Cliente:

# RESUMEN EJECUTIVO - ESTUDIO DE PRE-OPERATIVIDAD PARA LA CONEXIÓN AL SEIN DE LA C.E. WARI DE 115.6 MW

Fecha: 24 de abril del 2026

| Revisión | Fecha | Detalle | Elaborado por: | Revisado por: | Aprobado por: |
|---|---|---|---|---|---|
| C | 24/04/2026 | Atención a comentarios | INEL | INEL | ACCIONA |
| B | 29/11/2025 | Atención a comentarios | INEL | INEL | ACCIONA |
| A | 30/06/2025 | Emitido para Revisión | INEL | INEL | ACCIONA |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

INGENIERIA Y ENERGIA INEL E.I.R.L.
Web: www.inelinc.com
Teléfono: +51 957 744 099

# ESTUDIO DE PRE-OPERATIVIDAD PARA LA CONEXIÓN AL SEIN DE LA C.E. WARI DE 115.6 MW

# ÍNDICE GENERAL

**1 INTRODUCCIÓN ..... 7**
**2 OBJETIVO ..... 8**
**3 AÑO PREVISTO DE INGRESO DEL PROYECTO AL SEIN ..... 8**
**4 CENTRAL EÓLICA WARI 115.6 MW ..... 8**
4.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO ..... 8
4.2 AEROGENERADOR ..... 8
*4.2.1 GÓNDOLA ..... 9*
*4.2.2 GENERADOR ..... 9*
*4.2.3 ROTOR ..... 10*
*4.2.4 BUJE DEL ROTOR ..... 10*
*4.2.5 PALAS ..... 10*
*4.2.6 TORRE ..... 10*
*4.2.7 TRANSFORMADOR DE LA TURBINA ..... 10*
4.3 CELDA DE MEDIA TENSIÓN ..... 11
4.4 RED DE MEDIA TENSIÓN ..... 11
4.5 DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES DE CONTROL ..... 11
4.6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES ..... 12
4.7 CAPACIDAD DINÁMICA EN CONTINGENCIAS ..... 12
4.8 REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA ..... 13
**5 INGENIERÍA DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN ..... 13**
5.1 CONDICIONES GENERALES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ..... 13
*5.1.1 TRAZO DE RUTA ..... 14*
5.2 CONDUCTOR SELECCIONADO ..... 16
5.3 CABLE DE COMUNICACIONES SELECCIONADO ..... 16
5.4 AISLADORES SELECCIONADOS ..... 17
5.5 ESTRUCTURAS ..... 17
5.6 TRANSPOSICIONES ..... 17
5.7 CONSIDERACIONES PARA EL SECCIONAMIENTO DE LAS LINEAS L-2215 Y L-2216 ..... 17
**6 INGENIERÍA DE SUBESTACIONES ..... 18**
6.1 SUBESTACIÓN WARI 220/33 kV ..... 18
*6.1.1 UBICACIÓN ..... 18*
*6.1.2 EQUIPOS DE PATIO ..... 19*
*6.1.3 EQUIPOS DE PROTECCIÓN ..... 22*
*6.1.4 EQUIPOS DE MEDICIÓN ..... 25*
*6.1.5 REGISTRADOR DE FALLA ..... 25*
*6.1.6 SISTEMA DE CONTROL DE SUBESTACIÓN (SCS) ..... 25*
*6.1.7 SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES ..... 26*
*6.1.8 SERVICIOS AUXILIARES ..... 26*
6.2 DESCRIPCIÓN DE OBRAS ELECTROMECÁNICAS Y EQUIPAMIENTOS EN SUBESTACIÓNES CONTIGUAS ..... 27
*6.2.1 EQUIPOS DE PROTECCIÓN ..... 27*
**7 ESTUDIOS ELÉCTRICOS ..... 27**
7.1 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA ..... 27
*7.1.1 Esquema de Reducción Automática de Generación (ERAG) ..... 28*

*7.1.2 Conclusiones del estudio de control de potencia reactiva ..... 28*
7.2 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO ..... 28
7.3 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA ..... 28
7.4 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE ARMÓNICOS ..... 29
7.5 CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS ..... 30
**8 LISTA DE EQUIPAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS APROBADAS ..... 31**
8.1 LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV WARI – PUNTO DE SECCIONAMIENTO ..... 31
8.2 SUBESTACIÓN WARI 220 KV ..... 32
8.3 CENTRAL EÓLICA WARI 115,6 MW ..... 34
8.4 CRONOGRAMA DEL PROYECTO ..... 35

# Índice de Tablas

TABLA 2: CUADRO DE COORDENADAS SECCIONAMIENTO LÍNEA A S.E PARAMONGA ..... 15
TABLA 3: CUADRO DE COORDENADAS SECCIONAMIENTO LÍNEA A S.E NUEVA HUARMEY – CHIMBOTE ..... 16
*TABLA 4: CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES ACAR 442.7 MM2* ..... 16
TABLA 5: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL AISLADOR VIDRIO TEMPLADO RECUBIERTO POR SILICONA ..... 17
TABLA 6. COORDENADAS SUBESTACIÓN WARI ..... 18

# Índice de Figuras

FIGURA 1: PROPUESTA DE CONEXIÓN DE LA C.E. WARI INICIAL. .....7
FIGURA 2: PROPUESTA DE CONEXIÓN DE LA CE WARI FINAL. .....8
FIGURA 3: TRAZO DE RUTA DE LINEA .....15

# Abreviaturas

Para el presente documento se deberán tener en cuenta las siguientes abreviaturas:

| | |
|---|---|
| IEEE: | Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos. |
| IEC: | Comisión Electrotécnica Internacional. |
| NTCSE: | Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos. |
| SEIN: | Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. |
| OSINERGMIN | Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería |

# 1 INTRODUCCIÓN

ACCIONA Energía, filial de Acciona está actuando en Perú en el sector de energías renovables, con objetivo de desarrollar proyectos de diversificación de la matriz energética del país con energía renovable.

Acciona prevé la implementación de la Central Eólica Wari, este proyecto generará energía eléctrica para ser inyectada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). La generación será a partir del uso energía del viento, proyectando una generación total de 115.6 MW con una infraestructura de transmisión e interconexión al SEIN.

Es necesario mencionar que, en la versión A del presente EPO, el punto de conexión del proyecto era la subestación de seccionamiento del proyecto C.E. Colorado. La cual seccionaba las líneas L-2215 y L-2216.

Con carta COES/D/DP-810-2025, COES ha dado a conocer que GRENERGY PERÚ S.A.C. ha decidido no continuar con la tramitación ambiental del proyecto denominado “Central Eólica Colorado de 180 MW”, por lo que se concluirá la vigencia del Certificado de Conformidad de dicho EPO, en consecuencia, el Proyecto C.E. Wari debe cambiar de punto de conexión.

En consecuencia, el nuevo punto de seccionamiento de las líneas L-2215 y L-2216, será más próximo a la C.E. Wari, cumpliendo con los requerimientos técnicos del procedimiento PR-20.

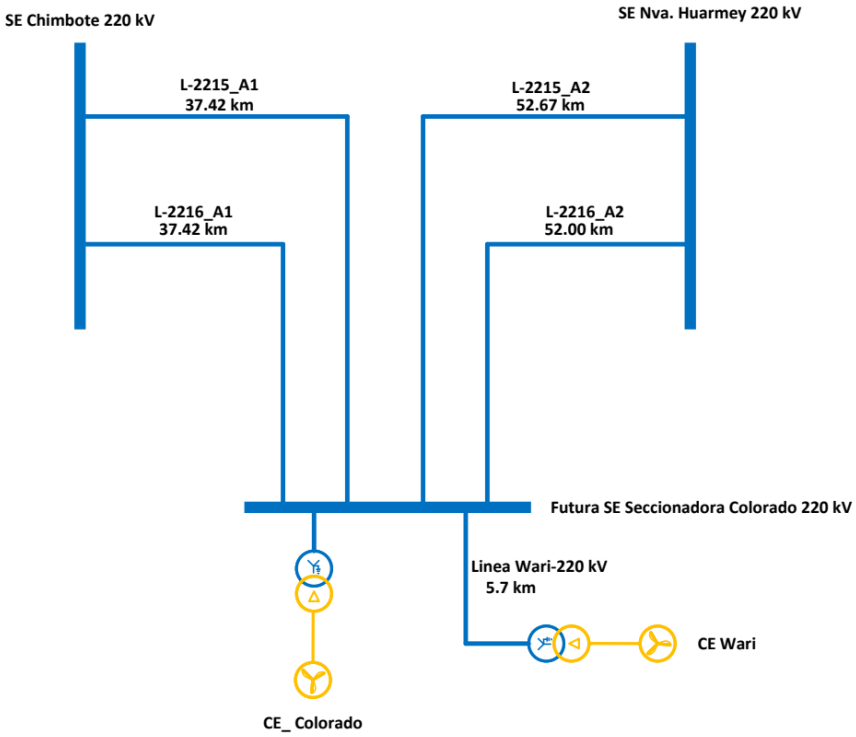


*Figura 1: Propuesta de conexión de la C.E. Wari inicial.*

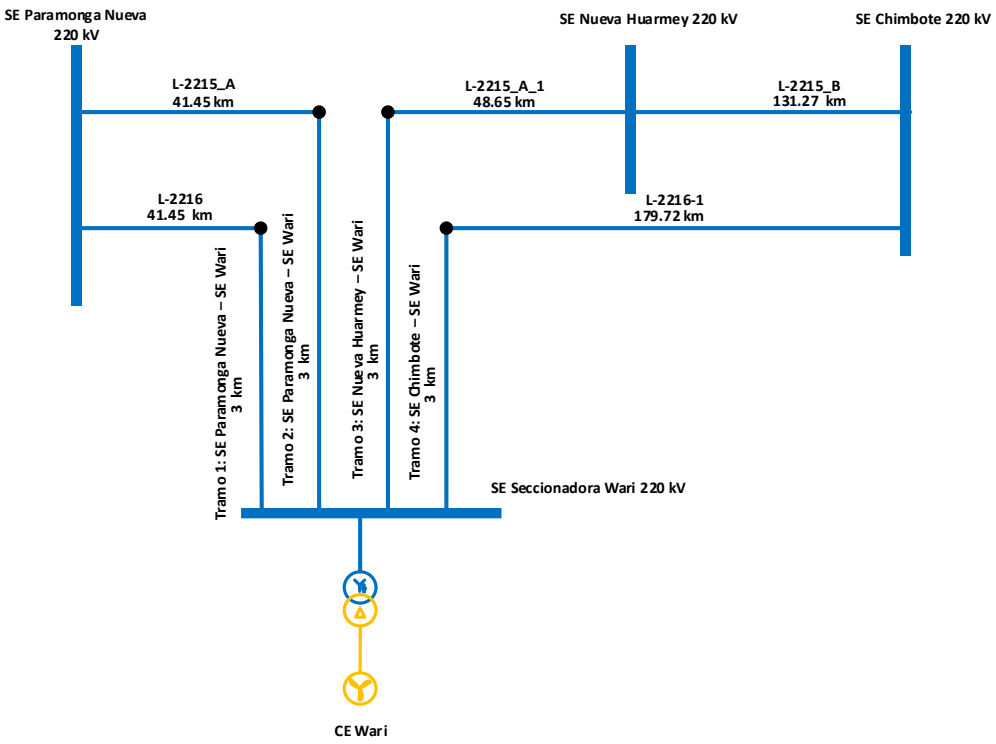


*Figura 2: Propuesta de conexión de la CE Wari final.*

## 2 OBJETIVO

El presente documento tiene por objetivo describir las principales características del proyecto, con la única finalidad de obtener la aprobación del estudio de preoperatividad por parte del COES del proyecto “Central Eólica Wari 115.6 MW”, perteneciente a la empresa Acciona Energía (en lo sucesivo el PROPIETARIO)

## 3 AÑO PREVISTO DE INGRESO DEL PROYECTO AL SEIN

La fecha prevista para la entrada en operación de la C.E. Wari de 115.6 MW es en el período hidrológico de avenida en el año 2031, tal como se precisa en el numeral 8.4.

## 4 CENTRAL EÓLICA WARI 115.6 MW

Se instalarán 17 aerogeneradores de 6.8 MW de potencia nominal cada uno, lo que representa en total una potencia instalada de 115.6 MW.

### 4.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO

La Central Eólica Wari está ubicada en el distrito de Huarmey, que forma parte de la provincia de Huarmey, en el departamento de Áncash, Perú.

### 4.2 AEROGENERADOR

Los aerogeneradores previstos serán de la marca NORDEX, modelo N175/6.X, de velocidad variable, con un diámetro de rotor de 175 m y una potencia nominal de 6.8 MW que se pueden

adaptar según la ubicación. La turbina eólica está diseñada para la clase S, según el estándar IEC 61400-1, o zona de viento S, de acuerdo con la guía DIBt 2012.

Las principales características de los aerogeneradores son:

- Potencia nominal : 6.8 MW
- Tipo : Rotor de 3 palas con eje horizontal.
- Velocidad nominal de viento : Aprox. 11 m/s
- Velocidad de conexión : 3.0 m/s
- Velocidad de desconexión : 20 m/s
- Velocidad de reconexión : 19.5 m/s
- Rango de temperaturas de funcionamiento : -20 ºC a 40 ºC

La turbina eólica NORDEX N175/6.X consta de los siguientes componentes principales:

- Góndola, generador, transformador y convertidor de media tensión
- Rotor con buje de rotor, tres palas de rotor y sistema de paso
- Torre de acero

### 4.2.1 *GÓNDOLA*

Alojamiento que contiene la transmisión y otros elementos, colocada en la parte superior de la torre del aerogenerador. En la góndola se encuentran los componentes mecánicos y eléctricos esenciales del aerogenerador que permite la transformación de la energía cinética suministrada por el rotor, en energía eléctrica. Se compone de un eje principal, adaptado al del rotor mediante un embrague, un engranaje confinado en una caja de cambios y un generador eléctrico. La góndola se puede girar sobre la tierra.

### 4.2.2 *GENERADOR*

El generador es de inducción asíncrono trifásico de doble alimentación con rotor de anillos colectores. Está situado en lo alto de una torre de acero cimentada sobre una zapata de concreto armado. La carcasa del generador permite la circulación de aire de refrigeración dentro del estator y del rotor.

- Tipo : Asíncrono, doblemente alimentado
- Potencia nominal : 6.8 MW
- Tensión nominal : 950 V
- Frecuencia de red : 50-60 Hz
- Grupo de conexión : Dy5
- Clase de protección : IP 64

### 4.2.3 *ROTOR*

El rotor consta de un buje con tres cojinetes giratorios. El sistema de paso para el ajuste de las palas y las tres palas del rotor.

- Número de palas : 3
- Posición : a barlovento
- Diámetro : 175 m
- Área barrida por el rotor : 24 053 m2
- Inclinación del eje del rotor : 5°

### 4.2.4 *BUJE DEL ROTOR*

- Tipo : carcasa de bola fundida
- Material : hierro fundido

### 4.2.5 *PALAS*

- Longitud : 85.5m
- Material : Fibra de vidrio reforzado con fibra de carbono

### 4.2.6 *TORRE*

La torre de acero cilíndrica consta de varias secciones. Esta torre estará atornillada a la jaula de anclaje incrustada en los cimientos.

Un elevador de servicio, la escalera vertical con sistema de protección contra caídas y las plataformas de descanso y trabajo dentro de la torre permiten un ascenso a la góndola protegido contra la intemperie.

### 4.2.7 *TRANSFORMADOR DE LA TURBINA*

Cada aerogenerador irá provisto de un transformador trifásico tipo seco con refrigeración forzada por aire, el mismo que estará ubicado en la torre trasera de la góndola.

El devanado en delta será conectado en el lado de alta, a menos que se indique lo contrario.

Sus principales características serán:

- Potencia : 7.8 MVA
- Frecuencia : 50-60 Hz
- Tensión primaria : 33 kV
- Tensión secundaria : 950 V
- Regulación : ± 2 x 2.5 %
- Grupo de conexión : Dy5
- Tensión de cortocircuito : 9 %

## 4.3 CELDA DE MEDIA TENSIÓN

El tipo de celda que se instalará en cada uno de los aerogeneradores dependerá de la posición que este ocupe en el circuito de interconexión entre los aerogeneradores.

- Configuración Tipo 1 : Para aerogeneradores situados en extremos de circuitos.
- Configuración Tipo 2 : Para interconectar dos aerogeneradores adyacentes.

Todas las celdas a instalar serán de corte y aislamiento en hexafluoruro de azufre, con características eléctricas 33 kV, 400/630 A, 25 kA. Las celdas se instalarán en la parte inferior de la torre del aerogenerador. Las celdas asociadas a los transformadores BT/MT contarán con un relé de protección con funciones de sobrecorriente no direccional y direccional, de fases y tierra. Como se muestra en el Diagrama Unifilar de Protección de media tensión INEL2503-01-CE-A-PL-EL-040.A.

## 4.4 RED DE MEDIA TENSIÓN

La conexión entre los aerogeneradores y entre estos y las barras colectoras de la S.E. Wari se realizará con cable de aluminio unipolar tipo RHV 33 kV para una tensión nominal de 19/33 kV y aislamiento en polietileno reticulado con pantalla (XLPE-TR), de secciones 400 y 630 mm2.

Los conductores de la red de media tensión estarán dispuestos en zanjas directamente enterrados, agrupados por ternas. En cruces de caminos, carreteras y acceso de los conductores a los aerogeneradores, el tendido de estos se realizará alojados en tubos para su protección. Se prevén 6 circuitos de 33 kV.

Las celdas de 33 kV de circuitos de parque en la SE Wari contarán con relés de protección con funciones de sobre corriente de fases y tierra.

Se tendrá un transformador Zigzag como referencia a tierra para la detección de fallas en los circuitos de 33 kV.

Se cumple con los requisitos mínimos de equipamiento del sistema de consignados en el Capítulo 6 del Anexo 1 del Procedimiento 20.

## 4.5 DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES DE CONTROL

La central contará con control de potencia activa (control de rampas de potencia activa y un control de arranque y desconexión), control de potencia reactiva, control de frecuencia, control de tensión, continuidad de suministro ante contingencias severas y calidad de tensión.

Todos los aerogeneradores dispondrán de su propio sistema de control local, que estará comandado mediante el sistema de control central del parque a instalar en la subestación Wari.

Para mostrar el estado de todas las turbinas del parque utilizando este sistema de control se conectará cada una de las turbinas con las demás mediante una red de fibra óptica,

La cual se conectará con la Subestación Eléctrica Wari, que a su vez será integrada al Centro de Control de Acciona que también se utilizará para comunicar mensajes de error a unidades de mantenimiento.

La central Eólica en condiciones de emergencia dispondrá de controladores para la reducción rápida de potencia activa en el punto de conexión cuando el COES lo requiera; así mismo la central garantizará el control individual de las unidades de generación para poder reducir la potencia generada en el punto de conexión desde el 100% hasta el 20%, en tiempo máximo de 1 minuto después de recibida la orden del COES, finalmente se garantizará que a velocidades mayores a 25 m/s, no se desconectarán simultáneamente todas las turbinas eólicas

El sistema de telemando constará, básicamente, de un ordenador central dotado de un software específicamente diseñado para aplicaciones en parques eólicos. Entre sus funciones podemos destacar:

- Visualización de los parámetros de todas las turbinas del parque eólico.
- Visualización de los parámetros de funcionamiento del sistema eléctrico.
- Visualización de los datos proporcionados por la torre meteorológica.
- Actuación sobre las turbinas: arrancada, parada, gestión de alarmas, etc.
- Actuación sobre las funciones básicas eléctricas del parque, desconexión de turbinas, desconexión de parque, gestión de alarmas, etc.
- Control y gestión de la energía generada, tarificación.
- Generación de históricos de todos los parámetros fundamentales.

## 4.6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

El sistema de comunicación y control de la central de generación incorporará lo siguiente:

Obligación de contar con un Centro de Control (CGNC): El proyecto se incorporará al Centro de Control de Acciona y cumplirá con los lineamientos de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).

Sistemas de transferencia de datos: El proyecto tiene previsto el envío de la información al COES a tiempo real y de acuerdo señalado en la NTCOTR bajo el protocolo ICCP.

Sistemas de predicción de la potencia: Se implementará en el Centro de Control un sistema de predicción de la potencia que permita calcular el valor de la potencia total de la instalación hasta un horizonte de dos días. La CGNC entregará la información sobre la previsión de potencia horaria en un horizonte de 24 horas.

## 4.7 CAPACIDAD DINÁMICA EN CONTINGENCIAS

Ante el caso de perturbaciones y un súbito desvío de la frecuencia, la Central Eólica Wari tendrá la capacidad de aportar inercia al sistema, conforme a lo establecido en la Resolución 176-2025-

OS/CD. Para ello, a fin de cumplir con lo indicado en dicha resolución, se implementará un BESS con inversores con tecnología Grid Forming que cumplirán con los siguientes parámetros técnicos para el aporte de inercia sintética:

i. Porcentaje de contribución de potencia nominal: 6% a ser entregado en un tiempo no mayor a 1 segundo desde el inicio de la contribución;

ii. Tiempo para iniciar la contribución: 0,15 segundos desde el inicio del evento;

iii. Período mínimo de contribución: 8 segundos desde el inicio de la contribución, con activación sujeta a una banda muerta de ± 0,1 Hz respecto a la frecuencia nominal.

Posteriormente, el cumplimiento de su especificación será corroborado en el Estudio de Operatividad correspondiente.

## 4.8 REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA

El cumplimiento del requerimiento de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), establecido en el numeral 6.2.2 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR), modificado mediante la Resolución Directoral N.° 0192-2025-MINEM-DGE, aplicable a centrales de generación con potencia mayor a 10 MW, será atendido considerando los mecanismos permitidos por el marco regulatorio vigente.

Asimismo, la Central Eólica Wari contará con sistemas de control que le permitan prestar de manera efectiva el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), en concordancia con los procedimientos técnicos del COES y la normativa aplicable.

En ese sentido, se evaluará la incorporación de equipamientos, sistemas de control y/o mecanismos contemplados en el marco regulatorio vigente, tales como la implementación de un sistema de almacenamiento de energía (BESS) o la participación en un mercado de Servicios Complementarios de Seguridad (SSC).

La definición del mecanismo a implementar será determinada en el Estudio de Operatividad (EO), en concordancia con los procedimientos técnicos del COES y la normativa vigente del MINEM.

# 5 INGENIERÍA DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN

El seccionamiento de las líneas de transmisión de 220 kV L-2215 y L-2216 se hará entre las estructuras de retención ubicadas en las coordenadas 174651.69 m, E 8848231.76 m S (zona 18 L) y 175012.41 m E 8847625.15 m S (zona 18 L) desde donde se hará una derivación de aproximadamente 3 km hasta la SE elevadora Wari 220/33 kV de coordenadas 172506.30 m E, 8849229.15 m S (zona 18 L) dentro del área proyectada del parque de generación.

## 5.1 CONDICIONES GENERALES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

- Nivel de tensión : 220 kV
- Tipo de estructuras : Metálicas de acero en celosía

- Número de conductores por fase : 01
- Número de ternas : 04 (1)
- Disposición de conductores : Triangular
- Longitud aproximada: : 3 km
- Potencia de diseño de la línea : 180 MVA (2)

(1) Se conformarán 4 ternas de derivación hacia SE Wari, los cuales se agruparán en dos ternas por torre.

(2) Potencia nominal de las líneas L-2215 y L-2216 existentes. Potencia a la cual se cumplirán las distancias verticales de seguridad del conductor al terreno sin superar el límite térmico del conductor (75°C).

### 5.1.1 *TRAZO DE RUTA*

La longitud total aproximada del trazo de ruta de la Línea es igual a 3 km, cuenta con 10 vértices y 3 tipos de estructuras en disposición vertical. Ver figura 2 (líneas verdes)

Por otro lado, el trazo de ruta toma en cuenta los cruces con una línea de 66 kV que deberá ser considerada en la siguiente etapa de ingeniería. Ver figura 2 (línea azul)

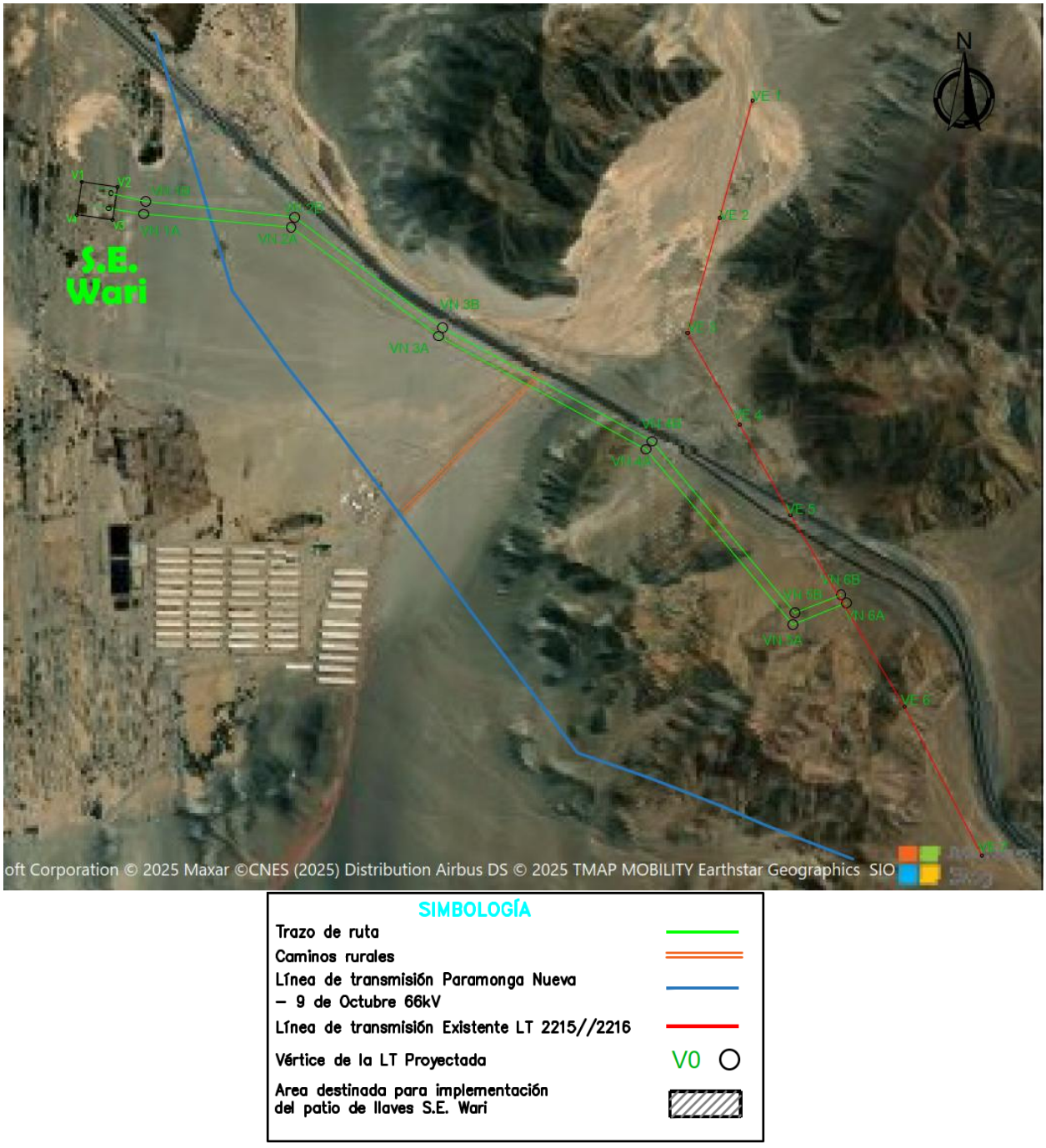


*Figura 3: Trazo de Ruta de Línea*

*Tabla 1: Cuadro de coordenadas seccionamiento línea a S.E Paramonga*

| LÍNEA DE TRANSMISIÓN ALTA TENSIÓN S.E. PARAMONGA NUEVA | | |
|---|---|---|
| Vértice | Coordenadas UTM WGS84 Zona 18S | |
| | Este | Norte |
| VN 1A | 172576.28 | 8849190.35 |
| VN 2A | 173067.56 | 8849144.79 |
| VN 3A | 173535.99 | 8848798.91 |

| LÍNEA DE TRANSMISIÓN ALTA TENSIÓN S.E. PARAMONGA NUEVA | | |
|---|---|---|
| Vértice | Coordenadas UTM WGS84 Zona 18S | |
| | Este | Norte |
| VN 4A | 174192.51 | 8848441.11 |
| VN 5A | 174658.42 | 8847885.37 |
| VN 6A | 174827.94 | 8847953.55 |

*Tabla 2: Cuadro de coordenadas seccionamiento línea a S.E Nueva Huarmey – Chimbote*

| LÍNEA DE TRANSMISIÓN ALTA TENSIÓN S.E. NUEVA HUARMEY Y CHIMBOTE | | |
|---|---|---|
| Vértice | Coordenadas UTM WGS84 Zona 18S | |
| | Este | Norte |
| VN 1B | 172581.20 | 8849219.20 |
| VN 2B | 173079.53 | 8849176.67 |
| VN 3B | 173548.00 | 8848826.00 |
| VN 4B | 174212.59 | 8848466.15 |
| VN 5B | 174665.91 | 8847922.47 |
| VN 6B | 174812.00 | 8847980.00 |

## 5.2 CONDUCTOR SELECCIONADO

El conductor seleccionado será de las mismas características del existente en las líneas de transmisión L-2215 y L-2216 a seccionar. Será el conductor ACAR 442.7 mm2, cuyas características son la siguiente:

*Tabla 3: Características de conductores ACAR 442.7 mm2*

| Característica | Valor |
|---|---|
| Nombre | ACAR 442.7 mm$^2$ |
| Sección mm² | 442.7 |
| Diámetro mm | 27.32 |
| Coef. de dilatación (1/ºC) | 0,000023 |
| Peso unitario kg/m | 1.218 |
| Tiro de rotura kg | 10400 |
| Módulo de elasticidad kg/mm² | 5620 |
| Nº de hilos | 18/19 |
| Resistencia eléctrica DC a 20°C (ohm/km) | 0,0701 |

## 5.3 CABLE DE COMUNICACIONES SELECCIONADO

Las líneas L2215 y L-2216 no cuentan con cables de guarda ni cable OPGW, el seccionamiento de estas líneas tampoco tendrá cables de guarda

## 5.4 AISLADORES SELECCIONADOS

A continuación, se presentan las características del aislador seleccionado.

*Tabla 4: Características Técnicas del aislador Vidrio Templado recubierto por silicona*

| ÍTEM | DESCRIPCIÓN | UNIDAD | SUSPENSIÓN | ANCLAJE |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Rotura | kN | 120 | 120 |
| 2 | Peso Aprox. | kg | 5,8 | 5,8 |
| 3 | Diámetro | mm | 280 | 280 |
| 4 | Espaciamiento | mm | 146 | 146 |
| 5 | Longitud total | mm | 2628 | 2774 |
| 6 | Línea de fuga | mm/kV | 31 | 31 |
| 7 | Línea de fuga Total | mm | 7595 | 7595 |
| 8 | Longitud de fuga nominal | mm | 445 | 445 |
| 9 | Numero de discos | und | 18 | 19 |
| 10 | Catálogo de referencia | Sediver | F120P/146 | F120P/146 |

## 5.5 ESTRUCTURAS

Las estructuras serán de acero galvanizado y tendrán una configuración en doble terna sin cable de guarda

## 5.6 TRANSPOSICIONES

De acuerdo con el PR-20 las líneas de transmisión con longitudes comprendidas entre 70 y 250 km deberán ser transpuestas mediante un ciclo completo de transposición (compuestos por 3 transposiciones simples a las longitudes de 1/6, 3/6 y 5/6 del extremo de la línea). En ese sentido, considerando que la conexión del proyecto generará el tramo de línea Seccionadora Wari - Chimbote de 179.7 km; el proyecto considera la reubicación de transposiciones.
La reubicación de las transposiciones será considerada y evaluada dentro del marco del Estudio de Operatividad.

## 5.7 CONSIDERACIONES PARA EL SECCIONAMIENTO DE LAS LINEAS L-2215 Y L-2216

- Para el seccionamiento de cada una de las líneas L-2215 y L-2216 se utilizará 2 torres tipo terminales, uno para cada lado de cada seccionamiento, tal como se observa en el documento INEL2503-01-SC-A-PL-ME-042: "Plano de seccionamiento de las líneas de

transmisión", el cual sigue los criterios de diseño de Red de Energía del Perú S.A. descritos en el documento “Lineamientos para conexión de LLTT con empresas terceras". Deben ser del mismo tipo de torre terminal de las líneas existentes o de mayor dimensión. El seccionamiento debe realizarse con torres nuevas, no está permitido el uso de torres existentes ni adecuaciones de estas para realizar dicho seccionamiento.

- Se debe utilizar el mismo tipo de conductor, aislador y herrajes de las líneas a seccionar.
- Para el seccionamiento de la línea, no se está permitido realizar empalmes por ser una línea de más de 15 años de instalación, se plantea colocar conductor nuevo desde tramos de anclaje – anclaje.

# 6 INGENIERÍA DE SUBESTACIONES

La ingeniería contempla la construcción de la Subestación Wari 220/33 kV.

## 6.1 SUBESTACIÓN WARI 220/33 kV

La subestación Wari 220/33 kV se ubicará dentro del área de la Central Eólica Wari de 115,6 MW. La configuración de la subestación Wari 220/33 kV será doble barra con seccionador de transferencia con equipamiento del tipo convencional. Los equipos serán instalados al exterior de tecnología convencional, el detalle de la configuración de la subestación se puede observar en el plano: INEL2503-01-SE-A-PL-EL-009.
Se tendrá un sistema de prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite para el transformador de potencia en caso de derrame.

### 6.1.1 *UBICACIÓN*

La Subestación Wari 220/33 kV se localiza en el distrito y provincia de Huarmey, departamento de Áncash en la región Centro del Perú.
Las coordenadas aproximadas para la ubicación de la subestación son las siguientes:

*Tabla 5. Coordenadas subestación Wari*

| Coordenadas WGS -84 (Zona 18 L) | | |
|---|---|---|
| **Vértices** | **Norte** | **Este** |
| V1 | 8849288,750 | 172403,642 |
| V2 | 8849272,340 | 172517,160 |
| V3 | 8849168,220 | 172502,110 |
| V4 | 8849184,630 | 172388,580 |

### 6.1.2 *EQUIPOS DE PATIO*

**220 kV:**

- Una (01) celda de línea L-2216-1 en 220 kV hacia la S.E. Chimbote equipada con:
  - Tres (03) descargadores de sobretensión de óxido de zinc con contador de descarga.
  - Tres (03) transformadores de tensión capacitivo.
  - Dos (02) trampas de onda en las fases R y S.
  - Un (01) seccionador tripolar de línea de apertura central con cuchilla de puesta a tierra.
  - Un (01) seccionador tripolar semipantógrafo de transferencia.
  - Tres (03) transformadores de corriente de 4 núcleos.
  - Un (01) interruptor de accionamiento uni-tripolar.
  - Un (01) seccionador tripolar de barra de doble apertura.
  - Un (01) seccionador tripolar de barra semipantógrafo.
  - Un (01) aislador soporte.
- Una (01) celda de línea L-2215-A_1 en 220 kV hacia la S.E. Nueva Huarmey equipada con:
  - Tres (03) descargadores de sobretensión de óxido de zinc con contador de descarga.
  - Tres (03) transformadores de tensión capacitivo.
  - Dos (02) trampas de onda en las fases R y S.
  - Un (01) seccionador tripolar de línea de apertura central con cuchilla de puesta a tierra.
  - Un (01) seccionador tripolar semipantógrafo de transferencia.
  - Tres (03) transformadores de corriente de 4 núcleos.
  - Un (01) interruptor de accionamiento uni-tripolar.
  - Un (01) seccionador tripolar de barra de doble apertura.
  - Un (01) seccionador tripolar de barra semipantógrafo.
  - Un (01) aislador soporte.
- Una (01) celda de línea L-2215_A en 220 kV hacia la S.E. Paramonga Nueva equipada con:
  - Tres (03) descargadores de sobretensión de óxido de zinc con contador de descarga.

- Tres (03) transformadores de tensión capacitivo.
- Dos (02) trampas de onda en las fases R y S.
- Un (01) seccionador tripolar de línea de apertura central con cuchilla de puesta a tierra.
- Un (01) seccionador tripolar semipantógrafo de transferencia.
- Tres (03) transformadores de corriente de 4 núcleos.
- Un (01) interruptor de accionamiento uni-tripolar.
- Un (01) seccionador tripolar de barra de doble apertura.
- Un (01) seccionador tripolar de barra semipantógrafo.
- Un (01) aislador soporte.

- Una (01) celda de línea L-2216 en 220 kV hacia la S.E. Paramonga Nueva equipada con:
  - Tres (03) descargadores de sobretensión de óxido de zinc con contador de descarga.
  - Tres (03) transformadores de tensión capacitivo.
  - Dos (02) trampas de onda en las fases R y S.
  - Un (01) seccionador tripolar de línea de apertura central con cuchilla de puesta a tierra.
  - Un (01) seccionador tripolar semipantógrafo de transferencia.
  - Tres (03) transformadores de corriente de 4 núcleos.
  - Un (01) interruptor de accionamiento uni-tripolar.
  - Un (01) seccionador tripolar de barra de doble apertura.
  - Un (01) seccionador tripolar de barra semipantógrafo.
  - Un (01) aislador soporte.
- Una (01) celda de transformación (lado 220 kV) equipada con:
  - Tres (03) descargadores de sobretensión de óxido de zinc con contador de descarga.
  - Tres (03) transformadores de corriente de 4 núcleos.
  - Un (01) seccionador tripolar de línea de apertura central con cuchilla de puesta a tierra.
  - Un (01) seccionador tripolar semipantógrafo de transferencia.
  - Un (01) interruptor de accionamiento uni-tripolar con mando sincronizado.

- Un (01) seccionador tripolar de barra de doble apertura.
- Un (01) seccionador tripolar de barra semipantógrafo.
- Ocho (08) aisladores soporte.

- Una (01) celda acople equipada con:
  - Tres (03) transformadores de corriente de 4 núcleos.
  - Un (01) interruptor de accionamiento uni-tripolar.
  - Dos (02) seccionadores tripolares de barra de doble apertura.
  - Ocho (08) aisladores soporte.
- Un (01) transformador trifásico de 02 devanados en 220 ± 13x1,25%/33 kV; 78/104/130 MVA ONAN/ONAF1/ONAF2 con regulación bajo carga, contará con transformadores de corriente en sus bujes de alta y media tensión y neutro.
- Seis (06) transformadores de potencial inductivo de tres devanados, tres (03) en cada barra.
- Tres (03) transformadores de potencial inductivo de un devanado cargable, tres (03) en la barra A.

**33 KV:**

- Una (01) celda de media tensión de transformador en 33 kV equipada con:
  - Un (01) seccionador con cuchilla de puesta a tierra
  - Un (01) interruptor extraíble de accionamiento tripolar.
  - Tres (03) transformadores de corriente de 3 núcleos.
  - Tres (03) descargadores de sobretensión de óxido de zinc
- Seis (06) circuitos en 33 kV, cada una compuesta por:
  - Un (01) seccionador con cuchilla de puesta a tierra.
  - Un (01) interruptor extraíble de accionamiento tripolar.
  - Tres (03) transformadores de corriente de 2 núcleos.
- Una (01) celda de servicios auxiliares, compuesta por:
  - Un (01) transformador trifásico de 02 devanados en 33/0,38 kV; 500 kVA, tipo seco.
  - Un (01) seccionador con cuchilla de puesta a tierra
  - Un (01) interruptor extraíble de accionamiento tripolar.
  - Tres (03) transformadores de corriente de 2 núcleos.
- Una (01) celda de transformador Zig Zag, compuesto por:
  - Un (01) transformador Zig Zag en 33 kV.

- Un (01) seccionador con cuchilla de puesta a tierra.
- Un (01) interruptor extraíble de accionamiento tripolar.
- Tres (03) transformadores de corriente de 1 núcleo.

- Tres (03) transformador de tensión inductivo de 3 devanados (en barra).

### 6.1.3 *EQUIPOS DE PROTECCIÓN*

Los relés de protección a emplearse serán del tipo digital, multifunción.

#### 6.1.3.1 *Protección propia del transformador de potencia*

La protección propia del transformador estará compuesta por.

- Relé Buchholz: alarma y desenganche (63).
- Relé de imagen térmica (49).
- Relé de nivel de aceite (71).
- Termómetros indicadores, con contactos de alarma y disparo.
- Sensores y monitores para detectar presencia de humedad, gases.

#### 6.1.3.2 *Protección externa del transformador de potencia*

De acuerdo al PR-20, los requisitos mínimos de protección de transformadores grandes son los que se muestran en su plano RP-SE-03. Según esto, se ha previsto la instalación de dos relés digitales redundantes con función principal basada en protección diferencial (87T) y con funciones de sobrecorriente de respaldo para cada devanado.

Las funciones de protección para cada relé redundante son las siguientes:

- Protección diferencial del transformador (87T)
- Protección de sobreflujo magnético V/Hz (24)
- Protección de Sobrecorriente Instantánea (50)
- Protección de Sobrecorriente temporizada (51)
- Protección de Sobrecorriente a tierra Instantánea (50N)
- Protección de Sobrecorriente a tierra temporizada (51N)
- Protección de Sobrecorriente direccional (67)
- Protección de Sobrecorriente direccional a tierra (67N)
- Protección de sub tensión (27)
- Protección de Sobre tensión (59)
- Protección de corriente de secuencia negativa (46)
- Protección térmica (49)
- Protección de Sobre tensión homopolar (59N)

- Función de control de bahía

#### 6.1.3.3 *Protección de línea 220 kV*

De acuerdo con el PR-20, Anexo 1. Capítulo 6: requisitos técnicos mínimos para los sistemas de protección medición y comunicaciones, se consideran como mínimo las funciones de protección con base en el cálculo del SIR que determina si la línea es mediana o larga. Según esto, se ha previsto la instalación de:

- Dos relés digitales redundantes con funciones principales basadas en protección distancia (21/21N) y con funciones de sobrecorriente de respaldo para la línea larga, esto aplica para la línea 220 kV Chimbote – Wari.

Las funciones de protección para cada relé redundante en la línea larga son las siguientes:

- Protección distancia falla entre fases (21)
- Protección distancia falla entre fases a tierra (21N)
- Protección sobrecorriente direccional a tierra (67N)
- Función de verificación de sincronismo (25)
- Bloqueo contra la oscilación de potencia (68).
- Protección por fallas del interruptor (50BF).
- Protección de pérdida de paso (78).
- Función de recierre (79).
- Protección de Sobre tensión (59)
- Función de control de bahía
- Unidad de medición fasorial (PMU)
- Esquema de teleprotección POTT
- Esquema de teleprotección 67NCD
- Esquema de teleprotección DDT

- Dos relés digitales redundantes con funciones principales basadas en protección diferencial de línea (87L) y con funciones de sobrecorriente de respaldo para la línea mediana, esto aplica para las dos líneas 220 kV Paramonga Nueva – Wari y la Nueva Huarmey - Wari

Las funciones de protección para cada relé redundante en las líneas medianas son las siguientes:

- Protección diferencial de línea (87L)

- Protección distancia falla entre fases (21)
- Protección distancia falla entre fases a tierra (21N)
- Protección sobrecorriente direccional a tierra (67N)
- Función de verificación de sincronismo (25)
- Bloqueo contra la oscilación de potencia (68).
- Protección por fallas del interruptor (50BF).
- Protección de pérdida de paso (78).
- Función de recierre (79).
- Protección de Sobre tensión (59)
- Función de control de bahía
- Unidad de medición fasorial (PMU)
- Esquema de teleprotección POTT
- Esquema de teleprotección 67NCD
- Esquema de teleprotección DDT

La comunicación para la protección por 87L se rentará la fibra óptica de una empresa tercera (Internexa) quien actualmente cuenta con cable ADSS soportado en las estructuras de transmisión de las líneas L-2215 A, L-2216 y L-2215 A1

#### 6.1.3.4 *Protección de acoplamiento en 220 kV*

Se deberá suministrar una protección acoplamiento de barras 220 kV, con funciones de protección:

- Sobrecorriente instantánea y temporizada (50/51)
- Sobrecorriente de falla a tierra instantánea y temporizada (50/51N)
- Función de verificación de sincronismo (25)

#### 6.1.3.5 *Protección diferencial de barras en 220 kV*

Se deberá suministrar una protección diferencial de barras distribuida 220 kV con la capacidad de integrar las celdas del proyecto, el cual deberá incluir la protección de falla de interruptor (50BF).

#### 6.1.3.6 *Protección de celdas en 33 kV*

Se deberá suministrar una protección diferencial de barras distribuida 220 kV con la capacidad de integrar las celdas del proyecto, el cual deberá incluir la protección de falla de interruptor (50BF).

Todos los relés de protección deben tener capacidad de conectarse con el sistema de control de la subestación (SCADA) vía protocolo abierto IEC 870-5-103.

Para mayor detalle del sistema de protecciones ver documento, INEL2503-01-SE-A-PL-EL-010.

#### 6.1.3.7 *Protección de celdas en 33 kV*

- Protección diferencial de transformador (87T únicamente para celda de SS.AA)
- Protección de sobrecorriente instantánea (50)
- Protección de sobrecorriente instantánea homopolar (50N)
- Protección de sobrecorriente temporizada (51)
- Protección de sobrecorriente homopolar (51N)

### 6.1.4 *EQUIPOS DE MEDICIÓN*

Se emplearán contadores multifunción en la bahía de línea, bahía de transformador, celda de transformador, celdas de circuitos y celda de transformador de servicios auxiliares, serán digitales, bidireccionales, de doble tarifa y doble horario, clase 0,2, con los dispositivos necesarios que permita extraer la señal hacia el sistema de telemedida. El equipo operará bajo el sistema de 4 hilos, trifásico, y permitirá la medición de los parámetros instantáneos, por fase y trifásicos además de los parámetros eléctricos de: potencia activa y reactiva, potencia aparente, corriente, tensión y Cos $\phi$.

### 6.1.5 *REGISTRADOR DE FALLA*

Se instalarán registradores de falla en las celdas de línea 220 kV, celda de transformador de potencia 220 kV y celda de transformador 33 kV. Los registradores de falla serán de tecnología digital numérica con doble frecuencia de muestreo rápida y lenta, que permitirán registrar eventos transitorios de corta duración en el sistema, asimismo el registro dinámico de oscilaciones de potencia a través de una frecuencia de muestreo lenta

### 6.1.6 *SISTEMA DE CONTROL DE SUBESTACIÓN (SCS)*

El criterio para el diseño del Sistema de Control de Subestaciones, considerando que será una subestación automatizada basada en la norma IEC 61850, teniendo un control local y uno remoto es el de un sistema de control con topología en anillo, unida mediante una red LAN y/o red de campo con protocolo abierto.

El sistema en nivel 0 lo conforman los equipos convencionales del patio de llaves.

En el nivel 1 lo conforman los dispositivos electrónicos controladores inteligentes (IEDs) distribuidos según su función para las celdas de 220 kV y 33 kV ubicados en los gabinetes de control correspondientes instalados en el edificio de control.

El nivel 2 lo conforma un gabinete de comunicaciones SAS el cual tendrá un sistema central de supervisión general de la subestación desde el edificio de control de la subestación. Estará conformado por dos (2) unidades centrales controladoras de subestación y dos (2) computadores de interfaz de usuario (IHM), que constituyen el sistema de supervisión y control remoto en tiempo real de la subestación. Así mismo, se contará con un concentrador de datos fasoriales (PDC) que recolectará toda la data de las unidades de medición fasorial de los relés de protección de línea (PMU) y de allí, remitirlos mediante un único canal de comunicaciones dedicado hacia los PDCs del COES.

El nivel 3 constituido por el Centro de Control de Acciona

El protocolo de transmisión de datos entre el Centro de Control de la empresa integrante de la RIS y los Centros de Control del COES, deberá cumplir con lo especificado con la NTIITR. Asimismo, se considera el envío de señales de estado de los equipos de patio y mediciones (MW, Mvar, A, kV, etc.) en 220 kV, mediciones de velocidad de viento (intensidad y dirección) y temperatura ambiente.

### 6.1.7 *SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES*

Se emplearán los mismos medios de comunicación de las líneas L-2215 y L-2216 existentes; es decir, onda portadora respaldada por enlaces microondas. Además, se deberá implementar el nuevo sistema de telecomunicaciones de la subestación, compuesto por cuatro tableros, cada uno asociado a cada línea de transmisión, compuestos por terminal de onda portadora digital, el cual incluye su teleprotección, multiplexor, router, modem de microondas y su teleprotección.

### 6.1.8 *SERVICIOS AUXILIARES*

Para alimentar los sistemas de protección, control y mando de los equipos de la subestación, se deberá implementar en el edificio de control un gabinete de servicios auxiliares en 380/220 Vca, y un gabinete en 110 Vdc.

Se implementará dos (02) bancos de baterías de igual capacidad (500 A.h) que trabajen uno como respaldo del otro, mejorando la confiabilidad del sistema.

Se implementará dos (02) tableros cargadores-rectificadores independientes y redundantes gestionables de manera remota.

Los servicios auxiliares serán alimentados de la barra de 33 kV de la subestación, por medio de un transformador de servicios auxiliares de 500 kVA, 33/0,38-0,22 kV. El transformador de servicios auxiliares será de montaje al exterior, trifásico, del tipo de seco y refrigeración natural de aire, además deberá estar provisto de tomas de regulación en vacío en el lado de alta tensión.

Además de contará con redundancia por medio de los transformadores de potencial cargables de 3x166.7 kVA, 220/0,38-0,22 kV (total 500 kVA). Los transformadores cargables serán de montaje al exterior, instalados en la barra A de 220 kV.

Como respaldo, se implementará un grupo electrógeno cuya potencia será definida en la ingeniería de detalle en función a las cargas esenciales AC.

## 6.2 DESCRIPCIÓN DE OBRAS ELECTROMECÁNICAS Y EQUIPAMIENTOS EN SUBESTACIÓNES CONTIGUAS

### 6.2.1 *EQUIPOS DE PROTECCIÓN*

Los relés en la SS.EE Paramonga existentes para las líneas L-2215 A, L-2216, son relés de distancia; por lo tanto, el proyecto debe de cambiar los relés de protección existentes por unos relés con función de protección 87L.

Los relés en la SS.EE Nueva Huarmey proyectados para la línea L-2215 A1, son relés de distancia; por lo tanto, el proyecto debe de cambiar los relés de protección proyectados por unos relés con función de protección 87L.

# 7 ESTUDIOS ELÉCTRICOS

En esta sección se especifican las conclusiones obtenidas para cada uno de los estudios eléctricos realizados al presente proyecto.

## 7.1 Conclusiones del estudio de flujo de potencia

En el escenario de máxima generación (MG) de las centrales de generación no convencional (CGNC) existentes y proyectadas en la Zona 1, la simulación demuestra que es posible inyectar el 100 % de su potencia nominal sin causar sobrecargas en los elementos de la red del SEIN, a diferencia de otros casos donde se requieren limitaciones operativas. Los flujos de potencia y perfiles de tensión se mantienen dentro de los rangos admisibles, lo que confirma que la infraestructura actual tiene capacidad suficiente para integrar toda la generación no convencional prevista en la zona norte del SEIN.

El estudio evaluó el impacto de incorporar el proyecto CE Wari (115,6 MW) en el escenario de máxima generación (MG) de las centrales de generación no convencional (CGNC) existentes y proyectadas en la Zona 1. Los resultados muestran que, al operar al 100 % junto con las demás CGNC de la zona, es posible inyectar su potencia nominal sin generar sobrecargas en los elementos de la red del SEIN, manteniendo los perfiles de tensión y las cargabilidades dentro de los límites establecidos por el PR-20.

En condición operativa de contingencias (N-1), se identificaron elementos sobrecargados, lo que requiere la aplicación de medidas operativas para garantizar la seguridad del sistema.

### 7.1.1 *Esquema de Reducción Automática de Generación (ERAG)*

Para asegurar la correcta operación del SEIN ante el ingreso de la CE Wari de 115,6 MW, se propone la implementación de un Esquema de Reducción Automática de Generación (ERAG).

- L-2214 (SE Lomera 220kV – SE Huacho 220kV)

La implementación del Esquema de Reducción Automática de Generación (ERAG) demostró su efectividad al disminuir las sobrecargas adicionales ocasionadas por la inclusión del proyecto CE Wari de 115.6 MW.

Cabe precisar que el esquema propuesto tiene carácter referencial y será definido con mayor detalle durante el Estudio de Operatividad (EO), considerando únicamente aquellos proyectos que efectivamente se encuentren construidos. De igual manera, las instalaciones monitoreadas y los criterios de actuación del ERAG podrán ajustarse en función de la evolución del sistema en la zona de influencia.

Se verifica que la integración del proyecto CE Wari de 115.6 MW al SEIN es técnicamente viable según el estudio de flujo de carga, habiéndose cumplido los requisitos establecidos en el PR-20.

### 7.1.2 *Conclusiones del estudio de control de potencia reactiva*

Para el análisis del cumplimiento del factor de potencia, se verificó el cumplimiento de lo exigido por el procedimiento técnico PR-20 del COES sin la necesidad de instalar un elemento de compensación reactiva (capacitivo/inductivo).

La evaluación se realizó para los niveles de tensión de 0.95, 1.00 y 1.05 en p.u., de esta forma, se exigió a nuestro proyecto tener la capacidad para operar en modo de exportación/importación de potencia reactiva. Por lo tanto, la CE Wari resulta beneficioso al proporcionar la capacidad de control de potencia reactiva y como consecuencia, en ciertos niveles, el control de la tensión.

## 7.2 Conclusiones del estudio de cortocircuito

Los resultados evidencian que la incorporación del proyecto no produce un impacto significativo en los niveles de corriente de cortocircuito dentro de la zona de influencia.

Los valores de corriente de cortocircuito, correspondientes a fallas monofásicas, bifásicas a tierra y trifásicas, calculados en la zona de influencia, se mantuvieron por debajo de la capacidad de ruptura de los interruptores instalados. Esto garantiza la integridad operativa del sistema eléctrico ante la integración del proyecto.

De lo expuesto anteriormente, se concluye que la integración del proyecto C.E. Wari de 115.6 MW es técnicamente viable desde la perspectiva del estudio de cortocircuito.

## 7.3 Conclusiones del estudio de estabilidad transitoria

En los resultados de fallas monofásicas al 50 %, con recierre exitoso en los enlaces de transmisión cercanos al proyecto, se constata que no se compromete la estabilidad del SEIN; las principales variables operativas se recuperan rápidamente al finalizar la falla, adoptando un

nuevo punto de operación dentro de los márgenes permisibles y garantizando la continuidad operativa del SEIN.

En los resultados ante una falla trifásica al 50 %, con apertura definitiva de los interruptores en líneas de transmisión cercanas al proyecto, se constata que no se compromete la estabilidad del SEIN; Las principales variables operativas se recuperan rápidamente tras la falla, estabilizándose en un nuevo punto de operación dentro de los márgenes permisibles, lo que asegura la continuidad operativa del SEIN.

Se ha verificado que, conforme a lo establecido en el procedimiento PR-20, los tiempos críticos de despeje ante fallas trifásicas en todos los eventos analizados son superiores a 100 milisegundos.

Al realizar la verificación de inercia, considerando una desconexión de hasta 316.165 MW (salida de la unidad de generación Kallpa TV), se observa que el ingreso de la C.E. Wari de 115.6 MW al SEIN no genera un impacto significativo sobre el nivel de inercia del sistema. En todos los escenarios analizados, la frecuencia cumple con los criterios establecidos en el procedimiento PR-20 del COES. La frecuencia mínima registrada corresponde al año 2031, en el escenario de avenida con demanda máxima, alcanzando un valor de 59.441 Hz.

En cuanto al análisis de Huecos de tensión, se confirma que las tensiones y la frecuencia se recuperan dentro de valores que cumplen con las normativas establecidas, no se evidencia la desconexión de la central en ningún momento durante la falla.

Las regulaciones dinámicas (ERAG) aplicadas durante la contingencia 10 evaluada aseguran que los elementos críticos permanezcan dentro de los límites operativos. Las cargabilidades de las líneas y transformadores, así como las tensiones en las subestaciones, se mantienen dentro de las tolerancias definidas en el PR-20. Es importante destacar que, en esta etapa, los cálculos de potencia que el ERAG desconectará son referenciales, y se detallarán en la fase de Estudios de Operación (EO) una vez que se confirme la materialización de los proyectos de generación.

De los resultados mostrados en el presente estudio se verifica que el ingreso al SEIN de las instalaciones del proyecto C.E. Wari de 115.6 MW es técnicamente viable desde el punto de vista de estabilidad transitoria (RMS), pues se cumplieron con los indicadores de desempeño exigidos por el PR-20.

## 7.4 Conclusiones del estudio de armónicos

Se verifica que la puesta en servicio del proyecto “C.E. Wari de 115.6 MW” al SEIN es técnicamente viable desde el punto de vista del estudio de flujo de carga armónica, ya que las distorsiones armónicas individuales y totales, tanto de tensión como de corriente, se mantienen

dentro de los límites establecidos por la NTCSE, y los estándares IEC 61000-3-6 e IEEE Std. 519-2022.

El proyecto no genera contenido armónico significativo que pueda excitar las frecuencias de resonancia identificadas en la futura S.E. Wari 220 kV, ya que la distorsión armónica de corriente se encuentra muy por debajo de los límites establecidos por la norma IEEE Std. 519-2022. En este sentido, no se atribuye al proyecto la capacidad de inducir condiciones de resonancia en el sistema.

## 7.5 Conclusiones de los estudios eléctricos

De los resultados obtenidos en los diferentes estudios eléctricos realizados para el proyecto C.E. Wari de 115,6 MW, se verifica que su integración al SEIN es técnicamente viable, cumpliéndose los criterios establecidos en el procedimiento técnico PR-20 del COES.

# 8 LISTA DE EQUIPAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS APROBADAS

## 8.1 LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 kV WARI – PUNTO DE SECCIONAMIENTO

| ITEM | DESCRIPCIÓN | VALOR |
|---|---|---|
| **1.0** | Longitud +-10% | 3 km |
| **2.0** | Número de ternas | 04 (02 ternas por torre) |
| **3.0** | Tensión nominal | 220 kV |
| **4.0** | Tensión máxima del equipo | 245 kV |
| **5.0** | Potencia de diseño | 180 MVA |
| **6.0** | Conductores por fase (tipo y sección) | ACAR 442.7 $mm^2$ |
| **7.0** | Longitud mínima de la cadena de aisladores (distancia de arco seco) | 2,628 m (suspensión)<br>2,774 (anclaje) |
| **8.0** | Cable de guarda y/o de comunicación | - |
| **9.0** | Silueta de la estructura de suspensión | Plano N° INEL2503-01-LI-A-PL-ME-033.B 1/3 |

## 8.2 SUBESTACIÓN WARI 220 kV

| Ítem | Descripción | Valor | |
|---|---|---|---|
| 1.0 | Tensión nominal del equipamiento de transmisión | 220 kV | |
| 2.0 | Tecnología | AIS (*Air Insulated Substation*) | |
| 3.0 | Tensión máxima del equipo | 245 kV | |
| 4.0 | Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico | 1050 kVp | |
| 5.0 | Corriente nominal | Celdas de línea: | |
| | | - Interruptor:<br>- Seccionadores:<br>- Transformadores de corriente: | 3150 A<br>2500 A<br>1000-500/1-1-1-1 A |
| | | Celda de transformación: | |
| | | - Interruptor:<br>- Seccionadores:<br>- Transformadores de corriente: | 3150 A<br>2500 A<br>800-400/1-1-1-1 A |
| | | Celda de acople: | |
| | | - Interruptor:<br>- Seccionadores:<br>- Transformadores de corriente: | 3150 A<br>3000 A<br>3000-1500/1-1-1-1 A |
| 6.0 | Capacidad de ruptura de cortocircuito trifásico | 40 kA | |
| 7.0 | Configuración de barras | Doble barra con seccionador de transferencia | |
| 8.0 | Número de Bahías | 06 | |
| 8.1 | De línea | 04 | |
| 8.2 | De transformación | 01 | |
| 8.2 | De acoplamiento | 01 | |
| 9.0 | Transformadores de potencia | 01 | |
| 9.1 | Potencial Nominal | 78-104-130 MVA / ONAN-ONAF1-ONAF2 | |
| 9.2 | Transformador de corriente en bushings | Corriente nominal primaria:<br>220 kV: 800-400/1-1-1 A<br>33 kV: 2500/1-1-1 A<br>Neutro (33 kV): 800/1-1 A | |
| 9.3 | Relación de transformación | 220±13x1.25% / 33 kV | |
| 9.3 | Grupo de Conexión | YNd11 | |
| 9.4 | Tipo de Regulación de tomas | Bajo carga | |

| Ítem | Descripción | Valor |
|---|---|---|
| 9.5 | Mando Sincronizado | Si |
| 10.0 | Sistema de protección y medición | Plano N° INEL2503-01-SE-A-PL-EL-010 |
| 11.0 | Esquema de comunicación y teleprotección | Plano N° INEL2503-01-SE-A-PL-EL-015 |
| 12.0 | Arquitectura de Automatización y Control | Plano N° INEL2503-01-SE-A-PL-EL-014 |

## 8.3 CENTRAL EÓLICA WARI 115,6 MW

| ITEM | DESCRIPCIÓN | VALOR |
|---|---|---|
| **1.0** | Características técnicas de la Central | |
| 1.1 | Potencia Nominal | 115,6 MW |
| 1.2 | Tipo de aerogenerador (tecnología a usar) | Generador de inducción asíncrono trifásico de doble alimentación 6.8 MW |
| 1.3 | Equipo de compensación reactiva | No |
| 1.4 | Esquema de Control y Protección para Reducción de Generación | Plano N° INEL2503-01-CE-A-PL-ME-041.C |

## 8.4 CRONOGRAMA DEL PROYECTO

| ACCIONA ENERGÍA PERÚ S.A.C. | CRONOGRAMA GENERAL PROYECTO EÓLICO WARI | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **ACTIVIDADES** | Q4 2024 | Q1 2025 | Q2 2025 | Q3 2025 | Q4 2025 | Q1 2026 | Q2 2026 | Q3 2026 | Q4 2026 | Q1 2027 | Q2 2027 | Q3 2027 | Q4 2027 | Q1 2028 | Q2 2028 | Q3 2028 | Q4 2028 | Q1 2029 | Q2 2029 | Q3 2029 | Q4 2029 | Q1 2030 | Q2 2030 | Q3 2030 | Q4 2030 | Q1 2031 |
| **TRAMITACIÓN / PERMISOS** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Estudios Preliminares e Ing. Básica | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Estudios de PreOperatividad (EPO) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Estudios de Impacto Ambiental | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Concesión de Generación y Transmisión | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Derechos de Servidumbre | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Final Investment Decision (FID) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Estudios de Operatividad (EO) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **CONSTRUCCIÓN MECÁNICA** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **CONSTRUCCIÓN LÍNEA TRANSMISIÓN** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **PRUEBAS Y PUESTA EN OPERACIÓN** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |