

### 3 FUTUROS

#### 3.1 Características físicas del MEM de Perú

El Sistema Eléctrico Nacional de Perú (SEN) está compuesto por las instalaciones asociadas al denominado Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) más aquellas correspondientes a los Sistemas Aislados (SSAA).

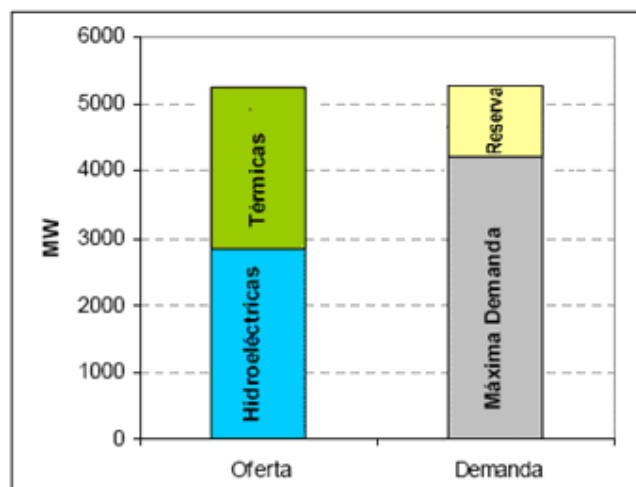
El COES coordina la operación del SEIN y correspondientemente el estudio de planificación de las ampliaciones del sistema de transmisión abarcan las instalaciones correspondientes a dicho sistema.

En función de ello, a continuación se presentan las principales características del SEIN que tienen relación con el presente estudio de planificación.

##### 3.1.1 Capacidad Instalada de Generación

La capacidad instalada de generación en el SEIN en el año 2008 es de 5937 MW, de los cuales 3093 MW (52.1%) corresponden a centrales hidráulicas y 2844 MW (47.9%) a centrales térmicas. La capacidad instalada que participa del mercado eléctrico es de 5745 MW (96.7%) correspondiendo los restantes 182 MW (3.2%) a usos propios.

La potencia efectiva disponible totaliza 5356 MW de los cuales 2902 MW corresponden a centrales hidráulicas y 2455 MW corresponden a centrales térmicas. El margen de reserva con que operó el sistema en el año 2008 fue del 27.6%. La Potencia Firme total en enero de 2009 fue de 5037 MW.



Fuente: Elaboración propia

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

**Tabla 3.1. Generación Existente en el SEIN (Nov. 2009).**

Fuente: COES. Información suministrada para el Plan de Transmisión.

ÁREA	OFERTA HIDRO EXISTENTE	MW
CENTRO	MANTARO	670.7
CENTRO	RESTITUCION	215.4
CENTRO	HUINCO	247.3
CENTRO	MATUCANA	128.6
CENTRO	CALLAHUANCA	80.4
CENTRO	MOYOPAMPA	64.7
CENTRO	HUAMPANI	30.2
CENTRO	YANANGO	42.6
CENTRO	CHIMAY	150.9
NORTE	CARHUAQUERO	105.1
NORTE	CANA BRAVA	5.7
NORTE	CANON DEL PATO	263.5
CENTRO	CAHUA	43.1
NORTE	PARIAC	5.0
NORTE	GALLITO CIEGO	38.2
SUR	SAN ANTONIO	0.6
SUR	SAN IGNACIO	0.4
SUR	HUAYLLACHO	0.2
SUR	MISAPUQUIO	3.9
CENTRO	MALPASO	48.0
CENTRO	OROYA	9.5
CENTRO	PACHACHACA	9.7
CENTRO	YAUPI	110.2
SUR	CHARCANI I	1.7
SUR	CHARCANI II	0.6
SUR	CHARCANI III	4.6
SUR	CHARCANI IV	15.3
SUR	CHARCANI V	144.6
SUR	CHARCANI VI	8.9
SUR	MACHUPICCHU	88.8
SUR	SAN GABAN II	113.1
SUR	ARICOTA 1	22.5
SUR	ARICOTA 2	12.4
CENTRO	YUNCAN	136.8
CENTRO	HUANCHOR	19.6
NORTE	SANTA CRUZ	6.2
CENTRO	SANTA ROSA 1	1.0
CENTRO	SANTA ROSA 2	1.7
NORTE	CURUMUY	12.0
NORTE	POECHOS 1	15.0
CENTRO	YAULI-SACSAMARCA	1.0
SUR	LA JOYA	9.6
NORTE	POECHOS 2	10.0

**SUB TOTAL HIDRO 2899.2**

**RESUMEN DE GENERACION EXISTENTE EN EL SEIN**

CENTRO	HIDRO-EXISTENTE	2011.3
NORTE	HIDRO-EXISTENTE	460.6
SUR	HIDRO-EXISTENTE	427.2

CENTRO	TERMICO-EXISTENTE	2134.9
NORTE	TERMICO-EXISTENTE	339.3
SUR	TERMICO-EXISTENTE	440.1

**TOTAL SEIN EXISTENTE (MW) 5813.5**

30.11.2009

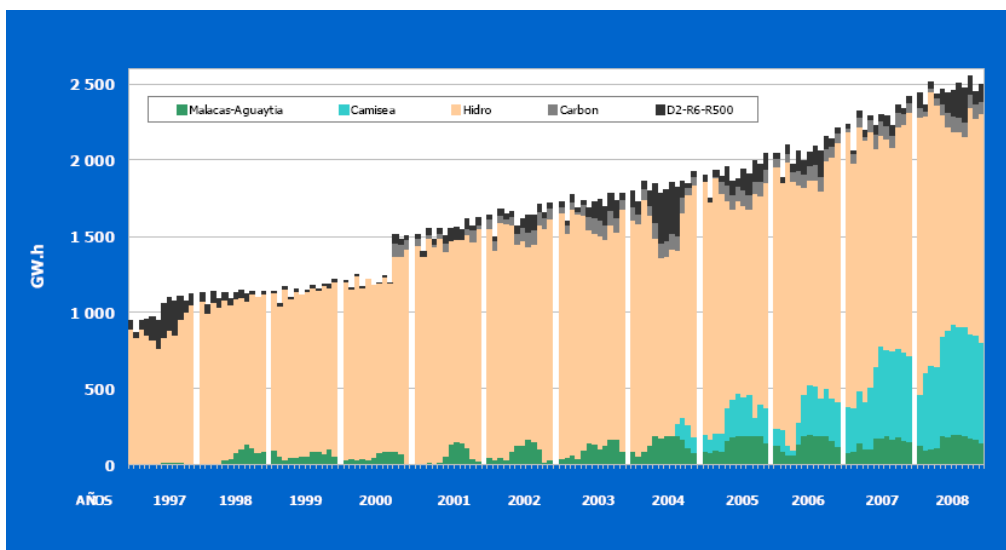
ÁREA	OFERTA TERMICA EXISTENTE	MW
CENTRO	AGUAYTIA TG-1	87.6
CENTRO	AGUAYTIA TG-2	88.1
CENTRO	SANTA ROSA UTI-5	53.4
CENTRO	SANTA ROSA UTI-6	52.6
CENTRO	SANTA ROSA WTG-7	123.9
CENTRO	VENTANILLA TG3+TG4 CC FA	492.7
NORTE	MALACAS TG-1	15.0
NORTE	MALACAS TG-2	15.0
NORTE	MALACAS TG-4	102.7
NORTE	CHICLAYO OESTE SULZER 1	5.8
NORTE	CHICLAYO OESTE SULZER 2	5.8
NORTE	CHICLAYO OESTE GMT-3	4.3
NORTE	CHICLAYO OESTE GMT-1	4.2
NORTE	CHICLAYO OESTE GMT-2	4.2
NORTE	PIURA GMT-1	4.7
NORTE	PIURA GMT-2	4.6
NORTE	PIURA TG	18.6
NORTE	PIURA MIRLEES-1	1.2
NORTE	PIURA MIRLEES-4	1.8
NORTE	SULLANA ALCO-2	2.2
NORTE	SULLANA ALCO-3	2.1
NORTE	SULLANA ALCO-5	2.1
NORTE	PAITA SKODA-2	0.8
NORTE	PAITA SKODA-3	0.9
NORTE	PAITA EMD-1	2.1
NORTE	CHIMBOTE TG-1	19.8
NORTE	CHIMBOTE TG-3	21.5
NORTE	TRUJILLO TG-4	20.4
CENTRO	YARINACOCHA W1	6.2
CENTRO	YARINACOCHA W2	6.1
CENTRO	YARINACOCHA W3	6.1
CENTRO	YARINACOCHA W4	6.1
NORTE	TUMBES MAK1	9.2
NORTE	TUMBES MAK2	8.1
CENTRO	SAN NICOLAS TV-1	19.0
CENTRO	SAN NICOLAS TV-2	18.3
CENTRO	SAN NICOLAS TV-3	25.8
CENTRO	SAN NICOLAS CUMMINS	1.2
SUR	MOLLENDO MIRLEES 1	10.6
SUR	MOLLENDO MIRLEES 2	10.7
SUR	MOLLENDO MIRLEES 3	10.7
SUR	CHILINA TV2	6.2
SUR	CHILINA TV3	9.9
SUR	CHILINA CC	16.7
SUR	CHILINA SULZER 1	5.1
SUR	CHILINA SULZER 2	5.3
SUR	BELLAVISTA MAN 1	1.8
SUR	BELLAVISTA ALCO	1.8
SUR	TAPARACHI SKODA 1	0.4
SUR	TAPARACHI MAN 1	0.8
SUR	TAPARACHI MAN 3	1.8
SUR	TAPARACHI MAN 4	1.9
SUR	ILO 1 TV2	0.0
SUR	ILO 1 TV3	69.5
SUR	ILO 1 TV4	66.5
SUR	ILO 1 TG-1	34.7
SUR	ILO 1 TG-2	32.5
SUR	ILO 1 CATKATO	3.3
SUR	ILO 2 TV1	141.9
CENTRO	CHILCA TG1	176.0
CENTRO	CHILCA TG2	174.5
CENTRO	KALLPA TG1	176.8
CENTRO	SDF OQUENDO TG1	29.4
CENTRO	LA PAMPILLA	9.0
SUR	PTO.MALDONADO	8.2
CENTRO	KALLPA TG2	194.7
NORTE	TRUJILLO D2 GEN.ADIC.	62.1
CENTRO	CHILCA TG3	194.2
CENTRO	SANTA ROSA WTG-8	193.2

**SUB TOTAL TERMO 2914.3**

### 3.1.2 Producción de Energía

En el año 2008 la producción de energía totalizó 29558,71 GWh de los cuales 18010,23 GWh (60,93%) son de origen hidráulico y 11548,48 GWh (39,08%) son de origen térmico. La máxima demanda de potencia alcanzó 4198,7 MW, lo que implica un Factor de Carga de 0.80.

El crecimiento promedio de la producción de energía en el periodo 2001 – 2008 fue del 7.0%aa. El crecimiento se ha dado principalmente en generación térmica que utiliza como combustible el gas natural del yacimiento de CAMISEA.



Fuente: Estadística de operaciones 2008 – COES-SINAC.

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

**Tabla 3.2 Evolución de la producción de energía del SEIN (2008) – (GW.h)**

Fuente: Estadística de operaciones 2008 – COES-SINAC.

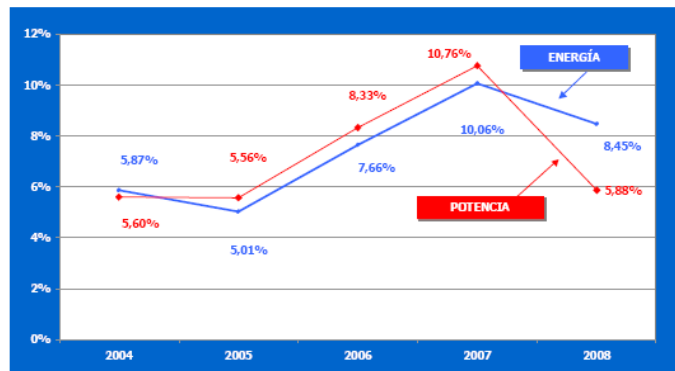
MESES	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
												PROD	INC %
ENERO	947,1	1 128,2	1 143,0	1 210,5	1 515,5	1 642,4	1 726,4	1 799,4	1 896,6	2 041,9	2 234,0	2 435,6	9,02
FEBRERO	865,7	1 044,7	1 059,4	1 164,1	1 397,4	1 496,6	1 602,1	1 719,9	1 748,5	1 886,4	2 061,7	2 356,6	14,30
MARZO	944,4	1 136,3	1 169,4	1 252,3	1 549,3	1 675,2	1 766,8	1 862,8	1 929,4	2 103,3	2 322,9	2 510,5	8,07
ABRIL	954,5	1 096,3	1 102,6	1 167,7	1 480,2	1 644,5	1 690,1	1 795,2	1 888,4	1 971,1	2 192,6	2 432,1	10,92
MAYO	971,5	1 128,4	1 152,4	1 217,8	1 551,2	1 663,6	1 737,3	1 843,7	1 958,8	2 061,2	2 291,4	2 466,4	7,64
JUNIO	948,1	1 092,0	1 115,6	1 178,1	1 503,6	1 565,1	1 690,8	1 778,6	1 858,0	1 995,1	2 222,2	2 438,7	9,74
JULIO	1 057,6	1 130,6	1 146,4	1 194,2	1 556,1	1 615,4	1 730,4	1 804,4	1 877,7	2 050,7	2 296,7	2 460,6	7,14
AGOSTO	1 101,4	1 150,1	1 172,0	1 239,8	1 563,0	1 635,4	1 743,7	1 847,2	1 939,1	2 093,3	2 291,1	2 503,7	9,28
SETIEMBRE	1 074,4	1 124,0	1 152,4	1 197,8	1 541,3	1 642,7	1 697,8	1 816,8	1 907,3	2 061,3	2 228,8	2 470,1	10,82
OCTUBRE	1 107,3	1 140,0	1 184,0	1 513,1	1 615,6	1 709,0	1 785,1	1 864,2	1 989,2	2 154,4	2 359,7	2 553,6	8,22
NOVIEMBRE	1 074,8	1 103,3	1 179,5	1 476,8	1 569,3	1 651,6	1 737,2	1 844,8	1 971,3	2 138,0	2 334,1	2 441,5	4,60
DICIEMBRE	1 123,4	1 136,6	1 213,6	1 506,0	1 620,2	1 716,3	1 780,7	1 926,2	2 037,1	2 206,1	2 419,7	2 489,3	2,88
ANUAL	12 170,3	13 410,5	13 790,5	15 318,1	18 462,8	19 657,9	20 688,6	21 903,1	23 001,5	24 762,8	27 254,9	29 558,7	8,45

**Tabla 3.3 Evolución de la demanda máxima del SEIN (2008) – (MW).**

Fuente: Estadística de operaciones 2008 – COES-SINAC.

MESES	EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MAXIMA DEL SEIN 2008 (MW)											2008	
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	M.D.	INC %
ENERO	1 750,8	1 983,7	2 094,1	2 139,7	2 606,8	2 762,4	2 851,2	2 959,3	3 044,1	3 278,6	3 589,2	3 983,0	10,97%
FEBRERO	1 741,8	1 985,4	2 016,4	2 154,0	2 623,6	2 768,0	2 907,1	2 974,3	3 044,7	3 281,8	3 646,8	4 009,4	9,94%
MARZO	1 760,9	1 990,8	2 003,6	2 148,6	2 641,8	2 822,5	2 927,9	3 007,6	3 106,9	3 351,5	3 727,6	4 072,0	9,24%
ABRIL	1 798,2	2 031,1	2 011,2	2 129,6	2 694,1	2 846,9	2 915,2	3 024,8	3 157,3	3 338,1	3 744,5	4 043,2	7,98%
MAYO	1 796,9	2 016,1	2 079,6	2 131,2	2 673,2	2 823,2	2 914,7	2 978,6	3 193,3	3 320,7	3 758,5	4 018,9	6,93%
JUNIO	1 780,1	2 030,3	2 053,5	2 143,7	2 676,6	2 777,8	2 895,8	2 974,3	3 092,2	3 314,4	3 714,3	4 090,8	10,14%
JULIO	1 946,9	2 004,3	2 065,9	2 091,2	2 685,5	2 778,1	2 885,0	2 904,3	3 138,3	3 321,9	3 721,9	4 039,7	8,54%
AGOSTO	1 972,7	2 064,5	2 075,6	2 116,8	2 669,8	2 775,8	2 882,2	2 972,7	3 127,0	3 353,1	3 730,1	4 073,1	9,20%
SEPTIEMBRE	1 971,9	2 036,9	2 068,0	2 162,8	2 694,1	2 838,2	2 887,2	2 973,9	3 175,5	3 395,5	3 758,9	4 108,2	9,29%
OCTUBRE	1 975,0	2 027,0	2 113,5	2 615,3	2 740,8	2 839,2	2 935,8	3 012,4	3 233,8	3 452,1	3 810,8	4 088,1	7,28%
NOVIEMBRE	1 978,6	2 057,6	2 129,5	2 620,7	2 768,8	2 870,8	2 942,4	3 045,5	3 244,6	3 514,5	3 939,7	4 155,9	5,49%
DICIEMBRE	1 998,3	2 106,0	2 126,6	2 597,4	2 792,2	2 908,2	2 964,8	3 130,8	3 305,0	3 580,3	3 965,6	4 198,7	5,88%
<b>ANUAL</b>	<b>1 998,3</b>	<b>2 106,0</b>	<b>2 129,5</b>	<b>2 620,7</b>	<b>2 792,2</b>	<b>2 908,2</b>	<b>2 964,8</b>	<b>3 130,8</b>	<b>3 305,0</b>	<b>3 580,3</b>	<b>3 965,6</b>	<b>4 198,7</b>	<b>5,88%</b>

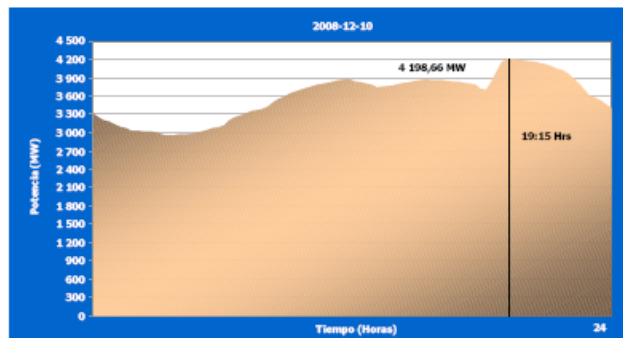
Nota: Los datos de M.D. desde el año 1999 corresponden a la energía integrada en el intervalo de 15 minutos y los años anteriores son datos instantáneos medidos en forma horaria.



Fuente: Estadística de operaciones 2008 – COES-SINAC.

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

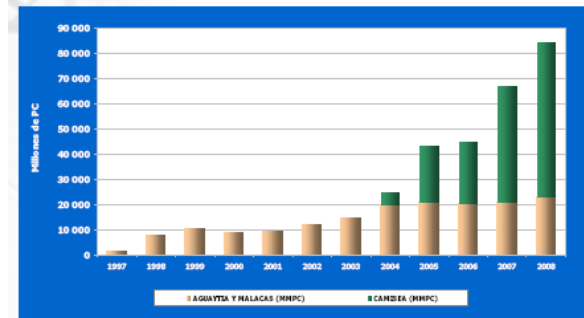
El Factor de Carga se ha mantenido estable en el tiempo y próximo al 80%. La siguiente figura muestra la curva de carga del día de máxima demanda del año 2008.



Fuente: Estadística de operaciones 2008 – COES-SINAC.

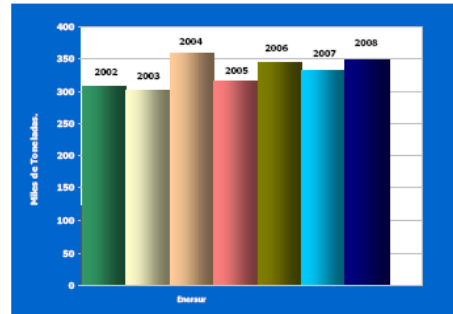
**Figura 3.4 Diagrama de carga del día de máxima demanda (2008).**

En correspondencia con lo indicado respecto a la generación por tipo, el consumo de combustible tiene el mismo patrón que el de la generación térmica marcando un alto crecimiento el consumo de gas natural de CAMISEA mientras que el consumo de otros combustibles (líquidos, carbón) se han mantenido constantes en los últimos años.



Fuente: Estadística de operaciones 2008 – COES-SINAC.

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



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

Fuente: Estadística de operaciones 2008 – COES-SINAC.

**Tabla 3.4 Consumo de combustibles líquidos (en miles de galones).**

Fuente: Estadística de operaciones 2008 – COES-SINAC.

**CONSUMO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS  
(EN MILES DE GALONES)**

AÑO	TOTAL (1)
2001	28 667,0
2002	30 297,9
2003	51 195,3
2004	137 239,3
2005	61 459,1
2006	56 638,4
2007	36 444,3
2008	104 067,2

**NOTA:**

(1) Combustibles líquidos: Diesel 2, R-6 y R500.

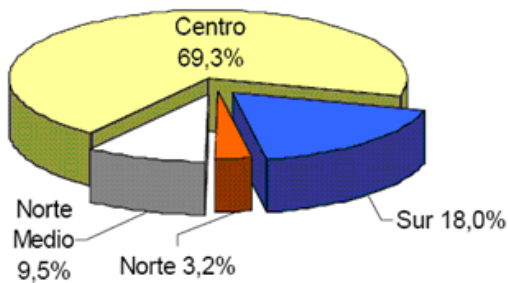
**Tabla 3.5 Producción termoeléctrica, consumo de combustible (2008)**

Líquidos: Miles de Galones  
 Gas Natural: Millones de Pies Cúbicos  
 Carbón: Miles de Toneladas  
 Fuente: Estadística de operaciones 2008 – COES-SINAC.

	ENERGÍA (GW.h)	COMBUSTIBLE
<b>TOTAL LÍQUIDOS</b>	<b>1 320,53</b>	<b>104 067,22</b>
<b>TOTAL GAS NATURAL</b>	<b>9 318,67</b>	<b>84 214,43</b>
<b>TOTAL CARBÓN</b>	<b>909,28</b>	<b>347,46</b>

### 3.1.3 Ventas de Energía

La demanda del SEIN está concentrada aproximadamente en un 69% en zona Centro, correspondiente al departamento de Lima. El resto de la demanda está distribuida en un extenso territorio con una muy baja densidad de carga donde se distingue la zona Sur por sus aprovechamientos mineros.



Fuente: Elaboración propia en base a información corresponde al año 2005.

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

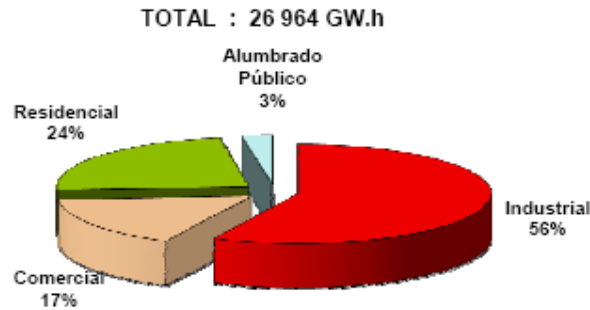
Las ventas de energía en el SEIN en el año 2008 fueron por un total de 26472 GWh, con una muy alta participación de la demanda de tipo industrial (56%) lo que explica el alto factor de carga (80%). Gran parte de la demanda industrial se abastece directamente a nivel de las redes de MAT vía contratos del mercado libres suscritos con generadores.

**Tabla 3.6 Venta de energía eléctrica según sistema y empresa (GW.h).**

Fuente: MEM. Anuario Estadístico de Electricidad 2008.

Empresa Por sistema	Generadoras	Distribuidoras	Total
SEIN	10 667	15 805	26 472 98%
SS AA		492	492 2%
<b>TOTAL</b>	<b>10 667</b> 40%	<b>16 297</b> 60%	<b>26 964</b>

Empresa Nivel de tensión	Generadoras	Distribuidoras	Total
MAT	6 947	116	7 063 26%
AT	1 875	221	2 096 8%
MT	1 845	6 443	8 289 31%
BT		9 517	9 517 35%
<b>TOTAL</b>	<b>10 667</b> 40%	<b>16 297</b> 60%	<b>26 964</b>



Fuente: MEM. Anuario Estadístico de Electricidad 2008.

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

La diferencia entre producción y ventas de energía en el SEIN corresponden a pérdidas de energía en las redes de transmisión y distribución. Las pérdidas en transmisión representan el 6% de la producción total de energía.

**Tabla 3.7 Pérdidas de energía eléctrica según el nivel de tensión (GW.h).**

Fuente: MEM. Anuario Estadístico de Electricidad 2008.

Nivel de tensión	Sistema
	SEIN
MAT	1 328,90
AT	379,58
MT	401,64
BT	998,72
<b>Total</b>	<b>3 098,84</b>

Sistema eléctrico	Sistema
	SEIN
Transmisión	1 785,29
Distribución	1 331,54
<b>Total</b>	<b>3 096,84</b>

### 3.1.4 Precios de Combustibles

#### Gas Natural

#### Gas de Camisea

La zona de Camisea se encuentra a unos 500 kilómetros al este de la ciudad de Lima en la vertiente oriental de la cordillera de los Andes en el departamento del Cusco. Los yacimientos San Martín y Cashiriari, conjuntamente conocidos como Bloque 88, Camisea, albergan una de las más importantes reservas de gas natural no asociado en América Latina.

El Proyecto Camisea incluye dos ductos, un gasoducto para gas natural y un poliducto para líquidos de gas natural y la red de distribución para gas natural en Lima y Callao.

El gasoducto para gas natural tiene 714 km de largo y el poliducto para líquidos de gas natural tiene 540 km de largo. Los dos gasoductos corren en paralelo desde los campos de Camisea, ubicados 431 km al este de Lima, hasta la costa peruana, 200 km al sur de Lima, donde el gasoducto de NGL termina en una planta de fraccionamiento. Desde el área de la Planta de Fraccionamiento, el gasoducto de gas natural gira hacia el norte y se dirige, paralelo a la costa, hasta la City Gate en Lima. El gasoducto de gas natural tiene un diámetro de 32", 24" y 18" y está diseñado para el transporte inicial de 285 millones de pies cúbicos por día, mientras que el ducto de NGL tiene un diámetro de 14" y 10" y está diseñado para el transporte inicial de 50,000 barriles por día. El gasoducto a Lima – Callao comenzó su operación en Agosto de 2004.

La figura siguiente muestra la ubicación del yacimiento y la traza del poliducto.



Figura 3.9 Proyecto Camisea – Poliducto.

El estado peruano priorizó el suministro de GN a Lima, por lo que con el fin de rentabilizar el desarrollo del proyecto Camisea, el gobierno debió favorecer el gas natural dentro de su política energética.

El precio del gas natural de CAMISEA está regulado existiendo una tarifa asociada al producto y otra al transporte. La siguiente tabla muestra los precios de gas natural correspondientes a cada central para cada mes del 2008.

Tabla 3.8 Precio de combustible de las centrales térmicas del SEIN (2008) – GN de Camisea.

Fuente: Estadística de operaciones 2008 – COES-SINAC.

COMBUSTIBLE	CENTRAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	UNIDADES
GAS NATURAL	CHILCA1 TG 2 - GAS	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	KALLPA TG 1 - GAS	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	CHILCA1 TG 1 - GAS	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	STA ROSA WEST TG7 - GAS	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	VENTANILLA TG 3 - GAS	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	VENTANILLA TG 4 - GAS	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	STA ROSA WEST TG7 - GAS CON H2O	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	STA ROSA UTI 5 - GAS	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	STA ROSA UTI 6 - GAS	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS F.DIRECTO	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS F.DIRECTO	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS F.DIRECTO	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

### Gas de Aguaytía y Talara

Perú dispone de gas natural en las zonas de Aguaytía y Talara, lo que permite el abastecimiento a las centrales térmicas ubicadas en las zonas respectivas.

Los precios de gas natural para las centrales abastecidas con dicho gas natural se indican en la siguiente tabla:

**Tabla 3.9 Precio de combustible de las centrales térmicas del SEIN (2008) – GN de Aguaytía y Talara.**

Fuente: Estadística de operaciones 2008 – COES-SINAC.

COMBUSTIBLE	CENTRAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	UNIDADES
GAS NATURAL														US\$/MBTU
	AGUAYTIA TG 1 - GAS	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
	AGUAYTIA TG 2 - GAS	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
	MALACAS TG 4 - GAS	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	5,0	5,1	5,2	5,3	5,3	5,3	5,3
	MALACAS TG 4 - GAS CON H2O	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	5,0	5,1	5,2	5,3	5,3	5,3	5,3
	MALACAS TG 1 - GAS	5,6	5,8	6,1	6,3	6,6	6,9	8,1	8,5	9,1	9,5	9,8	9,7	9,7
	MALACAS TG 2 - GAS	5,6	5,8	6,1	6,3	6,6	6,9	8,1	8,5	9,1	9,5	9,8	9,7	9,7

### Otros Combustibles

La generación térmica de Perú utiliza como combustible, además del gas natural, el carbón y combustibles derivados del petróleo (Residual 500, Residual 6 y el Diesel 2). Las figuras siguientes muestran la evolución de los precios de estos combustibles en el año 2008.

**Tabla 3.10 Precio de combustible de las centrales térmicas del SEIN (2008) – Carbón.**

Fuente: Estadística de operaciones 2008 – COES-SINAC.

COMBUSTIBLE	CENTRAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	UNIDADES
CARBÓN	ILO2 TV1 - CARB	86,3	74,9	74,9	86,1	128,8	128,8	128,8	128,8	161,6	161,6	161,6	161,6	US\$/Tn

**Tabla 3.11 Precio de combustible de las centrales térmicas del SEIN (2008) – Residual.**

Fuente: Estadística de operaciones 2008 – COES-SINAC.

COMBUSTIBLE	CENTRAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	UNIDADES
RESIDUAL	ILO1 TV2 - R500	71,9	75,3	78,2	73,0	81,6	88,7	93,5	110,6	99,6	80,6	58,1	48,1	US\$/BARRIL
	ILO1 TV3 - R500	71,9	75,3	78,2	73,0	81,6	88,7	93,5	110,6	99,6	80,6	58,1	48,1	
	ILO1 TV4 - R500	71,9	75,3	78,2	73,0	81,6	88,7	93,5	110,6	99,6	80,6	58,1	48,1	
	CHICLAYO OESTE - R6	73,9	75,1	79,0	76,1	76,2	79,8	84,1	92,3	91,6	89,5	89,3	57,5	
	PIURA 1 - R6	74,2	75,5	79,3	76,4	76,6	80,1	84,4	92,6	91,9	89,7	89,6	57,8	
	PIURA 2 - R6	74,2	75,5	79,3	76,4	76,6	80,1	84,4	92,6	91,9	89,7	89,6	57,8	
	PIURA TG - R6	73,5	74,7	78,6	75,7	75,8	79,4	84,4	92,6	91,9	89,7	89,6	57,8	
	YARINACOCCHA - R6	61,0	62,0	65,2	62,8	67,1	74,4	85,4	103,5	102,6	92,0	91,9	61,5	
	SAN NICOLAS TV 1 - R500	61,5	62,9	66,2	63,7	64,0	61,4	71,4	68,1	79,5	79,2	63,1	68,9	
	SAN NICOLAS TV 2 - R500	61,5	62,9	66,2	63,7	64,0	61,4	71,4	68,1	79,5	79,2	63,1	68,9	
	SAN NICOLAS TV 3 - R500	61,5	62,9	66,2	63,7	64,0	61,4	71,4	68,1	79,5	79,2	63,1	68,9	
	MOLLENDO 123 - R500	60,2	61,2	64,3	61,9	62,1	65,9	69,5	77,8	81,6	78,6	71,4	70,3	
	CHILINA TV2 - R500	61,5	62,5	65,7	63,3	63,5	67,2	70,9	79,1	84,6	81,5	72,9	71,8	
	CHILINA TV3 - R500	61,5	62,5	65,7	63,3	63,5	67,2	70,9	79,1	84,6	81,5	72,9	71,8	
	TUMBES - R6	63,8	64,9	68,2	65,7	65,8	69,5	73,8	70,3	81,8	81,4	81,2	73,5	

**Tabla 3.12 Precio de combustible de las centrales térmicas del SEIN (2008) – Diesel.**

Fuente: Estadística de operaciones 2008 – COES-SINAC.

COMBUSTIBLE	CENTRAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	UNIDADES	
DIESEL	CHILINA SULZ 12 - R500 D2	65,5	66,6	70,6	68,0	66,1	71,1	76,3	82,2	88,8	85,5	76,6	75,7		
	SAN NICOLAS CUMMINS - D2	99,0	101,1	106,3	108,2	108,4	117,1	123,3	123,2	122,2	117,7	117,5	85,1		
	STA ROSA UTI 5 - D2	80,3	81,6	90,7	87,3	88,7	117,8	103,7	104,6	103,8	118,5	118,3	85,3	USD/BARRIL	
	STA ROSA UTI 6 - D2	80,3	81,6	90,7	87,3	88,7	117,8	103,7	104,6	103,8	118,5	118,3	85,3		
	STA ROSA WEST TG7 - D2	80,3	81,6	90,7	87,3	88,7	117,8	103,7	104,6	103,8	118,5	118,3	85,3		
	STA ROSA WEST TG7 - D2 CON H2O	80,3	81,6	90,7	87,3	88,7	117,8	103,7	104,6	103,8	118,5	118,3	85,3		
	TRUJILLO TG - D2	99,4	81,6	85,7	87,3	108,3	103,9	123,3	117,6	116,7	117,9	117,6	86,1		
	MOLLENDO TG 1 - D2	100,3	102,0	113,3	109,2	109,4	104,9	124,6	118,8	117,9	119,0	118,8	87,1		
	MOLLENDO TG 2 - D2	100,3	102,0	113,3	109,2	109,4	104,9	124,6	118,8	117,9	119,0	118,8	87,1		
	SULLAMA - D2	99,0	100,6	105,7	101,9	102,1	116,9	123,2	123,2	122,6	118,3	99,1	97,6		
	PAITA 1 - D2	99,2	100,9	106,1	102,2	108,3	117,2	123,5	123,5	123,0	118,5	99,4	97,9		
	PAITA 2 - D2	99,2	100,9	106,1	102,2	108,3	117,2	123,5	123,5	123,0	118,5	99,4	97,9		
	VENTANILLA TG 4 - D2	80,0	81,3	85,5	82,4	88,5	84,8	100,8	104,4	103,5	99,8	99,6	98,2		
	VENTANILLA TG 3 - D2	80,0	81,3	85,5	82,4	88,5	84,8	100,8	104,4	103,5	99,8	99,6	98,2		
	VENTANILLA TG 4 - D2 CON H2O	80,0	81,3	85,5	82,4	88,5	84,8	100,8	104,4	103,5	99,8	99,6	98,2		
	VENTANILLA TG 3 - D2 CON H2O	80,0	81,3	85,5	82,4	88,5	84,8	100,8	104,4	103,5	99,8	99,6	98,2		
	CHIMBOTE TG1 - D2	81,0	82,4	91,5	88,1	89,5	118,0	124,3	131,5	133,1	119,3	100,1	98,6		
	CHIMBOTE TG3 - D2	81,0	82,4	91,5	88,1	89,5	118,0	124,3	131,5	133,1	119,3	100,1	98,6		
	TAPASACHI - D2	102,5	104,2	115,7	111,4	111,7	107,1	126,6	120,7	125,4	120,8	101,9	100,4		
	BELLAVISTA MAN 1 - D2	102,6	104,3	115,8	111,5	111,8	107,2	126,7	120,8	125,5	120,9	102,0	100,5		
	BELLAVISTA ALCO - D2	102,6	104,3	115,8	111,5	111,8	107,2	126,7	120,8	125,5	120,9	102,0	100,5		
	CICLO COMBINADO - D2	101,3	102,9	114,3	110,1	110,4	105,8	125,6	119,8	126,5	121,8	111,8	110,1		
	CHICLAYO OESTE - D2					87,0	87,2	116,9	123,2	123,2	121,3	120,9	112,2	110,5	
	HALACAS TG 4 - D2	120,7	122,6	135,1	130,1	130,4	117,2	122,6	116,9	127,3	122,6	103,4	116,4		
	PIURA TG - D2	97,0	100,7	105,9	107,9	108,2	117,1	123,4	123,4	122,4	117,9	118,2	116,5		
	PIURA 1 - D2	101,1	105,0	110,4	112,2	112,5	117,1	123,4	123,4	122,4	117,9	118,2	116,5		
	PIURA 2 - D2	101,1	105,0	110,4	112,2	112,5	117,1	123,4	123,4	122,4	117,9	118,2	116,5		
	DOLORES(GM 123 ALC 12) - D2	105,5	107,2	112,7	114,8	115,0	110,3	129,9	123,9	122,9	118,5	118,2	116,5		
	DOLORES (SZ 12) - D2	105,5	107,2	112,7	114,8	115,0	110,3	129,9	123,9	122,9	118,5	118,2	116,5		
	ILO1 TG1 - D2	106,0	107,7	113,3	115,0	115,3	124,0	130,7	128,2	132,8	128,0	127,7	125,9		
	ILO1 CATMATO - D2	106,0	107,7	113,3	115,0	115,3	124,0	130,7	128,2	132,8	128,0	127,7	125,9		
	ILO1 TG2 - D2	106,0	107,7	113,3	115,0	115,3	124,0	130,7	128,2	132,8	128,0	127,7	125,9		

### Costo Variable de Producción

A los efectos de determinar el despacho económico de generación y los precios de la energía en el mercado spot, a cada unidad térmica se le determina su correspondiente costo variable de producción siendo este la suma de dos componentes: combustible y no combustibles

$$CVP \text{ [USD/MWh]} = CVC + CVNC = \text{EFI [UNIDAD/MWh]} \times \text{PC[USD/UNIDAD]} + CVNC$$

Donde:

CVP [USD/MWh] : Costo Variable de producción

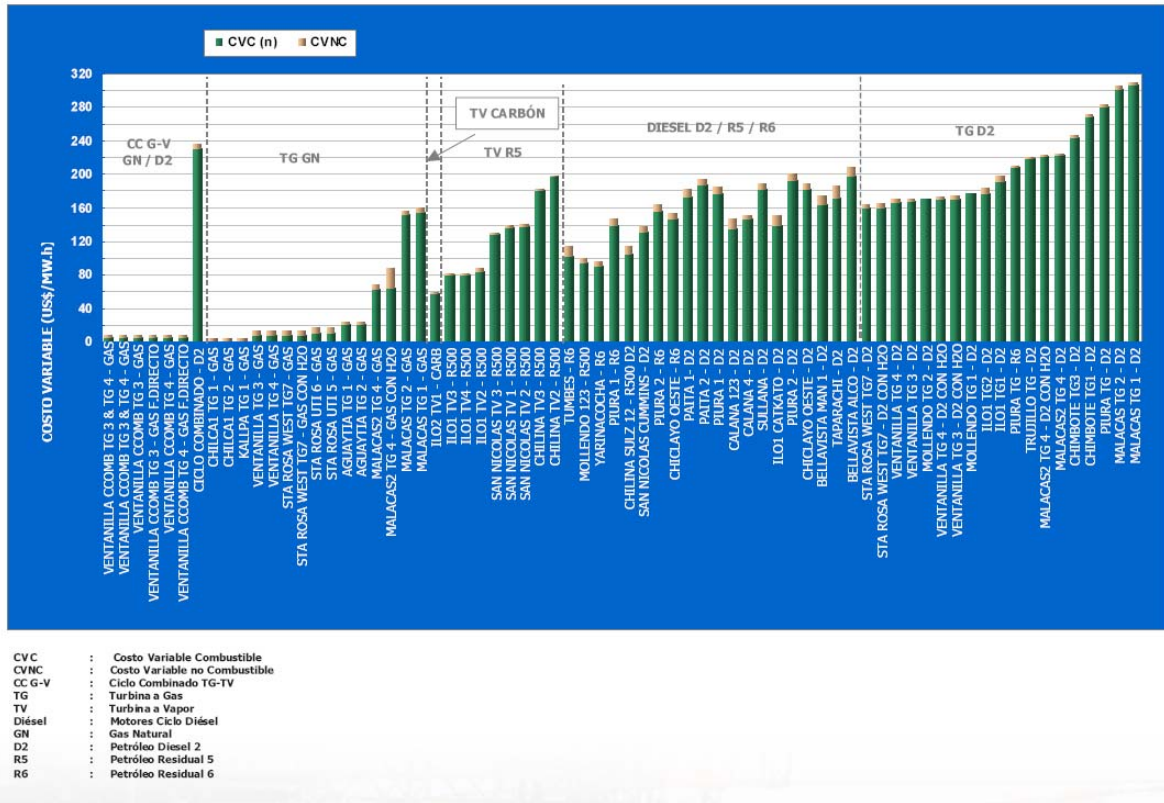
CVC [USD/MWh] : Costo Variable de combustible

CVNC [USD/MWh] : Costo Variable No Combustible

EFI [UNIDAD/MWh] : Eficiencia Térmica de la central

PC [USD/UNIDAD] : Precio de Combustible

La siguiente figura muestra los costos variables de producción resultantes para las centrales que operan en el SEIN.



Fuente: Estadística de operaciones 2008 – COES-SINAC.

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

### 3.1.5 Red de Transmisión

Perú dispone de una extensa red de transporte eléctrica en tensiones de 220 kV, 138 kV y tensiones menores la cual se ilustra en la figura siguiente. En total la red del SEIN tiene una longitud de 15398 km correspondiendo 5711 km a redes de 220 kV y 3451 km a redes de 138 kV.

La tabla siguiente presenta la longitud de líneas de transmisión en 220 kV y 138 kV correspondientes a las principales empresas de transmisión que operan en el SEIN.

**Tabla 3.13 Longitud de líneas de las principales empresas concesionarias de transmisión (2008).**

Fuente: MEM. Anuario Estadístico de Electricidad 2008.

Nombre de Empresa	Tensión ( kV )	
	220	138
Consortio Energético Huancavelica S.A.	147,9	
Consortio Transmantaro S.A.	603,0	
ETESELVA S.R.L.	392,0	
Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A.	261,7	130,5
ETENORTE S.R.L.	82,7	259,5
Red de Energía del Perú S.A. - REPSA	3 073,7	1 237,5
Red Eléctrica del Sur S.A.	427,8	
Otros *	721,9	2 008,8
<b>Total</b>	<b>5 710,7</b>	<b>3 636,4</b>

\* Corresponde a Empresas del mercado Eléctrico y de uso propio

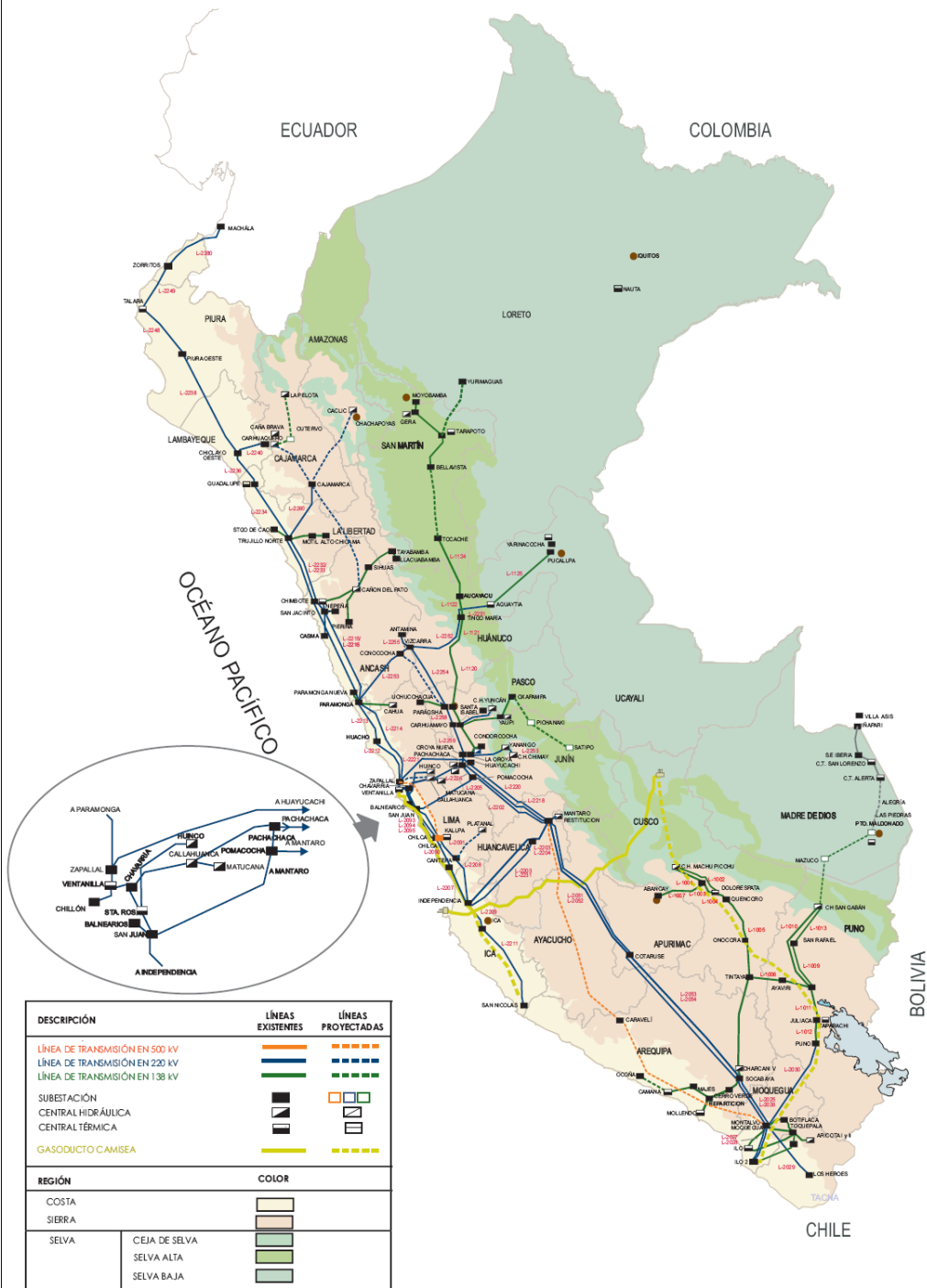
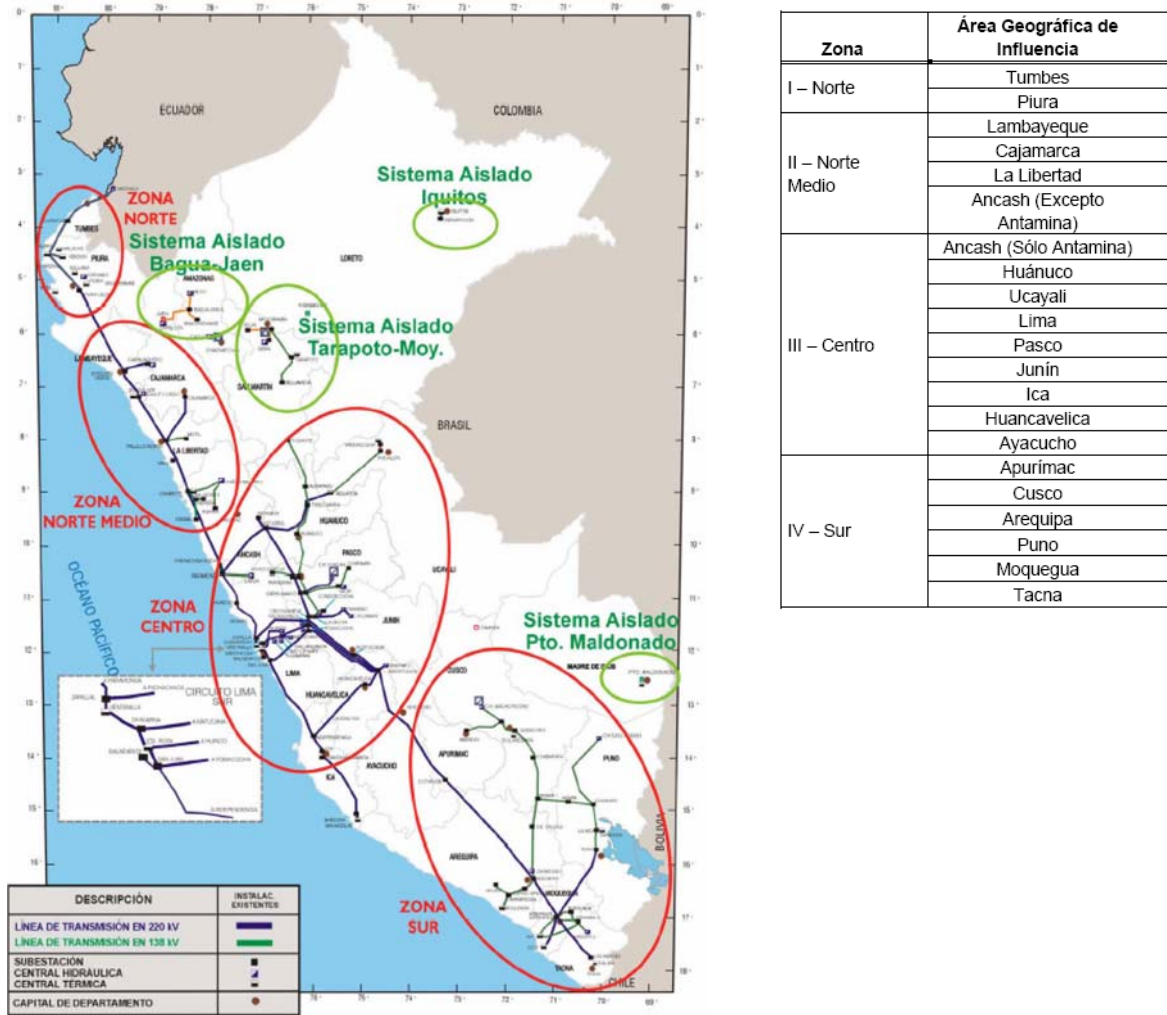


Figura 3.11 Diagrama del Sistemas Interconectado Nacional (SEIN).

Desde el punto de vista funcional es posible dividir al sistema de transporte en regiones eléctricas de acuerdo con lo indicado en la figura siguiente:



Fuente: MEM. Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

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

La zona centro es la que concentra la mayor demanda del país y también la mayor generación tanto térmica como hidráulica. A esta zona llega el gasoducto de Camisea por lo que se convierte en un potencial polo de desarrollo de generación térmica.

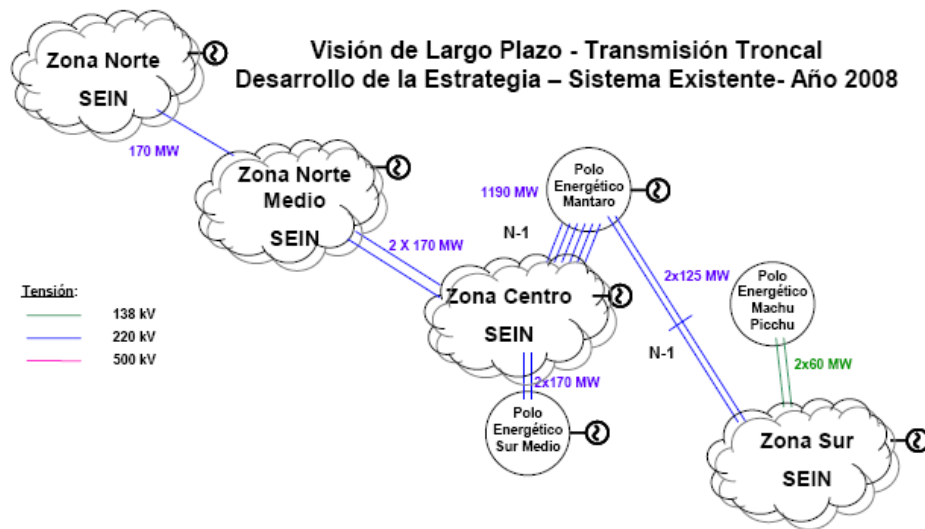
La zona sur constituía hasta fines del año 2000 un subsistema aislado del resto del sistema. La construcción y entrada en servicio de la línea doble terna en 230 kV Campo Armiño – Cotaruse – Socabaya permitió integrar esta región al resto del sistema interconectado. Por disponibilidad de recursos de generación y por costos de combustible de la generación térmica, actualmente el área sur es un área importadora de energía desde la zona central. La importación de energía está limitada por restricciones de máxima transferencia del vínculo de transmisión antes indicado lo cual no permite la plena optimización de los recursos de generación dispo-

nibles.

Las zonas del Norte y Norte Medio tienen recursos propios de generación a gas natural (gas de Talara) y recursos hidráulicos. Aún así estas zonas importan energía desde la zona central. A futuro, con la entrada en operación de la interconexión eléctrica planificada entre los sistemas eléctricos de Perú y Ecuador y el desarrollo de demanda minera puede convertir a estas zonas en fuertemente importadora de energía eléctrica.

Para una operación segura se requiere limitar la capacidad de transporte de los circuitos troncales de forma tal que cuando la redundancia de los vínculos lo permita sea posible la operación del sistema a plena carga aún cuando se produzca la falla simple (N-1) de algún circuito. Esta condición en muchos casos no se logra satisfacer por lo que se busca al menos que el sistema tenga posibilidades de un recierre monofásico exitoso. Los límites de transporte entre zonas eléctricas resultantes de la aplicación de los criterios antes indicados se muestran en la figura siguiente:

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



Fuente: MEM, Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

**Figura 3.13 Red de Transporte de Perú.**

### 3.1.6 Precios de la Energía

Como resultado del balance de oferta y demanda existente en cada hora, de los costos variables de producción de las centrales térmica y del “valor del agua” de las centrales hidráulicas surgen los precios de la energía definidos como el costo marginal de corto plazo en que incurrir el sistema para suministrar una unidad adicional de energía a la demanda de cada hora.

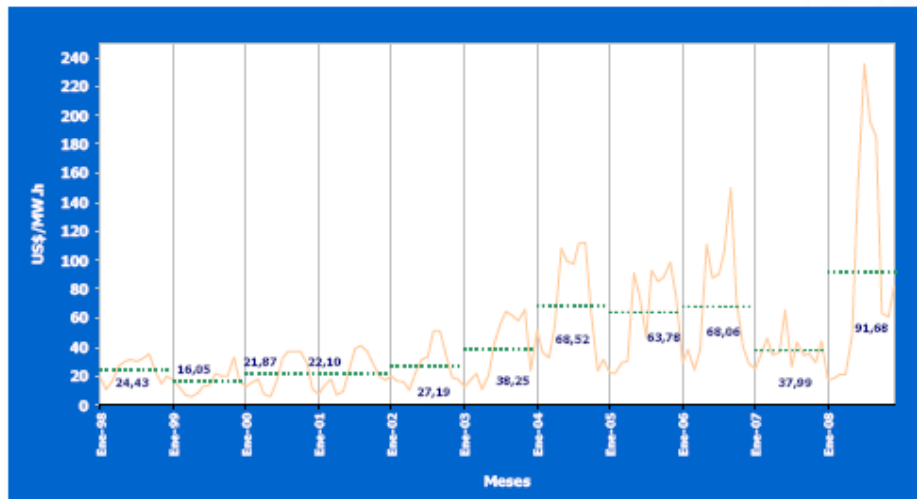
Los precios de la energía históricos promedio mensual en la barra de referencia se muestran en la tabla y figura siguiente.

**Tabla 3.14 Serie histórica de Precios de la Energía en el SEIN**

Fuente: Estadística de operaciones 2008 – COES-SINAC

**COSTO MARGINAL PROMEDIO MENSUAL DEL SEIN - 1998 A DICIEMBRE 2008 (US\$/MW.h)**

MESES	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
ENERO	18,50	17,61	12,87	7,57	19,99	13,11	51,20	22,72	29,41	25,00	17,39
FEBRERO	10,80	12,75	15,19	13,64	16,88	16,39	36,60	21,85	38,38	34,58	18,33
MARZO	17,62	6,96	18,16	18,27	15,94	21,63	32,52	29,48	24,06	46,09	20,84
ABRIL	26,63	5,93	7,88	7,30	10,34	11,14	54,50	29,99	38,67	34,56	20,90
MAYO	30,44	8,60	5,81	9,47	23,31	20,34	108,50	91,20	111,06	36,33	47,86
JUNIO	31,49	12,96	15,61	23,56	31,50	43,23	99,39	74,71	87,93	65,45	148,85
JULIO	30,30	14,25	31,76	39,18	33,57	57,36	97,57	47,09	90,65	26,41	235,38
AGOSTO	32,09	21,84	37,13	41,13	51,21	64,63	111,60	92,82	105,92	43,70	195,69
SEPTIEMBRE	35,53	20,05	37,01	36,87	51,23	61,29	112,39	85,09	149,81	34,39	185,21
OCTUBRE	24,65	19,86	37,44	29,02	35,17	58,07	64,06	88,58	71,83	35,54	63,35
NOVIEMBRE	14,53	33,64	29,33	20,14	18,93	65,89	23,94	98,81	40,59	29,42	60,69
DICIEMBRE	19,69	16,85	10,68	17,12	18,18	24,03	31,45	75,19	28,87	44,14	81,78
PROMEDIO	24,43	16,05	21,87	22,10	27,19	38,25	68,52	63,78	68,06	37,99	91,68



Fuente: Estadística de operaciones 2008 – COES-SINAC

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

Los precios de la energía en el mercado spot muestran variaciones intra-anales resultantes de los diferentes aportes hidrológicos. En los meses de verano, caracterizados por elevados aportes hidrológicos, los precios de la energía tienden a valores en el rango de los 20-30 USD/MWh, valor definido por el costo variable de producción de las centrales térmicas existentes en el SEIN que utilizan como combustible el gas natural.

En cambio, en los meses de invierno (junio-septiembre) los precios de la energía quedan definidos muchas veces por el costo variable de producción de centrales térmicas que utilizan combustibles líquidos dando como resultado precios de la energía próximos a los 190 USD/MWh promedio.

La secuencia multianual muestra precios crecientes de la energía lo cual se justifica principalmente por el incremento que han tenido en los últimos 3 años los precios de los combustibles líquidos utilizados por la generación térmica y por bajas reservas de generación a gas natural que hacen necesario el despacho de unidades de generación de elevados costos variables de producción en periodos del año de bajos aportes hidráulicos. Contribuye a este problema la baja regulación de los recursos hidráulicos disponibles siendo C. H. Mantaro la única con un volumen de embalse significativo (lago Junín) a los efectos de permitir una regulación anual de la producción de la central.

### 3.2 Escenarios de proyección de la demanda del COES

#### 3.2.1 Demanda Proyectada por el COES

Siguiendo el procedimiento antes indicado el COES proyectó las demandas correspondientes a cada año del periodo 2010 – 2020, discriminadas en los siguientes componentes:

- **Cargas Vegetativas:** Cargas cuyos tamaños individuales son menores, pero que en conjunto representan una gran proporción de la demanda del SEIN y que pueden ser pronosticadas usando técnicas estadísticas.
- **Cargas Especiales:** Cargas relativamente mayores, como las industriales, mineras o metalúrgicas, cuyo crecimiento es escalonado y depende de los proyectos de ampliación de las mismas.
- **Cargas Incorporadas:** Cargas de los sistemas eléctricos aislados que se incorporan al SEIN y cuyo pronóstico a futuro no resulta del modelo estadístico de las cargas vegetativas por no existir suficiente información histórica.
- **Cargas de Grandes Proyectos:** Nuevos proyectos de inversión, industriales, mineros y metalúrgicos, entre otros, que representan cargas relativamente mayores y que están previstos para entrar en operación en el horizonte de estudio.

Además, el COES proyectó las demandas correspondientes a:

- Consumo propio de las centrales
- Disminución de pérdidas en las redes de REP
- Auto-productores

El total obtenido por agregación de las demandas antes indicadas corresponde a la demanda de generación, es decir igual a la energía total generada.

Las siguientes tablas presentan las proyecciones realizadas por el COES para los casos Base, Optimista y Pesimista. Como se puede apreciar en la Tabla 2.5, la demanda proyectada en los tres casos difiere principalmente en la tasa de crecimiento de las cargas correspondientes a Grandes Proyectos.

En el periodo 2009 – 2020 la tasa media de crecimiento de la demanda total para los tres escenarios se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 3.15. Demanda total - tasa media de crecimiento (periodo 2009 - 2020).

Caso	Tasa Media
Base	7.1%
Optimista	8.3%
Pesimista	5.7%

Tabla 3.16. Proyección de demanda 2009 – 2020 (Caso Base).

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
<b>Cargas Vegetativas</b>	<b>GWh</b>	<b>22347</b>	<b>22686</b>	<b>23441</b>	<b>24802</b>	<b>26268</b>	<b>27761</b>	<b>29372</b>	<b>31186</b>	<b>33186</b>	<b>35217</b>	<b>37363</b>	<b>39662</b>	<b>42087</b>
Venta del Distribuidor MT y BT	GWh	15101	15224	15751	16688	17675	18679	19763	20984	22330	23697	25140	26687	28319
Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)	GWh	332	335	347	367	389	411	435	462	491	521	553	587	623
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	GWh	4227	4261	4409	4671	4947	5229	5532	5874	6250	6633	7037	7470	7927
<b>Pérdidas Totales</b>	<b>GWh</b>	<b>2687</b>	<b>2866</b>	<b>2934</b>	<b>3075</b>	<b>3257</b>	<b>3442</b>	<b>3642</b>	<b>3867</b>	<b>4115</b>	<b>4367</b>	<b>4633</b>	<b>4918</b>	<b>5218</b>
Pérdidas de Distribución	%	8.0%	7.9%	7.7%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor	%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Pérdidas de Transmisión	%	4.6%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%
<b>Cargas Especiales</b>	<b>GWh</b>	<b>6410</b>	<b>6137</b>	<b>7152</b>	<b>7552</b>	<b>7556</b>	<b>7651</b>	<b>7590</b>	<b>7612</b>	<b>7610</b>	<b>7608</b>	<b>7569</b>	<b>7571</b>	
Southern		1623	1630	1630	1630	1630	1630	1630	1630	1630	1630	1630	1630	
Ex-Centromin		1193	805	1008	1255	1255	1255	1255	1255	1255	1255	1255	1255	
Cerro Verde (Socabaya)		896	842	896	896	896	896	896	896	896	896	896	896	
Antamina		644	659	659	659	659	659	659	659	659	659	659	659	
Yanacocha (Incluye Gold Mill)		437	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509	
Shougang Hierro Perú		428	310	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	
Cerro Verde		362	384	386	307	307	343	278	297	297	296	296	264	
Tintaya BHP (Incluye planta de Oxidos)		296	246	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	
Callalli		121	184	196	199	202	204	205	207	206	203	200	197	
Ampliación de Refinería Cajamarquilla		119	106	570	798	798	798	798	798	798	798	798	798	
San Rafael (MINSUR)		108	103	108	109	110	165	167	168	169	171	172	174	
Cementos Yura		104	104	108	108	108	111	111	111	111	111	111	111	
Huarón		59	47	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	
Cerro Corona (Gold Fields - La Cima)		51	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
Ampliación de Aceros Arequipa		58	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	
<b>Cargas Incorporadas</b>	<b>GWh</b>	<b>605</b>	<b>669</b>	<b>725</b>	<b>939</b>	<b>961</b>	<b>983</b>	<b>1005</b>	<b>1028</b>	<b>1052</b>	<b>1077</b>	<b>1102</b>	<b>1128</b>	<b>1155</b>
Yura - Cachimayo		153	155	183	218	218	218	218	218	218	218	218	218	
Pucallpa		164	169	174	179	185	190	196	202	208	214	220	227	
Talara		108	110	113	116	119	122	125	128	131	134	137	140	
Tumbes		124	126	129	131	134	137	139	142	145	148	151	154	
Corire, Camana, Joya, Santa Rita y Siguas (Arequipa)		45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	
Tambobamba, Huancaraní, Paucartambo(Cusco)		12	12	12	12	13	13	13	13	14	14	14	15	
Puerto Maldonado		48	56	58	61	64	68	71	75	78	82	86	91	
Bagua - Jaen		3	12	12	13	13	13	14	14	15	15	16	16	
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista				164	170	176	182	189	195	202	209	217	224	
<b>Cargas de Grandes Proyectos</b>	<b>GWh</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>164</b>	<b>1250</b>	<b>3350</b>	<b>5158</b>	<b>7053</b>	<b>8510</b>	<b>9643</b>	<b>10648</b>	<b>11492</b>	<b>11823</b>	<b>11823</b>
Proyecto Tia Maria				60	200	860	860	860	860	860	860	860	860	
Ampliación Quimpac (Oquendo)				104	207	207	207	207	207	207	207	207	207	
El Brocal (Colquijirca)					75	75	75	75	75	75	75	75	75	
Ampliación Shougang Hierro Perú				233	743	1127	1132	1384	1388	1388	1388	1388	1388	
Ampliación Antamina				41	44	63	63	67	67	69	69	69	69	
Ampliación de la concentradora Toquepala					108	430	430	430	430	430	430	430	430	
Ampliación de SiderPeru				0	249	249	798	798	798	1193	1193	1193	1193	
Cemento Otorongo				102	117	146	146	146	146	146	146	146	146	
Bayovar					45	166	166	166	166	166	166	166	166	
Ampliación Cemento Pacasmayo					43	374	374	900	1577	1577	1577	1577	1577	
Toromocho								100	100	329	329	329	329	
Pachapaqui								500	1000	1000	1000	1000	1000	
Minas Conga														
Antapacay						88	418	418	418	418	418	418	418	
Ampliación de la Fundición de Ilo y refinería de cobre							74	74	74	74	74	74	74	
Marcobre (Mina Justa)				39	39	237	409	409	409	409	409	409	409	
Las Bambas (Apurimac)							81	81	81	162	162	162	162	
Constancia				427	670	670	670	670	670	670	670	670	670	
Magistral														
Los Chancas (Apurimac)								51	51	51	51	82	82	
Quechua														
Galeno														
La Granja									223	750	894	894	894	
Quellaveco					61	61	550	675	675	675	700	1000	1000	
Yanacocha sulfides														
Chapi														
Hierro Apurimac														
Cañariaco														
Michiquillay														
Rio Blanco														
Pukaqaga (Milpo)														
Tantahuatay														
<b>Otras Cargas</b>	<b>GWh</b>	<b>401</b>	<b>429</b>	<b>459</b>	<b>505</b>	<b>559</b>	<b>610</b>	<b>662</b>	<b>712</b>	<b>759</b>	<b>805</b>	<b>850</b>	<b>889</b>	<b>926</b>
Consumo propio de centrales		415	442	472	518	572	623	675	725	772	818	863	903	940
Disminución de pérdidas de REP		(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)
<b>Autoproducciones</b>	<b>GWh</b>	<b>(85)</b>	<b>(85)</b>	<b>(250)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>
Aporte de Refinería de la Pampilla		(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	
CH Yauli y Sacsamarca		(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	
CH Carpapata				(68)	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)	
CH Roncador				(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	
CH Pias				(81)	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)	
<b>TOTAL SEIN</b>	<b>GWh</b>	<b>29679</b>	<b>29837</b>	<b>31691</b>	<b>34783</b>	<b>38429</b>	<b>41899</b>	<b>45418</b>	<b>48784</b>	<b>51988</b>	<b>55093</b>	<b>58151</b>	<b>60808</b>	<b>63298</b>
Tasa de Crecimiento			0.5%	6.2%	9.8%	10.5%	9.0%	8.4%	7.4%	6.6%	6.0%	5.6%	4.6%	4.1%

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

Tabla 3.17. Proyección de demanda 2009 – 2020 (Caso Optimista).

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
<b>Cargas Vegetativas</b>	<b>GWh</b>	<b>22347</b>	<b>22686</b>	<b>23441</b>	<b>24890</b>	<b>26449</b>	<b>28041</b>	<b>29787</b>	<b>31766</b>	<b>33955</b>	<b>36211</b>	<b>38621</b>	<b>41225</b>	<b>43999</b>
Venta del Distribuidor MT y BT	GWh	15101	15224	15751	16748	17797	18868	20042	21374	22847	24365	25987	27739	29605
Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)	GWh	332	335	347	368	392	415	441	470	503	536	572	610	651
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	GWh	4227	4261	4409	4688	4991	5281	5610	5983	6395	6820	7274	7765	8287
<b>Pérdidas Totales</b>	<b>GWh</b>	<b>2687</b>	<b>2866</b>	<b>2934</b>	<b>3086</b>	<b>3279</b>	<b>3477</b>	<b>3693</b>	<b>3930</b>	<b>4210</b>	<b>4490</b>	<b>4780</b>	<b>5111</b>	<b>5455</b>
Pérdidas de Distribución	%	8.0%	7.9%	7.7%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor	%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Pérdidas de Transmisión	%	4.6%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%
<b>Cargas Especiales</b>	<b>GWh</b>	<b>6410</b>	<b>6210</b>	<b>7308</b>	<b>7693</b>	<b>7698</b>	<b>7800</b>	<b>7730</b>	<b>7757</b>	<b>7759</b>	<b>7758</b>	<b>7758</b>	<b>7714</b>	<b>7718</b>
Southern		1623	1630	1630	1630	1630	1630	1630	1630	1630	1630	1630	1630	1630
Ex-Centromin		1193	805	1008	1255	1255	1255	1255	1255	1255	1255	1255	1255	1255
Cerro Verde (Socabaya)		896	842	896	896	896	896	896	896	896	896	896	896	896
Antamina		644	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732
Yanacocha (Incluye Gold Mill)		437	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509
Shougang Hierro Perú		428	310	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
Cerro Verde		362	384	444	353	353	394	320	341	341	340	340	298	303
Tinlaya BHP (Incluye planta de Oxidos)		266	246	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308
Callalli		121	184	198	199	202	204	205	207	206	203	200	197	192
Ampliación de Refinería Cajamarquilla		119	106	594	818	818	818	818	818	818	818	818	818	818
San Rafael (MINSUR)		108	103	109	111	114	170	173	176	179	181	184	187	190
Cementos Yura		104	104	108	108	108	111	111	111	111	111	111	111	111
Huarón		59	47	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Cerro Corona (Gold Fields - La Cima)		51	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Ampliación de Aceros Arequipa		58	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86
<b>Cargas Incorporadas</b>	<b>GWh</b>	<b>605</b>	<b>669</b>	<b>725</b>	<b>939</b>	<b>961</b>	<b>983</b>	<b>1005</b>	<b>1028</b>	<b>1052</b>	<b>1077</b>	<b>1102</b>	<b>1128</b>	<b>1155</b>
Yura - Cachimayo		153	155	183	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218
Pucallpa		164	169	174	179	185	190	196	202	208	214	220	227	234
Talara		108	110	113	116	119	122	125	128	131	134	137	140	143
Tumbes		124	126	129	131	134	137	139	142	145	148	151	154	157
Corrie, Camana, Joya, Santa Rita y Sigvas (Arequipa)		45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57
Tambobamba, Huancarani, Paucartambo(Cusco)		12	12	12	13	13	13	13	14	14	14	14	14	15
Puerto Maldonado		48	56	58	61	64	68	71	75	78	82	86	91	95
Bagua - Jaen		3	12	12	13	13	13	14	14	15	15	15	16	16
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista				164	170	176	182	189	195	202	209	217	224	224
<b>Cargas de Grandes Proyectos</b>	<b>GWh</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>544</b>	<b>2180</b>	<b>5116</b>	<b>8167</b>	<b>10813</b>	<b>12677</b>	<b>14064</b>	<b>15560</b>	<b>16824</b>	<b>17614</b>	<b>18198</b>
Proyecto Tia Maria				60	200	860	860	860	860	860	860	860	860	860
Ampliación Quimpac (Oquendo)				104	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207
El Brocal (Colquijirca)				11	11	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Ampliación Shougang Hierro Perú				233	233	1127	1132	1384	1388	1388	1388	1388	1388	1388
Ampliación Antamina				352	431	700	746	761	763	763	792	792	792	911
Ampliación de la concentradora Toquepala					108	430	430	430	430	430	430	430	430	430
Ampliación de SiderPeru				249	249	798	798	1193	1193	1193	1193	1193	1193	1193
Cemento Otorongo				61	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Bayovar				97	112	129	161	161	161	161	161	161	161	161
Ampliación Cemento Pacasmayo				45	45	166	166	166	166	166	166	166	166	166
Toromocho				43	390	1577	1577	1577	1577	1577	1577	1577	1577	1577
Pachapaqui				200	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329
Minas Conga							1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Antapacay						88	418	418	418	418	418	418	418	418
Ampliación de la Fundicion de Ilo y refinería de cobre						74	74	74	74	74	74	74	74	74
Marcobre (Mina Justa)				39	39	237	237	409	409	409	409	409	409	409
Las Bambas (Aurimac)						162	162	162	162	162	162	162	162	162
Constancia				427	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670
Magistral						140	140	140	245	245	245	245	245	245
Los Chancas (Aurimac)							51	51	51	51	51	51	82	82
Quechua							200	200	600	600	600	600	600	600
Galeno								188	750	750	750	750	750	750
La Granja								223	894	894	894	894	894	894
Quellaveco					61	61	675	675	675	675	675	675	675	675
Yanacocha sulfides											1000	1000	1000	1000
Chapi										200	300	579	579	579
Hierro Aurimac									262	262	524	524	730	935
Cañariaco									278	278	557	557	557	557
Michiquillay										260	520	520	520	781
Rio Blanco											275	275	550	550
Pukaqaqa (Milpo)										58	232	232	232	232
Tantahuatay											45	180	180	180
<b>Otras Cargas</b>	<b>GWh</b>	<b>401</b>	<b>430</b>	<b>467</b>	<b>522</b>	<b>590</b>	<b>662</b>	<b>727</b>	<b>785</b>	<b>839</b>	<b>896</b>	<b>951</b>	<b>1002</b>	<b>1053</b>
Consumo propio de centrales		415	443	480	536	603	675	740	798	852	909	965	1015	1066
Disminución de pérdidas de REP		(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)
<b>Autoprodutores</b>	<b>GWh</b>	<b>(85)</b>	<b>(85)</b>	<b>(250)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>
Aporte de Refinería de la Pampilla		(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)
CH Yauli y Sacsamarca		(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)
CH Carpapata				(68)	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)
CH Roncador				(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)
CH Pias				(81)	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)
<b>Total SEIN</b>	<b>GWh</b>	<b>29679</b>	<b>29911</b>	<b>32235</b>	<b>35960</b>	<b>40550</b>	<b>45389</b>	<b>49799</b>	<b>53749</b>	<b>57406</b>	<b>61237</b>	<b>64992</b>	<b>68420</b>	<b>71859</b>
Tasa de Crecimiento			0.8%	7.8%	11.6%	12.8%	11.9%	9.7%	7.9%	6.8%	6.7%	6.1%	5.3%	5.0%

Tabla 3.18. Proyección de demanda 2009 – 2020 (Caso Pesimista).

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
<b>Cargas Vegetativas</b>	<b>GWh</b>	<b>22347</b>	<b>22686</b>	<b>23441</b>	<b>24682</b>	<b>26063</b>	<b>27473</b>	<b>28970</b>	<b>30649</b>	<b>32370</b>	<b>34195</b>	<b>36130</b>	<b>38147</b>	<b>40273</b>
Venta del Distribuidor MT y BT	GWh	15101	15224	15751	16607	17537	18486	19493	20622	21781	23009	24311	25668	27098
Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)	GWh	332	335	347	365	386	407	429	454	479	506	535	565	596
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	GWh	4227	4261	4409	4649	4909	5174	5456	5772	6097	6440	6805	7185	7585
<b>Pérdidas Totales</b>	<b>GWh</b>	<b>2687</b>	<b>2866</b>	<b>2934</b>	<b>3060</b>	<b>3231</b>	<b>3406</b>	<b>3592</b>	<b>3800</b>	<b>4014</b>	<b>4240</b>	<b>4490</b>	<b>4730</b>	<b>4993</b>
Pérdidas de Distribución	%	8.0%	7.9%	7.7%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor	%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Pérdidas de Transmisión	%	4.6%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%
<b>Cargas Especiales</b>	<b>GWh</b>	<b>6410</b>	<b>5951</b>	<b>6890</b>	<b>7255</b>	<b>7259</b>	<b>7351</b>	<b>7296</b>	<b>7316</b>	<b>7316</b>	<b>7314</b>	<b>7313</b>	<b>7277</b>	<b>7278</b>
Southern		1623	1630	1630	1630	1630	1630	1630	1630	1630	1630	1630	1630	1630
Ex-Centromin		1193	805	1008	1255	1255	1255	1255	1255	1255	1255	1255	1255	1255
Cerro Verde (Socabaya)		896	842	896	896	896	896	896	896	896	896	896	896	896
Antamina		644	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473
Yanacocha (Incluye Gold Mill)		437	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509	509
Shougang Hierro Perú		428	310	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
Cerro Verde		362	384	347	276	277	308	250	267	267	266	266	233	237
Tinlaya BHP (Incluye planta de Oxidos)		266	246	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308
Callali		121	184	196	199	202	204	205	207	206	203	200	197	192
Ampliación de Refinería Cajamarquilla		119	106	538	718	718	718	718	718	718	718	718	718	718
San Rafael (MINSUR)		108	103	108	109	110	165	167	168	169	171	172	174	175
Cementos Yura		104	104	104	108	108	111	111	111	111	111	111	111	111
Huarón		59	47	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Cerro Corona (Gold Fields - La Cima)		51	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Ampliación de Aceros Arequipa		58	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86
<b>Cargas Incorporadas</b>	<b>GWh</b>	<b>605</b>	<b>669</b>	<b>725</b>	<b>939</b>	<b>961</b>	<b>983</b>	<b>1005</b>	<b>1028</b>	<b>1052</b>	<b>1077</b>	<b>1102</b>	<b>1128</b>	<b>1155</b>
Yura - Cachimayo		153	155	183	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218
Pucallpa		164	169	174	179	185	190	196	202	208	214	220	227	234
Talara		108	110	113	116	119	122	125	128	131	134	137	140	143
Tumbes		124	126	129	131	134	137	139	142	145	148	151	154	157
Cotire, Camana, Joya, Santa Rita y Siguan (Arequipa)		45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57
Tambobamba, Huancarani, Paucartambo(Cusco)		12	12	12	13	13	13	13	14	14	14	14	14	15
Puerto Maldonado		48	56	58	61	64	68	71	75	78	82	86	91	96
Bagua - Jaen		3	12	12	13	13	13	14	14	15	15	16	16	16
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista				164	170	176	182	189	195	202	209	217	224	224
<b>Cargas de Grandes Proyectos</b>	<b>GWh</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>201</b>	<b>1294</b>	<b>2447</b>	<b>3544</b>	<b>4151</b>	<b>4813</b>	<b>5296</b>	<b>5411</b>	<b>5411</b>	<b>5411</b>
Proyecto Tia Maria				60	200	860	860	860	860	860	860	860	860	860
Ampliación Quimpac (Oquendo)				104	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207
El Brocal (Colquijirca)						6	75	75	75	75	75	75	75	75
Ampliación Shougang Hierro Perú					233	233	743	900	1384	1388	1388	1388	1388	1388
Ampliación Antamina				37	37	37	61	68	70	70	100	100	100	100
Ampliación de la concentradora Toquepala					108	430	430	430	430	430	430	430	430	430
Ampliación de SiderPeru					82	112	249	249	249	249	249	249	249	249
Cemento Otorongo							102	117	146	146	146	146	146	146
Bayovar								45	166	166	166	166	166	166
Ampliación Cemento Pacamayno								43	374	374	374	374	374	374
Toromocho									100	100	100	100	100	100
Pachapaqui														
Minas Conga														
Antapacay														
Ampliación de la Fundición de Ilo y refinería de cobre								74	74	74	74	74	74	74
Marcobre (Mina Justa)								39	39	237	409	409	409	409
Las Bambas (Apurimac)									81	81	81	162	162	162
Constancia						427	427	670	670	670	670	670	670	670
Magistral														
Los Chancas (Apurimac)														
Quechua														
Galeño														
La Granja														
Quellaveco														
Yanacocha sulfides														
Chapi														
Hierro Apurimac														
Cañariaco														
Michiquillay														
Rio Blanco														
Pukaqaqa (Milpo)														
Tantahuatay														
<b>Otras Cargas</b>	<b>GWh</b>	<b>401</b>	<b>426</b>	<b>453</b>	<b>483</b>	<b>520</b>	<b>560</b>	<b>599</b>	<b>634</b>	<b>670</b>	<b>705</b>	<b>736</b>	<b>766</b>	<b>798</b>
Consumo propio de centrales		415	440	466	496	534	574	612	647	683	718	749	779	812
Disminución de pérdidas de REP		(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)
<b>Autoprodutores</b>	<b>GWh</b>	<b>(85)</b>	<b>(85)</b>	<b>(250)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>	<b>(264)</b>
Aporte de Refinería de la Pampilla		(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)
CH Yauli y Sacsamarca		(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)
CH Carpapata				(88)	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)	(74)
CH Roncador				(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)
CH Pias				(81)	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)	(89)
<b>Total SEIN</b>	<b>GWh</b>	<b>29679</b>	<b>29648</b>	<b>31259</b>	<b>33296</b>	<b>35832</b>	<b>38550</b>	<b>41150</b>	<b>43514</b>	<b>45958</b>	<b>48324</b>	<b>50428</b>	<b>52465</b>	<b>54652</b>
Tasa de Crecimiento			-0.1%	5.4%	6.5%	7.6%	7.6%	6.7%	5.7%	5.6%	5.1%	4.4%	4.0%	4.2%

Tabla 3.19. Proyección de la demanda por tipos de cargas.

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
Carga Vegetativa [GWh]	Escenario MEDIO	22347	22686	23441	24802	26268	27761	29372	31186	33186	35217	37363	39662	42067	6.0%
	OPTIMISTA	22347	22686	23441	24802	26268	27761	29372	31186	33186	35217	37363	39662	42067	6.5%
	PESIMISTA	22347	22686	23441	24682	26063	27473	28970	30649	32370	34195	36130	38147	40273	5.6%
Tasa Anual	MEDIO		1.9%	3.3%	5.8%	5.9%	5.7%	5.8%	6.2%	6.4%	6.1%	6.1%	6.2%	6.1%	6.1%
	OPTIMISTA		1.9%	3.3%	6.2%	6.3%	6.0%	6.2%	6.6%	6.9%	6.6%	6.7%	6.7%	6.9%	6.9%
	PESIMISTA		1.9%	3.3%	5.3%	5.6%	5.4%	5.4%	5.8%	5.6%	5.8%	5.7%	5.6%	5.6%	5.6%
Cargas Especiales [GWh]	Escenario MEDIO	6410	6137	7152	7552	7556	7651	7590	7812	7812	7810	7808	7569	7571	0.6%
	OPTIMISTA	6410	6210	7308	7693	7698	7800	7730	7757	7759	7758	7758	7714	7718	0.5%
	PESIMISTA	6410	5951	6890	7255	7259	7351	7296	7316	7316	7314	7313	7277	7278	0.5%
Tasa Anual	MEDIO		-4.3%	16.9%	5.6%	0.1%	1.3%	-0.8%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.5%	0.0%	0.0%
	OPTIMISTA		-3.1%	17.3%	5.3%	0.1%	1.3%	-0.9%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.6%	0.1%	0.1%
	PESIMISTA		-7.2%	15.8%	5.3%	0.1%	1.3%	-0.7%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.5%	0.0%	0.0%
Cargas Incorporadas [GWh]	Escenario MEDIO	605	669	725	939	961	983	1005	1028	1052	1077	1102	1128	1155	4.8%
	OPTIMISTA	605	669	725	939	961	983	1005	1028	1052	1077	1102	1128	1155	4.8%
	PESIMISTA	605	669	725	939	961	983	1005	1028	1052	1077	1102	1128	1155	4.8%
Tasa Anual	MEDIO		10.6%	8.4%	29.5%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.4%
	OPTIMISTA		10.6%	8.4%	29.5%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.4%
	PESIMISTA		10.6%	8.4%	29.5%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.4%
Grandes Proyectos mineros [GWh]	Escenario MEDIO	0	0	164	1250	3350	5158	7053	8510	9643	10648	11492	11823	11823	13.8%
	OPTIMISTA	0	0	544	2180	5116	8167	10813	12677	14064	15560	16824	17614	18198	13.8%
	PESIMISTA	0	0	201	1284	2447	3544	4151	4813	5296	5411	5411	5411	5411	5.1%
Tasa Anual	MEDIO		-	-	660.8%	168.1%	54.0%	36.7%	20.7%	13.3%	10.4%	7.9%	2.9%	0.0%	0.0%
	OPTIMISTA		-	-	300.4%	134.7%	59.6%	32.4%	17.2%	10.9%	10.6%	8.1%	4.7%	3.3%	3.3%
	PESIMISTA		-	-	100.4%	54.3%	29.2%	17.1%	10.9%	10.6%	8.1%	4.7%	3.3%	3.3%	3.3%
Otras Demandas [GWh]	Escenario MEDIO	317	344	209	241	295	346	398	448	495	541	586	626	662	12.2%
	OPTIMISTA	317	346	217	258	328	398	463	521	575	632	687	738	789	13.8%
	PESIMISTA	317	342	202	219	256	297	335	370	406	441	472	502	535	10.2%
Tasa Anual	MEDIO		8.7%	-39.4%	15.5%	22.4%	17.4%	15.0%	12.5%	10.6%	9.3%	8.4%	6.7%	5.9%	5.9%
	OPTIMISTA		9.1%	-37.3%	19.2%	26.3%	21.9%	16.4%	12.6%	10.4%	9.8%	8.8%	7.4%	6.9%	6.9%
	PESIMISTA		7.8%	-40.8%	8.3%	17.1%	15.7%	13.0%	10.4%	8.8%	8.0%	7.1%	6.4%	6.4%	6.4%
Demanda Total [GWh]	Escenario MEDIO	29679	29837	31691	34783	38429	41899	45418	48784	51988	55093	58151	60808	63298	7.2%
	OPTIMISTA	29679	29911	32235	35960	40550	45389	49799	53749	57406	61237	64992	68420	71859	8.3%
	PESIMISTA	29679	29648	31259	33296	35832	38550	41150	43514	45958	48324	50426	52465	54652	5.7%
Tasa Anual	MEDIO		0.9%	6.2%	9.8%	10.5%	9.0%	8.4%	7.4%	6.6%	6.0%	5.6%	4.6%	4.1%	4.1%
	OPTIMISTA		0.9%	7.8%	11.6%	12.8%	11.9%	9.7%	7.9%	6.8%	6.7%	6.1%	5.3%	5.0%	5.0%
	PESIMISTA		-0.1%	5.4%	6.9%	7.6%	7.6%	6.7%	5.7%	5.6%	5.1%	4.4%	4.0%	4.2%	4.2%

Para la determinación de la demanda correspondiente a cargas de grandes proyectos el COES considera los proyectos indicados en la siguiente tabla, donde además se indica la zona al cual están asignados (Centro, Sur, Norte).

**Tabla 3.20. Localización de proyectos mineros.**

Proyectos	ZONA
Proyecto Tia Maria	Sur
Ampliacion Quimpac (Oquendo)	Centro
El Brocal (Colquijirca)	Centro
Ampliacion Shougang Hierro Perú	Centro
Ampliacion Antamina	Centro
Ampliación de la concentradora Toquepala	Sur
Ampliacion de SiderPeru	Norte
Cemento Otorongo	Sur
Bayovar	Norte
Ampliación Cemento Pacasmayo	Norte
Toromocho	Centro
Pachapaqui	Norte
Minas Conga	Norte
Antapacay	Sur
Ampliación de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre	Sur
Marcobre (Mina Justa)	Centro
Las Bambas (Aurimac)	Sur
Constancia	Sur
Magistral	Norte
Los Chancas (Aurimac)	Sur
Quechua	Sur
Galeno	Norte
La Granja	Norte
Quellaveco	Sur
Yanacocha sulfides	Norte
Chapi	Sur
Hierro Aurimac	Sur
Cañariaco	Norte
Michiquillay	Norte
Rio Blanco	Norte
Pukaqaqa (Milpo)	Centro
Tantahuatay	Norte

La siguiente tabla indica la demanda correspondientes a dichos proyectos determinada por el COES para cada año, en cada zona.

**Tabla 3.21. Demanda de grandes proyectos mineros.**

Proyectos mineros [GWh]		Zona Sur <input type="text" value="s"/>												
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Escenario	MEDIO	0	0	60	627	1787	2513	3083	3258	3258	3339	3339	3370	3370
	OPTIMISTA	0	0	60	688	1897	2785	3598	3911	4311	4773	4873	5388	5594
	PESIMISTA	0	0	0	60	735	1717	2034	2115	2115	2115	2196	2196	2196
Tasa Anual	MEDIO	-	-	945.1%	185.0%	40.6%	22.7%	5.7%	0.0%	2.5%	0.0%	0.0%	0.9%	0.0%
	OPTIMISTA	-	-	1046.8%	175.7%	46.8%	29.2%	8.7%	10.2%	10.7%	2.1%	10.6%	3.8%	3.8%
	PESIMISTA	-	-	-	1124.3%	133.8%	18.5%	4.0%	0.0%	0.0%	0.0%	3.8%	0.0%	0.0%

Proyectos mineros [GWh]		Zona Centro <input type="text" value="c"/>												
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Escenario	MEDIO	0	0	104	521	1152	2083	2260	3041	3723	3725	3725	3725	3725
	OPTIMISTA	0	0	388	885	2468	3928	4398	4417	4477	4651	4680	4680	4799
	PESIMISTA	0	0	0	141	477	516	1099	1374	2036	2519	2553	2553	2553
Tasa Anual	MEDIO	-	-	399.3%	121.2%	80.9%	8.5%	34.6%	22.4%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	OPTIMISTA	-	-	128.4%	178.7%	59.2%	12.0%	0.4%	1.4%	3.9%	0.6%	0.0%	0.0%	2.5%
	PESIMISTA	-	-	-	238.1%	8.2%	113.0%	25.1%	48.2%	23.8%	1.3%	0.0%	0.0%	0.0%

Proyectos mineros [GWh]		Zona Norte <input type="text" value="n"/>												
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Escenario	MEDIO	0	0	0	102	411	562	1711	2211	2662	3584	4428	4728	4728
	OPTIMISTA	0	0	97	606	751	1453	2817	4349	5276	6135	7270	7545	7806
	PESIMISTA	0	0	0	0	82	214	411	662	662	662	662	662	662
Tasa Anual	MEDIO	-	-	-	303.0%	36.6%	204.6%	29.2%	20.4%	20.4%	34.6%	23.5%	6.8%	0.0%
	OPTIMISTA	-	-	526.3%	23.9%	93.4%	93.8%	54.4%	21.3%	16.3%	18.5%	3.8%	3.4%	3.4%
	PESIMISTA	-	-	-	160.5%	91.9%	61.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

### 3.2.2 Futuros de demanda

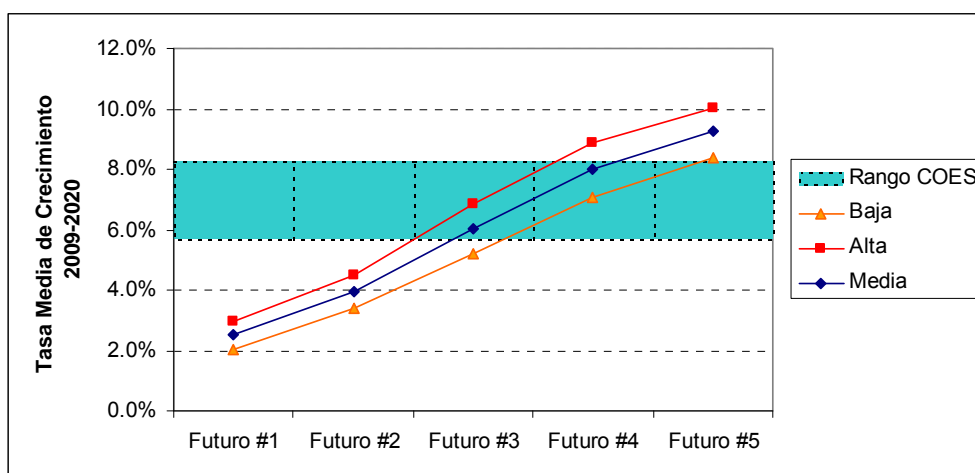
Las tasas de crecimiento de la demanda proyectadas por el COES dan como resultado para el año 2020 (horizonte de planificación) un rango de variación del 5.7% hasta el 8.3%. Sin embargo, en la experiencia de los Consultores, un rango demasiado estrecho en la representación de las incertidumbres puede limitar indebidamente el análisis de los riesgos. Por este motivo, se plantean a continuación futuros de demanda que, considerando la proyección realizada por el COES, proveen un rango más amplio de variación de la demanda. Esto asegura un adecuado tratamiento estadístico en la determinación de los atributos de los planes y en la determinación de la robustez del Plan de Transmisión.

Bajo el punto de vista del Plan de Transmisión, resultan relevantes las cargas de grandes proyectos mineros, ya que las mismas pueden dar origen a refuerzos importantes del sistema de transmisión actual. Debido a esto, en el presente informe se plantea incluir futuros de demanda que tomen en cuenta la incertidumbre en la concreción de dichos proyectos. A tal efecto, para cada futuro, se plantean tres futuros de la demanda de grandes proyectos denominados: Media, Alta, Baja.

La siguiente tabla muestra las tasas de crecimiento promedio consideradas para cada futuro y el correspondiente futuro de la demanda a los grandes proyectos mineros. A su vez, la figura 3.15 compara estas tasas con las proyecciones del COES.

**Tabla 3.22. Futuros de demanda - tasa de crecimiento promedio 2009 - 2020.**

Sensibilidad	Futuro #1	Futuro #2	Futuro #3	Futuro #4	Futuro #5
Media	2.5%	4.0%	6.0%	8.0%	9.2%
Alta	3.0%	4.5%	6.8%	8.9%	10.0%
Baja	2.0%	3.4%	5.2%	7.1%	8.4%



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

La demanda correspondiente a cada sector de consumo se proyecta considerando como referencia los valores determinados por el COES para el mismo sector de consumo. La siguiente tabla presenta los valores de tasa de crecimiento adoptadas para cada sector de consumo.

**Tabla 3.23. Tasas de crecimiento por tipos de cargas.**

	Futuro #1	Futuro #2	Futuro #3	Futuro #4	Futuro #5
<b>Cargas Vegetativas</b>	1.5%	3.2%	5.0%	7.1%	8.8%
<b>Cargas Especiales [1]</b>	Sin cambios				
<b>Cargas Incorporadas</b>	1.0%	1.5%	3.0%	5.0%	5.0%
<b>Grandes Proyectos [2]</b>	30.0%	40.0%	75.0%	100.0%	100.0%
<b>Otras Demandas [3]</b>	30.0%	40.0%	60.0%	100.0%	100.0%

Notas:

[1]: Se adopta sin cambios respecto a los valores proyectados por el COES

[2]: El porcentaje indicado para Grandes Proyectos se refiere a la relación entre la demanda asumida en el futuro correspondiente y la adoptada por el COES, ambos valores expresados en [MW].

[3]: El porcentaje indicado para Otras Demandas se refiere a la relación entre el porcentaje de crecimiento asumido en el futuro correspondiente y el valor adoptado por el COES, ambos valores expresados en [%].

Para la determinación de dichos valores se adoptaron los siguientes criterios:

- **Cargas Vegetativas:** El valor determinado por el COES está en el rango {5.6% - 6.5%} para los escenarios extremos. Para la determinación de los futuros de demanda se amplió este rango para {1.5% - 8.8%}.
- **Cargas Especiales:** El COES asume que este tipo de demandas prácticamente no se modifica en el tiempo, dando como resultado una tasa anual de crecimiento en el periodo del orden del 0.5%. Por tal motivo, en la determinación de los futuros de demanda se utilizan los mismos valores indicados por el COES.
- **Cargas Incorporadas:** Para este tipo de demandas el COES determina tasas de crecimientos promedio anual de 4.8%, lo cual es un valor levemente inferior al correspondientes a las demandas vegetativas (6% en promedio). Siguiendo este criterio, en los futuros de demanda se adopta para este sector de consumo tasas de crecimiento levemente inferiores al considerado para la demanda vegetativa en el mismo futuro.
- **Cargas de Grandes Proyectos:** Los futuros para este tipo de demanda se determinan como una proporción de los valores determinados por el COES para los casos Base, Optimista y Pesimista. La proporción se hace variar entre el 30% y 100%<sup>8</sup>.

<sup>8</sup> A modo de ejemplo, el Futuro #1 asume que sólo el 30% de los grandes proyectos se concretan. Esto implica que: (i) en el caso Futuro Media del Futuro #1 se concretan el 30% de los proyectos considerados por el COES en el Caso Base; (ii) en el caso Futuro Alta del Futuro #1 se concretan el 30% de los proyectos considerados por el COES en el Caso Optimista; y (iii) en el caso Futuro Baja del Futuro #1 se concretan el 30% de los proyectos considerados por el COES en el Caso Pesimista

- **Otras demandas:** Las proyecciones realizadas por el COES para este tipo de demanda muestran tasas de crecimiento muy variables durante el periodo de evaluación, lo cual muestra la existencia de demandas puntuales que se modifican sin seguir una evolución tendencial. Por tal motivo, en la determinación de futuros para este tipo de demanda se consideraron variaciones en las tasas de crecimientos adoptadas por el COES en el rango del 30% al 100%<sup>9</sup>.

Las tablas a continuación muestran los valores resultantes de demanda para cada futuro (#1 a #5) y cada futuro de grandes proyectos (Media, Alta, Baja).

**Tabla 3.24. Proyección del consultor – Futuro #1.**

Carga Vegetativa [GWh]		1.5%													
Escenario	MEDIO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
	OPTIMISTA	22347	22686	23026	23372	23722	24078	24439	24806	25178	25556	25939	26328	26723	1.5%
	PESIMISTA	22347	22686	23026	23372	23722	24078	24439	24806	25178	25556	25939	26328	26723	1.5%
Tasa Anual	MEDIO		1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
	OPTIMISTA		1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
	PESIMISTA		1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%

Cargas Especiales [GWh]															
Escenario	MEDIO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
	OPTIMISTA	6410	6137	7152	7552	7556	7651	7590	7612	7612	7610	7608	7569	7571	1.9%
	PESIMISTA	6410	6210	7308	7693	7698	7800	7730	7757	7759	7758	7758	7714	7718	2.0%
Tasa Anual	MEDIO		-4.3%	16.5%	5.6%	0.1%	1.3%	-0.8%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.5%	0.0%
	OPTIMISTA		-3.1%	17.7%	5.3%	0.1%	1.3%	-0.9%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.6%	0.1%	
	PESIMISTA		-7.2%	15.8%	5.3%	0.1%	1.3%	-0.7%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.5%	0.0%	

Cargas Incorporadas [GWh]		1%													
Escenario	MEDIO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
	OPTIMISTA	605	669	725	939	949	958	968	977	987	997	1007	1017	1027	-1.3%
	PESIMISTA	605	669	725	939	949	958	968	977	987	997	1007	1017	1027	4.0%
Tasa Anual	MEDIO		10.6%	8.4%	29.5%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
	OPTIMISTA		10.6%	8.4%	29.5%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	
	PESIMISTA		10.6%	8.4%	29.5%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	

Proyectos mineros [GWh]		30%													
Escenario	MEDIO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
	OPTIMISTA	0	0	49	375	1005	1547	2116	2553	2893	3194	3448	3547	3547	-1.3%
	PESIMISTA	0	0	163	654	1535	2450	3244	3803	4219	4668	5047	5284	5459	4.0%
Tasa Anual	MEDIO		-	-	660.8%	168.1%	54.0%	36.7%	20.7%	13.3%	10.4%	7.9%	2.9%	0.0%	
	OPTIMISTA		-	-	300.4%	134.7%	59.6%	33.4%	17.2%	10.9%	10.6%	8.1%	4.7%	3.3%	
	PESIMISTA		-	-	-	543.5%	89.2%	44.8%	17.1%	15.9%	10.0%	2.2%	0.0%	0.0%	

Otras Demandas [GWh]		30%													
Escenario	MEDIO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
	OPTIMISTA	317	344	209	218	233	245	256	266	274	282	289	295	300	-1.3%
	PESIMISTA	317	346	217	229	247	264	276	287	296	305	313	320	326	-0.5%
Tasa Anual	MEDIO		8.7%	-39.4%	4.7%	6.7%	5.2%	4.5%	3.7%	3.2%	2.8%	2.5%	2.0%	1.8%	
	OPTIMISTA		8.1%	-37.3%	5.6%	7.9%	6.6%	4.9%	3.8%	3.1%	2.9%	2.6%	2.2%	2.1%	
	PESIMISTA		7.8%	-40.8%	2.5%	6.1%	4.7%	3.9%	3.1%	2.9%	2.6%	2.1%	1.9%	1.8%	

Demanda Total [GWh]															
Escenario	MEDIO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
	OPTIMISTA	29679	29837	31161	32456	33465	34480	35369	36214	36944	37639	38291	38756	39168	2.5%
	PESIMISTA	29679	29911	31439	32887	34151	35550	36658	37630	38439	39283	40063	40663	41254	3.0%
Tasa Anual	MEDIO		0.5%	4.4%	4.2%	3.1%	3.0%	2.4%	2.0%	1.9%	1.7%	1.2%	1.2%	1.1%	
	OPTIMISTA		0.8%	5.1%	4.6%	3.8%	4.1%	3.1%	2.7%	2.1%	2.2%	2.0%	1.5%	1.5%	
	PESIMISTA		-0.1%	4.0%	3.2%	2.2%	2.5%	2.0%	1.7%	1.7%	1.5%	1.2%	1.0%	1.1%	

<sup>9</sup> A modo de ejemplo, el Futuro #1 asume que la tasa de crecimiento para este tipo de demanda es del 30% del valor adoptado por el COES para un mismo año.

Tabla 3.25. Proyección del consultor – Futuro #2.

		3.2%													
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
Carga Vegetativa [GWh]	MEDIO	22347	22686	23412	24161	24934	25732	26556	27405	28282	29187	30121	31085	32080	3.2%
	OPTIMISTA	22347	22686	23412	24161	24934	25732	26556	27405	28282	29187	30121	31085	32080	3.2%
	PESIMISTA	22347	22686	23412	24161	24934	25732	26556	27405	28282	29187	30121	31085	32080	3.2%
Tasa Anual	MEDIO		1.5%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%
	OPTIMISTA		1.5%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%
	PESIMISTA		1.5%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%	3.2%
		1.5%													
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
Cargas Especiales [GWh]	MEDIO	6410	6137	7152	7552	7556	7651	7590	7612	7612	7610	7608	7569	7571	1.9%
	OPTIMISTA	6410	6210	7308	7693	7698	7690	7730	7757	7759	7758	7758	7714	7718	2.0%
	PESIMISTA	6410	5951	6890	7255	7259	7351	7296	7316	7316	7314	7313	7277	7278	1.8%
Tasa Anual	MEDIO		-4.3%	16.5%	5.6%	0.1%	1.3%	-0.8%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.5%	0.0%	0.0%
	OPTIMISTA		-3.1%	17.7%	5.3%	0.1%	1.3%	-0.8%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.6%	0.1%	0.0%
	PESIMISTA		-7.2%	15.8%	5.3%	0.1%	1.3%	-0.7%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.5%	0.0%	0.0%
		1.5%													
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
Cargas Incorporadas [GWh]	MEDIO	605	669	725	939	953	967	982	997	1012	1027	1042	1058	1074	4.4%
	OPTIMISTA	605	669	725	939	953	967	982	997	1012	1027	1042	1058	1074	4.4%
	PESIMISTA	605	669	725	939	953	967	982	997	1012	1027	1042	1058	1074	4.4%
Tasa Anual	MEDIO		10.6%	8.4%	29.9%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
	OPTIMISTA		10.6%	8.4%	29.9%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
	PESIMISTA		10.6%	8.4%	29.9%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
		40%													
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
Proyectos mineros [GWh]	MEDIO	0	0	66	500	1340	2063	2821	3404	3857	4259	4597	4729	4729	4.2%
	OPTIMISTA	0	0	218	872	2046	3267	4325	5071	5626	6224	6729	7046	7279	4.4%
	PESIMISTA	0	0	0	80	517	979	1418	1660	1925	2118	2164	2164	2164	1.6%
Tasa Anual	MEDIO	-	-	-	868.9%	168.1%	54.0%	80.7%	20.7%	13.3%	10.4%	7.9%	2.9%	0.0%	0.0%
	OPTIMISTA	-	-	-	300.4%	134.7%	59.6%	32.4%	17.2%	10.9%	10.6%	8.1%	4.7%	3.3%	3.3%
	PESIMISTA	-	-	-	-	543.5%	88.2%	44.8%	17.1%	15.9%	10.0%	2.2%	0.0%	0.0%	0.0%
		40%													
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
Otras Demandas [GWh]	MEDIO	317	344	209	222	241	258	274	287	300	311	321	330	337	-0.2%
	OPTIMISTA	317	346	217	233	258	280	299	314	327	340	352	362	372	-0.7%
	PESIMISTA	317	342	202	209	223	237	250	260	270	279	287	295	302	-1.1%
Tasa Anual	MEDIO		8.7%	-39.4%	6.2%	8.9%	7.0%	6.0%	5.0%	4.2%	3.7%	3.3%	2.7%	2.4%	2.4%
	OPTIMISTA		9.1%	-37.3%	7.7%	10.5%	8.6%	6.6%	5.0%	4.1%	3.9%	3.5%	2.9%	2.8%	2.8%
	PESIMISTA		7.8%	-40.8%	3.3%	6.8%	6.3%	5.2%	4.2%	3.9%	3.4%	2.9%	2.5%	2.6%	2.6%
		40%													
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
Demanda Total [GWh]	MEDIO	29679	29837	31563	33373	35025	36673	38223	39706	41063	42394	43690	44771	45791	4.0%
	OPTIMISTA	29679	29911	31879	33898	35890	38047	39892	41544	43005	44536	46003	47265	48524	4.5%
	PESIMISTA	29679	29648	31230	32644	33887	35267	36501	37639	38806	39926	40928	41879	42899	3.4%
Tasa Anual	MEDIO		0.0%	5.8%	5.7%	4.9%	4.7%	4.2%	3.9%	3.4%	3.2%	3.1%	2.5%	2.3%	2.3%
	OPTIMISTA		0.8%	6.6%	6.3%	5.9%	6.0%	4.8%	4.1%	3.5%	3.6%	3.3%	2.7%	2.7%	2.7%
	PESIMISTA		-0.1%	5.3%	4.9%	3.9%	4.1%	3.5%	3.1%	3.1%	2.9%	2.5%	2.3%	2.4%	2.4%

Tabla 3.26. Proyección del consultor – Futuro #3.

Carga Vegetativa [GWh]		5.0%													
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
Escenario	MEDIO	22347	22686	23820	25011	26262	27575	28954	30401	31922	33518	35194	36953	38801	5.0%
	OPTIMISTA	22347	22686	23820	25011	26262	27575	28954	30401	31922	33518	35194	36953	38801	5.0%
	PESIMISTA	22347	22686	23820	25011	26262	27575	28954	30401	31922	33518	35194	36953	38801	5.0%
Tasa Anual	MEDIO	1.5%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
	OPTIMISTA	1.5%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
	PESIMISTA	1.5%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%

Cargas Especiales [GWh]		5.0%													
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
Escenario	MEDIO	6410	6137	7152	7552	7556	7651	7590	7612	7610	7608	7569	7571	7571	1.9%
	OPTIMISTA	6410	6210	7208	7633	7638	7600	7730	7757	7759	7758	7759	7714	7718	2.0%
	PESIMISTA	6410	5951	6890	7255	7259	7351	7296	7316	7316	7314	7313	7277	7278	1.8%
Tasa Anual	MEDIO	-	-4.3%	16.5%	5.6%	0.1%	1.3%	-0.8%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.5%	0.0%	0.0%
	OPTIMISTA	-	-3.1%	17.7%	5.3%	0.1%	1.3%	-0.9%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.6%	0.1%	0.0%
	PESIMISTA	-	-7.2%	15.8%	5.3%	0.1%	1.3%	-0.7%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.5%	0.0%	0.0%

Cargas Incorporadas [GWh]		3.0%													
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
Escenario	MEDIO	605	669	725	939	967	996	1026	1057	1089	1121	1155	1190	1225	5.7%
	OPTIMISTA	605	669	725	939	967	996	1026	1057	1089	1121	1155	1190	1225	5.7%
	PESIMISTA	605	669	725	939	967	996	1026	1057	1089	1121	1155	1190	1225	5.7%
Tasa Anual	MEDIO	10.6%	8.4%	29.5%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
	OPTIMISTA	10.6%	8.4%	29.5%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
	PESIMISTA	10.6%	8.4%	29.5%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%

Proyectos mineros [GWh]		75%													
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
Escenario	MEDIO	0	0	123	937	2512	3869	5290	6382	7232	7986	8619	8867	8867	0.0%
	OPTIMISTA	0	0	408	1635	3837	6125	8110	9507	10548	11670	12618	13211	13648	0.0%
	PESIMISTA	0	0	0	151	970	1835	2658	3113	3609	3972	4058	4058	4058	0.0%
Tasa Anual	MEDIO	-	-	669.0%	168.1%	54.0%	36.7%	20.7%	13.3%	10.4%	7.9%	2.9%	0.0%	0.0%	0.0%
	OPTIMISTA	-	-	300.4%	134.1%	69.6%	32.4%	17.2%	10.9%	10.6%	8.1%	4.7%	3.3%	3.3%	0.0%
	PESIMISTA	-	-	-	54.3%	89.2%	44.8%	17.1%	15.9%	10.0%	2.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Otras Demandas [GWh]		60%													
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
Escenario	MEDIO	317	344	209	228	259	286	311	335	356	376	395	410	425	1.9%
	OPTIMISTA	317	346	217	242	280	317	348	374	397	421	443	462	482	3.1%
	PESIMISTA	317	342	202	212	234	256	276	293	310	326	340	353	367	0.7%
Tasa Anual	MEDIO	8.7%	-39.4%	9.3%	13.4%	10.4%	9.0%	7.5%	6.3%	5.6%	5.0%	4.0%	3.5%	3.5%	0.0%
	OPTIMISTA	8.7%	-37.3%	11.5%	15.5%	13.2%	11.8%	7.6%	6.2%	5.9%	5.3%	4.4%	4.1%	4.1%	0.0%
	PESIMISTA	7.8%	-40.8%	5.6%	10.3%	8.4%	7.8%	6.3%	5.9%	5.2%	4.2%	3.8%	3.3%	3.3%	0.0%

Demanda Total [GWh]		5.0%													
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020
Escenario	MEDIO	29679	29837	32029	34667	37556	40377	43171	45788	48210	50611	52971	54990	56889	6.0%
	OPTIMISTA	29679	29911	32478	35520	39044	42813	46168	49097	51714	54487	57167	59530	61875	6.8%
	PESIMISTA	29679	29648	31638	33568	35693	38014	40210	42181	44247	46252	48060	49831	51730	5.2%
Tasa Anual	MEDIO	0.0%	7.3%	8.2%	8.3%	7.5%	6.9%	6.1%	5.3%	5.0%	4.7%	3.8%	3.8%	3.5%	0.0%
	OPTIMISTA	0.0%	8.0%	9.4%	9.9%	9.7%	8.7%	7.8%	6.3%	5.3%	5.4%	4.9%	4.1%	3.9%	0.0%
	PESIMISTA	-0.1%	6.7%	6.1%	6.3%	6.8%	6.8%	5.8%	4.9%	4.9%	4.5%	3.9%	3.7%	3.8%	0.0%

Tabla 3.27. Proyección del consultor – Futuro #4.

Carga Vegetativa [GWh]		7.1%											Tasa Media 2009-2020		
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Escenario	MEDIO	22347	22686	24297	26022	27869	29848	31967	34237	36668	39271	42060	45046	48244	7.1%
	OPTIMISTA	22347	22686	24297	26022	27869	29848	31967	34237	36668	39271	42060	45046	48244	7.1%
	PESIMISTA	22347	22686	24297	26022	27869	29848	31967	34237	36668	39271	42060	45046	48244	7.1%
Tasa Anual	MEDIO	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
	OPTIMISTA	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
	PESIMISTA	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%

Cargas Especiales [GWh]													Tasa Media 2009-2020		
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Escenario	MEDIO	6410	6137	7152	7552	7556	7651	7590	7612	7612	7610	7608	7569	7571	1.9%
	OPTIMISTA	6410	6210	7268	7683	7638	7800	7730	7757	7728	7758	7758	7714	7718	2.0%
	PESIMISTA	6410	5951	6890	7255	7259	7351	7296	7316	7316	7314	7313	7277	7278	1.8%
Tasa Anual	MEDIO	-4.3%	16.5%	5.6%	0.1%	1.3%	-0.8%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.5%	0.0%	0.0%
	OPTIMISTA	-3.1%	17.2%	5.2%	0.1%	1.2%	-0.9%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.5%	0.1%	0.0%
	PESIMISTA	-7.2%	15.8%	5.3%	0.1%	1.3%	-0.7%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.5%	0.0%	0.0%

Cargas Incorporadas [GWh]		5%											Tasa Media 2009-2020		
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Escenario	MEDIO	605	669	725	939	986	1035	1087	1141	1199	1259	1321	1387	1457	7.3%
	OPTIMISTA	605	669	725	939	986	1035	1087	1141	1199	1259	1321	1387	1457	7.3%
	PESIMISTA	605	669	725	939	986	1035	1087	1141	1199	1259	1321	1387	1457	7.3%
Tasa Anual	MEDIO	16.6%	8.4%	29.5%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
	OPTIMISTA	16.6%	8.4%	29.5%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
	PESIMISTA	16.6%	8.4%	29.5%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%

Proyectos mineros [GWh]		100%											Tasa Media 2009-2020		
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Escenario	MEDIO	0	0	164	1250	3350	5158	7053	8510	9643	10648	11492	11823	11823	100%
	OPTIMISTA	0	0	544	2180	5116	8167	10813	12677	14064	15560	16824	17614	18198	100%
	PESIMISTA	0	0	201	1294	2447	3544	4151	4813	5296	5411	5411	5411	5411	100%
Tasa Anual	MEDIO	-	-	660.8%	168.1%	54.0%	36.7%	20.7%	13.3%	10.4%	7.9%	2.9%	0.0%	0.0%	0.0%
	OPTIMISTA	-	-	300.4%	134.7%	59.6%	32.4%	17.2%	10.9%	10.6%	8.1%	4.7%	3.3%	3.3%	3.3%
	PESIMISTA	-	-	-	543.5%	89.2%	44.8%	17.1%	15.9%	10.6%	2.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Otras Demandas [GWh]		100%											Tasa Media 2009-2020		
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Escenario	MEDIO	317	344	209	241	295	346	398	448	495	541	586	626	662	6.1%
	OPTIMISTA	317	346	217	258	326	398	463	521	575	632	687	738	789	7.8%
	PESIMISTA	317	342	202	219	256	297	335	370	406	441	472	502	535	4.2%
Tasa Anual	MEDIO	8.7%	-39.4%	15.9%	22.4%	17.4%	15.0%	12.5%	10.6%	9.3%	8.4%	6.7%	5.9%	5.9%	5.9%
	OPTIMISTA	9.1%	-37.3%	19.2%	25.3%	21.9%	16.4%	12.6%	10.4%	8.8%	8.8%	7.4%	6.9%	6.9%	6.9%
	PESIMISTA	7.8%	-40.8%	8.3%	17.1%	15.7%	13.0%	10.4%	9.8%	8.6%	7.1%	6.4%	6.4%	6.4%	6.4%

Demanda Total [GWh]													Tasa Media 2009-2020		
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Escenario	MEDIO	29679	29837	32547	35003	40056	44039	49096	51948	55517	59329	63068	66451	69757	8.0%
	OPTIMISTA	29679	29911	33091	37092	41996	47248	52061	56333	60265	64479	68650	72500	76406	8.9%
	PESIMISTA	29679	29648	32115	34636	37665	40978	44230	47216	50402	53581	56577	59623	62925	7.1%
Tasa Anual	MEDIO	0.0%	9.1%	10.8%	11.3%	9.9%	8.2%	8.0%	7.1%	6.7%	6.3%	5.4%	5.4%	5.9%	5.9%
	OPTIMISTA	0.0%	10.6%	12.1%	13.2%	12.5%	10.2%	8.2%	7.0%	6.0%	5.0%	5.4%	5.4%	5.4%	5.4%
	PESIMISTA	-0.1%	8.3%	7.9%	8.7%	8.8%	7.9%	6.8%	6.7%	6.3%	5.6%	5.4%	5.4%	5.9%	5.9%

**Tabla 3.28. Proyección del consultor – Futuro #5.**

		8.8%														
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tasa Media 2009-2020	
Carga Vegetativa [GWh]	Escenario	MEDIO	22347	22686	24682	26854	29218	31789	34586	37630	40941	44544	48464	52729	57369	8.8%
		OPTIMISTA	22347	22686	24682	26854	29218	31789	34586	37630	40941	44544	48464	52729	57369	8.8%
		PESIMISTA	22347	22686	24682	26854	29218	31789	34586	37630	40941	44544	48464	52729	57369	8.8%
Tasa Anual		MEDIO		1.5%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%
		OPTIMISTA		1.5%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%
		PESIMISTA		1.5%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%
		5%														
Cargas Especiales [GWh]	Escenario	MEDIO	6410	6137	7152	7552	7556	7651	7590	7612	7612	7610	7608	7569	7571	1.9%
		OPTIMISTA	6410	6210	7208	7693	7698	7800	7730	7757	7759	7759	7758	7744	7718	2.0%
		PESIMISTA	6410	5951	6890	7255	7259	7351	7296	7316	7316	7314	7313	7277	7278	1.8%
Tasa Anual		MEDIO		-4.3%	16.5%	5.6%	0.1%	1.3%	-0.8%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.5%	0.0%	
		OPTIMISTA		-3.1%	10.7%	5.3%	0.1%	1.3%	-0.9%	0.3%	0.0%	0.0%	-0.6%	0.1%	0.0%	
		PESIMISTA		-7.2%	15.8%	5.3%	0.1%	1.3%	-0.7%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.5%	0.0%	
		5%														
Cargas Incorporadas [GWh]	Escenario	MEDIO	605	669	725	939	986	1035	1087	1141	1199	1259	1321	1387	1457	7.3%
		OPTIMISTA	605	669	725	939	986	1035	1087	1141	1199	1259	1321	1387	1457	7.3%
		PESIMISTA	605	669	725	939	986	1035	1087	1141	1199	1259	1321	1387	1457	7.3%
Tasa Anual		MEDIO		10.6%	8.4%	29.5%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
		OPTIMISTA		10.6%	8.4%	29.5%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
		PESIMISTA		10.6%	8.4%	29.5%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
		100%														
Proyectos mineros [GWh]	Escenario	MEDIO	0	0	164	1250	3350	5158	7053	8510	9643	10648	11492	11823	11823	6.1%
		OPTIMISTA	0	0	544	2180	5116	8167	10813	12677	14064	15560	16824	17614	18198	7.3%
		PESIMISTA	0	0	201	1294	2447	3544	4151	4813	5296	5411	5411	5411	5411	4.2%
Tasa Anual		MEDIO	-	-	660.8%	168.1%	54.6%	36.7%	20.7%	13.3%	10.4%	7.9%	2.9%	0.0%	0.0%	
		OPTIMISTA	-	-	300.4%	134.7%	59.6%	32.4%	17.2%	10.9%	10.6%	8.1%	4.7%	3.3%	3.3%	
		PESIMISTA	-	-	-	543.5%	89.2%	44.8%	17.1%	15.9%	10.6%	2.2%	0.0%	0.0%	0.0%	
		100%														
Otras Demandas [GWh]	Escenario	MEDIO	317	344	209	241	295	346	398	449	495	541	586	628	662	6.1%
		OPTIMISTA	317	346	217	258	326	398	463	521	579	632	687	738	789	7.5%
		PESIMISTA	317	342	202	219	256	297	335	370	406	441	472	502	535	4.2%
Tasa Anual		MEDIO		8.7%	-39.4%	15.5%	22.4%	17.4%	15.0%	12.5%	10.6%	9.3%	8.4%	6.7%	5.9%	
		OPTIMISTA		8.1%	-37.3%	18.2%	23.2%	21.9%	18.4%	12.6%	10.4%	9.0%	8.0%	7.4%	6.8%	
		PESIMISTA		7.8%	-40.8%	8.3%	17.1%	15.7%	15.0%	10.4%	9.8%	8.6%	7.1%	6.4%	6.4%	
		100%														
Demanda Total [GWh]	Escenario	MEDIO	29679	29837	32932	36836	41405	45980	50715	55341	59890	64602	69472	74134	78882	9.2%
		OPTIMISTA	29679	29911	33476	37924	43344	49189	54680	59726	64538	69752	75054	80183	85531	10.0%
		PESIMISTA	29679	29649	32500	35468	39013	42919	46848	50909	54675	58554	62381	67307	72050	8.4%
Tasa Anual		MEDIO		0.5%	10.4%	11.9%	12.4%	11.1%	10.3%	9.1%	8.2%	7.9%	7.5%	6.7%	6.4%	
		OPTIMISTA		0.8%	11.8%	13.3%	14.3%	13.0%	11.2%	9.2%	8.1%	8.1%	7.6%	6.8%	6.7%	
		PESIMISTA		-0.1%	9.6%	9.1%	10.0%	10.0%	9.2%	8.0%	8.0%	7.6%	7.0%	6.9%	7.0%	

### 3.3 Nudos de demanda

Para el estudio del año horizonte (2020) se han extraído de los futuros de las Tablas 3.24 - 3.28 las cinco proyecciones que se presentan en la tabla a continuación. Estas proyecciones incluyen los extremos optimistas y pesimistas más tres proyecciones intermedias.

**Tabla 3.29. Futuros de demanda optimista, pesimista, e intermedio.**

	Zona Sur			Zona Centro			Zona Norte			SEIN		
	Tasa	GWh	MW	Tasa	GWh	MW	Tasa	GWh	MW	Tasa	GWh	MW
Optimista	11.4%	17,849	2,547	8.6%	50,316	7,180	13.7%	17,367	2,478	10.1%	85,531	12,205
M-O	8.9%	13,914	1,985	7.1%	42,888	6,120	10.7%	12,955	1,849	8.0%	69,757	9,954
Medio	6.9%	11,267	1,608	5.2%	35,257	5,031	8.5%	10,365	1,479	6.0%	56,889	8,118
M-P	4.5%	8,821	1,259	3.4%	29,248	4,174	5.6%	7,722	1,102	4.0%	45,791	6,534
Pesimista	2.5%	7,084	1,011	1.9%	24,630	3,515	2.0%	5,211	744	2.0%	36,925	5,269

De la tabla anterior se construyeron los nudos de los futuros de demanda que se presentan en la tabla a continuación. Estos nudos abarcan el rango 2% - 10.1% de futuros de demanda al nivel del SEIN, e incluyen diferencias grandes en el crecimiento de la demanda en las tres áreas. Además, incluyen diferencias importantes en el crecimiento entre la zona Centro y las zonas Norte y Sur.

**Tabla 3.30. Nudos de demanda para simular, año 2020.**

	1. Optimista Norte y Sur			2. Medio SEIN			3. Optimista Centro			4. Pesimista SEIN		
	Tasa	GWh	MW	Tasa	GWh	MW	Tasa	GWh	MW	Tasa	GWh	MW
Norte	15.4%	20,432	2,916	8.5%	10,365	1,479	10.7%	12,955	1,849	2.0%	5,211	744
Sur	13.7%	22,211	3,169	6.9%	11,267	1,608	8.9%	13,914	1,985	2.5%	7,084	1,011
Norte+Sur	14.4%	42,643	6,085	7.6%	21,633	3,087	9.7%	26,869	3,834	2.2%	12,295	1,754
Centro	7.1%	42,888	6,120	5.2%	35,257	5,031	10.2%	58,662	8,371	1.9%	24,630	3,515
SEIN	10.1%	85,531	12,205	6.0%	56,889	8,118	10.1%	85,531	12,205	2.0%	36,925	5,269

Tres de los nudos (números 1, 3, y 4) definen el triángulo de la Figura 3.16. Con tres nudos se puede interpolar en el triángulo para analizar muchos futuros adicionales. El cuarto nudo está en el centro del triángulo, representando el futuro medio (F2, medio). Este cuarto nudo dió más precisión a las interpolaciones y permitió analizar efectos no-lineares.

El eje horizontal representa distintos futuros de demanda en la zona Centro. El vertical representa distintos futuros de demanda en la suma de las zonas Norte y Sur. Se podrá analizar con esto no sólo la incertidumbre en el crecimiento a nivel del SEIN, sino también en el crecimiento del Centro o afuera del mismo, como requiere la norma (14.6 y 14.8)<sup>10</sup>. Los diamantes negros representan los cuatro nudos. El crecimiento de la demanda en las regiones Norte y Sur se divide generalmente en 48% al Norte y 52% al Sur.

El nudo mínimo representa el crecimiento mínimo en cada zona, con un crecimiento a nivel del SEIN de 2%. El nudo central tiene un crecimiento de 6% a nivel SEIN. Los otros dos nudos tienen un crecimiento de 10.1% a nivel del SEIN.

Se puede preguntar, “¿Por qué se supone que las demandas en las zonas Norte y Sur tienen una correlación? Por ejemplo, en el nudo 1, ambas demandas son altas, y en el nudo 3, ambas son bajas.”

Se hizo así para facilitar el análisis, pero sin llevar a limitaciones importantes. El sistema de transmisión de la zona Sur, no se ve afectado por la distribución de demanda entre las zonas Norte y Centro. Sólo importa la suma de las dos, versus la demanda de la zona Sur. De igual manera, para planificar el sistema transmisión de la zona Norte, no importa la distribución de demanda entre las zonas Centro y Sur; solo importa la totalidad de la demanda en estas dos zonas, versus la demanda de la zona Norte.

También se puede preguntar, “¿Se consideran razonables o posibles los valores extremos de la Tabla 3.30?”

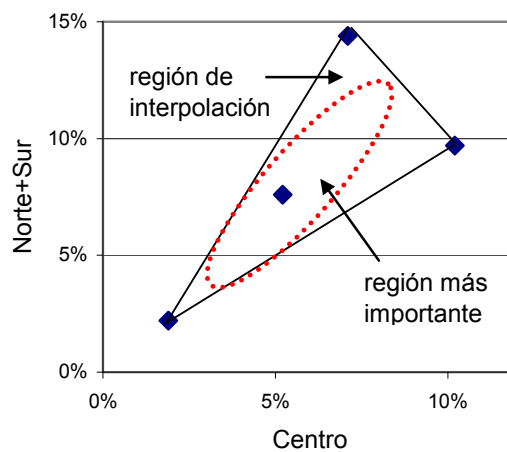
Obviamente, los futuros más extremos son menos probables que los futuros en el centro de la figura para el año 2020. Pero el hecho de considerarlos permite tomar en consideración futuros poco probables y además permite interpolar para poder analizar los futuros en la región central, que son los más importantes, por ser más probables. Además, como se verá en adelan-

<sup>10</sup> La norma (14.8) requiere solo tres valores por cada zona. Los nudos de la Tabla II.16 contienen 4. Esto es conveniente para posibilitar las interpolaciones, las cuales permitirán analizar valores adicionales e intermedios.

te, permite efectuar análisis importantes para los años 2013, 2016, y 2025, no solo para el año horizonte.

La definición de los nudos es un trabajo de balance. Con un triángulo más grande, se puede analizar más futuros, pero con precisión menor en el centro de la figura, el área que más interesa para el año 2020. A juicio del consultor, los nudos de la Tabla 3.30 son adecuados y no exagerados.

Se observa que estos nudos abarcan los futuros de demanda presentados anteriormente. Estos futuros, a su vez, fueron definidos con base en los análisis de varios pronósticos de crecimiento de distintos tipos de cargas. De hecho, para el año 2020, los nudos van más allá de los futuros, particularmente para las zonas Norte y Sur.



**Figura 3.16. Nudos de futuros de crecimiento de demanda para simular.**

### 3.3.1 Demanda de nodo

Para realizar las simulaciones antes indicadas resulta necesario determinar la demanda correspondiente a cada nodo del SEIN para cada uno de los nudos antes indicados.

Para determinar dicha demanda se considera que la misma resulta de la suma de dos demandas:

- Demanda de proyectos mineros
- Demanda Vegetativa (agrupa las demandas definidas por la NORMA como demanda vegetativa + cargas especiales + cargas incorporadas + otras demandas)

La demanda correspondiente a proyectos mineros asumida para cada uno de los nudos (#1, #2, #3 y #4) se indica en la siguiente tabla donde además se indica el proyecto minero a los cuales corresponden dichas demandas.

La demanda vegetativa se determina como el complemento de la demanda de proyectos mineros de forma tal que para cada zona se cumpla la siguiente igualdad:

$$\text{Demanda Total [Z]} = \text{Total Demanda Vegetativa [Z]} + \text{Total Proyectos Mineros [Z]}$$

Donde Z es cada una de las zonas (C, N, S).

La demanda Vegetativa Total correspondiente a cada zona obtenida de la ecuación anterior se distribuye en cada nodo del SEIN en forma proporcional a la participación actual (2009) de la demanda de cada nodo respecto a la demanda total de la zona. Para todos los nodos del SEIN se cumplen las siguientes condiciones:

- Demanda Nudo #1  $\geq$  Demanda Nudo #2
- Demanda Nudo #3  $\geq$  Demanda Nudo #2
- Demanda Nudo #2  $\geq$  Demanda Nudo #4
- Demanda Nudo #1  $\geq$  Demanda Nudo #3 (nodos de zonas Norte y Sur)
- Demanda Nudo #3  $\geq$  Demanda Nudo #1 (nodos de zona Centro)

Se provee al COES en archivo Excel “Futuros de Demanda” la demanda correspondiente a cada nodo determinada conforme los criterios antes indicados.

**Tabla 3.31. Proyectos mineros considerados**

Proyectos	Energía <sup>(1)</sup> [GWh]	Energía [GWh]			
		Nudo #1	Nudo #2	Nudo #3	Nudo #4
Yanacocha sulfides	1 000.0	1 000.0	-	-	-
El Brocal (Colquijirca)	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4
La Granja	894.0	1 451.0	-	-	-
Cañariaco	557.0	579.0	-	-	-
Chapi	579.0	579.0	-	-	-
Ampliacion Quimpac (Oquendo)	206.9	206.9	206.9	206.9	206.9
Ampliacion de SiderPeru	1 193.2	1 193.2	249.2	1 193.2	249.2
Pachapaqui	328.5	100.0	100.0	328.5	100.0
Minas Conga	1 000.0	2 710.5	-	-	-
Galeno	750.0	1 178.5	162.0	162.0	162.0
Michiquillay	780.5	166.4	166.4	166.4	166.4
Tantahuatay	180.0	245.3	-	-	-
Las Bambas (Apurimac)	162.0	-	-	-	-
Los Chancas (Apurimac)	81.5	-	-	232.0	-
Hierro Apurimac	935.0	1 796.9	1 796.9	1 796.9	1 796.9
Ampliación Cemento Pacasmayo	166.4	110.0	-	-	-
Magistral	245.3	1 534.5	860.0	860.0	860.0
Pukaqaqa (Milpo)	232.0	710.6	146.0	710.6	146.0
Ampliacion Shougang Hierro Perú	1 387.9	374.0	374.0	1 576.8	374.0
Marcobre (Mina Justa)	409.0	74.1	74.1	74.1	74.1
Cemento Otorongo	110.0	1 687.7	670.1	670.1	670.1
Proyecto Tia Maria	860.0	430.0	430.0	430.0	430.0
Quellaveco	674.5	99.9	99.9	910.6	99.9
Bayovar	160.6	15 724.0	5 411.0	9 393.6	5 411.0
Rio Blanco	550.0				
Toromocho	1 576.8				
Ampliación de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre	74.1				
Antapacay	417.6				
Constancia	670.1				
Quechua	600.0				
Ampliación de la concentradora Toquepala	430.0				
Ampliación Antamina	910.6				

Nota: (1) Valor máximo previsto - Ref. COES

### 3.4 Futuros de Oferta, Importación y Exportación

#### 3.4.1 Incertidumbres de oferta para la preparación de los futuros de generación

Las incertidumbres o proyectos de oferta son: (i) hidroeléctricas pequeñas y medias en el corto plazo; (ii) centrales a gas natural en el corto plazo y transición a operación en ciclo combinado de centrales existentes; (iii) grandes proyectos hidroeléctricos en la región amazónica peruana en el mediano plazo; y (iv) centrales hidráulicas de menor porte en el largo plazo (después del 2020).

Esta oferta fue clasificada en los siguientes grupos:

**Grupo 0: Proyectos comprometidos (con fecha de entrada en operación obligatoria).**

**Tabla 3.32. Listado de Proyectos comprometidos - Total: 1812 MW**

NOMBRE	TIPO	P (MW)
C.H. Roncador - AGRO INDUSTRIAS MAJA	Hidro	3.8
C.H. Platanal - CELEPSA	Hidro	220.0
C.H. Pías I - AGUAS Y ENERGIA PERÚ	Hidro	12.5
Interconexión al SEIN de CC.HH. Carpapata - CEMENTO ANDINO	Térmica	11.5
Traslado de la C.T. Calana - gas natural - EGESUR	Térmica	22.9
Traslado de las TG - C.T. Mollendo - gas natural - EGASA	Térmica	73.2
C.T. Las Flores - TG1 - EGENOR	Térmica	192.5
C.T. Kallpa - TG3 - KALLPA	Térmica	195.9
C.T. Tarapoto - Incorporación al SEIN	Térmica	12.0
C.T. Bellavista - Incorporación al SEIN	Térmica	3.2
C.T. Moyobamba - Incorporación al SEIN	Térmica	3.2
C.T. Santo Domingo de los Olleros - TG1- TERMOCHILCA	Térmica	196.0
C.H. Machupicchu II-Etapa - EGEMSA	Hidro	101.8
C.T. EL FARO - TG - SHOUGESA (Diesel)	Térmica	169.0
C.H. Cheves - SN POWER	Hidro	168.0
C.H. SANTA TERESA	Hidro	90.7
C.H. Purmacana - ELÉCTRICA SANTA ROSA	Peq Hid	1.8
Central Biomasa Huaycoloro - PETRAMAS	Biomasa	4.4
C.H. Huancahuasi II - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	Peq Hid	8.0
C.H. Nueva Imperial - HIDROCAÑETE	Peq Hid	4.0
Central Eólica Talara - ENERGÍA EÓLICA	Eólica	30.0
Central Eólica Cupisnique - ENERGÍA EÓLICA	Eólica	80.0
Central Solar Panamericana - CONSORCIO PANAMERICANA SOLAR 20TS	Solar	20.0
Central Solar Majes - GRUPO T SOLAR GLOBAL	Solar	20.0
Central Solar Repartición - GRUPO T SOLAR GLOBAL	Solar	20.0
Central Solar Tacna - CONSORCIO TACNA SOLAR 20TS	Solar	20.0
C.H. Huancahuasi I - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	Peq Hid	7.8
C.H. Shima	Peq Hid	5.0
Central Eólica Marcona - CONSORCIO COBRA PERÚ/PERÚ ENERGÍA RENOVABLE	Eólica	32.0
C. H. Yanapampa - ELÉCTRICA YANAPAMPA	Peq Hid	4.1
C. H. Chancay - SINERSA	Peq Hid	19.2
C. H. Angel I - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	Peq Hid	20.0
C. H. Angel II - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	Peq Hid	20.0
C. H. Angel III - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	Peq Hid	20.0

## Grupo 1: Proyectos térmicos con autorización.

Tabla 3.33. Térmicos con autorización - Total: 1524 MW.

NOMBRE	TIPO	P (MW)
C.T. Kallpa - TV - Ciclo Combinado - KALLPA	Térmica	280.0
C.T. FENIX - TG1 Y TG2 - FENIX POWER PERU	Térmica	326.0
C.T. FENIX - CICLO COMBINADO	Térmica	194.0
C.T. SANTO DOMINGO DE LOS OLLEROS - TV CICLO COMBINADO - TERMOCHILCA	Térmica	99.0
C.T. CHILCA - TV CICLO COMBINADO - ENERSUR	Térmica	230.0
C.T. TURBO GAS DUAL D2 - NORTE	Térmica	197.5
C.T. TURBO GAS DUAL D2 - SUR	Térmica	197.5

## Grupo 2: Proyectos hidroeléctricos con concesión definitiva.

Tabla 3.34. Centrales hidroeléctricas con concesión definitiva - total: 1046 MW.

NOMBRE	TIPO	P (MW)
C.H. HUANZA	Hidro	90.6
C.H. PUCARÁ	Hidro	130.0
C.H. CHAGLLA	Hidro	360.0
C.H. MARAÑON	Hidro	96.0
C.H. QUITARACSA I	Hidro	114.6
C.H. SANTA RITA	Hidro	255.0

## Grupo 3: Centrales hidroeléctricas del Amazonas.

Tabla 3.35. Centrales hidroeléctricas del Amazonas – Total: 6673 MW.

NOMBRE	TIPO	P (MW)
C.H. INAMBARI	Hidro	2200.0
C.H. PAQUITZAPANGO	Hidro	2000.0
C.H. MAINIQUE I	Hidro	607.0
C.H. TAMBO 40	Hidro	1286.0
C.H. TAMBO 60	Hidro	580.0

## Grupo 4: Hidroeléctricas con concesión temporal.

Tabla 3.36. Hidroeléctricas con concesión temporal - Total: 2990 MW.

NOMBRE	TIPO	P (MW)
C.H. CERRO DEL AGUILA	Hidro	402.0
C.H. CURIBAMBA	Hidro	163.0
C.H. BELO HORIZONTE	Hidro	180.0
C.H. VERACRUZ	Hidro	730.0
C.H. LLUTA I	Hidro	214.0
C.H. LLUTA II	Hidro	52.4
C.H. LLUCLLA	Hidro	238.4
C.H. EL CAÑO	Hidro	101.2
C.H. UCHUHUERTA	Hidro	30.0
C.H. CHURO	Hidro	35.5
C.H. CHEVES III	Hidro	121.0
C.H. RETAMAL	Hidro	188.6
C.H. SAN GABÁN III	Hidro	187.9
C.H. SAN GABÁN IV	Hidro	82.0
C.H. LA VIRGEN	Hidro	64.0
C.H. SAN GABAN I	Hidro	150.0
C.H. TARUCANI	Hidro	50.0

## Grupo 5: Centrales sin concesión o autorización.

Tabla 3.37. Centrales sin concesión o autorización Total: 5380 MW.

NOMBRE	TIPO	P (MW)
C.H. AOBAMBA	Hidro	7.0
C.H. PRIMAVERA	Hidro	290.0
C.H. SORO	Hidro	160.0
C.H. LLATICA	Hidro	160.0
C.H. ARICOTA III	Hidro	19.4
C.H. TAMBO 1	Hidro	54.0
C.H. TAMBO 2	Hidro	8.9
C.H. VILAVILANI 1	Hidro	7.3
C.H. VILAVILANI 2	Hidro	6.3
C.H. VILAVILANI 3	Hidro	13.4
C.H. VILAVILANI 4	Hidro	8.9
C.H. NIMPANA	Hidro	13.6
C.H. CATIVEN I	Hidro	14.6
C.H. CATIVEN II	Hidro	14.2
C.H. OLMOS I	Hidro	120.0
C.H. OLMOS II	Hidro	120.0
C.H. ALTO PIURA I	Hidro	150.0
C.H. ALTO PIURA II	Hidro	150.0
C.H. MOLLOCO I	Hidro	200.0
C.H. MOLLOCO II	Hidro	110.0
C.H. RENTEMA	Hidro	854.0
C.H. MANSERICHE	Hidro	1644.0
C.T. EL FARO - TG - SHOUGESA (Conv. GN)	Térmica	0.0
C.T. EL FARO - TV CICLO COMBINADO - SHOUGESA	Térmica	88.0
C.T. NUEVA ESPERANZA - EMPRESA ELECTRICA NUEVA ESPERANZA	Térmica	127.7
C.T. CC Chimbote a Gas (2 TG + 1 TV) (*1)	Térmica	520.0
C.T. CC Ilo a Gas (2 TG + 1 TV) (*1)	Térmica	520.0

### 3.4.2 Procedimiento para la definición de los nudos de generación y exportación

El objetivo de este estudio es planificar la transmisión, no la generación. Es difícil planificar la transmisión sin saber cómo se va desarrollar el sistema de generación, pero hay que hacerlo. Es importante no basar el plan de transmisión en un único futuro supuesto o pronosticado de la generación. Por lo tanto, el consultor identificó nudos bastante diferentes de futuros de generación. Se cree que estos nudos abarquen lo que con el tiempo efectivamente se materializará.

El consultor desarrolló dos “familias” de nudos de oferta, basadas en las siguientes metas:

- Generación 60% térmica, 40% hidro, con reserva mínima 20%, y
- Generación 40% térmica, 60% hidro, con reserva mínima 30%.

Se habla de dos “familias de nudos” para reconocer que habrá adelantos o atrasos de varios generadores dependiendo en el crecimiento de la demanda nacional, para tener una reserva  $\geq$  20% o 30%, según el caso. Ver la tabla a continuación.

**Tabla 3.38. Nudos de generación mínima, netos de exportación a Brasil**

Demanda		Nudo Generación A - Térmica 60%				Nudo Generación B - Térmica 40%			
nudo demanda	MW	Reserva 20%	Térmica mínima	Hidro mínimo	Oferta mínima	Reserva 30%	Térmica mínima	Hidro mínimo	Oferta mínima
4	5,269	1,054	3,794	2,529	6,323	1,581	2,740	4,110	6,850
2	8,118	1,624	5,845	3,897	9,741	2,435	4,221	6,332	10,553
1	12,205	2,441	8,787	5,858	14,646	3,661	6,346	9,520	15,866
3	12,205	2,441	8,787	5,858	14,646	3,661	6,346	9,520	15,866

Para convertir los casos de la tabla anterior en nudos reales, reconociendo posibles centrales futuras reales, se empleó el siguiente algoritmo.

- I. Se empezó con todas los centrales existentes y proyectos comprometidos;
- II. Después, si resultó necesario para lograr el margen de reserva objetivo, se añadieron proyectos de generación térmica y/o hidráulica hasta alcanzar o superar por poco las metas de definidas en la tabla anterior, en el siguiente orden de prioridad:
  - a. Proyectos térmicos con autorización;
  - b. Proyectos de generación hidráulica con licencia definitiva;
  - c. Grandes centrales de la región Amazónica;
  - d. Proyectos de generación hidráulica con concesión temporal; y
  - e. Proyectos sin concesión temporal / autorización.

En cuanto a la zona Oriente, lo que interesa para la planificación del SEIN es la inyección neta de esta zona. Esta inyección consta de la producción que pueda haber de los proyectos hidroeléctricos, más las importaciones del Brasil, menos las exportaciones al Brasil. Los nudos presentados a continuación incluyen un espectro amplio de inyecciones netas, relacionadas con un rango de futuros de crecimiento de la demanda y de desarrollo de oferta en las zonas Norte, Centro, y Sur. El consultor juzga que este espectro abarca las posibles inyecciones netas por permutaciones razonables de desarrollo en el Oriente, exportaciones, e importaciones.

Entonces, juntamente con la identificación de los nudos de generación, se consideraron además nudos de posible desarrollo de la generación de la zona oriental con incertidumbre en el porcentaje de aquella generación que se exportará a Brasil. El consultor definió nudos de 0% y 50% de exportación (netos de importaciones), lo que permitió analizar futuros intermedios.

Las Tablas a continuación presentan un resumen de los nudos de generación que consideran dos futuros de exportación: en 0% y 50% de las centrales orientales. Como se puede ver en la tabla, existen nudos cuyo resultado para la generación es igual a otro (por ejemplo, los nudos de oferta A y B para el nudo de demanda 4 son idénticos). Obviamente se harán simulaciones sólo para los nudos distintos.

**Tabla 3.39. Nudos generación – 0% de centrales del Oriente exportado a Brasil.**

Demanda	Nudo generación A - Térmica 60%	Nudo generación B - Térmica 40%							
		Térmica nudo	Hidro nudo	Oferta nudo	Reserva nudo	Térmica nudo	Hidro nudo	Oferta nudo	Oferta mínima
4	5,269	3,798	3,828	7,626	45%	3,798	3,828	7,626	45%
2	8,118	6,058	4,048	10,106	24%	4,404	7,074	11,478	41%
1/3	12,205	6,578	7,074	13,652	12%	6,578	9,681	16,259	33%

Notas: 1) Los nudos 4A y 4B (Demanda 4, generación A o B) son idénticos.  
2) Los nudos 1A y 3A no serán considerados pues la oferta es inferior al criterio de reserva mínima.

**Tabla 3.40. Nudos generación – 50% del producto de las centrales del Oriente exportado a Brasil.**

Demanda	Nudo generación A - Térmica 60%	Nudo generación B - Térmica 40%							
		Térmica nudo	Hidro nudo	Oferta nudo	Reserva nudo	Térmica nudo	Hidro nudo	Oferta nudo	Oferta mínima
4	5,269	3,798	3,828	7,626	45%	3,798	3,828	7,626	45%
2	8,118	6,058	4,048	10,106	24%	4,404	6,974	11,378	40%
1/3	12,205	6,578	5,974	12,552	3%	6,578	9,522	16,100	32%

Notas: 1) Los nudos 4A y 4B (Demanda 4, generación A o B) son idénticos.  
2) Los nudos 1A y 3A no serán considerados pues la oferta es inferior al criterio de reserva mínima.

Para representar la incertidumbre sobre el desarrollo de las centrales en zona oriental, se consideró también un futuro de generación en que no se considera la entrada en operación de las centrales del Grupo 3 (Centrales hidroeléctricas del Amazonas). La tabla a continuación presenta un resumen para el nudo de generación que no considera el desarrollo de la zona oriental.

**Tabla 3.41. Sin desarrollo de centrales en la zona Oriente.**

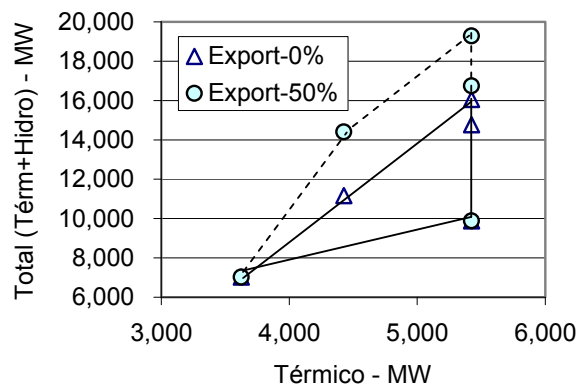
Nudo demanda	Demanda MW	Nudo generación C - sin Amazonia			
		Térmica nudo	Hidro nudo	Oferta nudo	Oferta mínima
4	5,269	3,798	3,828	7,626	45%
2	8,118	4,598	6,349	10,947	35%
1/3	12,205	6,578	8,938	15,516	27%

Como suposición practica, en los nudos no se han considerado centrales térmicas nuevas adicionales a las identificadas como posibles por el COES o por otras fuentes. Esto significa que para varios nudos se considera que no es razonable que la oferta térmica futura alcance a 60% de la oferta total. Para estos nudos se añade más generación hidro para compensar la falta de proyectos térmicos.

Para los nudos de demanda 1 y 3, la oferta térmica ni llega al 40%. Por lo tanto, el nudo A debe ser idéntico al nudo B, con reserva 30%. El no llegar a 40% térmico no es un problema; se supone que es lo que puede suceder. Con las suposiciones de exportación neta y de no-desarrollar los proyectos en la zona Oriente, y con los futuros diversos de la demanda, hay un juego adecuado de futuros de la oferta, aún para los nudos 1 y 3.

Los nudos de oferta térmica baja reflejan posibles limitaciones en la disponibilidad del gas o de los gasoductos u otros factores socioeconómicos-políticos que puedan reducir el crecimiento del parque de generación térmica.

La figura a continuación representa los nudos de las tablas (incluyendo en los valores para la Tabla 3.40 el 50% de los proyectos orientales destinados a la exportación). Los nudos de la Tabla 3.41 son casi iguales a los demás. Se interpolará usando TO/R para hacer estudios en el espacio del polígono sólido, el cual representa la oferta destinada a Perú, neto de exportaciones/importaciones.



**Figura 3.17. Futuros oferta, con exportación y neto de exportación.**

Para los análisis de los años intermedios, según la Norma (16.5) los años 3, 6 y 15), en efecto se ajustó la fecha de entrada de los proyectos para satisfacer la demanda más la reserva para los varios nudos de demanda.

### 3.5 Futuros de Hidrología y Precios de Combustible

#### 3.5.1 Registros de caudales

El Perú dispone de más de 40 años de registros hidrológicos (del 1965 al 2008) para muchas cuencas. La tabla a continuación presenta un listado de las centrales hidroeléctricas existentes (año base 2009), la ubicación de la central (de acuerdo a las zonas eléctricas) y la potencia instalada.

**Tabla 3.42. Centrales existentes.**

Nombre	Región	Pot Inst (MW)	Nombre	Región	Pot Inst (MW)
HUANCHOR	CENTRO	19.6	PARIAC	NORTE	5.3
MATUCANA	CENTRO	128.6	CAÑONPATO	NORTE	263.5
HUINCO	CENTRO	247.3	CARHUAQUERO	NORTE	95.3
CALLAHUANCA	CENTRO	45.6	CAÑA BRAVA	NORTE	5.5
CALLAHUANCA4	CENTRO	34.8	CARHUAQUE_G4	NORTE	9.8
MOYOPAMPA	CENTRO	64.7	GCIEGO	NORTE	38.1
HUAMPANI	CENTRO	30.2	CURUMUY	NORTE	12.5
CAHUA	CENTRO	43.1	POECHOS_I	NORTE	15.4
CHIMAY	CENTRO	150.9	MACHUPICCHU	SUR	88.8
YANANGO	CENTRO	42.6	SANGABAN	SUR	113.1
YUNCAN	CENTRO	136.8	ARICOTAI	SUR	22.5
YAUPI	CENTRO	110.2	ARICOTAII	SUR	12.4
PACHACHACA	CENTRO	9.6	CHARCANI5	SUR	144.6
MALPASO	CENTRO	48.0	CHARCANI4	SUR	15.3
OROYA	CENTRO	9.5	CHARCANI6	SUR	8.9
MANTARO	CENTRO	670.7	CHARCANI123	SUR	6.9
RESTITUCION	CENTRO	215.4	ARCATA	SUR	5.1

La tabla a continuación presenta un listado de los proyectos hidroeléctricos que están presentes en por lo menos uno de los futuros de generación presentados anteriormente.

**Tabla 3.43. Centrales hidroeléctricas consideradas en al menos un futuro de generación.**

NOMBRE	P (MW)
C.H. Roncador - AGRO INDUSTRIAS MAJA	3.8
C.H. Platanal - CELEPSA	220.0
C.H. Pias I - AGUAS Y ENERGIA PERÚ	12.5
C.H. Machupicchu II-Etapa - EGEMSA	101.8
C.H. Cheves - SN POWER	168.0
C.H. SANTA TERESA	90.7
C.H. Purmacana - ELÉCTRICA SANTA ROSA	1.8
C.H. Huancahuasi II - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	8.0
C.H. Nueva Imperial - HIDROCAÑETE	4.0
C.H. Huancahuasi I - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	7.8
C.H. Shima	5.0
C. H. Yanapampa - ELÉCTRICA YANAPAMPA	4.1
C. H. Chancay - SINERSA	19.2
C. H. AngeI I - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20.0
C. H. AngeI II - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20.0
C. H. AngeI III - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20.0
C.H. HUANZA	90.6
C.H. PUCARÁ	130.0
C.H. CHAGLLA	360.0
C.H. MARAÑON	96.0
C.H. QUITARACSA I	114.6
C.H. SANTA RITA	255.0
C.H. INAMBARI	2200.0
C.H. PAQUITZAPANGO	2000.0
C.H. MAINIQUE I	607.0
C.H. TAMBO 40	1286.0
C.H. TAMBO 60	580.0
C.H. CERRO DEL AGUILA	402.0
C.H. CURIBAMBA	163.0
C.H. BELO HORIZONTE	180.0
C.H. VERACRUZ	730.0
C.H. LLUTA I	214.0
C.H. LLUTA II	52.4
C.H. LLUCLLA	238.4
C.H. EL CAÑO	101.2
C.H. CHEVES III	121.0
C.H. RETAMAL	188.6
C.H. SAN GABÁN III	187.9
C.H. SAN GABÁN IV	82.0
C.H. LA VIRGEN	64.0
C.H. SAN GABAN I	150.0
C.H. TARUCANI	50.0
C.H. PRIMAVERA	290.0
C.H. MANSERICHE	1644.0

### 3.5.2 Nudos hidrológicos

Se consideraron tres nudos hidrológicos, a saber:

1. Optimista – usando la serie histórica más húmeda.
2. Medio – usando la serie mediana (no valores promedios).
3. Pesimista – usando la serie más seca.

Para las cuencas sin datos, se emplearon estimaciones equivalentes. Los tres nudos coincidan con lo que exige la Norma. Pero permiten analizar otros futuros con valores intermedios de hidrología, lo que la Norma no prohíbe.

### 3.5.3 Futuros de precios de combustibles

El combustible más importante para el sector eléctrico en el Perú es el Gas Natural. Pero también hay centrales que queman Diesel (No. 2), Fuel Oil (No. 6 y 500), y Carbón. Los precios futuros de todos son inciertos. En la experiencia del consultor, las variaciones en precios a corto plazo pueden ser bastante grandes. Pero es normal que como promedio a largo plazo, estos precios tienen una correlación alta entre sí. Por lo tanto, para este estudio se consideran los tres nudos con precios altos, medios, y bajos como se ilustra en la tabla a continuación. En el nudo de precios altos, los precios son el doble de los precios promedios (pronósticos del Ministerio de Energía y Minas), y en el nudo de precios bajos, son la mitad. El consultor considera basado en su experiencia que estos valores, en dólares sin inflación, representan extremos bastante amplios para abarcar lo que eventualmente materializará.

**Tabla 3.44. Futuros de precios de combustible – 2020 y 2025.**

	<b>Carbón (US\$/Ton)</b>	<b>Gas (US\$/MMBtu)</b>	<b>Diesel (US\$/Ton)</b>	<b>No. 6 (US\$/Ton)</b>	<b>500 (US\$/Ton)</b>
Alto	197.48	8.2 / 5.0 / 4.2	2,506	1,230	1,158
Medio	98.74	4.1 / 2.5 / 2.1	1,253	615	579
Bajo	49.37	2.0 / 1.2 / 1.0	626	308	290

### 3.6 Plan Transitorio de Transmisión

La tabla a continuación lista los proyectos del Plan Transitorio de Transmisión para el SEIN. Estos proyectos (líneas, circuitos, compensadores, etc.) están en construcción, en adjudicados o en proceso de licitación.

FECHA	PROYECTO
	<b>Lineas de Transmisión (1)</b>
May-2010	L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal 220kV ( doble terna )
Dic-2010	L.T. Carhuaquero - Corona 220 kV
Dic-2010	L.T. Cajamarca - Huallanca 220 kV doble circuito
Dic-2010	L.T. Huallanca - Conococha 220 kV doble circuito
Dic-2010	L.T. Conococha - Paragsha 220 kV
Dic-2010	L.T. Paragsha - Carhuamayo 220 kV doble circuito
Ene-2011	L.T. Tocache - Bellavista - 138 kV
Feb-2011	L.T. Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220 kV - 180 MVA
Mar-2011	L.T. Chilca - Zapallal 500 kV (simple circuito)
Abr-2011	L.T. Independencia - Ica 220 kV
(1)	L.T. Mantaro - Caraveli - Montalvo 500 kV
(1)	L.T. Machupicchu - Cotaruse 220 kV - 2 x 180 MVA
Abr-2012	L.T. Pomacocha - Carhuamayo 220 kV
Jun-2012	L.T. Talara - Piura 220 kV (segundo circuito)
Jun-2012	L.T. Zapallal - Trujillo 500 kV
Jun-2012	L.T. Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV
Dic-2012	L.T. Tintaya-Socabaya 220 kV (doble circuito)
2014	L.T. Onocora-Tintaya 220 kV
	<b>Transformación (2)</b>
Feb-2011	S.E. Machupicchu 220/138 kV - 150 MVA
	<b>Compensación</b>
Abr-2011	Repotenciacion L.T. Mantaro - Socabaya 505 MVA <sup>(3)</sup>
Dic-2010	S.E. Trujillo Norte - Banco de Capacitores 15 MVAR, 10 kV - REP
Dic-2010	S.E. Cajamarca 220 kV - SVC +120/-60 MVAR
Dic-2010	S.E. Huallanca Reactor 2 x 50 MVAR
Feb-2011	S.E. Machupicchu 220 kV - reactor 40 MVAR
Feb-2011	S.E. Cotaruse 220 kV - reactor 40 MVAR

**Notas:**

(1) : Fechas de puesta en servicio no definidas

(2) : Se indica la nueva capacidad de transformación que tiene efectos sobre el Plan Vinculante

(3): La repotenciación incluye la ampliación de la compensación serie a 65%, la adición de 2 reactores de 50 MVAR en la S.E. Cotaruse y la instalación de un SVC de 300 MVAR Capacitivos y 100 MVAR Inductivos en la S.E. Socabaya 220 kV.

**Figura 3.18. Plan Transitorio de Expansión de la Transmisión del SEIN.**

### 3.7 Opciones de Transmisión

En este capítulo se identifica un conjunto preliminar de refuerzos candidatos (opciones) de transmisión. Las opciones se identificaron en base a simulaciones operacionales para el mes de diciembre del 2020 (el año horizonte) para tres de los nudos de oferta y demanda definidos arriba.

El consultor sabe que la hidrología de Perú hace que la operación del sistema sea muy diferente en el periodo de estiaje. Estas variaciones fueron analizadas en siguientes etapas del estudio, donde se encontró en forma iterativa más problemas específicos y se consideró más opciones de transmisión.

El consultor identificó seis problemas importantes que pueden ocurrir para el año horizonte, dependiendo del futuro. Para cada problema hay varias opciones que lo pueden aliviar o eliminar.

4. Sobrecargas entre Trujillo y Piura. Para aliviar estas sobrecargas las opciones: consisten en incrementar la capacidad de transferencia entre Trujillo y Piura.
5. Sobrecargas entre las zonas Centro y Norte (opciones: incrementar la capacidad de transferencia o redirigir flujos con aparatos tipo FACTS).
6. Sobrecargas entre las zonas Centro y Sur (opciones: incrementar la capacidad de transferencia o redirigir flujos con aparatos tipo FACTS).
7. Sobrecargas en un anillo 220-kV-138-kV Cotaruse-Machupicchu-Socabaya (opciones: completar el anillo en 220 kV, otros incrementos de capacidad de transferencia).
8. Diseño de las conexiones de la zona Oriente con la zona Centro (opciones de conexión: circuitos AC o DC entre la Colectora Centro 500-kV y Zapallal y circuitos 500 kV AC entre Colectora Centro y Planicie o Marcona, con refuerzo de elementos de la red en 220 kV).
9. Diseño de la red colectora en la zona Oriente (opciones: 500-kV AC y 600 kV DC).

Este conjunto preliminar se modificó, en forma iterativa, al efectuar las simulaciones para más nudos, y los análisis de riesgo, como se verá a continuación. No obstante, los resultados presentados aquí son interesantes.

### **3.7.1 Sistema de transmisión base (existente y comprometido)**

El punto de partida del análisis del SEIN considera además del sistema actual (año 2009), las modificaciones por el Plan Transitorio de la transmisión y otros cambios debido a:

- Una red colectora para las centrales del Oriente con dos conexiones genéricas al SEIN en Zapallal y La Planicie, con una colectora de demanda Zapallal- La Planicie-Chilca 500-kV, y
- Varios otros elementos para acomodar análisis y opciones futuros, tales como:
  - Líneas de conexión para posibles grandes proyectos hidroeléctricos, las cuales se diseñaran como parte de estos proyectos cuando se materialicen, por ejemplo, un vínculo Veracruz-Trujillo.
  - División de la barra Chavarría 220 kV en dos, para considerar la posible abertura del anillo metropolitano allí.
  - Creación de nodos sin conexión al SEIN, para posibles opciones, por ejemplo, una subestación “virtual” Olmos entre Piura y Chiclayo.

### 3.7.2 Identificación de posibles problemas generales.

El consultor efectuó estudios preliminares de simulación para los nudos 1 B (0% y 50% exportación a Brasil, y sin desarrollo en el Oriente), 3 B (0% y 50% exportación a Brasil, y sin desarrollo en el Oriente), y 4 presentados arriba.

Se hizo para identificar el rango de problemas generales que los planes tendrán que solucionar, y para ayudar en el desarrollo de las opciones.

Por razones técnicas las simulaciones abarcaron varios años. Las salidas analizadas fueron para diciembre del 2020. Se analizaron los flujos eléctricos promedios para varias series hidrológicas, con una curva de demanda de tres niveles, tal como se acostumbra hacer en el Perú par estudios de planificación y estudios tarifarios.

En la siguiente etapa del estudio se consideró más nudos. Lo que se hizo en esta etapa era suficiente para identificar los problemas generales y un juego inicial de opciones y planes.

En esta etapa de diagnóstico se consideró solo posibles sobrecargas (que sin refuerzos implican congestión, que requieran re-despacho no-económico o racionamiento).

### 3.7.3 Estudio con demanda pesimista

La Tabla a continuación indica que para el Nudo 4 hay sobrecargas, mayormente de menor magnitud, en cuatro áreas.

- La sobrecarga de una línea en la zona Piura-Trujillo es la más importante. Como se verá a continuación, con demanda más alta, surgen varios problemas en esta zona.
- Aún con demanda baja, hay sobrecargas en el anillo Machupicchu (Cotaruse – Machu Picchu – Socabaya).
- Aún con la línea Chilca-Marcona-Montalvo 500-kV hay sobrecargas en tramos de las líneas Mantaro-Moquegua 220-kV.
- Hay también problemas en los sistemas de distribución del área Lima. Se mencionan aquí para reconocer que existen, pero no son el tema de este estudio.

Tabla 3.45. Sobrecargas, Nudo 4.

Sin hidros del Oriente diciembre 2020	Nudo 4 Demanda pesimista	Sobrecargas Máximos		Flujos			Límites
		%	MW	Máximos	Promedios	Desv.St.	
Problemas Piura-Trujillo							
Chiclayo 220kV	Carhuaquero 220kV	46%	51	-163	-130	16	112
Problemas Machu Picchu							
ABANCAY220	Cotaruse 220kV	19%	28	175	154	9	147
ABANCAY220	MacchuPicchu 220kV	13%	19	-166	-154	6	147
Problemas Centro-Sur							
Socabaya 220kV	Moquegua 220kV	14%	21	171	149	16	150
Socabaya 220kV	Moquegua 220kV	14%	21	171	149	16	150
Problemas Distribución							
Oroya 220kV	Oroya 50kV	25%	25	123	93	16	98
Toquepala Etesur 138kV	Toquepala 138kV	24%	14	73	69	5	59
Carhuamayo138kV	Carhuamayo50kV	10%	3	32	25	2	29
Oroya 50kV	Pzinc 50kV	5%	4	82	64	11	78
Aricota 138kV	Aricota 66kV	1%	0	-30	-28	7	29

### 3.7.4 Estudio con demanda optimista

En la siguiente tabla, las sobrecargas para los nudos 1B, 1C, 3B, y 3C son mucho más serias que el caso con demanda pesimista. Abarcan las mismas conexiones generales, con varias adicionales. Para los nudos 3, el crecimiento de la demanda es especialmente optimista en la Zona Centro.

- Se notan problemas de sobrecargas en líneas alimentando Conococha desde Zapallal, Pachachaca, y Tingo María – parte de la interfaz oriental entre las zonas Centro y Norte. Es bastante claro que las líneas Conococha-Huallanca-Cajamarca están “atrayendo” potencia para el Norte.
- Puede haber sobrecargas en líneas que se conectan con Carhuaquero y Cajamarca.
- En ciertas condiciones hay sobrecargas en las líneas costeras desde la Zona Centro hasta el Norte.
- Hay sobrecargas no muy altas en las líneas que conectan Mantaro y la Zona Centro.
- Para casos de alto crecimiento de demanda, especialmente en el Norte y el Sur, hay sobrecargas en los enlaces Centro-Sur.
- El anillo Cotaruse – Machupicchu-Socabaya presenta sobrecargas.
- Las líneas 138 kV entre Tingo María y Tocache se sobrecargarán.
- Habrá fuertes sobrecargas en los circuitos Pachacha – Oroya – Carhuamayo.
- Aún con la segunda línea Piura-Chiclayo podrá haber sobrecargas menores si el crecimiento de demanda en el Norte es fuerte.
- Los tramos de dos líneas cortas Sta. Rita – Trujillo puede sobrecargar para un espectro de condiciones de demanda.

- Las líneas que alimentan Conococha desde el sur y el oriente podrán sobrecargarse. Hay dos líneas paralelas Paragsha-Conococha. Una – la más débil – está seccionada en Vizcarra y se sobrecarga por la demanda en Vizcarra (incluyendo los flujos hasta Aucayacu) y los flujos desde Aguaytía. La otra no lleva mucha corriente.

La inyección de cantidades grandes de energía del Oriente causa problemas en la zona Centro, cerca a las barras de inyección, Zapallal e Independencia, pero especialmente Zapallal. (Las sobrecargas en la colectora en la zona Oriente, y en las enlaces genéricas con la zona Centro, son otro tema. Estas líneas tienen que ser diseñadas para sus cargas.)

Se notaron también problemas en el sistema de distribución en 220 kV de Lima (Tabla 3.47). Como se indicó, se mencionaron notar pero no son el tema de este estudio. No se mencionan muchos otros problemas detectados en los sistemas de menor voltaje dado que tampoco son temas de este estudio.

Tabla 3.46. Flujos máximos en líneas sobrecargas, nudos 1 y 3.

Zona Carhuauquero-Cajamarca	Cargas max, nudos 1B y 1C			Cargas máx, nudos 3B y 3C		
	%	MW	Límites	%	MW	Límites
Chiclayo 22 - Carhuauquero	231%	237	103	234%	241	103
Trujillo 22 - Cajamarca 2	220%	297	135	201%	272	135
Carhuauquero - Cerro Coron	92%	111	120	105%	126	120
Cajamarca 2 - Huallanca	117%	233	198	78%	154	198
Cajamarca 2 - Huallanca	117%	233	198	78%	154	198
<b>Circuitos Chiclayo-Zapallal</b>						
Trujillo 22 - Guadalupe 2	128%	175	137	63%	86	137
Paramonga N - Huacho 220k	182%	294	162	149%	241	162
Zapallal 22 - Huacho 220k	141%	228	162	121%	197	162
Zapallal 22 - Paramonga N	143%	231	162	106%	172	162
Zapallal 50 - CHIMBOTE500	135%	1352	1000	79%	791	1000
CHIMBOTE500 - TRUJILLO500	113%	1131	1000	68%	680	1000
<b>Circuitos Mantaro-Lima</b>						
Mantaro 220 - Pomacocha 2	79%	108	137	125%	172	137
Mantaro 220 - Pomacocha 2	79%	108	137	125%	172	137
Mantaro 220 - Huancavelic	88%	121	137	112%	154	137
Mantaro 220 - Pachachaca	80%	109	137	128%	175	137
Mantaro 220 - Pachachaca	80%	109	137	128%	175	137
Mantaro 220 - Huayucachi	95%	130	137	148%	203	137
<b>Conexión Centro-Sur</b>						
Ica 220kV - Marcona 220	138%	175	127	181%	230	127
MARCONA500 - MONTALVO500	144%	1444	1000	77%	770	1000
Independenc - MARCONA500	166%	1659	1000	118%	1176	1000
Mantaro 220 - Cotaruse 22	202%	506	250	100%	250	250
Mantaro 220 - Cotaruse 22	202%	506	250	100%	250	250
Cotaruse 22 - Socabaya 22	152%	380	250	80%	199	250
Cotaruse 22 - Socabaya 22	152%	380	250	80%	199	250
Socabaya 22 - Moquegua 22	220%	323	147	181%	266	147
Socabaya 22 - Moquegua 22	220%	323	147	181%	266	147
<b>Anillo Machupicchu</b>						
Abancay 220 - Cotaruse 22	189%	281	149	244%	363	149
Abancay 220 - Machupicchu	192%	286	149	232%	345	149
Combapata 2 - TINTAYA220	176%	285	162	175%	284	162
Combapata 2 - Quencoro 22	157%	254	162	152%	247	162
<b>Área Moyobamba-Tingo María</b>						
T. María 13 - Aucayacu 13	125%	51	40	187%	76	40
Aucayacu 13 - Tocache 138	121%	49	40	181%	73	40
Tocache 138 - Bellavista	123%	48	39	184%	73	39
<b>Oroya-Paragsha</b>						
Pachachaca - Oroya 220kV	388%	532	137	465%	638	137
Oroya 220kV - Carhuamay	177%	295	167	181%	302	167
<b>Piura-Chiclayo</b>						
Piura 220kV - OLMOS_SEC	116%	209	180	60%	108	180
OLMOS_SEC - Chiclayo 22	116%	209	180	60%	108	180
Piura 220kV - OLMOS_SEC	116%	209	180	60%	108	180
OLMOS_SEC - Chiclayo 22	116%	209	180	60%	108	180
<b>Santa Rita-Trujillo</b>						
STA.RITA_SE - Trujillo 22	154%	211	137	109%	150	137
STA.RITA_SE - Trujillo 22	154%	211	137	109%	150	137
<b>Alimentar Conococha</b>						
Tingo María - Vizcarra 22	145%	248	171	129%	221	171
Paragsha 22 - Vizcarra 22	143%	238	167	129%	215	167
Vizcarra 22 - Conococha	114%	179	157	205%	322	157
Conococha - Paramonga N	195%	307	157	194%	304	157
Conococha - Paragsha 22	69%	167	242	39%	95	242

### 3.7.5 Diferencia con demanda optimista en las zonas Norte y Sur

Los Nudos 1 tienen un desarrollo más fuerte en las zonas Norte y Sur que los Nudos 3, pero la misma demanda total para el SEIN. Como se esperaba, se notaron:

- Más sobrecargas en el Norte y en los vínculos Centro-Norte y Centro-Sur, y
- Menos sobrecargas en el sistema de la zona Centro,

### 3.7.6 Opciones y planes de transmisión

Se identificaron cuatro opciones generales para resolver estos problemas:

- Repotenciación menor (30%),
- Repotenciación mayor (60%),
- Redirigir flujos con transformadores cambiadores de fases (“phase-shifting transformers,” PST), u otros aparatos FACTS.
- Circuitos nuevos.

Se plantean generalmente tres niveles de refuerzos:

- Liviano,
- Medio, y
- Fuerte.

Una lista de planes y opciones, que refleja estos estudios preliminares, será analizada en el Capítulo 5, de acuerdo a los criterios indicados en la Norma, para determinar los planes robustos.

Tabla 3.47. Flujos máximos en líneas sobrecargas, Zona Centro.

Circuitos Lima - Locales	Cargas max, nudos 1B y 1C			Cargas máx, nudos 3B y 3C		
	%	MW	Límites	%	MW	Límites
Ventanilla - Zapallal 22	434%	595	137	611%	838	137
Ventanilla - Zapallal 22	468%	641	137	658%	903	137
Ventanilla - Chavarria 2	238%	405	170	349%	593	170
Ventanilla - Chavarria 2	238%	405	170	349%	593	170
Ventanilla - Chavarria 2	229%	389	170	335%	570	170
Santa Rosa - San Juan 22	170%	232	137	180%	246	137
San Juan 22 - Balnearios	163%	481	295	242%	713	295
San Juan 22 - Balnearios	162%	478	295	240%	708	295
Pomacocha 2 - San Juan 22	129%	177	137	120%	164	137
Pomacocha 2 - San Juan 22	129%	177	137	120%	164	137
Pachachaca - Callahuanca	116%	159	137	159%	218	137
Pachachaca - Pomacocha 2	179%	245	137	175%	240	137
Pachachaca - Callahuanca	116%	159	137	159%	218	137
Cantera 220 - Independenc	128%	207	162	110%	179	162
CHAVAR B 22 - Santa Rosa	101%	138	137	120%	164	137
CHAVAR B 22 - Santa Rosa	101%	138	137	120%	164	137
San Juan 22 - Chilca REP	184%	595	324	235%	760	324
San Juan 22 - Chilca REP	142%	449	315	182%	572	315
San Juan 22 - Chilca REP	142%	449	315	182%	572	315
Santa Rosa - Industriale	292%	551	188	384%	723	188
Industriale - San Juan 22	156%	294	188	215%	405	188
HUANZASEC22 - Zapallal 22	98%	135	137	125%	171	137
La Planicie - Industriale	126%	366	291	178%	519	291
La Planicie - Industriale	126%	366	291	178%	519	291

### Opciones FACTS

El concepto FACTS (“Flexible AC Transmission Systems”) fue articulado primero por el Dr. Narain Hingorani del EPRI. En su sentido más amplio, tiene que ver con aparatos y técnicas operacionales para aumentar la capacidad de transferencia y la confiabilidad del sistema de transmisión sin construir líneas nuevas, mediante control de flujos y tensión. Incluye aparatos y técnicas tales como:<sup>11</sup>

- Compensadores estáticos de VAR (SVC),
- Capacitores series controlados por thyristor (TSCS),
- Condensadores estáticos (STATCON),
- Controladores unificados para flujo (UPFC),
- Frenos dinámicos,
- Reguladores de fase/ángulo (por ejemplo, PST),
- Varias aplicaciones de corriente directa, y

<sup>11</sup> JW Feltes, HM Merrill, BB Fardanesh, MI Henderson, y R Adapa, “System operating impacts of FACTS Technologies.” Fourth IEEE Conf. on Control Applications, Albany, NY, septiembre 1995.

- Capacitores y reactores serie o a tierra con switcheo.

Algunos de estos tienen uso en muchas partes; otras, por sus costos y naturalezas especiales, no tanto.

El consultor consideró específicamente los siguientes, por su aplicación común y por sus costos razonables, sin descartar otros que pueden surgir en las fases siguientes de este estudio:

- Líneas DC,
- Líneas 500-kV AC con aislamiento para posible conversión a DC en el futuro, y
- PST.

En el desarrollo del estudio, se llegó a la conclusión que aparatos FACTS no fueron necesarios para el horizonte actual de la planificación. Se podrá lograr los efectos necesarios usando técnicas más tradicionales, menos complejas, y menos costosas, específicamente el redirigir flujos con seccionar líneas y con compensación.

Sin embargo, hay una recomendación especial para las nuevas líneas 500-kV entre el Centro y el Sur, para la red colector de la zona Oriente, y para las conexiones Centro-Oriente. Se recomienda que los estudios de ingeniería consideren aislamiento para DC. Esto no debería incrementar por mucho el costo de las líneas. Facilitaría la conversión a DC en el futuro si fuere necesario aumentar la capacidad de transferencia.

### 3.7.7 Parámetros de las opciones

#### Costos unitarios de construcción

Las tablas a continuación presentan costos unitarios para distintos elementos de las opciones. Estos costos se basan en información proporcionada por el COES y un análisis de costos a nivel internacional. Está documentado en un archivo “Costos de Inversión,” entregado al COES por el consultor. Los valores de costos de inversión indicados en la siguiente tabla se corresponden con proyectos realizados en zonas costeras con alturas no mayores a 1,000 msnm. Para proyectos realizados en otras zonas geográficas (selva, montañas), la Tabla 3.49 indica la corrección a realizar en los costos de inversión de la Tabla 3.48 en función de la zona en la cual se encuentre el proyecto. Así por ejemplo un km el costo medio por km de un circuito en 220 kV capacidad térmica media, es en la costa de 103,666 US\$/km mientras que ese mismo circuito en la montaña tiene un costo de 155,499 US\$/km

**Tabla 3.48. Costos unitarios de líneas.**

Líneas	Capacidad térmica	\$/km medio	\$/km mínimo	\$/km máximo
220 kV	(máxima)	138548	109776	163436
220 kV	(medio)	103666	78708	131731
220 kV	(mínimo)	80841	66278	94450
500 kV	(máxima)	470000	355000	545000
500 kV	(medio)	350000	262500	402500
500 kV	(mínimo)	273000	205000	315000
x kV DC	(máxima)	352500	266250	436000
x kV DC	(medio)	262500	196875	322000
x kV DC	(mínimo)	204750	153750	252000

**Tabla 3.49. Factores geográficos de ajuste para líneas.**

	Costa	Selva	Montaña
220 kV	1	1.5	1.5
500 kV	1	1.5	1.5
600 kV DC	1	1.5	1.5

**Tabla 3.50. Costos unitarios de equipos mayores.**

Equipo	Medio	Mínimo	Máximo
s/e 220 kV - \$ por línea de entrada	\$ 328,617	\$ 235,617	\$ 410,331
s/e 500 kV - \$ por línea de entrada	\$ 4,750,000	\$ 3,325,000	\$ 5,700,000
conversión 500 kV ac/x kV dc - \$/MW	\$ 300,000	\$ 250,000	\$ 350,000
transformadores 500/220 - \$/MW	\$ 16,800	\$ 13,440	\$ 21,000
capacitores variables 220 kV - \$/MVar	\$ 100,164	\$ 83,470	\$ 120,196
reactores 220 kV - \$/MVar	\$ 11,445	\$ 10,269	\$ 13,760

### Incertidumbres en costos capitales

Los costos para construcción para LL.TT. de 500 kV AC o 600 kV DC en las selvas y en las montañas altas no se conocen bien. Costos muy diferentes de los presentados en las Tablas 3.48 y 3.50 podrían cambiar los planes.

Para afrontar este hecho, el consultor empleó en el análisis de riesgos un factor de incertidumbre en costos capitales para la construcción en estas zonas geográficas, con valores 0.75, 1.00, y 1.50. Si los planes salen robustos frente a tales futuros de costos, bien. En caso contrario, habrá que mejorar la estimación de costos antes de concretar los planes. Los factores de incertidumbre antes indicados se aplicarán a los costos de la tabla 3.48. Es decir por ejemplo para un circuito de 500 kV con capacidad térmica media desarrollado en la montaña, las tablas 3.48 y 3.49 dan un valor de  $(1.5 \times 350,000)$  525,000 US\$/km. Este valor se sensibilizará por factores de 0.75 y 1.5 dando valores de 393,750 US\$/km y 787,500 US\$/km.

Se aplicaron también las mismas incertidumbres en costos capitales (75% - 100% - 150% del nominal) para las estimaciones de costos para repotenciación y para líneas nuevas en otras

zonas del sistema. Ciertos estudios, presentados en el Capítulo 5, indican que algunos de los planes y opciones son robustos ante esta incertidumbre.

### Costos de repotenciación

En cooperación con el COES, el consultor está desarrollando estimaciones de costos de repotenciación menor y mayor. Se hace notar que la repotenciación no necesariamente significa reemplazar torres o conductores. Hay muchos elementos de una línea que pueden limitar su capacidad de transferencia. Estos incluyen:

- La distancia mínima entre la tierra y el conductor, considerando el tramo más crítico. Si hay un tramo muy crítico comparado a los demás, no es costoso remover el terreno para mejorar la distancia entre el conductor y el terreno. Si son muchos tramos, es más caro.
- Equipos eléctricos, tales como relés, interruptores, descargadores, transformadores de tensión y corriente, etc., cuyo reemplazo podría ser relativamente económico.
- Falta de compensación, o compensación ahora inadecuada.
- Problemas de estabilidad, como efecto del sistema, pero representado como límite de la capacidad de una línea o un conjunto de líneas que definen un interfaz eléctrica.

Para saber cuánto costará la repotenciación hay que conocer el elemento limitante. También hay que saber cuál será el nuevo elemento limitante, una vez arreglado el primero, etc. Los propietarios de la red deben tener y mantener actualizados catálogos de líneas, transformadores, etc., con estos datos. Por lo menos, cuando un elemento causa congestión, se debería investigar como aumentar sus límites.

El consultor dispone de costos de los EE.UU., sin embargo, parece importante basar las estimaciones en costos peruanos. Se nota que las capacidades de las líneas peruanas generalmente son muy inferiores de lo que se acostumbra ver en los EE.UU. Hace poco el Ministerio de Energía y Minas encargó un estudio de repotenciación. Ver la Tabla 3.51 . El consultor usó estos datos para estimar costos de repotenciación menor y mayor, en la manera siguiente.

De los datos de la tabla que sigue se hizo una interpolación log-lineal para estimar el costo promedio de aumentar la capacidad en 30% para las repotenciones menores, \$724,443. Se hizo una extrapolación log-lineal para estimar el costo promedio de aumentar la capacidad en 60% para las repotenciones mayores, \$830,138. Ver la figura a continuación.

Tabla 3.51. Presupuesto requerido para la repotenciación.

ITEM	LINEA	Presupuesto (US\$) 180 MVA	Presupuesto (US\$) 190 MVA	Presupuesto (US\$) 200 MVA
1	Mantaro - Pomacocha L-2201	730.974	742.082	754.233
2	Mantaro - Pomacocha L-2202	594.957	603.994	615.724
3	Pomacocha - San Juan L-2205	299.049	307.480	316.492
4	Pomacocha - San Juan L-2206	478.778	494.331	510.779
5	Mantaro - Huancavelica L-2203	289.847	293.469	298.242
6	Mantaro - Huancavelica L-2204	221.890	222.553	223.220
7	Huancavelica - Independencia L-2203	333.234	342.750	352.268
8	Huancavelica - Independencia L-2231	416.057	419.949	423.843
9	Mantaro - Pachachaca L-2218	1.048.564	1.052.625	1.067.908
10	Mantaro - Pachachaca L-2219	323.088	324.916	333.693
11	Pachachaca - Callahuanca L-2222	145.755	161.775	190.645
12	Pachachaca - Callahuanca L-2223	515.534	521.637	529.839
13	Pachachaca - Pomacocha L-2226	167.833	169.561	171.288
14	Mantaro - Huayucachi L-2220	884.776	903.036	949.798
15	Huayucachi - Zapallal L-2221	3.879.538	4.063.353	4.206.475
<b>TOTAL ( US\$ )</b>		<b>10.309.854</b>	<b>10.623.511</b>	<b>10.944.445</b>
<b>Porcentual ( % )</b>		<b>100%</b>	<b>103%</b>	<b>106%</b>

Fuente: Estudio "Repotenciación de las Líneas de Transmisión 220 kV de REP", CESEL, Año 2008  
- Anteproyecto REP para MINEM

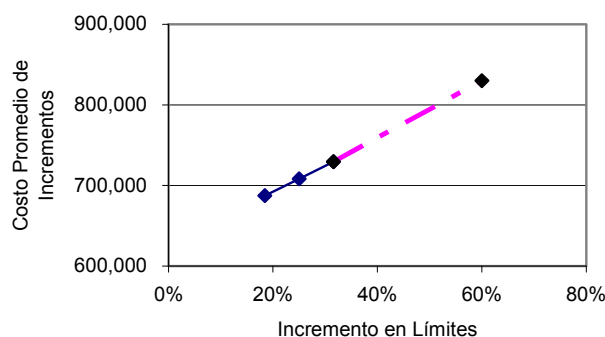


Figura 3.19. Costo estimado de repotenciación.

Se recomienda que se haga un estudio para determinar, línea por línea, cuánto costaría la repotenciación. Como se puede ver de la tabla, puede haber una diferencia muy grande entre una línea y otra. Se entiende que para algunas líneas del SEIN – tal vez para muchas – el costo de repotenciación será cero. Son líneas cuyos límites nominales no corresponden a límites físicos.

### Límites de líneas

Los valores de todos los atributos dependen en forma crítica de los límites de las líneas. El COES entregó al consultor dos bases de datos conteniendo estos límites: una para el software DigSilent, y otra para el software PERSEO.

La topología del sistema representado en las dos bases de datos no es exactamente igual. Por ejemplo, la de DigSilent contiene mucho más barras. Aún descontado esto, no siempre es sencillo relacionar una línea en DigSilent con una línea correspondiente en PERSEO.

El consultor basó su estudio en los límites de la base de datos DigSilent.

### Límites de líneas 500 kV

De acuerdo con la metodología definida por la NORMA para realizar el plan de transmisión, se deben proponer opciones para la expansión de la red de transmisión que en conjunto forman los denominados Planes de Transmisión.

Como parte del presente estudio, y siguiendo los lineamientos del Plan Transitorio de Transmisión vigente, se consideran como opciones de expansión circuitos de 500 kV cuyos objetivos serán principalmente:

- Permitir la interconexión al SEIN de las centrales hidráulicas del oriente que eventualmente se construirán como proyectos que surgen del acuerdo con Brasil.
- Expandir la red de 500 kV que forma parte del Plan Transitorio de Transmisión hacia las regiones norte y sur del país a fin de evitar sobrecargas en la red existente conforme se justifique oportunamente la inversión frente a otras alternativas

Para estos proyectos resulta necesario definir un valor inicial de límites de transferencia a los efectos que los mismos sean contemplados en las simulaciones de despacho económico de generación y estudios de operación del sistema de potencia.

Los límites de transferencia se determinan como el menor valor que cumple al mismo tiempo con las siguientes condiciones:

1. Límite térmico en condiciones normales de operación
2. Límite por estabilidad del sistema ante fallas trifásicas / monofásicas con recierre exitoso
3. Límite por balance de área en post-falla

El límite térmico de los circuitos es una condición propia del diseño de los mismos y en especial la sección del conductor adoptada.

Para el caso del SEIN los aspectos más críticos son límites impuestos por estabilidad y balance post-falla. Esto es así por la naturaleza del SEIN donde existen 3 grandes zonas (Norte – Centro – Sur) vinculadas entre sí en forma radial y en el futuro posiblemente exista una cuarta zona de concretarse los proyectos de generación hidráulica que surgen del acuerdo con Brasil vinculada también en forma radial con la zona centro.

En tales condiciones, la falla de un circuito de 500 kV originará sobrecargas en los corredores de 220 kV paralelos obligando a acciones correctivas para limitar el flujo hasta tanto se realice un redespacho de generación. Las acciones pueden ser de varios tipos:

1. Limitar el flujo en operación normal de forma tal que la salida de un circuito no origine en los otros circuitos sobrecargas mayores al límite de transporte en condiciones de emergencia. Para el caso del SEIN la aplicación de este criterio llevaría a limitar la transferencia de los circuitos de 500 kV en forma significativa lo cual implica mayores costos operativos para el sistema.

2. Incluir en el sistema relés de corte de carga de forma tal de que ante la salida de un circuito se corte carga en forma controlada hasta restablecer el equilibrio post-falla a valores razonables hasta que se realice el redespacho de generación. Con este criterio se podría maximizar el uso de la capacidad de transporte entre zonas, minimizando el costo operativo del sistema.
3. No tomar acciones correctivas dejando que llegado el caso sean las sobrecargas y/o niveles bajos de tensión las que desconecten circuitos y/o demandas, y el sistema vuelva al equilibrio, permitiendo inclusive la desvinculación de zonas y la actuación de relés de sub-frecuencia que retiren carga.

De las tres alternativas antes indicadas, se considera como más razonable la segunda de ellas limitando la transferencia por las líneas de 500 kV a límites típicos para corredores de 500 kV de gran extensión. El valor propuesto de límite es de 1,400 MVA por circuito de 500 kV valor que coincide con el adoptado en el Plan Transitorio de Transmisión para el circuito Chilca-Zapallal. Es por otra parte un valor comparable con la potencia característica de circuitos de 500 kV (1,000 MW) lo que asegura una operación con limitados problemas de compensación reactiva.