario Hidrológico medio.	98
Figura 4.10. Operación típica del sistema de conexión de las centrales del oriente para el caso 3-B-0, Agosto 2020 – Escenario Hidrológico medio.	99
Figura 4.11. Sistema para conexión al SEIN de las centrales de la Amazonía, caso 2-B-5.....	100
Figura 4.12. Operación típica del sistema de conexión de las centrales del oriente para el caso 2-B-5, Enero 2020 – Escenario Hidrológico medio.....	101
Figura 4.13. Operación típica del sistema de conexión de las centrales del oriente para el caso 2-B-5, Agosto 2020 – Escenario Hidrológico medio.....	102
Figura 4.14. Sistema para conexión al SEIN de las centrales de la Amazonía, caso 2-B-0.....	103
Figura 4.15. Operación típica del sistema de conexión de las centrales del oriente para el caso 2-B-0, Enero 2020 – Escenario Hidrológico medio.....	104
Figura 4.16. Operación típica del sistema de conexión de las centrales del oriente para el caso 2-B-0, Agosto 2020 – Escenario Hidrológico medio.....	105
Figura 4.17. Disposición física para la Red Colectora.....	106
Figura 4.18. Línea Zapallal – Colectora Centro en 500 kV, Elevación (en metros) × Distancia (en km).	107

Figura 4.19. Línea Independencia – Colectora Sur en 500 kV, Elevación (en metros) × Distancia (en km).....	107
Figura 4.20. Línea Paquitzapango – Colectora Centro en 500 kV, Elevación (en metros) × Distancia (en km).....	108
Figura 4.21. Línea Tambo 60 – Tambo 40, Elevación (en metros) × Distancia (en km).	108
Figura 4.22. Línea Colectora Sur – Colectora Centro 500 kV, Elevación (en metros) × Distancia (en km).....	109
Figura 4.23. Línea Tambo 40 – Paquitzapango, Elevación (en metros) × Distancia (en km).	109
Figura 4.24. Línea Inambari – Colectora Sur 500 kV, Elevación (en metros) × Distancia (en km).....	110
Figura 5.2. Mejora en congestión, dividido por costo capital, año 2020.	129
Figura 5.3. Mejora en congestión, dividido por costo capital, año 2020 (detalle sin plan Fuerte).	130
Figura 5.4. Mejora en congestión, dividido por costo capital, año 2020 (detalle Planos Liviano e Medio).	130
Figura 5.5. VPPD (CMg, zona Centro) y VPCT, año 2020.	132
Figura 5.6. VPPD (CMg, zona Centro) y VPCT, año 2020, para futuros de demanda baja. ...	132
Figura 5.7. VPPD (CMg), zonas Centro y Norte año 2020.	132
Figura 5.8. VPPD (CMg), zonas Centro y Norte año 2020, para futuros de baja demanda. ...	133
Figura 5.9. Contraste de pagos por la demanda, zonas Norte y Sur.	133
Figura 5.10. Contraste de pagos por la demanda, zonas Norte y Sur, escenarios sin mucho racionamiento.....	134
Figura 5.11. Costos totales y congestión, futuros con demanda alta, media, y baja, 2020.	136
Figura 5.12. Costos totales y congestión, futuros con demanda baja y media, 2020.	136
Figura 5.13. Costos totales y congestión por 4,347 futuros, 2020.	136
Figura 5.14 Robustez de opciones Liviano y Medio, línea Chiclayo-Carhuamayo.....	140
Figura 5.15 Robustez de opción Fuerte, línea Chiclayo-Carhuamayo.....	141
Figura 5.16 Robustez de opción Fuerte, línea Chiclayo-Carhuamayo, solo hidrología mediana.....	141
Figura 5.17 Robustez de opciones Liviano y Medio, línea Chiclayo-Carhuamayo, por demanda Norte y Centro.	142

Figura 5.18 Robustez de opción Fuerte, línea Chiclayo-Carhuamayo, por demanda Norte y Centro.	142
Figura 5.19 Opción Liviana, línea Trujillo-Cajamarca.	142
Figura 5.20 Opción Media, línea Trujillo-Cajamarca.	143
Figura 5.21 Opción Fuerte, línea Trujillo-Cajamarca.	143
Figura 5.22 Opción Fuerte, línea Trujillo-Cajamarca, solo costo nominal.	143
Figura 5.23 Interconexiones Centro-Sur 500-kV, justificadas por el criterio N-1.	144
Figura 5.24 Plan Medio, Norma MFI.	144
Figura 5.25 Plan Medio, Norma HDN.	145
Figura 5.26 Plan Medio, Norma MFI.	145
Figura 5.27. Plan Robusto y Opciones Condicionales (2011 – 2020).	149
Figura 5.28 Red de abastecimiento a Tacna.	161
Figura 5.29 Corrientes de Cortocircuito para nodos de la red de 500 kV.	166
Figura 5.30 Corrientes de Cortocircuito para nodos de la red de 220 kV.	166
Figura 5.31 Configuración red de 500 kV del SEIN y red colectora considerada en los estudios de estabilidad.	169
Figura 5.32 Distribución de flujos de potencia activa en las redes del interior de Lima (configuración actual).	171
Figura 5.33 Distribución de flujos de potencia activa en las líneas Chilca – La Planicie - Zapallal (configuración actual).	171
Figura 5.34 Distribución de flujos de potencia activa en las líneas Chilca – La Planicie - Zapallal (Caso #1).	172
Figura 5.35 Distribución de flujos de potencia activa en las líneas Chilca – La Planicie - Zapallal (Caso #1).	174
Figura 6.1 Congestión (HDN) y VPCT, año 2013.	175
Figura 6.2 Congestión (HDN) y VPCT, año 2016.	177
Figura 6.9. Plan Vinculante Zona Sur. Diagrama Unifilar.	180
Figura 6.10. Plan Vinculante Zona Sur. Diagrama Geográfico.	181
Figura 6.3. Balance de Potencia Zona Sur.	182
Figura 6.4. Demanda máxima en Cajamarca.	183
Figura 7.1 Congestión (HDN) y VPCT, año 2025.	184

Figura 8.1. Traza de la línea Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya..... 189

Figura 8.2. Elevación de la línea Machupicchu-Quencoro..... 190

Figura 8.3. Elevación de la línea Quencoro-Onocora-Tintaya..... 190

Figura 9.1. Sistema de conexión mínimo para las hidroeléctricas del oriente. 199

Figura 9.2. Sistema de conexión completo para las hidroeléctricas del oriente..... 199

Tablas

Tabla 1.1. Plan robusto, Año 2020.....	8
Tabla 1.2. Opciones condicionales para 2020	8
Tabla 1.3. Plan robusto, año 2016.....	10
Tabla 1.4. Opciones condicionales, año 2016	10
Tabla 2.1. Promedios y desviaciones estándares de precios marginales (\$/MWh), zonas Norte y Centro	23
Tabla 2.2. Promedios y desviaciones estándares de precios marginales (\$/MWh), zonas Sur y Centro	23
Tabla 2.3. Promedios y desviaciones estándares de ángulos eléctricos, zonas Norte y Centro (valores en radianos).....	24
Tabla 2.4. Promedios y desviaciones estándares de ángulos eléctricos, zonas Sur y Centro (valores en radianos).....	24
Tabla 2.5. Ejemplo de minimización del máximo arrepentimiento.	26
Tabla 2.6. Costos totales.	27
Tabla 2.7. Costo Total, arrepentimientos.	27
Tabla 2.8. Arrepentimiento máximo.	27
Tabla 3.1. Generación Existente en el SEIN (Nov. 2009).....	31
Tabla 3.2 Evolución de la producción de energía del SEIN (2008) – (GW.h)	32
Tabla 3.3 Evolución de la demanda máxima del SEIN (2008) – (MW).	33
Tabla 3.4 Consumo de combustibles líquidos (en miles de galones).	34
Tabla 3.5 Producción termoeléctrica, consumo de combustible (2008)	35
Tabla 3.6 Venta de energía eléctrica según sistema y empresa (GW.h).	36
Tabla 3.7 Pérdidas de energía eléctrica según el nivel de tensión (GW.h).	37
Tabla 3.8 Precio de combustible de las centrales térmicas del SEIN (2008) – GN de Camisea.	38
Tabla 3.9 Precio de combustible de las centrales térmicas del SEIN (2008) – GN de Aguaytía y Talara.	39
Tabla 3.10 Precio de combustible de las centrales térmicas del SEIN (2008) – Carbón.	39
Tabla 3.11 Precio de combustible de las centrales térmicas del SEIN (2008) – Residual.	39
Tabla 3.12 Precio de combustible de las centrales térmicas del SEIN (2008) – Diesel.	40

Tabla 3.13 Longitud de líneas de las principales empresas concesionarias de transmisión (2008).....	42
Tabla 3.14 Serie histórica de Precios de la Energía en el SEIN.....	46
Tabla 3.15. Demanda total - tasa media de crecimiento (periodo 2009 - 2020).....	48
Tabla 3.16. Proyección de demanda 2009 – 2020 (Caso Base).....	49
Tabla 3.17. Proyección de demanda 2009 – 2020 (Caso Optimista).....	50
Tabla 3.18. Proyección de demanda 2009 – 2020 (Caso Pesimista).....	51
Tabla 3.19. Proyección de la demanda por tipos de cargas.....	52
Tabla 3.20. Localización de grandes proyectos.....	53
Tabla 3.21. Demanda de grandes proyectos.....	53
Tabla 3.22. Futuros de demanda - tasa de crecimiento promedio 2009 – 2020.....	54
Tabla 3.23. Tasas de crecimiento por tipos de cargas.....	55
Tabla 3.24. Proyección del consultor – Futuro #1.....	56
Tabla 3.25. Proyección del consultor – Futuro #2.....	57
Tabla 3.26. Proyección del consultor – Futuro #3.....	58
Tabla 3.27. Proyección del consultor – Futuro #4.....	59
Tabla 3.28. Proyección del consultor – Futuro #5.....	60
Tabla 3.29. Futuros de demanda optimista, pesimista, e intermedio (MW y tasas correspondientes al año 2020).....	60
Tabla 3.30. Nudos de demanda para simular (las tasas corresponden al año 2020).....	61
Tabla 3.31. Grandes proyectos considerados.....	65
Tabla 3.32. Listado de Proyectos comprometidos - Total: 1812 MW.....	66
Tabla 3.33. Térmicos con autorización - Total: 1524 MW.....	66
Tabla 3.34. Centrales hidroeléctricas con concesión definitiva - total: 1046 MW.....	67
Tabla 3.35. Centrales hidroeléctricas del Amazonas – Total: 6673 MW.....	67
Tabla 3.36. Hidroeléctricas con concesión temporal - Total: 2990 MW.....	67
Tabla 3.37. Centrales sin concesión o autorización Total: 5380 MW.....	68
Tabla 3.38. Nudos de generación mínima, netos de exportación a Brasil.....	69
Tabla 3.39. Nudos generación – 0% de centrales del Oriente exportado a Brasil.....	70

Tabla 3.40. Nudos generación – 50% del producto de las centrales del Oriente exportado a Brasil.....	70
Tabla 3.41. Sin desarrollo de centrales en la zona Oriente.....	70
Tabla 3.42. Centrales existentes.....	72
Tabla 3.43. Centrales hidroeléctricas consideradas en al menos un futuro de generación.....	73
Tabla 3.44. Futuros de precios de combustible – 2020 y 2025.....	74
Tabla 3.45. Sobrecargas, Nudo 4.....	78
Tabla 3.46. Flujos máximos en líneas sobrecargas, nudos 1 y 3.....	80
Tabla 3.47. Flujos máximos en líneas sobrecargas, Zona Centro.....	82
Tabla 3.48. Costos unitarios de líneas.....	84
Tabla 3.49. Factores geográficos de ajuste para líneas.....	84
Tabla 3.50. Costos unitarios de equipos mayores.....	84
Tabla 3.51. Presupuesto requerido para la repotenciación.....	86
Tabla 4.1. Centrales hidroeléctricas del Amazonas – Total: 6673 MW.....	91
Tabla 4.2. Futuros de Oferta y las Centrales de la Amazonia.....	91
Tabla 4.3. Parámetros típicos para las líneas de 500 kV.....	92
Tabla 4.4. Parámetros de la alternativa de conexión de las centrales de la Amazonía.....	95
Tabla 4.5. Alternativa de conexión de las centrales de la Amazonía.....	95
Tabla 4.6. Alternativa de conexión de las centrales de la Amazonía, caso 2-B-5.....	100
Tabla 4.7. Alternativa de conexión de las centrales de la Amazonía, caso 2-B-0.....	103
Tabla 5.1. Futuros analizados para diagnosticar posibles problemas de transmisión.....	113
Tabla 5.2. Sobrecargas máximas en líneas de transmisión (muestra).....	114
Tabla 5.3. Diagnóstico: Conexiones actuales que posiblemente carezcan de confiabilidad en el sentido clásico "n-1".....	115
Tabla 5.4. Planes y opciones ante congestión (Norte y Centro).....	117
Tabla 5.5 Planes y opciones ante congestión (Sur).....	118
Tabla 5.6. Opciones para lograr confiabilidad a nivel "n-1" en regiones con conexiones radiales.....	118
Tabla 5.7. HDN y MFI para una muestra de nudos.....	120
Tabla 5.8. Costos capitales totales nominales por planes para aliviar congestión (millones).....	120

Tabla 5.9. Costos de despacho, incluyendo pérdidas y costos de energía no servida.	121
Tabla 5.10. Costos anualizados de capital y O y M por cada Plan.	121
Tabla 5.11. Atributo VPPD (muestra).....	122
Tabla 5.12. Incertidumbres analizadas.	124
Tabla 5.13. Zonas radiales, candidatos para reforzamientos por confiabilidad.	126
Tabla 5.14. TTC y flujos máximos, opciones N-1.....	128
Tabla 5.15. Aplicación del criterio N-1 para opciones.	128
Tabla 5.16. La Exposición (número de futuros donde los planes no satisfacen los criterios de la Norma) depende de la incertidumbre Costo Capital.....	130
Tabla 5.17. Arrepentimiento máximo – HDN y MFI, año 2020.....	130
Tabla 5.18. Valores máximos y mínimos de los atributos de congestión.....	131
Tabla 5.19. Resumen de análisis MINIMAX para 2020.....	137
Tabla 5.20. Resumen de análisis Trade Off/Risk para 2020.	138
Tabla 5.21. Valores típicos de tolerancias para Trade Off/Risk.....	138
Tabla 5.22 Plan robusto, 2020.....	147
Tabla 5.23 Opciones condicionales, para 2020.	148
Tabla 5.24 Futuros de demanda para estudios eléctricos.	152
Tabla 5.25. Nodo de conexión al SEIN de grandes proyectos.....	153
Tabla 5.26. Plan de incorporación de nueva capacidad de generación.	155
Tabla 5.27. Plan Fuerte.	156
Tabla 5.28. Estudios Eléctricos. Características de los casos evaluados.	158
Tabla 5.29. Estudios Eléctricos. Balance por área.	159
Tabla 5.30. Corrientes de Cortocircuito máximas.	163
Tabla 5.31. Corrientes de Cortocircuito máximas Red Lima mallada y abierta	167
Tabla 5.32. Flujo de Potencia Activa red de 500 kV – Chilca – La Planicie (año 2020).....	173
Tabla 6.1 Robustez, año 2013.....	176
Tabla 6.2 Arrepentimiento máximo, año 2013.	176
Tabla 6.3. Resumen de análisis Trade Off/Risk para el año 2016.....	177
Tabla 6.4. Resumen de análisis MINIMAX para el año 2016.....	178

Tabla 6.5 Plan robusto, año 2016.....	179
Tabla 6.6, opciones condicionales, año 2016.	179
Tabla 6.7. Parámetros eléctricos de líneas de incluidas en el Plan Vinculante.....	180
Tabla 7.1. Resumen de análisis Trade Off/Risk para el año 2025.....	185
Tabla 7.2. Resumen de análisis MINIMAX para el año 2025.....	185
Tabla 7.3 Opciones condicionales, año 2025.	187
Tabla 9.1. Plan robusto, año 2020.....	195
Tabla 9.2. Opciones condicionales, año 2020.	195
Tabla 9.3. Plan robusto, año 2016.....	196
Tabla 9.4. Opciones condicionales, año 2016.	196
Tabla 9.5. Opciones condicionales, año 2025.	197