

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



***“LA ENERGÍA GEOTÉRMICA COMO ALTERNATIVA ECONÓMICA
Y SOSTENIBLE PARA SOLUCIONAR EL DÉFICIT DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LA ZONA SUR DEL PERÚ”***

TESIS

**PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN INGENIERÍA CON
MENCIÓN EN ENERGETICA**

**ELABORADA POR
JULIO APAZA APAZA
JUAN ANTONIO OLAZÁBAL REYES**

**ASESOR
Dr. SALOMÉ GONZÁLES CHÁVEZ**

Lima, Perú

2014

AGRADECIMIENTO

A nuestro asesor el Dr. Salome Gonzales Chávez por su aporte al desarrollo del presente trabajo de investigación.

Al Dr. Jaime E. Luyo Kuong por su apoyo en la revisión y forma de presentación de este trabajo.

A la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Nacional de Ingeniería como institución, a los docentes y personal administrativo de la Sección de Postgrado y Segunda Especialización de la FIM – UNI, por permitirnos lograr nuestras aspiraciones de superación personal.

A las instituciones y colegas que en general han aportado con su experiencia, conocimiento e información.

DEDICATORIA

A Dios, por concedernos la vida; por brindarnos la salud, protección, sabiduría y conocimiento.

A mi difunta madre Yolanda, quien siempre predicó con el ejemplo.

A mi esposa Katsiaryna Sergievna y a mis hijos Julio Vladimir y Alejandro Rodislav, por su amor, tolerancia y comprensión

JULIO APAZA APAZA

A Dios y mi Madre Auxiliadora por sus bendiciones.

A mis padres por el ser, por su amor y por creer en mí.

A Nelly, mi esposa, por su amor y apoyo incondicional. A mis hijas Carmen Noelia y Milagros y a mi nieta Daniela por inspirarme.

JUAN ANTONIO OLAZÁBAL REYES

ÍNDICE

AGRADECIMIENTO	II
DEDICATORIA	III
LISTA DE TABLAS	VIII
LISTA DE FIGURAS	X
RESUMEN	XII
ABSTRACT.....	XIII
INTRODUCCIÓN	14
CAPÍTULO I	
DESCRIPCIÓN Y ASPECTOS METODOLÓGICOS DE LA INVESTIGACIÓN	
1.1	ÁMBITO DEL DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN 17
1.2	ANTECEDENTES BIBLIOGRÁFICOS DE LA INVESTIGACIÓN 17
1.3	PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA..... 27
1.3.1	PLANTEAMIENTO DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA 27
1.3.2	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA 29
1.4	OBJETIVOS..... 30
1.4.1	OBJETIVO GENERAL..... 30
1.4.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS..... 31
1.5	HIPÓTESIS..... 31
1.5.1	HIPÓTESIS GENERAL..... 31
1.5.2	HIPÓTESIS ESPECÍFICAS..... 31
1.6	VARIABLES E INDICADORES..... 32
1.6.1	VARIABLES INDEPENDIENTES O EXPLICATIVA (X)..... 32
1.6.2	INDICADORES..... 32
1.6.3	VARIABLE DEPENDIENTE (Y)..... 32

1.6.4	INDICADORES.....	32
1.7	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	32
1.7.1	UNIDADES DE ANÁLISIS	32
1.7.2	TIPO DE INVESTIGACIÓN	33
1.7.3	PERÍODO DE ANÁLISIS	33
1.7.4	FUENTES DE INFORMACIÓN, TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN O DE DATOS.....	33
1.7.5	PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN.....	34
1.8	JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA.....	38

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL DE LA INVESTIGACIÓN

2.1	FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	39
2.1.1	ENERGÍA EÓLICA	39
2.1.2	ENERGIA DE LA BIOMASA	40
2.1.3	ENERGÍA SOLAR	42
2.1.4	ENERGÍA HIDRÁULICA.....	42
2.1.5	ENERGÍA GEOTÉRMICA.....	43
2.2	ENFOQUE SOBRE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA	51
2.2.1	DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL DE UN CAMPO GEOTÉRMICO....	51
2.2.2	ESQUEMA TÍPICO DE UNA CENTRAL geotermoeléctrica	53
2.3	DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO	60
2.3.1	FUNDAMENTOS DEL DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN....	60
2.3.2	MODELAMIENTO DEL DESPACHO ECONÓMICO Y EXPRESIONES MATEMÁTICAS PARA SU EVALUACIÓN EN SISTEMAS HIDROTÉRMICOS	62
2.4	LA SOSTENIBILIDAD Y LA ENERGÍA GEOTÉRMICA	74

2.5	MARCO CONCEPTUAL.....	77
2.6	MARCO LEGAL.....	80

CAPITULO III

EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN Y SU SOSTENIBILIDAD

3.1	EVALUACIÓN DEL DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN	84
3.1.1	EVALUACIÓN DEL DÉFICIT DE GENERACIÓN EN EL DESPACHO ECONÓMICO DE LA ZONA SUR	84
3.1.2	ANÁLISIS DE LA IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DESDE LA ZONA CENTRO.....	91
3.1.3	ANÁLISIS DE LOS COSTOS MARGINALES	100
3.2	CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE GENERADOR Y ASPECTOS RELATIVOS A SU SOSTENIBILIDAD.....	106

CAPITULO IV

EVALUACIÓN DE LOS BENEFICIOS EN EL DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN Y EN SU SOSTENIBILIDAD POR LA INCORPORACIÓN DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

4.1	SELECCIÓN DE PROPUESTA DE PROYECTO GEOTERMICO PARA LA REDUCCIÓN DEL DÉFICIT DE GENERACIÓN EN LA ZONA SUR	108
4.2	SIMULACIÓN DE “FLUJO DE CARGA” PARA LA EVALUACIÓN DE LA CENTRAL GEOTERMICA PROPUESTA.....	112
4.3	SIMULACIONES DE DESPACHO ECONÓMICO CON Y SIN LA PARTICIPACIÓN DE LA CENTRAL GEOTERMOELÉCTRICA	115
4.4	EVALUACIÓN DEL APOORTE DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA A LA SOSTENIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO	125
4.4.1	REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO ₂ Y REMUNERACIÓN POR CONCEPTO DE “BONOS DE CARBONO”	125
4.4.2	EXTERNALIDADES DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	127
4.5	ANÁLISIS DE COSTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL CONTEXTO DE LA ZONA SUR DEL PERÚ	132

4.5.1 DETERMINACIÓN DEL COSTO MONÓMICO DE LA CENTRAL GEOTERMOELÉCTRICA.....	133
4.5.2 COMPARACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL CONTEXTO DE LA ZONA SUR DEL PERÚ	135
CAPITULO V	
APORTE DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA A LA REDUCCIÓN DEL DÉFICIT DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE LA ZONA SUR, ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS.....	
	138
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
	144
PROBLEMAS ABIERTOS	
	148
BIBLIOGRAFÍA	
	149
ANEXO A	
RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES CON EL SDDP, PARA LOS AÑOS 2015 Y 2016.....	
	157
ANEXO B	
ESTRUCTURA DE COSTOS DE LA CENTRAL GEOTERMOELÉCTRICA CALIENTES.....	
	163
ANEXO C	
RESULTADOS DE LAS SUBASTAS RER	
	168
ANEXO D	
DESPACHO ECONOMICO DEL 13 Y 15 DE ENERO 2014.....	
	170
ANEXO E	
DEFINICIÓN DEL PERIODO PARA LAS SIMULACIONES DE DESPACHO ECONÓMICO.....	
	174
ANEXO F	
MODELAMIENTO DE LA CENTRAL GEOTERMOELÉCTRICA PROPUESTA POR EL ESTUDIO DE ESTUDIO DE PRE FACTIBILIDAD DEL CAMPO GEOTÉRMICO DE CALIENTES.....	
	177
ANEXO G	
PROCEDIMIENTO RECURSIVO DE “PROGRAMACIÓN DINÁMICA ESTOCÁSTICA” (PDE).....	
	185

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación del recurso geotérmico.....	49
Tabla 2. Costo nivelado estimado de nuevos recursos de generación	59
Tabla 3 Emisiones de GEI de Centrales de generación eléctricas.....	74
Tabla 4. Producción de energía eléctrica (GW.h) 2012 en el SEIN.....	106
Tabla 5. Déficit efectivo promedio y potencia efectiva de la zona sur - 2013.	111
Tabla 6. Resultados de los cálculos de flujo de carga sin y con la participación de la central geotérmica.	115
Tabla 7. Energía despachada por la central geotérmica Calientes.	117
Tabla 8. Variación del despacho de las centrales térmicas por efecto de la central geotérmica.....	118
Tabla 9. Variación del despacho hidráulico por efecto de la central propuesta..	120
Tabla 10. Costo total de operación con y sin incorporación de la central geotermoeléctrica.....	122
Tabla 11. Costo total operativo desagregado por zonas.	124
Tabla 12a. Evaluación de la reducción de emisiones de CO ₂	126
Tabla 12b. Reducción porcentual de emisiones de CO ₂	126
Tabla 13. Costos de Contaminación por tecnología en los receptores	130
Tabla 14. Costos de Contaminación por tecnología en los receptores	131
Tabla 15. Costos de inversión de una central geotérmica.....	134
Tabla 16. Costos de operación-mantenimiento de una central geotérmica.....	134
Tabla 17. Comparación de costos de generación eléctrica basados en energías renovables en el SEIN.....	136
Tabla A1. Despacho sin incorporación de la central geotermoeléctrica - térmicas.	157
Tabla A2. Despacho con incorporación de central geotermoeléctrica - térmicas.	158
Tabla A3. Despacho sin incorporación de geotermoeléctrica - hidroeléctricas. .	159
Tabla A4. Despacho con incorporación de geotermoeléctrica - hidroeléctricas.	161

Tabla A5. Despacho con incorporación de geotermoeléctrica - centrales RER.	162
Tabla B1. Premisas Generales y Aspectos Administrativos	163
Tabla B2. Costos de Inversión	164
Tabla B3. Costos asociados a los Derechos Geotérmicos.....	165
Tabla B4. Costos asociados a los Derechos de Vigencia	165
Tabla B5. Costos de Operación y Mantenimiento	166
Tabla B6. Anualización de los Costos Fijos y Variables.....	166

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Regiones con potencial geotérmico en el Perú.	26
Figura 2. Sistema de transmisión eléctrica del SEIN al año 2024.	28
Figura 3. Arquitectura funcional del modelo SDDP	36
Figura 4. Manifestación de la energía geotérmica: Fumarolas.....	44
Figura 5. Placas tectónicas.	45
Figura 6. Sistema de subducción de la placa de Nazca.	46
Figura 7. Esquema de un depósito geotérmico	47
Figura 8. Esquema de central geotérmica análoga al de Calientes.	55
Figura 9. Esquemas genéricos de centrales geotérmicas.....	57
Figura 10. Representación esquemática de los niveles de planificación.....	63
Figura 11. Cálculo de la FCF.....	66
Figura 12. Variables del Modelo del complejo hidroeléctrico Paute embalses de Mazar y Molino.	68
Figura 13. Curva característica incremental de calor y/o costo de las unidades termoeléctricas a vapor.	69
Figura 14. Modelo π para equipos de una red de transmisión.	70
Figura 15. Elemento de red para el flujo entre dos barras.	71
Figura 16. Línea de interconexión centro – sur	85
Figura 17. Curva de duración - déficit de generación de la zona sur. Año 2008..	86
Figura 18. Curva de duración - déficit de generación de la zona sur. Año 2009..	87
Figura 19. Curva de duración - déficit de generación de la zona sur. Año 2010..	87
Figura 20. Curva de duración - déficit de generación de la zona sur. Año 2011..	88
Figura 21. Curva de duración - déficit de generación de la zona sur. Año 2012...	88
Figura 22. Curva de duración - déficit de generación de la zona sur. Año 2013..	88
Figura 23. Evolución del déficit promedio porcentual de generación de la zona sur para el periodo 2008 - 2013.	89
Figura 24. Potencia media del bloque de punta en la interconexión centro – sur.	90
Figura 25. Topología de la línea 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya.....	91
Figura 26. Flujo en subestaciones Mantaro y Socabaya.....	92

Figura 27. Pérdidas técnicas (MW) por el transporte de la energía de la zona centro a la zona sur.....	93
Figura 28. Pérdidas técnicas (%) por importación desde la zona centro a la sur.	93
Figura 29. Pérdidas técnicas (%) por importación desde la zona centro a la sur.	94
Figura 30. Flujo en subestación Mantaro. Días 18 y 19 de noviembre de 2013...	95
Figura 31. Flujo en la subestación Mantaro (MW)” versus pérdidas técnicas porcentuales, para los días 06, 07 y 08 de noviembre de 2013.....	96
Figura 32. Topología de la interconexión centro – sur a partir del 12/12/2013.....	97
Figura 33a. Flujo (MW) en la interconexión centro – sur en diciembre 2013.	98
Figura 33b. Flujo (MW) en la interconexión centro – sur en enero 2014.....	98
Figura 34. Curvas de duración de costos marginales año 2009 (Soles/MW.h)..	102
Figura 35. Curvas de duración de costos marginales año 2010 (Soles/MW.h)..	103
Figura 36. Curvas de duración de costos marginales año 2011 (Soles/MW.h)..	103
Figura 37. Curvas de duración de costos marginales año 2012 (Soles/MW.h)..	104
Figura 38. Curvas de duración de costos marginales año 2013 (Soles/MW.h)..	105
Figura 39. Evolución de la producción de energía eléctrica. 2002 - 2012	107
Figura 40. Resultados de flujo de carga sin central geotermoeléctrica.	113
Figura 41. Diagrama unifilar con central geotermoeléctrica.	114
Figura 42. Resultados de flujo de carga con central geotermoeléctrica.....	114
Figura 43. Costo marginal en la barra de conexión de la central geotermoeléctrica.	124
Figura F1. Distribución de probabilidad de potencial de generación eléctrica para el campo geo-térmico de Calientes, por aplicación del método Montecarlo.....	178
Figura F2. Central geotermoeléctrica con turbina de vapor de condensación ...	180
Figura F3. Distribución de instalaciones de vapor y fuerza.....	180
Figura F4. Distribución de planta de la central eléctrica.....	181
Figura F5. Diagrama Unifilar de central eléctrica de Calientes.....	182
Figura F6. Sistema de transmisión de la central Calientes	184
Figura G1. Ejemplo de Programación Dinámica.	187
Figura G2. Estructura básica de la programación dinámica estocástica.	188

RESUMEN

En la presente investigación se evalúa y analiza la relación causa – efecto de las variables: “Energía geotérmica como alternativa económica y sostenible” y “Alternativa de solución del déficit de generación eléctrica de la zona sur del Perú”, encontrándose que el déficit de generación en dicha zona llega a un nivel promedio de 45%, lo cual lo hace muy proclive a los colapsos y consecuentes cortes de suministro eléctrico, que se vienen experimentando desde el año 2008.

En tal sentido; se ha simulado el despacho económico del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN - con y sin la participación de una Central Geotérmica de 100 MW propuesta por el “Estudio de Pre Factibilidad del Campo Geotérmico de Calientes, Tacna – Perú”, desarrollado por la firma West Japan Engineering Company.

Los resultados de tales simulaciones demuestran que se lograría una significativa reducción del costo total operativo, siendo para el SEIN del orden del 14,8% y para la zona sur específicamente del 42,0%; consecuentemente, se tendría que el ahorro generado compensaría la inversión en un periodo de 3 años y 6 meses. Es decir, el SEIN en su conjunto se vería beneficiado en un plazo muy inferior al de la propia recuperación de la inversión. Paralelamente la participación de dicha Central Geotérmica en el sistema interconectado, contribuye a reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero -GEI- en un rango de 4,14% a 5,97% en los años 2015 y 2016, a nivel de todo el SEIN.

Por lo tanto, de acuerdo al esquema local vigente y a la normativa, los beneficios y ahorros que una determinada tecnología ofrecen al sistema eléctrico en su conjunto, no son objeto de un incentivo particular, aspecto que se considera debería ser materia de consideración, con el fin de lograr el efectivo aporte que la energía geotérmica está en condiciones de brindar al país.

Palabras clave: energía geotérmica, despacho económico, sostenibilidad.

ABSTRACT

In the present investigation is evaluated and analyzes the cause - effect of the variables: "Geothermal energy as an economic and sustainable alternative" and "Alternative solution to the shortage of power generation in southern Peru", finding that the deficit generation in the southern reaches average levels of 45%, which makes this area very prone to breakdowns and outages with all the damage that means electrical system, since 2008.

In this regard, has been simulated the economic dispatch of SEIN with and without the participation of a geo-thermal plant of 100 MW given by the Pre-Feasibility Study Geothermal Field Calientes, Tacna – Peru, made by the West Japan Engineering Company.

These simulations show that they would achieve significant reduction in total operating cost for the SEIN being of 14.8% and to the south in particular 42.0%, in this sense, the savings generated would offset the investment over a period of three years and 6 months. That is, the SEIN a whole is benefited in a fraction of own payback. The participation of the geo-thermal power plant would help to reduce greenhouse gas emissions in a range of 4.14% to 5.97% in 2015 and 2016, to wide SEIN.

For the aforementioned reasons, is identified that in the current local schema, savings and beneficial a technology offer the electrical system as a whole, are not subject to a particular incentive, something that is considered should be the subject of consideration, in order to achieve the effective contribution that geothermal energy is able to provide the country.

Keywords: geothermal energy, economic dispatch, sustainable.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica de la zona sur del Perú, no se está realizando con generación propia sino a través de líneas de transmisión de gran longitud (de entre 600 km y 800 km); por otro lado, el Plan Maestro de Desarrollo de la Energía Geotérmica en el Perú, desarrollado por la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA), indica que existe un potencial de 2860 MW de energía geotérmica, de los cuales el 75% se encuentra en la zona sur del país.

El recurso geotérmico tiene las particularidades de ser una fuente de energía renovable no contaminante y que de acuerdo a la tecnología actual su aprovechamiento en generación eléctrica alcanza altos factores de planta operando las 24 horas del día. Por otro lado, la zona sur (Tacna, Moquegua, Arequipa y Puno) se caracteriza por la existencia de grandes explotaciones mineras, con amplias perspectivas de ampliación y nuevos proyectos, lo cual asegura el crecimiento de la demanda eléctrica y consecuentemente la necesidad de generación.

En la presente investigación se propone demostrar que la energía geotérmica es una alternativa económica y sostenible que permite solucionar el déficit de generación eléctrica de la zona sur del Perú, para ello se analizará el actual despacho económico de generación en la zona de influencia.

La presente Tesis se ha dividido en cinco Capítulos y Anexos, los mismos que a continuación se describen.

En el **Capítulo I** titulado “Descripción y aspectos Metodológico” se aborda la problemática de la situación del suministro de energía eléctrica en el SEIN y a

partir de allí se establecieron los objetivos generales y específicos, en base a los cuales se plantearon las Hipótesis general y específicas de la Tesis.

En el **Capítulo II** titulado “Marco teórico y conceptual de la investigación” se describe el marco teórico y conceptual de los temas involucrados en la investigación, tales como la energía geotérmica, el despacho económico y la sostenibilidad ambiental.

En el **Capítulo III** titulado “Evaluación de la situación actual del despacho económico de generación y su sostenibilidad” se analiza cual es la situación en los últimos años, con relación al déficit de generación en la zona sur (considerando el periodo de 2008 a 2013), los costos marginales producto del despacho económico (considerando el periodo de 2009 a 2013), el nivel de pérdidas técnicas en la interconexión centro – sur (considerando tanto la línea Mantaro-Cotaruze-Socabaya 220 kV, así como la nueva línea Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo 500 kV) para los meses de diciembre 2013 y enero 2014, y la evolución de las emisiones de CO₂ en años recientes.

En el **Capítulo IV** titulado “Evaluación de los beneficios en el despacho económico de generación y en la sostenibilidad por la incorporación de la energía geotérmica” se efectúa un análisis de flujo de carga para determinar la mejora en el perfil de pérdidas técnicas por la incorporación de la central geotérmica en la zona sur; asimismo se efectúan evaluaciones de despacho económico para los escenarios con y sin la incorporación de la central geotérmica tomando como base el modelo de red del Plan de Transmisión del COES vigente (escenario 2015 - 2016), con lo cual se determina el nivel de ahorro económico al SEIN y la zona sur en particular; se efectúa un análisis comparativo del precio monómico de la central geotérmica versus las otras fuentes de recursos energéticos renovables en el contexto de las subastas de Recursos Energéticos Renovables (RER¹) con el

¹ Definidas en el marco legal establecido por la Ley N° 1002 “Ley de Promoción de la Inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables”, ley promulgada el año 2006 y su Reglamento aprobado el 2007

fin de evaluar su competitividad en comparación con otras tecnologías de generación eléctrica. Finalmente en función de las simulaciones de despacho económico, se evalúa la reducción de emisiones de CO₂.

En el **Capítulo V** titulado “Aporte de la energía geotérmica a la solución del déficit de generación eléctrica de la zona sur, análisis de resultados y contrastación de las hipótesis” se sintetiza los resultados hallados en los análisis y evaluación desarrolladas en el Capítulo IV, vinculándolos con las Hipótesis y variables formuladas en la Tesis, demostrando así que la energía geotérmica es una alternativa económica y sostenible para solucionar el déficit de generación eléctrica de la zona sur del Perú.

Se exponen las **conclusiones** y **recomendaciones** que se derivan del presente trabajo de investigación. Al final se adjuntan Anexos que complementan los análisis y evaluaciones descritas en los Capítulos correspondientes.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN Y ASPECTOS METODOLÓGICOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 ÁMBITO DEL DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación se desarrolla en el ámbito del despacho económico de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN –, con énfasis en la problemática de zona sur de dicho sistema eléctrico, observada en los últimos años.

Asimismo, el alcance del presente trabajo lo constituye la demostración de que la energía geotérmica es una alternativa económica y sostenible de solución al déficit eléctrico de la zona sur, tomando como elementos de medida a las evaluaciones del despacho económico en dos escenarios, con y sin una central geotérmica a partir de un horizonte histórico 2008-2013; a su vez evaluando pérdidas en la interconexión centro-sur en una operación inicial transicional de líneas de 220 kV y 500 kV. Más allá de ello, los problemas abiertos que generan una solución amplia del caso, se muestran en el ítem problemas abiertos.

1.2 ANTECEDENTES BIBLIOGRÁFICOS DE LA INVESTIGACIÓN

La presente investigación tiene como referencia los trabajos de autores que de alguna u otra manera están relacionados con la tesis, tales como los que a continuación se indican:

MATEK y SCHMIDT (2013)², tratan sobre las características operativas de las centrales geotermoeléctricas³ como parte de la operación de los sistemas eléctricos interconectados, y exponen las razones por las cuales la geotermia ofrece potencia firme, rentable, limpia, y de carga base. Mencionan que la energía geotérmica es una fuente de energía y potencia firme, debido a que opera 24 horas al día, independientemente de las condiciones climáticas o de stock de combustible. Las plantas geotérmicas, cuando se construyen y gestionan de manera responsable, pueden durar hasta medio siglo o más; plantas eléctricas construidas en la década de 1970, como la planta The Geysers en California, sigue funcionando hoy en día extrayendo vapores geotérmicos y salmueras para generar electricidad. Además, indican que la energía geotérmica es una tecnología técnica y comercialmente probada, a diferencia de muchas otras tecnologías de energía renovable que son todavía relativamente nuevas. Las plantas geotérmicas alcanzan capacidades superiores a los 50 MW, con solo una fracción del impacto ambiental que producen otras tecnologías.

Refieren que más del 40% de la generación de energía eléctrica en EE.UU. proviene de la quema de carbón. Debido a su costo de combustible relativamente bajo y su predecible régimen de producción, las centrales de carbón se han utilizado históricamente como una de las principales fuentes de energía de carga base. La mayoría de las plantas de carbón en los EE.UU. fueron construidas hace más de 30 años, siendo el promedio de vida de dicho tipo de plantas de 40 años; debido a este hecho, así como el entorno económico y regulatorio cambiante, se ha estimado que de 59 a 77 GW de plantas de carbón existentes, serán retiradas hasta el año 2016⁴. El inminente vacío que creará estos retiros, representa una oportunidad de reemplazar estas plantas que producen altas emisiones de CO₂,

² BENJAMIN MATEK y BRIAN SCHMIDT. The Values of Geothermal Energy: A Discussion of the Benefits Geothermal Power Provides to the Future U.S. Power System. Estudio realizado para la Geothermal Energy Association y Geothermal Resources Council. octubre de 2013. . [en línea]. [Fecha de acceso en enero de 2014]. URL disponible en: http://www.geothermal.org/PDFs/Values_of_Geothermal_Energy.pdf

³ Se ha adoptado en el presente informe de investigación, el término “geotermoeléctrica”, para referirse a las centrales de generación eléctrica que hacen uso de la energía geotérmica, ello tomando como referencia el diccionario del Observatorio de Salud y Medioambiente de Andalucía, disponible en URL: <http://www.osman.es/ficha/11900>

⁴ CELEBI, METIN, GRAVES, & RUSSELL; “Potential Coal Plant Retirements: 2012 Update”. URL disponible en http://gllf-regwatch.org/documents/regulatory/TrainWreck/12Oct15_BrattleStudy.pdf.

por opciones más amigables con el ambiente, como lo es la energía geotérmica. De entre las fuentes de energía que son adecuadas para la operación en carga base, es la energía geotérmica la que tiene la menor huella de carbono, con emisiones de CO₂ insignificantes (59-396 libras / MWh) en comparación con el carbón (2 200 libras/MWh) o gas natural (861 libras / MWh).

Además, señalan que en EE.UU. el gas natural en el futuro, probablemente proporcione una cantidad sustancial de potencia firme y será una alternativa importante a los demás combustibles fósiles. Sin embargo, la energía geotérmica se debe tomar seriamente como una opción viable, rentable y como alternativa más limpia que el gas natural; teniendo en cuenta el tiempo de vida de 30 a 60 años de la mayoría de las nuevas centrales eléctricas, las decisiones que se tomen hoy influirán en la capacidad futura de cumplir con los objetivos de mitigación del cambio climático en EE.UU. En el contexto operativo, la expectativa es que a menudo los operadores del sistema eléctrico, confiarán en las unidades a gas natural para el balance de la oferta – demanda en tiempo real; estas unidades ayudan a amortiguar la variabilidad causada por fuentes de energía no firme como lo son la eólica y solar. En realidad, la gestión del balance de la oferta – demanda usando generación a gas natural es más costosa que usando la energía geotérmica, según exponen con mayor detalle LINVILL, CANDELARIA y ELDER (2013)⁵, cuyo trabajo de investigación acompaña al de MATEK y SCHMIDT en calidad de “Apéndices e Información adicional”.

COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (2013)⁶, ha elaborado el Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN en cumplimiento del Artículo 16° del Reglamento de

⁵CARL LINVILL, JOHN CANDELARIA y CATHERINE ELDER. “Appendices & Further Information: The Values of Geothermal Energy - A Discussion of the Benefits Geothermal Power Provides to the Future U.S. Power System”. Paper. Octubre de 2013. [en línea]. [Fecha de acceso en enero de 2014]. URL disponible en:

<http://geo-energy.org/reports/Values%20of%20Geothermal%20Oct%202013%20appendix.pdf>

⁶COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. “Informe de Diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN 2015-2024”. Informe COES/DP-01-2013. Lima, 27 de febrero de 2013.

Transmisión⁷, y con el alcance indicado en el Artículo 8° de los “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión⁸”. El objetivo del Informe de Diagnóstico es evaluar las condiciones operativas del SEIN desde el punto de vista energético y eléctrico, en los periodos de mediano plazo (2015 - 2016) y el largo plazo (2017 – 2024), con la finalidad de detectar restricciones o congestiones en el sistema de transmisión bajo distintas hipótesis de demanda, generación e hidrología.

Refieren en este informe, que la zona sur del país recibirá entre 800 MW y 1100 MW de la zona centro, en los años 2015 y 2016 respectivamente, lo que muestra la falta de nuevos proyectos de generación eficiente en la zona sur. De otro lado, en la parte de análisis de la Expansión de la Generación Eficiente para el largo plazo (al 2024), se observa que el estudio considera el ingreso sólo de centrales hidroeléctricas y proyectos de generación a gas natural asociados al desarrollo de ductos de gas natural al sur, remarcando que en el periodo desde el 2017 hasta el 2022, hay un déficit de generación eficiente del orden de los 980 MW y por tanto operarían centrales térmicas de alto costo para cubrir la demanda, originando altos precios de la energía en el mercado spot, en el cual debería también participar fuentes renovables de energía como la geotérmica, de muy bajo costo operativo y que es abundante en la zona sur peruana.

Son las principales conclusiones del presente informe, las siguientes:

- a. En un escenario donde solo se desarrollen proyectos hidroeléctricos, entre el 2017 hasta el 2022 se tendría un déficit de generación eficiente del orden de 980 MW, debido a esto en este periodo operarían centrales térmicas de alto costo, originando altos precios de la energía en el mercado.

⁷ Aprueban Reglamento de Transmisión y Modifican Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Supremo N° 027-2007-EM

⁸ Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión, Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM.

- b. En un escenario donde se desarrollen proyectos hidroeléctricos y proyectos a gas natural (1 500 MW al año 2019) asociados al Proyecto del Gasoducto del Sur Peruano y el Nudo Energético del Sur, a ser desarrollados en tiempos menores que lo que significaría llevar a cabo proyectos hidroeléctricos mayores, el déficit de generación eficiente se reduciría a solo el periodo 2017-2018, y a valores del orden de 490 MW.

KAGEL (2006)⁹ manifiesta que la energía geotérmica, como otras fuentes en desarrollo tiene una serie de efectos –positivos y/o negativos- difícilmente cuantificables, conocidas como “externalidades” y que no son consideradas para el establecimiento de los precios. En tal sentido, la energía geotermal tiene factores positivos tales como las características referidas a su forma de operación (opera las 24 horas del día), tiene un alto factor de planta, bajo nivel de emisiones, menores efectos nocivos al ambiente y la salud, y mayor generación de empleo en el largo plazo respecto a otras plantas como las térmicas a gas natural. De otro lado, varios desarrolladores de proyectos, están de acuerdo en que el costo nivelado (levelized cost)¹⁰ de una planta geotérmica es de 5,5 a 7,5 US ctvs. \$/kWh. Claro está también que dichos valores pueden variar dependiendo de factores como la ubicación del recurso, la existencia de otros recursos similares, el tamaño de la planta, la profundidad y características del recurso geotérmico, costos de la transmisión, costos asociados a la licencia social, impuestos y costos financieros, entre otros.

KYU (2001)¹¹ sustenta desde una perspectiva de desarrollo sostenible, que la energía geotérmica tiene muchos beneficios, en particular en los denominados “sistemas de ingeniería geotérmica” (EGS por sus siglas en inglés), tales como los

⁹ALYSSA KAGELL. A Handbook on Externalities, Employment and Economics of the Geothermal Energy. Geothermal Energy Association. October 2006. [en línea]. [Fecha de acceso en diciembre de 2013]. URL disponible en: [www.geo-energy.org/reports/Socioeconomics Guide.pdf](http://www.geo-energy.org/reports/Socioeconomics%20Guide.pdf).

¹⁰Valor presente total de una central, que comprende el costo de construcción y el costo de producción durante todo el periodo de vida útil convertido en pagos anuales iguales, en valores reales que no considera el impacto de la inflación.

¹¹ KIM ESTHER KYU. The Economic Value of Sustainable Development as applied to enhanced Geothermal Power Generation. Submitted for the Master Degree at the Massachusetts Institute of technology. Mayo de 2001.

de “roca seca caliente” (HDR por sus siglas en inglés) que ofrecen una energía limpia, local, de pequeña huella de carbono.

También define la energía geotérmica como energía térmica (calor) que emana del interior de la tierra, siendo la profundidad y el gradiente de temperatura del calor así como el modo en el cual el calor se manifiesta, lo que caracteriza la calidad del recurso geotermal y, frecuentemente, determina donde y como puede ser usada para provecho humano.

Asimismo, respecto a las tecnologías, describe brevemente las tres tecnologías más usadas para la explotación de la energía geotérmica: vapor directo, flash y binario, Las dos primeras son similares por usar el vapor extraído del sub suelo y enviado directamente a las turbinas para generar electricidad, siendo la diferencia entre una y otra el estado del fluido del reservorio. El sistema de vapor directo es usado cuando el reservorio es en cierto modo puro vapor mientras que el sistema de flash es de líquidos predominantemente (Armsted, 1983), Por otra parte, los sistemas binarios son generalmente usados cuando los reservorios tienen a los líquidos como predominantes pero que no es suficientemente caliente para el flasheo eficiente o demasiado corrosivo para ser enviado directamente a la turbina. (Armstead, 1983; Tester, 1980). En lugar de ser utilizado directamente, el líquido caliente es enviado a través de un intercambiador de calor, el cual calienta otro fluido de “ trabajo” en vapor y así es enviado a la turbina en un circuito cerrado de ciclo Rankine .En este contexto, se menciona que la capacidad instalada de centrales geotérmicas en Estados Unidos de Norteamérica alcanzó los 2 180 MW al año 2000 y que el estimado del potencial de reserva mundial de energía geotermal es de 10.5×10^7 Quads¹² siendo muy superior a las otras fuentes de energía como el uranio o hidrotermal o fósil, juntas.

Seguidamente, se manifiesta también que las barreras que encuentra el desarrollo de la energía geotérmica se dan en lo técnico, económico, social y financiero. Entre las barreras técnicas está las técnicas de perforación más

¹² Un Quad es una unidad de energía igual a 10^{15} BTU, o 1.055×10^{18} Joule en unidades del International System of Units.

especializadas que para el petróleo, la eficiencia de la conversión del calor en electricidad y el mantenimiento de los reservorios. Entre las barreras económicas están el alto costo asociado a la perforación, en comparación con el petróleo y gas, y que se incrementa exponencialmente con la profundidad. En la parte social, las barreras se asocian a la falta de información de los beneficios de su explotación y, de otro lado, las barreras culturales, Entre las barreras financieras se encuentran los altos costos iniciales y la aversión al riesgo de los inversionistas privados más aún en países desarrollados en los cuales sugiere el modelo build-own-transfer modelo (BOOT)¹³ para facilitar su desarrollo. Finalmente menciona la barrera de la caída del financiamiento del gobierno norteamericano a los programas de investigación vinculados a la geotermia.

Además se describe el caso de la empresa Royal Ducth Shell Group, la cual tiene como modelo negocio, una política de desarrollo sustentable; ello dado que tienen como antecedentes eventos que lo enfrentaron a la opinión pública e indujeron su preocupación por desarrollar sus actividades sin comprometer la seguridad y el ambiente.

Asimismo, plantea que en particular la técnica de la explotación del sistema de Roca Caliente Seca reduce las pocas emisiones de Gases de Efecto Invernadero –GEI, en especial el dióxido de carbono, las cuales son controladas a través de la reinyección del fluido o el intercambio a un circuito cerrado de sistema binario (Bloomfield and More, 1999), De otro lado, porque las plantas geotérmicas ocupan muy poco espacio en comparación con las distintas centrales de generación eléctrica (renovables: solar y/o eólicas, biomasa, hidroeléctricas y térmicas a carbón) y, finalmente porque usan menos agua que el resto de las otras centrales térmicas.

¹³Build –Own– Operate–Transfer (BOOT) modelo de inversión por el cual el operador construye y opera una planta por un cierto periodo de tiempo, usualmente 10 a 15 años, durante el cual el operador espera pagar el préstamo y recuperar su inversión y, seguidamente transfiere la propiedad al gobierno.

Seguidamente efectúa los cálculos para cuantificar los beneficios de la energía geotérmica a partir de ser energía limpia y del mercado de carbono, teniendo como meta-premisa maximizar los ingresos maximizando los beneficios y minimizando los costos, en este sentido calcula cuanta energía podría generarse para cubrir la cuota asignada en USA a las fuentes de energía renovable y la valoriza para luego evaluar su impacto en el ambiente y los ingresos en el mercado de carbono.

Finaliza el estudio con propuestas de medidas de política y recomendaciones para el desarrollo de la energía geotermal mencionando que ello será posible con el entendimiento y la cooperación del gobierno, el sector académico y los consumidores informados.

CHIRI y LUYO (2008)¹⁴ exponen los temas de seguridad energética, la eficiencia energética, la diversificación de la oferta energética y los retos para enfrentar los problemas. El tema de seguridad energética es explicado a partir de la evolución de la sociedad en el mundo globalizado y como se ha ido adaptando y ampliando su concepción, a los riesgos y su vinculación a la economía y la política, los riesgos sociales asociados a un gasoducto de gran longitud que cruza los andes y las comunidades nativas así como los acuerdos preliminares entre Perú y Brasil para explotar las grandes centrales hidroeléctricas, muchas de ellas ubicadas en el sur del país.

Luego, en el tema de energías renovables, se menciona que “El uso de la energía renovable en el futuro, parece inevitable” teniendo en cuenta la contaminación originada por fuentes emisoras de GEI responsables del calentamiento global y sus impactos. Asimismo, en el tema de la diversificación de la oferta se plantea el uso eficiente de los recursos energéticos con los que cuenta el país para promover el desarrollo sostenible del país.

¹⁴CHIRI JAIME & JAIME LUYO. La Seguridad Energética.: Un reto para el Perú en el siglo XXI. Colegio de Ingenieros del Perú. Artículos. 2008. PP 320.

Finalizan enfatizando, entre otros temas, que para mantener la seguridad energética se debe diversificar el suministro y, finalmente, citan que “El desarrollo que alcancen las naciones en el siglo XXI dependerá de las decisiones que se adopten hoy, que mucho tendrá que ver con la Seguridad Energética y el Cambio Climático”.

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY (2011)¹⁵ formula un plan nacional de desarrollo de energía geotérmica (Plan Maestro) con el fin de promover el desarrollo de la energía geotérmica y programas de explotación en el Perú, para ello se elaboró una base de datos de información relacionada con el mencionado desarrollo y, de otra parte, se efectuó una transferencia de tecnología a personal peruano del Ministerio de Energía y Minas e INGEMMET.

Asimismo, se definen las actividades conducentes al desarrollo geotermal los mismos que empiezan por la fase de reconocimiento para luego pasar a la fase de exploración y, finalmente, a la fase de desarrollo o explotación del recurso para producir energía eléctrica.

Seguidamente, se señala que la mayoría de recursos geotérmicos del Perú se encuentran en el cinturón de fuego, más precisamente en la cordillera de los Andes, entre la parte sur del Perú y norte de Chile donde hay una gran cantidad de volcanes (Kono et al., 1989) sugiriendo que la actividad volcánica en el sur del Perú también cubre la mayoría del Altiplano, y que el área del Altiplano corresponde al área magmática asociada con la subducción de la placa de Nazca debajo de la placa Sud Americana de donde, geotérmicamente se deduce y concluye que esta actividad volcánica puede resultar en campos geotérmicos de alto potencial. En este sentido, pasa a indicar que según los estudios de INGEMMET en el Perú se han tabulado sesentauno (61) campos geotérmicos, la mayoría de los cuales se encuentran en las regiones geotérmicas 5 y 6 (al sur del país) con 38 campos geotérmicos, según se puede apreciar en la Figura 1.

¹⁵AGENCIA DE COOPERACION INTERNACIONAL DEL JAPÓN (JICA). Plan Maestro para el Desarrollo de la Energía Geotérmica en Perú. Noviembre de 2011. West Japan Engineering Consultants, Inc.

ubicado en el sur¹⁶, 640 MW han sido clasificados de “prioridad A” (que deben realizarse primero) y, según su “Hoja de ruta” recomendada, se espera que 570 MW puedan ser desarrolladas al 2020, 820 MW al 2025 y 1000 MW al 2030.

Finalmente, el Plan Maestro propone un Plan de Acción para el desarrollo geotérmico con temas y actores del sector energético nacional luego de lo cual formulan un Plan de desarrollo de campos promisorios con una capacidad de hasta 735 MW con las respectivas cantidades de pozos de producción y de reinyección, pero con la posibilidad de desarrollar hasta 1000 MW al año 2030.

1.3 PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.3.1 PLANTEAMIENTO DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA

El sistema eléctrico de la zona sur del país, ha venido abasteciendo de energía eléctrica a los principales centros urbanos de las correspondientes regiones, tales como Arequipa, Moquegua, Tacna, Cusco, Puno y Apurímac; suministrando energía eléctrica a sus poblaciones y a los principales proyectos mineros del Perú y grandes industrias manufactureras locales, lo cual se lograba en gran medida de manera autónoma¹⁷, tanto en su gestión energética como administrativa.

Sin embargo; pese a que en octubre de 2000 se interconectaron los sistemas eléctricos del centro y sur del país, mediante una línea de transmisión en 220 kV, con el objeto de proveer de energía eléctrica más económica al sistema del sur, en los últimos años, especialmente en los periodos de avenida de los años 2011 y 2012, se ha comenzado a registrar un elevado número de cortes de energía eléctrica en dicha zona, debido a fallas en los sistemas de transmisión, ocasionando la pérdida parcial o total del suministro eléctrico, con los

¹⁶ Esto es corroborado por INGEMMET en su Síntesis Geo-científica del Potencial Geotérmico del Perú. Pág. 6.

¹⁷ El sistema eléctrico del sur tiene una potencia instalada de 845 MW, de los cuales el 51% es de centrales térmicas, que operan con combustibles fósiles y 33% a carbón, el resto con R6 y D2, con escasa presencia de centrales hidráulicas.

consecuentes perjuicios económicos tanto a la población como a sus sectores productivos y comerciales.

Asimismo; se ha observado que el desarrollo de los proyectos de generación eléctrica a nivel nacional, han conducido a que la zona central del SEIN tenga una oferta eléctrica excedentaria; mientras que la zona sur, que antes de la interconexión (centro - sur) lograba ser autosuficiente, aun cuando con altos costos, ha devenido en ser altamente deficitaria, presentando en la actualidad un significativo déficit que llega hasta el 45% de su demanda total en la hora punta, situación estructural que por las características de las concesiones otorgadas en los últimos años, se estaría manteniendo en el mediano y largo plazo.

En el contexto normativo, constituye un reto lograr medidas efectivas para mitigar la problemática antes descrita, dado que las mismas deben darse bajo la forma de “mecanismos de mercado”, ello dado que el marco legal vigente¹⁸, deja al estado solo con un rol promotor, subsidiario y regulador en el SEIN.

Figura 2. Sistema de transmisión eléctrica del SEIN al año 2024.

¹⁸ El Decreto Legislativo N°757 “Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada”, en su artículo 1° dice: *La presente Ley tiene por objeto garantizar la libre iniciativa y las inversiones privadas, efectuadas o por efectuarse, en todos los sectores de la actividad económica y en cualesquiera de las formas empresariales o contractuales permitidas por la Constitución y las Leyes.*



Fuente: COES. Plan de transmisión al 2024

Aun cuando, existen abundantes Recursos Energéticos Geotérmicos en la zona sur disponibles para la generación de energía eléctrica, estos no están siendo considerados en los proyectos de generación eléctrica, pese a que de acuerdo al Plan Maestro para el desarrollo de la energía geotérmica en Perú, se tiene un potencial de 2 860 MW, cuya mayor parte se encuentra cerca de los principales centros de consumo de los proyectos mineros de la zona sur.

1.3.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

De la descripción de la realidad problemática se desprende la siguiente pregunta de investigación:

¿Será la energía geotérmica una alternativa económica y sostenible para solucionar el déficit de generación eléctrica en la zona sur del Perú?

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Demostrar que la energía geotérmica es una alternativa complementaria, económica y sostenible, de solución al déficit de generación eléctrica en la zona sur del Perú, en el corto; ello en base a las evaluaciones del despacho económico en dos escenarios, con y sin una central geotérmica a partir de un horizonte histórico 2008-2013, así como evaluando pérdidas en la interconexión centro-sur en una operación inicial transicional de líneas de 220 kV y 500 kV.

Se parte de la premisa de que las otras alternativas, como centrales termoeléctricas de ciclo abierto, centrales eólicas o solares fotovoltaicas, no constituyen tecnologías que puedan competir en el mercado spot en la búsqueda de la solución general de la problemática de la generación en la zona sur peruana, sino que resultan ser complementarias dentro de la inmensidad de recursos energéticos que posee el Perú, ello debido al déficit de plantas de generación de base que operen las veinticuatro (24) horas del día, y no solo en horas punta como es el caso de las centrales térmicas de ciclo abierto por su alto costo operativo, o que solo operan durante el día a plena carga, como es el caso de las eólicas y solares, no estando dichas centrales disponibles en la hora punta (típicamente entre las 7 y 8 PM.), que es cuando más se necesita de generación adicional.

Asimismo, la cercanía del recurso geotérmico a los sectores de mayor consumo y centros de transformación de dicha zona, brinda a dicho recurso ventajas operativas y económicas, que se pueden apreciar en la Tabla 17 “Comparación de costos de generación eléctrica basados en energías renovables en el SEIN” incluida en el presente informe.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Evaluar el despacho económico actual de generación existente en el sur.
2. Evaluar la seguridad de la actual generación existente en el sur
3. Demostrar la existencia de déficit de energía eléctrica en la zona sur, por lo que la energía geotérmica se presentaría como una alternativa económica en el corto y mediano plazo, frente a otras posibles existentes
4. Demostrar que la energía geotérmica contribuye al desarrollo sostenible.

1.5 HIPÓTESIS

1.5.1 HIPÓTESIS GENERAL

La energía geotérmica es una alternativa económica, sostenible y complementaria a corto plazo, que permite solucionar el déficit de generación eléctrica de la zona sur del Perú.

1.5.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

1. El actual despacho económico de generación en la zona sur del país se puede mejorar, introduciendo sistemas de generación aprovechando sus recursos energéticos naturales renovables, tal como el recurso geotérmico.
2. La energía geotérmica es la alternativa económica más ventajosa en el corto plazo, para mejorar el despacho económico del sistema eléctrico del sur.
3. La energía geotérmica contribuirá a la suficiencia en generación en la zona sur peruana.

1.6 VARIABLES E INDICADORES

1.6.1 VARIABLES INDEPENDIENTES O EXPLICATIVA (X)

X: El nivel de energía geotérmica propuesta

1.6.2 INDICADORES

X1: Costo total de operación del sistema de generación eléctrica.

X2: Costos de inversión de una planta de generación eléctrica basada en energía geotérmica.

X3. Costos comparativos de generación eléctrica.

X4: Menor nivel de emisión de CO₂.

1.6.3 VARIABLE DEPENDIENTE (Y)

Y: Suficiencia de generación eléctrica en zona sur del Perú.

1.6.4 INDICADORES

Y1: Balance de generación versus demanda en la zona sur.

Y2: Menores costos de generación eléctrica total del SEIN (en términos de porcentaje de ahorro económico por año).

Y3: Nivel de contaminación por emisión de “gases de efecto invernadero”.

1.7 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

1.7.1 UNIDADES DE ANÁLISIS

Lo constituye la documentación de los despachos de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, el diagnóstico del Plan de Transmisión que realiza el COES, Plan Maestro de Desarrollo de la Energía Geotérmica y el Estudio de Pre-factibilidad del Campo Geotérmico de Calientes, Tacna-Perú.

1.7.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación es analítica, explicativa y correlacional.

1.7.3 PERÍODO DE ANÁLISIS

El periodo de análisis para las simulaciones comprende los años 2015 y 2016, en función del cual se establecerá el porcentaje de ahorro por año.

1.7.4 FUENTES DE INFORMACIÓN, TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN O DE DATOS

La información primaria la constituye los despachos de generación hidrotérmica¹⁹ y planeamiento de la transmisión que realiza el COES y que publica en su página Web, así como estudios relativos al tema que se remiten a la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas y el Plan Maestro para el desarrollo de la energía geotérmica en Perú.

Las técnicas que se utilizarán para la investigación son:

- Simulaciones y
- Análisis documental

Como instrumentos o herramientas se tienen los modelos matemáticos con los que se determina el despacho hidrotérmico, según lo estipulan los procedimientos del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES-SINAC).

¹⁹El despacho hidrotérmico determina la relación adecuada entre la generación hidráulica y la generación térmica de tal forma que el costo operativo sea óptimo durante el período de planeamiento, cumpliendo con las restricciones de generación, transmisión y demanda.

1.7.5 PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

1.7.5.1 PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA LA SIMULACIÓN DEL DESPACHO ECONÓMICO

Para el procesamiento de los despachos económicos de mediano plazo (horizonte anual) del sistema eléctrico nacional y de la zona sur del Perú, se hace uso del modelo computacional Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP²⁰), el cual fue adoptado por el COES desde el año 2007. El antecedente de dicha adopción por parte del COES, lo constituye el acuerdo consignado en el acta de la reunión del Grupo de Desarrollo para la implementación de la Decisión de la Comunidad Andina de Naciones N° 536, llevada a cabo el 20 de abril de 2005 en Lima – Perú con la participación de representantes de Ecuador, Perú y Colombia, en la cual en lo referido al “Manejo de intercambio de información de los planes de expansión entre países del grupo de desarrollo”, se acordó la utilización del programa SDDP como herramienta para los análisis de expansión de los sistemas eléctricos.

El modelo SDDP, es un modelo de despacho hidrotérmico estocástico con representación de la red de transmisión para estudios de largo, mediano y corto plazo, que implementa la metodología de cálculo expuesto en el numeral 2.3.2 “Modelamiento del Despacho Económico en Sistemas Hidrotérmicos”. El modelo SSPD calcula la política de operación de mínimo costo de un sistema hidrotérmico, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- a. Detalles operativos de las centrales hidroeléctricas (balance, hídrico, límites de almacenamiento y límites en los caudales turbinados, vertidos, filtrados, evaporación, etc.)
- b. Modelo detallado de las centrales térmicas, unit commitment, contratos take or pay, contratos de combustible, curvas de eficiencia, etc.

²⁰ El SDDP es parte de la suite de herramientas para la optimización del despacho de sistemas eléctricos, que es desarrollada y distribuida por la compañía Power Systems Researching (PSR INC), con sede en Brasil. Su web site es: http://www.psr-inc.com.br/portal/psr_es

- c. Manejo de incertidumbre hidrológica y utilización de modelos estocásticos de caudales que representan las características del sistema hidrológico.
- d. Red de transmisión detallada; leyes de Kirchhoff, límites en los flujos de potencia en cada circuito, pérdidas técnicas, restricciones de seguridad, límites de exportación e importación entre áreas eléctricas.
- e. Demanda de energía por bloque y por barras en etapas mensuales y semanales para estudios de largo y mediano plazo o etapas horarias para estudios de corto plazo.
- f. Además de calcular la política de operación a mínimo costo, el modelo genera los costos marginales, costos de congestión de la transmisión y valor marginal del agua para cada central hidroeléctrica entre otros.

Cabe resaltar, las virtudes y potencialidades comparativas del modelo SDDP para la optimización del despacho de sistemas hidrotérmicos de potencia que se vienen usando en nuestro medio, basado en las características generales de dichos modelos. A continuación se citan las ventajas del modelo SDDP en comparación con otros modelos similares:

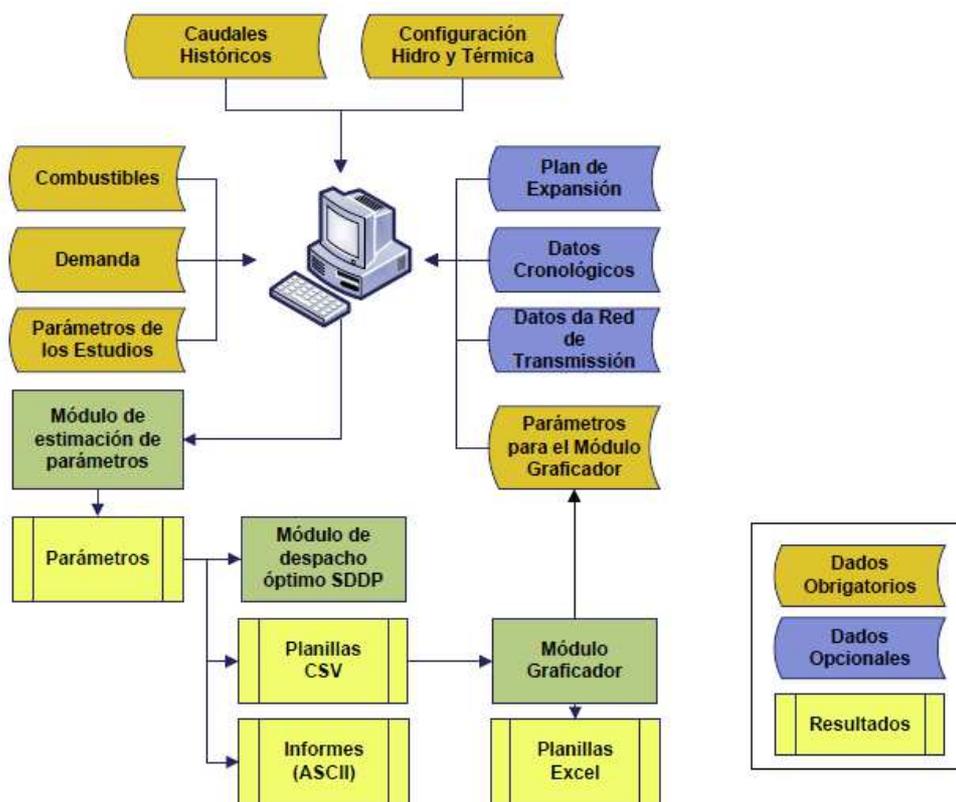
- I. Supera al “modelo Junín²¹” al optimizar la descarga todos los embalses del sistema y no sólo la del lago Junín, y modelar las restricciones que implica la red de transmisión. Comparte con el modelo Junín la utilización del enfoque de la programación dinámica para optimizar las descargas de los embalses.

²¹ El modelo JUNÍN se implementó en 1993, como parte del programa de Garantía Tarifaria, para determinar el Precio Básico de Energía. Debido a que se requería de un hardware costoso, el COES contrató los servicios de la empresa Kappa Works para implementarlo en una PC normal, por este motivo el modelo JUNIN desarrollado para el COES consta de tres módulos, JUNRED, JUNTAR y JUNANU.

- II. Supera al “modelo Perseo²²” al utilizar el enfoque de programación dinámica para optimizar la descarga de todos los embalses en lugar de la programación lineal, sin sacrificar el detalle de la red de transmisión. Incluso detalla la operación de las centrales térmicas en las rampas de encendido y apagado con su correspondiente curva de eficiencia.

Resumiendo, el SDDP supera varias de las limitaciones de los modelos similares que se usan en nuestro medio, el mismo que provee un conjunto de interfaces de ingreso de datos y reportes que facilitan el trabajo de análisis, según se puede apreciar en el esquemáticamente en la Figura 3.

Figura 3. Arquitectura funcional del modelo SDDP



Fuente. Manual de Usuario del modelo SDDP.

²²El modelo fue concebido con el objeto de resolver las limitaciones de modelos previas (CAMAC y JUNTAR) utilizados para el cálculo de los precios en barra de la energía. En este sentido, ha sido orientado a resolver el problema del planeamiento de la operación de mediano plazo; es decir, busca un plan óptimo que minimice el costo total de operación en bases mensuales. El modelo se concibió bajo las características de: Multiembalse, Multinodo y Multiescenario. Mayor información disponible en: <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/GART/698.htm>

1.7.5.2 SISTEMA COMPUTACIONAL DE SIMULACION DE FLUJO DE CARGA

Para llevar a cabo el análisis de flujo de carga, que permite el análisis eléctrico específico y complementario al del despacho económico, se hace uso de programa computacional Power Factory²³, el cual es también usado por el COES SINAC para la elaboración del Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, referido en el numeral 1.2 “Antecedentes bibliográficos de la investigación”.

Las principales áreas de aplicación de los cálculos de flujo de carga que ofrece el programa computacional Power Factory, son las siguientes:

- Cálculo de la carga de circuito, cálculo de pérdidas del sistema y de perfiles de tensión para la planificación y operación del sistema (condiciones normales y anormales)
- Análisis de contingencia, evaluación de la seguridad de red.
- Tareas de optimización (minimizando las pérdidas del sistema, reduciendo al mínimo los costos de generación, optimización lazo abierto en redes distribuidas, etc.; en condición normal o anormal)
- Verificación de las condiciones del sistema durante los cálculos de fiabilidad. Determinación automática de estrategias óptimas de reabastecimiento del sistema. Optimización de la desconexión de carga (condiciones anormales)
- Cálculo de las condiciones iniciales de estado estacionario para simulaciones o cálculos de estabilidad de corto circuito utilizando el método de superposición completa.

²³Este programa computacional es desarrollado y distribuido por la empresa DigSilent de Alemania, y se encuentra disponible en: <http://www.digsilent.de/index.php/products-powerfactory.html>.

1.8 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

En la zona sur del país se prevé un crecimiento sostenido de la actividad minera y ello hace que la demanda de energía sea una necesidad latente. Actualmente, se observa que hay déficit de generación en dicha zona, con la desventaja que las centrales térmicas existentes como reserva, son en base a combustibles fósiles no renovables y altamente contaminantes como el carbón y petróleo Diesel; dicha tendencia se prevé se mantenga debido a que en reciente licitación, el Estado ha otorgado la Buena Pro para la instalación de más de 1000 MW de centrales térmicas que operarían inicialmente con petróleo y luego con gas natural, cuando este recurso llegue a dicha zona, probablemente luego del año 2019²⁴.

En tal sentido; la presente investigación tiene por propósito evaluar las ventajas de la instalación y operación de centrales geotérmicas, demostrando con ello que contribuirían de manera significativa a superar el déficit de generación eléctrica en forma económica y sostenible en la zona sur.

Asimismo, según la evaluación de la contaminación ambiental de GEI considerando la operación de las centrales eléctricas con y sin las centrales geotérmicas, se demostrará que con éstas últimas se minimiza el impacto ambiental contribuyéndose así a un desarrollo sustentable de la generación eléctrica en dicha zona.

El presente estudio tiene importancia relevante, en tanto que aporta nuevas variables (energía geotérmica) para aumentar la oferta de generación eléctrica en la zona sur del país, y reducir el déficit de oferta de generación, a la vez de hacerla sostenible.

²⁴El proceso de concurso lo viene llevando PROINVERSION, y se espera sea adjudicado en el primer trimestre de 2014.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL DE LA INVESTIGACIÓN

2.1 FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

2.1.1 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es una de las transformaciones de la energía solar, que se almacena en la atmósfera en forma de calor distribuido de modo no homogéneo, que pone en marcha las corrientes convectivas o movimientos de aire a velocidades que dan origen a la energía cinética del aire²⁵. En este sentido, la potencia teórica que se obtendría de una turbina eólica está en función directa del área barrida de las aspas de la turbina eólica, la densidad y velocidad del aire. En la práctica real la turbina es capaz de transformar sólo una parte en energía eléctrica, dada la forma de la propia turbina y la degradación de la energía, por lo que se afecta de un Coeficiente de Potencia indicativo del grado de aprovechamiento energético.

El Perú tiene velocidades de viento entre los 8 m/s en la costa norte y sur medio y 6 m/s en la costa norte y sur²⁶, velocidades más que suficientes para la generación de energía eléctrica, por ello, el potencial del país se ha estimado en 22 000 MW.

²⁵ JAIME GONZÁLO VELASCO. Energías Renovables. Barcelona. España. Editorial REBERTÉ. Año 2009. PP 288., p 219.

²⁶ Ministerio de Energía y Minas Atlas Eólico del Perú. (2001). <http://dger.minem.gob.pe/atlaseolico/PeruViento.html>

En el país se tiene instalado en el ámbito del SEIN, la Central Eólica de Marcona de 32 MW de potencia instalada, la cual entró en operación el 25 de abril de 2014.

Asimismo, como resultado de las subastas de RER, se obtuvo el compromiso de inversiones para instalar 142 MW (Guadalupe, Talara y Marcona que ya en operación) que están en su fase de implementación.

Las referidas subastas tienen como soporte legal el DL 1002, Ley de Promoción de la Inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, ley promulgada el año 2006 y su Reglamento aprobado el 2007.

2.1.2 ENERGIA DE LA BIOMASA

Las sustancias que resultan del proceso fotosintético almacenan la energía de enlaces químicos, una energía que se caracteriza por poseer un grado termodinámico, o nobleza, menor que la energía cinética o potencial o eléctrica, pero que aún es elevado y en la que se puede utilizar como posible combustible en procesos convencionales de combustión, con liberación de energía calorífica y posterior conversión en energía eléctrica²⁷.

En dicho contexto, la energía de la biomasa es aquella que proviene de la combustión de la biomasa para producir calor, que es aprovechado para calentar agua y producir vapor a alta presión y temperatura apropiadas para accionar las turbinas a vapor que como motores primos son utilizados para la generación de energía eléctrica en generadores eléctricos.

El Perú, cuenta con (FAO - BEFS, 2010)²⁸ una extensión forestal 82 369 713 ha de aptitud forestal y 7 600 000 ha con capacidad para los cultivos agrícolas y un potencial de biomasa para la producción de energía estimado en 272 millones de

²⁷ JAIME GONZÁLO VELASCO. Energías Renovables. Barcelona. España. Editorial REBERTÉ. Año 2009. PP 656., p 219

²⁸ FAO. (2010). Bioenergía y seguridad alimentaria "BEFS". Volumen PP 147. p 74-89.

toneladas métrica anuales. En este contexto, es preciso indicar que para fines de producción de energía, se han identificado hasta cuatro categorías de biomasa: 1) categoría de plantaciones bioenergéticas (palma aceitera, piñón blanco, higuera, caña de azúcar, caña brava, etc.); 2) categoría residuos agrícolas (cáscaras de cacao, café, arroz; bagazo, residuos de madera, etc.); 3) categoría bostas de ganado; 4) categoría residuos municipales. De todas éstas las más utilizadas para la producción de energía eléctrica son las provenientes de los residuos agrícolas y municipales. El potencial energético²⁹, estimado al año 2006, de los residuos agrícolas se estima en 1 441 MW y del estiércol en 2 080 MW.

La potencia instalada nacional con unidades que usan la biomasa se estima en 42,8 MW lo cual representa un 24 % de la capacidad instalada de Recursos Energéticos Renovables³⁰.

Como resultado de la primera Subasta de RER del país, se han puesto en operación dos proyectos de biomasa con una potencia total de 27 MW. Uno que aprovecha los residuos sólidos para producir biogás y con ello generar energía eléctrica hasta por 4 MW (a cargo de la empresa PETRAMAS) y otro que aprovecha el bagazo como combustible para producir hasta 23 MW, a cargo de la empresa Agroindustrial Paramonga (AIPSA).

En cuanto al potencial del país, se estima que a través de los procesos de pirolisis y de gasificación es posible que para fines de producción de energía eléctrica el potencial alcance los 51,27 MW a partir del biogás, 177,18 MW por combustión en turbinas a vapor, 166,11 MW por combustión con motor a vapor, 276,85 MW por combustión con motor Stirling, 188,62 MW por gasificación de motor de combustión interna y 276,85 MW por gasificación en turbinas a gas³¹.

²⁹ CALLE JOSÉ LUIS. Investigaciones en Biomasa Residual en la UNALM, En: Ponencia presentada en el Foro Nacional de Bioenergía y seguridad alimentaria. Lima. 2012.

³⁰ GAMIO P. & GARCIA H. Energías Renovables en el Planeamiento Estratégico del Mediano y Largo Plazo. Documento de trabajo # 10. CEPLAN. (2011). Perú. Primera edición. PP 157.

³¹ FAO. (2010) Bioenergía y Seguridad Alimentaria "BEFS". El análisis de BEFS para el Perú. PP 97, p 16.

2.1.3 ENERGÍA SOLAR

La energía solar es la principal fuente de energía que proviene del sol en forma de radiación electromagnética que al incidir en la superficie de la tierra interviene en diferentes procesos: fototérmicos y fotovoltaicos.

En el Perú, las zonas de mayor potencial de energía solar para su aprovechamiento en generación de eléctrica se encuentra en el sur, con valores de 6.0 a 6.5 kW.h/m² diarios y los valores más bajos con 4.5 a 5.5 kW.h/m² diarios³² en la selva:

La potencia instalada de energía solar para la generación de electricidad, gracias a las subastas de RER, con sistemas fotovoltaicos asciende a 80 MW, recientemente inaugurados y en operación comercial, Estas subasta al igual que para la energía eólica se sustenta en el mandato del DL 1002 y su Reglamento.

Una de sus desventajas de estas cuatro centrales solares ubicadas en la zona de influencia del proyecto, es su baja inercia para absorber las inestabilidades de voltaje y frecuencia, tanto por sus características intrínsecas como por su bajo margen de potencia frente a la gran capacidad de demanda de la zona sur.

2.1.4 ENERGÍA HIDRÁULICA

La energía hidráulica es aquella que contiene el agua por su posición dentro del campo gravitatorio de la tierra, es decir, se trata de energía potencial, que puede ser convertida en energía eléctrica, la cual es directamente proporcional al caudal en m³/seg, y salto hidráulico de la central.

Según el DL 1002, las pequeñas centrales hidroeléctricas son aquellas con potencias inferiores a 20 MW y que pueden participar en las subastas para la adquisición de energía eléctrica. En este contexto, en las tres primeras subastas

³² Ministerio de Energía y Minas (2003). Atlas de Energía Solar del Perú. Lima. Perú. PP 20. <http://dger.minem.gob.pe/atlassolar/>

se ha logrado el compromiso de inversión para instalar 55 pequeñas centrales hidroeléctricas por un total de 504 MW según se muestra en el Anexo C; de los proyectos antes citados, doce (12) centrales se encuentran en operación comercial³³ en la actualidad.

Si bien las centrales hidráulicas representan el mejor ejemplo de centrales de generación eficiente, y existe un gran potencial hídrico en la zona sur – oriental, dichos proyectos no han podido ser impulsados, dado el impacto ambiental que produce en dicha geografía, principalmente el área de tierra que inunda. La inundación de terrenos que producen las centrales hidráulicas, es mayor en las zonas de baja altitud, como lo es en las zonas selváticas o de ceja de selva, tales como las regiones de Puno, Cuzco y Madre de Dios, en la zona sur del Perú; es por esta razón que el proyecto de central hidroeléctrica de Inambari de 2000 MW, no ha logrado concretarse aún, dado que inundaría³⁴ un área estimada de 450 km², hecho el cual ha dificultado su aceptación por parte de la población.

2.1.5 ENERGÍA GEOTÉRMICA

La energía geotérmica (Kyu, 2001, pág. 11) es la energía (calor) que emana del interior de la tierra. Esta energía térmica en última instancia proviene de dos fuentes: la desintegración de elementos radioactivos que naturalmente ocurren profundamente por debajo de la superficie de la tierra (Mock et al, 1997) y el calor original producido a partir de la formación de la tierra por el colapso gravitacional (Kustcher,. 2000). Asimismo, el calor es transportado hacia la superficie de la tierra por varios mecanismos: conducción a través de la roca misma, convección a través del líquido que entra en contacto con la roca caliente y roca fundida y a través de la roca fundida (magma) que se filtra a través de las fisuras en la corteza terrestre.

³³<http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/Contenido/Estadisticas.html>

³⁴ Referencia tomada del artículo “Lidiando con las represas” (título original en Inglés “Messing around with dams”), publicada de The Economist. . [en línea]. [Fecha de acceso en junio de 2014]. URL disponible en: <http://www.economist.com/node/14917774>

La geotermia es una fuente de energía renovable pues proviene tanto del calor como del agua. La temperatura promedio del agua o vapor geotérmicos en profundidad, está entre 150 y 340 °C. Las profundidades a las que se encuentra un pozo geotérmico oscilan entre 200 y 3500 m. La eficiencia real de una planta geotérmica es de 11 a 13%; y la duración promedio de un pozo geotérmico se encuentra entre 10 y 30 años.

La geotermia, como se cita en la Síntesis Geo científica de la energía geotérmica del Perú del INGEMMET³⁵, es una fuente de energía renovable que se manifiesta a través de volcanes, géiseres, fumarolas, manantiales, aguas termales (Fig. N° 4) y zonas tectónicas geológicamente recientes, es decir, con actividad en los últimos diez o veinte mil años en la corteza terrestre. "La actividad volcánica y tectónica sirve como mecanismo de transporte de masa y energía desde las profundidades terrestres hasta la superficie. Este calor proviene del núcleo de la Tierra, que posee una temperatura aproximada de 4000 °C y que está constituido por un núcleo externo de materia fluida y otro interno, sólido, de hierro. Se relaciona con dos tipos de recursos explotables por el ser humano: la energía geotérmica y algunos tipos de yacimientos minerales, que son depósitos de origen magmático e hidrotermal

Figura 4. Manifestación de la energía geotérmica: Fumarolas



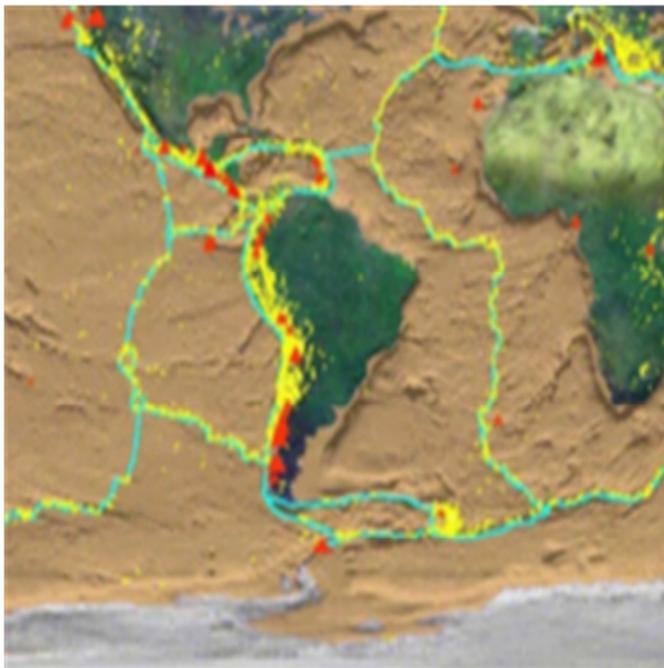
Fuente: INGEMMET: Síntesis Geo científica de la Energía Geotérmica del Perú

³⁵ CRUZ V. et al. (2007). Síntesis Geo científica sobre el Potencial Geotérmico del Perú. INGEMMET. Lima – Perú. PP 156..

Asimismo, INGEMMET menciona que el origen del grado geotérmico de la tierra está relacionado con la formación de la tierra. Éste proviene del calor generado por el núcleo terrestre. La corteza actúa como una especie de aislante de las capas interiores (manto y núcleo) y por otro lado, los elementos radiactivos, tales como potasio, uranio y torio, presentes principalmente en la corteza continental, contribuyen parcialmente en la generación de calor por decaimiento radiactivo (10 microcalorías/gramo/ año).

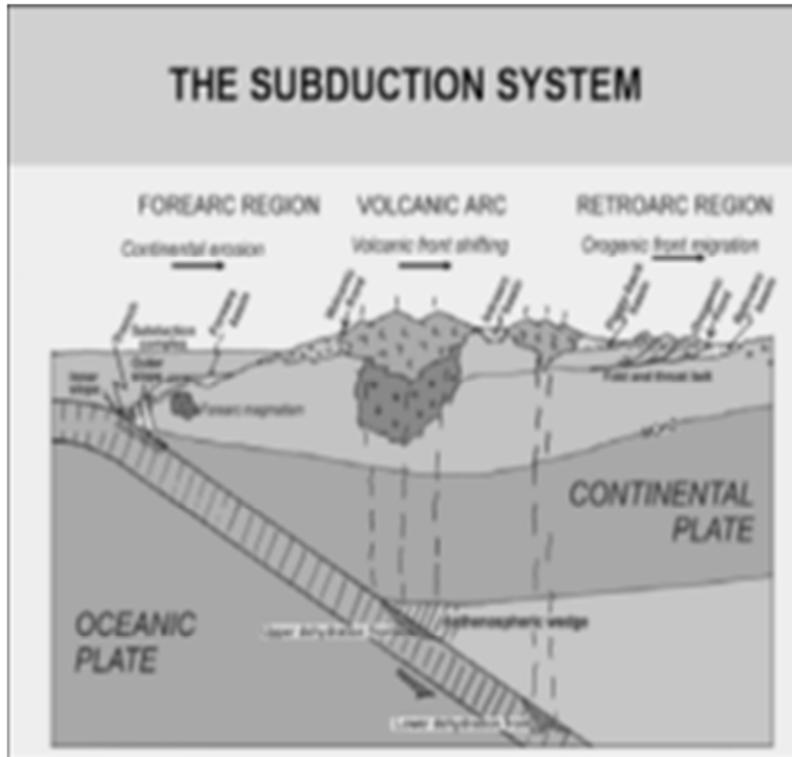
También menciona que a partir del calor que produce nuestro planeta, la teoría llamada “tectónica de placas” según se aprecia en la Figura 5, explica los fenómenos geofísicos que se presentan en la superficie, tales como sismos y volcanes, mediante el mecanismo que lleva el calor del interior a la superficie. La costra de nuestro planeta está constituida de grandes placas de roca que se deslizan unas sobre otras. Una placa oceánica se mete por debajo de una continental, provocando fracturas en las rocas por donde pueden escapar gases y vapores de magma (sílice SiO_2) y minerales con hierro y magnesio, formándose burbujas magmáticas que llegan a las proximidades de la superficie (ver Figura 6).

Figura 5. Placas tectónicas.



Fuente: INGEMMET: Síntesis Geo científica de la Energía Geotérmica del Perú

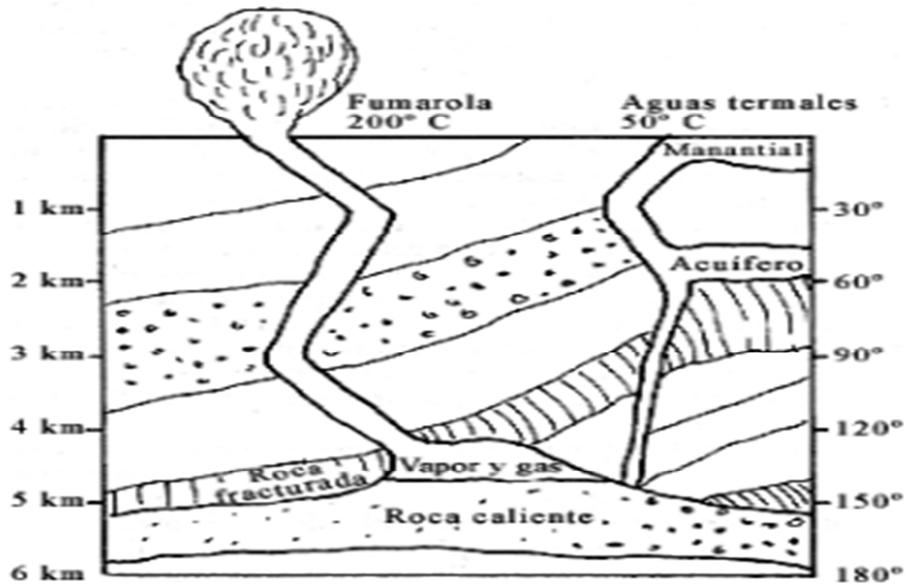
Figura 6. Sistema de subducción de la placa de Nazca.



Fuente: INGEMMET: Síntesis Geo científica de la Energía Geotérmica del Perú

Asimismo, se afirma que el agua que infiltra por estas estructuras geológicas a través de las fisuras y fallas que se han generado en la corteza, a lo largo de años, se encuentran cerca de una cámara magmática donde adquieren su elevada temperatura. En muchos casos, el agua queda atrapada, formando un acuífero de agua caliente. Dicha formación está sellada en la parte superior por una capa de sales, que se desprenden porque el agua filtrada disuelve las sales al pasar por las rocas (ver Figura 7).

Figura 7. Esquema de un depósito geotérmico



Fuente: INGEMMET "Síntesis geocientífica de la Energía Geotérmica del Perú"

De esta forma, a profundidades que oscilan entre 0 y 10 km se puede encontrar un acuífero, en el cual potencialmente puede haber agua caliente, vapor de agua o ambos. La temperatura del suelo terrestre aumenta con la profundidad a una razón promedio de 30 °C por kilómetro; sin embargo, las variaciones de la temperatura no son las mismas en todos los lugares de la Tierra. Finalmente, la exploración de yacimientos geotérmicos permite localizar aquellos lugares en los que es posible encontrar agua o vapor a temperaturas elevadas y a profundidades cercanas a la superficie.

Pero, como la perforación de un pozo geotérmico potencial es muy costosa, se utilizan métodos indirectos que permiten investigar el comportamiento subterráneo. La obtención de imágenes infrarrojas del lugar desde satélites y desde aviones, utilizando la técnica de percepción remota; el análisis químico de muestras de roca; la medición directa de la temperatura con termómetros enterrados en el suelo; la creación de un modelo geológico tridimensional del yacimiento; las mediciones de la resistividad eléctrica del suelo y la densidad relativa de las rocas (gravimetría), y la reflexión y refracción de las ondas sísmicas, a partir de mediciones naturales o artificiales (con explosivos). Son algunos métodos que se utilizar en la investigación del subsuelo.

Una vez que se han agotado los métodos indirectos se procede a la perforación del pozo exploratorio, que es similar a la perforación de un pozo petrolero. Los pozos geotérmicos pueden ser de tres tipos (INGEMMET, 2007): a) De vapor; b) De líquido (agua caliente) y c) De mezcla de vapor y líquido. Los yacimientos geotérmicos que contienen líquido y vapor son los más difíciles de explotar, dado que el agua contiene sales disueltas y forma una mezcla llamada salmuera. Ésta ocasiona grandes problemas de corrosión en las instalaciones geotérmicas, que deben resolver los ingenieros geotérmicos, si quieren que una planta sea duradera.

Cabe mencionar que los recursos geotérmicos, para ser susceptibles de explotación, deben poseer tres tipos de características físicas (González, 2009, pág. 540): un acuífero (formado generalmente por rocas porosas que almacenan el agua y a través de las cuales ésta puede fluir), al cual se puede acceder por medio de sondeos, una cubierta de roca que retenga el fluido geotérmico y una fuente de calor. De otro lado, la naturaleza del recurso depende de las condiciones de presión y temperatura, p y T , que se dan en el acuífero, condiciones que determinan la tecnología de extracción.

Sobre los yacimientos geotérmicos no hay uniformidad en las definiciones; sin embargo, una de las formas más utilizadas es en base a la entalpía, que suelen ser de baja, media y alta entalpía. En la Tabla 1 pueden verse las clasificaciones (IGA, 2004) según autores:

Tabla 1. Clasificación del recurso geotérmico.

Fuente: (a) Muffler and Cataldi (1978). (b) Hochstein (1990). (c) Benderitter & Cormy (1990). (d) Nicholson (1993). (e) Axelsson & Gunnlaugsson (2000)					
Clasificación/Autor	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)
Baja entalpia	< 90	<125	<100	<=150	<=190
Entalpia Intermedia	90-150	125-225	100-200	-	-
Alta entalpia	>150	>225	>200	>150	>190

Fuente. International Geothermal Association (IGA): disponible en: http://www.geothermal-energy.org/geothermal_energy/what_is_geothermal_energy.html#c317

Por lo general, donde se observan temperaturas mayores de 100 °C se dan las condiciones ideales para la producción de energía eléctrica. En los otros casos, de temperaturas de hasta 100°C sirven para calefacción y otros usos.

Las áreas donde se localizan los recursos geotérmicos pueden tener superficies de varios km² y llegar a profundidades de hasta 5 km² con flujos térmicos de entre 10 a 20 Wm⁻², lo que puede permitir alcanzar una producción de alrededor de 100 Watt-km⁻², durante un periodo de hasta 20 años.

La energía geotérmica para la producción de energía eléctrica en el mundo, alcanza los 11 224 MW de potencia instalada, de ésta 3187 MW se encuentran en Estados Unidos de América, 958 MW en México y 588 MW en Centroamérica (El Salvador, Costa Rica, Nicaragua y Guatemala)³⁶.

En el Perú, los estudios para la exploración de los recursos geotérmicos data del año 1975 cuando Minero Perú S. A. llevó a cabo un estudio geoquímico en la región de Calacoa del departamento de Moquegua, posteriormente, el año 1978, el INGEMMET hizo un inventario de las actividades termales conocidas en el país y las agrupo geográficamente en seis regiones y de 1979 a 1980, con el apoyo

³⁶ GEOTHERMAL ENERGY ASSOCIATION -GEA (Sep. 2012). [en línea]. [Fecha de acceso en junio de 2012]. URL disponible en: www.geo-energy.org. PP 21. Table 1.

financiero de la OLADE, colaboró con Aquater de Italia el estudio de los recursos de energía geotérmica en la Región V y se identificaron posibles campos geotérmicos como Tutupaca, Calacoa, Challapalca, Salinas Laguna, Chachani y Chivay. De acuerdo con un convenio de asistencia técnica con British Geological Survey, INGEMMET puso en marcha un estudio preliminar en el Cusco-Puno, zona de la VI Región, y mostro que algunos reservorios en la zona podría tener una temperatura hasta de 160 °C. Cabe mencionar que ELECTROPERÚ participó también con estudios geotérmicos llegando a capacitar a sus profesionales lo mismo que CENERGÍA, que en el año 1997 participó actualizando estudios con la ayuda de México.

Asimismo, el año 2007, INGEMMET elaboró una “Síntesis Geocientífica sobre el Potencial Geotérmico del Perú”. El mismo año, la Cooperación Japonesa llevó adelante los estudios de Pre factibilidad de los campos geotermales de Borateras y Calientes en el sur del país, determinando potenciales de 50 MW y 100 MW respectivamente y, posteriormente, el año 2011, ejecutó y presentó los estudios de un “Plan Maestro para el Desarrollo de la Energía Geotérmica en el Perú”. Debe hacerse hincapié que en estos últimos estudios los japoneses hicieron los estudios con la participación activa de profesionales de INGEMMET y de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas donde se tuvo el honor de participar.

El marco legal que regula las actividades de exploración explotación de la energía geotérmica en el Perú, se encuentra en la Ley N° 26848 promulgada el año 1997, Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos y su Reglamento aprobado el año 2006, que definen los derechos geotérmicos (Concesión para la explotación y Autorización para la exploración) y procedimientos administrativos así como los incentivos para atraer la inversiones, mecanismos de promoción como la exoneración de tributo arancelario durante la exploración, opción de llevar la contabilidad en moneda extranjera, la garantía a las inversiones. Al respecto, a enero del 2011 había 313 expedientes con solicitudes de Autorización para explorar en 22 proyectos a cargo de cinco empresas.

Finalmente, es conveniente precisar que si un inversionista desea pasar de la etapa de exploración o de explotación del recurso geotérmico a la de generar energía eléctrica, entonces deberá sujetarse también a lo que establece la Ley de Concesiones eléctrica, DL 25844 del año 1992, es decir, deberá solicitar la Concesión eléctrica.

2.2 ENFOQUE SOBRE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

2.2.1 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL DE UN CAMPO GEOTÉRMICO

Según MUFFLER & CATALDI (1978)³⁷, el potencial de generación eléctrica de un sistema geotérmico, depende de tres (3) factores principales: la energía térmica presente en el reservorio, la cantidad de energía térmica a boca de pozo que es posible extraer y la eficiencia con la cual se puede convertir dicha energía en potencia eléctrica. Una vez que el fluido del reservorio está disponible a boca de pozo, las restricciones termodinámicas y económicas son conocidas. El reto en la evaluación del recurso descansa en el conocimiento del tamaño y la energía térmica del reservorio así como las restricciones para extraer la energía térmica.

Según lo expone HIRIART³⁸ en el Informe para el BID y la Comisión Reguladora de Energía de México, titulado “Evaluación de la Energía Geotérmica en México”, la estimación del potencial de un yacimiento geotérmico se puede realizar principalmente a través de dos métodos: el volumétrico y el de descompresión gradual. El método volumétrico consiste en determinar cuanta potencia podría obtenerse aprovechando el calor que existe en el reservorio o yacimiento por un periodo de tiempo racional, que no agote el recurso energético. Para ello, según

³⁷ Citados por COLIN F. WILLIAMS en “Development of Revised Techniques for assessing Geothermal Resources. [en línea]. [Fecha de acceso en enero de 2014]. URL disponible en: www.pangea.stanford.edu/.../IGAstandard/SGW/2004/Williams.pdf.

³⁸HIRIART LE BERT, GERARDO et al. (2011) Evaluación de la Energía Geotérmica en México. Informe para el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) de México. [en línea]. [Fecha de acceso en el 2 de enero de 2014]. URL disponible en: www.cre.gob.mx/documento/2026.pdf.

lo planteado en el Estudio de Pre-factibilidad de Calientes³⁹, se aplica la fórmula siguiente:

$$Potencial = \frac{(T_r - T_a) * \{1 - \emptyset\} * (C_{pr} * \rho_r + \emptyset C_{pw} * \rho_w) * V * RF * CEA}{(LF * PL)} \quad 2.0$$

Donde,

Potencial	Potencia de la central geotermoeléctrica	MW
ρ_r, ρ_w	Densidad de la roca y densidad del fluido	Kg/m ³
C_p, C_{pw}	Calores específicos de la roca y del fluido	kJ/kg-°C
T_r, T_a	Temperatura del reservorio y temperatura de abandono	°C
\emptyset	Porosidad	%
V	Volumen del reservorio	Km ³
RF	Factor de recuperación	%
CEA	Eficiencia de conversión	%
LF	Vida de la planta	Año
PL	Factor de planta de la central geotermoeléctrica	%

GARG&COMBS (2011)⁴⁰ señalan que el método de “estimación volumétrica” con el de simulación Montecarlo, son usados frecuentemente de manera combinada para proporcionar la estimación de la capacidad de generación eléctrica de un sistema geotérmico; ello debido a que muchos de los parámetros requeridos por la ecuación 2.0 no pueden conocerse con precisión aceptable en una etapa de exploración, debido a que no se pueden medir directamente; por ello, para los parámetros que requieren ser estimados se utiliza el método Montecarlo, el cual permite obtener soluciones de problemas matemáticos o físicos por medio de pruebas aleatorias repetidas, en la práctica, las pruebas aleatorias se sustituyen por resultados de ciertos cálculos realizados con números aleatorios.

³⁹ Estudio de Pre factibilidad del Campo Geotérmico de Calientes, página 114

⁴⁰ SABODH GARG & JIM COMBS. A reexamination of USGS Volumetric “Heat in Place” Method. [en línea]. [Fecha e acceso en enero de 2014]. URL disponible en: <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2011/garg.pdf>.

Según lo antes mencionado, los parámetros requeridos por la ecuación 2.0 para el cálculo de la capacidad de generación eléctrica, se dividen en dos (2) grupos; en el primer grupo se tiene los relacionados con el reservorio: área, profundidad, espesor, temperatura así como el factor de recuperación térmica; que están sujetos a una distribución de variación estadística. Un segundo grupo de parámetros, lo constituyen la capacidad volumétrica de calor, la capacidad de la planta de fuerza, el tiempo de vida de la planta y el factor de carga de la central geotermoeléctrica y la temperatura de reinyección, cuyos valores no varían sustancialmente; asimismo, la eficiencia de la conversión pueden ser estimada con cierta precisión usando data de ingeniería de otros proyectos ya existentes.

Según lo expuesto en el presente apartado, se evidencia que existe un potencial margen de error en la determinación del potencial geo-termoeléctrico, margen de error que es mayor al que se tiene para otros recursos energéticos renovables, como son el eólico e hidroeléctrica, en los cuales se pueden hacer mediciones directas de velocidades de viento y caudales; mientras que en el caso de la geotérmica las mediciones son indirectas, pudiéndose hacerse solo a través de mediciones de superficie y/o a través de exploración geo científica a través de pozos existentes si los hubiera. Como puede entenderse, el margen de error en la determinación del potencial geo-termoeléctrico, constituyen al mismo tiempo un riesgo para la inversión en la planta de generación eléctrica correspondiente.

2.2.2 ESQUEMA TÍPICO DE UNA CENTRAL GEOTERMOELÉCTRICA

Una central geotermoeléctrica convierte la energía térmica de los fluidos geotérmicos (vapor de agua, salmueras o ambos) en electricidad. El vapor o salmuera se obtiene de los pozos de producción a través de sistemas de recolección. La capacidad de una unidad de generación de energía geotérmica varía entre 250 kW a 140 MW en función de la disponibilidad de vapor geotérmico, las restricciones relacionadas con el transporte y la capacidad del sistema de la red. La corrosividad y las impurezas en el vapor geotérmico / salmuera requiere de tecnología anticorrosión y consideraciones de diseño.

La energía geotérmica es una fuente de energía primaria proveniente del calentamiento del agua en el magma del subsuelo, que se presenta en forma de vapor a medianas y grandes temperaturas y presión, que se aprovechan en las turbinas a vapor para así generar electricidad a través de los generadores eléctricos acoplados a las turbinas; en conjunto a la instalación se le denomina centrales geotérmicas.

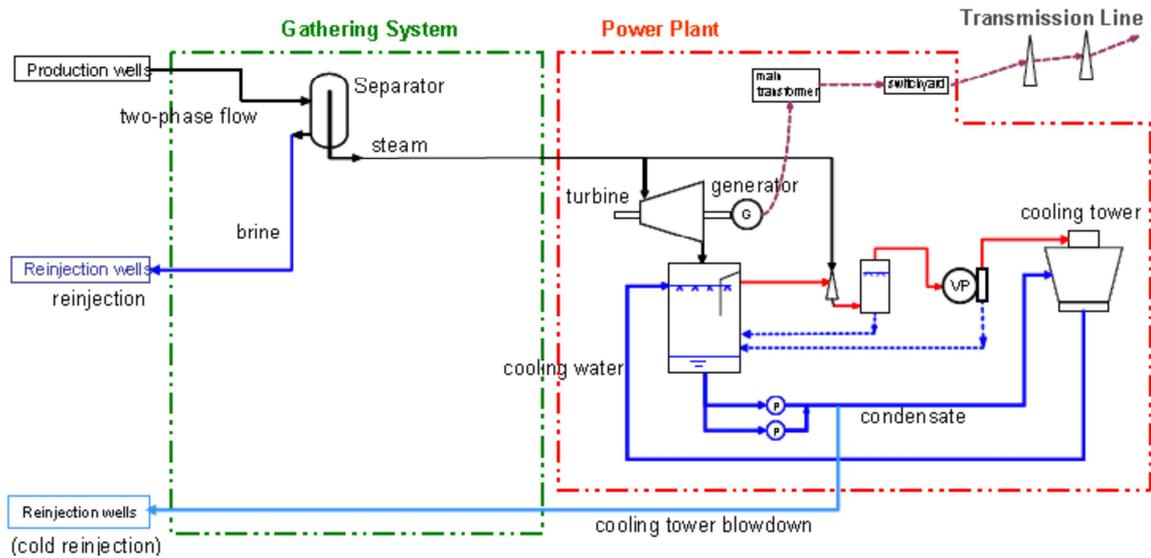
Las componentes típicas de una central geotérmica⁴¹, son:

- La turbina de vapor (rotor, carcasas, diafragmas de toberas)
- Sistema de agua de enfriamiento (torres de refrigeración, bombas Hotwell, auxiliar de bombas de agua de refrigeración, tuberías)
- Sistema de lubricación de aceite
- Generadores eléctricos, transformadores de potencia, sub estación,
- Equipamiento eléctrico (interruptor, generador de emergencia, baterías, etc.), Instrumentos de control
- Instalaciones de apoyo (abastecimiento de agua, aguas residuales, tratamiento agua, sistema contra incendio, aire acondicionado, ventilación, etc.)
- Edificaciones (edificio de la turbina, salas eléctricas, taller, almacén, administración).

Las componentes antes listadas, se representan esquemáticamente en la Figura 8, en la cual se distingue que dichos componentes se agrupan principalmente en sistema de acarreo y reinyección de fluidos geotérmicos (*gathering system*) y la central de energía eléctrica propiamente dicha.

⁴¹ JICA-West JEC (2012). Parte I del Texto del Curso para el curso para el Fortalecimiento de la capacidad de desarrollo e la energía geotérmica en los países de Centro y sudamérica. Tecnología para la exploración, desarrollo y explotación de recursos geotérmicos.

Figura 8. Esquema de central geotérmica análoga al de Calientes.



Fuente: JICA-West. Texto del Curso para el Fortalecimiento de la capacidad de desarrollo de la energía geotérmica en los países de centro y sud américa

El funcionamiento de la central geotérmica, acorde con el equipamiento mostrado en la Figura 8, es como sigue: el vapor de la turbina fluye a un condensador principal de tipo de contacto directo a través de un conducto de escape. En el condensador principal, el vapor de escape se condensa por contacto directo con agua fría del depósito de la torre de enfriamiento, luego la mezcla del agua de refrigeración y el condensado se envía a la cima de la torre de enfriamiento por medio de bombas de condensado. La mezcla es enfriada en la torre de enfriamiento y se recicla como agua de refrigeración.

Los Gases no condensables (GNC) que están contenidos en el vapor del condensador principal se retiran a través del sistema de extracción de gas, que se compone de eyectores y bombas de vacío, Los GNC son enviados a la chimenea de ventilación de la torre de enfriamiento y se difunden en el flujo ascendente de aire caliente proveniente de los ventiladores de la torre de enfriamiento para su dispersión en la atmosfera. El vapor motriz para la turbina se suministra desde la línea de vapor principal.

El agua fría del depósito de la Torre de enfriamiento se utiliza no sólo para la refrigeración del condensador, sino también para la refrigeración del aceite de la

Turbina, enfriamiento del Generador, del compresor de aire y para el sistema de extracción de gases. El exceso de agua de la Torre de enfriamiento se envía a los pozos de reinyección fría.

En la Turbina de vapor, el vapor geotérmico fluye desde la primera etapa (alta presión) a la última etapa, (baja presión o vacío), el vapor se expande y da energía a las palas del rotor, por lo tanto, hace girar el rotor de la turbina. La turbina de vapor consiste de un rotor (un eje, palas de rotor y acoples), la carcasa superior, la carcasa inferior y diafragmas de toberas (mitades superiores e inferiores). La velocidad de rotación a 60 Hz es de 3600 rpm.

Después de impulsar la Turbina, el vapor fluye hacia el Condensador principal. En él, el vapor es enfriado por el agua de enfriamiento y se condensa con agua tibia. El condensador puede ser de contacto directo. El agua de refrigeración es aspirada del depósito de agua fría de la torre de enfriamiento debido al vacío en el Condensador principal. Éste se encuentra en la parte inferior de la Turbina de vapor.

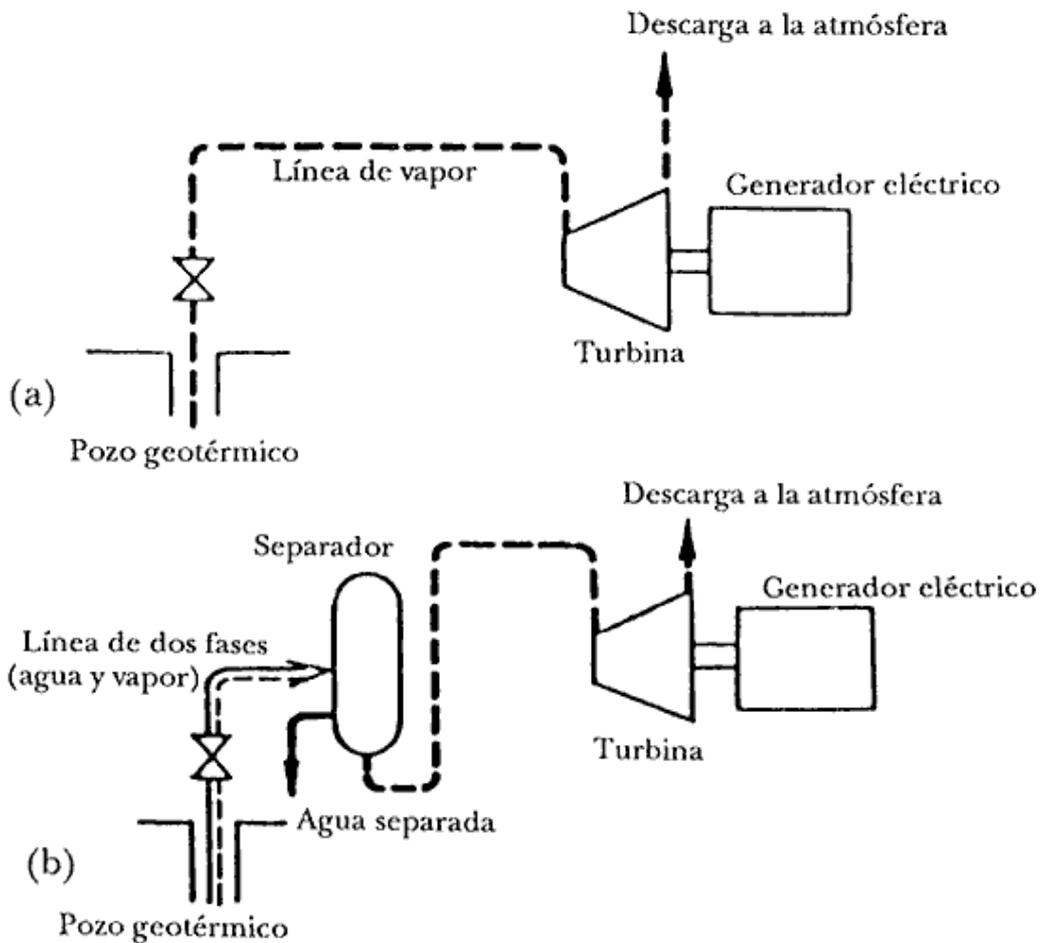
El Sistema de Extracción de Gas (también conocido como sistema de retiro de gas) eliminará los GNC (cuya mayor parte lo forma el dióxido de carbono $\text{-CO}_2\text{-}$ en más del 90% y una pequeña parte de sulfuro de hidrógeno $\text{-H}_2\text{S-}$ y otros gases) debido a que éstos no se condensan y, por tanto, se deben eliminar del condensador principal, de lo contrario aumentaría la presión en éste y se reduciría la eficiencia de la turbina. El sistema de extracción de gases se compone de eyectores de primera etapa, inter-condensadores, bombas de vacío de anillo líquido con separadores de sello de agua, eyectores de segunda etapa de reserva y condensadores posteriores. Los drenajes de los condensadores, separadores de sello de agua, condensadores posteriores están dirigidos al condensador principal a través de sellos -U- profundos y válvulas de control de nivel.

Las Torres de enfriamiento están equipadas con escaleras de mantenimiento y una instalación elevación. A la salida de depósito de la torre de enfriamiento se instala un filtro de malla para evitar que partículas extrañas entren al sistema. Su

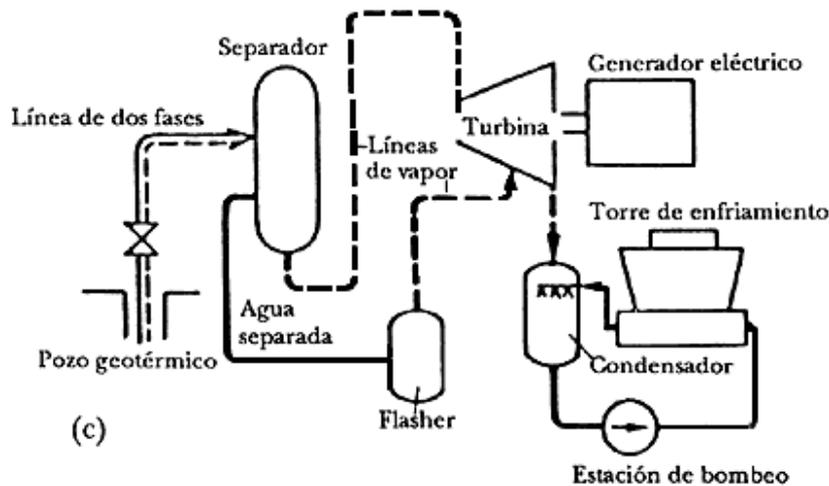
estructura puede ser de hormigón, de madera, hormigón armado, vidrio o plástico reforzado con fibra (FRP) en función de los costos, periodo de construcción y la preferencia del propietario.

En general, la configuración de las instalaciones geotérmicas, pueden verse en la Figura 9⁴², las cuales, dependerán principalmente, de la presión y temperatura así como de la calidad del fluido geotermal:

Figura 9. Esquemas genéricos de centrales geotérmicas



⁴²ROSA MARÍA PROL-LEDESMA. El Calor de la Tierra. Fondo de Cultura Económica. México. Año 1995. [en línea]. [Fecha de acceso el 27 de diciembre de 2013]. URL disponible en: http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/058/htm/sec_9.htm.



Fuente: Prol-Ledesma, R.M (1995). El Calor de la Tierra.

Desde el punto de vista de operación, las centrales geotérmicas son, generalmente usadas para operar en la base del despacho de electricidad de los sistemas eléctricos por sus particularidades de tener un costo de operación muy bajo y un alto factor de planta o de disponibilidad. Esto último porque se encuentra en reservorios en el sub suelo a grandes profundidades y puede disponerse de ella sin las restricciones de las variaciones climáticas que afectan las lluvias o las horas de irradiación solar o de las velocidades del viento que afectan la operación de las centrales hidroeléctricas, o los sistemas fotovoltaicos o los sistemas solares (CSP por sus siglas en inglés).

El gran reto que hay para la instalación de centrales geotérmicas es superar la barrera de los riesgos asociados a los altos costos de inversión inicial (la exploración y perforación de pozos), pues luego, el costo de operación es prácticamente cero. En ese sentido, la experiencia de Estados Unidos de Norteamérica muestra lo competitivo que son los costos nivelados de las centrales geotérmicas (tipo flash o binarios) respecto al resto de centrales⁴³ como se muestra en la Tabla 2.

⁴³ GEA-Geothermal Basics Q&A. September 2012. P 56, Fig. 19.

Tabla 2. Costo nivelado estimado de nuevos recursos de generación

Estimated Levelized Cost of New Generation Resources, 2016						
Plan Type	Capacity Factor (%)	U.S Average Levelized Costs (2009 \$/MWh) for Plants Entering service in 2016				
		Levelized capital cost	Fixed O&M	Variable O&M (including fuel)	Transmission investment	Total System Levelized Cost
Conventional coal	85	66.3	3.9	24.3	1.2	94.8
Advanced coal	85	74.6	7.9	25.7	1.2	109.4
Advanced coal with CCS	85	92.7	9.2	33.1	1.2	136.2
Natural Gas fired						
Conventional Combined cycle	87	17.5	1.9	45.6	1.2	66.1
Advanced Combined Cycle	87	17.9	1.9	42.1	1.2	66.3
Advanced CC with CCS	87	34.6	3.9	49.6	1.2	89.3
Conventional Combustion turbine	30	45.8	3.7	71.5	3.5	124.5
Advanced Combustion Turbine	30	31.6	5.5	62.9	3.5	103.5
Advanced nuclear	90	90.1	11.1	11.7	1.0	113.9
Wind	34	83.9	9.6	0.0	3.5	97.0
Wind - Offshore	34	209.3	28.1	0.0	5.9	243.2
Solar PV ¹	25	194.6	12.1	0.0	4.0	210.7
Solar thermal	18	259.4	46.6	0.0	5.8	311.8
Geothermal	92	79.3	11.9	9.5	1.0	101.7
Biomass	83	55.3	13.7	42.3	1.3	112.5
Hydro	52	74.5	3.8	6.3	1.9	86.4

¹: Costs are expressed in terms of net AC power available to the grid for the installed capacity

Fuente: Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2011. December 2010.
DOE/EIA-0383 (2010)

Fuente. Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2011. Disponible en: <http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo11/>

Finalmente, en la etapa de implementación de un proyecto de una central geotérmica, se distinguen dos componentes principales. La primera la constituye la Cabecera del Proyecto (Up stream Project) que consiste en el desarrollo de los recursos geotérmicos y el de suministro de vapor, para lo cual se tiene que perforar los pozos (de producción y reinyección) y la construcción del sistema de recolección de líquidos y sistema de reinyección. La segunda componente lo constituye el desarrollo del Proyecto (Down stream Project) que consiste en la instalación de la central de energía geotermoeléctrica y las líneas de transmisión de potencia con su subestación correspondiente y sistemas de control y distribución.

2.3 DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

El despacho económico de las centrales de generación de energía eléctrica tienen su punto de partida en el concepto de la operación económica de un sistema eléctrico interconectado con el objeto de optimizar la operación al menor costo posible, como lo es el presente caso de estudio; y en segundo lugar se expone acerca de cómo la operación antes descrita es modelada a través de ecuaciones y técnicas matemáticas, implementadas a través de sistemas computacionales, los cuales son tanto de uso continuo por parte de los operadores de sistema para definir la forma en que operará cada una de las centrales eléctricas en cada hora del día, como por parte de los inversionistas que desean estimar si las centrales que proyectan construir, tendrán un desempeño esperado y sobre todo rentable para sus intereses.

2.3.1 FUNDAMENTOS DEL DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN

En el contexto de la normativa peruana, el despacho económico de generación consiste en efectuar la programación y coordinación de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del sistema eléctrico interconectado nacional, de acuerdo con lo estipulado en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28832), cumpliendo con sus respectivos reglamentos y los procedimientos técnicos; el organismo encargado de efectuar estas funciones, es el COES SINAC.

En un contexto más amplio, ALVARADO y OREN⁴⁴, señalan que la operación económica de un sistema eléctrico debe implementarse para fomentar la competencia sin comprometer su fiabilidad u operatividad. Su premisa

⁴⁴ FERNANDO ALVARADO y SHMUEL OREN. Transmission System Operation and Interconnection. U.S. Department of Energy. Paper. Año 2002. . [en línea]. [Fecha de acceso en enero de 2014]. URL disponible en: http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Dept_of_energy_trans_grid_issuepapers.pdf.

subyacente, es que una estructura de mercado de diseño adecuado que cubra todos los aspectos de la operación del sistema (es decir, un incremento del uso de los mercados para satisfacer las necesidades operativas) producirá un mayor rendimiento de la electricidad y la utilización más adecuada de la red de transmisión. Este mercado debe incluir incentivos suficientes a los operadores de red para maximizar su rendimiento no sólo en tiempo real, sino también a través de un mayor uso de los activos existentes, por ejemplo, mediante la optimización de los programas de mantenimiento, mantener inventarios adecuados de repuestos y componentes, y el uso de ratios dinámicos en tiempo real para maximizar la utilización de la red eléctrica. En el largo plazo, esta estructura de mercado también debería alentar la adecuada expansión de la red de transmisión.

Asimismo, la opinión de los autores es que el método más conveniente para la operación del sistema eléctrico, es operarlo como un todo integrado, ya sea que dicho sistema deba organizarse en regiones, o alguna otra estructura. En el contexto antes indicado, además de mantener la seguridad y la regulación de frecuencia, un operador del sistema también está a cargo de la economía del sistema. Esto significa que el operador busca un patrón de despacho de generación que no sólo sea seguro (como cuando aplica el criterio de seguridad denominado "N-1"⁴⁵), sino también tan económico como sea posible.

Exponen que, cuando se considera un determinado conjunto de recursos de generación en línea, sin restricciones y sin pérdidas en la transmisión, el punto de operación óptimo es conocido por ser el punto en el cual el costo marginal de producción es el mismo para cada generador. Sin embargo, cuando se consideran las pérdidas de transmisión, factores de penalización u otros esquemas pueden ser utilizados para determinar el punto de operación óptima, ajustando el costo marginal de producción de acuerdo con la ubicación de cada generador en el sistema eléctrico. Cuando además, se deben considerar las restricciones (o contingencias), el problema se convierte en uno de despacho

⁴⁵El criterio N-1 para el funcionamiento del sistema es determinístico. Requiere que el sistema sea capaz de tolerar la interrupción de cualquiera de los enlaces de transmisión, sin que ello signifique una perturbación.

económico restringido. Finalmente, cuando el operador también tiene que considerar otros controles disponibles (tales como ajustes de tap de transformadores o la regulación de voltaje), el problema se convierte en uno de “optimización no lineal restringida”, mejor conocido como flujo de potencia óptima (OPF⁴⁶). En otras palabras, el operador del sistema puede utilizar conjuntamente salidas de los generadores, o puede utilizar medios adicionales de control con el fin de hacer que el sistema funcione mejor.

Finalmente, ALVARADO y OREN señalan que las restricciones aumentan los costos de operación, por lo tanto, la existencia de una restricción de la transmisión en un sistema de energía operado para minimizar el costo, causa un costo de operación más alto. Entonces, en la medida en que la eliminación de una restricción de la transmisión permita un punto de funcionamiento más eficiente, mayor capacidad de transmisión reducirá los costos de operación. No obstante, si la restricción es en el flujo en una línea o un transformador, no se puede afirmar, que la simple adición de una línea o el aumento de la capacidad (del transformador) alrededor de la restricción producirá siempre menores costos de operación; es posible que este tipo de acciones, simplemente "pasen" la restricción a una ubicación diferente (tal vez menos deseable), con consecuencias negativas para el sistema en su conjunto. Un problema adicional, es la posibilidad de tener múltiples formas en que una restricción pueda ser abordada, en su totalidad o en parte.

2.3.2 MODELAMIENTO DEL DESPACHO ECONÓMICO Y EXPRESIONES MATEMÁTICAS PARA SU EVALUACIÓN EN SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

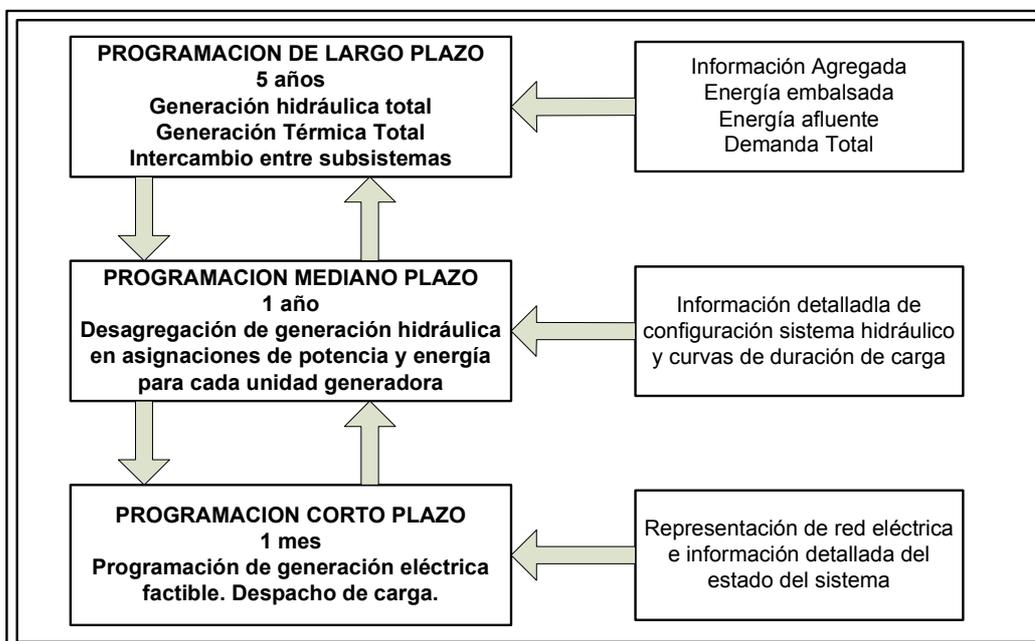
En general, una vez definida las características técnicas y ubicación geográfica de una central eléctrica, en este caso basada en energía geotérmica, el problema siguiente es evaluar en qué medida la operación de dicha central eléctrica resulta una alternativa económica capaz de competir con el resto de centrales dentro de

⁴⁶ Del inglés *Optimum Power Flow*.

un sistema eléctrico dado, para ello es necesario simular su operación y evaluar los esperados beneficios técnicos y económicos a través de los indicadores definidos en el numeral 1.6.4; para la simulación antes mencionada, se hace uso de los “modelos de despacho económico de generación”, los cuales constituyen en programas computacionales que implementan las ecuaciones matemáticas de la función objetivo y restricciones de la operación de las centrales de generación, tanto hidráulicas, térmicas y renovables, dentro de un sistema eléctrico.

Con relación a lo antes mencionado, CAMAC⁴⁷ expone que una característica importante de la planificación de la operación es la interacción entre los diferentes niveles de planificación para efectuar las programaciones en cada nivel temporal, a partir de los resultados obtenidos en el respectivo nivel previo. El grado de detalle de los datos suministrados en cada nivel y las realimentaciones que existen para que interactúen las distintas decisiones adoptadas, se pueden apreciar en la Figura 10.

Figura 10. Representación esquemática de los niveles de planificación



Fuente. CAMAC, pagina 11.

⁴⁷ DANIEL JAVIER CAMAC GUTIERREZ. Programación dinámica dual determinística en el despacho hidrotérmico. Tesis de Magister en Ciencias de la Ingeniería. Universidad de Chile. Año 1994. [en línea]. [Fecha de acceso en junio de 2014]. URL Disponible en: <http://web.ing.puc.cl/~power/paperspdf/camac.pdf>.

En la Figura 10, se puede apreciar que la “programación de largo plazo” carece de información detallada para los fines de un análisis técnico, y que la “programación de mediano plazo” si ofrece un adecuado nivel de detalle en función de la información que utiliza (más próximo a la realidad), y por ende es adecuada para la evaluación económica que se requiere para el presente estudio.

Para el caso del SEIN como se expuso en el numeral 1.7.5.1, el modelo utilizado para la programación de mediano plazo es el SDDP, el cual implementa la técnica de optimización denominada “programación dinámica estocástica”, la cual se basa en el equilibrio entre la “función de costo inmediato” y la “función de costo futuro”; TORRES⁴⁸ desarrolla dichos conceptos de la siguiente manera:

- **Función de costo inmediato (FCI).**- Mide los costos de generación térmica en un periodo de tiempo determinado, que se denominará etapa t . Se observa que el costo inmediato aumenta en la medida que disminuye la energía hidráulica disponible en dicho periodo, esto es, en la medida que aumenta el volumen almacenado final.

El costo inmediato FCI está dado por los costos térmicos $c(j) \times g_t(j)$ en la etapa t más las penalizaciones por las violaciones de restricciones operativas:

$$FCI = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J c_{(j)} * g_{kt(j)} + c_{\delta} * \delta g_t$$

Donde:

k : índice de los bloques de demanda en la etapa t

⁴⁸ RIGOBERTO ALEJANDRO TORRES ÁVILA. Modelo de coordinación hidrotérmica multinodal y multiembalse para sistemas eléctricos longitudinales en el mediano plazo. Tesis de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Universidad de Chile. Año 2006. [en línea]. [Fecha de acceso en enero de 2014]. URL Disponible en: http://www.centroenergia.cl/literatura/memorias_tesis/Tesis_Rigoberto_Torres.pdf.

K : número de bloques de la demanda

j : índice de las centrales térmicas

J : conjunto de centrales térmicas

c_j : costo variable de operación de la central

$g_{tk(j)}$: energía producida en la planta j en la etapa t y bloque de demanda k (MWh)

c_δ : representa (de manera genérica) el costo por la violación de una restricción operativa (\$/unidad violación)

δ_{gt} : monto de la violación en la etapa t (unidad violación)

- **Función de costo futuro (FCF)**.- Está asociada a los costos que deberá cubrir el sistema debido, ya sea a la generación térmica, y/o al desabastecimiento, desde el final de la etapa t (inicio de $t+1$) hasta el infinito. Como existen muchos parámetros del sistema que son inciertos en el futuro, la función de costo futuro tendrá un carácter estocástico, siendo el más relevante en este tipo de estudios la incertidumbre hidrológica. En tal sentido, el operador del sistema debe definir un criterio para enfrentar el problema estocástico, y este es típicamente, la minimización de los costos futuros esperados. Por ello, en presencia de incertidumbre, la FCF se transforma en una función de costos futuros esperados. Otros criterios para la función objetivo estocástica, son por ejemplo la minimización de los costos de operación y del riesgo de déficit energético, el abastecimiento de la demanda con un cierto nivel de confianza, etc.
- **Función de costo futuro esperado (FCFE)**.- según lo mencionado en el ítem anterior, la función de costo futuro esperado se define por la siguiente ecuación:

$$FCFE = \Phi_t(v_t, a_t) \quad (2.1)$$

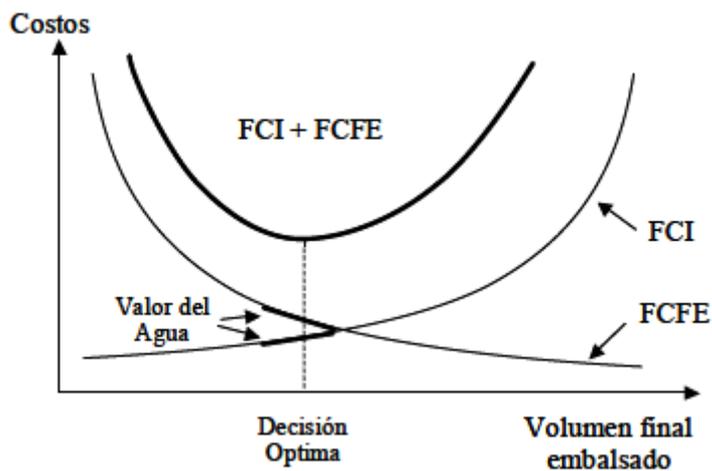
Donde:

v_i : es el vector de volúmenes almacenados en los embalses de las centrales hidráulicas al final de la etapa t .

a_t : es el vector de caudales naturales afluentes a los embalses de las centrales hidráulicas, en la etapa t .

La FCI se calcula directamente como el costo térmico necesario para complementar la generación hidráulica disponible en la etapa t . A su vez, la FCFE se calcula, en términos conceptuales, a través de simulaciones operativas del sistema para diferentes niveles de almacenamiento inicial y condiciones hidrológicas futuras. La simulación se hace más compleja debido a la variabilidad de los caudales afluentes a los embalses, que fluctúan a nivel estacional, regional y anual. Debido a esto, los estudios de simulación se hacen de manera probabilística, esto es, se usa un gran número de escenarios hidrológicos. La Figura 11 ilustra el principio de la optimización del despacho de mediano plazo:

Figura 11. Cálculo de la FCF.



Fuente. TORRES. Página 10.

Según la Figura 11, el problema de despacho hidrotérmico para la etapa t se plantea como la minimización de la suma del FCI y $FCFE$.

Entonces, las decisiones operativas de un sistema hidrotérmico se basan en el equilibrio entre el costo de oportunidad presente y su valor futuro, que para el presente estudio por tratarse de un periodo futuro de varios años, conlleva incertidumbres, por ello entonces la FCF se transforma en una función de costos

futuros esperados (FCFE). El procedimiento (técnica computacional) más usado para la FCFE es un procedimiento recursivo llamado “programación dinámica estocástica” (PDE), cuyo procedimiento de cálculo se expone en el Anexo G.

El costo total de operación queda expresado por la suma de los FCFEs $\Phi_t(v_t)$ optimizados por la PDE para todas las etapas del periodo de análisis, según expresa la siguiente ecuación:

$$\text{Costo Total de Operación} = \sum_{t=1}^T \Phi_t(v_t) \quad (2.2)$$

Cabe resaltar que la ecuación 2.2, expresa el concepto matemático que soporta la evaluación del indicador “X1: Costo total de operación del sistema de generación eléctrica” consignado en el numeral 1.6.2 del presente trabajo de investigación.

Considerando que las variables e indicadores (señalados en numeral 1.6) del presente estudio se enfocan de manera particular, tanto en la central geotermoeléctrica, como en el déficit de centrales de generación eficiente en la zona sur, déficit que es cubierto a través de las líneas de transmisión de gran longitud, se incluye en el presente apartado, el modelamiento matemático de ambos elementos, para su procesamiento a través del modelo computacional de Programación Dinámica Estocástica, presentado en el numeral 1.7.5 “Procesamiento de la Información”.

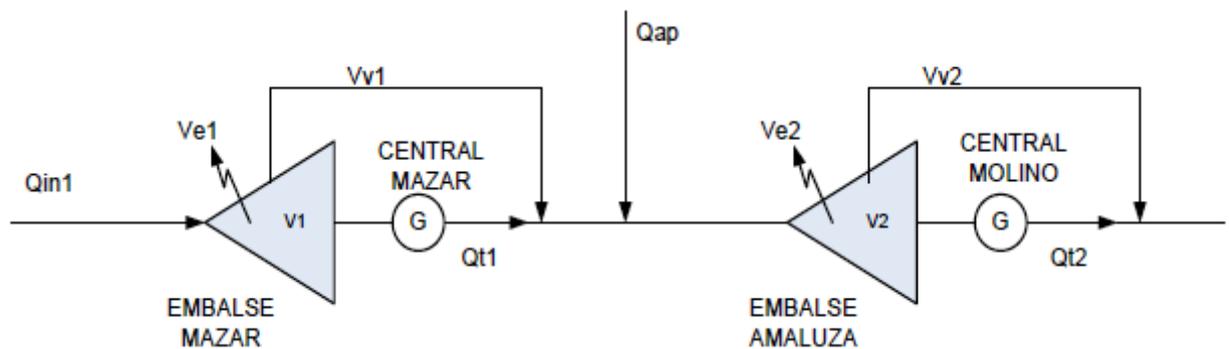
Con relación al modelamiento de las centrales de generación, existe una gran cantidad de tipos, entre las principales podemos citar: térmicas, nucleares, hidráulicas, solares, eólicas, mareomotrices, geotérmicas. Desde el punto de vista del despacho económico, se distinguen principalmente aquellas que tienen costos variables de operación apreciables y las que no.

En el SEIN, el porcentaje de generación de las centrales hidráulicas está en el orden del 50%, ello significa una muy importante característica desde el punto de vista de la formulación matemática, donde el costo de operación en conjunto,

dependerá de la forma como se administra a lo largo del periodo de análisis la variable de decisión “volumen almacenado”, para cada una de las centrales hidráulicas que tengan un embalse de regulación importante; es decir que pueden almacenar agua en cantidades suficientes como para generar energía eléctrica durante meses, incluso durante las épocas de sequía.

Con relación al modelamiento matemático de las centrales hidráulicas y sus sistemas hídricos asociados, se cita como ejemplo el modelamiento expuesto por LLIVICHUZHCA⁴⁹ para dos (2) centrales en cascada, como se muestra en la Figura 12.

Figura 12. Variables del Modelo del complejo hidroeléctrico Paute embalses de Mazar y Molino.



Fuente. LLIVICHUZHCA. Página 56.

Donde:

Q_{in1} : Caudal de ingreso al embalse 1 durante el periodo [m^3/s].

Ve_{ij} : Volumen de pérdidas por evaporación y filtraciones del embalse i durante el periodo j [hm^3].

Q_{Ti} : Caudal turbinado del embalse i durante el periodo [m^3/s].

V_{Vi} : Volumen de vertimientos del embalse i durante el periodo [hm^3].

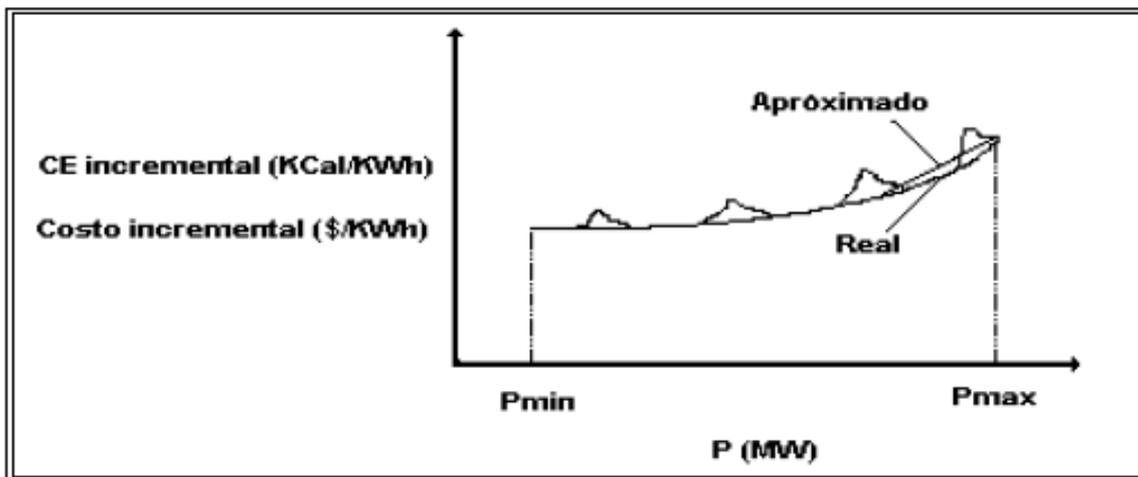
⁴⁹ VICENTE ALEJANDRO LLIVICHUZHCA PERALTA. Programación a largo plazo de la operación de las centrales en cascada del complejo hidroeléctrico Paute utilizando la plataforma MATLAB. Tesis de Magister en Sistemas Eléctricos de Potencia. Universidad de Cuenca, Ecuador. Año 2013. [en línea]. [Fecha de acceso en junio de 2014]. URL Disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/4391/1/Tesis.pdf>. pág.53.

$Qap_{i,t}$: Caudal de ingreso de las aportaciones laterales al embalse durante el periodo [m^3/s].

V_i : Volumen de los embalses i [hm^3].

Por otro lado, las centrales térmicas poseen costos variables de operación en función de la cantidad de combustible que emplean. Entre ellas se encuentran las centrales de ciclo combinado, centrales a gas, petróleo, carbón, etc. CAMAC expone, que tanto el consumo específico incremental como el costo incremental, se suele representar a través de una curva en términos del consumo específico, donde se aprecian las fuertes discontinuidades de la curva aproximada de consumo incremental, debido a la apertura de nuevas válvulas (e.g., incorporación de un pulverizador en la unidades térmicas de carbón), como se muestra en la Figura 13.

Figura 13. Curva característica incremental de calor y/o costo de las unidades termoeléctricas a vapor.



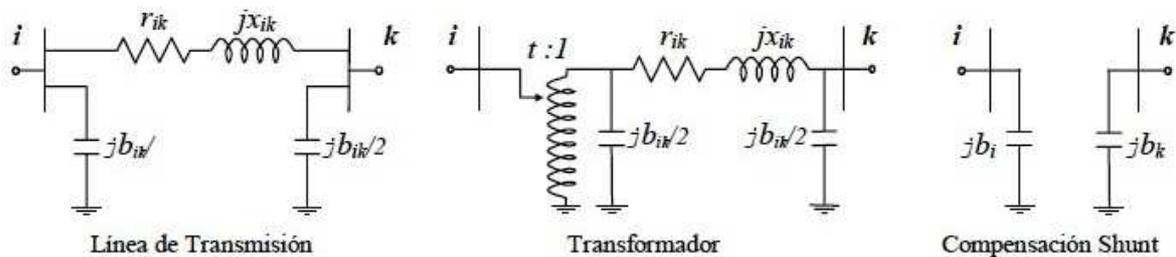
Fuente. CAMAC. Página 15.

Al multiplicar la característica de la Figura 13 por el costo del combustible correspondiente, se obtiene la curva de costos variables en función de la potencia eléctrica de salida de una central térmica. CAMAC señala, que en los estudios de la planificación de la generación, las plantas termoeléctricas se representan por medio de un costo unitario de operación, el cual representa el costo marginal o incremental de cada unidad

Asimismo, según los procedimientos técnicos del COES, para las centrales térmicas se deben considerar las siguientes restricciones⁵⁰: costos de arranque y parada, disponibilidad máxima de combustibles, múltiples combustibles, disponibilidad y transporte de gas natural, límites técnicos operativos, entre otros.

Sobre el modelamiento de la red de transmisión, TORRES expone que en el mismo sólo se consideran los equipos que pueden ser modelados por un tetrapolo π pasivo, que son los más habituales en una red de transmisión. En la Figura 14 se presentan los equipos de transmisión típicos que son representados en el problema de flujos de potencia en función de sus parámetros de resistencia serie, reactancia serie y susceptancia paralelo. Las conductancias paralelas no son incluidas en estos modelos por considerarse despreciable su magnitud.

Figura 14. Modelo π para equipos de una red de transmisión.



Fuente. TORRES.

Los transformadores de tres devanados pueden ser modelados usando combinaciones de los modelos expuestos en la Figura 14.

TORRES continua exponiendo, que el problema de flujos de potencia por la red queda determinado por las variables de estado del sistema en “estado estacionario⁵¹”, que son la magnitud y los ángulos de los voltajes de barra. Las ecuaciones que ligan los flujos con los voltajes se conocen como las ecuaciones del flujo de potencia y se deducen al aplicar al modelo de la red, las leyes de

⁵⁰ Numeral 8.2. Procedimiento técnico del comité de operación económica del sistema n°37, Programación de mediano plazo de la operación del SEIN. Publicado en www.coes.org.pe.

⁵¹ Se dice que un sistema físico está en estado estacionario cuando las características del mismo no varían con el tiempo.

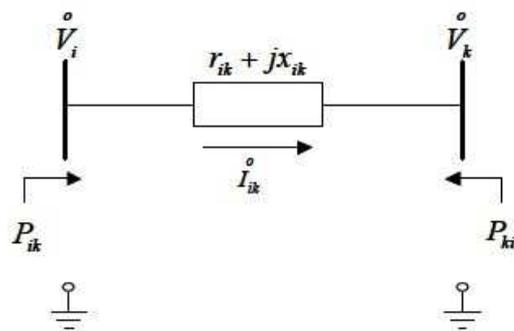
voltaje y corriente de Kirchhoff. Si se designa como P_i a la potencia activa neta inyectada al sistema desde la barra i , la ecuación que la relaciona con los voltajes de barra del sistema y establece los flujos, es la siguiente:

$$P_i = \sum_{k=1}^n V_i * V_k * (g_{i,k} * \cos(\theta_i - \theta_k) + b_{i,k} * \sin(\theta_i - \theta_k)) \quad (2.4)$$

Donde g_{ik} y b_{ik} son las partes real e imaginaria del elemento (i, k) de la matriz de admitancias nodales de la red de transmisión. En principio, cada término de la sumatoria corresponde a la potencia que va desde la barra i a la k . En el sistema de transmisión, los flujos de potencia activa dependen en mayor medida de los ángulos de los voltajes de barra, mientras que los de potencia reactiva, de su magnitud. Estas injerencias se denominan acoplamiento $P - \theta$ y acoplamiento $Q - \theta$ respectivamente. En sistemas de transmisión de alta tensión, estos acoplamientos suelen ser marcados, permitiendo descomponer el problema completo de flujos de potencia en su parte activa y reactiva. Así, representar únicamente los flujos de potencia activa en la red en el problema de despacho económico, resulta una aproximación razonable.

Analizando la ecuación (2.4), se observa que la injerencia en los flujos de potencia activa de los elementos reactivos en paralelo de los tetrapolos de la Figura 14 es mínima, al eliminarlos se tiene el modelo mostrado en la Figura 15.

Figura 15. Elemento de red para el flujo entre dos barras.



Fuente TORRES.

Según expone TORRES, la simplificación conceptual mostrada en la Figura 15 permite la simplificación de la ecuación (2.4), ello asumiendo que la diferencia entre los ángulos de voltaje de barras conectadas no excede los $90^{\circ 52}$, lográndose una expresión más simple para la ecuación de transporte de energía por una conexión del sistema en términos de las variables de estado ángulos de voltaje y de los parámetros serie de una línea eléctrica, como se aprecia en la siguiente ecuación:

$$P_{ik} = \frac{1}{x_{ik}} * (\theta_i - \theta_k) + \underbrace{\frac{1}{2} * \frac{r_{ik}}{x_{ik}^2} * (\theta_i - \theta_k)^2}_{\text{Pérdidas}} \quad (2.5)$$

Desde el punto de vista de un problema de optimización, es deseable una expresión con características convexas en sus variables y con funciones menos complejas numéricamente.

En la ecuación (2.5), se identifica que el primer término corresponde al flujo transmitido entre ambas barras, el cual es una función lineal de la diferencia de los voltajes de ángulo y es conocido como “flujo de potencia activa DC”. El segundo término corresponde a las pérdidas técnicas de transmisión que quedan en el camino y que se reducen a cero cuando la resistencia de la conexión es nula. Para precisar esto, es necesario recurrir a la expresión para la potencia que circula en sentido inverso, desde k hacia i que es:

$$P_{ki} = -\frac{1}{x_{ik}} * (\theta_i - \theta_k) + \frac{1}{2} * \frac{r_{ik}}{x_{ik}^2} * (\theta_i - \theta_k)^2 \quad (2.6)$$

Las ecuaciones (2.5) y (2.6), se pueden escribir en términos de un flujo medio y de las pérdidas totales de transmisión. Si se designa por f_{ik} al flujo medio y l_{ik} a las pérdidas totales de transmisión derivadas de dicho flujo, la ecuación (2.6) se escribiría:

⁵² Esto es, para asegurar la convexidad del conjunto factible del problema de optimización, derivado de la restricción de balance de potencia en barras del sistema.

$$P_{ik} = f_{ik} + \frac{l_{ik}}{2} \quad (2.7)$$

$$f_{ik} = \frac{1}{x_{ik}} * (\theta_i - \theta_k) \quad (2.8)$$

$$l_{ik} = r_{ik} * f_{ik}^2 \quad (2.9)$$

Entonces, la expresión para el flujo de potencia y las pérdidas de transmisión se podría establecer de la siguiente manera:

$$P_{ik} = f_{ik} + \frac{r_{ik}}{2} * f_{ik}^2 \quad (2.10)$$

En la ecuación (2.10) el factor “un medio”, que acompaña el segundo término de la expresión, reparte equitativamente las pérdidas de potencia activa entre ambas barras de la conexión.

Cabe resaltar que la ecuación 2.9, expresa el concepto matemático que soporta la evaluación del indicador “Y2: Menores costos de generación eléctrica” consignado en el numeral 1.6.4 del presente trabajo de investigación, en el sentido que la implementación de plantas de generación eléctrica basada en energía geotérmica en la zona sur, ayudaría a reducir las pérdidas totales de transmisión.

Sobre el modelamiento de las pérdidas técnicas en la transmisión, TORRES concluye, que es necesario decidir qué variables usar para modelar los flujos, si los ángulos de voltaje de barra θ_i o directamente los flujos por las conexiones f_{ik} . La respuesta a esta interrogante tiene relación directa con las características topológicas de la red en cuestión. El modelamiento usando los flujos es recomendable, por su simplicidad, en redes radiales⁵³ donde la transmisión de potencias por la red se asemeja a un modelo de transporte. En redes enmalladas, por el contrario, es imprescindible representar el modelamiento de la red, los ángulos de los voltajes de barra, de modo que los flujos encontrados sean factibles desde el punto de vista físico.

⁵³ El sistema eléctrico peruano se considera un sistema radial, por lo disperso de los centros de consumo de electricidad y líneas de transmisión muy largas que llegan a tener longitudes de entre los 600 km a 800 km.

2.4 LA SOSTENIBILIDAD Y LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

La energía geotérmica por provenir del vapor de agua extraído del subsuelo, es una forma de energía renovable no contaminante, con un nivel de emisiones de CO₂ extremadamente bajo en comparación con el resto de centrales térmicas de tecnología tradicional como puede verse en la Tabla 3. Además, una central geotérmica, tiene un consumo comparativo mínimo de agua durante su operación⁵⁴ teniéndose como ejemplo que en Estados Unidos se registró el uso de 5 gal/MW.h en una planta geotérmica, versus 361 gal/MW.h de una central a gas natural de ciclo combinado. Asimismo, el área de terreno requerida para una planta geotérmica por GW, es mucho menor respecto al resto de centrales eléctricas, sean estas renovables o convencionales⁵⁵, teniéndose por ejemplo, requerimientos de áreas de terreno del orden de 7460 m²/MW (incluido pozos y tubería) para una central geotérmica de 56 MW, versus 28 000 m²/MW de una planta “solar térmica” de 47 MW o de 66 000 m²/MW para una planta “solar fotovoltaica” de 10 MW.

Tabla 3 Emisiones de GEI de Centrales de generación eléctricas

Plant type	CO ₂ kg/MWh	SO ₂ kg/MWh	NO _x kg/MWh	Particulates kg/MWh
Coal-fired	994	4.71	1.955	1.012
Oil-fired	758	5.44	1.814	N.A.
Gas-fired	550	0.0998	1.343	0.0635
Hydrothermal – flash-steam, liquid dominated	27.2	0.1588	0	0
Hydrothermal – The Geysers dry steam field	40.3	0.000098	0.000458	negligible
Hydrothermal – closed-loop binary	0	0	0	negligible
EPA average, all U.S. plants	631.6	2.734	1.343	N.A.

N.A. = not available

Fuente: Massachusetts Institute of Technology. (2006). The Future of Geothermal Energy. URL: http://gwothermal.inel.gov/publicatios/future_of_geothermal_energy.pdf

⁵⁴ GEA-Geothermal Basics Q&A. September 2012. Pag.39, Fig.16. Pag. 47, Fig. 18.

⁵⁵ Massachusetts Institute of Technology. (2006). The Future of Geothermal Energy. URLdisponible en :línea en http://gwothermal.inel.gov/publicatios/future_of_geothermal_energy.pdf PP 372

La sostenibilidad del funcionamiento de la central geotermoeléctrica será demostrada con las menores emisiones de las centrales termoeléctricas debido al ingreso del proyecto.

Para ello, se usa como referencia el “procedimiento sencillo” propuesto por el FONAM en su Guía práctica para Desarrolladores de Proyectos⁵⁶ – MDL (2004) - para calcular las emisiones de CO₂ conociendo la cantidad de energía eléctrica producida por cada central termoeléctrica y en conjunto en un sistema eléctrico.

Este procedimiento consiste en procesar los resultados de los despachos de energía de las centrales eléctricas con y sin el proyecto. El caso sin el proyecto geotérmico constituirá la “línea base”.

En ambos casos, con y sin el proyecto, las cantidades de energía eléctrica producida determinadas por el despacho económico, se dividen entre las eficiencias correspondientes según sus tecnologías⁵⁷, con lo cual se obtendrán los consumos de combustibles que serán afectados por sus respectivos factores de emisión propios de cada tipo de combustible⁵⁸ usado, que darán como resultado las emisiones de cada central termoeléctrica.

En principio, las emisiones de las centrales térmicas parten de conocer la cantidad de electricidad producida por las centrales, con lo cual se puede conocer la cantidad de combustible empleado por cada una, mediante la siguiente ecuación:

⁵⁶Fondo Nacional del Ambiente. Guía práctica para Desarrolladores de Proyectos. (2004). ([en línea]. Fecha de acceso junio de 2012]. URL disponible en: <http://www.fonamperu.org/general/publicaciones.php>. PP 99. p 73-76.

⁵⁷United Nations Framework Convention on Climate Change –UNFCCC. “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”. TOOL07 de la UNFCCC del Appendix 1. URL disponible en: www.unfccc.int

⁵⁸Intergovernmental Panel on Climate Change -IPCC. “Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”. Table 1.4. Draft 2006. [Fecha de acceso en junio de 2012]. URL disponible en:www.ipcc.ch

$$Comb = \frac{\sum_m E_{El} \times FC}{\eta} \quad (2.11)$$

Donde:

- Comb* = Combustible consumido por la central (TJ)
 $\sum_m E_{El}$ = Energía eléctrica producida por la central (GWh)
FC = Factor de conversión calorífico (TJ/GWh)
 η = Rendimiento (eficiencia) de la central, según tecnología

Luego, para estimar las emisiones de las centrales:

$$E_{CO2} = Comb \times FE_{CO2} \quad (2.12)$$

Donde:

- E_{CO2} = Emisiones de CO₂ de las centrales térmicas
Comb = Combustible consumido por la central (TJ)
 FE_{CO2} = Factor de Emisiones de la central, según tecnología (tCO₂/TJ)

Integrando las ecuaciones 2.11 y 2.12, se obtiene la siguiente ecuación:

$$E_{CO2} = \frac{\sum_i EL_{m,y} \times FC \times FE}{\eta} \quad (2.13)$$

Donde:

- E_{CO2} = Emisiones de las centrales térmicas, según tipo de tecnología (tCO₂)
 $\sum_i EL_{m,y}$ = Energía eléctrica producida por la central tipo m, en el año y (GWh)
FC = Factor de conversión calorífico (TJ/GWh)
FE = Factor de emisión, según combustible usado en la central (tCO₂/TJ)

Según lo expuesto en el presente apartado, las emisiones de CO₂ son directamente proporcionales a la generación de energía de las centrales térmicas, y el tipo de combustible utilizado, según las ecuaciones antes expuestas.

2.5 MARCO CONCEPTUAL

- a. **Confiabilidad.**- En el caso de sistemas eléctricos la confiabilidad está relacionada con la rapidez con que ésta responde a las variaciones o fallas abruptas del suministro aunque pudiera ser la constitución o conformación del sistema eléctrico para estar preparado para evitar dichas fallas.
- b. **Costo marginal.**- También denominado “costo marginal de corto plazo”, es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía o alternativamente es el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad de energía, considerando la demanda y el parque de generación disponible.
- c. **Costo total de operación.**- Es el mínimo costo logrado en el despacho de las unidades térmicas, que al mismo tiempo cumpla con las restricciones e inflexibilidades operativas de las unidades de generación (tales como costos de arranque, mínimas potencias de generación, mínimo tiempo de operación, entre otros). La manera de cumplir con el objetivo mencionado anteriormente es maximizando el uso del recurso hidráulico y renovable en general, respetando todas sus restricciones de operación, y minimizando el uso del recurso térmico. En el caso del SEIN, se debe considerar también las obligaciones que impone el cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- d. **Desarrollo Sostenible.**- Se entenderá como desarrollo sostenible a aquel desarrollo del sistema eléctrico, en el cual la contaminación del medio ambiente (aire, agua, suelo, etc.) que ocasionarían las actividades de producción o generación eléctrica es nulo o mínimo. Lo antes expresado se logra merced a la utilización de los recursos energéticos renovables. En un contexto más amplio, es utilizar los recursos en el presente, sin

comprometer los requeridos por las generaciones venideras.

- e. **Energía firme.**- Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica. No existe el concepto en el marco teórico estadounidense o europeo, donde solo se usa el concepto de potencia firme.
- f. **Gases de Efecto Invernadero**- GEI -Considerados en el Protocolo de Kyoto son seis a los que se les atribuye el mayor impacto en el incremento de la temperatura global. Su efecto es medido por el Índice de Potencial de Calentamiento Global (PCG). Estos gases son: Dióxido de Carbono (CO₂), Metano (CH₄), Óxido Nitroso (N₂O), Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonados (PFC) y Hexafluoruro de Azufre (SF₆). De estos, los dos primeros son producidos por la quema de combustibles fósiles pero con PCG distintos pues el CO₂ tiene un PCG igual a 1 en tanto que el N₂O tiene 310, siendo por lo tanto más nocivo.
- g. **Centrales de Generación Eficiente.**- Se refiere a las centrales eléctricas que “operan en base”, es decir, con un alto factor de planta que oscila entre el 85% y 95% del tiempo, que poseen capacidad de regulación de frecuencia y cuyos costos de operación son cero o próximos a cero. Son ejemplos de centrales de generación eficiente, las centrales hidráulicas (con embalses de capacidad semanal como mínimo), nucleares, geotermoeléctricas. Cabe agregar, que aun cuando no define el termino explícitamente, el Artículo 2 de la Ley N° 28832⁵⁹, establece como finalidad de la Ley, el “asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía”; técnicamente, las centrales que evitan la volatilidad de precios son justamente aquellas

⁵⁹ Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

que tienen el más alto factor de planta, como son las centrales que operan en base y a bajo costo, como fuera antes mencionado.

- h. **Operador de sistema.**- Su función comprende las actividades necesarias para garantizar la seguridad y continuidad del sistema eléctrico, así como la correcta coordinación entre la producción y el transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles en la normativa vigente.
- i. **Planta de Carga base.**- Se denomina así por lo general a las unidades termoeléctricas de alta eficiencia, que normalmente se opera para tomar la totalidad o parte de la carga mínima de un sistema, y que por lo tanto produce electricidad a un ritmo prácticamente constante y se ejecuta de forma continua. Estas unidades son operadas para maximizar la eficiencia del sistema mecánico y térmico y reducir al mínimo los costos de operación del sistema.
- j. **Potencia Firme.**- Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad, de acuerdo a lo que define el Reglamento. En un contexto más amplio, se define como la potencia o la capacidad de producción de energía, que debe estar disponible en todo momento durante el período cubierto por el compromiso de entrega garantizada, incluso en condiciones adversas.
- k. **Precio monómico.**- Es el precio que integra el costo de producción de la energía y el cargo de la potencia en horas de punta y fuera de punta de la demanda, de tal manera que a través de dicho precio, se logre recuperar tanto los costos de la inversión hecha por la central de generación, así como cubrir sus costos de operación y mantenimiento, en un periodo dado, típicamente de veinte (20) años.

2.6 MARCO LEGAL

- a. Decreto Legislativo N° 757 “Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada”,

Esta Ley tiene por objeto garantizar la libre iniciativa y las inversiones privadas, efectuadas o por efectuarse, en todos los sectores de la actividad económica y en cualesquiera de las formas empresariales o contractuales permitidas por la Constitución y las Leyes.

Establece derechos, garantías y obligaciones que son de aplicación a todas las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que sean titulares de inversiones en el país. Sus normas son de observancia obligatoria por todos los organismos del Estado, ya sean del Gobierno Central, Gobiernos Regionales o Locales, a todo nivel.

- b. Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos, Ley N° 26848.

Esta Ley norma todo lo relativo a las actividades conducentes al desarrollo de las actividades geotérmicas de reconocimiento, exploración y explotación. En este sentido, se establecen los derechos geotérmicos de Autorizaciones y Concesiones. Finalmente, se determina que la actividad geotérmica es de utilidad pública y que el Estado promueve las inversiones en exploración y explotación geotérmicas, así como el uso racional de dichos recursos, privilegiando la conservación del ambiente.

Para promover a la inversión en el desarrollo geotérmico se establecen medidas para la garantía a las inversiones como los relativos al Impuesto a la renta, los derechos arancelarios, la forma de llevar la contabilidad y a la garantía relativa al régimen tributario.

- c. Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Ley N° 28832.

Esta Ley establece, en su Artículo 12, que el Comité de Operación Económica del Sistema –COES-, tiene por finalidad coordinar la operación de corto mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional –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.

En el artículo 14 establece también las funciones del referido COES, como las de desarrollar programas de operación de corto mediano y largo plazo y calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico y, de otra parte, coordinar la operación en tiempo real del SEIN.

- d. Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con Recursos Energéticos Renovables, DL N° 1002

En esta Ley se define a la geotermia entre los Recursos Energéticos Renovable – RER- que tendrán prioridad en el despacho diario de carga efectuado por el COES. Se establece también que cada cinco (5) años el Ministerio de Energía y Minas –MINEM- fijará un porcentaje objetivo de participación de los RER en el consumo nacional de electricidad, que será de hasta el 5% en uno de los años del primer quinquenio.

Se establece también que deberá elaborarse un Plan Nacional de Energías Renovables que estará en concordancia con los Planes Regionales de Energía y se enmarcará con un Plan Nacional de Energía. Asimismo, se promoverá la investigación y desarrollo de proyectos de generación eléctrica con RER.

- e. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, D.L. 25844: D.S. 009-93-EM (Artículos 91º inciso a, 92º, 93º, 95º, 96º, 97º, 99º, 106º y 107º).

En lo que concierne al accionar del COES, en estos artículos de la Ley de Concesiones Eléctrica se establece temas relativos a las funciones de elaborar los programas de operación de corto, mediano largo plazo del SEIN, usar los mecanismos de la optimización de operación como la operación en tiempo real de las unidades de generación, elaborar los estudios de planificación de la operación que, preservando la seguridad y calidad del servicio del sistema, lleve a minimizar los costos de operación y de racionamiento para el conjunto de instalaciones del sistema interconectado, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones. También establece el tratamiento de la información Finalmente, se establecen los criterios para la determinación de los costos marginales de corto plazo y el procedimiento para la valorización de la transferencia de energía entre los integrantes del COES.

- f. Reglamento de la Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos N° 26848, DS N° 072-2006-EM

En este Reglamento se definen con mayor detalle las actividades geotérmicas, los derechos geotérmicos, la jurisdicción administrativa, los procedimientos para obtener los derechos geotérmicos, protección ambiental y cuáles son las garantías de promoción a la inversión establecidas en su Ley.

- g. Facilidades de exploración geotérmica por entidades públicas, DS N° 016-2008- EM

Se norma la participación del Estado en la fase de exploración de recursos geotérmicos de manera de orientar posteriormente inversiones eficientes del sector privado en la actividad de explotación geotérmica.

- h. Reglamento de la Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con Recursos Energéticos Renovables DS N° 012-2011-EM

Se establece que el MINEM elaborará las Bases para la subasta de participación de los RER con información relativa a la Energía requerida por tipo de tecnología, el correspondiente plazo de vigencia y el cronograma respectivo. Asimismo, se establece la metodología para el ingreso por energía que tendrán los generadores con RER ganadores de la buena pro en las subastas.

De otro lado, se establece que la planificación de la transmisión del COES deberá prever los requerimientos de infraestructura necesaria para la conexión al SEIN de la generación RER.

- i. Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, R.D. N° 049-99-EM/DGE.

Establece los criterios y procedimientos que se deben seguir para la operación en tiempo real de los sistemas interconectados así como las obligaciones de sus integrantes y del Operador del COES.

Define variables como Reserva Rotante, Sobrecarga de equipos, regulación de la tensión y frecuencia, racionamiento y rechazo de carga y temas como estados de alerta, emergencia y recuperación del sistema eléctrico.

CAPITULO III

EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN Y SU SOSTENIBILIDAD

3.1 EVALUACIÓN DEL DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN

3.1.1 EVALUACIÓN DEL DÉFICIT DE GENERACIÓN EN EL DESPACHO ECONÓMICO DE LA ZONA SUR

Para la evaluación del déficit de generación, se hará uso de la información contenida en los Informes de Evaluación de la Operación Diaria (IEOD) que publica el COES SINAC en su página web, en la sección dedicada al “Sistema de Información del COES⁶⁰”. En tal sentido, se ha recopilado las mediciones del despacho de generación del sur y las importaciones de energía a través de la línea de interconexión centro – sur, contenida en los numerales 1.1.2. “Evolución Horaria de la Demanda por Área” y 1.14. “Flujos por las Interconexiones (MW)” del IEOD, para el periodo de enero de 2008 a setiembre 2013. La línea de interconexión centro – sur, la constituye para el periodo antes señalado, la línea de transmisión 200 kV Campo Armiño – Cotaruse– Socabaya, según se puede apreciar en la Figura16.

Dado que el formato establecido para la conformación del despacho económico de generación del COES, tiene un formato de 48 segmentos por día (valores promedios de potencia en intervalos de 15 minutos), los registros a evaluar para el periodo antes mencionado constituyen un total de 103 738 para cada punto de medición.

⁶⁰<http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/sicoes/default.aspx>

Figura 16. Línea de interconexión centro – sur



Fuente. Mapa publicado en la página web del COES SINAC (www.coes.org.pe)

El déficit de generación para el presente análisis y conforme a la topología (expresada gráficamente en la Figura16) del sistema eléctrico de la zona sur, queda expresado por la siguiente expresión:

$$\text{Deficit Generacion} = \text{Flujo Interconexión} \quad (3.1)$$

Donde:

Déficit generación: se expresa en MW.

Flujo Interconexión: lo constituye el flujo de energía a través de línea de transmisión 200 kV Mantaro – Cotaruse– Socabaya, medido en la conexión con la subestación Socabaya (flujo en las ternas L-2053 y L-2054, según se aprecia en la Figura 20).

Para poder evaluar la magnitud del déficit, nos referiremos en adelante al déficit de generación porcentual, el cual queda expresado por la siguiente expresión:

$$\text{Déficit Generación Sur \%} = \frac{\text{Flujo Interconexión}}{\text{Demanda Sur}} * 100 \quad (3.2)$$

Donde:

Déficit Generación Sur %: déficit porcentual de generación de la zona sur para un periodo dado.

Demanda Sur: resulta igual al “despacho de energía ejecutada” en la zona sur, más el “Flujo Interconexión” referido en la ecuación 3.1.

Entonces, seguidamente se evalúa el “Déficit Generación Sur %” anual para el periodo 2008 a 2013, el cual se representa gráficamente a través de curvas de duración, según se muestra a continuación en las Figuras 17 a 22.

Figura 17. Curva de duración - déficit de generación de la zona sur. Año 2008⁶¹.

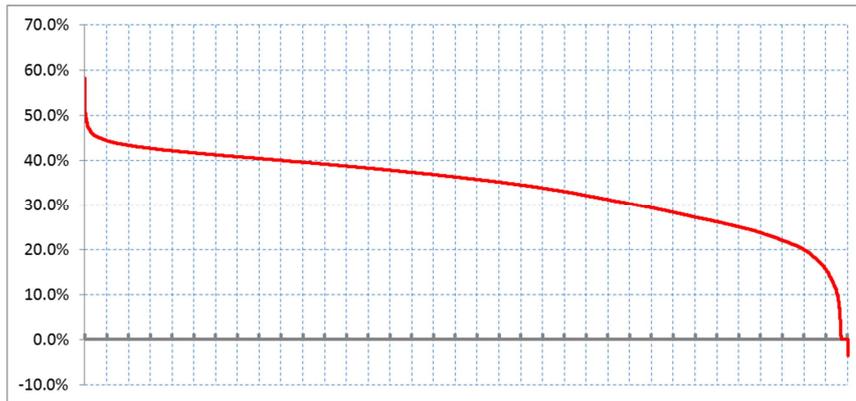


Fuente. Elaboración propia.

⁶¹ En el procesamiento de los datos del año 2008, se han retirado los registros de las mediciones de las 12:30 a 13:30 horas del día 12 de noviembre, debido a que se produjo la desconexión de la C.T. Ventanilla con 174 MW, según reporta el correspondiente Informe de Evaluación de la Operación Diaria del COES, hecho que produjo un flujo de energía forzado desde el sur hacia el centro del SEIN. Cabe resaltar que las mediciones retiradas para la elaboración de la curva de duración, son en número 3 de un total de 17 570.

En la Figura 17 se puede observar que en el año 2008, aun se registraba un periodo mínimo de tiempo en el cual el flujo de potencia, se daba en el sentido sur al centro, llegando el mismo a significar hasta un 20% del despacho de energía de la zona sur.

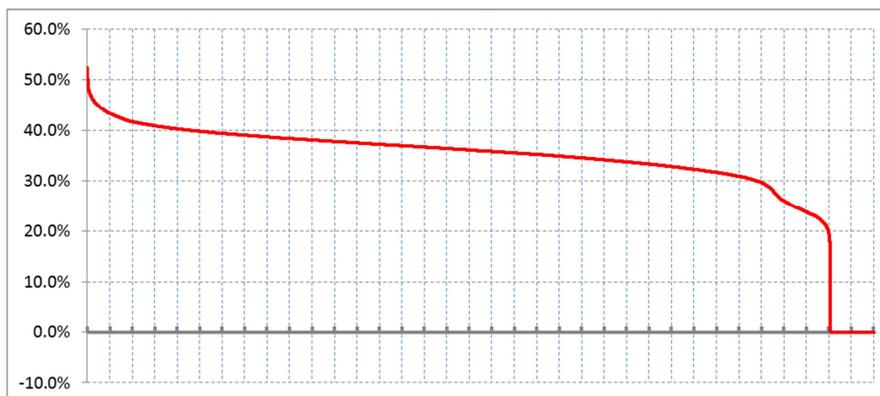
Figura 18. Curva de duración - déficit de generación de la zona sur. Año 2009⁶².



Fuente. Elaboración propia.

Como puede observarse en las Figuras de la 18 a 22 ya no se registra flujo en el sentido de sur a centro, y más bien se observa que el área bajo las curvas de duración, se van incrementando con el transcurrir de los años.

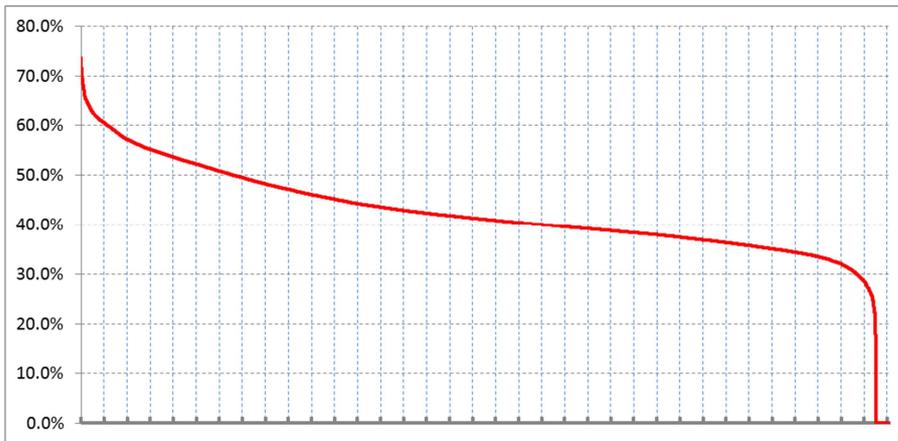
Figura 19. Curva de duración - déficit de generación de la zona sur. Año 2010.



Fuente. Elaboración propia.

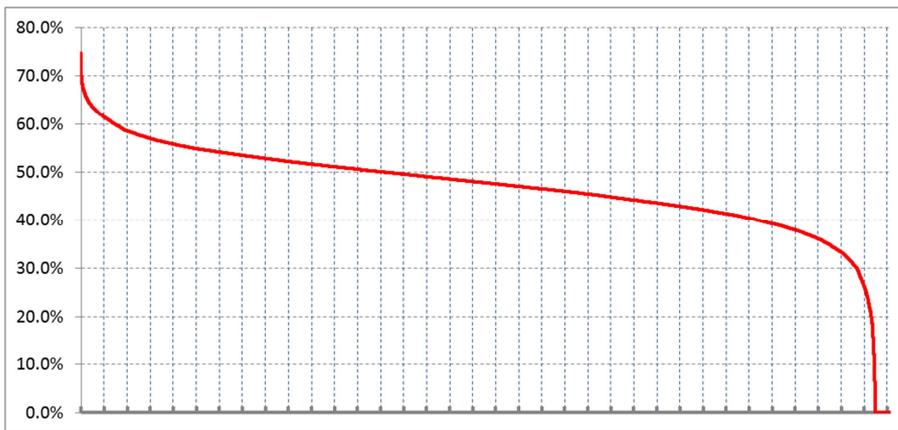
⁶²En el procesamiento de los datos del año 2009, se han retirado los registros de las mediciones de las 11:00 a 13:30 horas del día 07 de marzo, debido a que se produjo la desconexión de la CH. Mantaro con 591 MW por falla, según reporta el Informe de Evaluación de la Operación Diaria del COES, hecho que produjo un flujo de energía forzado desde el sur hacia el centro del SEIN. De igual manera se procedió con los registros correspondientes las mediciones de las 09:30 a 22:30 horas del día 09 de marzo. Cabe resaltar que las mediciones retiradas para la elaboración de la curva de duración, son en número 33 de un total de 17 520.

Figura 20. Curva de duración - déficit de generación de la zona sur. Año 2011.



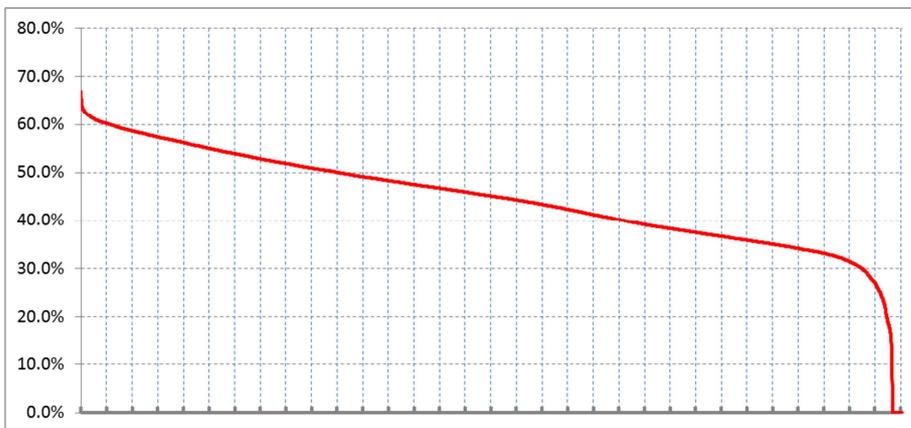
Fuente. Elaboración propia.

Figura 21. Curva de duración - déficit de generación de la zona sur. Año 2012.



Fuente. Elaboración propia.

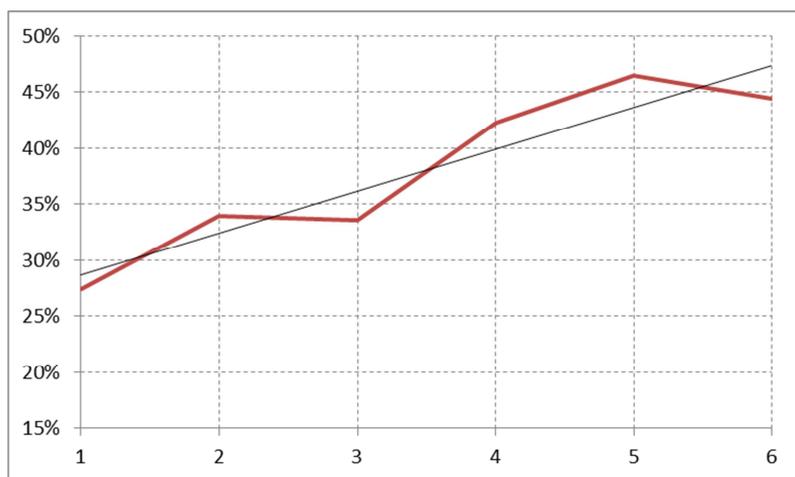
Figura 22. Curva de duración - déficit de generación de la zona sur. Año 2013.



Fuente. Elaboración propia.

Dado que las curvas de duración mostradas en las Figuras 21 a 26, se han construido en base a ordenadas porcentuales, el promedio de los valores de dichas curvas, resulta ser el déficit promedio anual de la zona sur para el año que corresponda en cada caso. Según lo antes expresado, se construye el gráfico siguiente:

Figura 23. Evolución del déficit promedio porcentual de generación de la zona sur para el periodo 2008 - 2013.



Fuente. Elaboración propia.

De la Figura 23 se observa que el déficit promedio porcentual de generación de la zona sur para el año 2013 es del orden del 45%, lo cual es muy elevado por la vulnerabilidad que ello representa con relación a las fallas en las líneas de interconexión y su efecto en la estabilidad del sistema sur. Sobre el efecto antes mencionado, el COES SINAC elaboró informes técnicos⁶³ los años 2012 y 2013, con los cuales sustentó las resoluciones directorales N° 009-2012 y N° 009-2013 respectivamente, mediante las cuales se estableció que se debían reducir a 300 MW (en media y mínima demanda) y 440 MW (en máxima demanda) los límites de transmisión en la línea Mantaro⁶⁴-Cotaruse-Socabaya (en el extremo de Socabaya) con el fin de reducir el riesgo de colapso de la zona sur. Para el caso del año 2013, la reducción del límite tiene efecto sólo hasta el ingreso en operación comercial de la línea de 500 kV Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo, con lo

⁶³Informe COES/DP-SNP-078-2012 e Informe COES/DP-SNP-052-2013, publicados en la página web del COES SINAC. Disponible en www.coes.org.pe.

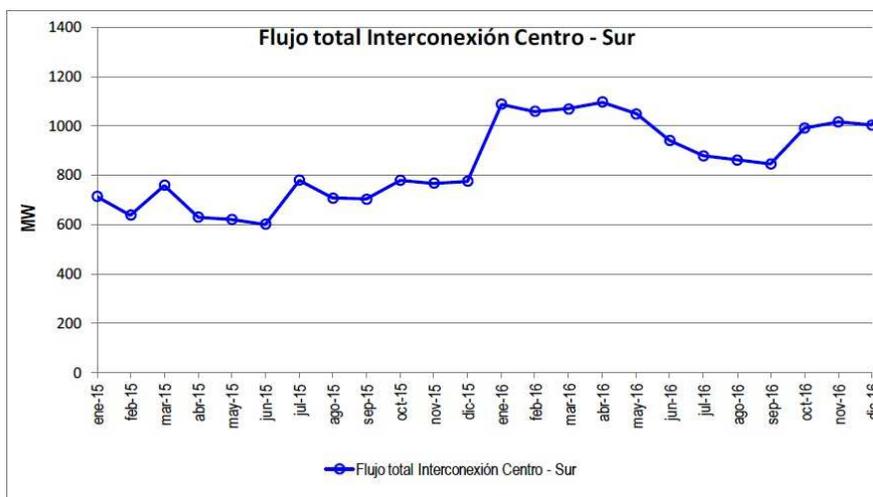
⁶⁴ La subestación Mantaro también es llamada como Campo Armiño.

cual en principio de lograría tener la capacidad de absorber fallos de la línea en 220 kV.

Entonces, teniendo en cuenta que el 2013 la máxima demanda de la zona sur fue de 1 110 MW y la demanda promedio en hora punta del orden de los 894 MW, se tiene que el límite de 440 MW representa una tolerancia al déficit del orden del 39.6% y 49.2% respectivamente.

Se concluye entonces, que el déficit del orden del 45% actual de la zona sur representa una vulnerabilidad operativa de dicha zona ante posible fallo de la línea de 220 kV, el cual se ve reducido por el ingreso de una segunda línea de transmisión en 500 kV a fines del año 2013, no obstante, en situación de que alguna de estas líneas de transmisión se encontrara fuera de servicio por mantenimiento, la vulnerabilidad operativa antes expuesta sería un factor a ser prevenido por medidas de reducción del límite de transporte, como las antes mencionadas. Finalmente, se observa que la tendencia del déficit es creciente en un ratio del 13% anual, como lo confirmarían las proyecciones de flujo por la interconexión centro – sur, hechas por el COES SINAC en su “Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN - Período 2015-2024”, que se muestran en la Figura 24

Figura 24. Potencia media del bloque de punta en la interconexión centro – sur.



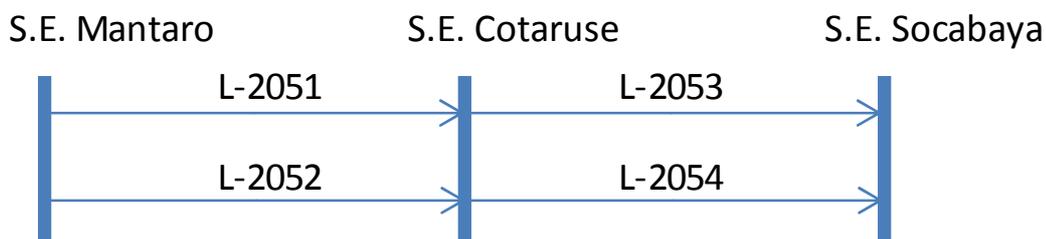
Fuente. Informe Técnico de Planificación ITP-05 Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN. Período 2015-2024. Disponible en www.coes.org.pe.

3.1.2 ANÁLISIS DE LA IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DESDE LA ZONA CENTRO

La presente sección tiene por objeto evaluar los aspectos operativos de la importación de energía eléctrica desde la zona centro hacia la zona sur, en particular en lo relativo a la magnitud de las pérdidas técnicas que ello implica, para lo cual se analizará en primer término las mediciones a través de la línea de transmisión 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya, y luego las mediciones de la operación conjunta con la nueva línea de transmisión 500 kV Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo, la cual inició su operación el 12 de diciembre de 2013.

La línea de transmisión 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya es una línea de doble terna y de 610 Km de longitud, cuya topología se muestra en la Figura 25.

Figura 25. Topología de la línea 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya



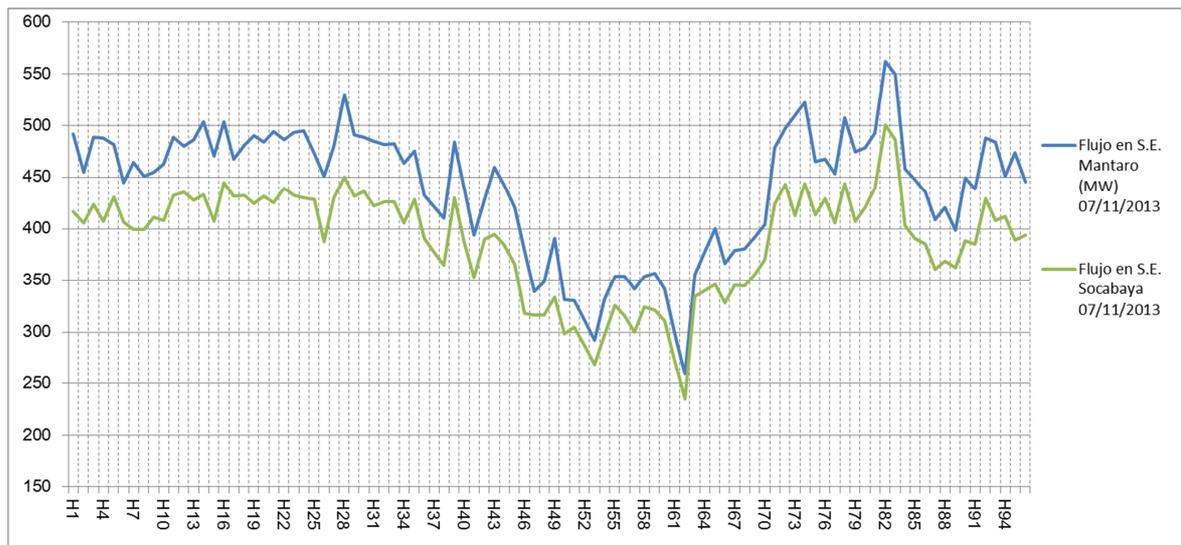
Fuente. Elaboración propia.

Para la evaluación de las pérdidas técnicas, se hace uso de las mediciones de flujo de potencia en intervalos de 15 minutos (96 segmentos horarios por día) medidos en las subestaciones Mantaro y Socabaya información proveniente del sistema SCADA del SEIN, el cual si bien no tienen la precisión de un medidor utilizado para facturación de energía eléctrica, si brinda mediciones suficientemente aproximadas para las actividades de monitoreo y control del sistema eléctrico en tiempo real.

El primer paso consiste en evaluar los flujos en las subestaciones Mantaro y Socabaya, para por ejemplo un día jueves laborable, sin interrupciones de suministro significativas ni estados transitorios que distorsionen las mediciones,

tal como lo fue el día 07 de noviembre⁶⁵ de 2013, cuyo perfil de carga se puede apreciar en la Figura 26, en la cual se observa que el flujo de llegada a la subestación Socabaya en zona sur, es apreciablemente inferior al flujo inyectado en el extremo en la zona centro en la subestación Mantaro.

Figura 26. Flujo en subestaciones Mantaro y Socabaya.

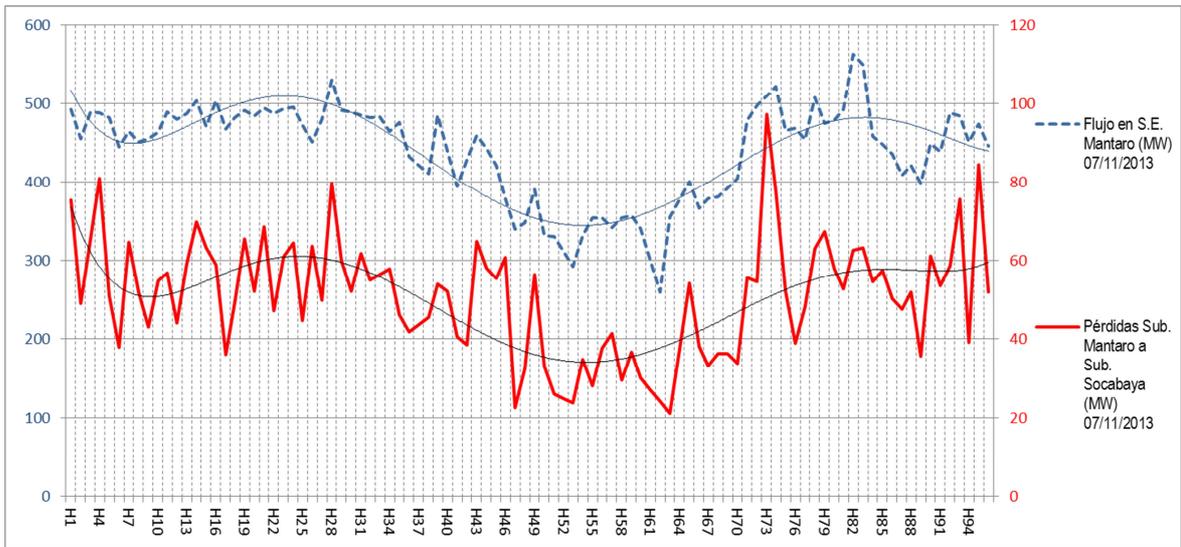


Fuente. Elaboración propia.

En segundo término, se grafica las pérdidas técnicas (MW) producidas por el flujo de potencia de la zona centro a la zona sur (diferencia entre los flujos en las subestaciones Mantaro y Socabaya), para el mismo día, confirmándose que existe una clara correlación entre las magnitudes del flujo inyectado en la subestación Mantaro y la magnitud de las pérdidas técnicas, según se puede apreciar en la Figura 27. Esta correlación confirma la tendencia establecida por la ecuación de pérdidas totales de transmisión derivadas de un flujo de potencia, enunciada en la ecuación 2.6.

⁶⁵ El IEOB del día 07 de noviembre de 2013, solo se reportó cortes de suministro de 2.7 MW y 2 MW en las zonas de Pucallpa y Aucayacu respectivamente, lo cual no es significativo en el contexto de la presente evaluación.

Figura 27. Pérdidas técnicas (MW) por el transporte de la energía de la zona centro a la zona sur.

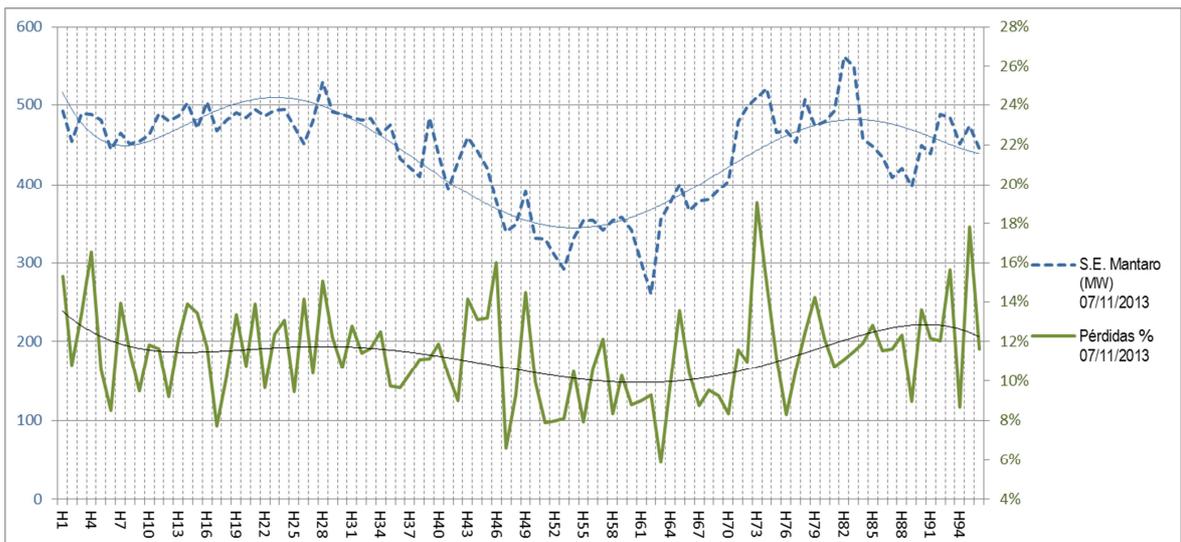


Fuente. Elaboración propia.

Con el fin establecer una correlación en términos porcentuales, se expresará las pérdidas en términos porcentuales, según la ecuación 3.3, y se le representa gráficamente en la Figura 28.

$$\text{Pérdidas técnicas \%} = \frac{\text{Flujo Mantaro} - \text{Flujo Socabaya}}{\text{Flujo Mantaro}} * 100 \quad (3.3)$$

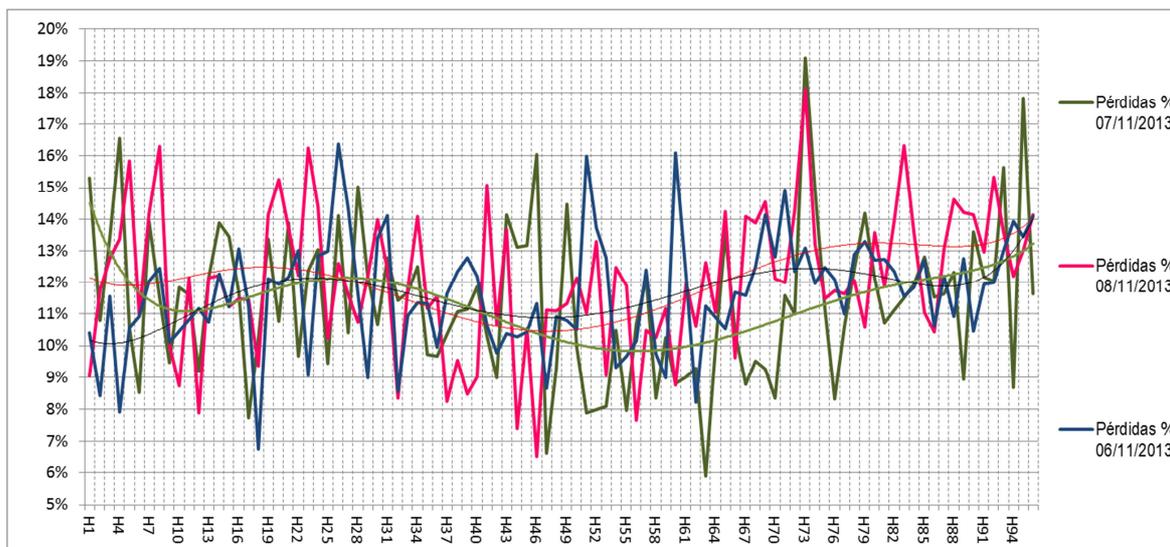
Figura 28. Pérdidas técnicas (%) por importación desde la zona centro a la sur.



Fuente. Elaboración propia.

Seguidamente, con el fin de tener una muestra más amplia, se procesa del mismo modo las mediciones correspondientes a los días miércoles 6 y viernes 08 de noviembre, los cuales tienen similares condiciones operativas que el día 07 de noviembre del mismo año. Las pérdidas técnicas porcentuales para los días antes mencionados, se aprecian graficadas en la Figura 29.

Figura 29. Pérdidas técnicas (%) por importación desde la zona centro a la sur.



Fuente. Elaboración propia.

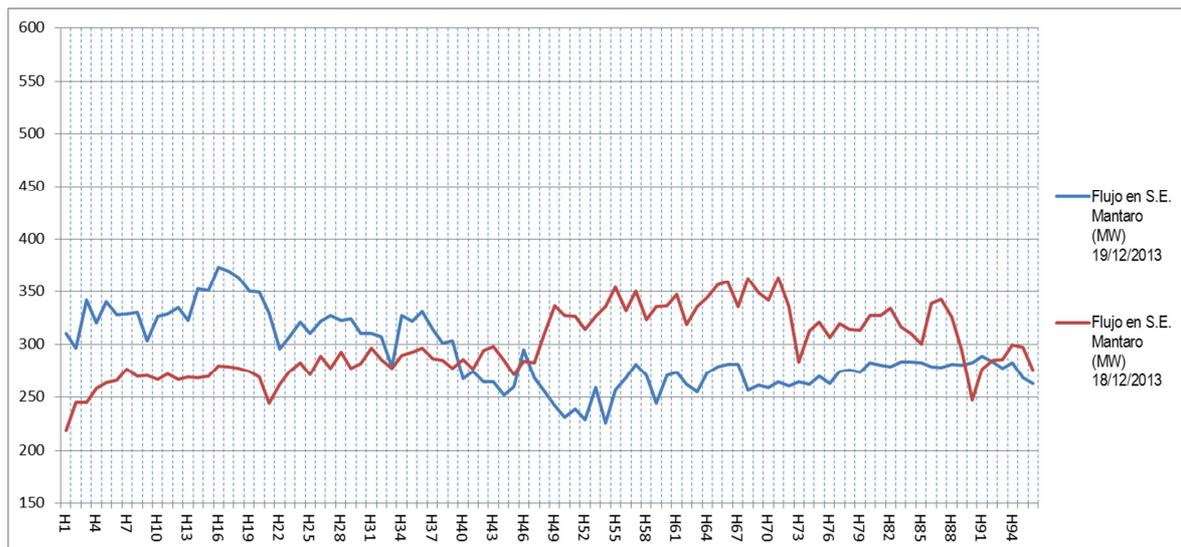
Cabe anotar, que el flujo de potencia promedio de los días 06, 07 y 08 hasta aquí analizados, fue de 456,5 MW, 439.3 MW y 462.9 MW respectivamente.

En este punto es importante mencionar, que con fecha 07 de noviembre de 2013, el COES SINAC emitió la Resolución de Dirección Ejecutiva N°009-2013, mediante la cual se estableció que se debían reducir la capacidad nominal de 460⁶⁶ a 300 MW (en media y mínima demanda) y 440 MW (en máxima demanda) los límites de transmisión en la línea 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya (en el extremo de Socabaya) con el fin de reducir el riesgo de colapso de la zona sur, medida vigente para el periodo desde el 09 de noviembre de 2013 al 28 de marzo de 2014. Habiendo hecho esta consideración, se procede a evaluar el flujo de potencia para dos (2) días luego de la entrada en vigencia de la Resolución antes

⁶⁶ La capacidad de la línea es de 505 MW, lo cual asumiendo un $\cos(\Phi)$ de 0.91, resulta equivalente a unos 460 MW.

citada. Para ello, nuevamente se seleccionan dos (2) días laborables sin interrupciones de suministro significativas ni estados transitorios que distorsionen las mediciones, tal como lo fueron los días lunes 18 y martes 19 de noviembre de 2013, como se puede apreciar en la Figura 30.

Figura 30. Flujo en subestación Mantaro. Días 18 y 19 de noviembre de 2013.



Fuente. Elaboración propia.

En este caso, el flujo de potencia es apreciablemente inferior al registrado antes de la vigencia de la reducción de límites de transmisión establecida por la Resolución de Dirección Ejecutiva N°009-2013, siendo en promedio para los días 18 y 19, de 299.2 MW y 291.0 MW respectivamente, lo cual en promedio representa el 65% del flujo de los días 07 y 08; por esta, solo se considerará las mediciones de los días 06, 07 y 08 de noviembre en el cálculo de la función de correlación de las pérdidas versus la magnitud de flujo de potencia.

Como se recuerda, la ecuación 2.9 establecía que las pérdidas totales de transmisión, son proporcionales al cuadrado del flujo medio. Entonces, la ecuación que permita representar las pérdidas técnicas porcentuales de la línea de interconexión centro – sur, deberá ser concordante con la ecuación 2.9, y tendría la siguiente forma:

$$Pérdidas \% (flujo) = R * flujo^q \quad (3.4)$$

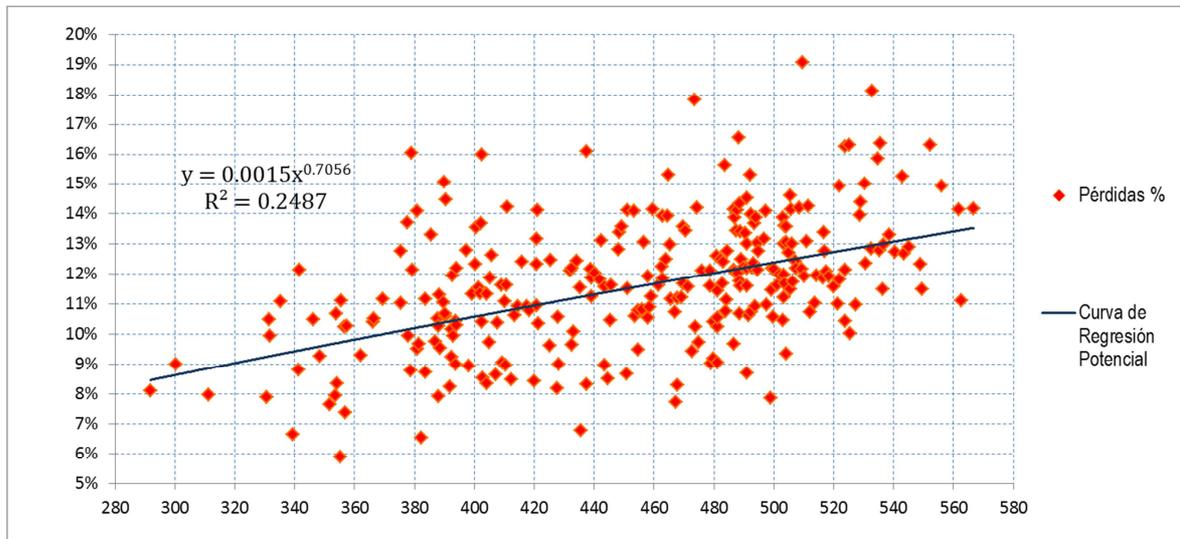
Donde:

R es una constante que expresa el efecto resistivo de la línea de transmisión,

y q es el exponente que afecta al *flujo* de potencia en MW.

Para la determinación de las constantes antes mencionadas, se procede a conformar una tabla con los valores de “flujo en la subestación Mantaro (MW)” y las correspondientes “pérdidas técnicas porcentuales”, para el conjunto de datos de los días 06, 07 y 08 de noviembre. Se procede a graficar los valores antes mencionados, y se aplica la ecuación de regresión del tipo potencial, obteniéndose la gráfica y resultados mostrados en la Figura 31.

Figura 31. Flujo en la subestación Mantaro (MW) versus pérdidas técnicas porcentuales, para los días 06, 07 y 08 de noviembre de 2013.



Fuente. Elaboración propia.

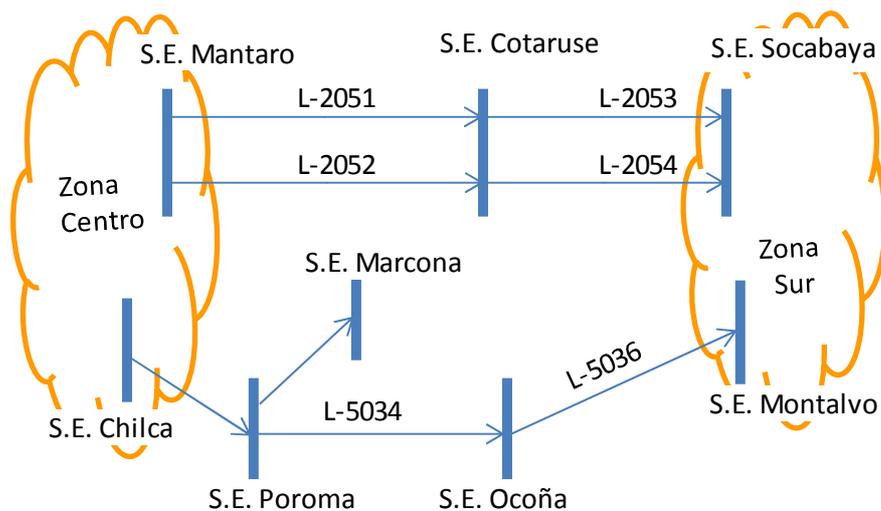
Identificando las constantes de la ecuación de regresión potencial obtenida, e identificándolos en la ecuación 3.4, se obtiene la siguiente expresión para la línea de interconexión centro – sur:

$$\text{Pérdidas \%}_{(\text{flujo})} = 0.0015 * \text{flujo}^{0.7056} \quad (3.5)$$

Según la ecuación lograda, las pérdidas técnicas para un flujo de 560 MW en la línea de interconexión centro – sur, equivaldría al 13.4% de dicho flujo, es decir, unos 73 MW.

Con el inicio en calidad de prueba de la nueva línea de transmisión 500 kV Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo, a partir del 12 de diciembre de 2013, la topología de la interconexión centro – sur, ha quedado modificada como se muestra en la Figura 32. Cabe resaltar que la nueva línea de 500 kV Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo, tiene una sola terna, una capacidad de 840 MVA y una longitud de 889 km, lo cual significa que esta nueva línea es 279 km más larga (45,7% en términos porcentuales) que la línea 200 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya.

Figura 32. Topología de la interconexión centro – sur a partir del 12/12/2013.



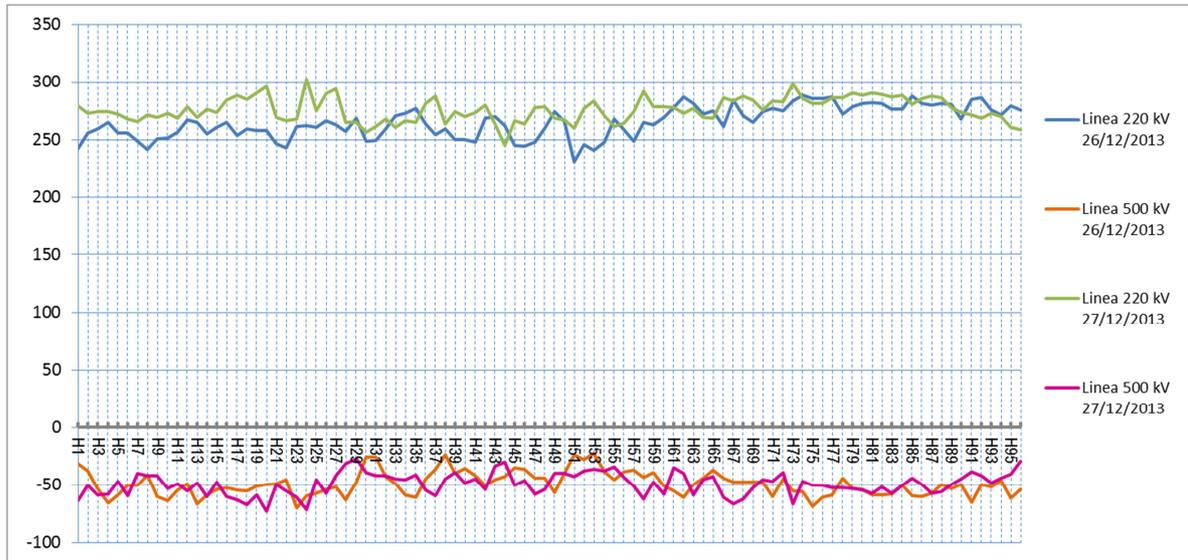
Fuente. Elaboración propia.

Considerando la nueva topología, se procede a analizar los flujos con la información más reciente disponible, correspondiente a los días 26 y 27 de diciembre de 2013, como se muestra en la Figura 33. En dicho periodo la línea de 500 kV se encontraba en estado de pruebas⁶⁷ previo a su puesta en operación definitiva; además es necesario considerar que aún falta la instalación de (1) banco de compensación serie (con el objeto de compensar el 65% de la

⁶⁷ Según lo define el Procedimiento N° 20 del COES SINAC, denominado “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”

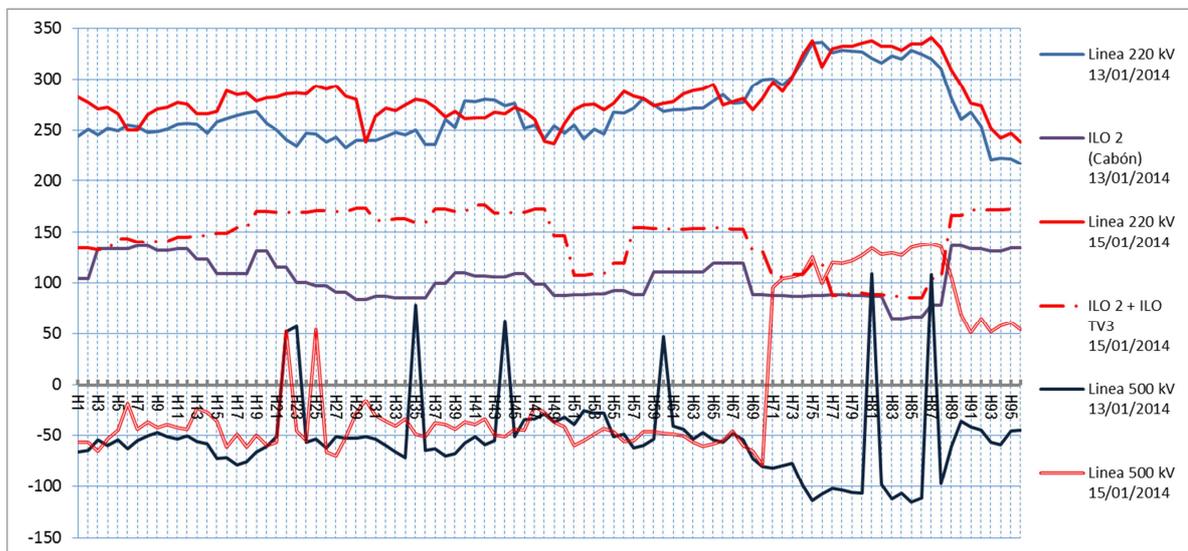
reactancia de la línea), el cual una vez instalado permitirá ampliar la capacidad de transporte de la línea⁶⁸, antes que reducir la resistencia conjunta de la línea, que da origen a las pérdidas técnicas en la misma.

Figura 33a. Flujo (MW) en la interconexión centro – sur en diciembre 2013.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 33b. Flujo (MW) en la interconexión centro – sur en enero 2014.



Fuente. Elaboración propia.

⁶⁸ La capacidad de transporte de la línea está definida por su reactancia, la cual se corregirá con el banco de condensador serie previsto de instalar.

Como se puede observar en las Figuras 33a y 33b, si bien la nueva línea de transmisión de 500 kV está aportando redundancia a la importación de energía eléctrica desde la zona centro a la zona sur, por ende se deberían minimizar en el futuro los colapsos del sistema eléctrico de la zona sur que en años anteriores fueran frecuentes, en el contexto de la operación en condiciones normales (sin contingencias), la línea de 220 kV continuaría siendo en términos operativos, el enlace de la interconexión centro – sur predominante, por su menor resistividad comparativa, como consecuencia de su menor longitud.

Complementariamente a lo expuesto en el párrafo anterior, es importante mencionar que si bien la política ha sido proveer de suministro eléctrico a la zona sur a través de líneas de transmisión de gran longitud, estando a la fecha en servicio dos (2) y una tercera entraría en servicio en el año 2016, en la práctica y por razones técnicas, dicho esquema tendría limitaciones por lo mostrado en la Figura 33b, donde se observa que las líneas de transmisión operan muy por debajo de su capacidad nominal, hecho que se compensa con la operación de centrales como las de ILO 2 TV1 (carbón) e ILO TV3 (petróleo residual 500), de alto costo, mientras al mismo tiempo las principales centrales hidroeléctricas de la zona centro reducían sus niveles de generación; el detalle del despacho económico ejecutado de los días 13 y 15 de enero de 2014, se incluye en el Anexo D. La operación de las centrales térmicas antes mencionadas, ejemplifica la necesidad de contar con un mayor porcentaje de centrales de generación eficiente local en la zona sur, a fin de poder mantener la estabilidad del mismo. Lo antes expresado, evidencia que el déficit de generación en la zona sur, no debería de superar el 45% que en promedio que registra a la fecha, dado que ello provoca la necesidad de operar centrales de mayor costo en la zona sur, a fin de poder mantener la estabilidad⁶⁹ de su sistema eléctrico.

⁶⁹ Se toma como referencia, la definición de “estabilidad” expuesta en el *paper “Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions”*, disponible en: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=1318675&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D1318675; el cual expresa: “*Power system stability is the ability of an electric power system, for a given initial operating condition, to regain a state of operating equilibrium after being subjected to a physical disturbance, with most system variables bounded so that practically the entire system remains intact*”.

Por lo expuesto, se concluye que en el contexto de la operación en condiciones normales es la línea de 220 kV la que continúa siendo el enlace predominante de la interconexión centro – sur, por lo tanto será su ratio de pérdidas técnicas representadas por la Ecuación 3.5, a ser considerado en el siguiente análisis del presente estudio.

3.1.3 ANÁLISIS DE LOS COSTOS MARGINALES

El Artículo 11 titulado "El Mercado de Corto Plazo" de la "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica" (Ley N° 28832) expedida el 10 de julio de 2006, establece que en el SEIN la compra y venta de energía se efectúa en función a los "costos marginales de corto plazo nodales"; sin embargo, el 30 de agosto de 2012 mediante Decreto Supremo N° 032-2012-EM, se prorrogó la entrada en vigencia de la disposición antes citada, hasta el 1 de enero de 2016.

En el contexto de lo antes indicado, es importante señalar que la metodología de cálculo de "costos marginales de corto plazo nodales", no solo incluye la evaluación de las unidades de generación en cada segmento horario del despacho de generación, sino que incluye también toda la red de transporte y sus limitaciones físicas para la transmisión de energía. En esta metodología, se tiene un costo marginal nodal para cada barra de la red, con lo cual se vería reflejado de manera clara, lo observado en los numerales 3.1.1.1 "Evaluación del Déficit de Generación" y 3.1.1.2 "Análisis la Importación de Energía Eléctrica desde la Zona Centro"; por el contrario, en la actualidad solo se tiene como costo marginal, el costo variable de la unidad de generación que margina (la unidad de generación de mayor costo).

Por otro lado, mediante el "Decreto de Urgencia que Asegura la Continuidad en la Prestación del Servicio Eléctrico" (Decreto de Urgencia N° 049-2008) expedido el 17 de diciembre de 2008, se estableció que la diferencia entre los costos variables de operación en que incurran las centrales que operan con costos variables

superiores a un valor de 313,50⁷⁰ Nuevos Soles/MW.h y dichos costos marginales, será cubierta mediante un cargo adicional en el “Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión⁷¹”, el cual forma parte a su vez de la tarifa eléctrica; cabe resaltar que las unidades de generación adjudicadas por subastas RER, no participan de la formación de los costos marginales, dado que sus costos y rentabilidad, son directamente cubiertos por la tarifa eléctrica, no participando entonces del mercado spot.

No obstante, con propósitos de evaluación, el COES SINAC ha venido publicando en su Informe de Evaluación de la Operación Diaria⁷² (IEOD), el costo marginal desagregado por áreas operativas (centro, norte y sur), que se obtiene cuando existe congestión en el sistema de transmisión en alguna de ellas. Entonces, estos costos marginales desagregados permiten observar una situación aproximada⁷³ de los costos de generación por zona, sin aplicación del Decreto de Urgencia N° 049-2008, sin aplicación de Duodécima Disposición Complementaria Final⁷⁴ de la Ley 28832, y sin aplicación del Decreto Legislativo N° 1041⁷⁵.

⁷⁰ Valor definido por Resolución Ministerial N° 607-2008-MEM-DM, según lo instrúa el Decreto de Urgencia N° 049-2008 en su numeral 1.2.

⁷¹ A través de este mecanismo, los posibles sobrecostos, entendidos como aquellos costos marginales superiores al valor de 313,50 nuevos soles/MWh, son asignados a la recaudación tarifaria, logrando así que no se observe valores horarios elevados, sino que se promedien en un periodo anual tarifario. Dicho de otros modos, el sobrecosto no lo paga la zona del sistema eléctrico donde se genera el sobrecosto, sino que se paga entre todos los usuarios de todas las zonas del SEIN, logrando así amenguar la señal pico de precio.

⁷² El IEOD se compone de un informe propiamente dicho y de una serie de anexos en hojas Excel, conteniendo el despacho diario programado y ejecutado; en particular en el libro Excel de nombre genérico “Anexos_DDMM”, en la hoja (pestaña) “DESPACHO”, es donde se publica los costos marginales desagregados que se usan para la presente evaluación. La citada información se estuvo publicando desde el año 2008 hasta marzo de 2013.

⁷³ La situación real sería el cálculo de los costos marginales bajo el modelo de costos marginales nodales.

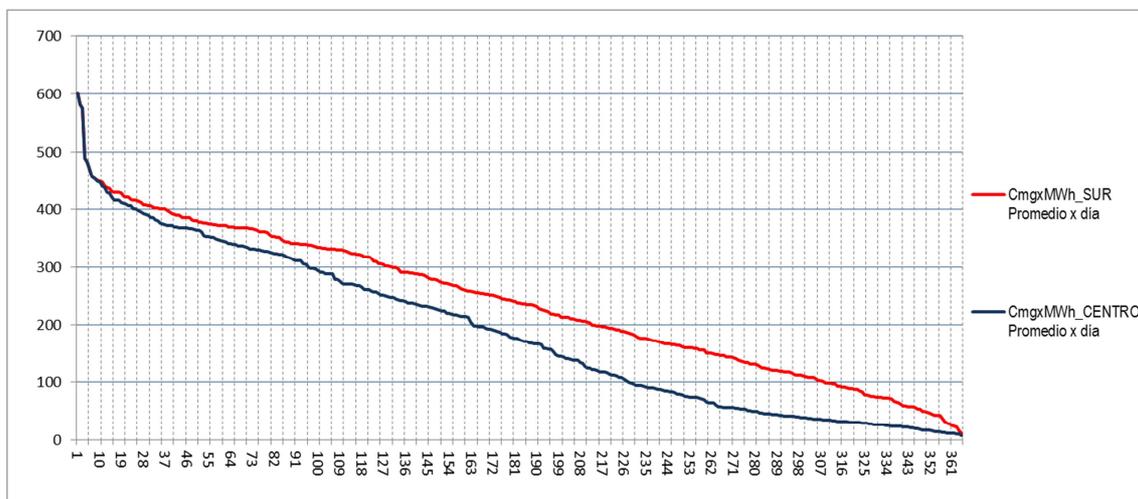
⁷⁴ Esta disposición indica que, en el caso de interrupción total o parcial del suministro de gas natural a centrales de generación eléctrica, debido a problemas en la inyección o a fallas en el sistema de transporte de la Red Principal del gasoducto de Camisea, los costos marginales de corto plazo serán iguales a los registrados en el mismo día de la semana previa a la interrupción del suministro de gas más un adicional que cubra los costos adicionales de combustibles en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los referidos costos marginales de corto plazo de la semana previa a la interrupción.

⁷⁵ Esta Ley, amplía el mecanismo establecido por la Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley 28832, al caso de las obras de ampliación del gasoducto de Camisea.

Según lo antes expuesto y sobre la base de la información disponible, se analizará a continuación el comportamiento de los costos marginales para las zonas centro y sur, considerando el efecto de las congestiones en las líneas de transmisión, mas no el efecto de las pérdidas en la transmisión.

Entonces, en las Figuras de la 34 a 38, se representa para los años 2009 a 2013 respectivamente, las curvas de duración de los costos marginales desagregados para las zonas centro y sur, según las consideraciones expuestas en el párrafo anterior.

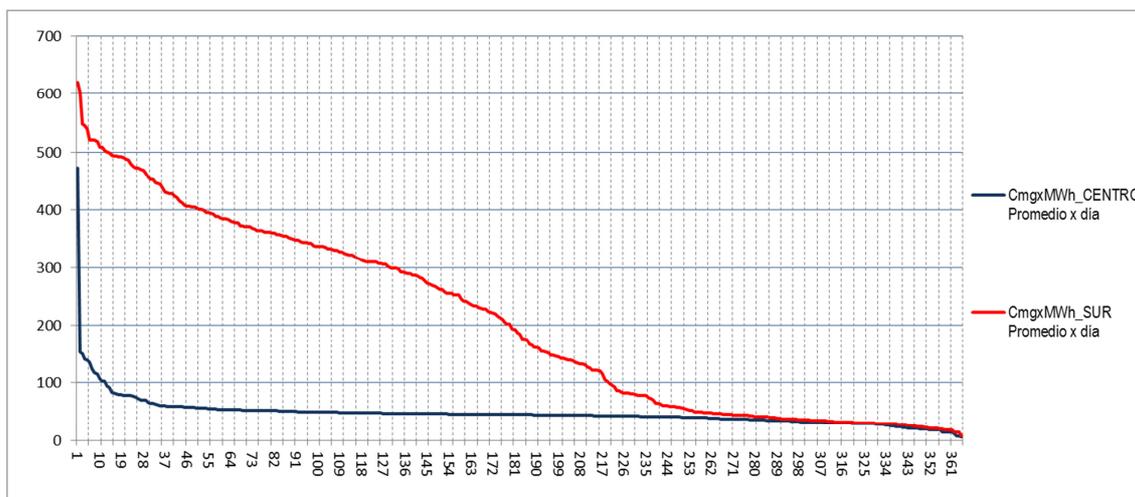
Figura 34. Curvas de duración de costos marginales año 2009 (Soles/MW.h).



Fuente. Elaboración propia.

Como se aprecia en la Figura 34 para el año 2009, el costo marginal promedio diario en la zona sur fue superior al de la zona centro, siendo el promedio anual de 239,8 y 188,5 Soles/MW.h respectivamente.

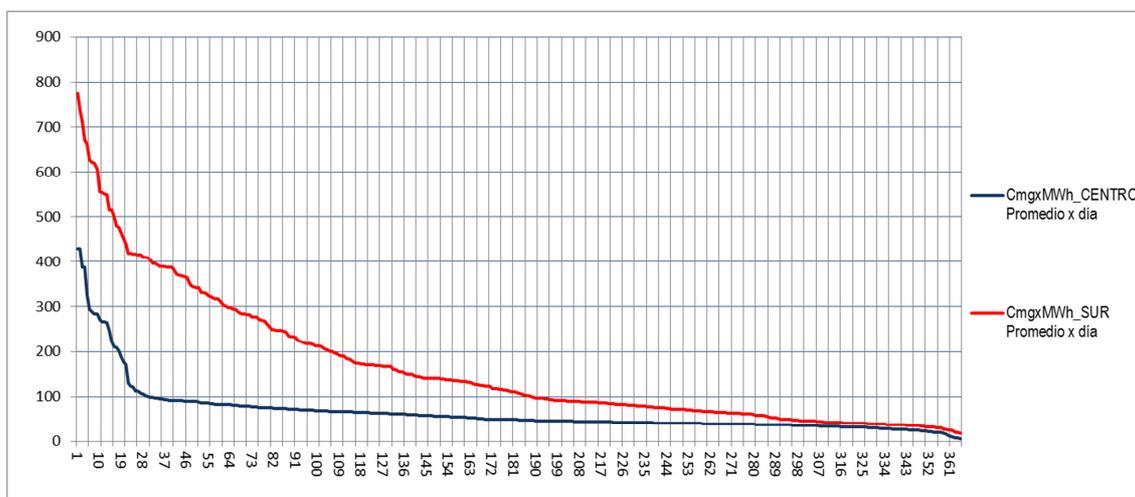
Figura 35. Curvas de duración de costos marginales año 2010 (Soles/MW.h).



Fuente. Elaboración propia.

Como se aprecia en la Figura 35 para el año 2010, el costo marginal promedio diario en la zona sur fue superior al de la zona centro, siendo el promedio anual de 208,4 y 47,2 Soles/MW.h respectivamente. La gran diferencia de costos registrada, se debió al aumento de la demanda en todas las zonas del Perú, lo cual al mismo tiempo no se vio acompañada por aumento de oferta de generación en la zona sur, lo cual significó una muy frecuente saturación del enlace de interconexión centro – sur, mostrado en la Figura 3.10. “Topología de la línea 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya”.

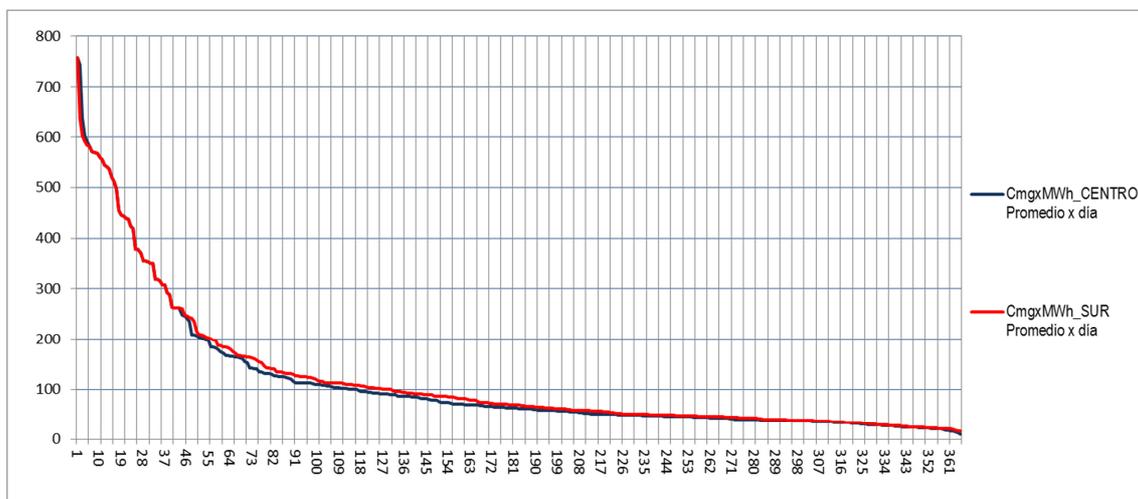
Figura 36. Curvas de duración de costos marginales año 2011 (Soles/MW.h).



Fuente. Elaboración propia.

Como se aprecia en la Figura 36 para el año 2011, el costo marginal promedio diario en la zona sur continuo siendo superior al de la zona centro, siendo el promedio anual de 166,0 y 65,9 Soles/MW.h respectivamente. La diferencia de costos registrada en el año 2011, se aminoró respecto a la situación observada el año 2010, debido a la entrada en operación comercial de la repotenciación de la línea de transmisión de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya, la cual incrementó su capacidad de 330 a 505 MVA, a partir del mes de julio de 2011.

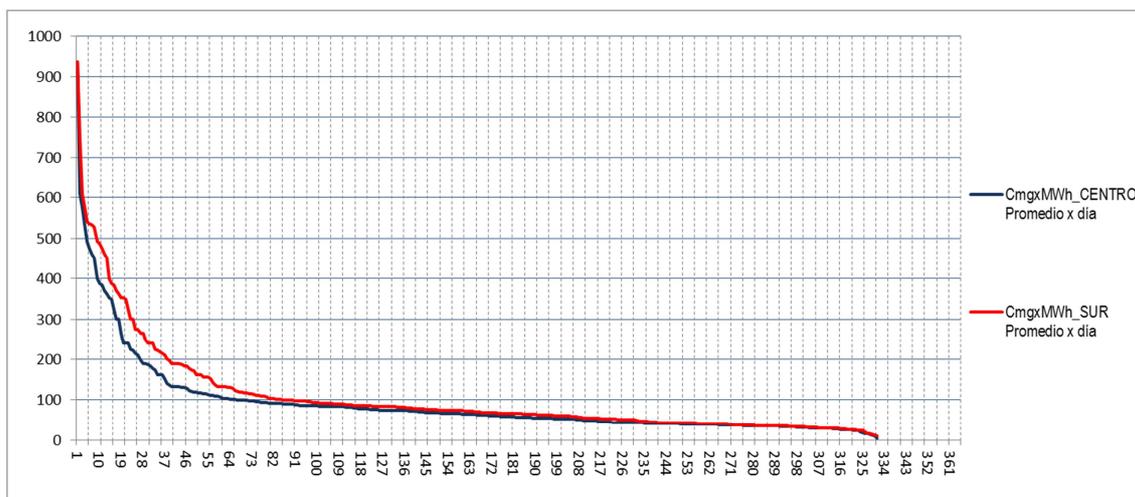
Figura 37. Curvas de duración de costos marginales año 2012 (Soles/MW.h).



Fuente. Elaboración propia.

Como se aprecia en la Figura 37 para el año 2012, el costo marginal promedio diario en la zona sur continuo siendo superior al de la zona centro, siendo el promedio anual de 119,5 y 114,8 Soles/MW.h respectivamente. La diferencia de costos fue mínima debido a que la repotenciación citada en el párrafo anterior, cubrió los requerimientos de la demanda en de la zona sur.

Figura 38. Curvas de duración de costos marginales año 2013 (Soles/MW.h).



Fuente. Elaboración propia.

Como se aprecia en la Figura 38 para el año 2013, el costo marginal promedio diario en la zona sur continuo siendo superior al de la zona centro, siendo el promedio anual de 105,4 y 91,1 Soles/MW.h respectivamente. En esta figura se observa que nuevamente se comienzan a registrar congestiones en la línea de interconexión, debido a que la oferta de generación en la zona sur no aumenta en la misma medida que la demanda local.

Lo observado en la presente evaluación, tiene solo un contexto técnico debido a que los efectos de la congestión han sido desactivados por la regulación normativa descrita en el párrafo tercero del presente apartado, según lo cual los costos marginales efectivamente aplicados en el mercado eléctrico, responden al concepto de “Costo Marginal Idealizado”, según lo establece el Decreto Supremo N° 041-2008-EM⁷⁶”. El mecanismo de considerar una situación ideal para el cálculo de los costos marginales, terminaría el 1 de enero del año 2016, cuando termine la prórroga de la entrada en vigencia de los mecanismos del Mercado de Corto Plazo, establecidos por la Ley 28832.

⁷⁶ Esta disposición, reglamenta el artículo 4° y la Quinta Disposición Transitoria del Decreto Legislativo N° 1041.

3.2 CARACTERISTICAS DEL PARQUE GENERADOR Y ASPECTOS RELATIVOS A SU SOSTENIBILIDAD

La demanda de energía eléctrica del SEIN en el 2012, fue abastecida preponderante con la participación de la energía hidráulica (52,4%) y del gas natural (43,0%), en tanto que las fuentes de energía renovable no convencionales (eólica, solar, biomasa y geotermia) no participaban aún en forma significativa, según se aprecia en la Tabla 4.

Por otro lado, en el año 2012, la máxima demanda de potencia en el SEIN alcanzó los 5 290,9 MW (ocurrida el 07 de diciembre de 2012) la misma que fue cubierta en 53,7% por la energía hidroeléctrica y con 46,3% con energía térmica, según se reporta en el anuario de Estadística 2012 del COES SINAC.

Asimismo, la producción de energía eléctrica, que ascendió a 37 32,2 GW.h en el año 2012; desde el punto de vista del tipo de recurso energético, fue cubierta en 55,9% por las centrales hidroeléctricas, en 44,0% por las centrales termoeléctricas que operan con fuentes primaria de origen fósil (gas natural, petróleo diésel, residual y carbón) y el 0,2% restante por las fuentes renovables no convencionales (solar). Aparte del agua, el gas natural fue el recurso energético más utilizado pues participo con 41,1% a nivel global entre todas las fuentes y con 94,4% entre las fuentes fósiles, según se desprende de la Tabla 4.

Tabla 4. Producción de energía eléctrica (GW.h) 2012 en el SEIN

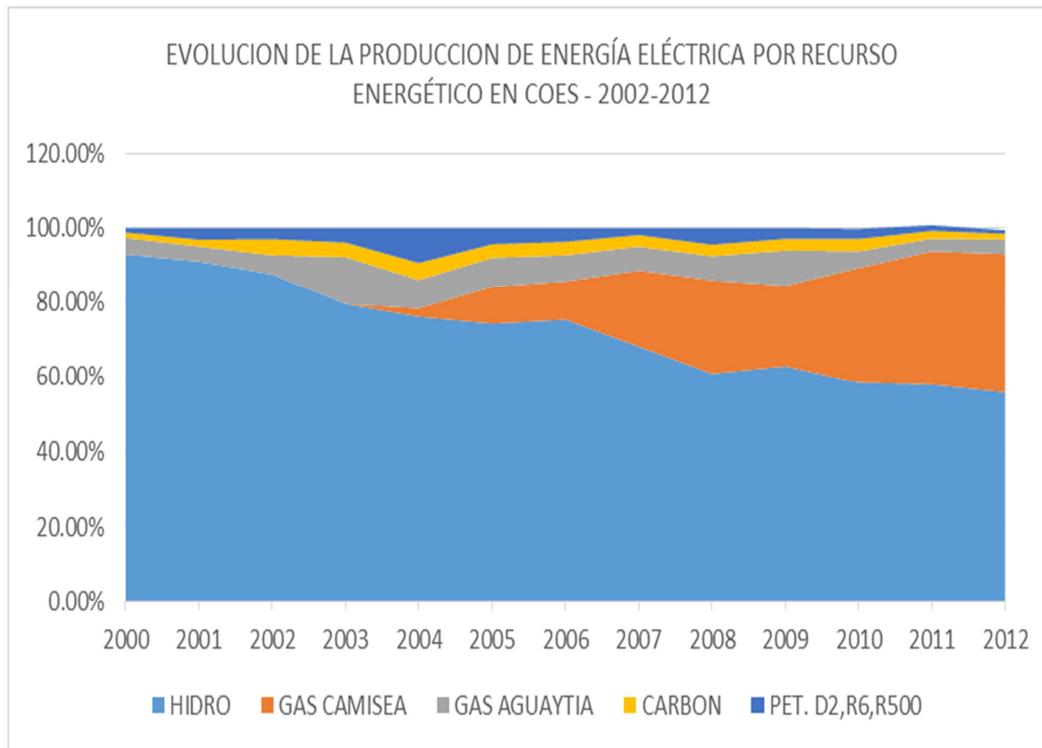
	HIDRÁULICA			TERMICA						SOLAR	TOTAL
	AGUA	AGUA (RER)	TOTAL	GAS NATURAL	CARBÓN	RESIDUAL	DIESEL 2	BAGAZO + BIOGAS (RER)	TOTAL	CSFV	
NORTE	2,175.10	286.80	2,461.90	596.20		10.30	173.10	40.70	820.30		3,282.20
CENTRO	15,632.20	102.10	15,734.30	14,744.30		17.30	0.40	122.10	14,884.10		30,618.40
SUR	2,582.40	69.90	2,652.30		555.50	97.30	55.70		708.50	59.70	3,420.60
TOTAL	20,389.70	458.80	20,848.70	15,340.50	555.50	124.90	229.20	162.80	16,412.90	59.70	37,321.20

Fuente: Anuario de Estadística 2012 del COES SINAC. Cuadro N° 1.3. URL: www.coes.org.pe

El año 2004 la participación del gas natural fue de 2,22 %, luego en el año 2007 fue del 20,45% y a 37,23% el año 2012, como se muestra en la Figura 39; entonces, la evolución de la participación de las diferentes fuentes de energía en

el suministro de energía eléctrica de SEIN, muestra como desde el año 2004 hay un claro predominio del gas natural y una decreciente participación de la energía hidroeléctrica.

Figura 39. Evolución de la producción de energía eléctrica. 2002 - 2012



Fuente: Estadística de Operaciones del COES. 2012. www.coes.org.pe

Aun cuando entre las fuentes de energía de origen fósil el gas natural no es tan contaminante como el carbón o el petróleo, lo cierto es que contamina 20 veces más que la energía geotérmica, como fue también expuesto en la Tabla 3 “Emisiones de GEI de Centrales de generación eléctricas”.

CAPITULO IV

EVALUACIÓN DE LOS BENEFICIOS EN EL DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN Y EN SU SOSTENIBILIDAD POR LA INCORPORACIÓN DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

4.1 SELECCIÓN DE PROPUESTA DE PROYECTO GEOTERMICO PARA LA REDUCCIÓN DEL DÉFICIT DE GENERACIÓN EN LA ZONA SUR

En el contexto del presente trabajo de investigación, seleccionar una propuesta de proyecto de generación ubicado en la zona sur es una acción directa de reducción de su déficit de generación local; en tal sentido, el propósito de los siguientes apartados, será el demostrar en qué medida la implementación del proyecto en análisis, reduce los efectos negativos expuestos en la realidad problemática de la zona sur. Con tal propósito, se ha seleccionado el proyecto de central geotérmica propuesta en el estudio de pre-factibilidad del Campo Geotérmico de Calientes⁷⁷ en Tacna - Perú, en cuyos trabajos de campo se ha participado en colaboración con la misión japonesa que elaboró los estudios llevados a cabo el año 2007. Las razones por las cuales se ha seleccionado a Calientes (cuya capacidad es de 100 MW) para las simulaciones requeridas para el presente trabajo de investigación, son las siguientes:

1. Se encuentra ubicado en la zona septentrional de la región Tacna en la zona sur del Perú cerca de importantes proyectos mineros como Toquepala.
2. La proyectada central de Calientes tiene un alto factor de planta que

⁷⁷ Banco Internacional del Japón, JBIC. (2008) Estudio de Pre factibilidad del Campo Geotérmico de Calientes. Tacna. Perú

presente ventajas técnicas de operación inmejorables para la operación de la zona sur.

3. En la región Tacna solo se dispone de unos 34,9 MW de capacidad de centrales de generación eficiente (centrales de Aricota I y II) mientras que su demanda en horas de mínima demanda está en el orden de los 104,4 MW considerando solo la demanda minera⁷⁸, por lo tanto Calientes reduciría el enorme déficit de dicha región.
4. Por lo mencionado en el ítem anterior, la capacidad de 100 MW de Calientes, constituye una buena alternativa para el balance oferta – demanda en la región Tacna, y en general para la zona sur.
5. La estimación de la capacidad de Calientes ha sido hecha con un buen margen de probabilidad, según lo muestra su estudio de pre-factibilidad, el cual se resume en el Anexo F.

En el Anexo F se resume la forma en que fueron determinadas y modeladas las características técnicas del proyecto de central geotermoeléctrica de Calientes, las cuales serán usadas para las simulaciones que se exponen en los apartados siguientes. Cabe resaltar que solo los proyectos Calientes (100 MW) y Borateras (50 MW) disponen de estudios de pre-factibilidad, que permitan un modelamiento adecuado y realista para las simulaciones de despacho económico.

Con relación a la capacidad de 100 MW del proyecto de Calientes, es importante ampliar las razones por las cuales no se ha considerado necesario incluir un mayor número de centrales (para simular una mayor capacidad) en función a un horizonte más lejano al presente, como podría ser el año 2030; las razones son las siguientes:

- a. Las simulaciones de largo plazo no son adecuadas para la problemática estructural del SEIN, como la expuesta en los numerales 4.2 y 4.3

⁷⁸ Según el Informe Final de Eventos N° ENS – IF/072 – 2013, de fecha 28/11/2013, disponible en: <http://contenido.coes.org.pe/alfrescostruts/download.do?nodeId=9e33fcad-ee31-43a8-b5d0-92ee18770107>

(relativos a simulaciones de flujo de carga y despacho económico) siguientes, ello debido a lo expuesto en el numeral 2.3.2 con relación al grado de detalle de los datos considerados en cada nivel temporal de planeamiento representado en la Figura 10, en la cual se aprecia que en el horizonte de largo plazo se pierde detalles técnicos importantes para el análisis requerido para el SEIN, detalles que constituyen el fondo de la realidad problemática de la zona sur. En este mismo sentido, en el numeral 1.7.5.1 “programa computacional para la simulación del despacho económico”, se cita las ventajas del modelo SDDP de mediano plazo, en comparación con otros modelos similares orientados para el largo plazo. Por ello, las simulaciones hechas para periodos de diez (10) a veinte (20) años, en los cuales se haría más evidente la necesidad de simular una capacidad mayor a los 100 MW, no podrían ser vinculantes y por ende tener efecto, en el contexto de un mercado en el cual la realización de los proyectos de generación se basan en la iniciativa empresarial.

- b. Un sistema eléctrico adecuadamente estructurado, debería ser capaz de soportar la desconexión de importantes bloques de carga o generación, esta capacidad es en función a su topología y características eléctricas; en tal sentido, existe en el SEIN el denominado “esquema de rechazo automático de carga y generación⁷⁹” (ERACG), que actúa de manera instantánea ante una contingencia, lo cual resulta efectivo cuando el porcentaje de carga rechazada no sobrepasa ciertos umbrales; por ejemplo, para el sistema sur se puede manejar hasta un 17%⁸⁰ de pérdida de generación; entonces, la magnitud del déficit operativo de un sistema eléctrico no es resultado de la sola diferencia aritmética entre su capacidad instalada y su demanda, sino que responde también a las características

⁷⁹ De acuerdo a la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NTCOTR), el COES-SINAC debe elaborar anualmente un estudio para establecer los esquemas de rechazo automático de carga para prever situaciones de inestabilidad. Asimismo, debe proponer un esquema de rechazo automático de generación por sobre-frecuencia.

⁸⁰ El 17% de rechazo de carga compensa un cantidad aproximadamente equivalente de pérdida de generación, y fue establecido en el año 2011 para la actuación de la 6ta etapa del ERACMF de la Zona 3 (Área Sur), según el Estudio de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN Año 2011 Informe Final, pág. 83. Fuente www.coes.org.pe

técnico y económicas de su parque generador, y a la capacidad de soportar pérdida de generación en un porcentaje que se determina como resultado de un análisis de estabilidad dinámica, análisis el cual no forma parte de los alcances del presente estudio.

- d. Finalmente, el déficit de generación en el contexto del presente trabajo de investigación, no se refiere a la diferencia aritmética entre la capacidad instalada o efectiva de la zona sur y su demanda, sino que como se vio en detalle en el numeral 3.1.1 (relativo a la evaluación del déficit en la zona sur), se refiere al déficit de generación efectivamente despachada en dicha zona, como se puede apreciar en la Tabla 5, ello bajo la premisa de que la generación y transmisión se mantuvieran similares al año 2013.

Tabla 5. Déficit efectivo promedio y potencia efectiva de la zona sur - 2013.

Zona Sur - Año 2013	Potencia Efectiva ⁸¹	Máxima Demanda ⁸²	Exceso Nominal de Generación	Déficit Efectivo Promedio ⁸³
	1 402,5 MW	996,3 MW	40,77 %	44.4%

Fuente. Elaboración propia.

Como se puede apreciar en la Tabla 5, aparentemente existe un exceso del 40,77% mientras que en la realidad el déficit promedio (el valor pico del déficit es aún mayor) registrado en la operación del sistema eléctrico de la zona sur es del 44,4%, esta notable contradicción se debe al hecho de que el parque generador de la zona sur es deficiente en centrales de base o centrales de generación eficiente.

- e. Una evaluación hecha con modelos para evaluaciones de largo plazo, bien podría no reflejar la problemática expuesta en la Tabla 5, dado que no son capaces de evaluar los aspectos operativos del sistema eléctrico, como si

⁸¹ Referencia Cuadro N° 1.4 “Potencia efectiva por tipo de generación en el COES a diciembre 2013 (MW)”, incluido en la Estadística de Operación 2013 del COES.

⁸² Referencia Figura 1.1.2 “Evolución horaria de la demanda por área” del “Informe de evaluación de la operación diaria” del miércoles 11 de diciembre de 2013 (día de máxima demanda del SEIN), disponible en www.coes.org.pe

⁸³ Referencia Figura 22 del presente trabajo de investigación.

logra hacerlo un modelo de despacho de medianos plazo como el SDDP, según se vio en el numeral 1.7.5.1.

Asimismo, cabe señalar que como alternativa de solución al déficit de generación de la zona sur, son igualmente válidas las centrales hidráulicas y geotérmicas, ello dada su característica de ser “centrales de generación eficiente”; no obstante, para el presente trabajo de investigación, se ha elegido a las centrales geotérmicas, dado que tienen un menor impacto ambiental que las hidroeléctricas, lo cual les otorga un atributo de sostenibilidad⁸⁴, que hacen de este tipo de tecnología de generación, una alternativa económica y sostenible en el contexto de la realidad problemática de la zona sur.

Lo relativo al periodo de análisis, se complementa y amplía en el primer párrafo del numeral 4.3 relativo a las simulaciones de despacho económico.

4.2 SIMULACIÓN DE “FLUJO DE CARGA” PARA LA EVALUACIÓN DE LA CENTRAL GEOTERMICA PROPUESTA

El análisis de flujo de carga en corriente alterna permite llevar a cabo un análisis eléctrico específico y de un alto grado de precisión, el cual se hace en el presente apartado de manera complementaria al principal, constituido por la simulación de despacho económico que se expone en el numeral 4.3 siguiente; la limitación del flujo de carga en corriente alterna es que por su alta carga de procesamiento computacional, solo puede hacer para escenarios promedios, y no para cada una de las etapas que se evalúan en el proceso de simulación despacho económico, en el cual se utiliza flujo de carga en corriente continua, de menor precisión, pero factibles de ejecutarse para un elevado número de escenarios concatenados. Por lo antes expuesto, en el presente apartado se llevará a cabo un análisis de flujo de carga, para la estimación de la reducción de las pérdidas técnicas por la incorporación de la central geotermoeléctrica propuesta, para un escenario promedio.

⁸⁴ Según se expuso en el numeral 2.4 “La sostenibilidad y la energía geotérmica”.

Según lo expresado en el párrafo anterior, se ha tomado como base el escenario de flujo de carga denominado “periodo de avenida – año 2015 – media demanda” (Av15med), del Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN periodo 2015 – 2024, del Plan de Transmisión 2015-2024, cuyos resultados de ejecución de flujo de carga para el total del SEIN usando el programa computacional Power Factory, se muestran en la Figura 40; en dicha figura, se resaltan como parámetros más importantes los siguientes: Demanda (Load P(U)), Generación y Pérdidas en la Red.

Figura 40. Resultados de flujo de carga sin central geotermoeléctrica.

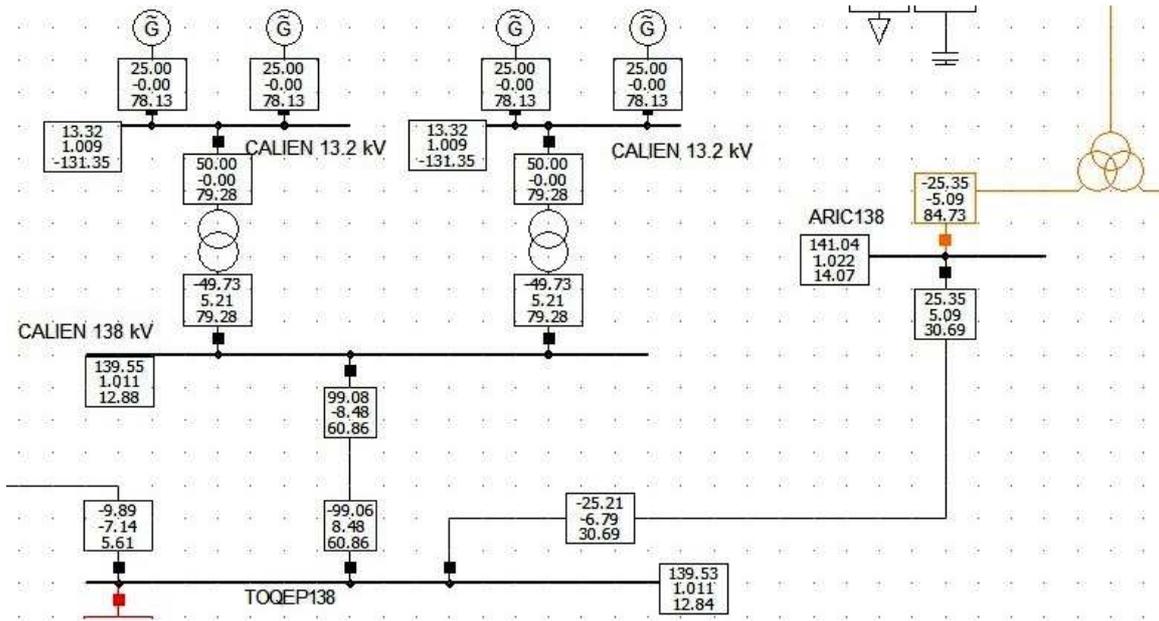
				DIGSILENT PowerFactory 15.0.1	
Cálculo del Flujo de Carga					
Resumen del Sistema Total			Caso de Estudio: Av15med		
No. de Subestaciones	32	No. de Barras	1541	No. de Terminales	1199
No. de Trafos bidev.	582	No. de Trafos tridev.	289	No. de Máquinas Sin.	241
No. de Cargas	541	No. de Shunts	172	No. de SVS	9
Generación	= 6658.50	MW	1458.62	Mvar	6816.39 MVA
Alimentador Externo	= 0.00	MW	0.00	Mvar	0.00 MVA
Carga P(U)	= 6006.79	MW	1977.17	Mvar	6323.82 MVA
Carga P(Un)	= 6006.79	MW	1977.17	Mvar	6323.82 MVA
Carga P(Un-U)	= 0.00	MW	0.00	Mvar	
Carga del Motor	= 278.40	MW	127.79	Mvar	306.33 MVA
Pérdidas en la Red	= 344.12	MW	-2286.65	Mvar	
Carga de la Línea	=		-4766.50	Mvar	
Compensación Ind.	=		2980.29	Mvar	
Compensación Cap.	=		-1339.97	Mvar	
Capacidad Instalada	= 8733.84	MW			
Reserva Rodante	= 1686.79	MW			

Fuente. Elaboración propia.

A continuación, se modela la central geotérmica TV Calientes de 100 MW y línea de transmisión⁸⁵ de 138 kV de 65 km de longitud desde la subestación Toquepala 138 kV y la nueva subestación 138 kV de la TV Calientes, según se muestra en la Figura 41, con lo cual se puede proceder a ejecutar el flujo de carga, obteniéndose los resultados mostrados en la Figura 42.

⁸⁵ Ver numeral “3.2.3 Modelamiento del sistema de transmisión para la central geo-termoeléctrica”.

Figura 41. Diagrama unifilar con central geotermoeléctrica.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 42. Resultados de flujo de carga con central geotermoeléctrica.

Cálculo del Flujo de Carga				DIgSILENT PowerFactory 15.0.1	
Resumen del Sistema Total			Caso de Estudio: Av15med		
No. de Subestaciones	32	No. de Barras	1541	No. de Terminales	1199
No. de Trafos bidev.	582	No. de Trafos tridev.	289	No. de Máquinas Sin.	245
No. de Cargas	541	No. de Shunts	172	No. de SVS	9
Generación	= 6646.06 MW	1408.34 Mvar	6793.64 MVA		
Alimentador Externo	= 0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA		
Carga P(U)	= 6006.79 MW	1977.17 Mvar	6323.82 MVA		
Carga P(Un)	= 6006.79 MW	1977.17 Mvar	6323.82 MVA		
Carga P(Un-U)	= 0.00 MW	0.00 Mvar			
Carga del Motor	= 278.40 MW	127.79 Mvar	306.33 MVA		
Pérdidas en la Red	= 331.16 MW	-2403.04 Mvar			
Carga de la Línea	=	-4795.06 Mvar			
Compensación Ind.	=	3044.34 Mvar			
Compensación Cap.	=	-1337.92 Mvar			
Capacidad Instalada	= 8842.64 MW				
Reserva Rodante	= 1787.23 MW				

Fuente. Elaboración propia.

De los resultados de los cálculos de flujo de carga sin y con la participación de la central geotérmica, se elabora la Tabla 6, en la cual se comparan los resultados antes referidos.

Tabla 6. Resultados de los cálculos de flujo de carga sin y con la participación de la central geotérmica.

SEIN 2015	Sin Geotermia	Con Geotermia	Diferencia
Demanda P(U)	6,006.79 MW	6,006.79 MW	-
Generación	6,660.89 MW	6,650.87 MW	-10.02
Pérdidas técnicas	344.12 MW	331.16 MW	-12.96

Fuente. Elaboración propia.

De los resultados de la Tabla 6, se puede observar que para el escenario “Av15med”, el efecto de la incorporación total de 100 MW de la central geotermoeléctrica de Calientes en la zona sur del SEIN, con una demanda del SEIN del orden de los 6006,79 MW, se logra además reducir las pérdidas técnicas por un total de 10,44 MW y consecuentemente reducir la generación total del SEIN en un total de 12,96 MW, es decir, se ahorra 12,96 MW de generación total valorados al costo marginal del SEIN.

Se concluye entonces, que el análisis de flujo de carga demuestra que por su ubicación, la central geotérmica Calientes, aportarían no solo sus 100 MW de generación basada en energía renovable que tendría un costo operativo cuasi nulo, sino que además permitiría ahorrar 12,96 MW de generación total promedio, por efecto de aminorar las pérdidas técnicas de energía activa que se producen por el uso de líneas de transmisión de gran longitud para suplir el déficit de generación en la citada zona.

4.3 SIMULACIONES DE DESPACHO ECONÓMICO CON Y SIN LA PARTICIPACIÓN DE LA CENTRAL GEOTERMOELÉCTRICA

Para el desarrollo de las simulaciones comparativas, se encuentra conveniente utilizar el periodo 2015 y 2016, por ser un escenario futuro para el cual se cuenta con un plan de generación comprometido y real, el cual permite estimar el beneficio anual que bridaría la central geotermoeléctrica, pudiendo proyectar a partir de ello, los beneficios para la zona sur, y la recuperación de la inversión que

demandaría el proyecto. La fundamentación de lo antes expresado se expone en el Anexo E.

Es importante resaltar el hecho que para las simulaciones se está haciendo uso de un modelo de despacho económico de mediano plazo como el SDDP, el cual es capaz de evaluar el despacho económico con mayor precisión⁸⁶ del que es capaz un modelo tarifario, pero ello a costa de considerar un periodo de tiempo menor; entonces, considerando la situación operativa expuesta en el Capítulo III “Evaluación de la situación actual del despacho económico de generación y su sustentabilidad”, que se considera más adecuado utilizar el modelo SDDP, aun cuando el periodo de simulación sea más corto, en este caso, de dos (2) años.

Considerando lo expresado en los párrafos anteriores, se analiza en la presente sección, los resultados de las simulaciones de despacho económico del SEIN hechas con el programa computacional SDDP, para el periodo 2015 a 2016; para un primer caso con la incorporación de la central geotermoeléctrica de Calientes y luego su comparación con los resultados del caso base sin la participación de dicha central; el caso base corresponde al modelo de red utilizado para el Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN del Plan de Transmisión, el cual considera los proyectos de generación, transmisión y demanda eléctrica, con una alta certidumbre de ingreso en operación comercial, por tratarse de proyectos en etapa de implementación. Cabe señalar, que para el año 2017 en adelante, la incertidumbre del ingreso de nuevos proyectos de generación eléctrica, es muy alta, ello dado que en el Perú no existe un planeamiento indicativo de largo plazo de la generación, como antes lo eran los planes referenciales de electricidad.

Se inicia la evaluación con el análisis específico de la energía despachada por la central geotérmica, y la variación que dicha energía produce en el despacho de energía del resto de las centrales de generación, principalmente las centrales térmicas, debido a que estas tienen el costo variable de operación más alto en comparación con la central geotérmica. En la Tabla 7 se muestra el despacho de

⁸⁶ En el numeral 1.7.5 “Programa computacional para la simulación del despacho económico”, se mencionan las ventajas comparativas del modelo SDDP.

energía resultante por mes de la central geotermoeléctrica de Calientes de 100 MW de capacidad, y para el periodo de dos (2) años de 2015 – 2016; por ser Calientes una central de carga base, despacha casi de manera continua su capacidad nominal, teniendo solo una reducción de su producción por mantenimiento anual en el mes de febrero, por ser en dicho mes en el que típicamente se lleva a cabo su mantenimiento mayor anual, esto debido a que en dicha época se registra la mayor presencia de lluvias⁸⁷ y por lo tanto las centrales hidráulicas están despachando al máximo, lo cual permite que las centrales térmicas puedan salir en mantenimiento sin afectar significativamente la reserva de generación del sistema eléctrico, y por lo tanto se puede tener un margen de seguridad para la continuidad del suministro eléctrico.

Tabla 7. Energía despachada por la central geotérmica Calientes.

Mes-Año	Geo-Calientes (GW.h)	Mes-Año	Geo-Calientes (GW.h)
ene-15	74.4	ene-16	74.4
feb-15	67.2	feb-16	68.7
mar-15	74.4	mar-16	74.4
abr-15	72.0	abr-16	72.0
may-15	74.4	may-16	74.4
jun-15	72.0	jun-16	72.0
jul-15	74.4	jul-16	74.4
ago-15	74.4	ago-16	74.4
sep-15	72.0	sep-16	72.0
oct-15	74.4	oct-16	74.4
nov-15	72.0	nov-16	72.0
dic-15	74.4	dic-16	74.4
Total 2015 - 2016: 1,753.5 GW.h			

Fuente. Elaboración propia.

Seguidamente, se evalúa la energía térmica que es desplazada por la generación de la central geotérmica de Calientes, ello resulta de restar unívocamente para cada central, la energía generada en el periodo de dos (2) años del caso que incluye la central de Calientes, menos la generada en el caso base. En la Tabla 8 se muestran los resultados de la variación en el despacho de las centrales

⁸⁷ Este periodo de lluvias es conocido como la temporada de “avenida”, y su duración típica es de noviembre a marzo.

térmicas por la incorporación de la central geotermoeléctrica, donde los valores negativos denotan la reducción de la energía despacha (respecto del despacho sin la central geotermoeléctrica), así como el costo variable considerado para cada central; con estos resultados se obtiene tanto la energía térmica total desplazada, como el costo total neto correspondiente.

Tabla 8. Variación del despacho de las centrales térmicas por efecto de la central geotérmica.

Nombre Central	Energía variación (GWh)	Costo Variable (\$/MW.h)	Nombre Central	Energía variación (GWh)	Costo Variable (\$/MW.h)	Nombre Central	Energía variación (GWh)	Costo Variable (\$/MW.h)
AGUAY-TG1	-99.5	30.557	ILO1-TG1	0.0	333.81	QUILLAB-TG3	-8.7	34.128
AGUAY-TG2	-106.8	30.529	ILO1-TG2	-1.0	331.87	QUILLAB-TG4	-5.8	34.128
BELLAVISTA1	0.0	342.2	ILO1-TV2	0.0	1.934	RF_ILO_1	-116.7	319.38
BELLAVISTA2	0.0	342.2	ILO1-TV3	-116.6	157.66	RF_ILO_2	-99.5	319.38
CALANA	0.0	259.04	ILO1-TV4	0.0	221.35	RF_ILO_3	-100.8	319.38
CHICLAYO	0.0	235.25	ILO2-TV1	-201.7	47.638	RF-PTOMALD	-7.7	361.54
CHILCA-CC	-20.3	19.456	INDEP123	-16.4	26.231	RF-PUCALLPA	0.0	324.94
CHILCA-TG1	0.0	27.816	INDEP4	0.0	26.352	SHOUG-D	0.0	278.69
CHILCA-TG2	0.0	28.306	KALLPA-CC	-234.6	19.083	SHOUG-TV1	0.0	254.74
CHILCA-TG3	0.0	28.212	KALLPA-TG1	0.0	29.159	SHOUG-TV2	0.0	254.74
CHILI-CC	0.0	368.39	KALLPA-TG2	0.0	28.514	SHOUG-TV3	-1.7	254.74
CHILI-D	0.0	190.49	KALLPA-TG3	0.0	28.216	SROSA-TG5	0.0	37.297
CHILI-TV2	-5.1	331.91	LAS FLORES	0.0	30.145	SROSA-TG5-D	0.0	357.93
CHILI-TV3	-8.5	335.54	MALAC-TG1	-10.3	47.131	SROSA-TG6	0.1	39.561
CHIMBO-TG	0.0	428.42	MALAC-TG2	0.0	42.553	SROSA-TG6-D	0.0	349.19
CHIMBO-TG3	0.0	428.43	MALAC-TG4	-74.6	33.514	SROSA-TG7	-1.8	33.095
DOLORES1	0.0	300.27	MOLLE-D	-50.7	185.15	SROSA-TG7-D	-2.0	319.57
DOLORES2	0.0	300.27	OLLEROS-TG1	-211.4	30.324	SROSA-TG8	-105.6	29.206
EL FARO-CC	0.0	305.06	OQUENDO-TG1	0.0	3.94	SULLANA	0.0	300.27
EMERG_NORTE	0.0	288.89	PAITA1	0.0	300.27	TAPARACHI	0.0	304.49
EMERG_NORTE2	0.0	285.84	PAITA2	0.0	300.27	TG_NORTE	-64.8	292.23
EMERG_SUR	0.0	294.86	PAITA-TG1	-2.1	19.963	TG_SUR	0.0	319.38
ESPERANZ-TG1	0.0	38.106	PARAMONGA-TV	0.0	0	TG-PTOMALD	0.0	306.71
ETANOL-TG1	0.0	0	PESCADORE-CC	0.0	28.065	TRUJI-TG	0.0	288.89
ETEN-TG1	-25.7	305.24	PISCO-TG1	-50.4	34.85	TUMBES	0.0	190.94
FENIX-CC	-259.6	22.397	PISCO-TG2	-51.5	34.85	VENTA-CCTG3	-107.1	19.799
GD-BELLAVIST	0.0	348.78	PIURA1	0.0	226.03	VENTA-CCTG4	-91.3	19.771
GD-MOYOBAMBA	0.0	355.08	PIURA2	0.0	226.03	VENTA-TG3	0.0	28.45
GD-TARAPOTO	-11.1	205.6	PIURA-TG	0.0	397.26	VENTA-TG4	0.0	29.113
HUACHIPA-TG1	0.0	2.69	QUILLAB-TG1	-8.9	34.128	YARINACOCHA	0.0	269.24
ILO1-D	0.0	276.64	QUILLAB-TG2	-8.4	34.128	Total desp. Ter.	-2,288	-\$187,775,403

Fuente. Elaboración propia.

Como se puede observar en la tabla 8, la energía de centrales térmicas desplazada en total es de 2288 GW.h, lo cual valorizado al correspondiente costo variable de cada central resulta en un ahorro de USD 187 775 403 por concepto del costo de combustible fósil. Entonces la primera observación es que la energía desplazada antes mencionada es mayor a la proveída por la central geotérmica.

En la Tabla 9, se puede apreciar la variación del despacho de las centrales hidráulicas, en el cual se observa que algunas centrales son desplazadas y otras por el contrario logran despachar más energía cuando la central geotérmica de Calientes está operando, siendo entonces el saldo de las centrales hidráulicas positivo en el orden de los 428 GW.h para el periodo de dos (2) años, lo cual con los 1753,5 GW.h de la central geotermoeléctrica de Calientes, hacen un total de 2 181,5 GW.h, equiparando de esta manera los 2 288 GW.h que se deja degenerar por parte de las centrales termoeléctricas; cabe anotar que la diferencia entre estos dos (2) últimos valores citados, es debido a que en el escenario con participación de la central geotérmica se reducen las pérdidas en el sistema de transmisión, tal como se había analizado con detalle en el numeral 4.2 “Análisis de eficiencia eléctrica por la incorporación de la central geotérmica”.

Este fenómeno de mayor generación hidráulica por efecto de la incorporación de la central geotérmica de Calientes, no parece lógico de manera directa dado que las mismas tienen también un costo operativo igual a cero, pero si encuentran explicación en el contexto del despacho económico, dado que el mismo evalúa las condiciones de la red de transmisión, y en este caso particular del caso base (sin central geotermoeléctrica), se observan saturaciones en las líneas de transmisión en la zona sur, tal como lo menciona el informe de diagnóstico de las condiciones operativas del COES SINAC⁸⁸, entonces, al aliviarse las congestiones en la zona sur (entre los meses de febrero a junio de 2016) por la incorporación de la central geotérmica, se logra evitar la activación de centrales térmicas y consecuentemente las centrales de Mantaro y Restitución (resaltadas en amarillo en la Tabla 9) puedan despachar más energía, como normalmente debería darse.

⁸⁸ Informe: Informe COES/DP-01-2013 “Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN 2015 - 2024”, página 49. Disponible en www.coes.org.pe.

Tabla 9. Variación del despacho hidráulico por efecto de la central propuesta.

Nombre Central	Energía variación (GWh)	Nombre Central	Energía ahorrada (GWh)	Nombre Central	Energía variación (GWh)
Yuracmayo Em	0.0	Imata To	0.0	Cheves	0.0
Huanchor	0.8	El Frayle Em	0.0	Corani Em	0.0
Matucana	3.6	Charcani5	-46.7	Roncador	0.0
Surco Toma	0.0	Charcani4	-8.5	Stacruz1	0.0
Edegel Lag	0.0	Charcani6	-4.8	Stacruz2	0.0
Huinco	1.5	Charcani123	-0.7	Imperial	0.0
Eulalia Toma	0.0	Chili riego	0.0	Pias1	0.0
Callahuanca	3.2	Huachon Em	0.0	Poechos Em	0.0
Moyopampa	0.6	Uchuhu. To	0.0	Poechos1	2.4
Huampani	1.5	Victoria Em	0.0	Poechos2	-1.8
La Atarjea	0.0	Yuncan	-1.7	Poechos Rgo1	0.0
Viconga Em	0.0	Manto To	0.0	Poechos Rgo2	0.0
Cahua	0.2	Yaupi	-2.9	Curumuy	0.0
Pariac	0.4	Pomacocha Em	0.0	Carhuaquero4	0.3
Paron Em	0.0	Pachachaca	5.0	Cirato Em	0.0
Cullicoch Em	0.0	Junin Lago	0.0	Angel123	0.0
Aguascoch Em	0.0	Malpaso	1.1	LasPizarras	0.0
CañonPato	0.5	Oroya	2.7	Huanza	-22.4
Carhuaquero	-0.4	LagunasEP Em	0.0	Quitaracsa	0.0
Chimay	-0.4	Mantaro	377.4	CAguila	24.5
Yanango	-3.0	Arcata Em	0.0	LaVirgen	10.6
Sibinacoc Em	0.0	Arcata	0.6	StaTeresa	0.0
Machupicchu	0.0	Restitucion	108.5	Maranon	0.0
Macusani Em	0.0	Callahuanca4	0.0	Chaglla	-1.3
Pillones Em	0.0	Rajucolta Em	0.0	8 de Agosto	0.0
SanGaban	-0.6	La Joya	-1.1	ElCarmen	0.0
Aricotal	-21.4	Platanal	-2.7	RenovAndes	0.0
AricotalI	-12.4	Paucar Em	0.0	Runatullu3	0.0
Aricota rieg	0.0	GCiego	0.5	Pucara	17.5
El Pañe Em	0.0	LA Aricota	0.0	Tarucani	0.0
Españoles To	0.0	Caña Brava	0.0	NEsperanza	0.0
Runatullu2	0.0	Curibamba	0.0	Chancay2	-1.5
Olmos1	0.0	Rucuy	-0.6	Total desp. Hid.	428
BeloHorizont	0.0	Chancay	0.0	2015-2016	

Fuente. Elaboración propia.

Entonces, de lo analizado, se concluye que en un periodo de dos (2) años (periodo 2015 a 2016) la central geotérmica propuesta produciría 1 753,5 GW.h en la zona sur, desplazando un total de 2 288 GW.h de energía producida por las centrales térmicas, ello debido a las condiciones operativas del SEIN en su

conjunto ,lo cual además permite una generación hidráulica adicional del orden de los 428 GW.h; esta disminución de la generación térmica, permite un ahorro económico total para el SEIN, de USD 187 775 403 sólo por concepto correspondiente al costo de combustible fósil ahorrado, en el periodo de simulación.

Aun cuando el costo de combustible es el costo más relevante en la operación de las centrales térmicas, el costo total de operación se compone de otros costos adicionales tales como los costos de arranque y parada de la central⁸⁹, costos de racionamiento, entre otros; todos los costos antes mencionados, son evaluados por el programa computacional SDDP, según se expresa en la ecuación 2.2. En la Tabla 8 se muestra el costo total de operación para los casos sin y con la participación de la central geotérmica de Calientes, evaluados por el programa computacional SDDP, para cada mes del periodo 2015 – 2016 y separado en los conceptos de “costo de déficit” (que se registra cuando la generación no abastece la demanda) y costo operativo de despacho, que es para el caso de la Tabla antes citada, el costo de operación cuando no existen situaciones de déficit de generación.

El costo por déficit de suministro apreciado en los meses de febrero y marzo en los años 2015 y 2016, no ocurre en la zona sur del sistema eléctrico sino en la norte, por ello la incorporación de la central geotérmica no llega a tener un efecto mitigador sobre tal situación. Finalmente, el costo total de operación para los casos sin y con la participación de la central de Calientes, se constituye por la suma del costo de operación y el costo de déficit por racionamiento del suministro eléctrico registrado en el SEIN. Los resultados de las corridas de despacho económico para el año 2015 y 2016 simuladas con el SDDP, se incluyen en el Anexo A.

⁸⁹Estos costos no se remuneran a través de la energía producida por la central, dado que durante estos periodos la central no se encuentra conectada al sistema eléctrico. Además, estos procesos tienen costos superiores a los de sus costos variables de operación regular.

Tabla 10. Costo total de operación con y sin incorporación de la central geotermoeléctrica.

Costo total de operación - Sin Geotermia			Costo total de operación - Con Geotermia		
Mes-Año	Costo de deficit	Costo operativo despacho	Mes-Año	Costo de deficit	Costo operativo despacho
01/2015	0	40,421,436	01/2015	0	37,095,134
02/2015	2,097,400	42,747,691	02/2015	2,096,300	37,920,967
03/2015	467,780	43,093,718	03/2015	500,200	38,910,333
04/2015	0	44,387,453	04/2015	0	39,508,883
05/2015	0	62,385,988	05/2015	0	55,154,984
06/2015	0	86,649,827	06/2015	0	75,975,952
07/2015	0	73,683,650	07/2015	0	67,147,789
08/2015	0	110,925,063	08/2015	0	81,094,541
09/2015	0	114,236,897	09/2015	0	85,345,944
10/2015	0	70,480,363	10/2015	0	59,274,632
11/2015	0	50,624,420	11/2015	0	45,227,029
12/2015	0	40,916,472	12/2015	0	37,484,410
01/2016	0	41,499,938	01/2016	0	37,130,660
02/2016	0	35,194,724	02/2016	0	31,801,430
03/2016	0	41,884,234	03/2016	0	37,471,433
04/2016	0	42,347,535	04/2016	0	37,429,647
05/2016	0	57,523,802	05/2016	0	51,115,212
06/2016	0	77,176,342	06/2016	0	67,514,683
07/2016	0	87,069,644	07/2016	0	75,804,221
08/2016	0	110,970,971	08/2016	0	85,556,876
09/2016	0	119,099,657	09/2016	0	91,643,888
10/2016	0	54,358,066	10/2016	0	49,446,876
11/2016	0	47,169,310	11/2016	0	44,017,830
12/2016	0	41,393,036	12/2016	0	38,650,442
Sub.Total	2,565,180	1,536,240,237	Sub.Total	2,596,500	1,307,723,795
Costo total de operación		1,538,805,417	Costo total de operación		1,310,320,295

Fuente. Elaboración propia.

Entonces, de los resultados de la evaluación mostrada en la Tabla 10, relativa a el costo total de operación, con y sin la presencia de la central geotérmica Calientes, para un periodo de dos (2) años (periodo 2015 a 2016), se concluye que la incorporación de Calientes produce un ahorro neto⁹⁰ de USD 228 485 122 para el SEIN en conjunto, lo cual supera significativamente (en el orden del 21,7 %) los USD 187 775 403 resultantes de solo considerar los costos de combustible fósil que se deja de consumir por la incorporación de Calientes.

⁹⁰El citado valor se obtiene por diferencia del costo total de operación de los escenarios mostrados en la Tabla 10.

Lo anterior demuestra la competitividad de la alternativa propuesta considerando exclusivamente los costos privados. Cuando se trata de considerar los costos sociales y las externalidades, se afirma a juicio subjetivo cualitativo que son ventajas adicionales, vale decir: esta alternativa no genera costos sociales negativos puesto que la zona de influencia de la planta geotérmica es de característica rural-eriaza; en la balanza de externalidades positivas vs negativas una explotación racional de esta fuente, trae como potencial resultado la generación de puestos de trabajo, la diversificación y competitividad de tecnologías de generación en el Perú acorde a los recursos y, la investigación e innovación tecnológica energética. Finalmente, en el contexto general del despacho económico, los costos sociales y las externalidades no se consideran, dado que corresponden más bien a la etapa de proyecto y factibilidad, los cuales tienen un tratamiento previo al ingreso en operación comercial.

Hasta este punto se demuestra que la inversión que demandaría la central geotermoeléctrica de Calientes, se ve compensada por el ahorro que significa para el SEIN en su conjunto. La evaluación se hace de manera conjunta dado que se trata de un sistema integrado, donde si bien el déficit de energía de la zona sur se puede determinar claramente, los costos operativos no tienen una delimitación definida con exactitud, debido a los costos de las inflexibilidades operativas como son los costos de arranque, racionamientos, y congestiones entre otros, los cuales tienen causas que se interrelacionan y combinan a través de todo el sistema interconectado, tal como se demuestra en la Tabla 9 al observarse que la operación de Calientes, permite una mayor generación en las centrales de Mantaro y Restitución que se encuentran en la zona centro, consecuentemente el ahorro generado se reparte entre las zonas centro y sur.

Con el fin de apreciar cómo se distribuye el ahorro antes citado, generado por la incorporación de la central geotérmica en las diferentes zonas del SEIN, se ha elaborado la Tabla 11, donde se agrega el costo operativo relativo a las barras de generación, según la zona a la cual pertenecen, lográndose así el ahorro por diferencia en lo relativo al costo total operativo.

Tabla 11. Costo total operativo desagregado por zonas.

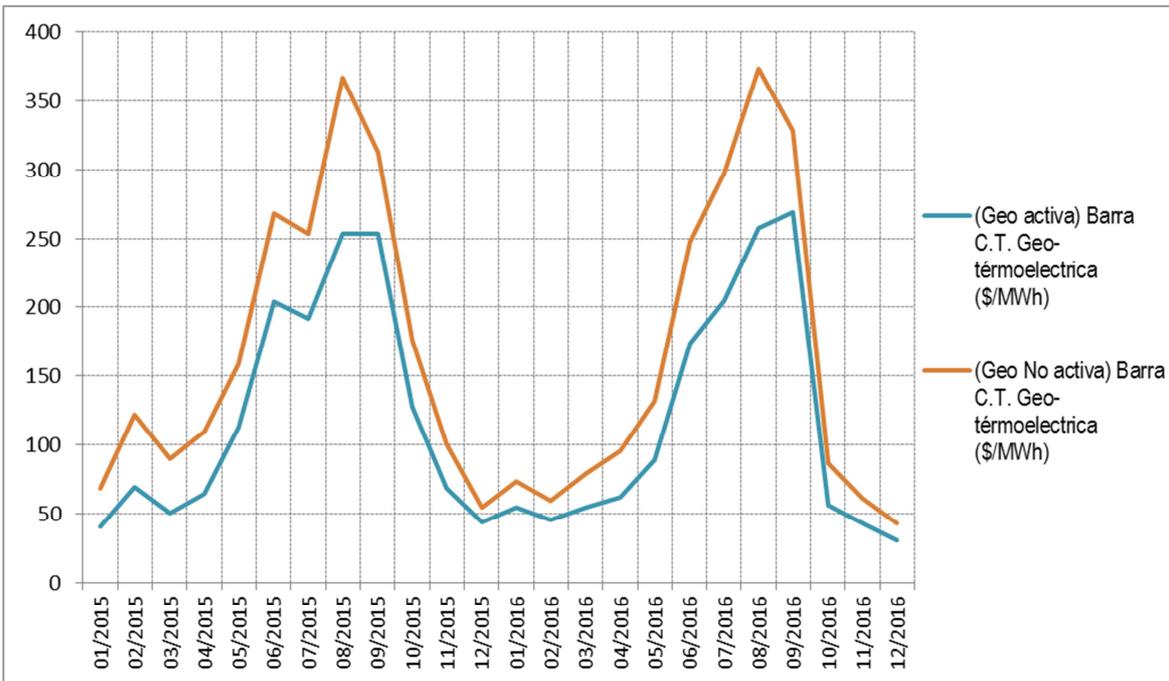
Costo total de operación (USD \$)					
	Cost. deficit	Zona norte	Zona centro	Zona sur	Total SEIN
Sin geotermia	2,565,180	168,900,652	1,012,122,024	355,217,560	1,538,805,417
Con geotermia	2,596,500	126,148,874	975,618,141	205,956,780	1,310,320,295
Ahorro	-31,320	42,751,779	36,503,884	149,260,780	228,485,122

Fuente. Elaboración propia.

Como se puede identificar en la Tabla 11, el ahorro tiene una mayor magnitud para la zona sur, siendo en términos porcentuales del orden del 65,3% del total registrado para el SEIN en conjunto; según lo antes expresado, el beneficio para la zona sur es claro tanto en el aspecto económico, como en lo relativo a la seguridad de suministro eléctrico.

De manera complementaria, en la Figura 43, se muestra la evolución de los costos marginales en la zona donde la central geotérmica inyecta su energía, para el periodo simulado.

Figura 43. Costo marginal en la barra de conexión de la central geotermoeléctrica.



Fuente. Elaboración propia.

Se aprecia que los costos marginales muestran una gran variabilidad, la cual en general es acorde a la variabilidad de los costos marginales del SEIN, los cuales registran sus valores máximos en los meses de baja presencia de lluvias y consecuentemente mejor capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas. Entonces, para las condiciones características reflejadas por los costos marginales del SEIN, se aprecia que la energía de la central geotérmica, impacta de manera positiva en los costos marginales, en los meses en los cuales tienden a ser más elevados.

4.4 EVALUACIÓN DEL APOORTE DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA A LA SOSTENIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

4.4.1 REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO₂ Y REMUNERACIÓN POR CONCEPTO DE “BONOS DE CARBONO”

Con los resultados del despacho de energía obtenidos en el numeral 4.3.2 “Simulaciones comparativas de despacho económico con y sin la participación de la central geotérmica” y aplicando la metodología expuesta en el numeral 2.4 “La sostenibilidad y la energía geotérmica”, para los años 2015 y 2016, se estimaron las emisiones de CO₂ que se evitarían.

En la Tabla 12a se muestra la estimación de la reducción de emisiones, sobre la base de los resultados de las simulaciones comparativas de despacho económico con y sin la participación de la central geotermoelectrica. Asimismo, en la Tabla 12b, se muestra el efecto de dicha central en la reducción de emisiones de CO₂.

Tabla 12a. Evaluación de la reducción de emisiones de CO₂

Tipo	Reducción de generación eléctrica (GWh)	Eficiencia térmica *	Energía bruta en GWh	Factor de conversión: TJ/GWh	TJ	Factor de Emisión (tCO ₂ /TJ) **	Reducción de emisiones (tCO ₂ /año)
Gas Natural	414.2	40%	1,035.50	3.6	3,727.8	54.3	202,419.5
Carbon	86.2	37%	232.97	3.6	838.7	87.3	73,218.7
Diesel	245	30%	816.67	3.6	2,940.0	72.6	213,444.0
Residual	121.8	30%	406.00	3.6	1,461.6	75.5	110,350.8
Total año 2015	867.2						599,433.1
Gas Natural	954.2	40%	2,385.54	3.6	8,588.0	54.3	466,326.3
Carbon	115.5	37%	312.11	3.6	1,123.6	87.3	98,089.2
Diesel	216.2	30%	720.72	3.6	2,594.6	72.6	188,367.3
Residual	135.2	30%	450.83	3.6	1,623.0	75.5	122,536.2
Total año 2016	1,421.2						875,319.0

1TJ = 278 MWh de tablas de conversión de OLADE

(*) Valores tomados del "Methodological Tool to calculate the emission factor for an electricity system"

(**) Valores del Vol 2 (2006), Tabla 1.4 de IPCC

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 12b. Reducción porcentual de emisiones de CO₂

Año	Emisiones sin Geo-termoeléctrica (tCO ₂) - SEIN	Emisiones con Geo-termoeléctrica (tCO ₂) - SEIN	Emisiones Reducidas (%)
2015	13,582,355	12,982,849	4.41%
2016	14,652,339	13,777,020	5.97%

Fuente. Elaboración propia.

En la Tabla 12b se observa que el año 2016 se tiene una mayor reducción de energía de las centrales termoeléctricas y consecuentemente una mayor reducción de emisión de CO₂, en comparación con el año 2015; dicho fenómeno se debe a que la central geotérmica permite una mayor generación de las centrales hidráulicas debido al alivio que dicha central produce en las congestiones del sistema de transmisión, tal como lo muestran los resultados mostrados en la Tabla 9 "Simulación de despacho económico del SEIN 2015 - 2016. Variación de la producción de centrales hidráulicas por efecto de la central Calientes", en particular en las centrales Mantaro y Restitución.

Entonces, de lo visto en la Tabla 12a, para los años 2015 y 2016 se tendría una reducción total de 1,47 millones de tCO₂ por incorporación de la central geotermoeléctrica, es decir, aproximadamente, unos 737,4 miles de tCO₂ por año

en el periodo 2015 y 2016. Asimismo, cabe resaltar que el análisis de la reducción de emisiones, se ha elaborado para el SEIN en su conjunto y no de manera localizada para la zona sur, debido a que las emisiones de CO₂ no constituyen parte de la realidad problemática de la zona sur de manera particular, dado que una importante cuota de generación eléctrica viene importada de la zona centro, por lo tanto las emisiones de CO₂ para cubrir el déficit de generación de la zona sur se producen en la zona centro; entonces, en el contexto de los beneficios por la reducción de las emisiones de CO₂, el análisis se hace de manera conjunta a nivel de SEIN.

Por otro lado, en un contexto financiero, un mecanismo que ha venido apoyando la implementación de los proyectos de generación eléctrica basados en energías renovables, como es el caso de la geotermia, es el aporte de los denominados “bonos de carbono”, este mecanismo brinda un ingreso adicional al de la venta y energía y potencia, por concepto de reducción de emisiones de CO₂, como sería el caso expuesto en el presente apartado. El mecanismo antes mencionado, se soporta, entre otros, en el mercado denominado “mercado de precios de carbono⁹¹”, en el cual se puede vender las emisiones evitadas o reducidas, previa certificación de las mismas.

Según lo antes expuesto, el presente proyecto podría obtener unos 8,65 millones de dólares de Norteamérica anuales, considerándose una cotización⁸¹ de 18,4 US\$/tCO₂ por concepto de reducción de emisiones anuales, durante los siguientes 7 o 10 años.

4.4.2 EXTERNALIDADES DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Cabe resaltar que, en el contexto del despacho económico de generación, a la fecha la única externalidad reconocida en lo normativo, y además considerada

⁹¹ Referencia tomada la revista Plataforma sobre financiamiento de carbono para América Latina [en línea]. URL disponible en: <http://finanzascarbono.org/mercados/mercados-domesticos/>. Consultado el 7 de febrero de 2014. Por otro lado, el mercado de Australia maneja precios con rangos entre 15.8 y 21.00 US\$/tCO₂, a partir del 2015. Consultado el 7 de febrero de 2014.

como costo unitario que puede ser incluido en los modelos matemáticos para dicho despacho, es la relativa a las emisiones de carbono CO₂, como se vio en el en el numeral 4.4.1 anterior. En particular en el medio local, ningún costo de externalidad es reconocida en el despacho económico de generación, y solo existe implementado el mecanismo de “bonos de carbono”, como se viera en el apartado anterior. No obstante, siendo cada día más importante considerar los efectos de la actividad de generación eléctrica en el clima y la salud, es que se incluye en la presente investigación, un análisis preliminar de las evaluaciones que se han hecho a la fecha en lo relativo a externalidades de las tecnologías de generación existentes en el SEIN, las cuales aun cuando aún no puedan ser incluidas en las corridas de despacho por lo inicialmente expresado, se espera que sirvan de pauta para futuras investigaciones más específicas sobre el particular.

Los costos sociales corresponden a los efectos negativos que se producen por la contaminación del aire, agua y suelo, que ocasionan las centrales eléctricas, de un lado por la instalación de la central eléctrica, y por otro lado por la actividad de generación de electricidad, especialmente de aquellas que usan combustibles fósiles que producen emisiones de gases muchos de los cuales afectan directamente la salud y que contribuyen al cambio climático.

Al respecto, estudios de la Unión Europea han introducido la teoría y los criterios de las externalidades o costos externos de los impactos negativos en la salud y el ambiente, debido a las emisiones de las centrales eléctricas en su proceso de generación de electricidad. Una de las metodologías desarrolladas con el objeto de procesar y costear los efectos antes mencionados, fue desarrollada en la década de los 90, la cual se ha denominado metodología Extern-E⁹², que permite

⁹² La metodología Extern-E, resulta de un proyecto que comprende más de 20 proyectos llevados a cabo en los últimos 10 años; entre los principales participantes se encuentran: Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy (University of Stuttgart), Centre d'Énergétique - Ecole Nationale Supérieure des Mines / ARMINES (Francia), Department of Economics and International Development (Inglaterra), entre otros. [en línea]. Disponible en URL: <http://www.externe.info/>

estimar los costos sociales de diferentes tecnologías y fuentes. (Laura E. Sánchez et al, 2009)⁹³. Los principios básicos de este método son los siguientes:

- La evaluación debe hacerse buscando garantizar la transparencia y reproducibilidad de los resultados por lo que, en la medida de lo posible, se deben utilizar, procedimientos y datos cuantitativos.
- Con la finalidad de emplear los costos externos para comparar tecnologías o evaluar políticas, es necesario que impactos que son de distinta naturaleza, se lleven a una base o unidad común monetaria.
- Es importante valorar el daño en sí mismo, por lo que las personas entrevistadas (cuando se requiera) tienen que entender el cambio de utilidad que se produce en un bien o servicio debido a sus impactos.
- La metodología debe ser capaz de calcular costos externos que son dependientes del sitio, tiempo, tecnología y combustible, lo cual se obtiene empleando, en la mayoría de los casos, un cálculo que se inicia desde el nivel de detalle hacia otro nivel más agregado, conocido como Metodología Vías de Impacto (MVI).
- La evaluación cuantifica el cambio entre la condición de referencia y la modificada por la presencia del proyecto desarrollado.

En el Perú, la metodología Extern-E ha sido aplicada por la Oficina de Estudios Económicos del Organismo Supervisor de la Inversión en Minería y Energía – OSINERGMIN (Raúl García et al, 2011)⁹⁴, en un estudio que analiza la composición del parque óptimo de centrales a partir de minimización los costos totales de generación, y en el que se consideran los costos sociales de cada tecnología y fuente utilizada, evaluando su impacto. En la aplicación de la metodología, mencionan, las “vías de impacto” (impact pathway approach) específicas que corresponde considerar y, son las siguientes:

⁹³ Sánchez E.& Porras G & Gutiérrez Ranulfo (2009). Estudio. Externalidades de la generación de electricidad y cambio climático.

⁹⁴ García R. & Nario T. & Perez-Reyes R. (2011). Valorización de las externalidades y recomposición del parque óptimo de Generación Eléctrica.

- El lugar en el que se ubica la central
- La identificación de emisiones generadas por la central eléctrica
- La dispersión de los gases contaminantes producidos en la atmósfera
- La concentración de contaminantes en los diferentes receptores
- Impacto sobre los receptores (ejem. casos de asma por la concentración de partículas en el ambiente)
- Valorización monetaria del impacto (ejem. en el caso anterior, el costo del asma)

Los autores del estudio desarrollado para OSINERGMIN, mencionan que no todas las variables están disponibles en el país y que han aplicado la metodología con los valores encontrados, básicamente relativos a las emisiones. En tal sentido, en el estudio han estimado los costos de las externalidades de distintas fuentes de generación existente y potenciales del SEIN; los valores de costo de las externalidades estimadas se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13. Costos de Contaminación por tecnología en los receptores

Tecnología	Receptores (US\$/MWh)					TOTAL (US\$/MWh)
	Salud	Pérdida de Biodiversidad	Cultivos	Materiales de Construcción	Cambio Climático	
Carbón	6.12	0.59	0.08	0.04	12.71	19.53
Gas Natural CS	2.08	0.39	0.07	0.03	9.19	11.75
Diesel	6.38	0.52	0.06	0.03	2.12	9.11
Gas Natural CC	1.40	0.25	0.05	0.02	6.15	7.87
Biomasa	2.50	0.27	0.07	0.04	0.53	3.41
Biogás de Relleno Sanitarios	2.85	0.10	0.01	0.09	0.16	3.21
Solar FV	1.47	0.07	0.01	0.02	0.40	1.98
Geotérmica	-	-	-	-	-	1.04**
Eólica	0.25	0.01	0.00	0.01	0.09	0.37
Hidráulica de pasada	0.12	0.01	0.00	0.00	0.06	0.19
Hidráulica con embalse	0.12	0.01	0.00	0.00	0.00	0.13
Nuclear	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01

Fuente: OSINERGMIN. Valorización de las externalidades y recomposición del parque óptimo de Generación eléctrica. 2011.

Cabe resaltar que para el caso de la geotermia, en el estudio de OSINERGMIN se ha asumido que su efecto equivale al 5% de la contaminación originada por una central térmica, según las referencias que se exponen en dicho estudio.

Cabe mencionar, que a la fecha existe otras metodologías como las del Dr. Yohan Sumaiku⁹⁵, quien hace un análisis específico sobre las externalidades de la geotermia, sin embargo no se ha encontrado aplicación de su metodología para el caso de las restantes tecnologías de generación existentes en el SEIN, lo cual resultaría necesario para su aplicación en el contexto del despacho económico, donde los criterios se aplican de manera uniforme para todos los participantes, a fin de mantener la competencia y simetría del mercado. Por esta razón solo se le menciona como referencia.

Finalmente, se hace el ejercicio de elaborar un hipotético ranking de costos variables que podrían ser aplicados a una simulación de despacho económico, considerando tanto los costos variables como el costo de las externalidades, para lo cual se toman los costos variables promedio usados en el estudio de OSINERGMIN antes citado, y los costos de las correspondientes externalidades por tipo de tecnología del mismo estudio, detallados en la Tabla 13; el resultado se muestra en la Tabla 14.

Tabla 14. Costos de Contaminación por tecnología en los receptores

Tecnología	Costo Variable (US\$/MWh)	Costo total de Externalidades (US\$/MWh)	Total
Diesel	158.8	9.11	167.91
Gas Natural CS	31.4	11.75	43.15
Carbón	15.0	19.53	34.53
Gas Natural CC	18.6	7.87	26.47
Cogeneración con Biomasa	13.0	3.41	16.41
Nuclear	5.0	0.01	5.01
Biogás de Relleno Sanitarios	0.0	3.21	3.21
Solar FV	0.0	1.98	1.98
Geotérmica	0.0	1.04	1.04
Eólica	0.0	0.37	0.37
Hidráulica de pasada	0.0	0.19	0.19
Hidráulica con embalse	0.0	0.13	0.13

Fuente. Elaboración propia, en base a costos consignados en el estudio de Raúl García et al, 2011.

⁹⁵ Yohan Sumaiku. Applying benefit transfer to Geothermal Energy in Indonesia. Paper. Colorado School of Mines. 1998.

Como puede observarse en el ejercicio realizado en la Tabla 14, en una hipotética aplicación de las externalidades al despacho económico, no habría mayor variación en el ranking de costos, dado que las tecnologías con costos variables más altos, son también las más contaminantes, a excepción de la generación eléctrica en base a carbón, donde su alto costo de la contaminación que genera, le haría más costosa que el ciclo simple a gas natural; valga redundar, ello en base a los valores hipotéticos que se han utilizado.

4.5 ANÁLISIS DE COSTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL CONTEXTO DE LA ZONA SUR DEL PERÚ

Habiéndose observado en los numerales precedentes, los claros beneficios que aporta el uso de la energía geotérmica en la zona sur del Perú, en lo relativo a la eficiencia que aporta al SEIN en su conjunto, el despacho económico de la zona sur y la mayor capacidad que tendría de soportar salidas intempestivas de centrales de generación y líneas de transmisión principales, así como el beneficio por la menor emisión de gases de efecto invernadero; se evaluará en la presente sección, lo relativo a la factibilidad económica de llevar a cabo el proyecto de central geotermoeléctrica, a través de la comparación de sus costos de inversión y el costo monómico correspondiente, con los costos de las centrales existentes y en proyecto en el SEIN. Según lo antes expuesto, se determinará primero el costo monómico de la central geotermoeléctrica y luego la comparación del mismo con los costos de las centrales existentes y en proyecto en el SEIN.

4.5.1 DETERMINACIÓN DEL COSTO MONÓMICO DE LA CENTRAL GEOTERMOELÉCTRICA

En la presente sección se estima el costo monómico para el caso de la central geotermoeléctrica de Calientes, aplicando la formulación expuesta por HUGH RUDNICK⁹⁶, según se muestra a continuación:

$$\text{Costo Monómico} = \frac{C_{\text{inversión}} + \sum_{t=1}^T \left[\frac{(C_{\text{fijo anual}} + C_{\text{variable anual}})}{(1+r)^t} \right]}{\sum_{t=1}^T \left[\frac{(E_{\text{anual}})}{(1+r)^t} \right]} \quad (4.1)$$

Dónde:

$C_{\text{inversión}}$:	Costo de inversión (USD)
$C_{\text{fijo anual}}$:	Costo Fijo anual de operación y mantenimiento (USD)
$C_{\text{variable anual}}$:	Costo Variable anual de operación y mantenimiento (USD)
E_{anual} :	Energía anual producida (MW.h)
r :	Tasa anual (%)
t :	periodo fijado para el retorno de la inversión, que para el caso de un proyecto de generación se considera 20 años.

Seguidamente, se evalúa el costo de inversión ($C_{\text{inversión}}$) y costo anual fijo y variable de operación y mantenimiento ($C_{\text{fijo anual}}$ y $C_{\text{variable anual}}$), considerando la correspondiente estructura de costos mostrada en las Tablas 15 y 16, y cuyos valores y detalle, se incluyen en el Anexo B.

⁹⁶ HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD. "ERNC en Chile a la Práctica". PaperIEE3372 – Mercados Eléctricos, Pontificia Universidad Católica de Chile. mayo de 2010. Disponible en: http://web.ing.puc.cl/~power/alumno10/renewables/files/Informe_ERNC_en_Chile_a_la_practica.pdf.

Tabla 15. Costos de inversión de una central geotérmica.

Concepto	Detalle
Costos de Implementación	Comprende: permisos (autorización geotérmica, concesión geotérmica, concesión definitiva generación RER, concesión definitiva transmisión y asesoría técnica-legal relativa a las autorizaciones antes mencionadas), servidumbres, estudios geocientífica y de ambiente, prueba de pozo geotérmico, obras civiles e infraestructura, operaciones en el sitio y estudios de pre factibilidad y factibilidad.
Costos de Construcción	Comprende: costos de capital de la planta, costos de campo de extracción de vapor, línea de transmisión y conexión a la red.
Costos de Perforación	Comprende: plataforma de perforación, costo por pozos de producción y costo por pozos de inyección.
Costos de Desarrollo	Comprende: costos por trámites legales e ingeniería.

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 16. Costos de operación-mantenimiento de una central geotérmica.

Concepto	Detalle
Costos de Implementación	Comprende: permisos (autorización geotérmica, concesión geotérmica, concesión definitiva generación RER, concesión definitiva transmisión y asesoría técnica-legal relativa a las autorizaciones antes mencionadas), servidumbres, estudios geocientífica y de ambiente, prueba de pozo geotérmico, obras civiles e infraestructura, operaciones en el sitio y estudios de pre factibilidad y factibilidad.
Costos de Construcción	Comprende: costos de capital de la planta, costos de campo de extracción de vapor, línea de transmisión y conexión a la red.
Costos de Perforación	Comprende: plataforma de perforación, costo por pozos de producción y costo por pozos de inyección.
Costos de Desarrollo	Comprende: costos por trámites legales e ingeniería.

Fuente. Elaboración propia.

Por tratarse de una central de generación que operaría en base, con un alto factor de potencia estimado del orden del 85%⁹⁷, y una capacidad nominal de 100 MW, su producción anual estimada sería de 744 600 000 kW.h por año. Asimismo, el costo de inversión de esta central geotermoeléctrica es de USD 330 703 077, según se puede apreciar en el Anexo B.

⁹⁷ LINVILL CARL, CANDELARIA JOHN & ELDER CATHERINE. The values of Geothermal Energy. Appendices and further information. (Oct. 2013). [en línea]. [Fecha de acceso en enero de 2014]. URL disponible en <http://geo.energy.org/reports>.

Efectuando los cálculos que se detallan en el Anexo B y reemplazando en la fórmula 4.1, se obtiene el costo monómico de la central geotermoeléctrica de Calientes, con un valor de 62,60USD/MW.h; costo con el cual, el proyecto logra ser rentable en un periodo de 20 años.

4.5.2 COMPARACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL CONTEXTO DE LA ZONA SUR DEL PERÚ

Determinado el costo monómico de la central geotermoeléctrica de Calientes, se procederá a comparar dicho costo con el costo de las restantes tecnologías renovables que han sido subastadas en el SEIN, bajo el marco legal establecido por la Ley N° 1002. A la fecha, se han realizado tres (3) subastas RER; con esta información, detallada en el Anexo C, se llevará a cabo la comparación con el costo de la central geotermoeléctrica de Calientes.

En la Tabla 17 se muestra la comparación de costos según las fuentes de energía que han sido registrados en la Primera a la Tercera subastas RER para el SEIN, la última de las cuales culminó en febrero de 2014, y cuyos costos correspondientes a cada proyecto adjudicado se incluyen en el Anexo C; en la primera columna se consigna el precio máximo (límite de la subasta), en la segunda columna el precio afectivamente adjudicado, y en la tercera y cuarta columna la ventaja porcentual que se tendría con la geotermia respecto a dichos precios, tomando como referencia el costo monómico de 62,60USD/MW.h calculado para la central geotérmica de Calientes, cuya formulación de cálculo se expuso en el numeral 4.5.1, y cuyo desarrollo se incluye en el Anexo B.

Tabla 17. Comparación de costos de generación eléctrica basados en energías renovables en el SEIN.

Costo monómico central Geo-Térmica =		62.60	USD \$/MW.h	
Comparación: Subasta RER versus Geo-termoeléctrica [(precio RER - precio Geo)/precio Geo]%				
	Precio Monómico Máximo RER (US\$/MW.h)	Precio Monómico Adjudicado (US\$/MW.h)	Comparación Geo- termoelectrica vs Monómico máx. RER	Comparación Geo- termoelectrica vs Adjudicado RER
Biomasa	120	105.0	92%	68%
Eólica	110	74.1	76%	18%
Solar	269	170.6	330%	173%
Mini Hidroeléctrica	74	56.2	18%	-10%
Comparación versus monómico estimado zona sur (USD \$/MW.h)				
	Energía	Potencia	Monómico Sur	Comparación
	37.6	8.7	46.29	-26%

Fuente. Elaboración propia.

Un primer aspecto a tener en cuenta, según lo observado en la Tabla 17, es que el costo monómico de adjudicación en las subastas RER estuvo significativamente por debajo del precio monómico máximo (límite) estimado por OSINERGMIN GART, ello daría a entender que el mercado está en capacidad de ofertar precios mejores que las referencias internacionales, sin embargo la realidad muestra un escenario distinto, dado que por ejemplo ninguna de las centrales eólicas ha logrado entrar en operación sino hasta mayo de 2014, habiendo sido adjudicadas en febrero de 2010, fecha a partir de la cual tenían un plazo de dos (2) años para entrar en operación; asimismo, luego de la primera subasta, no se han adjudicado proyectos de biomasa, entonces, es probable que en el contexto del SEIN sea requerido un mayor margen de costos para lograr la implementación de este tipo de proyectos basados en energía renovable no convencional. Según lo antes expuesto, la ventaja de costos de la central geotermoeléctrica de Calientes respecto de las otras tecnologías, mostrada en la Tabla 17, podría ser aún mayor.

Asimismo; el costo marginal promedio en la zona sur para el año 2013, cuya curva de duración fue mostrado en la Figura 38, representa el costo variable para la zona sur, si a ello se le sumara el costo por concepto de capacidad (potencia)

tomado de los “Precios en Barra en Subestaciones Base⁹⁸” nos daría un estimado de costo monómico para la zona sur, del orden de 46,3 USD/MW.h, lo cual es inferior a los 62,6 USD/MW.h de la central geotermoeléctrica de Calientes, no obstante el cálculo tarifario no considera las inflexibilidades y sobrecostos de la operación real de corto plazo, por tener que simplificar el modelamiento del despacho⁹⁹, por lo que no es directamente comparable, y habría que hacer estimaciones adicionales, que van más allá de los alcances del presente estudio.

Finalmente, se concluye que los costos estimados para una central geotérmica como la de Calientes, es económicamente competitiva en el marco de las subastas RER, dado que los proyectos eólicos y solares tienen un costo superior al de la central geotérmica, en el orden del 18% y 173% respectivamente; lo antes expresado, se hace con las salvedades que implican las barreras económicas asociadas a posibles mayores inversiones por concepto de perforación de pozos geotérmicos¹⁰⁰ de exploración, lo cual prologaría el plazo para la puesta en servicio de este tipo de tecnología. Siendo el tiempo de construcción de la central de unos dos (2) años, se requiere unos 3 años adicionales para los estudios de pre-factibilidad y factibilidad, lo cual daría en total unos cinco (5) años como mínimo para implementación de un proyecto de central geotermoeléctrica.

⁹⁸ Información publicada en la sección de Regulación Tarifaria de Osinergmin GART, disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/>

⁹⁹ Por ejemplo, el modelo PERSEO usado para la fijación tarifaria, usa solo tres (3) bloques horarios al mes, lo cual imposibilita saber cuántas horas está en operación una central, tampoco se puede identificar el número de arranques, restricciones por nivel mínimo de generación de las centrales térmicas, entre otros, como si lo hace el modelo SDDP.

¹⁰⁰ KIM ESTHER KYU. (May 2001)²⁵

CAPITULO V

APORTE DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA A LA REDUCCIÓN DEL DÉFICIT DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE LA ZONA SUR, ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS

Las simulaciones de despacho económico expuestas en el Capítulo IV, demuestran que la central geotermoeléctrica de Calientes propuesta por el Estudio de Pre Factibilidad del Campo Geotérmico de Calientes, Tacna - Perú, tiene un efectivo aporte a la reducción del déficit de generación de la zona sur, dado que por sus características tiene un muy alto factor de planta, según se puede apreciar en la Tabla 7 “Energía despachada por la central geotermoeléctrica Calientes”. El hecho de operar en condición de “central de base” constituye un aspecto fundamental para la confirmación de la **hipótesis 1**¹⁰¹, dado que en la zona sur existen centrales térmicas que operan solo en casos de contingencias (operan como reserva fría ante la ocurrencia de un colapso), es decir no constituyen un aporte sostenido al déficit dado que por sus altos costos de operación no son consideradas por el despacho económico, como si ocurre con las centrales geotermoeléctricas. Por lo expuesto, la incorporación de centrales geotermoeléctricas en la zona sur, constituirían un efectivo aporte a la reducción del déficit de generación, dado que serían despachas de manera efectiva durante todo el tiempo, confirmando de esta manera la “hipótesis 1” del presente estudio de investigación.

¹⁰¹La hipótesis 1 expresa que: “El actual despacho económico de generación en la zona sur del país se puede mejorar, introduciendo sistemas de generación aprovechando sus recursos energéticos naturales renovables, tal como el recurso geotérmico”.

La demostración de la **hipótesis 2**¹⁰², se sustenta en el resultado de la evaluación del indicador X1 “costo total de operación del sistema de generación eléctrica”, los resultados de la evaluación mostrada en la Tabla 9 en la cual se compara la operación del SEIN en conjunto, con y sin la presencia de la central geotermoeléctrica Calientes de 100 MW, para un periodo de dos (2) años (periodo 2015 a 2016), muestra que se lograría un ahorro neto de USD 228 485 122 en lo relativo al costo total de operación, lo cual supera significativamente (en 21,7%) los USD 187 775 403 mostrados en la Tabla 6, resultantes de sólo considerar el componente del costo de combustible fósil que se deja de consumir por la incorporación de Calientes. Considerando que el costo de inversión de la central geotermoeléctrica se encuentra en el orden de los USD 330 703 077 (ver numeral 4.5.1 y el Anexo B), se tendría que para el periodo evaluado el ahorro por la incorporación de la central geotermoeléctrica, cubriría el 69,1% del costo de inversión. Por lo expuesto, el ahorro en términos de costo total de operación, justifica la inversión que se haría en la implementación de la central geotermoeléctrica de 100 MW. Por lo expuesto, la incorporación de centrales geotermoeléctricas en la zona sur, serían una alternativa económica, dado que generarían significativos ahorros en el despacho económico, confirmando de esta manera la “hipótesis 2” del presente estudio de investigación.

Complementariamente a lo expresado en el párrafo anterior, la instalación y operación de una planta geotermoeléctrica de 100 MW contribuiría no sólo con su aporte de energía a la zona sur, sino que evitaría pérdidas técnicas en las líneas de transmisión que unen la zona centro con a zona sur, en un orden de 12,96 MW cuando opere a plena carga, según se puede apreciar en la Tabla 6. El ahorro en pérdidas técnicas antes mencionado, se debe a la relación “flujo (MW) versus pérdidas técnicas porcentuales” (ver Figura 31), que muestra un ratio muy alto para el caso de la interconexión centro – sur de hasta el 12%, cuando por ejemplo en sistemas como el estadounidense el promedio es de 7%¹⁰³; este elevado ratio

¹⁰² La hipótesis 2 expresa que: “La energía geotérmica es la alternativa económica más ventajosa para mejorar el despacho económico del sistema eléctrico del sur”.

¹⁰³ Según el reporte de la “U.S. Climate Change Technology Program”, titulado “Reducing Emissions From Energy End Use And Infrastructure; section: 1.3.2 Transmission and Distribution Technologies”. Disponible en: <http://www.climatechange.gov/library/2005/tech-options/>

de pérdidas técnicas, es debido a la gran distancia que existe entre las zonas centro y sur (líneas de interconexión de entre 600 km y 900 km), según se vio en el numeral “3.1.2 Análisis de la importación de energía eléctrica desde la zona centro”.

Adicionalmente, un aspecto relevante que forma parte del costo total de la operación, y que no es considerado por los modelos de despacho como el SDDP, es la “compensación por ejercer la regulación primaria de frecuencia¹⁰⁴”, el cual es un servicio requerido para controlar la variabilidad característica de la demanda (consumo por parte de los usuarios finales) de energía y mantener el balance de generación – demanda en tiempo real; en tal sentido, las centrales basadas en recursos energéticos renovables como las eólicas y solares, incrementan dicha variabilidad demandando más recursos y costos por concepto de regulación primaria de frecuencia, los cuales por ejemplo para para todo el SEIN el mes de diciembre de 2013¹⁰⁵ sumaron un monto de USD 1 598 625 correspondientes a 59,9 GW.h usados para dicho servicio de regulación de frecuencia; en este sentido, las centrales geotermoeléctricas, no sustraen recursos de regulación de frecuencia dado que tienen una operación muy estable y contralada, sino más bien, aportan dicho servicio, pudiendo mejorar así el nivel de calidad del suministro eléctrico en la zona sur; este beneficio se logra, aun en el caso que dicha zona pudiera separarse de la zona centro en la eventualidad de trabajos de mantenimiento en las líneas de interconexión o fallas fortuitas en las mismas.

Con relación a la **hipótesis 3**¹⁰⁶, Con relación al “nivel de emisión de CO₂” denotado por el indicador X4, en el numeral 4.4 “evaluación del aporte de la energía geotérmica a la sostenibilidad del suministro eléctrico” se observó, que en función de las simulaciones hechas en el numeral 4.3 “simulaciones de despacho económico” para los años 2015 y 2016, se tendría una reducción total de 1,47

¹⁰⁴ Definido por el Procedimiento Técnico del COES SINAC N°22, “Reserva rotante en el sistema interconectado nacional”, a través del cual se compensa a las unidades de generación que aportan un porcentaje de su energía, a la regulación de frecuencia que lleva a cabo el operador del SEIN.

¹⁰⁵ Referencia, reporte en hoja de cálculo “REFRE-12-13”, disponible en: <http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/infoperativa/valorizacion/Valorizacion.aspx>

¹⁰⁶ La hipótesis 3 expresa que: “La energía geotérmica permitirá un desarrollo eléctrico sostenible en la zona sur”

millones de tCO₂ por incorporación de la central geotermoeléctrica, es decir, aproximadamente, unos 737,4 miles de tCO₂ por año en el periodo 2015 y 2016. Asimismo, se ha visto que el análisis de la reducción de emisiones, se ha elaborado para el SEIN en su conjunto y no de manera localizada para la zona sur, dado que una importante cuota de generación eléctrica viene importada de la zona centro, por lo tanto las emisiones de CO₂ para cubrir el déficit de generación de la zona sur se producen en la zona centro; por lo tanto, los beneficios por la reducción de las emisiones de CO₂ se han hecho considerando el SEIN en conjunto, lográndose una reducción del orden del 4,41% y 5,97% para el 2015 y 2016 respectivamente. Por lo expuesto, la incorporación de centrales geotermoeléctricas en la zona sur, reduce de manera moderada las emisiones de CO₂, confirmando de esta manera la “hipótesis 3” del presente estudio de investigación.

Con relación a los “costos de inversión de una planta de generación eléctrica basada en energía geotérmica” representada por el indicador X2, los resultados de la evaluación realizada en el numeral 4.5.1 “Determinación del costo monómico de la central geotermoeléctrica”, muestra que la estimación del costo monómico para la central geotérmica de Calientes estaría en el orden de los 62,60 USD/MW.h; costo con el cual, dicho proyecto lograría ser rentable en un periodo de 20 años.

Asimismo, los cálculos hechos para la determinación del costo monómico detallados en el Anexo B, el costo de inversión de la central geotérmica estaría en el orden de USD 393 003 077; entonces, si consideramos que el ahorro¹⁰⁷ por año por concepto de costo total de operación, debido a la incorporación de la central geotérmica es de USD 114 242 561, se tendría que el ahorro generado por concepto de costo total de la operación del SEIN, compensaría la inversión en un periodo de 3 años y 6 meses. Es decir, el SEIN en su conjunto se ve beneficiado en un plazo muy inferior al de la propia recuperación de costos por parte del

¹⁰⁷ En la Tabla 10 “Costo total de operación con y sin inclusión de la central geo-termoeléctrica” se mostró el ahorro obtenido para un periodo de dos (2) años, por la inclusión de la central geotermoeléctrica de Calientes, según las simulaciones hechas con el programa SDDP.

eventual inversionista. Además, el proyecto mismo puede beneficiarse con ingresos provenientes del mercado de carbono, lo cual mejora su perfil financiero, según se vio en el numeral 4.4.

No obstante, subsiste la barrera de entrada de todo proyecto geo-termoeléctrico, el cual es el alto costo de inversión inicial que conllevan las perforaciones de exploración para determinar el potencial del recurso geotérmico, los cuales si bien han sido consideradas en los cálculos expuesto en el Anexo B, por la naturaleza de dichas perforaciones, existe el riesgo de ser necesario un mayor número de las mismas; para estas eventualidades se requiere de medidas gubernamentales de incentivo, tales como el “*tax credits*”(especialmente en la fase de estudios de exploración que incluyen las perforaciones de pozos exploratorios, y/o “*tax holidays*” o exoneración de impuestos a la renta los primeros años de operación o explotación del recurso, y/o “exoneración de aranceles los primeros años de explotación del recurso geotérmico”.

Con relación a los “costos comparativos de generación eléctrica” denotado por el indicador X3, se concluye que los costos estimados para una central geotermoeléctrica como la de Calientes de 100 MW, es económicamente competitiva en el marco de las subastas RER, dado que los proyectos eólicos y solares tienen un costo superior al de la central geotermoeléctrica, en el orden del 18% y 173% respectivamente, según se muestra en la Tabla 17, con la salvedad que implica la barrera económica¹⁰⁸ por las posibles mayores costos asociados a las perforaciones de los pozos geotérmicos, como una barrera aun por superar, y la salvedad de que el plazo para la puesta en servicio para este tipo de tecnología (a partir de la adjudicación en subasta RER), debería ser mayor a los dos (2) años, requiriéndose unos cinco¹⁰⁹ (5) años como mínimo. La energía geotérmica debería ser privilegiada, dado que a diferencia de las otras tecnologías RER, la geotermia califica como generación eficiente, por tratarse de una central de base, con un alto factor de planta que oscila entre el 85% y 95%, entre otras ventajas

¹⁰⁸ ESTHER KIM KYU (2007)²⁵

¹⁰⁹ Gehringer M. Luksha V. ESMAP/World Bank (2012). Geothermal Handbook. Table 1.6 “medium start up and commissioning”.

que las equiparan a las grandes centrales hidráulicas y termoeléctricas, tal como lo exponen MATEK y SCHMIDT, en el numeral 1.2 “Antecedentes Bibliográficos de la Investigación” del presente estudio.

En el contexto operativo, un aspecto a resaltar, es que si bien la política ha sido proveer de suministro eléctrico a la zona sur a través de líneas de transmisión de gran longitud, estando a la fecha en servicio dos (2) y una tercera entraría en servicio en el año 2016, en la práctica y por razones técnicas, dicho esquema tendría limitaciones por lo observado en la Figura 33b “Flujo en la interconexión centro – sur (MW)”, donde se observa que las líneas de transmisión operan muy por debajo de su capacidad nominal, hecho el cual se compensa con la operación de centrales como las de ILO 2 TV1 (carbón) e ILO TV3 (petróleo residual 500), de alto costo, lo cual ocurre cuando al mismo tiempo las principales centrales hidroeléctricas de la zona centro reducían sus niveles de generación. Este hecho indica la necesidad de contar con un mayor nivel de generación local en la zona sur, a fin de poder mantener la estabilidad del sistema eléctrico de la zona sur. Lo antes expresado, evidencia que el déficit de generación en la zona sur, no debería de superar el 45%¹¹⁰ que en promedio que registra a la fecha, dado que ello provoca la necesidad de operar centrales de mayor costo en la zona sur, a fin de poder mantener la estabilidad de su sistema eléctrico.

Por lo antes expresado, se evidencia que la central geotérmica de Calientes, aportaría de manera significativa no solo a la reducción del déficit de generación que se encuentra en el orden del 45%, sino que aportaría a mejorar las condiciones operativas de la zona sur, que en la actualidad tiene que hacer uso de generación térmica de mayor costo a la disponible en la zona centro.

¹¹⁰Este porcentaje se determinó en la Figura 23 “Evolución del déficit promedio porcentual de generación de la zona sur para el periodo 2008 – 2013”.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Una central geotermoeléctrica de 100 MW, como lo sería Calientes, aportaría de manera significativa a reducir la dependencia que tiene la zona sur de la zona centro, para cubrir su suministro de energía eléctrica, dependencia (déficit) que se encuentra en el orden del 45%; al mismo tiempo que aportaría a mejorar las condiciones operativas de la zona sur, que en la actualidad tiene que hacer uso de generación térmica de mayor costo a la disponible en la zona centro.
2. Las simulaciones de despacho económico del SEIN hechas para el periodo 2015 – 2016, demuestran que se obtendría una significativa reducción del costo total operativo, reducción que para el SEIN en conjunto sería del orden del 14,8% y para la zona sur en particular del orden de 42,0%. Los ahorros antes mencionados resultan notables si se considera que se logran con una central de 100 MW de capacidad, que representaría el 1,5% de la demanda media estimada para el año 2015 (estimada en 6658,5 MW). El efecto logrado, demuestra el particular beneficio que ofrece una central de generación eficiente, en una zona donde existe un gran déficit en el contexto del despacho económico de generación y congestiones en su sistema de transmisión de gran longitud.
3. La instalación y operación de una central geotérmica de 100 MW reduciría las pérdidas técnicas en las líneas de transmisión que unen la zona centro con a zona sur, en el orden de 12,96 MW en el escenario promedio del año 2015. El ahorro en pérdidas técnicas antes mencionado, se debe a que las mismas muestran un ratio muy alto para el caso de la interconexión centro – sur, el cual llega a un 12%, cuando por ejemplo en sistemas como el estadounidense el promedio es de 7%.

4. El costo monómico estimado para la central geotermoeléctrica Calientes de 100 MW, es económicamente competitivo en el marco de las subastas RER, dado que los proyectos eólicos y solares tienen un costo superior al de la central geotermoeléctrica, superiores en el orden del 18% y 173% respectivamente; lo antes expresado, se hace con las salvedades que implican las barreras constituidas por el riesgo económico en la perforación de los pozos geotérmicos, y que el plazo para la puesta en servicio para este tipo de tecnología tendría que ser mayor a los dos (2) años, requiriéndose unos 3 años adicionales para los estudios de pre-factibilidad y factibilidad; ello significa en total cinco (5) años desde tomada la decisión de construir la central, hasta su puesta en marcha.
5. El nivel de contaminación por emisión de gases de efecto invernadero, en su componente de CO₂, para el período analizado 2015 y 2016, se reduciría en 4,41% y 5,97% por la participación de Calientes 100 MW, lo cual constituiría un aporte a la sostenibilidad ambiental de la actividad de generación eléctrica para la zona sur.
6. El planeamiento de largo plazo en un contexto en que los proyectos de generación se realizan por iniciativa empresarial (según lo define el marco legal del SEIN), solo puede llegar a ser una recomendación técnica, por esta razón, no se ha considerado hacer simulaciones de largo plazo con montos de capacidad mayores, dado que ello no sería aplicable; más bien, el análisis de la problemática observada requiere de información de detalle y modelos que corresponden al corto y mediano plazo, razón por la cual se ha usado el modelo SDDP. Según lo antes expresado, la simulación de la operación de Calientes de 100 MW, se considera suficiente para demostrar que generación eléctrica basada en energía geotérmica, es una alternativa de solución para una problemática como la del sistema eléctrico de la zona sur, en el cual existe un potencial de dicho recurso, del orden de los 3 000 MW, energía que tiene un costo operativo casi nulo.
7. El costo de generación de la zona sur está en el orden de 46,3 USD/MW.h

para el año 2013, el cual resulta inferior a los 62,6 USD/MW.h de la central geotermoeléctrica de Calientes (costo monómico); ello obedece a que dichos costos provienen de cálculos de tipo tarifario (evaluados con modelos para el largo plazo), los cuales no consideran las inflexibilidades y sobrecostos de la operación real, debido a que simplifican el modelamiento del despacho a fin de poder evaluar un horizonte más amplio. Lo expuesto confirma que los modelos para el largo plazo resultan inadecuados para la evaluación del despacho económico del SEIN, mientras que el modelo mediano plazo SDDP si logra aproximarse a las condiciones de la operación real, demostrando que existe un amplio margen de ahorro y beneficio en la implementación de por ejemplo una central geo termoeléctrica como la de Calientes de 100 MW, ahorros y beneficios señalados en los ítems precedentes.

8. Cabe señalar que como alternativa de solución al déficit de generación de la zona sur, son igualmente válidas las centrales hidráulicas y nucleares (aun cuando no se tiene ningún precedente de las mismas en el país), ello dado que son todas estas centrales de generación eficiente; no obstante, para el presente trabajo de investigación, se ha elegido a las centrales geotérmicas dado que tienen un significativo menor impacto ambiental que las hidroeléctricas, lo cual les otorga un atributo de sostenibilidad, que hacen de este tipo de tecnología de generación, una alternativa económica y sostenible en el contexto de la realidad problemática de la zona sur, donde dicho recurso es abundante.
9. Finalmente se concluye, que el uso de la energía geotérmica para la generación de energía eléctrica en la zona sur del país, brinda significativos benéficos económicos al SEIN en conjunto y a la zona sur en particular, aun cuando su impacto en términos de sostenibilidad ambiental es moderado, constituyendo una alternativa económica y sostenible, para mitigar el déficit que se registra en el contexto del despacho económico de generación, y por ende mitigar los efectos de la realidad problemática de dicha zona.

10. Por lo expuesto se recomienda considerar los beneficios de la implementación de un “plan indicativo de generación”, en el cual se puedan identificar oportunidades de incentivo de proyectos de generación en sus distintas tecnologías, según su ubicación en el sistema eléctrico y el recurso energético.

11. Asimismo se recomienda, considerar la mejora de las condiciones operativas de la zona sur, a través de la adopción del esquema de Recursos Distribuidos de Energía¹¹¹, el cual tiene el potencial de mitigar la congestión en las líneas de transmisión, reducir el impacto de las fluctuaciones del precio de la electricidad, fortalecer la seguridad energética, y proporcionar mayor estabilidad a la red eléctrica. Dicho esquema de generación, se basa en lograr balance generación – carga zonal, con particular énfasis en el uso de las energía renovables; dicha estrategia tiene en la actualidad una amplia difusión en los países desarrollados.

¹¹¹ El esquema de Recursos Distribuidos de Energía, está definida por el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), en su apartado “*Distributed Energy Basics*”. Disponible en: http://www.nrel.gov/learning/eds_distributed_energy.html

PROBLEMAS ABIERTOS

Como problemas abiertos basados en las conclusiones del presente estudio que pueden constituirse en nuevos temas de investigación, se consideran los siguientes:

- Formulación de un modelo de despacho económico de largo plazo para lograr la incorporación de las inflexibilidades operativas observadas en el despacho económico de mediano plazo.
- Internalización de los efectos en el ambiente, economía y salud que ocasiona el uso de las diferentes fuentes de energía en la producción de energía eléctrica, a fin de lograr su incorporación en el despacho económico de generación.
- Análisis técnico, económico y medioambiental de generación eléctrica en la macro región sur peruana

BIBLIOGRAFÍA

1. **Agencia de Cooperación Internacional de Japón -.JICA.** (2011). Plan Maestro para el Desarrollo de la Energía Geotérmica en Perú. West Japan Engineering Consultants, Inc.
2. **Alvarado F. & Oren S.** (2002). Transmission System Operation and Interconnection. U.S. Department of Energy. Paper. [en línea]. [Fecha de acceso en enero de 2014]. URL disponible en:
http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Dept_of_energy_trans_grid_issuepa_pers.pdf
3. **Banco Internacional del Japón. JBIC.** (2008) Estudio de Pre factibilidad del Campo Geotérmico de Calientes. Tacna, Perú.
4. **Calle, José Luis.** (2012). Investigaciones en Biomasa Residual en la Universidad Nacional Agraria de La Molina, En: Ponencia presentada en el Foro Nacional de Bioenergía y seguridad alimentaria. Lima.
5. **Camac, D. J.** (1994). Programación dinámica dual determinística en el despacho hidrotérmico [en línea]. Chile. [Fecha de acceso 05 de junio de 2014]. URL disponible en: <http://web.ing.puc.cl/~power/paperspdf/camac.pdf>.
6. **Chaparro I. Muñoz C. & Rudnick Van de Wyngard H.** (2010). Energías Renovables No Convencionales -ERNC en Chile a la Práctica. [en línea]. Paper IEE3372 – Mercados Eléctricos, Pontificia Universidad Católica de Chile. [Fecha de acceso en enero 2014]. URL disponible en:
http://web.ing.puc.cl/~power/alumno10/renewables/files/Informe_ERNC_en_Chile_a_la_practica.pdf.

- Celebi, Metin, Graves, & Russell.** (2012). Potential Coal Plant Retirements: 2012 Update. paper. The Brattle Group [en línea]. URL disponible en: http://brattle.com/system/news/pdf2s/000/000/095/original/Potential_Coal_Plant_Retirements_-_2012_Update.pdf?1377791286
7. **Chiri A. & Luyo J.** (2008). La Seguridad Energética.: Un reto para el Perú en el siglo XXI. Primera edición. Lima, Perú. Colegio de Ingenieros del Perú. PP 320
 8. **Colin W.** (2004). Development of Revised Techniques for assessing Geothermal. [en línea]. [Fecha de acceso enero de 2014]. URL disponible en: <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2004/Williams.pdf>
 9. **Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional – COES SINAC** (2013). “Informe de Diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN 2015-2024”. Informe COES/DP-01-2013. [en línea]. [Fecha de acceso octubre de 2013]. Diciembre de 2013). Disponible en URL: www.coes.org.pe
 10. **COES SINAC.** Procedimientos Técnicos N° 20, 22, “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN” y “Reserva rotante en el sistema interconectado nacional”. URL disponible en: www.coes.org.pe
 11. **COES SINAC.** Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN 2015 - 2024”. Informe COES/DP-01-2013. [en línea]. [Fecha de acceso en enero 2014) URL disponible en: www.coes.org.pe.
 12. **COES SINAC.** Reporte “Compensación por Regulación de Frecuencia”, en hoja de cálculo “REFRE-12-13”, disponible en: www.coes.org.pe, ruta: /Contenido Web/2013/STR/01 Valorizaciones de Transferencias de Energía y Potencia/12 Diciembre/01 Valorizaciones/04 Compensaciones/
 13. **Cruz V. Vargas V.** et al. (2007). Síntesis Geocientífica del Potencial Geotérmico del Perú. Instituto Geológico, Minero, Metalúrgico – INGEMMET

Lima. Perú. [Fecha de acceso en junio de 2012]. URL disponible en www.ingemmet.gob.pe

14. **Decreto Legislativo N° 1002.** (2008). Ley de promoción de los Recursos Energéticos Renovables. Disponible en:
<http://www.minem.gob.pe/legislacionSector.php?idSector=6&idCategoria=50>
15. **Decreto Legislativo N° 757.** (1991). “Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada”, Disponible en:
<http://www.minem.gob.pe/legislacionSector.php?idSector=6&idCategoria=50>
16. **Decreto Ley N° 25844.** (1992). Ley de Concesiones Eléctricas. Disponible en:
http://www.minem.gob.pe/_legislacionSector.php?idSector=6&idCategoria=49
17. **Finanzas y Carbono**, [en línea]. (Fecha de acceso en febrero de 2014). URL disponible en: <http://finanzascarbono.org/mercados/mercados-domesticos/>
18. **Gamio P. & García H.** (2011). Energías Renovables en el Planeamiento Estratégico del Mediano y Largo Plazo. Documento de Trabajo # 10. Centro Nacional de Planeamiento Estratégico, CEPLAN. Perú. Primera Edición. PP 157
19. **Garg S. & Combs J.** “A reexamination of USGS Volumetric “Heat in Place” Method. [en línea]. Paper. (Fecha de acceso enero de 2014). URL disponible en:
https://pangea.stanford.edu/ERE/db/IGAstandard/record_detail.php?id=7240
20. **García R. & Nario T. & Pérez-Reyes R.** (2011). Valorización de las externalidades y recomposición del parque óptimo de Generación Eléctrica. Documento de trabajo. [en línea]. [Fecha de acceso setiembre 2014] URL disponible en:
www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Estudios_Economicos/79.htm?4442

21. **Geothermal Energy Association – GEA.** (2012). Geothermal Basics Q&A. USA. PP 21. [en línea] [Fecha de acceso en junio de 2012]. URL disponible en: www.geo-energy.org
22. **Gehring M. Luksha V.** ESMAP/World Bank (2012). Geothermal Handbook. [en línea]. USA. [Fecha de acceso en enero de 2014]. URL disponible en: http://www.esmap.org/Geothermal_Handbook.
23. **González, Jaime.** (2009). Energías Renovables. Barcelona. España. Editorial Reverté. PP 670.
24. **Hiriart Le Bert G.** et al. (2011) Evaluación de la Energía Geotérmica en México. Informe para el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) de México [en línea]. [Fecha de acceso 2 de enero de 2014]. URL disponible en: www.cre.gob.mx/documento/2026.pdf
25. **Institute of Electric and Electronic Engineers. IEEE.** (2009). Simulation of optimal medium-term hydro-thermal system operation, paper Simulation of Optimal Medium-Term Hydro-Thermal System Operation by Grid Computing Volume 24, Issue: 3, Julio 7 de 2009. Identificador digital: 10.1109/TPWRS.2009.2023261.
26. **Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC.** (2006). Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. [en línea]. [Fecha de acceso en junio de 2012]. URL disponible en: www.ipcc.ch
27. **JICA-West JEC** (2012). Texto del Curso para el curso para el Fortalecimiento de la capacidad de desarrollo e la energía geotérmica en los países de Centro y sud américa. Tecnología para la exploración, desarrollo y explotación de recursos geotérmicos.
28. **Kagel A.** (2006). A Handbook on Externalities, Employment and Economics of

- the Geothermal Energy. Geothermal Energy Association. [en línea]. [Fecha de acceso diciembre de 2013]. URL disponible en:
[www.geo-energy.org/reports/Socioeconomics Guide.pdf](http://www.geo-energy.org/reports/Socioeconomics%20Guide.pdf)
29. **Kyu E.** (2001). The Economic Value of Sustainable Development as applied to enhanced Geothermal Power Generation. Submitted for the Master Degree at the Massachusetts Institute of technology. PP 81.
 30. **Ley N° 26848.** (1997). Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos. Disponible en: http://www.minem.gob.pe/_legislacionSector.php?idSector=6&idCategoria=48
 31. **Ley N° 28832.** (2006). Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica. Disponible en:
http://www.minem.gob.pe/_legislacionSector.php?idSector=6&idCategoria=48
 32. **Linville C. Candelaria J. & Elder C.**(2013) “Appendices & Further Information: The Values of Geothermal Energy - A Discussion of the Benefits Geothermal Power Provides to the Future U.S. Power System” [en línea]. [Fecha de acceso en enero de 2014]. URL disponible en:
<http://geo-energy.org/reports/Values%20of%20Geothermal%20Oct%202013%20appendix.pdf>
 33. **Llivichuzhca, V. A.** (2013). Programación a largo plazo de la operación de las centrales en cascada del complejo hidroeléctrico Paute utilizando la plataforma MATLAB [en línea]. Cuenca Ecuador. [Fecha de acceso 06 junio de 2014]. URL disponible en:
<http://dSPACE.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/4391/1/Tesis.pdf>.
 34. **Matek B. & Schmidt B.** (2013). The Values of Geothermal Energy: A Discussion of the Benefits Geothermal Power Provides to the Future U.S. Power System. US. [en línea] [Fecha de acceso en enero de 2014]. URL disponible en:

http://www.geothermal.org/PDFs/Values_of_Geothermal_Energy.pdf

35. Massachusetts Institute of Technology. (2006). The Future of Geothermal Energy [en línea]. URL disponible en:
URL: http://gwothermal.inel.gov/publicatios/future_of_geothermal_energy.pdf
36. **Ministerio de Energía y Minas.** (2001). Atlas Eólico del Perú. URL disponible en: <http://dger.minem.gob.pe/atlaseolico/PeruViento.html>
37. **Ministerio de Energía y Minas** (2003). Atlas de Energía Solar del Perú. Lima. Perú. URL disponible en: <http://dger.minem.gob.pe/atlassolar/>
38. **ProLedesma R.M** (1995). El Calor de la Tierra. [en línea]. Fondo de Cultura Económica. México. [Fecha de acceso en diciembre de 2013]. http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/058/htm/sec_9.htm
39. **Torres R.A.** (2006). Modelo de coordinación hidrotérmica multinodal y multi embalse para sistemas eléctricos en el mediano plazo. Tesis de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Universidad de Chile. URL disponible en: http://www.centroenergia.cl/literatura/memorias_tesis/Tesis_Rigoberto_Torres.pdf
40. **Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura - FAO.** (2010). Bioenergía y Seguridad Alimentaria “BEFS”. El análisis de BEFS para el Perú. PP 159
41. **SABODH GARG & JIM COMBS.** (2011). A reexamination of USGS Volumetric “Heat in Place” Method. [en línea]. [Fecha e acceso en enero de 2014]. URL disponible en:
<https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2011/garg.pdf>
42. **Sánchez E.& Porras G & Gutiérrez Ranulfo.** (2009). Externalidades de la generación de electricidad y cambio climático. [en línea]. Fecha de acceso, setiembre de 2014. Disponible en URL:

<http://www.iie.org.mx/boletin042009/tenden.pdf>

43. **Sumaiku Yohan.** (1998). Applying benefit transfer to Geothermal Energy in Indonesia. [en línea]. [Fecha de acceso setiembre de 2014]. URL disponible en: <http://dahl.mines.edu/sumaiku.pdf>

44. **United Nations Framework Convention on Climate Change. UNFCCC.** Methodological Tool to calculate the emission on factor for an electricity system. [en línea], [Fecha de acceso en junio 2012]. URL disponible en: www.unfccc.int

45. **U.S. Climate Change Technology Program.** (2005). Reducing Emissions from energy end use and infrastructure; section: 1.3.2 Transmission and Distribution Technologies. [en línea]. [Fecha de acceso: enero de 2014]. URL disponible en: <http://www.climatechange.gov/library/2005/tech-options/>

ANEXOS

- ANEXO A** RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES CON EL SDDP, PARA LOS AÑOS 2015 Y 2016
- ANEXO B** ESTRUCTURA DE COSTOS DE LA CENTRAL GEOTERMOELÉCTRICA DE CALIENTES
- ANEXO C** RESULTADOS DE LAS SUBASTAS RER
- ANEXO D** DESPACHO ECONÓMICO EFECTUADO EL 13 Y 15 DE ENERO DE 2014
- ANEXO E** DEFINICIÓN DEL PERIODO PARA LAS SIMULACIONES DEL DESPACHO ECONÓMICO
- ANEXO F** MODELAMIENTO DE LA CENTRAL GEOTERMOELÉCTRICA PROPUESTA POR EL ESTUDIO DE ESTUDIO DE PRE FACTIBILIDAD DEL CAMPO GEOTÉRMICO DE CALIENTES
- ANEXO G** PROCEDIMIENTO RECURSIVO DE “PROGRAMACIÓN DINÁMICA ESTOCÁSTICA” (PDE)

Mes-Año	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16
Carhuaquero	52.0	48.2	56.9	54.6	62.4	48.4	28.7	15.6	22.2	45.7	52.9	54.9	52.2	49.3	56.9	54.6	64.3	47.7	28.6	15.7	21.8	46.1	53.3	55.5
Chimay	99.5	100.4	111.1	104.2	84.8	60.1	51.4	42.8	56.5	86.6	90.8	104.2	99.5	102.6	111.1	104.2	84.7	59.7	51.1	42.8	56.1	86.6	89.9	104.1
Yanango	30.0	28.3	31.4	28.1	23.0	16.7	14.9	13.3	10.8	20.4	22.4	27.5	30.0	28.7	31.4	28.1	22.9	16.6	14.9	13.3	10.8	20.4	22.1	27.2
Sibinacoc Em	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Machupicchu	133.3	119.3	132.2	130.1	119.2	82.1	69.3	60.4	59.5	80.7	106.0	132.0	133.3	122.0	132.2	130.1	118.5	81.3	68.8	60.1	59.2	134.6	130.5	134.2
Macusani Em	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pillones Em	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SanGaban	80.6	72.7	80.6	76.9	71.8	70.4	66.9	65.4	49.0	55.4	73.8	80.0	80.6	74.3	80.6	76.9	71.1	64.4	73.1	65.8	50.4	55.9	74.9	80.0
Aricola1	6.2	6.6	7.2	6.1	7.8	12.0	12.6	14.2	13.3	9.5	6.5	5.5	6.6	5.9	6.2	5.7	6.3	11.1	14.5	14.9	13.5	5.9	5.6	5.4
Aricola11	3.5	3.8	4.6	3.3	4.3	6.6	7.0	7.8	7.3	5.0	3.6	3.0	3.6	3.3	3.6	3.1	3.5	6.1	8.0	8.2	7.4	3.2	3.1	3.0
Aricola1 rieg	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
El Pañe Em	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Españoles To	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Imata To	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
El Frayle Em	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Charcani5	44.5	50.1	47.8	45.2	43.7	50.5	51.5	56.6	57.5	43.4	36.5	35.6	45.8	48.0	50.1	45.0	47.1	52.5	57.0	56.6	51.3	32.4	31.4	36.2
Charcani4	7.3	7.6	7.4	7.2	7.5	8.7	8.9	9.8	9.9	7.5	6.3	6.2	7.4	7.2	7.8	7.2	8.1	9.1	9.8	9.8	8.9	5.6	5.4	6.3
Charcani6	0.0	4.4	4.3	4.2	4.4	5.1	5.2	5.7	5.8	4.4	3.7	3.6	0.0	4.2	4.6	4.2	4.7	5.3	5.8	5.7	5.2	3.3	3.2	3.7
Charcani123	3.9	3.7	3.8	3.7	4.0	4.2	4.4	3.0	3.6	3.9	3.6	3.6	4.0	3.7	4.0	3.8	4.3	4.3	4.5	2.9	3.4	3.2	3.2	3.6
Chili riego	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Huachon Em	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Uchuhu. To	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Victoria Em	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Yuncan	93.6	85.6	95.0	87.9	67.8	61.3	59.1	61.4	47.7	67.8	74.0	87.3	93.6	87.5	95.0	87.9	66.4	47.6	51.5	58.7	54.1	64.7	72.0	86.9
Manto To	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Yaupi	75.9	70.9	78.5	74.6	73.2	64.8	66.5	68.8	57.5	75.3	74.3	78.4	75.9	72.4	78.5	74.6	73.7	59.7	62.0	69.9	65.1	75.1	73.9	78.4
Pomacocha Em	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pachachaca	3.3	3.7	4.1	3.2	4.0	5.2	5.5	5.5	4.6	4.4	3.4	3.4	2.9	3.5	3.8	3.3	2.7	3.3	4.8	5.4	4.9	3.1	3.1	2.6
Junin Lago	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Malpaso	23.2	23.7	28.5	23.2	14.8	15.6	15.9	13.8	11.5	10.1	12.1	17.2	23.4	25.3	28.9	21.8	13.9	9.9	11.1	12.9	10.3	12.5	14.3	16.0
Oroya	5.7	5.4	6.0	5.1	5.3	5.2	6.1	6.3	5.7	5.5	5.1	5.3	5.4	5.4	5.9	5.1	4.3	4.3	5.8	6.2	6.0	4.7	4.9	4.8
LagunasEP Em	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mantaro	472.2	388.1	474.9	446.1	443.9	435.4	433.6	375.7	380.9	390.8	370.0	391.2	252.1	240.6	203.7	188.1	248.7	294.4	333.9	356.3	346.9	411.4	370.1	360.6
Arcata Em	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Arcata	2.8	3.0	3.0	2.3	1.9	3.2	3.5	3.3	3.2	2.7	1.6	1.4	3.2	3.0	3.3	2.9	2.6	3.3	3.5	3.3	3.1	2.7	2.4	1.7
Restitucion	151.9	130.5	154.2	130.5	146.9	143.9	145.8	126.3	105.5	97.8	85.0	131.6	84.3	79.1	68.4	62.2	83.5	99.0	112.3	119.8	106.4	98.8	87.2	121.2
Callahuanca4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Rajucolla Em	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
La Joya	6.2	5.8	6.0	5.9	6.3	6.6	6.9	7.0	6.8	6.2	5.6	5.7	6.2	5.8	6.4	6.0	6.8	6.8	7.0	6.8	6.2	5.1	5.0	5.7
Platanal	141.1	137.3	156.6	142.7	109.3	88.3	77.0	75.6	55.1	52.3	77.1	117.4	142.8	139.3	157.9	141.4	108.8	80.5	78.9	76.3	57.3	56.9	76.3	114.9
Paucar Em	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GCiego	10.9	13.1	15.4	14.3	12.2	11.8	11.3	11.4	9.2	7.8	8.6	10.9	11.5	13.3	14.7	13.6	12.2	10.4	12.5	11.2	9.2	9.7	10.1	10.7
LA Aricola	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Caña Brava	3.7	3.6	4.1	3.9	4.0	3.3	2.2	1.4	1.9	3.2	3.5	3.6	3.7	3.7	4.1	3.9	4.0	3.2	2.2	1.4	1.8	3.2	3.4	3.7
Cheves	100.2	99.3	117.2	99.3	70.8	50.2	44.6	41.7	43.6	55.8	67.0	78.8	100.0	101.6	117.2	99.1	71.6	50.7	45.1	42.1	43.4	56.3	66.5	78.1
Corani Em	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Roncador	2.6	2.3	2.6	2.5	2.6	2.5	2.6	2.6	2.5	2.6	2.5	2.6	2.6	2.4	2.6	2.5	2.6	2.5	2.6	2.6	2.5	2.6	2.5	2.6
StaCruz1	4.2	3.9	4.3	4.0	3.2	2.7	2.4	2.4	2.2	2.8	3.5	3.9	4.2	4.0	4.3	4.0	3.2	2.7	2.4	2.4	2.2	2.8	3.5	3.9
StaCruz2	4.3	4.1	4.5	4.2	3.2	2.7	2.5	2.5	2.3	2.8	3.6	4.0	4.3	4.2	4.5	4.1	3.2	2.7	2.5	2.5	2.3	2.8	3.6	4.0
Imperial	2.9	2.6	2.9	2.8	2.9	2.8	2.9	2.9	2.8	2.9	2.8	2.9	2.9	2.7	2.9	2.8	2.9	2.8	2.9	2.9	2.8	2.9	2.8	2.9
Pias1	9.3	8.4	9.3	9.0	9.3	9.0	9.3	9.3	9.0	9.3	9.0	9.3	9.3	8.6	9.3	9.0	9.3	9.0	9.3	9.0	9.3	9.0	9.3	9.0
Poehos Em	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Poehos1	7.2	7.0	7.8	7.5	7.9	7.7	7.7	7.7	7.1	6.9	6.3	6.0	7.3	8.0	7.7	7.9	7.6	7.8	7.5	6.9	6.8	6.5	6.0	6.0
Poehos2	5.1	5.9	6.1	5.6	6.2	5.5	5.3	5.1	4.3	3.6	3.2	3.3	4.6	5.7	6.3	5.5	5.7	5.8	5.5	4.8	4.1	3.3	3.2	3.2
Poehos Rgo1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Poehos Rgo2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Curumuy	3.1	2.8	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	3.1	2.9	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	3.					

Mes-Año	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16
Quitaraca	66.0	69.9	77.2	68.1	49.0	37.0	31.3	29.8	32.9	46.6	48.9	54.1	66.2	71.5	77.5	68.0	49.0	36.8	31.6	29.7	32.8	47.6	48.3	53.0
Caguila	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	369.2	349.3	386.5	348.0	289.5	216.0	206.6	207.5	184.4	201.1	206.9	304.9
LaVirgen	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.0	30.8	29.3	32.6	24.2	22.3	19.9	22.0	28.1	30.3	36.1
StaTeresa	68.6	61.4	68.1	66.9	61.3	42.3	35.7	31.1	30.7	41.5	54.6	68.0	68.6	62.8	68.1	66.9	61.0	41.8	35.4	30.9	30.5	69.3	67.2	69.1
Maranon	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Chaglla	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	93.4	117.4	122.3	232.9	300.1	336.4	332.5	309.7	342.5	310.7	239.4	155.0	128.9	116.6	122.2	234.7	298.7	335.1
41859	14.0	12.6	14.0	13.5	13.9	12.8	8.7	9.4	13.0	14.0	13.5	14.0	14.0	12.9	14.0	13.5	13.9	12.8	8.6	9.4	13.0	14.0	13.5	14.0
ElCarmen	6.2	5.6	6.2	6.0	5.8	4.0	2.5	2.7	3.9	5.6	6.0	6.2	6.2	5.7	6.2	6.0	5.8	4.0	2.5	2.7	3.9	5.6	6.0	6.2
RenovAnde	14.7	13.3	14.7	14.2	14.7	14.2	14.7	14.7	14.2	14.7	14.2	14.7	14.7	13.6	14.7	14.2	14.7	14.2	14.7	14.7	14.2	14.7	14.2	14.7
Runatullu3	14.5	13.1	14.5	14.1	13.7	9.1	8.9	7.7	10.2	13.7	13.5	13.9	14.5	13.4	14.5	14.1	13.7	9.1	9.0	7.8	10.2	13.7	13.5	13.9
Pucara	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tarucani	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NEsperanz	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.9	5.4	5.9	5.7	5.2	3.5	2.2	2.4	3.4	5.1	5.6	5.9
Runatullu2	12.9	11.7	12.9	12.5	11.1	7.0	6.9	5.9	7.9	11.2	11.4	11.9	12.9	11.9	12.9	12.5	11.1	7.0	7.0	5.9	7.8	11.2	11.4	11.9
Olmos1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BeloHorizo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Curibamba	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Rucuy	14.7	13.3	14.7	14.3	14.7	14.2	14.6	14.3	14.1	14.7	14.2	14.7	14.7	13.6	14.6	14.3	14.7	14.2	14.6	14.3	14.1	14.7	14.1	14.2
Chancay	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.1	14.0	13.6	14.1	13.7	14.1	14.1	13.1	14.1	13.7	14.1	13.7	14.1	14.0	13.6	14.1	13.7	14.1
Chancay2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.5	20.3	12.9	10.6	10.1	9.7	9.3	10.3	10.7	12.9

Tabla A5. Despacho con incorporación de geotermoelectrica - centrales RER.

Mes-Año	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	
Purmacan	1.0	0.9	1.0	0.9	1.0	0.9	1.0	1.0	0.9	1.0	0.9	1.0	1.0	0.9	1.0	0.9	1.0	0.9	1.0	1.0	0.9	1.0	0.9	1.0	
Huaycolor	2.4	2.2	2.4	2.3	2.4	2.3	2.4	2.4	2.3	2.4	2.3	2.4	2.4	2.2	2.4	2.3	2.4	2.3	2.4	2.4	2.4	2.3	2.4	2.3	2.4
Huasahuas	4.1	3.7	4.1	4.0	4.1	4.0	4.1	4.1	4.0	4.1	4.0	4.1	4.1	3.8	4.1	4.0	4.1	4.0	4.1	4.1	4.0	4.1	4.0	4.1	
Huasahuas	4.2	3.8	4.2	4.1	4.2	4.1	4.2	4.1	4.2	4.1	4.2	4.1	4.2	4.2	3.9	4.2	4.1	4.2	4.1	4.2	4.2	4.1	4.2	4.1	4.2
Talara_E	10.3	9.3	10.3	9.9	10.3	9.9	10.3	10.3	9.9	10.3	9.9	10.3	10.3	9.5	10.3	9.9	10.3	9.9	10.3	10.3	10.3	9.9	10.3	9.9	10.3
Cupisnique	25.6	23.1	25.6	24.8	25.6	24.8	25.6	25.6	24.8	25.6	24.8	25.6	25.6	23.6	25.6	24.8	25.6	24.8	25.6	25.6	24.8	25.6	24.8	25.6	
Shima_H	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Marcona_f	12.6	11.4	12.6	12.2	12.6	12.2	12.6	12.6	12.2	12.6	12.2	12.6	12.6	11.6	12.6	12.2	12.6	12.2	12.6	12.6	12.2	12.6	12.2	12.6	
Yanapamp	2.4	2.1	2.4	2.3	2.4	2.3	2.4	2.4	2.3	2.4	2.3	2.4	2.4	2.2	2.4	2.3	2.4	2.3	2.4	2.4	2.3	2.4	2.3	2.4	
Panameric	5.5	4.8	5.0	5.1	4.7	4.6	4.9	4.7	4.8	5.2	5.2	5.6	5.5	5.0	5.0	5.1	4.7	4.6	4.9	4.7	4.8	5.2	5.2	5.6	
Majes_S	4.2	3.7	4.1	3.5	3.5	3.3	3.6	3.5	3.3	3.8	4.0	4.2	4.2	3.8	4.1	3.5	3.5	3.3	3.6	3.5	3.3	3.8	4.0	4.2	
Reparticio	4.3	3.8	3.9	3.6	3.3	3.2	3.4	3.3	3.4	3.9	4.1	4.4	4.3	4.0	3.9	3.6	3.3	3.2	3.4	3.3	3.4	3.9	4.1	4.4	
Tacna_S	5.2	4.6	4.7	4.7	4.7	4.3	4.5	4.4	4.2	4.7	4.6	5.2	5.2	4.7	4.7	4.7	4.7	4.3	4.5	4.4	4.2	4.7	4.6	5.2	
Huatzrok1	6.2	5.6	6.2	6.0	6.2	6.0	6.2	6.2	6.0	6.2	6.0	6.2	6.2	5.7	6.2	6.0	6.2	6.0	6.2	6.2	6.0	6.2	6.0	6.2	
Canchaylc	2.1	1.9	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	
Moquegua	4.4	3.8	4.2	4.3	4.3	4.2	4.4	4.3	4.1	4.3	4.2	4.4	4.4	4.0	4.2	4.3	4.3	4.2	4.4	4.3	4.1	4.3	4.2	4.4	
TresHmna	35.3	31.9	35.3	34.2	35.3	34.2	35.3	35.3	34.2	35.3	34.2	35.3	35.3	32.6	35.3	34.2	35.3	34.2	35.3	35.3	34.2	35.3	34.2	35.3	
LaGringaV	1.2	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	
Manta_H	10.8	9.8	10.8	10.5	10.8	10.5	10.8	10.8	10.5	10.8	10.5	10.8	10.8	10.0	10.8	10.5	10.8	10.5	10.8	10.8	10.5	10.8	10.5	10.8	
Carpapata	7.6	6.9	7.6	7.4	7.6	7.4	7.6	7.6	7.4	7.6	7.4	7.6	7.6	7.0	7.6	7.4	7.6	7.4	7.6	7.6	7.4	7.6	7.4	7.6	
BaniosV_H	5.1	4.6	5.1	5.0	5.1	5.0	5.1	5.1	5.0	5.1	5.0	5.1	5.1	4.7	5.1	5.0	5.1	5.0	5.1	5.1	5.0	5.1	5.0	5.1	
Tingo_H	3.9	3.5	3.9	3.8	3.9	3.8	3.9	3.9	3.8	3.9	3.8	3.9	3.9	3.6	3.9	3.8	3.9	3.8	3.9	3.9	3.8	3.9	3.8	3.9	
SanMarcos	5.3	4.8	5.3	5.1	5.3	5.1	5.3	5.3	5.1	5.3	5.1	5.3	5.3	4.9	5.3	5.1	5.3	5.1	5.3	5.3	5.1	5.3	5.1	5.3	
Cola1_H	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	4.6	4.5	4.6	4.5	4.6	4.6	4.3	4.6	4.5	4.6	4.5	4.6	4.6	4.5	4.6	4.5	4.6	
LasCruces	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Zanha_H	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.8	6.6	6.8	6.8	6.3	6.8	6.6	6.8	6.6	6.8	6.8	6.6	6.8	6.6	6.8	
Macon_H	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.1	5.1	5.0	5.1	5.0	5.1	5.1	4.7	5.1	5.0	5.1	5.0	5.1	5.1	5.0	5.1	5.0	5.1	
Potrero_H	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.2	9.9	10.2	
Pelagatos	9.8	8.8	9.8	9.4	9.8	9.4	9.8	9.8	9.4	9.8	9.4	9.8	9.8	9.0	9.8	9.4	9.8	9.4	9.8	9.8	9.4	9.8	9.4	9.8	
Muchcapa	5.1	4.6	5.1	4.9	5.1	4.9	5.1	5.1	4.9	5.1	4.9	5.1	5.1	4.7	5.1	4.9	5.1	4.9	5.1	5.1	4.9	5.1	4.9	5.1	
Vilcanota2	8.5	7.7	8.5	8.2	8.5	8.2	8.5	8.5	8.2	8.5	8.2	8.5	8.5	7.8	8.5	8.2	8.5	8.2	8.5	8.5	8.2	8.5	8.2	8.5	
Tulumayo1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.9	14.9	14.4	14.9	14.4	14.9	14.9	13.7	14.9	14.4	14.9	14.4	14.9	14.9	14.4	14.9	14.4	14.9	
Tulumayo\	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.2	24.2	23.4	24.2	23.4	24.2	24.2	22.3	24.2	23.4	24.2	23.4	24.2	24.2	23.4	24.2	23.4	24.2	
Geotermic	74.4	67.2	74.4	72.0	74.4	72.0	74.4	74.4	72.0	74.4	72.0	74.4	74.4	68.7	74.4	72.0	74.4	72.0	74.4	74.4	72.0	74.4	72.0	74.4	

ANEXO B

ESTRUCTURA DE COSTOS DE LA CENTRAL GEOTERMOELÉCTRICA CALIENTES

En el presente anexo se expone las componentes que conforman el denominado costo monómico, según lo indicado en el numeral 4.5.1 “Determinación del costo monómico de la central geotermoeléctrica”. En las tablas siguientes, se usará como leyenda de colores, la siguiente:

	Datos de entrada
	Resultados de Formulas

En la Tabla B.1 se muestra los costos generales del proyecto geo-termoeléctrico Calientes, tomando como referencia aspectos especificados en la normativa vigente y las características particulares del proyecto.

Tabla B1. Premisas Generales y Aspectos Administrativos

PREMISAS GENERALES			
Ítem	Concepto	Magnitud	Unidades
1	Capacidad Instalada	100.00	MW
2	Número de Pozos exploratorios	3	
3	Número de Pozos de producción	17	
4	Número de Pozos de inyección	9	
5	Área de estudio (autorización geotérmica)		
5.1	No. áreas del proyecto	4.00	
5.2	Dimensión por área (máxima)	1,000.00	Ha
5.3	Área total del estudio	4,000.00	Ha
6	Área de ejecución de obras (concesión geotérmica)		
6.1	Terreno ocupado por MW <01. - 03>	0.20	Ha/MW
6.2	Terreno total ocupado	20.00	Ha
7	Profundidad de pozos	1,500.00	m
8	Unidad Impositiva Tributaria	3,600.00	S/.
9	Tipo de Cambio	2.60	S./USD
ASPECTOS ADMINISTRATIVOS			
10	Garantía solicitud de autorización geotérmica ⁽¹⁾	5%	% del ppto.
11	Garantía solicitud de concesión geotérmica ⁽²⁾	1%	% del ppto.
12	Garantía solicitud de concesión definitiva ⁽³⁾	1%	% del ppto.

(1) Definido según el numeral 17.2 del Art. 17 del D.S. 019-2010-EM

(2) Según el numeral 21.12 del Art. 21 del D.S. 019-2010-EM

(3) Según el 2do párrafo del Art. 37 del D.S. 009-93-EM

Fuente. Elaboración propia.

Como parte principal de los costos fijos, se tienen los costos de inversión, cuyo detalle se muestra en la Tabla B2, indicando las referencias que se han tomado para su evaluación.

Tabla B2. Costos de Inversión

Concepto	Unidad	Monto (MM \$ USD)	
1. COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN			
1.1 Permisos, estudios de mercado	USD M*	0.65	(*)
1.2 Exploracion	USD M	3.00	(*)
1.3 Perforacion de prueba, analisis, evaluacion	USD M	18.00	(*)
1.4 Pre Factibilidad y Factibilidad	USD M	10.00	(*)
Sub total	USD M	31.65	
2. COSTOS DE CONSTRUCCIÓN			
2.1 Costos de capital planta	USD/kW	1,500.00	
	USD M	150.00	(*)
2.2 Costos de Campo de Vapor	USD/kW	320.00	(*)
	USD M	32.00	
2.3 Línea de Transmisión (65 km)	USD M	16.25	
2.4 Conexión a la red	USD M	2.00	
	USD M	18.25	
Sub total	USD M	200.25	
3. COSTOS DE PERFORACIÓN			
3.1 Plataforma	USD M	2.00	
3.2 Costo por pozo	USD M por pozo	3.50	
3.3 Pozos de producción	No.	17.00	(**)
	USD M	59.50	
3.4 Costo por pozo	USD M por pozo	3.50	
3.5 Pozos de inyección	No.	9.00	(**)
	USD M	31.50	
Sub total	USD M	93.00	
4. COSTOS DE DESARROLLO			
4.1 Legal	USD M	0.30	
4.2 Ingeniería	USD M	0.50	
4.3 Gastos Pre operativos, ajustes y adecuaci	USD M	5.00	
Sub total	USD M	5.80	
COSTO TOTAL DE INVERSIÓN	USD M	330.70	
	USD/kW	3,307.03	

(*) Tomado del Geothermal Handbook. Table 1.6, pag. 41

(**) Tomado del Estudio de PF Calientes. Pag.40

Fuente. Elaboración propia.

En las Tablas B3 y B4, se muestra el detalle de lo relativo al rubro de permisos para la concesión temporal y definitiva, los cuales forman parte de los costos de

implementación, presentados en la Tabla B2. El detalle mostrado corresponde a referencias establecidas por la normativa vigente y entrevistas realizadas a funcionarios del sector eléctrico.

Tabla B3. Costos asociados a los Derechos Geotérmicos

1.1 PERMISOS			
	USD M* / unid	Unidad	USD M*
1. AUTORIZACIÓN GEOTÉRMICA			
1.1 Solicitud de autorización geotérmica	0.03	4.00	0.12
1.3 Derecho de Vigencia	0.08	1.00	0.08
2. CONCESIÓN GEOTÉRMICA			
2.1 Solicitud de concesión geotérmica	0.05	4.00	0.2
3. CONCESIÓN DEFINITIVA GENERACIÓN RER			
3.1 Solicitud de concesión definitiva	0.05	1.00	0.05
4. CONCESIÓN DEFINITIVA TRANSMISIÓN			
4.1 Solicitud de concesión definitiva	0.05	1.00	0.05
5. ASESORÍA TÉCNICA-LEGAL	0.10	1.00	0.1
6. OTROS	0.05	1.00	0.05
Sub-total			0.65
(*) M: Millones			

Fuente. Elaboración propia.

El derecho de vigencia incluido en el ítem 1.3 de la Tabla B3, en lo relativo a los estudios de la concesión temporal, se detallan en la tabla B4.

Tabla B4. Costos asociados a los Derechos de Vigencia

1.3 DERECHO DE VIGENCIA (Concesión temporal)		
DERECHO DE VIGENCIA (AUTORIZACIÓN) *	S/.	USD
Año 1 (0,001 UIT por Ha)	14,400.00	5,538.46
Año 2 (0,002 UIT por Ha)	28,800.00	11,076.92
Año 3 (0,003 UIT por Ha)	43,200.00	16,615.38
Año 4 (0,004 UIT por Ha)	57,600.00	22,153.85
Año 5 (0,005 UIT por Ha)	72,000.00	27,692.31
Total	216,000.00	83,076.92
(*) Valores calculados según el Art. 62 del Decreto Supremo No. 019-2010-EM		

Fuente. Elaboración propia.

En la Tabla B5 se muestra el detalle de los costos de operación y mantenimiento de la central geotermoeléctrica Caliente, los cuales están en relación con costos fijos típicos y costos variables en función de la capacidad de la central y su factor de planta.

Tabla B5. Costos de Operación y Mantenimiento

COSTOS DE O&M			Factor de potencia	%	90%
TIPO DE COSTOS			Capacidad Instalada	MW	100
			Producción	kW.h	788,400,000
	Costos Fijos			USD/año	
	Mano de obra	USD/año	USD/kW		35 (*)
Costos Variables			USD/año		1,576,800
			USD/MW.h		2.000 (*)
Costo Total de O&M			USD/año		5,076,800
			USD/kW.h		0.006
			USD/kW		50.77

(*) : Tomado de Tabla 1.8 el Geothermal Handbook del ESMAP

Fuente. Elaboración propia.

Finalmente, los costos fijos y variables antes determinados, se proyectan (anualizan) a lo largo del periodo de veinte años, usando la ecuación:

$$\frac{(C_{fijo_{anual}} + C_{variable_{anual}})}{(1 + r)^t}$$

La ecuación antes citada, forma parte de la ecuación 4.1, incluida en el numeral 4.5.1; los valores calculados para cada uno de los años considerados en el periodo de veinte (20) en el cual se proyecta recuperar la inversión, incurrida por la construcción de la planta, se muestran en la Tabla B6.

Tabla B6. Anualización de los Costos Fijos y Variables

Año t	Cfijo A	Cvariable B	Suma (Cfijo+Cvar) $(A+B)/(1+r)^t$	Eanual C	Suma (Eanual) $C/(1+r)^t$
1	3,500,000	1,576,800	4,532,857	788,400	703,929
2	3,500,000	1,576,800	4,047,194	788,400	628,508
3	3,500,000	1,576,800	3,613,566	788,400	561,168
4	3,500,000	1,576,800	3,226,398	788,400	501,042
5	3,500,000	1,576,800	2,880,713	788,400	447,359
6	3,500,000	1,576,800	2,572,065	788,400	399,428
7	3,500,000	1,576,800	2,296,486	788,400	356,632
8	3,500,000	1,576,800	2,050,434	788,400	318,422
9	3,500,000	1,576,800	1,830,745	788,400	284,305
10	3,500,000	1,576,800	1,634,594	788,400	253,844
11	3,500,000	1,576,800	1,459,459	788,400	226,646
12	3,500,000	1,576,800	1,303,088	788,400	202,363
13	3,500,000	1,576,800	1,163,472	788,400	180,681
14	3,500,000	1,576,800	1,038,814	788,400	161,322
15	3,500,000	1,576,800	927,512	788,400	144,038
16	3,500,000	1,576,800	828,136	788,400	128,605
17	3,500,000	1,576,800	739,407	788,400	114,826
18	3,500,000	1,576,800	660,185	788,400	102,523
19	3,500,000	1,576,800	589,451	788,400	91,539
20	3,500,000	1,576,800	526,295	788,400	81,731
			37,920,871		5,888,909

Fuente. Elaboración propia.

Finalmente, los costos anualizados obtenidos, la energía y considerando el periodo de 20 años, se reemplazan en la ecuación 4.1, incluida en el numeral 4.5.1, obteniéndose el costo monómico de la central geotermoeléctrica de Calientes.

Costo de inversión	330,703,077	USD
r	12%	
T	20	años
Energía anual	788,400	MW.h
Σ (Cfijo+Cvariable) anualizados	37,920,871	USD
Suma (Eanual)	5,888,909	MW.h
<hr/>		
Costo monómico	62.60	USD/MW.h
	6.26	cent. USD/kW.h

ANEXO C

RESULTADOS DE LAS SUBASTAS RER

La información presentada a continuación, se encuentra disponible en la página web de OSINERGMIN GART (www2.osinergmin.gob.pe)

Tecnología por recurso natural	1era Subasta			Promedio
	1era convocat.	2da convocat.	2da Subasta	
Biomasa				
Central Térmica Paramonga I (cogeneración)	52.00			
Central Térmica Huaycoloro	110.00			
Central Térmica Lambayeque		1.20		
Central Térmica La Gringa V			99.99	
Promedio	110.00		99.99	105.00
Eólica				
Central Eólica Marcona	65.52			
Central Eólica Talara	87.00			
Central Eólica Cupisnique	85.00			
Central Eólica Tres Hermanas			69.00	
Promedio	79.17		69.00	74.09
Solar				
Central Solar Panamericana Solar 20TS	215.00			
Central Solar Majes Solar 20T	222.50			
Central Solar Repartición 20T	223.00			
Central Solar Tacna Solar 20TS	225.00			
Central Solar Moquegua			119.90	
Promedio	221.38		119.90	170.64
Hidroeléctrica				
Central Hidroeléctrica Santa Cruz II	55.00			
Central Hidroeléctrica Santa Cruz I	55.00			
Central Hidroeléctrica Nuevo Imperial	55.99			
Central Hidroeléctrica Yanapampa	56.00			
Central Hidroeléctrica Huasahuasi II	57.00			
Central Hidroeléctrica Huasahuasi I	58.00			
Central Hidroeléctrica Chancay	58.50			
Central Hidroeléctrica Poechos 2	59.50			
Central Hidroeléctrica Roncador	59.85			
Central Hidroeléctrica La Joya	59.95			
Central Hidroeléctrica Angel I	59.97			
Central Hidroeléctrica Angel II	59.98			
Central Hidroeléctrica Angel III	59.99			
Central Hidroeléctrica Purmacana	60.00			
Central Hidroeléctrica Shima	64.00			
Central Hidroeléctrica Carhuaquero IV	70.00			
Central Hidroeléctrica Caña Brava	70.00			
Central Hidroeléctrica Pátapo 1		0.70		
Central Hidroeléctrica Las Pizarras		64.00		
Central Hidroeléctrica Canchayllo			47.40	
Central Hidroeléctrica Huatziroki I			47.60	
Central Hidroeléctrica Manta			52.00	
Central Hidroeléctrica RenovAndes H1			53.89	
Central Hidroeléctrica 8 de Agosto			53.90	
Central Hidroeléctrica El Carmen			55.90	
Central Hidroeléctrica Runatullo III			56.45	
Promedio	59.93		52.45	56.19

Tercera Subasta - 2013

Tercera Subasta de Energía Renovables - Precio Monómico Ofertado (US\$/MW.h)	
Tecnología por recurso natural	US\$/MW.h
Hidroeléctrica	
Central Hidroeléctrica Yarukaya	50.50
Central Hidroeléctrica Portero	51.77
Central Hidroeléctrica Hydrika 5	53.90
Central Hidroeléctrica Hydrika 3	53.90
Central Hidroeléctrica Hydrika 2	54.50
Central Hidroeléctrica Carhuac	54.80
Central Hidroeléctrica Nueva Espranza	54.87
Central Hidroeléctrica Hydrika 1	54.90
Central Hidroeléctrica Hydrika 4	55.50
Central Hidroeléctrica Runtalullo II	55.59
Central Hidroeléctrica Karpa	55.70
Central Hidroeléctrica Muchcapata	55.87
Central Hidroeléctrica Colca	56.89
Central Hidroeléctrica Zaña 1	57.50
Central Hidroeléctrica Chilcay	57.63
Central Hidroeléctrica Huasicancha	58.89
Central Hidroeléctrica Laguna Azul	62.00
Central Hidroeléctrica Chaupiyacu	63.88
Central Hidroeléctrica Santa Lorenza	84.80
Promedio	57.55

Fuente: Tercera Subasta suministro RER. Dic'12 de 2013

<http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>

ANEXO D

DESPACHO ECONOMICO DEL 13 Y 15 DE ENERO 2014

El despacho ejecutado del SEIN, se encuentra disponible en: www.coes.org.pe

lunes 13 de enero de 2014

HORA	ELECTROPERU					EDEGEL														HUANANCHOR
	MRO	RON	TUMB	ERG PH	EMERG M	HUIN	MAT	CALL	MOY	HPNI	CHMY	YANG	WESTI	TG8	UT15	UT16	TG3	TG4	TV	HUANANCHOR
00:30	516	160				206	133	76	63	31	75	43					91	91	114	18
01:00	516	161				130	133	76	62	31	75	43					90	90	114	18
01:30	517	158				91	133	76	62	31	75	42					91	91	114	18
02:00	517	164				118	133	76	65	31	76	42					91	91	115	18
02:30	517	154				128	133	76	65	31	76	42					91	91	115	19
03:00	517	173				96	133	76	63	31	76	43					91	91	115	19
03:30	516	172				131	133	76	62	31	77	43					91	91	114	19
04:00	517	168				110	133	76	66	31	76	42					91	90	115	19
04:30	517	162				79	133	76	63	31	76	42					91	91	115	19
05:00	517	162				98	133	76	66	31	76	42					91	90	115	19
05:30	516	172				95	133	76	64	31	77	42					91	91	115	18
06:00	517	164				74	133	76	63	31	76	42					90	90	115	19
06:30	517	159				61	133	76	63	31	75	42					91	91	114	19
07:00	517	165				139	133	76	66	31	76	42					91	91	115	18
07:30	517	161				98	133	76	65	31	76	42					91	90	115	18
08:00	517	159				117	133	76	64	31	76	42					91	91	115	18
08:30	517	159				146	133	76	64	31	75	42					108	108	121	18
09:00	517	161				121	133	76	68	31	76	42					139	139	146	18
09:30	517	162				172	134	76	69	31	76	42					126	126	134	18
10:00	622	200				116	133	76	67	29	76	42					126	126	136	18
10:30	625	192				126	133	76	68	31	75	42					126	126	135	18
11:00	626	186				137	133	76	66	23	75	42					126	125	136	18
11:30	625	197				149	133	76	67	23	76	42					125	125	135	18
12:00	625	199				94	133	76	66	22	75	42					133	133	140	18
12:30	624	202				175	133	76	66	21	77	42					133	134	139	18
13:00	624	200				195	133	76	68	22	77	42					134	134	140	18
13:30	625	204				147	133	76	67	22	76	42					133	133	140	18
14:00	625	209				132	133	76	62	26	77	42					134	134	139	18
14:30	623	197				173	133	76	57	26	76	42					133	131	136	18
15:00	625	199				179	133	76	59	26	76	42			47		133	134	140	18
15:30	625	201				173	133	76	63	26	76	42			47		133	133	140	19
16:00	625	203				175	133	76	64	26	76	42			47		133	133	140	18
16:30	623	197				130	133	76	61	26	76	42			47		134	134	140	19
17:00	624	199				112	133	76	61	26	76	42			47		134	134	140	18
17:30	624	199				95	133	76	68	26	76	42			47	31	133	133	141	18
18:00	624	197				95	131	76	65	26	76	42			47	45	121	122	136	18
18:30	625	198				118	133	76	71	29	76	42			34	34	104	104	119	19
19:00	625	194				165	133	76	71	24	75	42			29	31	145	141	146	19
19:30	625	201				192	133	76	71	24	76	42			35	36	140	140	145	19
20:00	625	201				190	133	76	71	24	76	42			34	34	140	140	145	19
20:30	625	198				152	133	76	66	24	76	42			33	32	140	140	145	19
21:00	624	201				195	133	76	64	25	76	42				33	140	140	144	19
21:30	623	199				153	133	76	64	26	76	42				31	140	140	144	19
22:00	625	198				123	133	76	66	26	76	42				32	140	140	144	19
22:30	624	200				132	133	76	67	31	76	42				33	121	120	132	19
23:00	566	202				138	133	76	65	31	76	42				31	92	91	114	18
23:30	505	154				199	133	76	55	31	75	42				30	92	91	115	19
00:00	505	149				103	133	76	67	31	76	42					91	91	114	19
EJEC	13812	4386	0	0	0	3235	3195	1827	1558	671	1823	1018	0	0	247	216	2768	2762	3099	444
PROG	13646	4530	0	0	0	3208	3147	1930	1586	724	1320	761	0	0	0	0	2543	2543	2873	428
DESV	167	-144	0	0	0	27	48	-103	-28	-54	503	257	0	0	247	216	225.1	220	225.7	15

SDF Energía	SN POWER							SHOUGESA				EEPSA				H. SANTA CRUZ	
	Yaupi	Malpaso	Oro/Pach	Cahua	Arcata	Pariac	Gallito	TV1	TV2	TV3	CUM	TG1	TG2	TGN4	TG5	STA. CRUZ 1-2	JASAHUASI
25	107	46	3	42	5	5	26							16	0	13	16
25	107	45	3	41	5	5	26							16	0	13	16
25	107	45	3	41	5	5	26							16	0	13	16
25	108	47	3	43	5	5	26							16	0	13	16
25	109	48	3	44	5	5	26							15	0	13	15
25	107	44	3	40	5	5	26							16	0	13	15
25	106	18	3	39	5	5	26							16	0	13	15
25	106	17	3	40	5	5	26							16	0	13	15
25	106	43	3	37	5	5	25							16	0	13	15
25	107	45	3	40	5	5	26							16	0	13	15
25	104	19	3	35	5	5	24							16	0	13	15
25	107	42	3	36	5	5	25							16	0	13	15
25	107	44	3	39	5	5	23							16	0	13	15
26	107	46	3	41	5	5	27							16	0	13	15
24	107	45	3	40	5	5	27							16	0	13	15
24	107	47	3	42	5	5	27							16	0	13	15

miércoles 15 de enero de 2014

HORA	ELECTROPERU					EDEGEL													HUANANCHOR	
	MRO	RON	TUMB	IERG PIU	EMERG M	HUIN	MAT	CALL	MOY	HPNI	CHMY	YANG	WESTI	TG8	UT15	UT16	TG3	TG4	TV	HUANANCHOR
00:30	621	199				75	100	65	66	30	76	42					91	91	114	19
01:00	613	195				37	100	65	64	30	75	42					92	91	114	18
01:30	622	205				28	94	65	66	30	75	42					91	91	114	18
02:00	622	197				39	94	65	66	30	75	42					92	91	114	19
02:30	623	198				36	100	65	66	31	76	42					91	91	115	18
03:00	610	193				39	100	65	64	31	76	42					91	92	115	18
03:30	617	197				27	101	65	65	31	75	42					92	92	114	18
04:00	599	193				20	100	65	61	31	73	42					91	91	114	18
04:30	601	196				30	101	65	61	31	75	42					91	91	115	18
05:00	596	194				25	100	65	61	31	75	42					90	90	114	18
05:30	598	187				37	131	65	62	31	75	42					92	92	115	18
06:00	603	192					132	65	62	31	74	42					91	91	115	18
06:30	598	197					132	65	56	31	75	42					91	91	115	18
07:00	604	188					133	65	59	29	75	42					91	91	113	18
07:30	612	194				36	133	76	63	29	75	42					91	91	115	18
08:00	611	190				74	133	65	65	25	75	42					127	128	132	18
08:30	625	203				120	133	65	66	27	76	42					141	140	145	18
09:00	614	193				100	133	76	63	31	76	42					140	140	145	18
09:30	618	196				105	132	76	64	27	75	42			47	39	139	139	145	18
10:00	617	195				110	131	76	66	27	75	42			48	47	140	139	144	18
10:30	617	200				116	131	76	67	23	76	42			48	46	140	140	145	18
11:00	616	191				171	131	76	65	23	74	42			48	46	140	139	145	18
11:30	618	191				189	131	76	66	23	74	42			48	47	140	140	145	18
12:00	605	187				103	131	76	64	23	74	42			48	46	140	140	145	18
12:30	614	195				197	131	76	65	23	75	42			48	46	140	139	145	18
13:00	624	198				214	131	76	66	29	75	42			33	33	140	139	145	18
13:30	628	195				243	131	76	66	29	75	42			36	34	139	139	144	18
14:00	631	204				229	131	76	66	29	75	42			36	37	140	140	145	18
14:30	629	199				212	131	76	66	29	75	42			48	46	140	139	145	18
15:00	607	191				124	131	76	62	26	75	42			47	45	140	140	145	18
15:30	612	197				128	131	76	63	24	75	42			48	46	140	140	144	18
16:00	612	196				112	131	76	63	24	74	42			48	46	140	140	145	18
16:30	605	195				105	130	72	62	24	75	42			48	46	139	139	145	18
17:00	609	194				148	131	76	63	24	75	42			48	46	140	140	146	19
17:30	578	180				235	131	76	66	24	76	42			33	34	140	140	145	18
18:00	542	171				85	130	76	60	24	74	42			27	23	139	140	145	19
18:30	602	202				153	130	76	68	31	76	42			31		107	107	124	19
19:00	628	198				215	130	76	71	24	75	42			33		131	131	136	19
19:30	628	199				202	131	76	71	24	75	42			33		140	140	146	19
20:00	628	202				182	131	76	71	24	75	42			33		139	140	145	18
20:30	627	201				147	130	76	70	30	75	42			30		140	139	144	19
21:00	627	203				180	130	76	64	30	75	42			30		140	140	145	18
21:30	627	201				194	120	76	63	30	75	42					140	140	143	18
22:00	626	195				108	120	76	62	30	75	42					140	140	144	18
22:30	627	197				152	113	76	65	30	75	42					120	120	133	18
23:00	633	202				78	126	76	61	30	74	42					91	91	114	18
23:30	547	175				123	129	76	62	31	73	42					91	91	113	18
00:00	548	173				153	129	76	63	31	74	42					91	91	114	18
EJEC	14658	4669	0	0	0	2718	2964	1736	1544	670	1798	1018	0	0	489	377	2883	2879	3174	439
PROG	14243	4680	0	0	0	3087	3147	1802	1586	667	1811	1022	0	0	333	2594	2594	2594	2931	428
DESV	416	-11	0	0	0	-369	-183	-65	-43	3	-13	-5	0	0	489	44	288.6	284	242.2	10

SDF Energía	SN POWER							SHOUGESA				EEPSA				H. SANTA CRUZ	
	OQUENDO	Yaupi	Malpaso	OroPach	Cahua	Arcata	Pariac	Gallito	TV1	TV2	TV3	CUM	TG1	TG2	TGN4	TG5	STA. CRUZ 1-2
	107	47	3	42	5	5	5	25						16	0	12	16
	106	45	3	40	5	5	5	25						16	0	12	16
	108	46	3	41	5	5	5	25						16	0	12	16
	107	48	3	43	5	5	5	26						16	0	12	16
	107	46	3	41	5	5	5	25						16	0	12	16
	105	43	3	38	5	5	5	24						16	0	12	16
	107	44	3	38	5	5	5	24						16	0	12	16
	106	41	3	35	5	5	5	23						16	0	12	16
	106	41	3	35	5	5	5	23						16	0	12	16
	105	40	3	34	5	5	5	23						16	0	12	16
	107	43	3	37	5	5	5	24						26	0	12	16
	106	44	3	37	5	5	5	24						31	0	12	16
	105	39	3	34	5	5	5	23						31	0	12	16
	106	44	3	39	5	5	5	24						30	0	12	16
	107	43	3	38	5	5	5	24						31	0	12	16
	107	46	3	40	5	5	5	25						31	0	12	16
	107	47	3	40	5	5	5	25						60	0	11	16
	106	44	3	38	5	5	5	24						60	0	11	16
	107	45	3	39	5	5	5	24						60	0	11	16
	106	44	3	39	5	5	5	24						60	0	11	16
	106	45	3	39	5	5	5	24						81	0	11	17
	106	45	3	39	5	5	5	24						81	0	11	17
	107	46	3	40	5	5	5	25						81	0	11	17
	106	42	3	37	5	5	5	24						81	0	11	18

	106	45	3	40	5	5	24							81	0	11	18
	107	47	3	41	5	5	25							81	0	11	18
	107	47	3	42	5	5	25							81	0	11	18
	108	48	3	43	5	5	25							81	0	11	18
	107	47	3	42	5	5	25							82	0	11	17
	107	42	3	37	5	5	23							82	0	11	17
	107	43	3	37	5	5	23							82	0	11	17
	107	43	3	37	5	5	23							82	0	11	17
	106	41	3	35	5	5	23							82	0	11	17
	107	43	3	37	5	5	23							82	0	11	17
	107	48	3	43	5	5	25							82	6.02	11	17
	105	40	3	34	5	5	22							16	123.7	11	17
	106	44	3	38	5	4	24							16	177	11	18
	107	47	3	42	5	4	24							16	178	11	20
	107	48	3	43	5	4	25							16	177	11	20
	106	47	3	42	5	4	25							16	178	11	20
	106	44	3	38	5	4	24							16	178	11	20
	106	45	3	39	5	4	24							16	181	11	20
	106	44	3	38	5	4	24							16	180	11	20
	106	42	3	37	5	5	23							16	182	11	19
	108	48	3	43	5	5	25							16	181	11	18
	105	40	3	35	5	5	22							16	182	11	18
	108	41	3	35	5	5	23							16	130	11	18
	109	43	3	37	5	5	23							16	0	11	17
0	2557	1061	71	931	111	110	576	0	0	0	0	0	0	1002	1027	270	412
0	2573	1062	72	942	116	113	672	0	0	0	0	0	0	632	0	307	456
0	-16	-1	-1	-10	-5	-2	-96	0	0	0	0	0	0	369	1027	-37	-44

EGESUR		ENERSUR															
ARICOTA	EPENDEN	YUNCAN	ILO TV1	ILO TV2	LO TV/LO TV4	ILO 2	CATKT	ILO TG1	ILO TG2	ILO2 RF TG1	ILO2 RF TG2	ILO2 RF TG3	CHILCA1	CHILCA2	CHILCA3	CHILCATV	
5		131				135							159	157	158	244	
5		131				132							149	149	152	253	
5		131			10	134							122	122	121	216	
5		131			7	133							111	110	110	195	
5		131			8	134							109	110	109	201	
5		131			9	136							105	106	106	201	
5		131			11	136							93	93	94	183	
5		131			17	132							109	108	108	194	
5		131			21	134							108	108	107	199	
5		131			37	133							120	120	119	210	
5		132			37	133							120	120	119	212	
5		132			38	131							119	120	119	212	
5		130			39	133							141	141	141	225	
4		131			39	132							156	156	156	249	
4	22	131			39	134							170	163	188	267	
4	22	131			27	134							167	162	184	270	
5	22	131			27	136							166	161	184	269	
6	19	132			26	133							165	163	165	254	
9	16	131			38	135							164	163	165	259	
10	16	131			39	131							164	162	165	255	
10	16	131			40	136							163	160	163	257	
10	17	131			39	129							165	161	165	257	
10	17	131			39	131							164	160	165	256	
10	16	131			40	132							164	160	164	256	
10	16	131			31	116							162	158	164	256	
12	17	131			22	86							162	158	165	254	
13	17	131			23	87							153	152	153	240	
13	17	131			21	98							153	153	153	241	
13	17	131			21	134							163	159	165	255	
13	16	132			20	133							158	158	157	249	
16	16	132			21	132							158	157	158	248	
23	17	131			20	133							156	156	156	248	
21	16	132			21	133							157	156	157	248	
27	17	131			21	132							157	157	157	249	
28	17	131			21	110							157	156	157	249	
28	17	131			20	86							156	156	155	249	
29	17	131			20	88							157	155	157	249	
28	16	131			21	98							157	156	156	250	
29	16	131			21	68							163	161	166	252	
29	17	131			21	69							165	160	183	267	
29	16	131			21	68							168	161	182	266	
29	17	131			21	67							168	161	180	265	
20	16	131			21	65							168	161	184	268	
13	17	131			21	83							168	162	186	269	
9	17	132			32	134							166	161	184	269	
6	17	130			39	133							171	163	187	270	
6		131			39	133							166	160	171	251	
6		131			40	133							169	163	186	269	
299	274	3149	0	0	603	0	2859	0	0	0	0	0	0	3625	3567	3723	5863
329	256	3144	0	0	654	0	3284.4	2.577	0	0	0	0	0	3619.6	3619.6	3220	3220
-30	18	4.895	0	0	-51	0	-425.66	-2.577	0	0	0	0	0	5.3893	-52.169	502.97	2642.7

ANEXO E

DEFINICIÓN DEL PERIODO PARA LAS SIMULACIONES DE DESPACHO ECONÓMICO

Para el periodo de simulación de la operación de la central geotermoeléctrica, se ha definido el escenario futuro de los años 2015 y 2016, ello basado en los siguientes criterios:

- I. Solo existe un cronograma de proyectos de generación que lograrían su ingreso en operación comercial, para los años 2014 a 2016. Esto es debido a que no existe un Planeamiento de la Generación, solo Planeamiento de la Transmisión, por lo tanto la oportunidad y ubicación de los proyectos de generación no se puede conocer con antelación, sino hasta el 2016.
- II. La evaluación costo - beneficio, es más consistente cuando se hace para las condiciones más desfavorables.
- III. Realizar simulaciones de despacho económico hacia escenarios futuros cada vez más lejanos, es más favorable para todo tipo de tecnología renovable, debido a la tendencia al alza de los combustibles fósiles.

Lo antes mencionado se basa en que, pese a la emergente tecnología del gas de esquisto¹¹², se estima que los precios del gas natural irán al alza en el futuro, ello debido a las razones¹¹³ que expone el Dr. Kent Moors¹¹⁴, cuya fundamentación se cita a continuación:

¹¹²En ingles *shale gas*; el gas de esquisto es gas natural derivado de una roca de grano fino conocida con el nombre de esquisto. El esquisto actúa como fuente, reserva y sello del gas natural. Descripción disponible en: <http://www.bnkpetroleum.com/es/responsabilidad/gas-de-esquisto-101>

¹¹³ Disponible en <http://moneymorning.com/2013/03/17/five-reasons-why-natural-gas-prices-will-continue-to-rise/>

¹¹⁴ Kent Moors es profesor en el Departamento de Ciencias Políticas y el Centro de Graduados de Ciencias Sociales y Política Pública en la Universidad de Duquesne (<http://www.duq.edu/>), donde también es erudito residente en el Instituto de la Energía y el Medio Ambiente. Es un experto reconocido internacionalmente en la política petrolera y de gas, finanzas y evaluación de riesgos; el Dr. Moors es también presidente de ASIDA, Inc, una firma global de consultoría de petróleo y

- En primer lugar, el uso industrial de amplia base finalmente ha regresado y ha superado los niveles pre-crisis. La más reciente y peor fue la de los años setenta.
- En segundo lugar, el gas natural es la sustitución directa del petróleo como un insumo para productos petroquímicos, como en la producción de plásticos, los fertilizantes y productos químicos. Este flujo está aumentando en realidad más rápido de lo que había previsto inicialmente.
- En tercer lugar, seguimos siendo testigos de un movimiento hacia el gas natural licuado (GNL) y el gas natural comprimido como combustible para vehículos (GNV). La transición sigue siendo principalmente notable en camiones de gama alta, autobuses y equipos, con énfasis en los vehículos particulares aún a la espera de la reducción de costes.
- El cuarto lugar, está el remplazo del carbón por el gas natural para la producción de electricidad, un desarrollo que ocurren con mayor rapidez que incluso las predicciones más optimistas. Los antecedentes de lo antes señalado son los siguientes:
 - En EEUU se retirará al menos 90 GW de capacidad para el año 2020, con un adicional de 20 a 30 GW probables por la imposición de normas de la EPA, para limitar la emisión de carbono, mercurio, óxidos de azufre y de nitrógeno. La mayor parte de esta capacidad está actualmente alimentada por carbón.
 - El año pasado, se estimó que por cada 10 GW producidos, se necesitarían mil millones de pies cúbicos de gas natural por día, que incluso estarían llegando a 1.2 mil millones. Si la mitad del reemplazo

esperado de carbón por el gas tuviera lugar, se consumiría hasta tres veces el volumen actual en reservas.

- Ciertamente, lo antes descrito en parte se verá compensado por el aumento de la producción de gas natural, pero los operadores (de hidrocarburos) han aprendido que la inundación del mercado no ayuda a ninguno de ellos. Esa es otra lección enseñada por la edad del gas de esquisto.
- Por último, tenemos el advenimiento de las exportaciones de GNL de los EEUU y Canadá. Esto no es probable que comience seriamente hasta finales de 2014, pero producirá una transformación del sector.

Por lo antes expuesto, se concluye que es conveniente hacer la simulación de la operación para los años 2015 y 2016, por ser un escenario futuro para el cual se cuenta con un plan de generación comprometido, definido y real, pudiendo proyectar a partir de ello, los beneficios para la zona sur, y la recuperación de la inversión que demandaría el proyecto.

ANEXO F

MODELAMIENTO DE LA CENTRAL GEOTERMOELÉCTRICA PROPUESTA POR EL ESTUDIO DE ESTUDIO DE PRE FACTIBILIDAD DEL CAMPO GEOTÉRMICO DE CALIENTES

En el presente anexo, se resume la forma en que fue determinado el potencial para la generación eléctrica, las características de la planta de generación, su sistema de extracción de vapor y el sistema de transmisión eléctrica a través del cual se conecta la central geotermoeléctrica de Calientes al SEIN.

DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL PARA EXPLOTACIÓN EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

La potencia de la central geotermoeléctrica de Calientes definida en el estudio de pre-factibilidad del Campo Geotérmico de Calientes¹¹⁵, hace uso también de la formulación expuesta en el numeral 2.2.1, según lo cual, el estudio estima los parámetros siguientes:

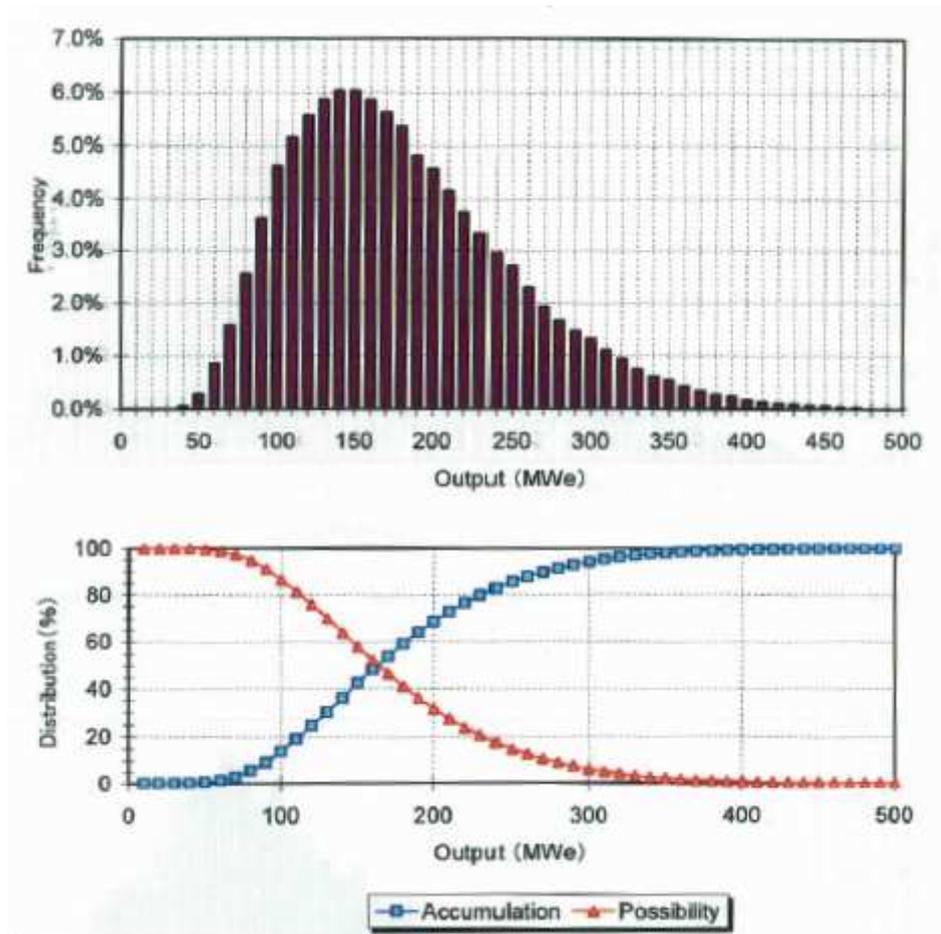
- Volumen del reservorio igual a 17,20 km³.
- Temperaturas del reservorio y de abandono del mismo, igual a 280 °C y 140°C respectivamente.
- Densidad de la roca más probable igual a 2500 kg/m³.
- Calor específico de la roca en el rango de 0.8 a 1.0 kJ/kg-°C
- Porosidad más probable de la roca: 10%.
- Densidad y calor específico del fluido de tablas de vapor
- Factor de recuperación 2,5 veces proporcional a la porosidad.
- Vida útil de la planta estimada en 30 años y el factor de planta de 85%.

¹¹⁵Estudio desarrollado por la firma consultora West Japan Engineering Consultants, Inc (West JEC), por encargo del Banco de Cooperación Internacional de Japón (JBIC). Marzo 2008.

Los parámetros antes citados, no son el resultado de estimar valores máximos y mínimos, los cuales son computados a través del análisis de Montecarlo, con el fin de tener los valores más probables, lo cual permite hacerla estimación de potencia, la cual está en un rango de 40 a 500 MW. Consecuentemente, la probabilidad evaluada para las potencias de 100 MW a 200 MW resulta mayor al 50%; para potencias menores a 70 MW o mayores a 350 MW, la probabilidad de ocurrencia es menor de 3% en ambos casos.

La probabilidad de ocurrencia del potencial geo-termoeléctrico de 100 MW es mayor al 80%, este valor indica que estadísticamente es apropiado establecer esta capacidad de planta para este proyecto, según se muestra en la Figura F1.

Figura F1. Distribución de probabilidad de potencial de generación eléctrica para el campo geo-térmico de Calientes, por aplicación del método Montecarlo.



Fuente. Estudio de Pre factibilidad de Camp Geotérmico de Calientes. Figura 4-43, página N°69.

Según el análisis mostrado en la Figura F1, el potencial más probable es de 150 MW, explotable por lo menos durante 30 años, pero con el objeto de minimizar el riesgo en la inversión, por las incertidumbres propias de los campos geotérmicos, expuestos en el numeral 2.2.1, se recomienda que el campo geo-térmico de Calientes, sea explotado inicialmente sólo para 100 MW. Asimismo, para la planta de energía eléctrica propiamente dicha, el estudio indica se contará con cuatro (4) unidades de 25 MW, haciendo el total de 100 MW.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA PLANTA DE GENERACIÓN

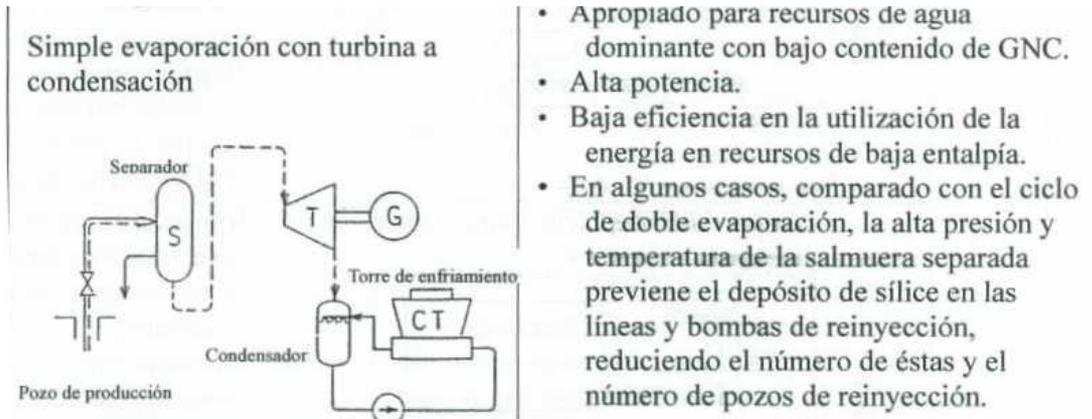
Según lo expuesto en el numeral 2.2.2 “esquema típico de una central geotermoeléctrica”, la central geotermoeléctrica se compone de un sistema de acarreo y reinyección de fluidos geotérmicos (gathering system) y la central de energía eléctrica propiamente dicha.

Entonces, en primer término las características del “sistema de acarreo y reinyección de fluidos geotérmicos” (SARFG) se determinan principalmente por los estudios geoquímicos, geofísicos e información meteorológica, sin embargo, debido a que no se han perforado aun pozos profundos que brinden una información más precisa, en el estudio de pre-factibilidad, se definió como tipo de SARFG, el correspondiente al denominado “ciclo a condensación de un solo paso de evaporación¹¹⁶”.

En el contexto termodinámico propiamente dicho, a la central geotermoeléctrica corresponde a un ciclo abierto tipo Rankine, según se muestra en la Figura F2, donde el vapor, después de pasar por la turbina ingresa a un condensador cambiando su fase a líquido, usándose luego para enfriamiento, y finalmente sus excesos son reinyectados al reservorio geotérmico, conformando un ciclo revolvente.

¹¹⁶ De las plantas geo-termoeléctricas, aparte de las de simple evaporación también las hay con turbinas de contrapresión, en tanto que las de doble evaporación las hay con turbinas a contrapresión y con turbinas a condensación, aparte de las plantas de ciclo binario simple, de dos fases, combinado e híbrido.

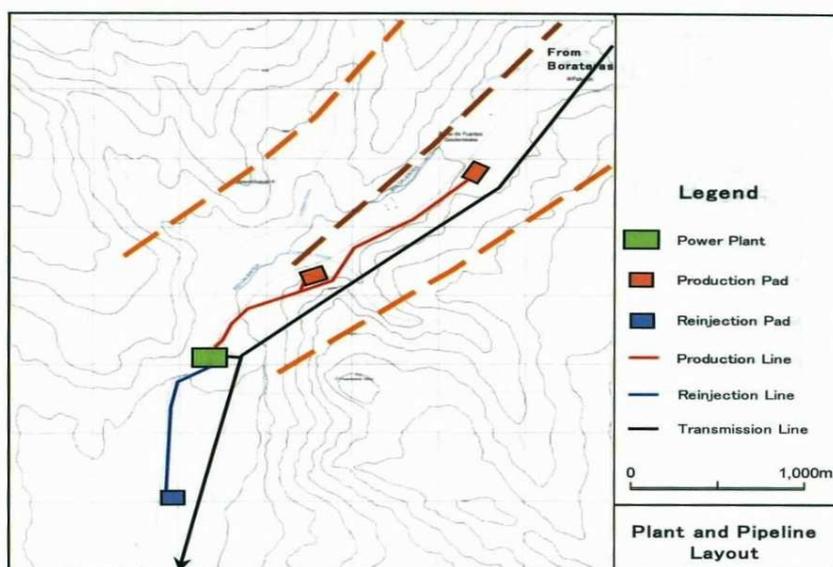
Figura F2. Central geotermoeléctrica con turbina de vapor de condensación



Fuente: Estudio Pre Factibilidad Campo Geotérmico Calientes. Perú. Fig. 3-5. Pag.83

La localización de la central geotermoeléctrica (*powerplant*) deberá tener en cuenta la cercanía a los pozos (*productionpad*), infraestructura existente, condiciones ambientales y, el área requerida por la planta eléctrica y su subestación. Además de lo antes indicado, son importantes de considerar, la forma y fallas activas del terreno, así como la dirección del viento para minimizar el efecto de la estela de gases emanados. En tanto que el condensador principal y el sistema de extracción de vapor pueden ubicarse al lado de la torre de enfriamiento. Lo antes expuesto puede apreciarse en la Figura F3.

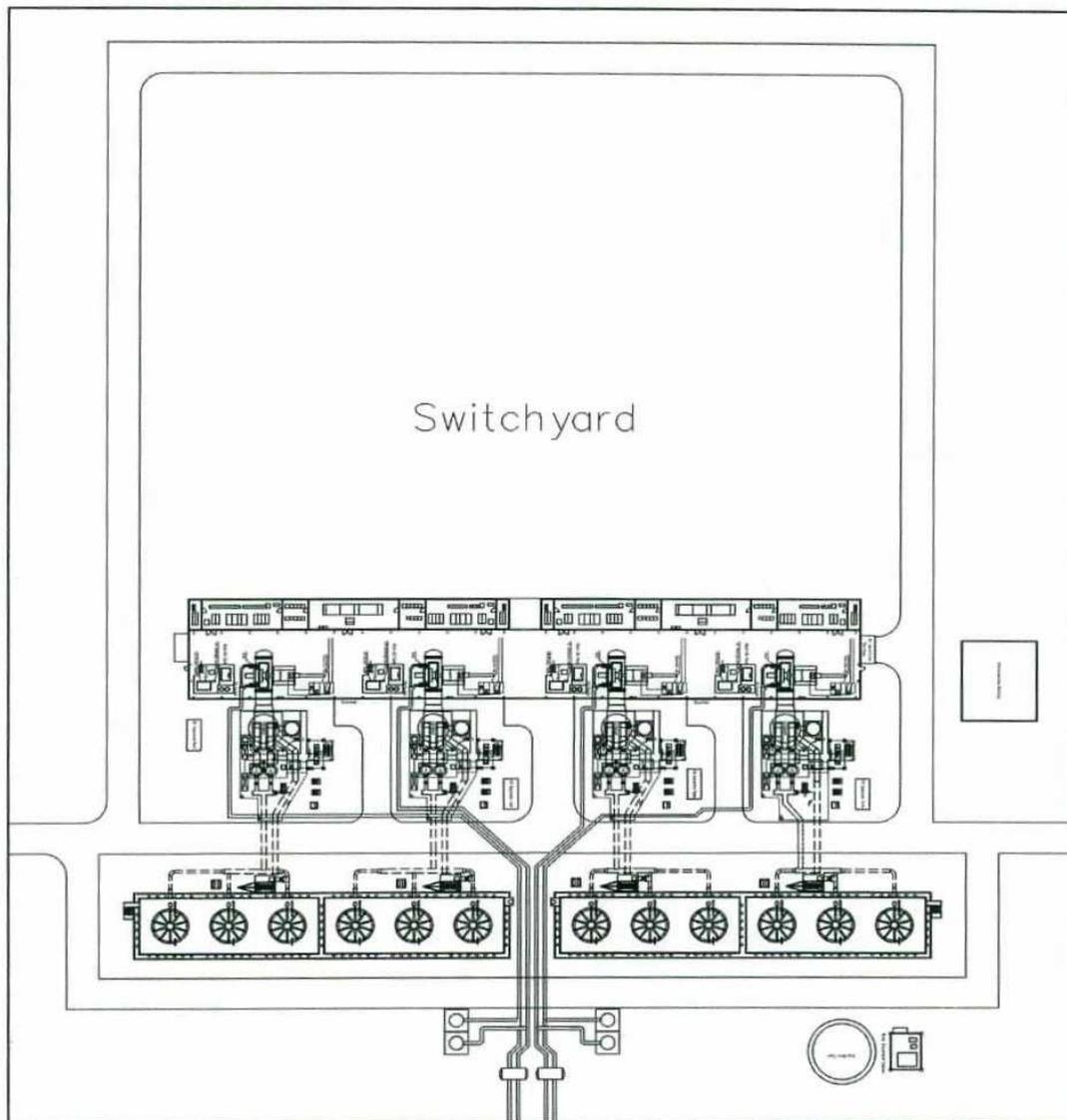
Figura F3. Distribución de instalaciones de vapor y fuerza.



Fuente. Estudio de Pre Factibilidad Campo Geotérmico de Calientes. Fig. 3-48. Pág.73

El área que ocuparía la planta sería de alrededor de 250 m x 250 m, donde se instalarían 4 turbinas de 25 MW c/u, que operarán a 4 bar (absolutos), 143.6 °C y a 3600 rpm, los equipos auxiliares, edificios y el patio de maniobras como puede verse en la Figura F4.

Figura F4. Distribución de planta de la central eléctrica

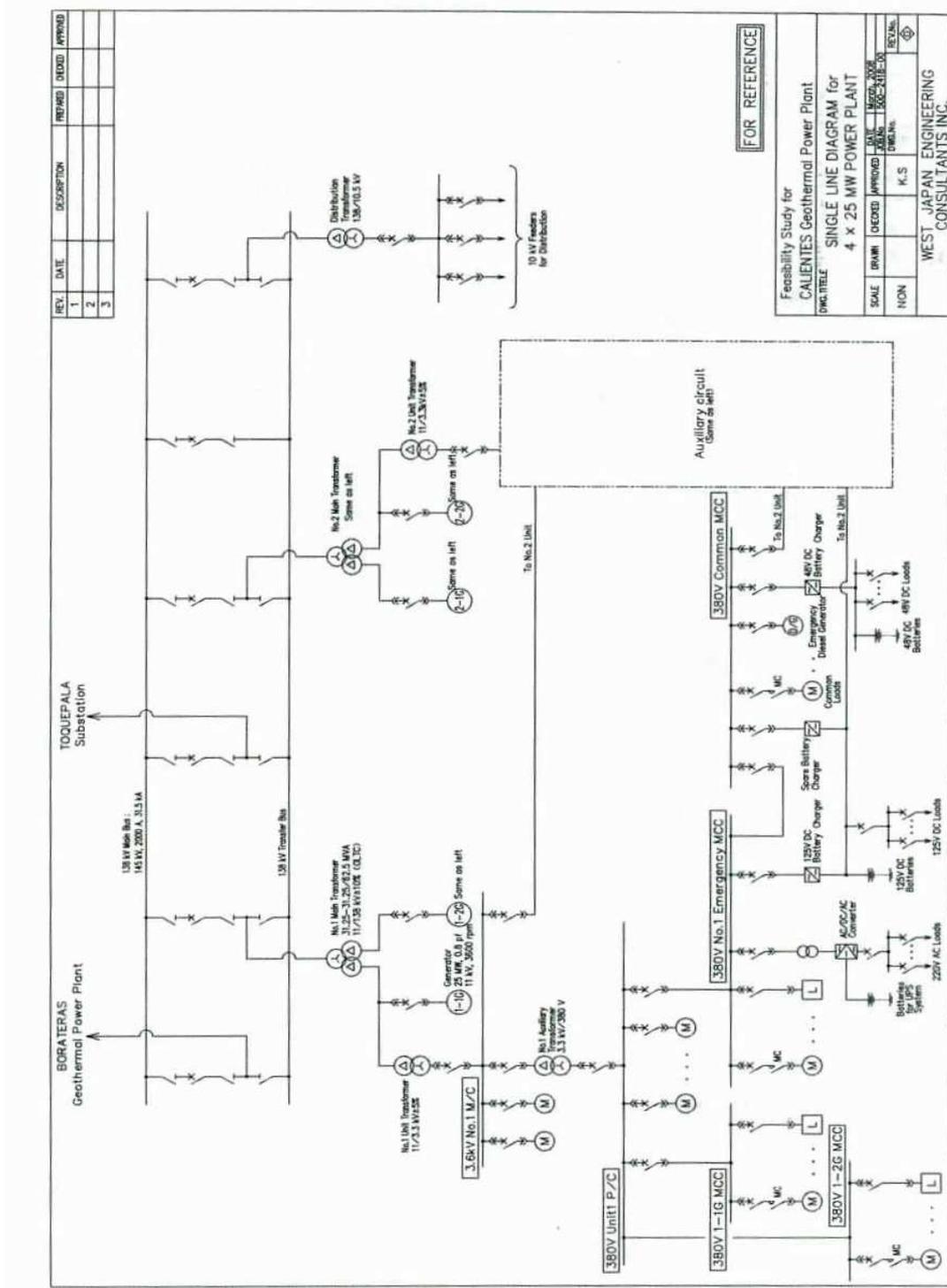


Fuente. Fuente. Estudio de Pre Factibilidad Campo Geotérmico de Calientes. Fig. 3-50 Pág.75

Los generadores serán síncronos trifásicos, totalmente sellado, enfriado por aire, de 25 MW cada uno, con una tensión de salida de 11 kV, 60 Hz de frecuencia, 3600 rpm, 0.8 de factor de potencia en atraso y sistema de excitación sin

escobillas. Los transformadores de potencia serán de 31.25 – 31.25/62.5 MVA, para una tensión de 11 kV / 138 kV +/- 10%. El Diagrama Unifilar de las instalaciones eléctricas antes mencionadas se muestra en la Figura F5.

Figura F5. Diagrama Unifilar de central eléctrica de Calientes



La central deberá cumplir con la normatividad relacionada con la preservación del ambiente en temas de ruido, tratamiento de las aguas, de residuos sólidos, tratamiento del H₂S, preservación de la flora y fauna.

MODELAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PARA LA CENTRAL GEOTERMOELÉCTRICA

El estudio de pre-factibilidad, señala en su numeral 3.3.1 "Instalación de las líneas de transmisión", que el lugar propuesto para la ubicación de la central geotermoeléctrica Calientes está ubicada al norte de la central hidroeléctrica Aricota 1, cuya línea de transmisión de 66 kV Aricota - Toquepala, no es suficiente para transmitir los 100 MW de la proyectados. Por otro lado la subestación Toquepala si es adecuada para recibir la energía eléctrica de la central geotermoeléctrica de Calientes. Sin embargo, como el Campo geotérmico de Borateras está ubicado al Este del campo de Calientes, el estudio de pre-factibilidad antes mencionado, propone la planificación de una línea de transmisión desde la central geotermoeléctrica de Borateras hasta la de Calientes (longitud aproximada de 35 km) y de allí otra línea de transmisión desde Calientes hasta la subestación de Toquepala (aproximadamente 65km) como se aprecia en la Figura F6. Según el estudio de pre-factibilidad, las principales características de la línea de transmisión serían las siguientes:

Código del conductor:	RAIL
Material:	Aluminio y acero reforzado (ACSR)
Tamaño:	954 kCM (483.4 mm ²)
Número de conductores:	1
Número de circuitos:	circuito simple
Capacidad:	Para el presente estudio se tomará una capacidad de 100 MW, por considerarse solo la central geotermoeléctrica de Calientes.
Longitud:	Aproximadamente 65 km, entre Calientes y Toquepala.
Voltaje de operación:	138 kV

ANEXO G

PROCEDIMIENTO RECURSIVO DE “PROGRAMACIÓN DINÁMICA ESTOCÁSTICA” (PDE)

El problema del despacho hidrotérmico en sistemas eléctricos multi-embalse, consiste en establecer una estrategia de operación óptima para el horizonte de estudio. Para explicar el principio de la PDE, se expondrá primero las características de la programación dinámica determinística (PDD), en la cual, la función objetivo, así como el conjunto de restricciones son expresiones lineales, lo cual constituye el caso más sencilla de “programación dinámica”. CAMAC expone sobre la PDD, en la cual con el objetivo de presentar los distintos elementos que se utilizarán en la formulación del problema (sistema), se establecen las siguientes definiciones:

- a. ESTADO: configuraciones que puede adoptar el sistema. Se representa por un vector de variables X . Este vector de variables lleva el registro de la situación en que está el sistema al momento de tomar la decisión.
- b. ESPACIO de ESTADO: es el conjunto de todos los estados posibles. Corresponde a todos los valores discretos del vector X .
- c. ETAPA: es la fase del problema que está asociada con el periodo de tiempo p , y se representa por t .
- d. DECISION: son las opciones adoptadas para completar las etapas. Se representa a través del vector de variables U . La secuencia de decisiones, una para cada etapa del proceso, se denomina POLITICA.
- e. COSTO DE LA ETAPA: representa la función objetivo, cuyo valor se debe minimizar para todo el período en estudio.

Bajo las definiciones antes expuestas, para un sistema dado, cuyo estado en un instante t está definido por un punto X_t , se definen las siguientes características:

- Evoluciona en el tiempo, es decir X_t varía en función de t .
- La evolución ocurre (o es observable) en etapas secuenciales, es decir, t solo adopta valores discretos. Por ello, se le denomina un proceso de decisión de T -etapas, donde el número total de etapas T es, en general, finito.
- El cambio de estado entre una etapa y la siguiente es consecuencia de la acción de un agente que controla al sistema (variable de decisión), el cual toma una decisión U_t , y de agentes externos no controlables, que realizan una acción Y_t . Estas decisiones están limitadas a un conjunto de valores posibles.
- El espacio de estado del sistema a fines de cada período depende sólo del estado al comienzo del período p y de las decisiones adoptadas durante dicho período.

$$X_t = f(X_{t-1}, U_t, Y_t)$$

- A cada estado inicial y decisión de operación está asociado un costo o beneficio C_t , el cual depende de la condición exterior Y_t durante el periodo.

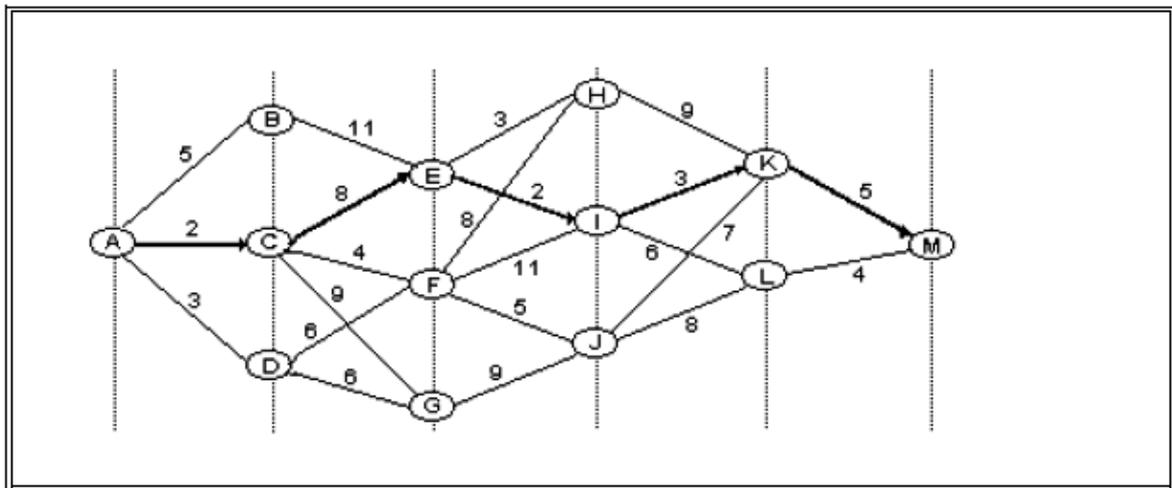
$$C_t = f\left(X_{t-1}, \frac{U_t}{Y_t}\right)$$

- Las condiciones iniciales y/o finales del sistema (estados X_{t-1} , X_t) pueden estar prefijadas a valores conocidos o ser libres.

$$\begin{aligned} X_{t-1} &= X_{t-1}^* \\ X_t &= X_t^* \end{aligned}$$

Para resolver un problema con las características mencionadas se utiliza un proceso de decisión de optimización de T-etapas. El "principio de optimalidad" de la programación dinámica dice: "Una política óptima tiene la propiedad de que, independientemente de las decisiones tomadas para llegar a un estado particular en una etapa particular, las decisiones restantes deben constituir una política óptima para abandonar ese estado". En otras palabras, la trayectoria óptima desde el punto de partida al punto final tiene la propiedad que para cualquier punto intermedio, la trayectoria debe ser aquella óptima desde el punto de partida hasta aquel punto intermedio. Lo antes expuesto se ilustra en la Figura G1.

Figura G1. Ejemplo de Programación Dinámica.



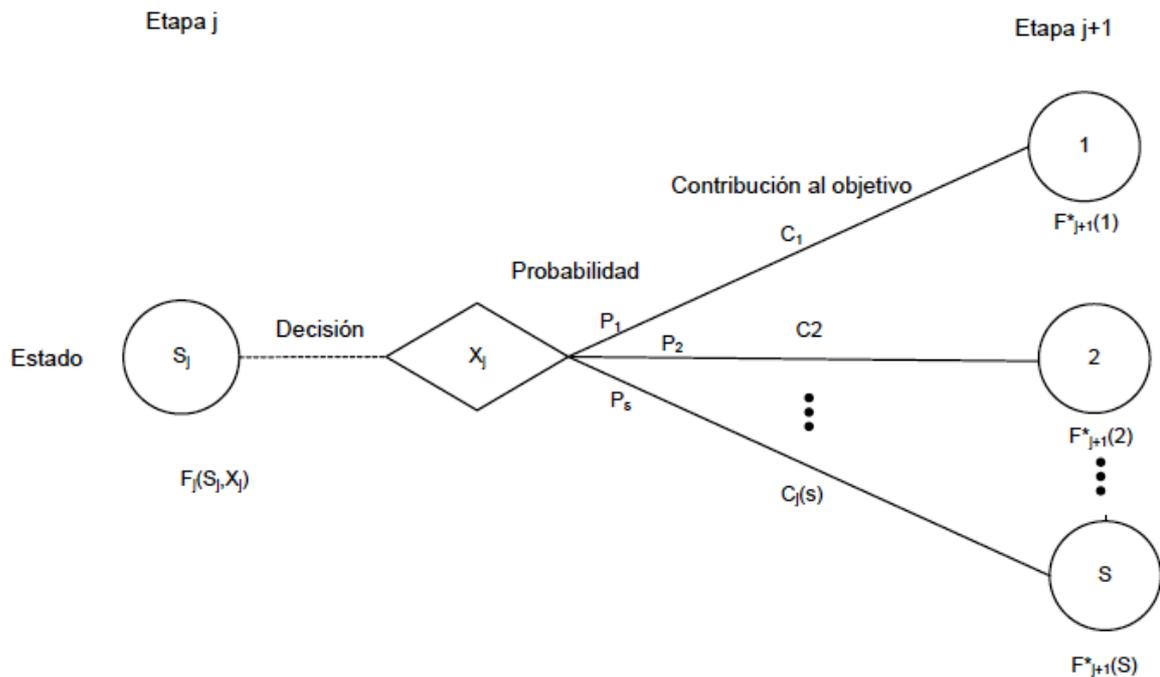
Fuente. CAMAC. Página 27.

Considerando lo antes expuesto, LLIVICHUZHCA explica que la programación dinámica probabilística o estocástica (PDE), difiere de la programación dinámica determinística en que el estado de la etapa siguiente no queda completamente determinado por el estado y la decisión de la política en el estado actual. En lugar de ello existe una distribución de probabilidad para lo que será el estado siguiente. Sin embargo, esta distribución de probabilidad todavía está completamente determinada por el estado y la decisión de la política del estado actual.

En la Figura G2 se describe diagramáticamente la estructura básica que resulta para la PDE, en donde N denota el número de estados posibles en la etapa j+1.

Cuando se desarrolla de esta forma para incluir todos los estados y decisiones posibles en todas las etapas, a veces recibe el nombre de árbol de decisión. Si el árbol de decisión no es demasiado grande, proporciona una manera útil de resumir las diversas posibilidades que pueden ocurrir.

Figura G2. Estructura básica de la programación dinámica estocástica.



Fuente. LLIVICHUZHCA, pagina 45.

Para los problemas de recursos hídricos por ejemplo, la incertidumbre hidrológica de caudales está explícitamente tomada en consideración en el modelo dePDE. Estos modelos incorporan las distribuciones discretas de probabilidad en el proceso de optimización, que describen el grado de incertidumbre de los sucesos futuros de los caudales y las correlaciones de los caudales en tiempo y espacio que puede estar presente entre las series de caudales de tiempo para diferentes embalses del mismo sistema de recursos hídricos.