

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



**Operación de la Central de Reserva Fría de ETEN y su Impacto en la
Seguridad Energética del SEIN**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA**

AUTOR:

Bach. Gonzales Vergaray, Jose Manuel

ASESOR:

Dr. Mariños Castillo, Gualberto Antenor
DNI:17890841
CÓD. ORCID: 0000-0001-7514-9908

NUEVO CHIMBOTE – PERÚ

2024

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



CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente Tesis ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando en cuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa de acuerdo a la denominación siguiente:

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA**

**“OPERACIÓN DE LA CENTRAL DE RESERVA FRIA DE ETEN Y SU
IMPACTO EN LA SEGURIDAD ENERGETICA DEL SEIN”**

AUTOR: Bach. Gonzales Vergaray, Jose Manuel

Dr. Gualberto Antenor, Mariños Castillo

ASESOR

DNI:17890841

CÓD. ORCID: 0000-0001-7514-9908

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



HOJA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR

El presente Jurado Evaluador da la conformidad del presente informe, desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y presentado con forme al Reglamento General para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa, titulado:

**“OPERACIÓN DE LA CENTRAL DE RESERVA FRIA DE ETEN Y SU
IMPACTO EN LA SEGURIDAD ENERGETICA DEL SEIN”**

AUTOR:

Bach. Gonzales Vergaray, Jose Manuel

Revisado y evaluado por el siguiente Jurado Evaluador:

Mg. Héctor Domingo, Benites Villegas
PRESIDENTE
D.N.I N°17821639
COD. ORCID: 0000-0002-8809-6371

M.Sc. Julio Hipólito Nestor, Escate Ravello
SECRETARIO
DNI:32850228
COD. ORCID: 0000-0001-9950-2999

Dr. Gualberto Antenor, Mariños Castillo
INTEGRANTE
DNI:17890841
CÓD. ORCID: 0000-0001-7514-9908

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

El día jueves 18 del mes de julio del año dos mil veinticuatro, siendo las 11:30 a.m. en el Aula E-3 de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, en cumplimiento al Art. 68 del Reglamento General de Grados y Títulos, aprobado con Resolución N°337-2024-CU-R-UNS de fecha 12.04.24, se instaló el Jurado Evaluador designado mediante **Resolución N° 268-2024-UNS-CFI** de fecha 24.05.24, integrado por los siguientes docentes:

- Mg. Héctor Domingo Benites Villegas : Presidente
- M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello : Secretario
- Mg. Gualberto Antenor Mariños Castillo : Integrante

Mediante **Resolución Decanal N°438-2024-UNS-FI de fecha 17.07.24.**, se **DECLARA EXPEDITO** al bachiller para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis, titulada: **"OPERACIÓN DE LA CENTRAL DE RESERVA FRÍA DE ETEN Y SU IMPACTO EN LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DEL SEIN"**, perteneciente al bachiller: **GONZALES VERGARAY JOSE MANUEL**, con código de matrícula N° **0199811036**, teniendo como asesor al docente **Mg. Gualberto Antenor Mariños Castillo**, según Resolución Decanal N° 444-2021-UNS-FI de fecha 19.08.21.

Terminada la sustentación del 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, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 73° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
GONZALES VERGARAY JOSE MANUEL	17	Bueno

Siendo las 12:20 p.m. del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Héctor Domingo Benites Villegas
PRESIDENTE


M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello
SECRETARIO


Mg. Gualberto Antenor Mariños Castillo
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: Jose Gonzales Vergaray INFORMES
Título del ejercicio: OPERACIÓN DE LA CENTRAL DE RESERVA FRÍA DE ETEN Y SU ...
Título de la entrega: TESIS_GONZALES_OK_-_TURNITING.pdf
Nombre del archivo: 5.15M
Tamaño del archivo: 129
Total páginas: 22,561
Total de palabras: 117,905
Total de caracteres: 28-ago.-2024 10:48a. m. (UTC-0500)
Fecha de entrega: 2439815080
Identificador de la entre...

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



"OPERACIÓN DE LA CENTRAL DE RESERVA FRÍA DE ETEN Y SU
IMPACTO EN LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DEL SEIN"

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA

AUTOR:

Bach. Gonzales Vergaray, Jose Manuel

ASESOR:

Dr. Guisberto Antenor, Merinos
Castillo
DNI: 17890841
CÓD. ORCID: 0000-0001-2614-8808

NUEVO CHIMBOTE - PERÚ
2024

OPERACIÓN DE LA CENTRAL DE RESERVA FRÍA DE ETEN Y SU IMPACTO EN LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DEL SEIN

INFORME DE ORIGINALIDAD

16 %

INDICE DE SIMILITUD

16%

FUENTES DE INTERNET

3%

PUBLICACIONES

%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1

repositorio.uns.edu.pe

Fuente de Internet

8%

2

www.scribd.com

Fuente de Internet

2%

3

www.osinergmin.gob.pe

Fuente de Internet

1%

4

spij.minjus.gob.pe

Fuente de Internet

1%

5

pdfcookie.com

Fuente de internet

<1%

6

cdn.www.gob.pe

Fuente de Internet

<1%

7

hdl.handle.net

Fuente de Internet

<1%

8

web.archive.org

Fuente de Internet

<1%

9

www2.osinergmin.gob.pe

Fuente de Internet

<1%

10

repositorio.ucv.edu.pe

Fuente de Internet

<1%

11

vsip.info

Fuente de Internet

<1%

12

contenido.coes.org.pe

Fuente de Internet

<1%

13

www.cre.gob.mx

Fuente de Internet

<1%

14

fdocuments.es

Fuente de Internet

<1%

15

tesis.usat.edu.pe

Fuente de Internet

<1%

16

www.minem.gob.pe

Fuente de Internet

<1%

17

1library.co

Fuente de Internet

<1%

18

repositorio.unap.edu.pe

Fuente de Internet

<1%

19

repositorio.upn.edu.pe

Fuente de Internet

<1%

20

renati.sunedu.gob.pe

Fuente de Internet

<1%

21	gauss.des.icaei.upco.es Fuente de Internet	<1%
22	issuu.com Fuente de Internet	<1%
23	openknowledge.worldbank.org Fuente de Internet	<1%
24	catalog.mpil.de Fuente de Internet	<1%
25	pt.slideshare.net Fuente de Internet	<1%
26	repositorio.usanpedro.edu.pe Fuente de Internet	<1%
27	www.ecolex.org Fuente de Internet	<1%
28	doczz.es Fuente de Internet	<1%
29	repositorio.uandina.edu.pe Fuente de Internet	<1%
30	WALSH PERU S.A. INGENIEROS Y CIENTIFICOS CONSULTORES. "PMA del Proyecto Reserva Fría de Generación – Planta Ilo- IGA0006362", R.D. N° 293-2011-MEM/AAE, 2021 Publicación	<1%

Excluir citas

Activo

Excluir coincidencias

< 15 words

Excluir bibliografía

Activo

DEDICATORIA

A mis padres Pablo Hugo Gonzales Flores y Cermitania Augusta Vergaray Acosta por su amor y apoyo.

A mi esposa Cynthia Liz Arellano Rojas, y mis hijos Fabian, Ivanna y Georgina, quienes siempre se preocuparon por mi y me apoyaron incansablemente, al igual que mis hermanos, un eterno agradecimiento inmenso.

A los profesores de la Universidad Nacional Del Santa en especial de la Escuela profesional de Ingeniería en Energía, por las enseñanzas y consejos, que me brindaron en el proceso de mi formación profesional.

J.M.G.V

RECONOCIMIENTO

En primer lugar, agradezco a Dios por darme la oportunidad de estar con vida y salud, y realizar una de mis metas anheladas, a pesar de todas las circunstancias de la vida, siempre me brindo la fuerza y ánimo para realizar la tesis.

Agradecimiento a mi asesor Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo, por su apoyo y brindarme sus conocimientos en todo momento de la elaboración del presente informe.

Agradecer a todos mis docentes de la Universidad Nacional del Santa quienes me brindaron las enseñanzas necesarias para poder realizarme como profesional con ética y moral.

Atentamente,

J.M.G.V

INDICE GENERAL

INDICE

RESUMEN

I.	Introducción.	1
1.1	Realidad Problemática	1
1.2	Antecedentes	2
1.3	Justificación	5
1.4	Hipótesis	5
1.5	Objetivos	5
II	Marco Teórico.	7
2.1	Seguridad energética	7
2.2	Sistema eléctrico de potencia	11
2.3	Reserva de energía	18
2.4	Condición de emergencia	27
III.	Material y método	36
3.1	Material	36
3.2	Método	58
IV.	Resultados y discusión	60
4.1	Análisis situacional	60
4.2	Modelamiento del Área de demanda AD-2 y AD-3	63
4.3	Alternativa de solución para evitar estado de emergencia	75
4.4	Discusión de resultados	79
V.	Conclusiones y Recomendaciones	81
	Conclusiones	81
	Recomendaciones	83
VI.	Referencias bibliográficas	84
VII.	Anexos	93

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Perspectivas de la seguridad energética según Cherp y Jewell	9
Figura 2 Sistema de potencia	13
Figura 3 Casa de fuerza de Central Hidroeléctrica de Carhuaquero	15
Figura 4 Casa de fuerza de Central Termoeléctrica Recka	15
Figura 5 Central Eólica de Cupisnique	16
Figura 6 Clasificación de la reserva	19
Figura 7 Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten	21
Figura 8 Estado de operatividad de un sistema de generación	30
Figura 9 Estados del sistema para estudios de confiabilidad y reserva	31
Figura 10 Cobertura geográfica aproximada de Áreas de Demanda	36
Figura 11 Diagrama unifilar de Central termoeléctrica de reserva fría de Eten	38
Figura 12 Vista de Central termoeléctrica de reserva fría de Eten	39
Figura 13 Diagrama unifilar de Central termoeléctrica Recka	41
Figura 14 Vista de Central termoeléctrica Recka	42
Figura 15 Vista externa de Central hidroeléctrica Gallito Ciego	42
Figura 16 Casa de máquinas de Central hidroeléctrica Carhuaquero IV	44
Figura 17 Tubería forzada de Central hidroeléctrica Zaña	45
Figura 18 Diagrama unifilar de Central hidroeléctrica Zaña	46
Figura 19 Grupo hidráulico N° 2 de Central hidroeléctrica Las Pizarras	47
Figura 20 Diagrama unifilar de Central hidroeléctrica Las Pizarras	48
Figura 21 Grupos hidráulicos Central hidroeléctrica Potrero	48
Figura 22 Diagrama unifilar de Central hidroeléctrica Potrero	49
Figura 23 Distribución de aerogeneradores Central Eólica de Cupisnique	50
Figura 24 Diagrama unifilar de Central Eólica de Cupisnique	51
Figura 25 Distribución de aerogeneradores Central Eólica Duna	52
Figura 26 Diagrama unifilar de Central Eólica Duna y Huambos	53
Figura 27 Corte del Diagrama unifilar del SEIN	55
Figura 28 Presentación de entorno de simulación en Power World	57
Figura 29 Comportamiento del CVC vs Porcentaje de carga	60

Figura 30 Caso inicial Flujo de potencia en AD-2 y AD-3	64
Figura 31 Caso emergencia con salida de servicio de central eólica Cupisnique ubicada entre AD-2 y AD-3	66
Figura 32 Caso emergencia con salida de servicio de central hidroeléctrica Carhuaquero en AD-2	67
Figura 33 Caso emergencia con salida de servicio de centrales hidroeléctricas ubicadas en SE Carhuaquero en AD-2	69
Figura 34 Caso emergencia aislamiento de SE Trujillo desde AD-3	70
Figura 35 Caso emergencia aislamiento de SE Chimbote y Cajamarca desde SE Huallanca	72
Figura 36 Caso emergencia aislamiento de AD-2 y AD-3 de SE Huallanca	73
Figura 37 Alternativa 1-Caso 6	75
Figura 38 Alternativa 2-Caso 6	76
Figura 39 Alternativa 1-Caso 7	78

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Resultados de prueba de potencia efectiva central de reserva fría de Eten	38
Tabla 2 Características técnicas de los grupos de generación Central Hidroeléctrica Gallito Ciego	43
Tabla 3 Características técnicas de la Central Hidroeléctrica Carhuaquero	44
Tabla 4 Características técnicas de la Central Hidroeléctrica Carhuaquero IV	45
Tabla 5 Características técnicas de la Central Hidroeléctrica Zaña	46
Tabla 6 Características técnicas de la Central Hidroeléctrica Las Pizarras	47
Tabla 7 Características técnicas de la Central Hidroeléctrica Potrero	49
Tabla 8 Cuadro de cargas especiales AD 2 y AD3	54
Tabla 9 Cuadro de cargas ciudad AD 2 y AD3	54

RESUMEN

La central termoeléctrica de reserva fría de Eten de 215,9 MW de potencia efectiva que opera con petróleo BD5 fue instalada desde el año 2011, bajo el compromiso contractual de cubrir las condiciones de emergencia en las áreas de demanda AD-2 y AD-3, el presente informe tiene como objetivo general determinar la influencia de la operación de la central de reserva fría de Eten, las condiciones de emergencia son escenarios de comportamiento de la oferta de generación y redes de transmisión, en las cuales la cobertura de la demanda se ve en peligro de ser cubierta.

El trabajo de investigación es del tipo pre-experimental, de naturaleza descriptiva. El diseño de la investigación pre-experimental se utiliza para establecer una relación entre la causa y el efecto de una situación. La muestra es la central termoeléctrica de reserva fría de Eten de 215,9 MW ubicada en el departamento de Lambayeque.

Como resultados se han elaborado 7 escenarios de comportamientos en las zonas AD-2 y AD-3, aplicado indisponibilidades tal como la salida forzada de la central eólica de Cupisnique o de las centrales hidroeléctricas de las Barras de Carhuaquero y en otros casos la indisponibilidad de la red de transmisión de las redes de la zona sur de la AD-3, determinándose en algunos casos el cumplimiento contractual de la central termoeléctrica en estudio y en algunos casos requiere la oferta adicional de central termoeléctrica de Recka o un flujo adicional de potencia desde AD-1.

Palabras Clave: Central termoeléctrica, reserva de energía, contingencia

ABSTRACT

The Eten cold reserve thermoelectric plant of 215.9 MW of effective power that operates with BD5 oil was installed since 2011, under the contractual commitment to cover emergency conditions in the AD-2 and AD-3 demand areas. , the general objective of this report is to determine the influence of the operation of the Eten cold reserve plant, the emergency conditions are scenarios of behavior of the generation supply and transmission networks, in which the demand coverage is is in danger of being covered.

The research work is of the pre-experimental type, descriptive in nature. The pre-experimental research design is used to establish a relationship between the cause and effect of a situation. The sample is the 215.9 MW Eten cold reserve thermoelectric plant located in the department of Lambayeque.

As a result, 7 behavior scenarios have been developed in the AD-2 and AD-3 zones, applying unavailability such as the forced departure of the Cupisnique wind power plant or the Barras de Carhuaquero hydroelectric plants and in other cases the unavailability of the transmission network of the networks of the southern zone of the AD-3, determining in some cases the contractual compliance of the thermoelectric plant under study and in some cases requiring the additional offer of Recka thermoelectric plant or an additional flow of power from AD-1.

Key words: Thermoelectric plant, energy reserve, contingency

1. Introducción.

1.1 Realidad problemática

Según la Ley de Seguridad Energética (29970), del año 2012, la Seguridad Energética está fundamentada en implementar un conjunto de acciones para afianzar la seguridad energética en el Perú, a través de la diversificación de las fuentes de energía, la disminución de la dependencia energética y sobre todo de la confiabilidad y seguridad del abastecimiento energético tanto en lo referente a energía eléctrica manteniendo un sistema eléctrico interconectado robusto, confiable y seguro, así como en la confiabilidad del suministro de hidrocarburos.

El incremento de la demanda energética de un país avanza junto al despegue económico y nuestro país no es ajeno a esa realidad. El despegue económico trajo consigo requerimientos técnicos de las instalaciones de generación de energía las cuales deben no solo cumplir con la inyección de la generación de energía a modo de despacho real e instantáneo, sino también involucra la construcción e instalación de centrales de generación termoeléctrica de regulación y de reserva fría, con el objetivo de mantener el suministro de energía confiable y permanente en situaciones de emergencia. Estas emergencias o contingencias en la confiabilidad del suministro eléctrico están siempre presentes en las redes de transmisión de energía eléctrica de un sistema de potencia sometido a fallas imprevistas como interrupciones, contingencias atmosféricas o atentados.

En el Perú no se está ajeno a esta problemática, de tal manera que estas interrupciones fortuitas han provocado grandes pérdidas en los sectores industriales y residenciales al cortarse el suministro de energía eléctrica. En vista a este problema, se han instalado un grupo de 06 Centrales de energía de Reserva Fría ubicadas estratégicamente en diversas zonas del Perú. En nuestro caso la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten de 184 MW de Potencia efectiva, ubicada en la ciudad de Eten y acoplada a la red de transmisión de Trujillo-Chiclayo de 500 kV. Además, cuenta con 02 tanques de combustible BD5 de 7 750 m³, para su operación.

Actualmente esta central de energía se pone en operatividad durante una hora todas las semanas para verificar su disponibilidad. Aunque no se ha verificado la eficacia de respuesta ante una contingencia como lo puede ser la ruptura de la red transmisión, salida fuera de servicio de un importante grupo de centrales de energía o en condiciones

de catástrofes que de alguna manera imposibiliten la cobertura de electricidad en las ciudades y centros industriales.

Surge la interrogante de conocer con precisión la durabilidad de su operación y su capacidad de respuesta para mantener segura la estabilidad en el SEIN ante diversas situaciones de emergencia, tales como aislamiento de zonas geográficas por ruptura de la red principal de transmisión.

Se desea verificar el estado del flujo de potencia y energía ante el imprevisto retiro forzado del sistema de generación de una central de energía por diversos factores lo cual genera un desbalance en el sistema, lo cual es respaldado por el ingreso a la red de las centrales de reserva fría, en este caso la central termoeléctrica de reserva fría de Eten. En segundo caso los efectos que produce la desconexión fortuita de cargas lo cual provoca un incremento de la tensión y frecuencia y debe ingresar la central termoeléctrica de reserva fría para compensar los desequilibrios en la red.

Se formula el problema:

¿Cuál es el impacto de la operación de la Central de Reserva Fría de Eten en la seguridad energética del SEIN?

1.2 Antecedentes:

La tesis se fundamenta en los siguientes antecedentes:

Balarezo, J. et al. (2017), en su tesis “Planeamiento estratégico del sector de generación de electricidad del Perú” para obtener el grado de Maestro en la Pontificia Universidad católica del Perú, concluyeron el sector energético ha presentado un significativo aumento de la demanda energética en el sistema eléctrico interconectado nacional con un valor de 6.9% básicamente producto del crecimiento económico (principalmente minero y agroindustrial) y de alguna oferta en menor medida en otros sectores productivos y de servicios que han mejorado la balanza comercial; lo cual es una razón para promover las inversiones en el sector energético, en este caso el sector norte medio (Lambayeque, La libertad y Cajamarca) ha tenido un aumento significativo en su demanda. La generación de energía esta propensa a la presencia de contingencias que vulneran la estabilidad del sector de generación de energía, con lo cual la implementación de las centrales de reserva fría de Eten, Talara, Ilo, Puerto Maldonado e Iquitos forman parte del plan de seguridad energética del Perú.

Consultora Deloitte & Touche (2015), en el informe de consultoría sobre el “Reforzamiento de la Implementación del planeamiento de la Generación Eléctrica, referido Estudio de Capacidad de Generación” para el Ministerio de Economía y Finanzas del Perú, concluye que para determinar la confiabilidad de la producción de energía debe tenerse en consideración lo siguiente: las fallas imprevistas y los periodos mantenimiento programado, la disponibilidad de recursos energéticos como agua, combustible y recursos renovables, el volumen de los reservorios, así como la aleatoriedad de la demanda. Es de suma importancia realizar estudios para poder predecir las contingencias que los sistemas eléctricos están sujetos, ya que su presencia altera el despacho y cobertura de la demanda, se ha tratado de remediar las posibles contingencias en el Sistema de Energía, con la instalación de centrales de reserva fría, las cuales en si representan un costo por su condición de espera la cual ha sido trasladada a los usuarios para ser pagado.

Flórez, L. (2008), en su tesis “Cálculo de la reserva rodante para despacho programado” para la obtener el título de Ingeniero Eléctrico en Universidad Tecnológica de Pereira en Colombia concluye que el objetivo de la reserva rotante es garantizar la cobertura de electricidad en casos de emergencia o cuando se presentase un percance en el sistema de generación que afecte el abastecimiento de la demanda. Este tipo de centrales de generación se identifican por la rápida capacidad de respuesta para cubrir el déficit de oferta de generación, así como su disponibilidad inmediata para estabilizar la frecuencia y tensión del sistema. Este tipo de centrales deben tener un alto índice de confiabilidad para el arranque y toma de carga, su determinación se realiza asignando valores de potencias en diversos puntos de una red de transmisión de tal forma que esté garantizado el suministro de energía según la demanda. En el sistema energético de Colombia se estima que debe existir en condición de reserva, por lo menos el 8% de la capacidad de generación u oferta total dentro del periodo de tiempo de análisis, asignándose este valor a las centrales hidráulicas de embalse y a las centrales termoelectricas con gas petróleo diesel esta función de cobertura de emergencia.

Garayar, H. (2017), en su tesis “Comportamiento de la central de reserva fría de Ilo para abastecer la demanda de energía en situaciones de emergencia”, para obtener el

título de Ingeniero en Energía para la Universidad Nacional del Santa, concluyo lo siguiente: la Central termoeléctrica de Reserva Fría ubicada en Ilo de 500 MW de potencia efectiva garantiza el suministro de la demanda requerida en el Sistema Eléctrico Sur durante la presencia de contingencias, así mismo se han instalado estratégicamente Centrales Termoeléctricas en condición de Reserva Fría, que son la garantía del normal suministro en la zona norte (Talara) , norte medio (Eten) , oriente (Iquitos), selva media (Pucallpa) y Madre de Dios. La Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Ilo, tiene un rendimiento de planta de 37% y costo variable total de 178,76 U\$/MWh; para ello se a simulado su comportamiento en 12 escenarios de ocurrencia, así tenemos en situación de operación normal, 2 en condiciones de alerta, 3 en condiciones de emergencia y 6 en situaciones de emergencia extrema. Cubre en todas las condiciones de operación, por ejemplo, se ha simulado el retiro de la totalidad de las centrales hidroeléctricas o la totalidad de las centrales termoeléctrica, en ambos casos la central de reserva cumplió con garantizar el suministro de energía.

Flores, J. & Vega, J. (2014) en su investigación referente al “Análisis del suministro de la demanda de electricidad en situaciones de emergencia para la zona norte operando mediante la central termoeléctrica de reserva fría de Talara de 200 MW”, para obtener el título de Ingeniero en Energía para la Universidad Nacional del Santa, concluyen que para el sistema eléctrico norte se elaboraron 10 escenarios, donde se realiza simulaciones referentes al comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico Norte. Se elaboraron las siguientes situaciones de operación: normal, alerta, extrema emergencia, restauración y de emergencia. La Central Termoeléctrica tiene un rendimiento de 36.85 % y costo variable total de 264 U\$/MWh; en todos los escenarios comprendidos de la investigación, la central de reserva fría a cumplido con la disponibilidad de suministro a diversos porcentajes de operación la demanda que se requirió.

Sánchez, J. (2018), en su tesis “Metodología de Cálculo para las Curvas de Demanda de Reserva en el Mercado Eléctrico Mexicano” para optar el grado en Maestro en Ingeniería en Energía en Instituto Politécnico de Monterrey, concluye que la determinación del margen de potencia generada ofertada representa un mecanismo de vital importancia para poder diagnosticar la confiabilidad de los sistemas de generación, de tal forma que permitirá con un cierto grado de probabilidad la capacidad

de generación para poder abastecer una determinada demanda teniendo presente los recursos disponibles en el tiempo real, ello permitirá además tomar decisiones oportunas para establecer que unidades deben estar asignadas para cubrir el déficit de energía y del mismo modo permite determinar la capacidad de la reserva de generación.

1.3 Justificación:

La justificación es la siguiente:

El Plan Energético Nacional tiene por objetivo el suministro de electricidad de forma sostenida, seguro y de calidad según las normas técnicas vigentes, teniendo en cuenta cierto grado de confiabilidad, del mismo modo con la premisa de alcanzar un acceso a la energía por la mayor parte de los peruanos. Promueve el empleo de tecnologías de generación y uso de la energía de forma eficiente teniendo en cuenta la cobertura de la demanda con un determinado porcentaje de reserva que le aporte seguridad y confiabilidad al SEIN.

Asimismo, la importancia de tener un sistema eléctrico interconectado robusto, en este caso el SEIN, sostenible, radica en que, para cada instante de tiempo del suministro, este permanecerá inalterable, ante retiros intempestivos de componentes del SEIN, para esto la respuesta de las centrales termoeléctricas de reserva fría deben garantizar este eje fundamental.

Por otro lado, la confiabilidad, radica en tener a las centrales de reserva fría no solo disponibles para su operación, sino también que su tasa de fallas sea cero en condiciones de emergencia.

La seguridad y acceso universal al suministro de energía es importante porque mantendrá el suministro de energía permanente sin afectar a ninguno de los sectores estratégicos involucrados en el área de alcance de la Central de Reserva Fría de Eten.

1.4 Hipótesis:

Se enuncia la hipótesis:

La operación de la central de Reserva Fría de Eten tiene un impacto positivo en la seguridad energética nacional, cubriendo la máxima demanda de los departamentos de La Libertad y Lambayeque en condiciones de emergencia.

1.5 Objetivos:

Objetivo general

Determinar la influencia de la operación de la central de reserva fría de Eten en la seguridad del SEIN en condiciones de emergencia.

Objetivos específicos:

- Determinar los indicadores de generación de la Central de Reserva fría de Eten.
- Determinar las contingencias de ruptura de confiabilidad del SEIN en los departamentos de La libertad y Lambayeque.
- Estimar el comportamiento de la central de reserva fría de Eten en condición de emergencia sin ruptura de red de transmisión.
- Estimar el comportamiento de la central de reserva fría de Eten en condición de emergencia del Departamento de Lambayeque y La Libertad.

II. Marco Teórico.

2.1 Seguridad Energética.

2.1.1 Fundamentos:

La seguridad energética representa la garantía que posee un sistema eléctrico de potencia para abastecer la demanda de energía con calidad, de forma segura, sostenida y con costos unitarios que no afecten al consumidor final, esta seguridad involucra la sostenibilidad en un horizonte de tiempo de costo, mediano y largo plazo. (Rodríguez, 2018)

La seguridad energética se relaciona a una alta disponibilidad de generación de energía y de la infraestructura que la genera de forma económica. En el horizonte de largo plazo, incluye la toma de decisiones para la planificación de inversiones que permitan el suministro de electricidad de forma oportuna a la variación de la previsión de la demanda. En el horizonte de corto plazo la seguridad se relaciona en el suministro de energía a tiempo real para poder responder a la variación instantánea de la demanda ante súbitos incrementos repentinos retiros de carga que afectan a la frecuencia y tensión de un sistema eléctrico de potencia. (Rodríguez, 2018)

En el Perú la influencia de la volatilidad del precio del petróleo a nivel mundial afecta al precio del biodiesel, destinándose este combustible para centrales termoeléctricas de reserva, que de alguna manera han cubierto la sostenibilidad del sistema eléctrico en periodos de falta de agua, variación del recurso eólico y la indisponibilidad del recurso solar en horas de la noche. Así mismo el gas natural se emplea como unidades de generación para cubrir los picos de demanda del sistema., pero también afecta al suministro de energía su indisponibilidad por mantenimiento. (Rodríguez, 2018)

La seguridad energética involucra el abastecimiento sostenido y permanente de la electricidad y de la reserva disponible o firme para poder afrontar casos de emergencia que se puedan presentar en diversos puntos de un sistema eléctrico. Es de vital importancia la planificación energética para los países, los cuales conllevan a tener un sistema robusto (con recursos disponibles, una red de transmisión libre de congestión y alta capacidad y precios de generación económicos), la soberanía energética (que involucra el manejo de

los recursos por parte del mismo país) y la capacidad de la cobertura oportuna de una demanda de comportamiento variable. (Rodríguez,2018)

Un país es vulnerable energéticamente en aquellas condiciones en la cual no está en posibilidad de poder decidir en el manejo de sus recursos de manera libre sin intermediación de un país externo. Tal como ocurre en ciertas zonas del mundo, en la cual las grandes potencias buscan influir en el control de los hidrocarburos. Un país que realiza la importación de los recursos energéticos que se quiere para la generación energética se encontrará en posición de vulnerabilidad para poder abastecer su demanda interna. Por otro lado, un país con capacidad de poder exportar su energía en excedencia estará en capacidad de poder tener ingresos económicos. (Percebois,2016)

Un país dependiente de la toma de decisiones que se realicen en otros países, estará en condición de vulnerabilidad e intervencionismo, que afectan a su independencia energética en su política energética. La condición de vulnerabilidad aumenta debido al costo de la importación de recursos y también en los casos en los cuales el precio del recurso energético (petróleo) varía constantemente provocando una inestabilidad económica. La mejor forma de vencer la vulnerabilidad es con una autonomía en el manejo de los recursos y la creación de tecnología que permitan innovar el sistema de generación. (Percebois,2016)

Una amenaza o contingencia, está referido a aquellos sucesos que pueden ser de carácter fortuito generado de forma natural o producto o resultado de un error humano que afectan el estado de la generación de energía eléctrica en la cobertura de la variabilidad de una demanda, generando pérdidas económicas y técnicas en un sistema eléctrico de potencia. Una contingencia posee una determinada frecuencia y magnitud que genera una incertidumbre, definida esta última como la probabilidad de que un evento se presente en un determinado instante y periodo de tiempo con margen de riesgo que afecte la infraestructura y por ende al flujo de potencia. El daño representa el resultado de la contingencia, la cual provoca un perjuicio temporal y en espacio, lo que afecta en generación a la cobertura de la demanda instantánea generando pérdidas económicas. Del mismo modo puede afectar determinadas áreas o a todo el sistema eléctrico, tal como

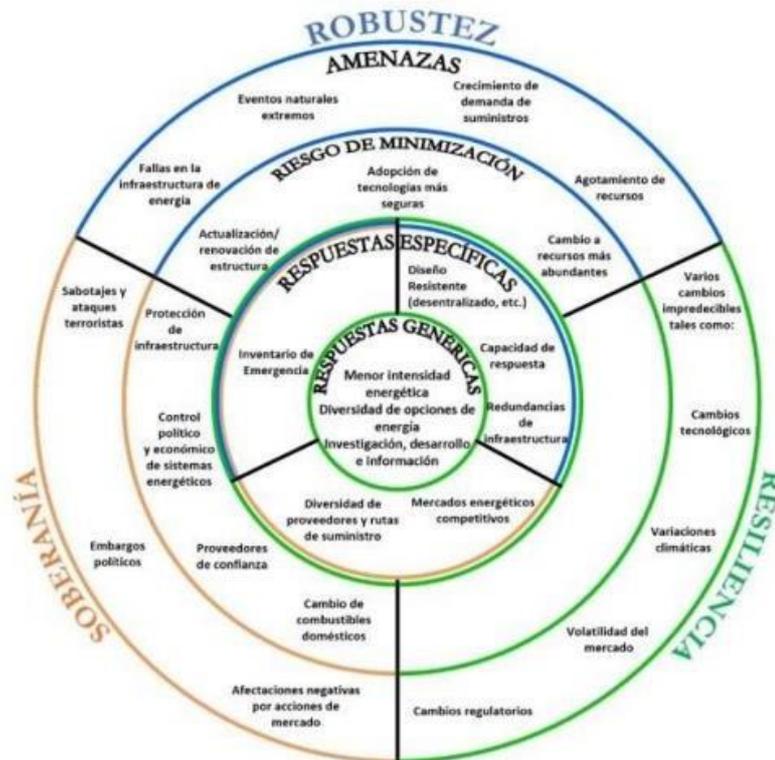
resulta para aquellos países que no cuentan con una matriz energética diversificada. (Schneiderbauer y Ehrlich, 2004)

La Comisión Europea de Energía estima que un país es vulnerable por dos aspectos: la susceptibilidad o sensibilidad de que un sistema se vea afectado por una contingencia y la resiliencia que involucra la capacidad de poder resistir una contingencia en función a la robustez de un sistema y la capacidad de recuperación ante una contingencia, relacionada al volumen y velocidad de respuesta de su reserva de generación (Schneiderbauer y Ehrlich, 2004)

La soberanía, la robustez y la resiliencia tienen su origen en la política energética (la perspectiva de la soberanía de un país), la tecnología energética (la perspectiva de robustez de una infraestructura de generación) y la economía (perspectivas de resiliencia). (García, 2016)

Figura 1

Perspectivas de la seguridad energética según Cherp y Jewell



Nota. Información obtenida de García (2016)

Cherp & Jewell (2011) emplean como modo de discusión el debate del “pico del petróleo”. Según el punto de vista de robustez, la interrogante de saber cuánto petróleo queda y su dificultad para extraerlo. Según la perspectiva de la soberanía nacional la interrogante es conocer quienes controlan el petróleo y qué naciones entrarían en conflicto para poder acceder al petróleo. Desde la perspectiva de la resiliencia la cuestión es si la economía mundial y el sistema energético se adaptarían a una reducción del ritmo productivo del petróleo. (García,2016)

2.1.2 Seguridad energética nacional.

La seguridad energética de una nación se basa en la acción del Estado que tiene por objetivo garantizar el abastecimiento de energía eléctrica de forma sostenida ambientalmente y de forma económica, por medio del suministro con recursos energéticos propios y suficientes en el tiempo que brinden una imagen de garantía energética en el tiempo. Las estrategias que involucran la seguridad energética de un país plantean como finalidad diversificar la matriz energética garantizando así mismo la fiabilidad de la cadena de suministro y teniendo la meta de sostenibilidad energética. Las acciones como estrategias a tomar se centran en los siguientes criterios: el suministro, la distribución eficiente y el uso de la energía. (Gobierno de España, 2020)

La seguridad energética se basa en el concepto en el cual un suministro permanente y sostenido es de mucha importancia en el desarrollo de un país. Así mismo la seguridad energética involucra que las condiciones que brindan la garantía del suministro de demanda en función a una oferta de generación, debe cumplir los requisitos de correspondencia durante todo el tiempo, Del mismo modo implica una definición muy amplia, debido a que cada país presenta realidades distintas en su desenvolvimiento económico, características de consumo, entre otros aspectos, que la hacen única para caso. (Tamayo, et al., 2017)

Las reservas disponibles del sistema de generación deben estar debidamente identificadas y cuantificadas de tal forma que se conozca un valor real para poder afrontar las contingencias que puedan presentarse en cualquier momento, y puedan controlarse, para lo cual en la teoría de despacho económico de sistemas eléctricos se manejan términos

como reserva total, reserva firme, margen de reserva en indisponibilidad. Del mismo modo identificar claramente los volúmenes de los embalses y los caudales promedio de las vertientes conformantes del sistema. Los principales riesgos que se identifican para el Perú son:

- Hidrología seca o estiaje.
- Indisponibilidad del ducto principal y único desde Camisea a Pisco, la cual podría fuera de servicio de cerca de 2 500 kW de generación de energía de centrales térmicas que funcionan con gas natural.
- Sequía en ciertas cuencas hidrográficas. Por ejemplo, las CH Mantaro, Restitución y Cerro del Águila.
- Congestión en los sistemas principales de transmisión. (Tamayo, et al., 2017)

Según el Decreto Supremo N° 064-2010-EM del 24 de octubre del 2010 se promulgo la Política Energética Nacional del Perú, la cual tiene por finalidad diversificar la matriz energética peruana la cual debe ir contando progresivamente con un porcentaje de participación de las centrales con recursos energéticos renovables como la solar y eólica, y del mismo modo intensificar el uso eficiente y ahorro de energía en los diversos productivos, de servicio y residencial. Con ello reducir el efecto al medio ambiente que ocasiona el uso de hidrocarburos, para lo cual el gas natural se convierte en el combustible de transición energética. (Echegaray, 2022)

Se propone lo siguiente:

- Implementar en el corto plazo una matriz de energía con un alto porcentaje de participación de recursos energéticos renovables y el ahorro de energía.
- Tener un suministro de energía permanente y de competencia entre las empresas de generación.
- Acceso universal de todos los peruanos a la energía.
- Alcanzar una alta eficiencia en el suministro de energía eléctrica y su consumo final.
- Implementar la autogeneración y generación distribuida. (Echegaray, 2022)

2.2 Sistemas Eléctricos de Potencia.

2.2.1 Generalidades.

Un Sistema Eléctrico de Potencia es una compleja infraestructura electromecánica asociada al suministro confiable y seguro de energía eléctrica desde la generación, pasando por la transmisión hasta llegar a las redes de distribución. En la normativa peruana están conformados por los sistemas de generación de energía y los sistemas secundario y principal de transmisión. Dentro de sus componentes tenemos: generadoras, transformadores de potencia, redes de alta y muy alta tensión y equipos eléctricos formado por condensadores, reguladores, sistemas de protección, sistemas de medición, todos los cuales operan de forma coordinada. (Palomino & Pumay, 2014)

La función de un sistema eléctrico es permitir el flujo de potencia desde el punto de oferta hasta los sistemas de distribución donde se ubican los usuarios. Esta actividad se planifica según diversos horizontes de tiempo para ello se emplean las redes de transmisión en tensiones de 500, 220 y 138 kV las cuales tienen un cierto grado de capacidad para transmisión. Dicha planificación tiene en cuenta el incremento de la demanda futura según su ubicación geográfica y el desarrollo de los proyectos de generación para poder planificar, la construcción, ampliación o reforzamiento de una red de transmisión. Estas últimas en el Perú son del tipo:

Principal.

Secundaria.

Complementaria.

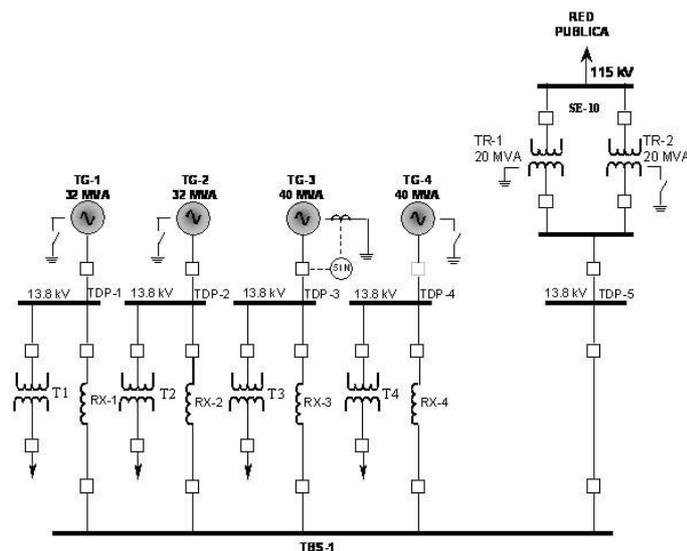
Garantizada. (Palomino & Pumay, 2014)

Las interrupciones en el suministro de electricidad se deben a diversas causas tal como desde un cortocircuito, el siniestro de una estructura de alta, extra alta o muy alta tensión, error en la coordinación de la operación y coordinación, y en menores casos debido a actividades de sabotaje. Es evidente que un SEP sea muy propenso a la vulnerabilidad física para ello los sistemas de seguridad y protección cobran una real importancia, junto con los sistemas automáticos, los cuales permiten dar una confiabilidad al sistema eléctrico. Por lo tanto, es necesario minimizar los periodos en los cuales se presentan las interrupciones ya que generan cuantiosas pérdidas económicas y otras de diversa índole. (Palomino & Pumay, 2014)

Las redes deben estar dimensionadas de tal forma que se presentan problemas por congestión o sobrecarga. Cuando la red disminuye su capacidad de transmisión, entonces algunos de sus componentes son sometidos a posibles sobrecargas impidiéndose un equilibrio en la capacidad de la red de transmisión. En situaciones extremas, los componentes se desconectan automáticamente como seguridad para evitar daños. Sin embargo, las desconexiones reducen más la capacidad de la transmisión, generando mayor sobrecarga y el desacoplamiento de otros componentes incluyendo centrales de generación. (Palomino & Pumay, 2014)

Figura 2

Sistema de potencia



Nota. Información tomada de Palomino & Pumay (2014)

Una red de transmisión posee 04 parámetros eléctricos que alteran su capacidad, así tenemos: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia. En este caso la conductancia, se presenta entre conductores o en otros casos entre conductores y el sistema a tierra. La conductancia es un parámetro eléctrico que toma en consideración las corrientes de fuga desde los aisladores de las redes aéreas y a través del nivel de aislamiento de los conductores en las líneas subterráneas. Por lo general no se toma en cuenta la conductancia entre los conductores de una red aérea debido a que las corrientes de fuga en aisladores son de valor mínimo. (Espinoza & Beltrán, 2016)

La inductancia permite medir la capacidad de un accesorio eléctrico que almacena la energía en forma de campo magnético. La inductancia y la capacitancia se explican a través de los campos eléctricos y magnéticos que están asociados a un determinado flujo de corriente. La inductancia posee dos fuentes: una como producto del flujo interno dentro del conductor y otro externo, con lo cual la sumatoria de ambas componentes da como resultado el valor de la inductancia, el cual se determina en función a la Ley de Ampere. (Espinoza & Beltrán, 2016)

La capacitancia de una red de transmisión resultado como resultado del gradiente de potencial entre conductores, originando que ellos se carguen de forma similar a las placas similares a un capacitor cuando existe un diferencial de potencial. La capacitancia representa la medida de la capacidad en la cual un circuito eléctrico tiene la capacidad para almacenamiento de energía en forma de un campo eléctrico. (Espinoza & Beltrán, 2016)

El impacto de la capacitancia es muy pequeño y despreciable en redes de transmisión de hasta 80 km de largo. Para redes de alta tensión de mayor longitud, la capacitancia crece en importancia. La capacitancia se basa en la ley de Gauss para campos electromagnéticos, la cual define que la carga eléctrica total dentro de una superficie cerrada es igual al flujo eléctrico que cruza una determinada área. (Espinoza & Beltrán, 2016)

2.2.2 Componentes.

- **Centrales de generación:**

Una Central de Generación de Energía es aquella instalación electromecánica conformada por un grupo de mecanismos y sistemas que tienen por finalidad transformar una fuente de energía primaria en potencia efectiva en una maquina motriz y transformarla en energía útil por medio de un alternador. (Pérez & Varas, 2018)

Las centrales hidráulicas aprovechan la energía potencial del agua almacenada en un reservorio y la transforman en energía mecánica de rotación y posteriormente en energía eléctrica. El sistema de captación de agua se emplaza aprovechando un

desnivel de la casa de fuerza. El flujo del agua ingresa a la turbina hidráulica desarrollando energía cinética con la cual es accionado un generador trifásico, produciéndose electricidad. Las centrales hidroeléctricas son del tipo embalse, pasada o bombeo. (Ledesma & Solorzano, 2019)

Figura 3

Casa de fuerza de Central Hidroeléctrica de Carhuaquero



Nota. Imagen tomada de Osinergmin (2020)

Las centrales termoeléctricas son instalaciones electromecánicas que tienen por finalidad aprovechar la energía calorífica de un combustible líquido, gaseoso o sólido (carbón), para generar de manera indirectamente energía mecánica al eje a través de una turbina de vapor o gas, o por medio de un mci (Motor de combustión interna). la cual se transforma finalmente en energía eléctrica útil en un alternador. (Pérez & Varas, 2018)

Figura 4

Casa de fuerza de Central Termoeléctrica Recka



Nota. Imagen tomada de Osinergmin (2020)

Se denomina Energía Renovable a aquella que se obtiene de fuentes naturales de naturaleza inagotable, debido a la magnitud de reservas que contiene o por su capacidad para regenerarse. Las Centrales de energía con recursos renovables son aquellas instalaciones electromecánicas que según el Decreto Legislativo N° 1002 y en conformidad al Reglamento de Generación de Electricidad con Energías Renovables comprende las centrales solares fotovoltaicas, centrales eólicas, centrales con biomasa y centrales hidráulicas con una potencia de hasta 20 MW. A la fecha se han realizado cuatro Subasta RER para Suministro de Energía al Sistema Eléctrico Interconectado y una subasta RER para Suministro de Energía a Áreas No Conectadas a la Red (Instalaciones RER Autónomas), estableciéndose que el 5% de la máxima demanda del SEIN debe ser cubierta por tecnologías RER. (Ledesma & Solorzano, 2019)

Figura 5

Central Eólica de Cupisnique



Nota. Imagen tomada de Osinergmin (2020)

- **Líneas de transmisión:**

La transmisión de energía a diversos niveles de tensión se realiza desde las unidades de generación a los sistemas de distribución en las diversas zonas de concesión. La transmisión de energía se realiza por medio de una infraestructura especial conformada por redes de transmisión, torres de alta tensión, transformadores,

sistemas de compensación reactiva, componentes de seguridad y medición, etc. Las redes según el nivel de tensión permiten el flujo de potencia a largas distancias. (Alarcon,2021)

- **Distribución de energía:**

Los sistemas de distribución permiten la distribución de la energía en las zonas de concesión a niveles de media y baja tensión, así como la comercialización de la misma. Estas estructuras por lo general son de arquitectura radial, con la característica de ser un flujo de potencia de una sola dirección. Están compuestos por subestaciones de potencia cada grupo de usuarios o cargas conectadas. Están compuestos por componentes de medición, seguridad que permiten dar confiabilidad al suministro eléctrico en una zona de concesión. Los componentes más comunes son controladores de tensión, transformadores, banco de condensadores, cargas trifásicas, bifásicas o monofásicas, etc. (Alarcón, 2021)

2.2.3 Solución al flujo de potencia.

Los diversos métodos de solución en los flujos de potencia se orientan en aspectos relacionados a analizar y evaluar la seguridad, estudio de configuración de las líneas de transmisión, ubicación de condensadores, evaluación de condiciones iniciales para estudios de fallas y corto circuito, estabilidad. Cada modelo está asociado a un algoritmo de solución, exacta, ajustable, teniendo en cuenta métodos robustos y simples y versátiles, con la finalidad de obtener resultados idóneos para los diversos problemas en el flujo de potencia. (Fhon, 2019)

Los métodos de solución según los modelos de Gauss y Gauss-Seidel que emplean matrices de admitancia nodal, son idóneos para alcanzar soluciones al problema de flujos de potencia no tan complejos, pero que se caracterizan por su convergencia lenta y en varios muchos casos porque presentan divergencias. (Fhon, 2019)

Las propiedades de convergencia del método de Newton-Raphson son de mayor robustez a los modelos de iteración de Gauss, con la desventaja de que requieren un mayor espacio de memoria para las iteraciones realizadas. Por otro lado, estas soluciones numéricas no son inequívocos en la solución de problemas de flujos de potencia, por lo cual la búsqueda

de algoritmos de mayor capacidad de análisis continua. Se menciona como algoritmos de solución a los derivados del Método Newton-Raphson y los tipos de soluciones que se obtienen durante los estudios de flujo de carga y estabilidad de red, entre los que se mencionan los métodos de 2° orden, los métodos que permiten el cálculo de factores de aceleración óptimos de convergencia, y en este caso los métodos de solución para aplicarse en problemas de estabilidad de tensión y estudio de coordinación. (Fhon, 2019)

2.2.4 Función de un sistema eléctrico de potencia.

La función de todo sistema eléctrico de potencia es el abastecimiento de energía eléctrica de forma económica, en la demanda requerida y con un nivel de calidad, seguro y confiable. Estas condiciones se consideran necesarias para la operación de un sistema eléctrico, destacándose las siguientes funciones:

Función de calidad: Se refiere al estándar de calidad que deberá poseer una onda eléctrica empleada en el suministro de energía confiable y de calidad a los usuarios. Este estándar se determina por el voltaje, frecuencia, nivel de distorsión, presencia de armónicos y por el fenómeno de distorsión de onda. (Alarcón, 2021)

Función de seguridad: Esta referida a la capacidad de un sistema en su respuesta a disturbios eléctricos que se presentan. Se relaciona a la estabilidad electromecánica de un sistema. Las normativas que se deben cumplir se realizan teniendo en cuenta condiciones operativas y de construcción con sus accesorios de protección y control y según los valores nominales de operación de potencia, tensión, corriente, etc.

Función de confiabilidad: Se refiere a la capacidad que deberá tener el sistema eléctrico de potencia para mantenerse estable en el suministro de energía eléctrica en cada instante de tiempo y bajo cualquier perturbación, según las normativas de calidad y seguridad manteniendo la calidad del suministro. (Alarcón, 2021)

2.3 Reserva de Energía.

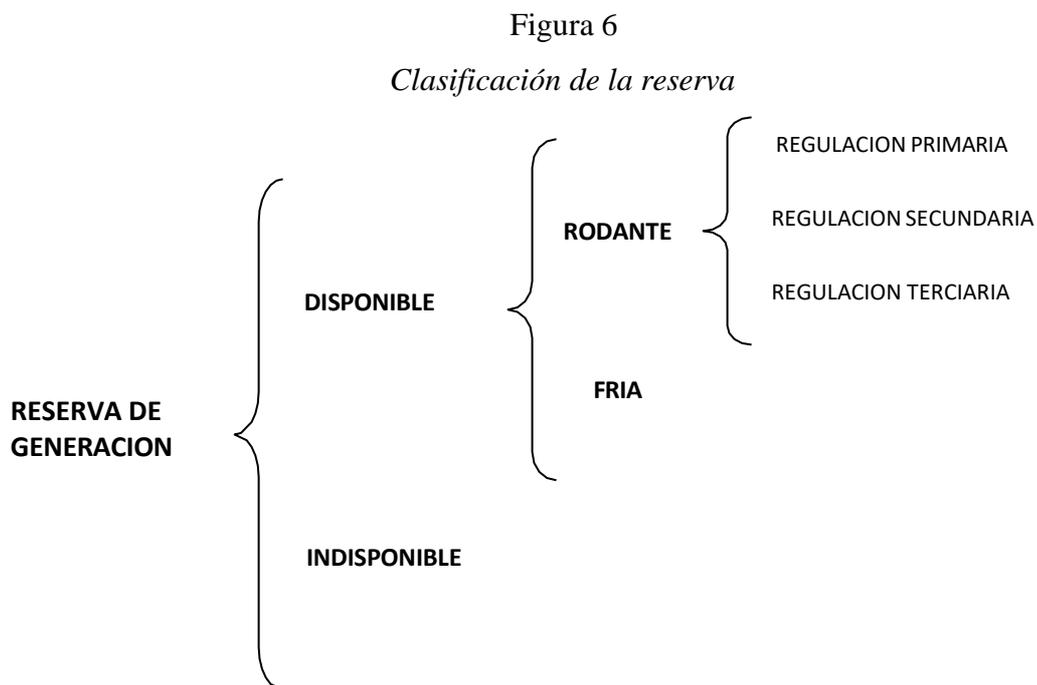
2.3.1 Generalidades.

Esta referida al volumen de energía en capacidad de no despachada para cubrir una determinada demanda, conforma parte de la oferta de energía en condición de stand by que garantizan la calidad de un sistema de generación. La disponibilidad de un nivel de reserva de generación en el sistema es función de la capacidad de respuesta de las centrales

de generación ante imprevistos cambios de carga. Las centrales hidroeléctricas operan en muchos casos como reserva rápida en función al nivel de almacenamiento de agua en sus reservorios, mientras que las centrales térmicas dependiendo del tipo de tecnología que poseen pueden operar con rapidez tal como los mci y las turbinas a gas, mientras que otras son de más lenta respuesta como lo son las turbinas a vapor. La principal garantía de seguridad de la operación de un sistema eléctrico se relaciona a que su margen o porcentaje de reserva de generación, la cual deberá ser lo suficiente para enfrentar contingencias y condiciones de operación extremas o de emergencia. (Flores y Vega, 2014)

Es la capacidad excedente de generación que permite cubrir no solo con la demanda y las pérdidas de transmisión y servicios complementarios a fin de asegurar la operación óptima de la generación. (Ticona,2018)

Se tiene la siguiente clasificación:



Nota. Información tomada de Flores y Villa (2014)

2.3.2 Tipos de Reserva.

- a. Reserva rotante o rodante: La reserva rotante es una fracción de la potencia efectiva para emplearse en el supuesto caso de que se requiere restaurar el sistema eléctrico en un

tiempo determinado en caso de una contingencia. Es la parte de la reserva operativa ubicada en las plantas que se encuentran en operación y pueden responder a variaciones de generación en periodos de hasta 30 segundos. La confiabilidad de la reserva en el sistema dependerá de la capacidad de respuesta de cada central de generación ante cambios de carga. Las centrales hidroeléctricas operan con mayor rapidez, mientras que algunas centrales térmicas son más lentas, tal es el caso de las turbinas a vapor, por lo cual es necesario identificar los tipos de reserva con los que se cuenta para poder afrontar una contingencia. Las reservas de generación se caracterizan por la garantía que ofrecen para actuar con rapidez. (Flores & Vega, 2014)

La clasificación de la reserva rodante es la siguiente:

- Reserva rápida: Se caracteriza por tener la particularidad de abastecer la falta de potencia durante la ocurrencia de los primeros instantes que ocurre una falla, y está cubierta por centrales hidroeléctricas y termoeléctricas con turbinas a gas y con mci. La actividad consiste en activarse al ocurrir la falla en una determinada zona geográfica del sistema eléctrico y debido a la rapidez en los primeros instantes de ocurrida la falla y deberá ser asumida por las centrales eléctricas comprometidas en las áreas donde ocurre la contingencia. Al presentarse la variación del nivel de tensión o frecuencia por falla, se deberá actuar con rapidez para poder suplir el déficit, para ello se deben tener planes de contingencia entre las áreas que conforman un sistema eléctrico. (Flores & Vega, 2014)
- Reserva lenta. Este tipo de reserva permite la cobertura del déficit de potencia que ha sido comprometido por la reserva rápida, en lo posible por centrales termoeléctricas o con centrales hidroeléctricas, con el objetivo de que la reserva rápida quede disponible nuevamente, y pueda operar ante nuevas condiciones de emergencia. El tipo de acceso de reserva lenta que utilizan las centrales termoeléctricas oscilan entre 1/2 hora a 8 horas, según la condición inicial de las unidades de generación a emplearse. (Flores & Vega, 2014)

b. Reserva fría.

Se determina según la suma de las potencias efectivas disponibles de las centrales de generación no sincronizadas y en condiciones de operación rápida ante el requerimiento

del operador del sistema eléctrico de potencia. Estas unidades de generación están en condición de disponibilidad, pero apagadas; su contrato de reserva fría les obliga tener condiciones de disponibilidad cercanas al 100 %, que les permita entrar en operatividad en casos de emergencia con una rápida rampa de arranque.

Tienen por finalidad la sustitución íntegra o parcial de las centrales hidroeléctricas que operan en base en periodos de sequía o estiaje por indisponibilidad de algún componente del sistema. El término de reserva económica incluye la disponibilidad de centrales de generación con capacidad de poder sustituir de forma total o parcial a las centrales de base en situaciones de déficit o falta de insumos energéticos (agua, gas natural o petróleo), siniestro o congestiones en las redes de transmisión, fallas en los equipos, planes de mantenimiento y eventos de desconexión fortuita. Comprende la programación de un grupo de unidades de generación para reemplazar a las centrales principales en el supuesto de fallas imprevistas. (Guevara, 2020)

En nuestro país se cuentan con 6 Centrales de Reserva Fría ubicados en puntos estratégicos, así tenemos: Talara (177 MW), Puerto Eten (184 MW), Ilo (568 MW), Iquitos (70 MW), Pucallpa (40 MW, 25 GE CAT duales con Petróleo Diesel B5 o Gas Natural) y Puerto Maldonado (20 MW, 11 GE CAT duales con Petróleo Diesel B5 o Gas Natural). Las cuales se encuentran operativas y en condición de disponibilidad, con la característica de ser unidades generadoras de energía con turbinas a gas las 3 primeras y con mci las restantes. (Guevara, 2020)

Figura 7

Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten



Nota. Imagen tomada de Osinergmin (2020)

La confiabilidad de la reserva de generación dependerá de la capacidad de respuesta de las unidades de generación designadas ante variaciones de carga. Las centrales de generación tienen comprometido un margen entre 5-10% de su potencia efectiva como reserva de generación comprometida para la regulación primaria y secundaria de frecuencia. Ante lo cual deberán tener ese margen de capacidad en condición de inyección instantánea de potencia ante posibles imprevistos en la red. La capacidad de reserva son compromisos asumidos por las empresas y está distribuida a lo largo del SEP, en algunos casos se emplean BESS como medios de compromiso de reserva. (Flórez, 2008)

Es la potencia activa comprometida por parte de las centrales de generación en condición de disponibilidad y que no están acopladas al sistema eléctrico. Esta fracción de reserva fría, incluye centrales de generación que se caracterizan por su rápida rampa de arranque (entre 5 a 30 minutos). (Barrionuevo, 2016)

La indisponibilidad está referida a la condición presentada por una central de generación, que le impide suministrar en el momento requerido la potencia eléctrica garantizada, estas condiciones le impiden la producción o generación de energía a la barra correspondiente del Sistema Eléctrico de potencia. Esta indisponibilidad se presenta debido a:

Mantenimiento Forzado. Son aquellas actividades que se presentan de manera fortuita y obligan a una central de generación a salir o retirarse temporalmente del sistema, para poder cubrir una falla, esta última se caracteriza en no ser causadas por la misma empresa, tal como corresponde en el mantenimiento preventivo. A la sumatoria de las indisponibilidades por mantenimiento forzado se conoce como indisponibilidad total, la cual afecta la capacidad total del parque de generación. (Ticona, 2018)

Mantenimiento Programado. Está referido a las actividades planificadas en el tiempo en la cual el administrador del sistema, organiza el retiro de las centrales de energía con la finalidad de ejecutarse programas de mantenimiento preventivo, con la condición de garantizar durante la operación, la continuidad y confiabilidad de las centrales de energía. (Ticona, 2018)

2.3.3 Regulación de potencia.

Técnicamente existen 2 tipos de regulación:

- a. La respuesta mecánica de las centrales de generación en giro, las cuales acumulan energía cinética en función a inercia y pueden inyectarla en un instante dado, antes de la activación de los sistemas de control. (Aguilera,2012)

- b. La respuesta controlada de las unidades en giro, que tienen reguladores automáticos, se clasifica en tres tipos:
 - Regulación primaria. Esta referido a la respuesta que brindan los alternadores con la finalidad de poder mantener el equilibrio de generación, ante variaciones de la capacidad de generación o ante variaciones de velocidad de la máquina motriz y que actúa en un determinado rango en cuestión de segundos. (Aguilera, 2012)

 - Regulación secundaria. En este caso si las unidades de generación solo contasen con un sistema de regulación primaria de frecuencia, al recuperarse el equilibrio entre la generación y la demanda, el sistema puede quedar operando a un valor de frecuencia distinta de la original. Por lo cual es necesario un segundo modo de control, que permita restablecer la condición inicial. Este proceso es mucho más lento que el primero ya que tiene por finalidad la recuperación del valor inicial de frecuencia y para ello se debe contar con un sistema de generación que brinde las condiciones necesarias para alcanzar nuevamente la estabilidad del SEP. Este tipo de sistema de control se extiende por varios minutos hasta que se alcanza nuevamente los rangos de tensión y frecuencia requeridos. (Aguilera,2012)

 - Regulación terciaria. La regulación secundaria de frecuencia, actúa ante grandes variaciones de carga, por lo cual es necesario contar con una reserva de potencia activa dentro de las unidades de generación que se encuentren operativas inyectando a la red. Este tipo de reserva se considera de largo plazo para alcanzar la estabilidad, de tal forma que el sistema eléctrico deberá contar con la reserva suficiente para poder abastecer de déficit de energía ante posibles variaciones o alteraciones en la red que se produzcan debido a la súbito incremento o contracción de la demanda. La reserva terciaria es de largo plazo y puede durar varias horas hasta el restablecimiento del sistema. (Aguilera,2012)

Es de vital importancia el tiempo con el cual actúa la reserva, así tenemos ante súbitas variaciones de demanda o cambios bruscos en la demanda en ciertas áreas geográficas y, pudiendo en mucho caso según métodos avanzados de predicción, programar la posible cobertura de generación, designándose a los posibles actores que deben intervenir para poder cubrir la mencionada condición de emergencia. Otros eventos no son previsible, tal es el caso del desacoplamiento por caída de una red, lo cual provoca acciones de rápida respuesta para poder cubrir la falla. Por ello el sistema deberá estar en condiciones de responder con toda su oferta disponible la falla. (Aguilera,2012)

La reserva fría se establezca en diversos periodos de tiempo que van desde 24 horas, previsiones semanales o mensuales, de tal manera que a partir de programas robustos de modelamiento se debe contar con planes de contingencia que permitan cubrir con las diversas contingencias que se presentan en cada instante. Para ello se debe tener un conocimiento real de la disponibilidad de las centrales de generación y de su porcentaje de reserva disponible comprometida. Los modelos de programación robusta permiten tener planes de contingencia listos para actuar ante los imprevistos en diversos periodos de tiempo, segundos, minutos y horas hasta reestablecer la frecuencia del sistema.

2.3.4 Normatividad de Centrales de Reserva Fría.

Según los contratos de concesión, la Reserva Fría se denomina a la condición contractual que adquieren unidades de generación termoeléctrica de rápido arranque con la finalidad de que existe el compromiso y garantía de poder actuar en casos de emergencia y de este modo asegurar la disponibilidad de potencia y energía en un sistema eléctrico de potencia, para poder afrontar situaciones de emergencia en la cobertura de la demanda requerida por contingencias operativas. La Reserva Fría tiene el compromiso de abastecer de energía eléctrica durante el plazo contractual de la concesión la Potencia y energía garantizada. La Reserva Fría se remunera a través de mecanismos de compensación adicional por seguridad nacional al suministro según Artículo 6° del Decreto Legislativo N° 1041 y Artículo 1° del DS-001-2010, por ello no se les considera en las transferencias de potencia que realiza el COES. (Osinergmin, 2012)

En el supuesto que una central de Reserva Fría no entregase la energía o potencia comprometidacontractualmente, cuando se requiera su operación, entonces la empresa

deberá estar obligada a realizar una compensación al sistema eléctrico, como penalización por la energía no suministrada, esta última se valoriza en función al costo marginal del sistema. La compensación a realizar es parte de la Garantía de Operación cuyo valor y periodo de vigencia se determinan en el contrato. El pago por condición de reserva Fría es función de la Potencia Efectiva Contratada y por compensación a la energía generada. Los costos unitarios aplicados a lo facturado no incluyen el impuesto general a las ventas, así como otro tributo que afecte a la garantía del suministro de electricidad comprometida. La compensación por la energía producida es abonada por los conformantes del COES. Este pago debe incluir los costos variables, costos asociados a los periodos de arranque-parada y debajo rendimiento durante las rampas de carga-descarga, operación a mínima carga y arranque en black start. (Osinermin, 2012)

La compensación económica que la empresa de Reserva Fría estará calculada según su Potencia Efectiva Contratada he igual al producto de la mencionada potencia por el precio unitario del valor ofertado de la potencia adjudicada menos las compensaciones. La recaudación de, pago se determina según el procedimiento por el cargo por seguridad de suministro. Para ello la central de energía comprometida debe cumplir un conjunto de requisitos mínimos en términos de características técnicas y de funcionabilidad, en el caso de incumplirse lo comprometido, se supone la culminación del contrato por parte del estado peruano, en conformidad al procedimiento que está establecido en el contrato. (Osinermin, 2012)

En la determinación del cargo unitario por compensación por seguridad de suministro CUCSS aplicado a las centrales de generación de reserva fría se debe tener en cuenta:

Se determina el producto entre la Potencia Efectiva Contratada por el costo unitario de la Potencia establecido en el contrato.

Se divide el monto establecido del punto anterior entre la máxima demanda empleada en el cálculo del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. El valor obtenido se conoce como CUCSS que corresponde a cada central de Reserva Fría.

Entre los periodos de cálculo del CUCSS, este se actualiza conforme a ajuste del precio de la potencia durante los precios en barra. La actualización deberá tomar en consideración la liquidación de las compensaciones que se le deben aplicar según lo establecido en el contrato de concesión de reserva fria. (Osinermin, 2012)

Las Centrales termoeléctricas de Reserva Fría están sujetas a la aplicación de lo establecido en el Procedimiento N° 42-COES hasta el valor de su Potencia Efectiva Contratada, las cuales están garantizados y comprometidos por la empresa adjudicada según los contratos establecidos con el estado peruano en el proceso de promoción de la inversión privada de “Reserva Fría de Generación” ejecutadas por PROINVERSIÓN. Para las Centrales termoeléctricas de reserva fría Tipo 1 su contrato indica que sus costos variables formaran parte del cálculo del Costo Marginal de Corto Plazo, cuando operan por prioridad durante el despacho económico ante la presencia de contingencias en el sistema. Mientras que aquellas Centrales de Reserva Fría en cuyo contrato se ha establecido para cualquier supuesto de operación, sus costos variables totales no se tomaran en consideración en el cálculo del Costo Marginal de Corto Plazo, y se llaman del Tipo 2. (COES,2018)

La operación para las Centrales de Reserva Fría hasta el límite de su Potencia Efectiva Contratada, se efectúa según lo dispuesto por el COES, para ello deberá entregarse al SEIN la Energía garantizada comprometida. La programación del mantenimiento preventivo de las centrales de energía de Reserva Fría se lleva a cabo según lo establecido por el PR-12 “Programación del Mantenimiento Preventivo planificado para la Operación del Sistema Interconectado Nacional”. (COES,2018)

Potencia Efectiva Contratada: referida a la potencia que se suministra en el Punto de Conexión contemplado en su contrato de servicio. Para determinar la Potencia Efectiva Contratada, se debe emplear el valor de la potencia leída en los puntos de medición ubicados en los Puntos de Conexión del SEIN que es medido durante las pruebas de Potencia Efectiva y Rendimiento (según el PR-17 “Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Centrales Termoeléctricas”). Para el supuesto de que la potencia efectiva contratada sea superior al límite máximo de la potencia requerida del contrato de suministro, la magnitud de la Potencia Efectiva Contratada será aquella que es declarada por el titular de la empresa. La Potencia Efectiva Contratada debe estar dentro del rango establecido con respecto a la Potencia Efectiva Requerida, según se detalla en el anexo 1 de cada Contrato de Concesión. (COES,2018)

Las unidades de generación del tipo Reserva Fría siguen las siguientes condiciones de operación:

- Operación por despacho económico, condición en la cual la Central de Reserva Fría despacha para abastecer la demanda garantizando con ello la operación del sistema al menor costo total.
- Operación por Seguridad o emergencia, la cual es establecida solo para las unidades de generación de arranque rápido según lo normado por la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, garantizando la rampa de arranque garantizada en los contratos.
- Los demás supuestos de operación establecidos para este tipo de unidades de generación tal como la operación por ensayos de disponibilidad establecida según el procedimiento PR-25, prueba de potencia efectiva y rendimiento según al procedimiento PR17, así como otro tipo de pruebas según lo detallado por el procedimiento técnico establecido por el administrador del sistema. (COES,2018)

2.4 Condiciones de Emergencia.

2.4.1 Contingencias.

La estabilidad de un SEP queda definida como la condición de un sistema eléctrico de potencia que le permitirá mantenerse en un estado de operatividad de equilibrio dinámico sujeto a condiciones normales de operación y regresar al mismo estado de equilibrio luego de haber sido sometido a una perturbación. En el análisis de estabilidad se estudia el comportamiento del sistema eléctrico sujeto a perturbaciones que afectan sus variables eléctricas de operación. La perturbación puede cambiar de magnitudes según la contingencia que se presente, en este caso para perturbaciones pequeñas estas generan variaciones en el comportamiento del diagrama de carga y el sistema eléctrico se acondiciona a las condiciones cambiantes. (Sánchez & Triveño. 2012)

Debido a que la electricidad no se puede almacenar económicamente en grandes cantidades, se deberá para cada instante de tiempo generar tanta energía demanda incluyéndose las pérdidas técnicas de la transmisión. Del mismo modo se presenta la probabilidad de que aparezca de forma súbita una contingencia en el sistema, así como súbitas variaciones de demanda, pudiéndose solucionar de la siguiente forma:

- Incremento de la generación del sistema activándose las reservas.

- Aumento o contracción de la potencia efectiva de parte de la demanda, desviándose del intercambio planificado.
- Desconexión súbita de un área asociada a la carga. (Sánchez & Triveño. 2012)

De todos los enunciados el primer método es el de mayor importancia, con lo cual se requiere realizar la programación de un exceso de capacidad de generación de energía, el cual deberá tener la característica de absorber de forma rápida el desbalance producido en la red. Un incremento de flujo de potencia debido a las interconexiones no se recomienda debido a que, ante cualquier incremento de la carga, se debe gestionar las decisiones a tomar para actuar ante los imprevistos. El desacoplamiento de la carga es la última alternativa a tomarse en consideración y solo se optará por ella en el caso de que la integridad del sistema eléctrico se vea comprometida. (Sánchez & Triveño. 2012)

Al presentarse una contingencia se reconocen 4 fases, siendo las siguientes:

Fase 1: se presenta luego de ocurrida la falla, para ello el déficit de potencia es abastecida por energía electromagnética que proviene de los campos eléctricos de los alternadores, así como energía cinética cedida por las masas en giro del sistema: tal como turbinas, generadores, motores sin regulación de velocidad por medio de una variación de su velocidad de giro. Esta fase culmina a pocos segundos, debido a la activación de la reserva. (Alvarez,2019)

Fase 2: La reducción de la velocidad de los generadores genera una reducción del valor de la frecuencia, con lo cual se activará la reserva primaria de frecuencia. Los reguladores de velocidad actuarán sobre las válvulas de admisión de las cámaras de combustión de las turbogases así como de los motores de combustión interna generándose un incremento de la potencia. En esta fase participan todas las centrales de generación comprometidas en la reserva primaria de frecuencia. Y finaliza cuando se alcanza el valor normado de frecuencia hasta un valor de equilibrio. (Alvarez,2019)

Fase 3: Para poder alcanzar nuevamente el estado de operación normal de operación se requiere que la frecuencia alcance nuevamente al valor inicial y que los flujos de potencia por interconexiones alcancen los valores planificados, para ello deberá actuar la reserva secundaria de frecuencia. Dependiendo de la normativa de cada sistema, esta fase incluye la puesta en operación de las centrales de arranque rápido y la desacoplamiento de

centrales hidroeléctricas de bombeo en la etapa de impulsión de agua y su paso a condición de generador. (Álvarez, 2019)

Fase 4: Luego de haberse reestablecido la seguridad del suministro, pero debido a las alteraciones en la operación del sistema de generación y a las variaciones de la potencia generada de las unidades con respecto a los valores previstos, se deberá liberar la reserva rotante de generación para la reserva primaria de frecuencia con la finalidad de tenerla en condición de disponibilidad y poder afrontar futuras contingencias. (Álvarez, 2019)

2.4.2 Estado de confiabilidad de un sistema eléctrico.

En el cálculo de la fiabilidad de un sistema eléctrico se tiene en cuenta:

- Las fallas y periodos de mantenimiento programado de las centrales de energía.
- La disponibilidad de recursos energéticos intermitentes, tal como la radiación solar y la velocidad del viento.
- El agua almacenada en embalses y gestión hídrica de uso.
- La aleatoriedad de la demanda. Para lo cual es necesario realizar estudios de previsión en diferentes horizontes de tiempo para obtener un índice de confiabilidad global del sistema que permita la satisfacción de la demanda. Para ello el concepto de potencia firme se considera con un valor seguro del real aporte de generación por cada central de energía. Luego de fijarse los objetivos de confiabilidad, se define el valor económico de reserva para asegurar el cumplimiento del objetivo de confiabilidad. (Deloitte & Touche Perú, 2015),

El despacho programado tiene como objetivo la repartición de la demanda total del sistema entre las unidades de generación en condición disponible, de tal forma que el costo total de generación sea el menor posible, para ello se toma en cuenta los criterios de confiabilidad, la disponibilidad de los recursos energéticos y las posibles inflexibilidades del sistema eléctrico para poder minimizar el costo variable de operación; en algunos casos los costos fijos de una central alcanzan valores elevados, por lo cual no resulta económico su operación a bajos niveles de carga. (Florez,2008)

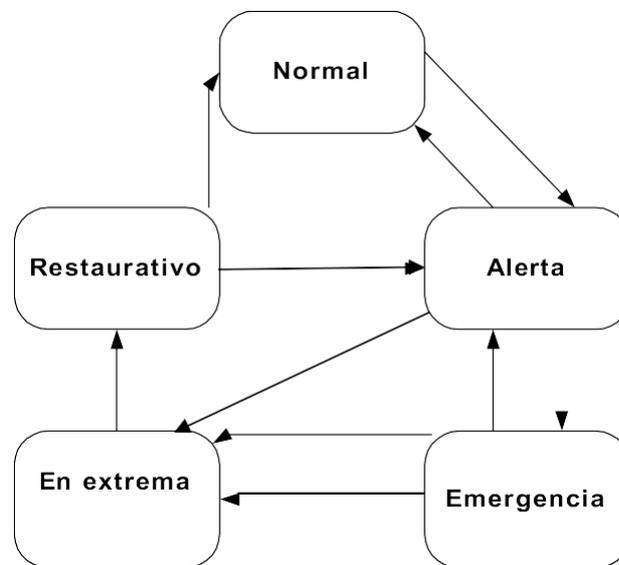
Durante la operación se evalúa los criterios de confiabilidad y seguridad para asegurar una correcta operación y desempeño del sistema eléctrico en los diversos estados a los

que puede someterse. Éste debe ser operado dentro de los márgenes adecuados de reserva, para que ante una posible contingencia, no se presenten problemas de estabilidad angular, estabilidad de tensión, frecuencia, ni que exista operación de la unidad de generación fuera del rango de sus límites técnicos mínimos de operación. Con ello el sistema debe permanecer estable, cumpliendo los criterios de seguridad, calidad y continuidad. (Florez,2008)

Los sistemas eléctricos de potencia se dimensionan para una operación segura para poder afrontar las contingencias que se presenten. En la mayor parte de las situaciones presentadas los SEPs presentan la característica de soportar contingencias no muy graves y algunas contingencias múltiples en cascada derivadas una de otras, para ello cuenta con sistemas de protección y control para evitar la propagación del desequilibrio del sistema; el nivel de seguridad de un sistema reconoce cinco estados operativos para su operatividad.

Figura 8

Estado de operatividad de un sistema de generación



Nota. Imagen tomada de Flores y Vega (2014)

a. Estado normal.

En el estado normal el sistema eléctrico operara con altos márgenes de reserva en: generación, transmisión y transformación para adecuarse al criterio de seguridad. Se

necesita de un valor de capacidad de reserva en giro disponible en el tiempo para mantener la frecuencia en el valor establecido y poder satisfacer las fluctuaciones de la demanda. En el estado normal, todas las variables eléctricas y restricciones deberán operar en el rango normal de operación, y ninguno de los componentes de generación deberá tener sus equipos en sobrecarga. (Aldana,2003)

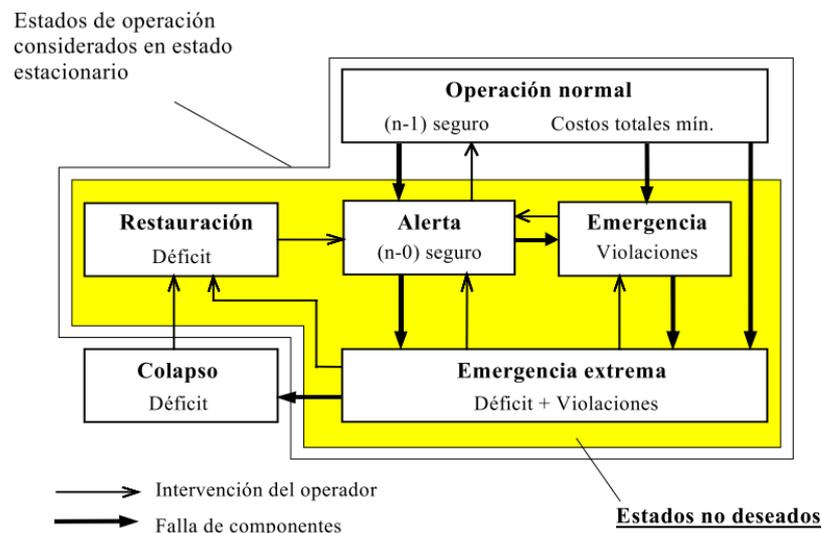
Se caracteriza por presentar:

- Mínimo costo de operación.
- Suministro integral de la demanda.
- Respeto de todas las restricciones técnicas.
- Se satisface el criterio de seguridad (n-1).

La caracterización empleada en el estado de Operación Normal no se aplica en sentido estricto para todos los sistemas y en forma particular para líneas con arquitectura radial que no cumplen con el criterio de seguridad (n-1). Para ello se debe valorar el nivel de seguridad considerando el “criterio de seguridad (n-1) extendido”.

Figura 9

Estados del sistema para estudios de confiabilidad y reserva



Nota. Imagen tomada de Flores y Vega (2014)

b. Estado de alerta.

El sistema ingresa en una condición de alerta en el caso de que el nivel de seguridad alcanza un valor límite, ó si se presenta la probabilidad de un disturbio producto a

condiciones climáticas adversas tal como una tormenta eléctrica. En esta condición las variables del sistema eléctrico se encuentran en el rango tolerable y además las restricciones se mantienen dentro de sus límites. Pero según ello el sistema se encuentra alterado de tal forma que una contingencia puede provocar un desequilibrio en todo el SEP y llevarlo a una condición de emergencia. Si el desequilibrio es muy extremo, entonces el sistema pasa a la condición de extrema emergencia en forma directa. (Aldana,2003)

c. Estado de emergencia.

Durante la condición de emergencia algunos componentes del SEP se encuentran sobrecargados; en la mayor parte de los casos de emergencia no se alcanza la desintegración instantánea del sistema, sino que permite realizar maniobras de control, para poder alcanzar nuevamente el estado o condición normal o al menos de alerta; estas actividades de respuesta son función de la magnitud del disturbio y del tiempo previsto para la solución. En el caso de que los controles de emergencia no resultan efectivos o requieren tiempo para implementarse, el sistema podría alcanzar nuevamente la condición de emergencia extrema, generándose la formación de islas eléctricas; en este caso no se cumple con la cobertura de la demanda y se produce el desacoplamiento no controlado de elementos. (Flores y Vega, 2013)

En este estado no se cuenta con adecuados márgenes de reserva disponible; por lo cual se opera fuera de los límites de seguridad del SEP. Para alcanzar nuevamente el estado normal, se deberá calcular nuevamente la magnitud de la reserva del sistema de tal manera que se pueda tomar las previsiones para salir del estado de emergencia. Para ello se debe contar con todos los recursos disponibles independientemente de sus costos, con la única prioridad de poner operativo nuevamente el sistema y salir de la condición de emergencia. (Florez, 2008)

El SEP al ingresar al estado de emergencia debido a la presencia de un disturbio extremadamente severo genera una condición de estado de alerta, ante lo cual se puede alcanzar niveles de tensión en las barras muy bajos en referencia al porcentaje mínimo permitido de 5% del valor base. El sistema aun no entra en condición de extrema emergencia para lo cual se requiere las respuestas de los grupos comprometidos de reserva

primaria, secundaria y terciaria de frecuencia, así como de todas las centrales de reserva fría, para ello se deberá también tomar en cuenta acciones como las de control de excitación, generación rápida, retrogeneración, entre otras acciones. En el caso de no activarse estas medidas, el SEP ingresara a la condición de extrema emergencia, siendo uno de sus principales resultados la ruptura del sistema, deseenergizando una gran porción de áreas, generándose desconexiones zonales ó un apagón total. (Garayar,2018)

El sistema ingresa al estado de emergencia cuando una contingencia tal como falta de agua por sequía en ciertas regiones o debido a la ruptura del ducto principal de transporte desde Camisea a pisco, con lo cual cerca de 2500 MW quedaría fuera de servicio generándose una crisis energética total. En las áreas más cercanas a los puntos de inflexión se generarían tensiones en barra y niveles de subfrecuencia por debajo del 5% permitido, con lo cual lo más conveniente sería aislar zonas geográficas. Para ello se contar con unidades de generación tal como existe en el Perú llamadas Nodo Energético del Sur como ultima unidad de respuesta para salvar ciertas áreas del desabastecimiento total, para ello es importante tener esquemas de alivio de carga. De no contarse con estas medidas el sistema ingresa en un estado de colapso. Las actividades de control, como el alivio de carga y la separación controlada de subsistemas, permiten detener los apagones extendidos en toda la red. (Valarezo, 2015)

d. Estado de Restauración.

El estado de restauración esta referido a aquella situación en la cual las acciones de control se activan para poder activar nuevamente el flujo de potencia en todas las líneas de transmisión, orientado el flujo hacia las zonas de concesión de la distribución, con lo cual se puede restaurar el flujo de potencia en todo el sistema interconectado. La restauración tiene por objetivo equilibrar el valor de tensión y frecuencia en el menor tiempo posible, asegurando los límites de seguridad y operación. La restauración este compuesto por un conjunto de acciones y gestiones de control que permite el flujo normal de potencia. (Sanchez,2017)

Los principales aspectos en la operatividad de un sistema eléctrico de potencia para la restauración son:

- El estado anormal, con carga desconectada, equipo desconectado, comunicaciones interrumpidas, y diversos factores adversos.
- El objetivo de la restauración son alcanzar nuevamente la condición normal en el mínimo tiempo, para ello se prioriza la conservación de la seguridad del mismo, y maximizándose el volumen de energía servida suministrada a los consumidores. (Aldana,2003)
- La tarea de restauración debe incluir asegurar al detalle del estado del sistema y sus componentes, para una adecuada preparación del equipo durante un periodo de restauración de la generación. Acoplándose nuevamente al sistema y manteniendo el balance entre generación y demanda de forma estable y bajo control, con el objetivo de alcanzar el estado normal de operación.
- La estrategia de restaurar el sistema contempla diversas tareas de coordinación y las etapas para su correcta ejecución. (Aldana,2003)

El procedimiento de restaurar el sistema luego de un disturbio relevante se compone de 3 etapas consecutivas que son:

- Interconexión con las fuentes iniciales de generación conectadas de tal forma que cumplan con los requisitos standard para un suministro confiable y seguro en cada subsistema, en un periodo de tiempo de media a una hora. (Aldana,2003)
- Integrar la generación y transmisión para la sincronía entre los subsistemas en un periodo comprendido entre 3 a 4 horas. Esta etapa se inicia con las unidades de generación de poca capacidad en “black start” dentro de los subsistemas energizados alcanzándose un mínimo de generación y preparándose los equipos de restauración para aquellas cargas más distantes a los puntos de generación. Culmina con el arranque y sincronización de las centrales de energía de mayor potencia tal como centrales hidroeléctricas de embalse y pasada y centrales de ciclo combinado, y las de turbinas a vapor.
- La minimización de aquellas cargas sin servicio de electricidad en un periodo de 8 a 12 horas. Esto se inicia contando con la disponibilidad de generación de grandes centrales termoeléctricas de ciclo combinado con gas natural. (Aldana,2003)

2.4.3 Contingencias para el ingreso al despacho por parte de la reserva de generación.

Dentro de la garantía de la seguridad operativa de un sistema eléctrico interconectado se tiene que la reserva de generación deberá tener la capacidad para la cobertura del servicio en casos de contingencias y condiciones adversas de operación. Se tiene las siguientes contingencias:

- Desplazamiento del servicio del Complejo energético del Mantaro. El Complejo Hidroenergético de Mantaro se conforma por la C.H de Mantaro y C.H de Restitución, sumando entre ellas 886,1 MW, y brindan un importante volumen de generación al SEIN, lo cual traería problemas de racionamiento y déficit de energía en varios subsistemas.
- Déficit de agua (sequía) en las cuencas hidrográficas asociadas a las Centrales Hidroeléctricas. Por lo general en Puno y la zona sur del Perú, afectándose las C.H San Gabán, C.H Machupichu, C.H Aricota 1 y 2 y las C.H Charcani 1, 11, 111, IV y V reduciéndose la generación en 412,5 MW. Para la zona norte medio el efecto se vería en las CH de Carhuaquero y CH Gallito Ciego ubicadas en el departamento de Lambayeque y a 240 al norte de Cajamarca respectivamente
- Indisponibilidad del ducto de gas natural de Camisea a Pisco. Implica la reducción de la producción de energía en 2500 MW. Generando déficit de reserva y racionamiento. Básicamente la zona norte medio quedaría aislada por déficit de flujo de potencia.
- Saturación de la red principal de transmisión.
- En la zona de Trujillo no se cuenta con un sistema de generación de energía propio, dependiente exclusivamente del flujo de potencia desde la SE Chimbote de 500 kV por el Sur y de la SE Chiclayo de 500 kV desde el Norte. Las centrales operativas son la central eólica de Cupisnique de mucha inestabilidad en la generación de potencia y la central térmica de Recka que consume petróleo biodiesel en condición de reserva. En Cajamarca se tiene las centrales hidroeléctricas Las Pizarras, Zaña, Carhuaquero y Gallito Ciego y las centrales eólicas Huambos y Duna.

III. Material y Método

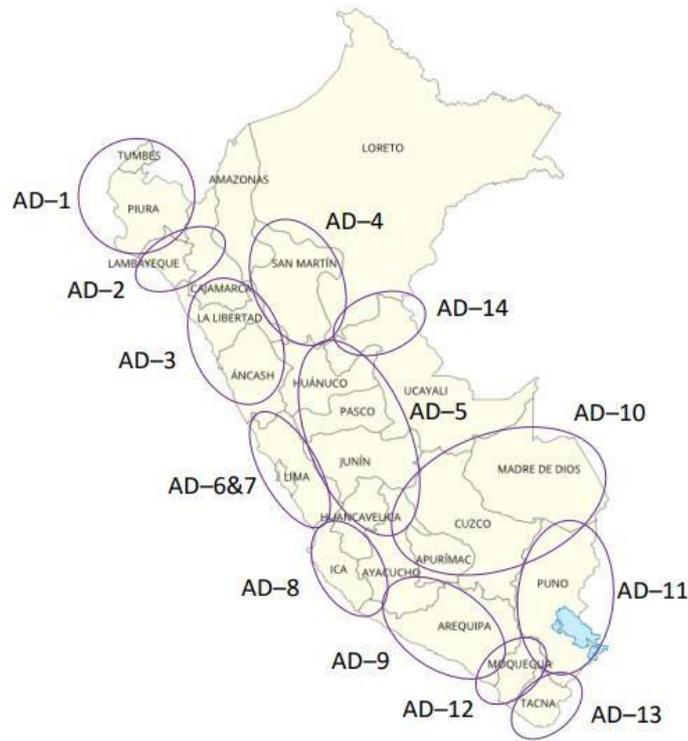
3.1 Material:

3.1.1 Delimitación del Área.

La planificación de las ITC Instalaciones de transmisión de conexión comprende todas las Áreas de Demanda (AD): AD-2 y AD-3. El Área de estudio se delimita a los departamentos de Lambayeque, La libertad y Cajamarca, integrante de la Zona Norte del SEIN.

Figura 10

Cobertura geográfica aproximada de Áreas de Demanda



Nota. Imagen tomada del COES (2021)

Según el Informe referente a Condiciones Operativas del SEIN-INFORME COES/DP-01-2021, los problemas más críticos encontrados en el análisis del diagnóstico de las AD son las siguientes:

- En el Área de Demanda 3 (La Libertad – Ancash).
 Ciudad de Trujillo: En todo el periodo de análisis (2023-2032) el sistema la red en anillo 138 kV del sistema eléctrico Trujillo no cuenta con suficiente redundancia para condiciones de N-1, y para el año 2032 no contaría con suficiente capacidad para atender el crecimiento de la demanda. Por lo tanto, Trujillo no cuenta con un suministro confiable en el horizonte de evaluación. En la siguiente figura se muestra

el recorrido de la red anillada en 138 kV y el impacto que se tendría en la ciudad de Trujillo ante contingencia de un tramo de la red 138 kV.

- En el Área de Demanda 2 (Lambayeque – Cajamarca Norte)
Zona de Tierras Nuevas: El suministro de la zona de Tierras Nuevas y Pampa Pañalá no cumpliría con el criterio de redundancia, dado que su demanda superaría los 30 MW para en el año 2026.
Las contingencias severas identificadas fueron las siguientes: Salida de la línea de 500 kV Trujillo-La Niña, produciría colapso sistémico de la zona Norte (Trujillo, Chiclayo, Piura y Tumbes).

3.1.2 Inventario de Centrales de Energía.

Central Termoeléctrica Reserva fría de Eten.

Se presenta la siguiente información:

- Datos Marco:
 - Concesionaria : Grupo Cobra.
 - Departamento : Lambayeque
 - Provincia : Chiclayo.
 - Distrito : Reque.
 - Altitud : 4 msnm.
- Información técnica de la central:
 - Potencia instalada : 240,5 MVA
 - Unidad de generación : Turbina de gas.
 - Combustible : Petróleo BD5/Gas Natural.
 - Tipo : Joule Brayton simple abierto.
- Información de la turbina de gas:
 - Tipo : Heavy Duty.
 - Marca : General Electric 7FA.05.
 - Potencia nominal : 215,9 MW.
 - Tipo de combustible : Petróleo BD5. (Costo unitario 997,59 U\$/Ton. y densidad 3,248 kg/galón)
 - Consumo de combustible : 16 054 galón/h de Petróleo BD5 a plena carga. (Según Informe de Potencia efectiva de Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten-Año 2019)

- Información del generador eléctrico:
 - Marca : General Electric.
 - Potencia efectiva : 215,9 MW
 - Tensión de generación : 18 kV.
 - Velocidad : 3 600 rpm
 - Factor de potencia : 0,86
 - Transformador : 18/220 kV

Tabla 1

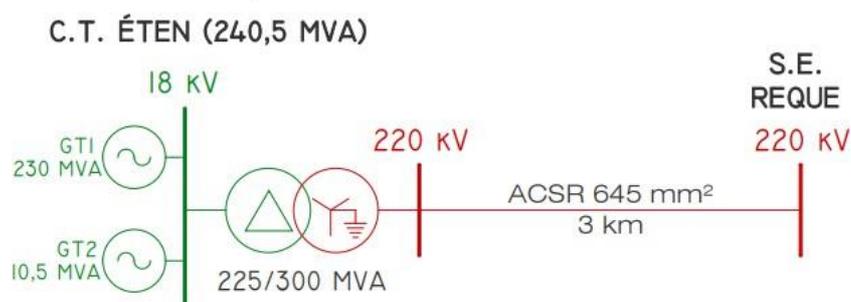
Resultados de prueba de potencia efectiva central de reserva fría de Eten

Parámetro / % de carga	100 %	80%	62%	44%	25 %
Potencia efectiva (MW)	215,9	175,7	136,9	98,5	54,9
Consumo de Petróleo BD5 (Galón/h)	16 054	13 259	10 765	9 111	6 142

Nota. Información tomada del Informe de Potencia efectiva de Central Termo

Figura 11

Diagrama unifilar de Central termoeléctrica de reserva fría de Eten eléctrica de Reserva Fría de Eten-Año 2019



Nota. Imagen tomada de Osinergmin (2021)

- Información relevante:
 - Ubicación: distrito de Requena, provincia de Chiclayo, departamento de Lambayeque.
 - La central térmica es dual (Diesel B5/Gas Natural). Opera actualmente con Diesel DB5, encontrándose también diseñada para operación con Gas Natural. La central termoeléctrica realiza su operación sistema abierto.

Tiene una chimenea en la cual se ha implementado un sistema de monitoreo para emisiones, cuenta con 02 tanques de almacenamiento de combustible líquido (2 de 7750 m³), para brindar seguridad operativa de la central a plena carga con autonomía para 10 días, 01 tanque de almacenamiento de agua desmineralizada (500 m³), una unidad de tratamiento de agua, 01 grupo electrógeno Wartsila de 10 MW para el arranque autónomo (black start), un generador ABB de 10,5 MVA, un grupo electrógeno de emergencia para servicios administrativos, etc.

La interconexión de la central de Eten con el SEIN se realiza con la Línea de Transmisión 220 kV Reque – Eten (L-2166) de longitud equivalente a 3 km, la cual se encuentra operativa desde su puesta en operación comercial el 2015.

La inversión del proyecto es de 145 MM US\$

- Información contractual:

Firma de contrato : 21.07.2011.

Puesta en operación comercial: 02.07.2015.

Precio de potencia : 7 627 U\$/MW-mes

Figura 12

Vista de Central termoeléctrica de reserva fría de Eten



Nota. Imagen tomada de Osinergmin (2021)

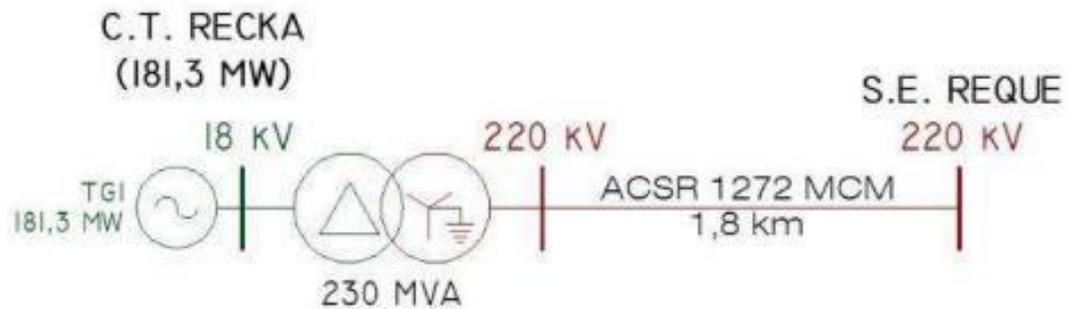
Central Termoeléctrica Recka.

Se presenta la siguiente información:

- Datos Marco:
 - Concesionaria : Sociedad Minera Cerro Verde S.A.
 - Departamento : Lambayeque
 - Provincia : Chiclayo.
 - Distrito : Reque.
 - Altitud : 22 msnm.
- Información técnica:
 - Potencia nominal : 181,3 MW
 - Garantía de combustible : 2 tanques de 6 200 m³.
 - Garantía de agua : 2 tanques de 4 200 m³.
 - Garantía de agua desmineralizada: 1 tanque de 600 m³.
 - Unidad de generación : Turbina de gas con inyección de agua desmineralizada.
 - Fuente de energía : Petróleo DB5/Gas Natural.
 - Tipo : Ciclo termodinámico joule Brayton simple abierto con inyección de agua desmineralizada.
- Información de la turbina de gas:
 - Tipo : Heavy Duty.
 - Marca : General Electric 7FC 03.
 - Potencia nominal : 197,8 MW.
 - Tipo de combustible : Petróleo BD5.
 - Consumo de combustible : 51 m³/h de Petróleo BD5 a plena carga de potencia efectiva. (Según Informe de Potencia efectiva de Central Termoeléctrica de Recka-Año 2019)
- Información del generador eléctrico:
 - Marca : General Electric.
 - Potencia efectiva : 181,3 MW
 - Tensión de generación : 18 kV.
 - Velocidad : 3 600 rpm
 - Factor de potencia : 0.9
 - Transformador : 18/220 kV

Figura 13

Diagrama unifilar de Central termoeléctrica Recka



Nota. Imagen tomada de Osinergmin (2021)

- Información:

La Central termoeléctrica de Recka está compuesta de una turbina de gas operando en ciclo abierto con un alternador de 181,3 MW, transformador de potencia y sistemas auxiliares.

La turbina de gas heavy Duty es del tipo dual con petróleo liviano y gas natural.

Son componentes de la unidad de generación lo siguiente:

02 tanques de almacenamiento de combustible con capacidad para 10 días de operación, cada uno de 6 200 m³. Incluye bombas de recepción y transferencia de petróleo DB5.

02 tanques de almacenamiento para agua dura y para protección contra incendios con capacidad de almacenamiento para 10 días. Cada tanque es de 4 200 m³.

01 tanque de agua desmineralizada con 600 m³ de capacidad.

Su Estudio de Pre Operatividad fue aprobado según documento COES/D/DP-1300-2014 de setiembre del 2014.

Según R.M. N° 228-2015-MEM/DM el Ministerio de Energía y Minas otorgó la autorización sin límite de tiempo para el desarrollo de la actividad de generación de energía eléctrica.

Las pruebas de puesta en servicio comenzaron el 28.08.2015. Con documento COES/D/DP-1543-2015 del 23.09.2015, el administrador del sistema aprobó la Puesta en Operación Comercial de la central termoeléctrica Recka, desde las 00:00 horas del 25.09.2015, con potencia efectiva de 181,32 MW.

La inversión realizada es de 102,53 MMUS\$.

- Información contractual:

Tipo de contrato : Autorización.

Firma de contrato : 15.08.2014. Puesta en operación comercial: 25.08.2015.

Figura 14

Vista de Central termoeléctrica Recka



Nota. Imagen tomada de Osinergmin (2021)

Central Hidroeléctrica Gallito Ciego.

La central hidroeléctrica Gallito Ciego de 34 MW de Potencia efectiva, está ubicada en la región Cajamarca, provincia de Contumazá, en el distrito de Yonán. La Planta está operativa desde el año 1997 y es propiedad de la Empresa Statkraft Perú y esta acoplada al SEIN a través de la SE Guadalupe 60 kV.

Figura 15

Vista externa de Central hidroeléctrica Gallito Ciego



Nota. Imagen tomada de Empresa Statkraft Perú (2022)

La central recibe las aguas del río Jequetepeque, que son embalsadas en la represa de Gallito Ciego. Es una central hidroeléctrica de embalse, con embalse de regulación diaria, con un caudal turbinable de 40 m³ /s y una altura de caída neta de 83 m. La casa de máquinas cuenta con dos grupos de generación compuestos cada uno por una turbina tipo Francis de eje vertical acoplados a un generador síncrono. La central hidroeléctrica Gallito Ciego, cuenta con dos (2) grupos de generación de energía eléctrica.

Tabla 2

Características técnicas de grupos de generación Central Hidroeléctrica gallito ciego

Descripción	Grupo 1	Grupo 2
Referente a la turbina hidráulica		
Fabricante	Andritz Hydro	Andritz Hydro
Tipo	Francis eje vertical	Francis eje vertical
Altura bruta (m)	100	100
Caudal de diseño (m ³ /s)	20	20
Velocidad nominal (rpm)	400	400
Numero de alabes	20	20
Referente a generadores		
Fabricante	Siemens	Siemens
Potencia nominal (MVA)	20	20
Potencia efectiva (KW)	17	17
Factor de potencia	0,85	0,85
Frecuencia (Hz)	60	60
Nivel de aislamiento	F	F

Nota. Información tomada de Empresa Statkraft Perú

Central Hidroeléctrica Carhuaquero.

La central hidroeléctrica Carhuaquero de 104,5 MW de propiedad de Orazul Energy, se ubica al margen izquierdo del río Chancay, distrito de Llama, provincia de Chota en Cajamarca, a 83 km. de la ciudad de Chiclayo, con una altitud de 377 m.s.n.m.

La central hidroeléctrica Carhuaquero desde 1968 cuenta con 03 turbinas tipo Pelton con eje vertical, potencia instalada de 94,5 MW, y desde el año 2006 tiene una unidad

equipada con una turbina Pelton con eje horizontal, con potencia instalada de 10 MW. La central emplea las aguas del río Chancay mediante el embalse Cirato, que incluye desarenador y túnel de presión de 1 km de longitud.

Figura 16

Casa de máquinas de Central hidroeléctrica Carhuaquero IV



Nota. Imagen tomada de Empresa Orazul Energy (2022)

Tabla 3

Características técnicas de la Central Hidroeléctrica Carhuaquero

Descripción	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
Referente a la turbina hidráulica (repotenciada en 1998)			
Fabricante	KVERNER ENERGY A.S.		
Altura bruta (m)	475	475	475
Caudal de diseño (m ³ /s)	21,06	21,06	21,06
Velocidad nominal (rpm)	514/3600	514/3600	514/3600
Referente a generadores			
Fabricante	ABB Generación		
Potencia nominal (MVA)	33,2	33,2	33,2
Potencia efectiva (KW)	31,5	31,5	31,5
Factor de potencia	0,95	0,95	0,95
Frecuencia (Hz)	60	60	60
Tensión (kV)	10	10	10

Nota. Información tomada de Empresa Orazul Energy

Tabla 4

Características técnicas de la Central Hidroeléctrica Carhuaquero IV

Descripción	Grupo 4
Referente a la turbina hidráulica (repotenciada en 1998)	
Fabricante	KVERNER ENERGY A.S.
Tipo	Turbina Pelton de eje horizontal
Altura bruta (m)	451
Caudal de diseño (m ³ /s)	2,56
Velocidad nominal (rpm)	720/3600
Referente al generador	
Fabricante	LEROY SOMER
Potencia nominal (MVA)	10,7
Potencia efectiva (KW)	10
Factor de potencia	0,93
Frecuencia (Hz)	60
Tensión (kV)	10

Fuente: Orazul Energy

Central Hidroeléctrica Zaña.

La Central Hidroeléctrica Zaña (con puesta de operación comercial el año 2019) de 13,2 MW de propiedad de Empresa Electro Zaña S.A.C, se ubica en Cajamarca, Provincia de San Miguel y distrito La Florida, a una altura de 741.20 msnm. Tiene 02 turbinas Francis de eje horizontal, cada una con su propio alternador.

Figura 17

Tubería forzada de Central hidroeléctrica Zaña



Nota. Imagen tomada de Empresa Electro Zaña S.A.C (2022)

Tabla 5

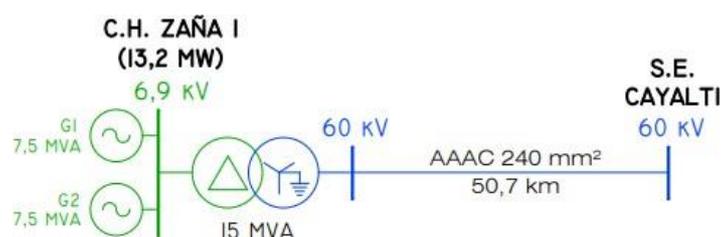
Características técnicas de la Central Hidroeléctrica Zaña

Descripción	Grupo 1	Grupo 2
Referente a la turbina hidráulica		
Fabricante	Global Hydro	Global Hydro
Tipo	Francis EH	Francis EH
Altura total (m)	245	245
Caudal de diseño (m ³ /s)	3,5	3,5
Velocidad nominal (rpm)	900	900
Numero de alabes	20	20
Referente a generadores		
Fabricante	INDAR LSA-900-Z/8	INDAR LSA-900-Z/8
Potencia nominal (MVA)	7,3	7,3
Potencia efectiva (KW)	6,6	6,6
Factor de potencia	0,9	0,9
Frecuencia (Hz)	60	60
Tensión (kV)	6,9	6,9

Nota. Imagen tomada de Empresa Electro Zaña S.A.C

Figura 18

Diagrama unifilar de Central hidroeléctrica Zaña



Nota. Imagen tomada de Osinergmin (2021)

Central Hidroeléctrica Las Pizarras.

La Empresa Eléctrica Rio Doble S.A es propietaria y operadora de la central hidroeléctrica Las Pizarras que se ubica entre los distritos de Sexi, Santa Cruz y Catache de la provincia de Santa Cruz, Cajamarca.

La C.H. Las Pizarras de 18 MW, está conformada por dos unidades generadoras con turbinas hidráulicas tipo Francis de eje horizontal con una caída bruta de 102.2 metros. Obtiene su recurso hídrico del río Chancay. Consta de un túnel de aducción de 1 993 m

de longitud y 3,45 x 3,45 m de sección, tubería de baja presión de 299 m y 2,75 m de diámetro.

Figura 19

Grupo hidráulico N° 2 de Central hidroeléctrica Las Pizarras



Nota. Imagen tomada de Empresa Eléctrica Río Doble S.A (2022)

Tabla 6

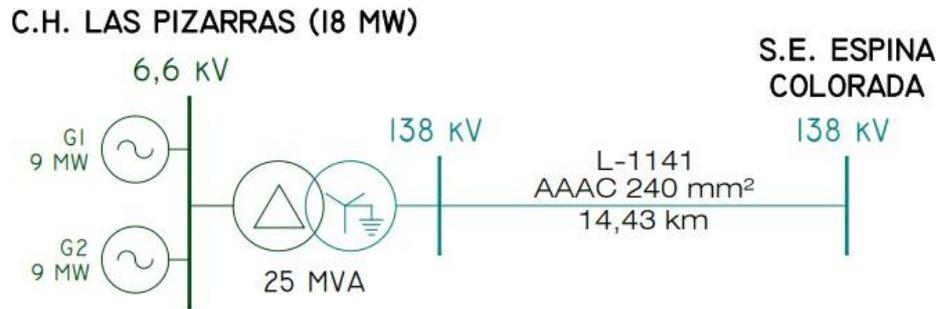
Características técnicas de la Central Hidroeléctrica Las Pizarras

Descripción	Grupo 1	Grupo 2
Referente a la turbina hidráulica		
Fabricante	Andritz	Andritz
Tipo	Francis eje horizontal	Francis eje horizontal
Altura bruta (m)	1 068	1 068
Caudal de diseño (m ³ /s)	11,4	11,4
Velocidad nominal (rpm)	600	600
Numero de alabes	13	13
Referente a generadores		
Fabricante	INDAR LSA-1120-Z/12	INDAR LSA-1120-Z/12
Potencia nominal (MVA)	9,9	9,9
Potencia efectiva (KW)	9	9
Factor de potencia	0,9	0,9
Frecuencia (Hz)	60	60
Tensión (kV)	6,6	6,6

Nota. Imagen tomada de Empresa Eléctrica Río Doble S.A

Figura 20

Diagrama unifilar de Central hidroeléctrica Las Pizarras



Nota. Imagen tomada de Osinergmin (2021)

Central Hidroeléctrica Potrero.

CH Potrero es una central hidroeléctrica de pasada de 19.9 MW que aprovecha el caudal del río Crisnejas, en San Marcos, Cajamarca. La central hidroeléctrica fue construida por Empresa Eléctrica Agua Azul S.A., subsidiaria de Aluz en 2015 a 2016. La central obtiene una altura neta de 125,4 m y un caudal máximo de 18 m³/s. El acoplamiento al SEIN se realiza por medio de la L.T. 60 kV S.E. Potrero - S.E. Aguas Calientes, de simple terna con 5 km de longitud. Este compuesto por 02 turbinas Francis de 9,95 MW Marca WEG-HISA-Brasil.

Figura 21

Grupos hidráulicos Central hidroeléctrica Potrero



Nota. Imagen tomada de Empresa Eléctrica Agua Azul (2022)

Tabla 7

Características técnicas de la Central Hidroeléctrica Potrero

Descripción	Grupo 1	Grupo 2
Referente a la turbina hidráulica		
Fabricante	WEG-HISA	WEG-HISA
Tipo	Francis eje horizontal	Francis eje horizontal
Altura bruta (m)	125,4	125,4
Caudal de diseño (m ³ /s)	18,3	18,3
Velocidad nominal (rpm)	600	600
Numero de alabes	13	13
Referente a generadores		
Fabricante	INDAR LSA-1120-Z/12	INDAR LSA-1120-Z/12
Potencia nominal (MVA)	11,0	11,0
Potencia efectiva (KW)	9,95	9,95
Factor de potencia	0,9	0,9
Frecuencia (Hz)	60	60
Tensión (kV)	10	10

Nota. Información tomada de Empresa Eléctrica Agua Azul S.A

Figura 22

Diagrama unifilar de Central hidroeléctrica Potrero



Nota. Imagen tomada de Osinergmin (2022)

Central Eólica Cupisnique.

Se presenta la siguiente información de la central eólica de Cupisnique.

- Datos Marco:
 - Empresa concesionaria : Energía Eólica S.A.
 - Departamento : La Libertad.

Provincia : Pacasmayo.

Distrito : Cupisnique.

Altitud : 20 msnm.

- Información técnica de la central:

Potencia efectiva : 81 MW

Punto de conexión : SE Guadalupe 220 kV.

Numero de aerogeneradores : 45 de 1,8 MW (3 de reserva)

Nº de circuitos : 6 (4 x 12,6 MW, 1 x14,4 MW y 1 x 16,9 MW)

Nivel de tensión de trafos : 0,69/30 kV (2,1 kVA)

Factor de Potencia : 0.85

Energía media 2021 : 121 GWh (Medido para el año 2021-Fuente: COES)

Figura 23

Distribución de aerogeneradores Central Eólica de Cupisnique



Nota. Imagen tomada de Energía Eólica S.A (2022)

- Información relevante:

La central se ubica entre los puertos de Malabrigo y Puémape, en la pampa de Cupisnique, departamento de La Libertad.

Cuenta con 45 Aerogeneradores de 1,8 MW c/u. en un arreglo en 6 Celdas de Transformación de 30 kV.

Los aerogeneradores son de marca VESTAS, modelo V100 de 1,8 MW, con rotor ubicado a barlovento de 03 palas a 120°.

Cada aerogenerador, cuenta con caja multiplicadora, alternador, transformador de baja a media tensión y equipos de control y seguridad. Cada aerogenerador V100 de 1,8 MW cuenta con transformador trifásico de celda seca, con enfriamiento forzado por aire, montado en la parte trasera de la góndola (siendo sus características las siguientes: potencia primaria 2 100 kVA, potencia secundaria 1900 kVA a 600 v, potencia secundaria 200 kVA a 480 v, frecuencia de 60 Hz, tensión primaria 30 kV y tensión secundaria 690/480 V.)

La torre del aerogenerador de 3 cuerpos es de 80 m.

El estudio de impacto ambiental se aprobó mediante R.D. N° 008-2011-MEM/AAE del 07.01.11.

Según el R.S. N° 029- 2011-EM del 15.04.11 se autorizó la Concesión Definitiva de Generación.

Con Documento COES/D/DP-343-2014 del 17.03.2014 se aprobó el Estudio de Operatividad de la Central Eólica Cupisnique.

La inversión realizada fue de 242 MM US\$

- Información contractual:

Tipo de contrato : Según subasta RER.

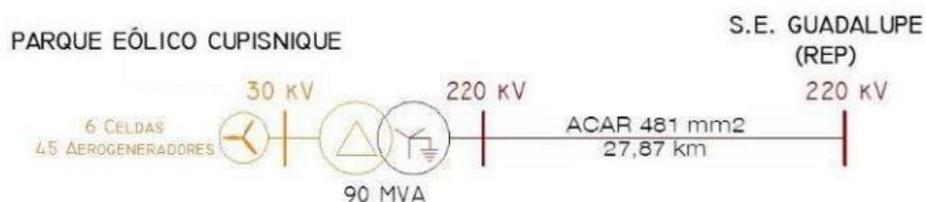
Fecha de contrato : 31.03.2010.

Puesta en operación comercial: 30.08.2014

Precio de energía ofertada : 85 U\$/MWh

Figura 24

Diagrama unifilar de Central Eólica de Cupisnique



Nota. Imagen tomada de Osinergmin (2021)

Central Eólica Duna/ Huambos

Se presenta la siguiente información de la central eólica Duna.

- Datos Marco:

Empresa concesionaria : G.R. Taruca S.A.C./G.R. Painos S.A.C

Departamento : Cajamarca.
Provincia : Chota.
Distrito : Huambos.
Altitud : 2 276 msnm.

- Información técnica:

Potencia efectiva : 18,4 MW
Punto de conexión : SE Carhuaquero 138 kV.
Numero de aerogeneradores : 7 de 2,62 MW
Tensión de generación : 0.65 kV
Transformador de potencia : 40/40/5 MVA 138/34,5/22,9 kV
Transformador de aerogeneradores: 7x2,5 MVA 0,65/34,5 kV
Energía media 2021 : 7,36 GWh (Medido para el año 2021-Fuente: COES)

Figura 25

Distribución de aerogeneradores Central Eólica Duna



Nota. Imagen tomada de G.R Taruca S.A.C (2022)

- Información:

La Concesión para el desarrollo de la actividad de generación de 18,1 MW, se otorgó mediante R.M. N° 509-2017-MEM/DM del 07.12.2017.

El 13.06.2017, el COES realizó la aprobación del Estudio de Pre Operatividad del proyecto.

La Declaración de Impacto Ambiental se aprobó con fecha 11.07.2017.

Consta de 5 áreas liberadas con sus CIRAS con un total de 94,43 ha y cuenta con 40 contratos de servidumbre en el área concesionada a la central eólica.

El monto de inversión es de 25,9 MM US\$, según lo declarado por la Concesionaria en el contrato.

- Información contractual:

Tipo de contrato : Según subasta RER.

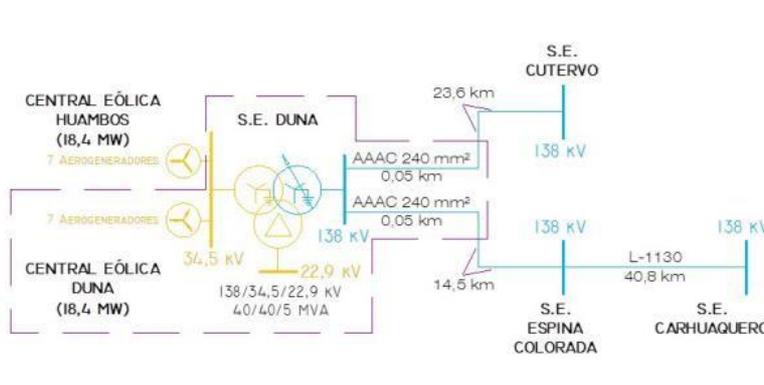
Firma de contrato : 17.05.2016.

Puesta en operación comercial: 30.08.2020

Precio de energía ofertada : 51,79 U\$/MWh

Figura 26

Diagrama unifilar de Central Eólica Duna y Huambos



Nota. Imagen tomada de Osinergmin (2021)

3.1.3 Demandas principales.

Se presenta el cuadro de cargas principales tomada del anuario de diagrama unifilares 2020 publicado en Osinergmin.

<https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/publicaciones/regulacion-tarifaria>

Tabla 8

Cuadro de cargas especiales AD 2 y AD3

Tipo de Carga	Denominación	Máxima demanda (MW)
	Minera Shahuindo	32
	Minera Yanacocha	63

Especial	Grupo Pesquero- Malabrigo	28
	Olmos	7
	Cementos Norte Pacasmayo	40
	Minera Aurífera Retama	17
	Consorcio Minero Horizonte	12
	Minera La Arena	30
	Viru	15
	Goldfiels	25
	Total	269

Nota. Información tomada de Osinergmin (2021)

Tabla 9

Cuadro de cargas ciudad AD 2 y AD3

Tipo de Carga	Denominación	Máxima demanda (MW)
Especial	Chiclayo	85
	Chiclayo Rural	9
	Lambayeque	25
	Cajamarca rural	40
	Chiclayo baja densidad	17
	Guadalupe	22
	Trujillo	99
	Otuzco	26
	Viru	5
	Cajamarca	50
	Jaén	20
	Bambamarca-Chota-Cutervo	30
	Chimbote	135
	Total	563

Nota. Información tomada de Osinergmin (2021)

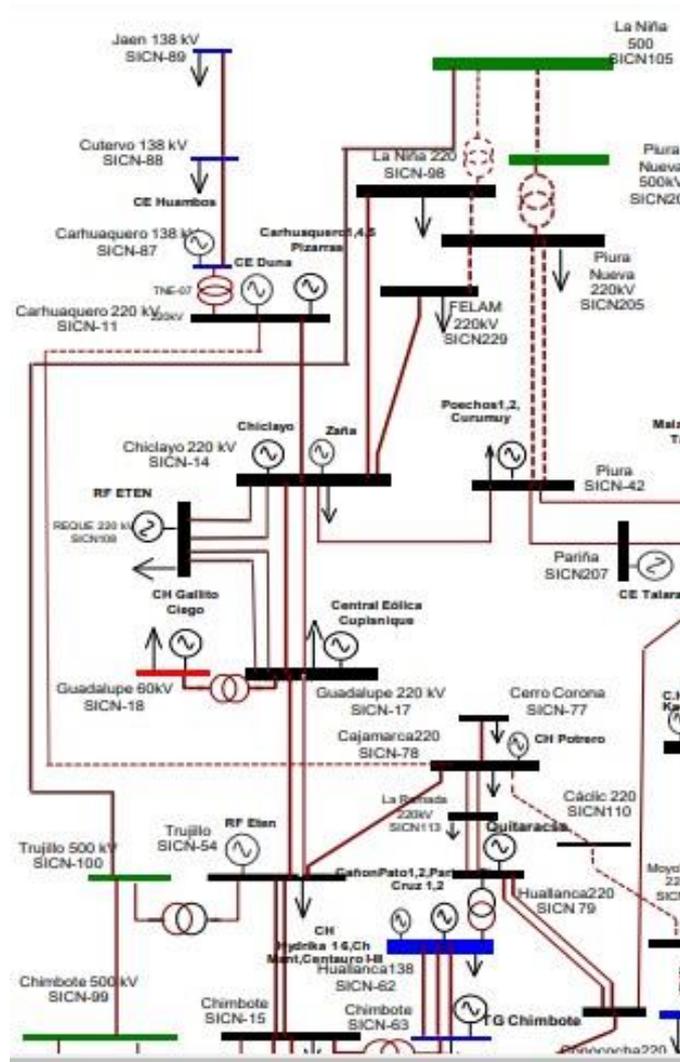
3.1.4 Redes de transmisión involucradas.

Se presenta corte del diagrama unifilar de las AD2 y AD3 involucradas en el estudio según Informe N° 188-2022-GART que norma la fijación de los precios en barra para el periodo mayo 2022-abril 2023.

En los anexos se detallan los diagramas unifilares de las Empresas Electronorte ELNO e Hidrandina que permitieron configurar el modelo de influencia de la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten.

Figura 27

Corte del Diagrama unifilar del SEIN.



Nota. Imagen tomada de Osinergmin (2022)

3.1.5 Software Power World.

El software Power World es un programa robusto que permite simular modelos de Sistemas Eléctricos de Potencia, a través de un entorno gráfico en el menú edición se diseña el sistema requerido con las subestaciones, cargas, unidades de generación y redes transmisión, a los cuales se ingresan los parámetros eléctricos según como corresponda.

Luego se para el menú de Simulación en el cual se detallan las características de la operación del sistema eléctrico, permitiendo la generación de reportes de operación, flujo de carga y potencia a través de las redes de transmisión según el nivel de tensión, identificándose el nivel de saturación de la red, con lo cual se analiza el estado del sistema eléctrico estudiado.

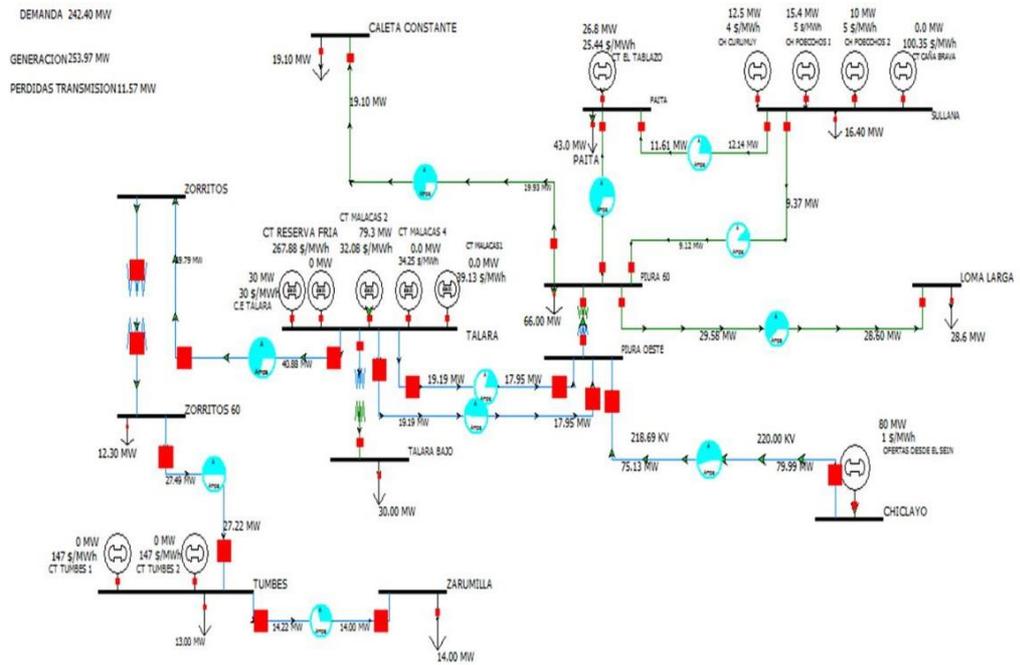
Permite el ingreso de los componentes necesarios para modelizar un sistema eléctrico de potencia, el nivel de tensión está en kV o en valor de potencia unitaria, se puede ingresar valores de resistencia, reactancia y susceptancia de las líneas de transmisión en valores de potencia unitaria en base máximo de 500 kV.

El modo de simulación permite la solución de un flujo de potencia según los métodos de newton-Raphson o gauss Siegel en modo de menor distancia o despacho económico al mínimo costo de operación. A través de un conjunto de bucles de simulación se reporta las condiciones de operación del sistema, para ello la velocidad de simulación, hora de inicio y culminación de la simulación, así como la tolerancia de la convergencia, número de iteraciones para la solución de un flujo.

Las 02 opciones de métodos de solución son, la primera es del tipo Single Solution, con lo cual el programa reporta la solución óptima del flujo de potencia, partiendo desde el tiempo de inicio de la simulación y con las condiciones de carga de diseño del modelo y la segunda opción que permite una solución del sistema en forma continua, desde la hora de inicio hasta la hora final, mostrándose en los diferentes campos del menú de diseño los valores resultantes del flujo de potencia.

Figura 28

Presentación de entorno de simulación en Power World.



Nota. Imagen tomada de Flores y Vega (2014)

3.2 Método.

3.2.1 La Investigación realizada es del tipo: pre-experimental, descriptiva y cuantitativa.

3.2.2 El diseño es pre-experimental, en este caso el investigador se aproxima a una investigación experimental pero no cuenta con los medios de control lo suficiente que permite la validez interna. Se mide el sujeto o grupo de sujetos (seguridad del SEIN), realizandose mediciones en condiciones de emergencia con la operación de la Central Termoeléctrica de Reserva fría de Eten (variable independiente)



O1: Seguridad del SEIN sin condiciones de emergencia.

O2: Seguridad del SEIN con condiciones de emergencia.

X: Operación de la Central Termoeléctrica de Reserva fría de Eten.

G.E: Sistema eléctrico conformado por los departamentos de La Libertad y Lambayeque. (AD 2 y AD3)

3.2.3 Metodología de cálculo:

Se presenta la siguiente para obtener los resultados y discusión del presente informe:

- Determinar los indicadores de generación de la Central de Reserva fría de Eten.

El Heat Rate o Tasa de Calor (H.R): Es el indicador energético que permite la comparación del flujo de combustible con la potencia efectiva generada.

$$H.R = \frac{m_c}{P_E} \left(\frac{\text{kg}}{\text{MWh}} \right) \dots \dots \dots (1)$$

Costo Variable combustible: Es un Indicador de desempeño económico que permite la cuantificación del consumo de combustible empleado para la generación de una unidad de energía, y se calcula según la siguiente expresión:

$$CVC = H.R * \text{Precio del combustible} \left(\frac{\text{U\$}}{\text{MWh}} \right) \dots \dots \dots (2)$$

Costos Variables No Combustibles: Esta referido al costo asociado a la operación de las centrales Termoeléctricas en la cual no se involucra al combustible, y están involucrados los costos de mantenimiento, generales, entre otros, según lo establecido por el Informe N° 188-2022 GART-OSINERGMIN,

Los costos Variables totales se determinan según la ecuación:

$$CVT = CVC + CVNC \dots\dots\dots(3)$$

- Se modeliza en el Power World las AD2 y AD3. Se ejecuta el comportamiento en Estado normal para diversas condiciones de operación.
- Se determinaron las contingencias de ruptura de confiabilidad del SEIN en las AD2 y AD 3.
- Se estimo el comportamiento de la central de reserva fría de Eten en condición normal y emergencia en las AD2 y AD 3.
- Se estimo el comportamiento de la central de reserva fría de Eten en condición de emergencia con ruptura de flujo de energía en las AD2 y AD3.

IV. Resultados y discusión.

4.1 Análisis situacional.

4.1.1 Desempeño de la central térmica de reserva fría de Eten.

Según la tabla N° 1 y con el valor del costo unitario del Petróleo puesto en planta de 1307,43 U\$/Ton (Según Informe N° 188-2022-GART-OSINERGMIN) se determina los valores del Heat Rate para cada porcentaje de carga. Para el caso de 215,9 MW correspondiente al 100 % de carga.

$$H.R = \frac{16\,054}{215,9} \left(\frac{\text{galon}}{\text{hora}} \right) * 3,248 \frac{k}{\text{galon}} * \frac{1\,MW}{1\,000\,kW} = 0,241 \frac{kg}{kWh}$$

Se determino el valor del costo variable combustible:

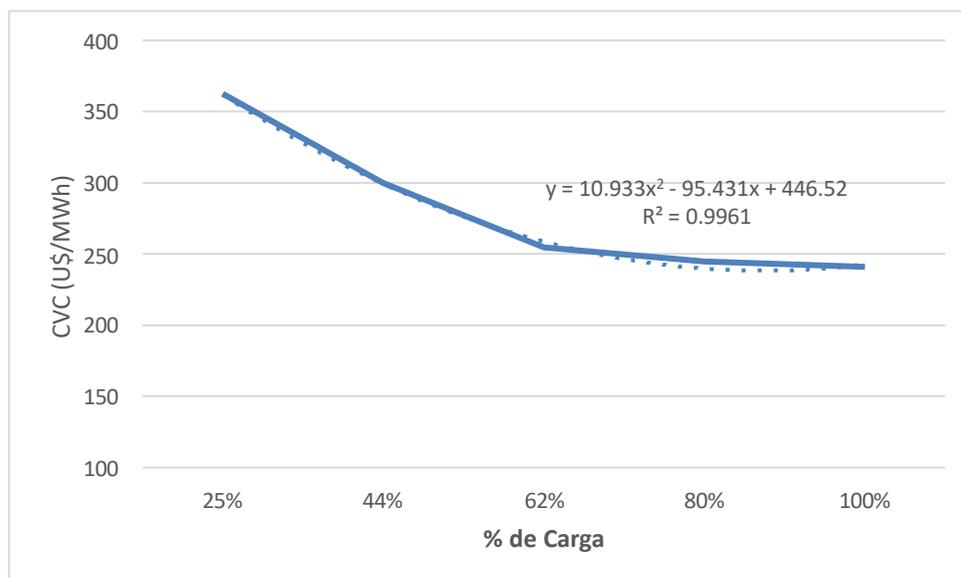
$$CVC = 0,241 \frac{\text{Ton}}{\text{MWh}} * 1\,307,43 \frac{\text{U\$}}{\text{Ton}} = 315,09 \frac{\text{U\$}}{\text{MWh}}$$

Asi mismo el valor del costo variable no combustible según Informe N° 188-2022 GART-OSINERGMIN, es igual a 4 U\$/MWh.

$$CVT = 315,09 + 4 = 319,09 \text{ U\$/MWh}$$

Figura 29

Comportamiento del CVC vs Porcentaje de carga



Nota. Elaboración propia

Para la determinación de la confiabilidad del suministro en modo de emergencia se determina la autonomía del consumo de combustible, en el hipotético caso de ruptura de la cadena de suministro de combustible desde los terminales del puerto de Salaverry hasta puerto Eten.

Al 100 % de carga = 215.9 MW.

$$\text{Horas de autonomia} = \frac{2 * 7750 m^3 * \frac{1 \text{ litro}}{0,001 m^3}}{16054 \frac{\text{galon}}{\text{hora}} * \frac{3,678 \text{ litros}}{\text{galon}}} = 262 \text{ horas}$$

Al 80 % de carga = 215.9 MW.

$$\text{Horas de autonomia} = \frac{2 * 7750 m^3 * \frac{1 \text{ litro}}{0,001 m^3}}{13259 \frac{\text{galon}}{\text{hora}} * \frac{3,678 \text{ litros}}{\text{galon}}} = 317 \text{ horas}$$

4.1.2 Caracterización de AD-2 y AD-3.

Seguidamente se detalla la ubicación de la oferta y demanda de energía eléctrica en AD-2 y AD-3.

- Barra Chiclayo 220 kV.

Oferta = 0.

Demanda= 127 MW. (Chiclayo 85 MW, Chiclayo baja densidad 17 MW, Lambayeque 25 MW)

- Barra Eten 220 kV.

Oferta=397,2 MW (Central Termoeléctrica Recka 181,3 MW, Central Termoeléctrica Reserva Fría Eten 215,9 MW).

Demanda= 0

- Barra Carhuaquero 220 kV.

Oferta= 122 MW. (Central Hidroeléctrica Carhuaquero 104 MW, Central Hidroeléctrica Las Pizarras 18 MW).

Demanda= 0.

- Barra Carhuaquero 138 kV.
Oferta= 20 MW. (Central Hidroeléctrica Potrero 20 MW).
Demanda= 81 MW. (Chiclayo rural 9 MW, Cajamarca rural 40 MW, Olmos 7 MW, Goldfiels 25 MW)
- Barra Cutervo 138 kV.
Oferta= 36 MW. (Central Eólica Duna 18 MW, Central Eólica Huambos 18 MW)
Demanda= 30 MW. (Bambamarca-Chota-Cutervo 30 MW).
- Barra Jaén 138 kV.
Oferta= 0 MW.
Demanda= 20 MW. (Jaén 20 MW).
- Barra Guadalupe 220 kV.
Oferta= 115 MW. (Central Eólica Cupisnique 81 MW, Central Hidroeléctrica Gallito Ciego 34 MW).
Demanda= 90 MW. (Cementos Norte Pacasmayo 40 MW, Grupo Pesquero Malabrigo 28 MW, Guadalupe 22 MW)
- Barra Trujillo 220 kV.
Oferta= 0 MW.
Demanda= 130 MW (Trujillo 99 MW, Viru 5 MW, Otuzco 26 MW). 44 MW (Viru 15 MW, Minera Aurífera Retama 17 MW, Consorcio Minero Horizonte 12 MW)
- Barra Cajamarca 220 kV.
Oferta= 13,2 MW. (Central Hidroeléctrica Zaña 13,2 MW)
Demanda= 50 MW (Cajamarca 50 MW), 125 MW (Minera Yanacocha 63 MW, Shahuindo 32 MW, Minera La Arena 30 MW)
- Barra Chimbote 220 kV
Oferta= 0 MW.
Demanda= 135 MW.

- Barra Huallanca 220 kV.
Oferta= Desde SEIN-Paramonga 675 MW.
Demanda= 40 MW.

4.2 Modelamiento del área de estudio AD-2 y AD-3.

4.2.1 Caso 1-Flujo de potencia en AD-2 y AD-3.

Se opera con el Flujo de potencia entre las barras Eten 220-Chiclayo 220 y Eten 220-Guadalupe 220 abiertas, con lo cual la Central Termoeléctrica Reserva Fría Eten está en condición de espera. Además, el flujo de potencia entre la SE Trujillo 220 kV a Cajamarca 220 kV abierta, con el flujo de potencia hacia Cajamarca proviene desde la Barra Huallanca 220 kV.

Se encuentran en operación todas las centrales de energía del departamento de Lambayeque, Cajamarca y La libertad y 675 MW provenientes de la Barra de Huallanca 220 Kv con lo cual se suma 982,05 MW. Las perdidas en la red de transmisión suman 110,05 MW representando 11,20% para poder cubrir una demanda de 872 MW. No se requiere de un flujo de potencia desde el AD-1 (Barra Piura 220 kV)

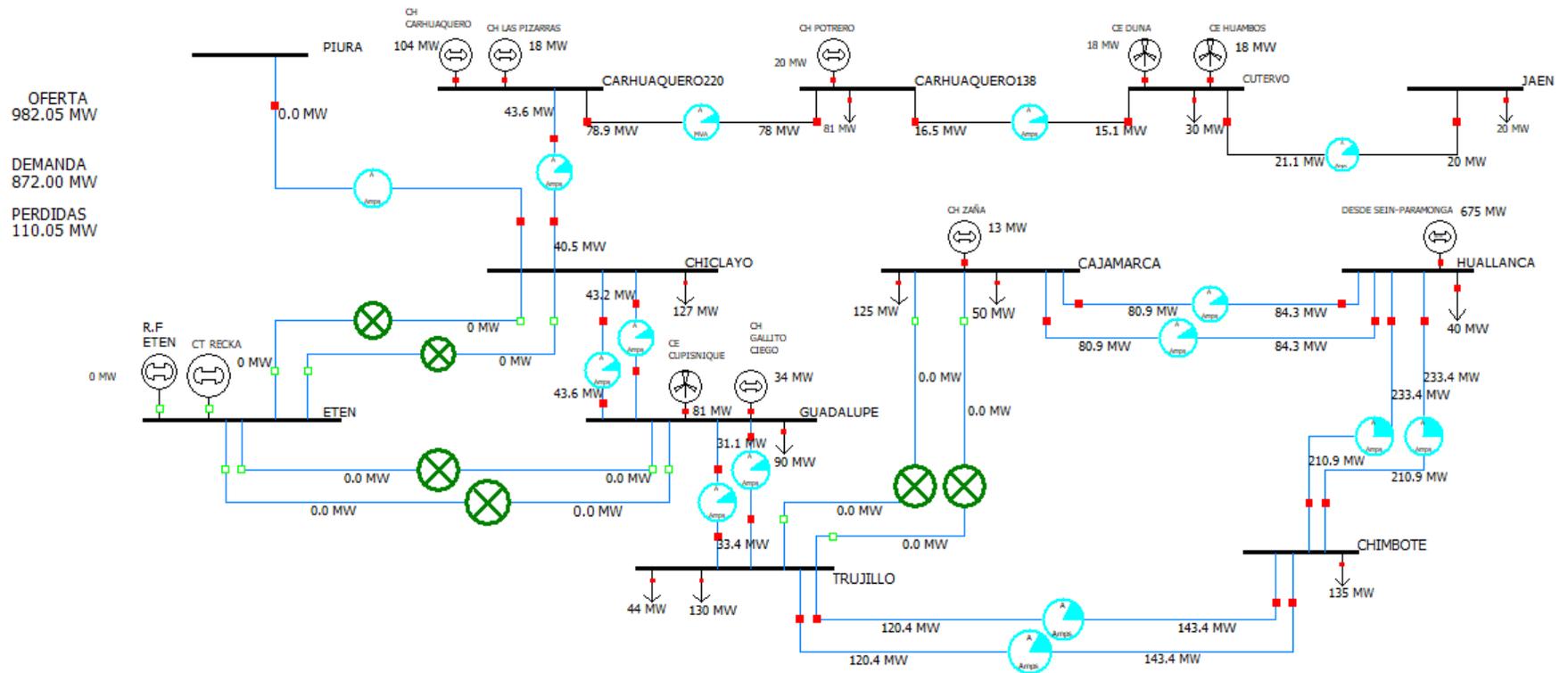
En condición normal de AD-2 y AD-3, la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten y Central Termoeléctrica Recka se encuentran en modo de espera o stand by.

Los 675 MW inyectados en la Barra de Huallanca 220 kV dan la sostenibilidad a la AD-2 y AD-3, el flujo es inyectado hacia Cajamarca (168,6 MW) y 466,8 MW hacia las Barras Chimbote 220 kV, Trujillo 220 kV Guadalupe 220 kV llegando a Chiclayo 220 kV un total de 86,4 MW. La sostenibilidad de la Barra de Chiclayo también presenta la contribución de la Barra Carhuaquero 220 kV con 40,5 MW.

La generación de energía en la Barra Carhuaquero 220 kV contribuyen con la sostenibilidad de la zona norte de Cajamarca con 78,9 MW adicionales a la generación de energía de las Centrales Eólicas de Duna y Huambos y la Central hidroeléctrica de Potrero.

Figura 30

Caso inicial Flujo de potencia en AD-2 y AD-3



Nota. Elaboración propia

4.2.2 Caso 2 Emergencia -Indisponibilidad de Central Eólica de Cupisnique.

Se tiene indisponibilidad de Central Eólica de Cupisnique en la Barra Guadalupe 220 kV. Entre en operación la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten con 215,9 MW, lo cual resulta más técnico que generar la falta de generación en la Barra de Huallanca 220 kV.

La oferta de generación es de 916,05 MW, con pérdidas iguales a 44,05 MW, que representa 4,86 % del porcentaje de perdidas en la red de transmisión para cubrir la demanda de 872 MW en AD-2 y AD-3. La Barra de Huallanca 220 kV contribuye con 475 MW (200 MW menos que lo generado en la situación normal, Caso 1)

La inyección de energía se hace hacia la Barra Guadalupe 220 kV con 215,8 MW con la finalidad de cubrir en parte con la demanda de la barra Trujillo 220 kV.

De no operar la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten se hubiese generado 881 MW desde la Barra de Huallanca 220 kV con pérdidas en la transmisión de 237,60 MW, lo que representa 21,41 %. Generándose 1 109,51 MW para cubrir 875 MW en AD-2 y AD-3 (ver Anexo 1)

4.2.3 Caso 3 Emergencia -Indisponibilidad de Central Hidroeléctrica Carhuaquero.

Se tiene indisponibilidad de Central Hidroeléctrica de Carhuaquero en la Barra Carhuaquero 220 kV. Entre en operación la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten con 215,9 MW, lo cual resulta más técnico que generar la falta de generación en la Barra de Huallanca 220 kV.

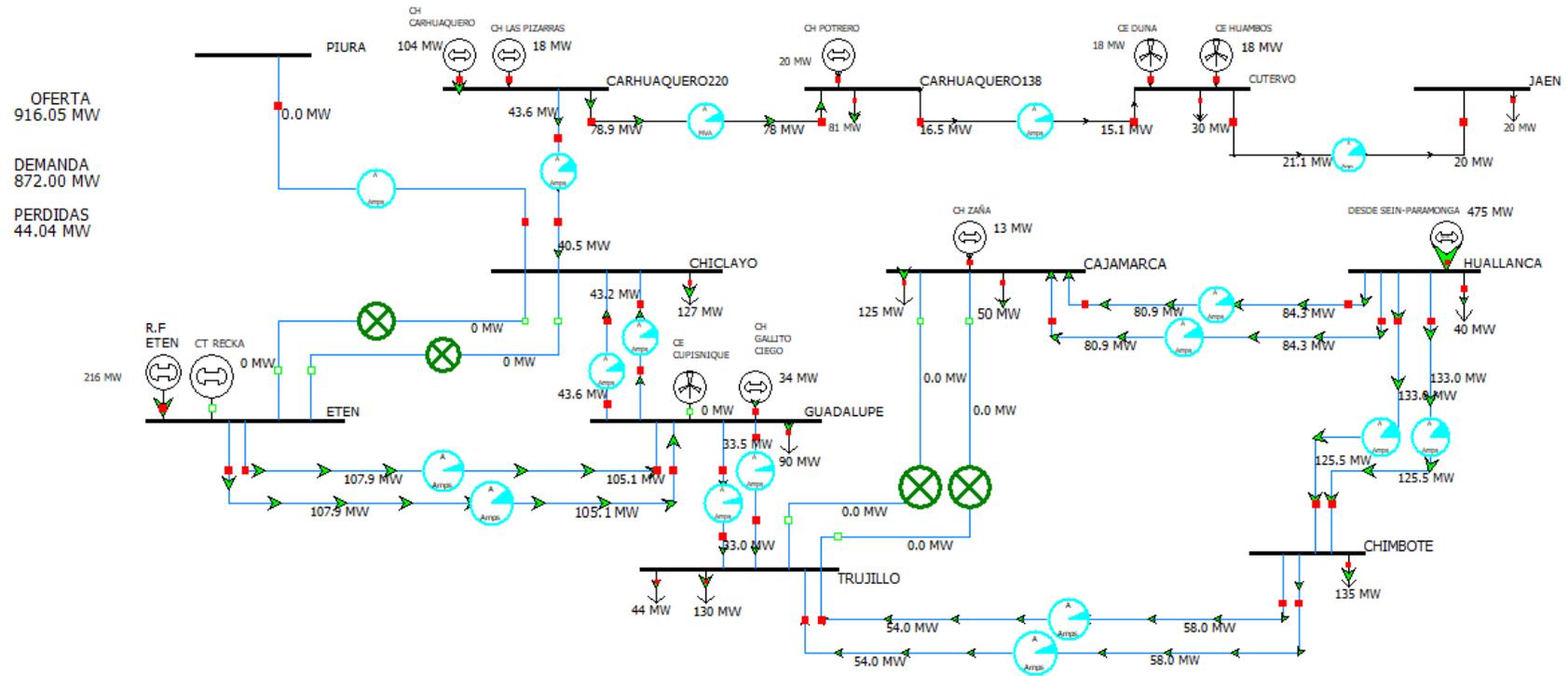
La oferta de generación es igual a 936,73 MW, con pérdidas iguales a 64,74 MW lo que representa un 6,91 % del porcentaje de perdidas en la red de transmisión para cubrir la demanda de 872 MW en AD-2 y AD-3. La Barra de Huallanca 220 kV contribuye con 519 MW (156 MW menos que lo generado en la situación normal, Caso 1)

La inyección de energía se hace hacia la Barra Guadalupe 220 kV con 215,9 MW con la finalidad de cubrir en parte con la demanda de la barra Trujillo 220 kV y la Barra Chiclayo 220 kV.

De no operar la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten el sistema hubiese colapsado tal como se observa en el Anexo 2, Con lo cual se concluye que la Central Hidroeléctrica Carhuaquero tienen una función importante en la confiabilidad de AD-2 principalmente, del mismo modo la presencia de la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten.

Figura 31

Caso emergencia con salida de servicio de central eólica Cupisnique ubicada entre AD-2 y AD-3



Nota. Elaboración propia

4.2.4 Caso 4 Emergencia -Indisponibilidad de Generación en Barra Carhuaquero 220 kV y 138 kV.

Se tiene indisponibilidad de la Central Hidroeléctrica de Carhuaquero, Central Hidroeléctrica Las Pizarras y Central Hidroeléctrica Potrero en las Barras Carhuaquero 220 y 138 kV. Entre en operación la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten con 215,9 MW, inyectando energía a las Barras de Chiclayo y Guadalupe. 220 kV.

La oferta de generación es igual a 950,28 MW, con pérdidas iguales a 78,28 MW lo que representa un 8,23 % del porcentaje de perdidas en la red de transmisión para cubrir la demanda de 872 MW en AD-2 y AD-3. La Barra de Huallanca 220 kV contribuye con 570 MW inyectando energía a las barras de Cajamarca y Trujillo 220 kV.

La inyección de energía se hace hacia la Barra Guadalupe y Chiclayo 220 kV con 215,9 MW.

4.2.5 Caso 5 Emergencia -aislamiento de la Barra Trujillo 220 kV desde AD-3.

Se tiene indisponibilidad de las redes desde Cajamarca-Trujillo y Chimbote-Trujillo.

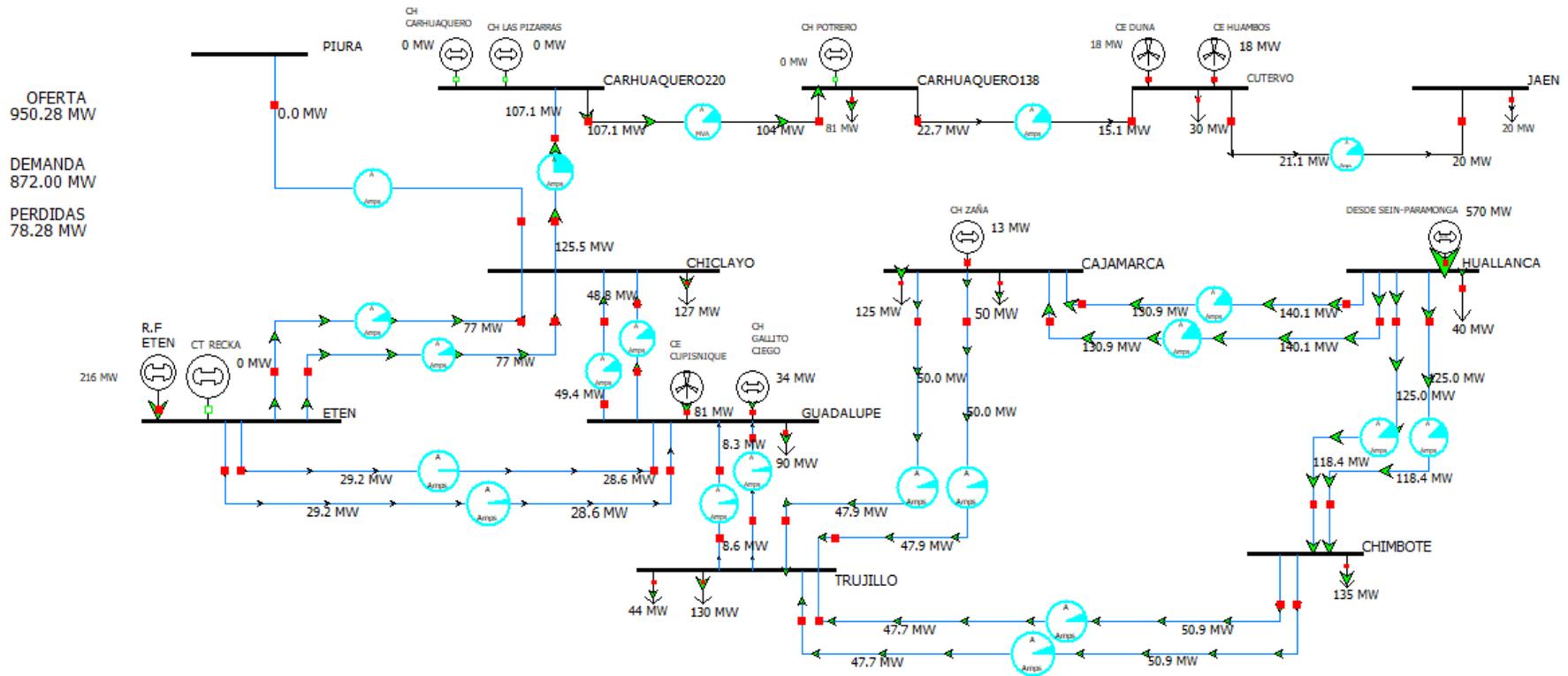
Todas las centrales de generación de AD-2 operativas, además de Central Termoeléctrica Reserva Fría Eten al 100 % y Central Termoeléctrica Recka generando 31 MW.

La oferta de generación es igual a 540,02 MW, con pérdidas iguales a 18,02 MW lo que representa un 3,33 % del porcentaje de perdidas en la red de transmisión para cubrir la demanda de 522 MW en AD-2 y AD-3.

Desde la barra de Eten se inyecta energía hacia la Barra de Guadalupe 220 kV y hacia la Barra Trujillo 220 kV.

Figura 33

Caso emergencia con salida de servicio de centrales hidroeléctricas ubicadas en SE Carhuaquero en AD-2



Nota. Elaboración propia

4.2.6 Caso 6 Emergencia -Indisponibilidad desde las Barras de Trujillo y Chimbote de AD-3.

Se tiene indisponibilidad de las redes de transmisión desde Barra Cajamarca a Barra Trujillo en 220 kV y Barra Huallanca a Barra Chimbote 220 kV. Entra en operación la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten con 215,9 MW y Central Termoeléctrica de Recka de 181,3 MW, inyectando energía a las Barras de Chiclayo y Guadalupe. 220 kV. Existe un flujo de energía proveniente desde la zona norte a través de la Barra de Piura 220 kV con un flujo de potencia igual a 4,2 MW, para poder dar estabilidad a la cobertura de la demanda la cual debe cubrir hasta la barra de Chimbote 220 kV.

La oferta generada es de 694,05 MW, con pérdidas iguales a 37,05 MW que representa 5,33 % del porcentaje de perdidas en la red de transmisión para cubrir la demanda de 657 MW en AD-2 y AD-3. La Operación de la Central Termoeléctrica de Reserva Fría se hace insuficiente para poder cubrir la condición de emergencia.

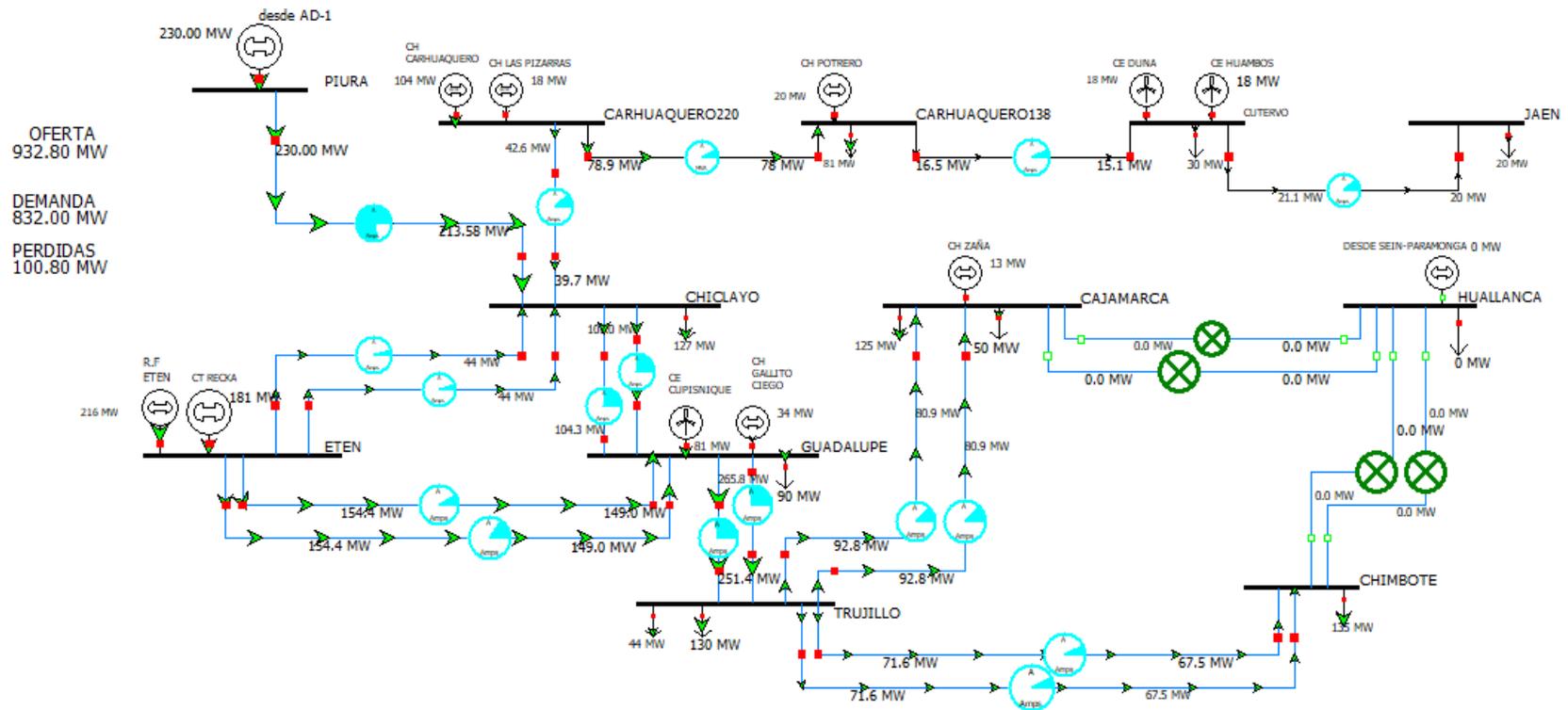
4.2.7 Caso 7 Emergencia -Indisponibilidad desde las Barras de Trujillo y Chimbote de AD-3.

Se tiene indisponibilidad de las redes de transmisión desde Barra Huallanca a Cajamarca en 220 kV y Barra Huallanca a Barra Chimbote 220 kV. Entra en operación la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten con 215,9 MW y Central Termoeléctrica de Recka de 181,3 MW, inyectando energía a las Barras de Chiclayo y Guadalupe. 220 kV. Existe un flujo de energía proveniente desde la zona norte a través de la Barra de Piura 220 kV con un flujo de potencia igual a 230 MW, con un porcentaje de saturación de la red de 78%, con lo cual se brinda estabilidad a la cobertura de la demanda la cual debe cubrir hasta la barra de Chimbote 220 kV.

La oferta de generación es igual a 932,80 MW, con pérdidas iguales a 100,80 MW que representa 10,80 % del porcentaje de perdidas en la red de transmisión para cubrir la demanda de 832 MW en AD-2 y AD-3. La Operación de la Central Termoeléctrica de Reserva Fría se hace insuficiente para poder cubrir la condición de emergencia.

Figura 36

Caso emergencia aislamiento de AD-2 y AD-3 de SE Huallanca



Nota. Elaboración propia

4.3 Alternativas de solución para evitar el estado de emergencia.

4.3.1 Alternativa 1 para Caso 6.

Se instala una red de transmisión desde Barra Cajamarca a Barra Chiclayo 220 kV. Con lo cual se corta el flujo de potencia desde Barra Piura AD-1 a AD-2.

Entra en operación la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten con 215,9 MW y Central Termoeléctrica de Recka de 181,3 MW, inyectando energía a las Barras de Chiclayo y Guadalupe. 220 kV. El flujo de potencia faltante proviene de la Barra Huallanca 220 kV con un total de 201 MW.

La oferta generada es de 915,37 MW, con pérdidas iguales a 43,37 MW que representa un 4,74 % del porcentaje de perdidas en la red de transmisión para cubrir la demanda de 872 MW en AD-2 y AD-3. La Operación de la Central Termoeléctrica de Reserva Fría se hace suficiente para poder cubrir la condición de emergencia.

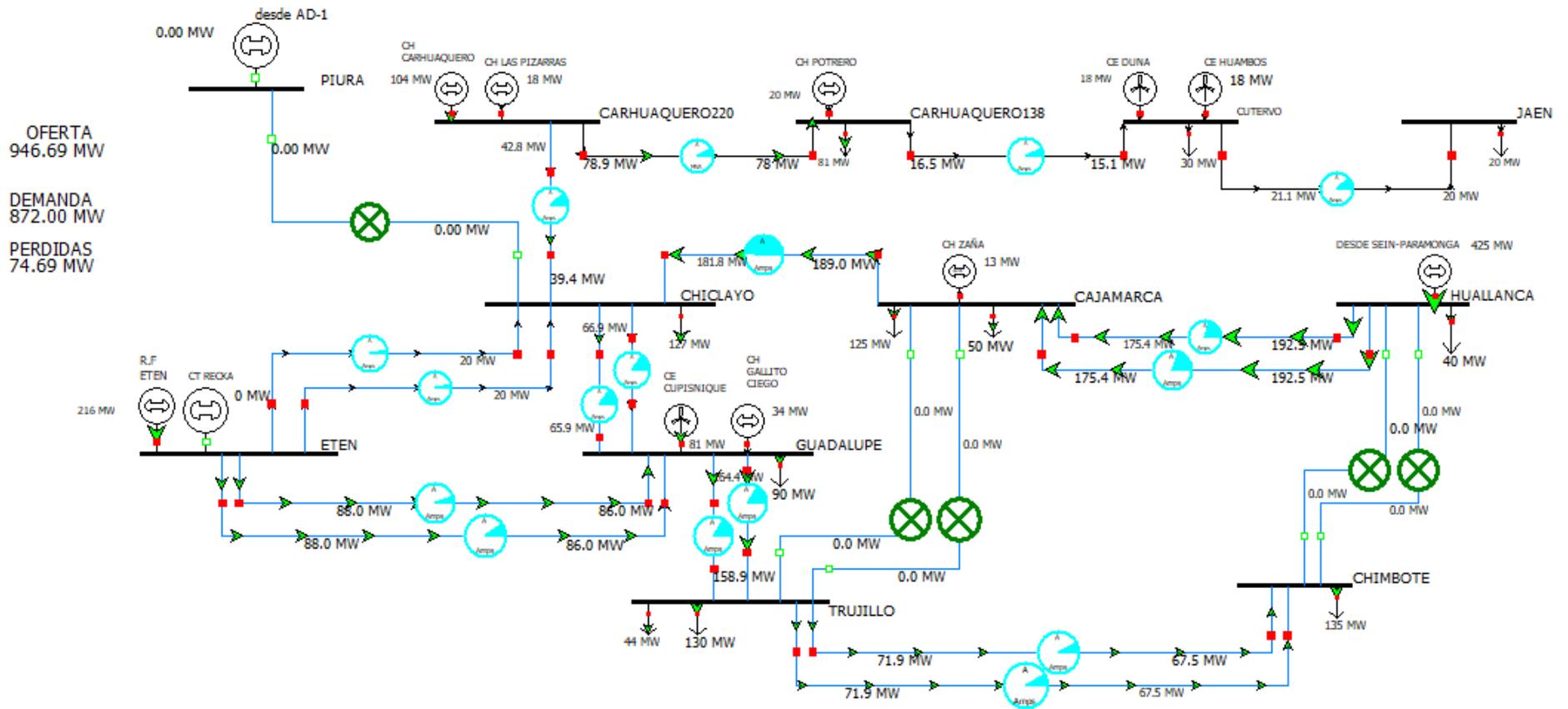
4.3.2 Alternativa 2 para Caso 6.

Se instala una red de transmisión desde Barra Cajamarca a Barra Chiclayo 220 kV. Con lo cual se corta el flujo de potencia desde Barra Piura AD-1 a AD-2.

Entra en operación la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten con 215,9 MW, inyectando energía a las Barras de Chiclayo y Guadalupe 220 kV. El flujo de potencia faltante proviene de la Barra Huallanca 220 kV con un total de 425 MW.

La oferta generada es igual a 946,69 MW, con pérdidas iguales a 74,09 MW que representa 7,82 % del porcentaje de perdidas en la red de transmisión para cubrir la demanda de 872 MW en AD-2 y AD-3. La Operación de la Central Termoeléctrica de Reserva Fría se hace suficiente para poder cubrir la condición de emergencia. La Central Termoeléctrica permanece en reserva.

Figura 38
 Alternativa 2-Caso 6



Nota. Elaboración propia

4.3.3 Alternativa 1 para Caso 7.

Se deberá tener una carga proveniente de la SE Paramonga equivalente a 395 MW en la SE Chimbote 220 kV. Con lo cual se corta el flujo de potencia desde Barra Piura AD-1 a AD-2.

Entra en operación la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten con 215,9 MW, inyectando energía a las Barras de Chiclayo y Guadalupe. 220 kV. No se cuenta con flujo de potencia proveniente de la Barra Huallanca 220 kV.

La oferta generada es de 916,99 MW, con pérdidas iguales a 84,88 MW que representa un 9,25 % del porcentaje de pérdidas en la red de transmisión para cubrir la demanda de 832 MW en AD-2 y AD-3. La Operación de la Central Termoeléctrica de Reserva Fría se hace suficiente para poder cubrir la condición de emergencia.

4.4 Discusión de Resultados.

- Según la tesis de Balarezo, García, Valente y Zambrano (2017), se considera que la estabilidad de un sistema eléctrico depende de la magnitud de la reserva de generación por tal motivo ante la presencia de contingencias se justifica la implementación de las centrales de Reserva Fría, principalmente de la Puerto Eten que es motivo de análisis de la investigación. Se coincide con la tesis anterior en el sentido de que la central de Reserva Fría cumple una función de cubrir la demanda en las AD-2 y AD-3 en situaciones de emergencia tal como se presentan los casos de indisponibilidad de la central eólica de Cupisnique, indisponibilidad de la generación en la barra de Carhuaquero 220 kV, indisponibilidad de las redes de transmisión comprendidas entre las Barras Cajamarca a Barra Trujillo y desde la Barra Chimbote a Barra Trujillo. En otros casos de indisponibilidad de redes opera en paralelo con la Central Termoeléctrica de Recka,

Tal como lo manifiesta la Consultora Deloitte & Touche (2015), se trata de remediar las posibles contingencias en el Sistema de Energía, con la instalación de centrales de reserva fría, las cuales en si representan un costo por su condición de espera la cual ha sido trasladada a los usuarios para ser pagado. Del mismo modo los costos de la central de Reserva Fría de Puerto Eten son de 319,09 U\$/MWh valor que se le asigna como cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro según lo dispuesto por el Procedimiento "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro" (en adelante "el Procedimiento"), aprobado según Resolución N° 651-2008-OS/CD, y modificado con Resolución N° 152-2012-OS/CD, con el objetivo de incluir en dicho cargo las unidades de generación de las centrales termoeléctricas de reserva Fría de Generación, con lo cual se justifica su presencia en el pool de generación y su costo el cual es muy superior al costo de la energía de generación que oscila en promedio 35-40 U\$/MWh.

Se concuerda con la tesis de Flórez (2008), quien manifiesta que la reserva rotante mantiene la cobertura de electricidad al momento de presentarse una contingencia, con lo cual deberá tener un alto indicador de disponibilidad y debe ser suficiente para garantizar una efectiva sustitución en la generación en el caso de presentarse una falla, del mismo modo esta la figura de la reserva fría ante la presencia de contingencias

mayores. Para nuestro caso la central termoeléctrica de reserva fría cubre la demanda en AD-2 y AD-3 en los 07 casos presentados, ya sea por indisponibilidad de una central con RER , o un grupo de centrales hidráulicas o cuando existe indisponibilidades de las redes de transmisión.

A diferencia de Garayar (2017), quien realizo una investigación sobre la central termoeléctrica de reserva fría de Ilo de 500 MW en diversas condiciones de emergencia en el Sistema Eléctrico Sur, obteniéndose un costo variable combustible de 278.76 U\$/MWh (con un costo unitario de hace 5 años del petróleo BD5); realizando un total de 12 escenarios de posibles condiciones de emergencia, así como Vega y Flores (2014) presentaron 10 escenarios de emergencia para la central de reserva fría de Talara de 200 MW con un costo variable combustible de 263.88 U\$/MWh , del mismo en el presente estudio se presentan 7 escenarios de emergencia en la cual la central termoeléctrica de reserva fría de Eten opera en paralelo con flujo proveniente de AD-1 en algún caso para hacer sostenible la demanda. El costo del petróleo genero un costo variable combustible de 319,09 U\$/MWh y además su sostenibilidad se basa en la capacidad de almacenamiento de 02 depósitos de petróleo BD5 que la dan una autonomía de hasta 262 horas operando a plena carga.

V. Conclusiones y Recomendaciones.

Conclusiones.

- Se determinaron los indicadores de generación de la central termoeléctrica de reserva fría de Eten con 215,9 MW, obteniéndose un Heat Rate de 0,241 kg/kWh , un costo variable de combustible de 215,09 U\$/MWh ;y un costo variable total de 319,09 U\$/MWh; del mismo modo tiene una autonomía de 262,3 horas operando al 100 % de carga y 317 horas operando al 80 % de carga.
- Se obtuvieron las contingencias a evaluar para las condiciones de emergencia de AD-2 y AD-3, que son las zonas de influencia de la central termoeléctrica de reserva fría de Eten, siendo: la indisponibilidad de la central eólica de Cupisnique en la Barra de Guadalupe, la indisponibilidad de las Centrales Hidroeléctricas Carhuaquero, Las Pizarras y Potrero, así como las indisponibilidades de las líneas de transmisión desde la Barra de Huallanca o desde la barra de Chimbote hasta la Barra de Trujillo.
- Se determinarán las condiciones normales de operación en que se encuentran operativas todas las Centrales Hidroeléctricas y RER de AD-2 y AD-3 sumando 982,05 MW con un porcentaje de pérdidas en la transmisión de 11,20% para cubrir una demanda de 872 MW. En condición normal de AD-2 y AD-3, la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten y Central Termoeléctrica Recka se encuentran en modo de espera o stand by.
- Para el caso de emergencia por indisponibilidad de la Central Hidroeléctrica de Carhuaquero, Central Hidroeléctrica Las Pizarras y Central Hidroeléctrica Potrero en las Barras Carhuaquero 220 y 138 kV, la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten con 215,9 MW, debe inyectar energía a las Barras de Chiclayo y Guadalupe. 220 kV. La oferta de generación es igual a 950,28 MW, 8,23 % del porcentaje de perdidas en la red de transmisión para cubrir la demanda de 872 MW en AD-2 y AD-3.
- Para el caso de emergencia con indisponibilidades de la red de transmisión como es en la Alternativa 1-caso 7, se tiene la indisponibilidad de las redes de transmisión desde

Barra Huallanca a Cajamarca en 220 kV y Barra Huallanca a Barra Chimbote 220 kV, entra en operación la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Eten con 215,9 MW y Central Termoeléctrica de Recka de 181,3 MW, y además se requiere un flujo de potencia de 230 MW proveniente desde la zona norte a través de la Barra de Piura 220 kV, para brindar estabilidad a la cobertura de la demanda la cual debe cubrir hasta la barra de Chimbote 220 kV. La oferta de generación es igual a 932,80 MW, con pérdidas de transmisión de 10,80 % para cubrir la demanda de 832 MW en AD-2 y AD-3.

Recomendaciones

- Se recomienda hacer un balance de flujo de potencia teniendo en cuenta las proyecciones de la demanda futura y proyectos de generación al corto y mediano plazo para verificar el cumplimiento contractual de la central de reserva fría de Eten para operar en condiciones de Emergencia en AD-2 y AD-3, las cuales son sus zonas de influencia.
- Está pendiente la capacidad de respuesta a la autonomía de la central de reserva fría de Eten la cual es de 262 horas operando a plena carga, la cual es función de la distancia de los puntos de suministro de combustible, en este caso el Puerto de Salaverry, y el número y capacidad de las cisternas de petróleo que deberían tenerse para aumentar las horas de confiabilidad de la operación de la central de reserva fría de Puerto Eten.
- Se encuentra por reforzar la red de transmisión de la zona de Cajamarca Norte, la cual es aún insuficiente la energía suministrada por las centrales Eólicas de Huambos y Duna, si es el caso que se requiere incrementar la frontera energética en esa zona fronteriza.

VI. Referencias bibliográficas.

- Aguilera, J. (2012). Fuentes de energía y Protocolo de Kioto en la evolución del sistema eléctrico español. Tesis Doctoral de Ingeniería. Universidad de Oviedo. España. [Consulta: 30 de junio del 2022]. Disponible en: <https://core.ac.uk/download/pdf/71840339.pdf>
- Aldana, Y. (2003). Restauración de sistemas eléctricos de potencia mediante algoritmos genéticos. Tesis para optar el grado de Maestro en Ingeniería Eléctrica. Instituto Politécnico Nacional de México. [Consulta: 13 de agosto del 2022]. Disponible en: <https://sepielectrica.esimez.ipn.mx/Tesis/2003/Restauracion%20De%20Sistemas%20Electricos%20De%20Potencia%20Utilizando%20Algoritmos%20Geneticos.pdf>
- Alarcón, D. (2021). Implementación de un sistema de monitoreo y control en tiempo real para el análisis predictivo de un sistema eléctrica de potencia con generación distribuida. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía. Universidad de Ingeniería y Tecnología UTEC. Perú. [Consulta: 11 de octubre del 2022]. Disponible en: https://repositorio.utec.edu.pe/bitstream/20.500.12815/251/1/Alarcon%20Monteza_Tesis.pdf
- Álvarez, G. (2019). Modelo de optimización de sistemas interconectados de generación de energía eléctrica, método de transporte. Tesis de Doctorado en Ingeniería Industria. Universidad Técnica de Santa Fe. Argentina. [Consulta: 11 de mayo del 2022]. Disponible en: <https://ria.utn.edu.ar/bitstream/handle/20.500.12272/4350/Modelado%20y%20optimizaci%C3%B3n%20de%20sistemas.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Balarezo, García, Valente y Zambrano (2017), Planeamiento estratégico del sector de generación de energía eléctrica del Perú, tesis para optar el grado de Administración de Negocios Globales en la Pontificia Universidad católica del Perú. [Consulta: 10 de octubre del 2022]. Disponible en: <https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/7770>

Barrionuevo, J. (2016). Criterios para determinar el grado de penetración de energía eólica a los sistemas interconectados. Tesis de Maestría en Regulación de la energía. Universidad de Buenos Aires. Argentina. [Consulta: 11 de diciembre del 2021]. Disponible en: <https://www.ceare.org/tesis/2018/tes21.pdf>

BN Américas (2020). Planta de Reserva Fría de Generación de Eten S.A (Planta de Reserva Fría de Generación de Eten). Perú. [Consulta: 29 de agosto del 2022]. Disponible en: <https://www.bnamericas.com/es/perfil-empresa/planta-de-reserva-fria-de-generacion-de-eten-sa-planta-de-reserva-fria-de-generacion-de-eten>

Cenergia (2019). Estudio de determinación de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades de generación de la central térmica de reserva fría de generación Eten. Elaborado para la Empresa Cobra Perú. [Consulta: 12 de octubre del 2022]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Estudios/PotenciaEfectiva>

Cenergia (2019). Estudio de determinación de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades de generación de la central térmica Recka. Elaborado para la Empresa Sociedad Minera Cerro Verde S.A. Perú. [Consulta: 12 de marzo del 2022]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Estudios/PotenciaEfectiva>

Cenergia (2017). Estudio de determinación de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades de generación de la central hidroeléctrica Gallito Ciego. Elaborado para la Empresa Statkraft. Perú. [Consulta: 1 de abril del 2022]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Estudios/PotenciaEfectiva>

Cenergia (2016). Estudio de determinación de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades de generación de la central hidroeléctrica Carhuaquero y Carhuaquero IV. Elaborado para la Empresa Orazul Energy. Perú. [Consulta: 18

de marzo del 2022]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Estudios/PotenciaEfectiva>

Cenergia (2016). Estudio de determinación de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades de generación de la central hidroeléctrica Zaña. Elaborado para la Empresa Electro Zaña S.A.C. Perú. [Consulta: 18 de noviembre del 2022]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Estudios/Potencia Efectiva>

COES (2018). Procedimiento N° 42. Régimen aplicable a las centrales de reserva fría de generación. COES-SINAC. Perú. [Consulta: 2 de junio del 2022]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>

Deloitte & Touche Perú (2015), en su informe Reforzamiento de la Implementación de la Planificación de la Generación Eléctrica, referido Estudio de Capacidad de Generación para el Ministerio de Economía y Finanzas del Perú. [Consulta: 17 de noviembre del 2022]. Disponible en: <https://www.mef.gob.pe/prosemer/web/estudio/regulaci%C3%B3n-para-reforzar-la-planificaci%C3%B3n-de-la-generaci%C3%B3n-el%C3%A9ctrica/21>

Echegaray, E. (2022). Política y seguridad energética del Perú período 1970-2020. Tesis de Maestría en el Centro de Altos Estudios Nacionales CAEN. Perú. [Consulta: 30 de marzo del 2022]. Disponible en: <https://renati.sunedu.gob.pe/bitstream/sunedu/3082728/1/TESIS%20DE%20GRADO%20Cor%20Echegaray%20.pdf>

Espinosa y Martínez (2010). Asignación de centrales termoeléctricas por lista de prioridades para completar la reserva. Tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico en Instituto Superior Tecnológico de México. [Consulta: 30 de enero del 2022].

- Espinoza, N. y Beltrán, J. (2016). Mejoramiento del sistema eléctrico de la ciudad de Puerto Maldonado en media tensión. Tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico. Universidad San Antonio de Abad. Perú. [Consulta: 11 de junio del 2022]. Disponible en: https://repositorio.unsaac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12918/2240/253T20160065_TC.pdf?sequence=3&isAllowed=y
- Fhon, J. (2019). Simulación del sistema eléctrico de potencia en 138 kV Chimbote Uno – Casma aplicando el programa Psat Matlab. Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico Eléctrico. Universidad Santo Toribio de Mogrovejo. Perú. [Consulta: 10 de mayo del 2022]. Disponible en: <https://tesis.usat.edu.pe/handle/20.500.12423/2099>
- Flores y Vega (2014), Análisis de la cobertura de la demanda de energía en condiciones de emergencia de la zona norte Piura-Tumbes mediante la central de reserva fría de Talara de 200 MW, tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa. [Consulta: 10 de mayo del 2022]. Disponible en: <http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/1926>
- Flórez (2008), Calculo de la reserva rodante en el despacho programado tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Tecnológica de Pereira en Colombia. [Consulta: 18 de marzo del 2022]. Disponible en: <https://core.ac.uk/download/pdf/71396055.pdf>
- Flores, O. y Pérez, D. (2018). Influencia de la conversión a ciclo combinado en la potencia efectiva de la central termoeléctrica de reserva fría de Ilo – Moquegua. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía. Universidad Nacional del Santa. Perú. [Consulta: 18 de marzo del 2022]. Disponible en: <http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/3271>
- Garayar (2017). Comportamiento de la central de reserva fría de Ilo para la cobertura de la demanda de energía en condiciones de emergencia, tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa. [Consulta:

13 de junio del 2022]. Disponible en:
<http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/3232>

García, D. (2016). La transición energética de Alemania y su impacto en la Unión Europea: implicaciones para la seguridad energética del proceso de descarbonización económica. Cuaderno de Investigación Universidad Complutense de Madrid. ISSN 2530-3570. [Consulta: 18 de mayo del 2022]. Disponible en: https://eprints.ucm.es/id/eprint/51263/1/21-2016-12-21-CI10_W_Daniel%20Garcia.pdf

Guevara. (2020). Centrales Termoeléctricas. Modulo I. Universidad Nacional del Santa. Perú. 85 p. [Consulta: 17 de agosto del 2022]. Disponible en: <https://www.studocu.com/pe/document/universidad-nacional-del-santa/metodologia-de-la-investigacion/modulo-i-unidad-ct-2020/10461617>

Gobierno de España (2020) Seguridad Energética. España. [Consulta: 17 de agosto del 2022]. Disponible en: <https://www.dsn.gob.es/es/sistema-seguridad-nacional/qu%C3%A9-es-seguridad-nacional/%C3%A1mbitos-seguridad-nacional/seguridad-energ%C3%A9tica>

Grupo Cobra. (2021) Central de Ciclo Abierto Eten Perú. Oficina de Imagen Corporativa de Grupo Cobra. [Consulta: 3 de setiembre del 2022]. Disponible en: <https://www.grupocobra.com/proyecto/central-de-ciclo-abierto-de-eten/>

Hamek (2014) Estudio de determinación de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades de generación de la central hidroeléctrica Las Pizarras. Elaborado para la Empresa Eléctrica Rio Doble S.A. Perú. [Consulta: 23 de enero del 2022]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Estudios/PotenciaEfectiva>

Mendoza (2012), Esquema de una reserva rodante con generación eólica. Tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico en Universidad de los Andes de Colombia. [Consulta: 18 de marzo del 2022]. Disponible en: <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/24891/u619098.pdf?sequence=1>

Osinermin (2012). Informe N° 0174-2012-GART. Compensación Adicional por Seguridad de Suministro. Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. Perú. [Consulta: 15 de junio del 2022]. Disponible en: <https://www.osinermin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2012/Informe-No.0174-2012-GART.pdf>

Osinermin (2021). Anuario 2020. Diagrama Unifilares de los SSDD del Perú. Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. Perú. [Consulta: 15 de junio del 2022]. Disponible en: <https://www.osinermin.gob.pe/seccion/institucional/regulación-tarifaria/publicaciones/regulación-tarifaria>

Osinermin (2022). Informe N° 0188-2022-GART. Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. Perú. [Consulta: 15 de agosto del 2022]. Disponible en: <https://www2.osinermin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/Tarifas-BarraFPB-2022-2023/06Publicacion-%20Proyecto/6.1Informes/6.1.1.InformeTecnicoN188-2022-GRT.pdf>

Osinermin, (2021). Central termoeléctrica planta Eten - reserva fría. Osinermin. Perú. [Consulta: 22 de octubre de 2022]. Disponible en: https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS%20GFE/Acorde%C3%B3n/Generaci%C3%B3n/1.4.10.pdf

Osinermin, (2021). Central termoeléctrica Recka. Osinermin. Perú. [Consulta: 29 de junio de 2022]. Disponible en: https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Docu

mentos/PROYECTOS%20GFE/Acorde%C3%B3n/Generaci%C3%B3n/1.4.11.pdf

Osinergmin, (2021). Central eólica Cupisnique. Osinergmin. Perú. [Consulta: 05 de marzo del 2022]. Disponible en: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS%20GFE/Acorde%C3%B3n/Generaci%C3%B3n/1.7.2.pdf

Palomino y Pumay. (2014). Estudio de la proyección de la reserva de generación de energía eléctrica para una confiabilidad del sistema eléctrico interconectado del Perú. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía. Universidad Nacional del Santa. Perú. [Consulta: 05 de marzo del 2022]. Disponible en: <http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/1936>

Percebois, J. (2006). Dependencia y vulnerabilidad; dos formas relacionadas pero diferentes de abordar los riesgos energéticos. CREDEN, Universidad de Montpellier, Francia. [Consulta: 08 de marzo del 2022]. Disponible en: <https://ideas.repec.org/p/mop/credwp/06.03.64.html>

Rodríguez, V. (2018). Seguridad energética. Análisis y evaluación del caso de México. Informe elaborado por SEDE SUBREGIONAL DE LA CEPAL EN MÉXICO. ISSN 1680-8800. [Consulta: 29 de julio del 2022]. Disponible en: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/44366/1/S1801208_es.pdf

Sánchez, C. (2017). Estudio de estabilidad de sistemas eléctricos de potencias en operación dinámica en periodos largos. Tesis de Maestro en Ingeniería Eléctrica. Instituto Politécnico Nacional de México. [Consulta: 20 de enero del 2022]. Disponible en: https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/tesis_CASR

Sánchez, D. (2018). Metodología de Cálculo de las Curvas de Demanda de Reserva para el Mercado Eléctrico Mexicano tesis para optar el Grado de Maestro en

Ingeniería Energética en el Instituto Superior Tecnológico de Monterrey en México. [Consulta: 3 de marzo del 2022]. Disponible en: <https://repositorio.tec.mx/ortec/bitstream/handle/11285/630214/Tesis%20David%20S%C3%A1nchez%20Mel%C3%A9ndez.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Sánchez, F. y Triveño, J. (2012), Propuesta de método para determinar la reserva rotante de energía en el SEIN. Tesis para optar el título de Ingeniero Electricista. Universidad San Antonio de Abad de Cuzco. Perú. [Consulta: 17 de marzo del 2022]. Disponible en: <https://repositorio.unsaac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12918/874/253T20120069.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Schneiderbauer, S. y Ehrlich, D. (2004). Riesgo, peligro y vulnerabilidad de las personas a los peligros naturales: una revisión de definiciones, conceptos y datos. Informe número: EUR 21410 ES. Afiliación: Centro Conjunto de Investigación, Comisión Europea. [Consulta: 22 de marzo del 2022]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/268149143_Risk_Hazard_and_People's_Vulnerability_to_Natural_Hazards_a_Review_of_Definitions_Concepts_and_Data

Solorzano y Ledesma. (2019). Dinámica del comportamiento de la oferta de generación y su efecto en la reserva de energía en el Perú. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía. Universidad Nacional del Santa. Perú. [Consulta: 11 de enero del 2022]. Disponible en: <http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/3448>

Statkraft Perú (2022). Central Hidroeléctrica Gallito Ciego. Página web de Statkraft Perú. [Consulta: 29 de marzo del 2022]. Disponible en: <https://www.statkraft.com.pe/nuestra-energia/nuestras-centrales/central-hidroelectrica-gallito-ciego/>

Tamayo, Quintanilla, Zurita, Chávez y Marino. (2017) Análisis sobre seguridad energética: el caso peruano reporte especial de análisis económico N° 004-2017-GPAE/OS abril 2017. Osinergmin. Perú. [Consulta: 22 de agosto del 2022]. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1400511/Reporte%20Especial%20de%20An%C3%A1lisis%20Econ%C3%B3mico%20N%C2%BA%20004-2017.pdf>

Ticona, A. (2018). ANALISIS DE EXCEDENTES PARA EXPORTACION DE ELECTRICIDAD. Tesis para maestría en Gestión estratégica de la energía. Universidad Andina Simón Bolívar de Bolivia. [Consulta: 10 de marzo del 2022]. Disponible en: <http://repositorio.uasb.edu.bo:8080/bitstream/54000/506/2/TE-230.pdf>

Anexos

Índice de Anexos

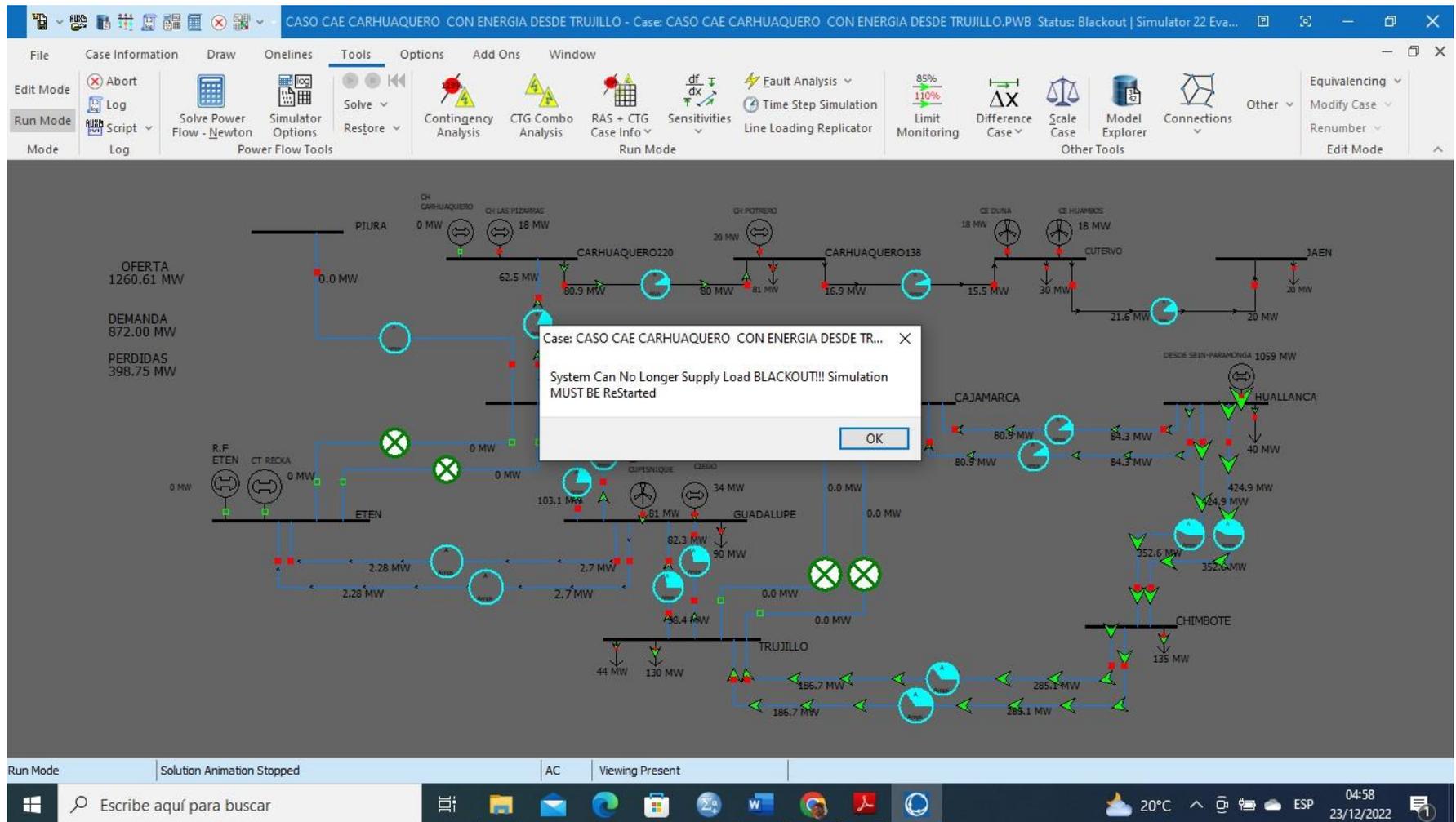
Anexo 1 Caso 2 Emergencia -Indisponibilidad de Central Eólica de Cupisnique sin ingreso de central de reserva fría de Eten.

Anexo 2 Entorno de Caso 3 Emergencia -Indisponibilidad de Central Hidroeléctrica Carhuaquero sin ingreso de central de reserva fría de Eten.

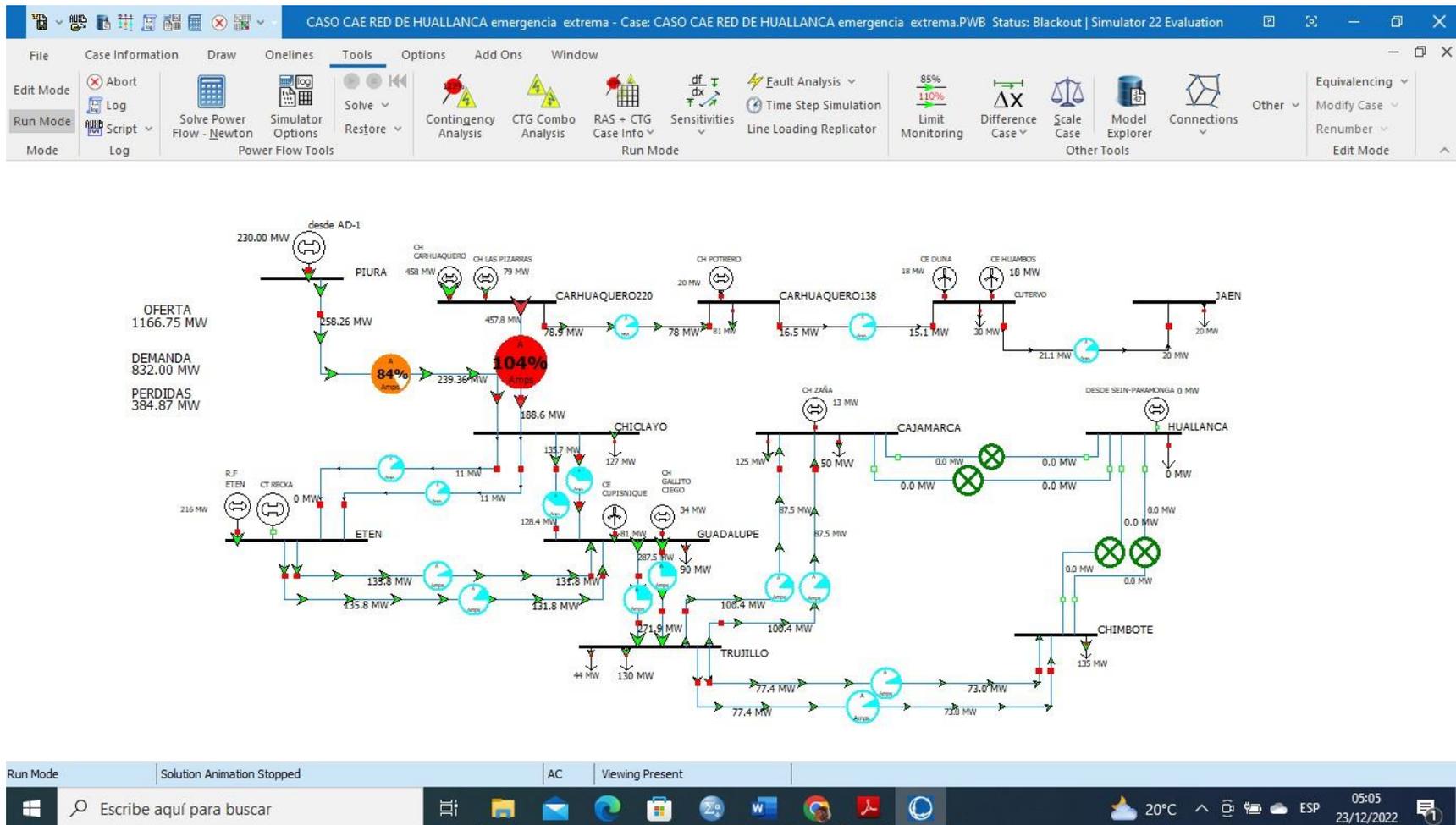
Anexo 3 Entorno Caso 7 emergencia aislamiento de AD-2 y AD-3 de SE Huallanca, sin operación de la Central Térmica de Recka.

Anexo 4 Determinación del CUCSS

Anexo 5 Centrales de Reserva fría del Perú.



Anexo 2 Entorno de Caso 3 Emergencia -Indisponibilidad de Central Hidroeléctrica Carhuaquero sin ingreso de central de reserva fría de Eten.



Anexo 3 Entorno Caso 7 emergencia aislamiento de AD-2 y AD-3 de SE Huallanca, sin operación de la Central Térmica de Recka.

Anexo O: Determinación del CUCSS

O.1 Aplicación del Procedimiento

En el presente anexo se describe el cálculo del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro conforme a la aplicación del Procedimiento "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro" (en adelante "el Procedimiento"), aprobado mediante Resolución N° 651-2008-OS/CD, y modificado con Resolución N° 152-2012-OS/CD, con la finalidad de incluir en dicho cargo las unidades de generación de las centrales termoelectricas calificadas como Reserva Fria de Generación (en adelante "RF"), cuya concesión resultó de procesos de licitación realizados por PROINVERSION, en cumplimiento del Decreto Supremo N° 001-2010-EM.

Conforme a lo dispuesto en el Procedimiento, se procedió a determinar el CCUPE³⁴ de acuerdo con lo que establece el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia" aprobado mediante Resolución N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias, considerando dos escenarios: el primero, con la Unidad de Punta operando sólo con gas natural; y el segundo, con la Unidad de Punta operando con gas natural y diésel 2 (70% y 30% del tiempo, respectivamente).

Para la determinación de los costos de inversión en el caso de operación con gas natural y diésel 2 (operación dual), se incluyen los costos adicionales respecto del caso de operación sólo con gas natural:

- i) Instalaciones para garantizar el suministro del diésel 2 vía camiones cisterna: recepción y transferencia desde sistema de transporte del diésel 2; almacenamiento para una autonomía de 15 días y costo de mantener este stock; transferencia hacia sistema de limpieza y purificación del combustible líquido; tratamiento y separación de agua y partículas de sólidos del petróleo; almacenamiento de petróleo limpio con capacidad de almacenamiento de un día de operación; alimentación a turbinas; tuberías y válvulas de conexión.
- ii) Instalaciones para operar las turbinas con gas natural o diésel 2: cambio en el quemador existente en la turbina por un quemador de tecnología DLN³⁵; tuberías, válvulas, instrumentos y conexiones para la inyección regulada de combustible líquido; tuberías, válvulas, instrumentos y conexiones para la inyección regulada de agua desmineralizada.
- iii) Instalaciones auxiliares: tanque, válvulas y conexiones para suministro de agua desmineralizada para inyección en quemador; planta desmineralizadora; reservorio de almacenamiento de agua cruda; estructuras y equipos para captación y transporte de agua cruda; reservorio para almacenamiento de lodos provenientes de limpieza del diésel 2, borras descargadas de tanques de almacenamiento y efluentes de rechazo de planta desmineralizadora, facilidades para transferencia a camiones cisterna que transportarán estos residuos a un relleno seguro.

Por otro lado, para la determinación de la potencia efectiva de la unidad se considera un factor de corrección por tipo de combustible (FCTC) equivalente a 0,9941 para el caso dual y para el caso de operación sólo con gas natural un FCTC igual a 1,000, manteniendo el resto de los factores de corrección

³⁴ Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar.

³⁵ Sistemas a base de cámaras de combustión en seco o DLN (Dry Low NO)

previstos en el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia".

Finalmente, y conforme a lo establecido en el Procedimiento, para la determinación de los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM) se utilizó un factor de operación en carga base "a" de la fórmula para la determinación de las horas de operación equivalentes (EOH) igual a 1,09 para el caso de la operación dual; en tanto, un factor "a" igual a 1,00 para el caso de la operación sólo con gas natural.

Con el cálculo del CCUPE se determina el Costo Unitario Eficiente por Dualidad que resulta del producto del Tipo de Cambio, el factor 0,0791 y la diferencia de los CCUPE. El Cuadro O.1 resume los resultados obtenidos.

Cuadro O.1
CCUPE y Costo Unitario Eficiente por Dualidad

Unidad de Referencia operando con	Pot. Efectiva MW	Anualidad miles USD	CFOyM miles US\$	CCUPS US\$/kW-año
Gas Natural	180,71	8 003,53	1 887,91	54,74
Gas Natural (70%) y Diesel 2 (30%)	179,65	9 404,65	1 923,59	63,06
Costo Unitario Eficiente por Dualidad	2,44	\$/kW-mes		
Cargo unitario por MW dual	0,000355	\$/kW-mes		

O.2 Costos de inversión adicionales

La presente sección contiene el detalle de la determinación de los costos de inversión adicionales a los considerados en el caso de la Unidad Dual de Referencia operando sólo con gas natural a que se refiere el numeral 5.2 del Procedimiento.

Cabe señalar que los costos adicionales por operar alternativamente con combustible diésel 2 dependen de la eficiencia (rendimiento) de la central puesto que, como se desarrolla más adelante, el dimensionamiento de ciertos elementos depende de la cantidad de combustible requerido, el cual tiene una relación directa con el rendimiento (a mayor rendimiento menor consumo de combustible y viceversa). En este sentido, corresponde aplicar lo dispuesto en el segundo párrafo del Artículo 6° del Decreto Legislativo N° 1041 (DL 1041), en cuanto a que debe considerarse los costos de inversión de una turbina a gas de alto rendimiento, la cual sobre la base de la información contenida en la publicación especializada Gas Turbine World Handbook para turbinas industriales implica una eficiencia de aproximadamente 39% en condiciones ISO, lo que equivale utilizando los factores de corrección contenidos en el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia a una eficiencia de 36%⁴⁸ en sitio. Esta eficiencia es la que por tanto se toma en cuenta para la determinación de la inversión en la central térmica de alto rendimiento a que se refiere el DL 1041 y por tanto el valor del Costo Unitario Eficiente por Dualidad que permite recuperar estas inversiones.

O.2.1 Instalaciones para garantizar el suministro de petróleo diésel 2

a) Instalaciones de base

⁴⁸ Considerando los factores de corrección "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia" (0,9804 por factor de corrección por combustible diésel 2; 0,9876 por factor de corrección al sistema de transmisión; y 0,9815 por factor de corrección por condiciones de sitio) se tiene 39% * 0,9804 * 0,9876 * 0,9815.

Las instalaciones consideradas de base para el suministro de combustible a una central térmica con capacidad de operación dual son las que sirven para el abastecimiento de gas natural, en la capacidad requerida para la unidad turbogas de referencia.

Las premisas que se han considerado para la definición de las instalaciones de referencia para el suministro de gas natural son las siguientes:

- Las instalaciones de alta presión corresponden al concesionario de transporte y al concesionario de distribución de gas natural y, por tanto, no comprenden a la central térmica ni a las inversiones en ductos de uso propio.
- Las instalaciones para el suministro de gas natural a la central térmica inician en una estación de regulación y medición, situada dentro del terreno de la central, con una presión en el lado de alta presión de máximo 50 bar y mínimo 30 bar.
- En correspondencia a lo anterior la estación de regulación y medición, se considera que no estará equipada con equipos calentadores del gas natural, para evitar el congelamiento al pasar por las válvulas reguladoras de presión. Igualmente se considera que no será necesario compresores.
- En la estación de regulación y medición, se consideran dos trenes de válvulas y equipos, para facilitar las labores de mantenimiento. Para esta estación se requieren obras civiles, instalaciones mecánicas y tuberías, así como instalaciones eléctricas e instrumentación.
- Se incluye una tubería de alimentación en baja presión, desde la estación de regulación y medición a la unidad turbogas, parcialmente con un tramo enterrado y un tramo superficial.

b) Instalaciones adicionales

Son fundamentalmente las necesarias para garantizar el suministro del diésel 2 en la capacidad requerida para la unidad turbogas de referencia.

Las premisas que se han considerado para la definición de las instalaciones para el suministro del diésel 2, son las siguientes:

- Estación de descarga desde camiones cisterna, lo que comprende plataforma de maniobra de camiones, conexiones especiales para control de derrames, bombas de transferencia e instalaciones eléctricas.
- Tanques de almacenamiento del diésel 2 para una autonomía de 15 días, lo que comprende tanques construidos con planchas y perfiles de acero de calidad estructural bajo normas API y de acuerdo con la reglamentación vigente en el país, así como obras civiles incluyendo muros perimétricos para control de derrames.
- Planta de tratamiento y limpieza del diésel 2, lo que comprende obras civiles, equipamiento mecánico, instalaciones eléctricas e instrumentación.
- Tanque de almacenamiento del diésel 2 limpio, con capacidad de almacenamiento para un día.
- Bombas de transferencia del diésel 2, entre tanques y de tanque diario a la unidad turbogas y sistema de tuberías.

- Sistema contra incendio en el área de tanques, que comprende equipos y tuberías para aplicación de sistema de espuma y sistema de rociadores de agua para enfriamiento de superficies de tanques.

O.2.2 Instalaciones para operar las turbinas con gas natural o diésel 2

Comprende el equipamiento necesario para la operación de la unidad turbogas, con capacidad de cambiar el combustible y poder emplear gas natural o diésel 2.

Las premisas que se han considerado para la definición de las instalaciones para el suministro dual de combustibles a la unidad turbogas, son las siguientes:

- Se considera el empleo de quemadores de tecnología DLN, con las características constructivas para operación dual.
- En la modalidad de operación con diésel 2, se requerirá conexiones para inyección de agua para el control de emisiones de NOx.
- Se incluye además del quemador, tuberías, válvulas e instrumentación para la capacidad de inyección regulada de ambos tipos de combustibles.

De acuerdo con la publicación especializada internacional Gas Turbine World Handbook, para los grupos turbogeneradores equipados para una operación en alternativa dual con petróleo y gas, los precios de los suministros son mayores en aproximadamente 10% respecto a un equipamiento estándar para operación con un solo combustible.

O.2.3 Instalaciones auxiliares

a) Suministro de agua desmineralizada para limpieza del diésel 2

Para el proceso de limpieza del diésel 2 en las unidades centrifugas, se considera la necesidad de agua desmineralizada, a razón de 5% del flujo de combustible líquido tratado.

A partir del caudal determinado se establecen los requerimientos de agua por día de operación. Esta información permite establecer el volumen del tanque de almacenamiento de agua desmineralizada para el abastecimiento de un día.

Complementariamente, se considera infraestructura de bombas de inyección, válvulas, tuberías y conexiones.

b) Suministro de agua desmineralizada para inyección en quemador

Con la finalidad de atenuar las emisiones de NOx en el proceso de combustión con diésel 2 mediante quemadores de tecnología DLN, se considera la necesidad de inyectar agua desmineralizada a razón de 50% del flujo de combustible. Igual que en el caso anterior, el conocimiento de este flujo permite dimensionar el tanque de almacenamiento de agua desmineralizada para un día, el cual puede ser construido de fibra de vidrio o de acero con revestimiento interior.

Complementariamente, también se considera infraestructura de bombas de inyección, válvulas, tuberías y conexiones.

c) Planta para desmineralizar agua

Para poder obtener agua desmineralizada se requiere de una planta de tratamiento de agua DEMIN. Para ello se considera la tecnología de Osmosis Inversa, la cual deberá producir lo suficiente para obtener los

requerimientos diarios para la limpieza del combustible líquido y para la inyección al quemador, considerando una operación sólo en horas punta.

d) Abastecimiento de agua cruda

Adicionalmente a las instalaciones correspondientes a la planta DEMIN, se considera tuberías, válvulas y conexiones para el abastecimiento de agua cruda. Las premisas son las siguientes:

- La fuente de agua cruda que alimenta la planta de desmineralización considerada es vía algún proveedor mediante camiones cisterna.
- Se considera una cisterna fija la descarga desde los camiones.
- Bombas de transferencia de agua cruda
- Tanque de almacenamiento construido de acero con una capacidad de 720 m³.
- Se considera obras civiles, obras mecánicas, tuberías, instalaciones eléctricas e instrumentación.

e) Instalaciones para manejo de efluentes

Se producirán los siguientes residuos:

- Borrás en los tanques de almacenamiento de petróleo.
- Lodos provenientes de la planta de tratamiento y limpieza de petróleo diésel 2.
- Aguas de rechazo de la planta desmineralizadora.

Se considera un reservorio de almacenamiento de efluentes, conexiones para la descarga a camiones cisterna y plataforma de maniobra de los camiones.

O.3 Cargo para Unidades Duales de Generación que no integran una Planta de Reserva Fría

Conforme establece el procedimiento, para las unidades duales que no integran una central térmica de Reserva Fría (RF), el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) se obtiene como el producto de las unidades calificadas como duales al 31 de marzo de 2022 y el Costo Unitario Eficiente por Dualidad dividido entre la demanda utilizada para el cálculo del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. En este caso, al contarse con las unidades de generación termoeléctrica de las centrales de Ventanilla, Santa Rosa, Fénix y Óquendo⁴⁷ (que suponen una potencia calificada como dual de 881,858 MW⁴⁸) resulta que el CUCSS para las unidades que no son RF es igual a 0,313 \$/ kW-mes.

O.3.1 Fórmula de actualización

De acuerdo con el Procedimiento, el CUCSS para las unidades que no son RF se actualizará durante la vigencia de la Resolución de Precios en Barra cuando:

⁴⁷ Calificadas como duales mediante Resoluciones N° 2051-2009-OS/GRF, N° 3-2014-OS/GRF, N° 3-2016-OS/OSB/G y N° 1-2017-OS/OSB/G (para las unidades TG3 y TG4 de la Central Térmica Ventanilla, la unidad TG7 de la Central Térmica Santa Rosa, las unidades TG11 y TG12 de la Central Térmica Fénix y la unidad TG1 de la Central Térmica Óquendo).

⁴⁸ Según las potencias efectivas con diésel 2 publicadas en el Sistema de Información del COES (SCOES).

- i) Se actualicen los Precios en Barra a nivel generación, en este caso se aplicará el FAPPM⁶⁹, o
- ii) En los casos en que varíen las Unidades Duales reconocidas, en este caso se aplicará un factor que refleje la variación del total de la potencia efectiva de las Unidades Duales.

Para reflejar lo anterior se utilizará la siguiente expresión:

$$CUCSS_{REF} = CUCSS0_{REF} \times FAPPM \times DP/DP_0$$

Donde:

$CUCSS_{REF}$: Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro para las unidades que no son RF.

$CUCSS0_{REF}$: 0,313 \$/ kW-mes

FAPPM : Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta

DP : Potencia efectiva del total de las Unidades Duales al último día útil del mes previo, en MW, de acuerdo con lo publicado en el Sistema de Información del COES.

DP₀ : 881,858 MW, de acuerdo con las potencias efectivas de las unidades TG3 y TG4 de la Central de Ventanilla, la unidad UT5 y TG7 de la Central Santa Rosa, las unidades TG11 y TG12 de la Central Térmica Fénix y la unidad TG1 de la Central Térmica Oquendo, las cuales son las únicas unidades calificadas como duales por la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin al 31 de marzo de 2022. Conforme a la información tomada del Sistema de Información del COES (SICOES) a través de su página <http://sicoes.coes.org.pe/apppublico/FichaTecnica/FichaTecnica>

0.4 Cargo para cada Planta de Reserva Fría

En el artículo 6 del DL-1041, se establece que Osinergmin regulará el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible, denominándose a esto "Compensación por Seguridad de Suministro".

Posteriormente, el MINEM incorporó disposiciones reglamentarias mediante el Decreto Supremo N° 001-2010-EM (en adelante "DS-001-2010"), en cuyo artículo 1 establece que las centrales eléctricas que presten servicio de Reserva Fría y cuya concesión resulte de procesos conducidos por PROINVERSIÓN, serán remuneradas por la Compensación Adicional por Seguridad de Suministro. En el marco de esta disposición reglamentaria se han adjudicado desde el 2012, contratos de concesión por Reserva Fría en las localidades de Puerto Eten, Talara, Ilo, Pucallpa y Puerto Maldonado.

Sobre el particular, mediante Resolución N° 152-2012-OS/CD se modificó la norma "Procedimiento de Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", que fue aprobada mediante Resolución N° 651-2008-OS/CD, con la finalidad de precisar en ésta la forma como se determinará, actualizará y recaudará el Cargo Unitario por

⁶⁹ Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta aplicable de acuerdo con lo dispuesto por la resolución que fije los Precios en Barra.

Compensación por Seguridad de Suministro (en adelante "CUCSS") que, de manera diferenciada, remunerará aquellas centrales adjudicadas por PROINVERSIÓN bajo la modalidad de Reserva Fría, sin que ello afecte la remuneración ya establecida para las restantes unidades duales.

Conforme lo establece el Procedimiento para las unidades que integran una planta de Reserva Fría (RF), se tiene que determinar los cargos CUCSS para las centrales de Reserva Fría que se encuentran en operación o que ingresarán en operación comercial en el periodo de la presente regulación. En este sentido, corresponde establecer el cargo CUCSS de las Plantas de Reserva Fría de Talara, Ilo, Puerto Eten, Pucallpa y Puerto Maldonado, las que se encuentran en operación comercial.

Al respecto, en los contratos de estas plantas de Reserva Fría con el Estado Peruano se establece una fórmula de reajuste que se aplicará para el precio de potencia ofertado, donde los valores bases se establecerán con las fechas de la Puesta en Operación Comercial (POC); de igual manera para la potencia efectiva contratada (MW) se establece un rango de variación de la misma, que la empresa adjudicada deberá definir cuando la unidad ingrese en operación comercial conforme lo establecen los Procedimientos Técnicos del COES N° 17 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoelectrónica" y N° 42 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoelectrónica".

En ese sentido, para los contratos de Reserva Fría de las Plantas Ilo, Talara y Puerto Eten, el precio ofertado tiene la siguiente fórmula de actualización desde la suscripción de sus respectivas adendas, que fueron informadas a Osinergmin:

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Oferta} \times \text{Factor} \times \text{TC}$$

$$\text{Factor} = a \times \frac{IPP_{02020}}{IPP_0} \times \frac{IPP}{IPP_{04111}} + b \times \frac{IPM}{IPM_0} \times \frac{TC_0}{TC}$$

Para las Reservas Frías de las Plantas Puerto Maldonado y Pucallpa, los contratos establecen la siguiente fórmula de actualización, vigente desde la fecha de suscripción de sus respectivas adendas:

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Precio por Potencia} \times \text{Factor} \times \text{TC}$$

$$\text{Factor} = \frac{IPP_{02020}}{IPP_0} \times \frac{IPP}{IPP_{04111}}$$

Donde:

- IPP : Índice WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy), publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica. Se tomará en cuenta y como valor definitivo, el valor publicado al último día del mes anterior aun cuando éste sea preliminar.
- IPP₀₂₀₂₀ : Valor publicado como definitivo del mes de agosto 2015 del índice WPSOP3500. En tal sentido dicho valor es 193,0.
- IPP₀ : Valor del Índice WPSOP3500 a la fecha de la POC, para el primer reajuste.
- IPP₀₄₁₁₁ : Valor publicado como definitivo del Índice WPSFD4131 del mismo mes IPP₀₂₀₂₀. En tal sentido dicho valor es 193,0.
- IPM : Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática del Perú. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

- IPM_t : IPM a la fecha de la POC, para el primer reajuste.
 TC : Tipo de Cambio. Valor por referencia para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros y AFPs del Perú, correspondiente al Tipo de Cambio promedio ponderada venta, o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
 TC_0 : TC a la fecha de la POC, para el primer reajuste.

Asimismo, en los mismos contratos se establece que la fórmula de actualización se aplicará con una periodicidad trimestral y cuando el Factor varie en más de 5% respecto de la última actualización.

0.4.1 Procedimiento de actualización del precio de potencia punta

Para la presente fijación del CUCSS, correspondiente al periodo mayo 2022 – abril 2023, el Factor de actualización del precio del contrato de las Plantas de Reserva Fria de Ilo y Talara superan el 5%, respecto a la su última actualización, lo cual se detalla en el Cuadro 0.2. Por lo tanto, corresponde actualizar el Precio por Potencia, que se detalla en el Cuadro 0.3.

Cuadro 0.2. Variación de Factor de Actualización del Precio de Potencia Orientado

Reserva Fria	POC	a	b	Caso	IPM	IPP (1000)	IPP (1100)	TC	Índice	Variación (%)
Planta Ilo	20/05/2022	0,8	0,2	Base (Actualización Feb-22)	211,990263	199,0	200,8	1,217	1,075	0,00%
				Actualización (Jul-22)	211,237077	199,4	219,3	0,604	1,320	5,47%
				Acumulado (Mar-23)	270,470511	199,4	239,3	0,700	1,380	6,99%
Planta Talara	18/07/2022	0,8	0,2	Base (Actualización May-22)	208,521889	199,1	199,0	2,775	1,060	0,00%
				Actualización (Jul-22)	211,041504	199,0	202,4	0,290	1,070	0,03%
				Acumulado (Mar-23)	270,470511	199,4	239,3	0,700	1,380	6,99%
Planta Ilo	02/06/2022	0,8	0,2	Base (Actualización May-22)	279,420007	199,4	200,1	1,907	1,010	0,00%
				Actualización (Nov-22)	261,095897	199,0	222,8	0,992	1,210	6,20%
				Acumulado (Mar-23)	270,470511	199,4	239,3	0,700	1,380	6,99%
Planta Pta. Matucana	28/07/2022	-	-	Base (Actualización Feb-22)	-	-	200,3	-	1,060	0,00%
				Actualización (Jul-22)	-	-	219,3	-	1,217	6,29%
				Acumulado (Mar-23)	-	-	239,3	-	1,370	6,97%
Planta Pucallpa	28/07/2022	-	-	Base (Actualización Feb-22)	-	-	200,3	-	1,060	0,00%
				Actualización (Jul-22)	-	-	219,3	-	1,217	6,29%
				Acumulado (Mar-23)	-	-	239,3	-	1,370	6,97%

Cuadro 0.3. Actualización de Precio por Potencia de las Plantas Ilo y Talara

Reserva Fría	Potencia Contratada (MW)	Precio por Potencia (USD/MW-men)		
		Contrato	Última Actualización	Actualizado
Planta de Ilo	460,00	7190	7982	8508
Planta de Talara	196,07	7815	8653	9222

0.4.2 Procedimiento de liquidación y Determinación del Cargo CUCSS

Conforme al Artículo 7 de la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", corresponde realizar una liquidación de cargo CUCSS con la finalidad de garantizar que efectivamente lo recaudado corresponda con lo contratado.

Al respecto, el COES presentó el Informe Técnico COES/DIDO/SME-INF-053-2022 denominado "Compensaciones por Demora en el Arranque, Horas de Mantenimiento Programado Ejecutadas y Compensaciones por Energía no Suministrada Asociadas a las Centrales de Reserva Fría de Generación, periodo enero – febrero 2022", donde reporta lo siguiente:

1. Las compensaciones por participación en el Mercado de Corto Plazo de las centrales de Reserva Fría, hasta febrero de 2022.
2. Las compensaciones por demora en el arranque y por energía no suministrada de las centrales de Reserva Fría, hasta febrero de 2022.
3. Los montos de recaudación por el Cargo Adicional de Seguridad de Suministro, que fueron transferidos a las centrales de Reserva Fría, hasta febrero de 2022.

Como resultado de esta revisión, más la proyección de recaudación para los meses de marzo a abril de 2022, se obtuvieron los saldos de liquidación correspondiente a las Plantas de Reserva Fría de Talara, Ilo, Puerto Eten, Pucallpa y Puerto Maldonado, los cuales serán incluidos en el cargo CUCSS de estas plantas para el periodo tarifario mayo 2022 – abril 2023, conforme a los Cuadros 0.4, 0.5, 0.6, 0.7 y 0.8.

Cuadro 0.4
CUCSS para la Generación de Reserva Fría - Planta Ilo

Planta Ilo		
Potencia	MW	460
Precio por Potencia - Contrato	USD/MW-men	8 508
Estimado Mayo 2022 - Abril 2023	S/	173 812 865
Saldo pendiente	S/	-2 208 150
Periodo de liquidación	meses	12
CUCSS por RF de Ilo	S/ /kW-men	2,078

Cuadro 0.5
CUCSS para la Generación de Reserva Fria - Planta Talara

Planta Talara		
Potencia	MW	196,07
Precio por Potencia - Contrato	USD/MW-mes	9 222
Estimado Mayo 2022 - Abril 2023	S/	80 303 041
Saldo pendiente	S/	-1 015 307
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Talara	S/ /kW-mes	0,960

Cuadro 0.6
CUCSS para la Generación de Reserva Fria - Planta Puerto Eten

Planta Eten		
Potencia	MW	230,00
Precio por Potencia - Contrato	USD/MW-mes	8 510
Estimado Mayo 2022 - Abril 2023	S/	86 929 718
Saldo pendiente	S/	-830 531
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Eten	S/ /kW-mes	1,043

Cuadro 0.7
CUCSS para la Generación de Reserva Fria - Planta Pucallpa

Planta Pucallpa		
Potencia	MW	40
Precio por Potencia	USD/MW-mes	10 261
Estimado Mayo 2022 - Abril 2023	S/	18 227 740
Saldo pendiente	S/	-250 350
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Pucallpa	S/ /kW-mes	0,218

Cuadro 0.8
CUCSS para la Generación de Reserva Fria - Planta Puerto Maldonado

Planta Puerto Maldonado		
Potencia	MW	18
Precio por Potencia	USD/MW-mes	13 145
Estimado Mayo 2022 - Abril 2023	S/	10 508 422
Saldo pendiente	S/	-340 700
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Puerto Maldonado	S/ /kW-mes	0,126

Nota. Información extraída de Informe N° 188 -2022 Osinerghin

Anexo 5 Centrales de Reserva fría del Perú.

CENTRALES DE RESERVA FRÍA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA
(Contratos de Concesión de Reserva Fría de Generación Eléctrica y Contratos de Compromiso por PROINVERSIÓN)

Item	Firma del Contrato	Central	Combustión	Equipo	Adjudicatario	Potencia (MW)	Precio por Potencia (US\$/MW-Mez)	Fecha Propuesta de Puerta en Servicio	Abastecimiento de Combustible	Situación
1	21.07.2011	PLANTA ETEN (1x220 MW)	Tipo Dual (Diesel B5 / Gas Natural)	Una (1) Turbina Dual (Diesel B5 / GN)	Consorcio COBIRA-ENERGIA S.A.	230 ⁽¹⁾	7,627.00	12.06.2015	La central operará con Diesel B5, que será suministrado con sistemas desde el Puerto Etén. Su almacenamiento se hará en dos tanques de 6 000 m ³ (37 800 barriles) cada uno, para que opere por 10 días.	El proyecto consiste en la construcción de la C.T. Etén de 230 MW de potencia instalada, localizada en la localidad de Requena, provincia de Chiclayo, departamento de Lambayeque. La obra comprende la instalación de una unidad de generación turbina generador y equipos auxiliares, para la operación con combustibles Diesel B5 y Gas Natural. Igualmente, abarca la construcción de una L.T. 220 kV para la conexión de la central con el SEIN, en la S.E. Requena. Se ha verificado que al 15.09.2014, las obras civiles correspondientes al bloque de potencia (pedestal del grupo turbina-generador y cimentaciones de los tanques de agua y combustibles, cimentaciones de los grupos electrogenos (Black Star y Emergencia) y cimentaciones del transformador principal) y equipos de la subestación, se encuentran concluidas. Asimismo, se ha constatado la terminación del montaje de los tanques de almacenamiento de combustible Diesel B5. El avance de ejecución del proyecto es del 65%.
2	26.08.2012	C.T. PUCALLPA (35-40 MW)	Tipo Dual (Diesel B5 / Gas Natural)	Equipo Dual (Diesel B5 / GN)	Consorcio Energías del Perú - Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C.	40	9,147.36	26.02.2015	La central operará con Diesel B5. El Concesionario deberá tener asignado el suministro continuo y permanente de combustible para mantener operativa la Planta a plena carga durante 5 días.	Se ha culminado los trámites del EIA, el mismo que ha sido presentado al MINEM para su aprobación. La concesionaria ha solicitado modificar la PDC en 390 días desde la aprobación del EIA, debido a retrasos por parte de la DGAE. Se está desarrollando el Estudio de Pre Operatividad y el Estudio de Conexión. La interconexión será a través de la L.T. 60 kV C.T. Pucallpa - S.E. Parque Industrial.
3	28.08.2012	C.T. PUERTO MALDONADO (15-18 MW)	Tipo Dual (Diesel B5 / Gas Natural)	Equipo Dual (Diesel B5 / GN)	Consorcio Energías del Perú - Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C.	18	11,718.93	28.02.2015	La central operará con Diesel B5. El Concesionario deberá tener asignado el suministro continuo y permanente de combustible para mantener operativa la Planta a plena carga durante 10 días.	Se ha adquirido el terreno de 15 ha para la ubicación de la C.T., cercana a la subestación de entrega e interconexión con el sistema de la localidad de Puerto Maldonado. Con R.D. N° 234-2014-MEVI/DGAE del 22.08.2014 se aprobó el EIA. Se está desarrollando el Estudio de Pre Operatividad y el Estudio de Conexión. La interconexión será a través de la L.T. 22.5 kV C.T. Puerto Maldonado - S.E. Puerto Maldonado.
4	18.09.2013	C.T. QUINTOS NUEVA	Petróleo Industrial N° 6	Por definir	Genert del Perú S.A.C.	70	16,948.00	18.03.2016	La central operará con Petróleo Residual N° 6. El Concesionario deberá tener permanente y completamente abastecido un tanque de almacenamiento para operar durante 5 días consecutivos.	El plazo de la concesión será de veinte (20) años más el plazo de construcción (36 meses). La central o las centrales se conectarán al Sistema Aislado de Iquitos, en la primera etapa, en la tensión de 60 kV, en la SE de la CT Iquitos y en la segunda etapa se conectará al SEIN y entrará en régimen de operación de Reserva Fría. El proyecto se encuentra en fase de ingeniería (trabajos topográficos, estudio de suelos y diseño de la central). El Estudio de Pre-Operatividad se encuentra en su fase final de elaboración. El EIA está en proceso de desarrollo. Se ha seleccionado a Cesi-Wash como supervisor de la inversión de la obra.

Ítem	Firma del Contrato	Central	Combustión	Equipo	Adjudicatario	Potencia (MW)	Precio por Potencia (US\$/MW-Mes)	Fecha Propuesta de Puesta en Servicio	Abastecimiento de Combustible	Situación
5	20.01.2014	C.T. ILO - NODO ENERGÉTICO DEL SUR	Tipo Dual (Diesel B5 / Gas Natural)	Tres (3) Turbinas Duales (Diesel B5 / GN)	ENERSUR S.A.	600	5,750.00	01.03.2017	La central operará con Diesel B5. El Concesionario deberá tener asignado el suministro continuo y permanente de combustible para mantener operativa la Planta a plena carga durante 15 días.	El proyecto se ubicará a una altura superior a 15 msnm, y permitirá la ampliación de la Planta a Ciclo Combinado. En la Etapa 1, la C.T. operará según el despacho ordenado por el COES. En la Etapa 2 utilizará el gas natural en las centrales duales instaladas. La C.T. tendrá conexión al Gasoducto Sur Peruano (incluye el tubo de conexión e instalaciones internas) y al terminal de combustible más cercano (Terminal de Molleando), mediante un poliducto. Tendrá una capacidad de almacenamiento de Diesel B5 para 15 días de operación continua a plena carga (24 horas por 15 días). La C.T. dispondrá de instalaciones de arranque automático (black-start) y equipamiento para una eventual operación aislada. Se instalarán tres turbinas a gas Siemens duales con una potencia instalada de 705 MW. La potencia con Diesel será de 600 MW. Actualmente, se está desarrollando el Estudio de Impacto Ambiental. La concesionaria señala que para la construcción de la central se tiene a la empresa Técnicas Reunidas (España) y JIC (Perú); y a Abengoa S.A. para la construcción de la L.T. 500 kV S.E. Ilo 4-S.E. Morralvo (75 km - 1400 MVA).
6	20.01.2014	C.T. PUERTO BRAVO - NODO ENERGÉTICO DEL SUR	Tipo Dual (Diesel B5 / Gas Natural)	Cuatro (4) Turbinas Duales (Diesel B5 / GN)	SAMWAY I S.A.	600	6,899.00	01.05.2016	La central operará con Diesel B5. El Concesionario deberá tener asignado el suministro continuo y permanente de combustible para mantener operativa la Planta a plena carga durante 15 días.	El proyecto se ubicará a una altura superior a 15 msnm, y permitirá la ampliación de la Planta a Ciclo Combinado. En la Etapa 1, la C.T. operará según el despacho ordenado por el COES. En la Etapa 2 utilizará el gas natural en las centrales duales instaladas. La C.T. tendrá conexión al Gasoducto Sur Peruano (incluye el tubo de conexión e instalaciones internas) y al terminal de combustible más cercano (Terminal de Molleando), mediante un poliducto. Tendrá una capacidad de almacenamiento de Diesel B5 para 15 días de operación continua a plena carga (24 horas por 15 días). La C.T. dispondrá de instalaciones de arranque automático (black-start) y equipamiento para una eventual operación aislada. Se instalarán cuatro turbinas a gas General Electric duales con una potencia instalada de 720 MW. Se están realizando las gestiones para la aprobación del EIA. La concesionaria contratara a POSCO para el EPC de la central, Siemens para la S.E. GIS y a Abengoa S.A. para la L.T. 500 kV S.E. Samay / S.E. San José (88 km)
						TOTAL	1,558			

¹⁰ El contrato contempla la instalación de 200 MW, pero se tiene previsto instalar 230 MW



FORMATO Nº 04

Facultad de Ingeniería

Escuela Profesional de Ingeniería en Energía

Informe del Asesor de Informe de Tesis para obtener el título profesional*

- 1) Nombres/Apellidos: José Manuel Gonzales Vergaray.
- 2) Título del Proyecto de Investigación: **OPERACIÓN DE LA CENTRAL DE RESERVA FRÍA DE ETEN Y SU IMPACTO EN LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DEL SEIN**
- 3) Evaluación del Contenido: El proyecto de tesis para título reúne las condiciones metodológicas de la investigación científica y está en conformidad con el artículo 39º y 40º del Reglamento General de Grados y Títulos vigente de la Universidad Nacional del Santa, concluyéndose que los tesisistas han elaborado el proyecto de investigación dentro de las líneas de investigación que promueve la E.A.P.I.E
- 4) Observaciones: Ninguna
- 5) Certificación de Aprobación: En calidad de asesor certifico la aprobación de la tesis para título.

Nuevo Chimbote, agosto del 2024

Dr. Mariños Castillo, Gualberto Antenor

Asesor

DNI: 17890841



DECLARACION JURADA DE AUTORÍA

Yo, José Manuel Gonzales Vergaray, Bachiller de la

Facultad:	Ciencias		Educación		Ingeniería	X
Escuela Profesional:	Ingeniería en Energía					
Departamento Académico:						
Escuela de Posgrado	Maestría			Doctorado		

Programa:

De la Universidad Nacional del Santa; Declaro que el trabajo de investigación es un **trabajo inédito**, intitulado:

OPERACIÓN DE LA CENTRAL DE RESERVA FRÍA DE ETEN Y SU IMPACTO EN LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DEL SEIN

presentado en ...110... folios, para la obtención del Grado académico: ()

Título profesional: (X) Investigación anual: ()

- He citado todas las fuentes empleadas, no he utilizado otra fuente distinta a las declaradas en el presente trabajo.
- Este trabajo de investigación no ha sido presentado con anterioridad ni completa ni parcialmente para la obtención de grado académico o título profesional.
- Comprendo que el trabajo de investigación será público y por lo tanto sujeto a ser revisado electrónicamente para la detección de plagio por el VRIN.
- De encontrarse uso de material intelectual sin el reconocimiento de su fuente o autor, me someto a las sanciones que determinan el proceso disciplinario.

Nuevo Chimbote, agosto del 2024

Firma:

Nombres y Apellidos: **José Manuel Gonzales Vergaray**

DNI: **32970355**



ACTA DE APROBACIÓN DE ORIGINALIDAD

Yo, Gualberto Antenor Mariños Castillo

Facultad:	Ciencias		Educación		Ingeniería	X
Departamento Académico	ENERGIA, FISICA Y MECANICA					
Título:	X	Maestría:		Doctorado		
Programa:						
De la Universidad Nacional del Santa. Asesor / Unidad de Investigación revisora del trabajo de Investigación intitulado:						
OPERACIÓN DE LA CENTRAL DE RESERVA FRÍA DE ETEN Y SU IMPACTO EN LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DEL SEIN						
Del estudiante / docente: Gonzales Vergaray José Manuel						
De la escuela / departamento académico: Ingeniería en Energía						
Constato que la investigación presentada tiene un porcentaje de similitud del 22 % el cual se verifica con el reporte de originalidad de la aplicación Turnitin adjunto. Quién suscribe la presente, declaro el haber analizado dicho reporte y concluyo que las coincidencias detectadas no se conforman como plagio. A mi claro saber y entender, la investigación cumple con las normas de citas y referencias establecidas por la Universidad Nacional del Santa.						
Nuevo Chimbote, agosto del 2024						
Firma:						
Nombres y Apellidos del Asesor/Presidente UI: Gualberto Antenor Mariños Castillo						
DNI: 17890841						