

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



**TESIS PARA OPTAR EL TITULO DE INGENIERO EN
ENERGIA**
**“EFECTO DE LA INTERCONEXION REGIONAL PERU-
ECUADOR EN EL SISTEMA DE GENERACION DE
ENERGIA ELECTRICA DEL PERU”**

AUTORES :

Bach. ANDERSON ENRIQUE BRINGAS CABALLERO

Bach. DAVID JESUS RODRIGUEZ SORIA

ASESOR :

Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN

NUEVO CHIMBOTE, DICIEMBRE DEL 2019

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



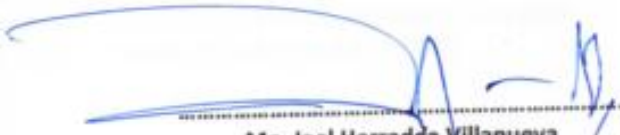
CARTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR
DE TESIS

Damos la conformidad del presente Informe, desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al Reglamento General para Obtener el Grado Académico de Bachiller y el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.N' 471-2002-CU-R-UNS); intitulado:


TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA

"EFECTO DE LA INTERCONEXION REGIONAL PERU-ECUADOR EN EL
SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL PERU"

TESISTAS:
BACHILLER ANDERSON ENRIQUE BRINGAS CABALLERO
BACHILLER DAVID JESUS RODRIGUEZ SORIA


.....
Mg. Joel Herradda Villanueva
PRESIDENTE


.....
M.Sc Cesar Luis López Aguilar
INTEGRANTE


.....
Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayan
INTEGRANTE

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

El presente Tesis para Título ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando encuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el título profesional en la universidad nacional del santa (R: D: N° 471-2002-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente:

**TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA**

**“EFECTO DE LA INTERCONEXION REGIONAL PERU-ECUADOR EN EL
SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL PERU”**

TESISTAS :
BACHILLER ANDERSON ENRIQUE BRINGAS CABALLERO
BACHILLER DAVID JESUS RODRIGUEZ SORIA

.....
Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayan
ASESOR



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección E.P. de Ingeniería en Energía

Teléfono: 310445 - Anexo 1035

Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad

ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los diecinueve días del mes de diciembre del año dos mil diecinueve, siendo las diez horas de la mañana, se instaló en el Auditorio de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 548-2019-UNS-CFI, integrado por los siguientes docentes:

- Mg. JOEL HERRADDA VILLANUEVA : PRESIDENTE
- M.Sc. JULIO HIPOLITO NESTOR ESCATE RAVELLO : SECRETARIO
- Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN : INTEGRANTE
- M.Sc. CESAR LUIS LOPEZ AGUILAR : ACCESITARIO

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "EFECTO DE LA INTERCONEXION REGIONAL PERU-ECUADOR EN EL SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL PERU", elaborada por el Bachiller de Ingeniería en Energía: ANDERSON ENRIQUE BRINGAS CABALLERO, con código de matrícula 201111014, teniendo como asesor al docente Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayán, designado con Resolución Decanal N° 257-2019-UNS-FI.

El Sr. Presidente informa a los integrantes que el M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello, no asistirá a la sustentación de tesis, debido a que tiene obligaciones como Director de Escuela, por lo tanto el M.Sc. Cesar Luis López Aguilar será el Secretario del Jurado Evaluador.

Terminada la sustentación, el bachiller respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, el contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
ANDERSON ENRIQUE BRINGAS CABALLERO	17	Muy Bueno

Siendo las doce del mediodía, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Joel Herradda Villanueva
PRESIDENTE


M.Sc. Cesar L. Lopez Aguilar
SECRETARIO


Mg. Robert F. Guevara Chinchayán
INTEGRANTE



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección E.P. de Ingeniería en Energía

Teléfono: 310445 - Anexo 1035

Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad

ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los diecinueve días del mes de diciembre del año dos mil diecinueve, siendo las diez horas de la mañana, se instaló en el Auditorio de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 548-2019-UNS-CFI, integrado por los siguientes docentes:

- Mg. JOEL HERRADDA VILLANUEVA : PRESIDENTE
- M.Sc. JULIO HIPOLITO NESTOR ESCATE RAVELLO : SECRETARIO
- Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN : INTEGRANTE
- M.Sc. CESAR LUIS LOPEZ AGUILAR : ACCESITARIO

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "EFECTO DE LA INTERCONEXION REGIONAL PERU-ECUADOR EN EL SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL PERU", elaborada por el Bachiller de Ingeniería en Energía: DAVID JESUS RODRIGUEZ SORIA, con código de matrícula: 200511012, teniendo como asesor al docente Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayán, designado con Resolución Decanal N° 257-2019-UNS-FI.

El Sr. Presidente informa a los integrantes que el M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello, no asistirá a la sustentación de tesis, debido a que tiene obligaciones como Director de Escuela, por lo tanto el M.Sc. Cesar Luis López Aguilar será el Secretario del Jurado Evaluador.

Terminada la sustentación, el bachiller respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, el contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
DAVID JESUS RODRIGUEZ SORIA	17	Muy Bueno

Siendo las doce del mediodía, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.

Mg. Joel Herradda Villanueva
PRESIDENTE

M.Sc. Cesar L. López Aguilar
SECRETARIO

Mg. Robert F. Guevara Chinchayán
INTEGRANTE

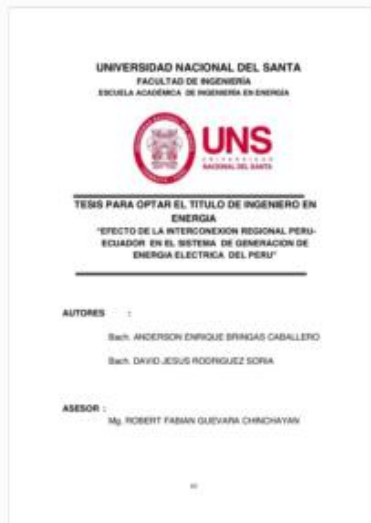


Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Anderson Bringas David Soria
Título del ejercicio: TESIS
Título de la entrega: TESIS
Nombre del archivo: INFORME_PARA_TURNITIN.docx
Tamaño del archivo: 5.28M
Total páginas: 113
Total de palabras: 27,051
Total de caracteres: 144,965
Fecha de entrega: 24-dic-2019 12:04a.m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega: 1238216034



DEDICATORIA

i

A mis queridos Padres
Por su amor, cariño y desvelos de siempre
y por enseñarme la ruta siempre
del trabajo y el estudio.

A Dios por su apoyo infinito y por ser nuestro guía
En nuestra carrera y por ser la luz en nuestra vida.

D.J.R.S

DEDICATORIA

A mis queridos Padres
Por su amor, cariño y desvelos de siempre
y por enseñarme la ruta siempre
del trabajo y el estudio.

Y para mi novia
Por su apoyo y gran amor.

A.E.B.C

RECONOCIMIENTO

Al Mg. Robert Guevara Chinchayan
Por sus consejos y enseñanzas
y su apoyo incondicional en la realización de esta tesis.

A todos los Profesores de la
EAP de Ingeniería en Energía
Por el apoyo desinteresado
Y sus enseñanzas durante
Nuestra vida universitaria.

Y para todos nuestros amigos
y colegas , por su amistad de toda la vida.

Atentamente,

D.J.R.S A.E.B.C.

.

INDICE

INDICE

RESUMEN

CAPITULO I: INTRODUCCION	1
1.1 Realidad Problemática	2
1.2 Antecedentes	3
1.3 Justificación	6
1.4 Hipótesis	8
1.5 Objetivos	9
CAPITULO II: MARCO TEORICO	10
2.1 Sistemas interconectados	11
2.2 Sistemas de generación de energía	20
2.3 Operación de los sistemas de generación	37
2.4 Modelamiento de sistemas eléctricos	48
CAPITULO III: MATERIALES Y METODO	50
3.1 Materiales	51
3.2 Método de Investigación	58
CAPITULO IV: CALCULOS Y RESULTADOS	63
4.1 Caracterización de la oferta de energía en el SNI	64
4.2 Caracterización de la oferta de energía en el SEIN-Perú	72
4.3 Balance comparativo Peru-Ecuador.	77
4.4 Simulaciones en el Power World	78
4.5 Discusión de resultados	89
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	92
Conclusiones	93
Recomendaciones	95
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	96
ANEXOS	104

FIGURAS

Figura N° 1 Zona Norte del SEIN cercana al Ecuador	16
Figura N° 2 Sistema Nacional Interconectado del Ecuador	18
Figura N° 3 Interconexión Regional Perú-Ecuador Actual	19
Figura N° 4 Esquema de un sistema eléctrico de potencia	20
Figura N° 5 Casa de Maquinas de Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair(Ecuador)	24
Figura N° 6 Curva de operación de una central hidroeléctrica	25
Figura N° 7 Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado de Kallpa (Perú)	29
Figura N° 8 Central Fotovoltaica Rubí de 144 MW (Perú)	31
Figura N° 9 Parque Eólico de Talara	32
Figura N° 10 Descomposición jerárquica temporal de un sistema hidrotermico	40
Figura N° 11 Incremento del costo de generación del sistema exportador	44
Figura N° 12 Efecto de la exportación con la integración spot	45
Figura N° 13 Entorno del Power World para modelizar SEP	49
Figura N° 14: CASO 1 Cobertura de la demanda zona norte con el SEIN.	82
Figura N° 15: CASO 2 SEIN –SIN operando en conjunto para cobertura de la zona norte del SEIN	83
Figura N° 16: CASO 3 Exportación de energía desde el SEIN Perú al SIN Ecuador	84
Figura N° 17: CASO 4 Reforzamiento de la LT Talara 220 – Zorritos 220. Exportación de energía desde el SEIN Perú al SIN Ecuador.	85
Figura N° 18: CASO 5 Reforzamiento de la LT Chiclayo 220 – Piura Oeste 220. Exportación de energía desde el SEIN Perú al SIN Ecuador.	86
Figura N° 19: CASO 6: Importación de energía desde el SIN Ecuador al SEIN Perú. Reforzamiento de la LT Chiclayo 220 – Piura Oeste 220 y Reforzamiento de la LT Talara 220 – Zorritos 220.	87
Figura N° 20: CASO 6: Importación de energía desde el SIN Ecuador al SEIN Perú. Reforzamiento de la LT Chiclayo 220 – Piura Oeste 220 y Reforzamiento de la LT Talara 220 – Zorritos 220.	88

CUADROS

Cuadro N°1 Centrales Hidroeléctricas conformantes del SEIN	51
Cuadro N° 2 Centrales Hidroeléctricas conformantes del SEIN	52
Cuadro N°3 Centrales Termoeléctricas Convencionales conformantes del SEIN	53
Cuadro N°4 Centrales de Generación RER conformantes del SEIN	54
Cuadro N°5 Potencia efectiva de las centrales de generación de energía en departamentos de Piura y Tumbes	54
Cuadro N°6 Maxima demanda en el SEIN desde al año 2,005 al año 2,019	55
Cuadro N° 7 Cargas especiales Zona Norte Piura-Tumbes	55
Cuadro N° 8 Centrales RER Ecuador SIN	55
Cuadro N° 9 Centrales Hidroeléctricas Ecuador SIN	56
Cuadro N° 10 Centrales Termoeléctricas Ecuador SIN	57
Cuadro N° 11 Evolución de la máxima demanda en Ecuador SIN	57
Cuadro N° 12 Evolución de la máxima demanda en Ecuador SIN	58
Cuadro N° 13 Determinación de Potencia efectiva firme hidroeléctrica en el SIN	65
Cuadro N° 14 Determinación de Potencia efectiva firme termoeléctrica en el SIN	66
Cuadro N° 15 Determinación de Potencia efectiva firme termoeléctrica en el SIN	72
Cuadro N° 16 Potencia firme Centrales Termoeléctricas SEIN-Perú	74
Cuadro N° 17 Potencia firme de Centrales RER Perú-SEIN	75
Cuadro N° 18 Orden de despacho de la generación en el SEIN	76
Cuadro N° 19 Orden de despacho de la generación en el SEIN	77

RESUMEN

La Línea de transmisión de 220 kV de una longitud de 79 km entre la SE Zorritos en Perú y la SE Machala en Ecuador permite interconexión eléctrica regional entre el SEIN-Perú y el SIN-Ecuador, mediante fluye la potencia de manera bidireccional. La finalidad de una interconexión eléctrica regional es aprovechar los excedentes de energía eléctrica generador por un país, así como los costos de generación de energía menores de un país con respecto a otro, de tal manera que en el equilibrio de la generación ambos países conformantes compartan los beneficios de un suministro de energía confiable, sostenido y a bajo costo(costo variable total) Se ha determinado la oferta de generación, potencia firme y los costos de la energía en cada uno de los sistemas interconectados, así tenemos que para el SIN-Ecuador se tiene un valor de 33.54 U\$/MWh , mientras que el valor para el SEIN-Perú es de 33.63 U\$/MWh, con lo cual se hace ventajoso la importación de energía eléctrica desde el Ecuador hacia el Perú.

Se han realizado 7 simulaciones con el programa Power World, con la finalidad de determinar el comportamiento del suministro de energía eléctrica en la zona norte del SEIN , teniendo en cuenta que la LT Machala –Zorritos se encuentra cerrada, determinándose que es necesario reforzar con una terna adicional de 220 kV las LT Chiclayo 220 – Piura Oeste 220 , reforzamiento de la LT Talara 220 – Zorritos 220 y reforzamiento de la LT Machala 220-Zorritos 220, con lo cual se permite un flujo de 177 MW provenientes del SIN-Ecuador hacia el SEIN-Perú .

PALABRA CLAVE: Interconexión eléctrica regional, generación de energía, costos variables totales.

ABSTRACT

The 220 kV transmission line with a length of 79 km between the SE Zorritos in Peru and the SE Machala in Ecuador allows regional electrical interconnection between the SEIN-Peru and the SIN-Ecuador, through the power flows in a bidirectional way. The purpose of a regional electrical interconnection is to take advantage of surplus electricity generated by a country, as well as lower energy generation costs of one country with respect to another, so that in the balance of generation both conformant countries share the benefits of a reliable, sustained and low-cost energy supply (total variable cost)

We have determined the supply of generation, firm power and energy costs in each of the interconnected systems, so we have that for the SIN-Ecuador there is a value of US \$ 33.54 / MWh, while the value for the SEIN -Perú is US \$ 33.63 / MWh, which makes it advantageous to import electricity from Ecuador to Peru.

7 simulations have been carried out with the Power World program, in order to determine the behavior of the electric power supply in the northern zone of the SEIN, taking into account that the LT Machala-Zorritos is closed, determining that it is necessary to reinforce with a 220 kV additional circuit LT Chiclayo 220 - Piura Oeste 220, reinforcement of LT Talara 220 - Zorritos 220 and reinforcement of LT Machala 220- Zorritos 220, which allows a flow of 177 MW from SIN-Ecuador to the SEIN-Peru.

KEYWORD: Regional electrical interconnection, power generation, total variable costs.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1 REALIDAD PROBLEMÁTICA

El Perú firmó el Decreto Supremo N° 011-2012-EM como Normativa para la aplicación de la decisión 757 del CAN (Comunidad Andina de Naciones), en donde se detalla que los Países Miembros(Perú , Ecuador y Colombia) no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni a las importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones, exportaciones o la transmisión eléctrica intracomunitaria.

En el Perú se tiene un Sistema eléctrico Interconectado Nacional único , con una máxima demanda de 6,710 MW , con una oferta de generación de energía de 12,891 MW , con lo cual se estima una reserva neta de 6,181 lo cual representa un valor de 47.94 % , así mismo los costos de la generación son función de la central de generación de energía eléctrica en entrar en operación al sistema eléctrico interconectado al 100 % en este caso una central termoeléctrica con turbina de gas que opera con gas natural cumple con esas condiciones , con un costo de generación entre 35 a 40 U\$/MWh.

En el Ecuador, según el MEER (Ministerio de Electricidad y Energía Renovables), la capacidad efectiva en generación de energía que hoy tiene Ecuador es en gran medida fruto del gran proceso de innovación de infraestructuras que se ha llevado a cabo entre 2007 y 2017, cuando entraron en operación 27 centrales eléctricas. Esto ha provocado una capacidad efectiva de más de 7,427 MW, frente a la demanda máxima de 3.692 MW, supone una reserva del orden de 50.3 %. Así mismo la generación de energía eléctrica en el Ecuador el 88% es generado por centrales hidroeléctricas con una oferta de generación limpia de 4,515 MW. Respecto a la balanza comercial de electricidad, Ecuador ha pasado de ser un país importador de energía a valerse de las interconexiones eléctricas binacionales existentes con países colindantes, como Perú y Colombia, para exportar la energía que produce. En 2016, Ecuador envió 401,8 GWh a Colombia y Perú, aunque dicho volumen es aún ínfimo teniendo en cuenta la capacidad de generación de energía infrautilizada que tiene el país. Ya en 2017, y en el caso de Colombia, se llegaron a exportar volúmenes con picos de hasta 7.000 MWh, con una

media diaria de 2.500 MWh. Del mismo modo su costo de generación de energía oscila entre 20 a 30 U\$/MWh (mucho menor que el sector eléctrico peruano).

Según el Acta COES-SENACE de Agosto 2,012 se establece que el Perú exportara energía al Perú a través de la línea de transmisión de 220 kV entre las SE Zorritos (Perú) y SE Machala (Ecuador) , definiéndose que la máxima transferencia de potencia es de 160 MW , en donde esta potencia puede incrementarse a tiempo real en función a las condiciones operativas del sector eléctrico peruano.

Teniendo en cuenta lo enunciado se plantea el siguiente problema:

¿CUAL ES EL EFECTO DE LA INTERCONEXION REGIONAL PERU-ECUADOR EN EL SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL PERU?

1.2 ANTECEDENTES:

Se tienen los siguientes estudios que sirven como antecedente al presente informe de tesis:

REFERENTE A INTERCONEXIONES ELECTRICAS REGIONALES

En la tesis de ARTEAGA AGREDA , Víctor (2,018) en su tesis titulada SOBREOFERTA DE GENERACION DE ENERGIA PARA LA INTERCONEXION REGIONAL ELECTRICA PERU-CHILE para optar el título de Ingeniero en Energía de la Universidad Nacional del Santa del Perú, concluye lo siguiente: Finalmente que la sobreoferta de generación de energía eléctrica en el Perú puede ser comercializada al SING-Chile y favorecer la integración regional eléctrica Perú-Chile , mediante la reconversión de las Centrales termoeléctricas del Nudo Energético del Sur y de la Reserva Fría de Ilo a gas natural , obteniéndose precios de generación entre 37.50 a 39.18 U\$/MWh , valor comercial que resulta favorable tanto para el vendedor (SEIN-Perú) y comprador (SING-CHILE) , en comparación al valor de la hipótesis planteada de 50 U\$/MWh.

Así mismo ARAGON CASTRO y EUSEBIO PADILLA (2,013) en su tesis para optar el Grado de magister en Energética en la Universidad Nacional de Ingeniería, concluye lo siguiente: Las interconexiones e integración eléctrica regional, ha demostrado que aportan grandes beneficios a los países que se interconectan, de tal manera que los países de la Comunidad Andina firmaron el acuerdo de Integración Eléctrica Regional mediante la Decisión 536, suscrita el año 2002. Perú y Ecuador concluyeron la instalación del enlace de interconexión Zorritos-Machala el año 2004, con la restricción de que sólo pudo ser utilizado en pocas ocasiones, debido a las restricciones técnicas de la infraestructura de cada país, así como por falta de acuerdos comerciales entre los países y la imposibilidad de implementar el modelo de transacciones establecida en la Decisión CAN 536. La estacionalidad de los excedentes exportables del Perú es función de los periodos anuales de lluvias y sequía, debido a la alta proporción de generación hidroeléctrica, sin embargo los excedentes exportables peruanos provienen de la generación termoeléctrica con turbinas a gas con gas natural.

Del mismo modo CLARO, GAMIO, URIARTE y DE BIÈVRE (2,014) en su informe elaborado para el Instituto de Estudios Internacionales de la PCUP del Perú y el Instituto de Estudios Internacionales de la Universidad Nacional de Chile concluyen lo siguiente : es posible inferir que la integración eléctrica entre el Perú y Chile traerá importantes beneficios económicos y ambientales para los dos países. Específicamente desde una perspectiva económica, la integración regional tendría beneficios en el caso de que exista una red eléctrica especial debido a la diferencia de frecuencia entre ambos países. Así mismo el Perú tiene precios de electricidad menores con respecto a Chile y además su máxima demanda es de 4579 MW con una oferta de generación de 8.612 MW compuesta por centrales termoeléctricas, hidroeléctricas y RER en menor escala. Si bien esto reportaría importantes beneficios para los consumidores

chilenos y los generadores peruanos, podría suponer primero una fuerte inversión y compromiso entre ambos países.

Del mismo modo MORALES ANZOLA (2,010) en su tesis para optar el Título de Ciencias Políticas de la Pontificia Universidad Javeriana de Colombia, concluye lo siguiente: La interconexión regional eléctrica es una herramienta que permite la cooperación y la interdependencia de mercado para dar mejorar la calidad y confiabilidad en la cobertura eléctrica. Esto se evidencia en con la investigación sobre la interconexión entre América del Sur y Centro, donde se denomina una “sociedad en red”, debido a que la interconexión regional crea un sistema eléctrico confiable y disponible con diferentes puntos de generación y venta que se retroalimentan. En Colombia, el desarrollo del potencial hidroeléctrico modifica las relaciones geopolíticas con los países de UNASUR, ya que al constituirse como una potencia media eléctrica, gracias a la expansión del sistema integrado de redes, se comienza a generar un proceso de interdependencia eléctrica, donde la integración física de infraestructura permite aumentar los rendimientos constantes, disminuyendo los costos del transporte. En este sentido, Colombia con su potencial energético puede tener condiciones favorables al momento de negociar con terceros debido a su sobreoferta de generación de energía.

REFERENTE A SISTEMAS DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA.

Del mismo modo GARAYAR BONILLA (2,018) en su tesis para optar el Título de Ingeniero en Energía de la Universidad Nacional del Santa de Perú , concluye lo siguiente: Se ha elaborado el esquema modelo del comportamiento de las condiciones de operación a través del Programa Software Power World Simulator, a través de un circuito de tan solo 13 barras de Potencia, las cuales fueron seleccionadas estratégicamente para la ubicación de las centrales de generación y las demandas resumidas. La opción de simulación obedece al despacho económico del tipo hidrotermico en

función a la opción de costos de operación de cada central de energía y en flujo óptimo de potencia. La simulación consistió en la elaboración de 12 escenarios de comportamiento de operación y suministro en función a las condiciones de Normal, Alerta, Emergencia y Emergencia extrema. Estas condiciones simulan el comportamiento del sistema eléctricos Sur ante diversas opciones de indisponibilidad de algunas centrales, ya sea por mantenimiento programado, ruptura de línea de transmisión, alguna falla o efecto climatológicos.

Así mismo GALLARDO POSLIGUA (2,017) en su tesis para optar el Título de Ingeniero Mecánico Electricista de la Universidad Católica Santiago de Guayaquil en Ecuador, manifiesta lo siguiente: Tanto el gas natural como el petróleo son fuentes energéticas no renovables de gran demanda, de tal manera de que su explotación debe realizarse de manera sostenible teniendo en cuenta sus reservas limitadas, alto grado de contaminación y otros efectos en la economía y estabilidad de la paz mundial. Lo que ocurre es que los combustibles son sustancialmente más costosos en Colombia y en el Perú, por cuanto en el Ecuador se comercializan con subsidios y la significativa diferencia de precios alienta el contrabando. En el ECUADOR la tarifa monetaria de un galón de diésel vale \$1,04; en COLOMBIA cuesta \$2,54 y en el PERÚ \$3,70. El Ecuador cuenta con una red eléctrica a 220 KV la que se caracterizan por tener dos líneas de transmisión importantes, la primera de 1.285 Km de doble terna y la segunda de 556 Km circuito simple, formando un anillo entre las subestaciones Molino, Zhoray, Dos cerritos, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba, con lo cual se tiene una red confiable, segura y de calidad para el suministro de energía a los grandes centros de consumo del Ecuador. Así mismo con una red de 138 KV se tiene un total de 625 Km de líneas en terna doble y otra de 1093 Km en circuito simple, que vitalmente parten de manera radial desde el anillo de 220 KV del país.

Del mismo modo VEGA MOORE y FLORES VILLA (2,014) en su tesis para optar el título de Ingeniero en Energía de la Universidad Nacional del Santa de Chimbote , Peru, concluyen lo siguiente : La Máxima Demanda del Sistema Norte Piura-Tumbes es de 242.4 MW, mientras que la Oferta disponible de generación de esta zona es de SEIN es de 463.3 MW , de la cual, 200 MW son generador la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Talara. En condiciones de conexión al SEIN a través de la línea de transmisión de 220 kV desde Chiclayo se tiene un flujo de 80 MW de potencia, con el cual la Oferta de generación suma 543.3 MW. Así mismo se simulo la operación en condiciones de emergencia, en la cual la presencia de la Central Térmica de Reserva Fría de 200 MW es necesaria en el Sistema Eléctrico Norte Piura-Tumbes, así mismo en los modos de alerta y emergencia extrema, se tiene un sistema confiable y con un suministro total la demanda en la zona norte del Perú, sin presentarse déficit de energía

1.3 JUSTIFICACIÓN

La justificación es la siguiente:

Para el año 2005 se analizó la operación sincronizada en Corriente Alterna por medio del circuito Zorritos - Machala – San Idelfonso - Milagro a 230 kV y considerando la operación de la unidad de la C.T. Talara (TGN4) con 80 MW. En el proceso de sincronización, no se observaron problemas de inestabilidad. Los resultados muestran que en estado estacionario es posible transferir 110 MW desde el Perú a Ecuador. Sin embargo, para transferencias superiores se violan los márgenes de generación de potencia reactiva de los compensadores estáticos de tensión (SVC) del norte del Perú, adicionalmente es necesario la compensación capacitiva de Machala.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú o SEIN es el conjunto de líneas de transmisión y 105 subestaciones eléctricas de alta tensión, también llamadas barras de potencia conectadas entre sí, así como sus respectivos

centros de despacho de carga, el cual permite la transferencia de energía eléctrica entre los diversos sistemas de generación eléctrica del Perú. El SEIN es abastecido por un parque de generación conformado por centrales hidráulicas y centrales térmicas; asimismo, en los últimos años se han puesto en operación centrales tanto hidráulicas como térmicas, catalogadas como centrales de Recursos Energéticos Renovables (RER), dado el fomento por parte del Estado Peruano a un mayor aprovechamiento de los recursos renovables.

Tomando como referencia el Informe Técnico N° 138- 2018 GART-OSINERGMIN (Informe técnico que valida los Precios de Barra de Generación vigentes desde Mayo 2018 a abril del 2019) se tiene la siguiente información: El Parque de Generación de Energía en el Perú es Hidrotérmico (compuesto por Centrales Hidroeléctricas, Termoeléctricas y de Recursos Energéticos Renovables), siendo sus características principales las siguientes: Oferta Total de Generación Efectiva: 12,891.8 MW Parque Hidroeléctrico: 5,013.4 MW Parque Termoeléctrico: 7,134.9 MW Convencionales Parque Termoeléctrico RER: 743.5 MW Renovables. El 24 de abril del 2018 a las 18.45 horas se alcanzó la máxima demanda histórica, con un valor de 6,710 MW. Con lo que se demuestra tener una reserva de generación de energía muy importante con un valor de 6,181 MW, con un porcentaje de reserva del 48 %, siendo un sistema confiable con un valor de 23.45 %. Presentándose una sobreoferta de generación de energía en el Sistema eléctrico Interconectado Nacional del Perú, justificándose la posibilidad de la exportación de energía a países vecinos.

Del mismo modo en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, la generación de energía hidroeléctrica (que emplea agua) alcanzó el porcentaje más alto de la última década. Tras la incorporación de cinco centrales que usan esta fuente, el 81% de este recurso fue producido con estos sistemas, en el 2018. Este porcentaje es hasta ahora el más alto de generación de energía con fuentes hídricas, según el Balance Energético Nacional 2017 y el Operador

Nacional de Energía (CENACE). Esto ha convertido a Ecuador en el principal productor de energía en base a agua, en la región. En Colombia y Perú, con esta fuente se genera alrededor del 60% de la energía, refirió el Colegio de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de Pichincha. Años atrás, en el 2009, la generación de este recurso dependía casi en proporciones iguales de las plantas hidroeléctricas (51%) y de las térmicas (48%). Estas últimas emplean diésel, fuel oil, búnker y otros derivados, que son importados y contaminan el ambiente. Con el transcurso del tiempo, esa relación fue cambiando cuando empezaron a operar de manera progresiva, desde el 2015, Manduriacu, Sopladora, Coca Codo Sinclair. Y, desde fines del 2018, Delsitanisagua y Minas-San Francisco. Aún está pendiente que entren en funcionamiento las centrales hidroeléctricas Toachi-Pilatón, Mazar-Dudas y Quijos. En toda esta nueva infraestructura el Estado ha invertido alrededor de USD 5 600 millones, hasta enero pasado. La incorporación de las cinco, cuya construcción se inició en el Gobierno anterior, permitió que la capacidad instalada para producir energía se incremente, con costos operativos bajos, con una demanda máxima de este recurso fue, en el 2018, de 3,933,4 MW, según información del Viceministerio de Electricidad. Es justificable la exportación de energía eléctrica generada por recursos hidroeléctricos por parte del sistema nacional interconectado del Ecuador hacia sus países vecinos.

1.4 HIPÓTESIS

Se plantea la siguiente hipótesis: EL EFECTO DE LA INTERCONEXION REGIONAL PERU-ECUADOR EN EL SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL PERU ES QUE PERMITE EL FLUJO DE EXCEDENTES DE ENERGIA DEL PERU HACIA EL ECUADOR Y EL FLUJO DE ENERGIA DESDE EL ECUADOR HACIA EL PERU PARA REDUCIR LOS COSTOS DE GENERACION EN EL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL.

1.5 OBJETIVOS:

OBJETIVO GENERAL

Determinar el efecto de la interconexión regional Perú-Ecuador en el sistema de generación de energía eléctrica del Perú.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar los costos de generación en el sistema eléctrico interconectado nacional del Perú y en el Sistema nacional interconectado del Ecuador.
- Estimar el flujo de energía máxima en la línea de transmisión Zarumilla-Machala para cubrir la demanda de energía desde el Perú al Ecuador.
- Determinar la influencia del flujo de energía desde Ecuador al Perú en los costos de generación de energía del sistema eléctrico interconectado.
- Determinar las características técnicas del reforzamiento de la interconexión regional Perú-Ecuador.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 SISTEMAS INTERCONECTADOS:

2.2.1 GENERALIDADES:

Las interconexiones regionales son líneas de transmisión en alta tensión que tienen por finalidad enlazar los sistemas eléctricos de potencia de dos o más países. Un enlace internacional está formado por líneas de transmisión y equipos asociados que interconectan los sistemas eléctricos de ambos países y que tienen como función exclusiva la transmisión de flujo de potencia para importación o exportación. Las interconexiones regionales cumplen las funciones: Función de Transmisión, función de integración de mercado, función de interconexión propiamente dicha y función mixta. (Aragón Castro y Eusebio Padilla, 2013).

La interconexión regional permite desarrollar la función de interconexión propiamente dicha y de integración de mercados, de manera simultánea y progresiva, lo que se denomina función mixta. En muchos casos es una infraestructura eléctrica confiable y segura destinado a exportar parte de la producción de energía de un país (función de transmisión); además al vincular los sistemas eléctricos de potencia de diversos países, optimiza la generación hidráulica, empleando las condiciones de complemento hidráulico (función de interconexión), y así mismo permite una mejor competencia en los mercados eléctricos mayoristas en ambos países (función de integración), por lo general la mayoría de las interconexiones regionales se orientan a una función mixta, por lo tanto no es frecuente encontrar a una interconexión cumpliendo sólo una función. (Orejuela Puente, 2006)

Las interconexiones eléctricas son necesarias en dos puntos, primero por el aprovechamiento óptimo de los recursos de generación de menor costo, con lo cual se reducen los costos de generación del servicio de energía eléctrica de la región, y en segundo lugar por la disminución del riesgo del suministro de energía eléctrica en condiciones climatológicas adversas como el fenómeno del niño. En la actualidad existen varios mercados regionales de electricidad que permiten sistemas eléctricos más robustos y permiten contrarrestar efectos climáticos adversos. (Toro Garnica, 2016)

En los primeros años del Siglo XX, durante el proceso de crecimiento y consolidación de los mercados eléctricos, los países de la región comenzaron a desarrollar sus sistemas eléctricos, con la finalidad de dar respuesta a las crecientes demanda de electricidad de la población. En el transcurso del tiempo, se constata un importante incremento en el tamaño de los sistemas y en la densidad de sus interconexiones, formándose los primeros sistemas interconectados de cada país, que con los años confluyeron en la conformación de un único sistema. Permitiendo a la industria eléctrica un aprovechamiento de las ventajas de las economías de escala y de red, posibilitando un mejor uso de los recursos energéticos y de la infraestructura eléctrica del país, mejorándose la calidad del suministro y su confiabilidad. (Toro Garnica, 2016)

Dentro de los principales obstáculos para el desarrollo de las interconexiones y potenciales intercambios comerciales, es la eventual dependencia de energía eléctrica por el lado del potencial país comprador de los volúmenes de energía provenientes de otro país. Esto desplazaría la instalación de capacidad de generación en su propio país, preocupación que se acrecienta si surgen eventos de no cumplimiento de las entregas comprometidas. Debido a esta importante barrera existente hoy en día, se ha ido generando algún consenso en que la integración regional debe ir paso a paso, comenzando con contratos de oportunidad donde se puedan intercambiar los excedentes de energía, de modo tal que no se vean alterados significativamente los precios internos de corto plazo de cada país, para luego ir avanzando hacia contratos de más largo plazo donde se pacten intercambios de potencia firme. De este modo, por una parte, se reestablecerán las confianzas necesarias para avanzar hacia la integración energética regional y, por otra, se darán pasos para incursionar o desarrollar sistemas más complejos revirtiendo la tendencia crónica al aislacionismo y autarquía en estas formas de integración. (Sauma, 2017)

Del mismo modo, los países están interesados en la integración energética con la intención de ser exportadores de energía. Sin embargo, por lo general nación quiere tener el rol de ser importador neto de energía. Naturalmente, es imposible, pero el punto clave no debiese ser cuanto exporta cada país, sino más bien las oportunidades pueden ser aprovechadas y los beneficios en términos de seguridad de suministro y de resiliencia de los sistemas de potencia ante eventuales catástrofes. Este proyecto da

algunas luces respecto del tema de establecer una política de integración energética regional, mediante un análisis comparado de las distintas regulaciones aplicadas en la región y mediante el estudio de distintos mecanismos regulatorios que pueden favorecer y acelerar la integración regional, como asimismo un lineamiento de conceptos y principios que generen un marco legal que haga viable política, jurídica y socialmente los proyectos de esta naturaleza. (Sauma,2017)

La interconexión regional tiene por función la interconexión propiamente dicha, consiste en transmitir electricidad en flujo bidireccional, en función de las características económicas y técnicas de los sistemas eléctricos que enlaza. Estas condiciones de operación varían en cada instante de tiempo, dependiendo de los costos de generación de cada sistema. Un enlace internacional produce beneficios tales como: optimización de la confiabilidad de los sistemas interconectados, ya que incrementa las opciones de suministro disponibles bajo condiciones de falta de generación o contingencias en el sistema, reduce los requerimientos de generación de reserva fría o rotante para mantener condiciones de operación mucho mejores y optimizar el uso de los recursos de generación más económicos presentes en los sistemas interconectados. (Orejuela Puente, 2006)

Las transacciones internacionales de electricidad están determinadas por reglas establecidas entre los países que forman parte de la integración de mercados, con el fin de permitir que los sistemas eléctricos de cada una de los países estén revestidos de una mayor confiabilidad y puedan estar protegidos frente a situaciones que afecten la disponibilidad de energía eléctrica. Los intercambios de energía eléctrica permiten beneficios para las partes que se involucran en la transacción. Los beneficios que proporciona la integración energética tanto para los países importadores como para los exportadores. Los países importadores se favorecen en su desarrollo industrial debido al acceso a recursos energéticos de bajo costo y abundantes, así como en la planificación de un desarrollo económico sostenible a largo plazo y a la reducción del grado de incertidumbre y riesgo de desabastecimiento. La integración para los países exportadores, incentiva las inversiones en su sector energético y la ampliación de su mercado.(Toro Garnica, 2016)

2.1.2 SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL DEL PERU (SEIN).

El SEIN es el Sistema eléctrico interconectado nacional es un conjunto de redes de transmisión de muy alta y alta tensión (500, 220 y 110 kV), a las cuales las centrales de generación del tipo termoeléctricas, hidroeléctricas y de recursos energéticos renovables del Perú inyectan la energía eléctrica generada bajo un régimen de libre competencia, esta red de transmisión abastece al 88% del país, el cual se encuentra interconectado en 23 departamentos del País(a excepción del departamento de Loreto). La seguridad del suministro de energía eléctrica del Perú depende de la disponibilidad de las centrales de generación y de la planificación de la generación a tiempo real y en varios horizontes de estudio, así como del mantenimiento programado. La calidad y continuidad del abastecimiento de energía eléctrica se garantiza teniendo a las centrales de generación en condición de disponibilidad y operativas, tanto de las que están en sincronismo al SEIN, así como de las que se encuentran en condición de reserva en giro o regulado la frecuencia y tensión y próximas a ser requeridas a tiempo real por el coordinador de la operación del sistema . (COES, 2017)

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú o SEIN está conformado por un conjunto de líneas de transmisión y 105 barras de referencia de alta tensión, también llamadas subestaciones de potencia interconectadas entre sí , centralizada toda la operación aun solo centro de despacho de carga(COES). El SEIN es abastecido por un parque de generación conformado por centrales hidráulicas y centrales térmicas; asimismo, en los últimos años han entrado en operación centrales tanto hidráulicas como centrales de Recursos Energéticos Renovables (RER), en cumplimiento a la promoción y el fomento por parte del Estado Peruano a un mayor aprovechamiento de los recursos renovables. Está conformado por (según balance enero 2018):

Líneas de Extra Alta tensión 500 kV = 2,877.3 km

Líneas de Muy Alta Tensión 220 kV = 12,631.3 km, 138 kV = 4,846.1 km

Líneas de Alta Tensión = 8,181.9 km (Guevara,2019)

El SEIN está dividido por zonas operativas, según la geografía del país, así como a aspectos y criterios de diseño de la red de transmisión; estas zonas se pueden concentran en tres (03) áreas: área norte, área centro y área sur, las cuales se encuentran interconectadas con los enlaces de transmisión Paramonga — Chimbote, en

el caso de las áreas norte-centro, y la línea de transmisión entre Mantaro- Socabaya en el caso de las áreas centro - sur. (Vega y Flores, 2013)

En función a lo dispuesto en el Informe Técnico N° 138- 2018 GART-OSINERGMIN (Informe que valida los Precios de Barra para el periodo Mayo 2018 a abril 2019) el parque de Generación de Energía en el Perú es Hidrotérmico (compuesto por Centrales Hidroeléctricas, Termoeléctricas y de Recursos Energéticos Renovables), siendo sus características principales las siguientes:

Oferta Total de Generación Efectiva: 12,891.8 MW

Parque Hidroeléctrico: 5,013.4 MW (con un total de 69 Centrales hidroeléctricas) lo que representa el 38.88 %.

Parque Termoeléctrico: 7,134.9 MW Convencionales (con un total de 44 centrales termoeléctricas convencionales y Cogeneración con Gas Natural), lo que representa un total del 55.34 % de la oferta de generación.

Parque Termoeléctrico RER: 743.5 MW Renovables (Con un total de 16 centrales RER), lo que representa un total de 5.78 % del Parque de generación conformante del SEIN. (Guevara, 2019)

2.1.3 SISTEMA ELECTRICO NORTE DEL SEIN-PERU.

El Área Norte del SEIN incluye a los departamentos de Tumbes, Piura, Lambayeque, Cajamarca, La libertad, Ancash y San Martín. Esta Área está cubierta por centrales termoeléctricas, hidroeléctricas y con recursos energéticos renovables, y soportada por líneas de 220 y 500 kV que le dan una confiabilidad a la generación de energía y la transmisión. Así mismo tiene las siguientes subáreas Norte cercanas a la frontera con el Ecuador:

Sub-área Norte A: SE Zarumilla-SE Talara línea de 220 kV 1 Terna.

Sub-área Norte B: SE Talara – SE Piura línea de 220 kV 2 Terna. (con líneas de 138 kV hacia Paita, Bayobar y Chulucanas)

Sub-Área Norte C: SE Piura –SE Chiclayo Oeste de 220 kV 3 terna y de 500 kV 1 terna.



Figura N° 1 Zona Norte del SEIN cercana al Ecuador

Fuente: COES (2,019)

2.1.4 SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR.

El Sistema Eléctrico del Ecuador es dependiente del Ministerio de Energía y Recursos Naturales no renovables. El Artículo 314 de la Constitución de la República del Ecuador, establece que el Estado es responsable del suministro de servicio eléctrico y debe responder a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. Por lo tanto a través de la administración de la Empresa pública CELEP EP (Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador) se realizan las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica. (CELEP EP, 2019)

La oferta de generación para el CELEP EP es de 6,366 MW, de los cuales 5,009.1 MW son generados por centrales hidroeléctricas, 1,340.4 MW son generados por centrales termoeléctricas y 16.5 MW son generados por centrales eólicas. Con una máxima demanda de 3,950 MW para el SNI para el mes de julio 2,019, además cuenta con una reserva de generación del orden 37.95 %. Con una producción acumulada de generación de energía eléctrica para el primer semestre del año 2,019 de 15,503 GWh, de los cuales

el 89 % fue generado a través de centrales hidroeléctricas, además 1,065 GWh fue transferido hacia el Perú y Colombia mediante exportación de energía. (CELEP EP, 2,019)

Actualmente el sistema eléctrico ecuatoriano es administrado por la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y su Unidad de Negocio Transelectric, ejecuta la construcción del Sistema de Transmisión a 500 kV, para inyectar al Sistema Nacional Interconectado (SNI), la energía producida por las centrales hidroeléctricas emblemáticas de recién inauguración y operativas como Coca Codo Sinclair y Sopladora, obras de gran envergadura e inversión permiten el abastecimiento de la creciente demanda de energía eléctrica en el país, esto por considerarse la energía eléctrica como un servicio básico para todos los ecuatorianos. Este nuevo sistema atraviesa doce provincias, incorporando de manera progresiva, al sistema eléctrico ecuatoriano, la siguiente infraestructura:

- 461 km de líneas de transmisión a 500 kV
- 3,199 km de líneas de transmisión a 230 kV
- 2,207 km de líneas de transmisión de 135 Kv.
- 66 Subestaciones de potencia con una capacidad de transformación de 15,748 MVA, de capacidad de transformación.(Transelectric, 2,019)

La inversión aproximada del proyecto de transmisión en 500 KV es de 677 millones de dólares y permite transmitir la producción de energía eléctrica desde las recientes inauguradas centrales hidroeléctricas hacia el Sistema Nacional Interconectado (SNI), y también incrementará la confiabilidad y seguridad del equipamiento del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), mejorando las condiciones de suministro de electricidad a nivel nacional, satisfaciendo el crecimiento de la demanda energética, incorporando energía más eficiente y económica. Adicionalmente, este sistema de transmisión a 500 kV, viabiliza la interconexión eléctrica con los países vecinos de Perú y Colombia, exportando los excedentes de la producción hidroeléctrica de los proyectos emblemáticos impulsados por el Gobierno Nacional.

El mencionado sistema, se encuentra conformado por 4 subsistemas los cuales aportarán a la transmisión eficiente y económica de energía los mismos que se describen a continuación:

- Sistema: Coca Codo Sinclair - San Rafael - El Inga (Quito) a 500 kV

- Sistema: El Inga (Quito) - Tisaleo - Chorrillos (Guayaquil) a 500 kV
- Sistema: San Rafael (Coca Codo Sinclair) - Jivino - Shushufindi a 230 kV
- Sistema: Sopladora - Taday - Taura a 230 kV(Transelectric, 2,019

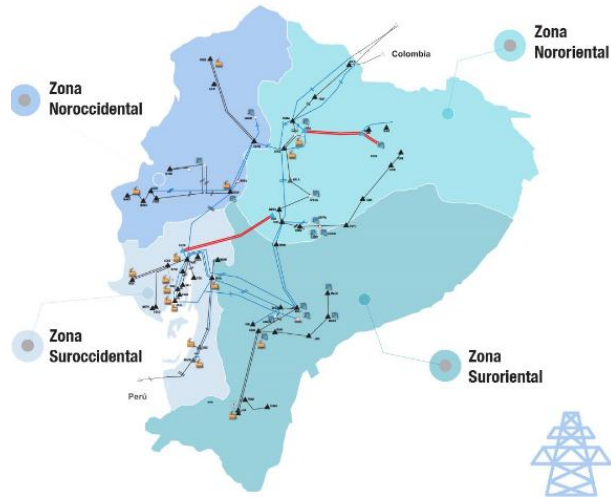


Figura N° 2 Sistema Nacional Interconectado del Ecuador

Fuente: CELEP EP(2,019)

2.1.5 INTERCONEXION REGIONAL PERU-ECUADOR.

Los primeros estudios realizados para la interconexión Perú – Ecuador se realizaron el año 2000. El primer estudio se realizó el 2,001, que planteaba un enlace asíncrono entre el SEIN y el SNI en una red de transmisión de 220 kV con una capacidad de transferencia de 2 x 125 MVA. La restricción de la capacidad se debe a las limitaciones técnicas de los sistemas de transmisión existentes en esos años, en especial en el sector peruano. En el marco de la Decisión 536 de la CAN se implementó un enlace simple de 220 kV entre Zorritos (Perú) y Machala (Ecuador), de 160 MW de capacidad de transferencia de carga (sin posibilidad de conexión sincrónica plena). Según la Resolución Ministerial N° 583-2012-MEM/DM el Ministerio de Energía y Minas se aprobó el Plan de Transmisión 2013 -2022. Incluyéndose en los proyectos la Línea de Transmisión de muy alta tensión de 500 kV La Niña – Frontera, la cual formará en el futuro parte del circuito de interconexión con Ecuador. De esta manera, la interconexión Perú - Ecuador en 500 kV se presenta como un proyecto a corto plazo debido a la complementariedad hidrológica entre las cuencas hidrológicas de ambos países, al desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas en Ecuador y al desarrollo de

las redes de transmisión en 500 kV de ambos países, lo cual permitirá una interconexión eficaz y de alta capacidad de transferencia. (COES , 2017)



Figura N° 3 Interconexión Regional Perú-Ecuador Actual

Fuente: COES (2,017)

La interconexión con Ecuador comprende la línea de transmisión Chorrillos – San Francisco – Piura – La Niña, con una longitud de 587 km y un solo circuito (primera etapa). Mientras que la parte peruana del enlace estaría siendo implementada en cumplimiento de la RM N° 583-2012-MEM/DM. En cuanto al desarrollo de los sistemas de transmisión en 500 kV al interior de ambos países, en el caso del Perú se tiene previsto que a mediados del 2020 su sistema de transmisión se haya expandido hasta la SE La Niña 500 kV, y en el caso de Ecuador se ha expandido hasta la SE Chorrillos en el año 2017. En Ecuador se encuentran instalada la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair de 1,500 MW en operación desde el año 2,013. Asimismo, en el Perú se contara con nuevas centrales hidroeléctricas mayores al 2,022 (Cumba, Veracruz, Chadín y Del Norte , sumando 1300 MW). Estos desarrollos hidroeléctricos se ven potenciados por la complementariedad hidrológica entre las cuencas de ambos países. (COES ,2019)

2.2 SISTEMAS DE GENERACION DE ENERGIA.

2.2.1 SISTEMAS ELECTRICOS:

La función del sistema eléctrico de potencia es suministrar a todos los usuarios con energía eléctrica con un costo de generación económico, en la cantidad deseada y con un nivel aceptable de calidad, seguridad y confiabilidad. Conjunto de instalaciones y

equipos para producir, transportar y distribuir energía eléctrica a los usuarios de una zona, ciudad, región o país. En la siguiente figura se representa el esquema unifilar de un sistema de potencia. El generador eléctrico inyecta energía eléctrica mediante un sistema trifásico de tensiones equilibradas a diversos niveles de tensión. El transformador eleva la tensión a varias decenas o centenares de kilovoltios, para que la transmisión de energía por la línea se realice mediante un sistema trifásico con corrientes relativamente pequeñas. De esta manera se transmiten grandes cantidades de energía a grandes distancias, que son las que separan las centrales eléctricas de los centros de consumo. Al final de la línea de transmisión, otro transformador reduce el nivel de tensión a niveles de distribución según la carga conectada, que es la que consume la energía eléctrica transformándola en otro tipo de energía según necesidad. Las altas tensiones permiten emplear intensidades pequeñas, lo que reduce las pérdidas por efecto joule y mejora el rendimiento de la transmisión de energía del generador hasta la carga. (Redondo Melchor, 2018)

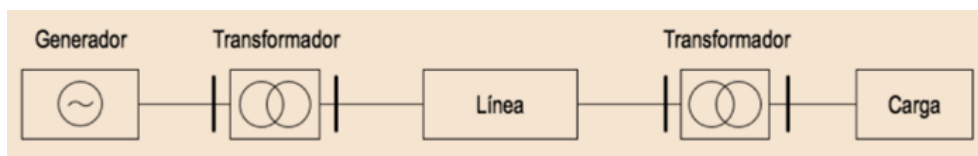


Figura N° 4 Esquema de un sistema eléctrico de potencia

Fuente: Redondo Melchor (2,018)

Se entiende por Sistema Eléctrico de Potencia a una compleja estructura electromecánica que reúne diversas actividades pudiéndose agrupar ellas en torno a la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, esto es generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía primaria tales como el gas natural, carbón y agua , la transmisión eléctrica es una vía compleja red de alta tensión y distribución conectadas esta última a los puntos de consumo con una menor tensión o voltaje. Se define también como el “conjunto de máquinas eléctricas convertidores, transformadores, líneas y aparata eléctrica convenientemente conectados y coordinados mediante los cuales generamos, transportamos, distribuimos y utilizamos la energía eléctrica. (Palomino y Pumay , 2013)

La disponibilidad de energía eléctrica en todos los puntos de la red de transmisión cumple las normas de calidad que exige que la oferta sea igual exactamente a la demanda más las pérdidas de transmisión para cada instante de tiempo. Si la oferta, es decir, la potencia entregada a la red por los generadores, superase a la demanda global, entonces la tensión de la red se incrementa y la frecuencia tiende a aumentar. Por el contrario, si la oferta es menor que la demanda, la tensión cae y la frecuencia tiende a bajar. Legalmente el límite de variación permitido es muy pequeño, distinto para cada escalón de tensión, por lo que la red funciona sobre la base de que la tensión sea prácticamente constante para cualquier intensidad que circule por ella. (Redondo Melchor, 2018)

En la práctica la estabilidad del nivel de tensiones da como resultado un continuo ajuste de la oferta de generación para igualar a la demanda solicitada en cada instante de tiempo, y también de ciertas maniobras en algunos nodos o barras de potencia de la red dotados de transformadores y reguladores de la tensión. Todo se consigue mediante un sistema de control informatizado que monitorea permanentemente las variables eléctricas proporcionadas por los multímetros colocados en numerosos puntos estratégicos de la red de transmisión, luego se calcula el estado del sistema y se devuelve las acciones correctivas apropiadas para que los generadores varíen su potencia de manera coherente con las necesidades de cada zona. (Redondo Melchor, 2018)

2.2.2 GENERACION DE ENERGIA:

Dentro de las centrales de generación de energía tenemos:

a. CENTRALES HIDROELECTRICAS:

Una central hidroeléctrica es aquella en la que la energía potencial del agua almacenada en un embalse se transforma en la energía cinética necesaria para mover el rotor de un generador, y posteriormente transformarse en energía eléctrica. Las centrales hidroeléctricas se construyen en los cauces de los ríos, construyendo un embalse artificial o aprovechando un embalse natural para almacenar el agua. Para ello se construye un muro grueso de piedra, hormigón u otros materiales, apoyado generalmente en alguna montaña. La masa de agua embalsada se conduce a través de

una tubería forzada a una determinada altura hacia los álabes de una turbina que suele estar a pie de presa en una casa de fuerza, la cual está conectada a un generador síncrono. Así, el agua transforma su energía potencial en energía cinética, que acciona a los álabes de la turbina.(Foro Nuclear, 2010)

Una central eléctrica no almacena energía, sino que su producción es función de la demanda solicitada por los usuarios. La demanda es variable a lo largo del día, y con la época del año, por lo tanto las centrales eléctricas operan con una producción variable. Sin embargo, la eficacia aumenta si la producción es constante; para ello existe un camino para almacenar la energía producida en horas de bajo consumo, y usarla en momentos de fuerte demanda, mediante las centrales hidráulicas de embalse. Para las centrales de bombeo tienen dos embalses situados a cotas diferentes. El agua almacenada en el embalse superior produce electricidad al caer sobre la turbina, como antes se indicó, cubriendo las horas de fuerte demanda. El agua llega posteriormente al embalse inferior, momento en que se aprovecha para bombear el agua desde el embalse inferior al superior, usando la turbina como motor, si fuera reversible, o el alternador.(Foro Nuclear ,2010)

Las partes principales de una central hidroeléctrica son: captación y restitución en un cauce natural, donde se distingue una captación de agua, una conducción del agua hacia la casa de máquinas y un consumo o punto de entrega de la energía a la red eléctrica. Para estimar el potencial disponible del recurso hídrico en un caudal se calcula el producto de: el peso específico del agua, el caudal y la altura bruta. El peso específico del agua es una constante, por lo tanto la potencia disponible dependerá siempre de la cantidad de caudal útil y de la diferencia de altura entre dos puntos del caudal. Por este motivo, los desniveles significativos o grandes cantidades de agua, son atractivos para la instalación de una central hidroeléctrica. Para el caso de grandes caídas de agua en sectores cordilleranos, o caudales significativos con menor pendiente se instalan turbinas Pelton o Francis . (Agencia Chilena de Eficiencia Energética, 2018)

Centrales hidroeléctricas de pasada: utilizan el agua mientras ésta fluye normalmente por el cauce de un río. Se sitúan en los lugares en que la energía hidráulica ha de emplearse en el momento mismo que se tiene disposición de ella, con el fin de accionar

las turbinas hidráulicas. El caudal suministrado varía dependiendo de las estaciones del año. Cuando las precipitaciones son abundantes (temporada de lluvias), estas centrales producen su máxima potencia y el agua excedente sigue su curso, aunque se presenta una gran cantidad de lodo arrastrado por las aguas en época de lluvia. En la temporada de estiaje, cuando no es frecuente la lluvia, la potencia efectiva desarrollada por la central hidroeléctrica disminuye notablemente. Generalmente son construidas formando presa sobre el cauce de los ríos, con el objetivo de mantener un desnivel constante en el caudal de agua. (ARIAE, 2015)

Centrales de embalse: Las centrales hidroeléctricas captan agua y la acumulan de manera natural (lago) o artificial (dique o presa) en un embalse, para aprovechar su energía cinética y una vez utilizado su potencial, el agua es restituida al río, en muchos casos el agua almacenada es utilizada en periodos de tiempo de máxima demanda. Las represas, en general, se construyen en el curso de un río, almacenando agua que luego es liberada hacia flujos más estrechos con alta presión. Esta se conduce hacia una turbina conectada a un generador eléctrico, transformando parte de la energía mecánica en eléctrica. Finalizado el proceso, el agua es devuelta al río. (Agencia Chilena de Eficiencia Energética, 2018)

Dentro de las centrales de embalse, existen diferentes tipos: se destacan las centrales a pie de presa, por derivación de las aguas, con cámara de carga y las de bombeo o reversibles. Estas últimas son un tipo especial que dispone de dos embalses situados a diferente nivel y funcionan como una central hidroeléctrica convencional cuando la demanda diaria es alta. El agua cae desde el embalse superior haciendo girar las turbinas y queda almacenada en el inferior. Durante las horas del día de menor demanda, el agua es bombeada al embalse superior para que vuelva a hacer el ciclo hidrológico de generación. (Agencia Chilena de Eficiencia Energética, 2018)

Centrales reversibles o de bombeo: Si se disponen dos embalses a distinto nivel conectados por una conducción en presión equipada con una central capaz de bombear y turbinar, la energía sobrante durante los periodos de baja demanda (horas valle) puede emplearse para impulsar el agua al embalse superior, que posteriormente se turbinar durante los periodos de mayor demanda (horas punta). Estas centrales se llaman

reversibles o de bombeo, puesto que funcionan en ambos sentidos energéticos. Cuando el embalse superior carece de aportaciones de agua propias se dice que la central es de bombeo puro, puesto que toda el agua turbinada ha debido ser previamente bombeada desde el embalse inferior. Por el contrario, el esquema reversible se califica como mixto cuando el embalse superior está situado en un río con aportaciones propias.



Figura N° 5 Casa de Maquinas de Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair(Ecuador)

Fuente: CELEP EP (2,019)

Las centrales hidroeléctricas de embalse poseen una gran ventaja de poder adoptarse a las variaciones de demanda de una forma rápida, ya que permiten incrementar o reducir si fuera posible la producción de una forma muy rápida. Los otros dos tipos de centrales hidroeléctricas de las que se dispongan, y por lo tanto, dependerán en gran medida de las condiciones meteorológicas, es decir si se produjeran menos precipitaciones o lluvias según la estación, la posible generación de estos grupos se vería afectada en forma importante. Los costos fijos de la tecnología empleada son bastante elevados debido principalmente a los altos costos de las obras realizadas para la construcción de los embalses, presas y a los costos de la maquinaria empleada. Los costos variables de las centrales hidroeléctricas dependen del tipo de tecnología empleada, siendo mayores en el caso de las centrales de embalse. (Díaz Gonzales, 2017)

La curva de operación de una central hidroeléctrica es similar a la operación de una central termoeléctrica, la diferencia radica prácticamente en las unidades en que viene expresada, la entrada para este tipo de unidad esta expresada en términos volumétricos por unidad de tiempo y la salida siempre en términos de potencia eléctrica. Las unidades de entrada pueden ser expresadas en m^3/h y la salida en MW. En la figura siguiente se muestra una curva típica de una central hidroeléctrica donde la altura neta hidráulica es

constante, esta característica muestra una curva casi lineal de la entrada de volumen de agua por unidad de tiempo como una función de la potencia de salida, pero como se puede observar, tampoco es recomendable incrementar demasiado el volumen ya que la eficiencia de la unidad disminuye. (Díaz Gonzales, 2017)

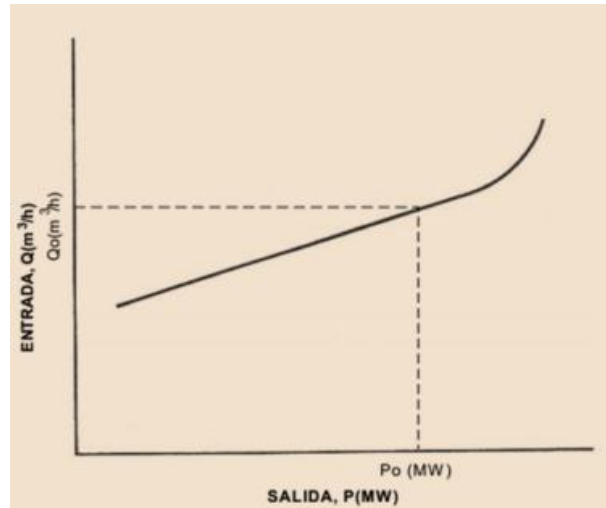


Figura N° 6 Curva de operación de una central hidroeléctrica

Fuente: Díaz Gonzales (2,017)

b. CENTRALES TERMOELECTRICAS:

Las centrales termoeléctricas son instalaciones que transforman la energía térmica proveniente de la reacción de un combustible en energía eléctrica por medio de una serie de transformaciones energéticas sucesivas. La energía térmica obtenida se la transfiere a un fluido de trabajo (agua, aire, fluido orgánico, etc.) que será usado para producir energía mecánica en un dispositivo adecuado (turbina de vapor o turbina de gas). Como el eje de la turbina acoplado a un generador, se transformará la energía mecánica en energía eléctrica o potencia efectiva. (Gonzales, 2014)

Para una central termoeléctrica convencional, el calor se obtiene al liberarse la energía química de reacción de un combustible fósil (gas natural, carbón, petróleo) mediante la reacción de combustión y se transfiere a un fluido (en general agua) en una caldera, al liberarse el calor de reacción en una mezcla aire combustible dentro de una cámara de combustión. Estas centrales se dividen en: Turbo Vapor (TV), Turbo Gas (TG), Ciclo Combinado (CC, combinación de TV y TG) y Diesel (D). Las centrales más difundidas son

las de Turbinas a gas (que utilizan gas natural y de alta eficiencia hasta 37 %) , las de turbina a vapor (vapor a 500-550°C y 100-200 Bar de presión) que pueden usar petróleo ($\eta=36\%$), carbón ($\eta=36\%$). Las centrales termoeléctricas de ciclo combinado ($\eta = 58\%$) tienen una alta eficiencia y usan gas natural de preferencia. Para mejorar la η se deberá continuar con la aplicación de nuevas tecnologías asociadas al desarrollo de materiales de mejor resistencia que soporten mayores condiciones de presión y temperatura (350 atm, 580 °C). así mismo también se tienen centrales termoeléctricas que operan con un motor de combustión interna sobrealimentado. (Gonzales,2014)

Centrales Termoeléctricas con turbinas a gas: Una turbina cualquiera es una maquina rotativa compuesta por un compresor, cámara de combustión y turbina que permite la transformación de energía térmica en energía mecánica. En el caso de la turbina de gas, el fluido de trabajo es el aire tomado del medio ambiente, el cual es comprimido y combustionado con gas natural con elevados excesos de aire. Los gases de la combustión generados en la cámara de combustión ingresan a la turbina de gas y generan la energía cinética necesaria para su accionamiento, produciéndose energía mecánica al eje. La turbina de gas, junto con las máquinas recíprocas (o de desplazamiento positivo), es considerada como una máquina de combustión interna. Estas centrales termoeléctricas operan con el ciclo Joule Brayton, cuya característica única es que es un sistema abierto. (Dueñas Jiménez, 2005)

El ciclo Brayton se desarrolla de la siguiente manera: se extrae aire a temperatura ambiente hacia el compresor, donde es presurizado en lo que teóricamente se conoce como un proceso isoentrópico, o lo que es lo mismo, en un proceso donde la entropía no se incrementa ni se reduce. El aire comprimido entra a la cámara de combustión, donde el combustible (normalmente gas natural) es quemado a través de un proceso que se caracteriza por mantenerse a presión constante o isobárica. De esta manera el aire presurizado y muy caliente, entrega su energía a través de los álabes de la turbina en un proceso que se conoce en termodinámica como expansión y que también es un proceso teóricamente isoentrópico. Debido a que tanto la compresión como la expansión son realmente procesos isoentrópicos, se presentan pérdidas en el compresor y en la turbina que se conocen como ineficiencias que afectan el proceso de generación de energía. (Dueñas Jiménez, 2005)

Las características de diseño de las centrales termoeléctricas con turbinas de gas , son las siguientes:

- Rango de potencia: Desde 10 kW – 250 MW. Esto nos permite que sean instaladas en plantas de gran potencia como centrales térmicas o en industrias de consumo pequeño.
- Los combustibles con los que trabaja principalmente son el gas natural, y los destilados ligeros del petróleo.
- Fiabilidad: Las turbinas de gas modernas han demostrado ser generadoras de energía confiable dado el mantenimiento adecuado y con un tiempo entre fallas elevado.
- Alta temperatura de los gases de escape: Entre 900 a 1,100 °C para las pequeñas turbinas industriales y hasta 1200°C para las grandes turbinas, este calor se puede aprovechar en las calderas de recuperación de los ciclos combinados.
- Tiempo de vida útil: Comprende desde 25 a 20 años.
- Período de instalación: Desde 9 a 14 meses, para sistemas de gran tamaño puede incluso alcanzar hasta un máximo de 2 años.(Silva Cevallos,2013)

Las centrales con turbinas de gas tienen la ventaja de emitir menos gases de efecto invernadero con respecto a otras centrales termoeléctricas. Además, para el arranque presentan una baja inercia debido a su peso , por lo tanto se les utilizan como centrales de punta o como centrales de reserva, es decir para sustituir total o parcialmente a las centrales hidráulicas o térmicas de base en el caso de escasez de agua o de avería. Para centrales de punta y potencias unitarias de 10 a 25 MW son más convenientes las centrales térmicas de gas que las centrales de vapor o que las centrales con grupos motor diesel-alternador. Para potencias inferiores a los 10 MW se ha de descartar por razones económicas la central de vapor, siendo las dos soluciones restantes equivalentes. En las zonas donde hay escasez de agua y existen próximos yacimientos de gas natural se suelen utilizar centrales con turbinas de gas como centrales de base. Las turbinas de gas funcionan siguiendo un ciclo Joule Brayton Simple abierto. La diferencia esencial del ciclo Brayton con el ciclo Rankine es que en el primero el fluido de trabajo es un gas, mientras que en el segundo es un vapor que se condensa y evapora en el ciclo. Además, la compresión en el ciclo Brayton absorbe mayor trabajo que en el ciclo

Rankine por realizarse en la fase gaseosa y fase líquida respectivamente..(Fernández y Robles, 2014)

El fluido de trabajo que se usa en una central termoeléctrica con turbina de vapor, es vapor de agua producido en un generador de vapor acuotubular a una temperatura y presión determinada. El vapor sobrecalentado fluye a través de una turbina de vapor de tal manera que haga girar los álabes fijos unidos a un eje rotor; y a su salida, el vapor presenta una presión y una temperatura inferior, como consecuencia de un proceso de expansión. El fluido calo-transportador que se usa, es vapor de agua, dado su excelente característica como agente térmico, económico y conveniente para ser utilizado en procesos térmicos. El calor entregado al agua en este proceso se denomina calor sensible (variación de temperatura). Si continuamos añadiendo calor luego de haber llegado a la temperatura de ebullición, ésta no aumenta, pero el agua se evapora progresivamente (zona de vapor húmedo), tomando cada vez más calor, hasta que llega a evaporarse por completo, transformándose en vapor saturado seco. El calor agregado en este proceso de cambio de fase se denomina calor latente (calor escondido, no se siente que la temperatura aumenta). Si se agrega más calor a este vapor, se convierte en vapor sobrecalentado. (Gonzales, 2014)

Para el caso de las centrales termoeléctricas con motores de combustión interna: Se utilizan en lugares donde no existe red de transmisión o como unidades de reserva o emergencia. Los ciclos de potencia permiten aprovechar la energía liberada en la combustión del combustible en los cilindros del motor, el cual acciona al pistón y al sistema biela-manivela, para luego transformarla en trabajo útil. Estas centrales termoeléctricas operan con Gas Natural según el Ciclo Otto o con petróleo BD5 con el Ciclo Diesel. (Dueñas Jiménez, 2005)

Una central termoeléctrica de ciclo combinado es aquella instalación en la que la energía térmica del combustible es transformada en electricidad mediante el acoplamiento de dos ciclos termodinámicos básicos, uno que opera a alta temperatura y otro con menores temperaturas de trabajo. El calor residual del proceso de generación de potencia efectiva en el ciclo de alta temperatura se aprovecha en su mayor parte en un recuperador de calor para producir potencia en un ciclo termodinámico de baja

temperatura. En la práctica, el término ciclo combinado se reserva de forma casi universal a la conjunción en una única central de dos ciclos termodinámicos, Joule Brayton y Rankine, que trabajan con fluidos diferentes: gas y agua-vapor. El ciclo que trabaja con aire-gases de combustión (Brayton) opera a mayor temperatura que el ciclo cuyo fluido es agua-vapor (Rankine) y ambos están acoplados por el intercambiador de calor gases/agua-vapor, que es la caldera de recuperación de calor. La unión termodinámica de estos ciclos conduce generalmente a la obtención de un rendimiento global superior a los rendimientos de los ciclos termodinámicos individuales que lo componen.(Fernández y Robles, 2014)



Figura N° 7 Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado de Kallpa (Perú)

Fuente: Orazul (2,019)

El Costo Variable Combustible (CVC) conocido también como Costo Incremental o Costo de Operación, representa el costo asociado de la unidad termoeléctrica para producir una unidad de energía. Dicho costo se determina como el producto del consumo específico de la unidad (por ejemplo, para una TG que utiliza Diesel N° 2 como combustible, el consumo específico se expresa en kg/kWh) por el costo del combustible (por ejemplo, para el Diesel N° 2 dicho costo está dado en US\$/Ton), y viene expresado en US\$/MWh o mils/kWh. El Costo Variable No Combustible (CVNC) representa el costo, no asociado directamente al combustible, en el cual incurre la unidad termoeléctrica por cada unidad de energía que produce. Para evaluar dicho costo se determina la función de costo total de las unidades termoeléctricas (sin incluir el combustible) para su régimen de operación esperado; a partir de esta función se deriva el CVNC como la

relación del incremento en la función de costo ante un incremento de la energía producida por la unidad.(Guevara, 2019)

c. CENTRALES FOTOVOLTAICAS:

Este tipo de energía se llama energía fotovoltaica, la cual es capaz de convertir la energía del sol en electricidad a través de placas fotovoltaicas. Esta energía obtenida directamente a partir de la radiación solar, se transforma en electricidad mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica. Tiene diversos usos y van desde la producción de electricidad a gran escala a través de redes de distribución, pasando por alimentar innumerables aplicaciones y aparatos autónomos, hasta abastecer de energía a viviendas aisladas de la red eléctrica. El elemento fundamental de una central fotovoltaica es el conjunto de las células fotovoltaicas. Éstas, integradas primero en módulos y luego en paneles, captan la energía solar, transformándola en corriente eléctrica continua mediante el efecto fotoeléctrico (RENOVETEC,2018)

La energía eléctrica circula por la red de transporte en forma de corriente alterna, por ello, la corriente generada en los paneles solares es conducida a la sala de potencia, donde la corriente continua que se recibe en el armario de continua es convertida en corriente alterna por medio de unos inversores y después recogida en el armario de alterna. Una vez convertida a corriente alterna, la energía eléctrica producida pasa por un centro de transformación donde un transformador adapta las condiciones de intensidad y tensión de la corriente a las de la red de transporte para su utilización en los centros de consumo. (RENOVETEC,2018)

El factor de planta también conocido como factor de utilización de una central eléctrica es el resultado del cociente entre la energía real generada por la planta durante un periodo de tiempo y la energía generada teórica si la central hubiera operado al 100% durante el mismo periodo de tiempo. Dependiendo del combustible utilizado en la central, el factor de planta variará considerablemente, en el caso de las centrales fotovoltaicas el valor típico suele rondar entre el 10% y el 15%. (Romeral Peláez, 2015)



Figura N° 8 Central Fotovoltaica Rubí de 144 MW (Perú)

Fuente: OSINERGMIN (2,017)

d. CENTRALES EOLICAS:

Un aerogenerador o turbina eólica transforma la energía cinética del viento en energía útil, la que puede ser tanto mecánica como eléctrica. La energía producida por el viento se considera una fuente de energía renovable indirecta de la energía solar, pues el Sol por medio de la radiación que emite, modifica la temperatura de las partículas que conforman la atmósfera, produciendo corrientes de viento. Este se origina por cambios de presión en las masas de aire, generadas por factores como la inclinación de los rayos del Sol que llegan a la atmósfera variando su temperatura, las características geográficas del sector y el contenido de agua en el aire. .(Agencia Chilena de Eficiencia Energética, 2018)

La potencia de un generador eólico está directamente relacionada con la velocidad del viento, entre otras variables. La búsqueda de corrientes más rápidas ha desafiado al desarrollo tecnológico para aumentar la altura de los aerogeneradores desde 10 a 15 metros e incluso de 20 a 25 metros para aerogeneradores pequeños, dependiendo de las características de la localidad donde se instale. En tanto, para aerogeneradores eólicos de gran escala desde 1,5 – 7,5 MW se alcanzan alturas entre los 60-100 metros e incluso superiores. Para la ubicación de parques eólicos ,con aerogeneradores sobre 1,5 MW, se recomienda una velocidad media del viento mínima de 6 m/s, permitiendo a través de este parámetro cuantificar la potencialidad de diferentes lugares. Cabe señalar que el viento tiene ligada una variabilidad importante que puede ser tanto diaria como durante el año, por lo que es necesario realizar estudios para conocer su

comportamiento, ya que esta intermitencia afecta el desempeño que tienen estos aerogeneradores para generar energía .(Agencia Chilena de Eficiencia Energética, 2018)



Figura N° 9 Parque Eólico de Talara

Fuente: Countour Global (2,019)

En los sistemas eléctricos de potencia pueden ocurrir fenómenos indeseados, que son producidos por diversas causas y provocan caídas bruscas en la tensión; La tensión disminuye hasta un valor determinado durante el tiempo de la falla, seguida por una rampa que aumenta hasta que en los terminales se recupera la tensión a su valor nominal; el ancho de la falla está determinado por el tiempo que está presente la misma y por el tiempo que las protecciones del sistema tardan en limpiarla. Sin embargo, la magnitud de la caída de tensión y el tiempo total hasta la recuperación del sistema están influenciados por varios factores, entre los que se encuentran las características del sistema, la ubicación y tipo de falla y las tecnologías de protección. (Santos, Cairo y Boza, 2014)

El comportamiento de la turbina eólica difiere según el tipo de tecnología utilizada. En los aerogeneradores de velocidad fija la caída en la tensión limita la capacidad del generador de inducción de suministrar potencia a la red; el resultado es la presencia de altos niveles de corriente debido al bajo valor de la tensión, los cuales pueden ser soportados por el generador durante un periodo corto de tiempo sin que la máquina tenga daños a largo plazo. Sin embargo, el desequilibrio entre las potencias mecánica y eléctrica hace que el generador se acelere y es posible que cuando el sistema limpia la falla el aerogenerador no puede desacelerar y tomar la velocidad de trabajo que tenía

antes de la falla, y la protección correspondiente se dispara, se desconecta la turbina eólica de la red. Esto depende de la inercia del generador, su potencia nominal y la duración de la falla.(Santos, Cairo y Boza, 2014)

2.2.3 SISTEMAS DE TRANSMISION DE ENERGIA:

Una línea de transmisión eléctrica es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión y distribución de la energía eléctrica, está constituida por: conductores, estructuras de soporte, aisladores, accesorios de ajustes entre aisladores y estructuras de soporte, y cables de guarda (usados en líneas de alta tensión, para protegerlas de descargas atmosféricas); es de suma importancia el estudio de las características eléctricas en los conductores de las líneas, estas abarcan los parámetros impedancia y admitancia, la primera está conformada por la resistencia y la inductancia uniformemente distribuidas a lo largo de la línea y se representa como un elemento en serie. La segunda está integrada por la susceptancia y la conductancia y en este caso se representa como un elemento en paralelo, la conductancia representa las corrientes de fuga entre los conductores y los aisladores, esta es prácticamente despreciable por lo que no es considerado un parámetro influyente, las características tanto de los elementos físicos como eléctricos se explicaran a continuación. (Bustillos y Pérez, 2015)

La transmisión de energía eléctrica enfrenta tres tipos de límites físicos. El primer tipo son los límites térmicos por los cuales las pérdidas pueden elevar la temperatura de las líneas, haciéndolas ceder o fundirse. El segundo tipo es la energía reactiva, que surge de la desincronización de la tensión y la corriente eléctrica en los sistemas de corriente alterna, la cual ocasiona pérdidas, aunque ayuda a mantener el voltaje de destino a un cierto nivel y puede reducirse colocando condensadores en paralelo con la carga. El tercer tipo tiene que ver con el límite de estabilidad del sistema ocasionado por la diferencia de voltaje entre extremos necesaria para que pueda fluir la corriente eléctrica. Diferencias mayores de voltaje entre extremos pueden generar un colapso del sistema. Para evitar estos problemas el operador del sistema impone límites a la cantidad de energía que se puede transmitir por una línea y en algunos casos incorpora criterios adicionales de diseño y operación a fin de mantener la confiabilidad del servicio, como el criterio «n-1», donde el sistema posee cierta redundancia, haciendo

que pueda seguir funcionando ante la salida de una línea con las $n-1$ líneas restantes.(Departamento de economía de la PUCP, 2008)

La transmisión de electricidad es una actividad en la cual los costos fijos, asociados a la inversión y mantenimiento de las redes, constituyen la mayor parte del costo total. Por otra parte, hay que tener en cuenta quiénes se benefician de la mayor capacidad de transmisión entre nodos. En términos generales, se benefician por un lado los usuarios ya que pueden recibir la electricidad generada en una localidad alejada, aunque en muchos casos pueden contar con generación de electricidad más cercana, pero más costosa. También los generadores se benefician con la línea de transmisión pues tienen un medio para llegar a consumidores que no se encuentran en su proximidad. .(Departamento de economía de la PUCP, 2008)

Los costos de transmisión se pueden dividir en dos grandes categorías según la duración del gasto: los costos fijos y los costos variables. Si bien los costos fijos o de inversión son claves para determinar la dimensión y trazado de las líneas, en el corto plazo se consideran como un dato al que se le suman los costos variables. La transmisión de electricidad ocasiona dos tipos principales de costos variables. El primero es la porción de electricidad que se pierde durante la transmisión. El segundo costo es el costo de congestión, el cual, para dar una señal adecuada, debe ser incluido en el precio. En muchas estructuras tarifarias se incluye en los precios unitarios el valor de las pérdidas de energía y los costos ocasionados por la congestión pues ellos, conjuntamente con los costos de generación en cada barra, permiten tener un parque generador que minimice los costos totales de generación y transmisión en cada punto del sistema. Por ello, la señal que da la suma de los dos componentes de costos variables de la transmisión es necesaria para determinar el despacho económico que maximice el bienestar de los agentes atendidos por el sistema. (Departamento de economía de la PUCP, 2008)

La actividad de transmisión compuesta por líneas de alta tensión de 138 y 220 kV y Extra alta tensión de 500 kV se subdivide en transmisión principal y transmisión secundaria. El sistema principal de transmisión (SPT) está conformado únicamente por las líneas de transmisión que unen subestaciones o barras base y permiten el libre tránsito de la

electricidad sin asignar responsabilidad particular a ningún generador o consumidor por dicho tránsito, o en otro caso se asigna que el flujo de potencia es bidireccional. El conjunto de barras y líneas que forman el SPT constituye un mercado mayorista para el desarrollo de las transacciones del negocio eléctrico. El sistema secundario de transmisión (SST) está conformado por las subestaciones de potencia y barras de transmisión secundaria en las cuales es posible identificar al usuario (generador, distribuidor o cliente final) responsable por el uso de dichas instalaciones o en caso contrario el flujo de potencia es sentido único.(Aragón y Padilla, 2013)

2.2.4 CLASIFICACION DE LAS CENTRALES DE ENERGIA SEGÚN SU OPERACIÓN:

a. CENTRALES DE BASE:

Son aquellas Centrales Termoeléctricas que pueden operar en forma continua y permanente, en función a los siguientes criterios: Gran capacidad de generación y bajos costos operativos lo que le permiten operar de forma confiable. Su función es suministrar energía eléctrica en forma permanente; la instalación suele estar en marcha durante largos períodos de tiempo y no debe sufrir interrupciones de la instalación. Este tipo de centrales se caracterizan por su alta potencia efectiva. Están destinadas a suministrar la carga base de la demanda eléctrica de un Sistema Eléctrico. Estas centrales llamadas también centrales principales, son de gran potencia y utilizan generalmente como unidades de generación las turbinas de vapor, turbinas de gas y turbinas hidráulicas, así como las centrales de ciclo combinado. En sistemas eléctricos de otros países las Centrales Nucleoeléctricas y Carboeléctricas, toman esta denominación. (Guevara, 2018)

Su designación está en relación a los siguientes criterios:

- Gran capacidad de generación de energía eléctrica: Tenemos las centrales Hidroeléctricas de pasada y Centrales Termoeléctricas de Ciclo Combinado con gas natural.
- Tienen bajos costos de operacion, por lo cual operan de forma continua sin afectar al precio de la energía de todo el sistema eléctrico. Así tenemos las Centrales Hidroeléctricas de pasada y embalse, Centrales Termoeléctricas de Ciclo Combinado, con Motores de Combustión Interna y Ciclo Joule Brayton Simple Abierto con Gas Natural. (Guevara, 2018)

b. CENTRALES DE PUNTA:

Estas centrales tienen como principal función cubrir la demanda de energía eléctrica cuando existen picos de consumo, o sea horas punta. Trabajan en espacios cortos de tiempo durante determinadas horas, su funcionamiento es periódico. Debido a la capacidad de respuesta necesaria, generalmente suelen ser centrales hidráulicas o térmicas. Son aquellas centrales destinadas a cubrir la máxima demanda de energía eléctrica en las horas – punta; en dichas horas – punta, se ponen en marcha y trabajan en paralelo con la central principal (en el Perú se considera horas punta al periodo de tiempo entre las 19.00 a las 23.00 horas), así como también cubren las demandas cuando existen picos de consumo. Tienen una rápida capacidad de respuesta para ingresar a operar a plena carga (rápida rampa de arranque), generalmente suelen ser centrales hidroeléctricas de regulación o de embalse o termoeléctricas con turbinas a gas o MCI. (Guevara,2018)

c. CENTRALES DE RESERVA:

El concepto de reserva económica implica la disponibilidad de instalaciones capaces de sustituir, total o parcialmente, a las centrales de base en las siguientes situaciones: escasez o falta de materias primas (agua, carbón, biodiesel, etc.) El concepto de reserva técnica comprende la programación de determinadas centrales para reemplazar a las centrales de producción elevada en el caso de fallas en sus maquinarias. Las centrales a las que se suele recurrir en esos casos son las hidráulicas o con turbinas de gas debido a la rápida capacidad de respuesta. (Coto, 2002)

2.3 OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE GENERACION.

2.3.1 DESPACHO DE LA ENERGIA.

La operación económica corresponde al conjunto de acciones que permiten hacer operar las centrales eléctricas de la forma más económica y segura. Durante la operación económica se debe realizar un justo balance entre los costos operacionales y la seguridad en la operación. Los costos asociados a la inyección de energía en un SEP, son los costos en los que incurren las centrales generadoras. Estos costos están constituidos por los costos fijos (CF) y los costos variables (CV). Los CF no dependen del

nivel de producción, ejemplos de CF son costos administrativos , costos financieros, costos de seguros,etc.En cambio los costos variables están relacionados con el nivel de producción de la central y se compone de dos costos: el costo asociado al combustible se denomina costo variable combustible , mientras que aquellos que no están asociado al combustible se denomina costo variable no combustible.(Garrido, 2016)

La operación económica se clasifica en tres tipos:

- La operación económica a largo plazo considera un análisis en horizonte anual de la información proyectada. Además, en este tipo de modelación, el despacho, la demanda y la hidrología son probabilísticas que consideran: tasa de crecimiento del consumo de energía, proyectos de inversión en generación, transmisión y demanda. Por otro lado utiliza un modelo de la red eléctrica con simplificaciones. Finalmente los costos asociados a insumos de combustible y mantenimiento, son parcialmente probabilísticos. En el análisis de largo plazo, se busca definir escenarios de operación desde el punto de vista de la demanda y de la hidrología, determinar los costos esperados de operación y falla con el objetivo de evaluar proyectos de inversión en generación, transmisión y demanda. (Garrido,2016)
- La operación económica de mediano plazo se establece para periodos mensuales. En cuanto si la demanda de energía y potencia es determinística pero en cambio la serie hidrológica es parcialmente probabilística. Se tiene conocimiento del plan de mantenimiento de las unidades de generación que a su vez permite determinar la disponibilidad de estas. Las características de la red de transmisión son conocidas. Dentro de las variables a definir en el mediano plazo se encuentran la condición preliminar de generación de las unidades termoeléctricas, así como el manejo de los embalses medianos, costos marginales, etc.(Garrido,2016)
- Finalmente, la operación económica de corto plazo se realiza para una operación en días y semanas, cuyas principales características son: demanda de energía y potencia efectiva de muy baja incertidumbre; curva de carga determinísticas; serie hidrología conocida; ventosidad y radiación relativamente conocidas; mantenimientos preventivos mayores programados con alto nivel de incertidumbre (mantenimientos y costos de operación). En este caso las variables a definir son: la operación de las unidades en el tiempo (conocimiento del despacho de las unidades

generadoras); flujos de potencia por elementos serie, con el fin de determinar las posibles congestiones en el sistema, se debe conocer el perfil de tensiones en barras; el despacho de reactivos; costos marginales horarios programados; pérdidas de energía en el sistema de transmisión y finalmente niveles de reserva de potencia activa ya sea en giro o fría. (Garrido,2016)

El sistema de potencia, como cualquier otro sistema, trata de buscar siempre la obtención de un rendimiento económico a la inversión realizada, la gestión económica de un sistema eléctrico de potencia es muy compleja, interviniendo en ella aspectos financieros, tarifarios, sociales, empresariales, medioambientales y operacionales. Además es fundamental tener en cuenta el marco legal regulatorio de cada país que condicionara las actuaciones y medidas que será necesario emplear. Por lo tanto la planificación y operación del sistema eléctrico es una tarea compleja que requiere una serie de toma de decisiones que comienza a largo plazo y que se concreta en el corto plazo. Esta toma de decisiones se basa en modelos de cálculo de alta complejidad. En cuanto a las decisiones de operación, deben tomarse buscando siempre la operación económica de forma que el costo de servicio al consumidor sea el mínimo posible, pro manteniendo su calidad. (Díaz Gonzales, 2017)

Por otro lado, la eficiencia económica está relacionada con la viabilidad técnica o física en la distribución o transmisión de la energía, ya que no solo es necesario minimizar el costo de operación, sino que además debe asegurarse la calidad de este en el punto de consumo. Así la eficiencia eléctrica va a venir determinado, por dos características: despacho económico y pérdidas en la red de transmisiones términos generales el despacho económico de cargas de un sistema persigue como objetivo minimizar el costo de generación de energía de cada unidad de energía producida y distribuida, lo que redundará también en el precio final que paga el usuario por dicho suministro. El despacho económico es utilizado por las empresas eléctricas con múltiples plantas generadoras de energía cuando, tras ofertar en el mercado un bloque de potencia, requieren programar la producción asignando a cada central la cuota de generación que permita el despacho de esta energía minimizando el costo de generación de energía. (Díaz Gonzales, 2017)

El método para programar las centrales tiende a utilizar los varios tipos de centrales según la especialización de las funciones que las respectivas características térmicas permiten. Estas características, pueden ser resumidas así:

- Centrales Hidroeléctricas: La potencia eléctrica generada depende de la altura neta del salto. Relativa rapidez y facilidad en las maniobras de arranque y regulación no excesivamente rápida de la presa de carga.
- Centrales Térmicas: Consumos horarios crecientes con una curva parabólica al crecer la potencia eléctrica generada. Complejidad de la maniobra de arranque, modulabilidad lenta y no continua de la potencia que entrega. Imposibilidad por construcción de entregar potencia más bajo de un cierto mínimo técnico. Capacidad de variar rápidamente sobre la potencia requerida, a causa de la pequeña inercia del fluido del motor. Costos no despreciables en el arranque debido esencialmente al calor que se debe almacenar antes del régimen de operación y que se disipa a partir del momento en que se ha parado. (Rau Vargas, 2010)

En base a estos considerandos, se deduce que diariamente se debe tratar de combinar óptimamente éstos dos tipos de centrales de generación eléctrica. Entonces, tendremos que operar en modo tal que las centrales hidroeléctricas sigan lo mas cerca posible las variaciones del diagrama de las cargas, de tal forma que se obtenga que la diferencia entre las cargas y la producción de las plantas hidroeléctricas resulten lo más nivelado posible en el curso de la 24 horas. De este modo, al utilizar mejor según las características propias de funcionamiento los dos diversos tipos de centrales, se obtendrá también el mínimo costo de la energía térmica que debe producirse y el mínimo número de grupos termoeléctricos para tener en servicio con el fin de realizar la producción de energía prevista. (Rau Vargas, 2010)

Los sistemas hidrotérmicos están compuestos por centrales hidroeléctricas y centrales termoeléctricas , donde cada uno de ellas produce energía , en la que de una manera colectiva abastecen a toda una región o un país del recurso eléctrico, por tal motivo resulta necesario una coordinación o despacho óptimo de operación de las unidades de generación , obteniendo un costo de operación mínimo y satisfaciendo de manera

simultánea las restricciones de cada unidad generadora y del sistema eléctrico en su totalidad.(Pérez y Mendez,2011)

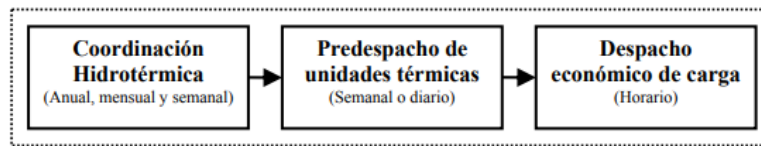


Figura N° 10 Descomposición jerárquica temporal de un sistema hidrotermico

Fuente: Padilla y Aragón (2,016)

Para la coordinación de la generación de energía hidrotermica: la operación de unidades generadoras en un sistema donde tanto la generación hidráulica y térmica son usadas, presentan una expansión del problema de despacho económico de carga. Una operación eficiente de los sistemas hidroeléctricos es importante no solamente por razones económicas, sino para prevenir los rechazos de carga. Hay muchas situaciones conectadas con las operaciones hidroeléctricas, tales como los flujos no controlados y descargas requeridas de agua para irrigación o control de inundaciones, las cuales alejan del sistema operador algunas de las alternativas que pueda tener aun cuando podría ser usada totalmente el agua como es deseada para beneficiar la producción de potencia. Sin embargo, si un valor puede ser asignado sobre el agua usualmente en soles por m³, las unidades hidráulicas pueden ser operadas incrementalmente juntas con unidades térmicas para la operación económica total del sistema. Por supuesto, el valor sobre el agua varia de tiempo en tiempo, siendo bajo durante periodos de gran caudal, durante e inmediatamente después de tormentas, lluvias, y aumentando durante periodos cuando hay escases de agua, ya que cada m³ de agua a través de una central hidroeléctrica desarrollara una cantidad definida de energía, dependiente de la altura o caída de la planta, ya que el agua es equivalente al combustible tal como gas o petróleo para propósito de producción de potencia. La coordinación hidrotermica es un procedimiento desarrollado para obtener el costo mínimo de generación en la operación de un sistema integrado por generación hidráulica y térmica. Básicamente, en un programa de generación hidrotermica, las curvas de entrada y salida para cada unidad hidráulica son desarrolladas mostrando los m³ por hora trazados contra la carga de megavatios. (Rau Vargas, 2010)

2.3.2 TRANSFERENCIA TECNICA.

Se denomina Oferta de generación de energía a la sumatoria de potencias efectivas de las centrales de generación de energía en condición de disponibilidad e indisponibilidad pertenecientes a un sistema eléctrico de potencia (Guevara, 2017)

La producción de energía tiene asociados los siguientes riesgos corporativos:

- Riesgo de indisponibilidad en las centrales de generación, descrito como eventos internos o externos que afecten la operación de las centrales y que impacten su disponibilidad.
- Riesgo regulatorio, normativo y de cumplimiento, descrito como el incumplimiento o desconocimiento de las leyes, normas y/o regulación.
- Riesgo hídrico y de variabilidad del clima, descrito como la variabilidad climática e hidrológica que impacta negativamente la producción de energía de las centrales hidroeléctricas.
- Riesgo ambiental y social, descrito como la inadecuada gestión social y biofísica para contribuir a la sostenibilidad ambiental de la Empresa y de las áreas de influencia durante la construcción u operación de centrales de generación.(Arteaga Agreda, 2018)

Para el despacho económico teórico se toma el criterio de la teoría de costos marginales, en la cual se da un ordenamiento de las centrales de generación de energía en función de sus costos marginales de corto plazo o costos variables totales (CVT), según el siguiente ordenamiento:

- Centrales hidroeléctricas de pasada.
- Centrales hidroeléctricas de embalse o de regulación horaria, semanal, etc.
- Centrales Termoeléctricas con Ciclo Combinado con Gas Natural.
- Centrales Termoeléctricas de Ciclo Joule Brayton Simple Abierto MCI a Gas Natural.
- Centrales Termoeléctricas con Carbón
- Centrales Termoeléctricas con Petróleo Residual 500 o Bunker 6(Ciclo Rankine)
- Centrales Termoeléctricas con M.C.I con Petróleo BD5 o BD2 .
- Centrales Termoeléctricas con Ciclo Joule Brayton Simple Abierto con Petróleo BD5 o BD2.

Según la normatividad vigente las Centrales con Recursos Energéticos Renovables no marginan y tienen prioridad en el despacho que tienen las Centrales Termoeléctricas Las Centrales de Cogeneración según el Reglamento de cogeneración del Perú , están en la misma condición a las centrales RER.(Guevara,2018)

Para el despacho real , debido a las imperfecciones del sistema de generación y transmisión eléctricas , la disponibilidad del recurso energético agua y combustible , el despacho del Sistema sufre alteraciones, los cuales para una operación real se toma en cuenta el Procedimiento N° 9 “Coordinación de la Operación a Tiempo Real del SEIN” , para la ejecución de la operación en tiempo real, las actividades del Coordinador se limitarán a seguir el Programa de Operación en función a la disponibilidad de las Centrales de Generación Disponibles ordenadas en función a sus costos variables de operación (costos marginales de corto plazo) llamado PDO o su Reprogramación, dando origen a los Despachos en tiempo real con la aplicación de las acciones correctivas del caso, para mantener el sistema en estado normal, pero expuestos permanentemente a la presencia de las desviaciones significativas al programa tal como:

- La desviación de la demanda proyectada la cual origina un cambio en el programa de operación.
- La indisponibilidad forzada de las Centrales de Energía en el despacho económico del sistema en función a actividades de mantenimiento.
- Las variaciones de los caudales naturales de los ríos y el estado de los embalses, Esto último afecta la capacidad de generación de las centrales hidráulicas de pasada o con regulación diaria y semanal.
- La variación de los niveles de tensión y frecuencia cuando se prevé exceder los límites permisibles considerados en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos NTCSE ó la Norma Técnica de Operación a Tiempo Real NTOTR.
- Exceder el límite de capacidad de transporte de los sistemas de transmisión y de sus componentes principales.
- Indisponibilidad o restricción total o parcial del suministro de combustible para las plantas termoeléctricas.(Guevara,2018)

2.3.3 TRANSFERENCIA COMERCIAL.

El tratamiento comercial dado a la exportación o importación de la energía eléctrica corresponde a una demanda o una generación en frontera. Una exportación realizada en esos términos será equivalente a una demanda en frontera en el sistema exportador y a una generación en frontera para el sistema importador. En tal caso, por ejemplo, le corresponderán:

- En el mercado exportador: todos los cargos establecidos para las demandas.
- En el mercado importador: todas las remuneraciones y cargos establecidos para las generaciones, inclusive cargos por capacidad y pagos por transporte y reservas.(Aragón y Padilla,2016)

Así mismo, las compras de energía asociadas al pago de capacidad o compras firmes, se implementan en relación a contratos de largo plazo para garantizar la cobertura de la demanda y la inversión a la oferta. Deberá tenerse presente que compras de energía sin pago de capacidad, no promoverán la inversión en nueva generación destinada a la exportación en el sistema exportador. Si un mercado importador no paga capacidad al exportador, entonces no correspondería remunerar en este último el costo marginal de la oferta correspondiente a demanda local más la exportación, ya que se estaría afectando el equilibrio de la oferta y demanda, y:

- Se otorgaría renta a los generadores locales.
- Se aumentaría el pago de los consumidores en el país exportador, sin beneficios para estos últimos, ya que no sería promovida la expansión de la oferta local por ese tipo de exportación. En este tipo de situaciones se debe distinguir entre precio interno y precio de exportación y así mismo verificar que los intercambios entre sistemas tiendan a ser balanceados en el largo plazo. (Aragón y Padilla,2016)

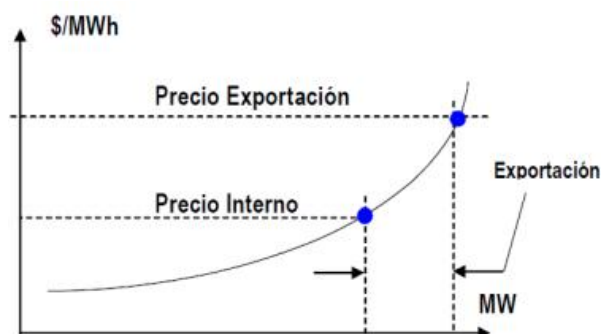


Figura N° 11 Incremento del costo de generación del sistema exportador

Fuente: Padilla y Aragón (2,016)

La importación de energía modifica el precio spot si afecta el costo marginal. En cambio, la incidencia de las exportaciones sobre el precio spot es diferente según se cumpla o no la llamada Condición de Integración Spot. De existir Integración Spot con el Mercado de un país interconectado, la exportación Spot afecta el precio Spot. Como se ve en el figura siguiente:

- De existir integración spot con un país, la exportación spot al mismo aumenta el precio spot para las transacciones locales, generando una ganancia para la generación en el mercado local, marcada en el gráfico con trazos verticales.
- Se define un único precio spot como el costo de la máquina más cara en el despacho con exportación spot.
- Se genera un excedente en el mercado spot entre el precio de venta al otro país y el precio spot con exportación, que se asigna al servicio de seguimiento de la demanda.
- La diferencia entre el precio spot con exportación y el costo de la generación incremental es una ganancia de los participantes productores que contribuyen a la exportación. (Dámaso ,2008)

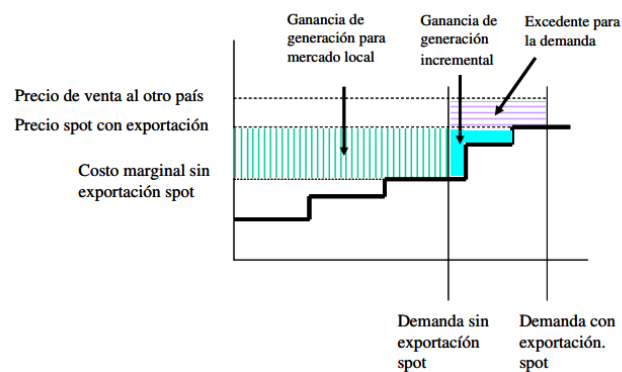


Figura N° 12 Efecto de la exportación con la integración spot

Fuente: Damasso (2,008)

2.3.4 COSTO DE LA GENERACION DE ENERGIA.

Los costos marginales de corto plazo (CMg) son aquellos costos en que se incurre para producir una unidad adicional de energía eléctrica o alternatively es el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad de energía eléctrica, considerando la demanda y el parque de generación disponible. Se determina para intervalos de 1 hora o fracción

(cada 15 minutos en el SEIN-Perú). Es utilizado como precio de la energía en las transacciones entre generadores y en el mercado de corto plazo (mercado Spot). (Aragon y Padilla, 2016)

Normalmente los costos de generar Energía eléctrica se dividen en dos partes: el costo fijo que está asociado al costo de inversión más los costos de operación y mantenimiento fijos necesarios para mantener la central de generación en condiciones de disponibilidad; y el costo variable, referido al costo de operación y mantenimiento que varía con la cantidad producida. Para determinar el costo total es necesario expresar ambos costos en US\$/MWh. (PUCP, 2008)

El costo marginal es un concepto fundamental en la teoría microeconómica, debido a que se utiliza para determinar la cantidad de producción de las empresas y los precios de los productos. Específicamente, la teoría dice que en un mercado perfectamente competitivo, los precios deben ser iguales a los costos marginales de producción. El uso de los costos marginales para calcular los precios de mercado tiene su justificación en la teoría microeconómica. Los costos marginales “de corto plazo”, esto es, los costos en que se incurre cuando el sistema eléctrico tiene que reaccionar ante el incremento de la demanda con sólo tiempo para responder con las plantas instaladas y disponibles. También podrían examinarse los costos marginales “de largo plazo”, los costos cuando el sistema tiene varios años para prepararse para el incremento de la demanda, y por lo tanto es capaz de ajustar la capacidad de generación instalada para responder mejor al cambio. (Sector Electricidad, 2014)

Los precios de mercado que se basan exclusivamente en los costos marginales de generación de corto plazo no garantizan en principio que cualquier generador recupere sus costos, incluido un rendimiento razonable de la inversión. El Precio de Mercado (PM) es igual al Costo Marginal (CM) de la última planta despachada operando al 100 % dentro de una curva de demanda. Idealmente es el costo variable del grupo más caro despachado. Las tecnologías punta deberían incluir sus costos fijos (si no existieran pagos regulados). En la práctica la definición del Costo Marginal no es clara por existir solapamientos de los períodos y costos fijos de operación. (Centrales despachadas en

valle para poder funcionar en punta / Rampas, tiempos y costes de arranque) (Sector Electricidad, 2014)

Los costos de la transmisión de energía incluyen en valor del capital, el costo de operación y mantenimiento, y las pérdidas de energía. El costo de capital de una empresa de transmisión es igual al valor de la depreciación de sus instalaciones más los intereses que genera el capital invertido, considerando principalmente el valor de las instalaciones de transmisión y los equipos. El costo del capital puede ser evaluado en la práctica de tres formas:

- Costo histórico: representa el valor efectivamente pagado por la distribuidora por sus instalaciones y equipos descontando la depreciación acumulada.
- Costo de reposición: representa lo que costaría construir las mismas instalaciones y equipos en la actualidad, sin tener en cuenta la obsolescencia de la tecnología utilizada.
- Costo de sustitución o valor nuevo de reemplazo (VNR): representa el costo de adquisición de nuevas instalaciones y equipos que permitan ofrecer un servicio idéntico al proporcionado actualmente utilizando la última tecnología y buscando el mínimo costo.(Salas Chomochumbi,2013)

Los costos de operación y mantenimiento corresponden a los costos necesarios para ofrecer el suministro de energía eléctrica con la calidad adecuada. Entre ellos tenemos los mantenimientos de las redes y las remuneraciones del personal técnico y administrativo, propio y de terceros. Los costos de operación y mantenimiento varían entre las empresas debido a la densidad poblacional o características del servicio que poseen sus respectivas áreas de concesión. Por lo tanto, los costos de operación y mantenimiento guardarán relación con la concentración poblacional y los niveles de consumo de energía eléctrica.(Salas Chamochumbi,2013)

Precio de oferta de exportación es aquel precio al cual un Sistema oferta vender energía eléctrica al otro Sistema. En general comprende el costo incremental de producción de energía (costo marginal en el caso de transacciones de corto plazo), las pérdidas de transmisión, los cargos por potencia o capacidad, los peajes de los sistemas de

transmisión, los costos de servicios complementarios y otros costos y cargos en que incurren o afectan al sistema exportador. (Aragón y Padilla,2016)

Precio de oferta de importación es aquel valor comercial al cual un sistema está dispuesto a importar energía del otro Sistema. En general es igual al costo evitado de producción interna, particularmente el ahorro incremental de sustituir la generación propia por la energía importada (costo marginal en el caso de transacciones de corto plazo), otros costos evitados del mercado interno y, en algunos sistemas, el costo económico de mejora de la confiabilidad. (Aragón y Padilla,2016)

2.4 MODELAMIENTO DE SISTEMAS ELECTRICOS:

La modelación del sistema eléctrico de potencia es la base esencial para estudiar y analizar su comportamiento tanto en condiciones normales como en situaciones de emergencia. La modelación considera tanto el comportamiento individual de cada elemento que conforma la red como el comportamiento interconectado entre ellos. Una modelación apropiada de los componentes de un sistema eléctrico de potencia servirá de base para realizar con confianza análisis de flujos de potencia, estabilidad de tensión, estabilidad dinámica y transitoria, fallas en líneas y componentes, localización de compensadores, etc. La modelación que se presenta en estas notas se relaciona con el estado estable o estacionario siendo el objetivo principal el obtener modelos de secuencia positiva, negativa y cero partiendo de modelos trifásicos magnéticamente acoplados. (Díaz Alemán y Fernández Galindo, 2014)

El Power World, es un paquete computacional que permite la simulación de Sistemas Eléctricos de Potencia, para lo cual por medio del entorno gráfico en el modo de edición del programa se dibuja el sistema y se ingresan los parámetros eléctricos correspondientes a los diferentes elementos que estén conformando un sistema eléctrico. Una vez que se estructura totalmente el sistema a estudiar, se puede pasar al modo de Simulación en el cual se especifican las condiciones de operación del sistema y luego se corre el programa, pudiéndose generar reportes de generación, cargas, flujos de potencia por las líneas, voltajes, etc. para analizar el estado del sistema en estudio. El entorno visual que brinda el Power World es muy útil, pues se puede apreciar

fácilmente, líneas sobrecargadas, zonas de voltaje fuera de los límites establecidos, además de la dirección del flujo de potencia, todo esto sin dejar de lado la precisión de los resultados de la simulación, lo cual convierte a este paquete computacional en una herramienta bastante útil en el análisis de sistemas eléctricos de potencia. (Chamorro,1999)

El programa también permite estudiar un SEP bajo ciertas condiciones operativas, esto es el abrir o cerrar líneas, generadores o cargas con un simple Click en el breaker asociado al elemento a operar, a la vez se puede manipular datos de los generadores, cargas y correr el flujo directamente en la simulación, permitiendo ver el comportamiento del sistema ante estos cambios. El ingreso de la curva de carga de un sistema, es otra opción del simulador, en cada una de las áreas de las que conste el sistema así como también para las zonas definidas en el mismo, esto permite simular la operación continua en un día, considerando costos, esto es realizando un despacho económico de las unidades generadoras existentes dependiendo de su rendimiento. (Chamorro,1999)

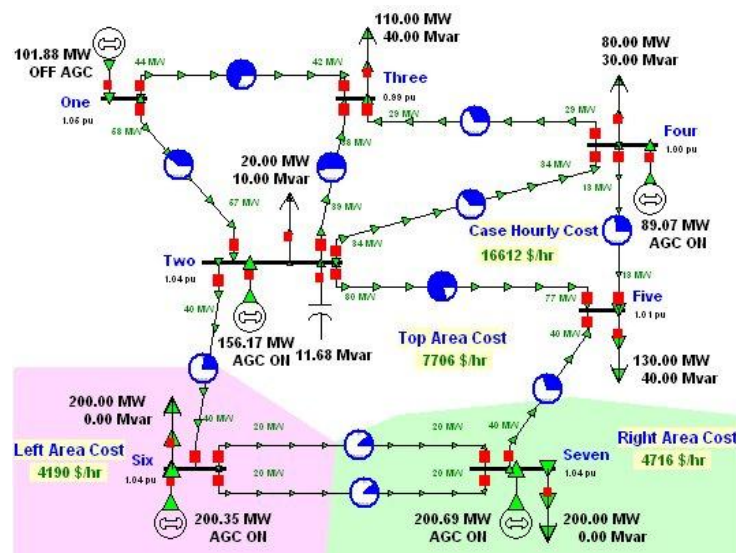


Figura N° 13 Entorno del Power World para modelizar SEP

Fuente: Power world corporation(2,019)

CAPITULO III:
MATERIALES Y METODO

3.1 MATERIALES

Dentro del Material utilizado se tiene lo siguiente:

3.1.1 PARQUE DE GENERACION DE ENERGIA EN EL PERU:

Se presenta la oferta de generación de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú, en centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y de recursos energéticos renovables según su potencia efectiva.

Cuadro N°1 Centrales Hidroeléctricas conformantes del SEIN

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGIA MEDIA(GWH)	CAUDAL TURBINABLE (m ³ /sg)	RENDIMIENTO KWH/m ³
Cahua	STATKRAFT PERU	45.4	246.6	24.31	0.520
Cañón del Pato	OZUL ENERGY EGENOR	265.6	1,464.9	75.58	0.980
Carhuaquero	OZUL ENERGY EGENOR	94.5	404.5	21.06	1.250
Carhuaquero IV	OZUL ENERGY EGENOR	10.0	67.2	2.56	1.080
Caña Brava	OZUL ENERGY EGENOR	5.7	25.5	19.39	0.080
Mantaro	ELECTROPERU	678.7	4,598.3	105.62	1.790
Restitución	ELECTROPERU	219.4	1,493.4	104.76	0.580
Callahuanca	ENEL GENERACION	84.2	543.5	25.30	0.924
Huampani	ENEL GENERACION	30.9	213.3	21.19	0.400
Huinco	ENEL GENERACION	277.9	1,027.3	27.17	2.840
Matucana	ENEL GENERACION	137.0	715.7	15.84	2.403
Moyopampa	ENEL GENERACION	69.2	483.7	19.32	0.990
Yanango	CHINANGO	43.1	173.7	20.0	0.599
Chimay	CHINANGO	154.8	733.6	92.34	0.470
Malpaso	STATKRAFT PERU	48.5	185.2	80.39	0.170
Oroya	STATKRAFT PERU	9.5	43.4	6.45	0.410
Pachachaca	STATKRAFT PERU	9.7	29.1	6.61	0.410
Yaupi	STATKRAFT PERU	113.7	687.7	29.05	1.090
Gallito Ciego	STATKRAFT PERU	35.3	84.2	41.11	0.240
Pariac	STATKRAFT PERU	5.0	24.8	2.2	0.630
Huanchor	HUANCHOR	19.8	127.8	10.93	0.500
Misapuquio	STATKRAFT PERU	3.9	20.1	2	0.540
San Antonio	STATKRAFT PERU	0.6	3.0	2.92	0.060
San Ignacio	STATKRAFT PERU	0.4	1.4	2.5	0.047
Huayllacho	STATKRAFT PERU	0.2	0.8	0.16	0.37
Yuncan	ENGIE	136.7	722.5	29.58	1.284
Quitaracsa	ENGIE	117.8	467.7	15.61	2.100
Santa Rosa I	ELECTRO SANTA ROSA	1	5.9	5.50	0.050
Santa Rosa II	ELECTRO SANTA ROSA	1.7	10.4	5	0.090
Curumuy	SINERSA	12.5	53.6	36.0	0.100
Poechos I	SINERSA	15.4	61.2	45.0	0.100
Poechos II	SINERSA	9.6	57.0	60.91	0.040
Charcani I	EGASA	1.7	12.3	10.0	0.050
Charcani II	EGASA	0.6	4.3	4.8	0.030
Charcani III	EGASA	4.6	35.9	8.51	0.150
Charcani IV	EGASA	15.4	83.5	15.04	0.280

Fuente: COES-SINAC/OSINERGMIN

Cuadro N° 2 Centrales Hidroeléctricas conformantes del SEIN

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGIA MEDIA(GWH)	CAUDAL TURBINABLE (m ³ /sg)	RENDIMIENTO KWH/m ³
Charcani V	EGASA	146.6	506.8	26.20	1.560
Charcani VI	EGASA	8.9	48.4	14.97	0.170
Aricota I	EGESUR	22.5	57.3	4.6	1.360
Aricota II	EGESUR	12.4	39.0	4.6	0.750
Machupichu	EGEMSA	168.8	1,216.8	55.83	0.840
San Gabán	SAN GABAN	115.7	685.4	19.88	1.620
La Joya	GEPSA	7.8	45.6	7.63	0.280
Santa Cruz I	HIDRO. SANTA CRUZ	7.0	33.8	6.0	0.320
Santa Cruz II	HIDRO. SANTA CRUZ	7.4	35.8	6.0	0.340
Roncador	MAJA ENERGIA	3.5	18.1	9.0	0.110
Platanal	CELEPSA	222.5	864.6	40.99	1.510
Pumacana	ELECTRICA SANTA ROSA	1.8	2.7	2.52	0.200
Huasahuasi I	HIDRO. SANTA CRUZ	9.9	36.0	6.49	0.420
Huasahuasi II	HIDRO. SANTA CRUZ	10.2	37.4	6.54	0.430
Yanapampa	ELECTRICA YANAPAMPA	3.9	17.5	20.0	0.050
Nueva Imperial	HIDROCAÑETE	4.0	24.6	7.5	0.150
Pizarras	ELECTRICA RIO DOBLE	19.2	75.9	22.00	0.240
Huanza	EMP. GENER. HUANZA	98.3	403.3	16.32	1.670
Runtullo III	EMP. GENER. JUNIN	20	103.5	5.4	1.030
Runtullo I	EMP. GENER. JUNIN	20	86.9	7.0	0.790
Canchayllo	ALDANA CONTRATISTAS	5.2	27.4	6.96	0.210
Pias	AGUAS Y ENERGIA PERU	12	59.3	5.94	0.560
Cheves	STATKRAFT PERU	176.4	659.7	33.38	1.470
Santa Teresa	INLAND ENERGY	89.8	648.5	53.07	0.470
Chancay	SINERSA	20.	34.5	3.60	1.540
Rucuy	Empresa de generación Eléctrica Rio Baños	20.0	21.0	3.40	1.630
Chaglla	EMP. GEN. HUALLAGA	470.4	304.8	148.37	0.880
PCH Chaglla	EMP.GEN.HUALLAGA	6.4	49.7	3.68	0.480
Cerro del Aguila	KALLPA GENERACION	545.1	512	221.46	0.680
CH Potrero	ALUZ CLEAN ENERGY	19.9	Minihidro		
CH Marañón	CELEPSA	18.4	Minihidro		
CH Renovandes	Empresa de generación eléctrica SANTA ANA SAC	20	Minihidro		
CH Yarucaya	Haura Power Group	20	Minihidro		
TOTAL		5,013.4	24,811.83		

Fuente : COES-SINAC/OSINERGMIN

Cuadro N°3 Centrales Termoeléctricas Convencionales conformantes del SEIN

CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EFECTIVA (MW)	COMBUSTIBLE	HEAT RATE(Unid/kWh)
Turbo Gas Natural Malacas TG6	ENEL PIURA	51.3	Gas Natural	9.766
Turbo Gas Natural Malacas AB	ENEL PIURA	85.1	Gas Natural	11.544
Turbo Gas Natural Malacas 4B	ENEL PIURA	20.9	Gas Natural y Agua	12.187
CT Oquendo	SDF Energía	29.4	Gas Natural	10.501
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6	ENL PERU	47.8	Gas Natural-BD5	11.309-0.271
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5	ENEL PERU	45.8	Gas Natural-BD5	11.337-0.269
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	ENEL PERU	113.6	Gas Natural	10.795
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	62.3	Residual 500	0.332
Grupo Diesel Shougesa	SHOUGESA	1.2	Diesel B5	0.198
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	TERMOSELVA	89.2	Gas Natural	11.381
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	TERMOSELVA	87.1	Gas Natural	11.276
Turbo Gas Ventanilla 3(s/inyección)	ENEL PERU	114.1	Gas Natural	11.64
Turbo Gas Ventanilla 5(s/inyección)	ENEL PERU	145.9	Gas Natural	11.70
GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	ENEL PERU	222.8	Gas Natural	7.412
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	ENEL PERU	15.5	Gas Natural	7.629
GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	ENEL PERU	224.8	Gas Natural	7.412
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	ENEL PERU	15.4	Gas Natural	7.629
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	ENEL PERU	187.2	Gas Natural	10.278
Turbo Gas Natural Las Flores	KALLPA	196.8	Gas Natural	9.774
Turbo Gas TG1 El Tablazo	SDE Piura	26.4	Gas Natural	12.574
Taparachi Grupo Diesel N° 1 al 4	SAN GABAN	4.1	Diesel B5-S50	0.145
Bellavista ALCO Grupo Diesel N° 1	SAN GABAN	1.3	Diesel B5-S50	0.312
Chilina GD N° 1 al 2	EGASA	10.1	R500 y Diesel B5	0.219
Chilina Turbo gas	EGASA	11.8	Diesel B5-S50	0.375
Chilina TV N° 2	EGASA	7.1	Residual 500	0.427
Chilina TV N° 3	EGASA	8.2	Residual 500	0.463
Mollendo 1 GD	EGASA	24.5	Residual 500	0.209
Ilo TV N° 3	ENGIE	59.8	Vapor-Res.500	0.277
Ilo TV N° 4	ENGIE	39.2	Residual 500	0.245
Ilo TG N°1	ENGIE	34.1	Diesel B5-S50	0.255
Ilo TG N°2	ENGIE	29.8	Diesel B5-S50	0.252
Ilo 1 GD N° 1	ENGIE	3.2	Diesel B5-S50	0.202
Ilo 2 TV Carbón 1	ENGIE	140.3	Carbón	0.358
Independencia GD(ExCalana)	EGESUR	23.0	Gas Natural	8.888
Turbo Gas Natural Pisco (ex Mollendo)	EGASA	70.3	Gas Natural	13.094
Turbo Gas Natural Santo Domingo	TERMOCHILCA	201.4	Gas Natural	9.869
GN CC Chilca	ENERSUR	815.1	Gas Natural	6.716
GN CC Kallpa	KALLPA	863.5	Gas Natural	6.357
GN CC Fenix	FENIX POWER	565.5	Gas Natural	6.357
Turbo gas natural CC Chilca 2	ENGIE	114	Gas Natural	6.788
Reserva Fría Talara	ENEL PIURA	188.6	Diesel B5-S50	0.237
Reserva Fría Ilo	ENGIE	460.0	Diesel B5-S50	0.231
Reserva Fría Puerto Eten	COBRA	228.1	Diesel B5-S50	0.237
Nodo Energético del Sur ILO	ENGIE	600	Diesel B5-S50	0.231
Reserva Fría Pucallpa	I&E del Perú	40	Diesel B5-S50	0.258
Reserva Fría Puerto Maldonado	I&E del Perú	18	Diesel B5-S50	0.253
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	SAMAY	600	Diesel B5-S50	0.233
CT RECKA	SM CERRO VERDE	178.8	Diesel B5-S50	0.242
Grupo Diesel Tumbes 1	ELECTROPERU	12.5	Residual 6	0.209
TOTAL		7,134.9		

Fuente: OSINERGMIN

En el último cuadro en referencia a las Unidades de los Consumos específicos tenemos lo siguiente:

Biodiesel y Residuales 6 y 500 : kg/kWh.

Carbón: kg/kWh.

Gas Natural: MBTU/kWh.

Cuadro N°4 Centrales de Generación RER conformantes del SEIN

CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EFECTIVA (MW)	RER	ENERGIA ANUAL GWh
CT Paramonga	AIPSA	23.0	Bagazo	187.95
CT Maple Etanol	MAPLE TANOL SRL	37.5	Bagazo	295.65
GB Huaycoloro	PETRAMAS	4.4	RSU-Metano	28.3
CB La Gringa V	CONS.ENERGIA LIMPIA	3.0	RSU-Metano	14.02
Tacna FV	CONS TACNA SOLAR	20	Solar	47.2
Majes FV	GRUPO T SOLAR GLOBAL	20	Solar	37.63
Repartición FV	GRUPO T SOLAR GLOBAL	20	Solar	37.44
Panamericana FV	CONSORCIO PANAMERICANA	20	Solar	50.68
Moquegua FV	Solar Pack	16	Solar	43
Central Eólica Talara	Countor Global	30	Viento	119.67
Central Eólica Cupisnique	Countor Global	80	Viento	302.95
Central Eólica Marcona	Consorcio Cobra Perú	32	Viento	148.38
Central Eólica Tres Hermanas	Parque Eólico Tres Hermanas SAC	97.5	Viento	415.78
CS Rubí	ENGIE	144.4	Solar	415.00
Central Eólica Wayra I	ENEL GREEN POWER	126	Viento	
Central Solar Intipampa	ENGIE	40	Solar	
TOTAL		743.5		

Fuente: OSINERGMIN

3.1.2 DELIMITACION DE GENERACION DE ENERGIA ZONA NORTE PERU:

Se presenta la oferta de generación de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú –Zona Norte que incluye los departamentos de Tumbes y Piura , los cuales son los departamentos cercanos a la frontera de Ecuador, y a los cuales se les afectaría la inyección de energía eléctrica a través de la línea de transmisión Zorritos-Machala.

Cuadro N°5 Potencia efectiva de las centrales de generación de energía en departamentos de Piura y Tumbes

CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EFECTIVA (MW)	FUENTE DE ENERGIA PRIMARIA
Central Eólica Talara	Countor Global	30	Viento
Turbo Gas Natural Malacas TG6	ENEL PIURA	51.3	Gas Natural
Turbo Gas Natural Malacas AB	ENEL PIURA	85.1	Gas Natural
Turbo Gas Natural Malacas 4B	ENEL PIURA	20.9	Gas Natural y Agua
Turbo Gas TG1 El Tablazo	SDE Piura	26.4	Gas Natural
Reserva fría de Talara	ENEL PIURA	189.6	BD5-S50
Curumuy	SINERSA	12.5	Agua
Poechos I	SINERSA	15.4	Agua
Poechos II	SINERSA	9.6	Agua
TOTAL		439.8	

Fuente: OSINERGMIN

3.1.3 DELIMITACION DE LA DEMANDA DE ENERGIA PERU:

En el Cuadro N° 6 se presenta la evolución de la máxima demanda en el SEIN desde el año 2,005 al año 2,019. (Día de la máxima demanda en Perú fue el 25.03.2019 a las 19.00 horas)

Cuadro N°6 Maxima demanda en el SEIN desde al año 2,005 al año 2,019

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
DEMANDA (MW)	3510.3	3936.6	4198.7	4322.4	4578.9	4961.2	5290.9
AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
DEMANDA (MW)	5575.2	5737.3	6274.6	6492.4	6583.7	6710	6990

Fuente: OSINERGMIN/COES

Se tienen las siguientes demandas y cargas especiales en la zona norte del SEIN que involucra a los departamentos de Piura y Tumbes (Zona cercana a la frontera de Ecuador) los cuales serán influenciados por la línea de transmisión Zorritos-Machala.

Cuadro N° 7 Cargas especiales Zona Norte Piura-Tumbes

N°	Nombre	Detalle	Demanda(MW)
1	Piura	Residencial	72
2	Sullana	Residencial	18
3	Talara	Residencial	15.5
4	Refinería Talara	Industrial	17
5	Tumbes	Residencial	18
6	Zorritos	Residencial	8
7	Paita	Residencial-Industrial	46
8	Morropon	Residencial	31
9	Caleta Constante	Residencial-Industrial	20
	TOTAL ACTUAL		257.5
	Ampliación Refinería de Talara (2,020)	Industrial	8

Fuente: Minem

3.1.4 ESTADISTICAS DE GENERACION DE ENERGIA EN ECUADOR:

Se presenta en el Cuadro N° 8 con la central eólica Villonaco, la cual la única unidad de generación de energía RER en Ecuador conectada al SIN.

Cuadro N° 8 Centrales RER Ecuador SNI

CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EFECTIVA (MW)	RER	ENERGIA ANUAL GWh
Central Eólica Villonaco	Gensur	16.5	Viento	51.19

Fuente: CELEC EP

Se presenta en el Cuadro N° 9 las 28 centrales hidroeléctricas acopladas al SIN de Ecuador , sumando una potencia efectiva de 5,009.1 MW.

Cuadro N° 9 Centrales Hidroeléctricas Ecuador SNI

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGIA MEDIA(GWH)
Delsitanisagua	Gensur	180	1411
Coca codo sinclair	Coca codo sinclair	1500	8350
Manduriacu	Coca codo sinclair	65	465
Agoyan	Hidroagoyan	156	1080
Pucara	Hidroagoyan	73	430
San Francisco	Hidroagoyan	270	1785
Alazan	Hidroazagues	6.2	45.9
San Antonio	Hidroazagues	7.2	44.9
Dudas	Hidroazagues	20.8	141.4
Marcel Laniado	Hidronacion	213	878.9
Baba	Hidronacion	30	184
Mazar	Hidropaute	170	794
Molino	Hidropaute	1100	6903
Sopladora	Hidropaute	487	2127
Toachi Pilaton	Hidrotoapi	253.4	1002
San Bartolo	Hidro San Bartolo	20	155
Due	Hidro alto	49.7	333.2
Abanico	Hidroabanico	37.5	322.4
Minas San Francisco	Enerjubones	270	1152
Saymirin 5	Electro austro	7.5	57.5
Chillos	Empresa Elect. Quito	1.8	13.67
Alao	Hidroagoyan	10.4	77.89
Topo	Ecuagesa	29.2	215.12
Ocaña	Elecaustro	25	172
La playa	EMELNORTE	1.3	8.92
Carlos Mora	EERSA	1.1	6.87
Rio Calope	Consorcio La Fortuna	15	88.98
Hidro Victoria	Hidro Victoria	9	40.91
TOTAL		5009.1	

Fuente: CELEC EP

Se presenta en el Cuadro N° 10 las 20 centrales termoeléctricas acopladas al SIN de Ecuador, sumando una potencia efectiva de 1,340.4 MW. En donde el combustible utilizado Petróleo diesel, Gas Natural y Fuel Oil 4 y 6 (petróleo pesados)

Cuadro N° 10 Centrales Termoeléctricas Ecuador SNI

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	COMBUSTIBLE
Gonzalo Zevallos-Vapor	Electroguayas	146	Fuel Oil 4
Gonzalo Zevallos-TG	Electroguayas	26	Diesel
Trinitaria-TV	Electroguayas	132	Fuel Oil 4
Enrique García TG	Electroguayas	92	Diesel
Santa Elena-GE	Electroguayas	90	Fuel Oil 4
Esmeralda I TV	Termoesmeraldas	132	Fuel Oil 6
Esmeralda II-GE	Termoesmeraldas	96	Fuel Oil 6
Propicia GE	Termoesmeraldas	10	Fuel Oil 6
Gas Machala TG	Termogas Machala	130	Gas Natural
Pascuales TG	Termogas Machala	100	Gas Natural
Guangopolo GE	Termo Pichincha	12	Fuel Oil 6
Quevedo GE	Termo Pichincha	100	Fuel Oil 6
Sacha GE	Termo Pichincha	20	Fuel Oil 6
Secoya GE	Termo pichincha	10	Diesel
Santa Rosa TG	Termo pichincha	34	Diesel
Jaramijo GE	Termo Manabí	149.2	Diesel
Manta II GE	Termo Manabí	17.3	Diesel
Miraflores GE	Termo Manabí	20.4	Diesel
Miraflores TG	Termo Manabí	19.5	Gas Natural
Pedernales GE	Termo Manabí	4	Diesel
TOTAL		1340.4	

Fuente: CELEC EP

3.1.5 DEMANDA DE ENERGIA EN ECUADOR:

Se presenta en el Cuadro N° 11 la evolución de la máxima demanda en el SIN de Ecuador.

Cuadro N° 11 Evolución de la máxima demanda en Ecuador SNI

AÑO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
DEMANDA (MW)	2401	2424.2	2641.6	2706.3	2785.1	2759.7	2879.2	3025.9
AÑO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
DEMANDA (MW)	3206.7	3327.4	3502.6	3656.5	3654.2	3745.7	3933.4	3950

Fuente: CENACE

3.1.6 CARACTERISTICAS DE LA LINEA DE TRANSMISION ZORRITOS-MACHALA:

Se presentan las especificaciones técnicas de la línea de transmisión Zorritos-Machala:

BARRA DE PERU:

SE Zorritos 220 kV

LINEA DE TRANSMISION:

- Tensión : 220 kV
- Longitud en territorio Peruano : 56 km (desde Zorritos a la frontera)
- Longitud en territorio ecuatoriano: 78 km (desde la frontera hasta la localidad de San Idelfonso.
- Capacidad actual 100 MW
- Numero de ternas : 1

BARRA DE ECUADOR

SE Machala 220 kV

3.1.7 CARACTERISTICAS DE LOS COMBUSTIBLES EN EL ECUADOR:

Se presentan los costos unitarios de los combustibles utilizados en las centrales termoeléctricas del SIN Ecuador:

Cuadro N° 12 Evolución de la máxima demanda en Ecuador SIN

COMBUSTIBLE	UNIDADES	VALOR	COSTO UNITARIO	DENSIDAD	UNIDAD
GAS NATURAL	MMBTU	2.000	U\$/MMBTU	0.640	kg/m3
DIESEL	Galón	0.9000	U\$/Galón	3.280	kg/galón
FUEL OIL 4	Galón	0.5376	U\$/Galón	3.747	kg/galón
FUEL OIL 6	Galón	0.5376	U\$/Galón	3.747	kg/galón

Fuente: Informe Enero 2019 PETROECUADOR

3.2 METODO DE INVESTIGACION:

3.2.1 DISEÑO:

El presente trabajo realiza uso del método cuantitativo

Análítico: El método analítico da cuenta del objeto de estudio del grupo de investigación que en este trabajo se ocupa, en este caso haciendo uso de una rigurosa investigación documental, del método mismo que orienta su quehacer. Para este caso hace uso de la información estadística de evolución y actual referente a la oferta de

generación de energía eléctrica y máxima demanda de los Sistemas Nacional Interconectado de Ecuador y del sistema Interconectado Nacional del Perú.

Sintético: El método sintético es un proceso analítico de razonamiento que busca reconstruir un suceso de forma resumida, valiéndose de los elementos más importantes que tuvieron lugar durante dicho suceso. En otras palabras, el método sintético es aquel que permite a los seres humanos realizar un resumen de algo que conocemos. Para este caso se sintetiza la información obtenida, con la finalidad de poder determinar el efecto de la interconexión regional eléctrica Perú-Ecuador sobre el comportamiento del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional SEIN del Perú.

El diseño de estudio es pre experimental, longitudinal y transeccional con medición antes y después de un caso único. El análisis del efecto de la interconexión regional eléctrica Perú-Ecuador, evaluando la cobertura de la demanda en función a la generación oportuna de parte de centrales de energía de costos variables menores en el sistema eléctrico del país vecino, con costos variables elevados. Teniendo en cuenta los costos de generación y el porcentaje de reserva de generación de cada sistema interconectado de cada país.

El diseño que se utiliza será el pre experimental, considerando la naturaleza de las dos variables.

3.2.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO:

a. ECUACIONES REFERENTES A LA GENERACION DE ENERGIA:

Se hará uso de las siguientes ecuaciones para determinar el grado de contribución de las centrales de generación de energía en cada sistema interconectado.

- Para centrales hidroeléctricas y eólicas:

Los factores de planta son parámetros característicos que permiten determinar la potencia efectiva real para una central hidroeléctrica, esto debido al comportamiento de la central hidroeléctrica en función a su disponibilidad de agua o características de la operación de despacho de cada país). En este caso hidrología peruana, la cual se caracteriza por tener dos periodos hídricos: estiaje (falta de agua) y avenida (exceso de agua con lodos debido a las lluvias).

Para el caso de las centrales eólicas, la dependencia de la velocidad y la orientación del viento son los principales parámetros que afectan al factor de planta.

Según la siguiente ecuación, el factor de planta medio, mide el grado de utilización de la capacidad efectiva de una central de generación eléctrica.

$$\text{Factor de Planta Medio} = \frac{\text{Energía media anual producida}}{\text{Energía máxima producida}} * 100 \% \dots \dots (1)$$

$$\text{Energía máxima producida} = \text{Potencia efectiva} * 8760 \dots \dots (2)$$

Con lo cual la Potencia efectiva real de una central hidroeléctrica o eólica ante una contingencia se obtiene según la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia Efectiva Firme} = \text{Potencia Efectiva} * \text{Factor de Planta medio} \dots (3)$$

- Para centrales termoeléctricas:

Las centrales termoeléctricas están afectadas por el factor de disponibilidad. La Tasa de Indisponibilidad Fortuita obtenida según la Resolución N° 027-2017 OS/CD “Determinación del MRFO (margen de Reserva Firme Objetivo del SEIN) y del TIF (Tasa de Indisponibilidad fortuita de la Central Termoeléctrica, es un parámetro que permite corregir las indisponibilidades de las centrales termoeléctricas, para esto el valor declarado es de 5.24 %. Por lo tanto la Potencia efectiva real de una central termoeléctrica es:

$$\text{Factor de Disponibilidad} = 1 - \text{Factor de Indisponibilidad} \dots (4)$$

$$\text{Potencia efectiva firme} = \text{Factor de Disponibilidad} * \text{Potencia efectiva} \dots (5)$$

b. ECUACIONES REFERENTES A COSTOS DE UN SISTEMA ELECTRICO :

En el despacho de la generación de energía eléctrica las centrales hidroeléctricas y las centrales eólica (RER), tienen prioridad en el despacho de la generación de energía

dentro de un sistema interconectado, tal como se detalló en el apartado N° 2.3.2, leste cobertura de la demanda se realizara para cada central hidroeléctrica o eólica aplicando el factor de planta correspondiente sobre la potencia efectiva.

La demanda faltante es cubierta por las centrales termoeléctricas a su disponibilidad y sus costos variables, los cuales se determinan según la siguiente secuencia:

- **HEAT RATE:**

Conocido también como TASA DE CALOR o CONSUMO ESPECIFICO EFECTIVO, es un Indicador de eficiencia para una Central Termoeléctrica y compara las unidades de combustible consumido por hora para generar una unidad de potencia efectiva a plena carga.

$$HEAT\ RATE = \frac{Consumo\ de\ combustible}{Potencia\ efectiva} \dots \dots \dots (6)$$

- **COSTO VARIABLE TOTAL:**

El Costo Variable Total se determina en función a la suma de los CVC y el CVNC.

$$CVT = CVC + CVNC \dots \dots \dots (7)$$

Para la determinación del costo variable combustible, se hace uso de la siguiente ecuación:

$$CVC = HEAT\ RATE * Precio\ unitario\ del\ combustible \dots \dots \dots (8)$$

En función al valor obtenido del CVC, las centrales hidroeléctricas van ingresando a cubrir los valores de demanda de cada sistema interconectado , en donde la última central operando al 100 % que ingresa al sistema eléctrico pone el precio de generación del mencionado sistema,

c. INTERCAMBIO REGIONAL:

Cada sistema interconectado en estudio tiene un valor máximo en función al costo variable total obtenido para cada ello, analizándose en cada caso la siguiente desigualdad:

$$Costo\ SEIN_{PERU} \geq Costo\ SNI_{ECUADOR} \dots \dots \dots (9)$$

Según la demanda a cubrir y en función a los costos se asignara la potencia de la central de generación a cubrir la demanda de energía del sistema eléctrico del país

vecino, La restricción estará en función a la capacidad de transmisión de la línea de 220 kV Zorritos-Machala.

d. SECUENCIA METODOLOGICA PARA EL CALCULO DEL EFECTO DE LA INTERCONEXION REGIONAL ELECTRICA EN EL SEIN:

En el presente informe se tiene en cuenta la siguiente secuencia metodológica:

- Determinación de la orden de despacho de generación de energía en el SEIN , según el orden de prioridad de cada central de generación (CVT) en función al valor de la máxima demanda anual , calculándose el valor de la reserva de generación real.
- Determinación de la orden de despacho de generación de energía en el SIN , según el orden de prioridad de cada central de generación (CVT) en función al valor de la máxima demanda anual , calculándose el valor de la reserva de generación real.
- Comparación de los precios máximos de generación para cada uni de los sistemas interconectados analizados, determinación la capacidad de exportación de energía electrica de un sistema eléctrico a otro.
- Determinación de la reducción del costo de energía del SEIN al inyectar energía a través de la línea de transmisión Zorritos-Machala de 220 kV.
- Determinar el efecto de la importación de energía en los costos de generación de energía en el SEIN y su efecto en la tarifa final de energía.
- Realizar la simulación del sistema eléctrico Norte (Piura-Tumbes) asumiendo un incremento de la capacidad de la red de transmisión de la línea perteneciente a la SE Zorritos-Machala, verificando el grado de cobertura de la demanda con energía exportada desde el SIN.

CAPITULO IV

CALCULOS Y RESULTADOS

4.1 CARACTERIZACION DE LA OFERTA DE ENERGIA EN EL SINI:

4.1.1 OFERTA HIDROELECTRICA:

Según los valores del Cuadro N° 9 y utilizando las ecuaciones 1,2 y 3 se determina la potencia efectiva firme generada por las centrales hidroeléctricas pertenecientes al SIN Ecuador:

Por ejemplo para la Central Hidroeléctrica de Agoyan:

$$\text{Factor de Planta Medio} = \frac{1'080,000 \text{ MWh}}{156 \text{ MW} * 8760 \text{ h}} * 100 \% = 79.03 \%$$

Con lo cual la Potencia efectiva firme de la central hidroeléctrica se obtiene según la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia Efectiva Firme} = 156 * 0.7903 = 123.3 \text{ MW}$$

Para la Central Hidroeléctrica de Delsitanisagua

$$\text{Factor de Planta Medio} = \frac{1'411,000 \text{ MWh}}{180 \text{ MW} * 8760 \text{ h}} * 100 \% = 89.50 \%$$

Con lo cual la Potencia efectiva firme de la central hidroeléctrica se obtiene según la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia Efectiva Firme} = 180 * 0.895 = 161.1 \text{ MW}$$

Se presentan los valores del factor de planta global del SIN para el conjunto de centrales hidroeléctricas la cual es igual a 64.5 %, con una energía media producida de 28,286.56 GWh y una potencia efectiva firme de 3,228.1 MW.

Cuadro N° 13 Determinación de Potencia efectiva firme hidroeléctrica en el SIN

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGIA MEDIA(GWH)	ENERGIA MAXIMA (GWH)	FACTOR DE PLANTA (%)	POTENCIA EFECTIVA FIRME (MW)
Delsitanisagua	Gensur	180	1411	1576.8	89.5%	161.1
Coca codo sinclair	Coca codo sinclair	1500	8350	13140	63.5%	952.5
Manduriacu	Coca codo sinclair	65	465	569.4	81.7%	53.1
Agoyan	Hidroagoyan	156	1080	1366.6	79.0%	123.2
Pucara	Hidroagoyan	73	430	639.5	67.2%	49.1
San Francisco	Hidroagoyan	270	1785	2365.2	75.5%	203.9
Alazan	Hidroazagues	6.2	45.9	54.3	84.5%	5.2
San Antonio	Hidroazagues	7.2	44.9	63.1	71.2%	5.1
Dudas	Hidroazagues	20.8	141.4	182.2	77.6%	16.1
Marcel Laniado	Hidronacion	213	878.9	1865.9	47.1%	100.3
Baba	Hidronacion	30	184	262.8	70.0%	21
Mazar	Hidropaute	170	794	1489.2	53.3%	90.6
Molino	Hidropaute	1100	6903	9636	71.6%	787.6
Sopladora	Hidropaute	487	2127	4266.1	49.9%	243
Toachi Pilaton	Hidrotoapi	253.4	1002	2219.8	45.1%	114.3
San Bartolo	Hidro San Bartolo	20	155	175.2	88.5%	17.7
Due	Hidro alto	49.7	333.2	435.4	76.5%	38
Abanico	Hidroabanico	37.5	322.4	328.5	98.1%	36.8
Minas San Francisco	Enerjubones	270	1152	2365.2	48.7%	131.5
Saymirin 5	Electro austro	7.5	57.5	65.7	87.5%	6.6
Chillos	Empresa Elect. Quito	1.8	13.67	15.8	86.5%	1.6
Alao	Hidroagoyan	10.4	77.89	91.1	85.5%	8.9
Topo	Ecuagesa	29.2	215.12	255.8	84.1%	24.6
Ocaña	Elecaustro	25	172	219	78.5%	19.6
La playa	EMELNORTE	1.3	8.92	11.4	78.2%	1
Carlos Mora	EERSA	1.1	6.87	9.6	71.6%	0.8
Rio Calope	Consorcio La Fortuna	15	88.98	131.4	67.7%	10.2
Hidro Victoria	Hidro Victoria	9	40.91	78.8	51.9%	4.7
TOTAL		5009.1	28286.56	43879.7	64.5%	3228.1

Fuente: Elaboración propia

4.1.2 OFERTA TERMoeLECTRICA :

Según los valores del Cuadro N° 10 y utilizando las ecuaciones 4 y 5 se determina la potencia efectiva firme generada por las centrales termoeléctricas pertenecientes al SIN Ecuador:

Por ejemplo para la Central Termoeléctrica de Gas Machala TG de 130 MW que opera con un ciclo joule Brayton simple abierto con turbinas de gas y con gas natural.

$$\text{Factor de Disponibilidad} = 1 - 0.0355 = 0.9645$$

$$\text{Potencia efectiva firme} = 0.9645 * 130 = 125.4 \text{ MW}$$

Se presentan los valores de la potencia efectiva firme para el conjunto de centrales termoeléctricas pertenecientes al SIN , la cual tiene un valor de 1,292.8 MW.

Cuadro N° 14 Determinación de Potencia efectiva firme termoeléctrica en el SIN

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	COMBUSTIBLE	POTENCIA EFECTIVA FIRME (MW)
Gonzalo Zevallos-Vapor	Electroguayas	146.0	Fuel Oil 4	140.8
Gonzalo Zevallos-TG	Electroguayas	26.0	Diesel	25.1
Trinitaria-TV	Electroguayas	132.0	Fuel Oil 4	127.3
Enrique Garcia TG	Electroguayas	92.0	Diesel	88.7
Santa Elena-GE	Electroguayas	90.0	Fuel Oil 4	86.8
Esmeralda I TV	Termoesmeraldas	132.0	Fuel Oil 6	127.3
Esmeralda II-GE	Termoesmeraldas	96.0	Fuel Oil 6	92.6
Propicia GE	Termoesmeraldas	10.0	Fuel Oil 6	9.6
Gas Machala TG	Termogas Machala	130.0	Gas Natural	125.4
Pascuales TG	Termogas Machala	100.0	Gas Natural	96.5
Guangopolo GE	Termopichincha	12.0	Fuel Oil 6	11.6
Quevedo GE	Termopichincha	100.0	Fuel Oil 6	96.5
Sacha GE	Termopichincha	20.0	Fuel Oil 6	19.3
Secoya GE	Termopichincha	10.0	Diesel	9.6
Santa Rosa TG	Termopichincha	34.0	Diesel	32.8
Jaramijo GE	Termomanabi	149.2	Diesel	143.9
Manta II GE	Termomanabi	17.3	Diesel	16.7
Miraflores GE	Termomanabi	20.4	Diesel	19.7
Miraflores TG	Termomanabi	19.5	Gas Natural	18.8
Pedernales GE	Termomanabi	4.0	Diesel	3.9
TOTAL		1340.4		1292.8

Fuente: Elaboración propia

4.1.3 OFERTA R.E.R:

Según los valores del Cuadro N° 8 y utilizando las ecuaciones 1,2 y 3 se determina la potencia efectiva generada por la central eólica de Villonaco de 16.5 MW.

$$\text{Factor de Planta Medio} = \frac{51,190.0 \text{ MWh}}{16.5 \text{ MW} * 8760 \text{ h}} * 100 \% = 35.40 \%$$

Con lo cual la Potencia efectiva firme de la central eólica en función a su factor de planta medio según la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia Efectiva Firme} = 16.5 * 0.354 = 5.8 \text{ MW}$$

4.1.4 ORDEN DE DESPACHO EN EL SIN:

Según los valores del Cuadro N° 14 y N° 12 y utilizando las ecuaciones 6,7 y 8 se determina el valor de la Tasa de calor de las centrales termoeléctricas pertenecientes al SIN según su tecnología de generación para lo cual se toma como referencia una eficiencia de planta de 35 % para las centrales con turbinas a gas y turbinas a vapor y de 45 % para los grupos electrógenos sobrealimentados.

- Para una Central termoeléctrica con turbina a gas con gas natural:

Consideraciones:

Eficiencia de Planta: 35 % (para una central termoeléctrica operando con el ciclo Termodinámico Joule Brayton Simple Abierto)

Poder calorífico inferior (PCI) : 9,200 kcal/m³

Densidad: 0.64 kg/ m³

Factor de conversión: 28 m³/MMBTU

$$\eta_{planta} = \frac{\text{Potencia efectiva}}{\dot{m}_c * PCI} * 100\%$$

$$\eta_{planta} = \frac{1}{\text{Tasa de Calor} * PCI} * 100\%$$

$$35 \% = \frac{1000 \text{ kJ/MJ}}{\text{Tasa de Calor} * 9,200 \text{ kc/m}^3 * 4.18 \text{ kJ/kc}} * 100\%$$

$$\text{Tasa de Calor} = 0.0743 \frac{\text{m}^3}{\text{MJ}} * \frac{1 \text{ MMBTU}}{28 \text{ m}^3} * \frac{1 \text{ MJ}}{1 \text{ MWs} * \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}}} = 9.55 \frac{\text{MMBTU}}{\text{MWh}}$$

Para hallar el costo variable combustible para esta tecnología de generación se tiene el siguiente cálculo:

$$CVC_{TGN} = 9.55 \frac{MMBTU}{MWh} * 2.0 \frac{U\$}{MMBTU} = 19.1 \frac{US}{MWh}$$

Asumiendo un valor de CVNC igual a 3.14 U\$/MWh (El valor elevado para esta tecnología en relación a una central termoeléctrica del Perú , en este caso la referencia es el CVNC de la CT de Aguaytía 2)

$$CVT_{TGN} = 19.1 + 3.14 = 22.24 \frac{US}{MWh}$$

- Para una Central termoeléctrica con turbina a gas con diesel.

Consideraciones:

Eficiencia de Planta: 35 % (para una central termoeléctrica operando con el ciclo Termodinámico Joule Brayton Simple Abierto)

Poder calorífico inferior (PCI) : 9,860 kcal/kg

Densidad: 3.28 kg/galón

$$\eta_{planta} = \frac{1}{Tasa\ de\ Calor * PCI} * 100\%$$

$$35\% = \frac{1000\ kJ/MJ}{Tasa\ de\ Calor * 9,860\ kc/kg * 4.18\ kJ/kc} * 100\%$$

$$Tasa\ de\ Calor = 0.0693 \frac{kg}{MJ} * \frac{1\ MJ}{1\ MWs * \frac{1\ h}{3600\ s}} = 249.5 \frac{kg}{MWh}$$

Para hallar el costo variable combustible para esta tecnología de generación se tiene el siguiente cálculo:

$$CVC_{TGD} = 249.5 \frac{kg}{MWh} * \frac{1\ galon}{3.28\ kg} * 0.9 \frac{U\$}{galon} = 68.47 \frac{US}{MWh}$$

Asumiendo un valor de CVNC igual a 4.0 U\$/MWh (El valor elevado para esta tecnología en relación a una central termoeléctrica del Perú , en este caso la referencia es el CVNC de la CT de Reserva Fría de Puerto Eten)

$$CVT_{TGD} = 68.47 + 4 = 72.47 \frac{US}{MWh}$$

- Para una Central termoeléctrica con turbina a vapor con Fuel Oil 4 o Fuel Oil 6.

Consideraciones:

Eficiencia de Planta: 37.5 % (para una central termoeléctrica operando con el ciclo Termodinámico Rankine con sobrecalentamiento y regenerativo)

Poder calorífico inferior (PCI): 10,210 kcal/kg

Densidad: 3.747 kg/galón

$$\eta_{planta} = \frac{1}{Tasa\ de\ Calor * PCI} * 100\%$$

$$37.5\% = \frac{1000\ kJ/MJ}{Tasa\ de\ Calor * 10,210\ kc/kg * 4.18\ kJ/kc} * 100\%$$

$$Tasa\ de\ Calor = 0.0624 \frac{kg}{MJ} * \frac{1\ MJ}{1\ MWs * \frac{1\ h}{3600\ s}} = 224.6 \frac{kg}{MWh}$$

Para hallar el costo variable combustible para esta tecnología de generación con turbinas a vapor se tiene el siguiente cálculo:

$$CVC_{TVF} = 224.6 \frac{kg}{MWh} * \frac{1\ galon}{3.747\ kg} * 0.5376 \frac{U\$}{galon} = 32.22 \frac{US}{MWh}$$

Asumiendo un valor de CVNC igual a 1.32 U\$/MWh (El valor elevado para esta tecnología en relación a una central termoeléctrica del Perú, en este caso la referencia es el CVNC de la CT de Shougesa)

$$CVT_{TVF} = 32.22 + 1.32 = 33.54 \frac{US}{MWh}$$

- Para una Central termoeléctrica con grupos electrógenos con Diesel.

Consideraciones:

Eficiencia de Planta: 45 % (para una central termoeléctrica operando con el ciclo Termodinámico Diesel con sobrealimentación)

Poder calorífico inferior (PCI) : 9,860 kcal/kg

Densidad: 3.28 kg/galón

$$\eta_{planta} = \frac{1}{Tasa\ de\ Calor * PCI} * 100\%$$

$$45\% = \frac{1000\ kJ/MJ}{Tasa\ de\ Calor * 9,860\ kc/kg * 4.18\ kJ/kc} * 100\%$$

$$Tasa\ de\ Calor = 0.0531 \frac{kg}{MJ} * \frac{1\ MJ}{1\ MWs * \frac{1\ h}{3600\ s}} = 194.10 \frac{kg}{MWh}$$

Para hallar el costo variable combustible para esta tecnología de generación se tiene el siguiente cálculo:

$$CVC_{GED} = 194.10 \frac{kg}{MWh} * \frac{1\ galon}{3.28\ kg} * 0.9 \frac{U\$}{galon} = 53.26 \frac{US}{MWh}$$

Asumiendo un valor de CVNC igual a 2.46 U\$/MWh (El valor elevado para esta tecnología en relación a una central termoeléctrica del Perú, en este caso la referencia es el CVNC de la CT de Bellavista GD)

$$CVT_{GED} = 53.26 + 2.46 = 55.72 \frac{US}{MWh}$$

- Para una Central termoeléctrica con grupos electrógenos con Fuel Oil 4 o Fuel Oil 6
Eficiencia de Planta: 45 % (para una central termoeléctrica operando con el ciclo Termodinámico Diesel con sobrealimentación)

Poder calorífico inferior (PCI) : 10,210 kc/kg

Densidad: 3.747 kg/galón

$$45\% = \frac{1000\ kJ/MJ}{Tasa\ de\ Calor * 10,210\ kc/kg * 4.18\ kJ/kc} * 100\%$$

$$Tasa\ de\ Calor = 0.0521 \frac{kg}{MJ} * \frac{1\ MJ}{1\ MWs * \frac{1\ h}{3600\ s}} = 187.56 \frac{kg}{MWh}$$

Para hallar el costo variable combustible para esta tecnología de generación se tiene el siguiente cálculo:

$$CVC_{GEF} = 187.56 \frac{kg}{MWh} * \frac{1}{3.747} \frac{galon}{kg} * 0.5376 \frac{U\$}{galon} = 26.91 \frac{US}{MWh}$$

Asumiendo un valor de CVNC igual a 2.46 U\$/MWh (El valor elevado para esta tecnología en relación a una central termoeléctrica del Perú , en este caso la referencia es el CVNC de la CT de Bellavista GD)

$$CVT_{GED} = 26.91 + 2.46 = 29.37 \frac{US}{MWh}$$

- Se tienen el resumen de costos variables totales para las tecnologías existentes de las centrales termoeléctricas acopladas al SIN :

Centrales termoeléctricas con turbinas a gas con gas natural: CVT = 22.24 U\$/MWh

Centrales termoeléctricas con grupos electrógenos con combustible Fuel Oil 4 y Fuel Oil 6: CVT = 29.37 U\$/MWh

Centrales termoeléctricas con turbinas a vapor con combustible Fuel Oil 4 y Fuel Oil 6: CVT = 33.54 U\$/MWh

Centrales termoeléctricas con grupos electrógenos con combustible diesel: CVT = 55.72 U\$/MWh

Centrales termoeléctricas con turbinas a gas con combustible diesel: CVT = 72.47 U\$/MWh

- Así mismo se presenta el orden de despacho de la generación de energía para el día de máxima demanda para el año 2,019 el cual es igual a 3,950 MW.

Cuadro N° 15 Determinación de Potencia efectiva firme termoeléctrica en el
SIN

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	COMBUSTIBLE	POTENCIA EFECTIVA FIRME (MW)	CVT (U\$/MWh)	ACUMULADO GENERADO(MW)
Total Centrales Hidroeléctricas	Empresas	5009,1	Agua	3228,1	N/C	3228,1
Central Eólica Villonaco	Gensur	16,5	Viento	5,8	Prioridad	3233,9
Gas Machala TG	Termogas Machala	130,0	Gas Natural	125,4	22,24	3359,3
Pascuales TG	Termogas Machala	100,0	Gas Natural	96,5	22,24	3455,8
Miraflores TG	Termomanabi	19,5	Gas Natural	18,8	22,24	3474,6
Santa Elena-GE	Electroguayas	90,0	Fuel Oil 4	86,8	29,37	3561,4
Esmeralda II-GE	Termoesmeraldas	96,0	Fuel Oil 6	92,6	29,37	3654,0
Propicia GE	Termoesmeraldas	10,0	Fuel Oil 6	9,6	29,37	3663,6
Guangopolo GE	Termopichincha	12,0	Fuel Oil 6	11,6	29,37	3675,2
Quevedo GE	Termopichincha	100,0	Fuel Oil 6	96,5	29,37	3771,7
Sacha GE	Termopichincha	20,0	Fuel Oil 6	19,3	29,37	3791,0
Gonzalo Zevallos-Vapor	Electroguayas	146,0	Fuel Oil 4	140,8	33,54	3931,8
Trinitaria-TV	Electroguayas	132,0	Fuel Oil 4	127,3	33,54	
Esmeralda I TV	Termoesmeraldas	132,0	Fuel Oil 6	127,3	33,54	
Secoya GE	Termopichincha	10,0	Diesel	9,6	55,72	
Jaramijo GE	Termomanabi	149,2	Diesel	143,9	55,72	
Manta II GE	Termomanabi	17,3	Diesel	16,7	55,72	
Miraflores GE	Termomanabi	20,4	Diesel	19,7	55,72	
Pedernales GE	Termomanabi	4,0	Diesel	3,9	55,72	
Gonzalo Zevallos-TG	Electroguayas	26,0	Diesel	25,1	72,47	
Enrique Garcia TG	Electroguayas	92,0	Diesel	88,7	72,47	
Santa Rosa TG	Termopichincha	34,0	Diesel	32,8	72,47	
TOTAL		1340,4				

Fuente: Elaboración propia

Según cuadro N° 15 el valor se determina que el precio de la generación de energía en el SIN es función del costo variable total de la Central Termoeléctrica Gonzalo Zevallos de propiedad de la empresa ELECTROGUAYAS con turbinas de Vapor operando con Fuel Oil 4 como combustible con un costo de operación igual a 33.54 U\$/MWh, mientras que la máxima demanda del SIN es cubierto por la CT Trinitaria pero tan solo genera 38.2 MW.

4.2 CARACTERIZACION DE LA OFERTA DE ENERGIA EN EL SEIN-PERU:

Para la determinación de la Potencia efectiva y de la potencia firme de generación para el SEIN se toma en cuenta los cuadros N° 1,2,3 y 4, para una máxima demanda de 6,990 MW.

Para la determinación de la potencia firme de las centrales hidráulicas se hace uso de las ecuaciones N° 1,2 y 3. Según el siguiente cálculo:

Para la Central Hidroeléctrica del Mantaro:

Potencia Efectiva = 678.7 MW

Energía media anual = 4,598.3 GWh

$$\text{Energía máxima producida} = \frac{678.7 \text{ MW} * 8760 \text{ horas}}{1000 \frac{\text{MW}}{\text{GW}}} = 5,945.4$$

$$\text{Factor de Planta Medio} = \frac{4,598.3}{5,945.4} * 100 \% = 77.34 \%$$

$$\text{Potencia Efectiva Firme} = 678.7 * 0.7734 = 524.9 \text{ MW}$$

Para el Parque de generación hidroeléctrico del SEIN:

Potencia Efectiva = 5,013.4 MW

Energía media anual = 24,811.83 GWh

$$\text{Energía máxima producida} = \frac{5,013.4 \text{ MW} * 8760 \text{ horas}}{1000 \frac{\text{MW}}{\text{GW}}} = 43,917.38 \text{ GWh}$$

$$\text{Factor de Planta Medio} = \frac{24,811.83}{43,917.38} * 100 \% = 56.5 \%$$

$$\text{Potencia Efectiva Firme}_{CH \text{ total}} = 5,013.4 * 0.565 = 2,832.6 \text{ MW}$$

Para las centrales termoeléctricas se toma en cuenta el valor de la tasa de indisponibilidad fortuita es igual a 5.24 % y se hace uso de las ecuaciones N° 4 y 5 según el siguiente cálculo:

$$\text{Factor de Disponibilidad} = 1 - 0.0524 = 94.76 \%$$

$$\text{Potencia Efectiva firme}_{CH \text{ total}} = 0.9476 * \text{Potencia efectiva}$$

$$\text{Potencia Efectiva firme}_{CH \text{ total}} = 6,761 \text{ MW}$$

Cuadro N° 16 Potencia firme Centrales Termoeléctricas SEIN-Perú

CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EFECTIVA (MW)	COMBUSTIBLE	CVC (US\$/MWh)	POT. FIRME (MW)
Turbo Gas TG1 El Tablazo	SDE Piura	26.4	Gas Natural	2.89	25.0
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	TERMOSELVA	87.1	Gas Natural	10.89	82.5
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	TERMOSELVA	89.2	Gas Natural	11.1	84.5
Turbo Gas Natural Malacas TG6	ENEL PIURA	51.3	Gas Natural	19.44	48.6
CT Oquendo	SDF Energía	29.4	Gas Natural	19.94	27.9
Turbo Gas Natural Malacas AB	ENEL PIURA	85.1	Gas Natural	20.34	80.6
GN CC Fénix	FENIX POWER	565.5	Gas Natural	21.79	535.9
GN CC Chilca	ENERSUR	815.1	Gas Natural	21.97	772.4
Turbo gas natural CC Chilca 2	ENGIE	114	Gas Natural	22.56	108.0
Turbo Gas Natural Malacas 4B	ENEL PIURA	20.9	Gas Natural y Agua	22.64	19.8
GN CC Kallpa	KALLPA	863.5	Gas Natural	22.77	818.3
GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	ENEL PERU	222.8	Gas Natural	24.01	211.1
GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	ENEL PERU	224.8	Gas Natural	24.01	213.0
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	ENEL PERU	15.5	Gas Natural	24.62	14.7
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	ENEL PERU	15.4	Gas Natural	24.62	14.6
Independencia GD(ExCalana)	EGESUR	23	Gas Natural	25.23	21.8
Turbo Gas Natural Las Flores	KALLPA	196.8	Gas Natural	29.38	186.5
Turbo Gas Natural Santo Domingo	TERMOCHILCA	201.4	Gas Natural	30.84	190.8
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	ENEL PERU	187.2	Gas Natural	31.39	177.4
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6	ENEL PERU	47.8	Gas Natural	32.51	45.3
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5	ENEL PERU	45.8	Gas Natural	32.59	43.4
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	ENEL PERU	113.6	Gas Natural	32.94	107.6
Turbo Gas Ventanilla 5(s/inyección)	ENEL PERU	145.9	Gas Natural	33.17	138.3
Turbo Gas Natural Pisco (ex Mollendo)	EGASA	70.3	Gas Natural	33.62	66.6
Turbo Gas Ventanilla 3(s/inyección)	ENEL PERU	114.1	Gas Natural	34.48	108.1
Ilo 2 TV Carbón 1	ENGIE	140.3	Carbón	41.64	132.9
Mollendo 1 GD	EGASA	24.5	Residual 500	101.27	23.2
Chilina GD N° 1 al 2	EGASA	10.1	R500 y Diesel B5	115.43	9.6
Ilo TV N° 4	ENGIE	39.2	Residual 500	120.76	37.1
Ilo TV N° 3	ENGIE	59.8	Vapor-Res.500	123.64	56.7
Taparachi Grupo Diesel N° 1 al 4	SAN GABAN	4.1	Diesel B5-S50	136.19	3.9
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	62.3	Residual 500	147.71	59.0
Grupo Diesel Shougesa	SHOUGESA	1.2	Diesel B5	160.6	1.1
Reserva Fría Talara	ENEL PIURA	188.6	Diesel B5-S50	173.42	178.7
Reserva Fría Ilo	ENGIE	460	Diesel B5-S50	173.42	435.9
Reserva Fría Puerto Eten	COBRA	228.1	Diesel B5-S50	173.42	216.1
CT RECKA	SM CERRO VERDE	178.8	Diesel B5-S50	175.32	169.4
Ilo 1 GD N° 1	ENGIE	3.2	Diesel B5-S50	189.1	3.0
Nodo Energético del Sur ILO	ENGIE	600	Diesel B5-S50	200.71	568.6
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	SAMAY	600	Diesel B5-S50	200.71	568.6
Chilina TV N° 2	EGASA	7.1	Residual 500	206.68	6.7
Chilina TV N° 3	EGASA	8.2	Residual 500	223.78	7.8
Ilo TG N°2	ENGIE	29.8	Diesel B5-S50	225.34	28.2
Ilo TG N°1	ENGIE	34.1	Diesel B5-S50	225.6	32.3
Bellavista ALCO Grupo Diesel N° 1	SAN GABAN	1.3	Diesel B5-S50	269.39	1.2
Grupo Diesel Tumbes 1	ELECTROPERU	12.5	Residual 6	269.39	11.8
Chilina Turbo gas	EGASA	11.8	Diesel B5-S50	313.7	11.2
Reserva Fría Pucallpa	I&E del Perú	40	Diesel B5-S50	319.19	37.9
Reserva Fría Puerto Maldonado	I&E del Perú	18	Diesel B5-S50	319.19	17.1
TOTAL		7,134.90			

Fuente: Elaboración propia

Para las centrales de energía con Recursos Energéticos Renovables se aplica las ecuaciones N° 1,2 y 3 según los valores detallados en la tabla N°5.

Por ejemplo, para central termoeléctrico de Paramonga que opera con bagazo.

$$\text{Factor de Planta Medio} = \frac{187,950 \text{ MWh}}{23 \text{ MW} * 8760 \text{ h}} * 100\% = 93.3 \%$$

$$\text{Potencia Efectiva Firme} = 23 * 0.933 = 21.5 \text{ MW}$$

No se considera la potencia efectiva de las centrales solares fotovoltaicas debido a que el análisis de cobertura de la demanda se realiza en horas punta del día.

Cuadro N° 17 Potencia firme de Centrales RER Perú-SEIN

CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EFECTIVA (MW)	RER	ENERGIA ANUAL GWh	FACTOR DE PLANTA	POTENCIA FIRME(MW)
CT Paramonga	AIPSA	23	Bagazo	187.95	93.3%	21.5
CT Maple Etanol	MAPLE TANOL SRL	37.5	Bagazo	295.65	90.0%	33.8
GB Huaycoloro	PETRAMAS	4.4	RSU-Metano	28.3	73.4%	3.2
CB La Gringa V	CONS.ENERGIA LIMPIA	3	RSU-Metano	14.02	53.3%	1.6
Central Eólica Talara	Countor Global	30	Viento	119.67	45.5%	13.7
Central Eólica Cupisnique	Countor Global	80	Viento	302.95	43.2%	34.6
Central Eólica Marcona	Consorcio Cobra Perú	32	Viento	148.38	52.9%	16.9
Central Eólica Tres Hermanas	Parque Eólico Tres Hermanas SAC	97.5	Viento	415.78	48.7%	47.5
Central Eólica Wayra I	ENEL GREEN POWER	126	Viento	596.3	54.0%	68
TOTAL		743.5				240.8

Fuente: Elaboración propia

Se presenta la Tabla N° 19 con el orden de despacho para las centrales de generación del SEIN para la cobertura de máxima demanda del año 2,019 igual a 6,990 MW.

Cuadro N° 18 Orden de despacho de la generación en el SEIN

CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EFECTIVA (MW)	RECURSO	CVC (U\$/MWh)	POT. FIRME (MW)	ACUMULADO (MW)
TOTAL HIDRO ELECTRICAS	PERU	5013,4	AGUA		2832,6	2832,6
TOTAL RER	PERU	433,4	RER		240,8	3073,4
Turbo Gas TG1 El Tablazo	SDE Piura	26,4	Gas Natural	2,89	25,0	3098,4
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	TERMOSELVA	87,1	Gas Natural	10,89	82,5	3180,9
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	TERMOSELVA	89,2	Gas Natural	11,1	84,5	3265,4
Turbo Gas Natural Malacas TG6	ENEL PIURA	51,3	Gas Natural	19,44	48,6	3314
CT Oquendo	SDF Energía	29,4	Gas Natural	19,94	27,9	3341,9
Turbo Gas Natural Malacas AB	ENEL PIURA	85,1	Gas Natural	20,34	80,6	3422,5
GN CC Fenix	FENIX POWER	565,5	Gas Natural	21,79	535,9	3958,4
GN CC Chilca	ENERSUR	815,1	Gas Natural	21,97	772,4	4730,8
Turbo gas natural CC Chilca 2	ENGIE	114	Gas Natural	22,56	108,0	4838,8
Turbo Gas Natural Malacas 4B	ENEL PIURA	20,9	Gas Natural y Agua	22,64	19,8	4858,6
GN CC Kallpa	KALLPA	863,5	Gas Natural	22,77	818,3	5676,9
GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	ENEL PERU	222,8	Gas Natural	24,01	211,1	5888
GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	ENEL PERU	224,8	Gas Natural	24,01	213,0	6101
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	ENEL PERU	15,5	Gas Natural	24,62	14,7	6115,7
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	ENEL PERU	15,4	Gas Natural	24,62	14,6	6130,3
Independencia GD(ExCalana)	EGESUR	23	Gas Natural	25,23	21,8	6152,1
Turbo Gas Natural Las Flores	KALLPA	196,8	Gas Natural	29,38	186,5	6338,6
Turbo Gas Natural Santo Domingo	TERMOCHILCA	201,4	Gas Natural	30,84	190,8	6529,4
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	ENEL PERU	187,2	Gas Natural	31,39	177,4	6706,8
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6	ENL PERU	47,8	Gas Natural	32,51	45,3	6752,1
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5	ENEL PERU	45,8	Gas Natural	32,59	43,4	6795,5
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	ENEL PERU	113,6	Gas Natural	32,94	107,6	6903,1
Turbo Gas Natural Pisco (ex Mollendo)	EGASA	70,3	Gas Natural	33,62	66,6	6969,7
Ilo 2 TV Carbón 1	ENGIE	140,3	Carbón	41,64	20,3	6990,0
TERMOELECTRICAS RESERVA	EGASA	2622,7	R500 y Diesel B5	101,27	2485,1	

Fuente: Elaboración propia

Según la tabla anterior se puede distinguir que el precio de la energía en el SEIN es función del valor del CVT de la Central térmica Turbo Gas Natural Pisco (Ex

Mollendo) con un valor de 33.63 U\$/MWh, mientras que la central termoeléctrica Ilo 2 TV con Carbón genera tan solo 20.3 MW, para cubrir la totalidad de los 6,990 MW de máxima demanda.

4.3 BALANCE COMPARATIVO PERU—ECUADOR.

Se presenta el siguiente cuadro comparativo en relación a la cobertura de la máxima demanda del SIN (Ecuador) y del SEIN (Perú).

Cuadro N° 19 Balance comparativo SIN-Ecuador y SEIN-Perú

CENTRAL TERMOELECTRICA	EMPRESA	POT.FIRME (MW)	COMBUSTIBLE	CVT (U\$/MWh)	POT. DESPACHADA (MW)	POT. DISPONIBLE (MW)
Gonzalo Zevallos-Vapor	Electroguayas	140,8	Fuel Oil 4	33,54	140,80	
Trinitaria-TV	Electroguayas	127,3	Fuel Oil 4	33,54	18,20	109,1
Esmeralda I TV	Termoesmeralda	127,3	Fuel Oil 6	33,54	0,00	127,3
CENTRAL TERMOELECTRICA	EMPRESA	POT.FIRME (MW)	COMBUSTIBLE	CVT (U\$/MWh)	POT. DESPACHADA (MW)	POT.A REEMPLAZAR (MW)
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	ENEL PERU	113,6	Gas Natural	32,94	107,6	
Turbo Gas Natural Pisco (ex Mollendo)	EGASA	70,3	Gas Natural	33,62	66,6	86,9
Ilo 2 TV Carbón 1	ENGIE	140,3	Carbón	41,64	20,3	

Fuente: Elaboración propia

En lo referente al costo de la energía en cada uno de los sistemas eléctricos, para el SIN-Ecuador el costo es igual 33.54 U\$/MWh, mientras que para el SEIN-Perú el costo de 33.62 U\$/MWh, con una diferencia de 0.08 U\$/MWh.

En el SEIN-Perú se tiene una potencia despachada de 86.9 MW ofertada por la Central Turbo Gas Natural Pisco a un costo de 33.62 U\$/MWh (66.6 MW) y por la Central Ilo 2 TV Carbón 1 a un costo de 41.64 U\$/MWh (20.3 MW) con costos variables totales superiores al valor del costo de la energía ofertada en el SIN – Ecuador.

En el SIN-Ecuador se cuenta con 236.4 MW (109.1 MW de la central termoeléctrica Trinitaria-TV y 127.3 MW de la central termoeléctrica Esmeralda I TV) disponibles a un costo de generación igual a 33.54 U\$/MWh.

Se hace viable la interconexión regional entre el SEIN-Perú y el SIN-Ecuador mediante la exportación de energía desde el Ecuador hacia el Perú, de tal manera que permita cubrir los 86.9 MW ofertada por centrales de energía peruanas las cuales tienen costos de generación superiores al costo de energía ofertado por el SEIN; con esto se reduciría el costo de la generación en el SEIN-Perú.

4.4 SIMULACIONES EN EL POWER WORLD.

Se plantea los siguientes casos a simular el Programa Power World, para verificar la estabilidad del flujo de potencia en la red de transmisión de Zorritos-Machala de 220 kV.

CASO 1: Cobertura de la demanda zona norte con el SEIN.

Se encuentra abierta la línea de transmisión de 2130 kV desde Zorritos a Machala. La máxima demanda es de 265.50 MW para la zona norte del Perú (Piura y Tumbes), la oferta de generación es de 281.35 MW, mientras que las pérdidas de transmisión son de 15.85 MW (5.63 %), además un total de 40 MW son suministrados a través de la línea de transmisión Chiclayo – Piura Oeste de 230 kV. El costo de generación del sistema CVT = 33.62 U\$/MWh.

CASO 2: SEIN –SIN operando en conjunto para cubrir la zona norte del SEIN

Se encuentra cerrada la línea de transmisión de 220 kV desde Zorritos a Machala. La máxima demanda es de 299.10 MW, la cual incluye 33.6 MW ubicados en la SE de Chiclayo. La oferta de generación es de 331.7 MW, de las cuales 88 MW son suministrados desde la SE Machala ubicada en el SIN, con lo cual el costo de la energía en el Perú, se reduce desde 33.62 U\$/MWh a 33.54 U\$/MWh debido al flujo de energía proveniente del SIN en reemplazo a la Central Turbo Gas Natural Pisco a un costo de 33.62 U\$/MWh (66.6 MW) y por la Central Ilo 2 TV Carbón 1 a un costo de 41.64 U\$/MWh (20.3 MW). Mientras que las pérdidas por transmisión son iguales a 31.97 MW (9.63 %).

CASO 3: Exportación de energía desde el SEIN Perú al SIN Ecuador.

El SIN Ecuador y el SEIN Perú se encuentran acoplados mediante la Línea de transmisión 230 kV Zorritos – Machala, por donde fluye un máximo de 30 MW hacia la localidad de Machala (Ecuador), la limitante técnica se da en la línea de transmisión Talara 220 a Zorritos 220, en el cual existe una saturación de la red de transmisión del 82 % (siendo esta la limitante técnica).

La oferta de generación es 303.11 MW (incluido 60 MW procedentes desde la línea de transmisión Chiclayo 220 a Piura Oeste 220), la máxima demanda es igual a 295.5 MW, mientras que las pérdidas de transmisión son 7.61 MW (3 %). El costo de

la energía en SEIN-SIN sera función del CVT de la Central Ilo 2 TV Carbón 1 a un costo de 41.64 U\$/MWh.

CASO 4: Reforzamiento de la LT Talara 220 – Zorritos 220. Exportación de energía desde el SEIN Perú al SIN Ecuador.

El SIN Ecuador y el SEIN Perú se encuentran acoplados mediante la Línea de transmisión 230 kV Zorritos – Machala, por donde fluye un máximo de 80 MW hacia la localidad de Machala (Ecuador), para esto se ha reforzado con una terna adicional de 220 kV desde la SE Talara 220 a la SE Zorritos 220, (con lo cual el flujo de potencia cubre un total del 65 % de la capacidad de la red de transmisión). La oferta de generación es 362.21 MW (incluido 119.5 MW procedentes desde la línea de transmisión Chiclayo 220 a Piura Oeste 220), la máxima demanda es igual 345.50 MW, mientras que las pérdidas de transmisión son 16.71 MW (4.61 %).

La línea de transmisión Chiclayo 220- Piura Oeste 220 se encuentra con un porcentaje de saturación de 81 %.

El costo de la energía en SEIN-SIN sera función del CVT de la Central Ilo 2 TV Carbón 1 a un costo de 41.64 U\$/MWh.

CASO 5: Reforzamiento de la LT Chiclayo 220 – Piura Oeste 220. Exportación de energía desde el SEIN Perú al SIN Ecuador.

El SIN Ecuador y el SEIN Perú se encuentran acoplados mediante la Línea de transmisión 230 kV Zorritos – Machala, por donde fluye un máximo de 107.7 MW hacia la localidad de Machala (Ecuador), para esto se ha reforzado con una terna adicional de 220 kV desde la SE Chiclayo 220 a la SE Piura Oeste 220, (con lo cual el flujo de potencia cubre un total del 55 % de la capacidad de la red de transmisión). La oferta de generación es 393.25 MW (incluido 75 MW procedentes desde la línea de transmisión Chiclayo 220 a Piura Oeste 220), la máxima demanda es igual 372.0 MW, mientras que las pérdidas de transmisión son 21.25 MW (5.4 %).

Una de las ternas desde SE Talara 220 a la SE Zorritos se satura en un porcentaje de 82 %.

El costo de la energía en SEIN-SIN sera función del CVT de la Central Ilo 2 TV Carbón 1 a un costo de 41.64 U\$/MWh.

CASO 6: Importación de energía desde el SIN Ecuador al SEIN Perú. Reforzamiento de la LT Chiclayo 220 – Piura Oeste 220 y Reforzamiento de la LT Talara 220 – Zorritos 220.

El SIN Ecuador y el SEIN Perú se encuentran acoplados mediante la Línea de transmisión 230 kV Zorritos – Machala, por donde fluye un máximo de 110 MW desde la SE Machala 220 kV hacia el SEIN-Perú (saturándose hasta un valor de 81 %). En la SE Machala fluye 110 MW disponibles de la Central termoeléctrica Gas Machala TG (a un CVT = 33.54 U\$/MWh), la oferta de generación es igual a 316.92 MW, mientras que la máxima demanda es 289.10 MW, lo cual incluye la demanda de 23.6 MW en la SE Chiclayo 220 kV. Las pérdidas de la transmisión es de 27.83 MW (8.78 %). El costo de la energía en SEIN-SIN alcanza el equilibrio con un valor de 33.54 U\$/MWh. En el SEIN la Central Turbo Gas Natural Pisco a un costo de 33.62 U\$/MWh (66.6 MW) y por la Central Ilo 2 TV Carbón 1 a un costo de 41.64 U\$/MWh (20.3 MW) quedan en condición de reserva.

CASO 7: Importación de energía desde el SIN Ecuador al SEIN Perú. Reforzamiento de la LT Chiclayo 220 – Piura Oeste 220 , reforzamiento de la LT Talara 220 – Zorritos 220 y reforzamiento de la LT Machala 220- Zorritos 220.

El SIN Ecuador y el SEIN Perú se encuentran acoplados mediante la Línea de transmisión 220 kV Zorritos – Machala , la cual es reforzada por una segunda terna 88.5 MW en cada una de ella desde la SE Machala 220 kV hacia el SEIN-Perú , la oferta de generación de 177 MW proviene de la Central termoeléctrica Gas Machala TG con un CVT = 33.54 U\$/MWh. La oferta de generación es igual a 420.14 MW , mientras que la máxima demanda es 351.20 MW, lo cual incluye la demanda de 85.7 MW en la SE Chiclayo 220 kV. Las pérdidas de la transmisión es de 68.94 MW. El costo de la energía en SEIN-SIN alcanza el equilibrio con un valor de 33.54 U\$/MWh. En el SEIN la Central Turbo Gas Natural Pisco a un costo de 33.62 U\$/MWh (66.6 MW) y por la Central Ilo 2 TV Carbón 1 a un costo de 41.64 U\$/MWh (20.3 MW) quedan en condición de reserva. Una de las ternas de las ternas de la LT Talara 220 – Zorritos 220 se satura hasta un valor de 82%, mientras que las ternas de LT Talara 220- Piura Oeste 220 se saturan con valores de 90 % y 83 % respectivamente. Mientras que la LT Piura 60 – Paita 60 kV se satura con un porcentaje del 80 %.

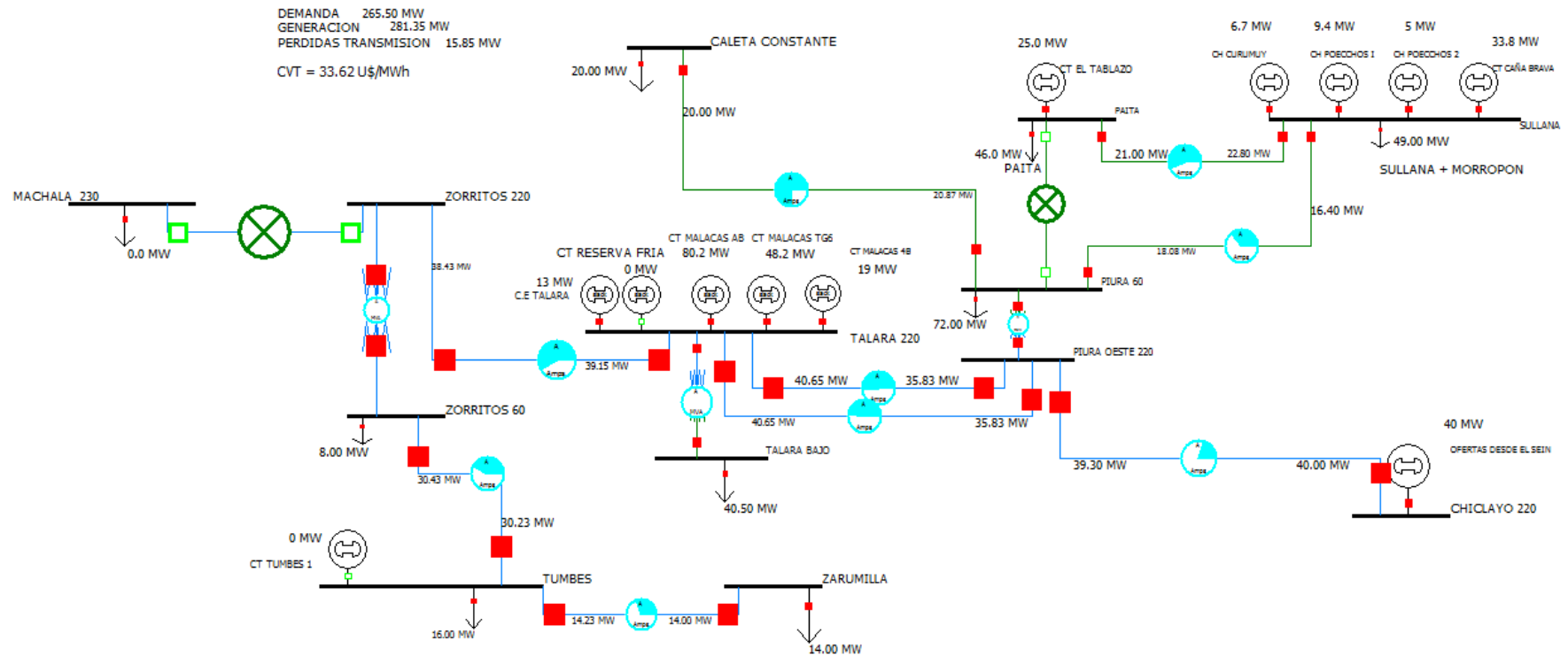


Figura N° 14: CASO 1 Cobertura de la demanda zona norte con el SEIN.

Fuente: Elaboración propia.

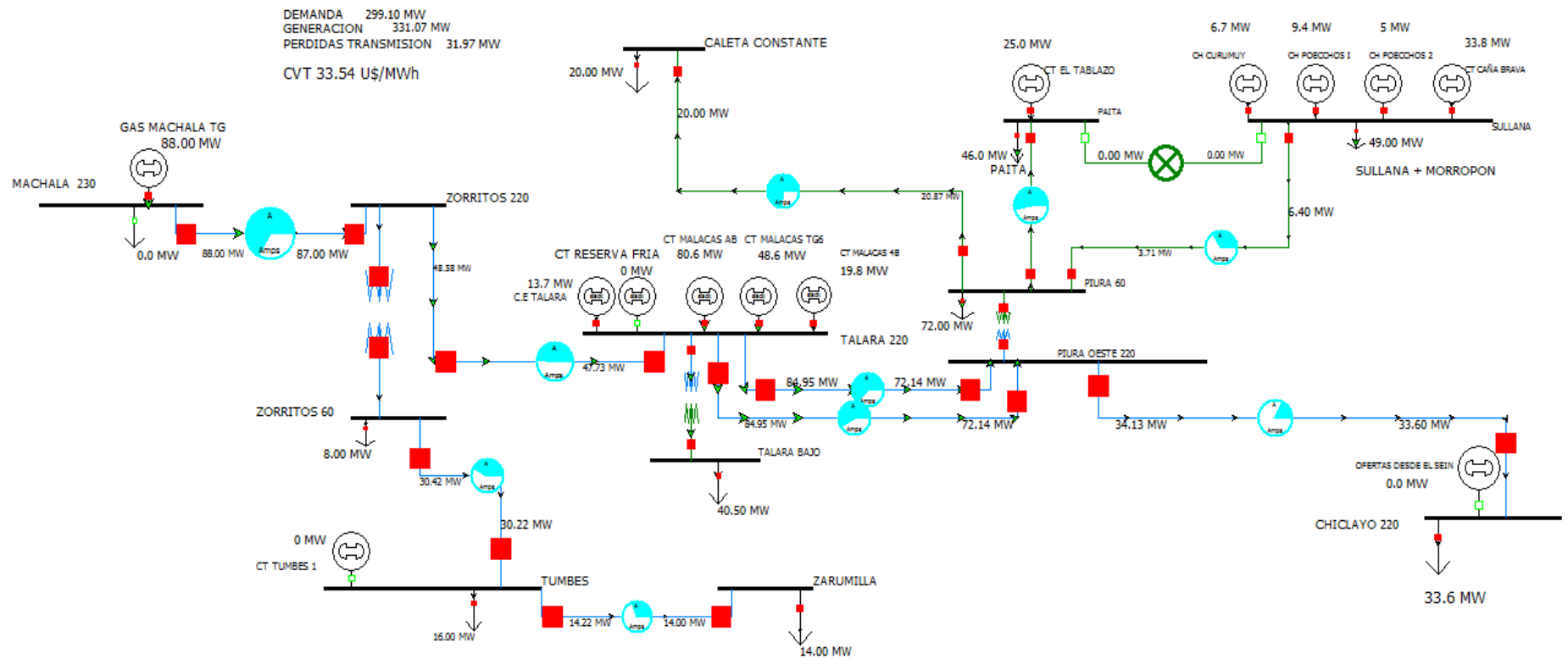


Figura N° 15: CASO 2 SEIN –SIN operando en conjunto para cobertura de la zona norte del SEIN
 Fuente: Elaboración propia.

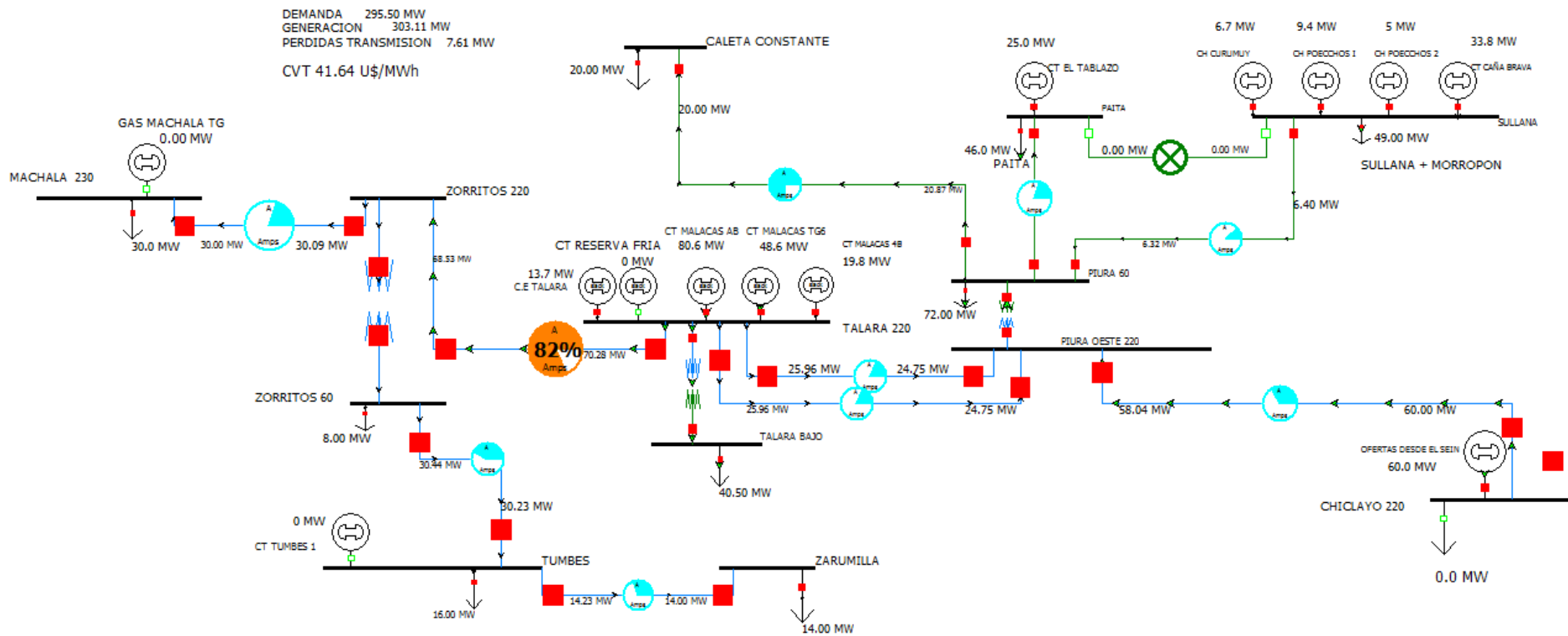


Figura N° 16: CASO 3 Exportación de energía desde el SEIN Perú al SIN Ecuador.

Fuente: Elaboración propia.

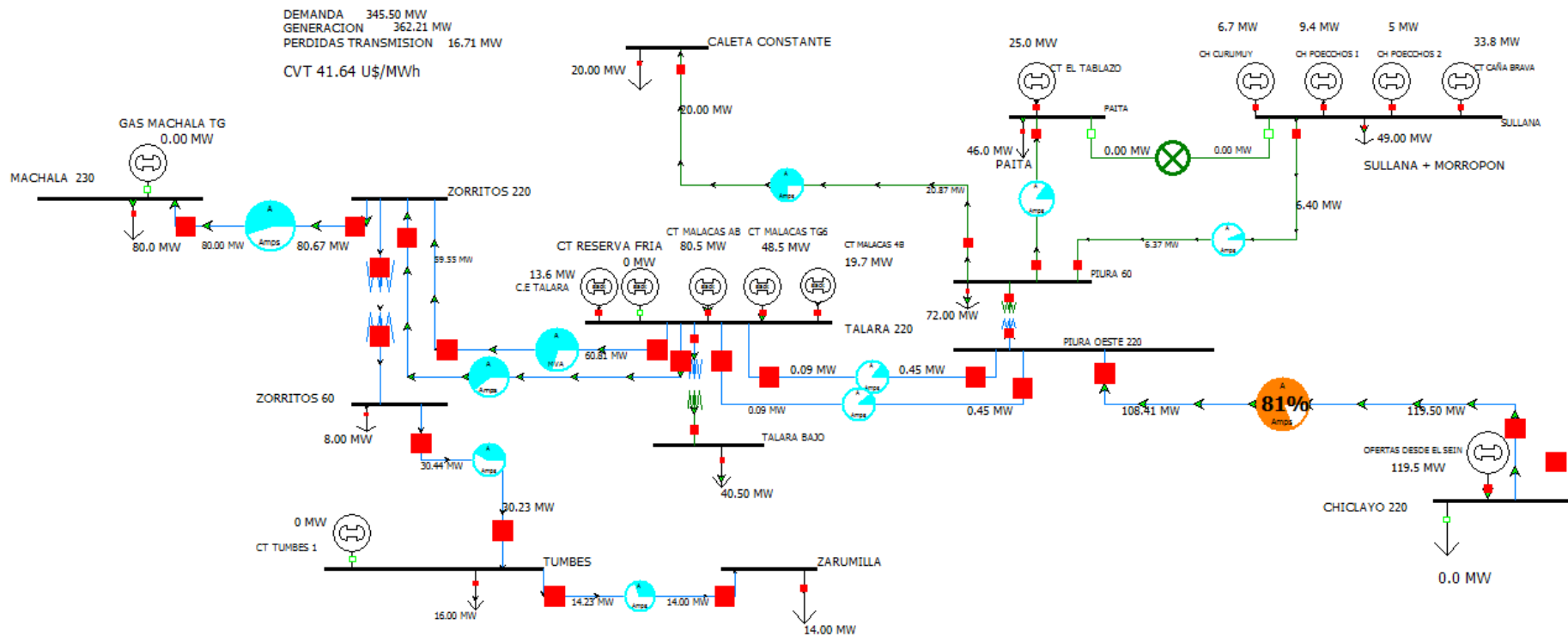


Figura N° 17: CASO 4 Reforzamiento de la LT Talara 220 – Zorritos 220. Exportación de energía desde el SEIN Perú al SIN Ecuador.
 Fuente: Elaboración propia.

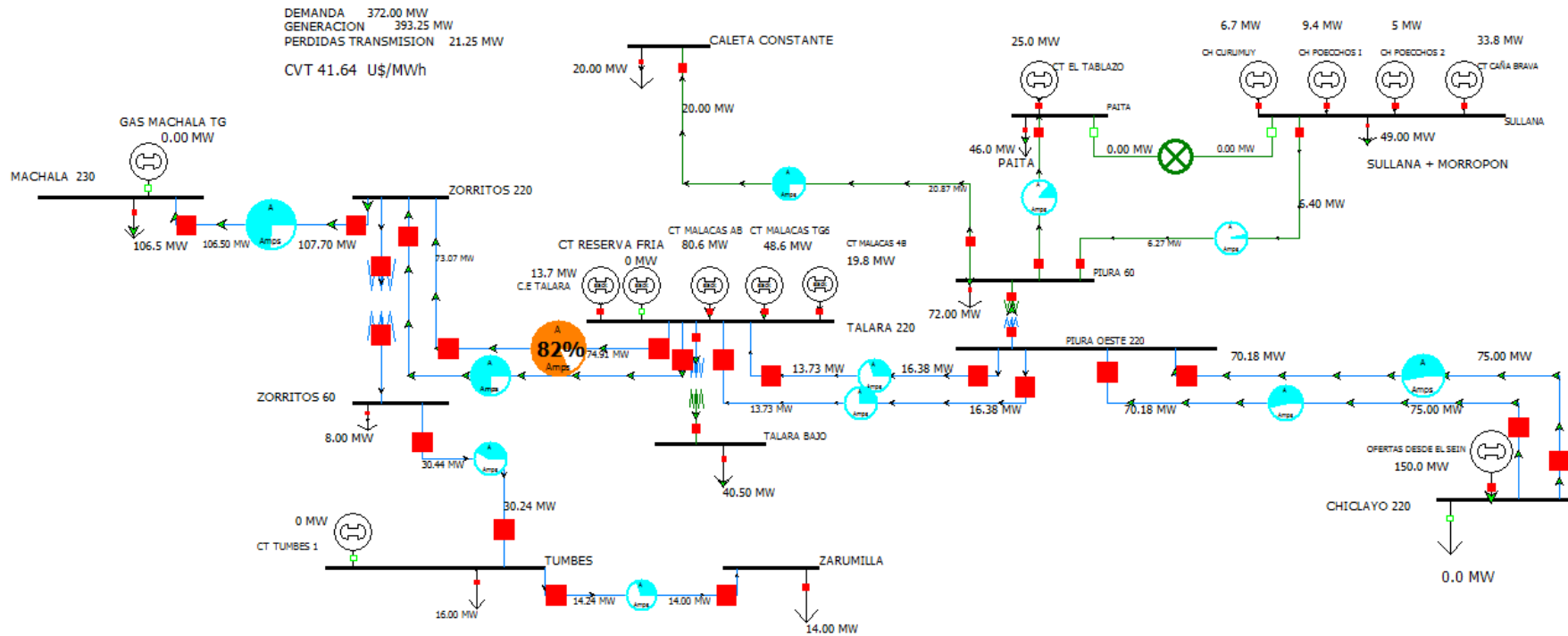


Figura N° 18: CASO 5 Reforzamiento de la LT Chiclayo 220 – Piura Oeste 220. Exportación de energía desde el SEIN Perú al SIN Ecuador.
 Fuente: Elaboración propia.

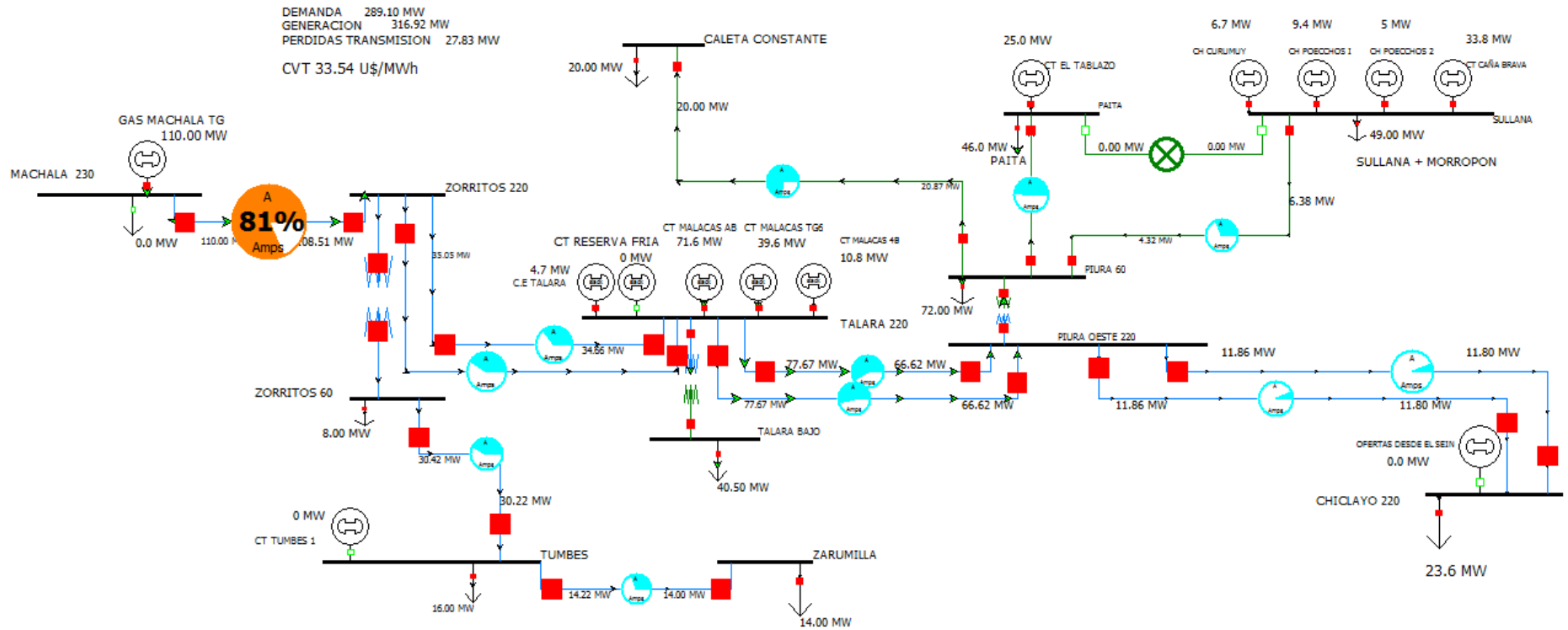


Figura N° 19: CASO 6: Importación de energía desde el SIN Ecuador al SEIN Perú. Reforzamiento de la LT Chiclayo 220 – Piura Oeste 220 y Reforzamiento de la LT Talará 220 – Zorritos 220.

Fuente: Elaboración propia.

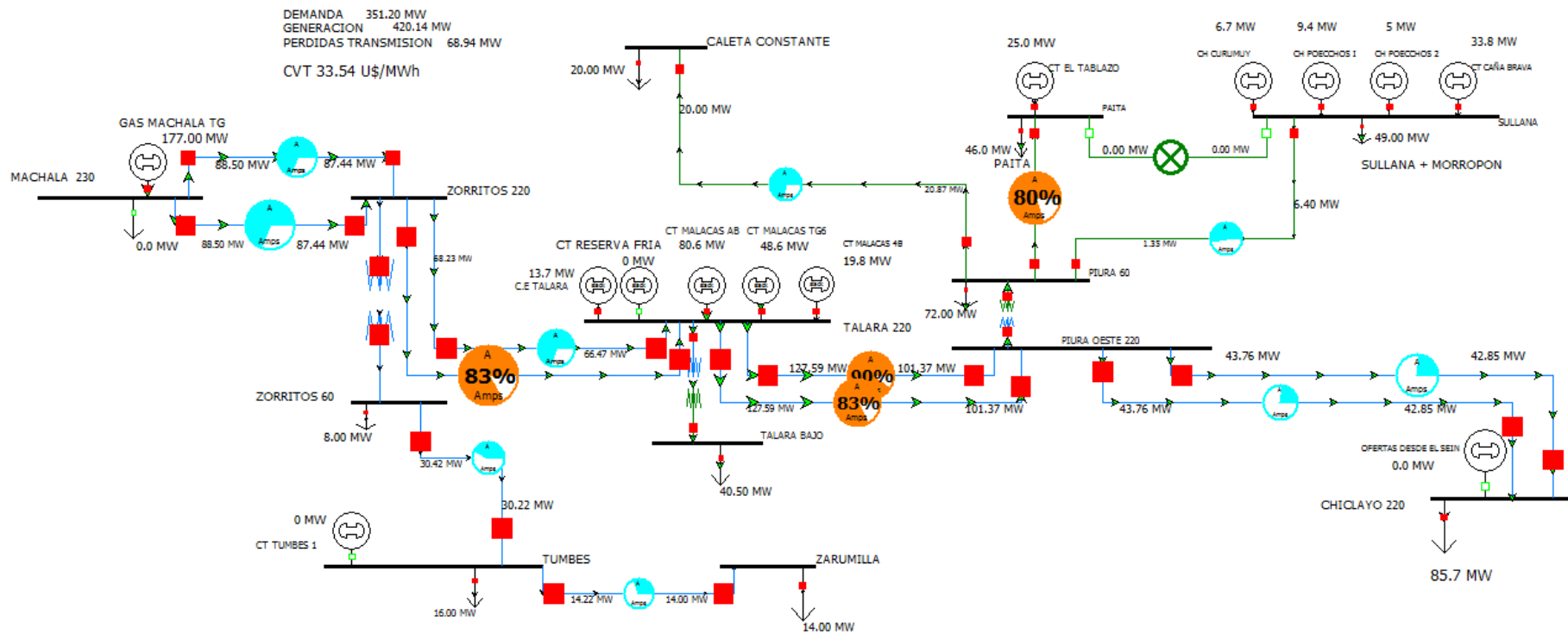


Figura N° 20: CASO 6: Importación de energía desde el SIN Ecuador al SEIN Perú. Reforzamiento de la LT Chiclayo 220 – Piura Oeste 220 y Reforzamiento de la LT Talara 220 – Zorritos 220.
 Fuente: Elaboración propia.

4.5 DISCUSION DE RESULTADOS

- La presente tesis sobre la interconexión regional entre el SIN-Ecuador y el SEIN-Perú, permite la importación de energía eléctrica desde el Ecuador a un precio de 33.54 U\$/MW. Con lo cual se demuestra en ambos casos que la interconexión regional eléctrica favorece a ambos países que intercambian energía, uno de ellos toma la figura de comercializador de energía, pudiendo inyectar al sistema eléctrico flujo de energía disponible, mientras que el país comprador adquiere una energía eléctrica a bajo costo en relación al valor de la energía que se oferta en el Ecuador, la cual es generada principalmente por centrales hidroeléctricas. Esta tesis concuerda con la tesis de Arteaga Agreda referente a la interconexión eléctrica regional entre Perú y Chile, la sobreoferta de generación en la Zona Sur de SEIN Perú mediante la reconversión a gas natural de las de las centrales termoeléctricas del Nudo Energético del Sur y de la Reserva fría de Ilo permiten suministrar energía eléctrica al SING-Chile a precios entre 37.8 a 39.18 U\$/MWh, precios que son favorables para el mercado eléctrico Chileno. Para ambos casos la interconexión regional eléctrica es favorable para ambos países.
- En el informe de Aragón Castro y Padilla, manifiesta que las interconexiones eléctricas aportan beneficios a los países participantes por el cual se firmó el acuerdo de Integración regional mediante la Decisión 536, dentro de los cuales el Perú y Ecuador acuerdan la interconexión Zorritos-Machala, la cual estaba sujeta a la estacionalidad de los excedentes exportables provenientes de las centrales hidroeléctricas, esto en el año 2,004. Para nuestro caso es propicio reconocer que en los últimos 5 años en Ecuador se han instalado 4 centrales hidroeléctricas de gran capacidad, una de ellas es la CH Coca Codo Sinclair de 1,500 MW lo que ha permitido tener una oferta disponible de centrales termoeléctricas. A diferencia del Perú, en el cual el crecimiento de la oferta de energía en los últimos años se ha limitado tan solo a la construcción de centrales termoeléctricas.
- El presente informe de tesis refuerza al estudio realizado por Gamio, Claro, Uriarte y De Bievre, en el cual manifiestan que la integración eléctrica regional trae importantes beneficios económicos y ambientales para los países, en el cual los precios de energía menores en el Perú y su sobreoferta de energía permiten

exportar energía eléctrica hacia Chile. Del mismo modo en la presente tesis ,los bajos costos de generación de energía de Ecuador (con combustibles subsidiados) permite la exportación de energía eléctrica hacia el Perú, al margen de tener el Perú un mayor porcentaje de reserva efectiva de generación.

- En la tesis de Morales Anzola se menciona que el caso de Colombia , que debido a su alto potencial hidroeléctrico permite tener una sobreoferta de generación de energía eléctrica disponible para comercializar a países vecinos, mientras que en el presente informe se concluye lo contrario , debido a que en el Ecuador su reserva efectiva es del orden de 38 % , mientras que en el Perú la reserva efectiva de generación es del orden de 46 % , pero los costos de generación son más baratos en Ecuador básicamente por los subsidios existentes en los combustibles ,que al margen de su porcentaje de reserva , le permite exportar energía eléctrica.
- Se han realizado 8 simulaciones con el Programa Power World para simular la exportación e importación de energía eléctrica desde el SIN-Ecuador y el SEIN-Perú presentando las condiciones reales del flujo de potencia y su confiabilidad , con lo cual este informe concuerda con lo desarrollado por Garayar Bonilla el cual también hizo uso del programa Power World con el cual se realizó la simulación del sistema eléctrico interconectado sur, para determinar el grado de confiabilidad del Sistema Eléctrico del Sur.
- En la tesis de Gallardo Posligua se manifiesta que la variabilidad de los precios de los combustibles en cada país determina el costo de la energía o el costo variable total , así tenemos que en el Ecuador el subsidio de los combustibles permite tener costos unitarios de la generación menores a los ofertados en el SEIN , así por ejemplo tenemos que un grupo electrógeno con fuel oil 4 o 5 en el SIN-Ecuador permite tener un CVT igual a 29.37 U\$/MWh , mientras que un grupo electrógeno en el Perú con biodiesel tienen un CVT igual a 189.1 U\$/MWh.
- El presente informe se completa a la tesis de Vega Moore y Flores Villa en la cual se manifiesta que la cobertura de la máxima demanda es realizada por la oferta de generación disponible en la zona norte del SEIN , en la cual son necesario la capacidad de las redes de transmisión para el flujo de energía , en la presente tesis se ha demostrado que es necesario reforzar las LT Machala 220-Zorritos 220 , LT

Chiclayo 220 – Piura Oeste 220, LT Talara 220- Zorritos 220 , para la mejor cobertura y flujo de potencia en la zona norte del SEIN.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

- La Oferta efectiva de generación en el SIN-Ecuador es igual 6,366 MW, con una potencia firme de 4,526.7 MW con lo cual se cubre una máxima demanda de 3,960 MW para el año 2,019. El costo de energía del SIN es igual a 33.54 U\$/MWh, en función al CVT de la Central Termoeléctrica Gonzalo Zevallos de propiedad de la empresa ELECTROGUAYAS con turbinas de Vapor operando con Fuel Oil 4 como combustible.
- La Oferta efectiva de generación en el SEIN-Perú es igual 12,891.8 MW, con una potencia firme de 9,834.4 MW con lo cual se cubre una máxima demanda de 6,990 MW para el año 2,019. El costo de energía del SIN es igual a 33.63 U\$/MWh, en función al CVT de la Central térmica Turbo Gas Natural Pisco.
- La diferencia de costos de la generación de energía entre ambos sistemas eléctricos son, para el SIN-Ecuador el costo es igual 33.54 U\$/MWh, mientras que para el SEIN-Perú el costo de 33.62 U\$/MWh, con una diferencia de 0.08 U\$/MWh. En el SIN-Ecuador se cuenta con 236.4 MW (109.1 MW de la central termoeléctrica Trinitaria-TV y 127.3 MW de la central termoeléctrica Esmeralda I TV) disponibles a un costo de generación igual a 33.54 U\$/MWh. Con lo cual se concluye que se puede inyectar energía eléctrica desde el SIN-Ecuador hacia el SEIN-Perú una potencia de 86.9 MW, con la finalidad de reducir el costo de generación de energía en el Perú.
- El flujo de potencia actual de la LT Zorritos-Machala de 220 kV es de 88 MW para una máxima demanda de 299.10 MW en la zona Norte del SEIN-Perú, la cual incluye 33.6 MW ubicados en la SE de Chiclayo. La oferta de generación es de 331.7 MW, de las cuales 88 MW son suministrados desde la SE Machala ubicada en el SIN, con lo cual el costo de la energía en el Perú, se reduce desde 33.62 U\$/MWh a 33.54 U\$/MWh debido al flujo de energía proveniente del SIN en reemplazo a la Central Turbo Gas Natural Pisco a un costo de 33.62 U\$/MWh (66.6 MW) y por la Central Ilo 2 TV Carbón 1 a un costo de 41.64 U\$/MWh (20.3 MW). Mientras que las pérdidas por transmisión son iguales a 31.97 MW (9.63 %).

- La exportación de energía desde el SEIN-Perú hacia el SIN-Ecuador a través de la Línea de transmisión 230 kV Zorritos – Machala, permite un máximo flujo de 30 MW hacia la localidad de Machala (Ecuador), la limitante técnica se da en la línea de transmisión Talara 220 a Zorritos 220, en el cual existe una saturación de la red de transmisión del 82 %. El costo de la energía en SEIN-SIN será función del CVT de la Central Ilo 2 TV Carbón 1 a un costo de 41.64 U\$/MWh. Lo cual resultaría antieconómico al mercado eléctrico del Ecuador.
- La Importación de energía desde el SIN Ecuador al SEIN Perú. Para reducir los costos de generación de energía mediante la interconexión eléctrica regional Perú-Ecuador incluye el reforzamiento con una terna adicional de la LT Chiclayo 220 – Piura Oeste 220, reforzamiento de la LT Talara 220 – Zorritos 220 y reforzamiento de la LT Machala 220- Zorritos 220. Con lo cual se permite un flujo de 177 MW provenientes del SIN-Ecuador hacia el SEIN-Perú. El costo de la energía en SEIN-SIN alcanza el equilibrio con un valor de 33.54 U\$/MWh, favorable para nuestro país.

RECOMENDACIONES

- La interconexión eléctrica regional trae beneficios económicos a los países que la conforman , para este caso se recomienda en un trabajo futuro en evaluar los costos del reforzamiento de las líneas de transmisión que hacen viable este proyecto , para poder confrontar los beneficios reales en ambos sistemas eléctricos en relación a la magnitud de las redes de transmisión a construir .
- Se recomienda realizar una evaluación de los beneficios ambientales de la interconexión eléctrica regional entre el SIN-Ecuador y el SEIN-Perú, esto parte debido a que generalmente los costos de generación de energía resultantes son resultados de las tecnologías que conforman un sistema eléctrica y así mismo la capacidad de oferta de energía de exportación es función también del volumen de reserva de generación efectiva que tiene cada país.
- Se recomienda realizar una evaluación técnica económica para viabilizar la construcción de una red de transmisión de 500 kV desde Chiclayo hasta Machala para dar mayor cobertura al flujo de potencia disponible entre los dos sistemas interconectados. A esto indicamos que el flujo de potencia es bidireccional y función de la máxima instantánea de cada sistema eléctrico.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

TESIS

ARTEAGA AGREDA. "SOBREFERTA DE GENERACION DE ENERGIA PARA LA INTERCONEXION REGIONAL ELECTRICA PERU-CHILE ". Tesis para optar el Título de Ingeniero en Energía de la Universidad Nacional del Santa. Perú. 2,018. 123 p.

ARAGON CASTRO y EUSEBIO PADILLA. "EL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN PERÚECUADOR Y SU INCIDENCIA EN LOS COSTOS TOTALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ. Tesis para optar el Grado de Magister en Energética en la Universidad nacional de Ingeniería. Perú. 2,013. 253 p.

CHAMORRO, Nabor. "SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN EN ESTADO ESTABLE DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO". Tesis para optar el título de Ingeniero en la especialidad de sistemas eléctricos de potencia en la Universidad Politécnica Nacional de Quito en Ecuador. 1,999. 208p.

DIAZ GONZALES, Carla. "DESPACHO ECONOMICO DE CARGAS EN SISTEMAS DE ELECTRICOS DE POTENCIA: MODELADO, SIMULACION Y ANALISIS". Tesis para optar el grado de Master en Ingeniería de Minas en la Universidad de Oviedo en España. 2,017.86p.

DUEÑAS JIMENES, Red. "ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA GENERACION DISTRIBUIDA - MICROTURBINAS A GAS NATURAL PARA LA COMUNIDAD DE SAN JOSÉ DE PARCCO". Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista en la Universidad Nacional de Ingeniería. Peru.2,005. 194p.

GALLARDO POSLIGUA. "ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE 230 KV500KV Y DIAGNÓSTICO DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS GENERADAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA ENTRE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA COCA CODO SINCLAIR Y S/E. CHORRILLOS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR". Tesis para optar el Título de Ingeniero Mecánico Electricista de la Universidad Católica Santiago de Guayaquil , Ecuador. 2,017. 143 p.

GARAYAR BONILLA. "COMPORTAMIENTO DE LA CENTRAL DE RESERVA FRÍA DE ILO PARA LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN CONDICIONES DA EMERGENCIA". Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa. Perú. 2,018.150 p.

MORALES ANZOLA. "SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PARA LA INTEGRACIÓN FÍSICA DE LA INFRAESTRUCTURA ENTRE CENTRO Y SURAMÉRICA DENTRO DEL MARCO IIRSA Y EL PPP". Tesis para optar el Título de Ciencias Políticas de la Pontificia Universidad Javeriana de Colombia, 2010. 76 p.

OSORIO RAMIREZ, DAYYANA." IMPACTO DEL ESQUEMA DE INTERCAMBIO DE ELECTRICIDAD EN LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ENTRE ECUADOR, COLOMBIA Y PANAMÁ". Tesis para optar el Grado de Magister en Ingeniería de Sistemas en la Universidad Nacional de Colombia. 2,013.144 p.

PUMAY y PALOMINO. ESTUDIO DE LA PROYECCION DE LA RESERVA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA PARA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO DEL PERU. Tesis para optar el Título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa en Perú. 2,013. 150 p.

PEREZ, Jaime y MENDEZ, Wilson. DESPACHO ECONOMICO DE POTENCIA DIARIO APLICADO EL SISTEMA NACIONAL ECUATORIANO. Tesis para optar el título de Ingeniero Electricista en la Universidad Politécnica Salesiana de Cuenca en Ecuador.2,011. 137p.

RAU VARGAS, Raúl. DESPACHO ECONOMICO ÓPTIMO DE PLANTAS DE GENERACION HIDROTERMICO EN SISTEMAS DE ENERGIA ELECTRICA. Tesis para optar el título de Ingeniero Electricista en la Universidad Nacional del Centro en Perú. 2,010. 91p.

ROMERAL PELAEZ, Rubén. "ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EN CHILE". Tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Carlos III de España. 2,015. 110p.

SALAS CHAMOCHUMBI, Daniel. DIAGNÓSTICO, ANÁLISIS Y PROPUESTA DE MEJORA AL PROCESO DE GESTIÓN DE INTERRUPCIONES IMPREVISTAS EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE BAJA TENSIÓN. CASO: EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD EN LIMA. Tesis para optar el título de Licenciado en gestión empresarial en la Pontificia Universidad Católica del Perú. 2,013. 133p.

SILVA CEVALLOS, Cristina. "ESTUDIO DE LA CAPACIDAD DE TRIGENERACIÓN EN LA EMPRESA PROLAC". Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico en la Universidad Politécnica de Chimborazo. Ecuador.2, 013. 177 p.

VEGA MOORE y FLORES VILLA. "ANÁLISIS DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGIA EN CONDICIONES DE EMERGENCIA DE LA ZONA NORTE PIURA-TUMBES MEDIANTE LA CENTRAL DE RESERVA FRIA DE TALARA DE 200 MW". Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa. Perú. 2,014.170 p.

INFORMES TECNICOS DE CARÁCTER ACADEMICO

CLARO, GAMIO, URIARTE y DE BIÈVRE. GENERACIÓN DE DIÁLOGO CHILE-PERÚ Y PERÚ-CHILE. Informe elaborado para el Instituto de Estudios Internacionales de la PCUP del Perú y el Instituto de Estudios Internacionales de la Universidad Nacional de Chile. Perú. 2,014.81 p.

DAMASSO LARRAÑAGA. Normativa regulatoria de comercio internacional de electricidad de Uruguay. Universidad Católica de Uruguay. 2,008.24p-

TEXTOS

FERNEY MORENO, Luis. "Regulación del Mercado Eléctrico de América Latina" . Universidad Externado de Colombia. 2012. 423 p.

ISBN 9587108477

GAMIO, Pedro, CLARO, Fernando y URIARTE, Ana, "Generación de dialogo Perú-Chile- Documento N° 7 : Recursos hídricos, energía y medio ambiente. Instituto de Estudios

Internacionales (IDEI), Universidad de Chile y Konrad Adenauer Stiftung.Peru. 2013.
81 p.

ISBN 978-9972-671-20-3

GREEN, Richard. “Retail Competition and Electricity Contracts”. Ed University of
Cambridge. USA.2004. 25 p.

GUEVARA, Robert. Módulo de Centrales Termoeléctricas. Universidad Nacional del
Santa. 2017.83 p.

LINKOGRAFIA

AGENCIA CHILENA DE EFICIENCIA ENERGETICA .Hidroeléctrica de embalse. Gobierno
de Chile. 2,018. . [Consulta: 30 de Junio del 2,019].Disponible en:
<https://www.aprendeconenergia.cl/hidroelectrica-de-embalse/>

AGENCIA DE REGULACION Y CONTROL DE ELECTRICIDAD. Estadísticas del sector
eléctrico. Agencia de regulación y control del Ecuador. 2,019. [Consulta: 30 de Mayo
del 2,019].Disponible en:
[https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-
content/uploads/downloads/2019/02/Revista-Digital-2017.pdf](https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/02/Revista-Digital-2017.pdf)

ARROS MUÑOZ. ESTUDIO Y ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO
MEDIANTE EL MODELO PLP. Universidad de Chile. Chile . 2018 [Consulta: 31 de
Mayo del 2,019].Disponible en:
[http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/167858/Estudio-y-
an%C3%A1lisis-del-sistema-el%C3%A9ctrico-ecuatoriano-mediante-el-modelo-
PLP.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/167858/Estudio-y-an%C3%A1lisis-del-sistema-el%C3%A9ctrico-ecuatoriano-mediante-el-modelo-PLP.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

BUSTILLOS, Alida y PEREZ, Víctor. Introducción a las líneas de transmisión de energía
eléctrica. SECTOR ELECTRICIDAD. Venezuela.2,014 [Consulta: 2 de agosto del
2,019].Disponible en:
[http://www.sectorelectricidad.com/12443/introduccion-a-las-lineas-de-transmision-
de-energia-electrica/](http://www.sectorelectricidad.com/12443/introduccion-a-las-lineas-de-transmision-de-energia-electrica/)

CELEP EP. Información general de capacidad instalada y líneas de transmisión. Gobierno de Ecuador. 2019. [Consulta: 15 de junio del 2,019]. Disponible en:
<https://www.celec.gob.ec/capacidad-instalada/generacion.html>

CENACE. Información operativa del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador. Gobierno de Ecuador. 2019. [Consulta: 10 de julio del 2,019]. Disponible en:
<http://www.cenace.org.ec/docs/InformacionOperativa.htm>

CELEP EP TRANSELECTRIC. Infraestructura del sistema nacional de transmisión. Gobierno de Ecuador. 2019. [Consulta: 15 de junio del 2,019]. Disponible en:
<https://www.celec.gob.ec/transelectric/>

COES-SINAC. Informe COES/DP-01-2014 “Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2015 - 2024” . COES SINAC. Peru. 2014 [Consulta: 31 de Mayo del 2,019]. Disponible en:
<http://contenido.coes.org.pe/alfrescostruts/download.do?nodeId=577fd1db-5c3f-46cb-af1e-b6bca4ccba29>

COES-SINAC. Intercambios Internacionales. COES SINAC. Perú. 2019 [Consulta: 1 de Junio del 2,019]. Disponible en:
<http://www.coes.org.pe/Portal/Interconexiones/Reportes/MenuInterconexiones>

COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES. Decisión 757. Período ciento siete de sesiones ordinarias de la comisión. Perú. 2012. [Consulta: 30 de Mayo del 2,019]. Disponible en:
<http://www.sice.oas.org/trade/JUNAC/Decisiones/DEC757s.pdf>

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA DE LA PUCP. Capitulo IV Transmisión Electrica. Pontificia Universidad Católica del Perú, 2,008. [Consulta: 10 de Agosto del 2,019]. Disponible en:
<http://files.pucp.edu.pe/departamento/economia/LDE-2008-02-07.pdf>

FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS. Costos de producción de la energía eléctrica. Facultad de ciencias exactas de la UNT. Argentina. 2,014 [Consulta: 02 de Mayo del 2,019]. Disponible en:

<https://catedras.facet.unt.edu.ar/centraleselectricas/wp-content/uploads/sites/19/2017/12/Apunte-de-Costos-de-Producci%C3%B3n-de-EE-clase-051217.pdf>

FERNANDEZ, Inmaculada y ROBLES, Diego. Centrales de generación de energía eléctrica. Universidad de Cantabria. España. 2014. . [Consulta: 27 de junio del 2,019]. Disponible en:

<https://ocw.unican.es/pluginfile.php/1160/course/section/1407/bloque-energia-IV.pdf>

FORO NUCLEAR. ¿Qué es una central hidroeléctrica?. Foro de la Industria Nuclear de España. 2010. [Consulta: 15 de junio del 2,019]. Disponible en:

<https://www.foronuclear.org/es/100957-faqas-sobre-energia/capitulo-8/115751-105-i-que-es-una-central-hidroelectrica>

GONZALES, Jorge. Centrales Térmicas. Universidad Nacional de Trujillo. Perú. 2014. [Consulta: 04 de julio del 2,019]. Disponible en:

<https://catedras.facet.unt.edu.ar/centraleselectricas/wp-content/uploads/sites/19/2014/10/Apunte-Central-TV-1.pdf>

OSINERGMIN. La industria de la electricidad en el Perú. OSINERGMIN. Perú. 2016. [Consulta: 25 de mayo del 2,019]. Disponible en:

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf

PUCP . La electricidad. Pontificia Universidad católica del Perú. 2008. [Consulta: 25 de mayo del 2,019]. Disponible en:

<http://files.pucp.edu.pe/departamento/economia/LDE-2008-02-06.pdf>

REDONDO MELCHOR, Norberto. Sistemas Eléctricos de Potencia. Universidad de Salamanca. España. 2,018. [Consulta: 11 de julio del 2,019]. Disponible en:

http://stsproyectos.com/U/S/SIST_01.pdf

RENOVETEC. Energía fotovoltaica y su funcionamiento. RENOVETEC. España. 2,018. [Consulta: 11 de julio del 2,019]. Disponible en:

<http://renovetec.com/1114>

SAUMA, ENZO. Interconexión eléctrica regional con miras hacia una integración energética en Sudamérica. Escuela de Ingeniería del Centro de políticas públicas de Chile. 2,017. [Consulta: 30 de Junio del 2,019]. Disponible en:

<https://politicaspUBLICAS.uc.cl/wp-content/uploads/2017/04/CAP.-6.pdf>

SECTOR ELECTRICIDAD. Uso de costos marginales. Guía de respuestas para sistemas de distribución de gas natural. SECTOR ELECTRICIDAD . Perú. 2,018. [Consulta: 15 de Mayo del 2,019]. Disponible en:

<familia%E2%80%8B/Documento%20N%C2%B01%20Gu%C3%ADa%20de%20respuestas%20sobre%20el%20sistema%20de%20distribuci%C3%B3n%20de%20Gas%20Natural.pdf>

SENACE. Estadísticas de generación. SENACE Operador Nacional de Electricidad. Ecuador. 2019. [Consulta: 30 de Mayo del 2,019]. Disponible en:

http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=47&Itemid=55

SANTOS, CAIRO y BOZA. Análisis preliminar del Límite de Potencia Eólica para grandes perturbaciones utilizando aerogeneradores de velocidad fija. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas, CIPEL, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba.2,014. [Consulta: 30 de Julio del 2,019]. Disponible en:

http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012014000200006

TORO GARNICA. Interconexiones eléctricas y su enfoque regulatorio analizados desde el derecho comparad. SENACE Operador Nacional de Electricidad. Ecuador. 2019. [Consulta: 30 de Mayo del 2,019]. Disponible en:

ANEXOS

1. PRECIO DE VENTA DE COMBUSTIBLES EN ECUADOR. PETROECUADOR EMPRESA DE COMERCIALIZACION.(01 hoja)
2. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SIN ECUADOR 2018 (01 hoja)
3. TEXTO INTEGRACION REGIONAL PERU-ECUADOR (08 hoja)
4. INFORMACION DE LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES EN PERU (02 hojas)
5. COSTOS VARIABLES TOTALES DE LAS CENTRALES DE ENERGIA SEIN PERU (01 Hoja)

1. PRECIO DE VENTA DE COMBUSTIBLES EN ECUADOR. PETROECUADOR EMPRESA DE COMERCIALIZACION.

EP PETROECUADOR GERENCIA DE COMERCIALIZACION NACIONAL
PRECIOS DE VENTA A NIVEL DE TERMINAL PARA LAS COMERCIALIZADORAS
CALIFICADAS Y AUTORIZADAS A NIVEL NACIONAL

PERIODO DE VIGENCIA: DEL 01 AL 31 DE MARZO DE 2019
 DECRETO EJECUTIVO No. 798, 352 y 619

PRODUCTO	Unidad de medida	PRECIO EN TERMINAL (Incluye el 12% del I.V.A.) Expresado en US\$
SECTOR PETROLERO MINERO		
ABSORBER PETROLERO	Galones	\$ 1.968792
DIESEL 1 PETROLERO	Galones	\$ 1.968792
DIESEL 2 PETROLERO	Galones	\$ 1.968792
DIESEL PREMIUM PETROLERO	Galones	\$ 2.165877
FLUID OIL PETROLERO	Galones	\$ 0.918316
GASOLINA EXTRA PETROLERO	Galones	\$ 1.781819
EXTRA CON ETANOL PETROLERO	Galones	\$ 1.858700
GASOLINA SUPER PETROLERO	Galones	\$ 1.888478
SECTOR INDUSTRIAL		
DIESEL 1 INDUSTRIAL	Galones	\$ 1.968792
DIESEL 2 INDUSTRIAL	Galones	\$ 1.968792
DIESEL PREMIUM INDUSTRIAL	Galones	\$ 2.165877
EXTRA INDUSTRIAL	Galones	\$ 1.781819
EXTRA CON ETANOL INDUSTRIAL	Galones	\$ 1.858700
SUPER INDUSTRIAL	Galones	\$ 1.954475
FLUID OIL No. 4 INDUSTRIAL	Galones	\$ 1.074384
FLUID OIL LEVIANO	Galones	\$ 0.918316
GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) INDUSTRIAL	Kilogramos	\$ 0.728397
WESOLIO COMERCIAL	Galones	\$ 0.799906
WESOLIO INDUSTRIAL	Galones	\$ 0.799906
SECTOR NAVERO		
DIESEL PREMIUM MARINO	Galones	\$ 2.165877
DIESEL PREMIUM TURBISTA	Galones	\$ 2.165877
DIESEL 2 MARINO	Galones	\$ 1.968792
DIESEL 2 NACIONAL	Galones	\$ 1.968792
GASOLINA EXTRA	Galones	\$ 1.781819
EXTRA ETANOL MARINO	Galones	\$ 1.858700
SECTOR USO PARTICULAR Y PESCA DEPORTIVA		
DIESEL 2 INTERNACIONAL	Galones	\$ 1.968792
DIESEL PREMIUM INTERNACIONAL	Galones	\$ 2.165877
EXTRA CON ETANOL INTERNACIONAL	Galones	\$ 1.781819
EXTRA INTERNACIONAL	Galones	\$ 1.781819
SUPER INTERNACIONAL	Galones	\$ 1.888478
SECTOR AEREO		
PRODUCTO	Unidad de medida	PRECIO COMERCIALIZADORA EP PETROECUADOR (Incluye el 12% del I.V.A.) Expresado en US\$
AVIACION INTERNACIONAL	Galones	\$ 5.338202
AVIACION NACIONAL	Galones	\$ 2.705320
JET FUEL	Galones	\$ 2.149879

Nota: RESOLUCION No. 088-00-DIRECCION-ANCH-2018

DECRETOS EJECUTIVOS No. 338, 788, 352 y 619

PRODUCTO	Unidad de medida	PRECIO EN TERMINAL (Incluye el 12% del I.V.A.) Expresado en US\$
CRUDO REDUCIDO ELECTRICO 5.680 S.P.	Galones	\$ 0.492756
DIESEL 2 PESQUERO	Galones	\$ 1.012704
DIESEL 2 CAMARONERO	Galones	\$ 1.100704
DIESEL 2 ATUNERO	Galones	\$ 1.100704
DIESEL 2 ELECTRICO	Galones	\$ 0.980704
DIESEL 2 I DIESEL PREMIUM (AUTOMOTRIZ)	Galones	\$ 0.980704
FLUID OIL 4 ELECTRICO LIBERTAD	Galones	\$ 0.937900
GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) AGRICOLA	Kilogramos	\$ 0.108354
GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) DOMESTICO	Kilogramos	\$ 0.108667
GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) TAXIS	Kilogramos	\$ 0.188384
GASOLINA EXTRA AUTOMOTRIZ	Galones	\$ 1.679900
GASOLINA EXTRA CON ETANOL AUTOMOTRIZ	Galones	\$ 1.679900
GASOLINA EXTRA CAMARONERO	Galones	\$ 1.781819
GASOLINA EXTRA CON ETANOL CAMARONERO	Galones	\$ 1.888700
GASOLINA EXTRA PESQUERO	Galones	\$ 1.679900
GASOLINA EXTRA CON ETANOL PESQUERO	Galones	\$ 1.679900
GASOLINA PESCA ARTESANAL	Galones	\$ 0.729200
GASOLINA SUPER AUTOMOTRIZ	Galones	\$ 1.968822
MINERAL TURPENTINE	Galones	\$ 1.605634
RUBBER SOL VENT	Galones	\$ 1.574984
CRAMENTOS ASFALTICOS NO OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0.348902
ASFALTOS INDUSTRIALES NO OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0.348902
CRAMENTOS ASFALTICOS OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0.298480
ASFALTOS INDUSTRIALES OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0.298480

Nota: Precios vigentes desde el 15 de enero de 2018, conforme Decreto Ejecutivo No. 619 y Acuerdo Internacional No. 301-2018

DECRETO EJECUTIVO No. 798 y 619

PRODUCTO	Unidad de medida	PRECIO DE VENTA AL PUBLICO (PVP) Expresado en US\$
DIESEL PREM. TRANSPORTE DE CARGA PESADA PLACA INTERNACIONAL	Galones	\$ 2.132454
DIESEL 2 TRANSPORTE DE CARGA PESADA PLACA INTERNACIONAL	Galones	\$ 2.089991

Nota: Productos comercializados en distancias de servicio

DECRETOS EJECUTIVOS No. 338, 788 y 352

SECTOR NAVERO INTERNACIONAL

PERIODO DE VIGENCIA: DEL 01 AL 31 DE MARZO DE 2019

PRODUCTO	Unidad de medida	PRECIO EN TERMINAL (Incluye el 12% del I.V.A.) Expresado en US\$
MDO 1 MARINW (GASOL)	Toneladas	\$ 812.895338
MDO 2 MARINW (GASOL)	Toneladas	\$ 812.285538

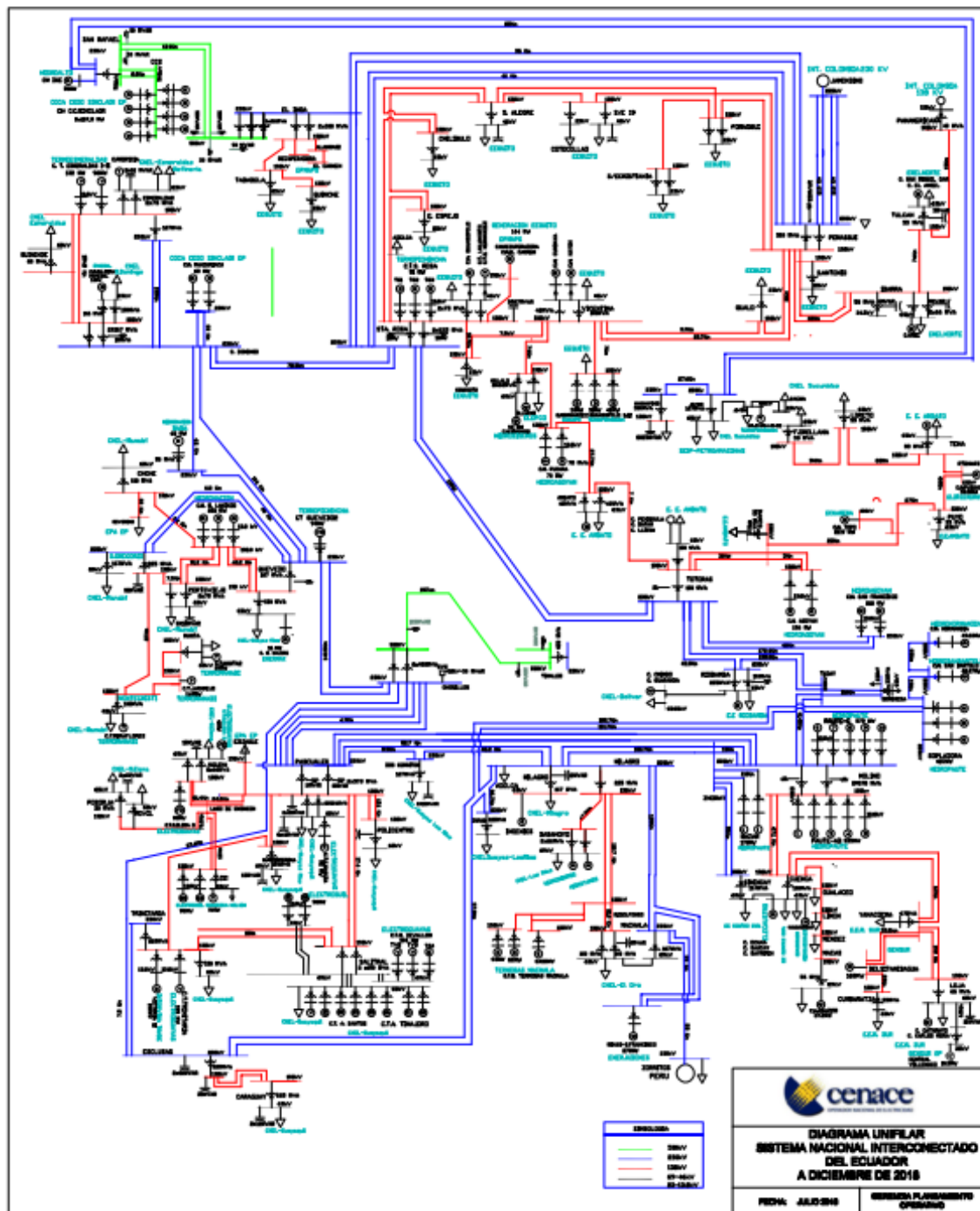
PERIODO DE VIGENCIA: DEL 07 AL 13 DE MARZO DE 2019

PRODUCTO	Unidad de medida	PRECIO EN TERMINAL (Incluye el 12% del I.V.A.) Expresado en US\$
PUEL OIL No. 4	Galones	\$ 1.399946
PUEL OIL 4980	Toneladas	\$ 330.214252
PUEL OIL 4990	Toneladas	\$ 330.891432
PUEL OIL 4990	Toneladas	\$ 330.852186
PUEL OIL 4730	Toneladas	\$ 351.692416
PUEL OIL 4990	Toneladas	\$ 352.687160
PUEL OIL 4990	Toneladas	\$ 353.327492
PUEL OIL 4430	Toneladas	\$ 354.184932
PUEL OIL 4330	Toneladas	\$ 354.825382
PUEL OIL 4230	Toneladas	\$ 355.479130
PUEL OIL 4130	Toneladas	\$ 357.127798
PUEL OIL 4030	Toneladas	\$ 358.251252
PUEL OIL 3930	Toneladas	\$ 359.437478
PUEL OIL 3830	Toneladas	\$ 370.987132
PUEL OIL 3730	Toneladas	\$ 371.696780
PUEL OIL 3630	Toneladas	\$ 372.188820
PUEL OIL 3530	Toneladas	\$ 374.680224

2. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SIN ECUADOR 2018

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR
DIAGRAMA UNIFILAR - CONFIGURACIÓN DICIEMBRE DE 2018

Gráfico No. 1



3. TEXTO INTEGRACION REGIONAL PERU-ECUADOR

REVISTA CIER

Sin fronteras para la energía

Edición especial dedicada a la

**INTEGRACIÓN
ENERGÉTICA**



www.cier.org

Interconexión Eléctrica Ecuador - Perú

Autor

Dana Marisol Quirola Almeida, CENACE –
Ecuador
Email: dquirola@cenace.org.ec

Historia del proceso de estructuración del proyecto. Principales objetivos

El 15 y 16 de febrero del 2001, CENACE presentó una descripción del Mercado Eléctrico Mayorista que se había implantado en el Ecuador a partir de abril de 1999, en el marco de una reunión entre los sectores eléctricos de los países para tratar sobre la interconexión Ecuador – Perú, a fin de buscar los mecanismos regulatorios y prácticos que permitiesen consolidarla.

Dada la buena perspectiva de intercambio energético que se presentó con la interconexión con Colombia, en 2003, se planificó la construcción de la interconexión eléctrica a 230 kV con Perú. Esta interconexión no es de sincronización permanente sino de forma radial, dada la estructura del sistema de transmisión en el norte peruano. Sin embargo, hasta octubre de 2015, esta interconexión no pudo ser aprovechada en su capacidad y de forma regular ante la falta de un acuerdo comercial entre Ecuador y Perú, habiéndose realizado únicamente transacciones en situaciones de emergencia.

Basados en las Decisiones de la Comunidad Andina No. 757 y 789 que modifican la vigencia de la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”, y luego de varios acercamientos entre autoridades de Ecuador y Perú, el 29 de octubre de 2015, se procedió con la firma de los contratos marco de exportación de electricidad entre la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y ENERSUR S.A”, cuya vigencia se extendió hasta el 31 de marzo de 2016. Estos contratos permitieron que se viabilicen los intercambios de electricidad entre ambos países de manera diaria.

El 5 de mayo de 2016, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y ENGIE firman el contrato marco para exportaciones de electricidad cuya vigencia se mantendrá hasta: “1) la fecha de puesta en operación comercial del nuevo enlace de interconexión entre Perú y Ecuador en 500 kV; 2) el 31 de diciembre de 2018; 3) la fecha de vencimiento de la vigencia de la Decisión 757 (incluyendo su prórroga por la Decisión 789 y otras que las prorroguen o sustituyan en el futuro); o, 4) cualquier cambio normativo que incida en el objeto de este contrato, lo que suceda primero”.

El 22 de julio de 2016, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y EDEGEL S.A. firman el contrato marco para exportaciones de electricidad cuya vigencia es similar a la señalada en el párrafo anterior. Igual situación sucede el 10 de agosto de 2016, con la firma del contrato marco de exportaciones de electricidad entre CELEC EP y KALLPA.

Principales características físicas y eléctricas, visualizando fechas de entrada en operación



Figura 1. Unifilar y ubicación de la Interconexión Ecuador – Perú 230 kV.

- Diciembre de 2014: Se declara la disponibilidad de la interconexión de 230 kV, que conecta las subestaciones Machala en Ecuador y Zorritos en Perú, con una longitud total de 200 km, repartidos equitativamente en el territorio de cada país.
- La L/T Machala Zorritos posee una capacidad de 332 MW, sin embargo, la capacidad operativa real es de 80 MW, debido en especial a las condiciones de voltaje y estabilidad en bajo otras condiciones.

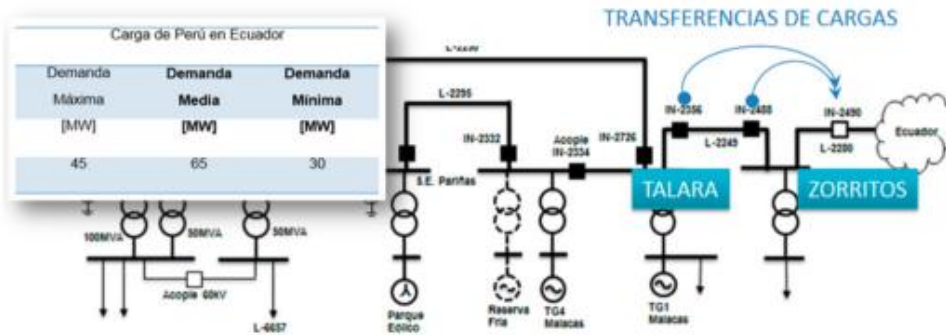


Figura 2. Cargas máximas transferibles desde Perú a Ecuador 230 kV.

- Se estableció un esquema automático de separación de áreas que permita transferir la carga de un país a otro, según lo programado, sincronizando temporalmente los dos sistemas para de inmediato abrir en el sistema importador, quedando conectada radialmente al sistema exportador la carga transferida del otro país.

Principales beneficios obtenidos

El principal beneficio obtenido es el abastecimiento de carga ecuatoriana ante situaciones de mantenimiento o emergencia tal y como a continuación se detalla:

- En mayo de 2005, por falla del transformador de 138/69 kV en la subestación Machala, fue necesario importar, de emergencia, energía por un período de una semana, desde Perú. Esta fue la primera vez que se tuvo experiencia de realizar maniobras de sincronización temporal de los dos sistemas, para luego transferir la carga de la provincia de El Oro. Se realizó una transferencia máxima de 77 MW, lo que permitió cubrir toda la carga de la zona en demandas mínima y media. En demanda máxima había un déficit de 20 MW que debía ser racionada en forma rotativa a todos los usuarios de la provincia.
- En 2009, año de los racionamientos energéticos del país, en los meses de noviembre y diciembre, se realiza la gestión con Perú para importar energía de emergencia, dado el déficit energético que sufría el país por extrema sequía en la cuenca oriental. Para el caso de Perú, se iniciaron las importaciones desde el 17 de noviembre, las mismas que se prolongaron hasta abril de 2010.
- Luego de la colaboración prestada por la República del Perú en la crisis 2009 - 2010 en el sistema de



Figura 3. Máximas importaciones Interconexión Perú 230 kV.

4. INFORMACION DE LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES EN PERU

PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS (Precios Comparados)						
Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		SI / Gln	USD / Gln	USD / Barril	USD / Ton	
Callao	Diesel B5 S-50	7,17	2,23	93,61	686,2	3,248
	Residual N°6	4,80	1,49	62,67	413,1	3,612
	Residual N°500	4,66	1,45	60,84	394,2	3,675
Mollendo	Diesel B5 S-50	7,64	2,37	99,75	731,2	3,248
	Residual N°500	5,18	1,61	67,63	438,1	3,675
Ilo	Diesel B5	7,33	2,28	95,70	701,5	3,248
	Residual N°6	5,32	1,65	69,46	457,8	3,612

Tipo de Cambio	SI/USD	3,217
PGN Fenix (TUD)	SI/Galon	2,901
PGN Limite (TUD)	SI/Galon	2,842
Precio de Carbon	SI/Galon	109,520
ISC DB5	SI/Galon	1,200

Precios al 31 de enero de 2018

Fuente: GART-OSINERGMIN

NOTA: El Diesel B5 S-50 presenta un contenido máximo de 50 ppm de azufre y está constituido por una mezcla de 95%V de Diesel N°2 y 5%V de Biodiesel B100. A su vez el Diesel N°2 es una mezcla compleja de hidrocarburos en el rango aproximado de C9 a C30 y el Biodiesel B100 se compone principalmente de ésteres mono-alquílicos de ácidos grasos de cadena larga.

Finalmente al combustible se le agrega el Impuesto Selectivo al Consumo.

Entre los combustibles utilizados para la generación eléctrica, se encuentra el carbón que es consumido en la Central Termoeléctrica Ilo 2. El precio de este insumo está expresado por USD/Ton referido a un carbón estándar de Poder Calorífico Superior (PCS) de 6 000 kcal/kg. El precio para este combustible se determina conforme a lo dispuesto en el artículo 124 del Reglamento de la LCE, mediante la aplicación del “Procedimiento para la Determinación de los Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica”. En este sentido, el valor determinado al 31 de enero de 2018 es de 109,52 USD/Ton.

Para las Centrales de generación termoeléctrica que utilizan Gas natural los precios serán establecidos por el OSINERGMIN, con las siguientes características:

- Para las centrales que operen con gas natural de Camisea, el precio a considerar debe ser determinado tomando como referencia el precio efectivamente pagado del gas de Camisea más el noventa por ciento del costo del transporte y de la distribución, según corresponda.
- Para centrales que utilicen gas natural procedente de otras fuentes distintas a Camisea, el precio a considerar será el precio único que se obtenga como resultado del Procedimiento Técnico del COES N° 3118, teniendo como límite superior aquél que resulte del “Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del gas natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra” establecido por Osinergmin.
- Los precios de gas natural a utilizarse en la presente regulación para las centrales termoeléctricas de Ventanilla, Santa Rosa I (TG7), Santa Rosa II (TG8), Chilca I, Chilca II, Kallpa, Las Flores, Pisco, Independencia, Santo Domingo de Olleros, Fénix, Aguaytía,

Malacas TG4, Malacas TG5, Malacas TG6, Oquendo y Tablazo corresponden a 2,7885; 2,8636; 2,8573; 2,8626; 2,8616; 2,8602; 2,8602; 2,4951; 2,5629; 2,9203; 2,9014; 0,7000; 1,5868; 0,5765; 0,000; 1,5276 y 0,0000 USD/MMBTU, respectivamente.

El Costo Variable No Combustible (CVNC) representa el costo, no asociado directamente al combustible, en el cual incurre la unidad termoeléctrica por cada unidad de energía que produce. Para evaluar dicho costo se determina la función de costo total de las unidades termoeléctricas (sin incluir el combustible) para su régimen máximo de operación; a partir de esta función se deriva el CVNV como la relación del incremento en la función de costo ante un incremento de la energía producida por la unidad de generación de energía.

El procedimiento anterior proporciona tanto el CVNC de las unidades termoeléctricas, como los Costos Fijos No Combustible (CFNC) asociados a cada unidad termoeléctricas ,para un régimen de operación dado (número de arranques por año, horas de operación promedio por arranque y tipo de combustible utilizado).

5. COSTOS VARIABLES TOTALES DE LAS CENTRALES DE ENERGIA SEIN PERU (01 Hoja)

CENTRAL	CONSUMO ESPECIFICO (Unid/kWh)	COSTO DEL COMBUSTIBLE	CVC	CVNC	CVT
			US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh
Turbo Gas TG1 El Tablazo	12.574	0	0	2.69	2.69
Turbo Gas Natural Aguaytia TG2	12.218	0.56	6.84	2.99	9.83
Turbo Gas Natural Aguaytia TG1	12.17	0.56	6.81	3.14	9.95
Turbo Gas Natural Malacas TG6	9.766	1.5868	15.5	2.3	17.8
Turbo Gas Natural Malacas AB	11.544	1.5868	18.3	2.02	20.32
CT Oquendo	11.643	1.5276	17.79	3.9	21.69
Turbo Gas Natural Malacas 4B	12.187	1.5858	19.3	3.3	22.6
GN CC Kallpa	7.02	3.0036	21.09	3.35	24.44
GN CC Chilca	7.086	3.0045	21.29	3.35	24.64
GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	7.306	2.9283	21.4	3.35	24.75
GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	7.306	2.9283	21.4	3.35	24.75
GN CC Fenix	7.101	3.0467	21.63	3.35	24.98
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	7.424	2.9283	21.74	3.35	25.09
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	7.424	2.9283	21.74	3.35	25.09
CC Santo Domingo	7.147	3.0687	21.93	3.35	25.28
Independencia GD(ExCalana)	8.93	2.6757	23.89	2.45	26.34
Turbo Gas Natural Las Flores	10.342	3.0036	31.06	2.02	33.08
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	10.796	3.0005	32.39	2.02	34.41
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	10.797	3.0073	32.47	2.02	34.49
Turbo Gas Natural Pisco (ex Mollendo)	12.97	2.5963	33.68	2.03	35.71
Turbo gas natural CC Chilca 2	11.336	3.0045	34.06	3.8	37.86
Ilo 2 TV Carbón 1	0.358	116.98	41.83	2.47	44.3
Mollendo 1 GD	0.209	583.8478	121.95	2.45	124.4
Taparachi Grupo Diesel N° 1 al 4	0.145	853.6347	124.19	12	136.19
Chilina GD N° 1 al 2	0.219	613.4789	134.15	2.45	136.6
Grupo Diesel Shougesa	0.22	776.8414	170.57	2.45	173.02
Turbo Vapor de Shougesa	0.332	549.8873	182.3	1.32	183.62
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	0.237	812.8759	192.29	4	196.29
Reserva Fría Pucallpa	0.258	779.4242	185.55	11.26	196.81
Reserva Fría Talara	0.234	851.1191	199.61	4	203.61
Reserva Fría Puerto Eten	0.237	851.1191	202.04	4	206.04
Nodo Energético del Sur ILO	0.225	901.6074	203.26	4	207.26
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5	0.269	768.518	206.92	2.02	208.94
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6	0.271	768.518	207.97	2.02	209.99
CT RECKA	0.239	856.5434	205.05	6.59	211.64
Reserva Fría Ilo	0.237	901.6074	213.38	4	217.38
Reserva Fría Puerto Maldonado	0.25	940.0725	234.66	11.47	246.13
Bellavista ALCO Grupo Diesel N° 1	0.312	854.4007	266.93	2.46	269.39
Chilina Turbo gas	0.375	811.578	303.94	0	303.94

Fuente: OSINERGMIN

TESIS

INFORME DE ORIGINALIDAD

29%

INDICE DE SIMILITUD

30%

FUENTES DE
INTERNET

1%

PUBLICACIONES

3%

TRABAJOS DEL
ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	repositorio.uns.edu.pe Fuente de Internet	5%
2	cybertesis.uni.edu.pe Fuente de Internet	4%
3	docplayer.es Fuente de Internet	2%
4	biblioteca.uns.edu.pe Fuente de Internet	2%
5	www.aprendeconenergia.cl Fuente de Internet	2%
6	www.sectorelectricidad.com Fuente de Internet	1%
7	repositorio.uchile.cl Fuente de Internet	1%
8	ocw.unican.es Fuente de Internet	1%
9	contenido.coes.org.pe Fuente de Internet	1%

10	politicaspUBLICAS.uc.cl Fuente de Internet	1%
11	stsproyectos.com Fuente de Internet	1%
12	radiobakana.net Fuente de Internet	1%
13	celec.gob.ec Fuente de Internet	1%
14	repository.ucatolica.edu.co Fuente de Internet	1%
15	www.osinergmin.gob.pe Fuente de Internet	1%
16	www.redalyc.org Fuente de Internet	1%
17	pirhua.udep.edu.pe Fuente de Internet	1%
18	repositorio.ucsg.edu.ec Fuente de Internet	1%
19	www.foronuclear.org Fuente de Internet	1%
20	www2.osinerg.gob.pe Fuente de Internet	1%

Excluir citas

Apagado

Excluir coincidencias

< 1%

Excluir bibliografía

Apagado