

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

ESCUELA DE POSGRADO

**UNIDAD DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**“GESTIÓN EN LAS FLEXIBILIDADES
OPERATIVAS Y SU APLICACIÓN EN EL
MARGEN VARIABLE DE CENTRALES DE
GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA”**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN
DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**CHRISTIAN ENRIQUE, SEVILLA CANDELA
DANNY LUIS, GUERRERO PEZO**

ASESOR: Dr. Ing. JUAN HERBER GRADOS GAMARRA

Callao, 2018

PERÚ

HOJA DE REFERENCIA DEL JURADO

MIEMBROS DEL JURADO

Dr. : CÉSAR AUGUSTO SANTOS MEJÍA	PRESIDENTE
M.Sc. : VÍCTOR LEÓN GUTIERREZ TOCAS	SECRETARIO
Dr. : ADÁN ALMIRCAR TEJADA CABANILLAS	MIEMBRO
Mg. : PEDRO ANTONIO SÁNCHEZ HUAPAYA	MIEMBRO
Dr. : JUAN HERBER GRADOS GAMARRA	ASESOR

Nº DE LIBRO : 01

FOLIO : 077

FECHA DE APROBACIÓN : octubre 26, 2018

RESOLUCIÓN DIRECTORAL : 056-2018-DUPFIEE

DEDICATORIA

Dedico esta Tesis a toda mi familia en especial a mi madre, Carmen Lily, que siempre está apoyándome incondicionalmente a lo largo de todos mis estudios, gracias por enseñarme a ser perseverante en los momentos más difíciles, porque gracias a ello he logrado alcanzar mis sueños y metas sin desfallecer en el intento. Gracias madre por ser mi inspiración para ingresar al hermoso mundo de la ingeniería eléctrica.

Christian Enrique Sevilla Candela

Me gustaría dedicar esta Tesis a toda mi familia, de manera especial a mis padres, por su comprensión y apoyo. A mis hijos por ser el motor que me impulsa hacia adelante recordándome siempre que todo esfuerzo es por ellos y a mi pareja, compañera de vida, sus palabras de aliento siempre harán eco en lo más profundo de mi ser.

Danny Luis Guerrero Pezo

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, a Dios todopoderoso y a nuestro señor Jesucristo por brindarnos la vida y las bendiciones para lograr nuestras metas.

Un sincero agradecimiento a nuestro asesor de tesis, el Dr. Ing. Juan Herber Grados Gamarra, por todo el tiempo que nos ha dedicado, por sus sugerencias e ideas, por su respaldo y amistad.

A nuestros profesores que de un modo u otro nos condujeron e incentivaron a concluir la maestría.

A todos los colegas que han estudiado la hermosa carrera de ingeniería eléctrica, quienes hacen un mundo más placentero para todos.

A los alumnos de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de nuestra alma mater, la Universidad Nacional del Callao, porque nos motivan a ser mejores profesionales y así poder transmitirles todo nuestro conocimiento y sigan disfrutando el fascinante mundo de la ingeniería eléctrica.

ÍNDICE

ÍNDICE.....	1
LISTA DE FIGURAS	8
LISTA DE GRÁFICOS.....	11
LISTA DE CUADROS	13
RESUMEN.....	16
ABSTRACT	17
I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN	18
1.1 Identificación del problema:	18
1.2 Formulación de problemas.....	18
1.2.1 Problema general	18
1.2.2 Problemas específicos.....	18
1.3 Objetivos de la investigación.....	19
1.3.1 Objetivo general	19
1.3.2 Objetivos específicos.....	19
1.4 Justificación	19
1.4.1 Legal.....	19
1.4.2 Teórica.....	20
1.4.3 Tecnológica	20
1.4.4 Económica	20

1.4.5	Social	20
1.4.6	Práctica	20
II.	MARCO TEÓRICO	21
2.1	Antecedentes del Estudio:.....	21
2.1.1	Evolución normativa técnica peruana:	29
2.1.2	Evolución normativa peruana para la mejora de la calidad de la energía: 36	
2.1.3	Niveles de aprobación de los procedimientos del COES:	36
2.1.4	Cambios estructurales:.....	37
2.1.5	Normas de emergencia peruana por coyuntura:	38
2.2	Base epistemológica:	38
2.2.1	Características de la energía eléctrica:.....	38
2.2.2	Visión general del mercado energético de la Unión Europea.	39
2.2.3	Visión general del mercado energético de Italia	49
2.2.4	Mercado principal diario italiano	49
2.2.5	Mercado italiano interdiario	50
2.2.6	Visión general del mercado energético de Bélgica	52
2.2.7	Mercado principal diario belga.....	52
2.2.8	Mercado belga interdiario.....	55
2.2.9	Visión general del mercado energético de Perú:	57
2.2.10	Descripción de las empresas analizadas:	77
2.3	Base ontológica:.....	82

2.3.1	La demanda.....	82
2.3.2	La oferta.....	83
2.3.3	Generación eléctrica	84
2.3.4	Tipos de centrales de generación de electricidad	86
2.3.5	Flexibilidad de centrales de generación.....	90
2.3.6	Transmisión eléctrica.....	91
2.3.7	Determinación del parque generador eléctrico óptimo.....	92
2.3.8	Cálculo de la energía no suministrada.....	94
2.3.9	Componentes del precio de generación:.....	96
2.3.10	Precios de transmisión eléctrica	99
2.3.11	Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Garantizado de Transmisión (SGT):.....	101
2.3.12	Sistema Secundario de Transmisión (SST) y Sistema Complementario de Transmisión (SCT).....	102
2.3.13	Margen variable de una central eléctrica	103
2.3.14	Potencia máxima.....	107
2.3.15	Potencia mínima	108
2.3.16	<i>Turndown</i>	108
2.3.17	Potencia máxima excepcional	109
2.3.18	Potencia mínima excepcional	109
2.3.19	Reserva de potencia y margen de reserva.....	110
2.3.20	Rampa de toma de carga.....	111

2.3.21	Regulación de frecuencia.....	111
2.3.22	Regulación primaria de frecuencia	113
2.3.23	Regulación Secundaria de Frecuencia.....	114
2.3.24	Tiempos de respuesta.....	115
2.3.25	Estatismo	116
2.3.26	Característica de respuesta de la frecuencia	117
2.3.27	Banda muerta.....	118
2.4	Base metodológica:.....	118
2.4.1	Potencia máxima incrementada	118
2.4.2	Potencia mínima incrementada.....	120
2.4.3	Coefficiente Alfa de Cronbach	122
2.4.4	Hipótesis nulas.....	123
2.4.5	Prueba de hipótesis	124
2.4.6	Distribución muestral	124
2.4.7	Nivel de significancia	125
2.4.8	Relación entre nivel de significancia y distribución muestral.....	125
2.5	Definiciones de términos básicos.....	127
III.	VARIABLES E HIPÓTESIS	132
3.1	Definición de las variables.....	132
3.1.1	Variable independiente	132
3.1.2	Variable dependiente	132

3.1.3	Variable interviniente	132
3.1.4	Definición Conceptual	132
3.1.5	Definición operacional	133
3.2	Operacionalización de las variables.....	134
3.3	Hipótesis general e hipótesis específicas	136
3.3.1	Hipótesis general	136
3.3.2	Hipótesis específicas.....	136
IV.	METODOLOGÍA	137
4.1	Tipo de investigación.....	138
4.2	Diseño de investigación	139
4.3	Población y muestra.....	140
4.3.1	La población	140
4.3.2	La muestra	140
4.4	Técnicas e instrumentos de recolección de datos	141
4.4.1	Software NCP	142
4.4.2	Técnicas.....	143
4.4.3	Instrumentos de recolección de la información	144
4.5	Procedimientos de recolección de datos	144
4.5.1	Procedimientos para la captura de los datos.....	145
4.5.2	Procedimientos para el procesamiento de los datos	146
4.5.3	Procedimientos para presentar e interpretar los datos	146

4.6	Procedimiento estadístico y análisis de datos	157
4.6.1	Consideraciones para el escenario proyectado:	159
V.	RESULTADOS.....	164
5.1	Validez y confiabilidad de los instrumentos.....	164
5.1.1	Validez:.....	164
5.1.2	Confiabilidad:	164
5.2	Presentación y análisis de resultados	165
5.2.1	Prueba de Hipótesis General.....	165
5.2.2	Prueba de hipótesis específica 1	165
5.2.3	Prueba de hipótesis específica 2	168
5.2.4	Prueba de hipótesis específica 3	170
VI.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	182
6.1	Contrastación de hipótesis con los resultados.....	182
6.2	Contrastación de resultados con otros estudios similares	182
VII.	CONCLUSIONES	183
VIII.	RECOMENDACIONES.....	185
8.1	Temas pendientes para nuevas investigaciones	185
8.2	Sugerencias y recomendaciones	185
IX.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	187
X.	ANEXOS.....	191
10.1	Anexo A – Matriz de Consistencia.	191

10.2	Anexo B - Sistema eléctrico interconectado europeo.....	192
10.3	Anexo C - Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.....	193
10.4	Anexo D – PR-01 Programación de la operación de corto plazo.	194
10.5	Anexo E – PR-09 Coordinación de la operación de corto plazo para el SEIN.	195
10.6	Anexo F – PR-25 Determinación de los factores de indisponibilidad, presencia e incentivos a la disponibilidad de las centrales y unidades de generación.....	196
10.7	Anexo G – PR-39 Operación del SEIN en situación excepcional.	197
10.8	Anexo H - Cálculo de los costos variables	198
10.9	Anexo I - Cálculo de los costos marginales.....	199
10.10	Anexo J - Manual de Metodología NCP	200

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2-1: PRINCIPALES INSTRUMENTOS LEGISLATIVOS DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD	33
FIGURA 2-2: MARCO LEGAL E INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL PERÚ, 1992-2016.....	34
FIGURA 2-3: ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL ESTADO PERUANO EN EL SECTOR ELÉCTRICO	35
FIGURA 2-4: INTERCAMBIO ENERGÉTICO EUROPEO – 2016.....	42
FIGURA 2-5: ENERGÍA GENERADA POR PAIS 2016 – CENTRALES HIDRÁULICAS	43
FIGURA 2-6: ENERGÍA GENERADA POR PAIS 2016 – CENTRALES NUCLEARES	44
FIGURA 2-7: ENERGÍA GENERADA POR PAIS 2016 – CENTRALES TÉRMICAS	45
FIGURA 2-8: ENERGÍA GENERADA POR PAIS 2016 – CENTRALES EÓLICAS	46
FIGURA 2-9: ENERGÍA GENERADA POR PAIS 2016 – CENTRALES SOLARES	47
FIGURA 2-10: DIAGRAMA DE CARGA Y DURACIÓN.....	83
FIGURA 2-11: CADENA DE VALOR DE LA ELECTRICIDAD	84
FIGURA 2-12: PROCESO DE TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA.....	84
FIGURA 2-13: PROCESO DE TRANSFORMACIÓN Y PÉRDIDAS DE LA ENERGÍA PRIMARIA.....	85
FIGURA 2-14: COMPARACIÓN ENTRE FLEXIBILIDAD Y COSTOS DE OPERACIÓN	91

FIGURA 2-15: RELACIÓN ENTRE POTENCIA Y PÉRDIDAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	92
FIGURA 2-16: DIAGRAMA DE DURACIÓN Y CAPACIDAD ELÉCTRICA EFICIENTE.....	94
FIGURA 2-17: EL VOLL Y LA OBTENCIÓN DE LA CARGA NO SERVIDA	95
FIGURA 2-18: PLAZOS DE LICITACIONES.....	97
FIGURA 2-19: COMPOSICIÓN DE LOS PRECIOS EN BARRA.....	98
FIGURA 2-20: CÁLCULO DE PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA.....	99
FIGURA 2-21: ESQUEMA DE PLAN DE TRANSMISIÓN	100
FIGURA 2-22: CLASIFICACIÓN DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN	100
FIGURA 2-23: PRECIOS NODALES.....	101
FIGURA 2-24: REPARTICIÓN DEL COSTO DE LAS LÍNEAS PRINCIPALES DE TRANSMISIÓN.....	103
FIGURA 2-25: LÍMITES DE POTENCIA MÁXIMA Y POTENCIA MÍNIMA.....	108
FIGURA 2-26: RANGO DE OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES.....	109
FIGURA 2-27: LÍMITES DE POTENCIA MÁXIMA Y POTENCIA MÍNIMA EXECPCIONALES.....	110
FIGURA 2-28: TASA DE TOMA DE CARGA	111
FIGURA 2-29: CARACTERÍSTICA DE RESPUESTA DE LA FRECUENCIA	117
FIGURA 2-30: BANDA MUERTA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD.....	118
FIGURA 2-31: DISTRIBUCIÓN MUESTRAL	124
FIGURA 2-32: NIVEL DE SIGNIFICANCIA	126

FIGURA 4-1: ESCENARIOS Y DESPACHOS	140
FIGURA 4-2: DIAGRAMA UNIFILAR CENTRALES TÉRMICAS ZONA CHILCA	141
FIGURA 4-3: NCP- CONFIGURACIÓN HIDROELÉCTRICA	143
FIGURA 4-4: MARGEN VARIABLE	158
FIGURA 4-5: MARGEN VARIABLE – ENERO 2018.....	159

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 2-1: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA HASTA EL 2016	48
GRÁFICO 2-2:ENERGÍA GENERADA POR TIPO DE CENTRALES - ITALIA.....	51
GRÁFICO 2-3: COSTOS DE ENERGÍA - ITALIA	51
GRÁFICO 2-4: ENERGÍA GENERADA POR TIPO DE CENTRALES - BÉLGICA	55
GRÁFICO 2-5: DESPACHO OPERATIVO DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS - BÉLGICA.....	56
GRÁFICO 2-6: COSTOS DE ENERGÍA - BÉLGICA	56
GRÁFICO 2-7: DIAGRAMA DE PRODUCCIÓN POR TIPO DE GENERACIÓN...	65
GRÁFICO 2-8: PRODUCCIÓN MENSUAL HIDROELÉCTRICA - TERMOELÉCTRICA - SOLAR Y EÓLICO (GW.h).....	67
GRÁFICO 2-9: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA TOTAL POR TIPO DE GENERACIÓN (GW.h).....	68
GRÁFICO 2-10: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA Y ENERGÍA DEL COES 1993- 2017.....	72
GRÁFICO 2-11: DESPACHO POR TIO DE COMBUSTIBLE Y TECNOLOGÍA EN EL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA DEL AÑO 2017 (07-03-17).....	73
GRÁFICO 2-12: EVOLUCIÓN DEL USO DE GAS NATURAL DE CAMISEA 1997 - 2017	74
GRÁFICO 2-13: COSTO MARGINAL PROMEDIO ANUAL DEL SEIN (EN BARRA DE REFERENCIA SANTA ROSA).....	76
GRÁFICO 4-1: AVENIDA - DEMANDA ZONA SUR	147
GRÁFICO 4-2: AVENIDA - DEMANDA ZONA NORTE.....	148

GRÁFICO 4-3: AVENIDA - DEMANDA ZONA ELECTROANDES.....	149
GRÁFICO 4-4: AVENIDA - DEMANDA ZONA CENTRO	150
GRÁFICO 4-5: ESTIAJE - DEMANDA ZONA SUR	151
GRÁFICO 4-6: ESTIAJE - DEMANDA ZONA NORTE.....	152
GRÁFICO 4-7: ESTIAJE - DEMANDA ZONA ELECTROANDES.....	153
GRÁFICO 4-8: ESTIAJE - DEMANDA ZONA CENTRO	154
GRÁFICO 4-9: CURVA TÍPICA AVENIDA 2017	155
GRÁFICO 4-10: CURVA TÍPICA ESTIAJE 2017	156
GRÁFICO 5-1: ACEPTACIÓN Y DE RECHAZO – HIPÓTESIS ESPECÍFICA 1 ..	166
GRÁFICO 5-2: UBICACIÓN FUNCIÓN PIVOTAL – HIPÓTESIS ESPECÍFICA 1	167
GRÁFICO 5-3: ACEPTACIÓN Y DE RECHAZO – HIPÓTESIS ESPECÍFICA 2 ..	168
GRÁFICO 5-4: UBICACIÓN FUNCIÓN PIVOTAL – HIPÓTESIS ESPECÍFICA 2	170
GRÁFICO 5-5: ACEPTACIÓN Y DE RECHAZO – HIPÓTESIS ESPECÍFICA 3 ..	171
GRÁFICO 5-6: UBICACIÓN FUNCIÓN PIVOTAL – HIPÓTESIS ESPECÍFICA 3	172

LISTA DE CUADROS

CUADRO 2-1: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y MÁXIMA DEMANDA - 2017.....	58
CUADRO 2-2: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN TIPO DE TECNOLOGÍA POR ÁREA 2017 (GW.h)	58
CUADRO 2-3: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN TIPO DE GENERACIÓN Y RECURSO ENERGÉTICO UTILIZADO POR ÁREA 2017 (GW.h)	59
CUADRO 2-4: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN A DICIEMBRE 2017 (MW)	59
CUADRO 2-5: POTENCIA EFECTIVA SEGÚN TIPO DE TECNOLOGÍA Y ÁREAS A DICIEMBRE 2017 (MW)	60
CUADRO 2-6: POTENCIA EFECTIVA SEGÚN TIPO DE GENERACIÓN Y RECURSO ENERGÉTICO UTILIZADO POR ÁREA A DICIEMBRE 2017 (MW)..	60
CUADRO 2-7: CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN EL COES 2017.....	61
CUADRO 2-8: EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 2005- 2017 (km)	61
CUADRO 2-9: TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD - TIE (PERÚ - ECUADOR) 2009 - 2017).....	62
CUADRO 2-10: INTEGRANTES DE TRANSMISIÓN.....	62
CUADRO 2-11: INTEGRANTES DE GENERACIÓN.....	63
CUADRO 2-12: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2017 POR EMPRESAS	64
CUADRO 2-13: PRODUCCIÓN MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2017 (GW.h).....	66

CUADRO 2-14: EVOLUCIÓN ANUAL DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GW.h POR RECURSO ENERGÉTICO	69
CUADRO 2-15: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2000 – 2017 (GW.h).....	70
CUADRO 2-16: EVOLUCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA 2000 – 2017 (MW) .	71
CUADRO 2-17: COSTO MARGINAL PROMEDIO DEL SEIN 2002 – 2017 (US\$/MW.h).....	75
CUADRO 3-1: MATRIZ DE OPERACIONALIZACIÓN DE LA VARIABLE INDEPENDIENTE: FLEXIBILIDADES OPERATIVAS	134
CUADRO 3-2: MATRIZ DE OPERACIONALIZACIÓN DE LA VARIABLE DEPENDIENTE: MARGEN VARIABLE DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA	135
CUADRO 4-1: ZONA DE ESTUDIO – CASOS 2018	142
CUADRO 4-2: PROGRAMA ANUAL DE INTERVENCIONES 2018	160
CUADRO 4-3: PLAN DE GENERACIÓN 2018	163
CUADRO 4-4: PLAN DE TRANSMISIÓN 2018.....	163
CUADRO 5-1: ALFA DE CRONBACH.....	164
CUADRO 5-2: FUNCIÓN PIVOTAL - HIPÓTESIS ESPECÍFICA 1	167
CUADRO 5-3: FUNCIÓN PIVOTAL - HIPÓTESIS ESPECÍFICA 2	169
CUADRO 5-4: FUNCIÓN PIVOTAL - HIPÓTESIS ESPECÍFICA 3	171
CUADRO 5-5: MARGEN VARIABLE EN OPERACIÓN NORMAL – KALLPA GENERACIÓN S.A.....	173
CUADRO 5-6: MARGEN VARIABLE EN OPERACIÓN NORMAL – ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	174

CUADRO 5-7: MARGEN VARIABLE EN OPERACIÓN NORMAL – FENIX POWER PERÚ S.A.....	175
CUADRO 5-8: MARGEN VARIABLE EN OPERACIÓN NORMAL – TERMOCHILCA S.A.	176
CUADRO 5-9: MARGEN VARIABLE CON SENSIBILIDAD – KALLPA GENERACIÓN S.A.....	177
CUADRO 5-10: MARGEN VARIABLE CON SENSIBILIDAD – ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.....	178
CUADRO 5-11: MARGEN VARIABLE CON SENSIBILIDAD – FENIX POWER PERÚ S.A.....	179
CUADRO 5-12: MARGEN VARIABLE CON SENSIBILIDAD – TERMOCHILCA S.A.....	180
CUADRO 5-13: MARGEN VARIABLE COMPARATIVO - CASO NORMAL VS CASO SENSIBILIDAD.....	181
CUADRO 7-1: BENEFICIO ECONÓMICO.....	183

RESUMEN

Uno de los pilares para lograr el desarrollo económico sostenible de un país es contar con infraestructura adecuada y servicios básicos, entre los que es particularmente importante la provisión de electricidad, que debe realizarse de manera eficiente y confiable para cubrir las necesidades de la población. Con objeto de lograr estos objetivos, en la última década se llevó a cabo importantes reformas en el sector eléctrico en nuestro país. Estas reformas modificaron de manera apreciable la organización del sector eléctrico, concretamente, la diversificación del parque generador peruano. Al día de hoy, en nuestro país, se cuenta con generación eléctrica por fuentes renovables (eólica y solar), generación hídrica (centrales hidráulicas que usan el recurso hídrico) y generación térmica (centrales termoeléctricas, ciclos combinados, carbón, diésel, entre otros).

El COES a través de su Centro de Control, asegura permanentemente el equilibrio entre la demanda y la oferta, priorizando el bajo costo, la seguridad y confiabilidad del servicio eléctrico. En ese sentido, y de acuerdo al marco regulatorio de nuestro país, la generación con recursos energéticos renovables y centrales de generación hídrica se vuelven prioritarias y de operación continua siempre que estén disponibles. Por lo tanto, las centrales eléctricas convencionales (centrales térmicas, ciclos combinados y centrales a carbón) tienen que funcionar de manera muy flexible utilizándose cada vez más como Stoppages (Centrales de arranque y parada).

Bajo el contexto descrito, el presente trabajo se centra en las centrales de generación termoeléctrica como lo son las turbinas a gas y los ciclos combinados, enfocándose en la flexibilidad operativa como oportunidad de mejora en la vida útil de las unidades y como ingreso económico en el margen variable de las centrales de generación termoeléctrica.

ABSTRACT

One of the pillars to achieve the sustainable economic development of a country is to have adequate infrastructure and basic services, among which is particularly important the provision of electricity, which must be done efficiently and reliably to meet the needs of the population. In order to achieve these objectives, in the last decade important reforms were carried out in the electricity sector in our country. These reforms significantly modified the organization of the electricity sector, specifically, the diversification of the Peruvian generator park. Today, in our country, we have electricity generation from renewable sources (wind and solar), water generation (hydroelectric plants that use water resources) and thermal generation (thermoelectric plants, combined cycles, coal, diesel, among others).

COES through its Control Center, permanently ensures the balance between demand and supply, prioritizing the low cost, safety and reliability of electric service. In this sense, and according to the regulatory framework of our country, the generation with renewable energy resources and hydroelectric power plants become priority and of continuous operation whenever they are available. Therefore, conventional power plants (thermal power plants, combined cycles and coal-fired power plants) have to function very flexibly, using more and more as Stopgaps.

Under the described context, the present work focuses on thermoelectric generation plants such as gas turbines and combined cycles, focusing on operational flexibility as an opportunity to improve the useful life of the units and as an economic income in the Variable margin of thermoelectric generation plants.

I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN¹

1.1 Identificación del problema:

El problema de despacho y coordinación en un SEP (Sistema Eléctrico de Potencia) busca determinar los niveles de producción de las centrales del sistema que permitan abastecer la demanda al menor costo posible, respetando las limitaciones técnicas impuestas por el modelo eléctrico utilizado.

Bajo este principio, el COES coordina la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos; para ello, las centrales de generación eléctrica llamadas a generar de manera constante y en primer lugar son las centrales hidráulicas y centrales RER (Recurso Energético Renovable), posteriormente y si la demanda lo requiere, son llamadas a operar las centrales convencionales (centrales térmicas de ciclo simple y ciclos combinados, entre otros) es en este punto donde dichas centrales tienen que funcionar de manera muy flexible para seguir la curva de la demanda. Debido a este acontecimiento, es importante conocer cómo gestionar las flexibilidades operativas de tal forma que apoyen al coordinador del sistema y que sea, al mismo tiempo, un beneficio que se evidencie en el margen variable de las centrales de generación termoeléctrica.

1.2 Formulación de problemas

1.2.1 Problema general

- a) ¿De qué manera la gestión en las flexibilidades operativas impacta en el margen variable de las centrales de generación termoeléctrica?

1.2.2 Problemas específicos

- a) ¿Qué alcances tiene la gestión en las flexibilidades operativas respecto al régimen de despacho involucrado al margen variable de las centrales de generación termoeléctrica?

¹ En el anexo A: Se presenta la matriz de consistencia de la presente tesis.

- b) ¿En qué medida la gestión en las flexibilidades operativas influye sobre el margen variable de una central de generación termoeléctrica?
- c) ¿Qué impacto tiene la gestión de las flexibilidades operativas en el consumo de gas natural y como se refleja en el margen variable de centrales de generación termoeléctrica?

1.3 Objetivos de la investigación

1.3.1 Objetivo general

- a) Implementar una adecuada gestión en las flexibilidades operativas para su aplicación en el margen variable de centrales de generación termoeléctrica.

1.3.2 Objetivos específicos

- a) Gestionar eficientemente las flexibilidades operativas para un óptimo régimen de despacho que involucre el margen variable de las centrales de generación termoeléctrica.
- b) Determinar el grado de influencia de las flexibilidades operativas sobre el margen variable de una central de generación termoeléctrica.
- c) Determinar el impacto de la gestión de las flexibilidades operativas en el consumo de gas natural y su reflejo en el margen variable de centrales de generación termoeléctrica.

1.4 Justificación

1.4.1 Legal

El resultado de la investigación brindará soporte legal a las fichas técnicas declaradas ante el COES para así evitar posibles multas por parte del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

1.4.2 Teórica

El resultado de la investigación aporta criterios teóricos para la óptima gestión de las flexibilidades operativas de las centrales termoeléctricas.

1.4.3 Tecnológica

El resultado de la investigación aportará criterios técnicos y prácticos para la implementación de la gestión de las flexibilidades operativas de las centrales termoeléctricas.

1.4.4 Económica

El resultado de la investigación ayudará a evitar posibles penalidades por parte del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) hacia los generadores sin transgredir los parámetros operativos y aumentando los ingresos por la optimización del margen variable de centrales de generación eléctrica.

1.4.5 Social

El resultado de la investigación tendrá un aporte social debido a que las centrales termoeléctricas ayudarán a mantener la estabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y así continuar en óptimas condiciones el suministro eléctrico hacia los peruanos.

1.4.6 Práctica

El resultado de la investigación tendrá una aplicación práctica en las Centrales Termoelectrica de la zona de Chilca, debido a su posición fundamental para el abastecimiento de energía eléctrica para el pueblo peruano.

II. MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes del Estudio:

En los últimos años con el crecimiento alto de la demanda y la falta de oferta se han introducidos cambios temporales mediante decretos legislativos y decretos de urgencia debido a los problemas de saturación del gasoducto de Camisea y la congestión en la transmisión por atraso de los proyectos de transmisión.

La planificación del sector energético del país significa adelantarse a los hechos del sector, previendo el crecimiento futuro de la demanda de energía eléctrica, para estimular el crecimiento de la oferta que represente el menor costo de inversión, operación y falla, y cuente con suficiente reserva.

La reserva debe evitar el racionamiento y los cortes de servicio aun en casos temporales y ante la ocurrencia de contingencias simples como las fallas fortuitas de centrales generadoras, líneas y sub estaciones del sistema eléctrico.

La demanda de energía es el resultado de un proceso de crecimiento de la población y de la economía del país. Hay que asegurarse que la oferta de energía sea suficiente y que además sea la mejor solución económica de largo plazo en cuanto al uso de los recursos energéticos y en cuanto a la secuencia en que se van a desarrollar.

La planificación del sector debe velar por el interés común de todos los usuarios del sector, es decir que alguien esté mirando el panorama completo de la situación actual para anticiparse al futuro.

(Carmona, 2008) Realizó la tesis: Estudio de controladores de ciclo combinado para el mejoramiento de la respuesta dinámica de la unidad, en la Pontificia Universidad Católica de Chile.

La tesis llegó a las siguientes conclusiones:

- La creciente incorporación de los ciclos combinados en el campo de generación de energía eléctrica, acentúa la necesidad de conocer sus dinámicas y respuestas ante perturbaciones, no sólo para mantener un estado de operación óptimo en el sistema, sino que también en la central. Las diferencias existentes en la tecnología

de ciclos combinados, exige el modelado de cada unidad en forma independiente, incluyendo las características propias de cada uno para asegurar una respuesta ajustada a la realidad.

- La operación de los reguladores de velocidad y su adecuada respuesta ante perturbaciones, es de alta importancia para asegurar una operación estable y segura del sistema eléctrico. Además, un mejoramiento en su desempeño durante una perturbación del sistema, permite convertir a las centrales de este tipo en un apoyo real y robusto a las centrales Hidroeléctricas, especialmente cuando éstas deben participar en la ejecución de los servicios complementarios de regulación de frecuencia, el cual cabe señalar debe ser remunerado considerando entre otros factores el desempeño dinámico del conjunto turbina-regulador de velocidad.

(Celis, y otros, 2012), realizaron la tesis: Plan estratégico del sistema de generación térmica de electricidad en el Perú, en la Pontificia Universidad Católica del Perú.

La tesis llegó a la siguiente conclusión:

- El potencial de aprovechamiento de recursos energéticos del Perú como territorio se hace extensivo a los países que nos rodean. En ellos hay un potencial en la generación térmica de electricidad que permitiría un desarrollo más seguro y sostenible donde el Perú puede tener un rol socio estratégico para la región. En sistemas eléctricos maduros las interconexiones internacionales son una práctica que ha dado buenos resultados. El desarrollo de un sistema regional interconectado reforzará los lazos comerciales y económicos de los países de la región, lo cual garantizará un crecimiento armónico y reglas de juego claras en las que se reflejen realmente intereses compartidos y permita direccionar los recursos y esfuerzos a desarrollarlos siendo beneficiosos para todas las partes que participan.
- La gestión energética viene del desarrollo de procesos de las empresas, las que implican establecer un sistema de que comprenda un proceso de seguimiento, control y conservación de la energía para todas las plantas que conformen el parque generador térmico. Se tiene que verificar los procedimientos adecuados o

verificar que no falten formas efectivas de medición de su consumo de energía y procesamiento de información, así también el foco en la búsqueda de oportunidades para ahorrar energía y conocer muy bien cuáles son las potenciales fuentes de ahorro y de esas fuentes, cuanta energía que se puede aprovechar. Es probable que se tenga que adaptar algún modelo de gestión energética e ir madurándolo para que no pierda importancia en algunos casos o dejen de tener vigencia. Un sistema de gestión energética efectivo asegura una reducción del impacto ambiental que produce el uso ineficiente de la energía, eliminar las sanciones que podrían imponerse a futuro por una inadecuada explotación del recurso y también sostenibilidad financiera de las empresas del sistema.

- Es vital que el sistema considere implementar una política direccionada al cuidado de los recursos naturales y la multiculturalidad por lo que el país es reconocido. Se debe alinear la gestión de responsabilidad social a tener políticas partidarias con el medio ambiente y una imagen de responsabilidad social reconocida por las comunidades relacionadas. En muchas zonas donde existe potencial de desarrollo para el sistema de generación térmica de electricidad existen recursos turísticos aprovechables, por lo cual es fundamental tener una muy especial atención de los impactos que puedan ocasionar la construcción y el funcionamiento de proyectos de generación. Se tiene que ser más intensivos en la toma de consideración de las medidas de prevención y minimización de impactos ambientales, no solo de las que ocasiona el sistema, sino también los sistemas relacionados como son la industria del gas y el sistema de distribución.

(Morales, y otros, 2013), realizaron la investigación: Estudio y simulación del despacho económico con diversas fuentes de generación mediante herramientas en línea, en la Universidad Pontificia Bolivariana:

La investigación llegó a la siguiente conclusión:

La solución al problema del despacho económico y la distribución óptima de cargas jamás será resuelta absolutamente por los programas informáticos, ya que las decisiones que se toman en la operación de los sistemas de potencia deben antes que nada pasar por los criterios de los consejos de operación y despacho respectivos, los cuales son coordinados

por humanos. Las herramientas informáticas desarrolladas en este proyecto ofrecen un pequeño vistazo a la realidad que puede servir para ser más críticos a la hora de tomar decisiones, mejorar los criterios respecto a una consciencia situacional responsable, y actuar con seguridad ante contingencias en tiempo real.

(Balarezo, y otros, 2014), realizaron la tesis: Planeamiento estratégico del sector de generación de energía eléctrica del Perú, en la Pontificia Universidad Católica del Perú.

La tesis llegó a las siguientes conclusiones:

- Descentralizar la generación de energía eléctrica del SEIN mediante el desarrollo de nuevas centrales de generación en las zonas más alejadas del norte y sur del país, con el objetivo de tener solo un 40% a 2030 en el centro del país. Adicionalmente, esto mejoraría la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico nacional.
- Considerar exportar como un mercado secundario a los países vecinos (por ejemplo, Chile y Brasil) mediante los acuerdos energéticos binacionales existentes liderado por el Ejecutivo y las aventuras conjuntas o alianzas estratégicas entre empresas privadas de generación y transmisión, así como entre inversionistas nacionales y extranjeros. La exportación de energía es una de las estrategias planteadas sin embargo el objetivo prioritario es cubrir la creciente demanda peruana.
- Participar activamente en integrar los sistemas aislados al SEIN por intermedio del reconocimiento de la generación aislada por parte del Estado, mediante el procedimiento vigente de concesiones eléctricas del MEM. Estas empresas en calidad de aisladas, luego de ser reconocidas por el Estado (concesionadas) deberán cumplir el requisito estándar de empresas generadoras definidas por el sector.
- Exigir la certificación ISO14001 a todas las empresas del sector para garantizar el compromiso con el medioambiente y optimizar el uso de sus recursos en beneficio de la comunidad.

- Exigir la certificación PAS 55 e ISO 9001 para las empresas generadoras cuya participación en el sector represente más del 90% del mercado, con la finalidad de disminuir las fallas fortuitas a 1% y garantizar un abastecimiento eficiente de energía a las empresas transmisoras y distribuidoras.
- Promover el acercamiento entre los empresarios del sector y las instituciones técnicas o universitarias con la finalidad de ampliar el conocimiento sobre el sector de generación de energía eléctrica y contribuir a que el Perú mejore sus niveles de productividad y competitividad.
- La difusión y capacitación de energías renovables deberían encajar con las normas relacionadas al medioambiente y protección a comunidades nativas, campesinas, y triviales (por ejemplo, comunidades no contactadas aún).
- Las empresas generadoras privadas a través de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE), propicien el dialogo con el Ministerio de Energía y Minas para promover y fomentar la privatización de las empresas generadoras estatales en particular al Complejo Hidroeléctrico del Mantaro de Electroperú que estuvo en venta en el año 2000 pero no prosperó por temas políticos y sociales.

(Henderson, 2014), realizó la investigación: Aumentar la flexibilidad de las centrales eléctricas de carbón, en IEA CLEAN COAL CENTRE.

La investigación llegó a la siguiente conclusión:

- La operación flexible agrega tensiones de fatiga térmica y mecánica al daño por fluencia que se produce de todos modos con el tiempo en las partes de presión de una planta de energía a carbón. Estos, junto con la corrosión, la expansión diferencial y otros efectos, a menudo sinérgicamente, dan como resultado una reducción de la vida esperada de dichos componentes diseñados para la carga base. Los operadores y fabricantes han considerado los mecanismos de estos efectos perjudiciales y han encontrado soluciones. Además, se han ideado medios para aumentar la flexibilidad que estaban limitados por consideraciones que no

limitaban la vida, como mejores sistemas de disparo y mejores sistemas de accionamiento de motor auxiliar. El resultado es la disponibilidad de equipos nuevos y modificados, procedimientos operativos revisados, nuevas especificaciones y nuevas ideas para hacer que los diseños futuros de las plantas sean más flexibles y al mismo tiempo mantener la eficiencia lo más alta posible.

- Los mecanismos de daños potenciales del servicio de ciclado de la planta son bien conocidos y existen medios técnicos para que las plantas convencionales basadas en la combustión logren la flexibilidad necesaria sin una pérdida inaceptable de la vida de la planta y la eficiencia térmica. Se está trabajando en los medios para aumentar la flexibilidad de los sistemas futuros. Es importante que las recompensas financieras sean suficientes para cubrir el costo de mantenimiento de las plantas de equilibrio de la red, de modo que la capacidad adecuada alimentada con combustibles fósiles siga estando disponible para mantener la confiabilidad de los suministros de energía.

(Salinas, 2014), realizó la tesis: La regulación secundaria de frecuencia como competencia en el mercado eléctrico peruano de servicios complementarios, en la Universidad Nacional del Callao.

La tesis llegó a las siguientes conclusiones:

- Los servicios complementarios proporcionan un gran apoyo para asegurar la calidad del servicio y la confiabilidad del sistema. Por esta razón se necesita regular y tarifcar de manera óptima estos servicios. En los países desarrollados, como Australia, Inglaterra y Estados Unidos estos servicios se encuentran normados para que haya una claridad en los contratos entre proveedores y usuarios. En nuestro país aún no existe una situación muy clara sobre mercado de servicios complementarios y el presente trabajo presentó las disposiciones para iniciar a trabajar en estos conceptos.
- Un mercado con alta concentración, es decir, con poder del mercado, no muestra la tendencia a llegar a la eficiencia económica. La situación del servicio de regulación secundaria de frecuencia se debería clarificar considerando una sección

especial para este. Al parecer esto no sucede debido al perjuicio de la rentabilidad de las empresas, y como estas tienen cierto poder del mercado, estas normas tendrían muchas trabas en el camino. De lo analizado en el presente trabajo se deduce que los incentivos económicos ayudan a introducir competencia, mermar el poder de mercado, mejorar la calidad y confiabilidad, es decir, ayudan a gestionar eficientemente los servicios.

- Por las condiciones de optimización del despacho económico, haber introducido el servicio de regulación secundaria de frecuencia dentro de la ecuación de minimización del costo total de la operación del sistema es lo más eficiente. De los resultados analizados para la época de estiaje y avenida se demuestra que: para la mínima demanda de la época de estiaje la prioridad para la realización del servicio de regulación secundaria de frecuencia la tienen las centrales térmicas, esto se debe básicamente al criterio de optimización del uso del agua, mientras que para la mínima demanda de la época de avenida la prioridad para la realización del servicio de regulación secundaria de frecuencia la tienen las centrales hidroeléctricas, esto se debe básicamente al criterio de vertimiento del agua. Cabe resaltar que, en todo sistema hidrotérmico, como el caso peruano, la combinación de uso de los recursos hídricos y térmicos siempre nos brindan la minimización del costo de la operación en el corto, mediano y largo plazo.
- No existe una combinación ideal de los tres objetivos de la operación. La combinación óptima es única para cada sistema y varía conforme a cada condición de operación. Los objetivos de seguridad y economía son aún contradictorios a causa de razones obvias: una mayor seguridad implica mayores costos de operación. Adicionalmente, los sistemas de regulación de frecuencia y los esquemas suplementarios de respaldo son complementarios y conjuntamente integran el esquema completo de regulación y control de frecuencia para garantizar la seguridad y calidad de suministro en el SEIN en casos de desbalances de demanda o eventos. Según lo analizado en el presente trabajo, este servicio complementario de regulación de frecuencia es el más importante para que el usuario final goce del servicio eléctrico.

(Mendoza, 2015), realizó la tesis: Sistema de monitoreo de mercado eléctrico y aplicación de indicadores en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, en la Pontificia Universidad Católica del Perú.

La tesis llegó a las siguientes conclusiones:

- Los agentes como empresas rentables y competitivas requieren de toma decisiones oportunas y acertadas, por lo que se hace necesario contar con instrumentos y herramientas de monitorización del mercado que proporcione datos e información oportuna y confiable, para identificar oportunidades y riesgos. Los agentes requieren de una metodología de seguimiento del mercado eléctrico que proporcione información que conlleve a garantizar un ambiente confiable e imparcial para todos, de manera que se disminuya las asimetrías de información. Un sistema de monitoreo proporciona información útil para la tomar decisiones y sirven también de apoyo a los procesos de planeación estratégica.
- El indicador evolución de la desviación del despacho programado versus el ejecutado en el mediano y largo plazo permite apreciar el impacto que implica desconectar unidades generadoras para mantenimiento programado en forma indiscriminada. Adicionalmente, el impacto de las desconexiones forzadas de las unidades de generación sobre el sistema.
- La necesidad de tener sistemas que capten la información que se origina en un mercado con mucha incertidumbre, resulta de mucha utilidad para prever que se presenten dificultades. Adicionalmente, permite planificar estrategias para el futuro y como enfrentar los problemas proponiendo modificaciones a la normativa.

(CDEC-SING, 2016), realizó la investigación: Flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico nacional en el año 2021.

La investigación llegó a las siguientes conclusiones:

- La flexibilidad operacional proporcionada por las centrales de hidro-embalse es imprescindible para gestionar la variabilidad intra-diaria y horaria de la demanda neta, reduciendo el impacto sobre el parque generador térmico.
- Conforme los desafíos para la coordinación de la operación del sistema eléctrico nacional identificados en el presente estudio, se recomienda preparar anticipadamente la implementación del nuevo régimen de servicios complementarios (SSCC), evaluando nuevos SSCC, tales como *ramping* y *cycling*, y esquemas de remuneración en base mecanismos de mercado (incentivos) para garantizar una mayor liquidez de los servicios actuales y otros nuevos, en consistencia con la dinámica prevista intra-diaria y horaria del sistema eléctrico nacional.
- En términos generales, teniendo presente las distintas alternativas operativas y/o tecnológicas para aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico nacional, se recomienda que ésta sea planificada; mediante un proceso formal y periódico realizado por el coordinador eléctrico nacional, a través de análisis similares a los desarrollados en este estudio.

2.1.1 Evolución normativa técnica peruana:

- a) 1892, Ley orgánica de municipalidades. (OSINERGMIN, 2017 pág. 110).
 - Las concesiones del servicio público de electricidad se sujetaron a contratos de suministro eléctrico entre los concejos municipales y los concesionarios.
- b) 1955, Ley 12378. Ley de la Industria Eléctrica. (OSINERGMIN, 2017 pág. 110).
 - Normar y regular las relaciones entre productores y usuarios, estimular la inversión. Se creó el Consejo Superior de Electricidad que debe estimular el desarrollo de la industria eléctrica.

- Se creó la comisión de tarifas eléctricas.
 - Fijó requisitos para concesiones, permisos y licencias.
- c) En 1968 crea el Ministerio de Energía y Minas (MEM). (Estela, 2012 pág. 7).
- d) En 1970, la industria eléctrica estaba en manos del sector privado. (Estela, 2012 pág. 7).
- e) 1972, D.L. 19521 Ley Normativa de Electricidad. (OSINERGMIN, 2017 pág. 110).
- Estatizar a las empresas privadas de electricidad. Declara de necesidad, utilidad y seguridad pública el suministro eléctrico.
 - El MEM entidad rectora y reguladora.
 - La acción empresarial del estado ejercida por Electroperú a cargo de planificar las inversiones del sector, integrando los servicios eléctricos nacionales.
 - Promueve la investigación en recursos energéticos. Se fija una tarifa unificada nacional.
- f) 1982, Ley 23406. Ley General de Electricidad. (Estela, 2012 pág. 8).
- Establece marco jurídico que permite desarrollo descentralizado del sector eléctrico. Crea empresas regionales autónomas.
 - Norma a los autoprodutores y al aprovechamiento de los recursos hídricos.

- Crea el plan maestro de electricidad, plan nacional de expansión de la frontera eléctrica y los planes de desarrollo eléctrico.
 - **Artículo 20:** Electroperú realizará el planeamiento eléctrico a nivel Nacional a través del plan maestro de electricidad.
 - **Artículo 52:** El plan maestro de electricidad es el programa de equipamiento resultante de la evaluación permanente de los recursos energéticos susceptibles de ser aprovechados en mediano y largo plazo y de la formulación de las alternativas técnicas y económicamente más convenientes para satisfacer dichas necesidades. Será elaborado en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo. (Estela, 2012 pág. 9).
 - Corresponde a ELECTROPERU la elaboración del Plan Maestro de Electricidad, el que será aprobado por el Ministerio de Energía y Minas. (Estela, 2012 pág. 9).
 - El Plan Maestro de Electricidad, será presentado anualmente al Consejo de Ministros y al Congreso. (Estela, 2012 pág. 9).
 - **Artículo 60:** Corresponde al Instituto Nacional de Planificación los estudios y obras de generación y transmisión de las empresas de servicio público de electricidad. (Estela, 2012 pág. 8).
 - Desde 1972 y en el periodo de 1980 a 1985, las inversiones en el sector aumentaron. (Se construyeron la CCHH de Mantaro, Cañón del Pato, Charcani V, Machupicchu, Carhuaquero, Centrales Térmicas, etc.). (Estela, 2012 pág. 9).
- g) Entre 1986-1990, Disminuyeron inversiones en el sector energía, inflación, Crisis económica financiera de Electroperú, subsidio estatal. Se requería una reforma del sector Energía. (Estela, 2012 pág. 9).

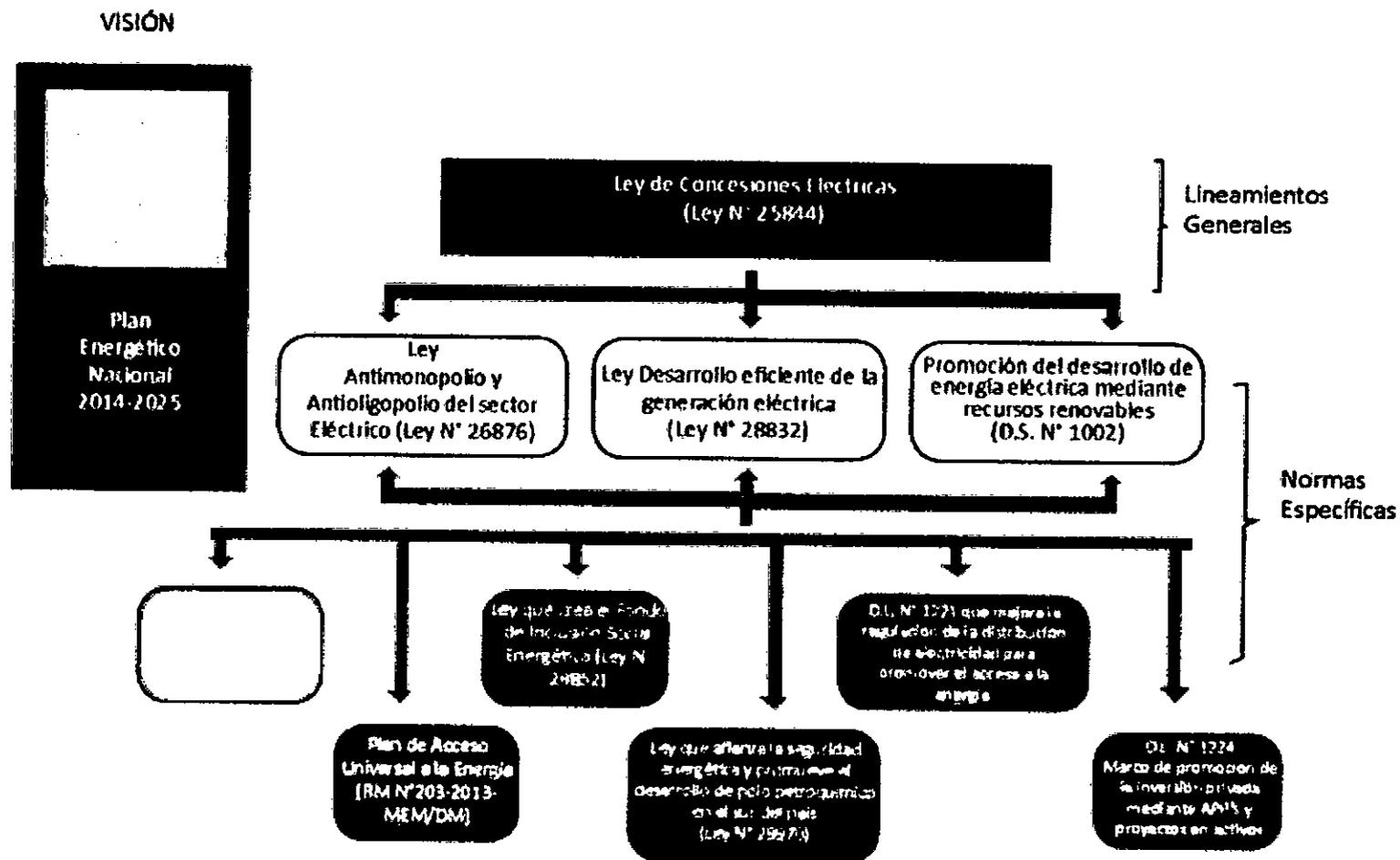
h) 1992, D.L. 25844 Ley de concesiones eléctricas. (OSINERGMIN, 2017 pág. 110).

- Separación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.
- Nuevo método de cálculo de las tarifas en base a criterios de eficiencia.
- Creación y fortalecimiento del COES, así como una mayor asignación de labores a la Comisión de Tarifas Eléctricas.
- La Dirección General de Electricidad (DGE) pasó a encargarse de las autorizaciones y concesiones para la operación en el sector eléctrico.

i) 2006, D.L. 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. (OSINERGMIN, 2017 pág. 110).

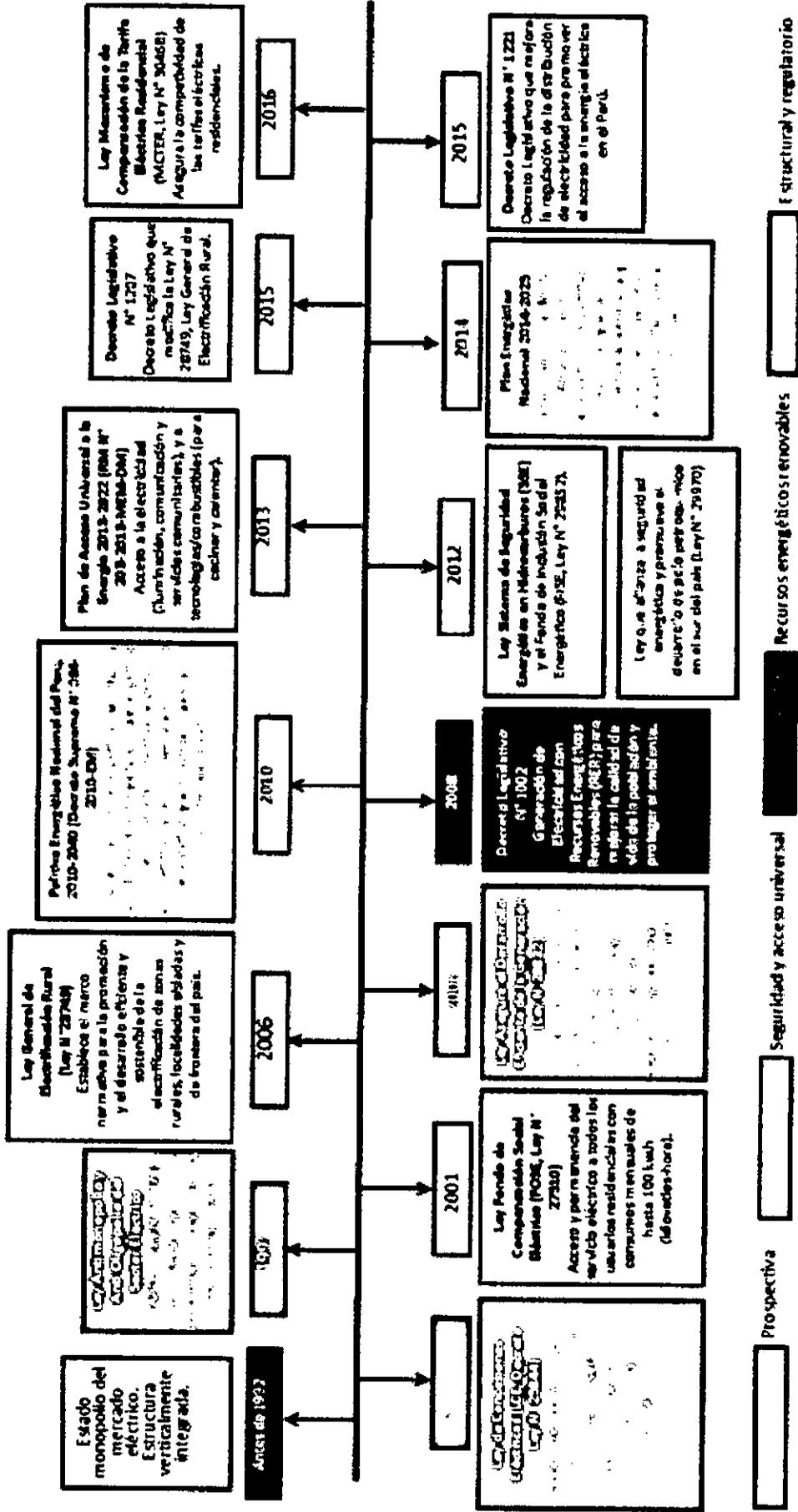
- Esquema de licitaciones de contratos de las empresas distribuidoras.
- Establecimiento del Sistema Garantizado y Sistema Complementario de Transmisión.
- Incorporó un sistema de planificación del sector de transmisión.
- La reforma incorporó cambios en el COES, donde queda conformado por generadores, transmisores, distribuidores y grandes usuarios libres, con un directorio independiente. Asimismo, se le encargan nuevas funciones como la de elaborar el Plan de Transmisión.

FIGURA 2-1: PRINCIPALES INSTRUMENTOS LEGISLATIVOS DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD



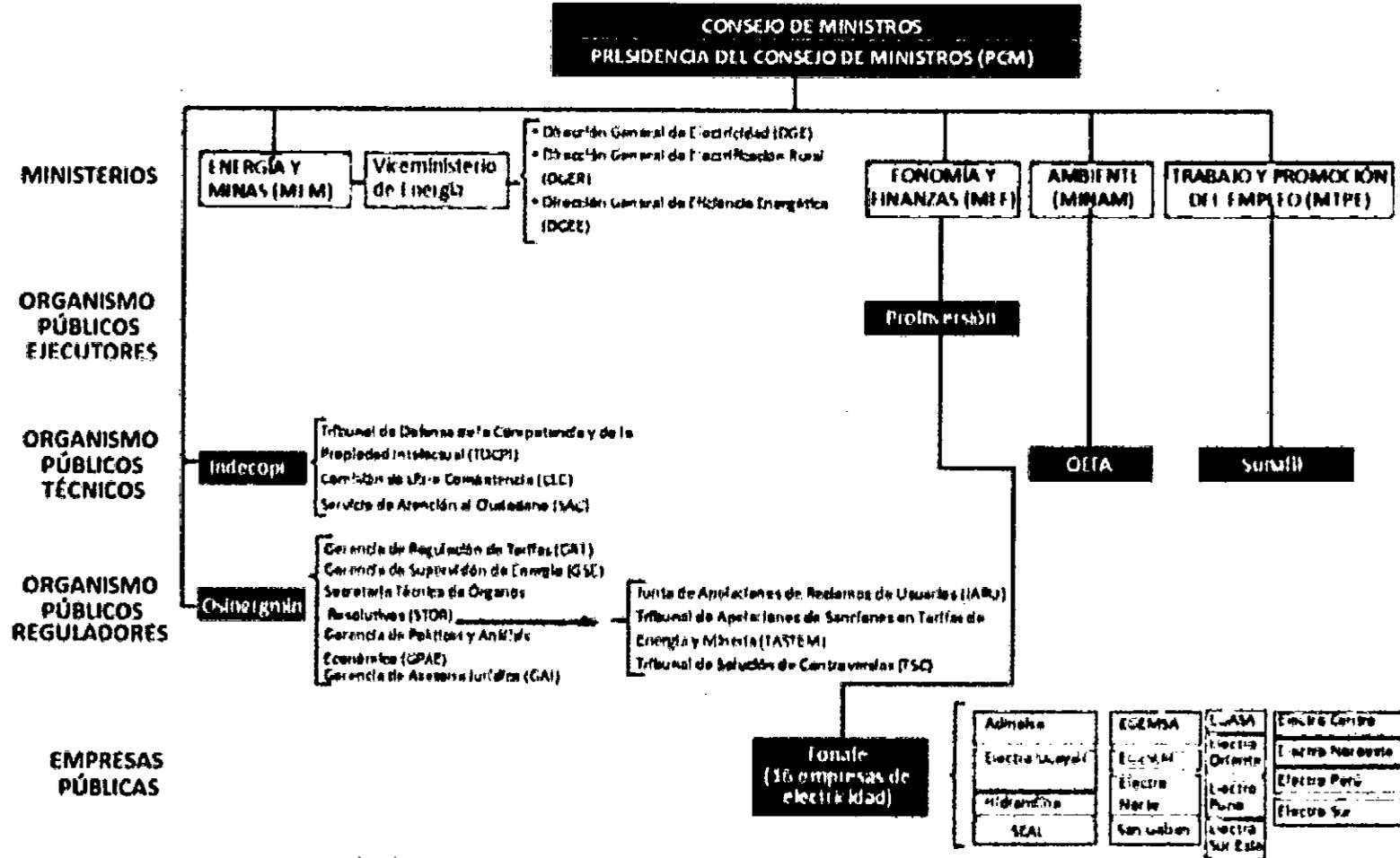
FUENTE: (OSINERGMIN, 2017 pág. 120)

FIGURA 2-2: MARCO LEGAL E INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL PERÚ, 1992-2016



FUENTE: OSINERGMIN, 2017 pág. 121

FIGURA 2-3: ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL ESTADO PERUANO EN EL SECTOR ELÉCTRICO



FUENTE: (OSINERGMIN, 2017 pág. 121)

2.1.2 Evolución normativa peruana para la mejora de la calidad de la energía:

(COES, 2016). El procedimiento técnico #21 del COES, indica lo siguiente: “La RPF se realiza en forma automática a través del regulador de velocidad. Dicho servicio es de carácter obligatorio para las centrales de generación con potencia mayores a 10 MW y no está sujeto a compensación alguna. Quedan exoneradas de esta obligación, las centrales con Recursos Energéticos Renovables cuya fuente de energía primaria sea eólica, solar o mareomotriz”.

Teniendo como exigencias:

- Operar con el regulador de velocidad en modalidad estatismo (“Droop”), con el limitador del regulador de velocidad al 100% de su apertura y no tener ningún tipo de bloqueo ni limitación.
- Su estatismo permanente, deberá ser ajustable dentro de un rango de 4% a 5%. El COES establecerá el ajuste de estatismo de las Unidades de Generación del SEIN dentro del estudio establecido en el numeral 6.2.1 de la NTCOTR². El estatismo de las Unidades o Centrales de Generación que prestan servicio de RPF por otras unidades deberá ser ajustable dentro de un rango de 2% a 5%.
- Banda muerta, deberá ser ajustada en una magnitud igual o inferior a $\pm 0,05\%$ de la frecuencia de referencia ($\pm 0,030$ Hz).

2.1.3 Niveles de aprobación de los procedimientos del COES:

- De 1994 al 2000, eran aprobados por el COES.
- Del 2001 al 2006, eran aprobados por el MINEM.
- Del 2006 en adelante, son aprobados por OSINERGMIN.

² NTCOTR: Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real (COES, 2018)

2.1.4 Cambios estructurales:

- Decreto legislativo N° 1002: Introduce las fuentes renovables en el sector (RER).
- Decreto legislativo N° 1041: Modifica el despacho por restricción del suministro de gas natural (CC/dualidad).

- Decreto supremo N° 026-2016-EM

Aprueban el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, el mismo que forma parte integrante del presente Decreto Supremo.

- Decreto supremo N° 040-2017-EM

Modifican el artículo 7 del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad aprobado por Decreto Supremo N° 026-2016-EM, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 7.- Inflexibilidades Operativas

7.1 La regulación sobre Inflexibilidades Operativas debe garantizar que los Agentes involucrados en la operación recuperen sus costos variables totales.

7.2 Los Participantes compradores en el MME pagan los costos derivados de las Inflexibilidades Operativas en proporción a los Retiros efectuados.

7.3 Para ser consideradas en el Mercado Mayorista de Electricidad las Inflexibilidades Operativas deben cumplir lo dispuesto en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

7.4 En caso exista negativa a operar una unidad de generación alegando restricciones técnicas que no hayan sido entregadas conforme a lo señalado en el numeral anterior, el COES informa dicho incumplimiento a OSINERGMIN para que inicie el procedimiento sancionador correspondiente e imponga las multas que resulten aplicables.”

2.1.5 Normas de emergencia peruana por coyuntura:

- Decreto de urgencia N° 035-2006: Asignación de retiros sin respaldo contractual.
- Decreto de urgencia N° 046-2007: Congestión de la transmisión.
- Decreto de urgencia N° 037-2008: Restricciones temporales de generación y compra de energía de plantas de emergencia.
- Decreto de urgencia N° 049-2008: Costos marginales idealizados y retiros sin contratos.

2.2 Base epistemológica:

2.2.1 Características de la energía eléctrica:

(Dammert, y otros, 2011 pág. 65). El mercado de electricidad presenta características particulares derivadas en parte de los aspectos técnicos de la energía eléctrica y de la infraestructura necesaria para proveerla. Se puede señalar que la electricidad tiene las siguientes características principales:

- a. La electricidad no se puede almacenar

Desde un punto de vista técnico-económico, una de las principales características de la electricidad es que ésta no se puede almacenar, por lo menos no a costos razonables, puesto que su almacenamiento podría resultar restrictivamente costoso. Resulta importante resaltar que este planteamiento tiene un motivo de doble vertiente: técnico-económico; puesto que de tomarse en cuenta solo el punto de vista técnico podría tenerse como ejemplos de almacenamiento de electricidad el de las pilas o las baterías, no obstante, se debe tener en cuenta que estos casos funcionan cuando se trata de cantidades muy pequeñas de energía y no para el caso de grandes cantidades, por ejemplo las que se necesitan para cubrir la demanda de un sistema de distribución eléctrico, puesto que su almacenamiento resultaría extremadamente oneroso.

- b. La electricidad se produce en el momento en el que se demanda

Atendiendo a la primera característica de la electricidad, que no resulta factible su almacenamiento, se debe tener en cuenta que ello conlleva a que la electricidad deba producirse en el momento en el que se tenga demanda. Ahora bien, lograr la coincidencia entre oferta y demanda de electricidad en cada momento resulta ser un proceso complicado, el cual se puede realizar de varias formas.

Para una evaluación comparativa, se realizó una revisión de las mejores prácticas internacionales, los cuales comprenden dos países: Italia y Bélgica. Estos países se seleccionaron en función de sus características geográficas, de conexión y de mercado.

Italia, con una estructura de distribución de energía de baja capacidad de intercambio con los países vecinos, así como limitada capacidad de transporte de Norte a Sur dentro de la red. Un alto porcentaje de plantas de energía tradicionales (gas, carbón) proporcionan la energía y el peso de la energía renovable aumenta continuamente.

Bélgica, tiene una red muy interrelacionada con los países vecinos. Un alto porcentaje de generación de energía nuclear no flexible proporciona la energía, así como una combinación de activos de gas y un gran sistema de almacenamiento de energía (hidroeléctricas) de alrededor de 1 GW. En el despacho económico, se solicita que se detengan las centrales térmicas de ciclo combinado, y vuelvan arrancar con mucha frecuencia.

2.2.2 Visión general del mercado energético de la Unión Europea.

- a) Gestión de la red (Engie Lab Laborelec, 2017 p. 29)

El desarrollo del mercado interior europeo de la electricidad conduce a un aumento de los flujos de potencia a larga distancia y entre áreas, ya que los sistemas de transmisión interconectados sirven como la plataforma del mercado mayorista. Combinado con el desarrollo de las energías renovables, empujó al sistema a operar más cerca de los límites de seguridad y estabilidad.

En Europa, la responsabilidad de la seguridad y fiabilidad de la transmisión se asigna a los Operadores del sistema para sus áreas de control, tal como se define en la regulación nacional. Los Operadores del sistema son responsables de todas las medidas para preservar la seguridad del sistema y mejorar la adecuación del sistema al nuevo mercado de electricidad.

Los principales requisitos para las instalaciones de generación se pueden resumir de la siguiente manera:

- Provisiones de información para la administración del sistema.
- Equilibrio del sistema / estabilidad de frecuencia.
- Estabilidad de voltaje.
- Robustez de las unidades generadoras contra perturbaciones (operación estable).
- Restauración del sistema después de una perturbación.

En el contexto actual de mayor integración de energías renovables, estos requisitos se centran en una mayor "flexibilidad", que se puede definir como la capacidad del sistema para adaptarse a los cambios previstos e imprevistos.

b) Mercado de electricidad, acoplamiento de mercado (Engie Lab Laborelec, 2017 p. 31).

Para mejorar la integración de sus mercados de energía, la mayoría de los Operadores de los sistemas europeos han acoplado sus mercados diarios. El resultado es una plataforma más grande en la que las ofertas y demandas del mercado pueden cumplir, siempre que haya suficiente capacidad transfronteriza disponible.

El mecanismo de acoplamiento de mercado significa que los agentes del mercado de un país tienen acceso directo a los mercados de otros países. El mecanismo conduce a la convergencia de precios en todos los mercados, en la medida de lo posible. Sin embargo, las diferencias de precios aún pueden ocurrir si la capacidad disponible para los intercambios transfronterizos es insuficiente para satisfacer la demanda total. Con el acoplamiento al mercado, la capacidad de transmisión transfronteriza diaria entre las diversas áreas no se subasta explícitamente entre las partes del mercado, pero está

implícitamente disponible a través de transacciones de energía en los intercambios de poder a ambos lados de la frontera (de ahí el término subasta implícita). Significa que los compradores y vendedores en un intercambio de energía se benefician automáticamente de los intercambios transfronterizos sin la necesidad de adquirir explícitamente la capacidad de transmisión correspondiente.

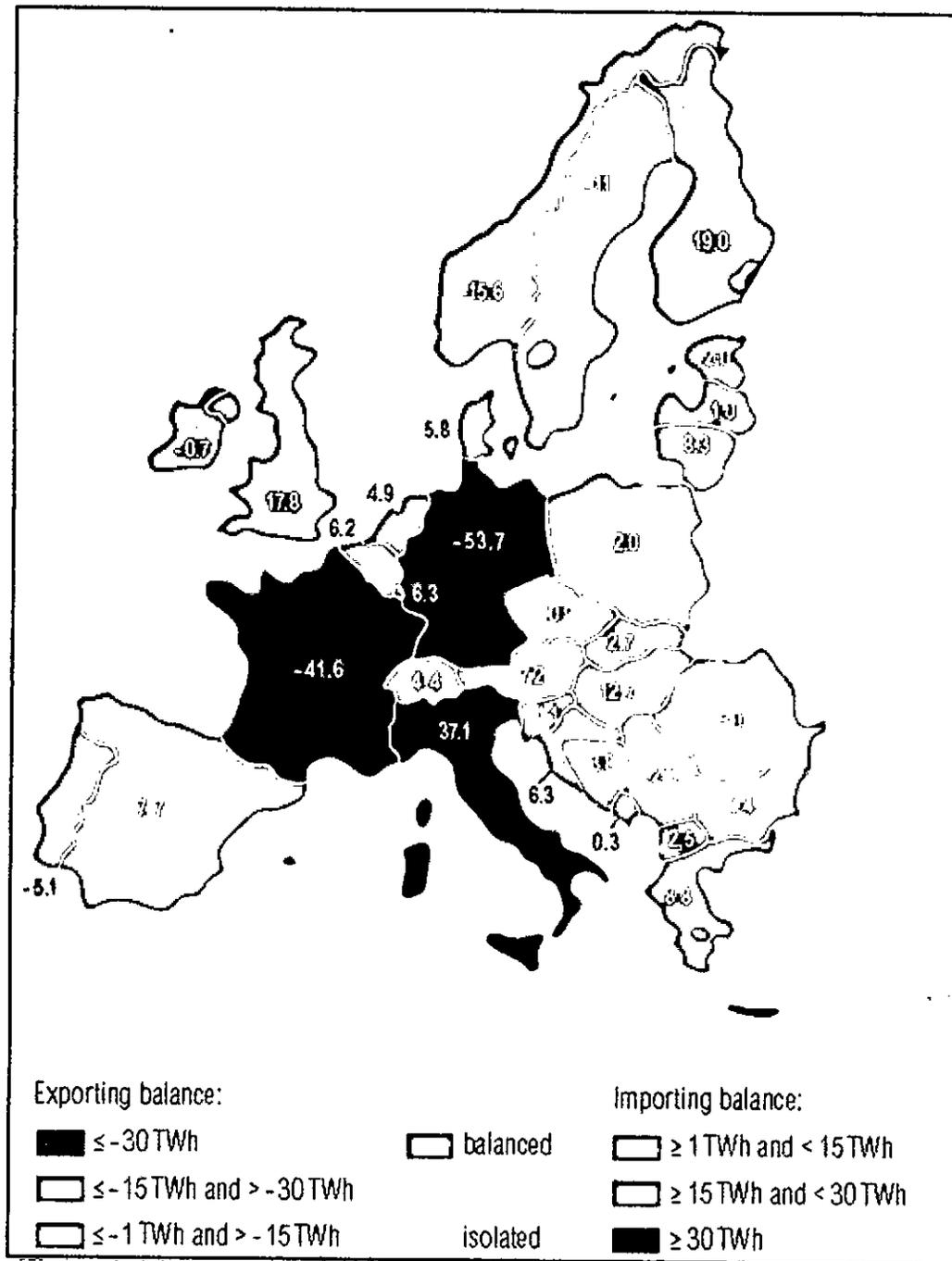
El objetivo principal del mecanismo es mejorar la liquidez del mercado y, en consecuencia, inducir precios de la electricidad más bajos y más estables. Las centrales eléctricas Belpex (Bélgica), APX (Países Bajos), EPEX Spot (Alemania y Francia), Nord Pool Spot (Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca), OMIE (España y Portugal) y GME (Italia) están actualmente acopladas.

Con el acoplamiento de mercado, las ofertas de compra en un país se comparan con las ofertas de venta en otro país, donde el precio puede ser menor. Las ofertas de compra / venta realizadas en los diferentes mercados se agrupan y luego se combinan por orden de mérito financiero. Como resultado, la energía menos costosa producida en un país puede usarse para satisfacer la alta demanda en otro país. Si no hay limitaciones de capacidad transfronterizas, el mecanismo de acoplamiento de mercado promoverá la aparición de un precio único para todos los mercados. Por lo tanto, el mecanismo de acoplamiento contribuye significativamente a mejorar la liquidez del mercado de la energía. (Engie Lab Laborelec, 2017 p. 31).

La interconexión eléctrica europea, abarca los siguientes países: Austria, Bélgica, Bosnia y Herzegovina, Croacia, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda e Irlanda del Norte, Italia, Letonia, Lituania, Países Bajos, Noruega, Polonia, Portugal, Rumania, Serbia, Eslovaquia, Eslovenia, España, Suecia, Suiza y Reino Unido³. (ENTSO-E, 2018).

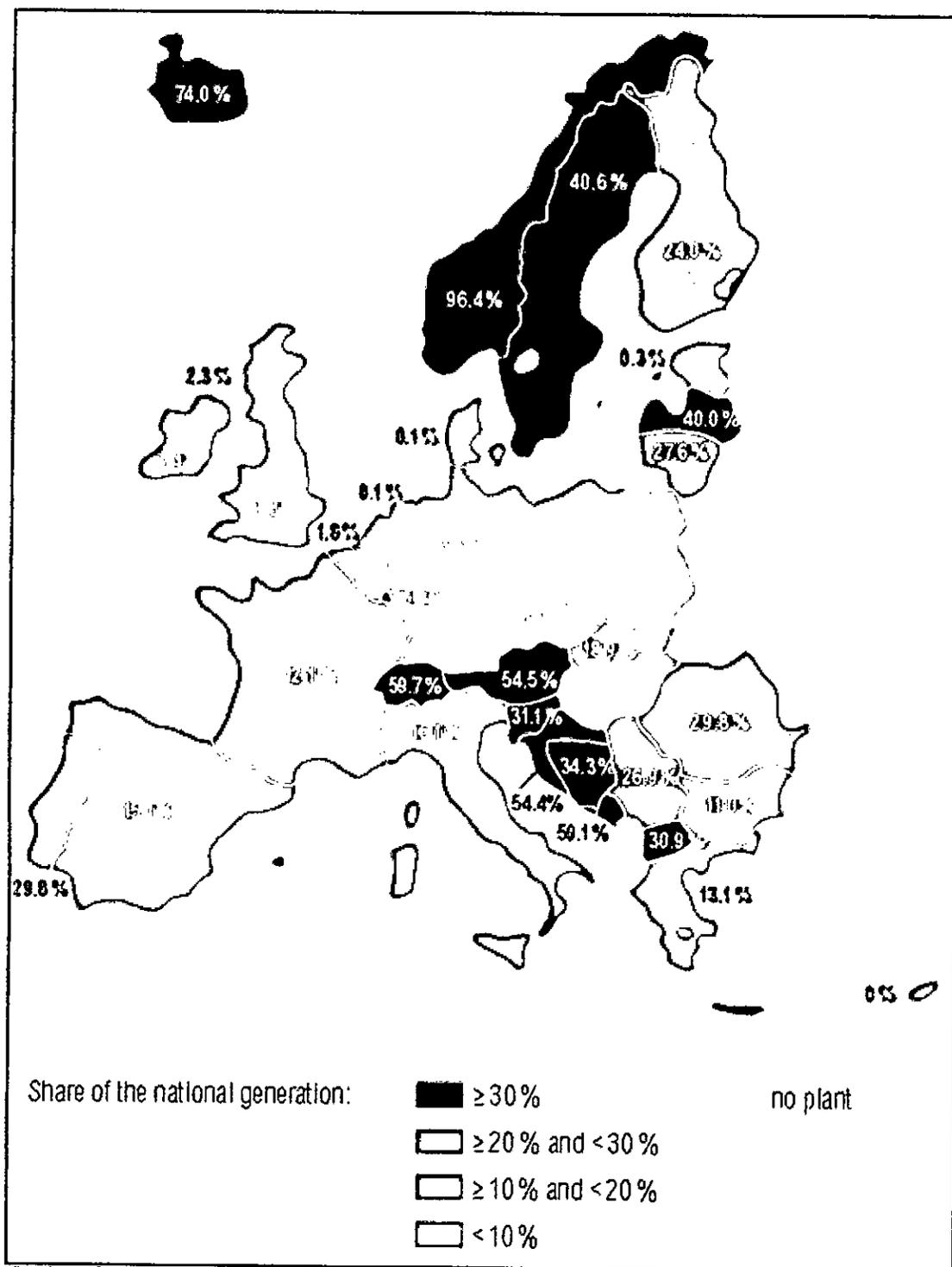
³ En el anexo B, se aprecia el mapa eléctrico interconectado europeo. (ENTSO-E, 2018).

FIGURA 2-4: INTERCAMBIO ENERGÉTICO EUROPEO – 2016



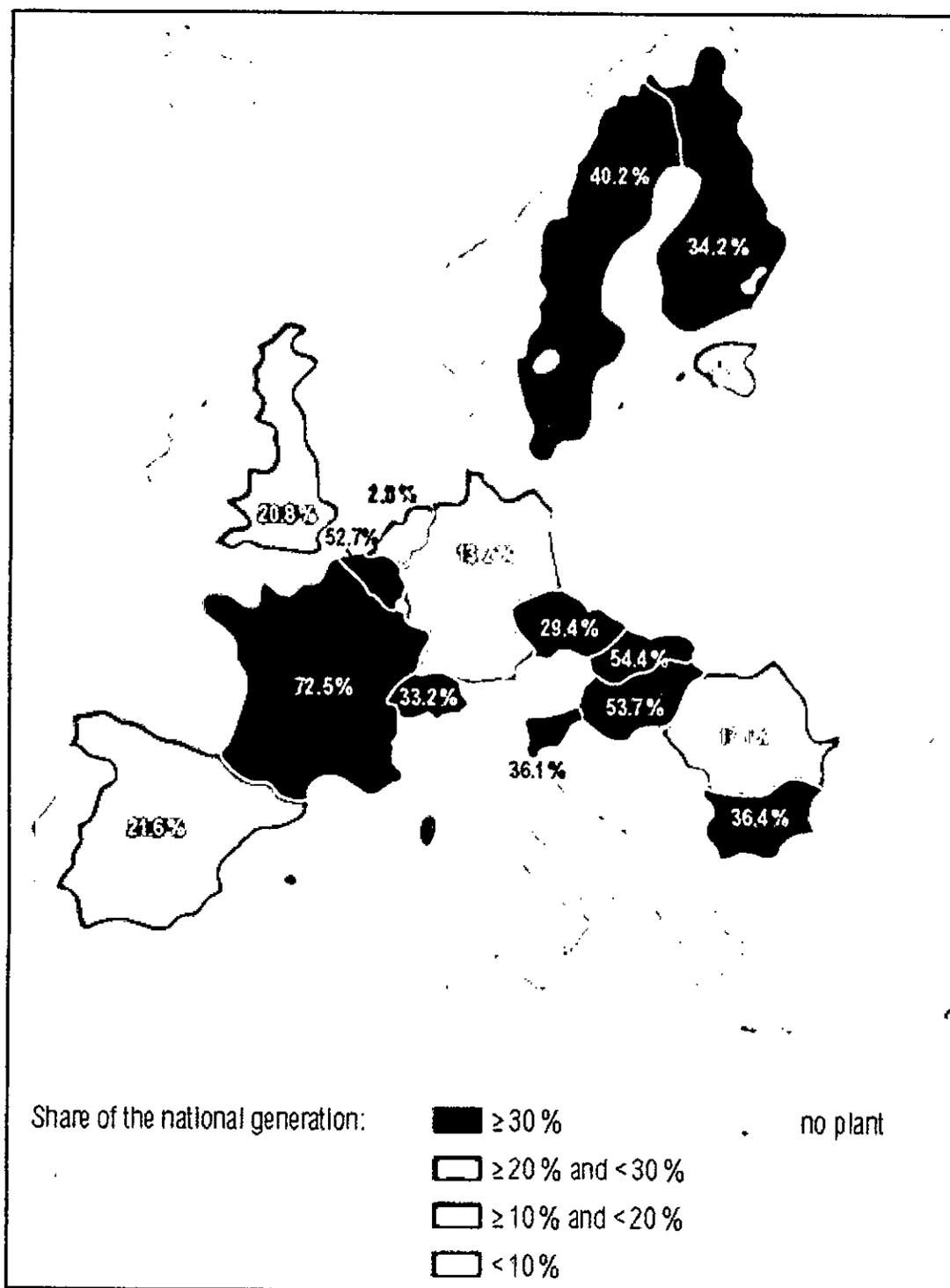
FUENTE: (ENTSO-E, 2017 pág. 17)

FIGURA 2-5: ENERGÍA GENERADA POR PAIS 2016 – CENTRALES HIDRÁULICAS



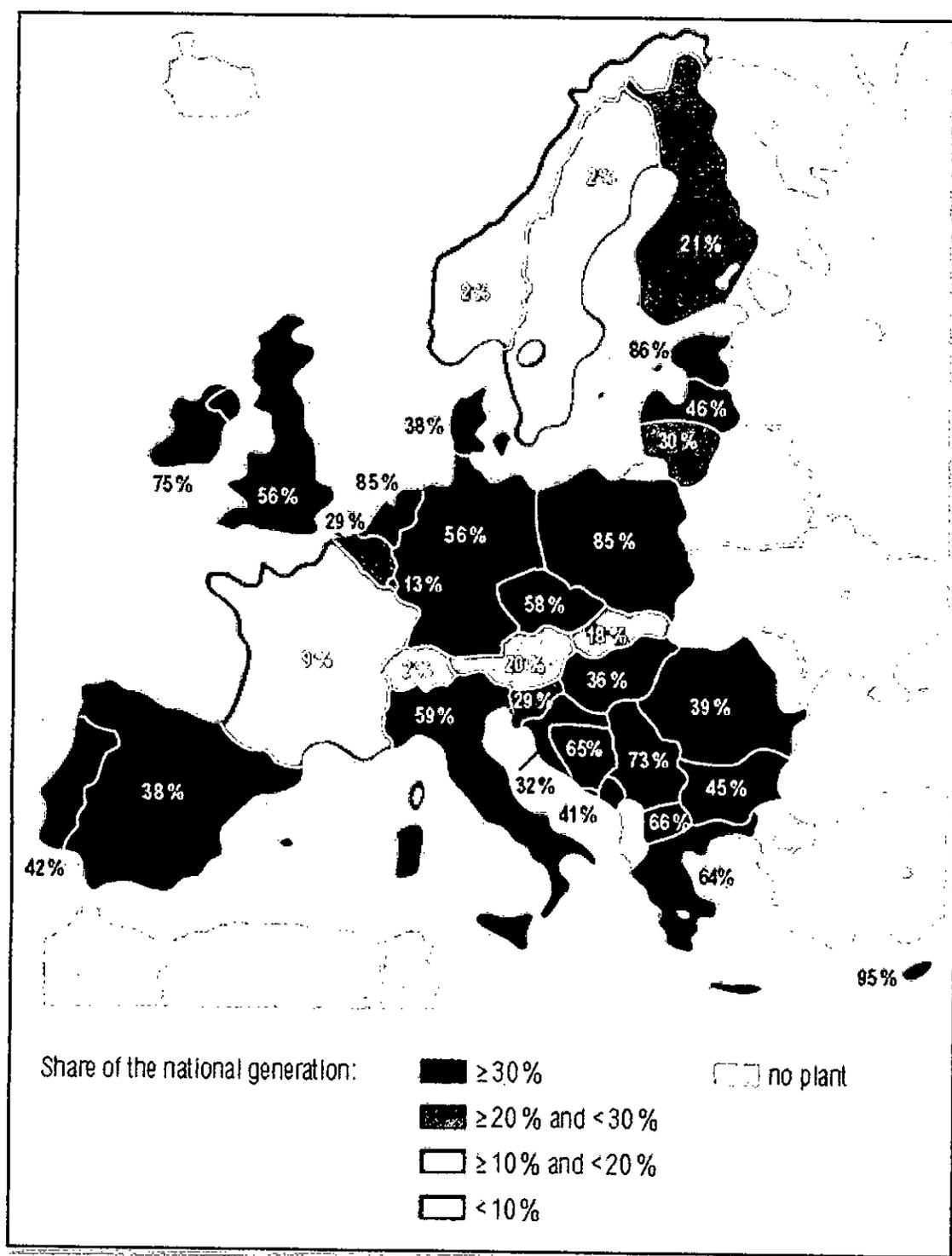
FUENTE: (ENTSO-E, 2017 pág. 10)

FIGURA 2-6: ENERGÍA GENERADA POR PAIS 2016 – CENTRALES NUCLEARES



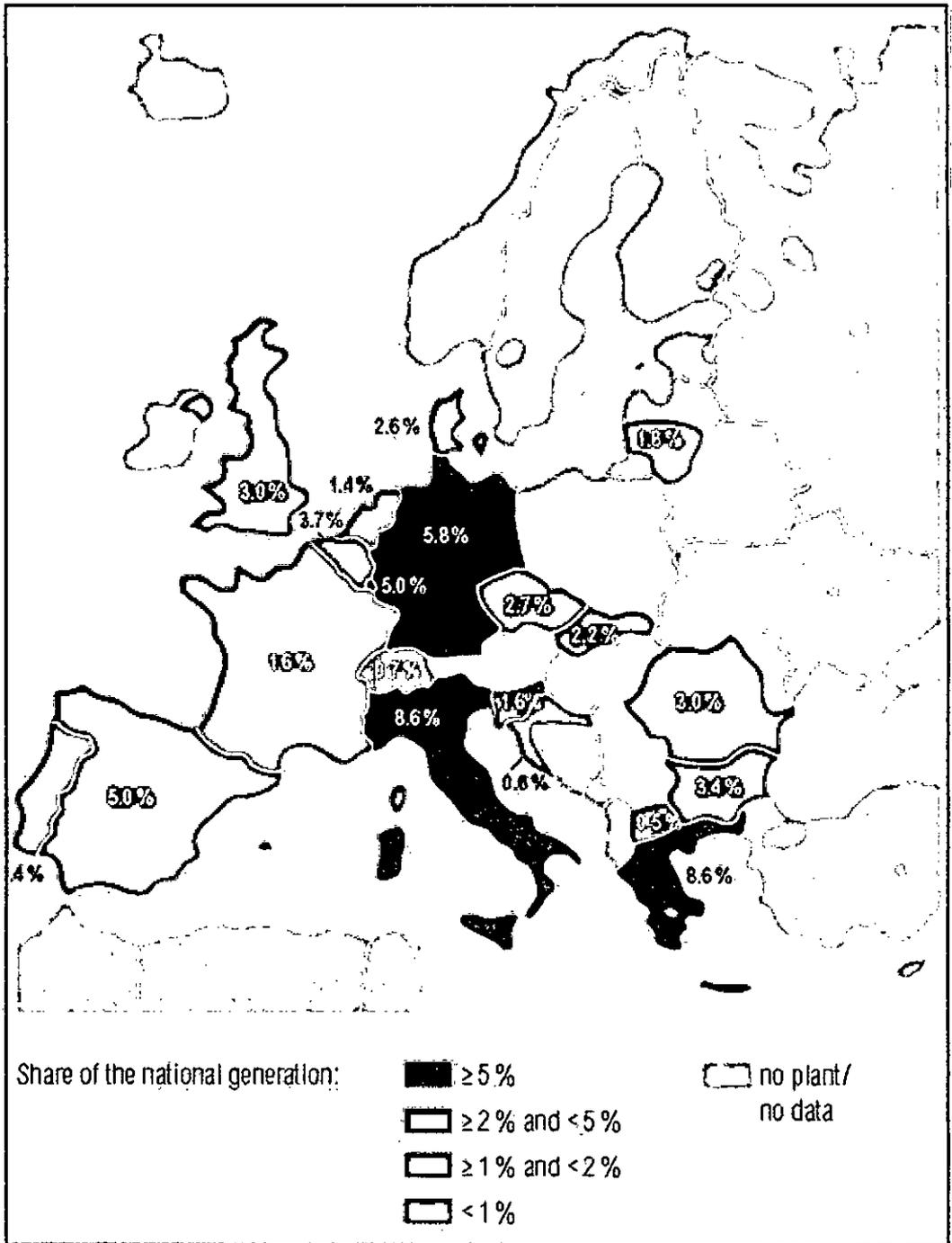
FUENTE: (ENTSO-E, 2017 pág. 11)

FIGURA 2-7: ENERGÍA GENERADA POR PAIS 2016 – CENTRALES TÉRMICAS



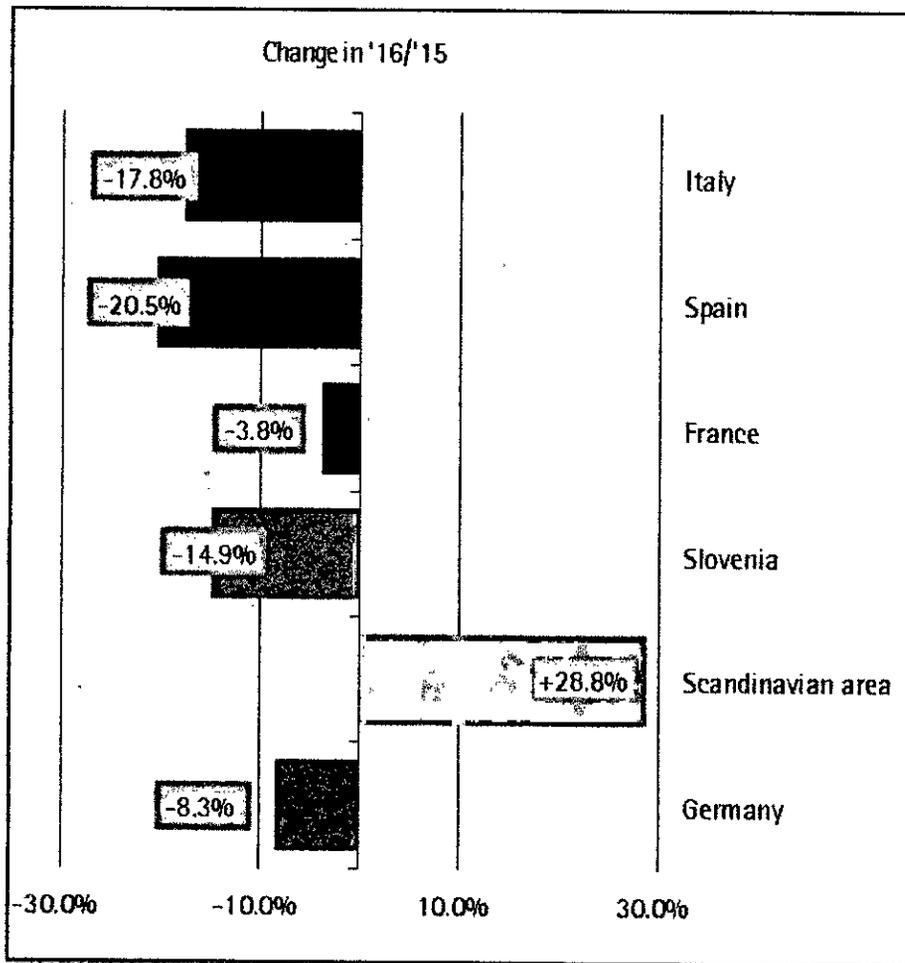
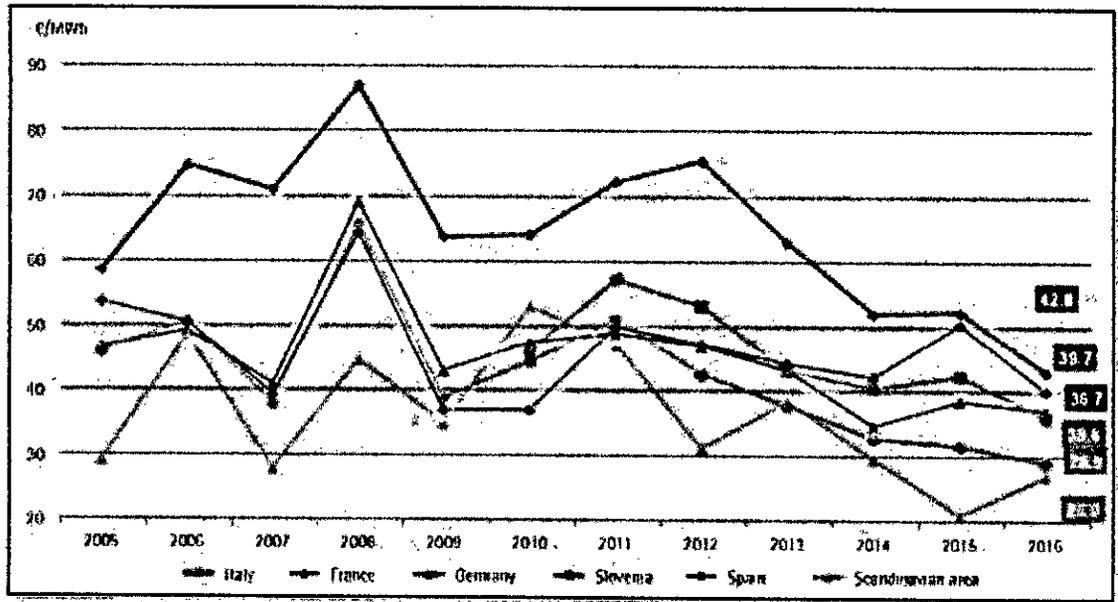
FUENTE: (ENTSO-E, 2017 pág. 12)

FIGURA 2-9: ENERGÍA GENERADA POR PAIS 2016 – CENTRALES SOLARES



FUENTE: (ENTSO-E, 2017 pág. 14)

GRÁFICO 2-1: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA HASTA EL 2016



FUENTE: (Gestore Mercati Energetici, 2017 pág. 35)

2.2.3 Visión general del mercado energético de Italia

(Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 37). Italia está ubicada en el sur de Europa. Sus límites son: al norte, Italia limita con Francia, Suiza, Austria y Eslovenia, y está delimitada aproximadamente por la cadena de los Alpes. Al sur, consiste en la península italiana completa y las dos islas mediterráneas de Sicilia y Cerdeña. La población de Italia es aproximadamente 60 millones de habitantes para un área total de aproximadamente 300000 km². Además, la barrera de los Alpes limita el potencial de las interconexiones con los países fronterizos.

2.2.4 Mercado principal diario italiano

En el mercado principal diario (MGP, por sus siglas en italiano) que alberga la mayoría de las transacciones de venta y compra de electricidad, los bloques de energía por hora se comercializan para el día siguiente. En este mercado, la participación es opcional, el precio ofrecido en este mercado se basa en los costos marginales de las plantas:

a) Organización (Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 39)

Los participantes envían ofertas donde especifican la cantidad de energía y el precio mínimo o máximo al que están dispuestos a vender o comprar electricidad. Las ofertas de suministro solo pueden referirse a puntos de inyección y las ofertas de demanda solo se refieren a puntos de extracción.

El MGP es un mercado de subastas y no un mercado de comercio continuo, en el que las ofertas son aceptadas por el gestor de mercado energético (GME, por sus siglas en italiano) bajo el criterio de orden de mérito económico y teniendo en cuenta los límites de la capacidad de transmisión entre las zonas del mercado italiano.

Para resolver el mercado, el GME clasifica las ofertas por el precio ascendente para los vendedores y por el precio descendente para los compradores.

La intersección entre curva de oferta y curva de demanda es el equilibrio del sistema: define tanto el precio de equilibrio (precio marginal del sistema, que es igual al precio de la última oferta aceptada, basado en la orden de mérito económico) como la cantidad adjudicada para vendedores y compradores.

En Italia, el precio de mercado es principalmente impulsado por los activos de gas que se denominan en el orden de mérito incluso para demandas residuales bajas. No se espera que cambie en el futuro cercano.

b) Particularidades (Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 39)

El sistema eléctrico italiano está dividido en seis áreas: norte, centro norte, centro sur, sur, Sicilia y Cerdeña (islas). Estas zonas de mercado se definen sobre la base de tres criterios principales:

- La capacidad de transmisión hacia o desde otras zonas está restringida.
- No hay congestión intrazonal.
- La ubicación de los puntos de inyección y extracción dentro de una zona no afecta la capacidad de transporte entre zonas.

Un algoritmo de fijación de precios tiene en cuenta la capacidad máxima de transporte entre zonas de mercado, según lo identificado por el Operador del sistema. Cuando no se supera la capacidad máxima, emerge un único precio en el mercado. Cuando se excede la capacidad máxima, el mercado se divide en zonas de mercado separadas: para cada una de ellas, GME determina una oferta y una curva de demanda y se establece un equilibrio diferente ("Precio de compensación zonal").

c) Esquema de mercado (Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 40)

Las ofertas aceptadas en MGP determinan los "calendarios de inyección y extracción" preliminares de cada punto de inyección / extracción para el día siguiente. La sesión de MGP se abre a las 8:00 a.m. del noveno día antes del día de la entrega y cierra a las 12:00 p.m. del día anterior al día de la entrega. Los resultados del MGP están disponibles a las 12.55 p.m. del día anterior al día de la entrega.

2.2.5 Mercado italiano interdiario

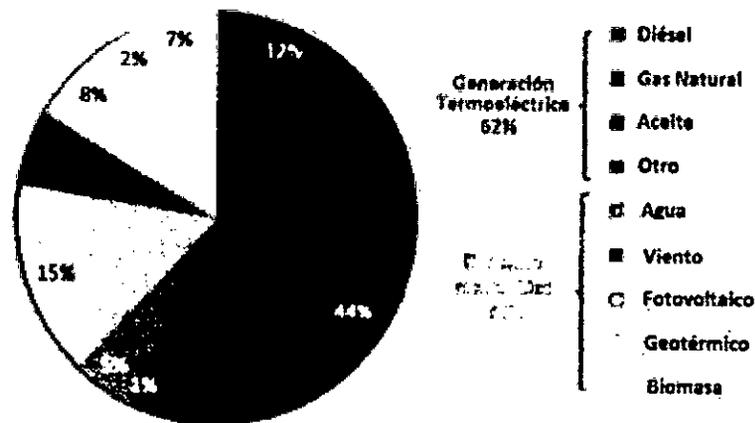
(Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 40). El mercado interdiario (MI, por sus siglas en italiano) permite a los participantes del mercado modificar los esquemas de inyecciones y retiros definidos en el MGP, mediante la presentación de ofertas de oferta adicionales

u ofertas de demanda. En cuanto al MGP, la participación en el MI también es opcional y el GME actúa como una contraparte central.

El GME acepta ofertas presentadas en el MI por orden de mérito, teniendo en cuenta los límites de transmisión restantes después del mercado diario. En el MI, todas las ofertas aceptadas se remuneran al precio de compensación zonal.

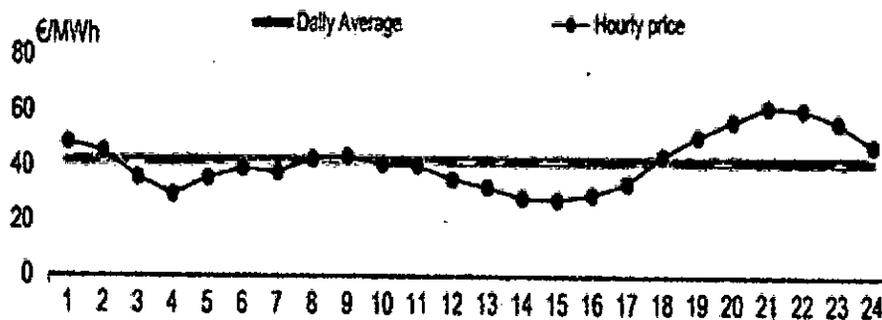
Las ofertas aceptadas en el MI modifican los programas preliminares y determinan los horarios actualizados de inyección y retiro de cada punto de oferta para el día de la entrega.

GRÁFICO 2-2: ENERGÍA GENERADA POR TIPO DE CENTRALES - ITALIA



FUENTE: (ARERA, 2017 pág. 70)

GRÁFICO 2-3: COSTOS DE ENERGÍA - ITALIA



FUENTE: (Gestore Mercati Energetici, 2018)

2.2.6 Visión general del mercado energético de Bélgica

(Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 50). Bélgica es un país de Europa occidental rodeado por Francia, los Países Bajos, Alemania, Luxemburgo y el Mar del Norte. Es un país pequeño y densamente poblado que cubre un área de aproximadamente 30 500 km² y tiene una población de aproximadamente 11 millones de habitantes.

ELIA, el Operador eléctrico del país, tiene que administrar una red eléctrica altamente mallada. El área constituida por Francia, Bélgica y los Países Bajos se denomina "placa de cobre" gracias a las fuertes interconexiones, intercambios y capacidades de transmisión entre los países.

2.2.7 Mercado principal diario belga

a) Esquema de mercado (Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 50)

La responsabilidad de ELIA, el Operador del sistema belga, es garantizar permanentemente el equilibrio entre la producción y el consumo. Sin embargo, las Partes Responsables de Acceso (ARP, por sus siglas en inglés) se designan en cada punto de acceso a la red (punto de inyección o de extracción) para apoyarlo en esta misión.

La ARP, tiene las siguientes características:

- Está a cargo de mantener cada cuarto de hora el balance entre todos los usuarios del sistema (inyecciones y tomas), para lo cual está contratado.
- Puede ser un productor de electricidad, un consumidor importante, un proveedor de electricidad o un comerciante.
- Puede usar un concentrador (plataforma común) para intercambiar energía con otros ARP para el mismo día o el día siguiente a fin de mantener el equilibrio en su área de responsabilidad; La plataforma se proporciona a los jugadores del mercado de forma gratuita.

Los ARP pueden usar las diferentes plantas en su alcance como un "grupo" para cumplir sus obligaciones con respecto a la red (equilibrio, servicios auxiliares, etc.).

b) Mercado Principal (Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 51)

En el mercado principal, cualquier integrante del mercado que tenga el rol de ARP, debe mantener el balance trimestral entre las tomas e inyecciones en su perímetro. Se necesita un equilibrio trimestral tanto en tiempo real como en la fase de pronóstico. Existen diferentes tipos de tomas e inyecciones dependiendo de si:

- El ARP es responsable de la absorción física en un punto de acceso en la red Elia o Redes de operadores de sistemas de distribución (redes DSO, por sus siglas en inglés).
- El ARP es responsable de la inyección física en un punto de acceso (en la grilla de Elia o en las cuadrículas de DSO).
- El ARP está intercambiando energía con otro ARP en el área de control de Elia.
- El ARP está importando o exportando energía a través de la frontera con Francia, Alemania o los Países Bajos.

Mencionado anteriormente, una de las posibilidades de un ARP es realizar transferencias de energía con otro ARP en el Área de control de ELIA. Las transacciones se pueden realizar entre partes que no tienen activos de generación en Bélgica (por ejemplo, comerciantes extranjeros).

Los ARP que operan durante el día, lo usan para realizar varios tipos de operaciones de intercambio de energía. Pueden, por ejemplo:

- Realizar compras o ventas (es decir, contratos comerciales bilaterales).
- Distribuir volúmenes de energía entre varias subsidiarias en un solo grupo de compañías.

- Actuar como un retransmisor en el tránsito de energía europeo (Francia - Bélgica - Países Bajos).
- Compartir con otro ARP la energía extraída de la red por un cliente industrial o inyectado a la red por una unidad de producción. Lo hacen sin tener que firmar un contrato de acceso específico con Elia relacionado con el acceso a la red (obligatorio para tomas directas y / o inyecciones).
- Presentar ofertas para compras o ventas de energía en la central eléctrica belga (Belpex).

Los productores extranjeros se registran como "ARP" en Bélgica para intercambios transfronterizos de energía. Una característica importante de Belpex es su fuerte acoplamiento con otros intercambios de potencia en la región.

Bélgica fue uno de los primeros mercados en acoplarse ya que el sistema se utilizó desde 2006 (acoplamiento de mercado trilateral entre los Países Bajos, Bélgica y Francia). En la práctica, el precio en el mercado de "placas de cobre" (Benelux⁴, Francia, Alemania) es actualmente muy similar la mayor parte del tiempo. Se "desacoplan" (total o parcialmente) solo cuando las líneas fronterizas se saturan (puede suceder durante un período limitado a una hora específica del día (Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 52).

En Bélgica, el precio de mercado es principalmente impulsado por los activos de gas que se denominan en el ranking de orden de mérito. Para una demanda muy baja, las centrales hidroeléctricas de almacenamiento de bombas se pueden usar para administrar la flexibilidad en lugar de las plantas de gas.

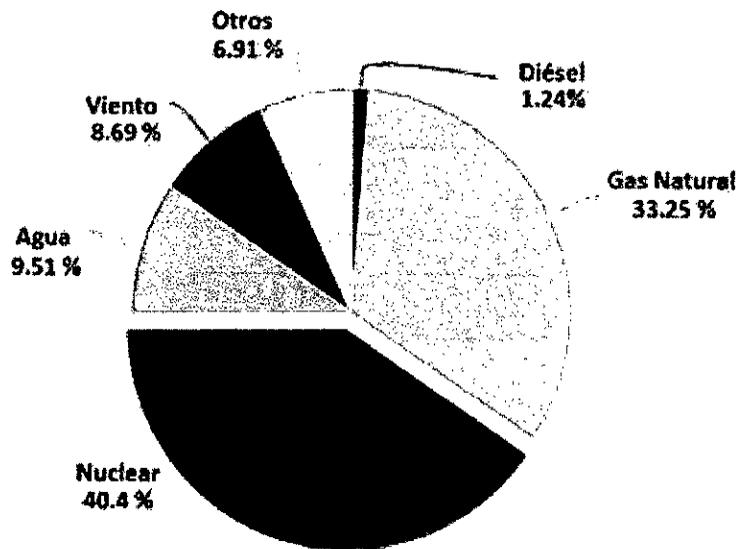
⁴ Benelux designa la unión aduanera y económica de Bélgica, Países Bajos y Luxemburgo.

2.2.8 Mercado belga interdiario

(Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 52). Los principios del mercado belga interdiario son similares a los de Italia. Sin embargo, solo los ARP están activos en este mercado en Bélgica y los intercambios pueden ocurrir hasta muy poco tiempo antes del suministro.

El sistema de ARP tiende a optimizar en tiempo real el uso de los activos desde el punto de vista del costo (optimización del bienestar). Este no es siempre el caso en sistemas más rígidos (como Italia) donde las plantas tienen que seguir su cronograma de producción. Sin embargo, también hay más volatilidad en el mercado interdiario belga.

GRÁFICO 2-4: ENERGÍA GENERADA POR TIPO DE CENTRALES - BÉLGICA

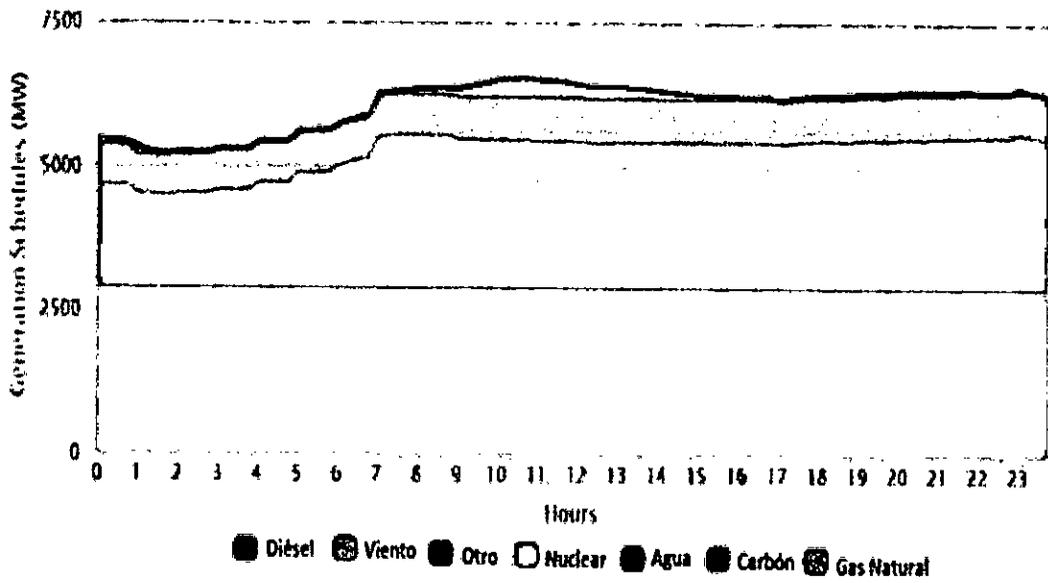


5

FUENTE: (ELIA, 2018)

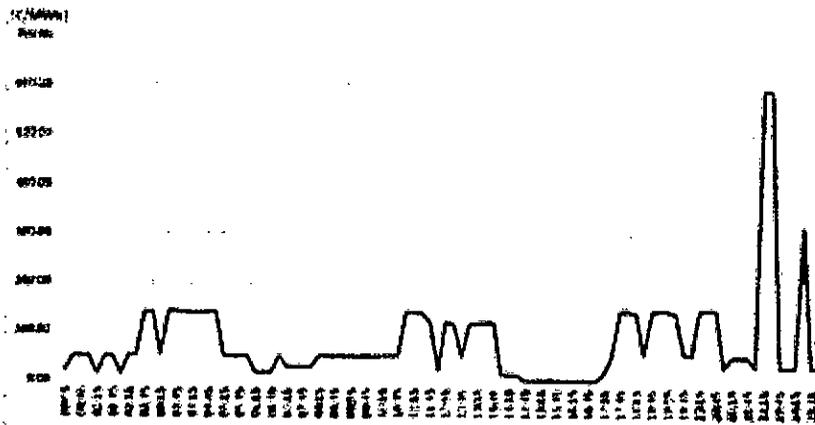
⁵ OTROS: Incluyen las centrales de Biomasa, fotovoltaica, entre otros.

GRÁFICO 2-5: DESPACHO OPERATIVO DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS - BÉLGICA



FUENTE: (ELIA, 2018)

GRÁFICO II-6: COSTOS DE ENERGÍA - BÉLGICA



FUENTE: (ELIA, 2018)

2.2.9 Visión general del mercado energético de Perú:

(COES, 2018). A continuación, se presenta un breve resumen de la información de la operación de las instalaciones de los integrantes del COES⁶ durante el año 2017, en el que se incluyen los aspectos más relevantes de la demanda, producción de energía eléctrica por tipo de tecnología y recurso energético utilizado según su zona geográfica correspondiente a las áreas Norte, Centro y Sur del país. Asimismo, se incluyen los saldos actuales del año 2017 que correspondieron a las valorizaciones de transferencias de energía activa, potencia y energía reactiva efectuada entre los generadores integrantes del COES y la expansión del sistema de transmisión de las empresas del SEIN.

En el resumen presentado en la valorización de las transferencias se ha considerado solamente los cobros realizados entre generadores para las transferencias por energía activa, potencia y reactiva totalizando 566,35 millones de nuevos soles que representa un aumento en 12,84% respecto al registrado el año anterior. Cabe señalar que en este resumen no se ha incluido los ingresos efectuados en los sistemas secundarios.

De igual manera el COES, tiene la obligación de velar por el desempeño óptimo del sistema de potencia peruano, para lo cual tiene distintos procedimientos técnicos para cumplir con la misión que le fue encargada. Estos son algunos procedimientos técnicos del COES:

- PR-01 Programación de la operación de corto plazo (COES, 2014) (véase anexo D).
- PR-09 Coordinación de la operación de corto plazo para el SEIN (COES, 2017) (véase anexo E).
- PR-25 Determinación de los factores de indisponibilidad, presencia e incentivos a la disponibilidad de las centrales y unidades de generación (COES, 2017) (véase anexo F).
- PR-39 Operación del SEIN en situación excepcional (COES, 2012) (véase anexo G).

⁶ En el anexo C, se encuentra el diagrama eléctrico del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES, 2018).

CUADRO 2-1: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y MÁXIMA DEMANDA - 2017

ÁREA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh)					MÁXIMA DEMANDA* (MW)					
	HI DROELECTRICA	TERM O ELECTRICA	SOLAR	EOLICA	TOTAL	HI DROELECTRICA	TERM O ELECTRICA	SOLAR	EOLICA	EXPORTACION A ECUADOR	TOTAL
NORTE	3 717,1	580,3		397,0	4 194,5	548,0	838		17,6	35,5	685,8
CENTRO	20 856,7	17 827,0		668,7	39 156,3	3 176,6	1 918,8		73,6		5 119,3
SUR	3 658,3	1 496,7	788,2		5 442,5	507,0	283,5	0,0			790,6
TOTAL	27 741,4	19 836,4	788,2	1 065,7	48 993,3	4 181,2	2 786,1	0,0	91,2	35,5	6 815,6

[*] Corresponde a la demanda de potencia en bornes de generación.

FUENTE: (COES, 2018 pág. 12)

CUADRO 2-2: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN TIPO DE TECNOLOGÍA POR ÁREA 2017 (GWh)

ÁREA	TECNOLOGÍA HIDRÁULICA					TECNOLOGÍA TÉRMICA					TECNOLOGÍA SOLAR	TECNOLOGÍA EOLICA	TOTAL
	PELTON	KAPLAN	FRANCIS	TURBO	TOTAL	CCGVA	TG	TV	DIÉSEL	TOTAL	CSFV**	AEROGENERADOR	
NORTE	7 681,7	432,7	78,0	74,7	3 717,1		578,2	0,2	1,9	580,3		397,0	4 194,5
CENTRO	14 193,2	6 672,0			20 856,7	15 222,7	2 303,3	101,0	195,0	17 827,0		668,7	39 156,3
SUR	1 890,8	1 767,3			3 658,3		685,1	748,1	63,0	1 496,7	788,2		5 442,5
TOTAL	18 765,7	8 873,0	78,6	24,7	27 741,4	15 222,7	3 566,6	849,3	253,9	19 836,4	788,2	1 065,2	48 993,3

[**] CSFV: Celdas Solares Fotovoltáicas

FUENTE: (COES, 2018 pág. 12)

CUADRO 2-3: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN TIPO DE GENERACIÓN Y RECURSO ENERGÉTICO UTILIZADO POR ÁREA 2017 (GW.h)

ÁREA	HIDRÁULICA			TECNOLOGÍA TÉRMICA					SOLAR		TOTAL	
	AGUA	AGUA (RER)	TOTAL	GAS NATURAL	CARBÓN	RESIDUAL	DIÉSEL	BAZAZO Y GAS (RER)	TOTAL	OSFV		RER
NORTE	2 804,2	412,8	3 217,1	557,7		1,7	11,1	0,2	530,3		397,0	4 194,5
CENTRO	70 379,7	537,0	70 856,2	17 659,8		19,4	19,2	123,5	17 822,0		665,2	39 356,3
SLR	3 606,0	57,1	3 655,1		673,7	107,3	715,2		1 496,2	289,7		5 442,5
TOTAL	76 734,5	1 009,4	77 744,4	18 277,1	673,7	128,5	745,5	123,6	13 848,4	289,7	1 065,2	48 313,3

Nota

Se denomina RER a los Recursos Energéticos Renovables tales como biomasa, eólica solar, geotérmica, mareomotriz e hidráulica cuya capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW, según D.L. N° 1002.

FUENTE: COES (COES, 2018 pág. 13)

CUADRO 2-4: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN A DICIEMBRE 2017 (MW)

ÁREA	POTENCIA EFECTIVA A DICIEMBRE 2017 (MW)				
	HIPOELECTRICA	TERMIELECTRICA	SOLAR	EOLICA	TOTAL
NORTE	535,8	778,5		114,0	1 489,4
CENTRO	3 625,7	4 071,0		129,2	7 875,8
SLR	599,9	1 947,3	96,0		2 643,1
TOTAL	4 822,4	6 796,8	96,0	243,2	11 958,3

FUENTE: (COES, 2018 pág. 13)

CUADRO 2-5: POTENCIA EFECTIVA SEGÚN TIPO DE TECNOLOGÍA Y ÁREAS A DICIEMBRE 2017 (MW)

ÁREA	TECNOLOGÍA HIDRÁULICA					TECNOLOGÍA TÉRMICA					SOLAR	EÓLICA	TOTAL
	PELTÓN	FRANCIS	KAPLAN	TURBO	TOTAL	COOMB	TG	TV	DIESEL	TOTAL	CSFV	AERIOGENERADOR	
NORTE	487,9	88,8	15,2	5,0	596,8		738,2	16,1	74,2	778,5		114,0	1 489,4
CENTRO	2 178,8	1 446,9			3 625,7	2 836,2	1 027,8	74,9	72,1	4 071,0		129,2	7 825,8
SUR	365,6	234,3			599,9		1 753,4	140,3	53,5	1 947,3	96,0		2 643,1
TOTAL	3 032,3	1 769,9	15,2	5,0	4 822,4	2 836,2	3 579,4	231,3	149,9	6 796,5	96,0	243,2	11 958,3

FUENTE: (COES, 2018 pág. 13)

CUADRO 2-6: POTENCIA EFECTIVA SEGÚN TIPO DE GENERACIÓN Y RECURSO ENERGÉTICO UTILIZADO POR ÁREA A DICIEMBRE 2017 (MW)

ÁREA	HIDRÁULICA			TÉRMICA						SOLAR	EÓLICA	TOTAL
	AGUA	AGUA (RER)	TOTAL	GAS NATURAL	CARBÓN	RESIDUAL	DIESEL	BAGAZO + BIOMASA (RER)	TOTAL	CSFV (RER)	RFR	
NORTE	518,1	78,7	596,8	157,2		15,9	589,3	16,1	778,5		114,0	1 489,4
CENTRO	3 532,4	93,3	3 625,7	3 947,0		62,3	41,8	19,9	4 071,0		129,2	7 825,8
SUR	592,1	7,7	599,9		140,3	10,1	1 796,8		1 947,3	96,0		2 643,1
TOTAL	4 642,6	179,5	4 822,4	4 104,2	140,3	88,3	2 427,9	35,9	6 796,5	96,0	243,2	11 958,3

FUENTE: (COES, 2018 pág. 13)

CUADRO 2-7: CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN EL COES 2017

TIPO DE COMBUSTIBLE	CONSUMO DE COMBUSTIBLE		VARIACIÓN 2017/ 2016
	2016	2017	
Diesel 2 (1)	127 457,8	222 100,8	74,25%
Residual 6 (1)	612,9	275,2	-55,10%
Residual 500 (1)	46 910,9	37 724,9	-19,58%
Gas Natural (2)	4 689 827,6	3 811 594,3	-18,73%
Biogás (2)	33 019,7	26 642,1	-19,31%
Carbón (3)	295,0	245,5	-16,78%
Bagazo (3)	340,5	321,8	-5,48%

(1) Consumo de Diesel 2, Residual 6 y Residual 500, expresadas en metros cúbicos
 (2) Consumo de Gas Natural y Biogás, expresado en miles de metros cúbicos
 (3) Consumo de Carbón y Bagazo, expresado en miles de toneladas

FUENTE: (COES, 2018 pág. 14)

CUADRO 2-8: EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 2005- 2017 (km)

AÑOS	LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (km)				TOTAL
	500 kV	220 kV	138 kV	69 kV (*)	
2005		5 845,3	2 670,6	1 220,7	9 736,6
2006		5 924,5	2 870,9	1 220,7	10 016,1
2007		5 963,1	2 878,8	1 244,4	10 086,3
2008		6 381,4	2 890,8	1 336,1	10 608,3
2009		8 153,8	3 212,6	1 698,8	13 065,2
2010		8 265,9	3 738,5	1 884,4	13 888,8
2011*	89,8	9 661,6	4 381,0	7 020,2	21 152,6
2012*	611,8	9 770,9	4 386,2	7 219,4	21 988,4
2013*	1 509,8	10 058,9	4 417,9	7 366,1	23 352,7
2014*	1 832,3	10 740,6	4 540,5	7 698,9	24 812,2
2015*	1 832,3	11 621,1	4 554,3	7 802,2	25 809,9
2016*	1 965,1	12 174,3	4 608,5	8 010,6	26 758,5
2017*	2 877,3	12 631,3	4 846,1	8 181,9	28 536,5

(*) Se ha considerado líneas de transmisión existente de las empresas distribuidoras y libres integrantes y no integrantes.

FUENTE: (COES, 2018 pág. 14)

CUADRO 2-9: TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD - TIE (PERÚ - ECUADOR) 2009 - 2017)

AÑOS	POTENCIA (MW)		ENERGÍA (GWh)	
	EXPORTACIÓN	IMPORTACIÓN	EXPORTACIÓN	IMPORTACIÓN
2009	71.6		62.5	
2010	75.2		111.9	
2011		53.5		5.7
2012	77.5	43.1	2.2	5.0
2013				
2014	65.3		12.7	
2015	69.0	24.4	54.7	0.5
2016	59.8	39.7	37.9	22.4
2017		46.3		16.6

(*) Corresponde al traslado de las cargas de subestaciones de Zorritos y Talara hacia el Ecuador.

FUENTE: (COES, 2018 pág. 14)

CUADRO 2-10: INTEGRANTES DE TRANSMISIÓN

N°	RAZÓN SOCIAL	ABREVIATURA	TIPO DE INTEGRANTE REGISTRADO
1	ABY TRANSMISIÓN SUR S.A.	ATS	OBLIGATORIO
2	ATN 2 S.A.	ATN 2	OBLIGATORIO
3	ATN S.A.	ATN	OBLIGATORIO
4	ATN1 S.A.	ATN 1	OBLIGATORIO
5	COMPAÑIA TRANSMISORA NORPERUANA S.R.L.	NORPERUANA	VOLUNTARIO
6	CONCESIONARIA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CCNCM S.A.C.	CCNCM	OBLIGATORIO
7	CONEL SUR LT S.A.C.	CONELSUR	OBLIGATORIO
8	CONSORCIO ENERGÉTICO DE HUANCAMELICA S.A.	CONENHUA	OBLIGATORIO
9	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.	TRANSMANTARO	OBLIGATORIO
10	ETESELVA S.R.L.	ETESELVA	OBLIGATORIO
11	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISAPERÚ S.A.	ISA	OBLIGATORIO
12	POMACOCCHA POWER S.A.C.	POMACOCCHA	VOLUNTARIO
13	RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.	REP	OBLIGATORIO
14	RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	REDESUR	OBLIGATORIO
15	TRANSMISORA ELECTRICA DEL SUR S.A.C.	TESUR	OBLIGATORIO

FUENTE: (COES, 2018 pág. 14)

CUADRO 2-11: INTEGRANTES DE GENERACIÓN

N°	RAZÓN SOCIAL	ABREVIATURA	TIPO DE INTEGRANTE REGISTRADO
1	AGROAURORA S.A.O.	AGROAURORA	VOLUNTARIO
2	AGROINDUSTRIAL PARAMONGA S.A.A.	PARAMONGA	VOLUNTARIO
3	OHINANGO S.A.O.	OHINANGO	OBLIGATORIO
4	COMPAÑIA ELÉCTRICA EL PLATANAL S.A.	CELEPSA	OBLIGATORIO
5	CONSORCIO ELÉCTRICO DE VILLAGURI S.A.C	COELVISAD	VOLUNTARIO
6	ELÉCTRICA SANTA ROSA S.A.C	SANTA ROSA	VOLUNTARIO
7	ELÉCTRICA YANAPAMPA S.A.O.	YANAPAMPA	VOLUNTARIO
8	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE JUIRI S.A.O	EGEJUNIN	VOLUNTARIO
9	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RÍO BAÑOS S.A.O.	RÍO BAÑOS	VOLUNTARIO
10	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SANTAANA S.R.L.	SANTAANA	VOLUNTARIO
11	EMPRESA DE GENERACIÓN HUALLAGA S.A.	HUALLAGA	OBLIGATORIO
12	EMPRESA DE GENERACIÓN HUANZAS S.A.	EGEHUANZA	OBLIGATORIO
13	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CANCHAYLLO S.A.O.	CANCHAYLLO	VOLUNTARIO
14	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ARQUIPA S.A.	EGASA	OBLIGATORIO
15	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	EGESUR	OBLIGATORIO
16	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	EGEMSA	OBLIGATORIO
17	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	SAN GABAN	OBLIGATORIO
18	EMPRESA ELÉCTRICA AGUA AZUL S.A.	AGUA AZUL	VOLUNTARIO
19	EMPRESA ELECTRICIDAD DEL PERÚ S.A.	ELECTROPERÚ	OBLIGATORIO
20	ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A.A.	ENEL PERÚ	OBLIGATORIO
21	ENEL GENERACIÓN PIURA S.A.	ENEL PIURA	OBLIGATORIO
22	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	ENEL GREEN	OBLIGATORIO
23	ENERGÍA BÓLICA S.A.	ENERGÍA BÓLICA	OBLIGATORIO
24	ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	ENGIE	OBLIGATORIO
25	EMPRESA ELÉCTRICA RÍO DOBLE S.A.	RÍO DOBLE	VOLUNTARIO
26	FÉNIX POWER PERÚ S.A.	FÉNIX POWER	OBLIGATORIO
27	GENERADORA ENERGÍA DEL PERÚ S.A.	GEPSA	VOLUNTARIO
28	GTS MAJES S.A.O.	MAJES	VOLUNTARIO
29	GTS REPARTICIÓN S.A.O.	REPARTICIÓN	VOLUNTARIO
30	HIDROCARBETE S.A.	HIDROCARBETE	VOLUNTARIO
31	HIDROELÉCTRICA MARAÑÓN S.R.L.	HIDROMARAÑÓN	VOLUNTARIO
32	HIDROELÉCTRICA HUANCHOR S.A.C.	HUANCHOR	VOLUNTARIO
33	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	SANTA CRUZ	VOLUNTARIO
34	HUAURA POWER GROUP S.A.	HUAURA POWER	VOLUNTARIO
35	ILLAPU ENERGY S.A.	ILLAPU	VOLUNTARIO
36	INFRAESTRUCTURAS Y ENERGÍAS DEL PERÚ S.A.O.	ENERGÍA PERU	OBLIGATORIO
37	KALLPA GENERACIÓN S.A.	KALLPA	OBLIGATORIO
38	LA VIRGEN S.A.O.	LA VIRGEN	OBLIGATORIO
39	MAJA ENERGÍA S.A.C.	MAJA	VOLUNTARIO
40	MOQUEGUA PVS.A.C.	MOQUEGUA	VOLUNTARIO
41	ORAZUL ENERGY PERU S.A.	ORAZUL ENERGY	OBLIGATORIO
42	PANAMERICANA SOLAR S.A.O.	PANAMERICANA	VOLUNTARIO
43	PANQUE BÓLICO MARCON S.R.L.	MARCON	VOLUNTARIO
44	PANQUE BÓLICO TRES HERMANAS S.A.C.	TRES HERMANAS	OBLIGATORIO
45	PETRAMAS S.A.O.	PETRAMAS	VOLUNTARIO
46	PLANTA DE RESERVA FRÍA DE GENERACIÓN DE ETEN S.A.	GENERACIÓN ETEN	OBLIGATORIO
47	SABAY I S.A.	SABAY	OBLIGATORIO
48	SDF ENERGÍA S.A.O.	SDF ENERGÍA	VOLUNTARIO
49	SHOUQANG GENERACIÓN ELÉCTRICA S.A.A.	SHOUQESA	OBLIGATORIO
50	STATKRAFT PERÚ S.A.	STATKRAFT	OBLIGATORIO
51	SINDICATO ENERGÉTICO S.A.	SINERGA	VOLUNTARIO
52	TACNA SOLAR S.A.O.	TACNA SOLAR	VOLUNTARIO
53	TERMOCHILCA S.A.	TERMOCHILCA	OBLIGATORIO
54	TERMOCELVA S.R.L.	TERMOCELVA	OBLIGATORIO

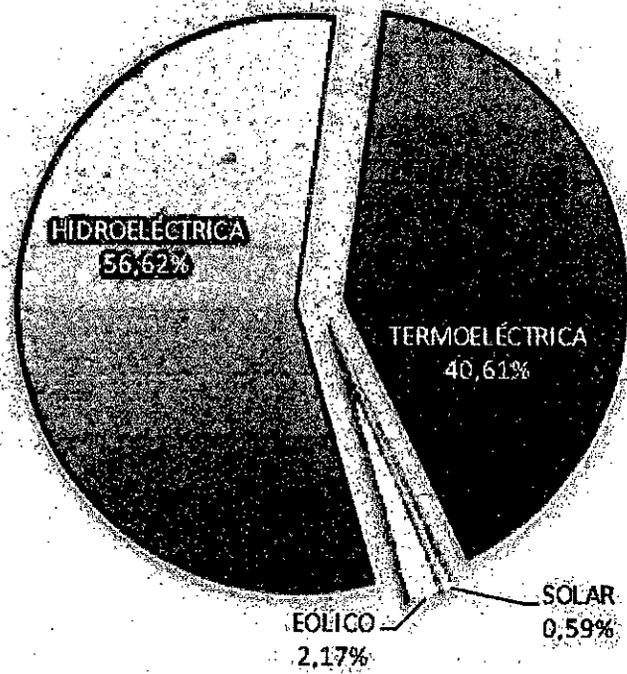
FUENTE: (COES, 2018 pág. 16)

CUADRO 2-12: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2017 POR EMPRESAS

EMPRESA	ENERGÍA (GWh)	PARTICIPACIÓN (%)
AGUA AZUL	53,7	0,07
AIPSA	61,5	0,17
AGROAURORA	0,2	0,00
AYEPSA (3)	41,1	0,00
ODAGUILLA (5)	1623,2	3,72
DELEPSA	1163,7	2,42
CERRO VERDE	5,4	0,01
OHINGANGO	1112,3	2,27
EDELIM	10,5	0,02
EGASA	1405,1	2,87
EGECSAC	26,2	0,06
EGEJUNIN	226,2	0,46
EGEMSA	1229,0	2,51
EGENOR (1)	246,8	0,50
EGERBA	54,6	0,07
EGESUR	259,4	0,53
EGHUALLAGA	2142,9	4,37
ELECTROPERÚ	6932,0	14,13
EMGHUANZA	459,3	1,00
ENEL GREEN (6)	61,4	0,13
ENELQ	5077,8	12,00
ENELP	550,4	1,14
ENERGÍA SÓLICA	397,0	0,81
ENGIE	7007,1	13,94
FENIX POWER	4112,0	8,39
GEPGA	32,1	0,11
HIDROCARETE	25,4	0,05
HUANDHOR	145,9	0,30
HUAURA	30,9	0,10
IYEP	31	0,01
KALLPA (6)	3094,9	7,93
LUZ DEL SUR	650,1	1,33
MAJA ENERGÍA	24,1	0,05
MAJESOLAR	44,0	0,09
MARARON	70,7	0,14
MOQUEGUA FV	46,5	0,09
ORAZUL EGENOR (4)	1570,7	3,21
ORAZUL ENERGY	360,1	0,73
PAJAMERICANA SOLAR	30,1	0,10
PE MARDONA	160,6	0,34
PE TRES HERMANAS	499,6	1,02
PETRAMAS (7)	31,5	0,06
PLANTA ETEN	6,9	0,01
REPARTICIÓN SOLAR	40,3	0,08
RD DOBLE	106,3	0,22
SAMAY	656,9	1,34
SAN GASÁN	745,6	1,52
SANTA CRUZ	197,6	0,32
SANTA ROSA	2,4	0,00
SDE PIURA (2)	9,7	0,02
SDF ENERGÍA	234,2	0,40
SHOUQESA	19,7	0,04
SINERSA	77,1	0,16
STATKRAFT PERÚ	2523,3	4,74
TACHA SOLAR	45,6	0,09
TERMOCHILDA	621,2	1,27
TERMOSELVA	126,2	0,26
YANA PAMPA	23,1	0,05
TOTAL	49991,3	100,00

FUENTE: (COES, 2018 pág. 43)

GRÁFICO 2-7: DIAGRAMA DE PRODUCCIÓN POR TIPO DE GENERACIÓN



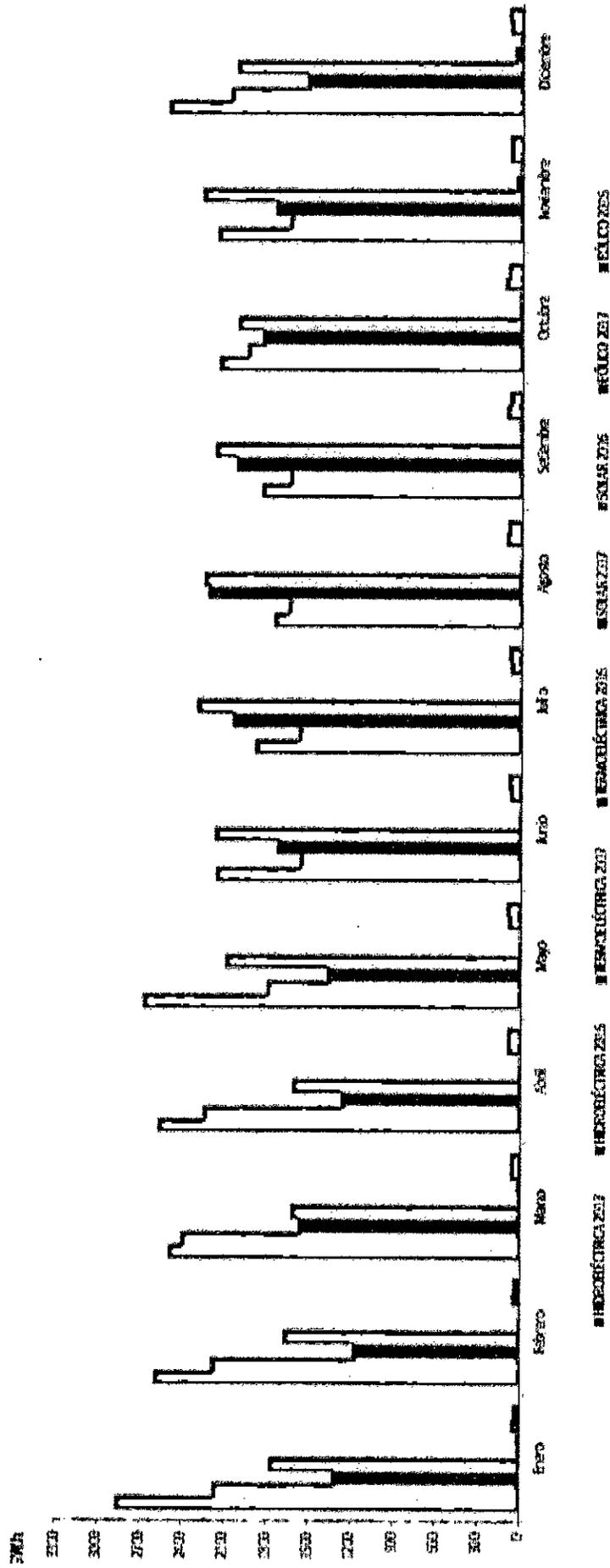
FUENTE: (COES, 2018 pág. 44)

CUADRO 2-13: PRODUCCIÓN MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2017 (GW.h)

MES	Hidroeléctrica			Termoeléctrica			Solar			Eólico			Total		
	2017	2016	Inc %	2017	2016	Inc %	2017	2016	Inc %	2017	2016	Inc %	2017	2016	Inc %
Enero	2 858,6	2 181,2	31,51	1 325,4	1 772,5	-25,23	17,6	22,6	-22,01	60,4	47,2	27,85	4 271,9	4 023,5	6,17
Febrero	2 591,8	2 192,2	18,23	1 185,5	1 677,8	-29,34	18,2	18,8	-3,09	56,2	44,5	26,27	3 851,7	3 922,3	-2,07
Marzo	2 500,1	2 407,0	3,87	1 573,5	1 626,5	-3,25	18,5	21,8	-15,25	72,4	74,9	-3,25	4 154,5	4 130,2	0,83
Abril	2 575,7	2 756,4	14,15	1 276,0	1 612,3	-20,85	19,1	17,7	7,80	93,0	93,5	-0,53	3 953,7	3 979,8	-0,40
Mayo	2 689,0	1 801,6	49,25	1 366,1	2 101,3	-34,99	16,0	19,1	-36,20	93,0	107,6	-13,53	4 154,1	4 029,5	3,14
Junio	2 152,8	1 576,2	37,22	1 735,9	2 174,6	-20,17	15,9	15,0	0,71	84,9	95,4	-11,04	3 999,4	3 852,2	3,55
Julio	1 836,9	1 587,8	19,47	2 046,8	2 799,6	-10,99	16,9	16,8	0,78	81,9	91,1	-10,13	4 042,6	3 955,3	1,18
Agosto	1 758,2	1 657,7	6,06	2 227,7	2 257,5	-1,32	19,5	19,8	-1,53	111,4	102,5	8,67	4 116,8	4 037,6	1,95
Septiembre	1 650,3	1 646,9	12,35	2 031,5	2 186,8	-7,10	18,9	21,6	-12,28	112,4	95,2	18,04	4 013,1	3 950,5	1,58
Octubre	2 157,5	1 959,3	10,12	1 841,8	2 017,8	-8,72	22,4	22,1	1,24	120,2	102,3	17,54	4 141,9	4 101,4	0,99
Noviembre	2 172,5	1 659,9	30,88	1 750,5	2 267,9	-22,87	42,5	23,1	84,41	87,4	95,4	-9,31	4 052,9	4 047,2	0,14
Diciembre	2 518,2	2 083,5	20,85	1 537,9	2 026,3	-24,10	62,6	22,5	178,53	92,0	103,5	-11,11	4 210,7	4 235,9	-0,59
Total	27 741,4	23 009,6	20,56	19 898,4	24 020,8	-17,16	288,17	241,82	19,17	1 065,23	1 054,11	1,05	48 993,3	48 326,4	1,38

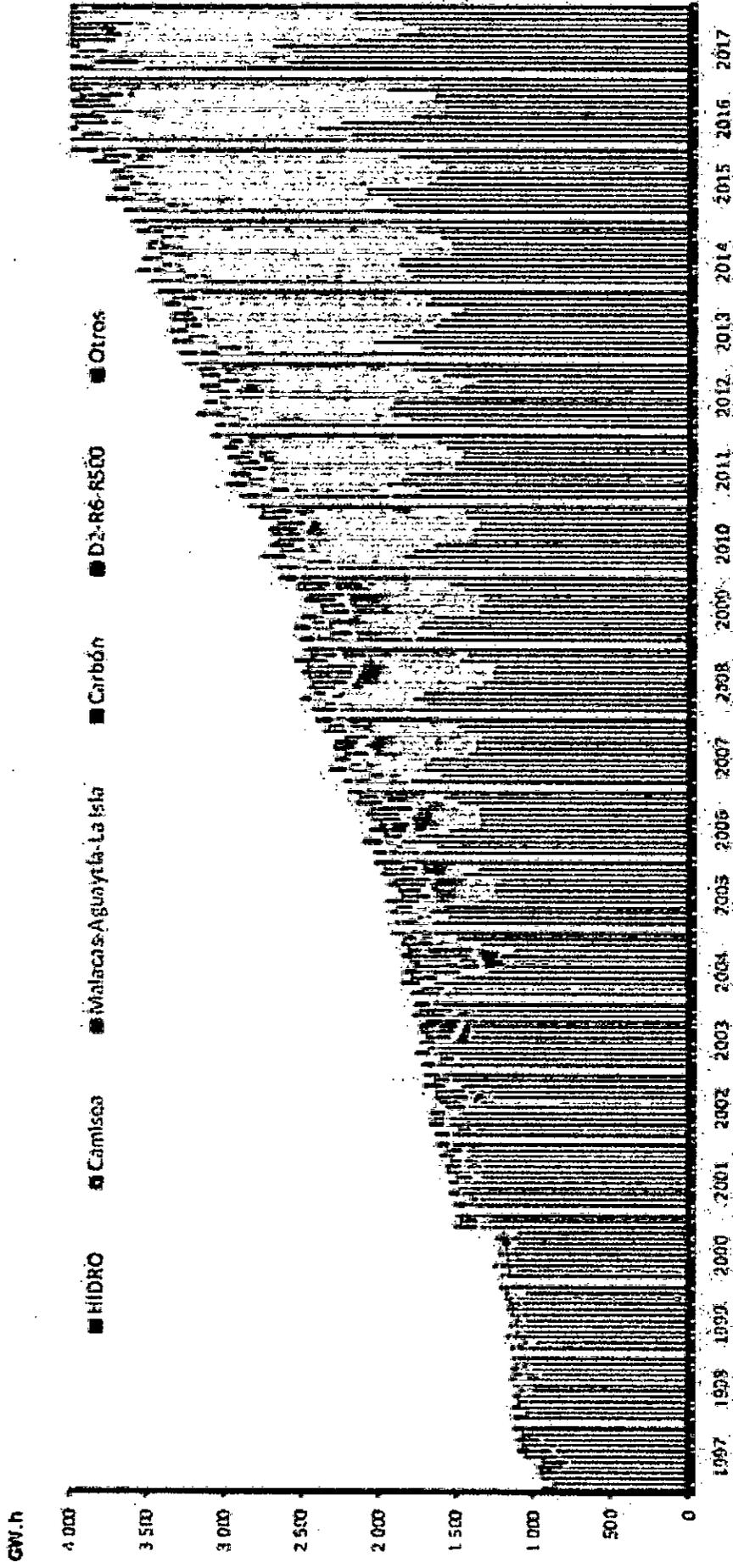
FUENTE: (COES, 2018 pág. 44)

GRÁFICO 2-8: PRODUCCIÓN MENSUAL HIDROELÉCTRICA - TERMOELÉCTRICA - SOLAR Y EÓLICO (GW.h)



FUENTE: (COES, 2018 pág. 44)

GRÁFICO 2-9: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA TOTAL POR TIPO DE GENERACIÓN (GW.h)



FUENTE: (COES, 2018, pág. 55)

CUADRO 2-14: EVOLUCIÓN ANUAL DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GW.h POR RECURSO ENERGÉTICO

AÑOS	MALACAS - AGUAYTIA - LA ISLA	CAMISEA	HIDRÁULICA	CARBÓN	D2-R6-R500	OTROS	TOTAL
2001	744,2	0,0	16 807,0	338,8			17 890,0
2002	1 006,4	0,0	17 224,5	845,9	581,1	0,0	19 657,9
2003	1 229,9	0,0	17 731,9	859,4	867,3	0,0	20 688,6
2004	1 683,8	486,3	16 692,6	993,6	2 046,4	0,0	21 902,7
2005	1 806,9	2 264,9	17 100,8	830,9	998,0	0,0	23 001,5
2006	1 739,9	2 556,4	18 670,7	881,0	914,8	0,0	24 762,8
2007	1 742,5	5 573,5	18 588,5	840,1	510,3	0,0	27 254,9
2008	1 908,8	7 409,8	18 010,2	909,3	1 320,5	0,0	29 558,7
2009	2 819,8	6 447,0	18 751,7	930,2	858,9	0,0	29 807,6
2010	1 448,6	9 997,9	18 964,6	1 066,9	871,3	77,5	32 426,8
2011	1 192,3	12 269,9	20 404,1	732,4	531,5	87,3	35 217,4
2012	1 484,4	13 856,1	20 848,6	555,5	354,1	222,5	37 321,2
2013	716,3	16 311,0	21 128,6	836,6	254,2	422,7	39 669,4
2014	897,1	19 012,9	21 002,9	163,2	87,7	632,0	41 795,9
2015	1 149,6	19 523,1	22 456,2	248,1	214,1	948,9	44 540,0
2016	1 132,6	21 321,4	23 009,6	772,9	656,2	1 433,6	48 326,4
2017	693,4	17 533,6	27 741,4	673,7	874,0	1 477,0	48 993,3
Variación 17 / 16	-38,78%	-17,77%	20,56%	-12,83%	33,20%	3,03%	1,38%
T. Crec. 2007 / 2017	-8,80%	12,14%	4,09%	-2,18%	5,53%		6,04%
T. Crec. 2012 / 2017	-14,12%	4,82%	5,88%	3,93%	19,81%	46,02%	5,59%
Participación 2017	1,42%	35,79%	56,62%	1,38%	1,78%	3,01%	100,00%

FUENTE: (COES, 2018 pág. 56)

CUADRO 2-15: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2000 - 2017 (GW.h)

MESES	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017/2016 INC%
Ene	1 469,2	1 515,5	1 642,4	1 726,4	1 799,4	1 856,6	2 041,2	2 234,0	2 438,5	2 516,7	2 596,3	2 678,0	3 073,0	3 229,0	3 433,0	3 639,7	4 008,5	4 271,9	6,57%
Feb	1 406,1	1 397,4	1 436,6	1 602,1	1 719,9	1 743,5	1 836,4	2 051,7	2 356,6	2 317,1	2 463,0	2 693,3	2 503,0	3 049,6	3 261,0	3 283,1	3 913,4	3 951,7	-4,53%
Mar	1 495,6	1 549,3	1 675,7	1 766,3	1 869,3	1 973,4	2 101,3	2 322,9	2 510,5	2 551,7	2 763,4	2 996,7	3 153,3	3 340,3	3 571,6	3 774,4	4 127,2	4 164,5	0,90%
Abr	1 411,7	1 439,2	1 644,5	1 693,1	1 795,2	1 893,4	1 971,1	2 192,5	2 431,1	2 478,9	2 643,4	2 857,9	3 017,5	3 242,2	3 496,7	3 592,5	3 979,3	3 961,7	-0,40%
May	1 450,2	1 551,2	1 663,6	1 737,3	1 841,7	1 953,8	2 061,2	2 291,4	2 466,4	2 512,9	2 713,5	2 963,0	3 139,5	3 361,2	3 535,7	3 729,7	4 029,5	4 184,1	3,34%
Jun	1 429,3	1 503,6	1 565,1	1 630,9	1 736	1 853,0	1 993,2	2 272,2	2 433,7	2 369,3	2 664,6	2 892,3	3 040,8	3 262,6	3 425,0	3 670,3	3 862,2	3 999,4	1,55%
Jul	1 462,4	1 536,1	1 635,4	1 730,4	1 804,4	1 877,7	2 050,7	2 296,7	2 480,6	2 394,9	2 701,3	2 927,0	3 121,0	3 343,6	3 593,2	3 693,1	3 995,1	4 047,6	1,13%
Ago	1 517,6	1 563,0	1 635,4	1 703,7	1 847,2	1 938,1	2 093,3	2 391,1	2 593,7	2 492,8	2 771,5	2 993,1	3 163,2	3 337,0	3 601,5	3 723,9	4 037,6	4 316,9	1,96%
Sep	1 460,2	1 541,3	1 642,7	1 697,3	1 816,3	1 907,3	2 061,3	2 228,3	2 470,1	2 476,2	2 663,2	2 901,3	3 051,9	3 291,3	3 419,5	3 632,1	3 950,5	4 011,1	1,53%
Oct	1 513,1	1 615,6	1 709,0	1 755,1	1 842,2	1 933,2	2 104,4	2 399,7	2 531,6	2 541,6	2 755,2	3 015,4	3 191,1	3 395,3	3 574,4	3 867,6	4 101,4	4 141,9	0,99%
Nov	1 476,3	1 569,3	1 651,6	1 737,2	1 843,3	1 974,3	2 133,0	2 334,1	2 441,5	2 535,0	2 742,3	2 977,2	3 180,5	3 340,4	3 503,4	3 763,2	4 047,2	4 052,9	0,14%
Dic	1 526,0	1 620,2	1 715,3	1 790,7	1 876,2	2 037,1	2 206,1	2 419,7	2 432,3	2 634,7	2 900,5	3 092,3	3 274,6	3 445,1	3 607,0	4 000,7	4 235,9	4 210,7	-0,59%
Total Anual	17 633,7	18 462,8	19 657,9	20 638,6	21 903,1	23 001,5	24 702,8	27 254,9	29 558,7	29 807,2	32 426,8	35 217,4	37 321,2	39 659,4	41 795,9	44 485,3	48 289,5	48 993,3	1,46%
Incremento Anual (%)	5,4%	4,7%	6,5%	5,2%	5,9%	5,0%	7,7%	10,1%	8,5%	0,8%	8,9%	8,6%	6,0%	6,3%	5,4%	6,4%	8,5%	1,5%	
Creac. Medio Anual 2007-2017 (%)	6,0%																		
Creac. Medio Anual 2012-2017 (%)	5,6%																		

Nota

1. En el mes de octubre del año 2000 se interconectaron al SIC y al SIS.
2. Se ha integrado la producción de los sistemas SIC y SIS desde enero 1993 hasta setiembre 2000, previo a la interconexión del SIC y al SIS.
3. Los Sistemas del Sur Este (Oruro, Puno y Apurímac) y Sur Oeste (Arequipa, Moquegua y Tacna) operan interconectados desde enero 1997, más en el cual se puso en operación con el SIC la línea de transmisión a LIS (V. Toluca - Samsara), constituyendo de este manera el Sistema Interconectado Sur (SIS).
3. Desde enero de 1993 se integra la producción del Sistema Sur Este.
4. No incluye la exportación de energía eléctrica a Ecuador correspondiente a los días 01 al 02 de enero (2,053 GWh), 01 al 17 de agosto (11,4 GWh) y del 19 de noviembre al 31 de diciembre de 2015 (40,254 GWh).
5. No incluye la exportación de energía eléctrica a Ecuador correspondiente a los meses de enero (13,023 GWh), febrero (29,833 GWh) y marzo de 2016 (2,970 GWh).
6. No incluye la importación de energía eléctrica a Ecuador correspondiente a los meses de febrero (10,752 GWh), abril (7,239) y julio de 2017 (1,642 GWh).

FUENTE: COES (COES, 2018 pág. 59)

CUADRO 2-16: EVOLUCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA 2000 – 2017 (MW)

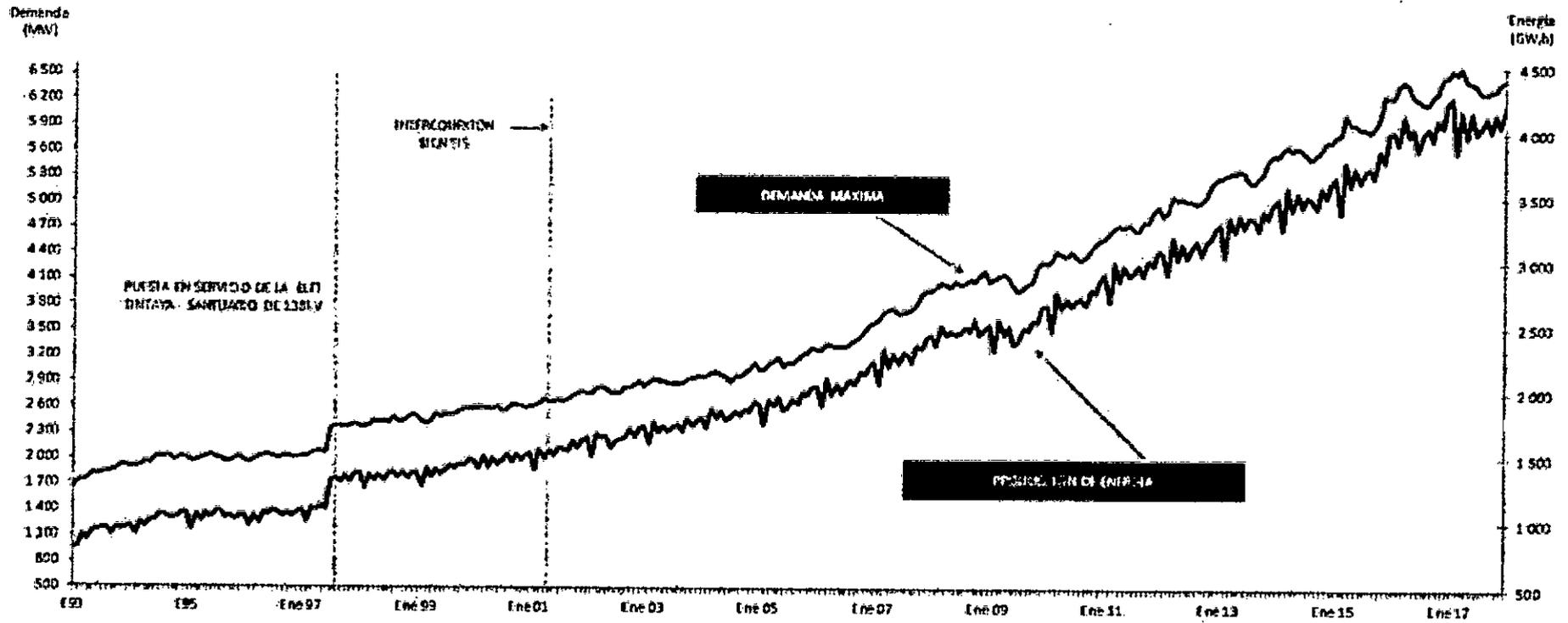
MESES	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017/2016 INC%
Ene	2 593,0	2 696,8	2 773,4	2 851,2	2 930,3	3 009,1	3 279,6	3 529,2	3 983,0	4 031,3	4 220,5	4 586,4	4 863,2	5 297,8	5 564,7	5 793,6	6 247,0	6 572,2	5,22%
Feb	2 507,3	2 623,6	2 763,0	2 997,1	2 974,3	3 044,7	3 291,8	3 649,8	4 092,4	4 209,3	4 349,7	4 670,8	4 993,9	5 274,1	5 637,9	5 927,7	6 392,6	6 529,5	2,34%
Mar	2 597,8	2 641,9	2 822,5	2 977,9	3 067,6	3 106,9	3 352,5	3 727,6	4 072,0	4 155,1	4 452,6	4 714,8	5 092,2	5 354,8	5 677,4	6 036,2	6 444,9	6 595,6	2,24%
Abr	2 592,2	2 694,1	2 846,9	2 933,2	3 024,8	3 157,3	3 359,1	3 744,5	4 043,2	4 280,0	4 403,6	4 744,0	5 049,4	5 362,6	5 628,5	5 939,3	6 392,8	6 490,0	0,89%
May	2 580,5	2 673,2	2 821,2	2 944,7	2 978,6	3 121,3	3 367,7	3 758,5	4 018,9	4 224,9	4 281,7	4 719,3	5 071,2	5 388,7	5 660,7	5 944,1	6 268,3	6 427,5	2,54%
Jun	2 609,7	2 678,8	2 777,8	2 892,8	2 974,3	3 092,2	3 314,4	3 714,3	4 070,6	4 032,8	4 435,5	4 764,2	5 022,5	5 386,4	5 630,7	5 926,2	6 241,9	6 400,6	2,52%
Jul	2 597,5	2 693,5	2 779,1	2 895,0	2 964,3	3 153,3	3 371,9	3 771,9	4 037,7	3 972,4	4 384,6	4 690,8	5 030,6	5 263,0	5 577,7	5 993,0	6 191,1	6 312,9	1,97%
Ago	2 583,7	2 689,8	2 775,8	2 892,2	2 972,7	3 127,0	3 359,1	3 730,3	4 071,1	4 029,3	4 444,1	4 676,5	4 992,9	5 258,3	5 521,8	5 948,7	6 192,6	6 300,9	1,85%
Sep	2 608,4	2 694,1	2 828,2	2 887,2	2 973,9	3 175,5	3 395,5	3 799,9	4 052,2	4 056,8	4 397,2	4 791,4	5 028,7	5 321,5	5 592,4	5 909,4	6 279,1	6 341,9	1,01%
Oct	2 615,3	2 702,8	2 839,2	2 935,8	3 012,4	3 211,8	3 452,1	3 810,8	4 099,1	4 083,4	4 461,0	4 787,9	5 099,3	5 367,8	5 641,0	6 018,1	6 311,5	6 341,2	0,47%
Nov	2 620,7	2 708,8	2 870,8	2 942,4	3 045,5	3 240,6	3 514,5	3 999,7	4 155,9	4 255,6	4 522,3	4 900,5	5 212,1	5 504,8	5 797,3	6 274,8	6 493,7	6 425,5	-0,10%
Dic	2 597,4	2 722,2	2 868,2	2 964,3	3 130,8	3 303,0	3 580,3	3 969,6	4 198,7	4 222,1	4 578,9	4 961,2	5 298,8	5 575,2	5 777,7	6 244,3	6 492,4	6 462,4	-0,46%
Total Anual	2 635,4	2 792,2	2 908,2	2 964,3	3 130,3	3 303,0	3 590,3	3 969,6	4 198,7	4 222,1	4 578,9	4 961,2	5 298,9	5 575,2	5 737,3	6 274,0	6 492,4	6 595,5	1,59%
Incremento Anual (%)	2,2%	5,9%	4,2%	1,9%	5,6%	5,6%	8,3%	10,8%	5,9%	2,9%	5,9%	8,3%	6,6%	5,4%	2,9%	9,4%	3,5%	1,6%	
Creac. Medio Anual 2001 - 2016 (%)	5,9%																		
Creac. Medio Anual 2010 - 2016 (%)	4,5%																		

Nota:

- 1- En el mes de octubre del año 2008 se interconectaron al SICN y al SIS
- 2- Se ha integrado la máxima demanda de los sistemas SICN y SIS desde enero 1993 hasta setiembre 2000, luego a la interconexión del SICN y al SIS
- 3- Los Sistemas de Sur Este (Cusco, Puno y Apurímac) y Sur Oeste (Arequipa, Moquegua y Tarma) operan interconectados desde enero 1997, más en el caso de tener algún LTR LV
- 4- Desde enero de 1993 a junio 1997 no se efectuó la integración máxima demanda del Sistema Sur Este.
- 5- No incluye la operación de plantas e Eductor para proyectos y diciembre 2013
- 6- No incluye la operación de plantas e Eductor de enero y febrero 2015
- 7- La máxima demanda anual registrada durante el año 2015 fue 6 564,37 MW que ocurrió los 11:00 horas del 17/07/2015
- 8- Incluye la importación de potencia de la planta Ecuador en el mes de marzo (5 631,6 MW)

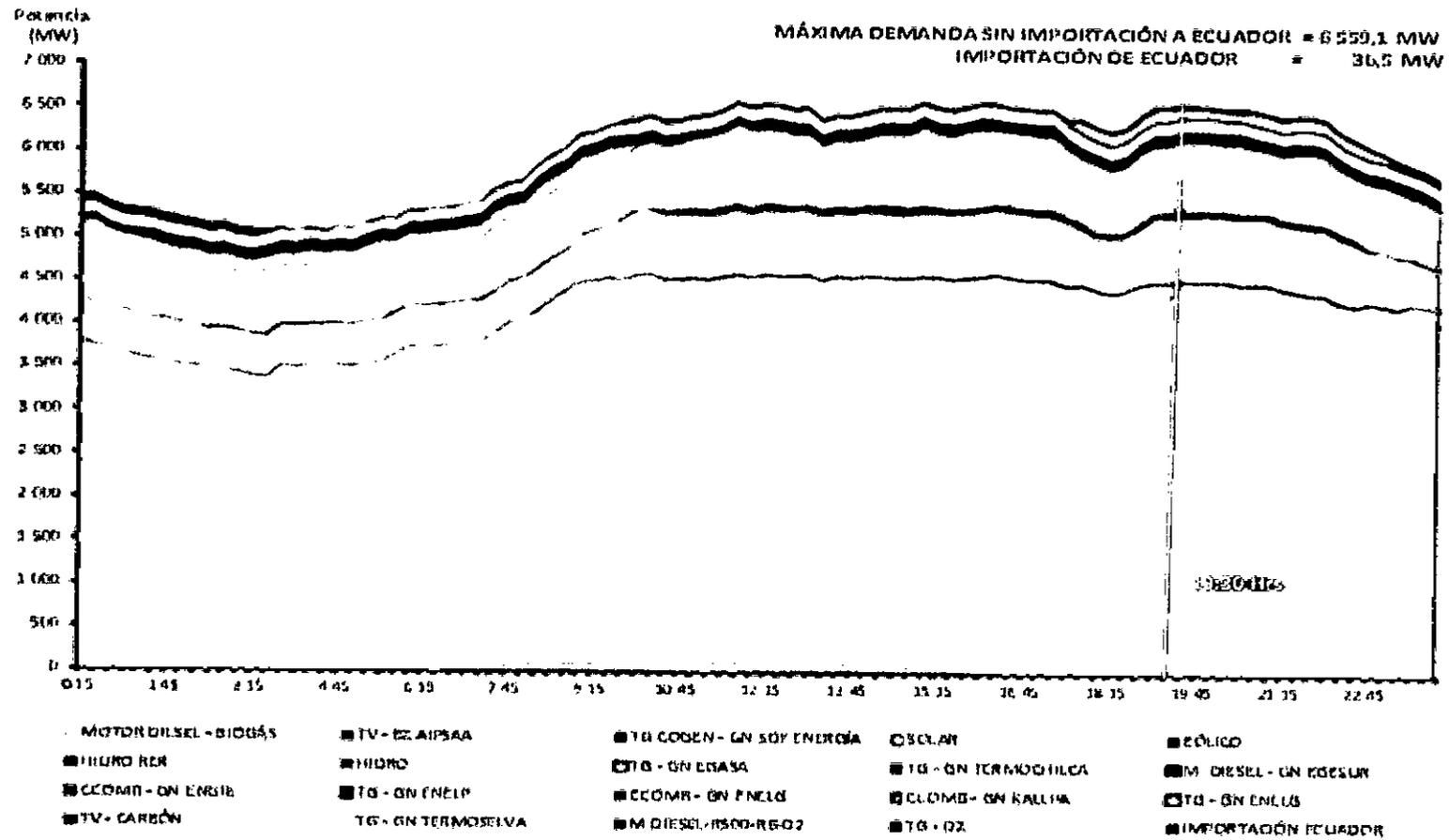
FUENTE: (COES, 2018 pág. 60)

GRÁFICO 2-10: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA Y ENERGÍA DEL COES 1993- 2017



FUENTE: (COES, 2018 pág. 60)

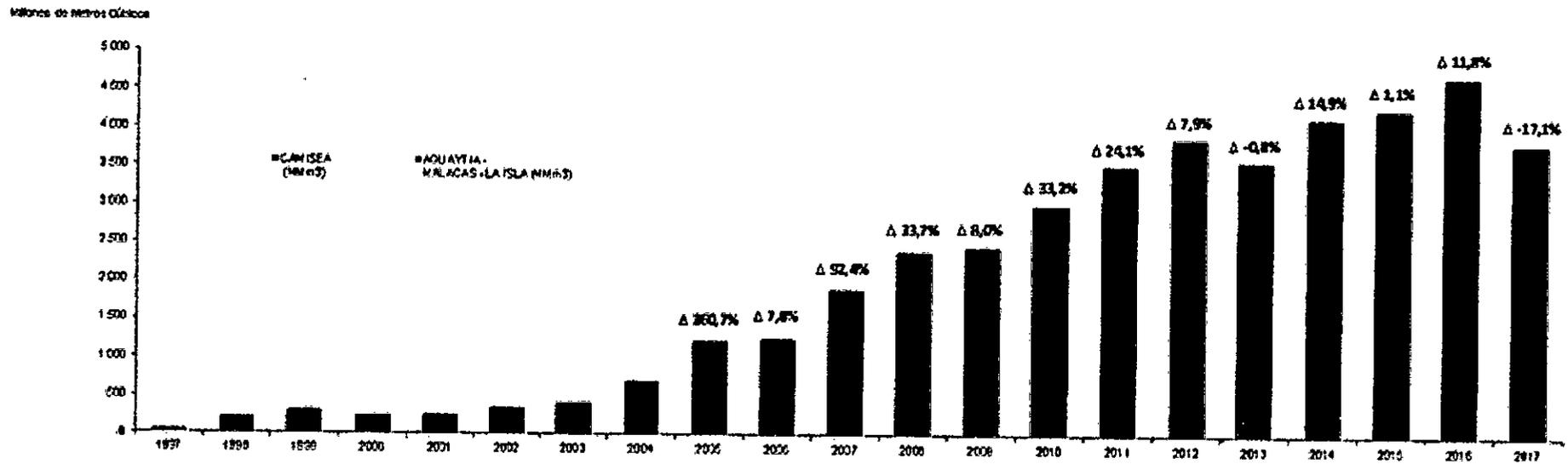
GRÁFICO 2-11: DESPACHO POR TIO DE COMBUSTIBLE Y TECNOLOGÍA EN EL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA DEL AÑO 2017 (07-03-17)



(*) Incluye la importación de potencia desde Ecuador (36,516 MW)

FUENTE: (COES, 2018 pág. 67)

GRÁFICO 2-12: EVOLUCIÓN DEL USO DE GAS NATURAL DE CAMISEA 1997 - 2017



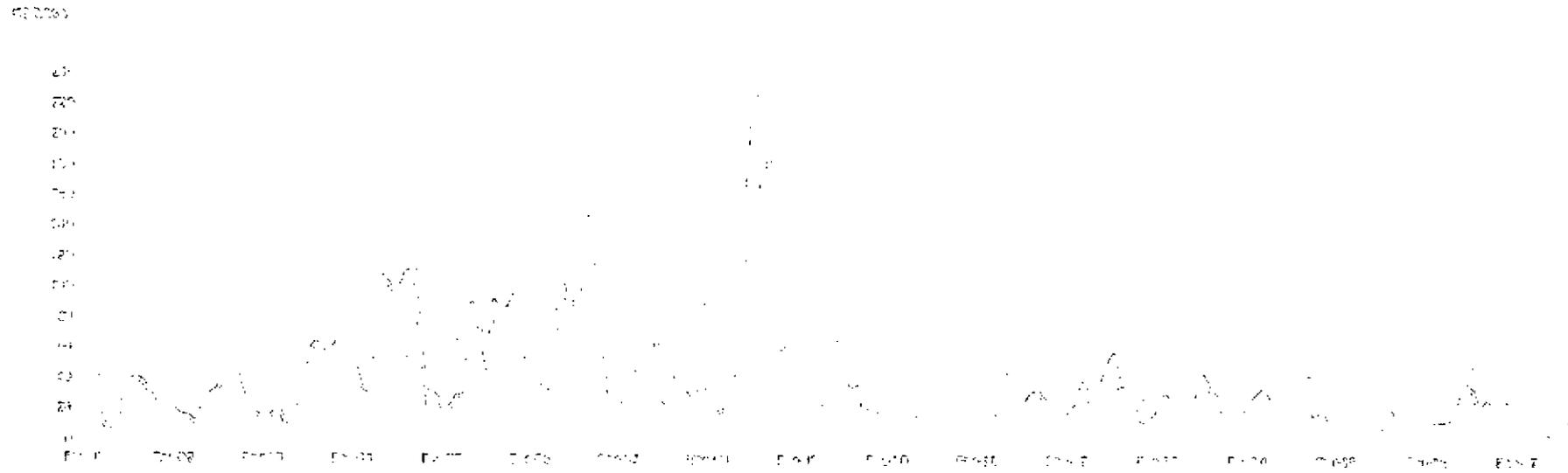
FUENTE: (COES, 2018 pág. 77)

CUADRO 2-17: COSTO MARGINAL PROMEDIO DEL SEIN 2002 – 2017 (US\$/MW.h)

MESES	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Enero	19.99	13.11	51.20	22.72	29.41	25.00	17.39	28.89	22.15	17.49	20.92	19.35	21.39	14.11	10.99	8.32
Febrero	16.88	16.39	36.63	21.85	38.36	34.56	18.33	42.39	24.55	21.74	23.73	31.41	29.85	16.22	12.42	5.52
Marzo	15.94	21.63	32.52	29.48	24.05	45.09	23.54	26.46	21.97	21.63	39.83	19.72	34.31	17.08	12.36	10.17
Abril	10.34	11.14	54.53	29.99	38.67	34.56	20.90	25.43	16.62	17.92	26.58	18.78	28.10	13.11	13.26	7.31
Mayo	23.31	20.34	108.53	91.20	111.05	35.33	47.85	28.67	18.16	18.79	27.18	27.14	25.42	14.83	19.90	6.02
Junio	31.50	43.23	99.39	74.71	87.93	65.45	148.85	65.70	20.43	25.86	45.52	26.61	30.96	16.91	35.82	11.02
Julio	33.57	57.36	97.57	47.09	90.65	26.41	235.38	41.22	19.88	20.45	58.05	44.86	24.91	10.94	34.13	9.99
Agosto	51.21	64.63	111.60	92.82	105.92	43.70	157.88	33.88	22.89	31.51	35.09	34.73	27.42	21.50	15.93	13.65
Setiembre	51.23	61.29	112.39	85.09	149.81	34.39	185.21	36.22	23.84	33.63	36.41	28.27	23.86	14.49	27.56	13.40
Octubre	35.17	58.07	64.06	68.58	71.83	35.54	63.35	19.79	24.23	27.06	28.76	19.45	17.97	14.25	17.93	7.98
Noviembre	18.93	65.89	23.94	98.81	40.59	29.42	60.69	20.37	23.18	28.58	14.35	23.00	23.45	11.59	27.60	9.99
Diciembre	18.18	24.03	31.45	75.19	28.87	44.14	81.75	17.24	18.75	21.57	13.75	24.90	15.16	11.40	23.08	8.00
PROMEDIO	27.18	38.09	68.64	63.13	68.16	37.97	88.21	32.19	21.46	23.85	30.86	26.52	25.24	14.70	21.41	9.53

FUENTE: (COES, 2018 pág. 200)

GRÁFICO 2-13: COSTO MARGINAL PROMEDIO ANUAL DEL SEIN (EN BARRA DE REFERENCIA SANTA ROSA)



FUENTE: (COES, 2018 pág. 200)

2.2.10 Descripción de las empresas analizadas:

a) Kallpa Generación S.A. (Kallpa Generación Perú S.A., 2018)

Kallpa Generación S.A. (antes Globeleq Perú) fue fundada en el año 2005 por Globeleq Ltd., subsidiaria de CDC Group Plc. del Reino Unido, con el objeto de efectuar operaciones de generación y transmisión eléctrica.

En junio del 2007 Inkia Energy, subsidiaria de Israel Corporation, adquirió los activos de generación eléctrica de Globeleq Ltd. en América Latina y el Caribe. Estos activos comprendían 7 compañías operativas en 6 países: Perú, Bolivia, El Salvador, República Dominicana, Panamá y Jamaica. A partir de esa fecha Globeleq Perú cambió de razón social a Kallpa Generación S.A.

En noviembre del 2009, mediante un aumento de capital, Quimpac S.A., empresa peruana de productos químicos, y uno de los cinco mayores productores de cloro-soda en Sudamérica, adquirió el 25.1% de Kallpa. En enero de 2012, Quimpac transfirió la totalidad de sus acciones en Kallpa a favor de Energía del Pacífico S.A., empresa del grupo Quimpac que centralizó las inversiones del grupo en energía.

En octubre de 2012, el accionista Inkia Holdings (Kallpa) Limited, poseedor del 74.9% de Kallpa Generación, cambió su denominación a I.C. Power Holdings (Kallpa) Limited.

El desarrollo y construcción de la Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado se dio en cuatro etapas: 3 turbinas generadoras a base de gas natural de Camisea, que iniciaron operaciones en julio 2007, junio 2009 y marzo 2010. La cuarta etapa del proyecto fue la instalación de 1 turbina a vapor que convirtió la planta a gas de ciclo simple a ciclo combinado, alcanzando una capacidad instalada total de 870 MW, De esta manera, en agosto de 2012, inició operación comercial la planta de generación eléctrica a gas más grande y eficiente del Perú.

En abril de 2014, Kallpa adquirió la Central Termoeléctrica Las Flores con una turbina a gas de ciclo simple de 193 MW. Con esta adquisición la capacidad instalada total de Kallpa es de 1,063 MW.

En noviembre de 2011, Cerro del Águila S.A. (CDA) empezó la construcción de su hidroeléctrica, la mayor hidroeléctrica privada del Perú, en el río Mantaro en la zona centro del Perú. En agosto 2016, la entrada en operación comercial (COD) fue obtenida; y en marzo 2017, las pruebas de potencia efectiva dieron como resultado 545 MW de capacidad instalada. Finalmente, en octubre 2017, el COES otorgó el COD a la Mini Hidro adicionando 10 MW de capacidad, lo que resultó en 555MW de capacidad instalada.

Como parte de la estrategia de optimizar y diversificar las operaciones y considerando que las compañías compartían el mismo equipo gerencial y accionistas, el 16 de agosto de 2017, Kallpa y CDA hicieron efectiva su fusión siendo CDA la entidad absorbente.

El 28 de septiembre de 2017, la entidad combinada fue renombrada como Kallpa Generación S.A. con una capacidad instalada total de 1,618 MW.

b) Engie Energía Perú S.A. (Engie Energía Perú S.A. , 2018)

ENGIE Energía Perú se creó en 1996 bajo la denominación social de Powerfin Perú S.A. Al año siguiente, modificó su nombre a Energía del Sur S.A. y, posteriormente, el 2007, pasó a ser EnerSur S.A. Finalmente, el 2016, adopta el nuevo nombre de su grupo corporativo y pasó a llamarse ENGIE Energía Perú S.A.

ENGIE Energía Perú forma parte del grupo ENGIE (antes GDF SUEZ) una sociedad constituida y existente bajo las leyes de Francia, cuyas acciones se encuentran listadas en las bolsas de Bruselas, Luxemburgo y París.

Desde que inició sus operaciones, ENGIE Energía Perú ha realizado inversiones tanto en la generación como en la transmisión de energía eléctrica. Con una inversión aproximada de 2,300 millones de dólares (1997-2018), es una de las mayores compañías de generación eléctrica del Perú con una potencia nominal total de 2,673 MW. De esta manera, ha podido cubrir las necesidades particulares y los

requerimientos de sus clientes, entre los que se encuentran las industrias y las empresas más importantes del país.

Julio 1997: Entró en operación la TG1 adquirida a SPCC.

Septiembre 1998: Entró en operación la TG2 en Ilo.

Agosto 2000: Luego de 2 años, se concluyó la construcción de la C.T. Ilo21 en Ilo.

Septiembre 2005: Recibió en usufructo, por parte de Egecen S.A. (actualmente Mineris S.A.C.) la C. H. Yuncán por un periodo de 30 años.

Diciembre 2006: Entró en operación la primera unidad de la C.T. Chilca Uno, la primera central de generación, construida exclusivamente para utilizar el gas natural de Camisea.

Julio 2007: Entró en operación comercial la segunda unidad de la C.T. Chilca Uno, lo que llevó a incrementar la capacidad de esta central a 360 MW.

Marzo 2009: Adquirió Quitaracsa S.A., empresa titular de la concesión definitiva y los derechos de agua para la ejecución del proyecto C.H. Quitaracsa.

Agosto 2009: Ingresó a operación comercial la tercera unidad de la C.T. Chilca Uno, incrementando la capacidad de la central a 560 MW.

Noviembre 2010: Se adjudicó el proyecto Reserva Fría de Generación Planta Ilo, en Moquegua.

Noviembre 2012: Entró en operación comercial la turbina de vapor del ciclo combinado de la C.T. Chilca Uno, con lo que la potencia nominal de la central ascendió a 852 MW.

Junio 2013: Entró en operación comercial la C.T. Reserva Fría Ilo 31 con una potencia nominal de 500 MW.

Noviembre 2013: Se adjudicó el proyecto Nudo Energético Planta Ilo en Moquegua.

Octubre 2014: Anunció la ejecución del proyecto Chilca Dos.

Octubre 2015: Entró en operación comercial la C.H. Quitaracsá con una potencia nominal de 114 MW.

Febrero 2016: Se adjudicó el proyecto solar “Intipampa” con una potencia nominal de 40 MW.

Mayo 2016: Entró en operación comercial la turbina a gas en ciclo simple de la C.T. Chilca Dos con una potencia nominal de 73.6 MW.

Octubre 2016: Entró en operación comercial la C.T. Nudo Energético ILO 41 con una potencia nominal, a diésel, de 610 MW.

Diciembre 2016: Entró en operación comercial la turbina a vapor en ciclo combinado, con lo que la capacidad total de la C.T. Chilca Dos, asciende a una potencia nominal de 111 MW.

c) Fénix Power Perú S.A. (Fenix Power Perú S.A.)

En el 2005 el Grupo Lakas, de origen panameño, obtuvo la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental para desarrollar el proyecto a través de la sociedad Egechilca. En el 2008, Egechilca fue adquirida por AEI (Ashmore Energy International) como accionista mayoritario y el Grupo Lakas S.A., denominándose a partir de ese momento Fénix Power Perú S.A.

En diciembre de 2015, un consorcio liderado por Colbún adquirió Fénix Power, como parte de su proceso de internacionalización y crecimiento hacia nuevos mercados de América Latina. Al cierre de 2016, Fénix Power se adaptó a la identidad corporativa de Colbún, convirtiéndose en Fénix, nuestra denominación actual.

La central termoeléctrica tiene una potencia instalada de 570 MW y su construcción demandó 900 millones de dólares. La central termoeléctrica Fénix utiliza gas natural en dos turbinas de combustión para generar el 66,7% de energía. El calor emitido durante este proceso permite calentar el agua de mar, previamente desalinizada y desmineralizada en la planta de tratamiento de agua, para producir vapor. Este último alimenta la turbina a vapor donde se genera el 33,3% de energía restante. Es decir, sin necesidad de hacer uso de combustible adicional.

El agua de mar utilizada para la generación de energía representa tan solo el 20% del agua (500m³/día) recaudada por las tuberías. El 80% restante (2000m³/día), se convierte en agua potable con el único objetivo de ser entregada a beneficio de la población local.

d) Termochilca S.A. (Termochilca S.A., 2018)

Termochilca S.A. (TERMOCHILCA), se dedica a la generación y comercialización de energía eléctrica, así como al desarrollo de proyectos e inversiones, principalmente en las áreas de hidrocarburos, infraestructura, servicios, transporte, comunicaciones y recursos naturales.

La Central Térmica Santo Domingo de los Olleros está ubicada en el distrito de Chilca, Provincia de Cañete, a 63.5 kilómetros al sur de Lima; estratégicamente localizada en el nodo energético de Chilca, cerca del gasoducto de Camisea y de las instalaciones de transmisión del Sistema Interconectado Nacional.

Cuenta con un grupo turbina-generador TG1 de 201.435 MW de potencia efectiva y 38% de eficiencia, que produce electricidad con gas natural de Camisea. Entró en operación comercial el 19 de octubre 2013.

Termochilca ha completado satisfactoriamente la construcción y puesta en marcha del proyecto de conversión a Ciclo Combinado de la Central Santo Domingo de los Olleros. El proyecto ha consistido en la instalación de una turbina de vapor de 100 MW con la cual se alcanzó un total de 300 MW instalados en Ciclo Combinado. El 25 de marzo de 2018, Termochilca recibió de parte del COES la aprobación para la Operación Comercial de la turbina de vapor antes mencionada.

Con la culminación de este proyecto, la central es capaz de recuperar el calor contenido en los gases de escape que antes se eliminaba a través de la chimenea del ciclo simple. Con este calor se produce ahora vapor de agua que se utiliza para accionar la turbina de vapor generando 50% más de electricidad sin utilizar gas adicional

2.3 Base ontológica:

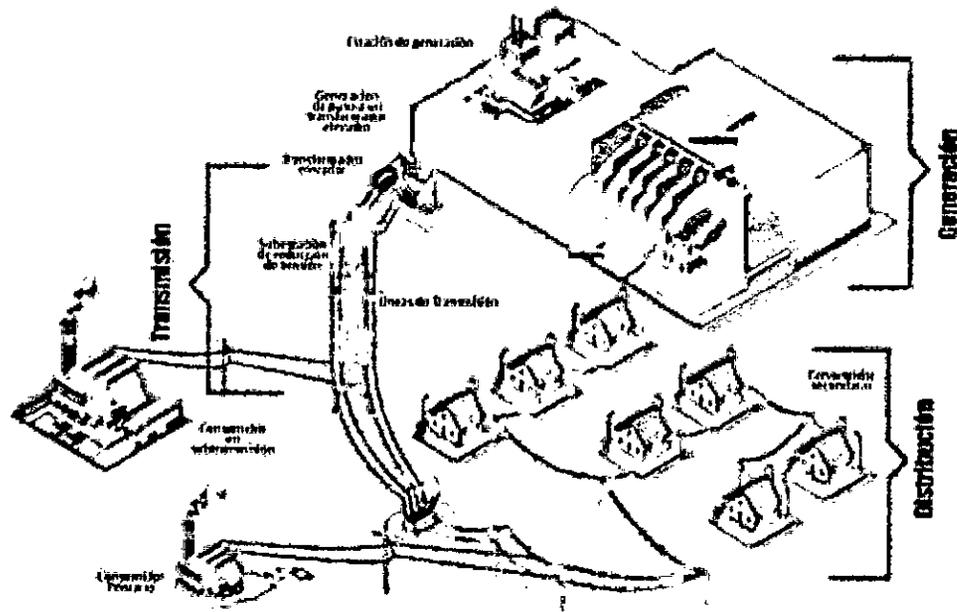
2.3.1 La demanda

(OSINERGMIN, 2017 pág. 31). La demanda eléctrica se caracteriza por registrar un comportamiento variable durante el día. Al esquema que muestra esta particularidad se le denomina curva o diagrama de carga, el cual permite la identificación de periodos de alta o baja demanda denominados horas punta y horas fuera de punta, respectivamente. Asimismo, si se ordena la demanda de potencia eléctrica de forma descendente, se obtiene una curva de pendiente negativa denominada diagrama de duración, cuya utilidad contribuye al proceso de planificación de las inversiones en generación eléctrica.

La figura 2-10 (véase en la página 83) muestra los diagramas de carga y de duración durante un periodo temporal de 24 horas. La curva de carga evidencia que entre las 18 horas y las 23 horas se registró la máxima demanda del día en este sistema, mientras que la curva de duración permite conocer que alrededor de un tercio del periodo de análisis, la demanda eléctrica superó la demanda promedio histórica.

La demanda eléctrica ha sido analizada desde dos enfoques. El primero está orientado a investigar la demanda eléctrica a nivel agregado, diferenciando a la demanda vegetativa de las cargas especiales vinculadas a grandes clientes industriales (empresas mineras). La determinación de esta demanda global contribuye a la planificación del sector eléctrico, vinculado a la promoción de la inversión en los segmentos de generación y transmisión eléctrica, al establecer límites confiables al consumo eléctrico durante el periodo de evaluación. El segundo enfoque analiza los determinantes de la demanda eléctrica a nivel de los agentes económicos demandantes (hogares y comercios). La importancia de esta literatura está asociada al diseño de políticas públicas como las de acceso y uso eléctrico, los diseños tarifarios, las políticas de equidad, entre otras.

FIGURA 2-11: CADENA DE VALOR DE LA ELECTRICIDAD

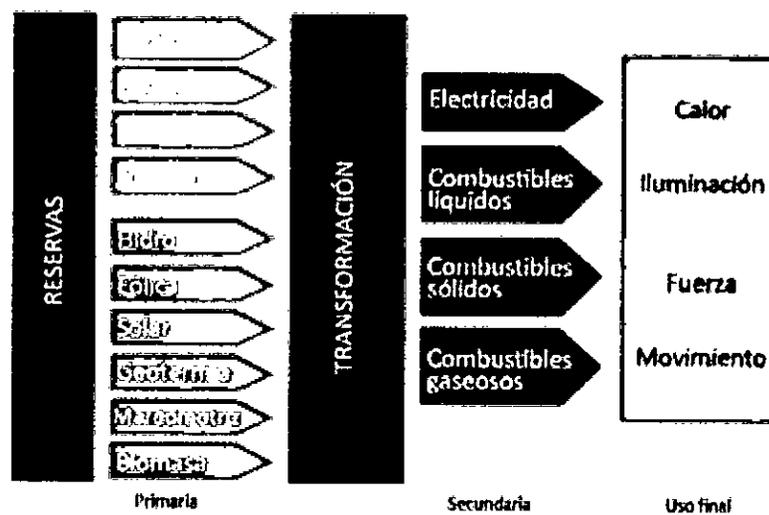


FUENTE: (OSINERGMIN, 2017 pág. 34)

2.3.3 Generación eléctrica

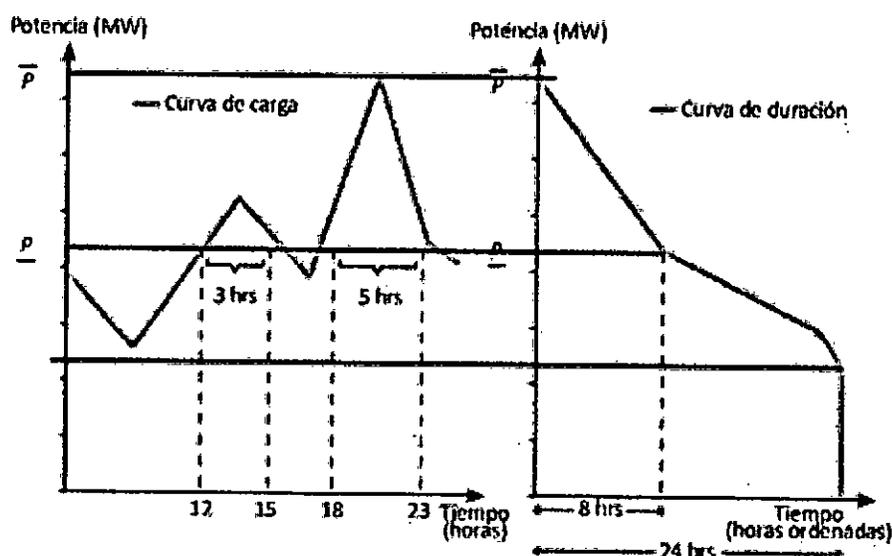
(OSINERGMIN, 2017 pág. 36). Esta es la primera actividad en la cadena productiva de la industria eléctrica y se encarga de transformar las fuentes de energía primaria en energía eléctrica vía métodos como la inducción electromagnética.

FIGURA 2-12: PROCESO DE TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA



FUENTE: (OSINERGMIN, 2017 pág. 36)

FIGURA 2-10: DIAGRAMA DE CARGA Y DURACIÓN



Nota. \bar{p} representa la máxima demanda del día, mientras que \underline{p} representa la demanda promedio de potencia histórica.

FUENTE: (OSINERGMIN, 2017 pág. 31)

2.3.2 La oferta

(OSINERGMIN, 2017 pág. 34). Cuando un usuario enciende una bombilla eléctrica, diversos segmentos en la cadena de suministro se activan al mando de un operador central que coordina sus actividades para poder satisfacer los requerimientos demandados de energía eléctrica. La cadena de valor del sector eléctrico está constituida por tres segmentos que proveen el servicio físico (generación, transmisión y distribución) y un segmento adicional de carácter comercial.

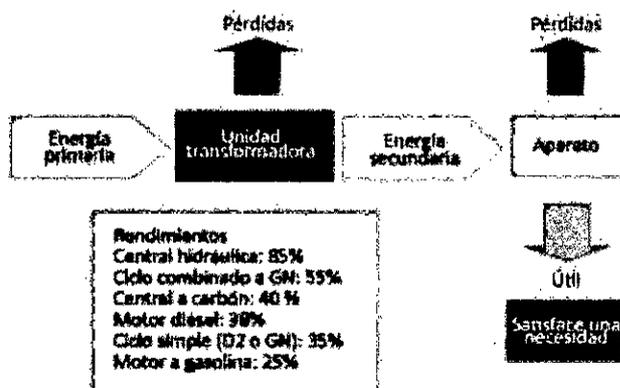
La función del segmento de generación es transformar alguna clase de energía primaria en energía eléctrica. Por otra parte, el segmento de transmisión permite trasladar la electricidad desde los puntos de producción hacia las áreas de concesión de las distribuidoras eléctricas, las cuales proveen, vía de las acometidas, el servicio hacia los consumidores finales.

La energía primaria es toda aquella energía extraída de la naturaleza y que no ha sufrido algún tipo de transformación o conversión que no sea la separación o limpieza, mientras que la secundaria se obtiene a partir de la energía primaria empleando algún tipo de proceso de transformación o conversión.

Una particularidad en este segmento es que la magnitud del tamaño de la demanda agregada de electricidad genera que las economías de escala se agoten rápidamente, promoviendo la competencia en este segmento. Por otra parte, el grado de diversificación del parque generador eléctrico varía en función al tamaño del mercado y la disponibilidad y continuidad de las fuentes de energía primaria que la abastezcan, así como la competencia relativa entre tecnologías. Una industria diversificada suele operar con distintas escalas y tipos de tecnologías de producción: centrales hidroeléctricas, térmicas, solares, eólicas y nucleares, entre otras.

Otra de las características en este segmento es el grado de control operativo de las fuentes de energía primaria utilizadas. En tal sentido, la generación térmica, geotérmica e hídrica puede variar su producción controlando la magnitud del vapor que se traslada a la turbina. No obstante, en el caso de las generadoras renovables (solar, eólica, entre otras), la máxima producción eléctrica está sujeta a las condiciones climatológicas, generando un riesgo sobre la confiabilidad del mercado. Asimismo, es importante señalar que, durante el proceso de transformación y consumo de la energía primaria y secundaria, se pierde energía debido al grado de eficiencia de las unidades transformadoras y artefactos eléctricos utilizados.

FIGURA 2-13: PROCESO DE TRANSFORMACIÓN Y PÉRDIDAS DE LA ENERGÍA PRIMARIA



FUENTE: (OSINERGMIN, 2017 pág. 37)

Asimismo, otra singularidad del segmento está vinculada a la flexibilidad de respuesta ante variaciones en la demanda u oferta eléctrica. En efecto, muchas generadoras hidroeléctricas pueden incrementar su producción en un periodo de segundos o minutos, mientras que la gran mayoría de generadoras térmicas necesitan un periodo de respuesta mucho mayor. Por otra parte, debido a las diferentes estructuras de costos entre tecnologías de generación (costos fijos y costos variables)⁷, la manera óptima de proveer energía y potencia eléctrica es mediante una diversificación de las tecnologías que minimicen el costo total de generación dado un nivel de demanda eléctrica requerido. Los costos fijos son aquellos independientes del nivel de producción de la central y están compuestos, principalmente, por el nivel de inversión; mientras que los costos variables dependen de la cantidad de energía producida por la central y están compuestos, sobre todo, por el costo de los combustibles.

2.3.4 Tipos de centrales de generación de electricidad

(TECSUP, 2006) Una central eléctrica es una instalación capaz de convertir la energía mecánica, obtenida de otras fuentes de energía primaria, en energía eléctrica. En su mayor parte la energía mecánica procede de:

- La transformación de la energía potencial del agua almacenada en un embalse.
- De la energía térmica suministrada al agua mediante la combustión del gas natural, petróleo o del carbón, o a través de la energía de fisión del uranio (nuclear).

Otras fuentes que han obtenido una utilización limitada hasta la fecha son las energías geotérmica y mareomotriz. También se han utilizado para generación de pequeñas cantidades de energía eléctrica la energía eólica y la energía solar.

a) Central Hidroeléctrica (TECSUP, 2006)

Es aquella en la que la energía potencial del agua almacenada en un embalse se transforma en energía cinética necesaria para mover la turbina (motor primo) y esto al generador, transformando la energía mecánica en energía en energía

⁷ En el anexo H, se encuentra el cálculo de los costos variables. (COES, 2017).

eléctrica. Las centrales hidroeléctricas se construyen en los cauces de los ríos, creando un embalse para retener el agua. Para ello se construye una presa, apoyado generalmente en alguna montaña. La masa de agua embalsada se conduce a través de una tubería hacia los álabes de la turbina, la cual está acoplada al generador. Así el agua transforma su energía potencial en energía cinética, que hace mover los álabes de la turbina.

Una central no almacena energía, sino que la producción sigue a la demanda dada por los usuarios; como esta demanda es variable a lo largo del día, y con la época del año, las centrales eléctricas pueden funcionar con una producción variable.

Sin embargo, la eficacia aumenta si la producción es constante; para ello existe un camino para almacenar la energía producida en horas de bajo consumo, y usarla en momentos de fuerte demanda, mediante las centrales hidráulicas de bombeo.

Estas centrales tienen dos embalses situados a cotas diferentes. El agua almacenada en el embalse superior produce electricidad al caer sobre la turbina, cubriendo las horas de fuerte demanda. El agua llega posteriormente al embalse inferior, momento en que se aprovecha para bombear el agua desde el embalse inferior al superior, usando la turbina como motor, si esta fuera reversible, o el alternador.

b) Centrales térmicas no nuclear (TECSUP, 2006)

Es una instalación en donde la energía mecánica que se necesita para mover el rotor del generador y por tanto obtener la energía eléctrica, se obtiene a partir del vapor formado al calentar el agua en una caldera.

El vapor generado tiene una gran presión al salir de las toberas (corona fija) y llega a las turbinas, para que en su expansión (energía de presión), sea capaz de mover los álabes (rotor o rodete) de las mismas, transformándose en energía mecánica entregando el eje de la turbina esta energía al generador eléctrico.

Este tipo de centrales térmicas son: de carbón, petróleo o de gas natural. El Gas de Camisea, tiene gran cantidad de metano y sin contenido de azufre, lo que favorece la operación de las centrales térmicas, al tener mayor poder calorífico para la combustión, con un aumento del salto térmico disponible, mayor eficiencia térmica y menor contaminación del medio ambiente.

c) Central térmica de ciclo abierto (Sabugal, y otros, 2006)

Es una central térmica que funciona bajo el principio del ciclo de potencia termodinámico Joule – Brayton, principio de turbina a gas. La turbina a gas puede funcionar con combustible líquido (diésel) o combustible gaseoso (gas natural). Una turbina a gas tiene 3 grandes componentes: Compresor, cámara de combustión y turbina a gas.

El funcionamiento de una central térmica de ciclo abierto, es el siguiente:

El aire atmosférico aspirado se comprime en el compresor y se introduce en la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible, previamente comprimido también, produciéndose la combustión.

Seguidamente, los gases calientes resultantes de la combustión se hacen circular a través de una o varias etapas de turbinas, expandiéndose y produciendo un movimiento rotativo en un eje de donde se extrae la potencia necesaria para mover el compresor de aire y el generador.

Tener en cuenta que, una gran limitante de potencia de la turbina a gas es la temperatura, ya que en la cámara de combustión se tiene una temperatura aproximada de 2000 °C.

d) Central térmica de ciclo combinado (Sabugal, y otros, 2006)

Es una central térmica que funciona bajo el principio del ciclo de potencia termodinámico Rankine.

Una central de ciclo combinado es una planta que produce energía eléctrica con un generador accionado por una turbina de combustión, el cual utiliza como combustible gas natural. Los gases de escape de la combustión son aprovechados para calentar agua en un HRSG (Recuperador de calor – Generador de vapor, por sus siglas en inglés) que produce vapor aprovechable para accionar una segunda turbina. Esta segunda turbina, de vapor, puede accionar el mismo generador que la de gas u otro generador distinto.

Los componentes de un ciclo combinado, son los siguientes:

- HRSG (Recuperador de calor – Generador de vapor, por sus siglas en inglés).
- BOP (Balance de planta, por sus siglas en inglés), el cual abarca diversos subsistemas.
- Turbina de vapor.
- Sistema de refrigeración principal (condensador).

e) Central nuclear (TECSUP, 2006)

Es una central térmica en la que actúa como caldera un reactor nuclear. La energía térmica se origina por las reacciones de fisión en el combustible nuclear formado por un compuesto de uranio. El combustible nuclear se encuentra en el interior de una vasija herméticamente cerrada.

El calor generado en el combustible del reactor y transmitido después a un refrigerante se emplea para producir vapor de agua, que va hacia la turbina, transformándose la energía en energía eléctrica (en el alternador).

f) Central solar (TECSUP, 2006)

Una central solar, es aquella en la que se aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica. Este proceso puede realizarse mediante la utilización de un proceso fototérmico, o de un proceso fotovoltaico.

En las centrales solares que emplean el proceso fototérmico, el calor de la radiación solar calienta un fluido y produce vapor que se dirige hacia la turbina

produciendo luego energía eléctrica. El proceso de captación y concentración de la radiación solar se efectúa en unos dispositivos llamados helióstatos, que actúan automáticamente para seguir la variación de la orientación del sol respecto a la tierra.

Las centrales solares que emplean el proceso fotovoltaico, hacen incidir la radiación solar sobre una superficie de un cristal semiconductor llamada célula fotoeléctrica y producir en forma directa una corriente eléctrica por efecto fotovoltaico.

g) Central eólica (TECSUP, 2006)

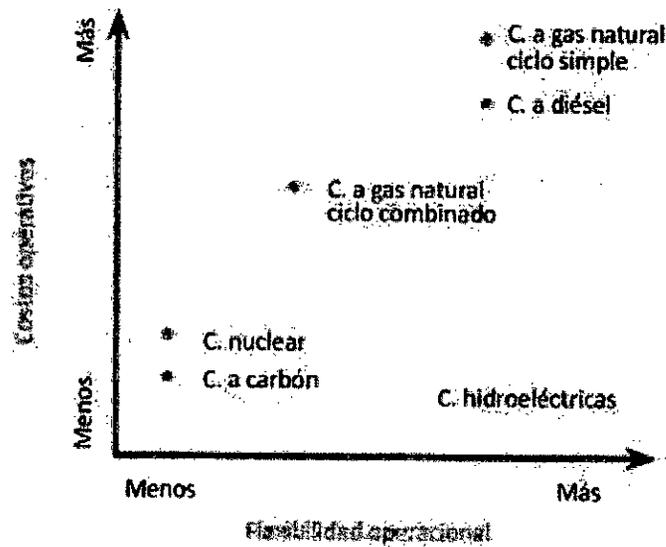
Una central eólica, es una instalación en donde la energía cinética del aire se puede transformar en energía mecánica de rotación. Para ello se instala una torre en cuya parte superior existe un rotor con múltiples palas, orientadas en la dirección del viento. Las palas o hélices giran alrededor de un eje horizontal que actúa sobre un generador de electricidad.

2.3.5 Flexibilidad de centrales de generación

(OSINERGMIN, 2017 pág. 37). Debido a la necesidad de mantener un equilibrio constante entre la oferta y la demanda, la flexibilidad de las centrales eléctricas es una herramienta vital para gestionar la variabilidad en la demanda eléctrica y proporcionar servicios de soporte auxiliares al sistema.

Las distintas tecnologías tienen varias características para ajustarse a cambios en la demanda. Una medida de esta flexibilidad es la tasa de ajuste (*ramp rate*), que refleja la velocidad a la que una central puede aumentar o disminuir su producción, la cual está medida en MW/hora o como porcentaje de capacidad por unidad de tiempo. Las centrales de carbón, por ejemplo, poseen menor facilidad que las de gas natural para ajustar su producción ante cambios inesperados en la demanda. Otra medida de flexibilidad es el tiempo de rampa (*ramp time*), que mide la cantidad de tiempo que transcurre desde el momento en que un generador se enciende para proporcionar energía a la red en su límite mínimo de funcionamiento en horas (este límite corresponde a la menor capacidad que una planta puede generar cuando se enciende).

FIGURA 2-14: COMPARACIÓN ENTRE FLEXIBILIDAD Y COSTOS DE OPERACIÓN



FUENTE: (OSINERGMIN, 2017 pág. 37)

2.3.6 Transmisión eléctrica

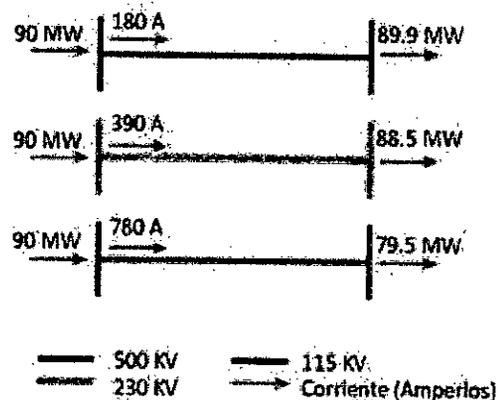
(OSINERGMIN, 2017 pág. 38). El segmento de transmisión eléctrica permite transportar la electricidad desde los centros de generación hacia las zonas de consumo final. Estos sistemas están compuestos por líneas de transmisión, subestaciones de transformación, torres de transmisión, entre otras instalaciones. La transmisión eléctrica registra características de monopolio natural debido a que presenta importantes economías de escala en el diseño de sus instalaciones con respecto a la capacidad de las líneas; en tal sentido, el costo medio de transportar electricidad por kilómetro de red instalada se reducirá a medida que se incremente la capacidad de transmisión de la red. Las economías de escala se deben a la presencia de importantes costos fijos y a los fuertes aumentos de capacidad derivados de cambios en el voltaje.

Los costos fijos se explican por el carácter complejo de la planificación y operación de las líneas de transmisión: valor de las franjas de terreno, obras de acceso, montaje, estructuras de tamaño mínimo, costos de contratación de operadores de las instalaciones, cuadrillas necesarias para realizar las labores de mantenimiento preventivo y correctivo, entre otros. La justificación de la presencia de este segmento en la industria eléctrica está vinculada, en gran medida, a la localización de las fuentes primarias de energía. Esto se debe a que impacta directamente en los costos de instalación de las centrales y

en los de transporte de la energía (es más económico trasladar energía eléctrica que transportar las fuentes de energía primaria hacia los puntos de demanda).

Por otro lado, la transmisión presenta economías de densidad asociadas al uso de la capacidad de las líneas en función de los niveles de energía que se transportan. Así, si existe capacidad no utilizada, resultará más eficiente incrementar la carga sobre el sistema de transmisión existente antes que construir uno nuevo. La sobrecapacidad puede deberse a factores como las indivisibilidades en el tamaño de las instalaciones y el uso de niveles de voltaje estandarizados. Otra particularidad de este segmento está asociada a que con el fin de ahorrar costos y reducir las pérdidas de energía, la transmisión se realiza a voltajes elevados (vía subestaciones), generando mayor eficiencia en el transporte.

FIGURA 2-15: RELACIÓN ENTRE POTENCIA Y PÉRDIDAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN



FUENTE: (OSINERGMIN, 2017 pág. 39)

2.3.7 Determinación del parque generador eléctrico óptimo

(OSINERGMIN, 2017 pág. 43). Con el objetivo de contextualizar la metodología por la cual se determina la diversificación de las capacidades de generación eléctrica de manera eficiente, se describirá un ejemplo hipotético con tres tipos de tecnología de generación. En la parte inferior de la figura 2-16 (véase en la página 95) se muestran los costos totales de tres tecnologías de generación eléctrica (hidroeléctrica, central térmica a gas natural y central térmica a diésel) según el número de horas de funcionamiento a lo largo de un año.

Las centrales hidroeléctricas presentan el costo variable más bajo, debido a que no utilizan combustibles para la generación eléctrica, seguidas de las de gas natural y por último de aquellas a diésel, que presentan los costos variables más altos. Se observa que para la fracción de consumo que se requiera por un número de horas menor a T_1 es más económico instalar una generadora a diésel, entre T_1 y T_2 conviene una generadora a gas natural y para más de T_3 horas, una central hidroeléctrica.

En la parte superior de la figura 2-16 (véase la página 95), se presenta la curva de duración que muestra los niveles de demanda de capacidad que se registraron para cada hora del año, ordenados de mayor a menor. Se puede utilizar las curvas de costos totales junto con el diagrama de duración para determinar cuánta capacidad se debe instalar de cada tipo de tecnología.

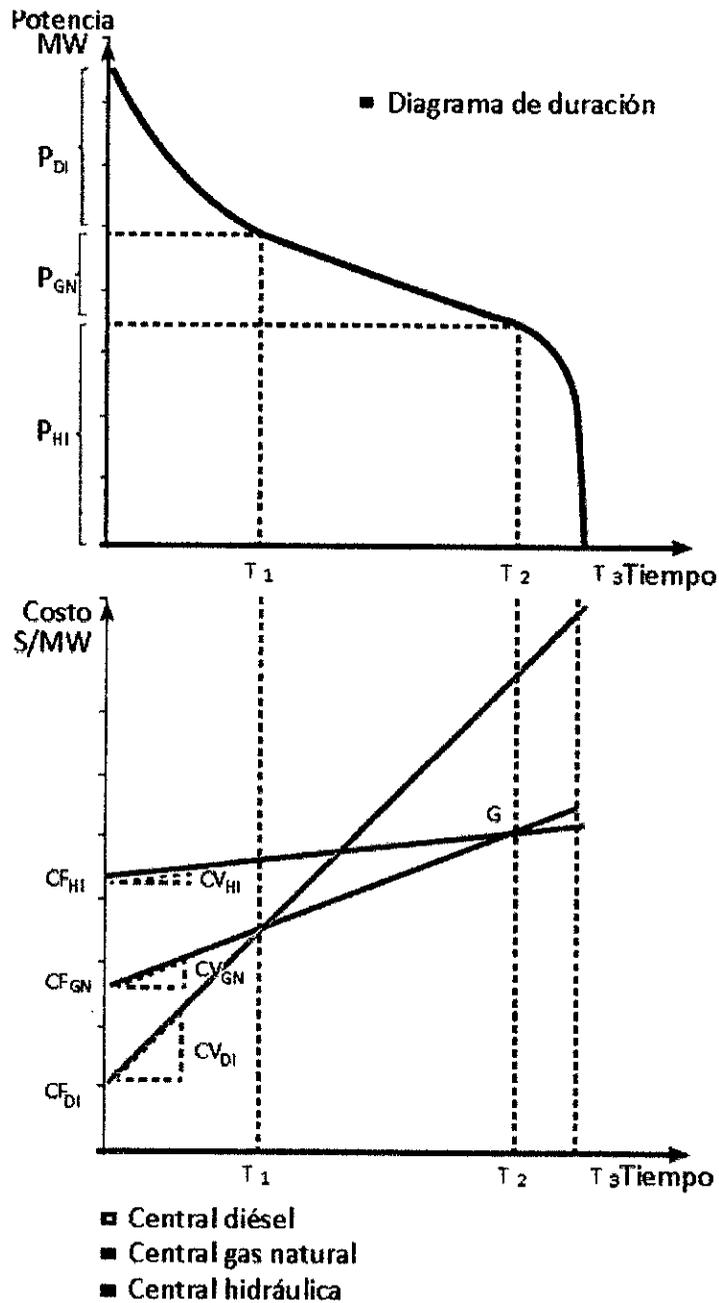
Como se mencionó anteriormente, cuando se requiere el abastecimiento de un cierto volumen de electricidad por menos de T_1 horas al año, es más económico que se instale una central a diésel. Por ello, esta tecnología debe tener una participación en la capacidad instalada total, igual a la máxima demanda menos la demanda de potencia registrada en T_1 , por lo cual la capacidad a instalar de la central a diésel ascendería a P_{DI} . Cuando se requiere una generadora que funcione entre T_1 y T_2 , la unidad más económica es la central a gas natural y la capacidad requerida de esta tecnología asciende a P_{NG} . Por último, para las demandas con una duración mayor a T_3 horas se requiere generación hidroeléctrica y una capacidad a instalar correspondiente a P_{HI} . Es importante señalar que la capacidad instalada (o potencia nominal) de una central no es aprovechable en su totalidad, debido a restricciones físicas asociadas al funcionamiento de toda máquina, la potencia realmente aprovechable se denomina potencia efectiva⁸.

⁸ Potencia nominal. Es la capacidad instalada del generador. No es aprovechable en su totalidad (solo lo sería bajo condiciones ideales), por lo que si se extrae la porción de potencia instalada que es realmente aprovechable tendríamos la potencia efectiva. (OSINERGMIN, 2017 pág. 44).

Potencia efectiva. Es la capacidad de generación que tiene una central y que puede garantizar con una continuidad aceptable. (OSINERGMIN, 2017 pág. 44).

Potencia firme. Es la capacidad de generación que una central puede garantizar en las condiciones más adversas (condiciones climáticas, disponibilidad de insumos, factores de indisponibilidad fortuita, entre otros). (OSINERGMIN, 2017 pág. 44).

FIGURA 2-16: DIAGRAMA DE DURACIÓN Y CAPACIDAD ELÉCTRICA EFICIENTE



Nota. CF (Costo fijo), CV (Costo variable), P (Potencia) y T (Tiempo).

FUENTE: (OSINERGMIN, 2017 pág. 44)

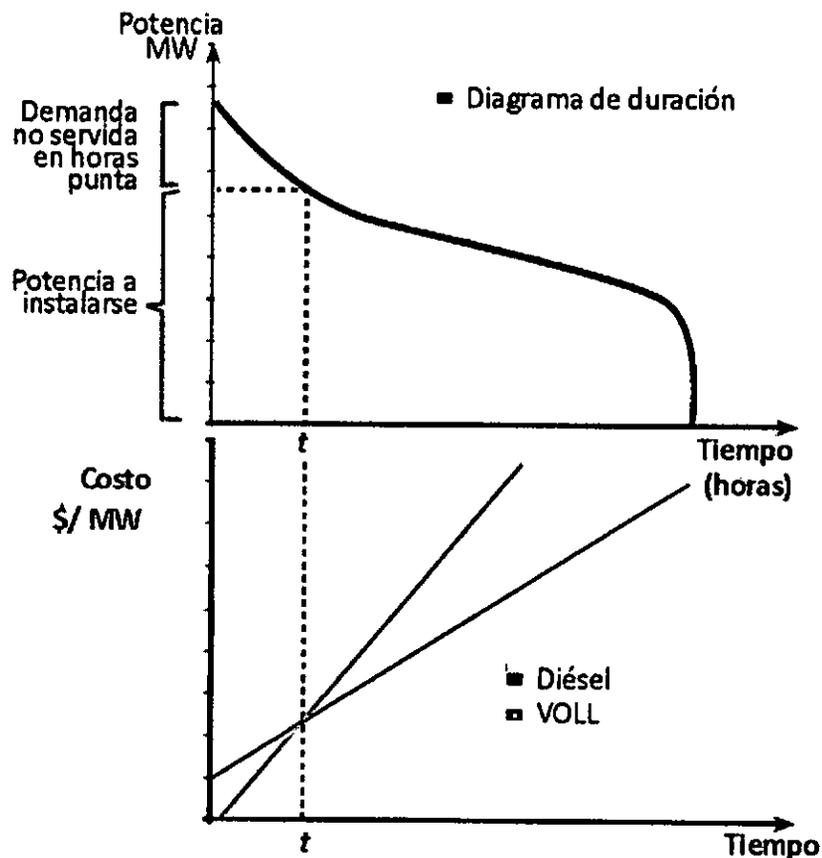
2.3.8 Cálculo de la energía no suministrada

(OSINERGMIN, 2017 pág. 45). Debido a la presencia de demandas eléctricas atípicas y cuya ocurrencia es escasa durante el año, se debe analizar la eficiencia económica de invertir en capacidad de generación adicional que abastezca estos requerimientos. En

este contexto, se introduce el concepto del Valor de la Energía No Suministrada (VOLL, por sus siglas en inglés), el cual indica la máxima disponibilidad a pagar de los consumidores para evitar cortes imprevistos del suministro eléctrico. En la figura 2-17, se realiza una comparación entre el VOLL y el costo total de la central a diésel. El VOLL se representa por una línea recta que parte del origen y su pendiente representa el valor por MWh que los usuarios le otorgan a la energía. Para la demanda eléctrica comprendida entre el periodo de t horas, la valorización de la energía por parte de la demanda sería inferior al costo de proveerla mediante un central diésel. En conclusión, durante un periodo de t horas al año, no es eficiente invertir en capacidad adicional. El tiempo óptimo de corte se determina calculando la intercepción entre el costo total de la central a diésel ($CF+CV_D*t$) y el valor total para los usuarios ($VOLL*t$):

$$t = \frac{CF_D}{VOLL - CV_D}$$

FIGURA 2-17: EL VOLL Y LA OBTENCIÓN DE LA CARGA NO SERVIDA



FUENTE: OSINERGMIN (2017, p. 45)

2.3.9 Componentes del precio de generación:

a. Licitaciones de energía (OSINERGMIN, 2017 pág. 146)

Luego del proceso de liberalización de 1992, el mercado eléctrico peruano se basó en contratos bilaterales entre distribuidores y generadores que estaban limitados por el precio en barra, el cual es calculado por Osinergmin. En 2006 se introdujo con la Ley N° 28832 un esquema de subastas de electricidad a largo plazo con doble objetivo: definir la tarifa de energía de una manera competitiva y servir para la entrada de nueva generación eficiente en el sistema. El pago de potencia continuaba en vigor por medio cálculo de una capacidad equivalente.

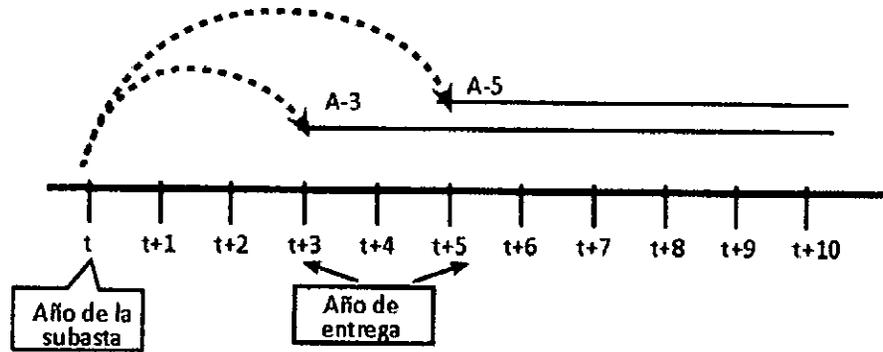
La reforma introduce la obligación para las empresas de distribución de abastecer la demanda esperada de sus consumidores con tres años de antelación, la firma de los contratos (que pueden ser con plantas existentes y nuevas) deben tener una duración superior a cinco años para el 75% de la demanda. De forma opcional pueden participar usuarios libres. Incluso si el esquema es completamente descentralizado, se aplica un fuerte control regulador sobre las subastas. Los contratos tienen horizontes de cinco a 20 años, existiendo limitaciones para la contratación según plazos. El formato de la subasta y las fórmulas de indexación deben ser aprobadas por el regulador, que también establece un precio máximo de reserva para cada subasta (véase figura 2-18, en la página 88).

b. Precios firmes (OSINERGMIN, 2017 pág. 146)

El resultado son contratos a mediano y largo plazo, donde se establecen los Precios Firmes, que incluyen los precios de energía y potencia que regirán durante el periodo contractual con sus respectivos mecanismos de actualización. El Precio Firme y el plazo contractual no pueden ser modificados por acuerdo de las partes a lo largo de la vigencia del contrato, salvo sea con autorización previa de Osinergmin. Es obligación de la distribuidora iniciar un proceso de licitación con una anticipación mínima de tres años, a fin de evitar que la demanda de sus usuarios regulados quede sin cobertura de contratos.

FIGURA 2-18: PLAZOS DE LICITACIONES

Tipo	Plazo contractual	Cantidad a contratar	Convocatoria	Objetivo
Largo plazo	Entre 5 y 20 años	hasta 100%	Anticipada de al menos 3 años	Servir herramienta de promoción de inversiones
	Hasta 5 años	hasta 25%		



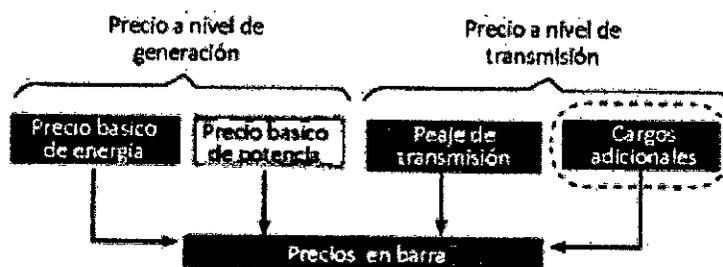
FUENTE: (OSINERGMIN, 2017 pág. 146)

La finalidad de las licitaciones es brindar a las empresas de generación una señal a largo plazo para determinar sus decisiones de inversión, así como brindar seguridad al suministro eléctrico de los usuarios regulados. Osinergmin participa en el proceso de licitación mediante la aprobación de las bases del concurso (que incluyen los modelos de contrato), supervisión de la libre competencia en el proceso de licitación y también en la determinación de un precio tope para la energía a contratarse.

c. Precios en barra (OSINERGMIN, 2017 pág. 146)

Este precio se determina cada año mediante un procedimiento administrativo establecido por Osinergmin y corresponde a la suma de los precios básicos de energía, potencia y peaje de transmisión. Los precios en barra, antes de ser aprobados, deben ser comparados previamente con el promedio ponderado de los precios de las licitaciones convocadas por las empresas distribuidoras al amparo de la Ley N° 28832. Si la diferencia entre ambos resulta menor a 10%, entonces el precio en barra es aprobado; pero si la diferencia es mayor, se debe ajustar el precio básico de la energía hasta alcanzar como máximo una diferencia de 10%.

FIGURA 2-19: COMPOSICIÓN DE LOS PRECIOS EN BARRA



FUENTE: (OSINERGMIN, 2017 pág. 147)

d. Precio básico de energía (OSINERGMIN, 2017 pág. 147)

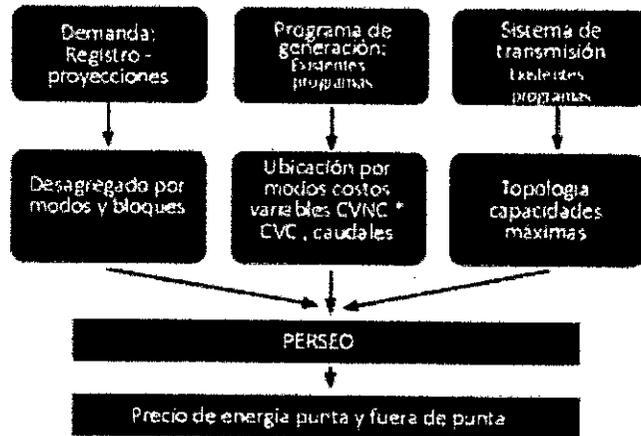
Remunera los costos variables de las centrales de generación eléctrica (los que dependen de la cantidad de energía que produzca) y se calcula para cada una de las barras del SEIN como el resultado del promedio ponderado de los precios marginales⁹ futuros, utilizando para este cálculo el modelo Perseo. El sistema de precios así calculado permite suavizar la volatilidad de los costos marginales y brindar una señal estable de precios a mediano plazo, ya que no solo considera los precios spot actuales, sino también los futuros. En la figura 2-20 (véase en la página 99), se aprecia de manera esquemática el proceso de cálculo del precio básico de energía.

e. Precio básico de Potencia (OSINERGMIN, 2017 pág. 147)

Es un pago que permite a las generadoras recuperar los costos de inversión, operación y mantenimiento de sus unidades de generación. Su cálculo se realiza teniendo en cuenta una unidad turbo gas operada con diésel, considerada la más económica para abastecer el incremento de pedidos en las horas de máxima demanda anual. El precio se expresa en unidades de capacidad (precio por MW adicional) y está conformado por la anualidad de la inversión de la unidad turbo gas y los costos fijos anuales de operación y mantenimiento.

⁹ En el anexo I, se encuentra el cálculo de los costos marginales. (COES, 2017).

FIGURA 2-20: CÁLCULO DE PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA



FUENTE: (OSINERGMIN, 2017 pág. 147)

2.3.10 Precios de transmisión eléctrica

(OSINERGMIN, 2017 pág. 149). El precio de transmisión es un cargo cobrado por el uso de las redes que hace posible el transporte de la energía producida por los generadores hasta los usuarios finales. En el caso de la electricidad, los cambios formulados por la Ley N° 28832 introdujeron ligeras modificaciones en la remuneración de la actividad de transmisión eléctrica. En la LCE, las redes o líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) solo se dividían en un Sistema Principal de Transmisión (SPT) y un Sistema Secundario de Transmisión (SST), lo cual cambió a partir de la Ley N° 28832¹⁰. A partir de dicha Ley se introdujo el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y el Sistema Complementario de Transmisión (SCT). La transmisión de electricidad se divide en redes principales y secundarias. La transmisión principal representa las redes troncales que sirven para unir grandes centros

¹⁰ La Ley N° 28832 introdujo la planificación del Sistema de Transmisión con el objetivo de incrementar las inversiones en transmisión eléctrica. Para ello se establecieron dos procesos de expansión de la red: i) el plan de transmisión y ii) el plan de inversiones.

El plan de transmisión es elaborado por el COES cada dos años y aprobado por el MEM, previa opinión de Osinergmin. Las instalaciones incluidas en el plan de transmisión, que son adjudicadas mediante un proceso de licitación mediante una APP, forman parte del SGT, el SCT comprende aquellas instalaciones construidas por iniciativa de los agentes que se encuentran o no en el plan de transmisión.

El plan de inversiones es elaborado cada cuatro años por los propios concesionarios de las instalaciones de transmisión que atienden exclusivamente a la demanda. Las instalaciones que forman parte del plan de inversión pertenecen al SCT.

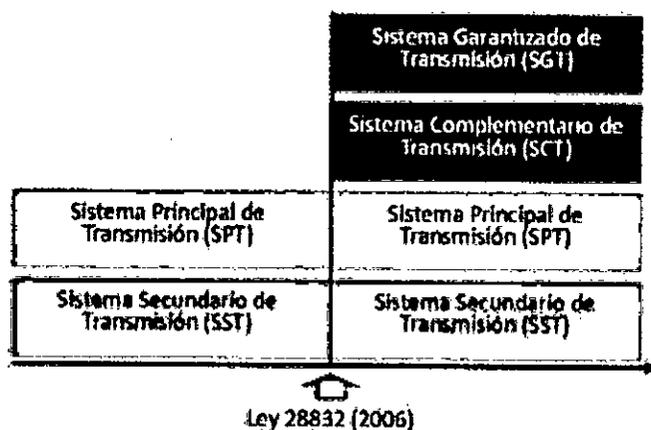
de producción y consumo, y su remuneración es asumida por todos los usuarios del servicio eléctrico. La transmisión secundaria se remunera mediante peajes secundarios de transmisión. Este costo es asumido por aquellos usuarios que utilizan dicho sistema. De la planificación surgen los proyectos de líneas de transmisión que deben construirse en el sistema (SGT) y aquellos que son de iniciativa por agentes interesados (SCT). La Ley N°28832 introdujo un esquema planificado de expansión de las redes de transmisión eléctrica mediante la aprobación de un Plan de Transmisión propuesto por el COES y aprobado por parte del MEM.

FIGURA 2-21: ESQUEMA DE PLAN DE TRANSMISIÓN



FUENTE: (OSINERGMIN, 2017 pág. 150)

FIGURA 2-22: CLASIFICACIÓN DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN



FUENTE: (OSINERGMIN, 2017 pág. 150)

2.3.11 Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Garantizado de Transmisión (SGT):

(OSINERGMIN, 2017 pág. 152). La remuneración del SPT contempla los costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento. Los costos de inversión se convierten en anualidades (anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo “aVNR”), considerando un valor de reemplazo al final del periodo, usualmente 30 años, descontado a una tasa de 12% (según el Artículo 79 de la LCE). El costo total anual eficiente reconocido por Osinergmin está conformado por la anualidad de las inversiones (aVNR) y los costos estándares eficientes de operación y mantenimiento (COyM). Los precios nodales se definen como los costos marginales para satisfacer un incremento de demanda en determinado nodo. Así, la tarificación marginal de la transmisión se basa en la remuneración de las infraestructuras en función a la diferencia de precios entre los nodos del sistema, realizada por los generadores. El pago de los generadores constituye el Ingreso Tarifario (IT), valorizándose la entrega y el retiro de energía y potencia con distintos precios en los nodos del sistema. Luego se determinan los ingresos tarifarios por energía y potencia. Estos pagos y reconocimiento de costos son realizados, normalmente, en el mercado mayorista por el operador del sistema eléctrico. Debido a los importantes costos fijos, la tarificación marginal solo permite recuperar alrededor de un tercio de los costos de transmisión, siendo necesario un peaje adicional, el cual es remunerado por los usuarios del sistema. En el caso del SGT, el costo del servicio se fija por medio de licitaciones en las cuales se paga el costo de inversión, operación y mantenimiento para un periodo de hasta 30 años solicitado por los postores ganadores, pasado el cual se transfiere a otro operador. Se reconoce el valor remanente asociado, principalmente, a los refuerzos que se hayan tenido que hacer y el costo de operación y mantenimiento por el tiempo que dure la instalación.

FIGURA 2-23: PRECIOS NODALES



FUENTE: (OSINERGMIN, 2017 pág. 152)

2.3.12 Sistema Secundario de Transmisión (SST) y Sistema Complementario de Transmisión (SCT)

(OSINERGMIN, 2017 pág. 152). La remuneración del SST y del SCT se da bajo los mismos criterios. Las tarifas se fijan de acuerdo a costos eficientes, determinándose un Costo Medio Anual (CMea). El CMea es igual a la anualidad de la inversión, el COyM y el costo anual por la pérdida de energía y potencia.

El Sistema Complementario de Transmisión surge de acuerdo a las necesidades específicas de los generadores, distribuidores y grandes usuarios. El SCT se determina por negociación cuando están destinadas a transmitir la energía de los generadores o proporcionarla a usuarios libres que hayan previamente efectuado contratos con las entidades que construyeron las líneas. Sin embargo, en caso sean utilizados por terceros se fijan con los mismos criterios que el SST. Las retribuciones de estas líneas son asumidas por los agentes que las utilizan (generadores o demanda). Se pueden identificar tres casos:

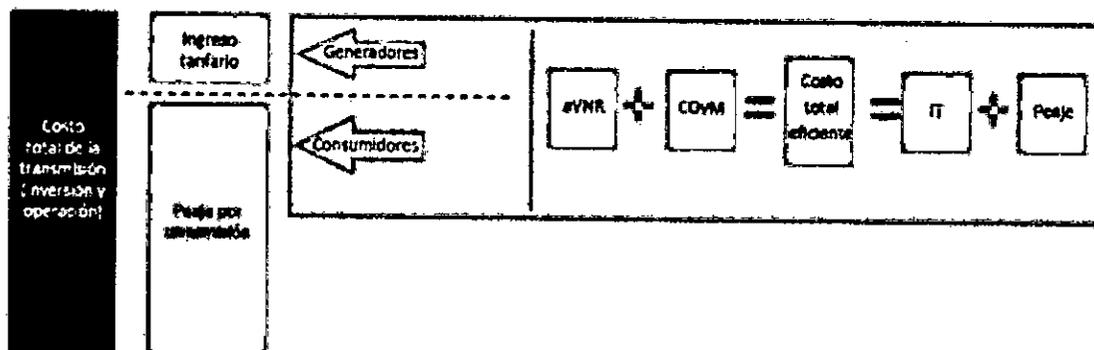
- a. Las instalaciones destinadas a transportar electricidad proveniente de centrales de generación hasta el SPT o SGT son remuneradas íntegramente por los correspondientes generadores, los cuales pagan una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de las instalaciones.
- b. Las instalaciones destinadas a transportar electricidad desde el SPT o SGT hacia una concesionaria de distribución o consumidor final son remuneradas íntegramente por la demanda correspondiente, la cual paga el 100% del Costo Medio anual de las instalaciones.
- c. Sistema de Generación/Demanda: Osinergmin define la asignación de compensaciones a la generación o la demanda o en forma compartida entre la demanda y la generación, para lo cual toma en consideración el uso o beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y usuarios.

En el caso de los pagos del SST y SCT atribuibles total o parcialmente a la generación, el monto que pagan los generadores se determina mediante un criterio de uso basado en parámetros objetivos (energía generada e impedancia). Por otra parte, en el caso de los

SST atribuibles total o parcialmente a la demanda, se realiza una clasificación de áreas de demanda (15 en todo el país) en base a criterios geográficos. Para cada área de demanda y nivel de tensión se establece un único peaje, tanto para usuarios libres como regulados.

Así, tomando en cuenta lo mencionado para los precios cobrados por transmisión y los otros conceptos cobrados, el precio promedio de transmisión, en agosto de 2016, representó 21.3% de la tarifa eléctrica residencial (BT5B), el cual estuvo compuesto por factores correspondientes a la transmisión propiamente dicha (39.9%) y a otros conceptos cobrados (60.1%). Los otros conceptos cobrados en la transmisión principal han sido el efecto de la política energética del Estado para garantizar la seguridad en la seguridad eléctrica (Gaseoducto Sur Peruano, Nodo Energético del Sur, Reserva Fría de Generación), así como la promoción de energías renovables, entre otras. Los precios de transmisión se actualizan cada cierto tiempo debido a la influencia de las variaciones de factores tales como el tipo de cambio del dólar y la inflación.

FIGURA 2-24: REPARTICIÓN DEL COSTO DE LAS LÍNEAS PRINCIPALES DE TRANSMISIÓN



FUENTE: (OSINERGMIN, 2017 pág. 153)

2.3.13 Margen variable de una central eléctrica

(Salinas, 2014 pág. 42). En el negocio eléctrico, las empresas de generación tratan de maximizar sus ingresos, además, tratan de minimizar los riesgos que puedan afectar negativamente a sus ganancias. Bajo esta premisa, todo ingreso que maximice (optimice) su margen variable es atractivo para cualquier empresa de generación, sea una empresa dedicada a la generación termoeléctrica o hidroeléctrica.

Por otro lado, se sabe que de acuerdo al Nivel Óptimo de Contratación (NOC), las empresas realizan contratos de energía y potencia con clientes libres, distribuidores y otros generadores con el objetivo de obtener ingresos con un nivel de riesgo mínimo, cabe resaltar que los distintos bancos o entidades financieras exigen a las empresas generadoras tener un porcentaje de su energía contratada con algún cliente, de esta forma ellos también minimizan su riesgo financiero que podría repercutir en una mala inversión.

El Margen Variable (MV) se define como el balance que existe entre los ingresos y egresos que afronta la central como consecuencia de la operación de la central y la comercialización de energía y potencia. Estos ingresos y egresos pueden clasificarse en los siguientes:

a. Ingresos (Salinas, 2014 pág. 43):

- Venta de energía y potencia a clientes libres y regulados: Se pueden considerar como ingresos fijos ya que los consumos y los precios de los clientes están estipulados en los contratos de suministro.
- Venta por inyección de energía de la central en el mercado de corto plazo administrado por el COES: Son ingresos variables ya que dependen de la energía producida por la central y por los costos marginales del sistema los cuales varían cada 15 minutos.
- Ingreso Garantizado de Potencia Firme (IGPF): Es un ingreso fijo que depende de la potencia firme de la central (es independiente de la presencia de la central en el despacho).

b. Egresos (Salinas, 2014 pág. 44):

- Pago de suministro y transporte de gas natural (termoeléctrica): Son egresos variables que dependen de la generación de la central (a mayor generación mayor consumo de gas).
- Compra de energía y potencia consumida por los clientes en el mercado de corto plazo: Son los egresos por atender el suministro eléctrico de los

clientes de la central térmica, dependen de la energía consumida de los clientes y del costo marginal del sistema.

- Uso de los sistemas secundarios de transmisión eléctrica: Egreso que depende de la energía generada por la central.
- Pago por aportes al COES, MINEM y Osinergmin: Son los pagos que realiza la central de acuerdo a la legislación vigente.

A su vez el Margen Variable se puede dividir en Margen Variable Operativo (MVO) y Margen Variable Comercial (MVC):

c. Margen Variable Operativo (Salinas, 2014 pág. 45):

Corresponde al balance entre los ingresos y egresos que se tiene por la operación de la central termoeléctrica. Entre los principales ingresos y egresos se tiene:

- Ingreso por la energía inyectada al sistema a costo marginal.
- Ingreso por potencia garantizada (IGPF).
- Egreso por pago de suministro y transporte de gas natural (los que conforman principalmente el Costo Variable de la central).
- Egreso de peaje por el uso del sistema secundario o complementario de transmisión ($Peaje_{sst/sct}$).

d. Margen Variable Comercial (Salinas, 2014 pág. 45):

Corresponde al balance entre los ingresos y egresos que se tiene por atender los consumos de energía y potencia de los clientes. Entre los principales ingresos y egresos se tiene:

- Ingreso por venta de energía y potencia a los clientes libres y regulados a precio de contrato.
- Egreso por compra de energía y potencia para atender los consumos de los clientes a costo marginal y a precio de barra respectivamente.

Luego de tener un porcentaje de su energía contratada, la optimización de su margen variable dependerá en gran medida del despacho económico y la evolución de los costos marginales del sistema, de esta forma la ecuación que optimiza el margen variable (MV) de la empresa de generación eléctrica está dada por la siguiente expresión (Salinas, 2014 pág. 46):

$$MV = MVO + MVC$$

$$MVO = \sum_{i=1}^n E_g^i * (CMg_{Bl_i} - CV), i \in \mathbb{N}, \forall n = \text{periodos horarios}$$

$$MVC = \sum_{i=1}^n E_C^i * (TE - CMg_{BR_i}), i \in \mathbb{N}, \forall n = \text{periodos horarios}$$

Sumando las fórmulas de MVO y MVC, se obtiene la siguiente formula:

$$MV = \sum_{i=1}^n E_g^i * (CMg_{Bl_i} - CV) + \sum_{i=1}^n E_C^i * (TE - CMg_{BR_i})$$

Donde:

- MVO: Margen variable operativo (\$)
- MVC: Margen variable comercial (\$)
- E_g : Energía inyectada por el generador (MWh)
- E_C : Energía retirada por los clientes del generador (MWh)
- CMg_{Bl} : Costo marginal en la barra de inyección (\$/ MWh)
- CMg_{BR} : Costo marginal en la barra de retiro (\$/ MWh)
- TE: Tarifa de energía al cliente del generador (\$/ MWh)
- CV: Costo variable de generación (\$/ MWh)

Asimismo, el CV está compuesto por CVC y el CVNC, según la siguiente expresión (Salinas, 2014 pág. 48):

$$CV = CVC + CVNC$$

Donde:

- CVC: Costo variable combustible (\$/MWh)
- CVNC: Costo variable no combustible (\$/MWh)

Para fines prácticos, en el presente trabajo no se está considerando los términos indicados en la siguiente expresión:

$$K = IGPF - Peaje_{sst/sct} + Pot_{Ret} * (TP_{cliente} - Precio_{Barra})$$

Donde:

- IGPF: Ingreso garantizado de potencia firme (\$)
- $Peaje_{sst/sct}$: Egreso de peaje por el uso del sistema secundario o complementario de transmisión (\$)
- Pot_{Ret} : potencia contratada por el cliente (MW)
- $TP_{cliente}$: Tarifa de potencia al cliente del generador (\$/MW)
- $Precio_{Barra}$: Precio en barra (\$/MW)

El término K no varía significativamente, por lo que el margen variable básicamente se establecerá por la expresión CV que está en la página 106; es decir, dependerá en mayor proporción de la energía inyectada por la central y del costo marginal del sistema. (Salinas, 2014 pág. 48).

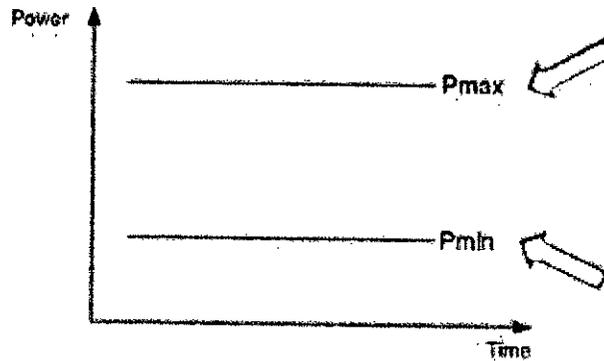
2.3.14 Potencia máxima

(Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 20). Es la potencia máxima neta, se supone que es la única potencia activa que podría producirse, transmitirse o distribuirse continuamente a través de un periodo prolongado de operación.

2.3.15 Potencia mínima

(Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 21). Es la potencia mínima neta, que una unidad puede producir, transmitir o distribuir continuamente a través de un periodo operación en circunstancias técnicas definidas.

FIGURA 2-25: LIMITES DE POTENCIA MÁXIMA Y POTENCIA MÍNIMA



FUENTE: (Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 20)

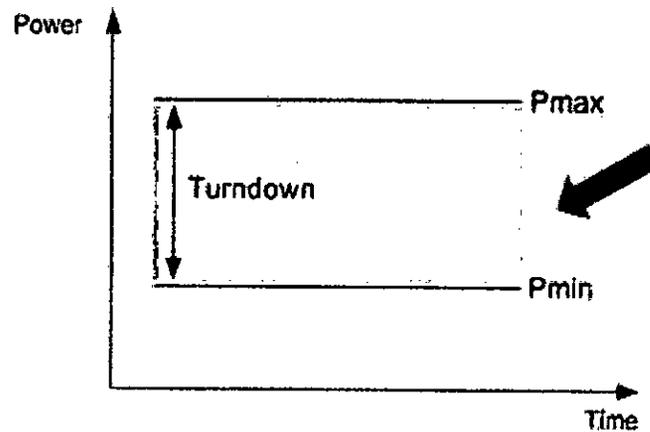
2.3.16 Turndown

(Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 22). Es la diferencia entre la potencia máxima y la potencia mínima. El *turndown*, representa el rango de operación en condiciones normales.

Puede ser definido en 2 formas:

- *Absolute turndown* (MW): Potencia máxima – Potencia mínima.
- *Relative turndown* (%): $1 - (\text{Potencia máxima} / \text{Potencia mínima})$.

FIGURA 2-26: RANGO DE OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES



FUENTE: (Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 22)

2.3.17 Potencia máxima excepcional

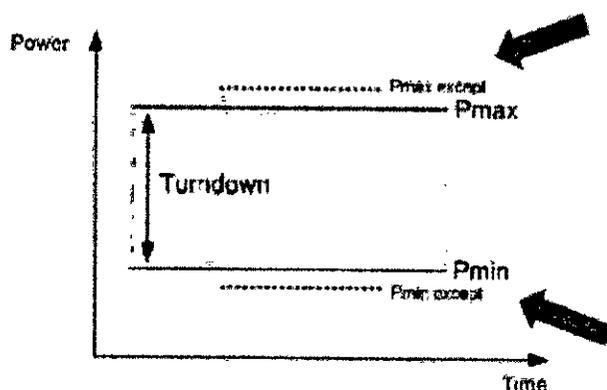
(Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 20). Es la potencia máxima neta, se supone que es la única potencia activa que puede ser producida, transmitida y distribuida en una configuración de operación excepcional por un limitado tiempo. El tiempo limitado puede ser por criterio técnico y/o económico. Por ejemplo, operación con carga pico en una turbina de gas, el cual provee potencia extra, pero tiene un alto costo en horas de operación equivalente (EOH, por sus siglas en inglés).

2.3.18 Potencia mínima excepcional

(Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 21). Es la potencia mínima neta, que puede ser producida, transmitida y distribuida en una configuración de operación excepcional por un limitado tiempo. El tiempo limitado puede ser por criterio técnico y/o económico. Por ejemplo, operación en ciclo abierto de una central termoeléctrica de ciclo combinado. Se permite reducir la potencia mínima, pero tiene un alto costo en términos de eficiencia. Estos niveles de potencia son definidos en términos de condiciones ambientales referenciales en el sitio, por ejemplo:

- Temperatura externa.
- Presión atmosférica.
- Humedad relativa.

FIGURA 2-27: LIMITES DE POTENCIA MÁXIMA Y POTENCIA MÍNIMA EXCEPCIONALES



FUENTE: (Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 20)

2.3.19 Reserva de potencia y margen de reserva

(OSINERGMIN, 2017 pág. 30). La potencia instalada en la industria eléctrica es la sumatoria de las capacidades reales de generación de cada central eléctrica. Por otra parte, la máxima demanda cuantifica la demanda pico en el marco de un periodo temporal. La reserva de potencia es la diferencia entre la potencia instalada y la máxima demanda para un periodo determinado, mientras que el margen de reserva se determina a través de la división entre la reserva de potencia y la máxima demanda:

$$\text{Margen de reserva} = \frac{\text{Reserva de potencia}}{\text{Máxima demanda}}$$

Por otra parte, el factor de carga es un indicador de la eficiencia en el consumo y se define como la ratio entre la demanda promedio y la máxima demanda registrada dentro de un periodo temporal:

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Máxima demanda}}$$

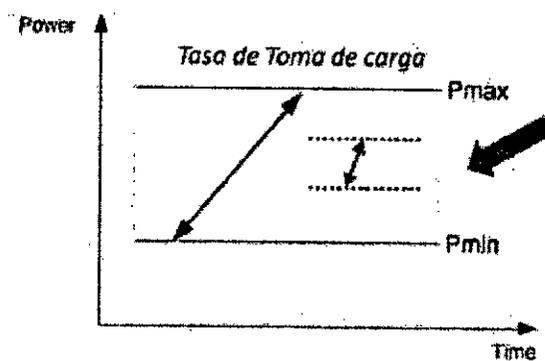
De acuerdo con la teoría económica de los bienes públicos, la energía eléctrica es considerada un bien privado debido a que su consumo reduce la disponibilidad de energía para el resto de agentes demandantes (característica de rivalidad) y es económicamente viable restringir el consumo a aquellos agentes que no han contribuido para su provisión (característica de exclusión). En esta línea es importante señalar que,

a pesar de que la electricidad sea un bien homogéneo y posea un suministro continuo y confiable, registra limitaciones técnicas vinculadas al alcance de la infraestructura de las redes eléctricas que imposibilitan el grado de las transacciones comerciales entre los países, convirtiéndola en un *commodity* de nivel local. No obstante, desde el enfoque del derecho administrativo, el servicio eléctrico es considerado un servicio público pues los beneficios derivados de su consumo (calefacción, iluminación, refrigeración, entre otros) garantizan un estándar de vida que permite el desarrollo de capacidades mínimas. Se debe, entonces, garantizar que sea provisto de forma eficiente, sostenible y a una tarifa asequible.

2.3.20 Rampa de toma de carga

(Engie Lab Laborelec, 2017 pág. 23). Es expresado en MW/min, por el cual la potencia aumenta en condiciones estándar desde el segmento de potencia precedente al dado. En otras palabras, corresponde al máximo factible de la máquina en “condiciones normales” en el rango operativo. La mayoría de las veces, la velocidad de rampa estándar es constante entre P_{min} y P_{max} .

FIGURA 2-28: TASA DE TOMA DE CARGA



FUENTE: ELL (2017, p. 23).

2.3.21 Regulación de frecuencia

(XM, 2007). Es la habilidad del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) para mantener frecuencias estacionarias luego de severos eventos que provocan desbalances entre la generación y la carga del sistema. Depende de la habilidad para mantener o recobrar el equilibrio entre la generación y la carga, con un mínimo de pérdida de carga no

intencional. La inestabilidad se presenta con oscilaciones sostenidas de la frecuencia que provocan la desconexión de unidades de generación y/o cargas, y la formación de sistemas aislados (islas). Para hacer frente a un déficit de potencia provocado por un determinado evento, en el SEP debe utilizarse:

- Reserva de las masas rotantes (energía cinética de la inercia del sistema), cuya actuación es inmediata y evita por unos instantes que la frecuencia varíe. Esta característica del SEP está determinada por la constante de inercia total del sistema.
- Regulación primaria de frecuencia, cuya actuación se produce luego de algunos segundos hasta los primeros minutos. Compensa parte de la potencia perdida mediante la acción local de los reguladores de velocidad de las unidades de generación.
- Regulación secundaria de frecuencia, cuya actuación se manifiesta luego de varios minutos. Este tipo de regulación asume la restitución de la potencia perdida debido al evento.

A esta capacidad del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), se añade el efecto amortiguante producido por la dependencia de la carga con respecto a la frecuencia. Es decir, cuando la frecuencia cae la carga disminuye y cuando la frecuencia aumenta la carga se incrementa. Dependiendo de la severidad del evento, debido al tiempo de respuesta de la regulación de frecuencia será necesario proveer al SEP de la actuación de un Esquema Especial de Protección (EEP), cuya actuación se desarrolle en los primeros instantes del disturbio, antes de que la regulación primaria de frecuencia actúe.

La ecuación de movimiento del rotor que explica la dinámica de una máquina equivalente está dada por:

$$P_m - P_e \approx \frac{2H}{\omega_0} \cdot \frac{d\omega}{dt}$$

Dónde:

H : Inercia total del sistema (s).

w : Frecuencia angular en rad/s.

w_0 : Frecuencia angular nominal en rad/s.

P_m : Potencia mecánica (p.u.).

P_e : Potencia eléctrica (p.u.).

Entonces, ante una pérdida de generación en el sistema se presenta un desbalance en el primer término del lado izquierdo de la ecuación, que se traduce en la variación de las velocidades de las masas rotantes (w) y provoca el cambio de la energía cinética de las masas rotantes conectadas al sistema.

En el caso de que el desbalance por la pérdida de generación sea grande, la frecuencia puede seguir disminuyendo y como no ha transcurrido el tiempo necesario para que la regulación de la frecuencia sea efectiva o no sea suficiente, se corre el riesgo de que la frecuencia alcance los valores de actuación de las protecciones de baja frecuencia de las unidades generación, con lo cual continúa la caída de la frecuencia (o se incrementa el desbalance de potencia) y se produce un colapso del sistema de potencia.

Para evitar el colapso del sistema por frecuencia, es necesario tomar una acción para detener la caída de frecuencia y de ser necesario revertirla. Existen dos formas de amortiguar o cambiar la caída de frecuencia: aumentando la potencia generada de las unidades de generación o disminuyendo la demanda. Debido a la naturaleza del problema se descarta la opción de aumentar la potencia de generación, entonces la solución a este problema es disminuir la demanda mediante una desconexión automática de carga, para que la respuesta sea rápida.

2.3.22 Regulación primaria de frecuencia

(XM, 2007 pág. 8). La regulación primaria es la reacción local de los generadores, a través de los reguladores de velocidad (gobernador), para compensar cambios en la

velocidad (frecuencia) cuando su desviación supera una cierta banda. Para que la regulación primaria preste su función adecuadamente, se deben cumplir dos condiciones básicas: que los reguladores de velocidad operen en forma libre en el modo control de velocidad y que los generadores posean reserva para asumir temporalmente cambios en la potencia entregada al sistema.

Es normal considerar que la respuesta para regulación primaria deba estar disponible en los siguientes 10-15 segundos después de ocurrido un evento y ser sostenida hasta los 20-30 segundos. Una prueba de tiempo de establecimiento permite evaluar la respuesta de regulación primaria, al comparar la respuesta en tiempo de la unidad, ante un escalón de frecuencia, contra los límites de una función que representa la respuesta mínima aceptable.

El cumplimiento de la regulación primaria se valora normalmente ante eventos, verificando la respuesta coherente de la generación contra la evolución de la frecuencia del sistema. Adicionalmente, mediante pruebas periódicas se verifica que el estatismo y la banda muerta estén dentro de los rangos exigidos.

Para dar cumplimiento al requerimiento de regulación primaria es necesario que el regulador opere libre y que el recurso de generación cuente con el margen suficiente. En particular existe una cierta aversión por parte de los operadores de las unidades de generación a liberar el regulador, por el temor de daño o incremento de los costos de operación y mantenimiento de sus unidades.

2.3.23 Regulación Secundaria de Frecuencia

(XM, 2007 pág. 9). La regulación secundaria es asignada a un número reducido de unidades de generación y puede realizarse en forma manual o automática, para ello los reguladores de velocidad operan en el modo control frecuencia. La reserva de potencia asignada a las plantas que efectúan el control secundario de frecuencia se suele denominar reserva secundaria, o reserva bajo AGC (Control Automático de generación, por sus siglas en inglés).

La regulación secundaria recupera la frecuencia objetivo del sistema mediante la carga de referencia (*set-point* en el variador de velocidad) del regulador de velocidad. El *set*

point es movido por el operador de la unidad o mediante el AGC desde el centro de control del Operador del Sistema, sólo a un grupo reducido de generadores se cambia el *set point*.

Los generadores asignados para regulación secundaria asumen las desviaciones de la respuesta de los reguladores de todos los generadores y de la respuesta autorregulante de la carga, por lo que, en principio, deberían disponer de reserva mayor o igual a aquella destinada a la regulación primaria. Es normal considerar que la respuesta para regulación secundaria deba iniciar en los siguientes 20-30 segundos después de iniciado el evento, estar disponible en los siguientes 10-15 minutos y ser sostenida hasta 30 minutos.

2.3.24 Tiempos de respuesta

(XM, 2007 págs. 9-10). Como se mencionó la reserva rotante destinada a la regulación primaria y secundaria debe estar disponible dentro unos tiempos predeterminados después de sucedido un evento. De nada sirve disponer de reserva para regulación de frecuencia que actúe tardíamente, se pondría en riesgo el sistema y la calidad de la frecuencia. Lo anterior implica que no obstante disponer de reserva rotante destinada a la regulación de frecuencia, ante un evento sólo se pueda usar una fracción de la misma. Para la regulación primaria aquella disponible a los 10-20 segundos y para la reserva secundaria aquella disponible a los 10-15 minutos:

Reserva = Mínimo [Disponibilidad para regulación,
Respuesta a los 10-15 segundos o 10-15 minutos]

Las unidades hidráulicas pueden responder rápidamente, con elevadas tasas de MW por minuto, debido a la naturaleza del proceso de conversión de energía. Son excelentes para la respuesta de regulación, especialmente para la regulación secundaria. Las plantas térmicas turbo gas, ciclo abierto, son por lo general excelentes tanto para la regulación primaria como secundaria de frecuencia. Por su parte, plantas térmicas ciclo combinado y a vapor, tienen una respuesta reducida, especialmente para la regulación secundaria, debido a la inercia termodinámica de su proceso. Estas unidades suelen tener una respuesta inicial rápida debido al vapor almacenado, muy favorable para la regulación primaria, la dificultad está en sostener esta respuesta inicial.

2.3.25 Estatismo

(XM, 2007 págs. 10-11). Los reguladores de velocidad presentan una respuesta de la potencia de salida con las variaciones de frecuencia, esta respuesta se caracteriza en estado estable por una pendiente (*droop*) denominado estatismo permanente. Esta pendiente es negativa con el objeto que se dé una respuesta coherente, cuando la frecuencia sube, baja la potencia y viceversa. El estatismo está dado por:

$$\text{Estatismo} = \frac{\Delta f / f_{\text{nominal}}}{-\Delta P / P_{\text{nominal}}} * 100$$

En un sistema interconectado de múltiples generadores no se usa el modo de control isócrono (*Flat Line*) que puede operar cuando un sólo generador asume el compromiso de regulación al mantener la frecuencia en el valor objetivo. Por el contrario, se dota a la curva (*droop*) de estatismo de pendiente negativa, que permite una adecuada coordinación en el reparto de las desviaciones de potencia por el grupo de generadores. Aspecto este último que sería conflictivo en una estrategia de control isócrono (0% de estatismo) que conllevaría a problemas de coordinación, estabilidad y deterioro de los generadores. Durante un restablecimiento de un sistema de potencia, después de un colapso, podría explotarse el control isócrono asignándole a un sólo generador la responsabilidad de mantener la frecuencia objetivo en una isla. En este caso este generador debe tener una reserva lo suficientemente grande que le permita absorber todas las variaciones que se presenten. La característica de estatismo permite la operación estable de muchos generadores en paralelo en un sistema de potencia. Por ejemplo, si todos los generadores tuviesen el mismo estatismo se tendría un reparto proporcional de las desviaciones a la capacidad, lo que es altamente deseable. En la práctica la experiencia de la industria eléctrica sugiere un rango del 4 al 7% para el estatismo. Los generadores con menor estatismo tienen un factor de participación superior a aquellos con mayor estatismo, en el extremo un generador con estatismo cero (0% *droop*) trataría de compensar todas las desviaciones, sólo limitado por la capacidad del generador. Mediante el variador de velocidad es posible desplazar verticalmente la curva de estatismo obteniendo una familia de curvas, que permite a una misma velocidad, a la frecuencia de referencia, obtener diferentes salidas de potencia. Esta posibilidad es la base para la regulación secundaria de frecuencia.

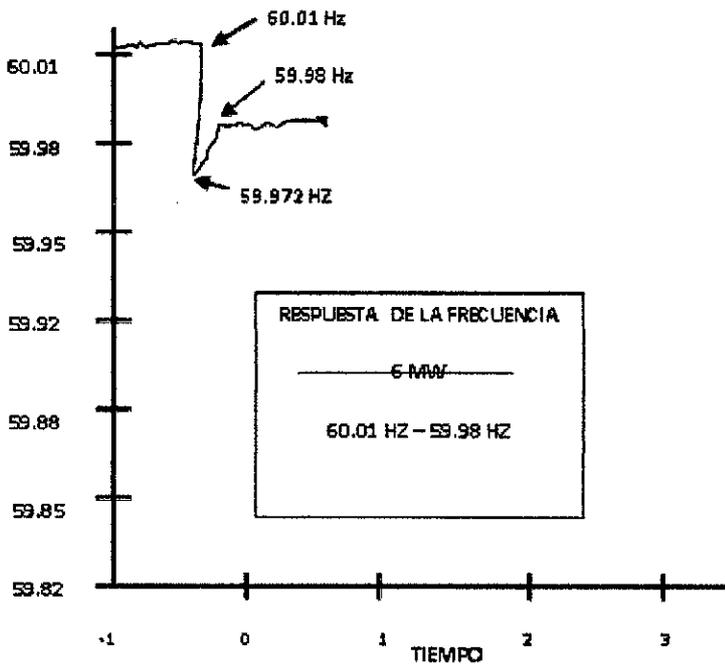
2.3.26 Característica de respuesta de la frecuencia

(XM, 2007 págs. 12-13). La característica de respuesta de la frecuencia relaciona la variación en potencia MW con los cambios en la frecuencia del sistema. Es un efecto combinado de los reguladores de velocidad y de la respuesta autorregulante de la carga.

La característica de respuesta de la frecuencia depende del punto de operación y, por tanto, varía en todo momento. La característica de respuesta de la frecuencia es una medida de lo robusto de un sistema, indica cuantos MW se requieren para cambiar un décimo de Hz.

La característica de respuesta de la frecuencia se estima a partir del registro de eventos sobre el sistema mediante un análisis estadístico de los desbalances de potencia contra los cambios de frecuencia, como se muestra en la Figura 2-29. Por definición los cambios de frecuencia se miden una vez se ha dado la respuesta autorregulante de la carga y de los reguladores de velocidad, es decir, antes de iniciar la respuesta de la regulación secundaria.

FIGURA 2-29: CARACTERÍSTICA DE RESPUESTA DE LA FRECUENCIA

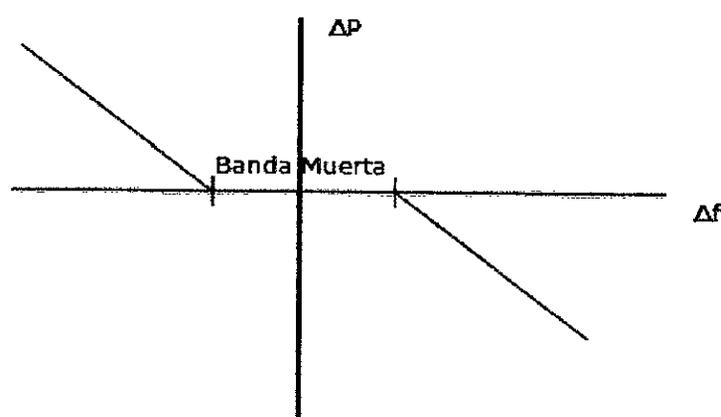


FUENTE: (XM, 2007 pág. 13)

2.3.27 Banda muerta

(XM, 2007 pág. 14). El regulador de velocidad tiene un rango de frecuencia para el cual no responde, denominada banda muerta, en los reguladores modernos esta banda se puede hacer bastante pequeña, incluso cero. La experiencia de la industria recomienda una banda muerta en el rango de 0.03 a 0.04 Hz.

FIGURA 2-30: BANDA MUERTA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD



FUENTE: (XM, 2007 pág. 14)

2.4 Base metodológica:

2.4.1 Potencia máxima incrementada

a. Incrementar el ángulo IGV (Engie Lab Laborelec, 2016 pág. 109)

El IGV (*Inlet Gate Variable*), son álabes de movibles a la entrada del compresor de una turbina a gas, en el cual se regula el flujo de ingreso de aire a la cámara de combustión. Para aumentar el ángulo del IGV, se tiene las siguientes consideraciones:

- En la mayoría de las turbinas a gas se fijó el ángulo IGV máximo para obtener la mejor eficiencia.

- Al abrir más los IGV, más aire y, consecuentemente, más gas conducen a una carga más alta para el mismo control de temperatura en la zona de escape (sin horas equivalentes de operación adicionales).
- Se puede esperar de 3 a 5 MW adicionales dependiendo de la apertura adicional de IGV.

b. Instalar un sistema de niebla (Engie Lab Laborelec, 2016 pág. 110)

El sistema de niebla se instala a la entrada del compresor de una turbina a gas, en el cual se baja la temperatura de ingreso de aire a la cámara de combustión y por consecuencia se adiciona más combustible, generando más electricidad sin exceder los límites de temperatura de la turbina a gas. Para instalar un sistema de niebla, se tiene las siguientes consideraciones:

- La potencia máxima aumenta al enfriar el aire de entrada al compresor, cuanto menor es la temperatura del aire, más el flujo de masa de aire y la potencia de salida. El efecto de enfriamiento se consigue mediante el agua fraccionada en la entrada de aire y usando el calor específico de la evaporación del agua para restar el calor del flujo de aire.
- 3 a 10 MW en tiempo de verano recuperado sobre P_{max} , dependiendo de las condiciones de humedad ambiente y temperatura.
- Una de las condiciones en las que las emisiones de NOx (Óxido Nitroso) están aumentando, es a temperatura caliente y condiciones de aire ambiente muy seco. En estos casos, el sistema de nebulización ayuda a mantener la emisión bajo control.

c. Operar en carga máxima (Engie Lab Laborelec, 2016 pág. 111)

El principio es autorizar por un tiempo limitado un aumento de la temperatura de los gases de escape por encima del valor de carga base. Para esta operación se debe analizar la constitución de los materiales y evaluar si se puede aumentar el límite de temperatura, para así aumentar la potencia generada.

- d. Optimización del espacio hidráulico (HCO, por sus siglas en inglés) (Engie Lab Laborelec, 2016 pág. 112)

Se instala un sistema hidráulico en el cojinete de empuje de la turbina a gas, con lo que, al empujar el eje de la turbina en el sentido contrario del flujo de los gases de escape, se disminuiría la diferencia de separación entre la carcasa y el extremo del álabe móvil de la turbina; optimizando la transferencia de energía cinética de los gases de escape a energía mecánica en el eje de la turbina. Para instalar un sistema hidráulico, se puede esperar un aumento de la eficiencia del 0.2% y un aumento en la producción de energía del 1%.

- e. Sistema de evaporación bajo el condensador enfriado por aire (aerocondensador) (Engie Lab Laborelec, 2016 pág. 113)

Se instala debajo del aerocondensador un sistema de cortina de agua (niebla), en el cual se baja la temperatura de ingreso de aire hacia los intercambiadores y por consecuencia se aumentaría la potencia en la turbina de vapor debido a que se incrementa la presión de vacío. Para instalar un sistema de niebla, se tiene las siguientes consideraciones:

- La temperatura máxima del aire ambiente puede conducir a un rendimiento de enfriamiento insuficiente con las consecuencias de una degradación del vacío y la necesidad de reducir la carga de turbina a gas.
- Un sistema de humidificación/pulverización de las superficies de refrigeración refuerza los rendimientos de enfriamiento permitiendo mantener la carga máxima en un rango extendido de temperatura ambiente.

2.4.2 Potencia mínima incrementada

- a. Reducir el ángulo IGV (Engie Lab Laborelec, 2016 pág. 115)

El IGV (*Inlet Gate Variable*), son álabes de móviles a la entrada del compresor de una turbina a gas, en el cual se regula el flujo de ingreso de aire a la cámara de combustión. Al cerrar más, el IGV ayuda a reducir aún más la cantidad de aire

que pasa a través de la cámara de combustión, lo que permite reducir el flujo de gas y, por lo tanto, la carga mínima.

b. Insertar un catalizador de CO (Engie Lab Laborelec, 2016 pág. 116)

El catalizador disminuye las emisiones por consecuencia de una mala combustión.

Para instalar un catalizador, se tiene las siguientes consideraciones:

- CO es el principal cuello de botella para la reducción de P_{min} , debido a las altas concentraciones de CO, por consecuencia de una mala combustión.
- Una capa catalítica basada en platino se puede instalar dentro de los bancos HRSG para activar la oxidación de CO en CO₂ antes de la chimenea de salida.
- El ciclo de vida esperado es de 5 años, no se requiere un consumo adicional de combustible.
- La eficiencia de conversión del catalizador es de aproximadamente del 90% dependiendo del espesor de la capa catalítica y la cantidad de material catalítico. Se maximiza cuando se trabaja a más de 300 ° C.

c. Operar en control de temperatura (Engie Lab Laborelec, 2016 pág. 117)

El control de temperatura, es un control característico de las turbinas a gas. Para instalar un catalizador, se tiene las siguientes consideraciones:

- El cambio de premezcla/piloto a *Lean-Lean* (modo de combustión más contaminante) ocurre cuando la temperatura de referencia de la llama cae por debajo de un cierto umbral.
- La temperatura de referencia se ve afectado por la temperatura ambiente, P_{min} se instala lo suficientemente alto como para evitar cualquier cambio

inesperado del modo de combustión. Dependiendo de las condiciones ambientales, este margen de seguridad puede ser demasiado grande.

- La idea es, cuando se solicita P_{min} , cambiar en modo de control de temperatura de referencia, en lugar de control de potencia para reducir este margen de seguridad y permanecer en modo de combustión mixta.

d. Quemador apagado (Engie Lab Laborelec, 2016 pág. 119)

Una vez en P_{min} normal, el operador tiene la posibilidad de bajar mucho más la carga desconectando gradualmente 16 de los 24 quemadores de la cámara de combustión. En este modo de operación, la turbina a gas sigue siendo totalmente compatible con los requisitos legales de emisiones de NO_x y CO .

e. Desconecte la turbina de vapor (Engie Lab Laborelec, 2016 pág. 122)

Es un modo de operación que se puede realizar en ciclos combinado, que, dependiendo las necesidades del mercado, se puede desconectar la turbina de vapor. Se tiene las siguientes consideraciones:

- La idea de reducir aún más la P_{min} del Ciclo Combinado, es cuando turbina a gas está en carga mínima e iniciar un apagado normal de la turbina de vapor. La disminución de la carga de la turbina de vapor se puede compensar con un aumento de la carga de la turbina a gas para obtener la rampa deseada. Al final del proceso, la turbina a gas alcanza su carga mínima en ciclo abierto.
- La turbina de vapor está lista para arrancar inmediatamente cuando el punto de ajuste de la carga aumenta nuevamente.

2.4.3 Coeficiente Alfa de Cronbach

(Hernández, y otros, 2010 pág. 302). El método de consistencia interna basado en el alfa de Cronbach permite estimar la fiabilidad de un instrumento de medida a través de un conjunto de ítems que se espera que midan el mismo constructo o dimensión teórica.

La validez de un instrumento se refiere al grado en que el instrumento mide aquello que pretende medir. Y la fiabilidad de la consistencia interna del instrumento se puede estimar con el alfa de Cronbach. La medida de la fiabilidad mediante el alfa de Cronbach asume que los ítems (medidos en escala tipo Likert) miden un mismo constructo y que están altamente correlacionados. Cuanto más cerca se encuentre el valor del alfa a 1, mayor es la consistencia interna de los ítems analizados. La fiabilidad de la escala debe obtenerse siempre con los datos de cada muestra para garantizar la medida fiable del constructo en la muestra concreta de investigación. Como criterio general, sugieren las recomendaciones siguientes para evaluar los coeficientes de alfa de Cronbach:

- Coeficiente alfa >0.9 es excelente
- Coeficiente alfa >0.8 es bueno
- Coeficiente alfa >0.7 es aceptable
- Coeficiente alfa >0.6 es cuestionable
- Coeficiente alfa >0.5 es pobre
- Coeficiente alfa <0.5 es inaceptable

2.4.4 Hipótesis nulas

(Hernández, y otros, 2010 pág. 104). Las hipótesis nulas son, en cierto modo, el reverso de las hipótesis de investigación. También constituyen proposiciones acerca de la relación entre variables, sólo que sirven para refutar o negar lo que afirma la hipótesis de investigación.¹¹

Debido a que este tipo de hipótesis resulta la contrapartida de la hipótesis de investigación, hay prácticamente tantas clases de hipótesis nulas como de investigación. Es decir, la clasificación de hipótesis nulas es similar a la tipología de las hipótesis de investigación: hipótesis nulas descriptivas de un valor o dato pronosticado, hipótesis que niegan o contradicen la relación entre dos o más variables, hipótesis que niegan que haya

¹¹ La hipótesis nula es un componente esencial de la prueba de hipótesis en la investigación. Es relevante cuando se efectuaron mediciones y las hipótesis han sido derivadas de teorías y tienen que ser probadas. La hipótesis de investigación define cierto patrón que se encontrará en los datos, y el análisis estadístico se diseña para evaluar el grado en el cual la evidencia de las medidas recogidas.

diferencia entre grupos que se comparan, e hipótesis que niegan la relación de causalidad entre dos o más variables (en todas sus formas). Las hipótesis nulas se simbolizan así: H_0 .

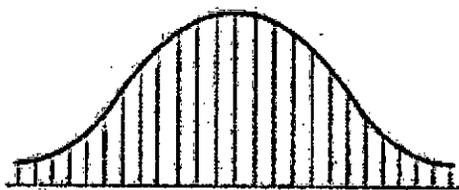
2.4.5 Prueba de hipótesis

(Hernández, y otros, 2010 pág. 306) Una hipótesis en el contexto de la estadística inferencial es una proposición respecto a uno o varios parámetros, y lo que el investigador hace por medio de la prueba de hipótesis es determinar si la hipótesis poblacional es congruente con los datos obtenidos en la muestra. Una hipótesis se retiene como un valor aceptable del parámetro, si es consistente con los datos. Si no lo es, se rechaza, pero los datos no se descartan. Para comprender lo que es la prueba de hipótesis en la estadística inferencial es necesario revisar los conceptos de distribución muestral¹² y nivel de significancia.

2.4.6 Distribución muestral

(Hernández, y otros, 2010 pág. 306). Una distribución muestral es un conjunto de valores sobre una estadística calculada de todas las muestras posibles de determinado tamaño de una población. Las distribuciones muestrales de medias son probablemente las más conocidas (véase la figura 3-31, ubicado en la página 116).

FIGURA 2-31: DISTRIBUCIÓN MUESTRAL



FUENTE: (Hernández, y otros, 2010 pág. 307)

¹² Distribución muestral y distribución de una muestra son conceptos diferentes, esta última es resultado de los datos de nuestra investigación y es por variable. (Hernández, y otros, 2010)

2.4.7 Nivel de significancia

(Hernández, y otros, 2010 pág. 307). Ofrecen una explicación sencilla del concepto, en la cual nos basaremos para analizar su significado. La probabilidad de que un evento ocurra oscila entre cero (0) y uno (1), donde cero implica la imposibilidad de ocurrencia y uno la certeza de que el fenómeno ocurra. Al lanzar al aire una moneda no cargada, la probabilidad de que salga “cruz” es de 0.50 y la probabilidad de que la moneda caiga en “cara” también es de 0.50. Con un dado, la probabilidad de obtener cualquiera de sus caras al lanzarlo es de $1/6 = 0.1667$. La suma de posibilidades siempre es de uno. Aplicando el concepto de probabilidad a la distribución muestral, tomaremos el área de ésta como 1.00; en consecuencia, cualquier área comprendida entre dos puntos de la distribución corresponderá a la probabilidad de la distribución. Para probar hipótesis inferenciales respecto a la media, el investigador debe evaluar si es alta o baja la probabilidad de que la media de la muestra esté cerca de la media de la distribución muestral. Si es baja, el investigador dudará de generalizar a la población. Si es alta, el investigador podrá hacer generalizaciones. Es aquí donde entra el nivel de significancia o nivel alfa (α)¹³, el cual es un nivel de la probabilidad de equivocarse y se fija antes de probar hipótesis inferenciales.

2.4.8 Relación entre nivel de significancia y distribución muestral

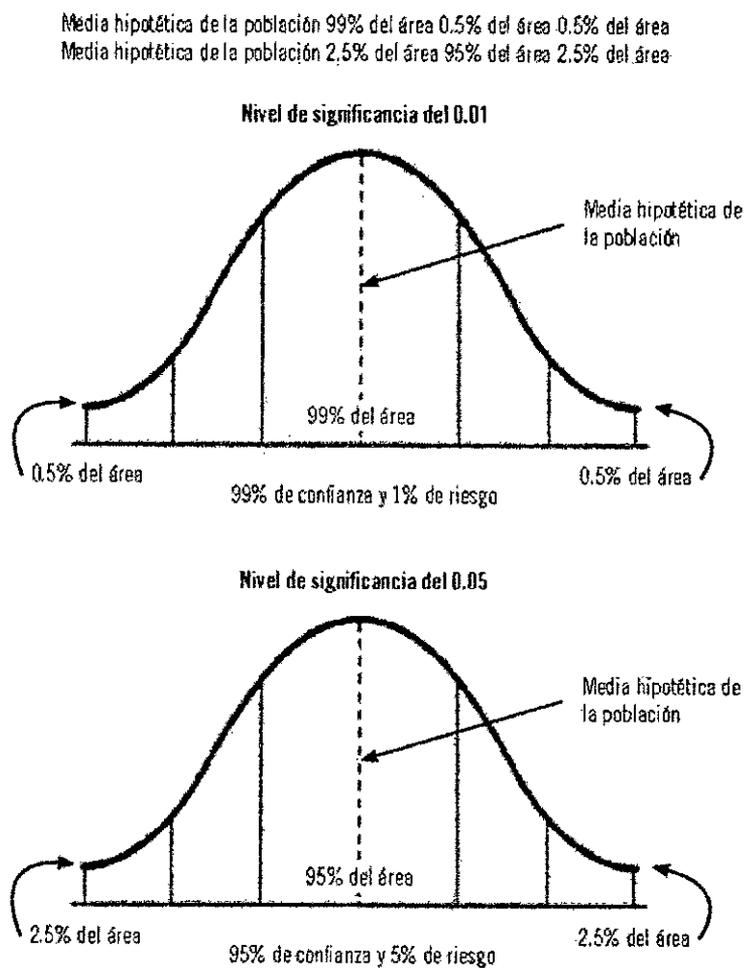
(Hernández, y otros, 2010 pág. 309). El nivel de significancia se expresa en términos de probabilidad (0.05 y 0.01) y la distribución muestral también como probabilidad (el área total de ésta como 1.00). Pues bien, para ver si existe o no confianza al generalizar acudimos a la distribución muestral, con una probabilidad adecuada para la investigación. El nivel de significancia lo tomamos como un área bajo la distribución muestral, y depende de si elegimos un nivel de 0.05 o de 0.01. Es decir, que nuestro valor estimado en la muestra no se encuentre en el área de riesgo y estemos lejos del valor de la distribución muestral, que insistimos es muy cercano al de la población.

¹³ No confundir con el coeficiente Alfa Cronbach, el nivel de significancia es para determinar confiabilidad.

Así, el nivel de significancia representa áreas de riesgo o confianza en la distribución muestral. Podemos expresarlo en proporciones (0.025, 0.95 y 0.025, respectivamente) o porcentajes como está en la figura 2-32.

95% representa el área de confianza y 2.5%, el área de riesgo (2.5% + 2.5% = 5%) en cada extremo, porque en nuestra estimación de la media poblacional pasaríamos hacia valores más altos o bajos.

FIGURA 2-32: NIVEL DE SIGNIFICANCIA



FUENTE: (Hernández, y otros, 2010 pág. 310)

2.5 Definiciones de términos básicos

- AGC: Automatic Generation Control (Control automático de Generación) utilizado para regular las variaciones de frecuencia con movimiento de generación de manera automática. (XM, 2007 p. 5).
- Banda muerta del regulador: Zona de insensibilidad para los valores muy cercanos a la frecuencia nominal del sistema. XM. (XM, 2007 p. 14).
- BELPEX: Belgian power Exchange. Empresa de generación eléctrica de Bélgica que brinda diversos servicios eléctricos. (Engie Lab Laborelec, 2017 p. 11).
- COES: Comité de Operación Económica del Sistema es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo. (COES, 2018 p. 24).
- Costo de racionamiento: Costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer de energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas. (COES, 2018 p. 7).
- Costo marginal de corto plazo: Costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía o alternatively es el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad de energía, considerando la demanda y el parque de generación disponible. (COES, 2018 p. 2).
- Costo medio: Costos totales correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia. (COES, 2018 p. 7).

- Costos variables (CV): Costos de operación de una Unidad de Generación que dependen de su nivel de producción, los cuales son determinados de acuerdo a los Procedimientos Técnicos COES. Comprenden los Costos Variables Combustibles (CVC) y los Costos Variables No Combustibles (CVNC). (COES, 2018 p. 7).
- Costo variable combustible (CVC): Gasto derivado del combustible para generar una unidad de energía (kWh) y corresponde al consumo promedio necesario para generar una potencia determinada. (COES, 2018 p. 7).
- Costo variable no combustible (CVNC): Gastos de mantenimiento de una unidad y que guardan proporción directa con la producción de dicha unidad. (COES, 2018 p. 7).
- Despacho: Ejecución de la operación en tiempo real, con acciones preventivas y/o correctivas dispuestas por el Coordinador con la finalidad de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda del Sistema. (COES, 2018 p. 7).
- DOCOES: Se refiere a la Dirección de Operación del COES-SINAC. coordina la operación del SEIN y los enlaces de interconexiones internacionales a corto y mediano plazo, al mínimo costo, preservando la seguridad y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. (COES, 2018 p. 24).
- ELIA: Es el encargado del sistema de transmisión (mayor a 30kV) en Bélgica. (ELIA, 2018).
- ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators. Es la asociación europea de los gestores de transporte de electricidad. Es la sucesora de la Asociación de Gestores Europeos de Redes de Transporte de Electricidad (Engie Lab Laborelec, 2017 p. 11).
- Estado normal: Se refiere a la condición estacionaria del Sistema en la que existe un equilibrio de potencia activa y equilibrio de potencia reactiva. Los

equipos de la red eléctrica operan sin sobrecarga, y el Sistema opera dentro de los márgenes de tolerancia permitidos para la frecuencia y tensión. (COES, 2018 p. 24).

- Estado de Alerta: Se refiere al estado en que el Sistema opera estacionariamente, manteniendo constantemente el equilibrio de potencia activa y equilibrio de potencia reactiva, pero las condiciones del Sistema son tales que, de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, los equipos y/o instalaciones operarán con sobrecarga y las variables de control saldrán de los márgenes de tolerancia. Al verificarse una transición al Estado de Alerta, el Coordinador y los Integrantes del Sistema deben realizar las coordinaciones y maniobras necesarias para que el Sistema pueda recuperar su Estado Normal, en el menor tiempo posible. (COES, 2018 p. 24).

- Estado de Emergencia. Se refiere a la condición en la que, por haberse producido una perturbación en el Sistema, la frecuencia y tensiones se apartan de valores normales y la dinámica que ha adquirido el Sistema amenaza su integridad, haciéndose necesario tomar medidas de emergencia tales como rechazo de carga o desconectar generación en forma significativa. En este estado se suceden acciones automáticas de protección y de rechazo de carga para aislar los elementos o porciones falladas del Sistema y estabilizarlo. (COES, 2018 p. 24).

- Estado de Restablecimiento. Se refiere a la condición en la que, concluido el estado de emergencia, el Sistema ha quedado operando, pero con restricciones significativas de suministro. Se llevan a cabo coordinaciones y maniobras de reconexión de generación y carga para restablecer el estado normal del Sistema. (COES, 2018 p. 24).

- Flexibilidades Operativas: Es la capacidad que tiene una central de generación eléctrica de adaptarse a la variación de demanda eléctrica. (OSINERGMIN, 2017 pág. 37).

-

- GME: Gestore de Mercati Energetici – Load Dispatch Center (Italy). Es el encargado de coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo en Italia. (Engie Lab Laborelec, 2017 p. 12).
- Margen Variable: Es el beneficio económico que tiene una central eléctrica obtenido luego de vender la energía eléctrica. (Salinas, 2014 pág. 44).
- NCP: Software que determina la operación hidrotérmica de mínimo costo con restricciones de transmisión para un horizonte de corto plazo, una semana o días en periodos horarios. (PSR, 2017 p. 1)
- OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. Es una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las disposiciones legales de las actividades que desarrollan. (COES, 2018 p. 24).
- Regulación de frecuencia: Acciones necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definidos para el sistema. El Coordinador establece la frecuencia de consigna y las empresas generadoras son responsables a través de sus Centro de Control, de efectuar la regulación de la misma, siguiendo las disposiciones del Coordinador. El control de frecuencia en un primer nivel es realizado por todas las centrales de generación de acuerdo a su estatismo, y en un segundo nivel, por las centrales de regulación complementaria. (XM, 2007 p. 4).
- Regulación primaria de frecuencia (RPF): Reserva rotante de las centrales que responden automáticamente a variaciones súbitas de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos. (XM, 2007 p. 8).

- SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, Se refiere a los sistemas de generación, transmisión y distribución vinculados eléctricamente, cuya operación debe realizarse en forma coordinada. (COES, 2018 p. 26).

- TSO: Transmission System Operator. Significa una persona física o jurídica responsable de operar, garantizar el mantenimiento y, de ser necesario, desarrollar el sistema de transmisión en un área determinada y, cuando corresponda, sus interconexiones con otros sistemas, y garantizar la capacidad a largo plazo del sistema para cumplir con las demandas razonables para la transmisión de electricidad. (Engie Lab Laborelec, 2017 p. 13).

III. VARIABLES E HIPÓTESIS

3.1 Definición de las variables

3.1.1 Variable independiente

X: Flexibilidades operativas

3.1.2 Variable dependiente

Y: Margen variable de una central de generación termoeléctrica

3.1.3 Variable interviniente

Conocimiento y nivel de preparación en el manejo del software NCP¹⁴ (software utilizado por el COES para elaborar sus programas de despacho económico de corto y mediano plazo optimizando mínimo costo en la operación).

3.1.4 Definición Conceptual

- a. **Variable independiente.** Las flexibilidades operativas de una central de generación termoeléctrica, al ser diversas, brindan un importante abanico de opciones para optimizar los ingresos de una Empresa Generadora de Electricidad, además de que ofrecen opciones al operador del sistema para poder despachar de manera efectiva las centrales termoeléctricas del sistema eléctrico peruano.
- b. **Variable dependiente.** El margen variable de una central de generación termoeléctrica se define principalmente como los ingresos por el margen en generación (ingresos por la venta de generación producida en el mercado mayorista menos egresos incurridos por esta generación) más el margen de comercialización (ingresos por la venta de energía y potencia

¹⁴ Para mayores detalles, ver Anexo J: Manual de Metodología NCP

de los clientes menos los egresos por las compras de energía y potencia). El aumento o disminución de este margen variable es determinante para saber si una modificación en las flexibilidades operativas de las centrales termoeléctricas podrá ser factible o, en caso contrario, inviable.

- c. **Variables intervinientes.** Conocimiento y nivel de preparación en el manejo del software NCP (software utilizado por el COES para elaborar sus programas de despacho económico de corto y mediano plazo optimizando al mínimo costo en la operación).

Para controlar la influencia de dicha variable sobre la variable dependiente, nos hemos preparado convenientemente en el manejo del software NCP. Revisando ambos los resultados de manera independiente, aplicando en todo momento y de manera correcta los datos de entrada (restricciones operativas, caudal promedio, Regulación Primaria de Frecuencia, Regulación Secundaria de Frecuencia, tiempos mínimos, etc.) y verificando que los datos de salida (despacho óptimo de las centrales del SEIN) sean coherentes.

3.1.5 Definición operacional

Los despachos económicos obtenidos del software NCP serán llevados de manera semanal a las hojas Excel de trabajo hasta completar el mes de evaluación. Esto nos brindará el régimen de operación que tendrán las centrales en nuestros casos. Se trabajarán 2 grandes grupos de casos: Caso Normal (sin modificar las flexibilidades operativas) y Caso Sensibilidad (con modificación de las flexibilidades operativas, aumentando 10 MW y reduciendo 20 MW su potencia activa). Realizando la comparación de ambos podremos definir, en base a ingresos, si es óptimo realizar la gestión.

3.2 Operacionalización de las variables

CUADRO 3-1: MATRIZ DE OPERACIONALIZACIÓN DE LA VARIABLE INDEPENDIENTE: FLEXIBILIDADES OPERATIVAS

Dimensión	Concepto	Indicador	Medida	Ítem (NCP)
D1 Potencia Máxima.	C1 Es la potencia máxima neta, se supone que es la única potencia activa que podría producirse, transmitirse o distribuirse continuamente a través de un periodo prolongado de operación.	I1 Cuanto más o menos se produce por el aumento de esta dimensión.	Potencia (MW) Energía (MWh)	gertercp gerhidcp
D2 Potencia Mínima.	C2 Es la potencia mínima neta, que una unidad puede producir, transmitir o distribuir continuamente a través de un periodo operación en circunstancias técnicas definidas.	I2 Cuanto más o menos se produce por la disminución de esta dimensión.	Potencia (MW) Energía (MWh)	gertercp gerhidcp
D3 RSF	C3 Regulación Secundaria de Frecuencia.	I3 Cuanto más o menos se asigna como margen de reserva por esta dimensión.	Potencia (MW)	resagtcp resaphcp

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

CUADRO 3-2: MATRIZ DE OPERACIONALIZACIÓN DE LA VARIABLE DEPENDIENTE: MARGEN VARIABLE DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

Dimensión	Concepto	Indicador	Medida	Ítem (NCP)
D1 MVComercial	C1 Ingresos por la venta de energía y potencia los clientes menos los egresos por las compras de Energía y Potencia.	I1 Cuanto más o menos se produce por el aumento de esta dimensión.	KUSD	---
D2 MVOperativo	C2 Ingresos por la venta de generación producida en el mercado mayorista menos egresos incurridos por esta generación.	I2 Cuanto más o menos se produce por la disminución de esta dimensión.	KUSD	---
D3 Consumo de Gas	C3 Gas utilizado por las centrales analizadas.	I3 Cuanto más o menos se consume por esta dimensión.	Mm3	---

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

3.3 Hipótesis general e hipótesis específicas

3.3.1 Hipótesis general

- a) Aplicando una adecuada gestión en las flexibilidades operativas beneficia el margen variable de centrales de generación termoeléctrica.

3.3.2 Hipótesis específicas

- a) Realizando una eficiente gestión en las flexibilidades operativas mejora el régimen de despacho involucrando el margen variable de las centrales de generación termoeléctrica.
- b) Determinando el grado de influencia de las flexibilidades operativas se optimiza el margen variable de una central de generación termoeléctrica.
- c) Estableciendo una eficaz gestión en las flexibilidades operativas, se disminuye el impacto en los consumos de gas asociados al margen variable de centrales de generación termoeléctrica.

IV. METODOLOGÍA

Para el desarrollo de la presente tesis se elaboraron casos de estudio con la intención de proyectar y prever los diferentes escenarios que puedan darse enfocados siempre en la aplicación de nuestra realidad; el sistema eléctrico peruano, para luego poder valorizar los resultados en ingresos/egresos y determinar la conveniencia o no de los mismos.

Para cumplir con lo expuesto en el párrafo anterior, se proyectaron los 12 meses del año 2018, ordenándolos en dos grandes bloques: Avenida y Estiaje; esto debido a que el parque generador del Perú, si bien es cierto muy diverso, ha desarrollado mecanismos de operación y control en base a sus 2 mayores fuentes de generación: la generación hidráulica y térmica; siendo la participación de ambos recursos de generación al cierre del año 2017 de 56.62% y 40.61% respectivamente¹⁵. Considerando lo anterior, el comportamiento de ambos recursos varía significativamente en los periodos de Avenida y Estiaje.

Para ambos bloques de trabajo se tomaron ciertas consideraciones importantes, entre ellas:

- Hidrología, que estadísticamente se mantiene para las grandes centrales de generación hidroeléctrica (COES, 2017).
- Mantenimientos, utilizando el Plan de Mantenimiento Anual 2018 elaborado por el COES en coordinación con los agentes del SEIN (COES, 2017).
- Plan de Obras para el 2018, para prever el ingreso de grandes centrales de generación o algún equipo de transmisión importante (COES, 2017).
- Demanda Proyectada para el 2018, siguiendo la tasa de crecimiento de consumo eléctrico los últimos 5 años¹⁶.

¹⁵ Se toma como referencia la gráfica 2-7, ubicado en la página 65.

¹⁶ Para mayor detalle, ver el cuadro 2-16 ubicado en la página 71 y ver el gráfico 2-10 ubicado en la página 72.

- Consideraciones generales, como los son la Regulación Primaria y Secundaria de la época de estudio, tiempos mínimos de operación, costos de arranque de las unidades, precios de combustibles, etc.

Con los casos elaborados, los cuales llamaremos casos bases, se pudo realizar las sensibilidades y modificaciones para observar el comportamiento de las flexibilidades operativas en las centrales de generación en la zona de chilca, materia de este estudio.

Posteriormente se valorizaron en montos de ingreso/egreso para ser analizados; teniendo en cuenta el punto de vista del agente generador evaluando su inversión y ganancia para su implementación.

4.1 Tipo de investigación

El presente trabajo evaluó el comportamiento de las centrales térmicas a gas ubicadas en la zona de chilca cuando sus flexibilidades operativas son expuestas a cambios, en ese sentido:

- Por su objetivo es aplicativa, ya que los resultados servirán para que las empresas de generación eléctrica dueñas de las centrales ubicadas en la zona de chilca puedan encontrar mecanismos y estrategias de realización.
- Por su objeto de estudio es explicativa, ya que se usan los métodos observacional, correlacional y experimental, creándose modelos explicativos en el que puedan observarse secuencias de causa-efecto de las centrales de generación en la zona de Chilca.
- Por su tipo de datos es cuantitativa, ya que se realizan diversos procedimientos basados en la medición usando hojas de cálculo y programas computacionales que permiten un mayor nivel de control.
- Por el grado de las variables es cuasi-experimental, ya que se pretende manipular una o varias variables concretas, con la diferencia de que no se posee un control total sobre todas las variables; un ejemplo concreto es que se

evaluaron solo el margen operativo de las empresas más no el margen comercial.

- Por el tipo de inferencia es hipotético-deductivo, ya que se basó en la generación de hipótesis a partir de hechos observados mediante la inducción; los cuales generaron teorías que a su vez deberán ser comprobadas y/o falseadas mediante la experimentación.
- Por el periodo temporal es transversal, esta investigación se centró en la comparación de determinadas características o situaciones en diferentes centrales de generación en un momento concreto, compartiendo todas ellas la misma temporalidad.

4.2 Diseño de investigación

La flexibilidad de un sistema de potencia es un indicador de primer nivel que indica el adecuado desempeño del mismo, por lo que el presente trabajo busca incentivar la realización de mejoras en las flexibilidades operativas que presentan las centrales de generación en la zona de chilca, nodo importante de generación eléctrica, y que alberga a las principales centrales de generación térmica del Perú.

Por el carácter del trabajo, se procedió a realizar la revisión de la literatura relacionada al tema tanto del ámbito nacional como del internacional, las mismas que sirvieron para la elaboración del marco teórico ayudando a someter a prueba las hipótesis planteadas contrastándolas con los experimentos que se realizaron en las variables dependientes y observando el comportamiento de las variables independientes para posteriormente, generar análisis de valor.

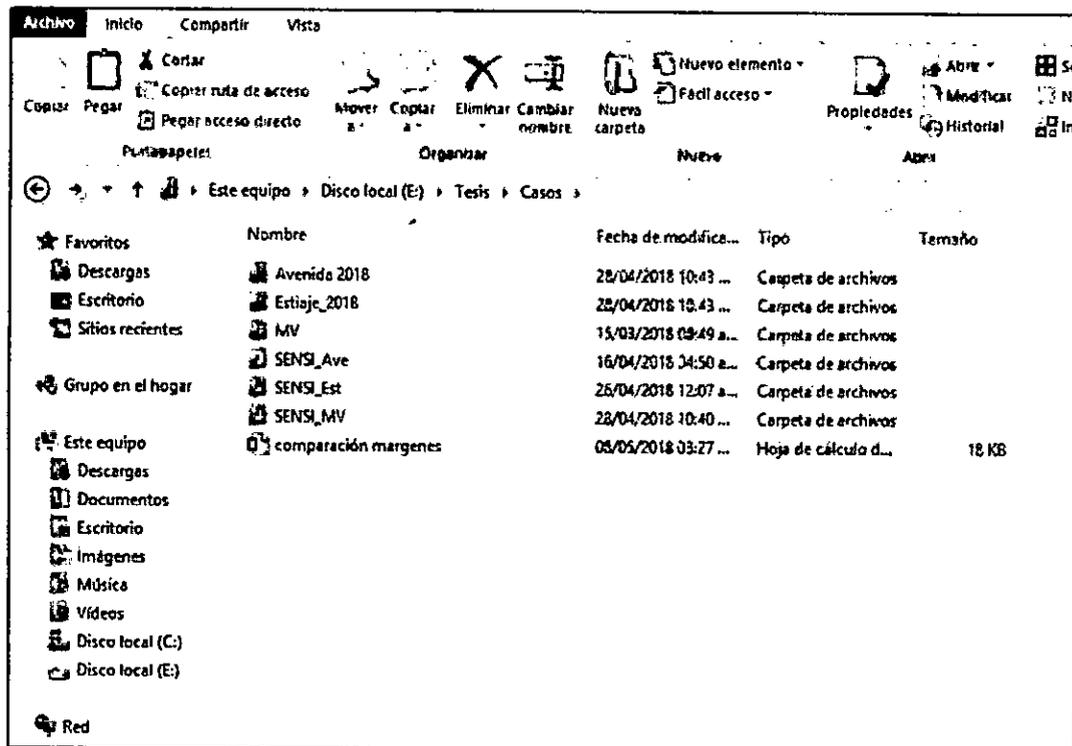
Por lo expuesto anteriormente, el diseño de la investigación es cuasi-experimental, de carácter cuantitativo con experimentos puros, teniendo un problema definido, hipótesis, plan experimental, prueba de confiabilidad, realización del experimento en base a programas de simulación eléctrico/económico (NCP, Macros) culminando con el tratamiento de datos y las conclusiones.

4.3 Población y muestra

4.3.1 La población

Fueron los escenarios y despachos eléctricos elaborados para el año 2018. Estos escenarios y despachos sirvieron para comparar y validar las hipótesis planteadas en el presente trabajo.

FIGURA 4-1: ESCENARIOS Y DESPACHOS



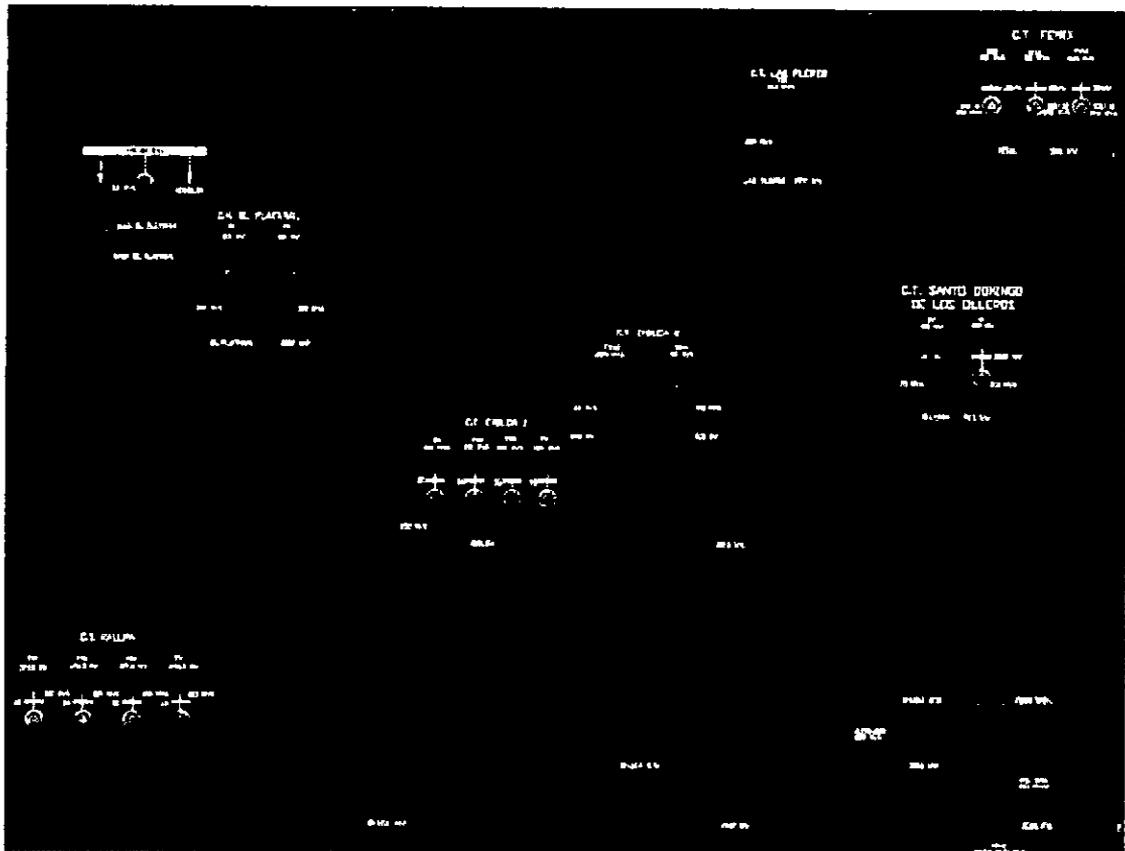
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

4.3.2 La muestra

Para el presente trabajo nos centramos en las centrales térmicas de generación ubicadas en la zona de Chilca. Estas centrales son las que habitualmente y con una alta tasa de participación, siempre generan en el año debido a su bajo costo son llamadas a operar de manera constante y, para algunas de ellas, de manera ininterrumpida.

Por lo expuesto anteriormente, las centrales que analizamos fueron: la C.T. Chilca 1, C.T. Chilca 2, C.T. Kallpa Generación, C.T. Las Flores, C.T. Fénix y la C.T. Santo Domingo de los Olleros.

FIGURA 4-2: DIAGRAMA UNIFILAR CENTRALES TÉRMICAS ZONA CHILCA



FUENTE: (COES, 2018)

4.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Se aplicaron en la investigación los datos de las simulaciones obtenidas usando, principalmente, el programa NCP, el mismo que es usado por el COES para determinar los despachos óptimos del sistema.

CUADRO 4-1: ZONA DE ESTUDIO – CASOS 2018

ZONA DE ESTUDIO	CASOS ELABORADOS 2018		MUESTRA
ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A. • CT Chilca 1 • CT Chilca 2 KALLPA GENERACIÓN S.A. • CT Kallpa Generación • CT Las Flores TERMOCHILCA S.A. • CT Santo Domingo de los Olleros FENIX POWER PERÚ S.A. • CT Fénix Power	Caso Normal	Avenida	6 meses
		Estiaje	6 meses
	Caso Sensibilidad	Avenida	6 meses
		Estiaje	6 meses

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

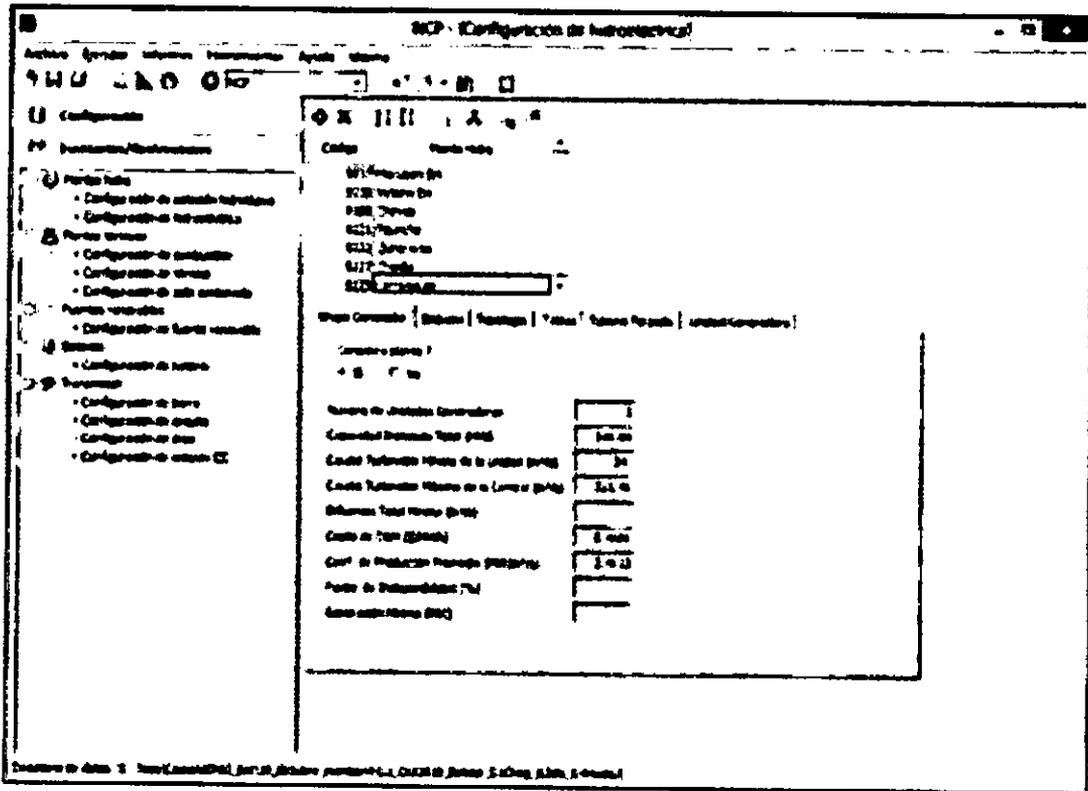
4.4.1 Software NCP

El despacho de operación se realiza con el modelo NCP (versión 5.20c), el cual determina la operación hidrotérmica de mínimo costo de operación, con restricciones de transmisión en etapas horarias. El despacho de operación requiere los datos de demanda, mantenimientos, hidrología, costos variables, combustibles y restricciones operativas adicionales.

Se consideró un valor de 0.1 MW de tolerancia absoluta para la linealización de las pérdidas en las líneas de transmisión en el modelo NCP, con el objetivo de reducir el tiempo de convergencia del problema de optimización. Asimismo, esta modificación influyó ínfimamente en la precisión del despacho económico.

Para fines de optimización se consideró un costo de energía no suministrada de 6000 \$/MWh; de esta manera se aseguró la operación de unidades térmicas de alto costo variable a realizar una restricción de suministro por despacho económico.

FIGURA 4-3: NCP- CONFIGURACIÓN HIDROELÉCTRICA



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

4.4.2 Técnicas

De acuerdo con la literatura revisada, las técnicas de recolección de datos pueden ser múltiples de tal forma que se complementen para beneficio de la investigación. Así entonces, para la variable independiente, con el propósito de generar el estímulo o causa en forma tal que sea considerado válido, fiable y objetivo, se empleó la técnica del experimento.

Asimismo, respecto a la variable dependiente, para los fines de recolectar los datos sobre los efectos o consecuencias producidos por la variable independiente, se utilizó la técnica de análisis de registros estadísticos.

En lo referido a la variable interviniente, para los fines de controlar esta, por ende, evitar la contaminación de los resultados y garantizar que estos sean realmente efectos de la variable experimental. Se utilizó las técnicas de capacitación y evolución cognitiva en relación con el manejo del software NCP.

4.4.3 Instrumentos de recolección de la información

Un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso del cual se vale el investigador para acercarse a los fenómenos y extraer de ellos información. Existen múltiples y diferentes instrumentos útiles para la recolección de datos y para ser usados en todo tipo de investigaciones.

Para el presente trabajo de investigación se contaron con los instrumentos de observación experimental y observación estructurada, ambas de acuerdo con literatura revisada, poseen los tres requisitos: confiabilidad, validez y objetividad.

- La confiabilidad se refiere al grado en que su aplicación repetida al mismo sujeto u objeto produce los mismos resultados.
- La validez se refiere al grado en que un instrumento mide realmente la variable que pretende medir o no.
- La objetividad se refiere al grado en que el instrumento es o no permeable a la influencia de los sesgos y tendencias del investigador que lo administran, califican e interpretan.

Asimismo, el software NCP, al ser un programa optimizador de despacho económico y que además se encuentra en uso constante por el área de programación del COES para estimar y pronosticar el régimen de generación del parque generador del SEIN, nos proporcionó la información necesaria para iniciar los análisis.

Se utilizó para la sistematización de los datos el paquete de Microsoft Office, específicamente, Microsoft Excel, que es un programa integrado que combina, en un solo paquete, una hoja de cálculo, gráficos y macros, bajo el sistema operativo Windows.

4.5 Procedimientos de recolección de datos

De acuerdo con (Hernández, et al., 2010), un procedimiento es un resumen de cada paso en el desarrollo de la investigación, así tenemos:

4.5.1 Procedimientos para la captura de los datos

La información fue recolectada por los investigadores. El procedimiento que sustentó la captura de datos fue el siguiente:

Para la ejecución del experimento se tuvieron que elaborar los casos base de avenida y estiaje para el año 2018, con la intención de proyectar la operación de las centrales eléctricas de la zona de Chilca. Estos casos base no fueron sometidos a la variable independiente para poder realizar comparaciones con los casos sensibilidad que sí fueron sometidos a la variable independiente.

En la elaboración de los casos base se realizó un tratamiento estadístico para proyectar las curvas de demanda características de los periodos de avenida y estiaje. Adicionalmente apoyándonos nuevamente de la estadística, se estimó el crecimiento de demanda para el año 2018.

Con la demanda estimada del 2018 se procedió a ingresar esta información al programa NCP y a comprobarlo con los archivos de entrada cpdePE.dat y cpdexbus.dat verificando el circuito eléctrico y las barras asociadas.

Posteriormente, se procedió a elaborar los casos para cada mes del año 2018 teniendo en cuenta consideraciones importantes o datos de entrada tales como: mantenimientos en unidades de generación y transmisión de la época (COES, 2017); regulación primaria de frecuencia (información pública en la página del COES, (COES, 2016)); regulación secundaria de frecuencia (información pública en la página del COES, (COES, 2016)); características técnicas de cada unidad generadora de electricidad conforme a sus fichas técnicas, tales como, tiempos mínimos de operación, potencia máxima, potencia mínima, etc. (información pública en la página del COES); unidades de generación y equipos de transmisión nuevos de acuerdo al Plan de Generación y Transmisión 2018 – 2019 elaborado por el (COES, 2017) y registros hidrológicos correspondiente a cada periodo de evaluación (COES, 2017).

Con el software NCP se procedió a ejecutar los cálculos de los casos controlando en todo momento que sean coherentes (respeten sus características de operación) y que el margen de error este dentro de los límites indicados por el COES. Luego de

culminar y revisar los casos base se procedió a elaborar los casos sensibilidad, aplicando en estos últimos la variable independiente. Es importante indicar que, en este punto de la experimentación, el tiempo empleado fue de 3 meses ya que cada mes de estudio demoraba en culminar entre 3 a 5 días, en algunos casos hasta 7 días ya que el programa requería mayor tiempo para poder cumplir con el margen de error.

Paralelamente, se fue elaborando las hojas de cálculo en Excel para traducir el régimen de operación de las centrales de la zona de Chilca y su ingreso percibido para las empresas generadoras de electricidad.

Al final del experimento, se contó con los ingresos en miles de dólares de las empresas KALLPA GENERACIÓN S.A, ENGIE ENERGÍA PERÚ, FÉNIX POWER PERÚ S.A. Y TERMOCHILCA S.A. elaborados tanto para los casos base como para los casos sensibilidad.

4.5.2 Procedimientos para el procesamiento de los datos

El procesamiento de información implicó el uso de técnicas estadísticas que facilitaron el manejo de los datos obtenidos. Para ello, se recopiló la información obtenida de la aplicación de los instrumentos, presentándolos por medio de tablas en Excel.

4.5.3 Procedimientos para presentar e interpretar los datos

Para presentar e interpretar los datos según el análisis estadístico descriptivo se elaboraron cuadros y figuras, con los datos empíricos y los estadísticos hallados en dichos casos.

Adicionalmente, se recolecto y analizó para cada día del año 2017 la evolución de la demanda por zonas (Centro, Norte, Sur y Electroandes) para los bloques de Avenida y Estiaje (COES, 2018). Cabe indicar, que se trabajó por zonas para poder aproximar aún más el escenario 2018 con la finalidad de que sea práctico aumentar o quitar una carga importante en cualquier zona del Perú.

Dónde:

H : Inercia total del sistema (s).

w : Frecuencia angular en rad/s.

w_0 : Frecuencia angular nominal en rad/s.

P_m : Potencia mecánica (p.u.).

P_e : Potencia eléctrica (p.u.).

Entonces, ante una pérdida de generación en el sistema se presenta un desbalance en el primer término del lado izquierdo de la ecuación, que se traduce en la variación de las velocidades de las masas rotantes (w) y provoca el cambio de la energía cinética de las masas rotantes conectadas al sistema.

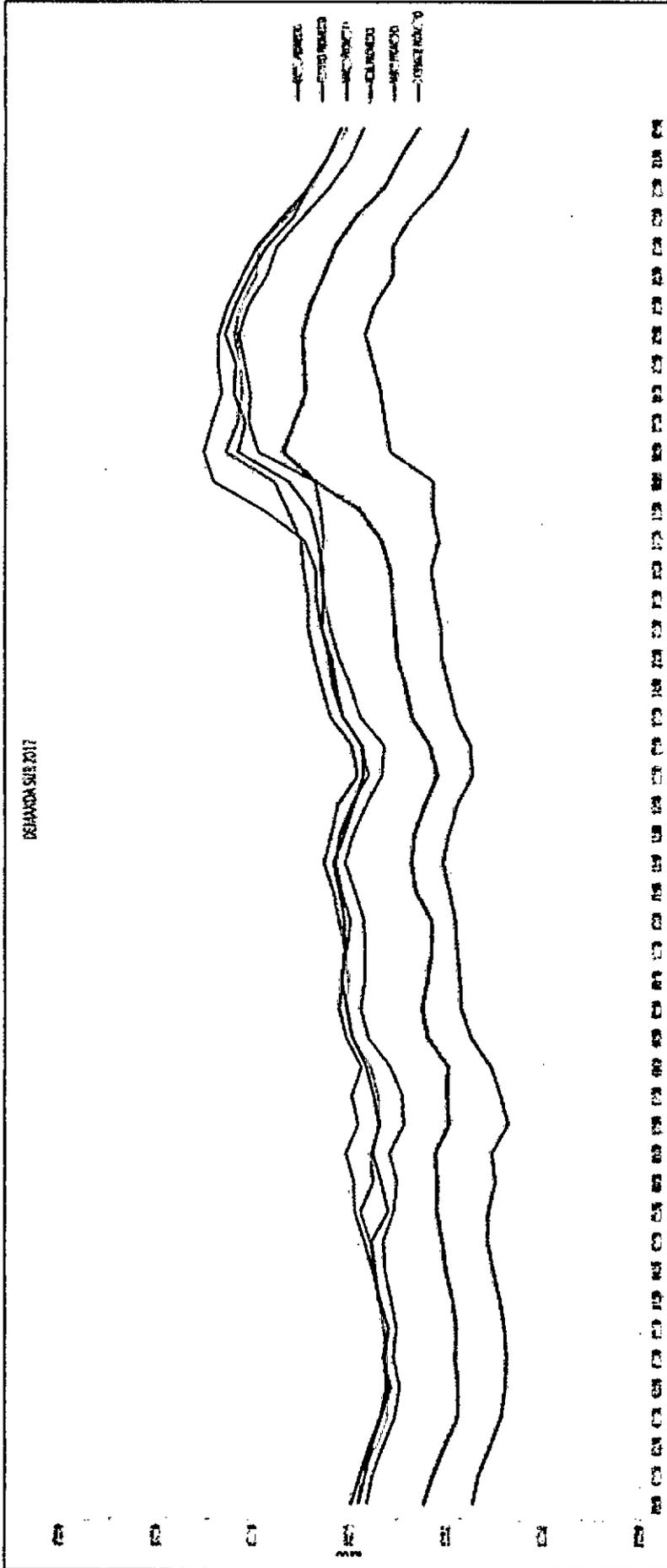
En el caso de que el desbalance por la pérdida de generación sea grande, la frecuencia puede seguir disminuyendo y como no ha transcurrido el tiempo necesario para que la regulación de la frecuencia sea efectiva o no sea suficiente, se corre el riesgo de que la frecuencia alcance los valores de actuación de las protecciones de baja frecuencia de las unidades generación, con lo cual continúa la caída de la frecuencia (o se incrementa el desbalance de potencia) y se produce un colapso del sistema de potencia.

Para evitar el colapso del sistema por frecuencia, es necesario tomar una acción para detener la caída de frecuencia y de ser necesario revertirla. Existen dos formas de amortiguar o cambiar la caída de frecuencia: aumentando la potencia generada de las unidades de generación o disminuyendo la demanda. Debido a la naturaleza del problema se descarta la opción de aumentar la potencia de generación, entonces la solución a este problema es disminuir la demanda mediante una desconexión automática de carga, para que la respuesta sea rápida.

2.3.22 Regulación primaria de frecuencia

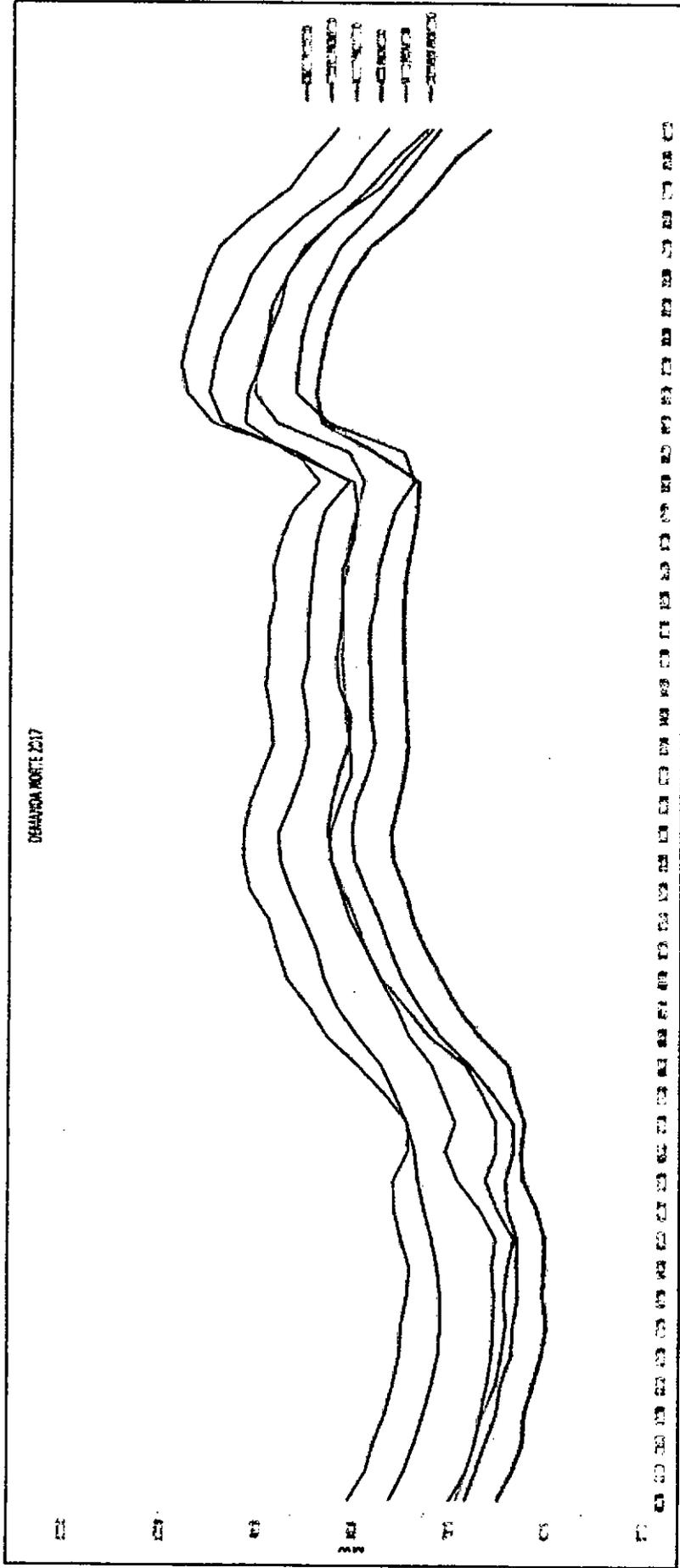
(XM, 2007 pág. 8). La regulación primaria es la reacción local de los generadores, a través de los reguladores de velocidad (gobernador), para compensar cambios en la

GRÁFICO 4-1: AVENIDA - DEMANDA ZONA SUR



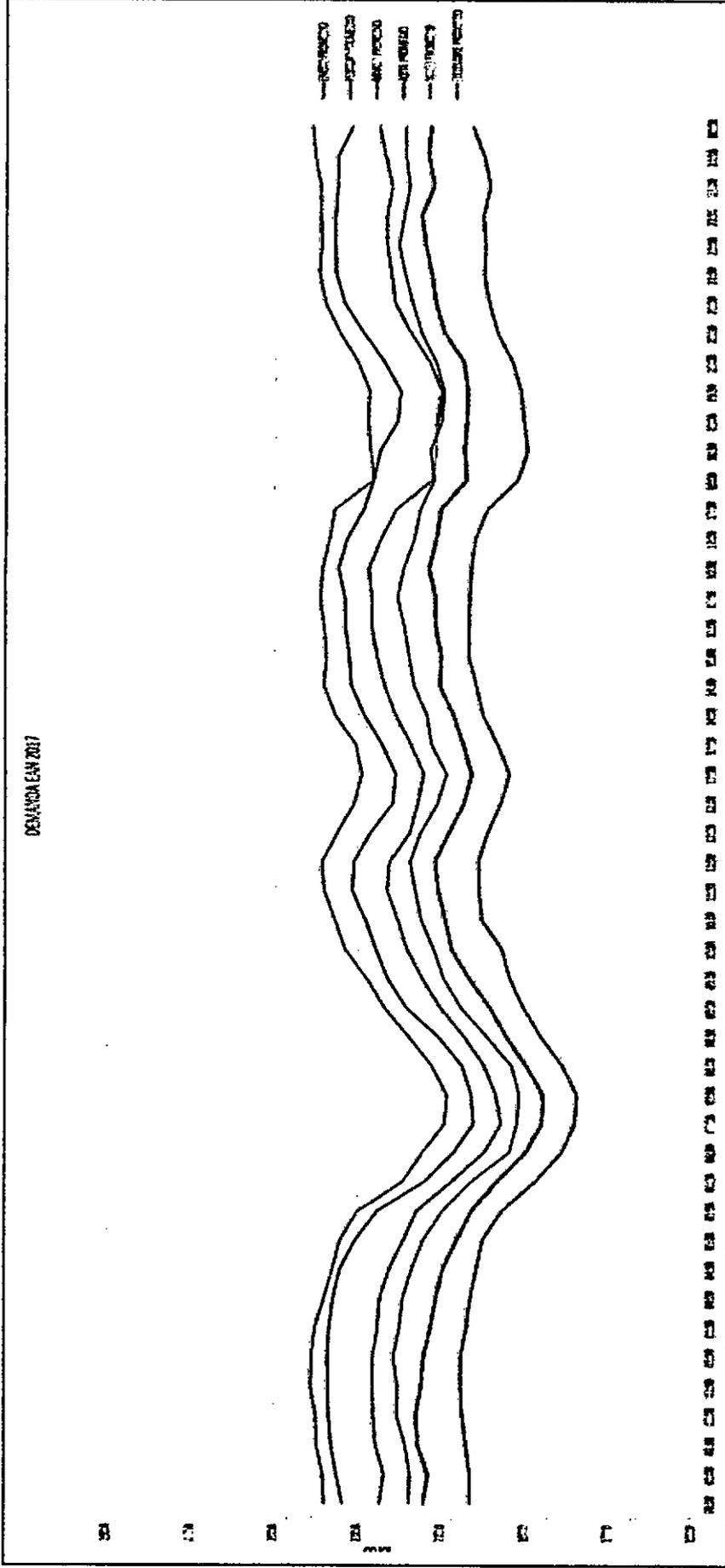
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

GRÁFICO 4-2: AVENIDA - DEMANDA ZONA NORTE



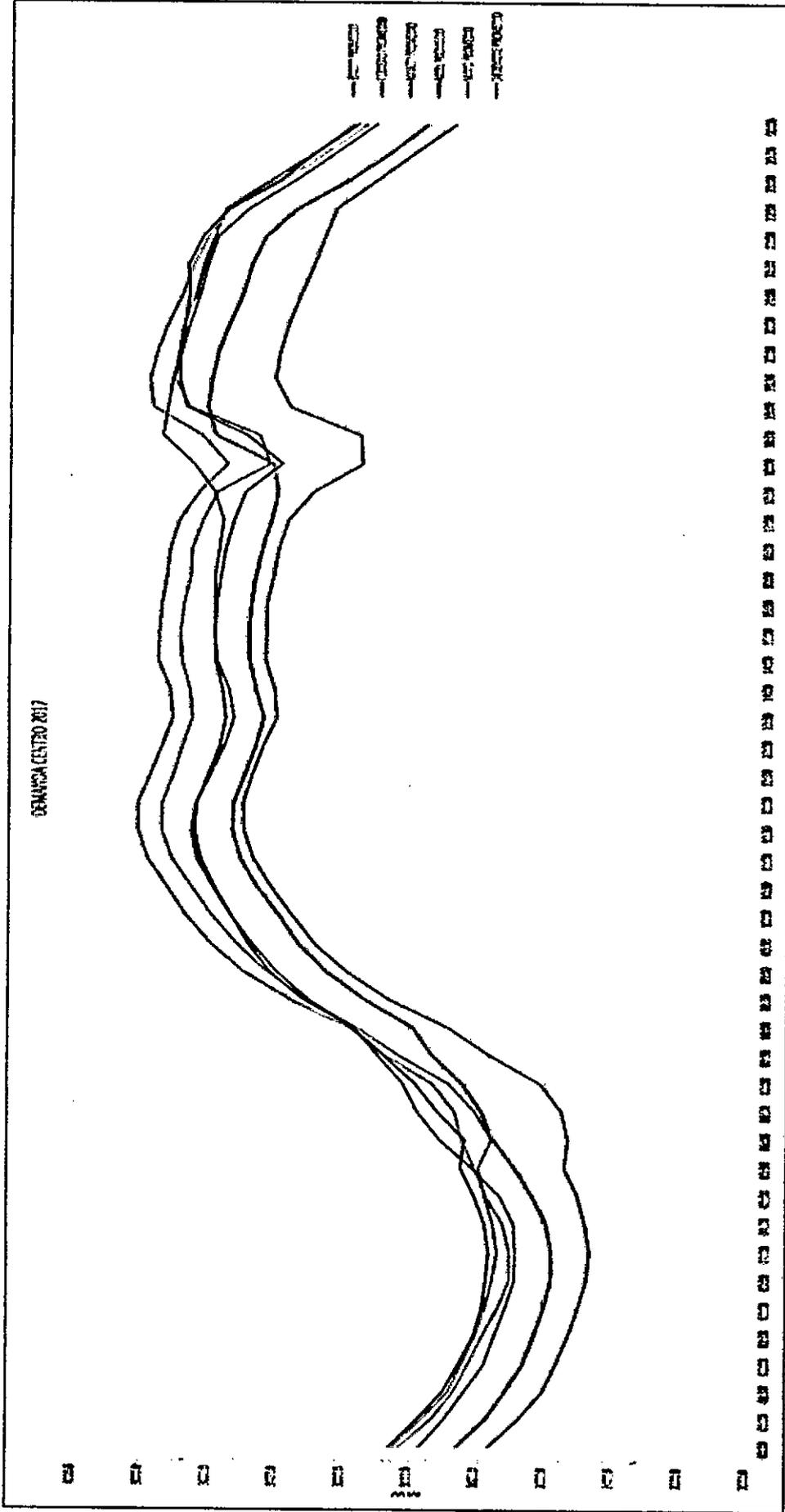
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

GRÁFICO 4-3: AVENIDA - DEMANDA ZONA ELECTROANDES



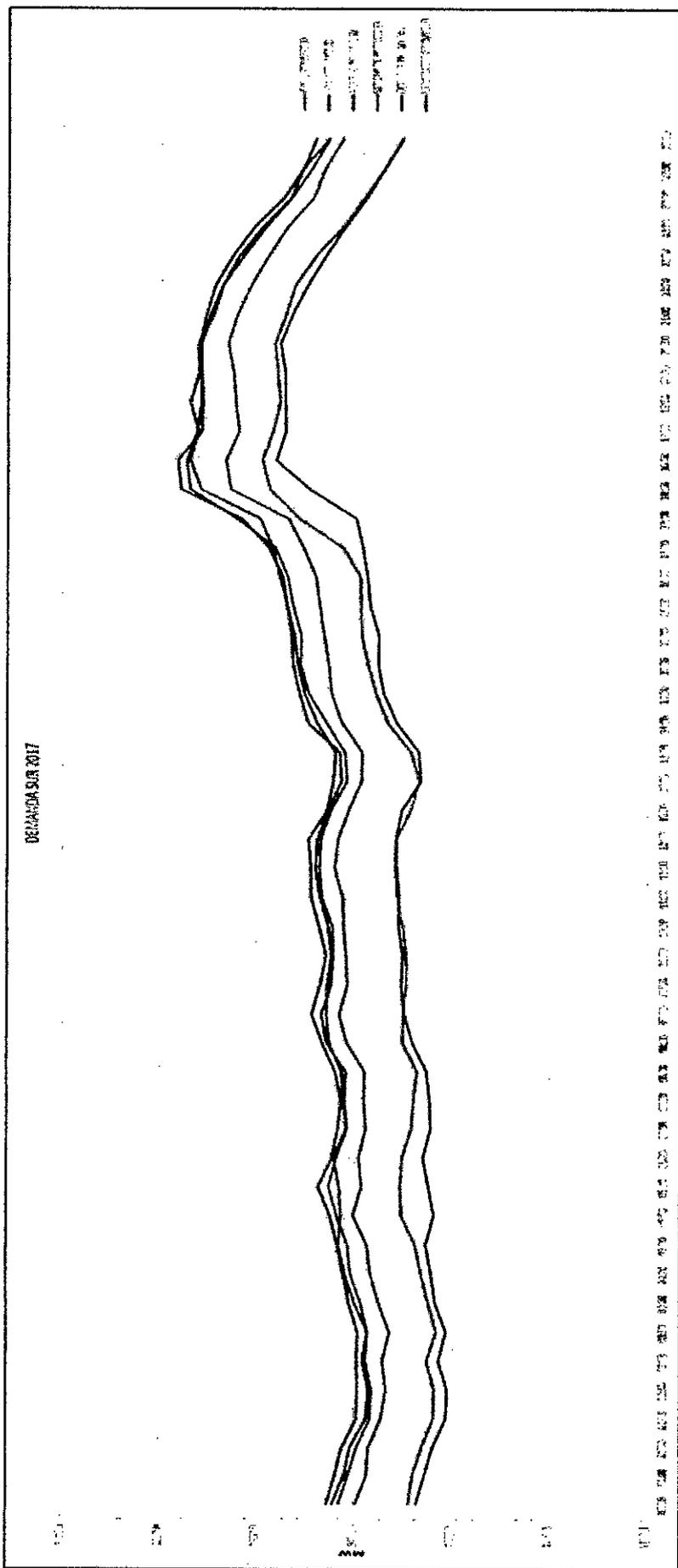
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

GRÁFICO 4-4: AVENIDA - DEMANDA ZONA CENTRO



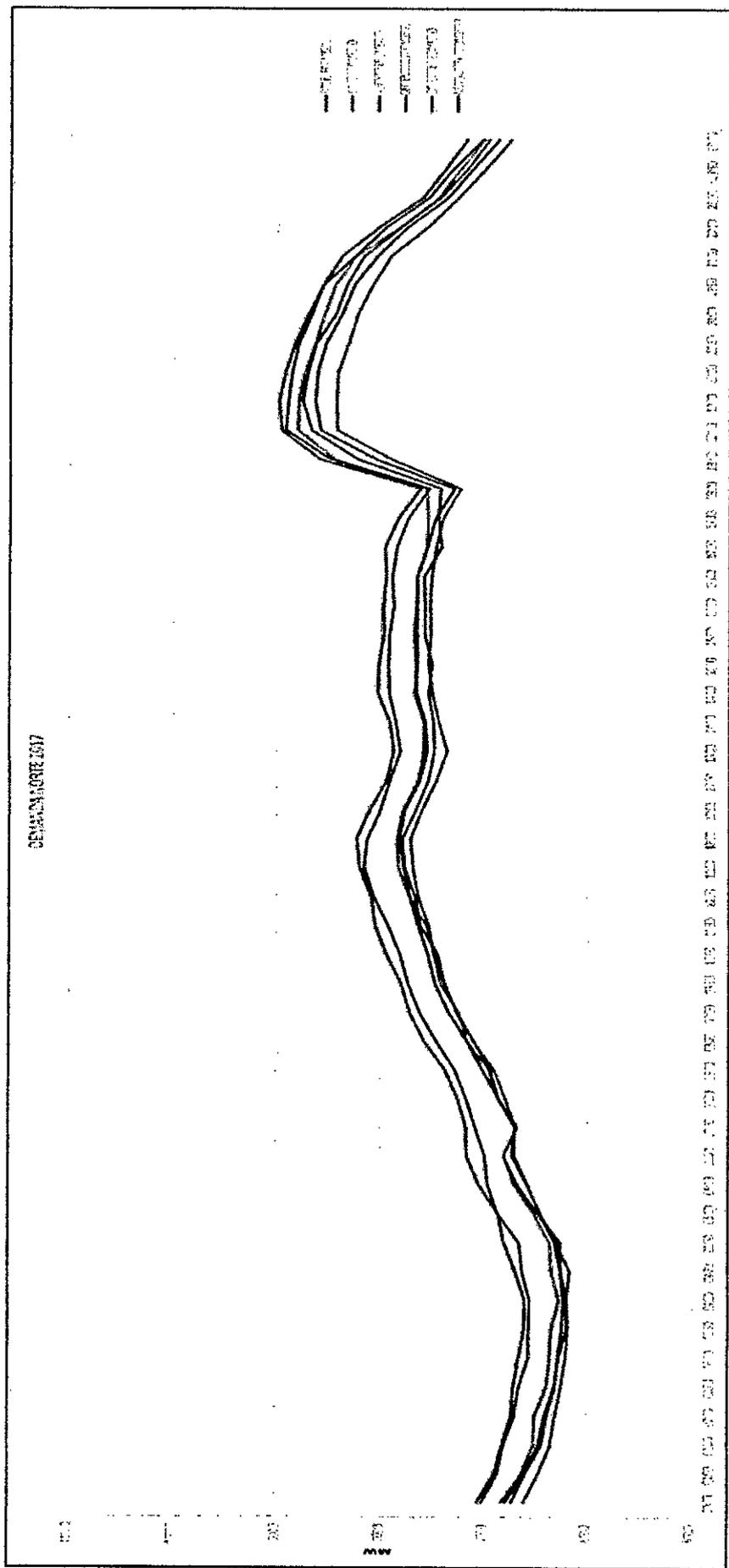
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

GRÁFICO 4-5: ESTIAJE - DEMANDA ZONA SUR



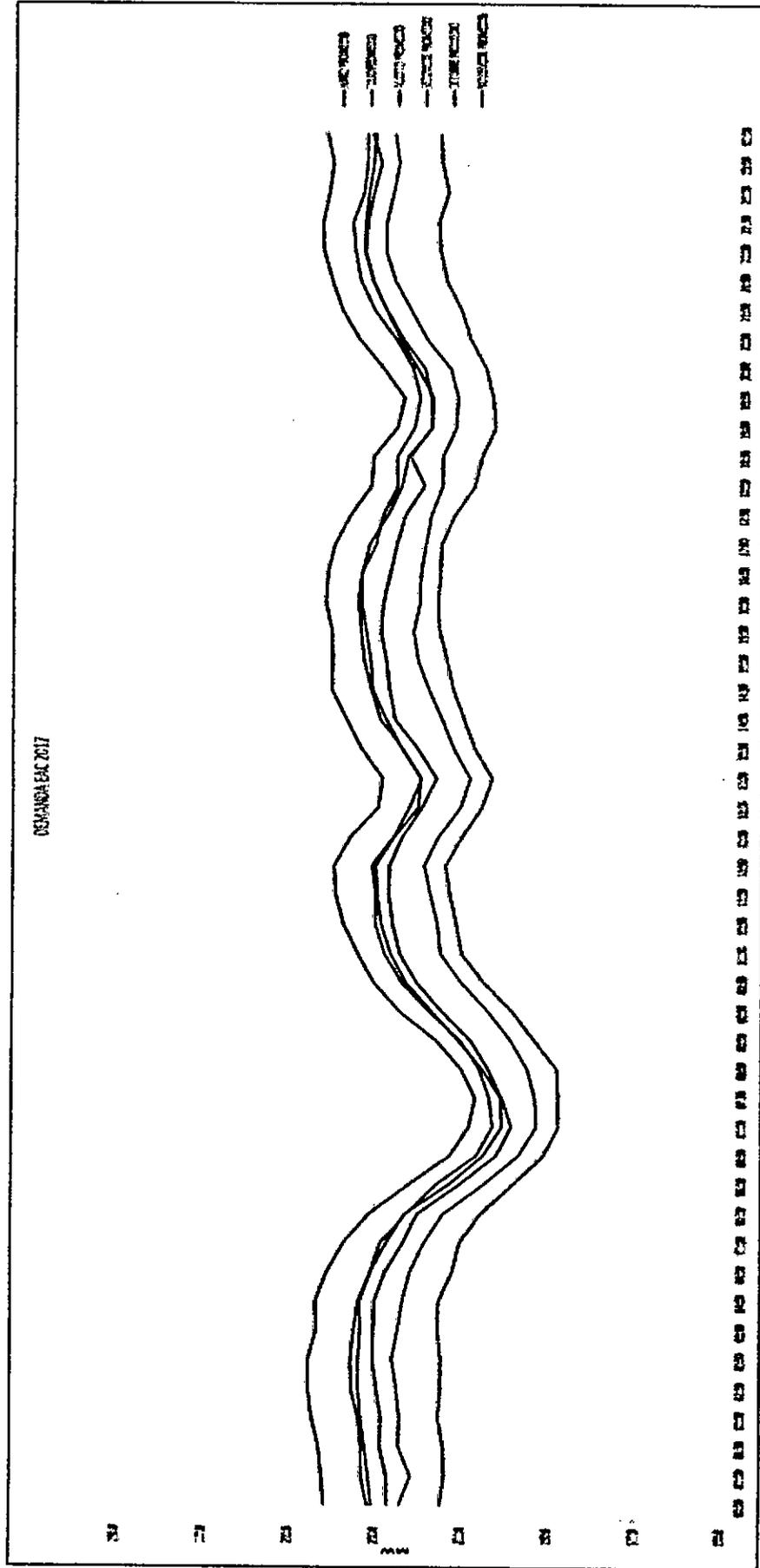
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

GRÁFICO 4-6: ESTIAJE - DEMANDA ZONA NORTE



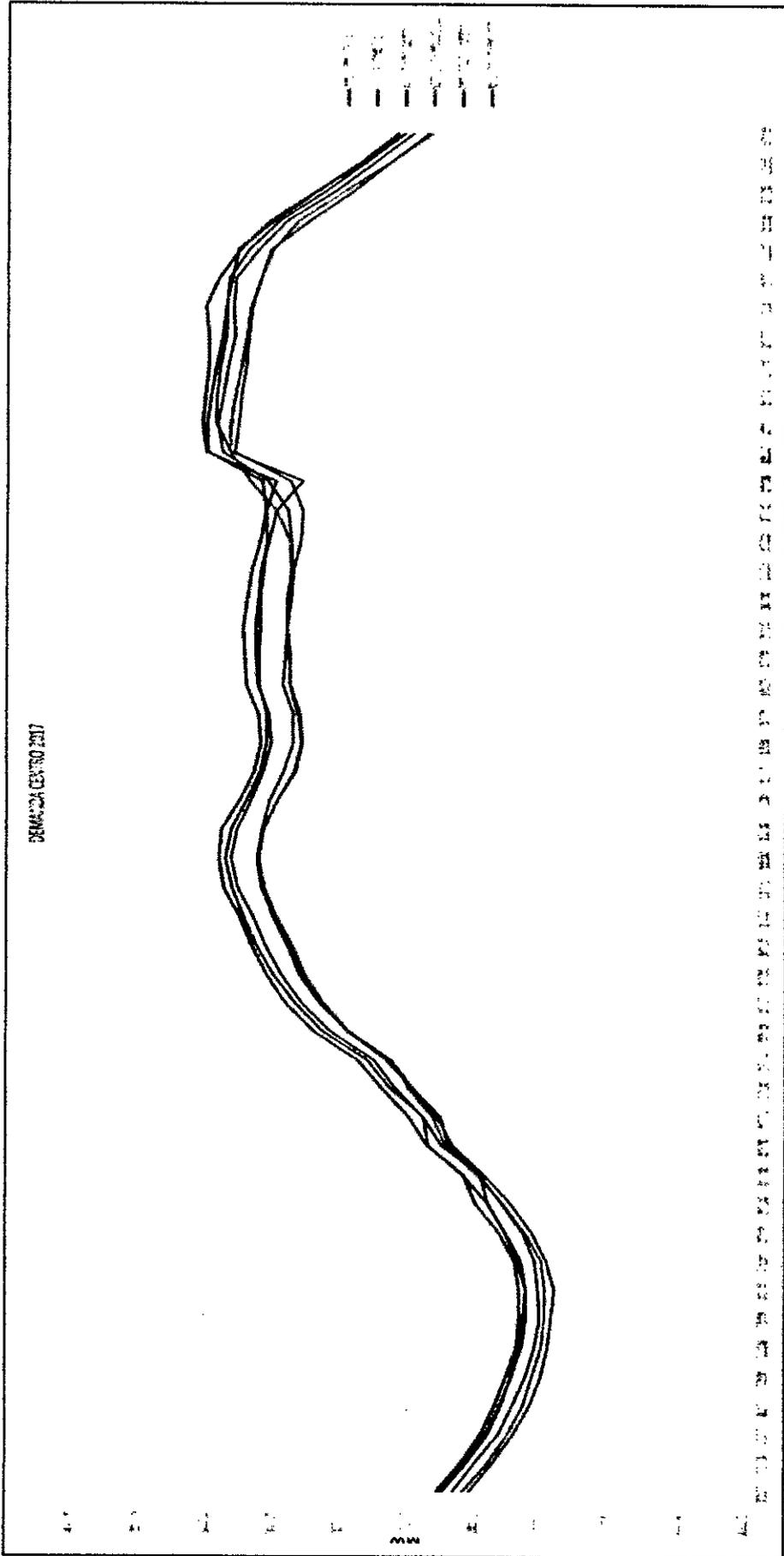
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

GRÁFICO 4-7: ESTIAJE - DEMANDA ZONA ELECTROANDES



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

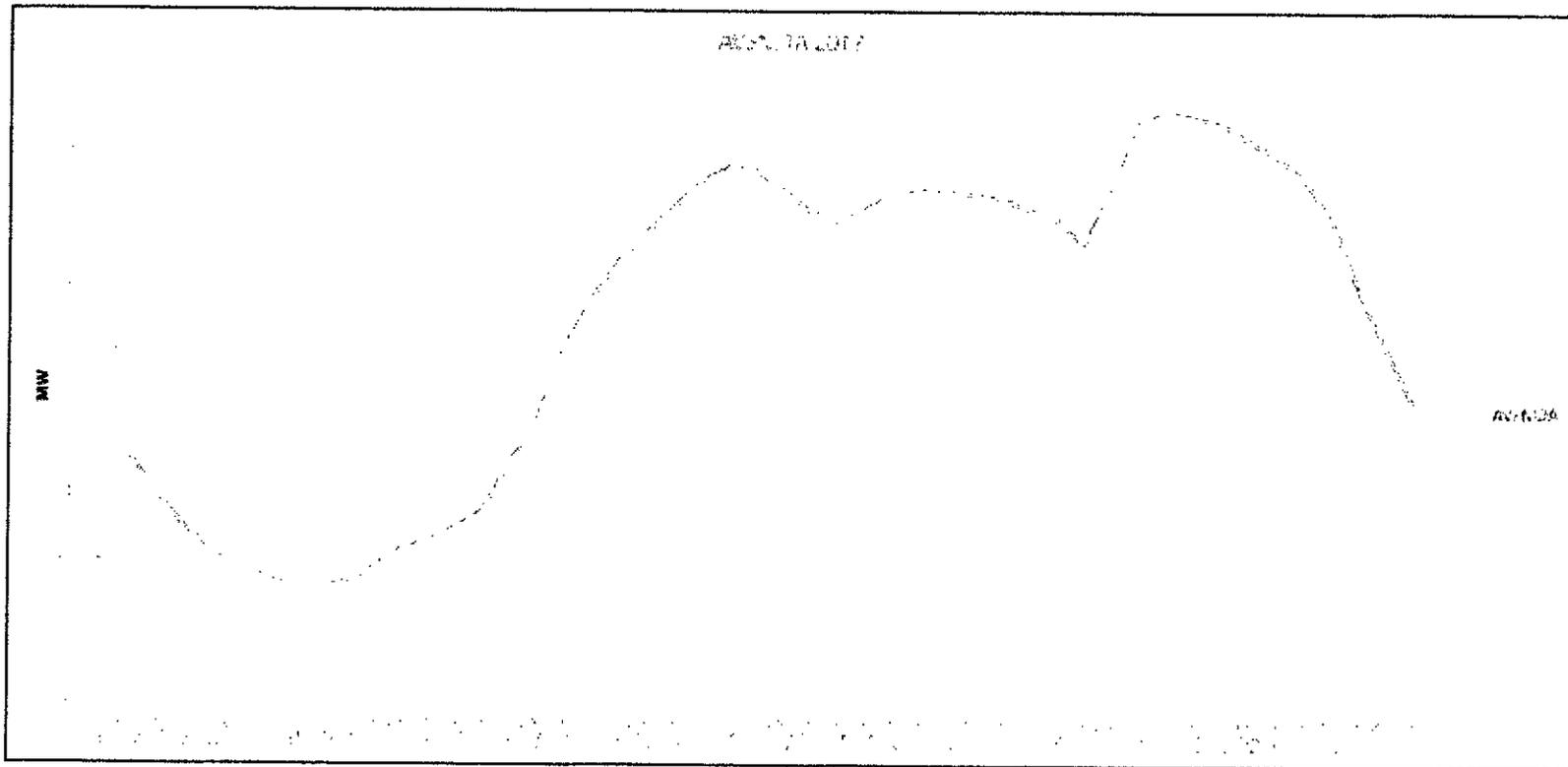
GRÁFICO 4-8: ESTIAJE - DEMANDA ZONA CENTRO



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

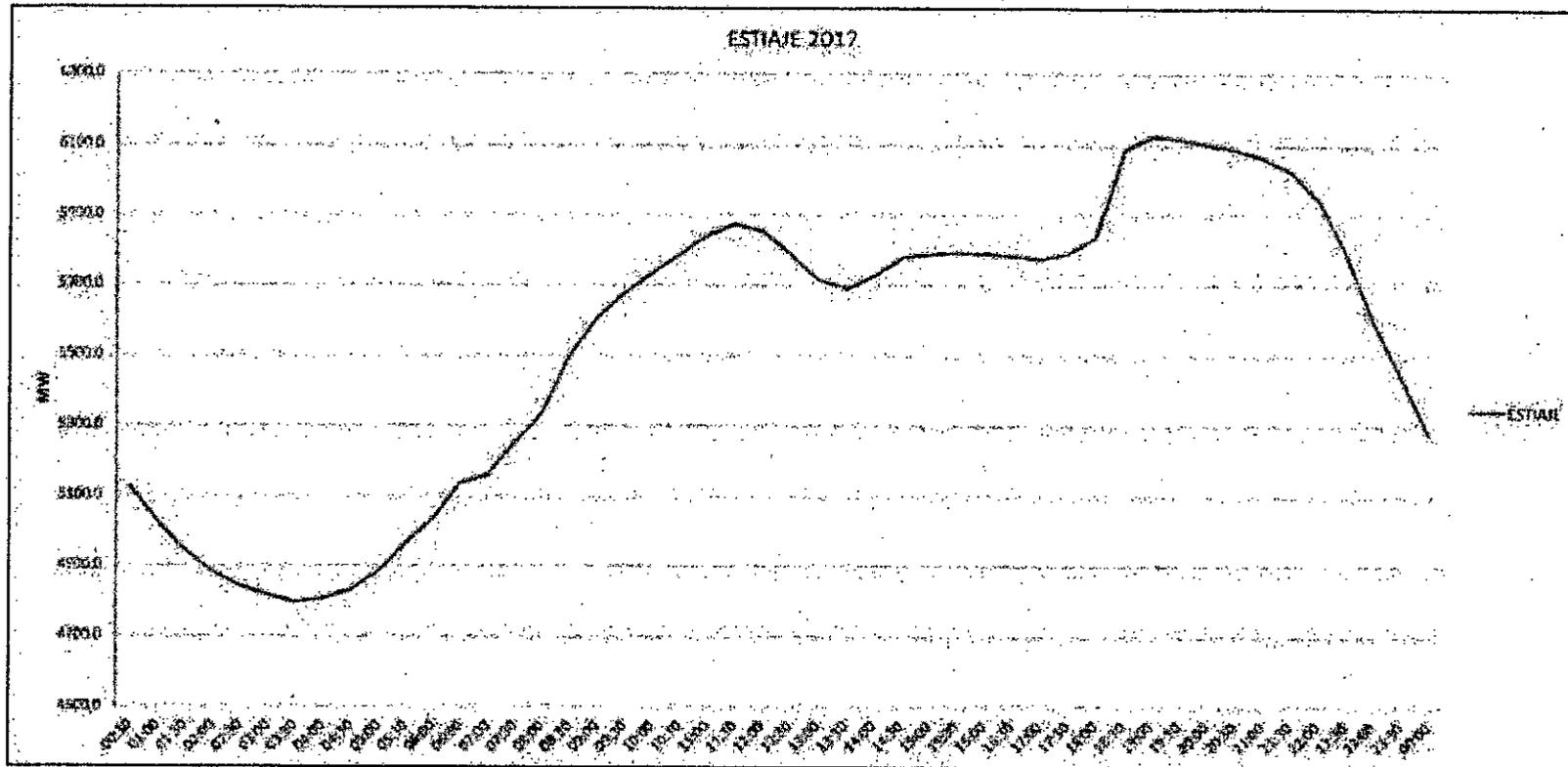
También se pudo elaborar con la información recolectada mes a mes y día por día, las curvas típicas de un día de Avenida y Estiaje, tal como se muestra:

GRÁFICO 4-9: CURVA TIPICA AVENIDA 2017



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

GRÁFICO 4-10: CURVA TÍPICA ESTIAJE 2017



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

4.6 Procedimiento estadístico y análisis de datos

Una vez elaborados los casos y las sensibilidades, se procedió a calcular el margen variable de cada empresa generadora, para ello, los ingresos atribuibles a cada empresa generadora están compuestos por el margen variable operativo y el margen variable comercial; el primero está compuesto básicamente por la valorización de la energía y potencia inyectada al sistema en el mercado spot y remunerada en el COES, el segundo viene a ser el margen por tener contratos con clientes libres y/o regulados.

La siguiente expresión muestra lo mencionado¹⁷:


$$MVO = EgxCmg - EgxCV + Evx(PVe - Cmg)$$


$$MVC = IGPF + IAPG + P_{Contr}x(PVp - PBP)$$

$$MV = MVO + MVC$$

Donde:

- | | | |
|---|-----|---------------------------------------|
| - | MVO | Margen variable operativo |
| - | Eg | Energía generada |
| - | Cmg | Costos marginales |
| - | MVC | Margen variable comercial |
| - | CV | Costo variable de generación |
| - | Ev | Energía contratada con los clientes |
| - | PVe | Precio de venta de energía a clientes |

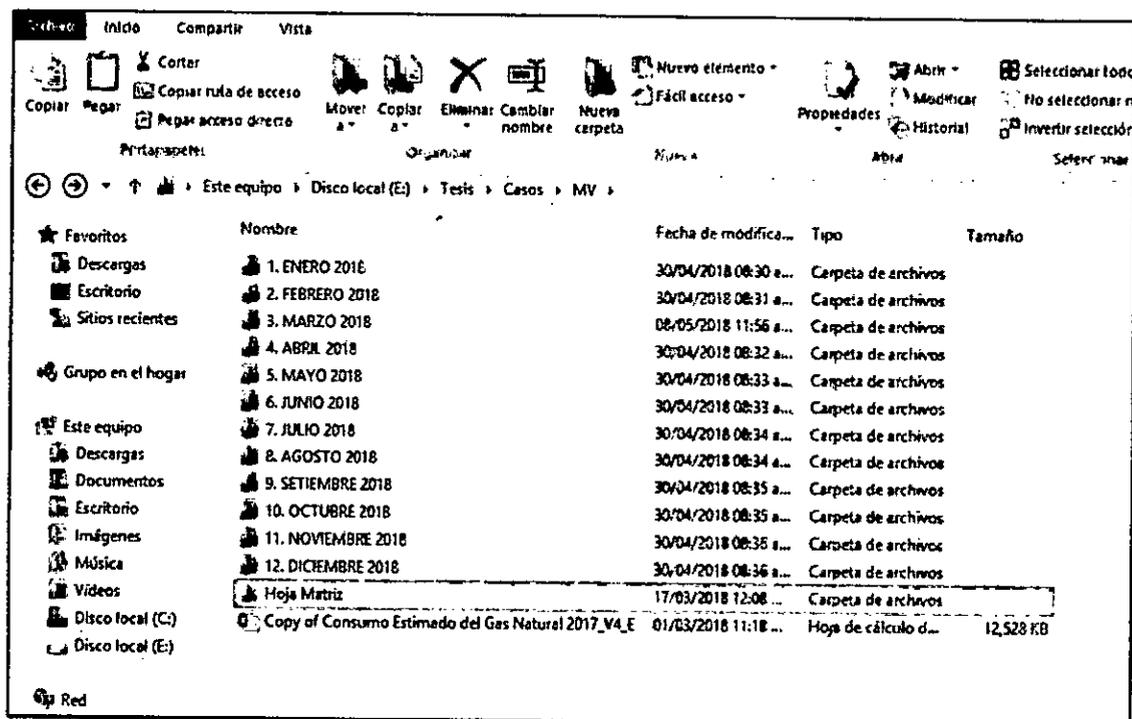
¹⁷ Para mayor detalle sobre el margen variable, véase la sección 2.3.12 en la página 118.

- MVp Margen variable de potencia
- IGPF Ingreso Garantizado por Potencia Firme
- IAPG Ingreso Adicional por Potencia Generada
- P_Contr Potencia contratada con los clientes
- PVp Precio de venta de potencia a clientes
- PBP Precio en Barra de la Potencia
- MV Margen Variable

Entonces, para determinar cuál fue el efecto en el margen variable de la empresa, se necesitó conocer entre otras variables, los costos marginales y el despacho de producción de las unidades de generación, por ello se tuvo que realizar simulaciones de la operación con el NCP.

El impacto económico por los cambios en las flexibilidades operativas se determinó con el margen variable de las empresas generadores durante todo el periodo de evaluación.

FIGURA 4-4: MARGEN VARIABLE



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

FIGURA 4-5: MARGEN VARIABLE – ENERO 2018

Nombre	Fecha de modifica...	Tipo	Tamaño
IDCOS_formato_Semanal_Enero	03/03/2018 09:01 ...	Hoja de cálculo d...	2,120 KB
MV_Tesis_DG_SC_Enero2018	29/04/2018 10:27 a...	Hoja de cálculo d...	1,299 KB
RSF_Enero	28/04/2018 03:23 ...	Hoja de cálculo d...	2,826 KB

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

4.6.1 Consideraciones para el escenario proyectado:

- a) Para las centrales de la zona de Chilca (C.T. Kallpa, C.T. Las Flores, C.T. Chilca 1, C.T. Chilca 2, C.T. Fénix y C.T. Santo Domingo de los Olleros) se le aumentó 10 MW a su Potencia Máxima y se disminuyó 20 MW a su Potencia Mínima, esto en línea con el marco teórico¹⁸ que se desarrolló en el presente trabajo.
- b) De acuerdo con el Programa Anual de Intervenciones (PAI) 2018 (COES, 2017), se consideraron los mantenimientos de mayor relevancia para cada mes:

¹⁸ Véase en el numeral 2.4 ubicado en la página 109.

CUADRO 4-2: PROGRAMA ANUAL DE INTERVENCIONES 2018

ENERO 2018	TV CT Kallpa indisponible del 02 al 05 (04 días)
	G4 CH Machupicchu indisponible del 10 al 14 (5 días)
	G1 CH Chimay indisponible del 12 al 14 (3 días)
	CT Fénix indisponible del 18 al 31 (14 días)
	TG4 CT Malacas indisponible del 15 al 31 (17 días)
	CH Huampaní indisponible del 24 al 31 (8 días)
	UTI 6 indisponible en modo gas todo el mes

FEBRERO 2018	CT Fénix indisponible del 01 al 19 (19 días)
	TG4 CT Ventanilla indisponible del 16 al 28 (13 días)
	TV CT Chilca indisponible del 13 al 28 (16 días)
	G1 CH Restitución indisponible del 01 al 21 (21 días)
	CH Huampaní indisponible del 01 al 08 (8 días)
	TG4 CT Malacas indisponible todo el mes
	UTI 6 indisponible en modo gas todo el mes

MARZO 2018	TG4 CT Ventanilla indisponible todo el mes
	TG2 CT Chilca indisponible del 20 al 26 (7 días)
	CH Mantaro indisponible del 01 al 10 (10 días)
	CH Restitución indisponible del 01 al 10 (10 días)
	CH Cerro del Águila indisponible del 16 al 25 (10 días)
	TG4 CT Malacas indisponible todo el mes
	UTI 6 indisponible en modo gas todo el mes

ABRIL 2018	CT Chilca 2 indisponible todo el mes
	TV CT Ventanilla indisponible del 7 al 18 (12 días)
	TG7 CT Santa Rosa indisponible del 20 al 26 (7 días)
	UTI 6 indisponible en modo gas todo el mes

MAYO 2018	TG3 CT Ventanilla indisponible del 05 al 08 (4 días)
	TG3 CT Kallpa indisponible del 05 al 07 (3 días)
	TG2 CT Pisco indisponible del 02 al 31 (30 días)
	TG4 CT Ventanilla del 25 al 30 (6 días)
	TG1 CT Chilca indisponible del 18 al 24 (7 días)

JUNIO 2018	G2 CH Chimay indisponible del 09 al 25 (17 días)
	G1 CH Chaglla indisponible del 15 al 30 (16 días)
	TG11 CT Fénix indisponible del 23 al 25 (3 días)
	TG12 CT Fénix indisponible del 28 al 30 (3 días)

JULIO 2018	G1 CH Chimay indisponible del 01 al 10 (10 días)
	G2 CH Chaglla indisponible del 01 al 16 (16 días)
	TG8 CT Santa Rosa indisponible del 09 al 20 (12 días)
	G2 CH Restitución indisponible del 16 al 31 (16 días)
	TG2 CT Kallpa indisponible del 21 al 23 (3 días)
	TG1 CT Olleros indisponible del 27 al 31 (5 días)

AGOSTO 2018	G2 CH Restitución indisponible del 01 al 06 (6 días)
	TG3 CT Chilca indisponible del 20 al 31 (12 días)
	G4 CH Machupicchu indisponible del 17 al 31 (15 días)

SETIEMBRE 2018	G4 CH Machupicchu indisponible del 01 al 16 (16 días)
	TG4 CT Malacas indisponible del 13 al 17 (5 días)

OCTUBRE 2018	G1 CH Chaglla indisponible del 02 al 11 (10 días)
	G2 CH Chimay indisponible del 10 al 14 (5 días)
	G4 CH Machupicchu indisponible del 10 al 14 (5 días)
	G2 CH Chaglla indisponible del 12 al 21 (10 días)

NOVIEMBRE 2018	UTI 5 CT Santa Rosa indisponible del 10 al 19 (10 días)
	UTI 6 CT Santa Rosa indisponible del 02 al 11 (10 días)
	TG3 CT Ventanilla indisponible del 23 al 26 (4 días)
	TG1 CT Las Flores indisponible del 24 al 26 (3 días)

DICIEMBRE 2018	TG1 CT Olleros indisponible del 01 al 08 (8 días)
	TG1 CT Pisco indisponible del 01 al 05 (5 días)
	TG4 CT Ventanilla indisponible del 13 al 16 (4 días)

FUENTE: (COES, 2017)

- c) Se consideró el plan de transmisión y generación para el año 2018 publicado por el COES:

CUADRO 4-3: PLAN DE GENERACIÓN 2018

Fecha	Proyecto	MW
mar-18	CH RenovAndes H1 - EMPRESA DE GENERACIÓN SANTA ANA	20
mar-18	CH Angel III - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20
mar-18	CH Angel II - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20
abr-18	CH La Virgen - LA VIRGEN	84
abr-18	CS Intipampa - ENGIE	40
abr-18	CE Wayra I - ENEL GREEN POWER PERÚ	126
may-18	CH Angel I - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20
ago-18	CT Santo Domingo de los Olleros TV - TERMOCHILCA	100
nov-18	CH Cahuac - ANDEAN POWER	20

FUENTE: (COES, 2017)

CUADRO 4-4: PLAN DE TRANSMISIÓN 2018

Fecha	Proyecto
mar-18	SE Carapongo 500/220 kV - 750 MVA
abr-18	LT 220 kV Azángaro - Juliaca - Puno de 450 MVA
jul-18	LT 138 kV Chimbote Norte - Trapecio de 130 MVA

FUENTE: (COES, 2017)

V. RESULTADOS

En este capítulo se demostró que la gestión en las flexibilidades operativas influyó positivamente en el margen variable de las centrales de generación termoeléctrica.

5.1 Validez y confiabilidad de los instrumentos

5.1.1 Validez:

El software de simulación de despacho económico NCP es el programa que usa el área de programación del COES para elaborar el régimen de carga o despacho económico que tendrán las unidades generadoras que conforman el sistema eléctrico peruano. Este programa es ampliamente usado por las empresas generadoras para predecir y calcular estimaciones de régimen de carga para sus unidades generadoras, lo que permite comparar resultados con el ente coordinador y fomentar la transparencia entre casos de análisis. Por lo expuesto, el instrumento cuenta con validez de contenido, siendo esta el grado en que un instrumento refleja un dominio específico de lo que se pretende medir.

5.1.2 Confiabilidad:

Para determinar la confiabilidad del instrumento, se eligieron al azar tres despachos económicos del año 2018, los cuales se les aplicó la prueba de confiabilidad, ayudados por el Microsoft Excel, se determinó el alfa de *cronbach*¹⁹ tal como se muestra en la tabla siguiente.

CUADRO 5-1: ALFA DE CRONBACH

Instrumento	Alfa de Cronbach (α)
Despacho económico NCP mes de evaluación enero	0.876
Despacho económico NCP mes de evaluación junio	0.856
Despacho económico NCP mes de evaluación noviembre	0.831

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Los resultados obtenidos demuestran que el Alpha del Cronbach están por encima de 0.70; dando confiabilidad al instrumento utilizado.

¹⁹ Para mayor información véase el numeral 2.4.3, ubicado en la página 113.

5.2 Presentación y análisis de resultados

Una vez obtenidos los resultados y analizada la información recogida, se procedieron a realizar las pruebas de hipótesis, al nivel de hipótesis específicas que, totalizadas, buscan demostrar la hipótesis general; en ese sentido:

5.2.1 Prueba de Hipótesis General

Ho: Aplicando una adecuada gestión en las flexibilidades operativas no beneficia el margen variable de centrales de generación termoeléctrica.

H1: Aplicando una adecuada gestión en las flexibilidades operativas beneficia el margen variable de centrales de generación termoeléctrica.

La prueba de la hipótesis general se realizó mediante la demostración de las tres hipótesis específicas referidas respectivamente al mejoramiento del régimen de despacho involucrado al margen variable, al grado de influencia que tienen las flexibilidades operativas en el margen variable y a la influencia que tienen las flexibilidades operativas en relación con el consumo de gas natural. De estas tres pruebas realizadas, se rechazan las hipótesis nulas y, por consecuencia, se aceptan las hipótesis alternas, validando la hipótesis general, concluyéndose en lo siguiente:

Aplicando una adecuada gestión en las flexibilidades operativas beneficia el margen variable de centrales de generación termoeléctrica.

5.2.2 Prueba de hipótesis específica 1

Ho: Realizando una eficiente gestión en las flexibilidades operativas no mejora el régimen de despacho involucrado al margen variable de centrales de generación termoeléctrica.

H1: Realizando una eficiente gestión en las flexibilidades operativas mejora el régimen de despacho involucrado al margen variable de centrales de generación termoeléctrica.

Calculos estadísticos

- a. Determinando la ecuación de la gráfica, donde X_{prom} es el promedio de los datos del caso sensibilidad y μ es el promedio de los datos del caso base:

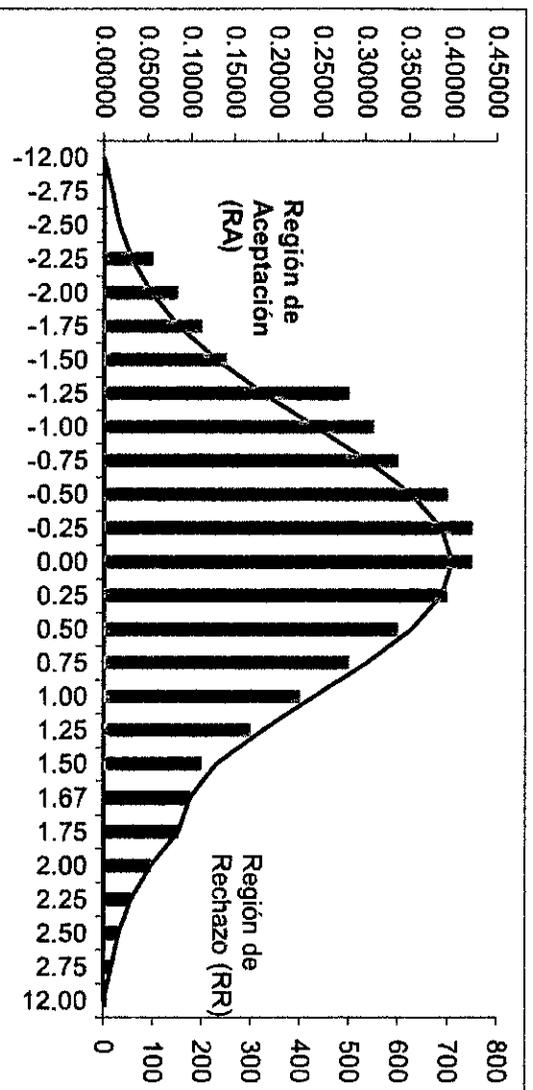
$$H_0: X_{prom} \leq \mu \quad H_1: X_{prom} > \mu$$

- b. Determinando el nivel de significancia o el error que se está dispuesto a aceptar:

$$\alpha = 0.05$$

- c. Determinando la zona/región de aceptación y de rechazo de la hipótesis nula (H_0):

GRÁFICO 5-1: ACEPTACIÓN Y DE RECHAZO – HIPÓTESIS ESPECÍFICA 1



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Es importante indicar que el valor crítico (Z_c), de acuerdo con tablas de normalidad, para un nivel de significancia de 0.05 es de +1.67 que va en línea con la ecuación planteada en el paso 5.2.2.a.

- d. Determinando la Función Pivotal (Z)

Para muestras mayores a 30

$$Z = \frac{X_{prom} - \mu}{\frac{\sigma}{\sqrt{n}}}$$

Dónde: n es el número de muestra y σ es la desviación estándar

e. Cálculo de la Función Pivotal (Z)

Para ello se tiene el siguiente cuadro:

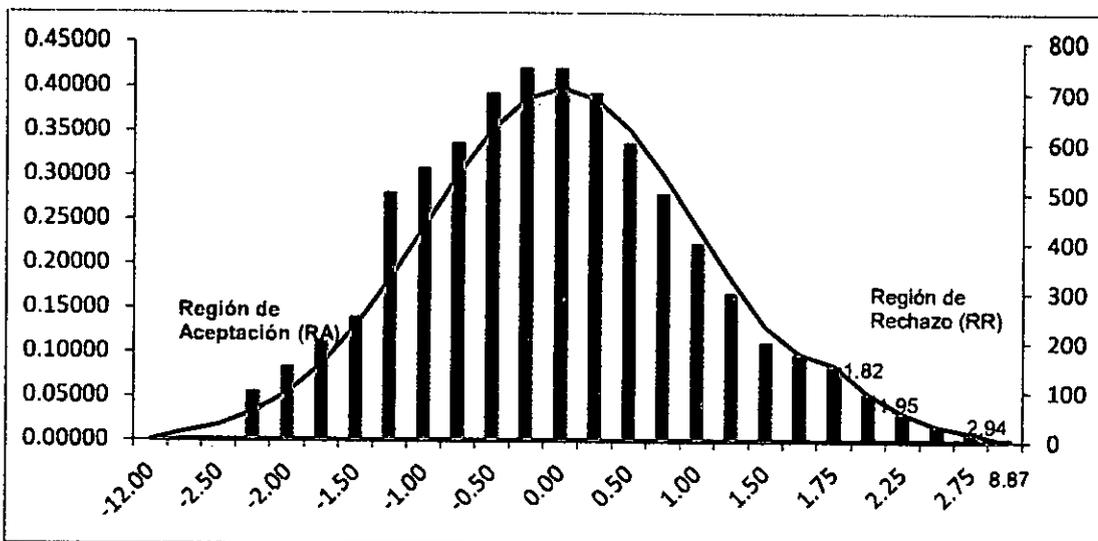
CUADRO 5-2: FUNCIÓN PIVOTAL - HIPÓTESIS ESPECÍFICA 1

	Kallpa	Engle	Fénix	Termochilca
Z	8.870	1.817	2.940	1.954
X prom	592.200	222.069	329.511	173.011
μ	507.666	208.090	304.589	168.071
n	745.000	745.000	745.000	745.000
σ	260.116	210.027	231.344	68.994

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

f. Ubicamos en la gráfica

GRÁFICO 5-2: UBICACIÓN FUNCIÓN PIVOTAL - HIPÓTESIS ESPECÍFICA 1



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

g. Por lo tanto,

Al ubicar los puntos encontrados por la función pivotal, se observó que caen en la Región de Rechazo (RR) de la gráfica de distribución normal; por lo que podemos afirmar que se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alterna, diciendo:

Dónde:

H : Inercia total del sistema (s).

w : Frecuencia angular en rad/s.

w_0 : Frecuencia angular nominal en rad/s.

P_m : Potencia mecánica (p.u.).

P_e : Potencia eléctrica (p.u.).

Entonces, ante una pérdida de generación en el sistema se presenta un desbalance en el primer término del lado izquierdo de la ecuación, que se traduce en la variación de las velocidades de las masas rotantes (w) y provoca el cambio de la energía cinética de las masas rotantes conectadas al sistema.

En el caso de que el desbalance por la pérdida de generación sea grande, la frecuencia puede seguir disminuyendo y como no ha transcurrido el tiempo necesario para que la regulación de la frecuencia sea efectiva o no sea suficiente, se corre el riesgo de que la frecuencia alcance los valores de actuación de las protecciones de baja frecuencia de las unidades generación, con lo cual continúa la caída de la frecuencia (o se incrementa el desbalance de potencia) y se produce un colapso del sistema de potencia.

Para evitar el colapso del sistema por frecuencia, es necesario tomar una acción para detener la caída de frecuencia y de ser necesario revertirla. Existen dos formas de amortiguar o cambiar la caída de frecuencia: aumentando la potencia generada de las unidades de generación o disminuyendo la demanda. Debido a la naturaleza del problema se descarta la opción de aumentar la potencia de generación, entonces la solución a este problema es disminuir la demanda mediante una desconexión automática de carga, para que la respuesta sea rápida.

2.3.22 Regulación primaria de frecuencia

(XM, 2007 pág. 8). La regulación primaria es la reacción local de los generadores, a través de los reguladores de velocidad (gobernador), para compensar cambios en la

2.3.25 Estatismo

(XM, 2007 págs. 10-11). Los reguladores de velocidad presentan una respuesta de la potencia de salida con las variaciones de frecuencia, esta respuesta se caracteriza en estado estable por una pendiente (*droop*) denominado estatismo permanente. Esta pendiente es negativa con el objeto que se dé una respuesta coherente, cuando la frecuencia sube, baja la potencia y viceversa. El estatismo está dado por:

$$\text{Estatismo} = \frac{\Delta f / f_{\text{nominal}}}{-\Delta P / P_{\text{nominal}}} * 100$$

En un sistema interconectado de múltiples generadores no se usa el modo de control isócrono (*Flat Line*) que puede operar cuando un sólo generador asume el compromiso de regulación al mantener la frecuencia en el valor objetivo. Por el contrario, se dota a la curva (*droop*) de estatismo de pendiente negativa, que permite una adecuada coordinación en el reparto de las desviaciones de potencia por el grupo de generadores. Aspecto este último que sería conflictivo en una estrategia de control isócrono (0% de estatismo) que conllevaría a problemas de coordinación, estabilidad y deterioro de los generadores. Durante un restablecimiento de un sistema de potencia, después de un colapso, podría explotarse el control isócrono asignándole a un sólo generador la responsabilidad de mantener la frecuencia objetivo en una isla. En este caso este generador debe tener una reserva lo suficientemente grande que le permita absorber todas las variaciones que se presenten. La característica de estatismo permite la operación estable de muchos generadores en paralelo en un sistema de potencia. Por ejemplo, si todos los generadores tuviesen el mismo estatismo se tendría un reparto proporcional de las desviaciones a la capacidad, lo que es altamente deseable. En la práctica la experiencia de la industria eléctrica sugiere un rango del 4 al 7% para el estatismo. Los generadores con menor estatismo tienen un factor de participación superior a aquellos con mayor estatismo, en el extremo un generador con estatismo cero (0% *droop*) trataría de compensar todas las desviaciones, sólo limitado por la capacidad del generador. Mediante el variador de velocidad es posible desplazar verticalmente la curva de estatismo obteniendo una familia de curvas, que permite a una misma velocidad, a la frecuencia de referencia, obtener diferentes salidas de potencia. Esta posibilidad es la base para la regulación secundaria de frecuencia.

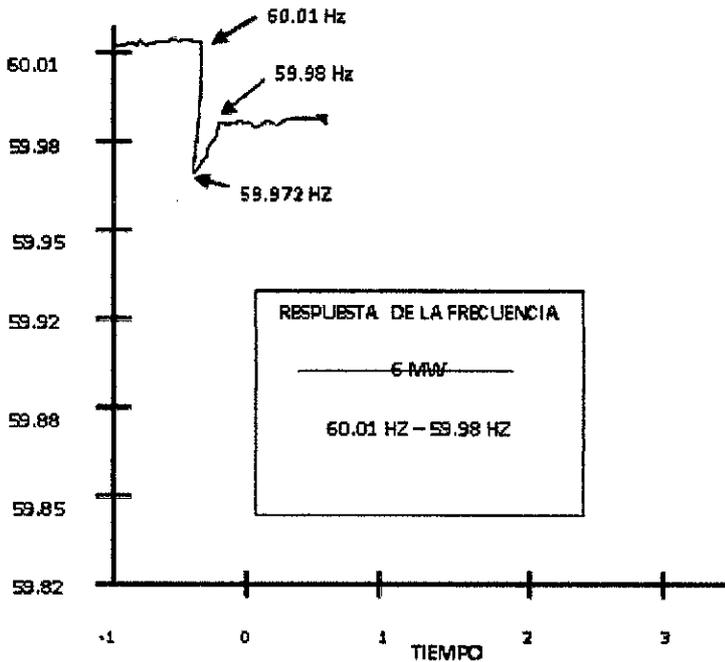
2.3.26 Característica de respuesta de la frecuencia

(XM, 2007 págs. 12-13). La característica de respuesta de la frecuencia relaciona la variación en potencia MW con los cambios en la frecuencia del sistema. Es un efecto combinado de los reguladores de velocidad y de la respuesta autorregulante de la carga.

La característica de respuesta de la frecuencia depende del punto de operación y, por tanto, varía en todo momento. La característica de respuesta de la frecuencia es una medida de lo robusto de un sistema, indica cuantos MW se requieren para cambiar un décimo de Hz.

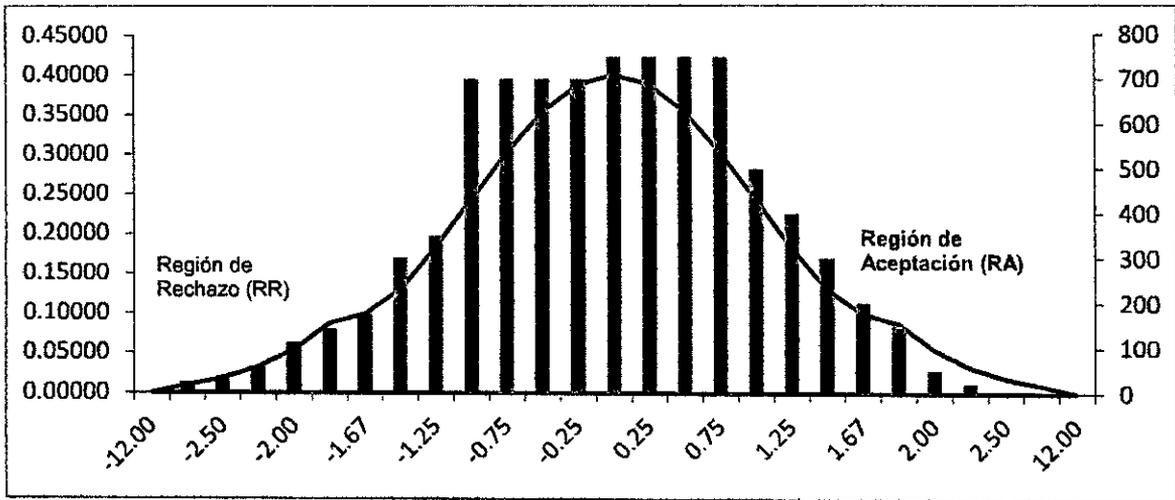
La característica de respuesta de la frecuencia se estima a partir del registro de eventos sobre el sistema mediante un análisis estadístico de los desbalances de potencia contra los cambios de frecuencia, como se muestra en la Figura 2-29. Por definición los cambios de frecuencia se miden una vez se ha dado la respuesta autorregulante de la carga y de los reguladores de velocidad, es decir, antes de iniciar la respuesta de la regulación secundaria.

FIGURA 2-29: CARACTERÍSTICA DE RESPUESTA DE LA FRECUENCIA



FUENTE: (XM, 2007 pág. 13)

GRÁFICO 5-5: ACEPTACIÓN Y DE RECHAZO – HIPÓTESIS ESPECÍFICA 3



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Es importante indicar que el valor crítico (Z_c), de acuerdo con tablas de normalidad, para un nivel de significancia de 0.05 es de -1.67 que va en línea con la ecuación planteada en el paso 5.2.4.a.

d. Determinando la Función Pivotal (Z)

Para muestras mayores a 30

$$Z = \frac{X_{prom} - \mu}{\frac{\sigma}{\sqrt{n}}}$$

Dónde: n es el número de muestra y σ es la desviación estándar

e. Cálculo de la Función Pivotal (Z)

Para ello se tiene el siguiente cuadro:

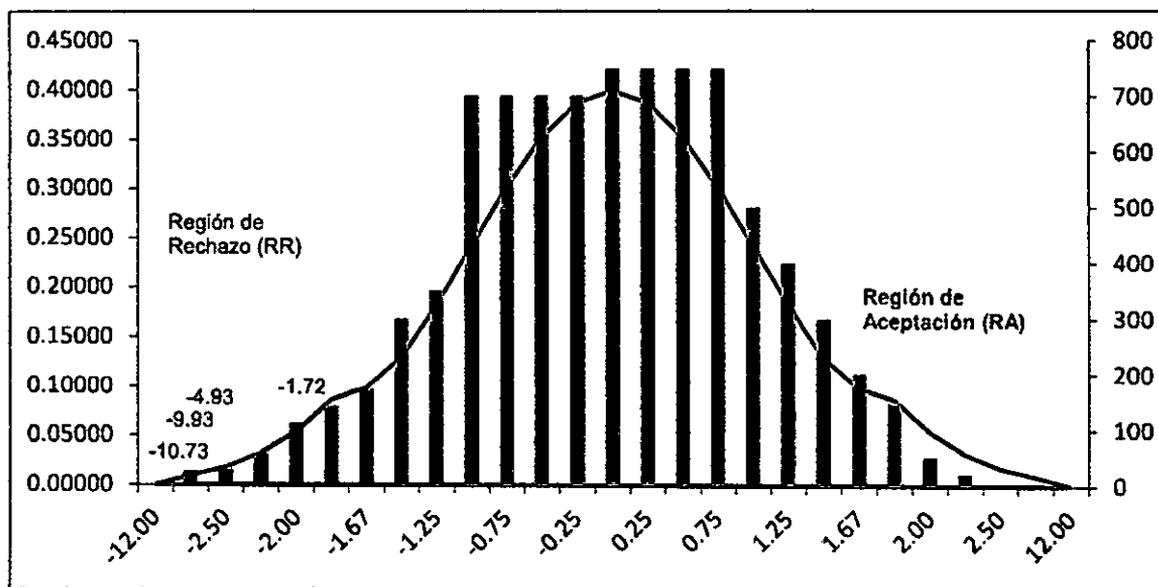
CUADRO 5-4: FUNCIÓN PIVOTAL - HIPÓTESIS ESPECÍFICA 3

	Kallpa	Engie	Fénix	Termochilca
Z	-10.732	-9.933	-4.932	-1.723
X prom	-7.133	-2.926	-4.986	-2.727
μ	-6.316	-2.841	-4.567	-2.66
n	745	745	745	745
σ	2.079	0.233	2.318	1.069

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

f. Ubicamos en la gráfica

GRÁFICO 5-6: UBICACIÓN FUNCIÓN PIVOTAL – HIPÓTESIS ESPECÍFICA 3



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

g. Por lo tanto,

Al ubicar los puntos encontrados por la función pivotal observamos que caen en la Región de Rechazo (RR) de la gráfica de distribución normal; por lo que podemos afirmar que se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alterna, diciendo:

Estableciendo una adecuada gestión en las flexibilidades operativas, se disminuye el impacto en los consumos de gas asociados al margen variable de centrales de generación termoeléctrica.

Para cada mes, se ha determinado el margen variable correspondiente al periodo de evaluación. Para determinar el impacto, se ha acumulado el margen variable de los 12 meses, los cuales incluyen mantenimientos de mayor relevancia. Los resultados del impacto económico en el margen variable de las centrales de generación ubicadas en la zona de chilca se muestran en los siguientes cuadros:

CUADRO 5-5: MARGEN VARIABLE EN OPERACIÓN NORMAL – KALLPA GENERACIÓN S.A.

KALLPA GENERACIÓN S.A.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
Margen variable operativo de energía	-1,657	-719	-755	-907	-1,521	-1,709
Margen variable comercial de energía	20,460	18,480	20,460	19,800	20,460	19,800
Pago de transporte y distribución firme de gas	-8,061	-8,061	-8,061	-8,061	-8,061	-8,061
Potencia y otros	5,625	5,622	6,014	5,690	5,661	5,060
Margen variable estimado (miles de USD)	16,366	15,322	17,658	16,522	16,539	15,090

	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Margen Variable Operativo de Energía	-1,180	-1,732	-1,372	-1,201	-1,004	-1,119
Margen Variable Comercial de Energía	20,460	20,460	19,800	20,460	19,800	20,460
Pago de transporte y distribución firme de gas	-8,061	-8,061	-8,061	-8,061	-8,061	-8,061
Potencia y Otros	5,061	5,027	5,092	4,990	5,041	6,064
Margen Variable Estimado (Miles de USD)	16,279	15,693	15,459	16,187	15,776	17,343

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

CUADRO 5-6: MARGEN VARIABLE EN OPERACIÓN NORMAL – ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.

ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.						
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
Margen variable operativo de energía	8,158	6,177	3,718	169	3,073	1,313
Margen variable comercial de energía	29,673	26,802	29,673	28,716	29,673	28,716
Pago de transporte y distribución firme de gas	-5,106	-5,106	-5,106	-5,106	-5,106	-5,106
Potencia y otros	-146	-58	-167	-123	-152	-171
Margen variable estimado (miles de USD)	32,580	27,814	28,118	23,655	27,487	24,751

	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Margen Variable Operativo de Energía	251	1,712	1,400	1,918	1,783	11,907
Margen Variable Comercial de Energía	29,673	29,673	28,716	29,673	28,716	29,673
Pago de transporte y distribución firme de gas	-5,106	-5,106	-5,106	-5,106	-5,106	-5,106
Potencia y Otros	-219	-197	-152	-205	-181	-159
Margen Variable Estimado (Miles de USD)	24,599	26,082	24,858	26,280	25,212	36,315

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

CUADRO 5-7: MARGEN VARIABLE EN OPERACIÓN NORMAL – FENIX POWER PERÚ S.A.

FENIX POWER PERÚ S.A.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
Margen variable operativo de energía	94	-266	73	629	282	-123
Margen variable comercial de energía	10,182	9,197	10,182	9,854	10,182	9,854
Pago de transporte y distribución firme de gas	-2,778	-2,778	-2,778	-2,778	-2,778	-2,778
Potencia y otros	-55	36	-81	-43	-68	-56
Margen variable estimado (miles de USD)	7,443	6,188	7,396	7,661	7,618	6,897

	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Margen Variable Operativo de Energía	441	-142	-225	-240	165	607
Margen Variable Comercial de Energía	10,182	10,182	9,854	10,182	9,854	10,182
Pago de transporte y distribución firme de gas	-2,778	-2,778	-2,778	-2,778	-2,778	-2,778
Potencia y Otros	-99	-90	-43	-90	-64	-82
Margen Variable Estimado (Miles de USD)	7,747	7,172	6,808	7,074	7,177	7,929

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

CUADRO 5-8: MARGEN VARIABLE EN OPERACIÓN NORMAL –TERMOCHILCA S.A.

TERMOCHILCA S.A.						
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
Margen variable operativo de energía	247	77	-299	-25	-305	-847
Margen variable comercial de energía	3,966	3,582	3,966	3,838	3,966	3,838
Pago de transporte y distribución firme de gas	-1,097	-1,097	-1,097	-1,097	-1,097	-1,097
Potencia y otros	-613	-523	-627	-593	-621	-600
Margen variable estimado (miles de USD)	2,503	2,039	1,944	2,123	1,943	1,294

	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Margen Variable Operativo de Energía	-570	-861	-864	-676	-733	1,314
Margen Variable Comercial de Energía	3,966	3,966	3,838	3,966	3,838	3,966
Pago de transporte y distribución firme de gas	-1,097	-1,097	-1,097	-1,097	-1,097	-1,097
Potencia y Otros	-633	-631	-581	-629	-603	-625
Margen Variable Estimado (Miles de USD)	1,665	1,376	1,295	1,564	1,405	3,558

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Posteriormente se realizó el margen variable utilizando la sensibilidad descrita en el numeral 3.1.5, ubicado en la página 133, perteneciente a las consideraciones para el escenario proyectado, así entonces:

CUADRO 5-9: MARGEN VARIABLE CON SENSIBILIDAD – KALLPA GENERACIÓN S.A.

KALLPA GENERACIÓN S.A.						
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
Margen variable operativo de energía	-551	-219	-355	-107	-721	-909
Margen variable comercial de energía	20,460	18,480	20,460	19,800	20,460	19,800
Pago de transporte y distribución firme de gas	-8,061	-8,061	-8,061	-8,061	-8,061	-8,061
Potencia y otros	5,638	5,692	6,054	5,720	5,681	5,100
Margen variable estimado (miles de USD)	17,486	15,892	18,098	17,352	17,359	15,930

	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Margen Variable Operativo de Energía	680	-1,032	-872	-865	-504	-419
Margen Variable Comercial de Energía	20,460	20,460	19,800	20,460	19,800	20,460
Pago de transporte y distribución firme de gas	-8,061	-8,061	-8,061	-8,061	-8,061	-8,061
Potencia y Otros	5,091	5,097	5,142	5,012	5,081	6,001
Margen Variable Estimado (Miles de USD)	18,170	16,463	16,009	16,545	16,316	17,980

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

CUADRO 5-10: MARGEN VARIABLE CON SENSIBILIDAD – ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.

ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.						
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
Margen variable operativo de energía	1,644	4,177	3,218	79	2,873	1,013
Margen variable comercial de energía	29,673	26,802	29,673	28,716	29,673	28,716
Pago de transporte y distribución firme de gas	-5,106	-5,106	-5,106	-5,106	-5,106	-5,106
Potencia y otros	-150	-71	-137	-153	-162	-181
Margen variable estimado (miles de USD)	26,061	25,801	27,648	23,535	27,277	24,441

	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Margen Variable Operativo de Energía	151	1,312	1,100	1,518	1,483	9,907
Margen Variable Comercial de Energía	29,673	29,673	28,716	29,673	28,716	29,673
Pago de transporte y distribución firme de gas	-5,106	-5,106	-5,106	-5,106	-5,106	-5,106
Potencia y Otros	-229	-207	-162	-215	-191	-179
Margen Variable Estimado (Miles de USD)	24,489	25,672	24,548	25,870	24,902	34,295

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

CUADRO 5-11: MARGEN VARIABLE CON SENSIBILIDAD – FENIX POWER PERÚ S.A.

FENIX POWER PERÚ S.A.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
Margen variable operativo de energía	-285	-236	103	879	322	-83
Margen variable comercial de energía	10,182	9,197	10,182	9,854	10,182	9,854
Pago de transporte y distribución firme de gas	-2,778	-2,778	-2,778	-2,778	-2,778	-2,778
Potencia y otros	-58	56	-61	-33	-58	-36
Margen variable estimado (miles de USD)	7,061	6,238	7,446	7,921	7,668	6,957

	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Margen Variable Operativo de Energía	541	-42	-105	-140	365	657
Margen Variable Comercial de Energía	10,182	10,182	9,854	10,182	9,854	10,182
Pago de transporte y distribución firme de gas	-2,778	-2,778	-2,778	-2,778	-2,778	-2,778
Potencia y Otros	-79	-60	-33	-80	-44	-62
Margen Variable Estimado (Miles de USD)	7,867	7,302	6,938	7,184	7,397	7,999

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

CUADRO 5-12: MARGEN VARIABLE CON SENSIBILIDAD – TERMOCHILCA S.A.

TERMOCHILCA S.A.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
Margen variable operativo de energía	26	57	-259	-55	-295	-647
Margen variable comercial de energía	3,966	3,582	3,966	3,838	3,966	3,838
Pago de transporte y distribución firme de gas	-1,097	-1,097	-1,097	-1,097	-1,097	-1,097
Potencia y otros	-616	-513	-607	-603	-611	-560
Margen variable estimado (miles de USD)	2,278	2,029	2,004	2,083	1,963	1,534

	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Margen Variable Operativo de Energía	-370	-801	-844	-626	-703	1,614
Margen Variable Comercial de Energía	3,966	3,966	3,838	3,966	3,838	3,966
Pago de transporte y distribución firme de gas	-1,097	-1,097	-1,097	-1,097	-1,097	-1,097
Potencia y Otros	-603	-601	-561	-609	-583	-605
Margen Variable Estimado (Miles de USD)	1,895	1,466	1,335	1,634	1,455	3,878

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Se evidenció que las empresas generadoras, al implementar mejoras para variar sus flexibilidades operativas, en este caso, su Potencia Máxima y Mínima, ven impactos económicos en sus Márgenes Variables.

CUADRO 5-13: MARGEN VARIABLE COMPARATIVO - CASO NORMAL VS CASO SENSIBILIDAD

	Margen Variable Estimado Anual (Miles de USD)		
	Operación Normal (2)	Sensibilidad (1)	(1) - (2)
KALLPA GENERACIÓN	194,233	203,598	9,365
ENGIE	327,751	314,539	-13,212
FENIX POWER PERÚ	87,112	87,980	868
TERMOCHILCA	22,709	23,555	846

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Bajo las condiciones mostradas se evidenció que para la ventana del año 2018, al gestionar sus flexibilidades operativas, los ingresos expresados en márgenes variables se ven incrementados. Las empresas Kallpa Generación S.A., Fénix Power Perú S.A. y Termochilca S.A. ven aumentados sus ingresos por venta de energía inyectada ya que tienen mayor presencia en el despacho energético; del mismo modo, su grado de impacto en sus respectivos márgenes variables es significativo, al ser crítico para la toma de decisiones. Además, los consumos de gas se ven optimizados al no necesitar adendas de contratos para mayor capacidad de gas natural tanto en el sistema de distribución como en el de transporte.

Es importante indicar que Engie Energía Perú S.A. es la única empresa que presenta valores negativos, esto no significa que no se vea beneficiada por la gestión en las flexibilidades operativas, sino que presenta menores ingresos que las otras empresas analizadas. Esto se evidencia en su incremento en el Margen Variable Comercial, ello debido a que Engie Energía Perú S.A. compra energía en el mercado Spot a un precio más barato y la vende a sus clientes a un precio más elevado.

El precio del mercado spot cae en el escenario "Sensibilidad", ya que al gestionar sus flexibilidades operativas, no es necesario operar unidades de costos variables más altos, generándose un escenario ideal para la compra/venta de energía.

VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1 Contrastación de hipótesis con los resultados

Con los resultados, se obtuvieron mayores ganancias en tres de cuatro empresas evaluadas, las cuales fueron Kallpa Generación S.A., Fénix Power Perú S.A. y Termochilca S.A.

En base a la hipótesis general planteada (véase 3.3.1, ubicado en la página 136), se aplicó una adecuada gestión al ser más flexibles operativamente, beneficiando en el margen variable a las empresas mencionadas líneas arriba.

Al ser más flexibles operativamente, mejorarán su posición en el despacho económico elaborado por el COES, de igual manera, podrán tomar adecuadas estrategias y decisiones comerciales.

Todo esto conllevaría a una actualización de los planes y perfiles de mantenimiento, para mantener así, la vida útil de los componentes de las centrales.

6.2 Contrastación de resultados con otros estudios similares

Las estrategias de mercado son el día a día de las áreas comerciales de toda empresa de generación eléctrica. En donde, intentan aumentar las ganancias con cada análisis que realizan.

En el presente estudio, se realizó una visión a grandes escalas (macro visión), simulando las flexibilidades operativas de varias centrales. Por lo que, servirá como una herramienta de estrategia de mercado.

VII. CONCLUSIONES

Así, entonces podemos afirmar

7.1 El beneficio económico que se observó, tanto para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), como para la empresa generadora, es justificable. El costo-beneficio es atractivo viendo los escenarios de despacho en el cual el costo invertido es cubierto fácilmente por el despacho ejecutado, influyendo en una inversión segura para los accionistas de las empresas generadoras. (Véase cuadro 7-1).

CUADRO 7-1: BENEFICIO ECONÓMICO

	Flexibilidad Operativa	Detalle	Inversión (Miles USD)	Ganancia (Miles USD)	Tecnología
Kallpa Generación	Potencia Mínima	Menos 20 MW	0	9,365	Quemador Apagado
	Potencia Máxima	Más 10 MW	525		Sistema de Niebla
Fénix Power Perú	Potencia Mínima	Menos 20 MW	0	868	Quemador Apagado
	Potencia Máxima	Más 10 MW	525		Sistema de Niebla
Termochilca	Potencia Mínima	Menos 20 MW	0	846	Quemador Apagado
	Potencia Máxima	Más 10 MW	525		Sistema de Niebla

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

7.2 Las centrales de la zona de Chilca, teniendo costos bajos son llamadas a operar de manera constante, esto se evidencia hoy por hoy en el despacho diario emitido por el COES.

Al gestionar sus flexibilidades operativas se evidenció que incrementan su presencia en el despacho energético, ayudando al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) a generar con energía de bajo costo y cubrir picos de demanda con las mencionadas centrales, sin la necesidad de incurrir en la operación de centrales con mayores costos de operación.

Es importante mencionar que al tener una amplia gama de opciones dentro de las flexibilidades operativas, como se indicó en el marco teórico, se vio adecuadas maneras de gestionar el incremento de la Potencia Máxima y la disminución de la Potencia Mínima, ya que son las de mayor relevancia además de que brindan los mejores resultados técnico-económicos dentro de los alcances del presente trabajo.

7.3 El grado de influencia que se determinó entre las flexibilidades operativas y el margen variable, entendiéndose por grado de influencia al porcentaje resultante entre los ingresos obtenidos modificando las flexibilidades operativas y los ingresos obtenidos sin modificación de las flexibilidades operativas expresados en margen variable, fue:

- Para Kallpa Generación de 4.8 %
- Para Fénix Power Perú de 1.0 %
- Para Termochilca de 3.7 %

7.4 Al realizar una eficaz gestión en las flexibilidades operativas los consumos de gas asociados a la generación de las centrales termoeléctricas se vieron optimizados en relación con sus egresos por contrato firme de gas, tanto en suministro como en transporte. Al ser estos pagos fijos son considerados como egresos en el margen variable independientemente, si la central opera o no. Al optimizar el despacho eléctrico se logra cubrir estos gastos fijos y generar ingresos por potencia.

VIII. RECOMENDACIONES

8.1 Temas pendientes para nuevas investigaciones

El presente trabajo muestra de manera sustentada el beneficio que se genera al gestionar de manera eficaz las flexibilidades operativas de centrales de generación termoeléctrica.

Lamentablemente por temas de tiempo no se pudo profundizar en temas de igual relevancia, por lo que es importante mencionarlos para futuros trabajos de investigación, las cuales son:

- Mantenimiento en el ducto de gas perteneciente a Transportadora de Gas del Perú (TGP) y su impacto en los costos marginales del mercado eléctrico peruano.
- Optimización de contratos en Barra de Referencia de Generación (BRG) aplicados al margen comercial de una empresa generadora de electricidad.
- Unidades de reserva fría operando como unidades de Reserva Tercera de Frecuencia (RTF) en el SEIN.
- Resonancia sub-síncrona a nivel de 500 kV en el sistema eléctrico peruano.

8.2 Sugerencias y recomendaciones

De acuerdo con los datos obtenidos, la empresa que se ve afectada de manera negativa es Engie Energía Perú S.A., con las centrales C.T. Chilca 1 y C.T. Chilca 2, ya que, si bien es cierto, se encuentra eléctricamente mejor posicionada para generar de manera constante, su alto costo marginal hace que se encuentre en el límite de la demanda entrando a despachar para cubrir picos de demanda.

Para ello, se puede plantear dos posibilidades para que puedan tener mayor presencia en el despacho económico e incrementar sus ingresos en su margen variable:

- a. Reducir sus costos variables, para que así puedan tener una presencia en el despacho de manera constante y no verse desplazados por otras centrales. Esto se puede lograr realizando un nuevo cálculo de Costo Variable No Combustible (CVNC), el cual involucra gastos no relacionados directamente con el negocio propio de generar electricidad pero que si entra a ser considerado para la determinación de su costo marginal. También se puede considerar un reajuste a

su precio de gas gestionando con las distribuidoras o quizás con la transportista de gas.

- b. Ofertar en el mercado secundario de frecuencia y puedan ser controlados por el AGC (Control Automático de Generación, por sus siglas en inglés). Se ha evidenciado que el programa de despacho optimiza el recurso hídrico (como tiene que ser), logrando bajo todos los medios posibles el no vertimiento en época de estiaje. Es, bajo este escenario, que las centrales térmicas a gas estén listas para brindar la Reserva Secundaria de Frecuencia (RSF). Un claro ejemplo de ello es la C.T. Kallpa Generación, ya que siendo más cara que centrales hidráulicas, se queda en el despacho ya que tiene la capacidad de brindar el servicio de Reserva Secundaria de Frecuencia, ocasionando que se optimice el recurso hídrico y aprovechando la flexibilidad operativa propuesta por la central.

Es importante indicar que, si bien es cierto la empresa Engie Energía Perú S.A. obtiene valores negativos, no significa que se encuentra en pérdida, sino que los beneficios obtenidos no son muy altos. Esto se puede afirmar ya que al revisar los cuadros comparativos de los márgenes variables se evidencia un aumento en los ingresos por Margen Variable Comercial. Entrando al detalle, al no poder cubrir con generación propia de sus unidades, la energía vendida se ve en la obligación de comprarlo en el mercado spot; en este mercado el precio de la energía es menor comparando los casos base con los casos sensibilidad, entonces al comprar energía más barata genera mayores ingresos por margen variable comercial.

En el Perú se tiene diversas tecnologías para poder producir electricidad, entre las cuales tenemos, las centrales eólicas, solares, hidráulicas, térmicas de ciclo simple, térmicas de ciclo combinado, biomasa, entre otras; por lo que hace que nuestra matriz energética tenga muchas flexibilidades operativas y estrategias de negocio. Principalmente nuestro parque generador, es influenciado por generación térmica e hidráulica.

El estado, viene incentivando la construcción de centrales de energía renovable, para que de una u otra forma tener un desarrollo sostenible y adecuada extracción de nuestros recursos no renovables.

IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARERA. 2017. *Annual Report*. Italia : ARERA, 2017.

Balarezo, Joaquín, y otros. 2014. *Planeamiento estratégico del sector de generación de energía eléctrica del Perú*. Perú : Pontificia Universidad Católica del Perú, 2014.

Carmona, Sergio. 2008. *Estudio de controladores de ciclo combinado para el mejoramiento de la respuesta dinámica de la unidad*. Santiago de Chile : Pontificia Universidad Católica de Chile, 2008.

CDEC-SING. 2016. *Flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el año 2021*. Chile : s.n., 2016.

Celis, Alexander, y otros. 2012. *Plan estratégico del sistema de generación térmica de electricidad en el Perú*. Perú : Pontificia Universidad Católica del Perú, 2012.

COES. 2017. *Programa anual de mantenimiento 2018*. [En línea] COES, 2017. [Citado el: 02 de mayo de 2018.] <http://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/ProgManten/ProgAnual>.

COES. 2017. *Cálculo de los costos variables de las unidades de generación*. Perú : COES, 2017.

COES. 2017. *Coordinación de la operación de corto plazo para el SEIN*. Perú : COES, 2017.

COES. 2017. *Determinación de los costos marginales de corto plazo*. Perú : COES, 2017.

COES. 2017. *Determinación de los factores de indisponibilidad, presencia e incentivos a la disponibilidad de las centrales y unidades de generación*. Perú : COES, 2017.

COES. 2018. *Diagrama unifilar SEIN*. Perú : COES, 2018.

COES. 2018. *Estadística de operación 2017*. Perú : COES, 2018.

COES. 2018. *Glosario de términos*. Perú : COES, 2018.

- COES. 2018.** *Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados.* Perú : COES, 2018.
- COES. 2012.** *Operación del SEIN en situación excepcional.* Perú : COES, 2012.
- COES. 2017.** *Programa de mediano plazo de la operación del SEIN correspondiente al periodo febrero 2018 – enero 2019.* Perú : COES, 2017.
- COES. 2014.** *Programación de la operación de corto plazo .* Perú : COES, 2014.
- COES. 2016.** *Reserva rotante para regulación primaria de frecuencia.* Perú : COES, 2016.
- COES. 2018.** *Sistema eléctrico interconectado nacional.* Perú : COES, 2018.
- Dammert, Alfredo, Molinelli, Fiorella y Carbajal, Max. 2011.** *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano.* Perú : Grapex Perú, 2011.
- ELIA. 2018.** Generating Facilities. [En línea] ELIA, 2018. [Citado el: 02 de mayo de 2018.] <http://www.elia.be/en/grid-data/power-generation/generating-facilities>.
- ELIA. 2018.** Generation Schedule. [En línea] ELIA, 2018. [Citado el: 02 de mayo de 2018.] <http://www.elia.be/en/grid-data/power-generation/generation-schedules>.
- ELIA. 2018.** Reports Daily. [En línea] ELIA, 2018. [Citado el: 02 de mayo de 2018.] <http://www.elia.be/en/grid-data/balancing/imbalance-prices>.
- Engie Energía Perú S.A. . 2018.** Engie Energía Perú S.A. . *Engie Energía Perú S.A. .* [En línea] Engie Energía Perú S.A. , 2018. <http://www.engie-energia.pe>.
- Engie Lab Laborelec. 2016.** *Latam Flexibility Conference.* Perú : Engie Lab Laborelec, 2016.
- Engie Lab Laborelec. 2017.** *Thermal Power Plant Flexibility Improvements in Chile.* s.l. : Chile, 2017.
- ENTSO-E. 2017.** *Electricity in Europe 2016.* Bélgica : ENTSO-E, 2017.

- ENTSO-E. 2018.** *Interconnected network of Northern Europe.* Bélgica : ENTSO-E, 2018.
- Estela, José. 2012.** *Planificación energética del gran usuario minero.* Diplomado Internacional en Gestión de la Energía. Perú : Universidad ESAN, 2012.
- Fenix Power Perú S.A.** Fenix Power Perú S.A. *Fenix Power Perú S.A.* [En línea] Fenix Power Perú S.A. <http://www.fenixpower.com.pe/>.
- Gestore Mercarti Energetici. 2017.** *Annual report 2016.* Italia : GME, 2017.
- GME. 2018:** Day-Ahead Market (MGP). [En línea] GME, 2018. [Citado el: 01 de mayo de 2018.] <http://www.mercatoelettrico.org/En/Statistiche/ME/RapportiGiornalieri.aspx>.
- Henderson, Coris. 2014.** *Increasing the flexibility of coal-fired power plants.* United Kingdom : IEA CLEAN COAL CENTRE, 2014.
- Hernández, Roberto, Fernández, Carlos y Baptista, Pilar. 2010.** *Metodología de la investigación. 5.* México : Mc GRAW-HILL, 2010. 978-607-15-0291-9.
- Kallpa Generación Perú S.A. 2018.** Kallpa Generación Perú S.A. *Kallpa Generación Perú S.A.* [En línea] Kallpa Generación Perú S.A., 2018. <http://www.kallpageneracion.com.pe>.
- Mendoza, Aldo. 2015.** *Sistema de monitoreo de mercado eléctrico y aplicación de indicadores en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.* Perú : Pontificia Universidad Católica del Perú, 2015.
- Morales, Sebastian, y otros. 2013.** *Estudio y simulación del despacho económico con diversas fuentes de generación mediante herramientas en línea.* Colombia : Universidad Pontificia Bolivariana, 2013. págs. 107-115.
- OSINERGMIN. 2017.** *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país.* Perú : OSINERGMIN, 2017.
- PSR. 2017.** *Manual de metodología – Modelo NCP. 5.2.* Brasil : PSR, 2017.

MATRIZ DE CONSISTENCIA

Título del Proyecto: "GESTIÓN EN LAS FLEXIBILIDADES OPERATIVAS Y SU APLICACIÓN EN EL MARGEN VARIABLE DE CENTRALES DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA"

PROBLEMA GENERAL	OBJETIVO GENERAL	HIPÓTESIS GENERAL	VARIABLES		METODOLOGÍA								
¿De qué manera la gestión en la flexibilidad operativa impacta en el margen variable de las centrales de generación termoeléctrica?	Implementar una adecuada gestión en las flexibilidades operativas para su aplicación en el margen variable de centrales de generación termoeléctrica.	Aplicando una adecuada gestión en las flexibilidades operativas beneficia el margen variable de centrales de generación termoeléctrica.	<p>Variable Independiente:</p> <p>1.- Flexibilidades Operativas</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Dimensiones</th> <th>Indicadores</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Potencia Máxima.</td> <td>Cuanto más o menos se produce por el aumento de esta dimensión</td> </tr> <tr> <td>Potencia Mínima.</td> <td>Cuanto más o menos se produce por la disminución de esta dimensión</td> </tr> <tr> <td>RSF</td> <td>Cuanto más o menos se asigna como margen de reserva por esta dimensión</td> </tr> </tbody> </table>		Dimensiones	Indicadores	Potencia Máxima.	Cuanto más o menos se produce por el aumento de esta dimensión	Potencia Mínima.	Cuanto más o menos se produce por la disminución de esta dimensión	RSF	Cuanto más o menos se asigna como margen de reserva por esta dimensión	<p>Tipo de Investigación</p> <ul style="list-style-type: none"> - Por su objetivo es Aplicativa y Explicativa. - Por su tipo de datos es Cuantitativa. - Por su grado de variables es Cuasi-Experimental. - Por su tipo de Inferencia es Hipotético-Deductivo. - Por el periodo temporal es Transversal. <p>Diseño de Investigación Cuasi-Experimental</p> <p>Población Serán los escenarios y despachos eléctricos elaborados para el año 2018.</p> <p>Muestra Para el presente trabajo nos centraremos en las centrales térmicas de generación ubicadas en la zona de chilca</p> <p>Instrumento Software NCP</p>
Dimensiones	Indicadores												
Potencia Máxima.	Cuanto más o menos se produce por el aumento de esta dimensión												
Potencia Mínima.	Cuanto más o menos se produce por la disminución de esta dimensión												
RSF	Cuanto más o menos se asigna como margen de reserva por esta dimensión												
PROBLEMAS ESPECÍFICOS	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	HIPÓTESIS ESPECÍFICAS	<p>Variable Independiente</p> <p>2.- Margen Variable de una Central de Generación Termoeléctrica</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Dimensiones</th> <th>Indicadores</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MVComercial</td> <td>Cuanto más o menos se produce por el aumento de esta dimensión</td> </tr> <tr> <td>MVOperativo</td> <td>Cuanto más o menos se produce por la disminución de esta dimensión</td> </tr> <tr> <td>Consumo de Gas</td> <td>Cuanto más o menos se consume por esta dimensión</td> </tr> </tbody> </table>		Dimensiones	Indicadores	MVComercial	Cuanto más o menos se produce por el aumento de esta dimensión	MVOperativo	Cuanto más o menos se produce por la disminución de esta dimensión	Consumo de Gas	Cuanto más o menos se consume por esta dimensión	
Dimensiones	Indicadores												
MVComercial	Cuanto más o menos se produce por el aumento de esta dimensión												
MVOperativo	Cuanto más o menos se produce por la disminución de esta dimensión												
Consumo de Gas	Cuanto más o menos se consume por esta dimensión												
<p>1.- ¿Qué alcances tiene la gestión en las flexibilidades operativas respecto al régimen de despacho involucrado al margen variable de las centrales de generación termoeléctrica?</p> <p>2.- ¿En qué medida la gestión en las flexibilidades operativas influyen sobre el margen variable de una central de generación termoeléctrica?</p> <p>3.- ¿Cómo influye la gestión de las flexibilidades operativas en el consumo de gas natural y como se refleja en el margen variable de centrales de generación termoeléctrica?</p>	<p>1.- Gestionar eficazmente las flexibilidades operativas para un óptimo régimen de despacho que involucre el margen variable de las centrales de generación termoeléctrica.</p> <p>2.- Determinar el grado de influencia de las flexibilidades operativas sobre el margen variable de una central de generación termoeléctrica.</p> <p>3.- Determinar el impacto de la gestión de las flexibilidades operativas en el consumo de gas natural y su reflejo en el margen variable de centrales de generación termoeléctrica.</p>	<p>H1: Realizando una eficiente gestión en las flexibilidades operativas mejora el régimen de despacho involucrando el margen variable de las centrales de generación termoeléctrica.</p> <p>H2: Determinando el grado de influencia de las flexibilidades operativas se optimiza el margen variable de una central de generación termoeléctrica.</p> <p>H3: Estableciendo una eficaz gestión en las flexibilidades operativas, se disminuye el impacto en los consumos de gas asociados al margen variable de centrales de generación termoeléctrica.</p>	<p>VARIABLES</p> <p>Variables Intervinientes</p> <p>Conocimiento y nivel de preparación en el manejo del software NCP (software utilizado por el COES para elaborar sus programas de despacho económico de corto y mediano plazo optimizando mínimo costo en la operación).</p> <p>Se controló la influencia de estas variables en la variable dependiente.</p>										

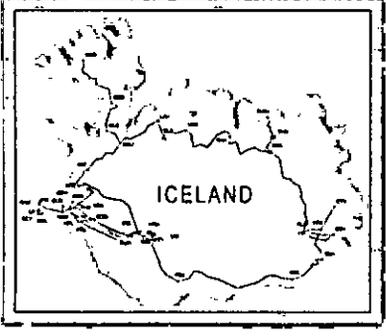
10.2 Anexo B - Sistema eléctrico interconectado europeo.

(ENTSO-E, 2018)

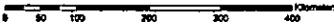


Interconnected network
of Northern Europe
2018

As of 31/12/2017

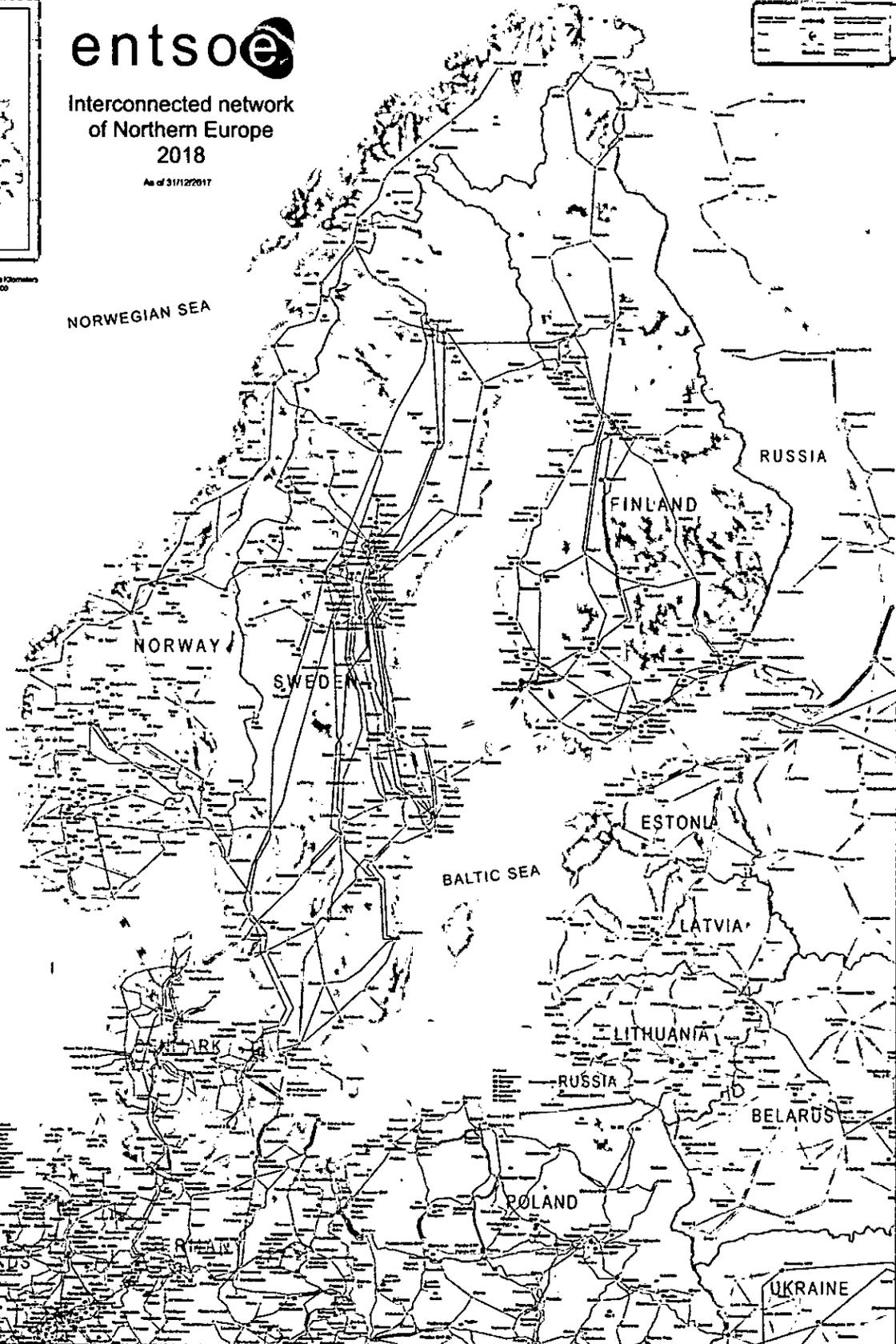


ICELAND



Scale: 1 : 3 000 000

Line type	Line name	Capacity (MW)	Year of completion
...



entsoe is not responsible for the accuracy of the data provided in this map.

10.3 Anexo C - Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

(COES, 2018)

10.4 Anexo D – PR-01 Programación de la operación de corto plazo●

(COES, 2014)

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-01
PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE CORTO PLAZO		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 244-2014-OS/CD, publicada el 26 de noviembre de 2014. De conformidad con el artículo 8° de dicha Resolución, <u>este Procedimiento Técnico entró en vigencia el 1° de Enero de 2015.</u> ▪ Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 178-2015-OS/CD, publicada el 29 de agosto de 2015. 		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios técnicos y la metodología para la elaboración de los programas de la operación de Corto Plazo de las Unidades de Generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), considerando su gestión eficiente para el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como garantizar la operación económica del SEIN preservando los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos por la normativa vigente.

2. ALCANCE

Están comprendidas dentro del alcance del presente Procedimiento Técnico las Unidades de Generación en Operación Comercial en el COES.

3. BASE LEGAL

El presente Procedimiento Técnico se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 3.1. Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.
- 3.2. Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 3.3. Decreto Legislativo N° 1002, Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
- 3.4. Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 3.5. Decreto Supremo N° 020-97-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- 3.6. Decreto Supremo N° 037-2006-EM, Reglamento de Cogeneración.
- 3.7. Decreto Supremo N° 027-2008-EM, Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- 3.8. Decreto Supremo N° 012-2011-EM, Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- 3.9. Decreto Supremo N° 011-2012-EM. Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión 757 de la CAN"
- 3.10. Resolución Directoral N° 014-2005- EM- DGE, Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
- 3.11. Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM, Normas

Complementarias sobre Reserva Fría de Potencia.

- 3.12. Resolución Ministerial N° 232-2012-MEM/DM, Disponen Adecuación de los Procedimientos Técnicos del COES a Contratos de Concesión de Reserva Fría de Generación.

4. PRODUCTOS

Los resultados de la aplicación del presente Procedimiento Técnico serán:

- a) Programa Semanal de Operación (PSO).
- b) Programa Diario de Operación (PDO).

Estos programas de operación deben contener como mínimo la información detallada en el numeral 4 del Anexo 2 del presente Procedimiento Técnico.

5. DEFINICIONES

Para la aplicación del presente Procedimiento, los términos en singular o plural que se inicien con mayúscula se encuentran definidos en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la que lo sustituya; así como en la normativa citada en la Base Legal.

En todos los casos, cuando se citen procedimientos técnicos o cualquier otro dispositivo legal en el presente Procedimiento, se entenderá que incluyen sus normas modificatorias y sustitutorias.

6. RESPONSABILIDADES

6.1. Del COES

- 6.1.1. Establecer la forma y medios en que los Integrantes deben presentar la información que se utilizará para la elaboración del PSO y PDO.
- 6.1.2. Consolidar toda la información necesaria, obtenida a través de la aplicación de los diferentes Procedimientos Técnicos del COES, para la elaboración del PSO y PDO. En caso lo requiera, podrá solicitar aclaraciones, precisiones o información adicional que considere pertinente para el cumplimiento del presente Procedimiento Técnico.
- 6.1.3. Elaborar el PSO y el PDO utilizando la información presentada por sus Integrantes y/o la mejor información disponible, cumpliendo con los plazos y metodología establecida en el presente Procedimiento Técnico.
- 6.1.4. Vía su Portal de Internet, poner a disposición de los Integrantes el PSO y PDO en los formatos que éste establezca y en los plazos fijados en el presente Procedimiento Técnico.
- 6.1.5. Vía su Portal de Internet, poner a disposición de los Integrantes los archivos de entrada y salida de los modelos matemáticos utilizados en la elaboración del PSO y PDO.
- 6.1.6. Coordinar con los Integrantes, a través de sus Centros de Control, las modificaciones al PSO y PDO que el COES considere necesarias y las que resulten de atender las observaciones de los Integrantes para ser consideradas en la emisión del PDO o RDO, según corresponda.
- 6.1.7. Definir en los PSO y PDO, la Operación por Tensión de Unidades de Generación, a fin de asegurar los niveles de tensión dentro de los rangos de tolerancia establecidos en la NTCOTRSI, para las barras controladas por el COES¹.
- 6.1.8. La tensión de operación de las barras controladas por el COES es publicada en su portal de Internet y corresponde al resultado de los

¹ Numeral incorporado por la Res. 178-2015-OS/CD, publicada el 29.08.2015.

estudios elaborados en aplicación del numeral 6.4.5 de la NTCOTRSI².

- 6.1.9. Coordinar en tiempo real la Operación por Tensión de Unidades de Generación en las barras del SEIN a fin de asegurar los niveles de tensión definidos en la normatividad vigente³.
- 6.1.10. Informar en los respectivos IEDD o el que lo reemplazó, la Operación por Tensión de las Unidades de Generación, señalando las barras cuya tensión se busca mejorar (en adelante barras involucradas)⁴.

6.2. De los Agentes del SEIN

- 6.2.1. Los Integrantes del COES deberán enviar la información detallada en el numeral 7 del presente Procedimiento Técnico, en los formatos y medios que establezca el COES dentro de los plazos establecidos en este o en su respectivo Procedimiento Técnico y en la normativa que la regule. Asimismo, cuando el COES lo solicite, oportunamente deberán absolver las observaciones, requerimientos de información adicional así como aclaraciones y/o precisiones respecto a la información remitida.
- 6.2.2. Verificar que el PSO y PDO y las disposiciones operativas del COES no vulneren la seguridad de sus equipos e instalaciones o las disposiciones normativas referidas a sus obligaciones ambientales, de conservación del Patrimonio Cultural de la Nación u otras obligaciones legales de carácter imperativo, en cuyo caso, deberán comunicarlo al COES previo a la ejecución del programa, presentando el sustento técnico correspondiente.
- 6.2.3. Excepcionalmente y cuando el COES lo requiera, los Agentes del SEIN que no sean Integrantes del COES, deberán remitir la información que éste solicite para el cumplimiento del presente Procedimiento Técnico. Asimismo, cuando el COES lo solicite, oportunamente deberán absolver las observaciones, requerimientos de información adicional así como aclaraciones y/o precisiones respecto a la información remitida.
- 6.2.4. Los Agentes del SEIN son responsables de que la información que remitan al COES sea veraz, correcta y adecuada.
- 6.2.5. Operar sus instalaciones para adecuar el nivel de tensión en las barras del SEIN conforme a las disposiciones del COES⁵.
- 6.2.6. Suministrar la máxima potencia reactiva de sus Unidades de Generación conforme a su curva de capacidad o hasta el límite informado y sustentado técnicamente ante el COES⁶.

7. INFORMACIÓN UTILIZADA PARA LA ELABORACIÓN DEL PSO Y PDO

Para la elaboración del PSO y PDO se utilizará la información detallada en el presente numeral, la cual es obtenida por el COES en aplicación del presente Procedimiento Técnico y/o de los demás Procedimientos Técnicos señalados a continuación o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

7.1. Información de Intercambios Internacionales de Electricidad

La declaración de los Agentes Autorizados para suscribir contratos de Intercambios de Electricidad relativa a la ejecución de los mismos, siguiendo las disposiciones establecidas en el Procedimiento Técnico COES "Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN".

² Numeral incorporado por la Res. 178-2015-OS/GD, publicada el 29.08.2015.

³ Numeral incorporado por la Res. 178-2015-OS/CD, publicada el 29.08.2015.

⁴ Numeral incorporado por la Res. 178-2015-OS/CD, publicada el 29.08.2015.

⁵ Numeral incorporado por la Res. 178-2015-OS/CD, publicada el 29.08.2015.

⁶ Numeral incorporado por la Res. 178-2015-OS/CD, publicada el 29.08.2015.

7.2. Disponibilidad de combustible de las centrales térmicas

Los valores de disponibilidad del combustible y las limitaciones en capacidad de transporte de gas natural informados por los Integrantes para elaborar el PSO y PDO. Esta información deberá ser presentada por los Integrantes en los plazos establecidos en el numeral 10.1 del presente Procedimiento Técnico⁷.

7.3. Costo de Racionamiento para programación de la operación

El Costo de Racionamiento aplicable para la programación de la operación será el utilizado para el Plan de Transmisión vigente.

7.4. Características técnicas de las Unidades de Generación y de las instalaciones de transmisión

Se debe considerar todas las combinaciones operativas de las Unidades de Generación con las cuales se le otorgó la Operación Comercial, así como las demás características técnicas de las Unidades de Generación y las instalaciones de transmisión que se encuentren vigentes de acuerdo a lo informado por sus Titulares en sus respectivas Fichas Técnicas presentadas para la conexión de sus instalaciones al SEIN, o aquellas que las reemplacen o modifiquen conforme al Procedimiento Técnico COES "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN":

7.5. Pronóstico de los aportes hídricos

El pronóstico de los aportes hídricos será aquel que resulte de la aplicación del Procedimiento Técnico "Información Hidrológica para la Operación del SEIN".

7.6. Demanda prevista

La demanda prevista será la determinada de acuerdo al Procedimiento Técnico "Pronóstico de la Demanda a Corto Plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional".

7.7. Costos Variables y de Arranque-Parada de las Unidades de Generación

Los Costos Variables asociados a las Centrales Térmicas e Hidroeléctricas y los Costos de Arranque - Parada y de Baja Eficiencia Rampa de Incremento-Disminución de Generación de las Unidades de Generación, serán los determinados de acuerdo al Procedimiento Técnico "Calculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación".

7.8. Mantenimientos e intervenciones en los equipos del SEIN

Los mantenimientos e intervenciones de los equipos del SEIN serán los definidos de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico "Programación del Mantenimiento para la Operación del Sistema Interconectado Nacional".

7.9. Reserva Rotante

La Reserva Rotante será la determinada de acuerdo a los Procedimientos Técnicos "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia" y "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia".

7.10. Pruebas de Unidades de Generación

La programación de pruebas de Unidades de Generación de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico "Pruebas de Unidades de Generación" y el Procedimiento Técnico "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN".

7.11. Programa de generación de Centrales de Cogeneradores Calificada

⁷ Modificación de la referencia del texto del presente numeral, mediante Res. 178-2015-OS/CD.

Los programas de producción asociada de energía y calor útil presentados por los Titulares de Centrales de Cogeneración Calificadas, en los plazos establecidos en el numeral 10.1 del presente Procedimiento Técnico⁸.

7.12. Programa de generación de las Unidades de Generación que utilizan RER

Los programas de generación asociados a las características de su fuente primaria de energía presentados por los Titulares de Unidades de Generación con RER, en los plazos establecidos en el numeral 10.1 del presente Procedimiento Técnico⁹.

7.13. Unidades de Generación con regímenes particulares

Los criterios y disposiciones para la programación de las Unidades de Generación que se encuentran bajo un régimen normativo particular (por ejemplo: Reserva Fría de Generación u otros similares); se considerarán de acuerdo a lo dispuesto en las normas específicas vigentes para dicho fin.

7.14. Información proveniente de la programación de Mediano Plazo

El enlace entre la programación de Corto Plazo y la programación de Mediano Plazo se realizará mediante la Función de Costos Futuros de los embalses optimizables para uso energético que fueron modelados en el Mediano Plazo, de acuerdo al Anexo 1 del presente Procedimiento Técnico.

7.15. Otra información

De considerarlo necesario para la programación de la operación, el COES podrá solicitar el envío de información adicional, los cuales deberán presentar al COES en los plazos establecidos en el numeral 10.1 del presente Procedimiento Técnico¹⁰.

8. METODOLOGÍA Y CRITERIOS ESPECÍFICOS

8.1. METODOLOGÍA

La metodología a utilizar en la elaboración del PSO y PDO es la detallada en el Anexo 2 del presente Procedimiento Técnico.

8.2. CRITERIOS ESPECÍFICOS

8.2.1. Criterios de seguridad del SEIN

Como parte de la elaboración del PSO y PDO se debe verificar el cumplimiento de los Criterios de Seguridad establecidos en el Procedimiento Técnico "Criterios para la Seguridad Operativa de Corto Plazo del SEIN" y de corresponder, realizar las modificaciones que surjan por la aplicación de dicho Procedimiento Técnico.

8.2.2. Condiciones iniciales a ser considerados en el PSO y PDO

Las condiciones operativas correspondientes al inicio del periodo de optimización a considerar en el PSO y PDO (niveles de los embalses, Despacho Económico de Generación y topología del Sistema de Transmisión) son las siguientes:

Para el PSO: Las que se esperan al término de la semana operativa vigente y las consideraciones del PDO correspondiente al viernes previo al inicio del PSO en elaboración.

Para el PDO: Las que se esperan a las 24:00 horas del PDO o RDO en ejecución.

⁸ Modificación de la referencia del texto del presente numeral, mediante Res. 178-2015-OS/CD.

⁹ Modificación de la referencia del texto del presente numeral, mediante Res. 178-2015-OS/CD.

¹⁰ Modificación de la referencia del texto del presente numeral, mediante Res. 178-2015-OS/CD.

8.2.3. Centrales Hidroeléctricas de Pasada

Estas centrales deberán ser modeladas con capacidad de almacenamiento igual a cero.

8.2.4. Unidades de Generación en pruebas

El despacho de generación de las Unidades o Centrales en pruebas, será igual al valor del programa enviado por el Agente del SEIN, independientemente de sus Costos Variables, y será considerada como no optimizable.

8.2.5. Centrales de Cogeneración Calificadas

Las Unidades de Generación de las Centrales de Cogeneración Calificadas se tratarán de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Cogeneración.

8.2.6. Programa de generación de las Unidades de Generación que utilizan RER

El PSO y PDO deben incluir los programas de generación informados al COES por los Agentes del SEIN titulares de generación con RER, los cuales serán considerados con Costo Variable igual a cero de acuerdo a lo dispuesto por la normativa vigente.

8.2.7. Programa de Racionamiento Manual de Carga (PRMC)

En caso de aplicar racionamiento, en el PSO y el PDO, primero se considerará a los usuarios calificados por el COES dentro el mecanismo de desconexión voluntaria de carga, y posteriormente, en caso no hubiese usuarios calificados o la suma de sus potencias no sea suficiente para cubrir el racionamiento, se establecerá el Programa de Racionamiento Manual de Carga (PRMC) de acuerdo a la metodología definida en el Procedimiento Técnico "Racionamiento por Déficit de Oferta".

8.2.8. Parámetros del Modelo de Despacho Económico

En caso que el Modelo de Despacho Económico utilizado para elaborar el PSO y PDO requiera la fijación de parámetros particulares (tales como error de convergencia, tolerancias, número de iteraciones, etc.); estos serán fijados por el COES, mediante la emisión de Notas Técnicas.

8.2.9. Falta de información

Cuando los Integrantes del COES o excepcionalmente los Agentes del SEIN, no cumplan con en el envío de información en los plazos establecidos o cuando las observaciones, aclaraciones y requerimientos de información adicional no sean absueltas a satisfacción del COES; para la elaboración de los programas de operación de Corto Plazo, el COES tomará a su criterio la mejor información disponible a utilizar y la pondrá en conocimiento de los Integrantes del COES.

8.2.10. Horizonte de Optimización

El horizonte de optimización a utilizar para elaborar el PDO será de tres (3) días como mínimo. De resultar necesario, a partir del segundo día se utilizará la información de mantenimientos correspondiente al PSO en ejecución o, de corresponder, la información del PSO en elaboración. Se podrá utilizar una discretización horaria a fin de reducir los tiempos de cálculo del modelo de optimización.

El horizonte de optimización para elaborar el PSO será de siete (07) días como mínimo y se podrá utilizar una discretización diferente a la horaria para los últimos días a fin de reducir los tiempos de cálculo del modelo

de optimización¹¹.

9. CONSIDERACIONES PARA LA OPERACIÓN POR REGULACIÓN DE TENSIÓN¹²

- 9.1. En el PSO, PDO o RDO se efectuará análisis de flujos de carga para verificar que la tensión en las barras del SEIN se encuentra dentro del rango de operación señalado en la normatividad vigente.
- 9.2. En caso se identifiquen barras controladas por el COES con tensiones fuera del rango de operación, se programará la Operación por Tensión de una o más Unidades de Generación que permita adecuar la tensión de las barras involucradas en el rango de operación señalados en la normatividad vigente.
- 9.3. En caso de incluirse en el PSO, PDO, RDO o en tiempo real, la Operación por Tensión de alguna Unidad de Generación, la selección de ésta entre las alternativas de solución, se efectuará considerando siempre el menor costo de operación. Los Costos Variables de dicha Unidad de Generación no será considerado para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo del SEIN.
- 9.4. La emisión del PSO, PDO y RDO incluirá los análisis de flujos de carga efectuados con la identificación de las Unidades de Generación programadas como Operación por Tensión, sus correspondientes períodos de operación y las barras involucradas.
- 9.5. Los períodos en que la operación de las Unidades de Generación son calificadas como Operación por Tensión serán definidos en tiempo real. A requerimiento de algún Integrante, se efectuará, en base a análisis eléctricos, la verificación de los períodos de Operación por Tensión.
- 9.6. La operación de una Unidad de Generación es calificada como Operación por Tensión cuando su operación fue dispuesta en el PSO, PDO, RDO o en tiempo real, fuera del Despacho Económico, para mejorar el nivel de tensión en las barras involucradas.
- 9.7. La operación de una unidad fuera del Despacho Económico se refiere a que la operación de esta Unidad de Generación no es resultado de la optimización del Despacho Económico, el cual se realiza con un modelo de flujo de corriente continua con pérdidas de transmisión. El modelo de flujo de corriente continua no toma en cuenta los efectos de la tensión de las barras modeladas y por lo tanto, la programación de la Operación por Tensión de una unidad es forzada con respecto al despacho optimizado.

10. HORIZONTE, PERIODICIDAD Y PLAZOS¹³

- 10.1 La información detallada en el numeral 7 que debe ser presentada por los Integrantes al COES, será entregada en los siguientes plazos.

PORGRAMA	PLAZO DE ENTREGA DE INFORMACIÓN
PSO	Hasta las 14:00 horas del martes de cada semana

¹¹ De acuerdo con la Disposición Complementaria Transitoria Única de la Resolución de OSINERGMIN que aprueba el presente Procedimiento Técnico, este numeral entrará en vigencia a partir del 01 de diciembre de 2016. En tanto no se encuentre vigente este numeral, regirá en su lugar lo siguiente:

"Horizonte de Optimización

El horizonte de optimización a utilizar para elaborar el PDO será de un (01) día como mínimo.

El horizonte de optimización para elaborar el PSO será de siete (07) días como mínimo y se podrá utilizar una discretización diferente a la horaria para los últimos días a fin de reducir los tiempos de cálculo del modelo de optimización."

¹² Numeral incorporado por la Res. 178-2015-OS/CD, publicada el 29.08.2015.

¹³ Modificación de la numeración del presente numeral, mediante Res. 178-2015-OS/CD.

PORGRAMA	PLAZO DE ENTREGA DE INFORMACIÓN
PDO	Hasta las 09:00 horas de cada día

Los formatos bajo los cuales se debe presentar la información serán los que el COES publique en su portal de internet.

10.2 Para la publicación del PSO y del PDO por parte del COES.

PROGRAMA	PLAZO	HORIZONTE
PSO	Será publicado por el COES, a más tardar a las 18:00 horas del jueves de cada semana	Se realiza para el periodo de una semana, que comprende desde las 00:00 horas del sábado hasta las 24:00 horas del viernes de la semana siguiente.
PDO	Será publicado por el COES hasta las 16:00 horas de cada día.	Se realiza para un periodo diario que comprende desde las 00:00 horas hasta las 24:00 horas del día siguiente al día de su publicación

11. ANEXOS¹⁴

Anexo	Descripción
1	Metodología para enlazar la Programación de Corto Plazo con la programación de Mediano Plazo.
2	Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo

¹⁴ Modificación de la numeración del presente numeral, mediante Res. 178-2015-OS/CD.

METODOLOGÍA PARA ENLAZAR LA PROGRAMACIÓN DE CORTO PLAZO CON LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO

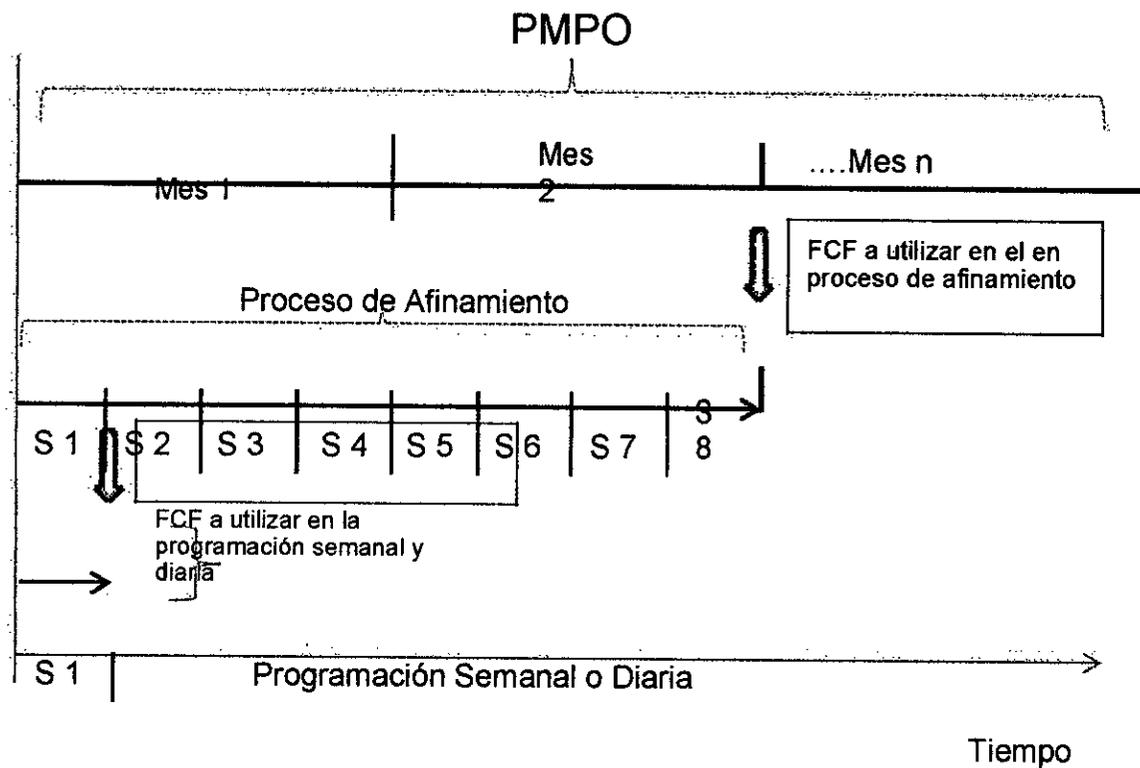
1. METODOLOGÍA

El enlace entre las decisiones previstas en el Mediano Plazo (operación futura) y las decisiones de Corto Plazo, se realiza mediante la Función de Costos Futuros (FCF) de los embalses calificados como estacionales, de acuerdo al Procedimiento Técnico "Información Hidrológica para la Operación del SEIN".

2. SECUENCIA DEL PROCESO

- 2.1. En caso que el Programa de Mediano Plazo de la Operación del SEIN (PMPO) vigente posea etapas mensuales, se procederá a refinar los resultados correspondientes a los dos primeros meses de dicho PMPO mediante su desagregación en etapas semanales para lo cual se debe seguir el siguiente proceso:
 - 2.1.1. Para determinar la Función de Costos Futuros a utilizar en el PSO y PDO se representará el SEIN utilizando un modelo de optimización basado en programación dinámica dual estocástica u otro algoritmo equivalente.
 - 2.1.2. Como mínimo, se utilizará el nivel de detalle del modelamiento de los embalses, topología hidráulica, Sistema de Transmisión, costos y parámetros técnicos utilizados en el PMPO.
 - 2.1.3. La demanda a utilizar será la prevista en el PMPO vigente o reajustada en base a la información del Despacho Económico ejecutado que se encuentre disponible y otra información que difiera de la que fue utilizada en la elaboración del PMPO. Esta demanda será representada en etapas semanales con cuatro (04) bloques horarios por etapa como mínimo.
 - 2.1.4. La información de caudales a utilizar será la que se determine en aplicación del Procedimiento Técnico "Información Hidrológica para la Operación del SEIN".
 - 2.1.5. El horizonte de optimización será hasta el periodo correspondiente a la FCF del PMPO del segundo mes.
 - 2.1.6. La representación de la operación futura al final del horizonte de optimización del proceso de refinamiento será tomada en cuenta mediante la utilización de la FCF generada por el PMPO correspondiente a la etapa final considerado en el proceso de refinamiento.
 - 2.1.7. Con la información actualizada hasta el mediodía del miércoles de cada semana, se procederá a ejecutar el modelo de optimización a fin de generar la FCF para la semana correspondiente al PSO en elaboración.

En el siguiente gráfico se detalla el proceso descrito en el numeral 2.1 previo.



- 2.2. En caso que el PMPO posea etapas semanales, se procederá directamente de acuerdo a lo señalado en el numeral 2.1.7 previo.
- 2.3. La FCF correspondiente al final de la primera etapa semanal generada de acuerdo a lo señalado en el numeral 2.1 o el numeral 2.2, constituirá un dato de entrada para la determinación del PSO y el PDO.

METODOLOGÍA PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE CORTO PLAZO

1. PROGRAMACIÓN DE OPERACIÓN CORTO PLAZO

El objetivo de la programación de la operación de Corto Plazo es determinar el menor costo total de operación del SEIN, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles. Lo cual implica que la referida programación considere la operación de Unidades de Generación, minimizando el costo incurrido en la generación incluido el Racionamiento, durante un periodo de tiempo determinado y considerando las Restricciones Operativas impuestas.

La programación de la operación de Corto Plazo comprende un horizonte semanal o diario según sea el caso, con una resolución máxima de una hora. Debe considerar señales de costo futuro del agua, provenientes de la programación del Mediano Plazo representadas como una Función de Costo Futuro (FCF).

La programación de la operación de Corto Plazo se obtiene mediante la aplicación de técnicas de optimización matemática. La función objetivo está formulada para minimizar el costo de operación presente, futuro y el de Racionamiento en el SEIN, considerando las restricciones técnicas aplicables.

2. FORMULACIÓN DEL MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO PARA LA PROGRAMACIÓN DE CORTO PLAZO

La función objetivo de dicho modelo debe permitir considerar los siguientes términos:

- 2.1. Costos Variables de las Unidades o Centrales de Generación mediante una representación cuadrática o lineal por tramos de la función de costo horario versus potencia de las Unidades de Generación.
- 2.2. Costos de Arranque-Parada y de Baja Eficiencia rampa de Aumento-Disminución de Generación de las Unidades o Centrales de Generación.
- 2.3. Máquina de Racionamiento por cada Barra de demanda modelada. La inclusión de esta variable tiene como fin evitar infactibilidades en la solución del problema y mostrar señales adecuadas de costos cuando la generación disponible es insuficiente para atender la demanda prevista.
- 2.4. FCF esperado por el uso del agua proveniente de embalses calificados como estacionales con capacidad de ser optimizados para uso energético, es decir aquellos embalses cuya magnitud de descargas puede determinarse con la finalidad de optimizar la operación del SEIN.
- 2.5. Otros costos que pudieran identificarse y resulten importantes de tenerse en cuenta. Por ejemplo: los costos de sólidos en suspensión y la retribución única al Estado por uso de agua (Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas).

Las restricciones que mínimamente se deben considerar en el modelo son las siguientes:

- 2.6. Centrales Hidroeléctricas: Límites entre su Generación Mínima Técnica y la Máxima Potencia, ecuación de potencia en función del caudal.
- 2.7. Centrales Térmicas: Límites entre su Generación Mínima Técnica y la Máxima Potencia que pueda entregar la Central o Unidad de Generación tomando en cuenta toda condición que le cause una reducción de potencia, tales como las condiciones ambientales.
- 2.8. Ciclos Combinados: Modalidades de operación que respeten sus tiempos mínimos de operación y fuera de operación, así como los costos asociados a cada modo operativo.
- 2.9. Líneas del Sistema de Transmisión y Transformadores: Modelado mediante

flujo en DC (corriente continua) que permita representar los límites de flujo y la consideración explícita de las pérdidas ya sea modeladas mediante una función no lineal o linealizada con al menos 3 tramos.

- 2.10. Embalses y topología hidráulica: Límites de volúmenes máximos y mínimos, ecuación de balance hídrico considerando la topología hidráulica, restricciones asociadas a vertimientos, riego, capacidad de cauces y canales, etc.
- 2.11. Balance Nodal: Ecuación de balance nodal por Barra modelada.
- 2.12. Reserva Rotante: Representación de los requerimientos de Reserva Rotante para Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia.
- 2.13. Mantenimientos: Centrales Hidroeléctricas, Centrales Térmicas, Líneas de Transmisión y Transformadores.
- 2.14. Enlace con el Mediano Plazo: El modelo debe poder incorporar la FCF proveniente del PMPO.

La incorporación de otras restricciones dependerá de la capacidad del modelo matemático para representarlas adecuadamente y que el tiempo de cálculo sea compatible con su aplicación práctica.

3. CARACTERÍSTICAS DEL MODELO PARA LA PROGRAMACIÓN DE CORTO PLAZO

El modelo de optimización a utilizar en la programación de Corto Plazo debe estar basado en técnicas de programación matemática que, además de minimizar el costo total de operación, permitan conocer los Multiplicadores de *Lagrange* asociados a las restricciones modeladas. Asimismo, debe permitir modelar, como mínimo, la función objetivo y las restricciones definidas en el ítem 2 del presente Anexo. Además, dicho modelo debe permitir un fácil ingreso de la información, así como la lectura de los resultados.

Los tiempos de ejecución deben ser tales que faciliten el cumplimiento de las actividades operativas del COES.

4. RESULTADOS DEL MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO PARA LA PROGRAMACIÓN DE CORTO PLAZO

El modelo de optimización debe entregar como mínimo, los siguientes resultados para cada uno de los sub periodos de optimización considerados:

- 4.1. Generación para cada una de las Centrales y Unidades de Generación modeladas.
- 4.2. Costos Marginales de Corto Plazo para cada Barra modelada, dado por el Multiplicador de *Lagrange* asociado a la ecuación de balance nodal de dicha Barra.
- 4.3. Volumen para cada uno de los embalses modelados.
- 4.4. Valor del Agua de los embalses semanales y horarios, clasificados de acuerdo al Anexo 3 del Procedimiento Técnico "Información Hidrológica para la Operación del SEIN, obtenido del Multiplicador de Lagrange asociado a la restricción de balance hidráulico para las centrales asociadas a dichos embalses.
- 4.5. Vertimientos para cada uno de los embalses modelados.
- 4.6. Racionamiento por Barra modelada.
- 4.7. Flujos de potencia por líneas de transmisión y transformadores modelados.
- 4.8. Operación de Unidades de Generación forzadas así como los motivos de las mismas.

MODIFICACIÓN DEL GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y DEFINICIONES UTILIZADAS EN LOS PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DEL COES-SINAC

1. Incorporar la definición de Función de Costo Futuro (FCF) al GLOSARIO, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME.

***"Función de Costo Futuro (FCF):** Conjunto de expresiones matemáticas que representan el costo esperado de generación hidráulica y térmica incluido el racionamiento en función de los volúmenes de los embalses, desde el periodo inicial elegido hasta el final del horizonte de estudio y es un producto de la aplicación del Procedimiento Técnico COES "Programación de Mediano Plazo de la Operación del SEIN"."*

2. Incorporar la definición de Modelo de Despacho Económico al GLOSARIO, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME

***"Modelo de Despacho Económico:** Herramienta informática que implementa técnicas de optimización matemática y es utilizada para calcular los niveles de producción de las unidades o centrales de generación de manera tal que minimice el costo de operación total incurrido para abastecer la demanda del SEIN para el horizonte de optimización elegido."*

3. Incorporar la definición de Programa Diario de Operación (PDO) al GLOSARIO, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME

***"Programa Diario de Operación (PDO):** Es aquel que está constituido por el Programa Diario de Mantenimiento (PDM) y la generación programada diaria de las unidades o centrales de generación que emite el COES."*

4. Eliminar las definiciones de "Generación en mínimo técnico" y "Mínima Carga" en el GLOSARIO, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME.

5. Incorporar la definición de Generación Mínima Técnica al GLOSARIO, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME:

***"Generación Mínima Técnica:** Se refiere a la potencia mínima que puede generar una Unidad de Generación en condiciones de operación normal, sin comprometer la degradación de su vida útil, de acuerdo con la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real."*

10.5 Anexo E – PR-09 Coordinación de la operación de corto plazo para el SEIN.

(COES, 2017)

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-09
COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DEL SEIN		
Aprobado por Osinergmin mediante Resolución N° 086-2017-OS/CD del 25 de mayo de 2017		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y lineamientos que el COES y los Agentes deben cumplir en atención de la función de coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN, manteniendo criterios de seguridad, calidad y economía.

2. ALCANCE

Están comprendidos dentro del alcance del presente Procedimiento Técnico el COES y los titulares de los siguientes equipos e instalaciones:

- 2.1 Los equipos e instalaciones del sistema de transmisión del SEIN, excepto los de propiedad de Usuarios Libres y Distribuidores con tensiones menores a 100 kV.
- 2.2 Las centrales o Unidades de Generación que se encuentren en Operación Comercial, así como sus instalaciones asociadas cuando estas afecten la producción o disponibilidad de la central o Unidad de Generación.
- 2.3 Instalaciones que resulten de importancia fundamental para el mantenimiento de la Seguridad y calidad del SEIN.

3. BASE LEGAL

- 3.1 Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 3.2 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).
- 3.3 Decreto Supremo N° 027-2008-EM.- Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.
- 3.4 Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE).
- 3.5 Decreto Supremo N° 009-99-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).
- 3.6 Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE - Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI).
- 3.7 Resolución Directoral N° 243-2012-EM/DGE - Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

4. PRODUCTOS

Como productos de las funciones de coordinación de la operación en tiempo real del SEIN, el COES emitirá los siguientes informes de operación:

- 4.1 IDCOS: Informe diario de Coordinación de la Operación del Sistema.
- 4.2 IEOD: Informe de Evaluación de la Operación Diaria.
- 4.3 RDO: Reprograma de la Operación Diaria.

- 4.4 IPP/C: Informe preliminar de perturbación del COES.
- 4.5 IFP/C: Informe final de perturbación del COES.
- 4.6 Informe preliminar y final de eventos que ocasionen interrupciones de suministro a más del 5 por ciento (5%) de la demanda del SEIN.

5. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME y sus modificatorias; así como, en la normativa citada en la Base Legal.

En todos los casos, cuando se citen dispositivos legales y Procedimientos Técnicos en el presente Procedimiento, se entenderá que incluyen todas sus normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

6. OBLIGACIONES

6.1 Del COES

- 6.1.1 Realizar la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de las Unidades de Generación en Operación Comercial y del sistema de transmisión comprendida en el alcance del presente procedimiento, y según lo previsto en la NTCOTRSI. Excepcionalmente y por razones de Seguridad, el COES podrá coordinar la Operación en Tiempo Real de Unidades de Generación que no estén en Operación Comercial en el COES, asimismo, podrá ampliar los alcances de sus funciones sobre la supervisión de la ejecución de las actividades que conlleven a un cambio del estado operativo de los equipos y dispositivos, a otras instalaciones de menores niveles de tensión a 100 kV, en caso afecten la calidad o seguridad del Sistema, bajo supervisión de Osinergmin.
- 6.1.2 Mantener el SEIN permanentemente en estado de operación normal y en casos de contingencias recuperar el Estado Normal, emitiendo oportunamente disposiciones según el presente procedimiento. Asimismo, es responsable de supervisar y controlar los niveles de tensión en las barras del Sistema de Transmisión en atención de los parámetros exigidos en las normas técnicas vigentes.
- 6.1.3 Definir la configuración más apropiada del sistema de transmisión del SEIN, de tal manera que se permita evitar o minimizar la Energía No Servida (ENS).
- 6.1.4 Definir y coordinar la tensión de referencia de las Unidades de Generación y la de los equipos de compensación reactiva estáticos, a fin de operar en Estado Normal.
- 6.1.5 Coordinar las maniobras de desconexión y conexión de las instalaciones comprendidas en el alcance del presente procedimiento, conforme a los Procedimientos de Maniobras, y mediante evaluaciones previas con herramientas apropiadas como los simuladores de flujo de carga y similares.
- 6.1.6 Coordinar y autorizar a los integrantes el inicio de la ejecución de maniobras asociadas a las Intervenciones de los equipos que se encuentren previstas en el PDI o RDO vigente.
- 6.1.7 Registrar toda la información relacionada con la Operación en Tiempo Real del SEIN, incluyendo los descatos a las disposiciones operativas emitidas por el COES.

- 6.1.8 Reasignar el servicio de RSF cuando la ejecución del servicio este afectando el Estado Normal o la prestación de este servicio sea deficiente según la normatividad vigente que rige este servicio.
- 6.1.9 Elaborar y difundir el plan de restablecimiento del SEIN en el Portal de Internet del COES y actualizarlo anualmente o cuando sea necesario.
- 6.1.10 Coordinar y dirigir el restablecimiento del SEIN luego de transcurridos los Estados de Emergencia y Alerta, considerando el plan de restablecimiento vigente y los criterios de seguridad contenidos en el mismo.
- 6.1.11 Cumplir con el protocolo de comunicaciones de voz (Anexo 1), para las coordinaciones operativas entre los centros de control.
- 6.1.12 Disponer la postergación o cancelación de la ejecución de pruebas de Unidades de Generación o Intervenciones de equipos, cuando se afecte la Seguridad.
- 6.1.13 El COES establecerá la relación de los equipos e instalaciones que resulten de importancia fundamental para el mantenimiento de la Seguridad y calidad del SEIN y los publicará en su portal de Internet.
- 6.1.14 Supervisar en tiempo real la reserva rotante asignada para RPF y RSF, la frecuencia, el perfil de tensiones, los flujos de potencia activa y reactiva, etc., en instalaciones y equipos vinculados al COES.
- 6.1.15 Supervisar en tiempo real las variables de las centrales eléctricas tales como: caudales de operación, los niveles de los embalses de regulación para las centrales hidráulicas y el volumen de combustible almacenado para las centrales térmicas, etc.
- 6.1.16 Supervisar la ejecución de toda actividad que conlleve a un cambio de estado de los equipos y dispositivos del sistema eléctrico vinculado al COES.
- 6.1.17 Supervisar en tiempo real las variables eléctricas y el estado operativo del Sistema, así como disponer las acciones necesarias para mantener o restablecer su estado operativo normal;
- 6.1.18 Informar por el medio más adecuado e inmediato, la operación ejecutada a través del IDCS e IED.
- 6.1.19 Superar el cambio del estado de "Alerta" al estado "Normal", mediante la adecuada utilización y restitución de la reserva rotante, reduciendo el riesgo de que el sistema pase al estado de "Emergencia".
- 6.1.20 Coordinar y verificar el cumplimiento de los programas de rechazo de carga establecidos en el PDO, en los RDO o los rechazos de carga requeridos durante la ejecución de la operación en tiempo real conforme lo establece el Procedimiento Técnico del COES N° 16 "Rechazos de Carga" (PR-16).
- 6.1.21 Disponer de rechazos de carga de extrema urgencia en tiempo real, cuando se presenten condiciones de riesgo a la seguridad operativa del sistema cuyo desarrollo es inminente en el corto tiempo, conforme lo establece el Procedimiento Técnico del COES N° 16 "Rechazos de Carga" (PR-16)."

6.2 De los Agentes

- 6.2.1 Ejecutar inmediatamente las disposiciones operativas emitidas por el COES en la Operación en Tiempo Real, considerando lo señalado en el numeral 6.2.2.

- 6.2.2 Verificar permanentemente que las disposiciones operativas emitidas por el COES no vulneren la seguridad de las personas, de sus instalaciones o afecten el cumplimiento de sus obligaciones ambientales y cualquier otro aspecto derivado del marco legal vigente. En caso de detectar vulneraciones, el Integrante deberá comunicarlo de manera inmediata al COES por vía telefónica u otra que el COES implemente.
- 6.2.3 Supervisar y operar sus instalaciones, controlando las sobrecargas y los niveles de tensión de sus redes eléctricas de tensión menor a 100 kV.
- 6.2.4 Realizar la operación de sus redes eléctricas cautelando el principio de neutralidad y sin discriminar a los Usuarios Libres conectados a sus redes eléctricas en función del suministrador elegido.
- 6.2.5 Informar al COES inmediatamente y por comunicación telefónica u otra que el COES implemente, los cambios en la disponibilidad total o parcial de sus instalaciones respecto al programa vigente.
- 6.2.6 Coordinar con el COES el inicio del restablecimiento de un subsistema o Área Operativa, según el plan de restablecimiento del SEIN.
- 6.2.7 Coordinar con el COES el inicio y fin de la ejecución de las maniobras de desconexión y conexión correspondientes a las Intervenciones previstas en el PDI.
- 6.2.8 Ejecutar de manera autónoma, independiente y bajo su responsabilidad, las maniobras para abrir o cerrar seccionadores y puestas a tierra, y toda medida destinada a salvaguardar la seguridad de las personas y sus equipos.
- 6.2.9 Elaborar y mantener actualizados los Procedimientos de Maniobras que corresponden a sus equipos. Efectuar las maniobras de sus equipos conforme a los procedimientos antes mencionados.
- 6.2.10 Operar sus Unidades de Generación y la red eléctrica interconectada conforme a sus fichas técnicas informadas al COES conforme al Procedimiento Técnico N° 20 del COES: "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN" (PR-20).
- 6.2.11 Informar al COES la relación actualizada del personal del centro de control o cuando se produzca un cambio.
- 6.2.12 Cumplir con el protocolo de comunicaciones de voz (Anexo 1) para las coordinaciones operativas entre los centros de control.
- 6.2.13 Los Distribuidores deben actuar de forma inmediata y diligente en la recuperación de los suministros interrumpidos a los Usuarios Libres conectados a su red de distribución, frente a eventos ocurridos en su red.
- 6.2.14 Cumplir con ejecutar los rechazos de carga dispuestos por el COES según el PDO, el RDO o los rechazos de carga requeridos durante la ejecución de la operación en tiempo real en forma obligatoria dentro del tiempo máximo de rechazo de carga, conforme lo establece el Procedimiento Técnico del COES N° 16 "Rechazos de Carga" (PR-16)."

7. COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

7.1 Seguimiento, evaluación y coordinación del Despacho de Generación

- 7.1.1 El COES efectúa el seguimiento, la evaluación y coordina el cumplimiento del PDO o del RDO vigente, para lo cual deberá considerar las características técnicas e Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación declaradas en sus fichas técnicas, u otras restricciones temporales informada al COES en la Operación en Tiempo Real.
- 7.1.2 Las restricciones temporales referidas en el 7.1.1, serán debidamente justificadas por la seguridad del equipo y/o de las personas y/o del cumplimiento de sus obligaciones ambientales u otras razones derivada del marco legal vigente, para lo cual, el Agente emitirá una carta con el informe sustentatorio a la Dirección Ejecutiva del COES en las siguientes 72 horas de informadas las restricciones temporales con copia al OSINERGMIN.
- 7.1.3 Cuando se presenta alguna de las causales para la reprogramación de la operación diaria, establecidas en el PR-06 o se presenten condiciones que afecten la seguridad operativa de algún área operativa del SEIN, el COES podrá disponer medidas apartadas del PDO o del último RDO, para mantener el Estado Normal hasta la emisión de un nuevo RDO. En estos casos podrá considerar el ranking de Costos Variables de las Unidades de Generación así como criterios de Seguridad para tomar las decisiones correspondientes. El COES justificará la operación alejada del despacho económico.
- 7.1.4 El COES podrá adoptar medidas apartadas del PDO o del RDO cuando se presente una menor demanda a la prevista durante un periodo de sobreoferta hidráulica, disminuyéndose primero la generación de las centrales con costos variables de sólidos en suspensión y luego la generación del resto de Centrales Hidráulicas en forma proporcional a la suma de las Potencias Efectivas de sus Unidades de Generación disponibles.

7.2 Verificación y coordinación de las maniobra

- 7.2.1 El COES coordinará las maniobras de conexión y desconexión de los equipos del sistema de transmisión, con los Agentes titulares de dichos equipos, de la siguiente manera:
 - (i) El Agente titular deberá solicitar al COES el inicio de las maniobras de desconexión del equipo.
 - (ii) El COES verificará que las condiciones sean las adecuadas para iniciar la ejecución de las maniobras, para cuyo efecto utilizará el simulador de flujo de carga en línea de acuerdo al Cuadro N° 1. El COES podrá postergar o cancelar la ejecución de la Intervención si se presentara un escenario en el cual no se consigan las condiciones adecuadas para efectuar las maniobras, informando al Agente los motivos que sustentan la postergación o cancelación de la intervención.

Cuadro N°1. Casos de aplicación del simulador de flujo de carga en línea

<i>Casos</i>	<i>Criterio</i>
<i>Conexión / desconexión de líneas de transmisión en configuración radial.</i>	<i>Siempre para longitudes mayores a 120 km No para longitudes menores a 80 km. Para longitudes entre 80 km y 120 km queda a criterio del COES. Siempre para equipos con tensión de 500 kV</i>

<i>Conexión / desconexión de líneas de transmisión o equipos de transformación en configuración en anillo.</i>	<i>Siempre</i>
<i>Conexión / desconexión de equipos de compensación reactiva.</i>	<i>Siempre para capacidades mayores a 80 MVAR No para capacidades menores a 40 MVAR Para otras capacidades entre 40 MVAR y 80 MVAR queda a criterio del COES.</i>
<i>En Estado de Restablecimiento</i>	<i>No</i>

- (iii) El COES coordinará las maniobras de desconexión conforme a la secuencia definida en los Procedimientos de Maniobras del COES.
- (iv) Luego de culminada la desconexión del equipo, el Agente titular coordinará la apertura de seccionadores y colocar las puestas a tierra y toda medida para la seguridad de las personas y de los equipos.
- (v) Para las maniobras de conexión, el Agente titular solicitará al COES iniciar estas maniobras, una vez que haya coordinado y ejecutado el retiro de todas las puestas a tierra y cerrado los seccionadores en ambos extremos del equipo.
- (vi) A continuación, el COES verificará las condiciones adecuadas para ejecutar las maniobras según lo establecido en literal (ii) precedente. Luego de ello, coordinará la conexión del equipo conforme a la secuencia establecida en los Procedimientos de Maniobra.
- (vii) El COES podrá disponer el arranque y operación de Unidades de Generación fuera del Despacho Económico, calificándolas como "operación por maniobra", para conseguir las condiciones adecuadas de tensión, ángulo o flujo, que permitan efectuar las maniobras de desconexión o conexión de las instalaciones del SEIN.
- (viii) En caso que lo antes mencionado sea insuficiente, el COES podrá disponer Rechazos de Carga inclusive a Usuarios Regulados, para conseguir las condiciones adecuadas de tensión, ángulo o flujo.

7.2.2 Para la ejecución de las maniobras en instalaciones de tensión menor a 100 kV, que se encuentren previstas en el PDI o RDO:

- (i) El Agente titular de dichos equipos deberá solicitar autorización al COES para iniciar las maniobras de desconexión de equipos. Por Seguridad, el COES podrá proceder de acuerdo al literal (ii) del numeral 7.2.1.
- (ii) Todas las empresas involucradas deben efectuar las maniobras conforme a los Procedimientos de Maniobra.
- (iii) Una vez culminada una Intervención, los Agentes titulares efectuarán la conexión de los equipos para lo cual informarán al COES el inicio y fin de estas maniobras.

7.3 Regulación de frecuencia en tiempo real

7.3.1 El COES hará seguimiento de la frecuencia del SEIN y de los Sistemas Aislados Temporales, verificando que se cumplan los estándares de calidad de frecuencia establecidos en la NTCSE.

- 7.3.2 El COES verificará la magnitud de la reserva para la Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia. Coordinará el incremento o reducción de la generación de las Unidades de Generación, a fin de recuperar el nivel de reserva para la RSF. Para una recuperación rápida, esta acción se efectuará con las Unidades de Generación hidráulicas con embalse de regulación y luego con Unidades de Generación térmicas.
- 7.3.3 El COES reasignará el servicio de RSF entre las Unidades de Generación con reserva comprometida cuando la ejecución de este servicio esté afectando el Estado Normal o cuando la respuesta de la Unidad de Generación no cumpla el estándar previamente definido para este servicio. Esta nueva asignación se podrá efectuar independientemente de los precios ofertados para el servicio de RSF. Alcanzado el Estado Normal, se iniciará la elaboración de la Reprogramación de la Operación Diaria.

7.4 Regulación de Tensión en tiempo real

- 7.4.1 El COES verificará los niveles de tensión de las barras del sistema de transmisión, para lo cual emitirá disposiciones con el fin de mantener o retomar la tensión al Estado Normal, conforme al Cuadro N°2. Para conseguir este objetivo, las barras de generación u otras podrían operar fuera del rango de operación normal siempre que no sean barras en donde se conecta la demanda, para lo cual se considerarán las curvas de capacidad de las Unidades de Generación, informadas en sus fichas técnicas.
- 7.4.2 El COES podrá disponer la puesta en servicio de las Unidades de Generación cuando la tensión está por debajo del 97,5% de la tensión de operación y el rechazo de carga para valores inferiores al 95%.
- 7.4.3 Las tensiones de las barras de la red eléctrica interconectada con tensión menor a 100 kV de propiedad de los usuarios libres y distribuidores, son reguladas autónoma e independientemente y bajo responsabilidad de sus respectivos titulares, cumpliendo el estándar definido en la NTCSE, para lo cual ejecutarán acciones sobre sus equipos. Agotados sus recursos para el control de la tensión, coordinarán con el COES, mediante comunicación telefónica, para que cuando sea posible, el COES coordine acciones sobre equipos del SEIN que permitan retomar la tensión al estándar definido en la NTCSE o mitigar la situación. En estos casos, el COES no coordinará cortes de suministro que fueran requeridos, quedando a potestad de los titulares de dichas redes eléctricas, efectuar éstos. Estos casos serán reportados en el IDCOS y en los informes diarios que el COES emite en aplicación del Procedimiento Técnico COES N° 05 "Evaluación del Cumplimiento del Programa Diario de Operación del Sistema Interconectado Nacional". El COES podrá cancelar Intervenciones previstas en el PDI cuando se haya agotado toda posibilidad de Regulación de Tensión por calidad conforme al Cuadro N°2.

Cuadro N°2. Acciones para el control de la tensión

Acciones	Para aumentar la tensión	Para disminuir la tensión
Regulación de Tensión por calidad	Desenergizar reactores de potencia shunt (paralelo).	Desenergizar capacitores shunt (paralelo).
	Energizar capacitores shunt (paralelo), compensadores estáticos.	Energizar reactores de potencia shunt (paralelo), compensadores estáticos.

Acciones	Para aumentar la tensión	Para disminuir la tensión
	Ejecutar el cambio de posición en los TAPs (gradines) de los transformadores involucrados.	Ejecutar el cambio de posición en los TAPs (gradines) de los transformadores involucrados.
	Sobre-excitar los compensadores síncronos (mover hacia el adelanto el factor de potencia). Incrementar la tensión de referencia de los SVC.	Sub-excitar los compensadores síncronos (mover hacia el retraso el factor de potencia). Disminuir la tensión de referencia de los SVC.
	Aumentar la tensión de generación de las Unidades de Generación (sobre excitar, mover hacia el retraso el factor de potencia).	Disminuir la tensión de generación de las Unidades de Generación (sub-excitar, mover hacia el adelanto el factor de potencia).
	Sincronizar Unidades de Generación, para elevar la tensión de una barra cuando su tensión sea inferior al 97,5% de su Tensión de Operación, siguiendo lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N°11 "Reconocimientos de Costos por Regulación de Tensión en Barras del SINAC" (PR-11).	
	Energizar circuitos con el extremo desconectado, para aprovechar el efecto capacitivo de las líneas.	Desconectar circuitos paralelos, evitando sobrecargas.
	Solo en estado de Situación Excepcional las tensiones no deberán exceder los márgenes del $\pm 7\%$ de la Tensión de Operación conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 39 "Operación del SEIN en Situación Excepcional" (PR-39).	
Regulación de Tensión por seguridad	Cancelar Intervenciones programadas y/o solicitar la inmediata disponibilidad del equipo que está por ingresar al mantenimiento o estuvo en mantenimiento y esté en capacidad de ingresar en operación.	
	Efectuar Rechazos de Carga inclusive a Usuarios Regulados, para elevar la tensión de una barra cuando su tensión sea inferior al 95% de su Tensión de Operación, conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 16 "Rechazos de Carga" (PR-16).	

7.5 Seguimiento y coordinación del nivel de carga de los equipos de transmisión

7.5.1 Cuando se identifique que un equipo del sistema de transmisión se encuentre con sobrecarga (MVA), el COES coordinará acciones para que el flujo retorne al valor correspondiente al Estado Normal, considerando el siguiente orden de prelación:

- (i) Modificación del despacho de generación.
- (ii) Cambios de topología del SEIN.

- (iii) Rechazos de Carga conforme al PR-16 conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 16 "Rechazos de Carga" (PR-16).

7.5.2 Se podrán efectuar con urgencia Rechazos de Carga, inclusive a Usuarios Regulados, cuando la corriente por un transformador de potencia alcance el 90% del valor de ajuste de la Protección de Sobrecorriente (temporizado).

7.5.3 En caso de sobrecargas de equipos de la red eléctrica interconectada con tensión menor a 100 kV de propiedad de los usuarios libres y distribuidores, el titular del equipo adoptará directamente las acciones que mitiguen la condición de sobrecarga. Una vez agotadas las acciones que pueda efectuar el referido titular, éste coordinará con el COES, mediante comunicación telefónica, para que se adopten las medidas que sean posibles para mitigar la situación. En estos casos, el COES no coordinará cortes de suministro que fueran requeridos, quedando a disposición de su titular efectuar los mismos.

7.6 Perturbaciones y estados operativo normal, de alerta, de emergencia y de restablecimiento

7.6.1 Luego de una Perturbación, el CC del titular de la instalación en la cual se produjo la Perturbación, deberá informar al COES el estado de sus equipos en el más breve plazo, considerando como mínimo lo siguiente:

- (i) Actuación de los sistemas de protección y estado de los interruptores;
- (ii) Señalización y alarmas;
- (iii) Relación de suministros afectados, pérdidas y daños ocasionados a sus instalaciones por la Perturbación;
- (iv) Condiciones climáticas.

7.6.2 En base a la información disponible en tiempo real, el COES efectuará un reconocimiento del estado post-falla (frecuencia, tensión, nivel de carga, disponibilidad de equipos, suministros interrumpidos y Reserva Rotante). Antes de iniciar la fase de restablecimiento y recuperación de los suministros interrumpidos, definirá una estrategia para estabilizar el SEIN, con la finalidad de llevar la frecuencia, tensión y nivel de carga de equipos dentro del Estado Normal, o en su defecto, a un estado que no amenace la integridad del SEIN.

Para estabilizar la frecuencia del SEIN o de algún sistema aislado temporal, el COES podrá coordinar las siguientes acciones:

- (i) Usar la Reserva Rotante hidroeléctrica y/o termoeléctrica.
- (ii) Efectuar Rechazos de Carga, inclusive a Usuarios Regulados conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 16 "Rechazos de Carga" (PR-16).
- (iii) Usar generación de arranque rápido por emergencia.
- (iv) Usar las Unidades de Generación de reserva fría disponibles.
- (v) Suspender Intervenciones.

Para estabilizar los niveles de tensión, el COES podrá coordinar las siguientes acciones:

- (i) Usar la capacidad de aporte/consumo de potencia reactiva de las Unidades de Generación, de acuerdo al numeral 6.2.10.

- (ii) Usar los equipos de compensación reactiva.
- (iii) Redistribuir la generación de energía activa.
- (iv) Conectar o desconectar líneas de transmisión.
- (v) Efectuar Rechazos de Carga, inclusive a Usuarios Regulados conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 16 "Rechazos de Carga" (PR-16).
- (vi) Usar los generadores de reserva fría disponibles.
- (vii) Suspender Intervenciones.

7.6.3 Estado Normal. Se refiere a la condición estacionaria del Sistema en la que existe un equilibrio de potencia activa y equilibrio de potencia reactiva. Los equipos de la red eléctrica operan sin sobrecarga, y el Sistema opera dentro de los márgenes de tolerancia permitidos para la frecuencia y tensión;

Durante el Estado Normal, el SEIN opera bajo las siguientes condiciones:

- (i) La frecuencia debe regularse en 60Hz, aceptándose variaciones sostenidas en el rango de $60 \text{ Hz} \pm 0.6 \%$ (entre 59.64 y 60.36 Hz),
- (ii) La tensión de las barras varían entre $\pm 2.5\%$ de la Tensión de Operación.
- (iii) Las líneas de transmisión no operan con sobrecarga.
- (iv) No hay restricción de suministros

7.6.4 Estado de Alerta. Se refiere al estado en que el Sistema opera estacionariamente, manteniendo constantemente el equilibrio de potencia activa y equilibrio de potencia reactiva, pero las condiciones del Sistema son tales que de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, los equipos y/o instalaciones operarán con sobrecarga y las variables de control saldrán de los márgenes de tolerancia. Al verificarse una transición al Estado de Alerta, el Coordinador y los Integrantes del Sistema deben realizar las coordinaciones y maniobras necesarias para que el Sistema pueda recuperar su Estado Normal, en el menor tiempo posible;

Durante el Estado de Alerta, el SEIN opera bajo las siguientes condiciones:

- (i) La frecuencia varía entre 59,1 Hz hasta 61 Hz excediendo el rango de operación normal de $60 \text{ Hz} \pm 0.6 \%$ (entre 59.64 y 60.36 Hz).
- (ii) La tensión de las barras varían entre $\pm 2.5\%$ y $\pm 5\%$ de la Tensión de Operación.
- (iii) Las líneas de transmisión no operan con sobrecarga.
- (iv) No hay restricción de suministros

En este estado, no se permitirá la operación de las cargas que tenga variaciones rápidas de potencia (en escalón).

7.6.5 Estado de Emergencia. Se refiere a la condición en la que, por haberse producido una perturbación en el Sistema; la frecuencia y tensiones se apartan de valores normales y la dinámica que ha adquirido el Sistema amenaza su integridad, haciéndose necesario tomar medidas de emergencia tales como rechazo de carga o desconectar generación en forma significativa. En este estado se suceden acciones automáticas de protección y de rechazo de carga para aislar los elementos o porciones falladas del Sistema y estabilizarlo;

- (i) La frecuencia momentáneamente es menor a 59.1 Hz o mayor a 61 Hz.
- (ii) La tensión de las barras es menor a 0.95 o mayor a 1.05 de la tensión de operación.
- (iii) Las líneas de transmisión operan con sobrecarga.
- (iv) Hay restricción de suministros.

En este estado, no se permitirá la operación de las cargas que tenga variaciones rápidas de potencia (en escalón).

7.6.6 Estado de Restablecimiento. Se refiere a la condición en la que, concluido el Estado de Emergencia, el Sistema ha quedado operando pero con restricciones significativas de suministro. Se llevan a cabo coordinaciones y maniobras de reconexión de generación y carga para restablecer el Estado Normal del Sistema;

- (i) Una vez estabilizado el SEIN, el COES en coordinación con los CC de los Agentes, iniciará el proceso de restablecimiento y recuperación de los suministros interrumpidos conforme al plan de restablecimiento vigente y la estrategia de recuperación definida.
- (ii) Previamente los Agentes procederán a abrir los interruptores de los equipos que hubiesen quedado desenergizados. Las maniobras para abrir los interruptores deben desarrollarse optimizando el número de maniobras de cerrar y abrir. No se debe abrir los interruptores de los reactores y líneas que se conectan en serie.
- (iii) El plan de restablecimiento se basa en dos procesos simultáneos:
 - El restablecimiento se inicia a partir de la red interconectada que se encuentra en servicio. En este caso, la coordinación la ejerce el COES.
 - El restablecimiento a través del arranque en negro de Unidades de Generación para la formación de sistemas aislados, que luego se sincronizarán al SEIN. La formación y coordinación de cada sistema aislado podrá ser liderada por un CC, conforme al plan de restablecimiento.
- (iv) Cuando el restablecimiento sea liderado por los CC de los Agentes, éstos deben tener en cuenta la seguridad en las maniobras de recuperación de cargas, y que los bloques de carga que se decidan conectar dependen de la capacidad de generación y de la frecuencia del sistema aislado. Es recomendable que la central o Unidad de Generación asignada a regular la frecuencia establezca el regulador de velocidad en el modo de control isócrono y de no ser posible, se optará por el modo de control manual. Se podrá operar manteniendo una frecuencia ligeramente superior a la nominal del SEIN (60,2 Hz), para evitar que al momento de conectarse una carga esta descienda a valores que provoquen la actuación de los relés de rechazo de carga por mínima frecuencia.
- (v) Los Agentes involucrados en la Perturbación remitirán al COES un diagnóstico inicial y sus informes de perturbaciones tal como lo establece la NTCOTR de acuerdo al Procedimiento Técnico del COES N° 40 "Procedimiento para la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE" (PR-40).

- 7.6.7 El COES elaborará un informe preliminar de los hechos que origine interrupciones de suministro a más del 5 por ciento (5%) de la demanda del SEIN al Ministerio de Energía y Minas, y al Osinergmin, dentro de las dos (2) horas de ocurrido el hecho. Este informe será ampliado y sustentado ante dichos organismos, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de producido el evento.

7.7 Operación del SEIN en Situación Excepcional

Se procederá de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 39 "Operación del SEIN en Situación Excepcional" (PR-39).

8. COMPENSACIÓN ECONÓMICA DERIVADA DE LA OPERACIÓN POR MANIOBRAS

8.1 Compensación económica

- 8.1.1 La compensación derivada de la "operación por maniobras" establecida en el literal (vii) del numeral 7.2.1 del presente Procedimiento, será determinada multiplicando la energía activa producida por la diferencia entre su Costo Variable y el Costo Marginal de Corto Plazo en bornes de generación de la Unidad de Generación calificada como "operación por maniobra". Para estos efectos, el Costo Variable será determinado de acuerdo a la metodología establecida en el numeral 7.2 del Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de Costos Variables de las Unidades de Generación" (PR-31) o aquel que lo reemplace o sustituya en este aspecto.
- 8.1.2 Se incluirá las compensaciones de los costos por consumo de combustible de arranque-parada y de baja eficiencia en la Rampa de Incremento de Generación y Rampa de Disminución de Generación que fueran aplicables, determinados de acuerdo al PR-31 o aquel que lo reemplace o sustituya en este aspecto.
- 8.1.3 Todos los Generadores Integrantes pagarán las compensaciones resultantes de este numeral en proporción a la energía activa total que hayan retirado del SEIN para atender a sus Usuarios Libres y Distribuidores, en el mes anterior al de la valorización.
- 8.1.4 Estas compensaciones formarán parte de la valorización de transferencias de energía activa mensual, elaborado en cumplimiento del Procedimiento Técnico del COES N° 10 "Valorización de las Transferencias de Energía Activa entre Integrantes del COES" (PR-10) o aquel que lo reemplace o modifique.

9. CONTENIDO Y PLAZO DE ENTREGA DE LOS PRODUCTOS.

- 9.1 IDCOS: Contiene los resultados cuantitativos de la operación del SEIN similar al IEOD en su versión preliminar (según el Anexo 2). Se encontrará disponible en el portal de internet del COES a más tardar a las 05:00 horas de cada día.
- 9.2 IEOD: Conforme lo establece el Procedimiento Técnico del COES N° 05 o similar.
- 9.3 RDO: Conforme lo establece el Procedimiento Técnico del COES N° 06 o similar.
- 9.4 IPP/C: Conforme lo establece el Procedimiento Técnico del COES N° 40 o similar.
- 9.5 IFP/C: Conforme lo establece el Procedimiento Técnico del COES N° 40 o similar.
- 9.6 El informe preliminar de eventos que ocasionen interrupciones de suministro a más del 5 por ciento (5%) de la demanda del SEIN dentro las dos (2) horas de ocurrido el evento.

9.7 El informe final de eventos que ocasionen interrupciones de suministro a más del 5 por ciento (5%) de la demanda del SEIN dentro las cuarentay ocho (48) horas de ocurrido el evento.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL

Única. - El incumplimiento de las obligaciones de entrega de información de los Integrantes previstas en el presente procedimiento deberá ser informado por el COES a Osinergmin en el mes siguiente de identificado. Para efectos de iniciar el procedimiento administrativo sancionador a que hubiere lugar, se aplicarán las sanciones previstas en la Escala de Multas y Sanciones.

PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN DE VOZ

1. OBJETIVOS

Establecer un protocolo de comunicaciones para la comunicación eficiente de voz entre el personal de los centros de control de los Agentes del SEIN y el Coordinador de la operación del SEIN.

2. BASE LEGAL

Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (numeral 5.3.6).

3. ALCANCE

Las definiciones y modos de comunicación descritos en el presente documento, serán para uso exclusivo en la coordinación de la Operación en Tiempo Real, entre los Agentes del SEIN y el Coordinador.

4. PARÁMETROS Y DEFINICIONES

- **Saludo:** Forma de expresar cortesía y buenos modales. Es el inicio de una conversación.
- **Identificación:** Debe contener el nombre del emisor y receptor, así como el nombre de la empresa o entidad. El nombre del emisor o receptor debe contener uno de los nombres y el primer apellido.
- **Hora:** Hora de la instrucción o ejecución de la maniobra.
- **Solicitud/Mensaje:** Requerimiento o instrucción operativa/información de la operación.
- **Autorización:** Respuesta o solución a la solicitud del emisor.
- **Repetir Autorización:** Asegurar al emisor la recepción clara del mensaje.
- **Despedida:** Forma de expresar cortesía y buenos modales. Es el fin de una conversación.

Se define como "instrucción operativa" toda maniobra por operación, despacho, mantenimiento, emergencia u evento entre el CCO-COES y los Agentes del SEIN.

5. CONSIDERACIONES GENERALES:

- Todos los parámetros definidos en el protocolo de comunicaciones son de uso obligatorio, solo en caso de emergencia u evento el saludo y despedida podrán ser omitidos.
- Toda instrucción operativa o confirmación de maniobra requiere especificación de la hora GPS expresada en formato 24 horas.
- La expresión "hora de programación" descrito en los ejemplos de aplicación como "[xx:xx] horas" es de uso opcional.
- Toda llamada para solicitar información o realizar consulta debe cumplir con el saludo, identificación y despedida. Esta no requiere instrucción de hora o repetición del mensaje.

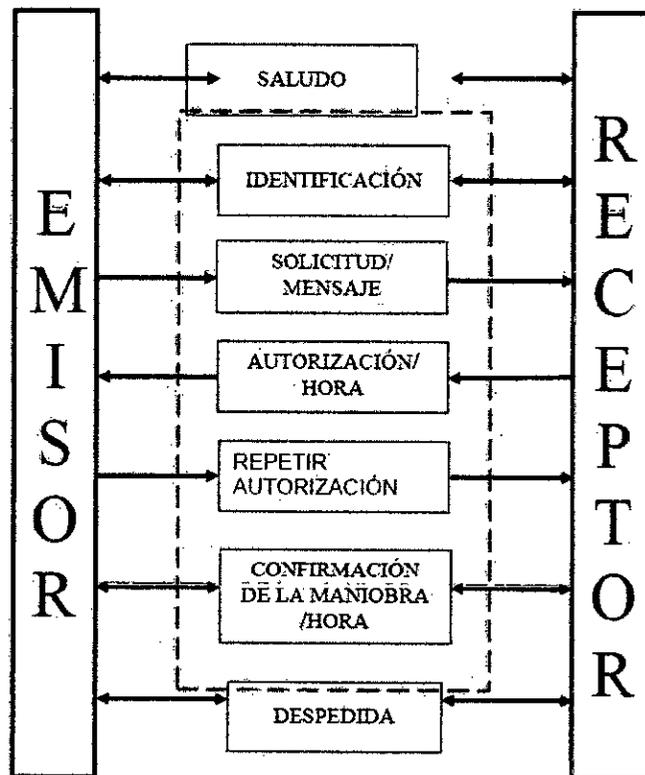
- Toda comunicación telefónica será impartida o recibida por los teléfonos operativos que tengan opción de grabación.
- Evitar utilizar un lenguaje no operativo, que pueda llevar a confusiones y malas interpretaciones. Si existe duda sobre las solicitudes, se debe pedir repetir las nuevamente.
- Se prohíbe el empleo de palabras obscenas, sobrenombres, apodos, bromas, conferencias de índole privado, juicios de valor sobre el desempeño de las personas, infidencias y rumores.

6. METODOLOGÍA

La metodología consiste en estructurar una secuencia de intercambio de información entre el emisor y el receptor de tal forma que se garantice que el receptor reciba el mensaje deseado de forma eficiente. La confirmación del mensaje central garantiza la recepción del mensaje completo.

La secuencia se grafica en la siguiente figura:

ESTRUCTURA GENERAL



 Pasos obligatorios: Solo en Estados de "Emergencia o Restablecimiento" se puede obviar el saludo y la despedida

7. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

7.1. Contestar una llamada en el CCO-COES

PASO	PARTICIPANTE	DESCRIPCIÓN
1	CCO-COES	[Buenos días], CCO-COES, [Nombre] lo saluda. Con quien tengo el gusto?
2	CC-Agente	[Buenos días], lo saluda [Nombre] del centro de control de [Agente]
3	CCO-COES	Si, cual es el motivo de su llamada?
4	CC-Agente	Lo llamaba por [Solicitud]
5	CCO-COES	Repite [Solicitud].
6	CC-Agente	Correcto.
7	CCO-COES	Comprendido, entonces a las [Hora] [Autorización].
8	CC-Agente	Repite la [Autorización]. [Hasta luego]
9	CCO-COES	[Hasta luego].

7.2. Autorizar la ejecución de una maniobra por mantenimiento programado

PASO	PARTICIPANTE	DESCRIPCIÓN
1	CCO-COES	[Buenos días], CCO-COES. [Nombre] lo saluda. Con quien tengo el gusto?
2	CC-Agente	[Buenos días], lo saluda [Nombre] del centro de control de [Agente]
3	CCO-COES	Si, cual es el motivo de su llamada?
4	CC-Agente	Lo llamaba porque a las [xx:xx] horas tenemos programada la desconexión de [Nombre y código del equipo] por mantenimiento programado.
5	CCO-COES	Correcto, siendo las [Hora] se le autoriza la desconexión de [Nombre y código de Equipo]. Proceda de acuerdo al procedimiento de maniobras y coordine con las empresas involucradas de ser el caso.
6	CC-Agente	Está bien, desconecto él [Nombre y código de equipo] y le confirmo. [Hasta luego].
7	CCO-COES	[Hasta luego].

7.3. Coordinar la ejecución de una maniobra por mantenimiento programado

7.3.1. El Integrante propietario del equipo se comunica con el CCO

PASO	PARTICIPANTE	DESCRIPCIÓN
1	CCO-COES	[Buenos días], CCO COES. [Nombre] lo saluda. Con quien tengo el gusto?
2	CC-Agente 1	[Buenos días], lo saluda [Nombre] del centro de control de [Agente 1]
3	CCO-COES	Si, cual es el motivo de su llamada?
4	CC-Agente 1	Lo llamaba porque a las [xx:xx] horas tenemos programada la desconexión de [Nombre y código del equipo] por mantenimiento.
5	CCO-COES	Correcto, usted está solicitando la desconexión de [Nombre y código del equipo] por mantenimiento.
6	CC-Agente 1	Correcto.
	CCO-COES	Espéreme en línea mientras me comunico con [Nombre de las empresas involucradas en la maniobra]

7.3.2. El CCO se comunica con las empresas involucradas en la maniobra de desconexión del equipo

PASO	PARTICIPANTE	DESCRIPCIÓN
1	CC-Agente 2	[Buenos días], centro de control de [Agente 2], [Nombre] lo saluda. ¿Con quién tengo el gusto?

PASO	PARTICIPANTE	DESCRIPCIÓN
2	CCO-COES	[Buenos días], lo saluda [Nombre] del CCO-COES.
3	CC-Agente 2	Si, cual es el motivo de su llamada?
4	CCO-COES	Lo llamaba porque a las [xx:xx] horas está programada la desconexión de [Nombre y código del equipo]. ¿Están listos para la coordinación de las maniobras?.
5	CC-Agente 2	Correcto, estamos listos.
6	CCO-COES	Entonces nos mantenemos en línea para iniciar las coordinaciones.
7	CC-Agente 2	Está bien.

7.3.3. El CCO se comunica con las empresas involucradas en la maniobra de conexión del equipo

PASO	PARTICIPANTE	DESCRIPCIÓN
1	CC-Agente 2	[Buenos días], centro de control de [Agente 2], [Nombre] lo saluda. ¿Con quién tengo el gusto?
2	CCO-COES	[Buenos días], lo saluda [Nombre] del CCO-COES.
3	CC-Agente 2	Si, cual es el motivo de su llamada?
4	CCO-COES	Lo llamaba para iniciar las maniobras de conexión de [Nombre y código del equipo]. ¿Los equipos están libres de las puestas de tierra, de personal y los seccionadores se encuentran cerrados?.
5	CC-Agente 2	Correcto, el equipo se encuentra libre y preparado para su conexión.
6	CCO-COES	Entonces nos mantenemos en línea para iniciar las coordinaciones.
7	CC-Agente 2	Está bien.

7.3.4. Ejecución de las maniobras

PASO	PARTICIPANTE	DESCRIPCIÓN
1	CCO-COES	Aló!, centro de control [Agente 1].
2	CC-Agente 1	Si, aló CCO-COES, lo escucho.
3	CCO-COES	Centro de control [Agente 1] vamos a empezar con las maniobras, ¿están listos?
4	CC-Agente 1	Correcto, estamos listos.
5	CCO-COES	Entonces a las [Hora] proceda a abrir el interruptor de [Nombre del equipo] en la subestación [Nombre de la subestación], ¿me reconfirma la maniobra?.
6	CC-Agente 1	Correcto, voy a abrir el interruptor de [Nombre del equipo] en la subestación [Nombre de la subestación].
7	CCO-COES	Correcto, proceda y me confirma.
8	CC-Agente 1	Aló CCO-COES, confirmo que a las [Hora] abrió el interruptor de [Nombre del equipo] en la subestación [Nombre de la subestación].
9	CCO-COES	Aló, centro de control de [Agente 2], ya está abierto el interruptor de [Nombre de equipo] en la subestación [Nombre de la subestación]. A las [Hora] proceda a abrir e interruptor de [Nombre del equipo] en la subestación [Nombre de la subestación].
10	CC-Agente 2	Correcto, voy a abrir el interruptor de [Nombre del equipo] en la subestación [Nombre de la subestación].
11	CCO-COES	Correcto, proceda y me confirma.
12	CC-Agente 2	Aló CCO-COES, a las [Hora] confirmo que abrió el interruptor de [Nombre del equipo] en la subestación [Nombre de la subestación].
13	CCO-COES	Aló, centro de control de [Agente 1] ya está abierto los interruptores en ambos extremos, continúe con la secuencia de acuerdo a su procedimiento de maniobras Coordine con el centro de control [Agente 2]. [Hasta luego].
14	CC-Agente 1	[Hasta luego].

PASO	PARTICIPANTE	DESCRIPCIÓN
15	CCO-COES	Aló, centro de control de [Agente 2], ya está abierto los interruptores en ambos extremos, continúe con la secuencia de acuerdo a su procedimiento de maniobras. Coordine con el centro de control [Agente 1]. [Hasta luego].
16	CC-Agente 2	[Hasta luego].

7.4. Realizar una llamada para subir o bajar generación

PASO	PARTICIPANTE	DESCRIPCIÓN
1	CC-Agente	Buenos días, centro de control de [Agente], [Nombre] lo saluda. ¿Con quién tengo el gusto?
2	CCO-COES	Buenos días, lo saluda [Nombre] del CCO-COES.
3	CC-Agente	Si, cual es el motivo de su llamada?
4	CCO-COES	Lo llamaba para coordinar subir/bajar generación en la unidad [Nombre de la unidad y de la Central] a [Valor de potencia requerido] por [Mensaje, indicar la razón]. Hora de coordinación [Hora].
5	CC-Agente	Entendido CCO-COES, a las [Hora] me solicita subir/bajar la generación en la unidad [Nombre de la unidad y de la Central] a [Valor de potencia requerido].
6	CCO-COES	Correcto.
7	CC-Agente	De acuerdo, [Hasta luego].
8	CCO-COES	[Hasta luego].

7.5. Realizar una llamada para arrancar o parar una unidad de generación

PASO	PARTICIPANTE	DESCRIPCIÓN
1	CC-Agente	Buenos días, centro de control de [Agente], [Nombre] lo saluda. ¿Con quién tengo el gusto?
2	CCO-COES	Buenos días, lo saluda [Nombre] del CCO-COES.
3	CC-Agente	Si, cual es el motivo de su llamada?
4	CCO-COES	Lo llamaba para coordinar el arranque/ la parada de la unidad/central [Nombre de la unidad/central] por [Mensaje, indicar la razón]. Hora de coordinación [Hora].
5	CC-Agente	Entendido CCO-COES, a las [Hora] me solicita arrancar/parar la unidad/central [Nombre de la unidad/central].
6	CCO-COES	Es correcto.
7	CC-Agente	De acuerdo, [Hasta luego].
8	CC-Agente	[Hasta luego].

7.6. Realizar una llamada para conectar / desconectar un equipo de compensación reactiva

PASO	PARTICIPANTE	DESCRIPCIÓN
1	CC-Agente	Buenos días, centro de control de [Agente], [Nombre] lo saluda. ¿Con quién tengo el gusto?
2	CCO-COES	Buenos días, lo saluda [Nombre] del CCO COES.
3	CC-Agente	Si, cual es el motivo de su llamada?
4	CCO-COES	Lo llamaba para coordinar conectar/desconectar el [Nombre del equipo] de la subestación [Nombre de la subestación]. Hora de coordinación [Hora].
5	CC-Agente	Entendido CCO-COES, entonces a las [Hora] voy a conectar/desconectar el [Nombre del equipo] de la subestación [Nombre de la subestación].
6	CCO-COES	Es correcto.

PASO	PARTICIPANTE	DESCRIPCIÓN
7	CC-Agente	Aló CCO-COES, a las [Hora] confirmo que se conectó/desconectó el [Nombre del equipo] en la subestación [Nombre de la subestación]. [Hasta luego].
8	CCO-COES	[Hasta luego].

Contenido del IDCOS

Destino:	Integrantes del COES, excepcionalmente a aquellos Agentes bajo el alcance del presente Procedimiento.
Periodo de información:	De 00:00 h a 24:00 h del día anterior.
Plazo de entrega:	Hasta las 05:00 h de cada día calendario.
Contenido:	
<p>Información general</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Reporte de Eventos: fallas, interrupciones, restricciones y otros de carácter operativo. 2. Reporte de las principales restricciones operativas y mantenimiento de las Unidades de Generación. 3. Reporte de Mantenimientos ejecutados <p>Producción y demanda</p> <ol style="list-style-type: none"> 4. Despacho registrado cada 30 minutos de las Unidades de Generación de los Integrantes del COES, reporte de potencia activa y reactiva de cada unidad, asimismo, se incluye las Unidades de Generación con potencia superior a 5 MW conectadas al SEIN de empresas no Integrantes del COES. 5. Máxima generación instantánea del SEIN (MW) y factor de carga. 6. Restricción de suministros: magnitud y causas. <p>Información de las Unidades de Generación</p> <ol style="list-style-type: none"> 7. Horas de orden de arranque y parada, así como las horas de ingreso y salida de las Unidades de Generación del SEIN. 8. Volúmenes horarios y caudales horarios de descarga de los embalses asociados a las Centrales Hidroeléctricas. 9. Vertimientos en los embalses y/o presas en período y volumen. 10. Volúmenes diarios de disponibilidad de gas natural. 11. Volúmenes de quema de gas no empleados en generación eléctrica. 12. Pruebas de unidades de generación por requerimientos propios y por pruebas aleatorias de disponibilidad. 13. Energía generada por tipo de generación. <p>Sistema de Transmisión</p> <ol style="list-style-type: none"> 14. Registro cada 30 minutos del flujo (MW y MVAR) por las líneas de transmisión y transformadores de potencia definidos por el COES. 15. Reporte de líneas desconectadas por Regulación de Tensión. 16. Reporte de Sistemas Aislados Temporales. <p>Información del producto</p> <ol style="list-style-type: none"> 17. Reporte de las variaciones sostenidas y súbitas de frecuencia en el SEIN. <p>Desviaciones con respecto al PDO</p> <ol style="list-style-type: none"> 18. Desviaciones de la demanda respecto a su pronóstico. 19. Desviaciones de la producción de las Unidades de Generación y de las empresas. 	

20. Reprogramaciones realizadas y motivos.

Información del Mercado de Corto Plazo

21. Costos Marginales de Corto Plazo cada 30 minutos en las Barras del SEIN.

22. Costo total de operación ejecutada.

23. Registro de las congestiones del Sistema de Transmisión.

24. Registro de asignación de la RPPF y RRSF.

Información sobre Intercambios de Electricidad

25. Registro de los flujos (MWy MVar) cada 30 minutos de los enlaces internacionales.

Observaciones

Recomendaciones y Conclusiones

**10.6 Anexo F – PR-25 Determinación de los factores de indisponibilidad,
presencia e incentivos a la disponibilidad de las centrales y unidades de
generación.**

(COES, 2017)

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-25
DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE INDISPONIBILIDAD, PRESENCIA E INCENTIVOS A LA DISPONIBILIDAD DE LAS CENTRALES Y UNIDADES DE GENERACIÓN		
▪ Aprobado por Osinergmin, mediante Resolución N° 055-2017-OS/CD del 29 de marzo de 2017		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios que debe considerar el COES para determinar los Factores de Indisponibilidad, Factores de Presencia y Factor de Incentivos a la Disponibilidad de las centrales y Unidades de Generación que sirven para calcular los Ingresos Garantizados por Potencia Firme de los Generadores.

2. BASE LEGAL

El presente Procedimiento se rige por las siguientes normas y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 2.1 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.2 Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.3 Decreto Legislativo N° 1002.- Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión Privada para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
- 2.4 Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.5 Decreto Supremo N° 037-2006-EM.- Reglamento de Cogeneración.
- 2.6 Decreto Supremo N° 027-2008-EM.- Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.
- 2.7 Decreto Supremo N° 012-2011-EM.- Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.

3. DEFINICIONES

Para efectos del presente Procedimiento, todas las definiciones de los términos en singular o plural que estén contenidos en éste, inicien con mayúscula, y no tengan una definición propia en el mismo, serán aquellas definiciones contenidas para tales términos en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la norma que lo sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.

En todos los casos cuando en el presente Procedimiento se citen normas, procedimientos técnicos o cualquier otro dispositivo legal, se entenderá que incluyen todas sus normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

Asimismo, para la aplicación del presente Procedimiento, los siguientes términos tienen el significado que se indica a continuación:

Indisponibilidad de centrales y Unidades de Generación: Ocurre cuando una central o Unidad de Generación no está a disposición del COES para entregar su potencia efectiva, lo que incluye los casos de limitaciones en la disponibilidad de combustible de dicha central o Unidad de Generación.

Indisponibilidad Parcial: Es la Indisponibilidad de una central o Unidad de Generación cuando parte de su Potencia Efectiva no está a disposición del COES.

Indisponibilidad Total: Es la indisponibilidad de una central o Unidad de Generación cuando el total de su Potencia Efectiva no está a disposición del COES.

Indisponibilidad Fortuita: Es la indisponibilidad que se inicia por causa imprevista (con referencia al PDO) y se mantiene hasta que la unidad sea declarada como disponible. Tendrá una duración máxima de 7 días, luego de lo cual será considerada como Indisponibilidad Programada.

Indisponibilidad Programada: Es aquella cuyo inicio se encuentra previsto en el PDO. Se considerará como Indisponibilidad Programada a toda Indisponibilidad Fortuita cuya duración supere los siete días, a partir del octavo día.

4. OBLIGACIONES

4.1 De los Generadores

Los Generadores deberán entregar al COES:

- (i) Para centrales o Unidades de Generación que operan con gas natural, la información sobre la capacidad garantizada de transporte de combustible en millones de pies cúbicos (MMPCD). Dicha capacidad será la contratada diaria a firme con los concesionarios de transporte y distribución de gas natural por red de ductos.
- (ii) Las adendas de los contratos de transporte y distribución de gas natural por red de ductos que sustenten la declaración señalada en el numeral (i) anterior, en caso hubiera cambios en la magnitud de la capacidad garantizada de transporte de combustible.
- (iii) Para centrales o Unidades de Generación que tengan posibilidad de almacenar gas natural, el stock disponible de gas natural en millones de pies cúbicos (MMPCD). Dicha información tendrá carácter de declaración jurada.
- (iv) La información adicional o la absolución de observaciones según sea requerido por el COES, dentro de un plazo no mayor de 1 día hábil de notificado el requerimiento respectivo. En los casos en los que el COES verifique que la información adicional no se ajusta a la realidad o está incompleta o la absolución de observaciones no sea satisfactoria, el COES podrá utilizar la mejor información disponible.

4.2 Del COES

- (i) Calcular la Potencia Asegurada (PA) en base a la capacidad garantizada de transporte de combustible informada por los Generadores. Para ello, se utilizará el Anexo E del presente procedimiento.
- (ii) Determinar los Factores de Indisponibilidad de las centrales y Unidades de Generación para las Horas de Punta del Sistema.
- (iii) Determinar los Factores de Presencia de las Centrales Hidroeléctricas para las Horas de Punta del Sistema.
- (iv) Determinar los Factores de Incentivos a la Disponibilidad de las centrales y Unidades de Generación.
- (v) Publicar mensualmente en el portal de internet del COES, los Factores de Indisponibilidad, los Factores de Presencia, y los Factores de Incentivos a la Disponibilidad

con la valorización de Transferencia de Potencia. Asimismo, remitir a Osinergmin, incluyendo un reporte que contenga los incumplimientos de las obligaciones de los Generadores.

5. DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE INDISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES Y CENTRALES DE GENERACIÓN

5.1 CRITERIOS A TOMAR EN CUENTA

Para la determinación de los Factores de Indisponibilidad de las centrales y Unidades de Generación deben seguirse los siguientes criterios:

5.1.1 LAS INDISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES O CENTRALES DE GENERACIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE INDISPONIBILIDAD

Todos los casos de Indisponibilidades Fortuitas, Parciales, Programadas y Totales de las centrales y Unidades de Generación deben ser considerados para la determinación de los Factores de Indisponibilidad de las centrales y Unidades de Generación, con excepción de los siguientes casos:

- (i) En los casos de centrales o Unidades de Generación con limitaciones de producción por Perturbaciones o Intervenciones en el sistema eléctrico de transmisión.
- (ii) En los casos de centrales o Unidades de Generación que operan exclusivamente con gas natural y que presenten limitaciones de producción por fallas, mantenimientos y/o ampliaciones de la infraestructura de producción, transporte o distribución de gas natural.
- (iii) En los casos que las limitaciones de producción de las centrales o Unidades de Generación que operan con gas natural de Camisea fueron originadas por la nominación de gas efectuada en base al PDO.
- (iv) En los casos de centrales o Unidades de Generación con limitaciones de producción por las siguientes Inflexibilidades Operativas indicadas en las fichas técnicas: tiempo mínimo entre arranques sucesivos, Tiempo Mínimo de Operación, tiempo para cambio de combustibles para unidades duales, tiempo de arranque, y Rampas de Incremento y Disminución de Generación.
- (v) En los casos de centrales de generación del tipo ciclo combinado con limitaciones de producción en sus Unidades de Generación debido a su proceso de acoplamiento termodinámico.
- (vi) En los casos que una central o Unidad de Generación hidroeléctrica, se vea afectada por limitaciones de generación inherentes a las condiciones y características de su fuente de energía primaria.
- (vii) En los casos de unidades o Centrales de Cogeneración Calificadas, cuando se encuentren operando con producción asociada de Calor Útil.
- (viii) Cuando la central o Unidad de Generación esté próxima al límite de las horas equivalentes de operación o número de arranques para mantenimiento mayor y

el COES disponga postergar la fecha de inicio de dicho mantenimiento, salvo en los periodos de operación dispuestos por el COES.

- (ix) En los periodos en que una central o Unidad de Generación se encuentre operando por ensayos de Potencia Efectiva y rendimiento.

5.1.2 CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS INDISPONIBILIDADES PARCIALES Y TOTALES DE LAS CENTRALES O UNIDADES DE GENERACIÓN

5.1.2.1 PERIODOS DE INDISPONIBILIDAD

La determinación de los Factores de Indisponibilidad de las centrales o Unidades de Generación se realizará exclusivamente en función de las indisponibilidades de las centrales o Unidades de Generación ocurridas durante los periodos correspondientes a las Horas de Punta del Sistema.

5.1.2.2 CASOS DE CARENCIA DE INFORMACIÓN HISTÓRICA

Se debe considerar que se carece de información histórica en los siguientes casos: a) en el caso de una central o Unidad de Generación que ingresa por primera vez en Operación Comercial, y b) en el caso de una central o Unidad de Generación que reingrese en Operación Comercial luego de haber sido sometida a modificaciones por reconstrucción, repotenciación, ampliación y/o reconversión para cambiar el uso de combustible de un tipo a otro o para operar en ciclo combinado. En ese sentido, no será considerada para la aplicación del presente Procedimiento la información de las indisponibilidades registradas hasta antes de que la Unidad de Generación hubiese sufrido alguna(s) de la(s) modificación(es) antes indicada(s). Toda Unidad de Generación que se reconvierta para ser del tipo dual (operar con un combustible alternativo) no será considerada como unidad que carece de historia.

5.1.2.3 CASOS DE UNIDADES TÉRMICAS DUALES

Para los casos de Unidades de Generación térmica duales, la determinación de su indisponibilidad se realizará con el combustible principal. En caso el combustible principal no sea suficiente para cubrir las Horas Punta, se podrá complementar con el combustible alternativo.

5.1.2.4 CASOS DE INDISPONIBILIDAD POR FUERZA MAYOR

Cuando una Unidad de Generación que se encuentra indisponible por fuerza mayor, calificada por el Osinergmin. Para este caso, el número de horas de indisponibilidad será calculado utilizando los valores de indisponibilidades del cuadro del Anexo C.

5.1.3 CONSIDERACIONES ESPECIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS INDISPONIBILIDADES PARCIALES DE LAS UNIDADES O CENTRALES DE GENERACIÓN

Las Indisponibilidades Parciales de las centrales o Unidades de Generación se determinarán considerando lo siguiente:

- (i) La Potencia Restringida (Pr) se calcula como la Potencia Efectiva de la central o Unidad de Generación multiplicada por el Factor de Incentivo a la Disponibilidad menos la potencia a la cual está limitada la Unidad de Generación. Para el cálculo de la Pr, según sea el caso, se debe descontar la reserva asignada para la regulación primaria y/o secundaria de frecuencia.

- (iii) Se verifica la ocurrencia de una Indisponibilidad Parcial de una Unidad de Generación siempre que la Pr de ésta sea igual o mayor al 15% de su Potencia Efectiva multiplicada por el Factor de Incentivo a la Disponibilidad.
- (iv) Cuando una Indisponibilidad Parcial se encuentre consignada en el PDO y en su ejecución la Pr resulte mayor a la prevista, dicho exceso será considerado como Indisponibilidad Fortuita. Cuando la Pr resulte menor a la prevista, ésta será considerada como Indisponibilidad Programada.
- (v) Se utilizará la Potencia Efectiva que se emplea para el cálculo de la Potencia Firme, cuando la Unidad de Generación tenga más de un modo de operación (gas, gas con agua, entre otros).
- (vi) Para el caso de Unidades de Generación que conforman una central tipo turbo vapor en la cual sus calderos están conectados a un colector común la Pr se asignará entre las Unidades de Generación disponibles en función a sus eficiencias, eligiendo primero la de menor eficiencia y así sucesivamente hasta agotar la Pr.

5.1.4 CONSIDERACIONES ESPECIALES PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS INDISPONIBILIDADES TOTALES DE LAS UNIDADES O CENTRALES DE GENERACIÓN

Las Indisponibilidades Totales de las Unidades de Generación se determinarán considerando lo siguiente:

- (i) Cuando la central o Unidad de Generación está operando, la Indisponibilidad Total se inicia cuando deja de estar sincronizada con el SEIN.
- (ii) Cuando la central o Unidad de Generación se encuentre en condición de reserva fría, la Indisponibilidad Total se inicia en el momento en el que es declarada indisponible por sustituir.
- (iii) La Indisponibilidad Total concluye cuando la Unidad de Generación es declarada disponible por sustituir.
- (iv) Cuando una Indisponibilidad Total se encuentre consignada en el PDO y en su ejecución la duración de la indisponibilidad resulte mayor a la prevista, dicho exceso será considerado como Indisponibilidad Fortuita.

5.2 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LAS HORAS DE INDISPONIBILIDAD

5.2.1 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LAS HORAS DE INDISPONIBILIDAD PARCIAL

- (i) La información para determinar las horas Indisponibilidad Parcial son las siguientes:
 - a) Los registros de energía activa de las Unidades de Generación medidos en bornes de generación, remitidos por los Generadores Integrantes del COES, conforme a lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 30 "Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión" (PR-30).
 - b) Las limitaciones de potencia de las Unidades de Generación consideradas en el PDO, RDO o en la Operación en Tiempo Real.
- (ii) Se calcula la Pr ocurrida en Horas Punta del Sistema (HP), teniendo en cuenta los siguientes supuestos:

- a) Cuando exista una limitación de potencia en las Horas de Punta del Sistema, en dicho periodo la P_r será determinado con la fórmula (1) o (2), según sea el caso:

Cuando la Unidad de Generación operó en HP:

$$P_r = \max(0; K \times P_{efec} - P_{prom\ gen} - RA) \dots (1)$$

Cuando la Unidad de Generación no operó en HP

$$P_r = \max(0; K \times P_{efec} - P_{lim}) \dots (2)$$

Donde:

- P_r : Potencia restringida (MW).
 K : Factor de Incentivo a la Disponibilidad.
 P_{efec} : Potencia Efectiva de la Unidad de Generación (MW).
 P_{lim} : Potencia limitada en el PDO, RDO u Operación en Tiempo Real (MW).
 $P_{prom\ gen}$: Potencia promedio generada (MW).
 RA : Reserva asignada para la regulación primaria y/o secundaria de frecuencia (MW).

- b) Cuando exista una limitación en la disponibilidad de combustible tal que no le permita operar durante la HP a Potencia Efectiva, se determinará con las fórmulas (3) y (4).

$$P_r = \max(0; K \times P_{efec} - P_{prom\ hp}) \dots (3)$$

$$P_{prom\ hp} = \frac{E_{generable}}{\#HP} \dots (4)$$

Donde:

- P_r : Potencia restringida (MW).
 K : Factor de Incentivo a la Disponibilidad.
 P_{efec} : Potencia Efectiva de la Unidad de Generación (MW).
 $P_{prom\ hp}$: Potencia promedio generable en la HP (MW).
 $E_{generable}$: Energía generable calculado con el combustible total disponible y la eficiencia de la unidad al 100% de su potencia obtenida en los Ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento (MWh).
 $\#HP$: Número de horas de las HP al día

- c) Cuando exista mantenimiento de una o más Unidades de Generación que conforman una central tipo ciclo combinado, se determinará con las fórmulas (5) o (6), según sea el caso:

Cuando la central de ciclo combinado operó en HP:

$$P_r = \max(0; K \times P_{efec\ CC} - P_{prom\ gen\ CC} - RA) \dots (5)$$

Cuando la central de ciclo combinado no operó en HP:

$$P_r = \max (0; K \times P_{efec\ cc} - P_{efec\ mcc}) \dots (6)$$

Donde:

- Pr : Potencia restringida (MW).
- K : Factor de Incentivo a la Disponibilidad
- P_{efec cc} : Potencia Efectiva de la central de ciclo combinado (MW).
- P_{prom gen cc} : Potencia promedio generada de la central de ciclo combinado (MW).
- P_{efec mcc} : Potencia Efectiva del modo de la central de ciclo combinado resultante del mantenimiento (MW).
- RA : Reserva asignada para la regulación primaria y/o secundaria de frecuencia (MW).

- d) Cuando exista mantenimiento de uno o más calderos de una central del tipo turbo vapor conectados a un colector común se determinará con las fórmulas (7) u (8), según sea el caso.
 Cuando la central turbo vapor operó en HP:

$$P_r = \max (0; K \times P_{efec\ TV} - P_{prom\ gen\ TV} - RA) \dots (7)$$

Cuando la central turbo vapor no operó en HP:

$$P_r = \max (0; K \times P_{efec\ TV} - P_{mTV}) \dots (8)$$

Donde:

- Pr : Potencia restringida (MW).
- K : Factor de Incentivo a la Disponibilidad.
- P_{efecTV} : Potencia Efectiva de la central turbo vapor (MW).
- P_{promgen TV} : Potencia promedio generada por la central turbo vapor (MW).
- P_{mTV} : Potencia generable por la central turbo vapor resultante del mantenimiento (MW).
- RA : Reserva asignada para la regulación primaria y/o secundaria de frecuencia (MW).

- e) Se verifica que la Pr calculada cumpla con el criterio establecido en el literal 5.1.3 (iii), caso contrario la Pr será igual 0.
- f) Las Horas de Indisponibilidad Parcial (HI_{PARCIAL}) corresponderá a las horas de duración de la Pr.
- g) Las Horas de Indisponibilidad Parcial se considerarán como Horas de Indisponibilidad Total que puede ser Fortuita o Programada y se calcula con la fórmula (9).

$$\text{Horas de Indisponibilidad Total} = \frac{Pr \times HI_{PARCIAL}}{PE} \dots (9)$$

Donde:

- Pr : Potencia Restringida de la unidad (MW).

H_IPARCIAL : Horas de Indisponibilidad parcial Programada o Fortuita de la Unidad de Generación en el período de Horas de Punta del Sistema.

PE : Potencia Efectiva de la Unidad de Generación (MW).

- h) Los tiempos equivalentes de duración de las interrupciones parciales fortuitas o programadas serán considerados, en las horas HIF o HIP, según corresponda, definidas en los numerales 5.3.1 o 5.3.2.

5.2.2 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LAS HORAS DE INDISPONIBILIDAD TOTAL

5.2.2.1 Para Unidades de Generación que tienen historia (existentes)

Las horas calculadas en los siguientes literales serán considerados en las horas HIF o HIP, según corresponda, definidas en los numerales 5.3.1 o 5.3.2.

- (i) La información para determinar las horas Indisponibilidad Total son las siguientes:
- a) La información remitida por los Generadores Integrantes sobre las indisponibilidades de sus Unidades de Generación.
 - b) Mantenimientos ejecutados y eventos de falla de las Unidades de Generación reportados en el I EOD.
- (ii) Se selecciona a aquellas Unidades de Generación cuyas Intervenciones tuvieron lugar durante las Horas de Punta del Sistema o desconectaron durante un evento de falla reportado en el I EOD. Luego, se contabilizan las horas de duración conforme a los criterios establecidos en el numeral 5.1.4 del presente procedimiento.

5.2.2.2 Para Unidades de Generación que carecen de historia

- (i) Las Unidades de Generación indicadas en el numeral 5.1.2.2 serán consideradas con un número de horas de indisponibilidad durante los primeros 90 días calendario, equivalente a las horas que resulten de multiplicar los valores de Indisponibilidad Fortuita y Programada listados en el Anexo C por el número de Horas de Punta del Sistema del correspondiente período estadístico. Los primeros 90 días calendario serán contabilizados en el caso del 5.1.2.2. a), desde el inicio de su Operación Comercial; y para el 5.1.2.2. b), desde el reinicio de su Operación Comercial.

Para el periodo posterior a los primeros 90 días calendarios, se considerará la indisponibilidad histórica real registrada de dichas Unidades de Generación, y para completar la información histórica faltante del correspondiente periodo estadístico se utilizarán los valores de Indisponibilidad Fortuita y Programada listados en el Anexo C.

- (ii) Para el caso de las Unidades de Generación que se retiran y reingresan en Operación Comercial por motivos diferentes a los indicados en el 5.1.2.2. b), se considerarán las horas de indisponibilidad real histórica de la Unidad de

Generación, completando el período en que no estuvo en Operación Comercial con las horas que resulten de considerar los valores listados en el Anexo C.

5.3 CÁLCULO DE LOS FACTORES DE INDISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES O CENTRALES DE GENERACIÓN TÉRMICA E HIDROELÉCTRICA

Los Factores de Indisponibilidad de las centrales o Unidades de Generación térmica e hidráulica se calculan considerando la información histórica correspondiente a cada periodo estadístico establecida para cada tipo de indisponibilidad según lo siguiente:

5.3.1 FACTORES DE INDISPONIBILIDAD FORTUITA MENSUAL PARA UNIDADES O CENTRALES TÉRMICAS

El Factor de Indisponibilidad Fortuita (FIF) mensual se calcula en función de la información estadística móvil de las Horas de Punta del Sistema, de los últimos dos (2) años, considerando los veinticuatro (24) meses continuos transcurridos, con la fórmula (12).

$$FIF = \frac{HIF}{HP} \times 100\% \dots (10)$$

Donde:

HIF : Horas de Indisponibilidad Fortuita durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

HP : Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

5.3.2 FACTORES DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA MENSUAL Y ANUAL PARA UNIDADES O CENTRALES TÉRMICAS Y CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

El Factor de Indisponibilidad Programada (FIP) se calcula en función de las indisponibilidades registradas en las Horas de Punta del Sistema de los meses que comprenden el Periodo de Estiaje.

Como periodo estadístico para el FIP anual se utiliza los últimos 6 meses de los Periodos de Estiaje, mientras que para la FIP mensual, se utilizan los últimos 60 meses de los Periodos de Estiaje.

Para ambos casos, se incluirá el mes en evaluación en caso sea un mes que corresponda al Periodo de Estiaje.

a) Para las Unidades o Centrales Térmicas:

Se determinará con la fórmula (13).

$$FIP = \frac{HIP}{HP} \times 100\% \dots (11)$$

Donde:

HIP : Horas de Indisponibilidad Programada durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

HP : Horas de Punta del Sistema para el período estadístico

b) Para las Centrales Hidroeléctricas

Se determinará con la fórmula (14).

$$FIP = \frac{\sum_{i=1}^n (PE_i \times HIP_i)}{PE_t \times HP} \times 100\% \dots (12)$$

Donde:

PE_i : Potencia medida de cada Unidad de Generación en las pruebas de Potencia Efectiva de la Central Hidroeléctrica.

En caso que el 75% del valor de PE_i sea mayor que la diferencia entre la Potencia Efectiva de la central y el valor de Potencia máxima registrada en medidores de generación de esta central durante los últimos 12 meses cuando la Unidad de Generación "i" haya estado desconectada, entonces la PE_i será reemplazada por la referida diferencia calculada.

HIP_i : Horas de Indisponibilidad Programada de cada unidad durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

PE_t : Potencia Efectiva de la central.

HP : Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

n : Número de unidades (grupo generador-turbina) de la Central Hidroeléctrica.

6. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE PRESENCIA DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

El Factor de Presencia (FP) se calcula en base a la disponibilidad diaria de las Centrales Hidroeléctricas.

6.1 CRITERIOS A CONSIDERAR

Para la determinación del FP de las Centrales Hidroeléctricas, se debe tomar en consideración lo siguiente:

(i) El FP es aplicable a las Centrales Hidroeléctricas y se calcula mensualmente

(ii) Queda excluido del cálculo del FP lo siguiente:

a) Afectaciones a la disponibilidad de la Central Hidroeléctrica por instalaciones de propiedad de terceros en los casos de:

- Intervenciones de instalaciones eléctricas;
- Ingreso de nuevas instalaciones eléctricas; y,
- Falla de instalaciones eléctricas.

b) Causas de fuerza mayor calificadas por el Osinergmin.

(iii) Para el cálculo del FP, no se consideran las Intervenciones de la Central Hidroeléctrica incluidas en el Programa Anual de Intervenciones (PAI) que se utilizaron en la evaluación de la energía garantizada de la central.

6.2 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA DISPONIBILIDAD DIARIA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

(i) La información para verificar la disponibilidad diaria de la Central Hidroeléctrica es la proveniente de los registros de energía activa de las Unidades de Generación medidos en bornes de generación, y remitidos por los Generadores Integrantes del COES, conforme a lo establecido en el PR-30.

(ii) Se verifica la disponibilidad diaria (d) de la Central Hidroeléctrica asignándole valores de la siguiente manera:

$d=1$, Si la Central Hidroeléctrica despachó al menos el 50% del período que corresponde a las Horas de Punta del Sistema y con al menos el 15% de su Potencia Efectiva.

$d=0$, Si no se cumple la condición anterior.

- (iii) Si en un mes calendario, la verificación de disponibilidad diaria no supera 15 días consecutivos con valores asignados como 0, el FP será igual a uno (1,0), caso contrario se determinará conforme a lo establecido en el numeral 6.3.

6.3 CÁLCULO DEL FACTOR DE PRESENCIA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

El Factor de Presencia se calcula mediante la fórmula (13).

$$FP = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n d_i \dots (13)$$

Dónde:

FP : Factor de Presencia mensual;

n : Número de días del mes

d_i : Disponibilidad diaria de la central del día "i" (1 o 0).

7. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE INCENTIVO A LA DISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

El Factor de Incentivo a la Disponibilidad es utilizado para evaluar la capacidad garantizada de transporte eléctrico y/o la capacidad garantizada de transporte de combustible.

7.1 CRITERIOS A CONSIDERAR

Para determinar la capacidad garantizada de transporte eléctrico y la capacidad garantizada de transporte de combustible, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) Para el caso de la capacidad garantizada de transporte eléctrico desde el transformador elevador hasta el Punto de Conexión al SEIN, se garantizará evacuar permanentemente el 100% de la Potencia Efectiva de la Unidad de Generación. De no ser así, se aplicará lo indicado en el numeral 7.2 b) del presente Procedimiento.
- b) En caso exista falta de capacidad de transporte eléctrico, se calculará el factor por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico (FCe) que será igual para todas las Unidades de Generación asociadas al mismo Sistema de Transmisión eléctrico.
- c) La capacidad garantizada de transporte de combustible se refiere a la capacidad de la infraestructura de transporte propio o contratado que posee la Unidad de Generación. Dicha capacidad debe garantizar el transporte del combustible necesario para operar permanentemente durante las 24 horas del día a un valor igual al 100% de la Potencia Efectiva de la Unidad de Generación
- d) Para el caso de Unidades de Generación que utilizan exclusivamente ductos de transporte de combustible gas natural desde el campo a la central, se considerarán únicamente los contratos que aseguren el servicio de transporte bajo condiciones firmes (contrato firme).d)).

- e) Para el caso de las Unidades de Generación que tengan posibilidad de almacenar gas natural, la evaluación de su capacidad garantizada de transporte de combustible se realizará con el stock disponible de gas natural almacenado que garantice la operación diaria de la Unidad de Generación para 24 horas a un valor de 100 % de la Potencia Efectiva. En caso se requiera, podrá complementarlo con contratos de servicio de transporte firme de gas natural
- f) En caso exista falta de capacidad de transporte de combustible, se calculará el factor por falta de capacidad garantizada de transporte de combustible (FCc).
- g) El cálculo del factor FCc, utiliza la menor PA que resulte entre la capacidad contratada diaria a firme con el concesionario de transporte de gas natural y con el concesionario de distribución de gas natural.
- h) Las Unidades de Generación que dispongan de almacenamiento de combustible en la misma central, y cuyo combustible sea distinto al Gas Natural Licuado, tendrán como factor FCc igual a 0. Este numeral no será aplicable a las Unidades de Generación duales.
- i) Para el caso de Unidades de Generación duales el cálculo del factor FCc se realizará con el Combustible Principal. En caso se requiera, podrá complementarlo con el combustible alternativo.

7.2 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LOS FACTORES POR FALTA DE CAPACIDAD GARANTIZADA DE TRANSPORTE ELÉCTRICO Y TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE

- a) La información para el cálculo de los factores FCe y FCc será obtenida mensualmente y proviene de la información proporcionada por los Generadores conforme al numeral 4.1 del presente procedimiento.

La capacidad garantizada de transporte de combustible deberá ser entregada al tercer día calendario de haberse iniciado la Semana Operativa conforme al formato establecido en el Anexo A del presente procedimiento.

Las adendas de los contratos de transporte y distribución de gas natural por red de ductos deberán ser entregados hasta después de tres días hábiles de elevada la escritura pública.

- b) El factor FCe se calcula con la fórmula (14).

$$FC_e = \begin{cases} \left[1 - \left(\frac{P_L}{\sum P_{ef}} \right) \right] \times \left(\frac{T}{HPM} \right); & \text{Si } P_L < \sum P_{ef} \\ 0; & \text{Si } P_L \geq \sum P_{ef} \end{cases} \dots (14)$$

Donde:

P_L : Capacidad (MW) del Sistema de Transmisión eléctrica asociada a la generación.

$\sum P_{ef}$: Sumatoria de Potencias Efectivas (MW) de las Unidades de Generación que utilizan el Sistema de Transmisión eléctrico asociado.

T : Horas dentro del mes en el que la capacidad de la infraestructura de transmisión asociada, es menor que el 100% de la Potencia Efectiva del conjunto de unidades y/o centrales asociadas a dicha infraestructura.

HPM : Número total de horas durante el mes.

c) El factor FCc se calcula con la fórmula (15)

$$FC_c = \begin{cases} \left[1 - \left(\frac{P_{MPA}}{P_{ef}} \right) \right]; & \text{Si } P_{MPA} < P_{ef} \dots (15) \\ 0; & \text{Si } P_{MPA} = P_{ef} \end{cases}$$

Donde:

P_{MPA} : Potencia promedio mensual de la PA (MW).

PA : Potencia Asegurada (MW) conforme a lo dispuesto en el numeral 4.1 (i) del presente Procedimiento.

P_{ef} : Potencia Efectiva de la Unidad de Generación (MW).

d) Tomando en cuenta los factores calculados en los literales anteriores se calcula el factor de incentivo a la disponibilidad, conforme al numeral 7.3.

7.3 CÁLCULO DEL FACTOR DE INCENTIVO A LA DISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

El Factor de Incentivo a la Disponibilidad (K) se determina con la fórmula (16).

$$K = [1 - \max(FC_e, FC_c)] \dots (16)$$

Si el factor de incentivo a disponibilidad de una Unidad de Generación es distinto de uno, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme remunerable, la Unidad de Generación será considerada, para la evaluación del mes siguiente, con un Costo Variable de operación igual al Costo de Racionamiento para la fracción de su Potencia Efectiva no garantizada, tal como lo indica el PR-30.

INFORMACIÓN BÁSICA PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE INCENTIVO A LA DISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN A GAS NATURAL

INCENTIVOS A LA DISPONIBILIDAD	DIA1	DIA2	DIA3	DIA4	DIA5	DIA6	DIA7
UNIDAD:							
Capacidad contratada diaria a firme con el concesionario de transporte de gas natural (MMPCD)							
Capacidad contratada diaria a firme con el concesionario de distribución de gas natural (MMPCD)							
Stock Útil de Gas Almacenado Diario (MMPCD)							

VALORES MÁXIMOS DE LOS FACTORES DE INDISPONIBILIDAD

FACTOR	Valor Máximo
FIF mensual para centrales o Unidades de Generación termoeléctrica	14%
FIP mensual para centrales o Unidades de Generación termoeléctrica	17%
FIP mensual para Centrales Hidroeléctricas	14%
FIP anual para centrales o Unidades de Generación termoeléctrica y Centrales Hidroeléctricas	30%

Estos valores serán utilizados en la determinación de la Potencia Firme Remunerable establecido en el PR-30.

FACTORES DE INDISPONIBILIDAD ESTADÍSTICOS

CENTRAL	COMBUSTIBLE	HORAS		%	
		FORTUITA	PROGRAMADA	FORTUITA	PROGRAMADA
VAPOR	CARBÓN	392,4	844,5	4,5	9,6
	PETRÓLEO	417,0	874,2	4,8	10,0
	GAS	475,7	954,0	5,4	10,9
GAS	JET	353,0	508,1	4,0	5,8
	GAS	396,0	483,6	4,5	5,5
	DIESEL	329,4	983,7	3,8	11,2
DIESEL	TODOS	442,4	960,1	5,1	11,0
CICLO COMBINADO		245,3	857,6	2,8	9,8
HIDRAULICAS		422,2	1058,2	4,8	12,1

Fuente: 2014 Generating Unit Statistical Brochure - Five Years, 2010 - 2014, All Units Reporting– NERC

VERIFICACIÓN DE DISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES TÉRMICAS MEDIANTE PRUEBAS ALEATORIAS

El COES tendrá a su cargo la selección de los días en que se realizarán las pruebas y las Unidades de Generación que serán sometidas a prueba. El COES hará seguimiento de la ejecución de las pruebas cumpliendo lo señalado en el numeral 2 del presente anexo y las características establecidas en su ficha técnica vigente. Los resultados serán incluidos en el IEOD.

Se realizarán cuatro (4) pruebas mensuales.

1. SELECCIÓN ALEATORIA

a) Selección de los días de prueba

Los días de prueba serán seleccionados mediante un sorteo que se realizará todos los días a las 14:30 horas, con el siguiente procedimiento:

- (i) Los representantes del COES considerarán al inicio del mes, en una urna física o digital, tantas balotas como días tenga el mes, de las cuales cuatro (4) serán de color negro y las restantes de color blanco.
- (ii) Se seleccionará en forma aleatoria una balota de la urna, la cual no se reintegrará a la urna física o digital. Si la balota resulta ser negra, ese día se seleccionará una Unidad de Generación para la prueba.

b) Selección de la Unidad de Generación sometida a prueba

Si en el literal a) se seleccionara una balota negra, se procederá inmediatamente con la selección de la Unidad de Generación que se someterá a prueba, con el siguiente procedimiento:

- (i) Los representantes del COES considerarán, en una urna física o digital, tantas balotas como Unidades de Generación tenga el parque térmico en ese momento, exceptuando las siguientes:
 - a) Aquellas que se encuentren indisponibles según el PDO.
 - b) Aquellas que se encuentren bajo Indisponibilidad Fortuita a causa de instalaciones eléctricas.
 - c) Aquellas que hayan operado a solicitud del COES en los 30 días previos.
 - d) Aquellas que fueron sometidas a prueba mediante esta selección y cuyo resultado fue exitoso en el mes en curso.

Cada balota mostrará la identificación de cada una de las Unidades de Generación térmica.

- (ii) Se seleccionará en forma aleatoria una balota de la urna física o digital. La unidad de generación a la que corresponda, será sometida a prueba a partir de las 15:30 horas de ese día. Se adjunta un diagrama de flujo que explica los pasos que se siguen para el proceso del sorteo de las pruebas aleatorias; así como, lo horarios de cierre de información.

2. REALIZACIÓN DE LA PRUEBA

- (i) La prueba incluirá:

- a) El arranque y Sincronización;
 - b) El proceso de carga hasta alcanzar la Máxima Potencia en función de la Rampa de Incremento de Generación propia de la Unidad de Generación;
 - c) Un periodo de operación a Máxima Potencia por dos (2) horas;
- Luego de ello, se da por finalizada la prueba y la Unidad de Generación quedará a mínimo técnico hasta que cumpla su tiempo mínimo de operación;
- (ii) El COES verificará que la Unidad de Generación sobre la que se realiza la prueba sea efectivamente la Unidad de Generación sorteada. Esta verificación será realizada con la ayuda de medidores o registradores instalados en cada Unidad de Generación. El resultado de dicha verificación será informado al OSINERGMIN dentro de las 24 horas siguientes de culminada la prueba.
 - (iii) La Unidad de Generación sometida a prueba no será considerada para el cálculo del Costo Marginal de Corto Plazo.
 - (iv) De fallar en el arranque (antes de la Sincronización), la Unidad de Generación será declarada Indisponible, permitiéndosele, a su solicitud y propio costo, un re arranque dentro de su tiempo de re arranque declarado. De resultar exitoso el re arranque, su Indisponibilidad Fortuita será contabilizada hasta el momento de su Sincronización al sistema.
 - (v) Si la Unidad de Generación no alcanza su Máxima Potencia en la etapa de carga durante la prueba, ésta se continuará con la mayor potencia que pueda suministrar la máquina en las condiciones que se encuentre. Corresponde aplicar Indisponibilidad Parcial Fortuita de acuerdo a los criterios establecidos en el numeral 5.1.3 del presente procedimiento, hasta que supere su restricción.
 - (vi) Si durante las pruebas se produjera la desconexión de la Unidad de Generación debido a una falla por causas propias, dicha unidad podrá reingresar y completar el periodo programado para la prueba. Si la falla se extendiera más allá del tiempo entre arranques establecido en su ficha técnica, o más allá del periodo programado para la prueba, lo que suceda primero, o la falla se volviera a presentar dentro del periodo de prueba, se considerará como falla permanente.
 - (vii) Se considerará como prueba exitosa cuando:
 - a) Si antes de la Sincronización de la Unidad de Generación, sucediera la imposibilidad de sincronizar a causa de una falla producida por otra instalación del SEIN, no será necesaria completar la prueba.
 - b) Si luego de la Sincronización exitosa de la Unidad de Generación, sucediera su desconexión por una falla atribuible a otra instalación del SEIN, no será necesaria una segunda prueba.
 - c) Cuando no se reporta ninguna falla permanente durante el periodo de la prueba; y cuando no se registre Indisponibilidad Parcial.

3. COMPENSACIÓN POR PRUEBA

- (i) La compensación de la prueba de cada Unidad de Generación se realiza conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 33 "Compensaciones de los Costos Operativos Adicionales de las Unidades de Generación Térmicas" (PR-33). Incluyendo lo contenido en los numerales 2(i) y 2(vii) del presente anexo. Para dicho efecto se deberá tomar en cuenta las características de su ficha técnica vigente.

- (ii) La energía inyectada durante la prueba no implicará compensaciones para otros Generadores Integrantes por desplazamiento de energía.
- (iii) La compensación de costos será realizada, cuando la Unidad de Generación sometida a prueba logró sincronizar en la primera oportunidad de arranque y la prueba resulte exitosa, considerando la fórmula (17).

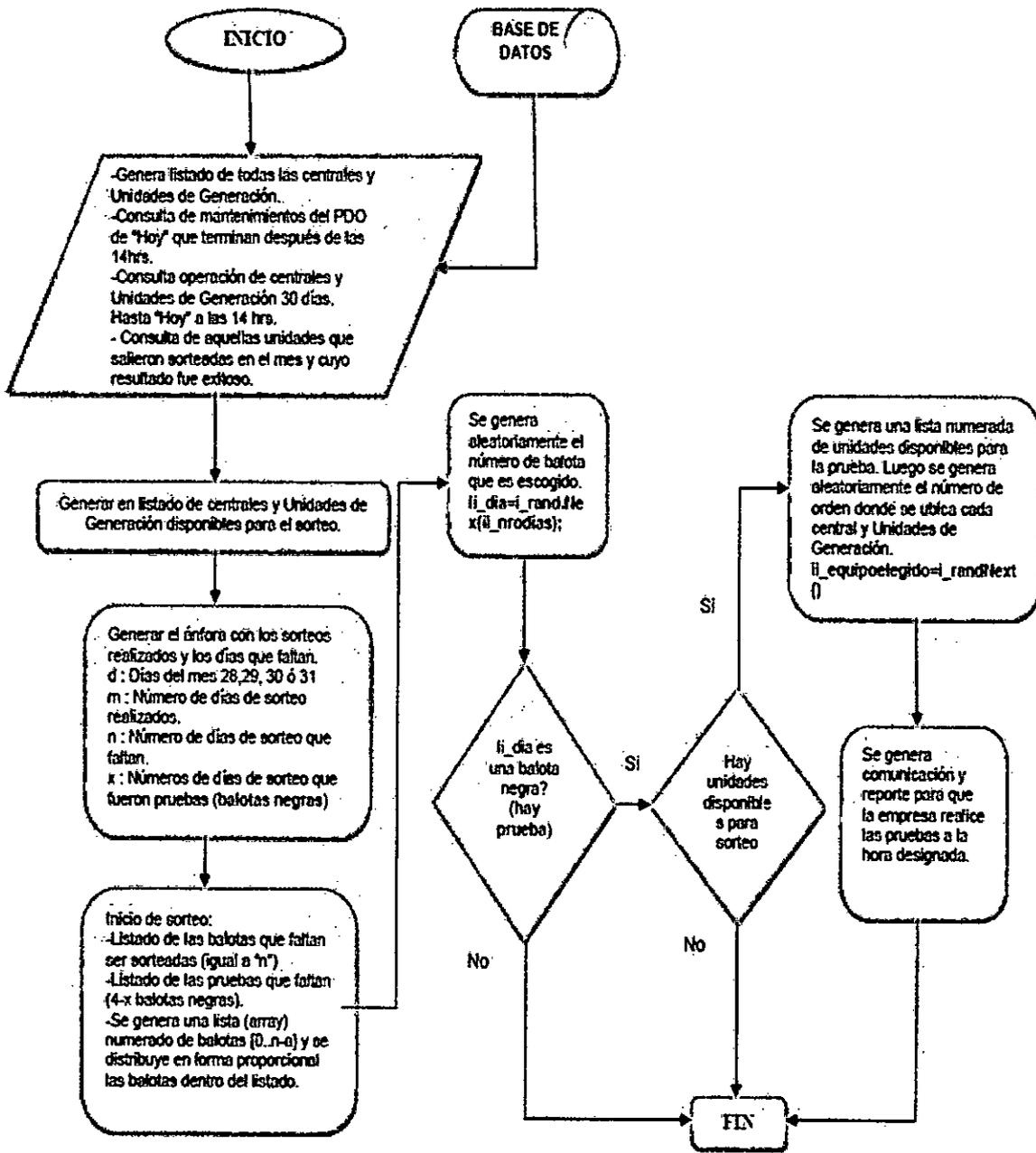
$$\text{Compensación} = E \times (CV - CMg) \dots (17)$$

Donde:

E : Energía inyectada en bornes de la Unidad de Generación durante los procesos indicados en el numeral 2 (i) del presente anexo (MWh).

CV : Costo Variable de la Unidad de Generación. Determinada según el Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación" (PR-31) (S//MWh).

CMg : Costo Marginal de Corto Plazo en bornes de la Unidad de Generación (S//MWh).



Nota: La implementación actual de la clase Random se basa en el algoritmo del generador de números aleatorios sustractivo de Donald.E.Knuth. La generación de números aleatorios comienza por un valor de iniciación. Si se utiliza la misma inicialización repetidas veces, se genera la misma serie de números. Una forma de generar secuencias distintas consiste en hacer que el valor de inicialización dependa del tiempo y por lo tanto, que se genere una serie distinta con cada nueva instancia de Random.

```
Randomi_rand = newRandom(unchecked((int)DateTime.Now.Ticks));
```

El valor de esta propiedad representa el número de intervalos de 100 nanosegundos transcurridos desde la media noche (12:00:00) del 01 de enero de 0001. Un solo paso representa 100 nanosegundos o una diez millonésima de segundo. Hay 10000 pasos en un milisegundo.

DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA ASEGURADA (PA):

1. Información a utilizar:

- i. Resultados de consumo horario de combustible obtenidos de las pruebas de potencia efectiva y rendimiento, consignados en el respectivo Informe Final vigente.

Potencia (MW)	Consumo de Combustible (MMPC/h)
P1	C1
P2	C2
P3	C3
P4	C4
P5	C5

P1=Pot. Efectiva

P2, P3, P4 y P5 son potencias a cargas parciales.

- ii. La Capacidad Contratada Diaria de Transporte de Gas Natural en condiciones firmes (CCDTF), considerando el menor valor entre el contrato de transporte y el de distribución, conforme a lo establecido en el numeral 4.1 (i) del presente procedimiento.
- iii. El Stock Útil de Gas Almacenado Diario (SUGAD) declarado conforme al numeral 4.1 (iii) del presente procedimiento.
- iv. El Stock Útil de Combustible Alternativo Diario (SUCAD) declarado conforme al PDO.

2. Metodología

- i. El cálculo se realiza para cada central o Unidad de Generación. En caso que la CCDTF, SUGAD y/o SUCAD deba ser usada para más de una central o Unidad de Generación, entonces el Generador podrá repartir el total de estos volúmenes en orden de mayor a menor eficiencia. Para lo cual, deberá ser informado de esta manera en el formato consignado en el Anexo A del presente procedimiento.
- ii. Se procede a construir la curva linealizada con los puntos de consumo horario de combustible (Tabla N° 1) para el combustible principal (curva 1). En caso de unidades duales, se construirá una segunda curva que corresponda al combustible alternativo (curva 2).

Entonces:

Sean los puntos (P1, C1), (P2, C2), (P3, C3)..... (Pn, Cn)

Aplicando el método de Regesión Lineal, la ecuación de la curva de Consumo Horario de combustible de acuerdo a la fórmula (18).

$$F(P) = Co + Mo \times P \dots (18)$$

Dónde:

F(P) : Función de consumo horario de combustible

Co : Coeficiente independiente de la curva

Mo : Pendiente de la curva

P : Potencia Activa

- iii. Se divide entre 24 (horas del día) la información de CCDTF, SUGAD y/o SUCAD, para obtener un valor de consumo horario. Este valor será reemplazado en F(P). Seguidamente, se calcula la potencia activa que la central puede generar tanto con el combustible principal como el alternativo.

Para el combustible principal (utilizando la curva 1):

$$\frac{\text{CCDTF} + \text{SUGAD}}{24} = \text{Co}_1 + \text{Mo}_1 \times \text{Pcp} \dots (19)$$

$$\text{Pcp} = \frac{\frac{\text{CCDTF} + \text{SUGAD}}{24} - \text{Co}_1}{\text{Mo}_1} \dots (20)$$

Pcp : Potencia Activa con el combustible principal

Para el combustible alternativo (utilizando la curva 2):

$$\frac{\text{SUCAD}}{24} = \text{Co}_2 + \text{Mo}_2 \times \text{Pca} \dots (21)$$

$$\text{Pca} = \frac{\frac{\text{SUCAD}}{24} - \text{Co}_2}{\text{Mo}_2} \dots (22)$$

Pca : Potencia Activa con el combustible alternativo

- iv. La Potencia Asegurada se determina de la siguiente forma:

Si $\text{Pcp} + \text{Pca} \geq \text{Potencia Efectiva}^1$

Entonces $\text{PA} = \text{Potencia Efectiva} \dots (23)$

Caso contrario $\text{PA} = \text{Pcp} + \text{Pca} \dots (24)$

EJEMPLO DE APLICACIÓN

1. Se considera una empresa que cuenta con una central de generación "A" cuya potencia efectiva es 196,75 MW.

La central "A" opera solo con gas natural y tiene una Capacidad Contratada Diaria de Transporte en Condiciones Firmes (CCDTF) y Stock Útil de Gas Almacenado Diario (SUGAD), tal como sigue:

	Concesionario Transporte (MMPCD)	Concesionario Distribución (MMPCD)	Stock útil de Gas Almacenado (MMPCD)	Stock útil de combustible alternativo (Galones)
Volumen	37,00	35,07	5,00	0,00

MMPCD: Millones de Pies cúbicos diarios

$$\text{CCDTF} = \text{mínimo} (37,00 \text{ MMPCD}; 35,07 \text{ MMPCD}) = 35,07 \text{ MMPCD}$$

Entonces:

$$\text{CCDTF} + \text{SUGAD} = 35,07 + 5,00 = 40,07 \text{ MMPCD}$$

Por otro lado:

$$\text{SUCAD} = 0 \text{ Galones}$$

¹ Es la Potencia Efectiva correspondiente al combustible principal

2. Los resultados de consumo de horario de combustible obtenidos las pruebas de potencia efectiva y rendimiento de la central "A" con gas natural, son los que se muestra en la siguiente tabla:

	Potencia (MW)	Consumo de Gas (MMPC/h)	
P1b	196,75	1,8684	C1b
P2b	169,89	1,6521	C2b
P3b	146,78	1,4757	C3b
P4b	122,96	1,3495	C4b
P5b	99,21	1,8684	C5b

Se aplica regresión lineal a los puntos (P1b,C1b) ,(P2b,C2b) ,.....,(Pnb,Cnb).

La Ecuación resultante de la curva de consumo horario de combustible gas es:

$$F(P) = 0,4348 + 0,0072 \times P$$

La Ecuación de la curva de consumo horario de combustible diésel es

$$F(P) = 0 ; P = 0$$

3. Se calcula la Potencia Activa que puede producir la central "A" con ambos combustibles.

Para el combustible principal:

$$P_{cp} = \frac{\frac{CCDTF + SUGAD}{24} - C\phi}{Mo_1}$$

Donde se tiene que:

$$CCDTF + SUGAD = 40,07 \text{ MMPCD}$$

Entonces:

$$P_{cp} = \frac{\frac{40,07}{24} - 0,4348}{0,0072} = 171,498 \text{ MW}$$

Para el combustible alternativo:

$$P_{ca} = 0 \text{ MW}$$

4. La Potencia Efectiva de la central A, con gas natural, es 196,75 MW, entonces la PA es:

$$PA = P_{cp} + P_{ca} = 171,498 \text{ MW}$$

10.7 Anexo G – PR-39 Operación del SEIN en situación excepcional.

(COES, 2012)

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC	PR – 39
OPERACIÓN DEL SEIN EN SITUACIÓN EXCEPCIONAL		
Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N°060-2012 -OS/CD del 04 de abril de 2012.		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y metodología para decidir la operación en tiempo real en condiciones de Situación Excepcional, para ello se evaluará el riesgo de programar y operar el SEIN, o parte de él, en los períodos de Situación Excepcional declarados por el Ministerio de Energía y Minas.

El alcance de la aplicación de este procedimiento comprende a los equipos del sistema de transmisión con niveles de tensión igual o superior a 100 kV.

2. BASE LEGAL

- 2.1. Ley N° 28832 – Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.2. Decreto Ley N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas;
- 2.3. Decreto Supremo N° 027-2008-EM – Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES);
- 2.4. Decreto Supremo N° 009-93-EM – Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- 2.5. Decreto Supremo N° 020-97-EM – Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE);
- 2.6. Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE – Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI).

3. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

3.1. Para la aplicación del presente Procedimiento, deberá entenderse por:

Tasa de Ocurrencia de Falla. Es el cociente entre el número de fallas del período estacional y la cantidad de días del mismo período. La tasa de ocurrencia de falla de un equipo para el período estacional es el promedio de las tasas de ocurrencia de falla de cada uno de los últimos 10 años. Los períodos estacionales a considerar son "Periodo de avenida" y "Periodo de estiaje".

Energía No Servida. Es la energía demandada que no puede atenderse, como consecuencia de deficiencias en el sistema eléctrico.

3.2. Las demás definiciones utilizadas en el presente Procedimiento están precisadas en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los

Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VMÉ o el que lo sustituya, así como, en las normas que conforman la Base Legal del presente Procedimiento.

4. RESPONSABILIDADES

4.1 Del COES:

- 4.1.1 Aprobar y mantener actualizada la información técnica y económica necesaria para la aplicación del presente Procedimiento.
- 4.1.2 Determinar los límites de las variables eléctricas en que operará el SEIN o parte de él, durante una Situación Excepcional.
- 4.1.3 Poner a disposición de los Agentes del SEIN, toda la información que sustenta la Situación Excepcional.
- 4.1.4 Publicar anualmente la Tasa de Ocurrencia de Falla de las instalaciones del SEIN, la cual se determinará con la información histórica del COES. De no contar con la información suficiente de alguna instalación, se considerará la estadística de equipos del SEIN similares en ubicación y nivel de tensión o capacidad. Para el caso de líneas de transmisión, la tasa de ocurrencia de falla se corregirá en función a su longitud.

4.2 De los Agentes del SEIN:

- 4.2.1 Mantener actualizada la información sustentada de los parámetros de operación de sus instalaciones, para las condiciones normales y de sobrecarga admisible (porcentaje sobre su capacidad nominal y tiempo de duración), los cuales serán válidos a partir de la aprobación por el COES. Para el caso de no contar con dicha información, el COES considerará un 20% de sobrecarga para las líneas de transmisión y 10% de sobrecarga para el caso de los transformadores de potencia.
- 4.2.2 Suministrar la información que a criterio del COES sea necesaria para la aplicación del presente procedimiento.
- 4.2.3 Informar inmediatamente al COES cuando las condiciones de operación previstas en el PSO, PDO y durante la operación, puedan afectar la seguridad de las personas y/o de las instalaciones.

5. DESCRIPCION DE ETAPAS DEL PROCESO

El proceso para evaluar el riesgo de la operación del SEIN en la Situación Excepcional comprende las siguientes etapas:

- Evaluación de la información y determinación de la afectación al abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica;
- Evaluación del riesgo;
- Decisión final.

5.1. Evaluación de la información y determinación de la afectación al abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica

- 5.1.1 El COES analizará la información recopilada en el Programa Semanal de Operación (PSO), Programa Diario de Operación (PDO) y/o Reprogramación de la Operación (RDO), y sobre la base de la potencia

demandada, energía demandada y generación disponible, hará una evaluación del balance de oferta y demanda de energía eléctrica, a efectos de identificar si existe o no déficit de generación en las zonas del SEIN declaradas en Situación Excepcional por el Ministerio de Energía y Minas.

5.1.2 Una vez identificado el déficit de generación, se tendrán dos escenarios:

- a) **Escenario con Racionamiento**, consistirá en programar y operar el SEIN, considerando el racionamiento a la demanda para respetar las condiciones normales de operación, es decir, instalaciones sin sobrecarga y las tensiones en las barras principales de transmisión dentro de los márgenes normales de calidad que señala la NTCSE, tomando como referencia a la Tensión de Operación determinada por el COES. En este escenario se producirá una Energía No Servida de racionamiento (ENS_R).
- b) **Escenario en Situación Excepcional**, consistirá en programar y operar el SEIN, o parte de él, en condiciones donde es permisible exceder los límites normales de operación, con el propósito de eliminar o minimizar la Energía No Servida. Sin embargo, no deberán excederse los límites de sobrecarga de las instalaciones indicados en el numeral 4.2.1 del presente Procedimiento; y las tensiones en las barras principales del sistema de transmisión no deberán exceder los márgenes del $\pm 7\%$ de la Tensión de Operación determinado por el COES; ambos serán sustentados con análisis eléctricos.

5.1.3 Cuando se trate de una parte del SEIN se podrá programar el despacho de la generación hasta agotar la reserva. Sin embargo, cuando se trate de todo el SEIN, la programación del despacho de la generación mantendrá un margen mínimo de reserva, el cual será sustentado por el COES en un plazo de tres días hábiles siguientes a la emisión del PDO, a través de un Informe Técnico publicado en su portal de internet.

5.2. Evaluación del riesgo: Cálculo y Valorización de la Energía No Servida (ENS)

Para la evaluación del riesgo, se procederá a calcular y valorizar la Energía No Servida, el cual comprenderá los siguientes pasos:

- a) Se calcula la Energía No Servida prevista en ambos escenarios (ENS_R y ENS_X), como resultado de los análisis energéticos y eléctricos en el PSO, PDO y/o RDO;
- b) Se valoriza la Energía No Servida prevista en ambos escenarios, $C(ENS_R)$ y $C(ENS_X)$, de la siguiente manera:

$$C(ENS_R) = (ENS_R) * C_R + (AW_{RtR}) * C_U \dots\dots\dots (1)$$

$$C(ENS_X) = (ENS_X) * C_R + (AW_{XtX}) * C_U \dots\dots\dots (2)$$

Dónde:

ENS_R : Energía No Servida prevista en la Programación de la Operación

de corto plazo, para el escenario con Racionamiento, expresada en MWh.

ENS_x: Energía No Servida prevista en la Programación de la Operación de corto plazo, que podría producirse para el escenario de operación en Situación Excepcional, por regulación de tensión u otras restricciones particulares de ser necesario; expresada en MWh.

C_R: Costo de Racionamiento, expresado en US\$/MWh y fijado por OSINERGMIN.

C_U: Costo Unitario de Energía No Servida, expresado en US\$/MWh y usado en el Plan de Transmisión vigente.

λ: Tasa de Ocurrencia de Falla

W_R: Potencia interrumpida en el área luego de la pérdida por falla del enlace, resultado del análisis eléctrico, para el escenario con Racionamiento, expresada en MW. Los criterios de análisis eléctrico se sustentarán con una Nota Técnica que será publicada en el portal de internet del COES y serán utilizados en los análisis que acompañarán a la programación de la operación de corto plazo.

W_x: Potencia interrumpida en el área luego de la pérdida por falla del enlace, resultado del análisis eléctrico, para el escenario en Situación Excepcional, expresada en MW. Los criterios de análisis eléctrico se sustentarán con una Nota Técnica que será publicada en el portal de internet del COES y serán utilizados en los análisis que acompañarán a la programación de la operación de corto plazo.

t_R: Tiempo medio de restauración del área afectada, previamente en Racionamiento, expresado en horas, de no contar con esta información, se considerará una (1) hora.

t_x: Tiempo medio de restauración del área afectada, previamente en Situación Excepcional, expresado en horas, de no contar con esta información se considerará tres (3) horas.

5.3. Decisión final

El COES programará y operará el SEIN, o parte de él, en Situación Excepcional siempre que el costo de la Energía No Servida en estas condiciones no exceda en 10% al costo esperado del escenario con Racionamiento, esto es:

$$\frac{C(ENS_x)}{C(ENS_R)} \leq 1,1$$

Dicho porcentaje podrá ser modificado por el OSINERGMIN, a propuesta del COES, quién cada dos años evaluará las condiciones del SEIN y propondrá un nuevo valor.

El Anexo adjunto contiene un ejemplo numérico de aplicación para la tomar la decisión de operar en Situación Excepcional.

6. PERIODICIDAD Y PLAZOS

La Tasa de Ocurrencia de Falla de las instalaciones del SEIN será publicada por el COES anualmente antes del 31 de enero.

EJEMPLO NUMÉRICO DE APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO PR-39 "OPERACIÓN DEL SEIN EN SITUACIÓN EXCEPCIONAL"

Datos:

Área en análisis: Área Norte del SEIN, a partir de la subestación Chimbote 1

Demanda en promedio en el periodo, resultado del Programa Diario de Operación, de 08:00 h a 22:30 h = 683 MW

Potencia a racionar en el período indicado: 30 MW durante 14,5 horas

Luego, la Energía No Servida prevista (ENS_p) será: 30MW*14,5h = 435 MWh

Costo de Racionamiento (C_R) = 250 U.S.\$/MWh

La Resolución OSINERGMIN N°067-2011-OS/CD: "Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2011 y el 30 de abril de 2012", en su Artículo 11°, fija el valor del Costo de Racionamiento en 70,125 céntimos de S./kWh para todos los sistemas eléctricos. Realizando la conversión y considerando el tipo de cambio en S/. 2,8 por U.S.\$., se tiene que dicho valor es 250 U.S.\$/MWh.

Costo Unitario de Energía No Servida, tomaremos el utilizado en la elaboración del último Plan de Transmisión, es decir: (C_F) = 6 000,0 U.S.\$/MWh

De acuerdo al documento de OSINERGMIN Oficio N°018 9-2010-GART, del 9 de marzo de 2010.

Estadística de fallas del enlace Paramonga Nueva – Chimbote 1, de los últimos 10 años:

Circuito:	Año										Total
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
L-2215											
Número de Fallas	1	0	1	0	0	1	3	0	0	0	6
Indisponibilidad por Falla (%)	0.0026	0	0.2036	0	0	0.0803	0.0272	0	0	0	
Tiempo Medio Reparación (h)	0.23	0	17.84	0	0	7.04	0.79	0	0	0	
L-2216											
Número de Fallas	--	--	--	--	--	--	--	1	0	3	4
Indisponibilidad por Falla (%)	--	--	--	--	--	--	--	0.2112	0	0.5293	
Tiempo Medio Reparación (h)	--	--	--	--	--	--	--	4.64	0	15.40	

Fuente: ISA-Rep

Luego, la Tasa de Ocurrencia de Falla de cada circuito será:

$$\lambda_{(L-2216)} = (6/10) * (1/365) = 0,0016438$$

$$\lambda_{(L-2216)} = (4/3) * (1/365) = 0,003653$$

Para el escenario con Racionamiento:

Se considerará que la pérdida de cualquiera de uno de los circuitos, provocará la sobrecarga en el circuito paralelo y pérdida de carga del orden del 30% del área en

estudio, por oscilaciones de tensión, es decir:

$$W_0 = (683-30)*0,3 = 195,9 \text{ MW.}$$

Se tomará como tiempo medio de restauración de los suministros afectados de una (1) hora:

$$t_F = 1,00 \text{ h.}$$

Como puede fallar cualquiera de los circuitos L-2215 ó L-2216, entonces:

$$\lambda = \lambda_{(L-2215)} + \lambda_{(L-2216)} = 0,0016438 + 0,002653 = 0,0052968$$

Reemplazando los valores en:

$$C(ENS_R) = (ENS_R)*C_R + (\lambda W_{rtF})*C_F \dots\dots\dots (1)$$

$$C(ENS_R) = (435)*250 + (0,0052968*195,9*1,00)*6000$$

$$C(ENS_R) = 115 \ 170,1 \ \text{US\$}$$

Para el escenario de Situación Excepcional:

Es necesario un corte de 7 MW por regulación de tensión en el mismo período de la Situación Excepcional; entonces:

$$ENS_x = 7*14,5 = 101,5 \text{ MWh}$$

Además, se considerará que la pérdida de uno de los circuitos, provocará la pérdida del circuito paralelo y, en consecuencia, **el colapso total del área en estudio**, esto es, 683 MW, menos los 7 MW del corte por tensión, es decir, $W_0 = 683 - 7 = 676 \text{ MW}$; y el tiempo de falla será el tiempo medio de restauración de dicha área, es decir, $t_x = 3,0 \text{ h}$.

Reemplazando los valores en:

$$C(ENS_x) = (ENS_x)*C_R + (\lambda W_{xt})*C_F \dots\dots\dots (2)$$

$$C(ENS_x) = (101,5)*250 + (0,0052968*676*3,0)*6000$$

$$C(ENS_x) = 89 \ 871,8 \ \text{US\$}$$

Cálculo de la relación $C(ENS_x) / C(ENS_R)$:

$$C(ENS_x)/C(ENS_R) = [89 \ 871,8 / 115 \ 170,1] = 0,7803$$

Esto significa que el costo esperado de la Energía No Servida en Situación Excepcional es menor en 0,7803 veces del escenario con Racionamiento; menor a 1,1 exigido por el Procedimiento. Entonces,

Decisión Final: Sobrecargar enlace.

10.8 Anexo H - Cálculo de los costos variables

(COES, 2017)

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-31
CÁLCULO DE LOS COSTOS VARIABLES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aprobado por Osinergmin, mediante Resolución N° 156-2016-OS/CD del 16 de junio de 2016. ▪ Modificado por Osinergmin, mediante Resolución N° 201-2017-OS/CD del 26 de setiembre de 2017. <p>Para la aplicación del presente Procedimiento Técnico debe tenerse en cuenta que mediante Decreto Supremo N° 043-2017-EM se ha modificado el artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM.</p>		

1 OBJETIVO

Determinar el contenido, oportunidad y modo de presentación y actualización de la información y documentación que deben entregar al COES los Participantes Generadores¹, y precisar la metodología que debe utilizar el COES para el cálculo de los Costos Variables (CV) de las Unidades de Generación con base en dicha información y documentación.

2 BASE LEGAL

El presente Procedimiento Técnico se rige por las siguientes normas y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

- 2.1 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.2 Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.3 Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.4 Decreto Supremo N° 027-2008-EM.- Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- 2.5 Decreto Supremo N° 016-2000-EM.- Fijan fecha límite y la información a ser presentada por las entidades de generación que utilizan gas natural como combustible.
- 2.6 Decreto Supremo N° 026-2016-EM.- Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento del MME)².

3 ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Para efectos del presente Procedimiento, todas las definiciones de los términos en singular o plural que estén contenidos en éste, inicien con mayúscula, y no tengan una definición propia en el mismo, serán aquellas definiciones contenidas para tales términos en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la norma que lo sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.

Asimismo, en todos los casos cuando en el presente Procedimiento se citen normas, procedimientos técnicos o cualquier dispositivo legal, se entenderá que incluyen todas sus normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

4 RESPONSABILIDADES

¹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

² Numeral incorporado por el artículo 1° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

4.1 De los Participantes Generadores³

Entregar al COES la información y documentación a la que se refiere el presente Procedimiento, según el contenido, la oportunidad y el modo que para el efecto se precisa en el mismo.

4.2 Del COES

- 4.2.1 Revisar la información y documentación de sustento presentada por los Participantes Generadores⁴ para el cálculo de los CV.
- 4.2.2 Proveer la plataforma virtual (Extranet) para que los Participantes Generadores⁵ puedan ingresar la información y documentación requerida.
- 4.2.3 Calcular y publicar en el portal internet del COES los CV vigentes en moneda nacional (S/). En caso se presenten costos en dólares se utilizará el tipo de cambio según el Procedimiento en que se utilice los costos variables.
- 4.2.4 Informar a Osinergmin los casos de incumplimiento del presente Procedimiento Técnico del COES por parte de los Integrantes.

5 CONTENIDO, OPORTUNIDAD Y MODO DE PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN A SER ENTREGADA POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES⁶ AL COES

- 5.1 Los Participantes Generadores⁷ hidroeléctricos que lo estimen pertinente entregarán al COES el cálculo del Costo Variable incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada CVSS y la fórmula de actualización respectiva a ser utilizada, debidamente sustentada en un informe técnico a ser evaluado por el COES. Dicha fórmula tendrá una vigencia de cinco (5) años. Al término de la vigencia de la referida fórmula, los Participantes Generadores⁸ hidroeléctricos que lo estimen pertinente entregarán al COES un nuevo cálculo del CVSS y su fórmula de actualización respectiva, debidamente sustentada. En todos los casos en los que los Participantes Generadores⁹ no entreguen al COES su correspondiente cálculo y/o la actualización respectiva, según corresponda, se asumirá que el CVSS es igual a cero.

La aplicación de la fórmula de actualización del CVSS realizada por el COES tomará como mínimo una muestra de datos de los últimos quince (15) días, sin considerar aquellos en los que la(s) Unidad(es) de Generación haya(n) estado fuera de servicio por la presencia de sólidos en suspensión. Su actualización será los días jueves de cada semana.

- 5.2 Los Participantes Generadores¹⁰ termoeléctricos deberán entregar al COES determinada información y documentación según lo siguiente:

- 5.2.1 En el caso de Participantes Generadores¹¹ termoeléctricos que utilizan combustibles líquidos para la generación de energía eléctrica:
 - (i) La información y documentación a la que se refieren el numeral 2 del Anexo 1 y el Formato 1 del presente Procedimiento, y según el contenido, oportunidad y modo regulado para el efecto en los numerales 2 y 3 del mencionado Anexo 1.

³ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁴ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁵ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁶ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁷ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁸ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

¹⁰ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

¹¹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

- (ii) Un informe mensual, remitido vía correo electrónico o sistema extranet, con la declaración de las adquisiciones de combustibles para sus Unidades de Generación termoeléctrica realizadas en el mes anterior. Dicho informe deberá entregarse en los primeros ocho días hábiles de cada mes, y únicamente incluirá las adquisiciones de los combustibles que físicamente se encuentren en los tanques de almacenamiento de las Unidades de Generación termoeléctrica. En los casos que no se realicen compras, el informe deberá declarar expresamente la no adquisición de combustibles durante dicho mes.
- (iii) Un informe anual sobre: a) los costos de tratamiento mecánico del combustible, debidamente sustentados en comprobantes de pago por la adquisición de materiales y repuestos utilizados para la reparación, mantenimiento y operación de los equipos de centrifugación durante los últimos tres (3) años; y b) los costos de tratamiento químico del combustible, debidamente sustentados tanto en una copia del análisis del combustible que justifique la utilización de aditivos en éste y la dosificación requerida para una determinado volumen de combustible consumido, así como en los respectivos comprobantes de pago asociados a las compras del producto referido, y los registros del volumen consumido del mismo durante los últimos tres (3) años. Dicho informe se deberá presentar antes del 31 de diciembre de cada año.

5.2.2 En el caso de Participantes Generadores¹² termoeléctricos que utilizan carbón para la generación de energía eléctrica:

- (i) La información y documentación a la que se refieren el numeral 2 del Anexo 2 y el Formato 2 del presente Procedimiento, y según el contenido, oportunidad y modo regulado para el efecto en los numerales 2 y 3 del mencionado Anexo 2.
- (ii) Un informe mensual con la declaración de las adquisiciones de carbón para sus Unidades de Generación termoeléctrica realizadas en el mes anterior. Dicho informe deberá entregarse el primer día hábil de cada mes, y únicamente incluirá las adquisiciones del carbón que físicamente se encuentren en los depósitos de las Unidades de Generación termoeléctrica. En los casos que no se realicen compras, el informe deberá declarar expresamente la no adquisición de carbón durante dicho mes.

5.2.3 En el caso de Participantes Generadores¹³ termoeléctricos que utilizan gas natural para generación de energía eléctrica, la información y documentación a la que se refiere el Anexo 3 y el Formato 3 del presente Procedimiento, y según el contenido, oportunidad y modo regulado para el efecto en el mencionado Anexo 3.

6 DETERMINACIÓN DE COSTOS VARIABLES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

6.1 Costos variables de las Centrales Hidroeléctricas

Se calculan con la fórmula 1:

$$CVH = CUE + CVSS \dots \dots (1)$$

Dónde:

CVH : Costos variables de las Centrales Hidroeléctricas.

CUE : La compensación única al Estado, por el uso de los recursos naturales provenientes

¹² Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

¹³ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

de fuentes hidráulicas de acuerdo con el Artículo 213° y 214° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. La CUE se actualiza mensualmente.

CVSS : El costo variable (USD/kWh) incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada.

6.2 Costos Variables de las Unidades de Generación termoeléctricas

Se calculan con la fórmula 2.

$$CV = CVC \mp CVNC \dots \dots (2)$$

Dónde:

CV : Costo Variable (S/ /kWh).
CVC : Costo Variable Combustible (S/ /kWh)
CVNC : Costo Variable No Combustible (S/ /kWh)

6.2.1 Costo Variable Combustible (CVC)¹⁴

Se determinará con la fórmula (3).

$$CVC = \frac{cc \times Cec}{PCiñf} \dots (3)$$

Dónde:

CVC : Costo Variable Combustible (S/ /kWh o USD/kWh)

cc : Costo del combustible de la Unidad de Generación (USD/kg, S//l o USD/l, USD/m3).

Cec : Consumo específico de calor (Heat Rate) de la Unidad de Generación en kJ/kWh.

PCiñf : Poder calorífico inferior del combustible (kJ/kg, kJ/l, kJ/m3).

6.2.1.1 Consumo específico de calor (Cec)¹⁵

El Cec, para efectos de la programación, se determina en función de la relación "Cec VS potencia" de la Unidad de Generación termoeléctrica, relación obtenida en los Ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 17 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica" (PR-17).

Para efectos del reconocimiento económico de Costos Variables, se utiliza la misma función de la "Cec VS potencia" definida en el anterior párrafo y el Cec corresponde a la Potencia Media que produjo la Unidad de Generación en el Intervalo de Mercado a evaluar, considerando los siguientes casos particulares:

- En caso que la Potencia Media sea inferior a la Generación Mínima Técnica de la Unidad de Generación, se tomará como Potencia Media el valor de la Generación Mínima Técnica.
- En caso que la Potencia Media sea superior a la Potencia Efectiva de la Unidad de Generación, se tomará como Potencia Media el valor de la Potencia Efectiva.

Para las Unidades de Generación nuevas que no cuentan con estudios de Potencia Efectiva, el Cec corresponderá al valor declarado al inicio de su Operación Comercial hasta la realización de las pruebas de Potencia Efectiva, conforme al respectivo Procedimiento Técnico del COES.

¹⁴ Numeral modificado por el artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

¹⁵ Numeral modificado por el artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

6.2.1.2 Costo del Combustible (cc)

El Participante Generador¹⁶ presentará la información de los costos en la moneda que realizó la adquisición de combustible, pago de transporte, tratamiento mecánico y químico (S/ o USD).

6.2.1.2.1 Costo de combustible líquido (cc_l)

Calculado con información proporcionada según Anexo 1, con la fórmula 5

$$cc_l = pc + ctc + ctmc + ctqc + cfc \dots \dots \dots (5)$$

Dónde:

cc_l : Costo de combustible líquido (S//l o USD//l)

pc : Precio ex planta del combustible (S//l o USD//l).

ctc : Costo de transporte del combustible de la Unidad de Generación (S//l o USD//l).

ctmc : Costo de tratamiento mecánico del combustible (S//l o USD//l).

ctqc : Costo de tratamiento químico del combustible (S//l o USD//l).

cfc : Costo financiero del combustible (S//l).

6.2.1.2.2 Costo de combustible sólidos (cc_s)¹⁷

Calculado con información proporcionada según Anexo 2, con la fórmula 6

$$cc_s = pc + cts + cad + cemb + cfc \dots \dots \dots (6)$$

Dónde:

cc_s : Costo de combustible sólido (USD/kg)

pc : Precio (en puerto de embarque) del combustible (USD/kg).

cts : Costos de seguros y flete marítimo del combustible (USD/kg).

cad : Costos de aduanas y otros costos de desaduanaje del combustible (USD/kg).

cemb : Costos de embarque, desembarque y flete terrestre hasta la central (USD/kg).

cfc : Costo financiero del combustible (USD/kg).

6.2.1.2.3 Costo de combustible gaseoso (cc_g)

El valor de cc_g será el precio del gas natural puesto en la central, conforme lo dispuesto en el Anexo 3 del presente Procedimiento, referido al poder calorífico inferior.

6.2.2 Costo Variable No Combustible (CVNC)

Se determinará con la fórmula 7.

¹⁶ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

¹⁷ Numeral modificado por el artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

$$CVNC = CVONC + CVM \dots \dots (7)$$

Dónde:

- CVNC : Costo Variable No Combustible (USD/kWh).
 CVONC : Costo variable de operación no combustible (USD/kWh).
 CVM : Costo variable de mantenimiento (USD/kWh).

6.2.2.1 Costo variable de operación no combustible (CVONC)

Es el costo variable relacionado al uso de agregados al proceso de combustión, por consideraciones técnicas de la Unidad de Generación, determinado mediante la fórmula 8, cuyo consumo guarda una relación directamente proporcional con la producción de energía de la Unidad de Generación referida. Entre ellos se encuentran el aceite lubricante en las unidades reciprocantes, la inyección de agua o vapor en las unidades turbogas, entre otros.

La función de consumo y los costos de los agregados serán sustentados por el Participante Generador¹⁸ y evaluados por el COES, en la misma oportunidad en que se sustenten el costo variable de mantenimiento.

$$CVONC = \sum_{j=1} ga_j \times ca_j \dots \dots (8)$$

Dónde:

- CVONC : Costo variable de operación no combustible (USD/kWh).
 ga_j : Consumo específico del agregado j (kg/kWh, l/kWh, m³/kWh) calculado sobre el período de los últimos cuatro años.
 ca_j : Costo del agregado j (USD/kg, USD/l, USD/m³).
 j : Número total de agregados.

Sustentados por el Participante Generador¹⁹ y verificado por el COES.

6.2.2.2 Costo variable de mantenimiento (CVM)

Es la parte de los costos de mantenimiento de una Unidad de Generación que guarda proporción directa con la producción de dicha unidad. Se obtiene según lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 34, "Determinación de los costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES", o el que lo reemplace.

6.2.3 Costo Total de Arranque – Parada (CAP)

Es el costo en el que se incurre por la puesta en servicio y salida de una Unidad de Generación termoeléctrica, determinada mediante la fórmula 9.

$$CAP = CCbefa \neq CCbefp \neq CMarr \dots \dots (9)$$

Dónde:

- CAP : Costo Total de Arranque – Parada (USD)
 CCbefa : Costo de combustible de arranque y de baja eficiencia en la Rampa de

¹⁸ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

¹⁹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

Incremento de Generación (USD).

CCbefp : Costo de combustible de parada y de baja eficiencia en la Rampa de Disminución de Generación (USD).

CMarr : Costo de mantenimiento por arranque-parada (USD/arranque-parada).

6.2.4 Costo de Combustible de Arranque y de Baja Eficiencia en la Rampa de Incremento de Generación (CCbefa)²⁰

Son los costos del combustible consumidos tanto en los procesos de arranque, como en los reconocidos por consumo a baja eficiencia en las Rampas de Incremento de Generación de la Unidad de Generación termoeléctrica. Se determina mediante la fórmula 10.

$$CCbefa = cc \times (G^a + G^c) \dots\dots\dots(10)$$

Dónde:

CCbefa : Costo de Combustible de Arranque y de Baja Eficiencia en la Rampa de Incremento de Generación.

cc : Costo del combustible (USD/kg, USD/l, USD/m³).

G^a : Consumo de combustible desde el arranque hasta antes de la puesta en paralelo (kg, l, m³), declarado por el Participante y aprobado por COES.

G^c : Consumo de combustible en la Rampa de Incremento de Generación desde la puesta en paralelo hasta la Generación Mínima Técnica (kg, l, m³), declarado por el Participante y aprobado por COES.

6.2.5 Costo de Combustible de Parada y de Baja Eficiencia en la Rampa de Disminución de Generación (CCbefp)²¹

Son los costos por el combustible consumido en los procesos de parada, y los reconocidos por consumo a baja eficiencia en las Rampas de Disminución de Generación de la Unidad de Generación termoeléctrica. Se determina con la fórmula 11.

$$CCbefp = cc \times (G^d + G^p) \dots \dots \dots (11)$$

Dónde:

CCbefp: Costo de Combustible de Parada y de Baja Eficiencia en la Rampa de Disminución de Generación.

cc: Costo del combustible (USD/kg, USD/l, USD/m³).

G^d: Consumo de combustible en la Rampa de Disminución de Generación desde Generación Mínima Técnica hasta fuera de paralelo (kg, l, m³), declarado por el Participante y aprobado por COES.

G^p: Consumo de combustible desde que sale de paralelo hasta la parada de la Unidad de Generación (kg, l, m³), declarado por el Participante y aprobado por COES.

Los consumos de combustible reconocidos en las Rampas de Incremento y Disminución de Generación (G_c, G_d) de la Unidad de Generación termoeléctrica, se determinan como la diferencia entre los consumos a baja eficiencia durante las Rampas de Incremento y

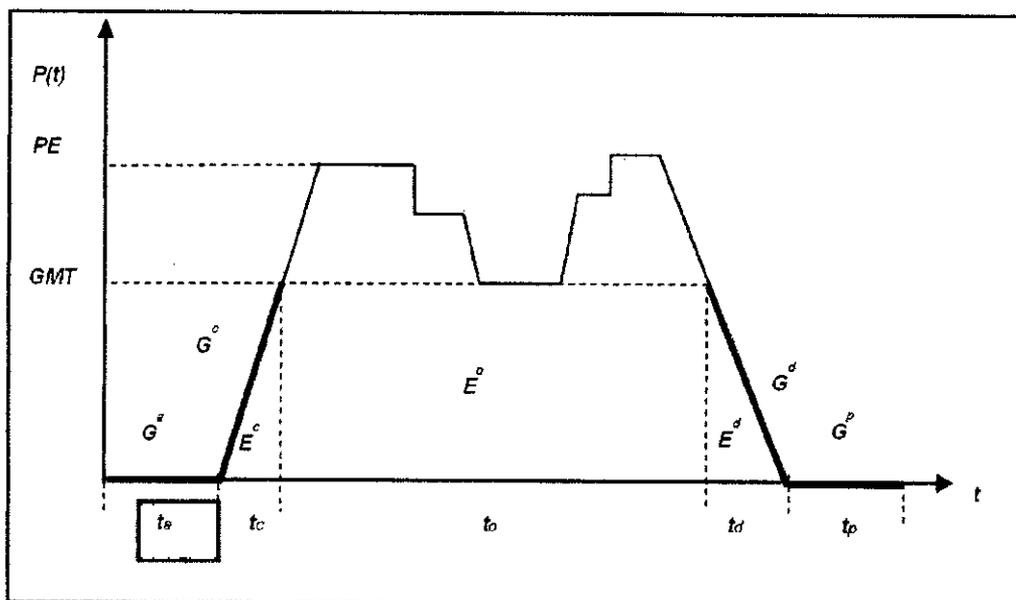
²⁰ Numeral modificado por el artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

²¹ Numeral modificado por el artículo 3° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

Disminución de Generación y los consumos de combustible para generar la energía de dichas rampas a la eficiencia de Potencia Efectiva de la Unidad de Generación. Estos consumos a baja eficiencia serán sustentados por el Participante Generador²² en base a pruebas y documentación del fabricante verificados por el COES.

En la Figura N° 1 se muestran los procesos de consumo de combustible de arranque, Rampa de Incremento de Generación, operación, Rampa de Disminución de Generación y parada de la Unidad de Generación termoeléctrica.

Figura N° 1



PE : Potencia Efectiva de la Unidad de Generación.

GMT : Generación Mínima Técnica de la Unidad de Generación.

t_a, t_p : Tiempos de arranque y parada.

t_c, t_d : Tiempos en Rampas de Incremento de Generación y Rampa de Disminución de Generación.

t_o, E^o : Tiempo de operación normal y energía generada.

E^c, E^d : Energía generada en los períodos de la Rampa de Incremento de Generación y Rampa de Disminución de Generación.

G^a, G^p : Consumo de combustible en los arranques y paradas.

G^c, G^d : Consumo de combustible en la Rampa de Incremento de Generación y Rampa de Disminución de Generación.

6.2.6 Costo de mantenimiento por Arranque – Parada (CMarr)

Es la parte de los costos de mantenimiento que son función de los arranques-paradas de la Unidad de Generación termoeléctrica, y que se obtiene mediante la metodología descrita en el Procedimiento Técnico del COES N° 34 "Determinación de los Costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES".

²²Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

SOBRE LA INFORMACIÓN A SER ENTREGADA AL COES POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES²³ TERMOLÉCTRICOS QUE UTILIZAN COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

1 GENERALIDADES

- 1.1 Los Participantes Generadores²⁴ que utilizan combustibles líquidos entregarán obligatoriamente al COES, cada vez que adquieran éstos para la operación de sus Unidades de Generación y en tanto los mismos se encuentren físicamente en sus tanques de almacenamiento, la información a la que se refiere el presente Anexo 1 y el Formato 1 que forman parte integrante del presente Procedimiento. El referido Formato 1 se encuentra disponible en el portal de internet del COES.
- 1.2 Para tal efecto, los Participantes Generadores²⁵ realizarán previamente a ello las determinaciones o cálculos que les corresponda para la obtención de la información antes referida según lo señalado en el numeral 2 siguiente, y en mérito de los resultados de las determinaciones o cálculos referidos, llenarán correctamente el Formato 1, acompañando a éste todos los documentos de sustento respectivos, en medio digital (lo que incluye las hojas de cálculo correspondientes).
- 1.3 Dichos documentos deberán, de un lado, tener la calidad de comprobantes de pago asociados a los suministros tanto de combustibles líquidos como de los servicios requeridos para que los Participantes Generadores²⁶ dispongan de los mismos para sus Unidades de Generación o Centrales Termoeléctricas, y de otro lado, tener una antigüedad menor o igual a quince (15) días hábiles contados a partir de la fecha de emisión del último comprobante de pago. En los casos en los que los Participantes Generadores²⁷ tengan que adquirir con una antelación mayor a quince (15) días hábiles los combustibles líquidos requeridos por sus Unidades de Generación o Centrales Termoeléctricas y en los que el suministro físico materia de dicha adquisición se realice de manera muy posterior y de forma periódica y continuada a la misma, los documentos de sustento podrán estar constituidos por el comprobante de pago correspondiente a la adquisición realizada.

La información y documentación deberá ser validada por el COES dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su fecha de recepción.

2 INFORMACIÓN A SER DETERMINADA O CALCULADA POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES²⁸

La información a ser determinada o calculada por los Participantes Generadores²⁹ es la siguiente:

- 2.1 Precios del combustible ex-planta suministrado por el proveedor. Corresponde al precio registrado en los comprobantes de pago emitidos por los proveedores. Si la entrega del combustible se realiza en la misma ubicación de la Unidad de Generación o Central Termoeléctrica, la información del combustible y del transporte deberá separarse. Esta información será proporcionada en cada oportunidad que los Participantes Generadores³⁰ adquieran combustibles líquidos.

²³ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

²⁴ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

²⁵ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

²⁶ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

²⁷ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

²⁸ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

²⁹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

³⁰ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

- 2.2 Costo de transporte del combustible hasta la central. Corresponde al costo registrado en los comprobantes de pago por transporte emitidos por los proveedores de este servicio. Incluye los costos de carga, descarga, seguros y supervisión del combustible hasta los tanques de almacenamiento y el demurrage (costos de almacenaje en la embarcación, por mercancía entrante que no es retirada en el tiempo libre permitido para la carga o descarga en un muelle o terminal de flete) originados por el cierre de puertos dispuesto por la Dirección General de Capitanía y Guardacostas. La información será proporcionada en cada oportunidad que los Participantes Generadores³¹ adquieran combustibles líquidos.
- 2.3 Costos de tratamientos mecánicos del combustible. Corresponden a los costos promedio por cada unidad de combustible por los tratamientos mecánicos y químicos aplicados al combustible. Esta información proviene del informe anual que será presentado por el Participante Generador³² al COES. Se podrá considerar como parte de estos costos, los costos empleados en el recambio, rotación, centrifugación y reprocesamiento del combustible; así como aquellos necesarios para incrementar su vida útil. En caso que el Participante Generador³³ no presente oportunamente el informe debidamente sustentado, el COES asumirá que estos costos tienen un valor cero.
- 2.4 Impuestos que no generen crédito fiscal.
- 2.5 Volumen de combustible comprado. Corresponde al volumen de combustible comprado y registrado en el comprobante de pago previamente señalado en el numeral 2.1 del presente Anexo.
- 2.6 Volumen de combustible en almacén. Corresponde al volumen de combustible almacenado en la planta, en el momento previo a la descarga del combustible comprado indicado en el numeral 2.6 del presente Anexo.

Calidad del combustible. Corresponde a la información emitida por los laboratorios especializados, encargados de realizar las pruebas que determinen la calidad del combustible adquirido y/o almacenado de titularidad del Participante Generador³⁴. También, se considerará a los laboratorios debidamente acreditados por el Servicio Nacional de Acreditación de INDECÓPI, en los que podrán estar incluidos los del proveedor del combustible.

3 INFORMACIÓN A SER DETERMINADA O CALCULADA POR EL COES

La información a ser determinada o calculada por el COES es la siguiente:

- 3.1 Precio unitario del combustible líquido. Se calcula el precio unitario del combustible líquido comprado dividiendo el valor pagado por el combustible en el Perú entre el volumen total del combustible adquirido³⁵.

El precio unitario del combustible líquido (pc) al que se refiere el presente Procedimiento es el precio promedio ponderado por volumen, del combustible líquido comprado y del combustible en almacén, cuyos precios unitarios corresponden, respectivamente, al precio obtenido según el párrafo anterior y al precio unitario vigente en la base de datos del COES.
- 3.2 Costo unitario de transporte (ctc): Se calcula el costo unitario del transporte pagado dividiendo el valor pagado por el transporte en el Perú entre el volumen total del combustible transportado³⁶.

³¹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

³² Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

³³ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

³⁴ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

³⁵ Numeral modificado por el artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

³⁶ Numeral modificado por el artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

El costo unitario de transporte (ctc) al que se refiere el presente Procedimiento es el costo promedio ponderado por volumen, del combustible líquido transportado y del combustible en almacén, cuyos costos y precios unitarios corresponden, respectivamente, al costo obtenido según el párrafo anterior, y al precio unitario vigente en la base de datos del COES.

- 3.3 Costo unitario de tratamiento mecánico (ctmc): El costo unitario de tratamiento mecánico al que se refiere el presente Procedimiento es el costo unitario reportado por el Participante Generador³⁷ en su respectivo informe anual.
- 3.4 Costo unitario de tratamiento químico (ctqc): El costo unitario de tratamiento químico al que se refiere el presente Procedimiento es el costo unitario reportado por el Participante Generador³⁸ en su respectivo informe anual.
- 3.5 Costo financiero (cfc): Representa el costo asociado al monto monetario inmovilizado por almacenamiento entre el momento de la compra del combustible y el momento del cobro de la energía vendida en las transferencias de energía, y será determinado mediante la fórmula 12.

$$cfc = (pc + ctc + ctmc + ctqc) \times \left[(1 + i_a)^{\frac{t_{cf}}{360}} - 1 \right] \dots \dots (12)$$

Dónde:

i_a : Tasa de interés efectiva anual (12%).

t_{cf} : Período del costo financiero (15 días).

Cuando corresponda, los costos antes indicados incluirán los impuestos que no generan crédito fiscal, mermas, así como los costos incurridos por pruebas de calidad del combustible sustentados mediante comprobantes de pago.

4 MODO Y OPORTUNIDAD DE ENTREGA DE INFORMACIÓN POR PARTE DE LOS PARTICIPANTES GENERADORES³⁹ TERMOELÉCTRICOS

- 4.1 Todos los costos componentes del costo de combustible líquido (ccl) determinados de acuerdo a lo establecido en el punto 2 del presente Anexo, serán ingresados vía Extranet por el Participante Generador⁴⁰ termoeléctrico.
- 4.2 Basado en la documentación de sustento remitida por el Participante Generador⁴¹, el COES revisará la consistencia de los cálculos de la información ingresada. En caso exista alguna observación se detendrá el proceso de actualización hasta que se subsane dicha observación. Si transcurridos siete (07) días hábiles desde la comunicación de la observación al Participante Generador⁴², la observación no es subsanada, se realizará la respectiva actualización de precios según la metodología señalada en el punto 5 del presente Anexo.
- 4.3 En caso que el COES detecte un incremento de stock de combustible no declarado por el Participante Generador⁴³ de acuerdo a lo señalado en el presente Anexo, el COES solicitará al Participante Generador⁴⁴ mediante carta efectuar la referida declaración en un plazo no mayor a cinco (05) días hábiles. Si cumplido dicho plazo el Participante Generador⁴⁵ no ha efectuado la declaración solicitada, el COES realizará la respectiva actualización de precios según la metodología señalada en el punto 5 del presente Anexo. Lo anterior no es aplicable

³⁷ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

³⁸ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

³⁹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁴⁰ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁴¹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁴² Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁴³ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁴⁴ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁴⁵ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

a las Unidades de Generación en calidad de reserva fría, emergencia o que se encuentran fuera de servicio por algún mantenimiento mayor o por despacho.

5 METODOLOGÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS POR PARTE DEL COES

Para la actualización de precios, referida en los numerales 4.2 y 4.3 del presente Anexo, en los casos de incumplimiento en la entrega de información, el COES actuará de oficio según la siguiente metodología:

5.1 Para el precio unitario del combustible líquido

5.1.1 El precio unitario del combustible líquido actualizado será igual al menor valor de la comparación de precios entre el precio unitario del combustible líquido vigente en la base de datos del COES (sin incluir impuestos, ni costos de tratamiento) y el precio unitario de referencia del combustible líquido, publicado en el portal de internet de PETROPERÚ⁴⁶.

5.1.2 En caso de no figurar el precio del tipo de combustible a ser actualizado en la planta de referencia en el reporte de PETROPERÚ, el precio será calculado tomando en consideración el precio del combustible de características similares (referido al poder calorífico) a los del combustible por actualizar en la planta de referencia más cercana.

5.2 Para los costos por transporte y mermas

Los costos por transporte no se actualizan, permaneciendo éstos iguales a los costos vigentes en la base de datos del COES. Los costos por mermas tampoco se actualizan, permaneciendo éstos iguales a la última información que con respecto a éstos haya presentado el Participante Generador⁴⁷.

5.3 Para los costos de tratamientos mecánicos y químicos, y pruebas de calidad de combustible.

Estos costos no se actualizarán, permaneciendo iguales a los costos vigentes en la base de datos del COES⁴⁸.

5.4 Para el combustible adquirido a proveedor internacional

En caso que el Participante Generador⁴⁹ adquiera combustible líquido de un proveedor internacional se aplicará el método señalado en el numeral 3 del Anexo 2 del presente Procedimiento.

⁴⁶ Numeral modificado por el artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁴⁷ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁴⁸ Numeral modificado por el artículo 4° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁴⁹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

INSTRUCCIONES PARA EL LLENADO DEL FORMATO 1

FORMATO 1			
INFORMACIÓN DE PRECIOS, COSTOS Y CALIDAD DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS			
1.0 INFORMACION DE ALMACEN			
1.01	Nombre de la empresa generadora		
1.02	Nombre de la central		
1.03	Tipo de combustible		Nombre o código del tipo de combustible
1.04	Volumen de combustible en almacén	l	Volumen de combustible en la central previo a la descarga del combustible adquirido
2.0 INFORMACION DE COMPRA DEL COMBUSTIBLE LIQUIDO			
2.01	Identificación del comprobante de pago		
2.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa	
2.03	Proveedor del combustible		
2.04	Sitio de entrega del proveedor		Si entregó el combustible en la central de generación, debe ingresar: "En la central". Si es en un punto de abastecimiento mayorista de combustibles, debe ingresar el nombre del punto: "En el punto XXX". Si es en una refinería debe ingresar: "En la refinería YYY".
2.05	Volumen comprado	l	Corresponde al volumen de combustible comprado, indicado en el comprobante de pago de sustento (2.01), expresado en litros (l)
2.06	Pago realizado por la compra del combustible	S/ o USD	Corresponde al pago realizado o por realizar por la compra del combustible indicado en el comprobante de pago de sustento (2.01), sin incluir transporte ni
2.07	Impuestos por compra de combustible.		Corresponde a los impuestos, pagados o por pagar por concepto de la compra del combustible, que no generan crédito fiscal. En caso de haber más de un impuesto, se debe distinguir cada uno de ellos
3.0 INFORMACION DE COSTOS DE TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS			
3.01	Identificación del comprobante de pago		
3.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa	
3.03	Proveedor del transporte		Nombre del proveedor.
3.04	Sitio de carga del combustible		Corresponde al punto desde donde se realizó el transporte del combustible.
3.05	Sitio de descarga del combustible		Corresponde al punto hasta donde se realizó el transporte del combustible.
3.06	Volumen transportado	l	Corresponde al volumen de combustible transportado por el proveedor, indicado en el comprobante de pago de sustento, expresado en litros (l).
3.07	Pago realizado por el transporte del combustible	S/ o USD	Corresponde al pago realizado o por realizar por el transporte del combustible indicado en el comprobante de pago de sustento, sin incluir el valor del combustible
3.08	Impuestos por transporte de combustible	S/l o USD/l	Corresponde a los impuestos pagados o a pagar por concepto de pagos por transporte de combustible que no genera crédito fiscal.
4.0 INFORMACION DE COSTOS DEL TRATAMIENTO MECANICO Y QUIMICO			
4.01	Costo unitario de tratamiento mecánico (ctmc)	S/l o USD/l	Proviene del informe anual presentado basado en información de los últimos 3 años.
4.02	Costo unitario de tratamiento químico (ctqc)	S/l o USD/l	Proviene del informe anual presentado basado en información de los últimos 3 años.
5.0 OTROS COSTOS			
5.01	Costo por pruebas de calidad de combustible	USD	Este ítem será considerado cada vez que se realice dicho costo en las oportunidades indicadas en el numeral 2.8 del presente Anexo.
5.02	Costos por Mermas	S/l o USD/l	Corresponde a las pérdidas en volumen, peso o cantidad del combustible, por causas inherentes a la naturaleza del combustible y las debidas a los procesos de transporte y descarga.

6.0 RESULTADOS				
6.01	Costo unitario del combustible (<i>pc</i>)	S//l o USD/l		
6.02	Impuestos que no generan crédito fiscal	S//l o USD/l		
6.03	Costo Unitario de Transporte (<i>ctc</i>)	S//l o USD/l		
6.04	Costo unitario de tratamiento mecánico (<i>ctmc</i>)	S//l o USD/l		
6.05	Costo unitario de tratamiento químico (<i>ctqc</i>)	S//l o USD/l		
6.06	Costos por Mermas	S//l o USD/l		
6.07	Costo Financiero	S//l o USD/l		
6.08	Costo Total del combustible	S//l o USD/l		

SOPORTES DE LA INFORMACIÓN

Partes 2 y 3: Comprobantes de pago con los correspondientes anexos.	
Parte 4	El informe realizado por el generador de costos de tratamientos mecánico y químico que cubra los últimos tres años, soportado en comprobantes de pago.
Parte 5	Comprobante de pago a terceros por las pruebas de calidad del combustible. Informe técnico de sustento de las mermas del combustible. No incluye pérdidas por ineficiencias como roturas de tuberías, etc.

Nota: Cuando fuere necesario, para la conversión de unidades de volumen de galones a litros, el Participante Generador⁵⁰ deberá utilizar el siguiente factor de conversión: 1 gal = 3,7854 l.

⁵⁰ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

SOBRE LA INFORMACIÓN A SER ENTREGADA AL COES POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES⁵¹ TERMOELÉCTRICOS QUE UTILIZAN CARBÓN COMO COMBUSTIBLE

1 GENERALIDADES

- 1.1 Los Participantes Generadores⁵² que utilizan carbón entregarán obligatoriamente al COES, cada vez que adquieran dicho combustible para la operación de sus Unidades de Generación y en tanto éste se encuentre físicamente en sus canchas de carbón, la información a la que se refiere el presente Anexo 2 y el Formato 2 que forman parte integrante del presente Procedimiento. El referido Formato 2 se encuentra disponible en el portal internet del COES.
- 1.2 Para tal efecto, los Participantes Generadores⁵³ realizarán previamente a ello las determinaciones o cálculos que les corresponda para la obtención de la información antes referida según lo señalado en el numeral 2 del presente Anexo, y en mérito de los resultados de las determinaciones o cálculos referidos, llenarán correctamente el Formato 2, acompañando a éste los documentos de sustento respectivos en medio digital (lo que incluye las hojas de cálculo correspondientes).
- 1.3 Dichos documentos deberán, de un lado, tener la calidad de comprobantes de pago asociados a los suministros tanto de carbón como de los servicios requeridos para que los Participantes Generadores⁵⁴ termoeléctricos dispongan de los mismos para sus Unidades de Generación o Centrales Térmicas, y de otro lado, tener una antigüedad menor o igual a cuarenta y cinco (45) días hábiles contados a partir de su fecha de emisión. En los casos en los que los Participantes Generadores⁵⁵ tengan que adquirir con una antelación mayor a cuarenta y cinco (45) días hábiles el carbón requerido por sus Unidades de Generación o Centrales Termoeléctricas y en los que el suministro físico materia de dicha adquisición se realice de manera muy posterior y de forma periódica y continuada a la misma, los documentos de sustento podrán estar constituidos por el comprobante de pago correspondiente a la adquisición realizada.
- 1.4 La información y documentación deberá ser validada por el COES dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a su fecha de recepción.

2 INFORMACIÓN A SER DETERMINADA O CALCULADA POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES⁵⁶

La información a ser determinada o calculada por los Participantes Generadores⁵⁷ es la siguiente:

- 2.1 Precios FOB del carbón en puerto de embarque. Corresponde al precio registrado en el comprobante de pago emitido por el (los) proveedor (es) del Participante Generador⁵⁸.
- 2.2 Impuestos que no generen crédito fiscal.
- 2.3 Costos de fletes marítimos y seguros. Corresponde a los costos registrados en los comprobantes de pago por transportes marítimos y por las primas de los seguros emitidos por el (los) proveedor (es) de estos servicios.

⁵¹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁵² Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁵³ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁵⁴ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁵⁵ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁵⁶ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁵⁷ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁵⁸ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

- 2.4 Costos de aduanas y otros costos de desaduanaje. Corresponde a los costos consignados en los comprobantes de pago emitidos por la (s) empresa (s) que prestan servicios de aduanas y de otros servicios de desaduanaje.
- 2.5 Información de costos de embarque y desembarque. Corresponde a los costos registrados en los comprobantes de pago emitidos por la (s) empresa (s) que prestan servicios de embarque y desembarque. Podrían incluirse los costos de demurrage (costos de almacenaje en la embarcación, por mercancía entrante que no es retirada en el tiempo libre permitido para la carga o descarga en un muelle o terminal de flete) originados por el cierre de puertos dispuesto por la Dirección General de Capitanía y Guardacostas. La información será proporcionada en cada oportunidad que los Participantes Generadores⁵⁹ adquieran combustibles líquidos.
- 2.6 Información de costos de transporte terrestre hasta la central (cuando corresponda). Corresponde a los costos registrados en los comprobantes de pago por transporte terrestre del carbón, emitida por el (los) proveedor (es) de este servicio.
- 2.7 Cantidad de carbón comprado. Corresponde a la cantidad de carbón adquirida por la Generadora Integrante.
- 2.8 Cantidad de carbón en almacén. Corresponde a la cantidad de carbón almacenado en la Unidad de Generación o Central Termoeléctrica, previa a la descarga del carbón comprado.
- 2.9 Información de costos de calidad del carbón. Corresponde a los costos registrados en los comprobantes de pago por los informes de prueba emitidos por los laboratorios especializados, sobre la calidad del carbón en los puertos de embarque y desembarque.
- 2.10 Costos de tratamientos químicos por el almacenamiento del combustible sólido.

3 INFORMACIÓN A SER DETERMINADA O CALCULADA POR EL COES

La información a ser determinada o calculada por el COES es la siguiente:

- 3.1 Precio unitario del carbón: a) se calcula el precio FOB unitario del carbón comprado, como el cociente entre el valor pagado y la cantidad de carbón comprado, y b) se calcula el precio unitario del carbón (*pc*) establecido en el numeral 6.2.1.2.2 del numeral 6 del presente Procedimiento, efectuando una ponderación por cantidad entre el precio FOB unitario del carbón comprado calculado en el literal a) anterior y el precio unitario vigente del carbón en almacén.
- 3.2 Costo unitario de fletes marítimos y seguros (*cts*): a) se calcula el costo unitario como el cociente entre lo pagado por fletes marítimos y seguros, y la cantidad de carbón transportada, b) se calcula el costo unitario de fletes marítimos y seguros (*cts*) establecido en el numeral 6.2.1.2.2 del numeral 6 del presente Procedimiento, efectuando una ponderación por cantidad entre el costo unitario por fletes marítimos y seguros calculado de acuerdo en el literal a) anterior, y el precio unitario vigente por el transporte de carbón.
- 3.3 Costo unitario de aduanas y otros costos de desaduanaje (*cad*): a) se calcula el costo unitario como el cociente entre la suma del valor pagado por servicios aduaneros más otros costos de desaduanaje, y la cantidad de carbón suministrado, y b) se calcula el costo unitario de aduanas y otros costos de desaduanaje (*cad*), establecido en el numeral 6.2.1.2.2 el numeral 6 del presente Procedimiento, efectuando una ponderación por cantidad entre el costo unitario de aduanas y otros costos de desaduanaje calculado de acuerdo al literal a) anterior, y el precio unitario vigente por servicios aduaneros y de desaduanaje.
- 3.4 Costo unitario de embarque, desembarque y flete terrestre (*cemb*): a) es el cociente entre

⁵⁹Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

la suma del valor pagado por el embarque en puerto de origen, desembarque en puerto de destino en el Perú, transporte terrestre (cuando corresponda), impuestos que no generan crédito fiscal por concepto de transporte terrestre, y la cantidad de carbón maniobrada, y b) el costo unitario de embarque, desembarque y flete terrestre (*cemb*), establecido en el numeral 6.2.1.2.2 del numeral 6 del presente Procedimiento, se calcula efectuando una ponderación por cantidad entre el costo unitario de embarque, desembarque y flete terrestre calculado de acuerdo al literal a) anterior, y el precio unitario vigente por servicios de embarque, desembarque y flete terrestre.

- 3.5 Costo financiero (*cf*): Representa el costo asociado al monto monetario inmovilizado por almacenamiento entre el momento de la compra del combustible y el momento del cobro de la energía vendida en las transferencias de energía, y será determinado mediante la fórmula 13.

$$cfc = (pc + cts + cad + cemb) \times \left[(1 + i_a)^{\frac{t_{cf}}{360}} - 1 \right] \dots \dots \dots (13)$$

Dónde:

i_a : Tasa de interés efectiva anual (12%).

t_{cf} : Período del costo financiero (15 días).

Cuando corresponda, los costos antes indicados incluirán los impuestos que no generan crédito fiscal, mermas y aquellos incurridos por pruebas de calidad del combustible sustentados vía informe técnico económico aprobado por el COES. El precio será llevado a precio en silo a poder calorífico base (6000 kcal/kg).

4 MODO Y OPORTUNIDAD DE ENTREGA DE INFORMACIÓN POR PARTE DE LOS PARTICIPANTES GENERADORES⁶⁰ TERMOELÉCTRICOS

- 4.1 Todos los costos componentes del costo de combustible sólido (*cc_s*) determinados de acuerdo a lo establecido en el numeral 2 del presente Anexo, serán ingresados via extranet por el Participante Generador⁶¹ termoeléctrico.
- 4.2 Basado en la información de sustento remitida por el Participante Generador⁶² termoeléctrico, el COES revisará la consistencia de los cálculos de los precios ingresados. En caso haya alguna observación, el COES correrá traslado al Participante Generador⁶³ de dicha observación, para que en un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles cumpla con subsanarla. Si transcurrido este plazo el Participante Generador⁶⁴ termoeléctrico no subsana la observación, se realizará la respectiva actualización según la metodología señalada en el numeral 5 del presente Anexo.
- 4.3 En caso que el COES detecte un incremento de stock de combustible no declarado por el Participante Generador⁶⁵ termoeléctrico de acuerdo a lo señalado en el presente Anexo, el COES solicitará al Participante Generador⁶⁶ termoeléctrico efectuar la referida declaración en un plazo no mayor a cinco (05) días hábiles. Si cumplido dicho plazo el Participante Generador⁶⁷ termoeléctrico no ha efectuado la declaración solicitada, el COES realizará la respectiva actualización de precios según la metodología señalada en el numeral 5 del presente Anexo. Lo anterior no es aplicable a las Unidades de Generación en calidad de reserva fría, emergencia o que se encuentran fuera de servicio por algún mantenimiento

⁶⁰ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁶¹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁶² Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁶³ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁶⁴ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁶⁵ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁶⁶ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁶⁷ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

mayor o por despacho.

5 METODOLOGÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS POR PARTE DEL COES

La actualización de precios referida en los numerales 4.2 y 4.3 del numeral 4 del presente Anexo, se realizará según la siguiente metodología:

5.1 Para el precio del carbón actualizado

El precio unitario del carbón actualizado será igual al menor valor de la comparación de precios entre el precio unitario del carbón vigente en la base de datos del COES, y el precio unitario de referencia del carbón publicado en el portal de internet de Osinergmin.

5.2 Para los costos de fletes marítimos, seguros, aduanas y desaduanaje, costos de embarque y desembarque y costos de transporte terrestre (cuando corresponda).

Estos costos no se actualizan y serán considerados iguales a los declarados en la última información presentada por la empresa.

5.3 Para los costos por pruebas de calidad y mermas

Los costos por pruebas de calidad del combustible y mermas, no se actualizan y se considerarán iguales a la última información presentada por el Participante Generador⁶⁸.

⁶⁸Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

INSTRUCCIONES PARA EL LLENADO DEL FORMATO 2

FORMATO 2				
INFORMACIÓN DE PRECIOS, COSTOS Y CALIDAD DEL CARBÓN				
1.0 INFORMACION DE ALMACEN				
1.01	Nombre de la empresa generadora			
1.02	Nombre de la central			
1.03	Cantidad de carbón en almacén	t		Corresponde a la cantidad de carbón almacenado en la central previo al momento de la descarga del carbón adquirido
2.0 INFORMACION DE COMPRA DEL COMBUSTIBLE CARBÓN				
2.01	Identificación del comprobante de pago			
2.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa		
2.03	Procedencia del carbón			Corresponde al país de origen del carbón.
2.04	Proveedor del carbón			Nombre del proveedor
2.05	Sitio de entrega del proveedor			Si lo entregó en la central de generación, debe ingresar "En la Central". Si lo entregó en un puerto de importación del Perú, debe ingresar "En el Puerto WNN".
2.06	Cantidad comprada	t		Corresponde a la cantidad de carbón comprada indicada en el comprobante de pago de sustento (2.01), expresada en toneladas (métricas)
2.07	Pago realizado por la compra del carbón	USD		Corresponde al pago realizado o por realizar por la compra del carbón indicado en el comprobante de pago de sustento, sin incluir otros costos.
3.0 INFORMACION DE FLETES MARITIMOS				
3.01	Identificación del comprobante de pago			
3.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa		
3.03	Proveedor del transporte			Corresponde al nombre de la compañía naviera.
3.04	Puerto de embarque del combustible			Puerto desde donde se realizó el transporte del carbón.
3.05	Puerto de desembarque en el Perú			Puerto hasta donde se realizó el transporte del carbón.
3.06	Cantidad transportada	t		Corresponde a la cantidad de carbón transportado por el proveedor, indicada en el comprobante de pago de sustento, expresado en toneladas (métricas).
3.07	Pago realizado por el flete marítimo	USD		Corresponde al pago realizado o por realizar por el transporte marítimo del carbón, sin incluir el costo del combustible.
4.0 INFORMACION DE SEGUROS MARITIMOS				
4.01	Identificación del comprobante de pago			
4.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa		
4.03	Pago realizado por el seguro marítimo	USD		Corresponde al valor pagado por seguros.
5.0 INFORMACIÓN DE COSTOS DE ADUANAS Y OTROS COSTOS DE DESADUANAJE				
5.01	Identificación del comprobante de pago por			
5.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa		
5.03	Pagos por servicios aduaneros y otros costos de desaduanaje	USD		Pagos realizados o por realizar por servicios aduaneros y otros costos para la nacionalización del carbón.
5.04	Impuestos que no generan crédito fiscal	USD		
6.0 INFORMACION DE COSTOS DE SUPERVISION DE EMBARQUE Y DESEMBARQUE				
6.01	Identificación del comprobante de pago			
6.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa		
6.03	Costos de embarque de carbón	USD		Pagos realizados o por realizar asociados al embarque del carbón incluyendo la supervisión.
6.04	Costos de desembarque de carbón	USD		Pagos realizados asociados al desembarque de carbón incluyendo la supervisión.

7.0 INFORMACION DE FLETES TERRESTRES				
7.01	Identificación del comprobante de pago			
7.02	Fecha de emisión del comprobante de pago	dd/mm/aa		
7.03	Proveedor del transporte			Nombre del proveedor
7.04	Sitio de cargue del carbón			Corresponde al punto desde donde se realizó el transporte del carbón.
7.05	Sitio de descargue del combustible			Corresponde al punto hasta donde se realizó el transporte del carbón.
7.06	Cantidad transportada	t		Corresponde a la cantidad de carbón transportado por el proveedor, expresada en toneladas (métricas).
7.07	Pagos realizados por flete terrestre	USD		Corresponde al pago realizado o por realizar por el transporte terrestre del combustible indicado en el comprobante de pago de sustento, sin incluir el valor del combustible
7.08	Impuestos por flete terrestre del combustible	USD		Corresponde a impuestos que no generan crédito fiscal por concepto de pagos por flete terrestre del combustible
8.0 COSTOS POR PRUEBAS DE CALIDAD Y MERMAS				
8.01	Costos por pruebas de calidad de combustible	USD		
8.02	Costos por mermas de carbón	USD/kg		

9.0 RESULTADOS				
9.01	Precio unitario del carbón (<i>pc</i>)	USD/kg		
9.02	Costo Unitario de Fletes marítimos y Seguros (<i>cis</i>)	USD/kg		
9.03	Costo unitario de aduana y otros costos de desaduanaje (<i>cad</i>)	USD/kg		
9.04	Costo unitario de embarque, desembarque y transporte terrestre (<i>cemb</i>)	USD/kg		
9.05	Costos por mermas	USD/kg		
9.06	Costos Financiero	USD/kg		
9.07	Costo Total	USD/kg		

SOPORTES DE LA INFORMACIÓN

Parte 2	Comprobante de pago con los correspondientes anexos.
Partes 3 y 4	Comprobantes de pago de fletes y de seguros marítimos
Parte 5	Comprobantes de pago por servicios aduaneros y otros servicios de desaduanaje.
Parte 6	Comprobante de pago con los correspondientes anexos.
Parte 7	Comprobante de pago de cada proveedor con los correspondientes anexos.
Parte 8	Resultados de pruebas de control de calidad de recepción del carbón en el sitio de entrega del proveedor, que contenga los valores del poder calorífico. Comprobante de pago por pruebas de calidad de combustible. Documentos y hojas de cálculo del costo por mermas de combustible.

SOBRE LA INFORMACION A SER ENTREGADA AL COES POR LOS PARTICIPANTES GENERADORES⁶⁹ TERMOLÉTRICOS QUE UTILIZAN GAS NATURAL COMO COMBUSTIBLE

1. GENERALIDADES

La información relativa al precio y la calidad del gas natural puesto en el punto de entrega de la central de generación, en adelante denominado "Precio Único", deberá ser entregada en los siguientes términos:

- 1.1.** El titular de cada central de generación que utilice gas natural como combustible entregará al COES la información correspondiente al Precio Único, a la fórmula de reajuste, a la calidad del gas natural, así como los contratos y comprobantes de pago de suministro, transporte y distribución de gas.
- 1.2.** El Precio Único, la fórmula de reajuste, la calidad y las copias de los contratos de suministro, transporte y distribución de gas serán presentados dos veces al año, la primera el último día útil de la primera quincena del mes de noviembre y segunda el último día útil de la primera quincena de mayo en sobre cerrado. La vigencia del Precio Único, la fórmula de reajuste así como la calidad del gas será para primera declaración desde el 1 de diciembre hasta el 31 de mayo del año siguiente y para la segunda declaración desde el 1 de junio hasta el 30 de noviembre⁷⁰.
- 1.3.** Los Participantes Generadores⁷¹ termoeléctricos que tuviesen proyectado incorporar al SEIN nuevas Unidades de Generación, efectuarán la presentación de la información anual en el mes de junio inmediatamente anterior a la fecha de ingreso, conforme al numeral 1.2 del presente Anexo.
- 1.4.** La entrega de información en el presente punto 1 es de carácter obligatorio, e incluirá las hojas de cálculo y respectivos documentos de sustento en medio impreso y digital. En el caso de la información anual, la entrega se hará de acuerdo al Formato 3 que forma parte integrante del Procedimiento.
- 1.5.** En el caso de los Participantes Generadores⁷² termoeléctricos que hayan presentado información previamente y que no presentasen nueva información relativa al Precio Único en la oportunidad establecida en el presente Anexo, el COES considerará como Precio Único para el nuevo periodo anual, el precio reajustado vigente a la fecha en la que debió presentarse la nueva información.

2. INFORMACIÓN A SER DETERMINADA O CALCULADA POR LOS GENERADORES TERMOELÉTRICOS

La información que los Participantes Generadores⁷³ termoeléctricos deben presentar al COES es la siguiente:

- 2.1.** Precio Único del gas expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), correspondiente al poder calorífico inferior. Deberá desagregarse los siguientes componentes: suministro, transporte y distribución, según corresponda.
- 2.2.** Impuestos que no generen crédito fiscal.

⁶⁹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁷⁰ Numeral modificado por el artículo 5° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁷¹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁷² Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁷³ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

- 2.3. Una fórmula de reajuste.
- 2.4. Características energéticas y de calidad del gas natural, debidamente sustentadas.
- 2.5. Copias de los contratos de suministro, transporte y distribución de gas natural, según corresponda.
- 2.6. Copia de los comprobantes de pago de suministro, transporte y distribución de gas.

3. METOLOGÍA A SEGUIR PARA LA ENTREGA DE INFORMACIÓN

3.1. Entrega de la información para cada declaración de precios⁷⁴

3.1.1. Acreditación de representantes

- 3.1.1.1. Para efectos de la presentación de la información, los Generadores acreditarán previamente ante el COES las facultades de representación de los representantes legales que suscribirán el formato de presentación de información. Para ello, los Generadores indicarán el nombre del o los representantes legales que suscribirán el referido formato y remitirán copia simple de su documento de identidad, así como de sus poderes vigentes, con la respectiva indicación del número de la partida registral y asiento en el que se encuentran inscritos.
- 3.1.1.2. Se considera que los representantes legales cuentan con facultades suficientes para efectos de la presentación de información, en aquellos casos en los que el órgano societario competente le hubiera otorgado facultades especiales para su presentación o facultades generales para presentar declaraciones ante personas jurídicas privadas y obligar al Generador conforme a los términos de su declaración.
- 3.1.1.3. Los poderes deberán ser presentados en las oficinas del COES, hasta siete días calendario antes de la fecha de presentación. El COES revisará los poderes y comunicará a cada Generador sobre los defectos u omisiones que se encuentren. El Generador deberá subsanar las observaciones antes de la fecha de presentación.

3.1.2. Presentación de la información

- 3.1.2.1. Los Generadores presentarán la información en sobre cerrado, el cual deberá contener lo siguiente: (i) Original y una copia simple del Formato 3, llenado adecuadamente y firmado por su(s) representante(es) legal(es). Se presentará un Formato 3 con la información por cada central de generación; ii) Copia de los contratos de suministro, transporte y distribución de gas natural, según corresponda.

El formato indicado deberá contener la siguiente información:

- Nombre de la central.
- Nombre de la empresa titular.
- Precio Único del gas expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), correspondiente al poder calorífico inferior. Deberá desagregarse las componentes suministro, transporte y distribución, según corresponda.
- Constancia de sustento del poder calorífico inferior del gas.

⁷⁴ Numeral modificado por el artículo 5° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

- Fórmula de reajuste.

3.1.2.2. El plazo de entrega de la información señalada en el anterior numeral será las 09:00 horas del último día útil de la primera quincena del mes de mayo de cada año para la primera declaración y será las 09:00 horas del último día útil de la primera quincena del mes de noviembre de cada año para la segunda declaración. El cargo de recepción deberá estar suscrito por la Dirección Ejecutiva, e indicará la hora y los datos de identificación de la persona que lo entregó.⁷⁵

3.1.2.3. El sobre cerrado deberá estar dirigido a la Dirección Ejecutiva del COES, consignando en su anverso la siguiente información:

(i) "Precio Único del Gas Natural".

(ii) Nombre del Generador.

No se aceptarán ni recibirán documentos que sean remitidos por correo electrónico, facsímil o cualquier otro medio de comunicación; y/o sobres que al momento de su presentación presenten roturas.

3.1.2.4. Cada Participante Generador⁷⁶ es responsable de presentar la información en forma clara, legible y completa. No se admitirán subsanaciones ni aclaraciones posteriores a la presentación del sobre.

3.1.3. Acto de apertura de sobres

3.1.3.1. El acto de apertura de los sobres será presidido por el Director Ejecutivo del COES o quien lo represente, y se realizará a las 09:30 horas de la fecha indicada en numeral 3.1.2.2 del presente Anexo. Como veedor de este acto se hará presente un representante de Osinergmin, así como un Notario Público, que certificará la documentación presentada y dará fe del acto de apertura, al que podrán asistir los representantes de los Participantes Generadores⁷⁷ que lo deseen. En el acta se dejará constancia del estado y el contenido de los sobres, y será suscrita por el Director Ejecutivo o al que éste designe, el veedor y los representantes de los Participantes Generadores⁷⁸ que así lo deseen.

3.1.3.2. El representante del COES procederá a abrir los sobres y comprobar que los documentos presentados por cada Generador sean los solicitados en el numeral 3.1.2 del presente Anexo. De no ser así, se anotará tal circunstancia en el Acta. El Notario Público autenticará una copia del formato de información.

3.1.3.3. Finalizada la apertura de los sobres, el representante del COES, antes de dar por finalizado el acto público, dejará sentado en el Acta, cuando menos, la siguiente información:

(i) Identificación de los Generadores que hubieran presentado declaración(es);

(ii) Contenido de las declaraciones de cada Generador (Precio Único, fórmula de reajuste, poder calorífico e identificación de la central de generación).

El Acta será suscrita por el representante del COES, el veedor, el Notario Público, y los representantes de los Generadores que deseen hacerlo, y será publicada en el portal de internet del COES para conocimiento general.

⁷⁵ Numeral modificado por el artículo 5° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁷⁶ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁷⁷ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

⁷⁸ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

3.1.3.4. El acto de apertura, así como la información presentada, no podrá ser objeto de impugnación.

3.2. Entrega de información mensual

Los comprobantes de pago de suministro, transporte y distribución de gas y la información del poder calorífico, deberán ser suministrados en medio digital antes del día 25 de cada mes y corresponderá a las entregas realizadas por los proveedores, durante el mes inmediatamente anterior.

3.2.1. Actualización mensual de costos

Corresponde al COES actualizar mensualmente el Precio Único del gas natural aplicando la fórmula de reajuste sobre el costo de suministro, de acuerdo al siguiente procedimiento:

3.2.1.1. Utilizará la fórmula 14 de reajuste presentada por el Participante Generador⁷⁹, siempre y cuando esté basada, únicamente, en una canasta de combustibles cuyos precios estén publicados en el "Platt's Oilgram Price Report" y cumpla en estricto con las siguientes formas y requisitos:

$$PG_1 = FAG \times PG_0 \dots \dots \dots (14)$$

Dónde:

PG_1 : Precio del gas natural actualizado.

PG_0 : Precio Único del gas natural al que se refiere el numeral 1 del presente Anexo.

FAG : Factor de Actualización del Precio Único del gas natural, determinado mediante la fórmula 15.

$$FAG = a \times \frac{C1_x}{C1_0} + b \times \frac{C2_x}{C2_0} + c \times \frac{C3_x}{C3_0} \dots \dots \dots (15)$$

a, b, c : Factores de ponderación presentados por el titular de generación y aplicados durante todo el periodo de doce (12) meses, cuyo valor puede variar entre 0 y 1; cumpliéndose que:

$$a + b + c = 1$$

$C1, C2, C3$: Combustibles señalados con precisión por el titular de generación e identificados para su ubicación respectiva en el *Platt's Oilgram Price Report*.

$C1_x, C2_x, C3_x$: Promedio aritmético de los últimos doce meses de los precios de los combustibles $C1, C2, C3$, tomados diariamente de los precios publicados en el *Platt's Oilgram Price Report*, determinado por el COES considerando la información disponible al mes anterior a la fecha que desea actualizar.

$C1_0, C2_0, C3_0$: Promedio aritmético de los últimos doce meses de los precios de los combustibles $C1, C2, C3$, tomados diariamente de los precios publicados en el *Platt's Oilgram Price Report*, determinado por el COES considerando la información

⁷⁹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

disponible correspondiente al mes anterior a la fecha más próxima al de la presentación de información por la empresa de generación.

- 3.2.1.2. En caso la fórmula de reajuste no cumpliera con el criterio anterior o la entidad generadora la omitiera, el COES aplicará el siguiente procedimiento de actualización:

Se multiplica el Precio Único del gas natural de la última presentación de información por el factor de actualización, de acuerdo a la f.

$$PG_1 = FAG \times PG_0 \dots \dots (16)$$

Dónde:

PG_1 : Precio del gas natural actualizado.

PG_0 : Precio Único del gas natural correspondiente a la última presentación de información.

FAG : Factor de actualización del Precio Único del gas natural, determinado mediante la fórmula 17.

$$FAG = \frac{FO_x}{FO_1} \dots \dots (17)$$

FO_x : Promedio aritmético de los últimos doce (12) meses del precio del *Fuel Oil N° 6 US Gulf Coast Waterborne* (1% de Azufre), tomado diariamente de los precios publicados en el *Platt's Oilgram Price Report*, determinado por el COES considerando la información disponible al mes anterior a la fecha que desea actualizar.

FO_1 : Promedio aritmético de los últimos doce (12) meses del precio del *Fuel Oil N° 6 US Gulf Coast Waterbone* (1% de Azufre), tomado diariamente de los precios publicados en el *Platt's Oilgram Price Report*, determinado por el COES considerando la información disponible correspondiente al mes anterior a la fecha más próxima al de la última presentación de información por el Participante Generador⁸⁰.

La calidad del gas se mantendrá igual al de la última información presentada.

3.3. Determinación del precio efectivamente pagado

- 3.3.1. Para efectos de lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 016-2000-EM, el precio de gas efectivamente pagado por la empresa generadora a sus proveedores se determinará de la siguiente manera:

Sobre la base de la información suministrada por los Participantes Generadores⁸¹, mensualmente el COES calculará el precio unitario del gas a ser efectivamente pagado por los conceptos de suministro, transporte y distribución, expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ). El precio del gas efectivamente pagado será la suma de los precios de suministro, transporte y distribución.

3.4. Determinación por parte del COES del precio a considerar

- 3.4.1. El precio del gas a ser considerado por el COES en el cálculo de Costos Variables Combustibles de la empresa Generadora, será el precio actualizado obtenido

⁸¹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

conforme el numeral 3.2.1 del presente Anexo, el cual entrará en vigencia a partir del día 1 (uno) del mes siguiente al de realizado el cálculo.

- 3.4.2. Para los casos de las Centrales Termoeléctricas comprendidas en los alcances del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, el precio de gas a ser considerado por el CÔÊS será el menor valor obtenido de comparar el precio actualizado de acuerdo al numeral 3.2.1 del presente Anexo y el precio efectivamente pagado obtenido con información del mes anterior al momento del cálculo según se indica en el numeral 3.3 del presente Anexo.

⁸¹ Término modificado por el artículo 2° de la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 201-2017-OS/CD, publicado el 28.09.2017.

INSTRUCCIONES PARA EL LLENADO DEL FORMATO 3

FORMATO 3				
INFORMACIÓN ANUAL REFERENTE A PRECIOS, COSTOS Y CALIDAD DEL GAS				
1.0 INFORMACIÓN DE LA UNIDAD				
1.01	Nombre de la empresa generadora			
1.02	Nombre de la central			
1.03	Fecha de suministro de información	dd/mm/aa		Corresponde a la fecha de entrega del formato al COES con los comprobantes y demás soportes solicitados
1.04	Potencia efectiva de la central	MW		
2.0 PRECIO UNICO				
2.01	Precio Único del gas natural	USD/GJ		Corresponde al Precio Único calculado por el generador considerando los costos de suministro, transporte y distribución (según corresponda), de acuerdo con lo establecido en el Artículo 1 del D S 014-2005-EM que modificó el Artículo 5 del D S. 016-2000-EM. Este precio corresponderá al mes de julio inmediatamente posterior al de entrega de la información al COES.
2.02	Costo de suministro	USD/GJ		Corresponde a la componente de suministro en el Precio Único.
2.03	Costo de transporte	USD/GJ		Corresponde a la componente de transporte en el Precio Único.
2.04	Costo de distribución	USD/GJ		Corresponde a la componente de distribución (si aplica) en el Precio Único
3.0 IMPUESTOS QUE NO GENERAN CREDITO FISCAL				
3.01	Impuestos que no generan crédito fiscal por concepto de suministro, transporte de combustible y distribución de gas	USD/GJ		Corresponde a la cifra equivalente a los impuestos por suministro, transporte y distribución que no genera crédito fiscal
4.0 FÓRMULA DE REAJUSTE				
4.01	Combustible C ₁			Primer combustible seleccionado por el generador de acuerdo con la Fórmula de Reajuste
4.02	Factor a			Corresponde al factor de ponderación para el combustible C ₁
4.03	Combustible C ₂			Segundo combustible seleccionado por el generador de acuerdo con la Fórmula de Reajuste
4.04	Factor b			Corresponde al factor de ponderación para el combustible C ₂
4.05	Combustible C ₃			Tercer combustible seleccionado por el generador de acuerdo con la Fórmula de Reajuste
4.06	Factor c			Corresponde al factor de ponderación para el combustible C ₃
5.0 CALIDAD DEL GAS NATURAL				
5.01	Poder calorífico superior	kJ/m ³		Corresponde al poder calorífico superior promedio del gas
5.02	Poder calorífico inferior	kJ/m ³		Corresponde al poder calorífico inferior promedio del gas
6.0 COPIAS DE CONTRATOS				
6.01	Relación de contratos			Relación de los contratos de suministro, transporte y distribución de gas natural, según corresponda, cuyas copias se adjunta.

SOPORTES DE LA INFORMACIÓN

Parte 3	Comprobantes de pago más recientes de suministro, transporte y distribución (si corresponde), que sustenten los impuestos que no generan crédito fiscal declarados.
Parte 5	Análisis de laboratorio de sustento de los poderes caloríficos superior e inferior del combustible.

10.9 Anexo I - Cálculo de los costos marginales

(COES, 2017)

*Mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-07
DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO		
• Aprobado por Osinergmin mediante Resolución N° 179-2017-OS/CD del 22 de agosto de 2017.		

1. OBJETIVO

Definir la metodología para calcular los Costos Marginales de Corto Plazo (CMg) que serán utilizados en la valoración de las transferencias de energía y compensaciones.

2. BASE LEGAL

El presente Procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 2.1 Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.2 Decreto Legislativo N° 1002.- Decreto legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.
- 2.3 Decreto Supremo N° 027-2008-EM.- Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.
- 2.4 Decreto Supremo N° 012-2011-EM.- Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- 2.5 Decreto Supremo N° 037-2006-EM.- Reglamento de Cogeneración.
- 2.6 Decreto Supremo N° 026-2016-EM.- Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento del MME).
- 2.7 Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE.- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
- 2.8 Resolución Directoral N° 243-2012-EM/DGE.- Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

3. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

- 3.1 Para la aplicación del presente Procedimiento, la siguiente definición tendrá el significado que a continuación se indica:
 - 3.1.1 Intervalo CMG: Periodo de treinta (30) minutos. Cada hora contiene dos Intervalos CMG, de los cuales el primero se inicia a los cero minutos y cero segundos de cada hora.
- 3.2 Las otras definiciones de los términos en singular o plural que inicien con mayúscula se encuentran definidos en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o el que lo sustituya; así como en la normativa citada en la Base Legal.
- 3.3 En todos los casos, cuando se citen Procedimientos Técnicos COES o cualquier otro dispositivo legal en el presente Procedimiento, se entenderá que incluyen sus normas modificatorias y sustitutorias.

*Mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

4. OBLIGACIONES

4.1 Del COES

- 4.1.1 Calcular los CMg que serán utilizados en la valorización de las transferencias de energía y compensaciones de acuerdo a lo establecido en el presente Procedimiento.
- 4.1.2 Poner a disposición de los Participantes el aplicativo desarrollado en el Anexo 1 del presente Procedimiento. Asimismo, pondrá a disposición los archivos que sustentan la determinación de los CMg en la misma oportunidad de su publicación.

4.2 De los Participantes

Proporcionar la información requerida en el presente Procedimiento, en los plazos y medios que defina el COES.

5. PERIODICIDAD

Los CMg en las Barras de Transferencias, serán determinados de acuerdo con el numeral 7.1 del presente Procedimiento. Estos CMg de cada Intervalo CMG del día, serán publicados en tiempo real y actualizados a más tardar las 12:00 horas del día siguiente, en el portal de Internet del COES, de ser el caso.

6. INFORMACIÓN REQUERIDA

6.1 Información en tiempo real remitida por los Agentes

Corresponde a aquella información establecida en el numeral 2.2 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

6.2 Costos de las Unidades de Generación.

Corresponde a la representación de costos utilizados en la elaboración del PDO.

6.3 Características Técnicas de las Unidades de Generación.

Corresponde a los datos suministrados en las fichas técnicas de las Unidades de Generación vigentes y aprobadas por el COES.

6.4 Instante en que una Unidad de Generación con orden de arranque sincronizó en el SEIN.

Información suministrada por los Generadores al COES en tiempo real vía su sistema SCADA. El instante en que la Unidad de Generación alcanza su Generación Mínima Técnica será determinado por el COES utilizando este dato y la información de las fichas técnicas vigentes.

6.5 Red de Transmisión.

La red de transmisión a utilizarse para la determinación del CMg debe incluir, como mínimo, a las Barras de Transferencias y las instalaciones de transmisión entre dichas barras.

7. METODOLOGÍA

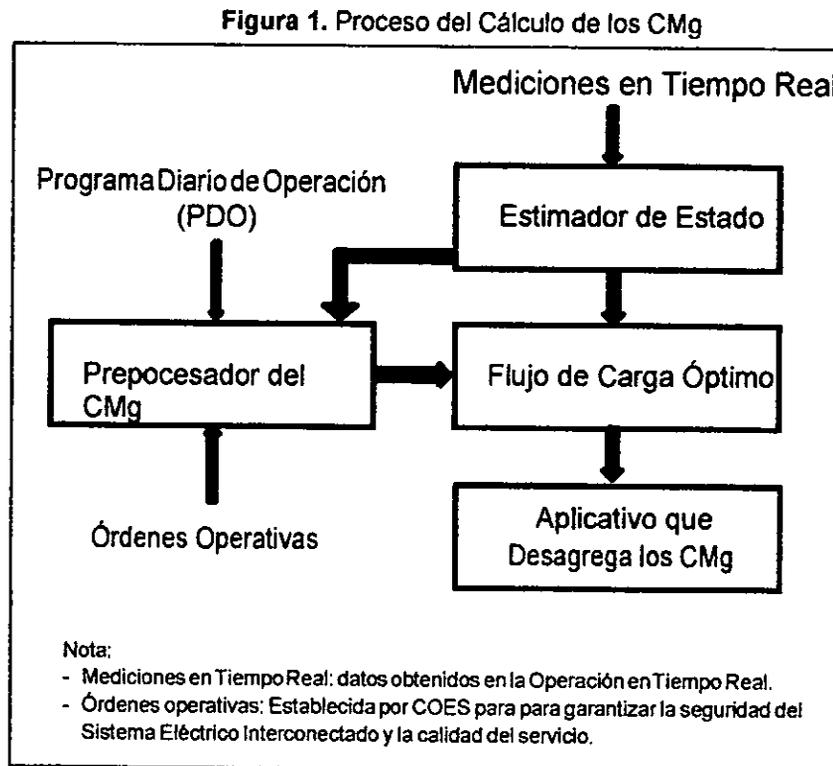
7.1 CÁLCULO DE LOS CMg EN SITUACIÓN NORMAL

*Mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

El proceso de cálculo de los CMg del SEIN se realizará para cada Intervalo CMG del día, considerando la última información válida de dicho periodo, mediante el siguiente conjunto de aplicativos:

- i. Estimador de Estado
- ii. Preprocesador del CMG
- iii. Flujo de Carga Óptimo
- iv. Aplicativo que Desagrega los CMG

La relación entre ellos se presenta en la Figura 1.



7.1.1 Estimador de Estado

Herramienta cuya solución provee un modelo completo y consistente de las condiciones de la operación real basada en mediciones en tiempo real (entradas observables) y en modelos matemáticos que son propios de los sistemas eléctricos de potencia. Además, provee una solución con menor error que las medidas originales.

El Estimador de Estado se utiliza para proveer la base para el cálculo de los CMG ya que proporciona un flujo de potencia convergido del SEIN para cada Intervalo CMG.

Para efectos de la determinación de los CMG, el Estimador de Estado debe poseer un ciclo mínimo de actualización de 1 minuto y debe entregar la siguiente información para cada Intervalo CMG del día:

- Solución de flujo de potencia AC, considerando una tolerancia de convergencia no mayor a 0,05 p.u.
- Potencia activa de las Unidades de Generación modeladas (MW).
- Potencia Activa de la demanda por Barra (MW).

*Mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

- Flujos de potencia en las líneas y transformadores modelados (MW).
- Pérdidas de Transmisión (MW).

7.1.2 Preprocesador del CMg

El Preprocesador del CMg determina las Unidades de Generación térmicas e hidroeléctricas que serán consideradas para participar en la formación de los CMg, además de los periodos con restricciones de transmisión.

Para ello, el Preprocesador del CMg debe considerar las siguientes reglas:

a) Unidades de Generación térmicas e hidroeléctricas consideradas para la formación de los CMg

Serán aquellas que cumplan con los siguientes criterios:

- Estar sincronizadas al SEIN y haber alcanzado su Generación Mínima Técnica.
- Tener la posibilidad de variar su potencia en el Intervalo CMG.
- Para el caso de las Unidades de Generación hidroeléctricas deberán tener capacidad de regulación estacional, semanal u horario.

En caso de tener capacidad de regulación diaria su volumen de embalse debe encontrarse dentro del 5% al 95% de su volumen útil, de lo contrario, no serán considerados en la formación de los CMg.

- Para el caso de las Centrales de Reserva Fría se deberá tener en cuenta los criterios establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N°42 "Régimen aplicable a las Centrales de Reserva Fría de Generación" (PR-42).

En caso una Unidad de Generación térmica o hidroeléctrica no cumpla con los criterios descritos anteriormente, serán representadas con una potencia fija en el Flujo de Carga Óptimo considerando su potencia activa igual al valor determinado por el Estimador de Estado.

b) Modelamiento de las Unidades de Generación térmicas e hidroeléctricas

- Las Unidades de Generación térmicas serán modeladas con un rango de variación que le permita su Velocidad de Carga/Descarga en 10 minutos, sin que este rango supere el siguiente límite superior.

Límite superior = $\text{Max} (P_{\text{Max}} - \%RPF, P_{\text{EstimadorEstado}})$

Donde:

$P_{\text{Max}} - \%RPF$: Potencia Máxima menos el porcentaje de RPF que debe brindar.

$P_{\text{EstimadorEstado}}$: Potencia determinada por el Estimador de Estado para esta unidad.

En caso que una Unidad de Generación esté brindando el servicio de RSF este límite superior será como máximo el valor determinado por el Estimador de Estado más la potencia que dispone descontando lo asignado por RSF.

- A las Unidades de Generación hidroeléctricas con capacidad de regulación estacional, se les asignará como costo incremental el Valor del Agua resultado del modelo de despacho económico para la programación de corto plazo, señalado en el Procedimiento Técnico del COES N° 01 "Programación de la operación de corto plazo" (PR-01).

*Mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

- A las Unidades de Generación hidroeléctricas con capacidad de regulación horaria se le asignará como costo incremental de acuerdo a la fórmula (1).

Donde:

CMgh : Costo incremental a ser utilizado en el Flujo de Carga Óptimo.

VA : Valor del agua determinado en la programación diaria si posee capacidad de regulación horaria.

p : Variable que representa a la potencia de generación de la Unidades de Generación hidroeléctrica en el Flujo de Carga Óptimo y el aplicativo que desagrega los CMg.

pEE : Potencia de la Unidades de Generación hidroeléctrica determinada por el Estimador de Estado.

FF : Se considerará el valor de 0,95 para la aplicación del presente procedimiento.

- Una Unidad de Generación hidroeléctrica con capacidad de regulación horario será modelada con un rango de variación con los límites de generación inferior y superior considerados en el PDO o RDO correspondiente, menos el margen asignado por RPF y RSF.
- La clasificación de las Unidades de Generación hidroeléctricas con capacidad de regulación estacional u horario será la establecida en el Procedimiento Técnico del COES N°41 "Información Hidrológica para la Operación del SEIN" (PR-41).

c) Restricciones de Transmisión

- El límite de transmisión a ser considerado en el Flujo de Carga Óptimo para un elemento o conjunto de elementos de transmisión, será igual al valor que determine el Estimador de Estado, siempre y cuando se califique dicho elemento como en congestión en dicho periodo, para lo cual se tomará en consideración los resultados del PDO y RDO.

El Preprocesador del CMg actualizará la información para cada Intervalo CMG del día.

7.1.3 Flujo de Carga Óptimo

El modelo de Flujo de Carga Óptimo determinará un CMg para cada Intervalo CMG del día, para las barras modeladas del SEIN, tomando como insumo el estado de la red proporcionado por el Estimador de Estado y la calificación de las Unidades de Generación establecida por el Preprocesador del CMg para dicho intervalo.

Las características técnicas mínimas que debe cumplir el Flujo de Carga Óptimo son las siguientes:

1. Flujo de carga en DC que consideren las pérdidas de transmisión.
2. Representación de los costos de las Unidades de Generación, incluyendo en estas representaciones los modos de operación de dichas unidades.

*Mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

3. Consideración de los límites mínimos y máximos de potencia generada por las Unidades de Generación.
4. Consideración de las restricciones de flujos de potencia transmitidas en los enlaces indicadas en el literal c) del numeral 7.1.2 del presente Procedimiento.
5. El Flujo de Carga Óptimo considerara una unidad generadora ficticia por cada barra con demanda, con una potencia ilimitada y con costo variable igual al costo de racionamiento. Si por alguna circunstancia en la solución del Flujo de Carga Óptimo una unidad generadora ficticia obtuviera un valor de potencia distinta de cero en alguna barra de demanda, dicha potencia debe ser restada de la demanda de dicha barra y se procederá a ejecutar nuevamente el Flujo Óptimo de Carga.

7.1.4 Aplicativo que Desagrega los CMg

Una vez determinado el Flujo de Carga Óptimo, el Aplicativo que Desagrega los CMg es responsable de individualizar los CMg en dos componentes: i) Costos Marginales de Energía; y, iii) Costos Marginales de Congestión.

Este módulo debe poseer las siguientes características:

- i. Modelamiento de flujo de carga en DC que consideren las pérdidas de transmisión.
- ii. Considerar el efecto de las pérdidas de transmisión en los CMg.
- iii. Los Costos Marginales de Congestión no deberán variar al cambiar la barra de referencia.

El Aplicativo que Desagrega los CMg se implementará conforme a la formulación matemática que se reproduce en el Anexo 1 del presente Procedimiento.

7.2 CÁLCULO DE LOS CMg ANTE INFORMACIÓN INEXACTA

En caso el COES, en un plazo de dos días hábiles, detecte la existencia de información inexacta o inconsistente, debe corregir la misma hasta el quinto día calendario de haber culminado el mes de valorización, debiendo publicar en el portal de internet del COES un reporte que contenga el sustento de las correcciones y los CMg corregidos. Para efectos del numeral 5, los periodos en el cual se detecte información inexacta o inconsistencias, serán publicados de manera preliminar con los CMg obtenidos en el PDO o RDO.

Frente a la existencia de información inexacta o inconsistente, el COES procederá de la siguiente manera:

- 7.2.1 Datos técnicos errados. Si se detecta que existen parámetros técnicos errados, se reemplazarán dichos datos y se repetirá el cálculo a partir de la etapa en que se utiliza el Estimador de Estado o Preprocesador del CMg, según corresponda.
- 7.2.2 Falla en el intercambio de información en tiempo real, del Estimador de Estado o del Preprocesador del CMg que interfiera el cálculo de los CMg.

Se reemplazará dicha información errónea con la mejor información que disponga el COES (PDO, RDO o el último periodo sin falla), para lo cual podrá solicitar a los Participantes la información necesaria, y con ella se calcularán los CMg.

7.3 CÁLCULO DE LOS CMg CONSIDERANDO INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

*Mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

APLICATIVO QUE DESAGREGA LOS CMg

Los CMg deberán corresponder a un modelo de optimización matemático que represente la generación, demanda y transmisión.

Si bien, los CMg por Barra no se modifican dependiendo de la Barra de referencia que se seleccione, algunas metodologías que descomponen dichos costos en sus componentes de energía y congestión si son dependientes de la Barra de referencia (slack), por lo cual y en virtud de la importancia de la determinación del Costo Marginal Congestión en el MME, se debe seleccionar una metodología de descomposición que no vea afectados sus resultados por la elección de la Barra de referencia.

El primer paso es considerar un flujo de carga ya convergido, para luego realizar un segundo paso de optimización considerando formulaciones que utilizan factores de pérdidas marginales y shift factors, mediante las cuales resulta posible obtener la descomposición de los CMg.

La metodología que se presenta a continuación¹ tiene como ventaja que la selección de la Barra de referencia (también puede ser representada mediante pesos de distribución de diversas barras) no afecta el Costo Marginal de Congestión de cada Barra.

El problema se formula de la siguiente manera:

$$\text{Min } C^T P \dots (1)$$

Sujeto a:

$$e^T(P - L) = \text{Loss}, \quad (\lambda)$$

$$\text{Loss} = LF_W^T * (P - L) + \text{offset}_w, \quad (\tau)$$

$$T_W(P - L - D * \text{Loss}) \leq T^{\text{max}}, \quad (\mu)$$

$$p^{\text{min}} \leq p \leq p^{\text{max}}$$

Dónde:

- C : Vector de costos de los generadores.
- P : Vector de potencias generadas.
- T_W : Matriz de sensibilidad de flujos de potencia en enlaces (Shift Factors) considerando barra slack con distribución w
- Loss : Pérdidas del sistema.
- L : Vector de demanda en barras.
- LF_W : Vector de factores de pérdidas marginales considerando barra slack con distribución w
- D : Vector de distribución de pérdidas, $e^T * D = 1$
- T^{max} : Vector de flujos de potencia máximas en los enlaces
- p^{max} : Vector de potencias generadas máximas
- p^{min} : Vector de potencias generadas mínimas
- λ, τ, μ : Multiplicadores de Lagrange.
- offset_w : Compensación necesaria a fin de preservar el valor de las pérdidas del sistema con el valor obtenido del flujo de carga convergido, considerando barra slack con distribución w. Se determina a partir del flujo de carga convergido previamente.

$$\text{offset}_w = \text{Loss}^* - LF_W^T * (P^* - L)$$

¹ Eugene Litvinov, Tongxin Zheng, Gary Rosenwald, Payman Shamsollahi, Marginal Loss Modeling in LMP Calculation, IEEE Transactions on power system, Vol. 19, N°2, May 2004.

*Mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que el presente Procedimiento Técnico entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

*: Símbolo que se refiere a valores obtenidos del flujo de carga previamente convergido

T : Traspuesta.
e : Vector de unos = $[1, 1, \dots, 1]^T$

El vector de distribución de pérdidas D equivale a la distribución de pérdidas del sistema en cada barra, de acuerdo a la fórmula (2):

$$D_i = \frac{\text{Pérdidas}_i}{\text{Pérdidas totales}} \dots \dots (2)$$

Siendo las pérdidas obtenidas del flujo de carga convergido previamente.

El vector de distribución W , será igual al vector de distribución de pérdidas D .

El vector de pérdidas marginales LF_w será obtenido del flujo de carga previamente convergido.

La matriz Shift Factor será obtenido de la topología y datos de la red de transmisión obtenida por el estimador de estado.

La Componente de Energía se calculará de acuerdo a la fórmula:

$$\tau \times (1 - LF_w) \dots \dots (3)$$

La Componente de Congestión se calculará de acuerdo a la fórmula:

$$T_W^T \times \mu - (T_W \times D \times e^T)^T \times \mu \dots \dots (4)$$

Mientras que el cálculo de la Matriz Shift Factor será:

$$T_{la} = B_l \times (Z_{ai} - Z_{aj}) \dots \dots (5)$$

$$T_{la}^w = T_{la} - \sum_{j=1}^{nbarras} W_j \times T_{lj} \dots \dots (6)$$

Donde:

- T_{la} : shift factor del enlace l en relación a la barra a, que considera una barra slack definida
- D : shift factor del enlace l en relación a la barra a, que considera una barra slack con distribución w
- i, j : barras que une el enlace l
- a : barra del sistema
- B_l : $-x_l / (r_l^2 + x_l^2)$, donde r_l y x_l son la resistencia y reactancia del enlace, expresados en por unidad
- Z : inversa de la Matriz de Admitancia que considera una barra swing
- Z_{ai}, Z_{aj} : elementos a, i y a, j de la matriz Z
- Nbarras : número total de barras del sistema modelado

Cálculo de Factores de pérdidas marginales:

$$LF_a = \sum_l 2 \times r_l \times T_{la} \times F_l^* \dots \dots (7)$$

$$LF_{aw} = \frac{LF_a - \sum_j^{nbarras} W_j \times LF_j}{1 - \sum_j^{nbarras} W_j \times LF_j} \dots \dots (8)$$

Donde:

10.10 Anexo J - Manual de Metodología NCP

(PSR, 2017)

Modelo NCP

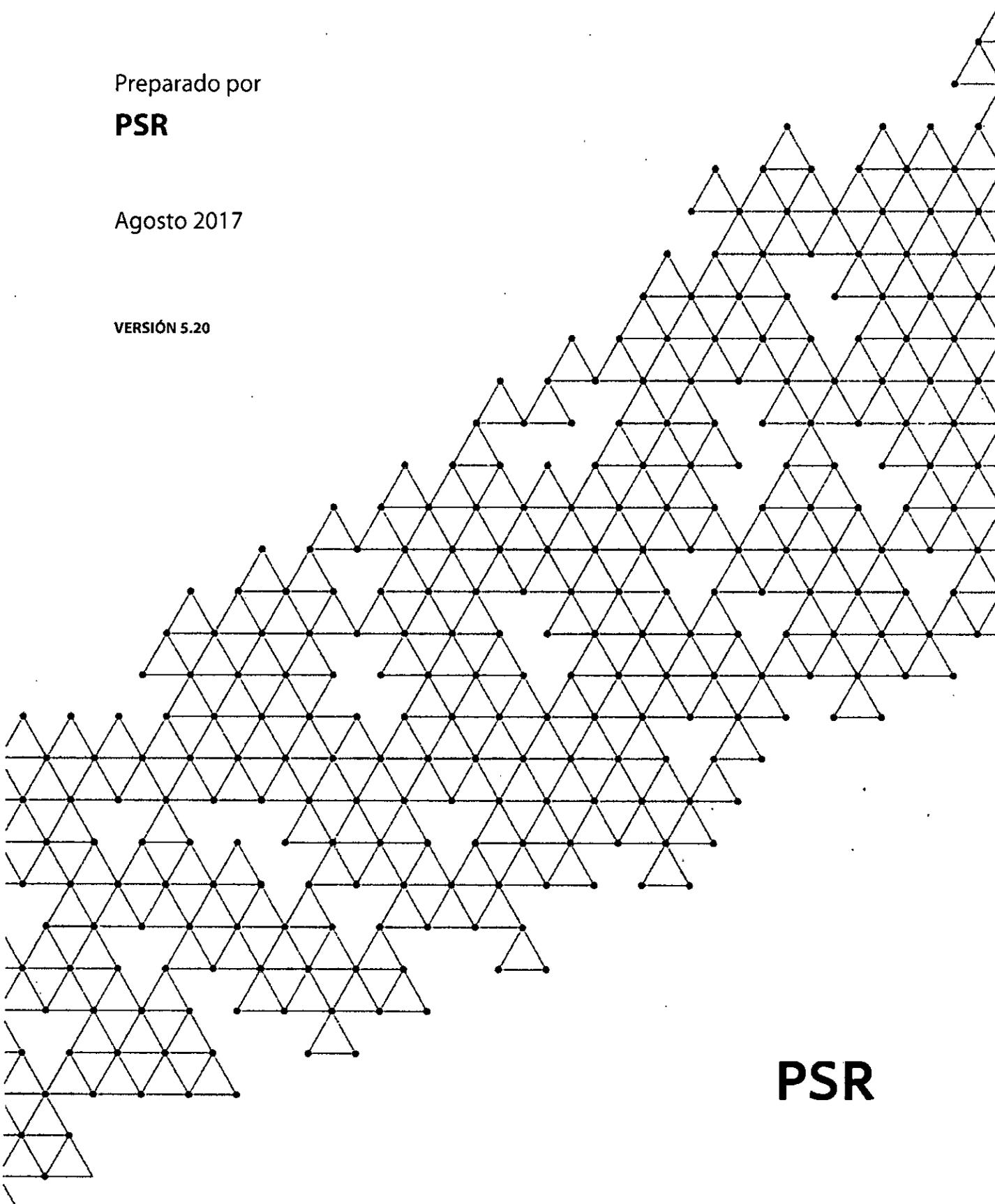
Manual de Metodología

Preparado por

PSR

Agosto 2017

VERSIÓN 5.20



PSR

Índice

1	INTRODUCCIÓN	1
2	FUNCIÓN OBJETIVO.....	3
	2.1 Minimización de costos.....	3
	2.2 Maximización de ingreso neto	3
	2.3 Costo operativo térmico (CO).....	3
	2.3.1 Coeficientes de consumo	4
	2.3.2 Función de consumo.....	4
	2.4 Costo de arranque térmico (CP).....	4
	2.4.1 Costo de parada.....	5
	2.5 Costo de déficit (CD).....	5
	2.6 FCF y FBF	5
	2.7 Ingresos en el mercado spot	6
	2.8 Compra/venta de reserva secundaria.....	7
3	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	8
	3.1 Producción térmica	8
	3.2 Producción de energía hidráulica	8
4	RESTRICCIONES DE LAS TÉRMICAS	10
	4.1 Mínimo tiempo apagado	10
	4.2 Mínimo tiempo en operación	10
	4.3 Máximo tiempo en operación.....	10
	4.4 Unidades forzadas.....	10
	4.5 Máxima rampa de generación de las unidades térmicas	11
	4.6 Máximo número de arranques (horizonte del estudio y diario)	11
	4.7 Efectos de la temperatura	11
	4.8 Térmicas operando en ciclo combinado	12
	4.8.1 Representación individual de los generadores del ciclo combinado.....	12
	4.9 Tiempo mínimo con carga estable para unidades a vapor	12
	4.10 Tiempo mínimo para arranque.....	14
	4.11 Zona prohibida de generación	15
5	RESTRICCIONES EN LOS COMBUSTIBLES.....	16

5.1	Disponibilidad.....	16
5.2	Combustibles alternativos	16
6	OPERACIÓN DE LOS EMBALSES.....	17
6.1	Balance de agua en las plantas hidroeléctricas	17
6.2	Volumen mínimo y máximo.....	17
6.3	Volumen de alerta.....	17
6.4	Volumen mínimo y máximo operativo.....	18
6.5	Volumen de espera	18
6.6	Caudales mínimos de erogación	18
6.7	Caudal de erogación máxima.....	18
6.8	Volumen meta.....	19
6.9	Vertimiento no controlable.....	19
7	RESTRICCIONES ADICIONALES PARA HIDROELÉCTRICAS.....	20
7.1	Commitment.....	20
7.2	Máxima rampa de generación de las hidráulicas	21
7.2.1	Máxima rampa de subida y bajada para caudal defluente total.....	21
7.3	Cámara de Compensación	21
7.4	Zona Prohibida de Generación	22
7.5	Embalse asociado	22
7.6	Valor del agua nulo.....	22
7.7	Oferta de energía.....	22
8	SEGURIDAD EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA.....	23
8.1	Reserva primaria de generación	23
8.2	Reserva secundaria de generación.....	23
8.2.1	Margen de Regulación	24
8.3	Restricciones genéricas de generación	24
8.4	Restricciones generales de generación	25
8.5	Consumos auxiliares.....	25
8.6	Condiciones iniciales de los generadores.....	25
8.7	Reserva fría del sistema.....	26
8.8	Demanda / Oferta elástica	26

9	MODELO DE FLUJO DC CON PÉRDIDAS.....	27
9.1	Modelo de la red de transmisión.....	27
9.2	Suma de flujos en los circuitos.....	27
9.3	Modelo de la red sin pérdidas.....	28
9.4	Modelo de la red con pérdidas.....	29
9.5	Aproximación lineal.....	29
9.6	Número de segmentos para aproximación de las pérdidas.....	30
9.7	Cálculo de la diferencia máxima.....	32
9.8	Criterio de selección de $K(m)$	33
9.9	Número de segmentos vs. criterio de tolerancia relativa.....	34
9.10	Incoherencia del modelo de pérdidas.....	34
9.11	Restricciones de importación/exportación entre áreas eléctricas.....	35
10	PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA POR UNIDAD.....	36
10.1	Caudal turbinado de la unidad obtenido de los puntos del grid.....	39
10.2	Potencia de la unidad obtenida de los puntos del grid.....	39
10.3	Caudal turbinado de la planta obtenido de los puntos del grid.....	40
10.4	Relación caudal turbinado de la unidad y caudal turbinado de la planta.....	40
10.5	Volumen de la planta obtenido de los puntos del grid.....	40
10.6	Variables auxiliares.....	40
10.7	Costo de partida de la unidad hidro.....	40
10.8	Restricción de precedencia.....	41
10.9	Límites de generación por cota.....	41
10.10	Zonas prohibidas.....	41
10.11	Ejemplo de cálculo del grid.....	41

1 INTRODUCCIÓN

El objetivo del manual de metodología es presentar el modelo de programación matemática del NCP. El documento fue elaborado para facilitar al profesional responsable por la programación de la operación semanal, diaria y reprogramaciones, la comparación entre su experiencia diaria con el uso de herramientas o procedimientos diversos y el abordaje analítico (en el ámbito de la programación matemática), utilizado por el NCP.

El texto no discute las técnicas matemáticas para la solución del problema de optimización formulado por el NCP para la operación energética de corto plazo. Existe vasta literatura sobre específica sobre el tema, tal como libros de programación entera y artículos científicos sobre *unit commitment* en revistas de IEEE y otros medios.

El enfoque es describir la formulación matemática del problema de la programación energética óptima. A lo largo del documento se introducen las reglas, restricciones y objetivos generales que en conjunto definen esta programación de las unidades generadores.

El NCP determina la programación óptima de la operación de las plantas del sistema, que es aquella que abastece la demanda del sistema, distribuida en los diversos puntos de la red de transmisión, de manera a cumplir con los siguientes objetivos básicos:

- (i) Atender al mercado consumidor con alta confiabilidad en el suministro;
- (ii) Establecer criterio objetivo y transparente para definición de la programación de la operación del sistema;
- (iii) Aumentar la eficiencia del uso de los recursos disponibles;
 - a. En la visión del operador del sistema, minimizar el costo de producción de la energía, incluyendo costos fijos (ex: arranque de las unidades generadores) y variables (combustibles fósiles y penalidades por violaciones de reglas operativas);
 - b. En la visión del propietario de un conjunto de plantas, maximizar ingresos provenientes de la venta de energía en el mercado spot y pagos asociados al servicio del mercado cautivo (firme) con consideraciones del costo de oportunidad futuro del agua para las centrales hidráulicas;

Las características del problema se traducen en ecuaciones y desigualdades algébricas que serán presentadas y discutidas a lo largo del documento. De las restricciones operativas, podemos destacar:

- (i) Reservas rodantes en las unidades, reservas secundarias por región, área eléctrica o a nivel del sistema;
- (ii) Restricciones especiales de generación, suma de flujos en los circuitos y otras restricciones que aseguran la confiabilidad de suministro de la energía eléctrica;

- (iii) Representación de las ecuaciones de Kirchhoff que rigen las leyes físicas de distribución de los flujos energéticos en la red de transmisión de manera a cumplir abastecer la demanda con los recursos de generación;
- (iv) Restricciones operativas de las unidades generadores sean ellas hidráulicas o térmicas, como: tiempos mínimos de operación, rampas máximas para aumento o reducción de la potencia, máximo número de arranques y otros;
- (v) Restricciones asociadas a las operaciones de los embalses (volúmenes mínimos, volúmenes de alerta y volúmenes de control de inundaciones) y restricciones ambientales (flujos mínimos, irrigación y otros);
- (vi) Acoplamiento entre programación de la operación de corto plazo y estudio de planificación energética con horizontes mayores e integración con modelos eléctricos para verificación de la viabilidad de la operación bajo punto de vista eléctrico (voltaje en las barras, etc.) e identificación de medidas correctivas, como la inyección de potencia reactiva y otros instrumentos;

El NCP resuelve un problema de programación lineal-entera con el objetivo de determinar el despacho óptimo (de mínimo coste o máximo ingreso) para un sistema eléctrico compuesto por plantas hidroeléctricas y termoeléctricas para un horizonte de hasta treinta uno días (744 horas) en etapas de una hora, media hora y quince minutos. Su formulación algébrica es ilustrada en los próximos capítulos.

2 FUNCIÓN OBJETIVO

Existen dos modos para la utilización del NCP: minimizando costos o maximizando ingresos netos. La función objetivo del NCP depende del modo utilizado:

2.1 Minimización de costos

La ecuación (2.1) representa la función objetivo que se desea minimizar.

$$Z = \text{Min } CO + CP + CD + RP + RS + \alpha \quad (2.1)$$

Los costos se dividen en cuatro componentes:

- Costo operativo variable térmico (CO)
- Costo de arranque térmico (CP)
- Costo de déficit energético (CD)
- Función de costo futuro (FCF), que relaciona el valor esperado del costo de producción en el futuro con el volumen de agua almacenado en los embalses. En el SDDP, se representa la FCF por un escalar α y por el conjunto de desigualdades

2.2 Maximización de ingreso neto

La ecuación (2.2) representa la función objetivo que se busca maximizar.

$$Z = \text{Max } GP + \beta + RS - (CO + CP + CD + RP) \quad (2.2)$$

Los términos CO, CA y CD son idénticos al caso de minimización de costos. El ingreso (GP) se calcula por la suma para todas las horas del producto entre el precio spot horario de la energía (\$/MWh) que es una variable exógena al NCP (dato de entrada) y la generación de energía total correspondiente. El escalar β representa el valor esperado de la Función de Beneficio Futuro (FBF). Como en el caso anterior, también depende del volumen almacenado en los embalses. En el modelo MAXREV, también de PSR, la FBF se aproxima por un escalar β y por un conjunto de desigualdades lineales.

2.3 Costo operativo térmico (CO)

Es la suma de los costos operativos de todas las unidades térmicas, en todas las horas, calculado por la siguiente expresión:

$$CO = \sum_j^J \sum_t^T \sum_{k=1}^K c(j, t, k) \times G_T(j, t, k) \quad (2.3)$$

donde:

$c(j, t, k)$	costo variable (\$/MWh) de la unidad j en la hora t , segmento de la curva de eficiencia de producción k
$G_r(j, t, k)$	generación (MWh) de la unidad j en hora t , segmento de la curva de eficiencia de producción k

2.3.1 Coeficientes de consumo

Una representación alternativa del consumo de combustible de las unidades térmicas es través de la definición de los polinomios de la función de consumo (hasta el segundo grado). Esta función relaciona la potencia generada [MW] con el consumo de combustible [unidades de combustible/hora].

2.3.2 Función de consumo

Otra posibilidad es definir directamente los puntos de la función consumo [potencia (MW) x consumo (unidades de combustible/hora)]. Son permitidos para definición hasta diez puntos de la función.

2.4 Costo de arranque térmico (CP)

La restricción a continuación define el costo total de los arranques de las unidades térmicas, calculado por los costos unitarios de arranque $c_p(j, t)$ (k\$) multiplicados por las variables de arranque $y(j, t)$ de cada unidad generadora j .

$$CP = \sum_j \sum_{t=1}^T c_p(j, t) \times y(j, t) \quad (2.4)$$

donde:

$y(j, t)$	asume valor 1 si la unidad térmica j entro en operación (hubo un arranque) en la etapa t ; 0, caso contrario
-----------	--

Los estados de la unidad son representados por las variables binarias $x(j, t)$.

$x(j, t)$	asume valor 1 si la unidad j está despachada en La hora t ; 0, caso contrario
-----------	---

Las próximas cuatro ecuaciones relacionan los estados de las unidades entre dos horas sucesivas. Si la unidad j no estaba despachada en la hora $t-1$, pero se encuentra despachada en la hora t , significa que hubo un arranque en t , luego la variable $y(j, t)$ asume valor unitario.

$$y(j, 1) - x(j, 1) + x_0(j) \geq 0 \quad t = 1 \quad (2.5)$$

$$y(j,1) + x(j,1) + x_0(j) \leq 2 \quad t = 1 \quad (2.6)$$

donde:

$x_0(j)$ condición inicial de la unidad térmica j al inicio del estudio, definida por el usuario (0 - apagada; 1 - en línea)

$$y(j,t) - x(j,t) + x(j,t-1) \geq 0 \quad t = 2..T \quad (2.7)$$

$$y(j,t) + x(j,t) + x_0(j,t-1) \leq 2 \quad t = 2..T \quad (2.8)$$

2.4.1 Costo de parada

De manera contraria, en algunos sistemas existe el concepto de costo de parada, donde hay un costo asociado a operación de apagamiento de la unidad térmica. Es posible definir este costo, tal cual el costo de arranque, en los datos de configuración de unidades térmicas.

2.5 Costo de déficit (CD)

La restricción a continuación representa el costo de déficit del sistema asociado a eventuales racionamientos de energía. Es la suma del producto de los racionamientos en cada barra n del sistema de transmisión $\Delta(n,t,k)$ multiplicado por el costo unitario (\$/MWh) del racionamiento de cada segmento de déficit k , $c_{\Delta}(k)$. La utilización del NCP sin representación de la red de transmisión se puede interpretar como $n = 1$.

$$CD = \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^D c_{\Delta}(k) \times \Delta(n,t,k) \quad (2.9)$$

Los segmentos de déficit se representan en términos de un % de la demanda de cada sistema. Los costos incrementales de cada segmento se expresan en términos de \$/MWh y deben ser crecientes con la profundidad del mercado no abastecido.

2.6 FCF y FBF

El conjunto de P segmentos lineales a continuación representa la Función de Costo Futuro (FCF). Los coeficientes de cada segmento p , Z_p e π_p son generados por el modelo SDDP por medio de la creación de la "función terminal", siendo directamente leídos por el NCP. Estos segmentos lineales se aplican al volumen almacenado $V(i,T)$ de cada embalse i en la etapa T , que es la última del horizonte estudiado.

$$\alpha \geq Z_p + \sum_{i=1}^I \pi_p(i) \times V(i,T) \quad p = 1..P \quad (2.10)$$

Se muestra a continuación una representación gráfica de la FCF para un embalse, con $P = 3$.

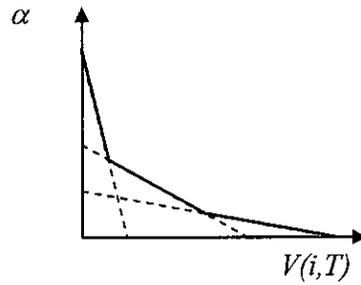


Fig. 2.1

El conjunto de P segmentos lineales a continuación representa la Función de Beneficio Futuro (FBF). Los coeficientes de cada segmento p , R_p e π_p se producen por el modelo MAXREV por medio de la creación de la “función terminal”, siendo directamente leídos por el NCP. Estos segmentos lineales se aplican al volumen almacenado $V(i,T)$ de cada embalse i en la etapa T , que es la última del horizonte del estudio.

$$\beta \leq R_p + \sum_{i=1}^I \pi_p(i) \times V(i,T) \quad p = 1..P \quad (2.11)$$

Se muestra a continuación una representación gráfica de la FBF para un embalse, con $P = 3$.

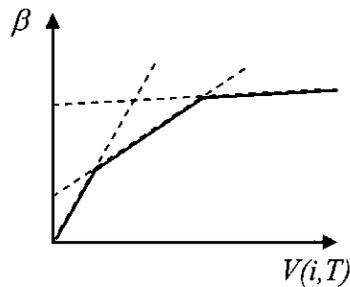


Fig. 2.2

2.7 Ingresos en el mercado spot

La ecuación a continuación representa el término asociado al ingreso spot proveniente de la generación de energía en plantas hidráulicas y unidades generadoras térmicas.

$$GP = \sum_t^T \sum_i^{NH} \pi(t) \cdot G_H(i,t) + \sum_t^T \sum_j^{NT} \sum_{k=1}^K \pi(t) \cdot G_T(j,t,k) \quad (2.12)$$

donde:

- $\pi(t)$ precio de energía en el mercado spot (\$/MWh)
- $G_H(i,t)$ generación de la planta hidráulica i en la etapa t

$G_r(j, t, k)$ generación de la unidad térmica j en la etapa t , segmento de producción k

2.8 Compra/venta de reserva secundaria

Las ecuaciones a continuación representan los términos asociados a compra (RP) y venta (RS) de reserva secundaria:

$$RP = \sum_{m=1}^{NR} \sum_{t=T_1}^{T_2} \pi_p(t) \cdot s_p^{UP}(m, t) + \sum_{m=1}^{NR} \sum_{t=T_1}^{T_2} \pi_p(t) \cdot s_p^{DW}(m, t) \quad (2.13)$$

$$RS = \sum_{i \in A} \sum_{t=T_1}^{T_2} \pi_s^{UP}(i, t) \cdot R^{UP}(i, t) + \sum_{i \in B} \sum_{t=T_1}^{T_2} \pi_s^{DW}(i, t) \cdot R^{DW}(i, t) \quad (2.14)$$

donde:

$R^{UP}(i, t)$	reserva secundaria para subir de la central (hidro/térmica) i en la etapa t
$R^{DW}(i, t)$	reserva secundaria para bajar de la central (hidro/térmica) i en la etapa t
$\pi_s^{UP}(i, t)$	oferta de la reserva para subir de la central (hidro/térmica) i en la etapa t
$\pi_s^{DW}(i, t)$	oferta de la reserva para bajar de la central (hidro/térmica) i en la etapa t
$s_p^{UP}(m, t)$	compra de reserva secundaria para subir por el sistema en la etapa t
$s_p^{DW}(m, t)$	compra de reserva secundaria para bajar por el sistema en la etapa t
$\pi_p(t)$	precio de la reserva secundaria en la etapa t (asociado a variable de holgura)
T_1, T_2	etapas inicial e final de la restricción de reserva secundaria m
NR	número de restricciones de reserva secundaria para subir o bajar
$i \in A$	centrales hidro/térmica pertenecientes la restricción de reserva para subir
$i \in B$	centrales hidro/térmica pertenecientes la restricción de reserva para bajar

3 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

3.1 Producción térmica

Es posible representar unidades térmicas con factores de consumo específico (unidades de combustible/MWh) variando de un hasta tres segmentos de acuerdo con la potencia despachada de la unidad. En este caso el costo operativo de la unidad térmica resultante es una función lineal por parte:

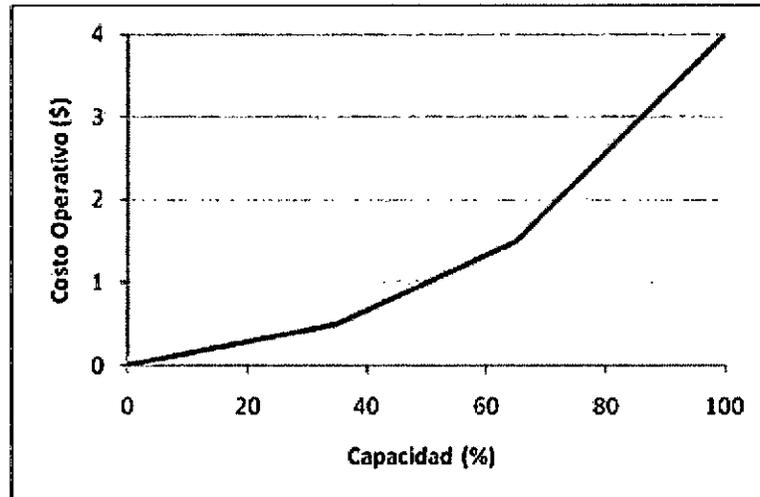


Fig. 3.1

Se observa que los costos operativos unitarios son crecientes: por ejemplo, los primeros 35% de la capacidad tienen un costo unitario menor que los siguientes 30% de generación.

Este tipo de planta se representa con tres variables de generación térmica, cada una con un costo unitario (\$/MWh) igual a $c(j,t,k)$, con $k = 1, 2, 3$. Estas variables tienen los siguientes límites operativos:

$$0 \leq G_T(j,t,k) \leq \sigma(j,k) \cdot P(j,t) \quad (3.1)$$

donde:

$\sigma(j,k)$ factor de participación del segmento de producción k en la potencia disponible de la unidad j

$P(j,t)$ potencia disponible de la unidad j en la etapa t

$G_T(i,t)$ generación de la unidad j en la etapa t , segmento de producción k

3.2 Producción de energía hidráulica

La producción hidroeléctrica de cada planta se determina por medio del producto entre el factor de producción y el caudal turbinado, como muestra la siguiente ecuación:

$$G_H(i,t) = \rho(i,t) \cdot Q(i,t) \quad (3.2)$$

donde:

$\rho(i,t)$ factor de producción medio de la planta i en la etapa t . Se calcula por el producto de una constante, la altura de caída de la planta y la eficiencia del conjunto turbina/generador ($MW/m^3/s$)

$Q(i,t)$ caudal turbinado de la planta i en la etapa t (m^3/s)

$G_H(i,t)$ generación de la planta i en la etapa t (MWh)

Las próximas ecuaciones definen respectivamente los límites mínimos y máximos del volumen de agua almacenada y del volumen turbinado por las plantas hidroeléctricas.

$$Q_{\min}(i,t) \leq Q(i,t) \leq Q_{\max}(i,t) \quad t = 1..T \quad (3.3)$$

$$V_{\min}(i,t) \leq V(i,t) \leq V_{\max}(i,t) \quad t = 1..T \quad (3.4)$$

El conjunto de ecuaciones a seguir indica los límites de caudal turbinado mínimo y máximo plantas representadas con variables de *commitment*. Las variables $x_H(i,t)$ son enteras $\{0,1\}$

$$x_H(i,t) \cdot Q_{\min}(i,t) \leq Q(i,t) \leq x_H(i,t) \cdot Q_{\max}(i,t) \quad t = 1..T \quad (3.5)$$

NCP también permite una representación más detallada de la producción hidráulica, por medio de un modelo de producción por unidad generadora (ver capítulo 10), o utilizar la tabla de factor de producción variable a través de una combinación convexa entre el volumen almacenado y el caudal turbinado para el cálculo de la producción por central hidroeléctrica.

4 RESTRICCIONES DE LAS TÉRMICAS

Las ecuaciones a continuación representan restricciones operativas para las unidades térmicas en el corto plazo.

4.1 Mínimo tiempo apagado

El conjunto de restricciones a continuación representa el tiempo mínimo (horas) que cada unidad térmica debe permanecer fuera de línea antes de poder volver a entrar en operación.

$$x(j, t-1) - x(j, t) + x(j, k) \leq 1 \quad t = 2..T-1; k = t+1..min\{T, t+\tau_d(j)-1\} \quad (4.1)$$

donde:

$d(j)$ mínimo tiempo que la unidad j debe permanecer fuera de línea (horas)

4.2 Mínimo tiempo en operación

El conjunto de restricciones a continuación representa el tiempo mínimo (horas) que cada unidad térmica debe permanecer en línea antes de poder salir de operación en una hora cualquiera.

$$x(j, t-1) - x(j, t) + x(j, k) \geq 0 \quad t = 2..T-1; k = t+1..min\{T, t+\tau_u(j)-1\} \quad (4.2)$$

donde:

$u(j)$ tiempo mínimo que la unidad j debe permanecer en línea una vez encendida

4.3 Máximo tiempo en operación

El conjunto de restricciones a continuación representa el tiempo máximo (horas) que una unidad térmica puede permanecer encendida.

$$\sum_{k=0}^{\min(T-t, \tau_u(j)+1)} x(j, t+k) \leq \tau_u(j) \quad t = 2..T-1 \quad (4.3)$$

donde:

$\tau_u(j)$ máximo tiempo que la unidad j puede permanecer en línea (horas)

4.4 Unidades forzadas

Al seleccionar una unidad térmica *commitment* como forzada en cualquier etapa t , se fija la variable *commitment* $x(j,t)$ con valor igual a 1 en esta etapa, o sea, su generación será forzada, mismo que esta no sea una decisión económica.

4.5 Máxima rampa de generación de las unidades térmicas

Las ecuaciones a continuación definen las restricciones de máxima rampa para aumento o reducción de potencia en las unidades térmicas, respectivamente.

$$\sum_{k=1}^K [G_T(j, t, k) - G_T(j, t-1, k)] \leq \bar{r}(j) \quad t = 1..T \quad (4.4)$$

$$\sum_{k=1}^K [G_T(j, t, k) - G_T(j, t-1, k)] \geq -\underline{r}(j) \quad t = 1..T \quad (4.5)$$

donde:

$\bar{r}(j)$ rampa máxima para incremento de potencia en la unidad térmica j (MW/h)

$\underline{r}(j)$ rampa máxima para disminución de potencia en la unidad térmica j (MW/h)

4.6 Máximo número de arranques (horizonte del estudio y diario)

La ecuación a continuación define el máximo número de ocasiones que una cada unidad térmica puede arrancar en el horizonte del estudio

$$\sum_{t=1}^T y(j, t) \leq \bar{A}(j) \quad (4.6)$$

donde:

$\bar{A}(j)$ máximo número de arranques autorizados en el horizonte del estudio

La ecuación a continuación define el máximo número de ocasiones que una cada unidad térmica puede arrancar en cada día (24 horas) del estudio

$$\sum_{t=1}^{ND} y(j, t) \leq \overline{AD}(j) \quad (4.7)$$

donde:

$\overline{AD}(j)$ máximo número de arranques diarios autorizados

4.7 Efectos de la temperatura

Algunas unidades térmicas tienen significativa alteración de sus potencias máximas y consumos específicos en función a la temperatura ambiente. Esta relación entre temperatura y consumo específico y entre temperatura y la potencia puede ser ingresada en el NCP por medio de tablas. Adicionalmente se definen una serie de temperaturas horarias prevista para la duración del estudio. Con base en la temperatura informada y las tablas, el NCP por medio de interpolación, encuentra la potencia y consumo específicos horarios correspondientes.

4.8 Térmicas operando en ciclo combinado

Existe un tratamiento específico para unidades ciclo acordado, compuestas por unidades a gas natural y de vapor. Para cada unidad se definen las configuraciones posibles (configuración de unidades de gas y vapor que pueda estar en operación) de acuerdo a sus características operativas. Para cada configuración se definen los datos operativos correspondientes (potencia, consumo específico, etc.). Naturalmente, se agrega una restricción al NCP para que solamente una configuración pueda estar activa (en operación) en cada etapa.

$$\mathcal{F}(CC, t) = \sum_{j \in CC} w(j, t) \cdot \sum_{k=1}^K G_T(j, t, k) \quad t = 1..T \quad (4.8)$$

$$\sum_{j \in CC} w(j, t) \leq 1 \quad t = 1..T \quad (4.9)$$

onde:

$\mathcal{F}(CC, t)$ generación de la ciclo combinado

$w(j, t)$ variable auxiliar, =1, si la configuración j está en operación; =0 caso contrario;

$\mathcal{F}_T(j, t, k)$ generación de la configuración j en la etapa t, tramo de producción k

4.8.1 Representación individual de los generadores del ciclo combinado

En esta representación alternativa, no es más necesario definir cada configuración operativa de un ciclo combinado, y sí, solamente cada uno de los elementos (turbinas a gas y turbina a vapor de cada ciclo). Sin embargo, es necesario definir la relación entre la generación de estos elementos, o sea, la función que relaciona la generación de las turbinas a gas versus la generación de la turbina a vapor. Esta representación está disponible en la pantalla de configuración de ciclo combinado.

El tiempo mínimo para acoplamiento de los generadores en el ciclo combinado, así como el costo asociado también están disponibles en esta representación alternativa.

4.9 Tiempo mínimo con carga estable para unidades a vapor

Esta restricción se aplica aquellas unidades (generalmente a vapor) que deben permanecer un número mínimo de horas con carga estable antes de poder modificar el sentido de variación de carga. Estas unidades presentan la restricción de que no pueden reducir su producción en una hora t, si la producción estuvo creciente en las horas anteriores. Análogamente, no pueden aumentar su producción en una hora t, si la producción fue decreciente en las horas anteriores. Así, en los dos casos la unidad debe permanecer en carga estable por un mínimo número de horas antes de poder apocar o aumentar su potencia, como es presentado en las figuras a continuación:

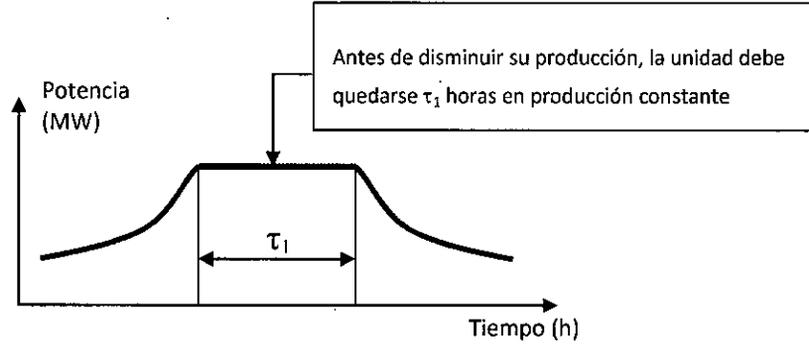


Fig. 4.1

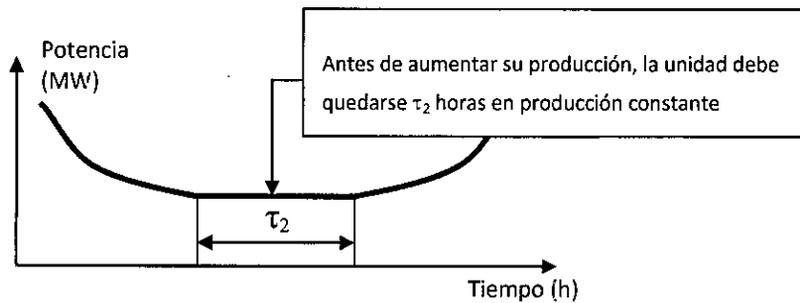


Fig. 4.2

Las siguientes restricciones para unidades con este tipo de característica operativa sano incluidas:

$$P(j,t) \cdot Z_s(j,t) \geq \sum_{k=1}^K [G_T(j,t,k) - G_T(j,t-1,k)] \quad t = 1..T \quad (4.10)$$

$$\sum_{k=1}^K [G_T(j,t+m,k) - G_T(j,t,k)] \geq P(j,t) \cdot (Z_s(j,t) - 1) \quad t = 1..T \quad (4.11)$$

$$Z_s(j,t) \in \{0,1\} \quad t = 1..T \quad (4.12)$$

donde:

$P(j,t)$ capacidad disponible

$G_T(j,t,k)$ generación de la unidad térmica j en la etapa t , tramo de producción k

$Z_s(j,t)$ variable binaria, =1 si la unidad está tomando carga; =0, caso contrario

τ_1 mínimo número de horas que la unidad debe permanecer en carga estable antes de disminuir su producción

Las restricciones en el sentido contrario son las siguientes:

$$P(j,t) \cdot Z_d(j,t) \geq \sum_{k=1}^K [G_T(j,t-1,k) - G_T(j,t,k)] \quad t = 1..T \quad (4.13)$$

$$\sum_{k=1}^K [G_T(j,t,k) - G_T(j,t+m,k)] \geq P(j,t) \cdot (Z_d(j,t) - 1) \quad t = 1..T \quad (4.14)$$

$$Z_d(j,t) \in \{0,1\} \quad t = 1..T \quad (4.15)$$

donde:

$Z_d(j,t)$ variable binaria, =1 si la unidad está disminuyendo producción; =0 caso contrario

τ_2 mínimo número de horas que la unidad debe permanecer en carga estable antes de aumentar su producción

El primer grupo de restricciones obliga que $Z_s(j,t)$ sea igual a 1 cuando la unidad aumenta su producción con respecto la hora anterior. El segundo grupo de restricciones obliga que $Z_s(j,t)$ sea 0 si resulta económico la unidad reducir su producción.

Hay también la posibilidad de limitar el número de variaciones de carga (aumento/disminución) a través de la definición de un límite máximo para las modificaciones de sentido, tal como muestra las siguientes ecuaciones:

$$[Z_s(j,t) - y(j,t)] + [Z_d(j,t) - d(j,t)] \leq \overline{MV}(j) \quad t = 1..T \quad (4.16)$$

donde:

$d(j,t)$ asume valor igual a 1 si la unidad térmica j salió de operación (hubo un desligamiento) en la etapa t; 0, caso contrario

$\overline{MV}(j)$ máximo número de variaciones de carga de la unidad térmica j

4.10 Tiempo mínimo para arranque

En algunas unidades térmicas hay un tiempo mínimo para el arranque que depende de la temperatura del generador. En otras palabras, con base en el estado térmico del generador, el arranque puede tomar tiempos mínimos distintos hasta el sincronismo con la red de transmisión. Para que la restricción se active, el usuario define cuales son los tiempos mínimos para arranque en los estados cálido y frío, así como el tiempo necesario para que se considere el generador en estado frío (número de horas apagado). Caso el generador esté apagado, pero en un número de horas menor que el considerado para estar frío, se considera que el estado térmico es cálido.

4.11 Zona prohibida de generación

Así como para algunos generadores hidráulicos, que poseen zonas prohibidas de generación debido a cavitación de las turbinas, es posible definir zonas prohibidas (límite mínimo y máximo) de operación para las centrales térmicas. Normalmente están relacionadas con intervalos de generación inestables y por esta razón, no son operacionales.

5 RESTRICCIONES EN LOS COMBUSTIBLES

5.1 Disponibilidad

El conjunto de ecuaciones (5.1) define térmicas con restricciones de máximo consumo de combustible en el período del estudio. El factor $w(j,k)$ es el consumo específico de la unidad j en el tramo de operación k (unidades de combustible por MWh producido) y $C(j)$ es la cantidad de combustible disponible para la unidad j . Esta restricción se define para todos combustibles m sujetos a restricciones de disponibilidad. $MCC(m)$ es el conjunto compuesto por las unidades j que utilizan el combustible restringido M .

$$\sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K G_T(j,t,k) \cdot w(j,k) \leq C(j) \quad j \in MCC(m) \quad (5.1)$$

5.2 Combustibles alternativos

Unidades con combustibles alternativos pueden ser modeladas en el NCP cual si fuesen unidades distintas, con sus características operativas específicas (consumo específico, etc.)

Las ecuaciones para una térmica con dos combustibles alternativos (el caso con más combustibles es enteramente análogo) son:

$$\sum_{k=1}^K G_T(1,t,k) \leq \bar{G}(1,t) \cdot N(1,t) \quad t = 1..T \quad (5.2)$$

$$\sum_{k=1}^K G_T(2,t,k) \leq \bar{G}(2,t) \cdot N(2,t) \quad t = 1..T \quad (5.3)$$

$$N(1,t) + N(2,t) \leq 1 \quad t = 1..T \quad (5.4)$$

donde:

$\bar{G}(1,t)$, $\bar{G}(2,t)$	capacidad máxima de cada configuración en la etapa t
$N(1,t)$, $N(2,t)$	variables binarias que designan la configuración de combustible seleccionada
$G_T(1,t,k)$	generación de la configuración 1 en la etapa t , tramo de producción k
$G_T(2,t,k)$	generación de la configuración 2 en la etapa t , tramo de producción k

6 OPERACIÓN DE LOS EMBALSES

6.1 Balance de agua en las plantas hidroeléctricas

El conjunto de restricciones a continuación representa el balance hidráulico en cada planta hidráulica, donde $V(i,t)$ representa el volumen almacenado del agua en la planta i , etapa T . El volumen turbinado se representa por $Q(i,t)$, mientras que el volumen vertido es $S(i,t)$. Es posible representar el tiempo de viaje del agua entre dos plantas en cascada, siendo τ_m es el tiempo de recorrido entre la planta aguas arriba m y la planta en cuestión i . Para cada planta i , $M(i)$ es el conjunto de plantas ubicadas inmediatamente aguas arriba de i . El aporte natural incremental a la planta i se representa por $A(i,t)$, mientras que el riego y la evaporación son representados por $I(i,t)$ y $E(i,t)$, respectivamente.

$$V_{i,t+1} = V_{i,t} + A_{i,t} - Q_{i,t} - S_{i,t} - I_{i,t} - E_{i,t} + \sum_m \sum_k^{m \in M(i)} FP_{m,t-k}^Q \cdot Q_{m,t-k} + \sum_m \sum_k^{m \in M(i)} FP_{m,t-k}^S \cdot S_{m,t-k} \quad (6.1)$$

donde:

FP^Q, FP^S factores de repartición proporcional de los caudales turbinados y vertidos

Estos factores representan la fracción del agua liberada en la planta aguas arriba m en la etapa $t-k$ (con $k > 0$) que llega a la planta i en la etapa vigente t .

Por ejemplo, si el tiempo de recorrido del agua entre el embalse aguas arriba A y el embalse aguas abajo B es de 0.2 horas, esto significa que 80% de todo el agua que sale de A llega en B en la misma hora, mientras que los 20% restantes llegan en la etapa siguiente.

6.2 Volumen mínimo y máximo

Las próximas ecuaciones definen respectivamente los límites mínimos y máximos del volumen de agua almacenada y del volumen turbinado por las plantas hidroeléctricas.

$$V_{\min}(i,t) \leq V(i,t) \leq V_{\max}(i,t) \quad t = 1..T+1 \quad (6.2)$$

El modelo contempla una serie de restricciones adicionales relacionadas a la operación de embalses, tales como: volumen de alerta, volumen mínimo operativo, volumen de espera, caudal de erogación mínimo y máximo, y desvíos de agua para irrigación.

El no cumplimiento de estas restricciones se penaliza en la función objetivo a través de valores definidos en la interfaz gráfica o definido automáticamente por el NCP en función de la prioridad seleccionada.

6.3 Volumen de alerta

$$V(i,t) + \delta V_{Ale}(i,t) \geq V_{Ale}(i,t) \quad t = 1..T \quad (6.3)$$

donde:

$\delta V_{Ale}(i,t)$ variable de holgura asociada a la violación del volumen de alerta, penalizada en la función objetivo

$V_{Ale}(i,t)$ volumen de alerta de la planta i en la etapa t

6.4 Volumen mínimo y máximo operativo

$$V(i,t) + \delta V_{Min}(i,t) \geq V_{Min}(i,t) \quad t = 1..T \quad (6.4.a)$$

$$V(i,t) - \delta V_{Max}(i,t) \leq V_{Max}(i,t) \quad t = 1..T \quad (6.4.b)$$

donde:

$\delta V_{Min}(i,t)$ variable de holgura asociada a la violación volumen mínimo, penalizada en la función objetivo

$\delta V_{Max}(i,t)$ variable de holgura asociada a la violación volumen máximo, penalizada en la función objetivo

$V_{Min}(i,t)$ volumen mínimo operativo de la planta i en la etapa t

$V_{Max}(i,t)$ volumen máximo operativo de la planta i en la etapa t

6.5 Volumen de espera

$$V(i,t) \leq V_{Esp}(i,t) \quad t = 1..T \quad (6.5)$$

donde:

$V_{Esp}(i,t)$ volumen de espera de la planta i en la etapa t

6.6 Caudales mínimos de erogación

$$Q(i,t) + S(i,t) + \delta D_{Min}(i,t) \geq D_{Min}(i,t) \quad t = 1..T \quad (6.6)$$

donde:

$Q(i,t)$ caudal turbinado por la planta i en la etapa t

$S(i,t)$ caudal vertido por la planta i en la etapa t

$\delta D_{Min}(i,t)$ variable de holgura asociada a la violación del caudal de erogación mínimo, penalizada en la función en la función objetivo

$D_{Min}(i,t)$ caudal de erogación mínimo de la planta i en la etapa t

6.7 Caudal de erogación máxima

$$Q(i,t) + S(i,t) - \delta D_{Max}(i,t) \leq D_{Max}(i,t) \quad t = 1..T \quad (6.7)$$

donde:

$\delta D_{Max}(i, t)$ variable de holgura asociada a la violación del máximo caudal de erogación, penalizada en la función objetivo

$D_{Max}(i, t)$ máximo caudal de erogación de la planta i en la etapa t

6.8 Volumen meta

Caso exista un volumen meta para la planta i , existirá una restricción adicional del tipo:

$$V_{meta\min}(i) \leq V(i, T+1) \leq V_{meta\max}(i) \quad (6.8)$$

6.9 Vertimiento no controlable

Esta restricción es aplicada a los embalses que solo pueden verter cuando el nivel de almacenamiento está en el máximo, o sea, no hay control sobre la operación de vertimiento. La representación de esta restricción es definida por las siguientes ecuaciones:

$$S(i, t) \leq Big \cdot x_S(i, t) \quad t = 1..T \quad (6.9)$$

$$x_S(i, t) \leq \frac{V(i, t+1)}{V_{\max}(i, t)} \quad t = 1..T \quad (6.10)$$

$$x_S(i, t) \in \{0, 1\} \quad t = 1..T \quad (6.11)$$

donde:

$x_S(i, t)$ variable binaria que asume valor 1 cuando el embalse está en su nivel de almacenamiento máximo y 0, caso contrario

7 RESTRICCIONES ADICIONALES PARA HIDROELÉCTRICAS

7.1 Commitment

Las ecuaciones a continuación definen los estados (en línea/fuera de línea) de las plantas hidráulicas *commitment*, así como la definición de los arranques. Estas variables son análogas a las definidas para las térmicas *commitment*.

$$y_H(i,1) - x_H(i,1) + x_0(i) \geq 0 \quad t = 1 \quad (7.1)$$

$$y_H(i,1) + x_H(i,1) + x_0(i) \leq 2 \quad t = 1 \quad (7.2)$$

donde:

$x_0(i)$ condición inicial de la planta hidráulica i al inicio del estudio, definida por el usuario (0 = apagada; 1 = encendida)

$$y_H(i,t) - x_H(i,t) + x_H(i,t-1) \geq 0 \quad t = 2..T \quad (7.3)$$

$$y_H(i,t) + x_H(i,t) + x_H(i,t-1) \leq 2 \quad t = 2..T \quad (7.4)$$

La próxima ecuación define el máximo número de veces que cada hidráulica *commitment* puede arrancar en el período abarcado por el estudio.

$$\sum_{t=1}^T y_H(i,t) \leq \bar{A}(i) \quad (7.5)$$

donde:

$\bar{A}(i)$ máximo número de arranques permitido en la planta i

La próxima ecuación define el máximo número de veces que cada hidráulica *commitment* puede arrancar en cada día (24 horas) del estudio.

$$\sum_{t=1}^{ND} y_H(i,t) \leq \overline{AD}(i) \quad (7.6)$$

donde:

$\overline{AD}(i)$ máximo número de arranques diarios permitidos en la planta i

7.2 Máxima rampa de generación de las hidráulicas

Las próximas ecuaciones definen las restricciones de máxima rampa para aumento o reducción de potencia en las plantas hidráulica, respectivamente.

$$G_H(i,t) - G_H(i,t-1) \leq \bar{r}(i) \quad t = 1..T \quad (7.7)$$

$$g(i,t) - g(i,t-1) \geq -\underline{r}(i) \quad t = 1..T \quad (7.8)$$

donde:

$\bar{r}(i)$ rampa máxima para incremento de potencia en la hidráulica i (MW/h)

$\underline{r}(i)$ rampa máxima para disminución de potencia en la hidráulica i (MW/h)

Además de la rampa caliente, es posible definir una rampa alternativa para las condiciones de resfriamiento del generador, o sea, caso el generador esté apagado por un período mayor que el definido por el usuario, el modelo utilizará la rampa fría, que por definición es más restricta que la caliente.

7.2.1 Máxima rampa de subida y bajada para caudal defluente total

Siguiendo el mismo concepto del numeral 7.2, los caudales defluentes totales (turbinamiento + vertimiento) de las centrales hidráulicas pueden ser limitados través de la definición de rampas máximas de subida y bajada.

7.3 Cámara de Compensación

Esta restricción relaciona la potencia máxima de un generador en función del volumen almacenado en una cámara de compensación. En el NCP esta relación lineal: si la cámara de compensación tiene almacenado una fracción $x\%$ de su volumen máximo en cierto instante, la generación en la planta asociada también estará limitada a $x\%$ de su capacidad máxima. Matemáticamente:

$$\frac{V(r,t) - V_{\min}(r)}{V_{\max}(r) - V_{\min}(r)} \cdot P(i,t) \geq G_H(i,t) \quad t = 1..T \quad (7.9)$$

donde:

$V(r,t)$ volumen almacenado del embalse r en la etapa t

$V_{\min}(r)$ volumen mínimo del embalse r

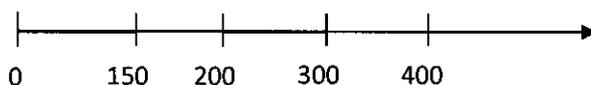
$V_{\max}(r)$ volumen máximo del embalse r

$P(i,t)$ potencia disponible de la planta hidráulica i en la etapa t

$G_H(i,t)$ generación de la hidráulica i en la etapa t

7.4 Zona Prohibida de Generación

Existen centrales que poseen zonas “prohibidas” de generación debido a restricciones operativas de cada generador, tales como trepidación, donde no es posible operar abajo de un dado nivel de caudal turbinado. Esa conjunción de valores mínimos operativos de cada unidad generadora puede crear zonas “prohibidas” de generación en la central. A continuación un ejemplo de una central con dos unidades que poseen mínimo caudal turbinado igual a $150 \text{ m}^3/\text{s}$ y máximo caudal turbinado igual a $200 \text{ m}^3/\text{s}$:



La central no puede operar en los intervalos $0-150 \text{ m}^3/\text{s}$ y $200-300 \text{ m}^3/\text{s}$, y esto puede ser representado en el modelo a través de la definición de los valores de mínimo y máximo caudal turbinado para cada unidad generadora pertenecientes a la central¹.

7.5 Embalse asociado

Al seleccionar un embalse asociado para centrales de pasada, el factor de producción de la central de pasada es sustituido por el factor de producción del embalse asociado.

7.6 Valor del agua nulo

El usuario puede indicar las etapas donde los embalses están en condición de vertimiento atribuyendo a estas etapas el valor del agua nulo. En estas etapas, las centrales van a maximizar el caudal turbinado de manera que el desperdicio del agua sea el menor posible. Esta restricción puede ser desconsiderada caso la definición de las condiciones iniciales del embalse y los caudales incrementales estén coherentes con la situación real del embalse.

7.7 Oferta de energía

Los generadores hidráulicos pueden hacer ofertas económicas para “vender” la energía generada bajo un precio definido por etapa. Esta restricción solo es aplicable en ambientes de mercado, donde las ofertas de energía hidráulica son permitidas.

¹ Esta restricción solo es válida para centrales hidráulicas con representación *commitment*

8 SEGURIDAD EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

8.1 Reserva primaria de generación

La reserva primaria puede ser definida como: (i) un valor porcentual que se aplica a cada planta del sistema, (ii) a partir de la definición de un porcentaje de la capacidad disponible de la planta (potencia instalada – MW en mantenimiento) o (iii) por medio de un valor absoluto (MW) a ser reducido de la capacidad disponible. Los valores de reserva son variables en el tiempo.

8.2 Reserva secundaria de generación

Para un conjunto de plantas seleccionado por el usuario el margen entre la potencia disponible y la generación efectiva para un conjunto de plantas seleccionado es superior a una reserva predefinida para cada uno de los sentidos de suministro (para subir y/o para bajar).

$$\sum_{i \in A} R^{UP}(i,t) + s_p^{UP}(m,t) \geq R_L^{UP}(m,t) \quad m = 1..NR; t = T_1..T_2 \quad (8.1)$$

$$\sum_{i \in A} R^{DW}(i,t) + s_p^{DW}(m,t) \geq R_L^{DW}(m,t) \quad m = 1..NR; t = T_1..T_2 \quad (8.2)$$

El conjunto de restricciones a continuación representa la posibilidad de definición de límites mínimo/máximo de reserva para cada central hidro/térmica y para cada uno de los sentidos de suministro:

$$R_{\min}^{UP}(i,t) \cdot y_R^{UP}(i,t) \leq R^{UP}(i,t) \leq R_{\max}^{UP}(i,t) \cdot y_R^{UP}(i,t) \quad t = T_1..T_2 \quad (8.3.1)$$

$$R_{\min}^{DW}(i,t) \cdot y_R^{DW}(i,t) \leq R^{DW}(i,t) \leq R_{\max}^{DW}(i,t) \cdot y_R^{DW}(i,t) \quad t = T_1..T_2 \quad (8.3.2)$$

$$G(i,t) - R^{DW}(i,t) \geq G_{\min}(i,t) \cdot x(i,t) \quad t = T_1..T_2 \quad (8.4.1)$$

$$G(i,t) + R^{UP}(i,t) \leq G_{\max}(i,t) \cdot x(i,t) \quad t = T_1..T_2 \quad (8.4.2)$$

donde:

$R^{UP}(i,t)$ reserva secundaria (para subir) de la central (hidro/térmica) i en la etapa t

$R^{DW}(i,t)$ reserva secundaria (para bajar) de la central (hidro/térmica) i en la etapa t

$R_L^{UP}(m,t)$ reserva (para subir) en términos relativo (% de la demanda) u absoluto (MW)

$R_L^{DW}(m,t)$ reserva (para bajar) en términos relativo (% de la demanda) u absoluto (MW)

$s_P^{UP}(m,t)$	variable de holgura (para subir) ² (compra de reserva por el sistema)
$s_P^{DW}(m,t)$	variable de holgura (para bajar) (compra de reserva por el sistema)
$R_{max}^{UP}(i,t)$	límite máximo de reserva (para subir) para la central i en la etapa t
$R_{max}^{DW}(i,t)$	límite máximo de reserva (para bajar) para la central i en la etapa t
$R_{min}^{UP}(i,t)$	límite mínimo de reserva (para subir) para la central i en la etapa t
$R_{min}^{DW}(i,t)$	límite mínimo de reserva (para bajar) para la central i en la etapa t
$y_R^{UP}(i,t)$	variable binaria que decide se la central va a cumplir con la reserva para subir
$y_R^{DW}(i,t)$	variable binaria que decide se la central va a cumplir con la reserva para bajar
$G(i,t)$	generación de la central hidro/térmica i en la etapa t
$x(i,t)$	variable <i>commitment</i> hidro/térmica
$G_{max}(i,t)$	potencia disponible de la central hidro/térmica i en la etapa t
$G_{min}(i,t)$	generación mínima de la central hidro/térmica i en la etapa t
T_1, T_2	etapas inicial e final da restricción de reserva m
$i \in A$	centrales hidro/térmica pertenecientes la restricción de reserva
NR	número de restricciones de reserva

Para centrales no-*commitment*, las ecuaciones son las mismas sin la variable *commitment*.

8.2.1 Margen de Regulación

Adicionalmente es posible especificar un margen de regulación de la reserva secundaria, definida por:

$$R^{UP}(i,t) + R^{DW}(i,t) \leq M_{RS}(i) \quad t = T_1..T_2 \quad (8.4.3)$$

donde:

$M_{RS}(i)$ margen de regulación de reserva secundaria de la central hidro/térmica i

8.3 Restricciones genéricas de generación

Restricciones de generación de un conjunto de plantas (hidráulicas y térmicas). Existen tres posibilidades:

² Hay tres posibilidades de precio para compra de reserva secundaria: precio de reserva secundaria (definido por el usuario), valor fijo (definido pelo usuario) e penalidad automática (calculada por el modelo).

1. La suma de las generaciones de un conjunto de plantas hidráulicas y/o térmicas debe ser superior o igual (\geq) a los valores definidos en la tabla.
2. La suma de las generaciones de un conjunto de plantas hidráulicas y/o térmicas debe ser inferior o igual (\leq) a los valores definidos en la tabla.
3. La suma de las generaciones de un conjunto de plantas hidráulicas y/o térmicas debe ser igual (=) a los valores definidos en la tabla.

8.4 Restricciones generales de generación

Conjunto de restricciones que establece una meta de generación total para la semana (u otro horizonte cualquiera) para un conjunto de generadores hidráulicos y/o térmicos seleccionados por el usuario. Este tipo de restricción es bastante flexible y puede ser utilizado por varios motivos diferentes que dependen de las necesidades del sistema.

$$\underline{Gmeta}_m \leq \sum_{t=T_1}^{T_2} \left[\sum_{i,j \in \Omega_m} \left(G_H(i,t) + \sum_{k=1}^K G_T(j,t,k) \right) \right] \leq \overline{Gmeta}_m \quad (8.5)$$

donde:

\overline{Gmeta}_m generación total superior (MWh) del conjunto de plantas de m

\underline{Gmeta}_m generación total inferior (MWh) para el conjunto de plantas de m

$i, j \in \Omega_m$ conjunto de plantas hidráulicas y térmicas que pertenecen a la restricción m

T_1, T_2 etapas inicial y final de la restricción

8.5 Consumos auxiliares

Los consumos auxiliares se modelan como un porcentaje de la potencia efectiva que se sustrae de la potencia disponible de la planta hidroeléctrica/unidad térmica. Los resultados de generación son exhibidos tanto en términos de potencias brutas (incluyendo consumos auxiliares) como en potencias netas.

8.6 Condiciones iniciales de los generadores

Es posible especificar las condiciones iniciales de generadores:

1. número de horas encendida o apagada (para restricciones *commitment*);
2. generación en la última hora antes del estudio (para restricciones de rampa);
3. tiempo en que la planta hidro/unidad térmica operaba con generación constante (para restricciones específicas de centrales térmicas a vapor);

4. sentido de la generación anterior - tomando / perdiendo carga (para restricciones específicas de centrales térmicas a vapor).

8.7 Reserva fría del sistema

La reserva fría es exactamente el opuesto de la reserva secundaria del sistema, donde las unidades que suministran la reserva fría deben estar apagadas, o sea, con la variable commitment igual a 0.

8.8 Demanda / Oferta elástica

Las transacciones elásticas entre los participantes del mercado (ofertas de inyección y retiro), y las ofertas de importación y exportación entre diferentes sistemas pueden ser representadas través del escenario de demanda / oferta elástica. En esta pantalla es posible definir los agentes que están haciendo las transacciones, definir el tipo de la transacción (oferta o demanda), el nodo en que está conectado el agente (para los casos con representación de la red de transmisión) y los bloques de energía /precio por etapa (hasta 5). Con base en las transacciones definidas, el modelo hace la optimización de manera que las transacciones económicamente atractivas serán seleccionadas integral o parcialmente.

9 MODELO DE FLUJO DC CON PÉRDIDAS

9.1 Modelo de la red de transmisión

La restricción (9.1) representa la primera ley de Kirchoff. El balance de energía en cada barra del sistema de transmisión debe ser igual a cero. Los índices m e n representan los nodo (barras) del sistema de transmisión, $f(m,n,t)$ es el flujo de energía en el circuito que conecta las barras m - n en la etapa t y las pérdidas en este circuito se representan por $l(m,n,t)$. Por simplicidad de notación, considerase un único circuito para cada pareja de barras origen/destino.

$$\sum_{m \neq n} [f(m,n,t) - l(m,n,t)] + \sum_{i,j \in n} \left(G_H(i,t) + \sum_{k=1}^K G_T(j,t,k) \right) + \Delta(n,t) = D(n,t) \quad (9.1)$$

Las pérdidas cuadráticas en los circuitos - términos $l(m,n,t)$ son aproximados en el NCP por la discretización de los flujos las líneas y de las pérdidas correspondientes en segmentos lineales.

La ecuación (9.2) representa la segunda ley de Kirchoff para el modelo de flujo DC. El flujo en cada circuito $f(m,n,t)$ es proporcional a la diferencia de los ángulos nodales entre la barra de origen y destino ($\theta_m - \theta_n$) dividido por la reactancia $X(m,n)$ del circuito. Esta ecuación no es representada para enlaces de corriente continua (CC).

$$f(m,n,t) = (\theta_m - \theta_n) / X(m,n) \quad t = 1..T \quad (9.2)$$

Finalmente, la ecuación (9.3) representa los límites operativos de los circuitos.

$$-f_{\max}(m,n,t) \leq f(m,n,t) \leq f_{\max}(m,n,t) \quad t = 1..T \quad (9.3)$$

9.2 Suma de flujos en los circuitos

Estas restricciones representan límites mínimos y máximos para un conjunto de circuitos seleccionados por el usuario. Para cada restricción es necesario informar sus límites inferior y superior, así como los circuitos que toman parte de la restricción. La siguiente ecuación define los límites para la suma de flujos en los circuitos seleccionados:

$$\underline{F}(k,t) \leq \sum_{(m,n) \in k} f(m,n,t) \leq \overline{F}(k,t) \quad t = T_1..T_2 \quad (9.4)$$

donde:

$\underline{F}(k,t)$ límite inferior de la suma de flujos de la restricción k en la etapa t

$\overline{F}(k,t)$ límite superior de la suma de flujos de la restricción k en la etapa t

T_1, T_2 etapas inicial y final de la restricción

9.3 Modelo de la red sin pérdidas

En este caso es usual sumar una previsión de las pérdidas en la transmisión a la demanda de cada nodo. La figura a continuación muestra la representación del flujo entre dos nodos del sistema de transmisión en el NCP.

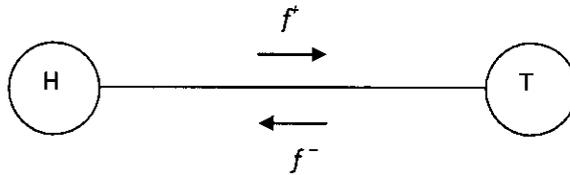


Fig. 9.1

El flujo se representa por dos componentes f^+ y f^- , ambas positivas, de tal manera que el flujo resultante se escribe por: $f = f^+ - f^-$. Observe que la resultante puede ser tanto positiva como negativa. Si f es negativo el flujo va de T para H. Si f es positivo, el flujo va de H para T. La línea de transmisión que conecta H y T tiene capacidad \bar{f} , de manera que $|f| \leq \bar{f}$.

De acuerdo a esta convención, f^+ apunta de H para T y f^- apunta de T para H. En el modelo linealizado (DC), el flujo resultante se calcula por la siguiente expresión:

$$f = \frac{\theta_H - \theta_T}{X_{HT}} \quad (9.5)$$

donde:

θ_H e θ_T los ángulos de los nodos H y T

X_{HT} reactancia del circuito

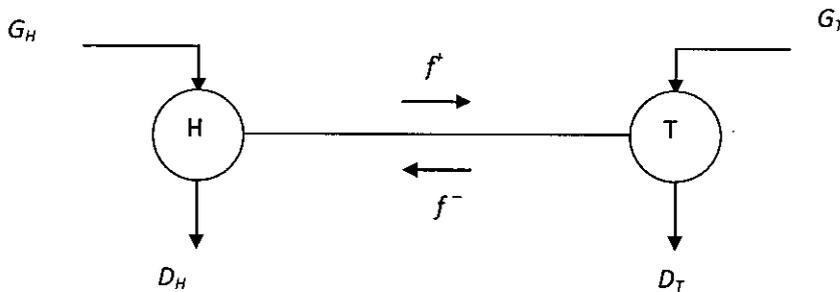


Fig. 9.2

Suponga ahora la configuración de la figura anterior. Las ecuaciones para el balance de potencia en cada nodo se definen por:

$$G_H + f^- - f^+ - D_H = 0 \quad (9.6)$$

$$G_i + f^+ - f^- - D_i = 0 \quad (9.7)$$

donde:

G_i representa la generación de las plantas ubicadas en el nodo i

D_i representa la demanda del nodo i

9.4 Modelo de la red con pérdidas

En el modelo con pérdidas, también existen dos variables asociadas a los componentes del flujo: p^+ , las pérdidas asociadas al flujo f^+ y p^- , las pérdidas asociadas al flujo f^- .

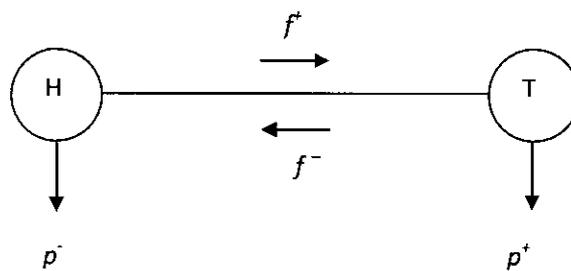


Fig. 9.3

Ejemplo:

Suponga que el nodo T tiene una demanda de 100MW y que la pérdida en el circuito sea de 5%. Las plantas conectadas al nodo H deberán producir 105,26 MW ($100 / 0.95$) para que la demanda sea suministrada. La pérdida en el circuito H-T puede ser interpretada como un aumento de la demanda en el nodo T.

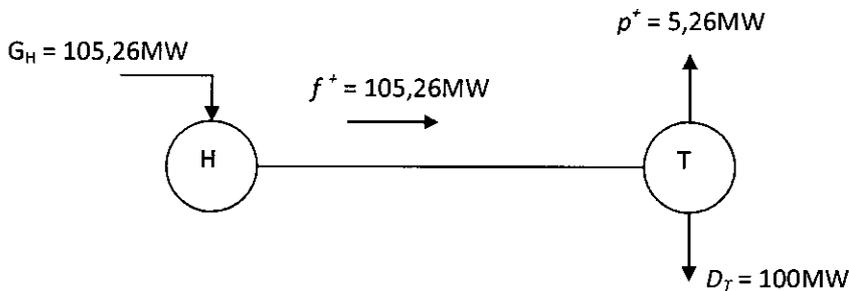


Fig. 9.4

9.5 Aproximación lineal

Las pérdidas en los circuitos de transmisión varían con el cuadrado del flujo (efecto Joule), y pueden escribirse, en p.u., de la siguiente manera:

$$p^+ = r(f^+)^2 \quad (9.8)$$

$$p^- = r(f^-)^2 \quad (9.9)$$

donde:

r resistencia del circuito.

Estas dos ecuaciones son no lineales. Con el fin de mantener el modelo lineal, representamos las pérdidas como la suma de segmentos lineales.

En esta formulación, el flujo de H para T puede ser representado por la suma de los flujos de los segmentos. Matemáticamente:

$$f = \sum_{m=1}^K (f_m^+ - f_m^-) \quad (9.10)$$

De esta manera, las pérdidas pueden ser aproximadas de la siguiente forma:

$$p^+ = \sum_{m=1}^K \alpha_m f_m^+ \quad (9.11)$$

$$p^- = \sum_{m=1}^K \alpha_m f_m^- \quad (9.12)$$

donde:

$\alpha_m = \frac{2m-1}{K} r \bar{f}^-$, es decir, la derivada de las pérdidas con respecto al flujo, en el punto central del segmento $(m-1, m)$, donde el flujo asume el valor $\left(\frac{m-1}{K} \bar{f}; \frac{m}{K} \bar{f} \right)$.

9.6 Número de segmentos para aproximación de las pérdidas

Mientras mayor el número de segmentos más bien aproximadas serán las funciones cuadráticas. Por otro lado, este aumento provoca un incremento del esfuerzo computacional y por esta razón en el NCP se puede utilizar criterios de errores aceptables de manera a evitar un crecimiento exagerado de variables y restricciones, con consecuente aumento del esfuerzo computacional y memoria RAM requerida.

En esta formulación es importante un criterio para definir el número de segmentos que será utilizado para la aproximación lineal por partes de la función de pérdidas de cada circuito. La razón es que cuando mayor es el número de segmentos, mejor es la aproximación lineal de la función cuadrática de pérdidas, pero, por otro lado mayor es el número de variables en el problema. Se trata entonces de establecer un criterio para determinar $K(m)$ como el menor número de segmentos que permita obtener una aproximación adecuada.

Una medida del error incurrido con esta aproximación es definida por la mayor diferencia entre la aproximación lineal y la función cuadrática de pérdidas. Probaremos a continuación que esta diferencia máxima se alcanza en el punto medio de cada segmento y que es la misma

en todos los segmentos. Esto es, la diferencia máxima es función únicamente del número de segmentos e no del índice del segmento.

Obtenida esta diferencia máxima que denotaremos Δ , podemos establecer un criterio absoluto: "Sea $K(m)$ el menor número tal que $\Delta(m)$ sea menor o igual a TolAbs"

Este criterio puede ser combinado con un criterio relativo con respecto a los valores de la función de pérdidas. Sea el valor de la pérdida en el punto de carga máxima del circuito, dado por $r_m f_m^2 \times 10^{-4}$, el criterio para la elección de $K(m)$ puede ser:

"Sea $K(m)$ el menor número tal que $\Delta(m)$ sea menor o igual a TolAbs o $\Delta(m)$ sea menor o igual a TolRel% de la pérdida en la carga máxima"

Este será el criterio adoptado.

Ejemplo:

La figura muestra el caso con $K = 5$:

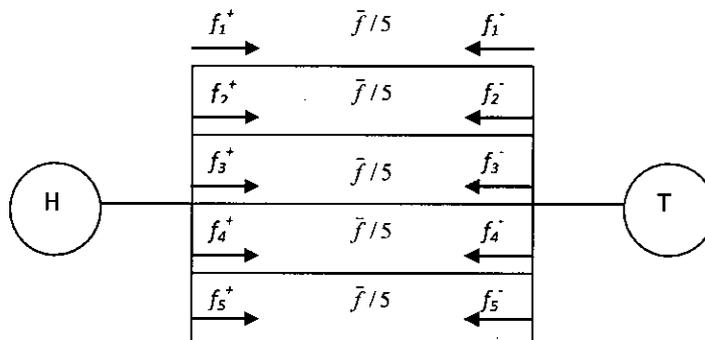


Fig. 9.5

donde:

$$f_k^+ \leq \bar{f}/5 \quad m = 1..K$$

$$f_k^- \leq \bar{f}/5 \quad m = 1..K$$

Observe en la próxima figura que $K = 5$ produce una excelente aproximación.

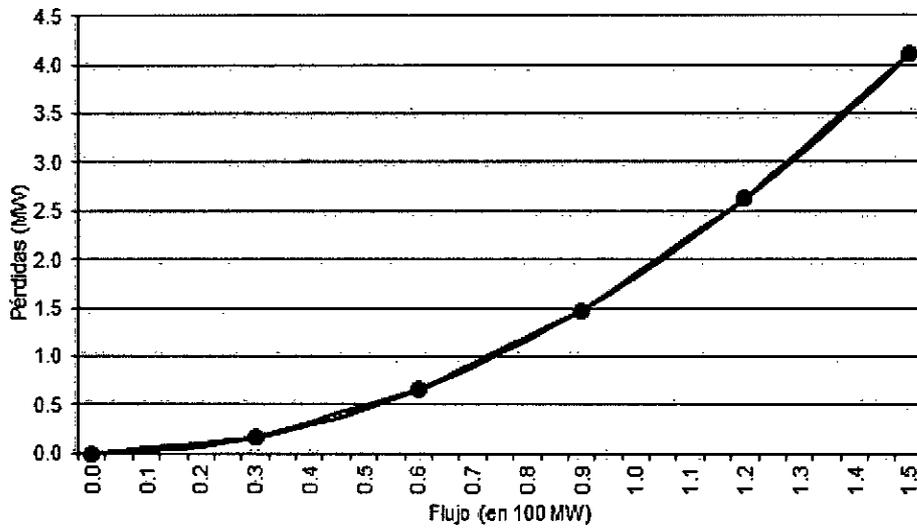


Fig. 9.6

9.7 Cálculo de la diferencia máxima

La diferencia entre la aproximación lineal y la función cuadrática es:

$$\Delta = a^k f + r \left[\frac{(k-1)\bar{f}}{K} \right]^2 - r \left[f + \frac{(k-1)\bar{f}}{K} \right]^2$$

Esta función alcanza su valor máximo en el punto donde la derivada es cero.

$$\Delta' = 0 \Rightarrow a^k - 2r \left(f + \frac{(k-1)\bar{f}}{K} \right) = 0$$

$$\Rightarrow f = \left(\frac{a^k}{2r} - \frac{(k-1)\bar{f}}{K} \right)$$

$$\Rightarrow f = \left(\frac{\frac{r\bar{f}(2k-1)}{K}}{2r} - \frac{(k-1)\bar{f}}{K} \right)$$

$$\Rightarrow f = \frac{\bar{f}(2k-1-2k+2)}{2K}$$

$$\Rightarrow f = \frac{\bar{f}}{2K} \quad (9.13)$$

Este punto corresponde al punto medio del segmento $\left[0, \frac{\bar{f}}{k}\right]$. Y, por lo tanto, la diferencia máxima es definida como:

$$\begin{aligned}
 \Delta &= a^k \frac{\bar{f}}{2K} + r \left[\frac{(k-1)\bar{f}}{K} \right]^2 - r \left[\frac{\bar{f}}{2K} + \frac{(k-1)\bar{f}}{K} \right]^2 \\
 &= \frac{r\bar{f}(2k-1)}{K} \cdot \frac{\bar{f}}{2K} + r \left[\frac{(k-1)\bar{f}}{K} \right]^2 - r \left(\frac{\bar{f}}{2K} \right)^2 - 2r \left[\frac{\bar{f}}{2K} \cdot \frac{(k-1)\bar{f}}{K} \right] - r \left[\frac{(k-1)\bar{f}}{K} \right]^2 \\
 &= \frac{r\bar{f}^2}{4K^2} (4k-2-1-4k+4) \\
 &= \frac{r\bar{f}^2}{4K^2}
 \end{aligned} \tag{9.14}$$

Observe que la diferencia máxima entre la linealización y la función de pérdidas no depende del segmento k , esto es, el máximo error en que podemos incurrir a través de una linealización de K segmentos es igual en todos los segmentos.

9.8 Criterio de selección de $K(m)$

Sea K_A el número de segmentos que satisface el criterio absoluto:

$$\Delta = \frac{r\bar{f}^2}{4K^2} \leq TolAbs \tag{9.15}$$

Entonces K_A es dado por:

$$K_A = \sqrt{\frac{r\bar{f}^2}{4 \cdot TolAbs}} \tag{9.16}$$

Sea K_R el número de segmentos que satisface el criterio relativo:

$$\Delta = \frac{r\bar{f}^2}{4K^2} \leq TolRel \cdot r\bar{f}^2 \tag{9.17}$$

Entonces K_R es dado por:

$$K_R = \sqrt{\frac{1}{4 \cdot TolRel}} \tag{9.18}$$

El número de segmentos adecuado para el criterio adoptado es dado por:

$$K = \min\{N, K_A, K_R\} \quad (9.19)$$

Observe que el número de segmentos que satisface el criterio relativo no depende de los parámetros del circuito.

9.9 Número de segmentos vs. criterio de tolerancia relativa

Dado un valor de K, se puede calcular el valor de la tolerancia relativa garantizada.

$$TolRel = \frac{1}{4K^2} \quad (9.20)$$

Así por ejemplo, para $K = 3$, $TolRel = 2.78$. Esto significa que al aproximar la función cuadrática de pérdidas con 3 segmentos, el error máximo es menor o igual a 2.78 % del valor de la pérdida asociada a la carga máxima del circuito. Variando los valores de K, obtenemos la siguiente tabla.

K	TolRel (%)	Criterio
1	25.00	$\Delta \leq 25\% \times p(f)$
2	6.25	$\Delta \leq 6.25\% \times p(f)$
3	2.78	$\Delta \leq 2.78\% \times p(f)$
4	1.56	$\Delta \leq 1.56\% \times p(f)$
5	1.00	$\Delta \leq 1\% \times p(f)$

9.10 Incoherencia del modelo de pérdidas

Suponga que el costo marginal de energía sea igual a cero, por ejemplo, en una situación de exceso de energía. La interpretación es que en este momento, no existe un aumento del costo operativo para un aumento de la demanda de energía.

Esta situación puede traer problemas para la mencionada representación de las pérdidas. La razón es que en esta situación (costo marginal cero), poco importa para el NCP, cuyo objetivo es minimizar costos, en cuáles “circuitos-auxiliares”, que representan las discretizaciones los flujos f_k^+ y f_k^- serán diferentes a cero. Dependiendo del segmento seleccionado por el NCP, las pérdidas pueden ser significativamente mayores que las reales. Esta situación ocurre porque: (i) las pérdidas son sumadas a la demanda (ii) como fue comentado, el aumento de la demanda no representa ningún costo adicional.

Una solución para esta distorsión es “penalizar” las pérdidas en la función objetivo, con un pequeño costo asociado (10^{-4}). Esta penalización es suficiente para no distorsionar el cálculo de las pérdidas en los circuitos seleccionados. Así, f_k^+ (o f_k^-) sólo serán diferentes de cero si f_i^+

(o f_i^-) tienen valor igual a la capacidad máxima, con $i < K$. También se recomienda no utilizar costos de vertimiento en el caso de representación de pérdidas en el NCP.

De manera alternativa, la representación de las pérdidas puede ser hecha través del uso de variables enteras (que aumentan la complejidad del problema), pero que evitan la ocurrencia de la incoherencia del modelo de pérdidas lineales.

9.11 Restricciones de importación/exportación entre áreas eléctricas

La importación/exportación líquida del área es dada por la diferencia entre generación y demanda:

$$\bar{I}(a,t) \leq G(a,t) - D(a,t) \leq \bar{E}(a,t) \quad t = 1..T \quad (9.21)$$

donde:

$G(a,t)$ generación total en la área a y etapa t

$D(a,t)$ demanda total en la área a y etapa t

$\bar{E}(a,t)$ límite de exportación en la área a y etapa t

$\bar{I}(a,t)$ límite de importación en la área a y etapa t

La generación total en el área a es la suma de la generación en todas las barras pertenecientes a esta área. La área es un dato de barras, y debe ser informado en la pantalla de la configuración de las barras/áreas. Diferentes límites de exportación/importación pueden ser informados para cada etapa t.

10 PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA POR UNIDAD

El NCP permite representar la producción hidroeléctrica en el nivel de la unidad de generación, considerando una serie de factores que no son utilizados en la representación por planta, tales como:

1. Variación entre la eficiencia del grupo turbina/generador versus caudal turbinado (m^3/s).
2. Mínimo y máximo caudal turbinado por unidad de generación
3. Pérdidas hidráulicas en el conducto forzado que abastece las unidades generadoras (función del caudal turbinado total de la planta) y pérdidas hidráulicas atribuidas a cada unidad de generación (función del caudal turbinado de cada unidad). Para cada una de esas pérdidas, un coeficiente es informado, que será multiplicado por el cuadrado del caudal turbinado de la planta o unidad, resultando en la pérdida hidráulica.
4. Elevación del canal de desfogue, como función del caudal turbinado de la planta, y posiblemente del caudal vertido (dependiendo del proyecto de la planta).
5. Relación cota-volumen almacenado en el embalse.

Estas relaciones posibilitan la construcción de la función de producción de cada unidad generadora.

La relación entre la eficiencia del grupo turbina/generador versus caudal turbinado es mostrada en la figura a continuación, sin embargo esta relación puede variar de acuerdo con la cota del embalse, lo que originaría una serie de curvas, una para cada nivel del embalse.

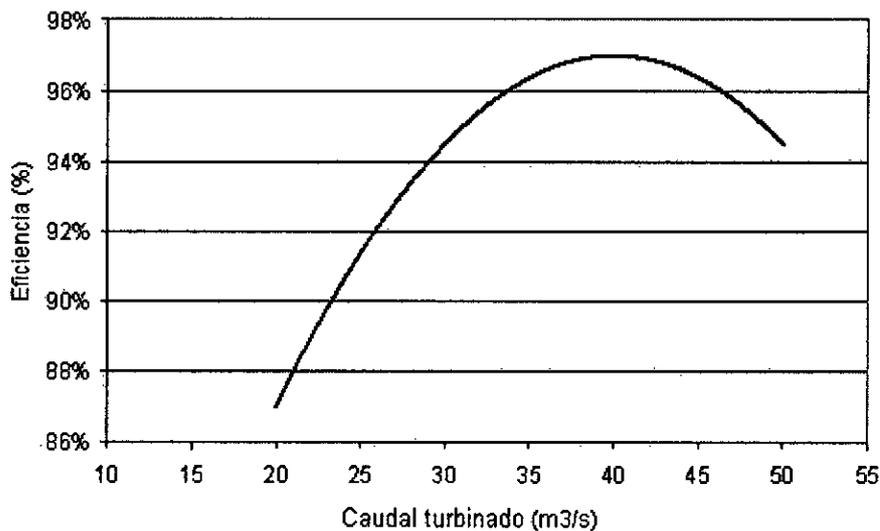


Fig. 10.1

En cuanto a las pérdidas hidráulicas, en la mayoría de casos, hay un componente que afectará todas las unidades de una planta hidroeléctrica y depende del caudal total de la planta (suma del caudal turbinado de las unidades). Este componente también depende de los parámetros del conducto forzado (material, largura y diámetro) que son combinados en un único coeficiente (α_1). Lo según elemento de pérdida hidráulica (α_2) depende del caudal turbinado de cada unidad (separadamente), después que la agua haya pasado por el conducto forzado común a la(s) unidad(es).

Así, los componentes pueden ser agrupados de la siguiente manera:

- Unidad: eficiencia del grupo turbina/generador y pérdidas hidráulicas en el caudal turbinado de la unidad.
- Planta: pérdidas en el conducto forzado, elevación del canal de desfogue y representación de la curva cota-volumen.

Esta separación resultó en la siguiente representación de la función de producción. Suponga una unidad de generación j perteneciente a la planta I . En un eje está el caudal turbinado de la unidad j en la etapa t ($q_{j,t}$). En el otro eje, el caudal turbinado total de la planta $Q_{i,t}$. La función de producción resultantes de la unidad j en la etapa t ($p_{j,t}$) es una función bicóncava de $q_{j,t}$ y $Q_{i,t}$.

Así, $p_{j,t}$ puede ser escrito como una combinación convexa de la función de producción calculada para los pares de puntos del grid $\{\hat{q}_{j,k}, \hat{Q}_{i,k}\}$ resultando en las potencias por unidad $\hat{p}_{j,k}$ donde $k \in 1..K_j$ indexa los puntos del grid de la unidad j e K_j es el número de puntos del grid.

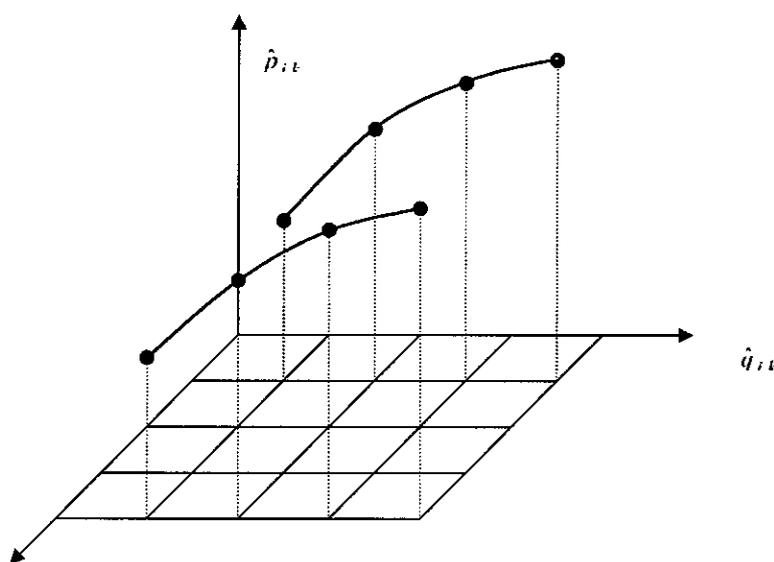


Fig. 10.2

La potencia $\hat{p}_{j,k}$ es calculada como:

$$\hat{p}_{j,k} = 0.001 \cdot g \cdot \eta(\hat{q}_{j,k}) \cdot (h_{res}(v) - h_{cf}(\hat{Q}_{j,k}) - h_{pd}(\hat{Q}_{j,k}, \hat{q}_{j,k})) \cdot \hat{q}_{j,k} \quad (10.1)$$

$$h_{pd}(\hat{Q}_{j,k}, \hat{q}_{j,k}) = \alpha_1 \cdot (\hat{Q}_{j,k})^2 + \alpha_2 \cdot (\hat{q}_{j,k})^2 \quad (10.2)$$

donde:

- g aceleración de la gravedad (m/s²)
- $\eta(\hat{q}_{j,k})$ función de eficiencia de la unidad generadora
- $h_{res}(v)$ cota del embalse, depende del volumen almacenado v
- $h_{cf}(\hat{Q}_{j,k})$ elevación del canal de desfogue
- $h_{pd}(\hat{Q}_{j,k}, \hat{q}_{j,k})$ pérdidas hidráulicas (depende de la unidad y de la planta)

A continuación, una ilustración de la función de producción de una unidad generadora. Note las curvas de nivel de la potencia resultante en el plan XY del gráfico. Se puede notar como estas curvas se inclinan para afuera, mostrando que para mantener la misma producción de la unidad considerando un aumento en el caudal turbinado de la planta, es necesario aumentar el caudal turbinado en la unidad.

Es también posible visualizar que la distancia entre las diferentes curvas de nivel aumenta con el caudal turbinado de la unidad. Esto es esperado para una función cóncava, pues es necesario más agua para producir la misma cantidad de energía cuando el caudal turbinado aumenta.

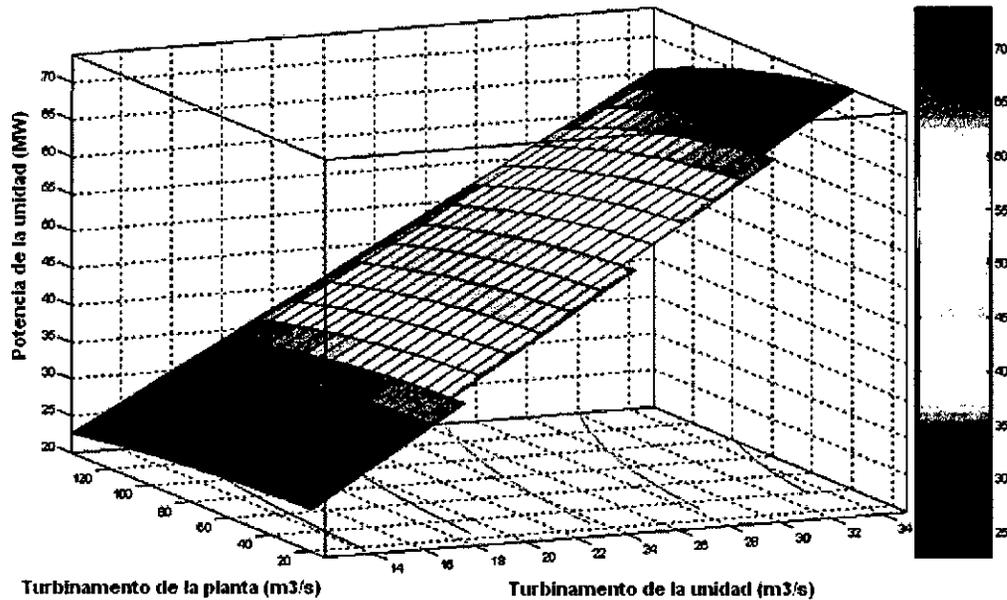


Fig. 10.3

Como es mostrado en la figura anterior, la producción hidroeléctrica es una función cóncava del caudal turbinado de la unidad. Es también una función cóncava del caudal turbinado total de la planta, a causa de las pérdidas hidráulicas y de la elevación del canal de desfogue. Note que las pérdidas hidráulicas son debido a la fricción entre el agua y la superficie del conducto forzado que puede ser común a diferentes unidades.

Para cada punto k del grid de la unidad j perteneciente a la planta i (I_j) existe un vector de valores $\{\hat{q}_{j,k}, \hat{Q}_{i,k}, \hat{p}_{j,k}\}$ que son calculados antes de la optimización del problema, considerando el volumen inicial de los embalses.

Como discutido, la formulación del problema representa la función de producción en cada hora t como una combinación convexa de estos valores discretos. Con este propósito, un conjunto de variables continuas es introducido en la formulación del problema, ponderando los puntos del grid de manera a encontrar la solución. Nosotros ahora mostraremos como estas variables son representadas por esta aproximación.

10.1 Caudal turbinado de la unidad obtenido de los puntos del grid

$$q_{j,t} = \sum_{k=1}^{K_j} \lambda_{j,k,t} \cdot \hat{q}_{j,k} \quad \forall j = 1, \dots, J; t = 1, \dots, T \quad (10.3)$$

10.2 Potencia de la unidad obtenida de los puntos del grid

$$p_{j,t} = \sum_{k=1}^{K_j} \lambda_{j,k,t} \cdot \hat{p}_{j,k} \quad \forall j = 1, \dots, J; t = 1, \dots, T \quad (10.4)$$

10.3 Caudal turbinado de la planta obtenido de los puntos del grid

$$Q_{i,t} = \sum_{k=1}^{K_j} \lambda_{j,k,t} \cdot \hat{Q}_{j,k} \quad \forall i = 1, \dots, I, \forall j = 1, \dots, I_j; t = 1, \dots, T \quad (10.5)$$

10.4 Relación caudal turbinado de la unidad y caudal turbinado de la planta

$$Q_{i,t} = \sum_{m \in I_j} q_{m,t} \quad \forall i = 1, \dots, I, \forall j = 1, \dots, I_j; t = 1, \dots, T \quad (10.6)$$

10.5 Volumen de la planta obtenido de los puntos del grid

$$V_{i,t} = \sum_{k=1}^{K_j} \lambda_{j,k,t} \cdot \hat{V}_{j,k} \quad \forall i = 1, \dots, I, \forall j = 1, \dots, I_j; t = 1, \dots, T \quad (10.7)$$

Sustituyendo (10.2) en (10.5) y usando (10.4):

$$\sum_{k=1}^{K_j} \lambda_{j,k,t} \cdot \hat{Q}_{j,k} = \sum_{m \in I_j} \sum_{k=1}^{K_m} \lambda_{m,k,t} \cdot \hat{q}_{m,k} \quad \forall j = 1, \dots, J; t = 1, \dots, T \quad (10.8)$$

Así, si observa que las variables de decisión $\lambda_{j,k,t}$ son determinadas por los puntos del grid.

10.6 Variables auxiliares

$$\sum_{k=1}^{K_j} \lambda_{j,k,t} = 1 \quad \forall j = 1, \dots, J; t = 1, \dots, T \quad (10.9)$$

$$x_{j,t} \cdot \hat{q}_{\min j,t} \leq q_{j,t} \leq \hat{q}_{\max j,t} \cdot x_{j,t} \quad \forall j = 1, \dots, J; t = 1, \dots, T \quad (10.10)$$

donde:

$x_{j,t}$ variable *commitment* de la unidad j en la hora t .

10.7 Costo de partida de la unidad hidro

Una variable auxiliar $y_{j,t}$ es introducida en la formulación, recibiendo el valor 1 si la unidad j arrancó en la hora t y 0, caso contrario. Se relaciona con las variables *commitment* $x_{j,t}$ a través de las ecuaciones abajo:

$$y_{j,t} \leq x_{j,t} \quad \forall j = 1, \dots, J; t = 1, \dots, T \quad (10.11)$$

$$y_{j,t} - x_{j,t} + x_{j,t-1} \geq 0 \quad \forall j = 1, \dots, J; t = 1, \dots, T \quad (10.12)$$

$$y_{j,t} + x_{j,t} + x_{j,t-1} \leq 2 \quad \forall j = 1, \dots, J; t = 1, \dots, T \quad (10.13)$$

$$x_{j,t} \in \{0,1\} \quad \forall j = 1, \dots, J; t = 1, \dots, T \quad (10.14)$$

10.8 Restricción de precedencia

El usuario puede definir el orden de preferencia de despacho entre un conjunto de unidades generadoras de una misma central hidráulica. Esta restricción puede ser aplicada en situaciones donde un conjunto de unidades generadores poseen las mismas características físicas, y por lo tanto idénticas para el modelo.

Por esta razón, caso el modelo decida despachar una de estas unidades, si podría despachar cualquier una del punto de vista de la optimización (el resultado matemático es el mismo), pero en la realidad, no es deseado que unidades alternadas entren en operación fuera de un orden pre-determinada.

10.9 Límites de generación por cota

Es posible definir diferentes límites de generación mínima y máxima por unidad para cada cota del embalse. Estos valores rempazan los valores fijos definidos en la pantalla de configuración de las unidades hidráulicas.

10.10 Zonas prohibidas

Así como en el ítem anterior, es posible definir diferentes zonas prohibidas de generación para cada nivel del embalse. Debido a cavitación de las turbinas, algunas regiones de producción no son operacionales y por esta razón es permitido definir diferentes zonas prohibidas relacionadas con la cota del embalse.

10.11 Ejemplo de cálculo del grid

El grid es calculado primeramente utilizando el valor del volumen inicial almacenado en los embalses. Después de este cálculo, es hecha una "simulación" de la operación para determinar la trayectoria del volumen a lo largo del estudio. Se ejecuta el caso nuevamente en un proceso iterativo, donde es calculado un nuevo grid, llevándose en cuenta la trayectoria del volumen retirada de la simulación previa.

El volumen es discretizado en hasta 5 segmentos asumiendo una variación porcentual del 25% para bajo del valor mínimo alcanzado en la trayectoria simulada y 25 % para cima del valor máximo alcanzado en la trayectoria simulada, representando así la variación de la curva cota-volumen en la función de producción, pues para cada valor de volumen discretizado es calculado una potencia respectiva.

A continuación, detallaremos el proceso de cálculo del grid inicial (utilizando el valor del volumen inicial). El proceso consiste en la creación de L valores (dato de entrada) igualmente espaciados para el caudal turbinado de la unidad \hat{q} , variando entre el mínimo y el máximo valor del caudal turbinado de la unidad en cuestión. También como dato de entrada, M es el número de valores igualmente espaciados para el caudal turbinado de la planta \bar{Q} . Estos valores varían del caudal turbinado \hat{q} de la unidad hasta la suma del máximo caudal turbinado de todas las otras unidades de la planta más el valor \hat{q} de la unidad discretizada, de manera que se tenga el valor mínimo y máximo del caudal turbinado de la planta.

Para cada par del caudal turbinado de la unidad y caudal turbinado de la planta, es calculado el valor de la potencia de la unidad, utilizando la ecuación (10.1).

El procedimiento para cálculo del grid es el siguiente:

Para todo l de 1,...,L

$$\hat{q} = \underline{q}_j + \left(\bar{q}_j - \underline{q}_j \right) \left(\frac{l-1}{L-1} \right)$$

$$\bar{Q} = \text{Min} \left\{ \hat{q} + \sum_{n \in I_j} \bar{q}_n \cdot Q_{\text{conduto_forzado}} \right\}$$

Para todo m de 1,...,M

$$\hat{Q} = \hat{q} + \left(\bar{Q} - \hat{q} \right) \left(\frac{m-1}{M-1} \right)$$

$$\hat{p} = 0.001 \cdot g \cdot \eta(\hat{q}) \cdot \hat{q} \cdot \left(h_1(v) - \alpha_1 \hat{q}^2 - \alpha_2 \hat{Q}^2 - h_2(\hat{Q}) \right)$$

Escribir punto del grid { }

Próximo m

Próximo l

Como ilustración, se presenta un grid donde el caudal turbinado de la unidad y de la planta fueron discretizados en 5 valores, totalizando 25 valores. El caudal turbinado de la unidad empieza con el primer punto de la tabla caudal turbinado x eficiencia, que es considerado el valor mínimo, y termina en el último valor de la misma tabla, que es interpretado como el valor máximo. Conforme ya explicado, el caudal turbinado de la planta empieza con el mismo valor del caudal turbinado mínimo de la unidad y termina en el mínimo valor entre la capacidad del conducto forzado y la suma de todas las otras unidades en su máximo caudal turbinado más el caudal turbinado discretizado de la unidad en cuestión.

Son adicionados (5 + 1) puntos extras (P.E.) al grid indicando cuando la unidad está apagada (caudal turbinado igual a 0), de manera que el caudal turbinado de la planta sea discretizado de 0 (todas las unidades apagadas) hasta el máximo de todas las otras encendidas. Estos puntos son utilizados en los casos donde la mejor solución sería la unidad estar apagada (potencia igual a cero), caso ella sea *commitment*.

Punto	Caudal turbinado de la unidad (m ³ /s)	Caudal turbinado de la planta (m ³ /s)	Potencia de la unidad (MW)
P.E. 01	0.00	0.00	0.00
P.E. 02	0.00	22.84	0.00
P.E. 03	0.00	45.68	0.00
P.E. 04	0.00	68.52	0.00
P.E. 05	0.00	91.36	0.00
P.E. 06	0.00	114.21	0.00
01	12.10	12.10	25.73
02	12.10	40.66	25.49
03	12.10	69.21	24.99
04	12.10	97.76	24.22
05	12.10	126.31	23.20
06	17.83	17.83	37.85
07	17.83	46.38	37.42
08	17.83	74.93	36.61
09	17.83	103.49	35.41
10	17.83	132.04	33.83
11	23.55	23.55	49.93
12	23.55	52.10	49.26
13	23.55	80.66	48.09
14	23.55	109.21	46.40
15	23.55	137.76	44.22
16	29.28	29.28	61.95
17	29.28	56.83	61.04
18	29.28	84.39	59.54
19	29.28	111.94	57.45
20	29.28	139.50	54.78
21	35.00	35.00	73.90
22	35.00	61.13	72.74
23	35.00	87.25	70.95
24	35.00	113.38	68.53
25	35.00	139.50	65.49