



Universidad Nacional Mayor de San Marcos

Universidad del Perú. Decana de América
Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica
Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica

Análisis del impacto de una nueva subestación que ingresa en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) para suministrar de energía eléctrica el lado norte de la zona de concesión Villacurí - Ica

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Para optar el Título Profesional de Ingeniera
Electricista**

AUTOR

Patricia SAMANEZ VERA

ASESOR

Mg. Delfin Genaro SUSANIBAR CELEDONIO

Lima, Perú

2024



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Samanez, P. (2024). *Análisis del impacto de una nueva subestación que ingresa en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) para suministrar de energía eléctrica el lado norte de la zona de concesión Villacuri – Ica* [Trabajo de suficiencia profesional de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

Metadatos complementarios

Datos de autor	
Nombres y apellidos	Patricia Samanez Vera
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	70306497
URL de ORCID	No Aplica
Datos de asesor	
Nombres y apellidos	Delfin Genaro Susanibar Celedonio
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	16010188
URL de ORCID	https://orcid.org/0000-0003-1586-8761
Datos del jurado	
Presidente del jurado	
Nombres y apellidos	Hugo Avila Vargas
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	09295655
Miembro del jurado 1	
Nombres y apellidos	José Luis Mejía Olivas
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	10053479
Miembro del jurado 2	
Nombres y apellidos	Walter Alejandro Guzmán Estremadoyro
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	21143307
Datos de investigación	
Línea de investigación	C.0.1.5 Calidad de energía
Grupo de investigación	No Aplica
Agencia de financiamiento	No Aplica

Ubicación geográfica de la investigación	Proyecto: Nueva subestación Lomas País: Perú Departamento: Ica Provincia: Pisco Distrito: Humay Zona: 18L Latitud: 13.806657 Longitud: - 75.968839
Año o rango de años en que se realizó la investigación	Febrero 2020 – enero 2021
URL de disciplinas OCDE	Ingeniería eléctrica, Ingeniería Electrónica https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#2.02.01



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
(Universidad del Perú, DECANA DE AMÉRICA)
FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y ELÉCTRICA
Teléfono 619-7000 Anexo 4226
Calle Germán Amezaga 375 – Lima 1 – Perú



ACTA DE SUSTENTACIÓN TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

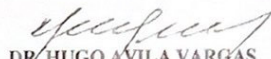
ACTA N°036/FIEE-CTGT/2024

Los suscritos Miembros del Jurado, docentes permanentes de las Escuelas Profesionales de la Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, reunidos en la fecha 31 de mayo del 2024, como presidente de Jurado el **DR. HUGO AVILA VARGAS**, integrado por el Miembro de Jurado el **MG. JOSÉ LUIS MEJIA OLIVAS**, el Miembro de Jurado **DR. WALTER ALEJANDRO GUZMAN ESTREMADOYRO** y Miembro Asesor el **MG. DELFIN GENARO SUSANIBAR CELEDONIO**.

Después de escuchar la Sustentación Presencial del Trabajo de Suficiencia Profesional del Bachiller **PATRICIA SAMANEZ VERA** con código N° **11190155** que para optar el Título Profesional de Ingeniera Electricista sustentó el Trabajo de Suficiencia Profesional titulado **ANÁLISIS DEL IMPACTO DE UNA NUEVA SUBESTACIÓN QUE INGRESA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN) PARA SUMINISTRAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA EL LADO NORTE DE LA ZONA DE CONCESIÓN VILLACURÍ - ICA**.

El jurado examinador procedió a formular las preguntas reglamentarias y, luego de una deliberación en privado, decidió otorgarle el calificativo de **18 (DIECIOCHO)**

Ciudad Universitaria, 31 de mayo del 2024


DR. HUGO AVILA VARGAS
Presidente Jurado


DR. WALTER ALEJANDRO GUZMAN ESTREMADOYRO
Miembro Jurado


MG. JOSÉ LUIS MEJIA OLIVAS
Miembro Jurado


MG. DELFIN GENARO SUSANIBAR CELEDONIO
Miembro Asesor



Universidad Nacional Mayor de San Marcos

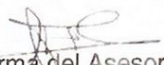
Universidad del Perú. Decana de América

Vicerrectorado de Investigación y Posgrado



CERTIFICADO DE SIMILITUD

Yo **MG. DELFIN GENARO SUSANIBAR CELEDONIO** mi condición de asesor acreditado con el Acta de Sustentación de Trabajo de Suficiencia Profesional: **ANÁLISIS DEL IMPACTO DE UNA NUEVA SUBESTACIÓN QUE INGRESA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN) PARA SUMINISTRAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA EL LADO NORTE DE LA ZONA DE CONCESIÓN VILLACURÍ – ICA** presentado por la bachiller **Patricia Samanez Vera**, para optar al título profesional de Ingeniera Electricista. CERTIFICO que se ha cumplido con lo establecido en la Directiva de Originalidad y de Similitud de Trabajos Académicos, de Investigación y Producción Intelectual. Según la revisión, análisis y evaluación mediante el software de similitud textual, el documento evaluado cuenta con el porcentaje de 19% de similitud, nivel **PERMITIDO** para continuar con los trámites correspondientes y para su **publicación en el repositorio institucional**. Se emite el presente certificado en cumplimiento de lo establecido en las normas vigentes, como uno de los requisitos para la obtención del grado correspondiente.


Firma del Asesor

DNI: **16010188**

Nombres y apellidos del asesor:

Mg. Delfin Genaro Susanibar Celedonio



RESUMEN

La motivación del presente trabajo surgió por la necesidad de suministrar de energía eléctrica a una zona con un gran potencial agrícola en el lado norte de la zona de concesión Villacurí – Ica.

El propósito de este trabajo es llevar a cabo un análisis eléctrico para el ingreso al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de la nueva subestación Lomas 60/22.9kV en el lado norte de la zona de concesión Villacurí – Ica.

Para el ingreso de la subestación Lomas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional se realizó un análisis de operación en estado estacionario para demostrar que el proyecto no ocasione restricciones en el servicio eléctrico de otros concesionarios en la zona. Los análisis se realizaron siguiendo los lineamientos conforme con el procedimiento técnico N°20 del COES “Ingreso, modificación y retiro de instalaciones del SEIN.

Finalmente, se concluyó, que el ingreso de la subestación Lomas no ocasiona sobrecargas en las líneas de transmisión ni en los transformadores de potencia en la zona de influencia del proyecto, así como también las tensiones se encuentran dentro del rango de tolerancia.

Asimismo, este proyecto proporciona acceso a la electricidad a más ciudadanos generando desarrollo agroindustrial y exportación en la zona y creación de nuevos puestos de trabajo.

Palabras clave: Suministro eléctrico, sobrecarga, caída de tensión, procedimiento técnico N°20 COES, zona de concesión.

ABSTRACT

The motivation for this work arose from the need to supply electrical energy to an area with great agricultural potential on the north side of the Villacurí – Ica concession area.

The purpose of this work is to carry out an electrical analysis for the entry to the National Interconnected Electrical System (SEIN) of the new Lomas 60/22.9kV substation on the north side of the Villacurí – Ica concession area.

For the entry of the Lomas substation into the National Interconnected Electrical System, a steady-state operation analysis was carried out to demonstrate that the project does not cause restrictions in the electrical service of other concessionaires in the area. The analyzes were carried out following the guidelines in accordance with technical procedure No. 20 of the COES “Entry, modification and withdrawal of SEIN facilities. Finally, it was concluded that the entry of the Lomas substation does not cause overloads in the transmission lines or the power transformers in the area of influence of the project, as well as the voltages are within the tolerance range.

Likewise, this project provides access to electricity to more citizens, generating agro-industrial development and exports in the area and creating new jobs.

Keywords: Electrical supply, overload, voltage drop, technical procedure N°20 COES, concession area.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	ii
ABSTRACT	iii
TABLA DE CONTENIDO	iv
LISTA DE TABLAS	vi
LISTA DE FIGURAS	vii
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1. Objetivo del informe	1
1.2. Estructura del informe	2
CAPÍTULO II: INFORMACIÓN DEL LUGAR DONDE SE DESARROLLÓ LA ACTIVIDAD	3
2.1. Institución donde se desarrolló la actividad	3
2.2. Periodo de la duración de la actividad	3
2.3. Finalidad y objetivos de la entidad	3
2.4. Razón social	3
2.5. Dirección postal	3
2.6. Correo electrónico del profesional a cargo	4
CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	5
3.1. Organización de la actividad	5
3.2. Finalidad y objetivos de la actividad	6
3.3. Problemática	7
3.4. Metodología	10
3.5. Procedimiento	21
3.6. Resultados de la actividad	40
CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES	42
4.1. Justificación	42
4.2. Metodología aplicada	42
4.3. Descripción de la implementación	46
4.4. Conclusiones	46
CAPÍTULO V: RECOMENDACIONES	49
CAPÍTULO VI: BIBLIOGRAFÍA	50

CAPÍTULO VII: ANEXOS	51
----------------------------	----

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Categorización de las líneas de transmisión.	19
Tabla 2. Principales nuevos proyectos de demanda 2025	24
Tabla 3. Estudios de Pre Operatividad incluidos en los análisis.....	25
Tabla 4. Parámetros Eléctricos de la Línea de Transmisión Derivación	32
Tabla 5. Parámetros eléctricos del transformador	32
Tabla 6. Demanda de la subestación Lomas Año 2021	33
Tabla 7. Demanda de la subestación Lomas Año 2025	33
Tabla 8. Criterios de evaluación – flujo de potencia	37
Tabla 9. Contingencias.....	39
Tabla 10. Criterios de evaluación - cortocircuito.....	39
Tabla 11. Valorización del proyecto.....	43
Tabla 12. Evaluación de pérdidas sin el proyecto	45
Tabla 13. Evaluación de pérdidas con el proyecto	45

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Zona de concesión de Consorcio Eléctrico de Villacurí - Ica...	9
Figura 2. Subestación de transmisión	15
Figura 3. Diagrama unifilar subestación de distribución primaria.	16
Figura 4. Área Operativa Norte.....	18
Figura 5. Área Operativa Centro.....	18
Figura 6. Área Operativa Sur.....	19
Figura 7. Mapa de transmisión de las instalaciones en operación	23
Figura 8. Ubicación de la nueva subestación Lomas	28
Figura 9. Red de distribución de Coelvisac inicial	29
Figura 10. Red de distribución de Coelvisac final.....	30
Figura 11. Diagrama Unifilar proyectado de la subestación Lomas	31
Figura 12. Zona de influencia del proyecto – sin proyecto	35
Figura 13. Zona de influencia del proyecto – con proyecto	36
Figura 14. Ubicación del enlace 60kV Huarango – Tacama.....	38
Figura 15. Crecimiento de la demanda en la zona de concesión de Villacurí.....	48

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

En la actualidad el uso de la energía eléctrica bajo condiciones confiables y sostenibles, se observa una mejora en la calidad de vida de la población. No obstante, aún existe una disparidad en la extensión del servicio eléctrico en muchas zonas rurales de nuestro país, es por ello por lo que se necesita llevar a cabo proyectos desarrollados en una planificación del servicio eléctrico.

La compañía Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. con la meta de mejorar el servicio eléctrico ha desarrollado una ampliación de subestaciones en el área ubicada al norte de la zona de concesión Villacurí - Ica, debida a que es una zona con un gran potencial agrícola, lo cual generará mayores beneficios para dicha población.

Para lograr llevar energía eléctrica a nuevos clientes de esta zona se debe cumplir con los requisitos y criterios mínimos para el ingreso al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de nuevas instalaciones.

En informe se analizará el efecto de esta reciente incorporación en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), conforme a lo indicado en el procedimiento técnico PR-20 "Ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN" del Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional.

1.1. Objetivo del informe

Realizar una evaluación eléctrica en estado estacionario (para condiciones normales y de contingencia) para la integración de la nueva SE Lomas 60/22.9kV al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Esta subestación suministrará energía eléctrica al norte de la zona de concesión Villacurí – Ica y como resultado del análisis eléctrico

demostrar que la inclusión de la nueva subestación Lomas no ocasionará restricciones en el servicio eléctrico de otras instalaciones en la región de implementación del proyecto.

1.2. Estructura del informe

En el primer capítulo, se expone el problema inicial en estudio.

En el segundo capítulo se ofrece una detallada descripción del entorno laboral donde se llevó a cabo la actividad.

En el tercer capítulo, se detallan los propósitos y objetivos de la actividad, al mismo tiempo se identifica la situación problemática, especificando tanto el problema general como los problemas específicos a abordar. Se expone la justificación e importancia de la investigación y se presenta la metodología en torno a las bases teóricas y marco conceptual requeridos para respaldar el presente trabajo.

Al final del tercer capítulo, se detalla exhaustivamente el procedimiento completo para abordar la problemática identificada y se muestran los resultados de la actividad.

En el cuarto capítulo, se presentan las conclusiones derivadas de este estudio, acompañadas con la metodología empleada y una explicación detallada sobre la ejecución del proyecto.

En el quinto capítulo, se presentan detalladamente las recomendaciones dirigidas al presente trabajo.

En el sexto capítulo, se enumeran las diversas fuentes bibliográficas utilizadas en este trabajo.

En el séptimo capítulo VII, se presentan los anexos del trabajo.

CAPÍTULO II: INFORMACIÓN DEL LUGAR DONDE SE DESARROLLÓ LA ACTIVIDAD

2.1. Institución donde se desarrolló la actividad

El proyecto del presente trabajo se realizó en la compañía Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C.

2.2. Periodo de la duración de la actividad

Las actividades de este proyecto se llevaron a cabo desde febrero de 2020 hasta enero de 2021.

2.3. Finalidad y objetivos de la entidad

Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (COELVISAC) es una compañía originaria de Perú, con una experiencia de más de 28 años en el mercado eléctrico peruano. Actualmente es reconocida con su nombre comercial de CVC Energía. Es una empresa dedicada a la distribución, transmisión, generación y comercialización de la energía eléctrica, cuyo objetivo primordial es brindar el servicio de energía eléctrica con calidad, confiabilidad en todas sus zonas de concesión.

2.4. Razón social

La denominación comercial de la compañía en donde se efectuó este trabajo es: CONSORCIO ELÉCTRICO DE VILLACURÍ S.A.C. – RUC N°20178344952

2.5. Dirección postal

La ubicación legal de la compañía donde se realizó el trabajo es: Car.
Panamericana Sur N°274 Valle de Villacurí (Fte Peaje)

Distrito: Salas

Departamento: Ica – Perú

2.6. Correo electrónico del profesional a cargo

El profesional responsable del proyecto fue el Ingeniero Luis Alberto Cuadros Sandoval quien se desempeña como Gerente de Ingeniería, Proyectos y Oficina Técnica. Su dirección de correo electrónico es: acuadros@cvcenergia.com.pe

CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD

3.1. Organización de la actividad

Para el desarrollo de este análisis, las actividades fueron organizadas de la siguiente manera:

3.1.1. *Recolección de datos del sistema eléctrico en estudio como son:*

- Archivo de la base de datos del software DlgSILENT Power Factory, para estudios de Pre operatividad titulado “Modelo Power Factory del SEIN_2021_2030 (Junio 2019). pfd”, el cual contiene el modelo de red del SEIN con los despachos de generadores para diferentes escenarios de demanda: máxima, media y mínima considerando las condiciones hidrológicas de avenida y estiaje. Además, incluye los parámetros eléctricos de todas las instalaciones del sistema..
- Programa de obras de Demanda para el periodo 2019-2030.
- Plan de proyectos de Generación y Transmisión para el periodo 2020-2024.
- Costos Variables de las Centrales Térmicas.
- Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 8, Regulación para el periodo 2021-2025.

3.1.2. *Modelamiento de la zona de influencia en estudio:*

- Incorporación del proyecto a la base de estudios de Pre operatividad publicada por el COES.

- Incorporación de nuevos proyectos aprobados o en trámite previos a la presentación del estudio ante el COES.
- Estimación de la demanda de las subestaciones Independencia e Ica.

3.1.3. Desarrollo de análisis eléctricos

El análisis eléctrico desarrollado comprende el siguiente alcance:

- Evaluación de la operación en estado estacionario bajo condiciones normales y en contingencia simple (n-1).
- Cálculo de los niveles de corrientes de cortocircuito trifásico, bifásico a tierra, monofásico y de máxima generación, en condiciones normales de operación.

3.2. Finalidad y objetivos de la actividad

3.2.1. Finalidad

El propósito de este análisis fue demostrar que la integración al SEIN de la nueva subestación Lomas no ocasiona restricciones en el servicio eléctrico de otros concesionarios en la zona de influencia del proyecto.

3.2.2. Objetivos

3.2.2.1. Objetivo general.

Realizar un análisis eléctrico en estado estacionario para la conexión de la subestación Lomas 60/22.9kV al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para suministrar de energía eléctrica a la zona norte de concesión Villacurí – Ica de la empresa Consorcio Eléctrico de Villacurí.

3.2.2.2. Objetivos específicos.

- Realizar simulaciones de flujo de potencia para confirmar la viabilidad de la integración de la subestación Lomas 60/22.9kV, que no haya sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores en el área de influencia del proyecto.
- Realizar simulaciones de cortocircuito para la selección de equipos y evaluar el efecto sobre los niveles de cortocircuito en la zona de influencia del proyecto subestación Lomas 60/22.9kV.
- Dar a conocer los beneficios económicos de la implementación de la nueva subestación Lomas dentro del sistema eléctrico de Villacurí.

3.3. Problemática

En el área de concesión de la compañía Consorcio Eléctrico de Villacurí en la zona de Ica hay una brecha en el servicio eléctrico cuyas cargas son pobladores rurales así como también hay zonas agrícolas. Las cargas que se presenta en esta zona son de característica fundamentalmente inductiva como pequeñas bombas y motores (0.5HP hasta 200HP) para los procesos de riego y bombeo. Dotar de suministro eléctrico a más clientes en la zona norte de concesión Villacurí desde las subestaciones y alimentadores de distribución existentes tiene limitaciones debido a fuertes caídas de tensión que se presentarían.

Consorcio Eléctrico de Villacurí con la finalidad de atender las nuevas cargas en la zona de concesión ha planificado implementar una nueva subestación denominada Lomas la cual seccionará la línea 60kV Independencia - Coelvisac I (L-6609), en la subestación Lomas se instalará un transformador de potencia de 50MVA - 60/22.9 kV.

La implementación de esta nueva subestación en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional requiere de diversos análisis en estado estacionario para lograr su óptima operación en el SEIN, para ello se

avalará el área de influencia del proyecto. Estos análisis se realizarán de acuerdo con el procedimiento técnico COES PR-20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional”.

Estos estudios eléctricos en estado estacionario (flujo de potencia y cortocircuito) se realizarán por razones de seguridad y/o confiabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Con estos análisis se debe tener la certeza que el proyecto nueva subestación Lomas que será instalado dentro del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional no ocasionará restricciones en el servicio eléctrico de otras instalaciones en el área de impacto del proyecto.

3.3.1. Problema general

¿De qué manera un análisis eléctrico en estado estacionario permite la conexión de la subestación Lomas 60/22.9kV al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para suministrar de energía eléctrica a la zona norte de concesión Villacurí – Ica de la compañía Consorcio Eléctrico de Villacurí?

3.3.2. Problemas específicos

- ¿Qué simulaciones de flujo de potencia serán necesarias realizar para verificar que con la incorporación de la subestación Lomas 60/22.9kV no haya sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores en la zona de influencia del proyecto?
- ¿Cuál será el equipamiento necesario a implementarse en la subestación Lomas y cuál será el efecto sobre los niveles de cortocircuito en el área de influencia del proyecto subestación Lomas con el implementación de esta subestación?
- ¿Cómo influye económicamente el ingreso de la nueva subestación Lomas en el Sistema Eléctrico de Villacurí?

de trabajo.

Por este motivo se desarrolla este proyecto para abastecer de energía eléctrica al lado norte de la zona de concesión Villacurí – Ica.

Justificación Teórica

El propósito de este trabajo es dar a conocer los requisitos necesarios que debe cumplir una instalación para su integración al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Justificación Práctica

En el presente trabajo sobre la integración de esta nueva subestación al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se realizó debido a la necesidad de suministrar de energía eléctrica a más clientes de la parte norte del área de concesión de la compañía Consorcio Eléctrico de Villacurí en Ica. Esta área norte en la se pretende atender más clientes se muestra remarcado en un círculo rojo en la figura 1.

Justificación Metodológica

En este estudio sobre la integración de la nueva subestación Lomas 60/22.9kV al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional se procedió conforme a los lineamientos establecidos en el procedimiento técnico COES PR-20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”.

3.4. Metodología

Para realizar el análisis del impacto de la nueva subestación se realizaron simulaciones de flujo de potencia para verificar condiciones de sobrecarga y caídas de tensión en el área de influencia del proyecto, asimismo se realizaron simulaciones de cortocircuito para validar que la selección de los equipos elegidos con similares características a los ya

implementados en la zona es suficiente para los niveles de cortocircuito de la zona.

3.4.1. Antecedentes de la investigación

Los antecedentes se basan en la Empresa Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. la cual tiene más de 28 años y que va creciendo año tras año. Su primera concesión de distribución de Villacurí – Ica le fue otorgada por el Estado Peruano en 1995 y debido al importante crecimiento de demanda en la zona y para garantizar una atención oportuna y adecuadamente el crecimiento de la demanda bajo los estándares de calidad y confiabilidad exigidos por la norma vigente fue necesario la implementación de una nueva subestación en esta zona.

La aprobación para la implementación de esta nueva subestación fue dada por el OSINERGMIN mediante la resolución N° 156-2018-OS/CD de fecha 12 de octubre de 2018 en el contexto de la modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión 2017-2021.

3.4.2. Bases Teóricas

Hernández (2003) realizó un estudio en la Universidad de Los Andes de Mérida - Venezuela, titulado 'Aplicación del Software DIgSILENT Power Factory en el Análisis del Sistema de Potencia'. En este trabajo, se examinó el Sistema de Potencia de Venezuela a 115 kV, y se desarrolló un manual para facilitar el aprendizaje y uso del software DIgSILENT Power Factory. Se llevaron a cabo simulaciones del sistema en su estado actual y se proyectó la demanda futura para evaluar la expansión del sistema y su impacto en el perfil de tensión. El objetivo principal fue verificar la eficacia del programa y mejorar el conocimiento sobre la operación en estado estacionario del sistema eléctrico de potencia. El análisis del flujo de potencia permitió determinar las magnitudes de voltaje y ángulos de fase en todos los nodos de la red eléctrica. El uso de software como DIgSILENT Power Factory facilitó este proceso de

análisis para los ingenieros.

Hakimi (2009) en su tesis para obtener el título profesional, titulada "Estudio de Modelado de Red del Sistema de Distribución de Energía Utilizando el Software de Simulación Digsilent Power Factory 13.2", llevó a cabo un análisis de la red del sistema eléctrico de una planta utilizando Digsilent Power Factory. Su estudio se dividió en dos partes principales: análisis de flujo de potencia y análisis de cortocircuito. En el análisis de flujo de potencia, se examinaron los voltajes en cada barra, incluida la carga en el transformador, los cables y la carga del motor. Por otro lado, el análisis de cortocircuito proporcionó información sobre los niveles mínimo y máximo de cortocircuito, dependiendo de la operación del sistema.

Mamani (2019), en su tesis para la obtención del título profesional titulada "Estudio de Pre-Operatividad para la conexión de la Central Hidroeléctrica San Gabán I al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional mediante una línea de transmisión en 220kV", llevó a cabo simulaciones para garantizar que cumplieran con los criterios de desempeño establecidos por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), de acuerdo con las directrices del PR-20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN". Se verificó que la interconexión de este proyecto al SEIN no tendría impactos negativos en el área afectada por el proyecto, considerando los años base de 2022 y proyectado de 2026.

3.4.3. Marco Conceptual

Se definen algunos términos que son utilizados en el análisis del presente trabajo:

3.4.3.1. Definición de términos

Subestación Eléctrica. Según Solla (2012), una subestación eléctrica se define como un conjunto de dispositivos diseñados para gestionar el flujo de energía eléctrica en un punto específico de la red. Estas subestaciones son el punto de interconexión donde convergen las líneas (que conectan nodos distantes con igual tensión) y los transformadores

(que conectan nodos cercanos con diferente tensión).

Interconexión. Según Solla (2012), “la interconexión en las subestaciones escalona los distintos niveles de tensión y garantiza la seguridad en el suministro mediante un adecuado mallado de la red eléctrica”.

Sobretensión. Según el Ministerio de Energía y Minas (2011, p. 16), la sobretensión se define como una variable que fluctúa en relación con el tiempo, medida entre una fase y tierra o entre fases, y presenta uno o varios valores máximos que superan el valor máximo ($U_m \sqrt{2} / \sqrt{3}$ o $U_m \sqrt{2}$, respectivamente) asociado a la tensión máxima del equipo..

Sobrecarga. El Ministerio de Energía y Minas (2011) define a la sobrecarga como el exceso de carga sobre el valor nominal de plena carga.

Usuario. De acuerdo con la definición del Ministerio de Energía y Minas en 2011, el término "Usuario" se refiere a la persona física o jurídica que ocupa una propiedad y tiene la capacidad de utilizar el suministro eléctrico asociado.

Estudio de Pre-Operatividad. Según el Comité de Operación Económica del Sistema (2013), el estudio de Pre-Operatividad se define como el análisis que identifica y evalúa las repercusiones de una nueva instalación en la operación del SEIN, en la capacidad del Sistema de Transmisión y en la fiabilidad y calidad de las operaciones.

Punto de conexión. De acuerdo con el Comité de Operación Económica del Sistema (2013), el término "punto de conexión" se refiere a la infraestructura de transmisión designada para conectar al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) las instalaciones propuestas por el Gestor del Proyecto.

Operación en Estado Estacionario. Según el Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (2013), la operación en estado estacionario se refiere a un análisis destinado a evaluar cómo la incorporación de nuevas instalaciones y/o cargas afecta al sistema eléctrico interconectado nacional. Este análisis se enfoca especialmente en el área de influencia del proyecto para dimensionarlo de manera adecuada y prevenir sobrecargas y caídas de tensión.

3.4.3.2. Clasificación de Subestaciones Eléctricas

Las subestaciones eléctricas de potencia se dividen en dos tipos según su función en los sistemas eléctricos.

Subestaciones de Transmisión

Núñez (2015) describe que una subestación de transmisión es responsable de conectar dos o más líneas de transmisión. En el escenario más simple, todas las líneas tienen la misma tensión. Estas subestaciones están equipadas con interruptores de potencia que permiten conectar o desconectar las redes durante condiciones de falla o para mantenimiento. Los niveles de tensión de transmisión más comunes son 69 kV, 138 kV, 230 kV, 345 kV, 500 kV, 700 kV y 1000 kV. Además, una subestación de transmisión puede incluir transformadores que ajustan la tensión a diferentes niveles de transmisión o distribución, así como dispositivos de control de tensión y corrección de factor de potencia, como capacitores, reactores o compensadores estáticos de reactivos. También pueden contar con equipos como transformadores de fase para regular el flujo de potencia entre sistemas de potencia adyacentes.

En la figura 2 se muestra el diagrama unifilar de una subestación de transmisión.

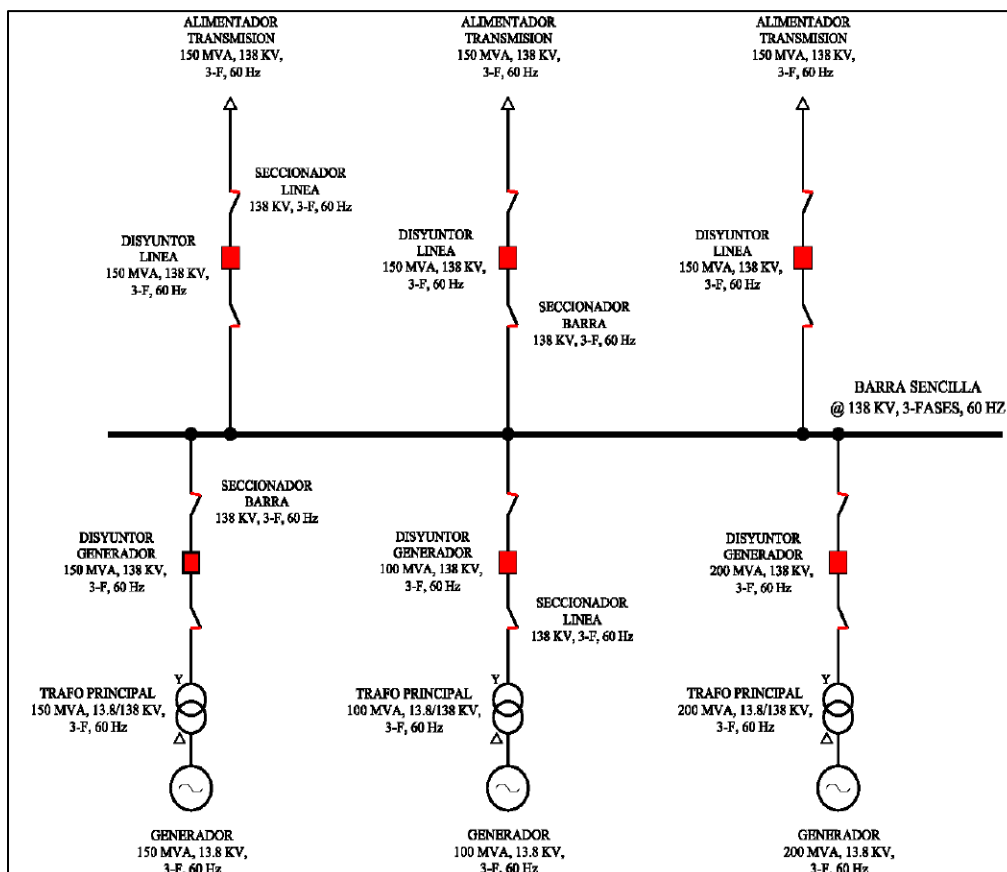


Figura 2. Subestación de transmisión

Fuente. Francisco Núñez. Centrales de generación y subestaciones eléctricas.

Subestaciones Distribución Primaria

Según Núñez (2015), una subestación de distribución tiene como función transferir la potencia eléctrica del sistema de transmisión al sistema de distribución de un área específica. Suministrar electricidad directamente a los consumidores desde la red de transmisión no es económico ni seguro, a menos que los consumidores tengan una capacidad instalada de alrededor de 1 MVA, como es el caso de los Usuarios No Regulados (UNR). Por lo tanto, las subestaciones de distribución reducen la tensión al nivel de distribución de media tensión. La figura 3 muestra el diagrama unifilar de una subestación de distribución primaria

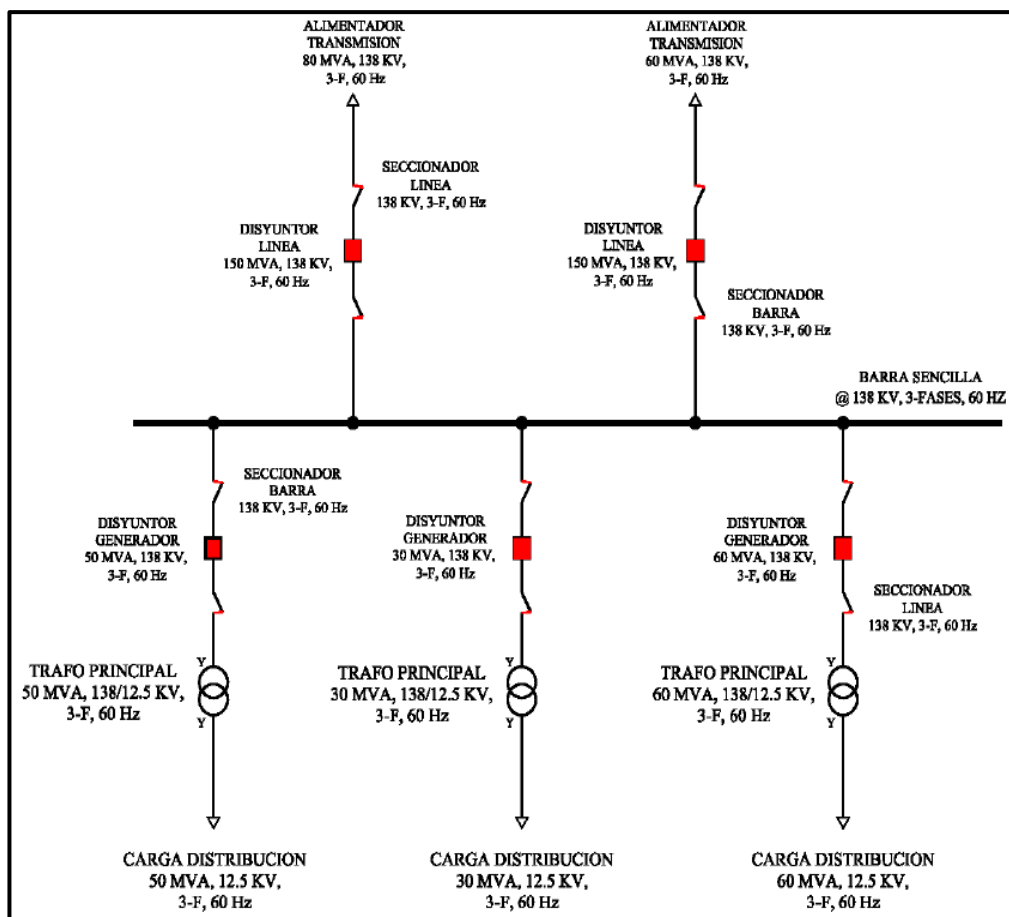


Figura 3. Diagrama unifilar subestación de distribución primaria.

Fuente. Francisco Núñez "Centrales de generación y subestaciones eléctricas"

3.4.3.3. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Según el Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (2000), el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional se define como una red que consiste en líneas de transmisión, subestaciones eléctricas interconectadas y centros de despacho de carga asociados. Esta red facilita la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación que son parte de los miembros del COES

Componentes del sistema

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) está compuesto por áreas operativas, que están definidas tanto por la geografía del país como por la infraestructura de la red de transmisión. Estas áreas pueden

resumirse en tres: área norte, área centro y área sur. Estas áreas están interconectadas mediante enlaces de transmisión como Paramonga-Chimbote para las áreas norte y centro, y Mantaro-Socabaya para las áreas centro y sur. Sin embargo, también existen sistemas aislados que no están conectados al SEIN y cubren el resto del país.

Las áreas del SEIN están unidas mediante sistemas de transmisión, los cuales se categorizan en:

- El Sistema de Transmisión Troncal Nacional (STTN) está compuesto por instalaciones de transmisión de 500 kV de tensión nominal o por instalaciones de 220 kV de tensión nominal que conectan las Áreas Operativas del SEIN.
- El Sistema de Transmisión Troncal Regional (STTR) consiste en instalaciones de transmisión de 220 o 138 kV de tensión nominal que conectan zonas de generación y carga dentro de las Áreas Operativas del SEIN.
- El Sistema de Transmisión Local (STL) está formado por instalaciones de transmisión en 220, 138 y 60 kV de tensión nominal, que conectan las cargas o las centrales de generación al SEIN.

En las figuras 4, 5 y 6 se visualizan las áreas operativas del SEIN y en la tabla 1 se da a conocer la categorización de las líneas de transmisión que unen las diversas áreas operativas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

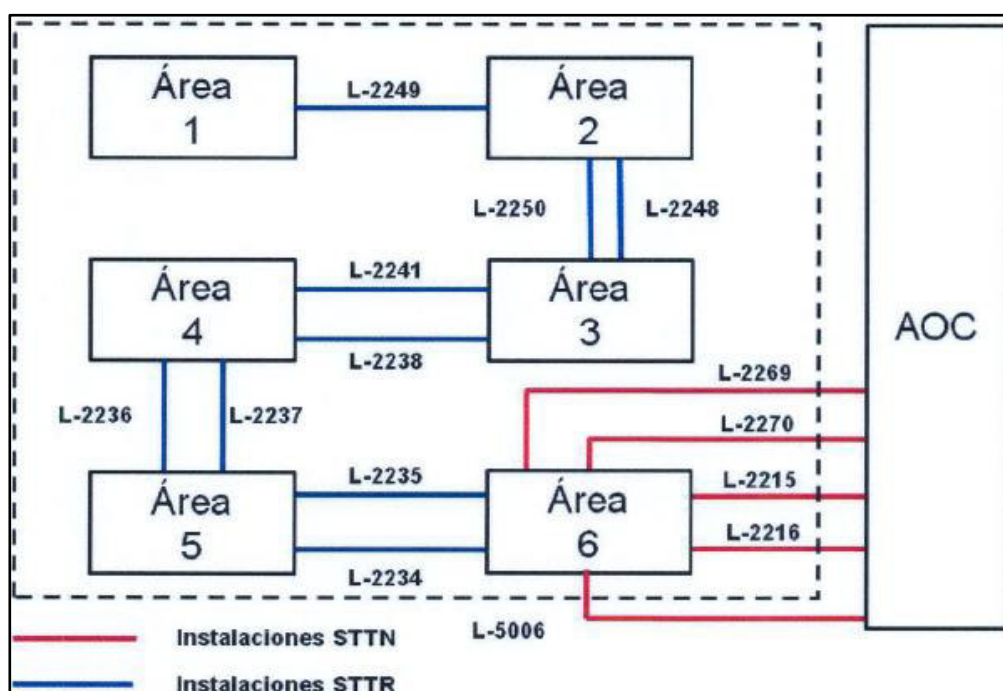


Figura 4. Área Operativa Norte.

Fuente. COES

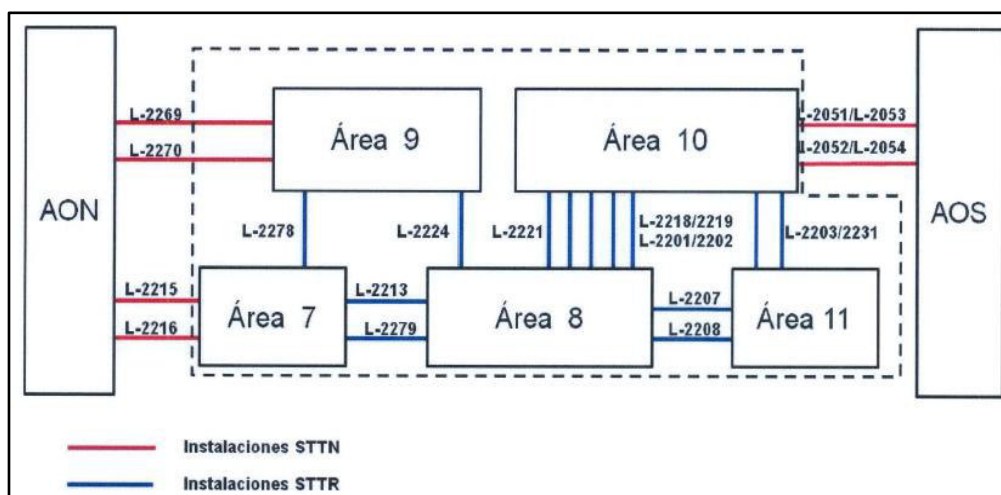


Figura 5. Área Operativa Centro.

Fuente. COES

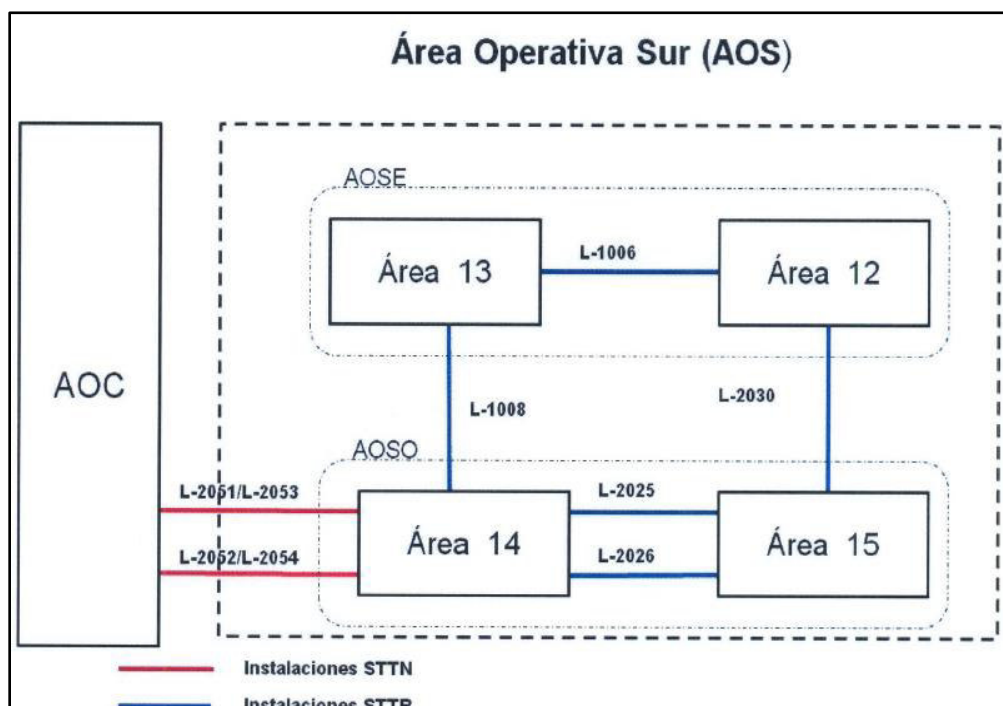


Figura 6. Área Operativa Sur

Fuente. COES

Tabla 1. Categorización de las líneas de transmisión.

Ítem	Líneas	Subestaciones	Tensión (kV)	Área Operativa	Empresa	Categoría
1	L-2249	Talara – Zorritos	220	Área 1 - Área 2	REP	STTR
2	L-2250	Piura Oeste- Talara	220	Área 2 - Área 3	CTM	STTR
3	L-2248	Piura Oeste - Talara	220	Área 2 - Área 3	REP	STTR
4	L-2238	Piura Oeste - Chiclayo Oeste	220	Área 3 - Área 4	REP	STTR
5	L-2241	La Niña - Piura Oeste	220	Área 3 - Área 4	REP	STTR
6	L-2237	Guadalupe - Chiclayo Oeste	220	Área 4 - Área 5	REP	STTR
7	L-2236	Guadalupe - Chiclayo Oeste	220	Área 4 - Área 5	REP	STTR
8	L-2235	Trujillo Norte - Guadalupe	220	Área 5 - Área 6	REP	STTR
9	L-2234	Trujillo Norte - Guadalupe	220	Área 5 - Área 6	REP	STTR
10	L-2215	Paramonga Nueva - Chimbote1	220	Norte - Centro	REP	STTN
11	L-2216	Paramonga Nueva - Chimbote1	220	Norte - Centro	REP	STTN
12	L-2269	Conococha-	220	Norte -	ATN	STTN

Ítem	Líneas	Subestaciones	Tensión (kV)	Área Operativa	Empresa	Categoría
		Kimán Ayllu		Centro		
13	L-2270	Conococha-Kimán Ayllu	220	Norte - Centro	ATN	STTN
14	L-5001	Chilca – Carabayllo	500	Centro	CTM	STTN
15	L-5006	Carabayllo-Chimbote	500	Norte - Centro	CTM	STTN
16	L-5008	Nueva Chimbote	500	Norte	CTM	STTN
17	L-2213	Nueva Huacho - Paramonga	220	Área 7 - Área 8	REP	STTR
18	L-2279	Nueva Paramonga	220	Área 7 - Área 8	REP	STTR
19	L-2278	Conococha - Paramonga	220	Área 7 - Área 9	ETESELVA	STTR
20	L-2224	Pachachaca - Oroya Nueva	220	Área 8 - Área 9	ISA PERU	STTR
21	L-2201	Campo Armiño-Pomacocha	220	Área 8-Área 10	REP	STTR
22	L-2202	Campo Armiño-Pomacocha	220	Área 8-Área 10	REP	STTR
23	L-2218	Campo Armiño-Pachachaca	220	Área 8-Área 10	REP	STTR
24	L-2219	Campo Armiño-Pachachaca	220	Área 8-Área 10	REP	STTR
25	L-2221	Huayucachi - Carabayllo	220	Área 8-Área 10	REP	STTR
26	L-2207	Independencia - Cantera	220	Área 8 - Área 11	REP	STTR
27	L-2208	Independencia - Desierto	220	Área 8 - Área 11	REP	STTR
28	L-2203	Campo Armiño – Independencia	220	Área 10-Área 11	REP	STTR
29	L-2231	Huancavelica – Independencia	220	Área 10-Área 11	REP	STTR
30	L-2051	Campo Anmiño - Cotaruse	220	Centro-Sur	CTM	STTN
31	L-2052	Campo Anmiño - Cotaruse	220	Centro-Sur	CTM	STTN
32	L-2053	Cotaruse - Socabaya	220	Centro-Sur	CTM	STTN
33	L-2054	Cotaruse - Socabaya	220	Centro-Sur	CTM	STTN
34	L-2025	Socabaya - Moquegua	220	Área 14-Área 15	REP	STTR
35	L-2026	Socabaya - Moquegua	220	Área 14-Área 15	REP	STTR
36	L-2030	Moquegua – Puno	220	Área 12-Área 15	REDESUR	STTR
37	L-1008	Tintaya – Callalli	138	Área 13-Área 14	REP	STTR

Ítem	Líneas	Subestaciones	Tensión (kV)	Área Operativa	Empresa	Categoría
38	L-1006	Tintaya – Azángaro	138	Área 12- Área 13	REP	STTR

Fuente. Elaboración propia, basado en información de COES

Administración del Sistema

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) es gestionado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), el cual opera como una entidad privada sin fines de lucro y con reconocimiento legal como persona jurídica de derecho público. El COES está integrado por todos los participantes del SEIN, incluidos los generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres, y sus decisiones son vinculantes para todos los actores. Su principal objetivo es coordinar la operación a corto, mediano y largo plazo del SEIN, garantizando la seguridad del sistema y optimizando el uso de los recursos energéticos disponibles.

3.5. Procedimiento

A continuación, se detalla el proceso para elaborar el análisis para el ingreso al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de una nueva subestación para abastecer de energía eléctrica el lado norte de la zona de concesión de Consorcio Eléctrico de Villacurí en la zona de concesión de distribución de Villacurí en Ica.

Para el análisis, se toma en cuenta el año de inicio del Proyecto y una proyección hasta el quinto año, en este caso, 2025.

3.5.1. Recolección de datos del sistema eléctrico en estudio como son:

3.5.1.1. Datos del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

La información del SEIN se obtuvo del portal Web del COES, específicamente la de Planificación - Nuevos Proyectos y desarrollo de Estudios de Pre Operatividad, entre estos se encuentran:

- a) Archivo de la base de datos del software DIgSILENT Power Factory, para estudios de Pre operatividad “Modelo Power Factory del SEIN_2021_2030 (Junio 2019).pfd”, el cual contiene el modelo de la red del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), incluyendo los despachos de los generadores en escenarios de máxima, media y mínima demanda, considerando condiciones hidrológicas de avenida y estiaje. Además, proporciona los parámetros eléctricos de todas las instalaciones del sistema eléctrico interconectado.

El mapa siguiente representa las líneas de transmisión pertenecientes al Sistema de Transmisión Troncal Nacional (STTN) y el Sistema de Transmisión Troncal Regional (STTR) que incluye a las instalaciones que actualmente se encuentran en funcionamiento. Además, se señala la ubicación actual de la nueva subestación implementada para satisfacer la demanda del área norte de concesión de Villacurí – Ica.

A modo resumen, las líneas anaranjadas representan a las redes de 500kV, las líneas azules representan a las redes de 220kV, las líneas verdes representan a las redes de 138kV y las líneas rojas a las redes de 60kV, 60 kV, 50kV y 33 kV.

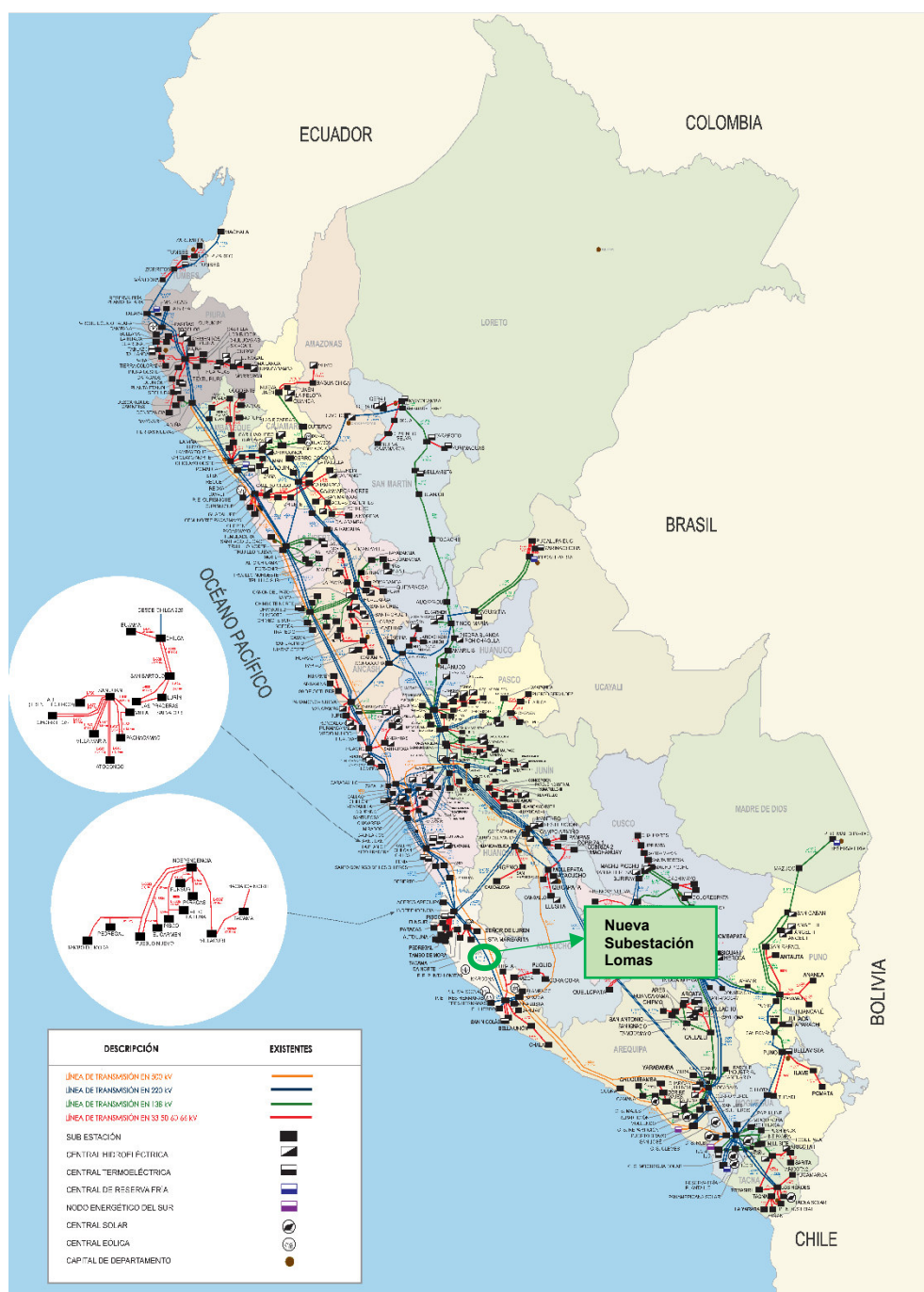


Figura 7. Mapa de transmisión de las instalaciones en operación

Fuente. Página Web COES

b) Demanda.

Para la demanda se considera el Programa de obras - Demanda 2019-2030, el cual contempla la demanda de los proyectos más importantes los cuales abarcan a proyectos mineros en ejecución y

ampliaciones previstas en el futuro y cuya entrada de operación se encuentra programado en el horizonte de estudio del presente análisis. En la tabla 2 se muestra las demandas más importantes consideradas en el quinto año de estudio.

Tabla 2. Principales nuevos proyectos de demanda 2025

Ítem	Principales nuevos proyectos de demanda	2025
		MW
1	Tía María	47
2	Los Chancas	50
3	Ampliación Concentradora Cuajone	46
4	Ampliación Fundición Ilo	12
5	Ampliación El Brocal	29
6	Ampliación Shougang Hierro Perú	100
7	Ampliación Antamina	107
8	Ampliación Aceros Arequipa - Pisco	32
9	Ampliación Toromocho (Chinalco)	61
10	Fosfatos de Bayovar	60
11	Ampliación UNACEM – Condorcocha	26
12	Ampliación Las Bambas	71
13	Antapaccay	39
14	Bongorá – Milpo	7
15	Mina Quechua	43
16	Quellaveco	163
17	San Gabriel (Buenaventura	18
18	Hilarión (Milpo)	15
19	Pukaqaqa (Milpo)	40
20	Pampa de Pongo	142
21	Los Calatos	74
22	Michiquillay	100
23	Shauindo	8
24	Haqira	150
25	Mina Justa (Marcobre)	80
26	Río Blanco	85
27	Ampliación Refinería Talara	84
28	Corani	47
29	Ollaechea	11
30	Magistral	40
31	Zafranal	96

Fuente. Elaboración propia, basado en información del COES

- c) Programa de Obras de Generación y Transmisión 2020-2024.
- d) Costos Variables de las Centrales Térmicas.
- e) Ratificación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 8, Regulación para el periodo 2021-2025
- f) Demanda de las subestaciones Independencia e Ica 60kV, para lo cual se realizó una estimación de la demanda de ELECTRODUNAS para los sistemas eléctricos de Chíncha, Pisco e Ica para los años 2021 y 2025 a partir de los registros de medición de potencia activa del año 2018 presentados por ELECTRODUNAS como parte del Estudio para el Plan de Inversiones en Transmisión 2021-2025 a OSINERGMIN.
- g) Inclusión de nuevos proyectos de acuerdo con la carta COES/D/DP-647-2020, se incorpora los estudios de Pre Operatividad de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 3. Estudios de Pre Operatividad incluidos en los análisis

Proyecto	Punto de Conexión	Inclusión
Proyecto de actualización tecnológica de la Planta 2 de Aceros Arequipa "MELT SHOP UPGRADE PROJECT"	S.E. Independencia 220kV	Como sensibilidad 2 para los años 2021 y 2025.
Nueva L.T. 60 kV S.E. Villacurí – S.E. Salinas y S.E. Salinas	S.E. Coelvisac I 60kV	Desde los casos base para el año 2025.

Fuente. Elaboración propia, basado en información del COES

Finalmente, se actualiza la base del COES con parámetros reales de las instalaciones pertenecientes a COELVISAC.

3.5.1.2. Software de simulación.

El software empleado en el análisis fue el Digsilent Power Factory 15.1.7. Digsilent Power Factory es una destacada aplicación de software diseñada para el análisis de sistemas de potencia, utilizada para examinar generación, transmisión, distribución y sistemas industriales. Ofrece una amplia gama de funciones, desde características estándares hasta aplicaciones avanzadas y sofisticadas que abarcan energía eólica, generación distribuida, simulación en tiempo real y monitoreo del rendimiento para pruebas y supervisión del sistema.

Digsilent Power Factory se caracteriza por ser fácil de usar y completamente compatible con el sistema operativo Windows. Integra capacidades de modelado de sistemas confiables y flexibles con algoritmos avanzados y un enfoque basado en una base de datos única. Además, su capacidad para crear scripts y su interfaz adaptable hacen que Power Factory sea ideal para soluciones altamente automatizadas e integradas en aplicaciones comerciales.

Funciones de simulación de Digsilent Power Factory

Digsilent Power Factory integra una amplia gama de funciones de simulación las cuales incluyen pero no se limitan a:

- Flujo de Potencia.
- Análisis de falla.
- Optimización de redes de distribución.
- Simulación dinámica.
- Simulación de transitorios electromagnéticos.
- Análisis de protecciones.
- Análisis de armónicos.
- Análisis de contingencias.
- Compatibilidad con otros programas de simulación.

Ventajas del Digsilent Power Factory

- La interfaz gráfica del programa resulta más amigable para el usuario, es fácil de comprender.
- Los modelos de los componentes (generadores, transformadores, etc) están basados en la normativa IEEE, IEC, ANSI.
- Posee dos lenguajes de programación DPL y DSL, mediante estos lenguajes se puede realizar diversas aplicaciones y modelamiento de componentes.
- Es compatible con varios programas de simulación como el PSS/E.

3.5.2. Descripción del Proyecto

3.5.2.1. Ubicación del Proyecto

El Proyecto se encuentra ubicado al norte de la actual subestación Coelvisac I, en el Valle de Villacurí, entre el distrito de Humay de la provincia de Pisco, en la figura 8 se muestra la ubicación de la nueva subestación, denominada Subestación Lomas, con respecto a la ubicación de la actual subestación Coelvisac I y de la subestación Huarango:

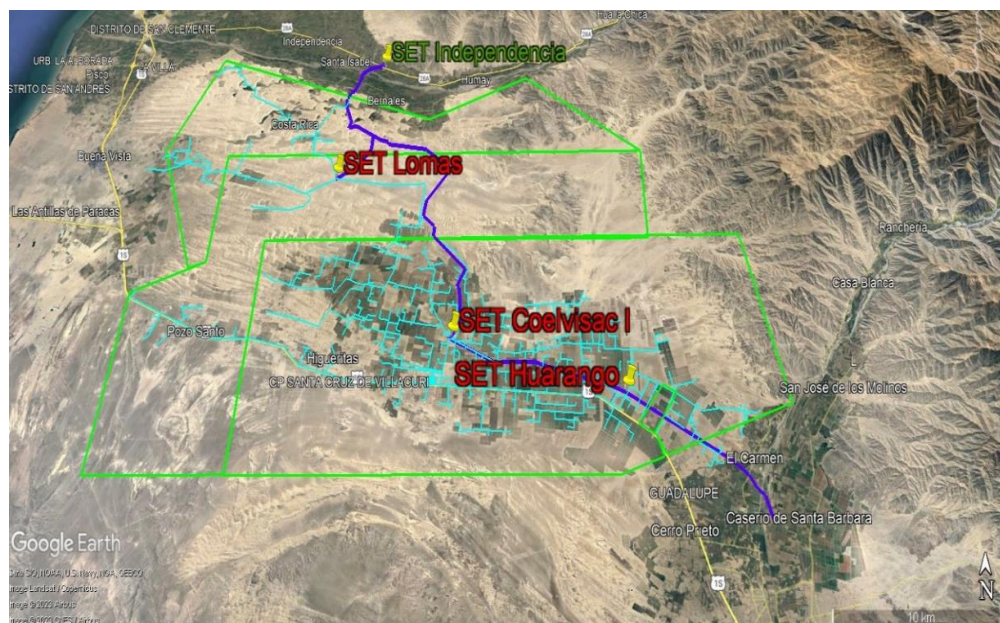


Figura 8. Ubicación de la nueva subestación Lomas

Fuente. Elaboración propia

3.5.2.2. Instalaciones del proyecto

De acuerdo con el Plan de Inversiones 2017-2021, ratificado por OSINERGMIN, la implementación de la Subestación Lomas fue aprobado para su puesta en servicio para el año 2021. El proyecto de la Subestación Lomas pasará a ser un nuevo centro de carga de la zona de concesión de Villacurí, debido a que en la operación actual la Subestación Coelvisac I viene atendiendo a cargas muy alejadas de su zona de concesión. Por tanto, con la entrada en operación de la subestación Lomas, se logrará que la demanda se distribuya de manera eficiente, preservando así la calidad del servicio eléctrico en las redes existentes, disminución del nivel de cargabilidad del transformador en actual operación de la subestación Coelvisac I; mejorando también la calidad de tensión y una mayor confiabilidad al sistema eléctrico de la zona.

En las figuras siguientes muestran los alimentadores y las subestaciones de potencia dentro del sistema eléctrico de Villacurí.

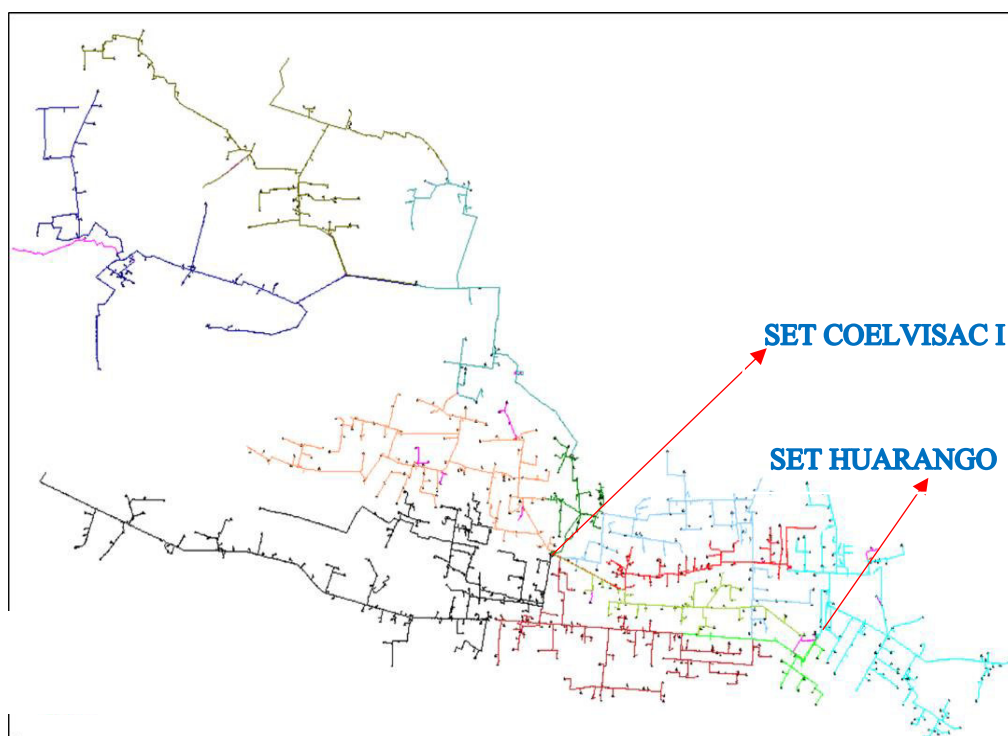


Figura 9. Red de distribución de Coelvisac inicial

Fuente. Elaboración propia

En la figura 9, la subestación Coelvisac I venía atendiendo cargas muy lejanas y con extensos alimentadores, asimismo el incremento de la demanda había llevado a los niveles de tensión y la capacidad de determinados elementos de transmisión se encuentre fuera del rango establecido de la norma. Asimismo, ya no era posible atender mayores solitudes de demanda de la zona.

En los alimentadores más alejados conectados a la subestación Coelvisac I se presentaba caída de tensión, así como pérdidas de potencia y energía.

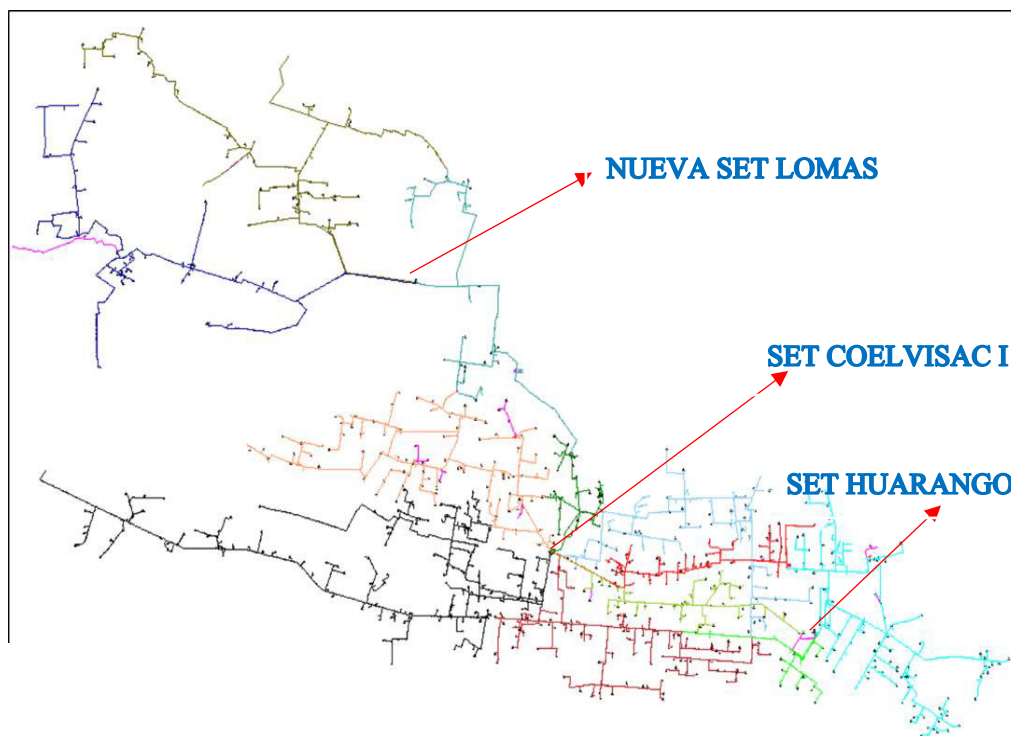


Figura 10. Red de distribución de Coelvisac final

Fuente. Elaboración propia

En la figura 10 se muestra la ubicación de la nueva subestación Lomas como nuevo centro de carga y la nueva redistribución de cargas entre las subestaciones Coelvisac I y Lomas.

La Nueva subestación Lomas 60/23 kV de 40/50 MVA ONAN/ONAF será alimentada mediante una derivación “PI” de una de las ternas de la línea de transmisión en 60 kV Independencia - Coelvisac I (L-6609), mediante el seccionamiento de la línea de transmisión L-6609 (Independencia-Coelvisac I). El seccionamiento se realizará a 18km de la subestación Independencia y a 13.04km de la subestación Coelvisac I y comprenderá una derivación en PI de 5.1km con conductor AAAC 240 mm².

Asimismo, la nueva Subestación Loma contará con un transformador de potencia de 60±10x1%/23.1kV – 40/50/MVA ONAN/ONAF.

El diagrama unifilar del proyecto es presentado en la figura 11 del presente trabajo.

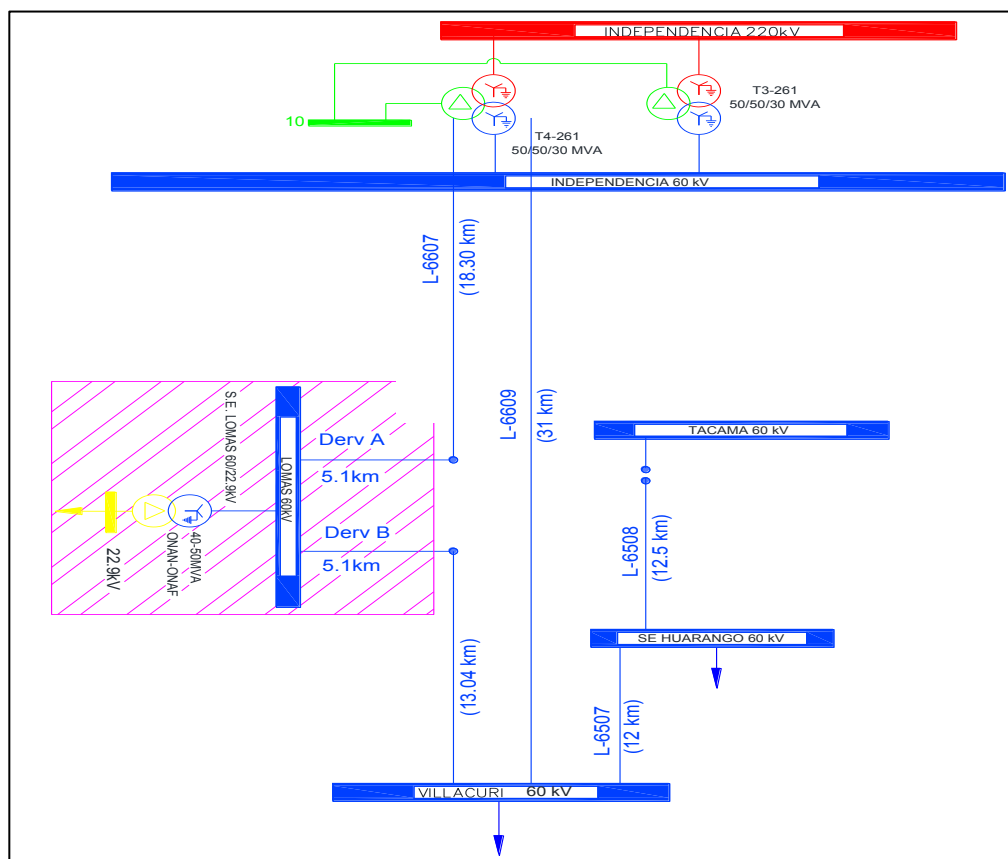


Figura 11. Diagrama Unifilar proyectado de la subestación Lomas

Fuente. Elaboración propia

Parámetros eléctricos

Características de la línea de transmisión:

Para la derivación se tuvo en cuenta el empleo de conductores de aleación de aluminio de sección nominal de 240 mm² para cada terna, los cuales presentan las siguientes características:

- Tensión nominal del sistema: 60 kV
- Tensión máxima de servicio: 72,5 kV
- Frecuencia del sistema: 60 Hz
- Potencia máxima a transmitir: 40MVA (por cada terna)
- Factor de potencia: 0,95
- N° de ternas: 2

- Disposición de conductores: Vertical
- Conductores Activos: 3 x 240 mm² tipo AAAC
- Estructuras: Postes de madera tratada tipo Southern Yellow
- Pine de 70' y Clase 2.
- Aisladores: Poliméricos tipo suspensión
- Grado de Contaminación :31 mm/kV
- Longitud: 5.10 km

Las características eléctricas de la línea de transmisión, considerando el efecto acoplamiento entre las dos ternas, se han determinado con ayuda del módulo “Line Coupling” del software Power Factory DigSILENT con base en la geometría de las torres de transmisión consideradas, cuyos resultados se muestran a continuación:

Tabla 4. Parámetros Eléctricos de la Línea de Transmisión Derivación

Línea Transmisión	Long (km)	Conductor	Resistencia		Reactancia		Susceptancia	
			Sec. + (Ω /km)	Sec. 0 (Ω /km)	Sec. + (Ω /km)	Sec. 0 (Ω /km)	Sec. + (μ S/km)	Sec. 0 (μ S/km)
LT 60 kV Derivación Independencia- Lomas	5.10	AAAC 3X240 mm ²	0.1389	0.3101	0.4419	1.744	3.7826	2.133

Fuente. Elaboración propia

Características del transformador de potencia

El transformador 60/22.9 kV de 40/50 MVA ONAN/ONAF será instalado en la subestación Lomas a continuación las características eléctricas:

Tabla 5. Parámetros eléctricos del transformador

Transformador de Potencia	
Conexión	YN0d5

Potencia Nominal ONAN	40 MVA
Potencia Nominal ONAF	50 MVA
Tensión Nominal HV	60 ($\pm 13\%$) kV
Tensión Nominal LV	22.9 kV
Vcc sec (+) HV-LV	9.00%
Pérdidas en el cobre HV-LV	105 kW
Tipo de regulación	Automático Bajo Carga

Fuente. Elaboración propia

3.5.2.3. Demanda del sistema eléctrico en estudio

La carga que será atendida por la nueva subestación Lomas será trasladada desde la subestación Villacurí como se puede observar en las siguientes tablas:

Tabla 6. Demanda de la subestación Lomas Año 2021

DEMANDA (MW) - BASE AÑO 2021					DEMANDA (MW) - PROYECTADO 2021				
SET	kV	MAX	MED	MIN	SET	kV	MAX	MED	MIN
Huarango	60	5.49	12.72	7.67	Huarango	60	5.49	12.72	7.67
Villacurí	60	10.20	23.63	14.23	Villacurí	60	6.28	14.54	8.75
Lomas	22.9	-	-	-	Lomas	22.9	3.92	9.09	5.48
Demanda Total		15.69	36.35	21.90	Demanda Total		15.69	36.35	21.90

Fuente. Elaboración propia

Tabla 7. Demanda de la subestación Lomas Año 2025

DEMANDA (MW) - BASE AÑO 2025					DEMANDA (MW) - PROYECTADO 2025				
SET	kV	MAX	MED	MIN	SET	kV	MAX	MED	MIN
Huarango	60	5.95	13.77	8.17	Huarango	60	5.95	13.77	8.17

Villacurí	60	11.05	25.58	15.18	Villacurí	60	6.80	15.74	9.34
Lomas	22.9	-	-	-	Lomas	22.9	4.25	9.84	5.84
Demanda Total		17.00	39.35	23.35	Demanda Total		17.00	39.35	23.35

Fuente. Elaboración propia

3.5.3. Modelamiento de la zona de influencia en estudio

Para el modelamiento de la zona de influencia del proyecto, se tiene en cuenta la inclusión del proyecto en la base de datos de estudios de Pre operatividad publicada por el COES así como también la incorporación de nuevos proyectos aprobados o en trámite previos a la presentación del estudio ante el COES. Se toma en consideración toda la información del numeral 3.5.1.1 y 3.5.1.2 del presente documento para el modelamiento y actualización de la base de datos del COES para Estudios de Pre – Operatividad.

3.5.4. Desarrollo de los análisis eléctricos

3.5.4.1. Estudio de flujo de potencia

En esta evaluación se analizará el impacto del seccionamiento de la línea L-6609 y la incorporación de la nueva subestación.

Se llevaron a cabo estas simulaciones para el horizonte de 5 años para los años de 2021 y 2025, considerando el año 2021 como el año de inicio del proyecto. Estas simulaciones se llevan a cabo para los escenarios de máxima, media y mínima demanda durante los periodos de avenida y estiaje.

La evaluación se centró en la zona de influencia del proyecto. En las figuras 12 y 13 se muestra el área afectada sin el proyecto y con el proyecto implementado.

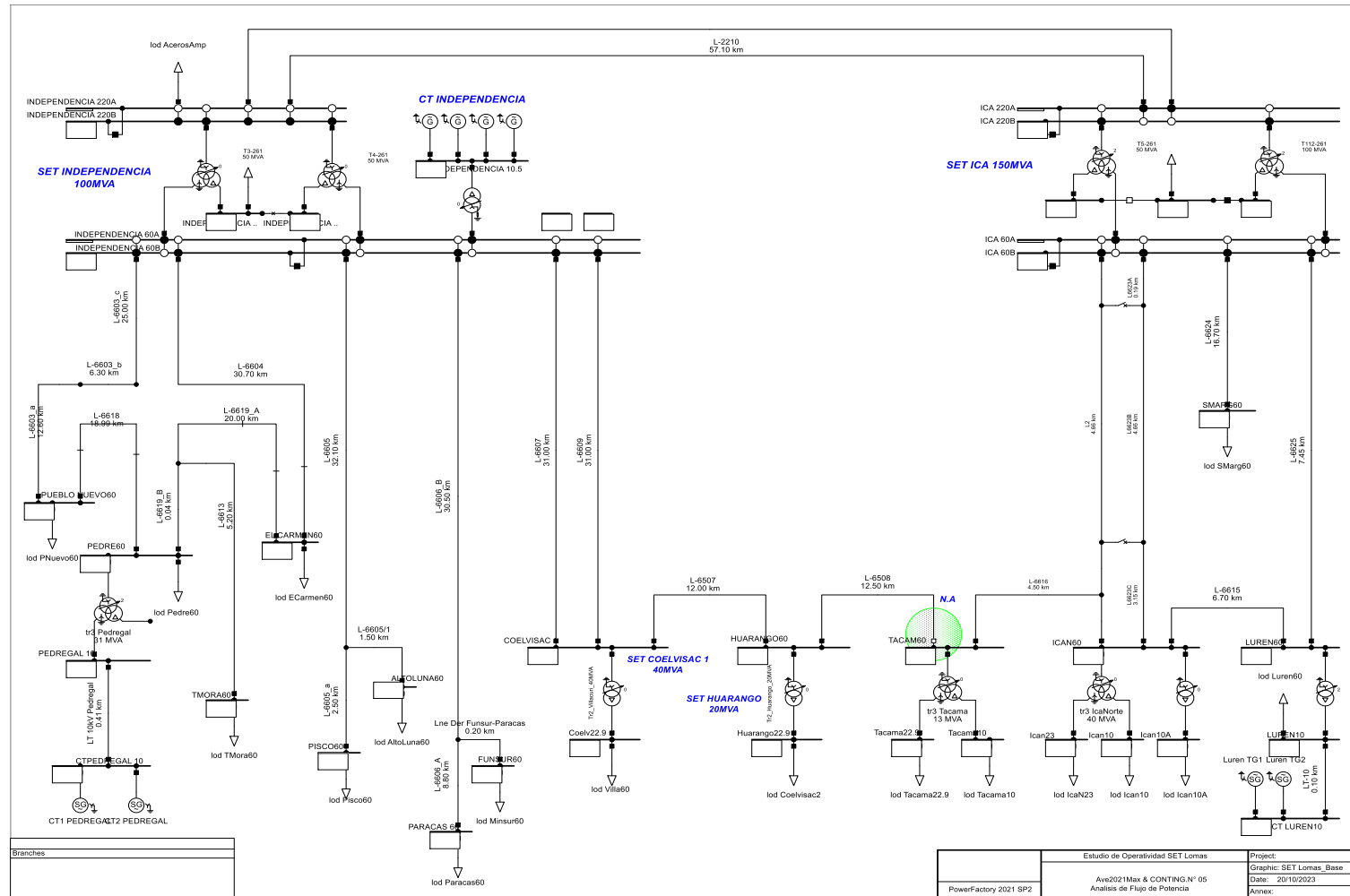


Figura 12. Zona de influencia del proyecto – sin proyecto

Fuente. Elaboración propia



Fuente. Elaboración propia

Fuente. Elaboración propia

En la *tabla 8* se detalla los criterios de evaluación usados en el estudio de flujo de potencia:

Tabla 8. Criterios de evaluación – flujo de potencia

TIPO DE OPERACIÓN	CRITERIOS	
	TENSIÓN	CARGABILIDAD
Operación en condiciones normales	Deben estar dentro del rango de 2.5 % de las tensiones de operación.	No se admite sobrecargas ni en líneas ni en transformadores de potencia.
Operación en condiciones de Contingencia(N-1)	Los valores de tensión deben estar entre 0.90 y 1.10 p.u. de la tensión de operación, en todas las barras con tensiones nominales de 220 y 500 kV. Asimismo, deben situarse en el rango de 0.95 y 1.05 p.u. de la tensión de operación en todas las barras con tensión igual o menor a 138 kV.	Sobrecargas menores o iguales al 20%.

Fuente. Elaboración propia, basado en el procedimiento N°20 del COES

A continuación, se detallan los casos que se evaluarán. Para el año 2021 se considerará el caso 1 y 2 y para el año 2025 únicamente el caso 1.

CASO 1: Enlace 60kV Huarango Tacama (L-6508) abierto.

Para este caso se considera el enlace 60kV Huarango – Tacama abierto cómo es su operación normal. En la siguiente figura se muestra la ubicación del enlace 60kV Huarango – Tacama.

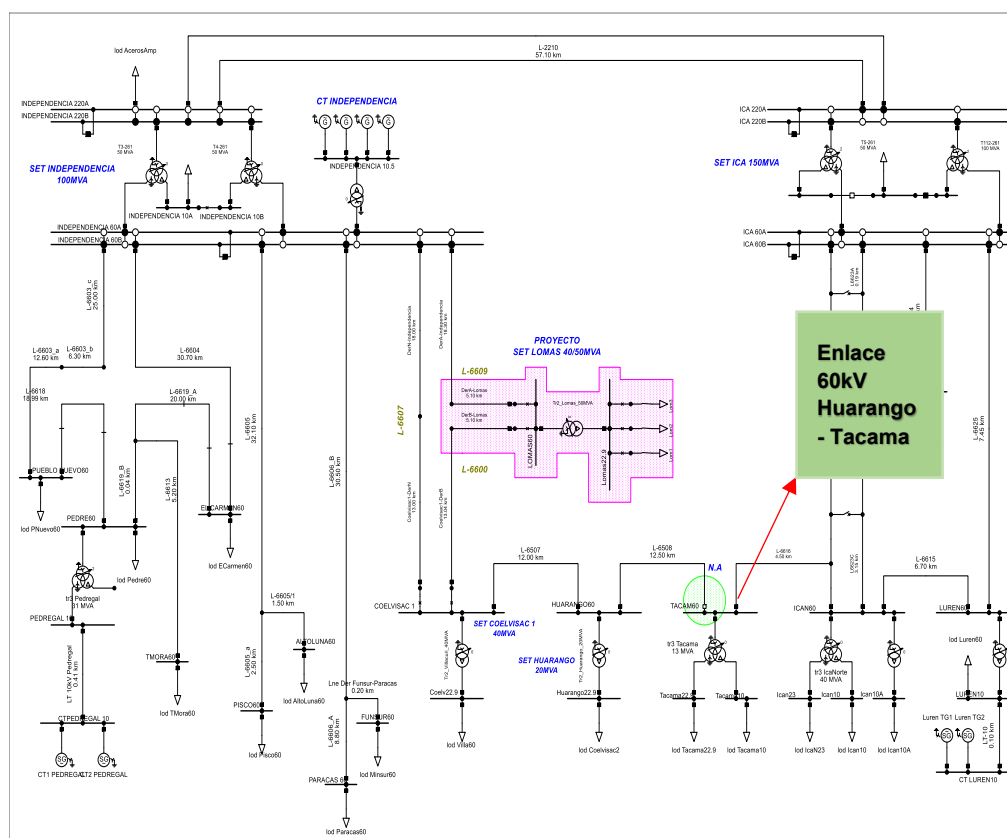


Figura 14. Ubicación del enlace 60kV Huarango – Tacama

Fuente: Elaboración Propia

CASO 2: Enlace 60kV Huarango Tacama (L-6508) cerrado.

Para este caso se considera el enlace 60kV Huarango – Tacama cerrado con la finalidad de mitigar las sobrecargas existentes en los transformadores de Independencia debido a la situación de grave deficiencia del sistema eléctrico en la SE Independencia para el año 2021. Para el año 2025 ya no se considera este caso debido al ingreso de nuevos proyectos en la zona de Independencia 220kV que descargarán la subestación Independencia 60kV.

Tanto para el caso 1 y el caso 2 se considera el análisis de flujo de potencia en operación normal y en contingencias.

El análisis de flujo de potencia en operación normal evaluará el

comportamiento del flujo de potencia en el área de influencia sin el proyecto y con el proyecto.

En el estudio de flujo de potencia en operación en contingencia se evaluarán las siguientes contingencias:

Tabla 9.Contingencias

Contingencia	Descripción
1	L-6607 (Línea Independencia - Villacurí) fuera de servicio.
2	Transformador Independencia T3-261 fuera de servicio.
3	Línea Independencia - Lomas fuera de servicio.
4	Línea Lomas – Villacurí fuera de servicio.
5	Transformador Central Térmica Independencia fuera de servicio.

Fuente. Elaboración propia

3.5.4.2. Estudio de cortocircuito

En este análisis se examinará el efecto sobre los niveles de cortocircuito en la zona de influencia del proyecto, como consecuencia de la puesta en funcionamiento de las instalaciones que componen el proyecto. En la *tabla 10* se especifican los criterios de evaluación empleados en el estudio de cortocircuito:

Tabla 10.Criterios de evaluación - cortocircuito

ESCENARIO	DEFINICIÓN
Operación Normal	Para avenida y estiaje para el año de inicio del proyecto y el quinto año, para el caso con proyecto y sin proyecto.
Máxima Generación	Para el quinto año del proyecto en estiaje, dónde todas las maquinas síncronas del SEIN estén rotando.

Fuente. Elaboración propia, basado en el procedimiento N°20 del COES

3.6. Resultados de la actividad

3.6.1. Resultados del estudio de flujo de potencia en operación normal

Para el año 2021 para el caso 1 se presenta sobrecargas en los transformadores de Independencia en el escenario de media demanda durante los periodos de avenida y estiaje, para el caso 2 no se presenta sobrecargas debido al cierre del enlace Huarango – Tacama. Para ambos casos los niveles de tensión están dentro de los rangos de tolerancia establecidos.

Para el año 2025 para los casos 1 debido al ingreso del proyecto Nueva Chíncha no se presentan sobrecargas y por tanto no se requiere el cierre del enlace Huarango – Tacama. Para ambos casos los niveles de tensión están dentro de los rangos de tolerancia establecidos.

3.6.2. Resultados del estudio de flujo de potencia en contingencia

Para el año 2021 de los escenarios evaluados, para los escenarios de media demanda se presentan sobrecarga en los transformadores de Independencia, para el año 2025 no hay presencia de sobrecargas. En el anexo se brinda mayor detalle de los resultados.

3.6.3. Resultados de cortocircuito en operación normal

De los resultados de cortocircuito evaluado para fallas monofásicas, bifásicas a tierra, bifásicas y trifásicas, la mayor corriente de cortocircuito en la zona de influencia del proyecto es para fallas monofásicas.

De acuerdo con los resultados con la inclusión de las instalaciones del Proyecto, los niveles de cortocircuito en las instalaciones existentes varían ligeramente. También es importante señalar que las capacidades

de los equipos instalados en la subestación Independencia son de 31.5 kA, en la subestación Coelvisac I son de 25 kA, y en la subestación Huarango son de 31 kA.

3.6.4. Resultados de cortocircuito en máxima generación

Según los resultados obtenidos al considerar las instalaciones del Proyecto, se observa un ligero aumento en los niveles máximos de cortocircuito durante el quinto año del horizonte del análisis para el escenario de máxima generación; sin embargo, estos valores resultan menores a la capacidad de ruptura de corrientes de cortocircuito de los interruptores en la zona de influencia del proyecto.

Cabe precisar, en este caso especial, el máximo nivel de cortocircuito en la barra 60 kV de la SE Lomas con el Proyecto es 4.83 kA, cortocircuito monofásico; el cual continúa siendo menor capacidad de ruptura de corriente de cortocircuito de los interruptores existentes, las capacidades de los equipos instalados en la subestación Independencia es de 31.5 kA, subestación Coelvisac I es de 25 kA y en la subestación Huarango es de 31 kA.

CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES

4.1. Justificación

Actualmente existe una gran brecha en la cobertura del servicio eléctrico en muchas zonas rurales de nuestro país, como es el caso de las zonas alejadas de Ica, lo cual limita su crecimiento económico. Por este motivo se desarrolla este proyecto para abastecer de energía eléctrica a zonas que se encuentran lejanas la zona de concesión del lado norte de Villacurí.

4.2. Metodología aplicada

Los resultados del presente trabajo son aplicados para la interconexión de una nueva instalación al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), en este trabajo se ha verificado que la instalación de esta nueva subestación no genera un impacto negativo al sistema. Cabe precisar que el proyecto trae beneficios al sistema de transmisión, así como también al sistema de distribución le ha traído grandes beneficios ya que ha mejorado los niveles de tensión en toda la red de 22.9kV y se han reducido las pérdidas técnicas en distribución

4.2.1. Evaluación económica

En la siguiente tabla se muestra la valorización del proyecto que considera cada elemento parte del proyecto:

Tabla 11. Valorización del proyecto

N°	Elemento	módulo	km	Moneda Nacional	Moneda extranjera	Aluminio	Cobre	Total US\$
1	Celda de línea 60 kV a SE Independencia, SET AT/MT Las Lomas	CE-060COR1C2ESBLI2		102,274.74	55,652.73	0.00	0.00	157,927.47
2	Celda de Línea 60 kV a Coelvisac I, SET AT/MT Las Lomas	CE-060COR1C2ESBLI2		102,274.74	55,652.73	0.00	0.00	157,927.47
3	Celda de Transformador 60 kV, SET AT/MT Las Lomas	CE-060COR1C2ESBTR2		96,030.39	50,067.39	0.00	0.00	146,097.78
4	Transformador de Potencia 40 MVA, 60/22.9 kV, SET AT/MT Las Lomas	TP-060023-040CO1E		16,796.00	563,405.73	0.00	73,493.03	653,694.76
5	Celda de transformador 22.9 kV, SET AT/MT las Lomas	CE-023COR1C1ESBTR1		13,497.03	19,965.44	0.00	0.00	33,462.47
6	Celda de Alimentador 22.9 kV, SET AT/MT Las Lomas	CE-023COR1C1ESBAL1		14,706.60	18,914.20	0.00	0.00	33,620.80
7	Celda de Alimentador 22.9 kV, SET AT/MT Las Lomas	CE-023COR1C1ESBAL1		14,706.60	18,914.20	0.00	0.00	33,620.80
8	Celda de Alimentador 22.9 kV, SET AT/MT Las Lomas	CE-023COR1C1ESBAL1		14,706.60	18,914.20	0.00	0.00	33,620.80
9	Celda de Medición, 22.9 k, SET AT/MT Las Lomas	CE-023COR1C1ESBMD1		1,469.98	6,827.77	0.00	0.00	8,297.75
10	Línea 60 kV, Derivación Independencia - Lomas 4,36 km	LT-060COR0PMD0C1240A	5	179,103.21	88,627.47	55,832.14	0.00	323,562.82
TOTAL								1,581,832.92

Fuente. Elaboración propia

4.2.2. Evaluación técnica

En la evaluación técnica para la implementación de esta nueva subestación en el sistema eléctrico de Villacurí se ha considerado los beneficios en cuanto a la diferencia de pérdidas de potencia y energía sin el proyecto y con el proyecto.

Para la valorización de pérdidas se consideran los siguientes aspectos:

- El factor de carga del sistema eléctrico fue obtenido del formato de demanda eléctrica del Plan de Inversiones en Transmisión vigente (PIT 21-25).
- La proyección de la demanda fue obtenida de Plan de Inversiones en Transmisión vigente (PIT 21-25).
- Se ha considerado el tipo de cambio del dólar de la página web de la SUNAT de 4/06/2021.
- Las pérdidas físicas de potencia y energía se han valorizado con los precios vigentes en barra de referencia de generación correspondiente (SET Independencia 220kV). Se ha utilizado el pliego tarifario publicado en la página de Osinergmin de 4 de junio del 2021.
- El diagnóstico considera el año 2021 sin proyecto.
- Se tomó como 10 años el horizonte en estudio.
- Se considera como la tasa de descuento 12%.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de la valorización de pérdidas llevadas al valor presente en las tablas siguientes.

Tabla 12. Evaluación de pérdidas sin el proyecto

Sin SET Lomas		Año										
		Diagnostico	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Sin SET Lomas	Líneas	1.387	1.387	1.409	1.285	1.512	1.721	1.889	2.027	2.243	2.413	2.588
	Trafo 2 Dev.	0.158	0.158	0.165	0.198	0.238	0.265	0.290	0.313	0.332	0.358	0.385
	Trafo 3 Dev.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Distribución	1.91	1.91	2.44	5.73	6.09	5.89	7.02	6.41	5.82	6.37	6.94
Total Pérdidas de Potencia		3.453	3.453	4.012	7.211	7.840	7.878	9.200	8.746	8.392	9.142	9.909
Pérdidas en Energía (GWh)		9.851	9.851	11.445	20.572	22.366	22.474	26.246	24.950	23.940	26.081	28.268
Valorización (US\$)		1,090,274	1,090,274	1,266,643	2,276,765	2,475,384	2,487,292	2,904,713	2,761,369	2,649,546	2,886,532	3,128,553
Pérdidas en US\$		-	-	45,535	909,125	943,627	771,724	983,277	609,361	239,297	187,053	105,137
Valor Presente Pérdidas			3,015,871									

Fuente. Elaboración propia

Tabla 13. Evaluación de pérdidas con el proyecto

Con SET Lomas		Año										
		Diagnostico	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Con SET Lomas	Líneas	1.387	1.387	1.402	1.035	1.183	1.275	1.374	1.462	1.600	1.708	1.741
	Trafo 2 Dev.	0.158	0.158	0.165	0.157	0.177	0.191	0.207	0.220	0.233	0.248	0.263
	Trafo 3 Dev.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Distribución	1.91	1.91	2.44	1.33	1.40	1.45	1.41	1.43	1.43	1.44	1.44
Total Pérdidas de Potencia		3.453	3.453	4.005	2.525	2.765	2.914	2.990	3.111	3.266	3.392	3.440
Pérdidas en Energía (GWh)		9.851	9.851	11.425	7.203	7.887	8.314	8.529	8.875	9.318	9.678	9.815
Valorización (US\$)		1,090,274	1,090,274	1,264,405	797,177	872,940	920,095	943,897	982,244	1,031,269	1,071,096	1,086,225
Pérdidas en US\$		-	-	43,298	(570,463)	(658,817)	(795,473)	(977,539)	(1,169,764)	(1,378,980)	(1,628,383)	(1,937,192)
Valor Presente Pérdidas			\$ -4,517,930									

Fuente. Elaboración propia

Como se puede apreciar en las tablas anteriores con la inclusión del proyecto “SET Lomas” se reduce considerablemente las pérdidas de potencia y energía en el Sistema Eléctrico de Villacurí.

Con la inclusión del proyecto se presentan menores pérdidas de potencia y por tanto mayor oferta de energía eléctrica en la zona de concesión.

4.3. Descripción de la implementación

Previo a la instalación y puesta en servicio de este proyecto se requirió la evaluación técnica para verificar que con el ingreso de este proyecto no se perjudicará al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

De los análisis realizados en el presente documento se demuestra que con el ingreso de esta nueva subestación al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional no genera ningún impacto negativo al sistema. La implementación de esta nueva instalación permitirá atender a la demanda eléctrica que se encuentra en crecimiento.

Cabe mencionar que la subestación Lomas 60/22.9kV fue integrada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) el año 2021, dándose la primera energización de la barra de 60kV de la subestación Lomas el 31 de octubre del 2021, con la puesta en servicio de este proyecto años después se puede comprobar el beneficio traído para la población de la zona de Villacurí.

Los códigos de las líneas fueron determinados por el COES, denominándolas de la siguiente forma:

- L-6609: Línea de transmisión 60kV Independencia – Lomas
- L-6600: Línea de transmisión 60kV Lomas - Villacurí

4.4. Conclusiones

- De acuerdo con el análisis en estado estacionario, el ingreso del proyecto al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional mejora la confiabilidad del sistema eléctrico y no ocasiona restricción de suministro eléctrico a terceros. Cabe precisar, que en operación

normal, de los resultados de flujo de carga el proyecto no origina problemas de tensión en barras en el área de influencia, no se observan sobrecargas en las líneas de transmisión ni los transformadores de potencia, las tensiones se encuentran en el rango de tolerancia establecido.

Asimismo, del análisis de contingencias, de los resultados de flujo de carga el proyecto no origina problemas de tensión en barras en el área de influencia del proyecto, no existe sobrecargas en las líneas de transmisión ni los transformadores de potencia.

La capacidad de ruptura de los interruptores de potencia en el área de influencia del proyecto se encuentra muy por encima de los niveles de cortocircuito existentes (11 kA), la selección de los equipos elegidos para el proyecto con similares características a los ya implementados en la zona es suficientes para los niveles de cortocircuito.

Por tanto, se concluye que técnicamente es factible la conexión de la nueva subestación Lomas 60/22.9kV para el suministro de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

- Este proyecto no solo ha mejorado el sistema de transmisión del sistema eléctrico de Villacurí sino que también al sistema de distribución le ha traído grandes beneficios ya que ha mejorado los niveles de tensión en toda la red de 22.9kV y se han reducido las pérdidas técnicas en distribución. Asimismo, gracias a esta subestación nueva se puede atender a más usuarios de la zona de concesión en condiciones de seguridad y calidad. En la siguiente tabla se muestra el aumento de la demanda en el área de concesión de Villacurí y la mayor atención de demanda que se da con el ingreso de la nueva subestación Lomas.

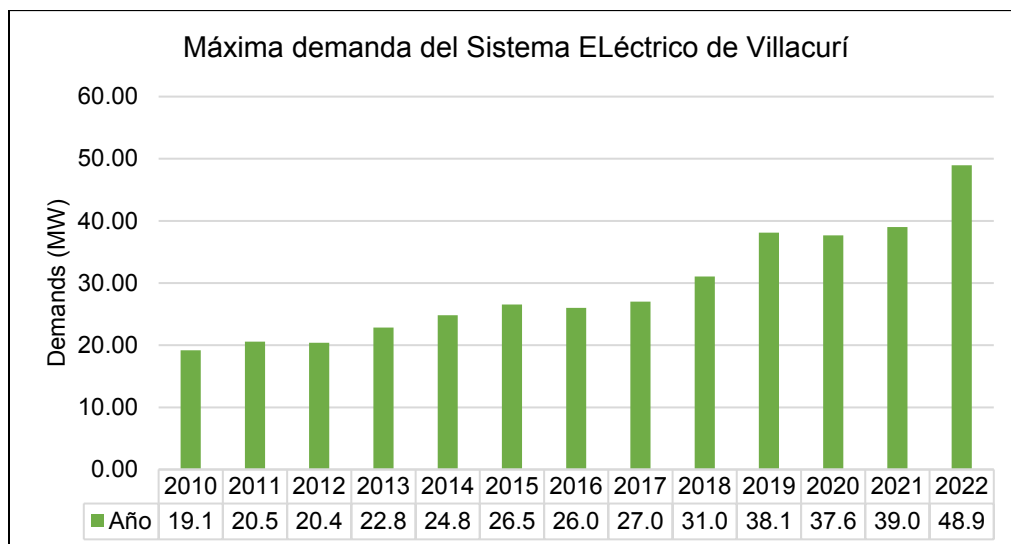


Figura 15. Crecimiento de la demanda en la zona de concesión de Villacurí

Fuente. Elaboración propia

V: RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar análisis de contingencia en condiciones N-2 para verificar las condiciones del sistema.
- Se recomienda implementar proyectos de refuerzo en el área de la subestación de Independencia para aliviar sobrecarga en los transformadores de la subestación Independencia.
- Se recomienda la operación de las redes de distribución en anillo de las subestaciones pertenecientes a Coelvisac en la zona de Villacurí – Ica para brindarle mayor confiabilidad al sistema eléctrico de Villacurí.

CAPÍTULO VI: BIBLIOGRAFÍA

Abdelhay A. Sallam y Om P. Malik. (2015). *Power System Stability. Modelling, analysis and control*. United Kingdom.

Antonio Gómez Expósito (2002). “Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica”. McGraw Hill Interamericana de España. España.

COES (2013). *Procedimiento técnico COES PR-20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”*. Lima, Perú.

COES (2018). *Tensiones de operación e las barras principales del SEIN*. Lima, Perú.

Decreto Supremo N° 020-97-EM (2017). *Aprueban norma técnica de calidad de los servicios eléctricos*. Lima, Perú.

P. M. Anderson & A. A. Fouad (2003). “Power System Control and Stability”. *IEEE Press Power Engineering Series. Second Edition*. John Wiley & Sons Inc. USA.

Sueros y Campos (2015), “Estudio de la operación de las líneas de transmisión L-1001 y L-1002 del SEIN con la incorporación de las centrales hidroeléctricas de Machupicchu (2da fase) y Santa Teresa. (Tesis de pregrado) Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco”, Cusco, Perú.

Walter Brokering, Rodrigo Palma & Luis Vargas (2008). “Los Sistemas Eléctricos de Potencia”. Pearson Prentice Hall. México.

CAPÍTULO VII: ANEXOS

Anexo A: Resultados de flujo de potencia y cortocircuito

Resultados del estudio de flujo de potencia en operación normal

Caso 1 – 2021

Niveles de tensión en barras

Barra	Tensión Nominal kV	AVENIDA 2021						ESTIAJE 2021					
		Máxima		Media		Mínima		Máxima		Media		Mínima	
		SP	CP	SP	CP	SP	CP	SP	CP	SP	CP	SP	CP
		p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
INDEPENDENCIA 220A	221.00	0.999	0.999	0.988	0.988	1.000	1.000	1.003	1.003	0.995	0.995	1.001	1.001
ICA 220A	220.00	1.004	1.004	0.991	0.992	1.009	1.009	1.008	1.008	1.000	1.000	1.012	1.012
INDEPENDENCIA 60A	62.30	1.015	1.015	1.019	1.019	1.019	1.019	1.016	1.016	1.002	1.002	1.024	1.024
ICA 60A	62.30	0.996	0.996	0.981	0.981	1.011	1.011	1.001	1.001	0.992	0.992	1.015	1.015
PUEBLO NUEVO60	60.00	0.957	0.957	0.972	0.973	0.980	0.980	0.954	0.954	0.954	0.954	0.985	0.985
PEDRE60	60.00	0.967	0.967	0.978	0.978	0.976	0.976	0.964	0.964	0.957	0.958	0.980	0.980
VILLACURI 60	60.00	1.036	1.036	1.013	1.014	1.033	1.033	1.038	1.038	0.994	0.995	1.039	1.039
PISCO60	60.00	1.008	1.008	1.017	1.017	1.031	1.031	1.009	1.009	1.000	1.000	1.037	1.037
ALTOLUNA60	60.00	1.010	1.010	1.018	1.018	1.031	1.032	1.010	1.010	1.000	1.001	1.038	1.038
PARACAS 60	60.00	1.019	1.019	1.023	1.023	1.035	1.035	1.018	1.018	1.003	1.003	1.039	1.039
FUNSUR60	60.00	1.026	1.026	1.028	1.028	1.039	1.039	1.026	1.026	1.008	1.008	1.043	1.044
LUREN60	60.00	1.024	1.024	1.011	1.011	1.042	1.042	1.031	1.031	1.022	1.022	1.048	1.048
ICAN60	60.00	1.022	1.022	1.007	1.008	1.042	1.042	1.029	1.029	1.020	1.020	1.049	1.049
TACAM60	60.00	1.024	1.024	1.006	1.006	1.042	1.042	1.030	1.030	1.019	1.019	1.049	1.049
HUARANGO	60.00	1.028	1.028	0.993	0.994	1.022	1.022	1.030	1.030	0.974	0.975	1.027	1.028
SANTA MARGARITA 60	60.00	1.008	1.008	0.977	0.977	1.027	1.027	1.015	1.015	0.994	0.994	1.036	1.036
LOMAS 60	60.00	-	1.041	-	1.025	-	1.040	-	1.043	-	1.007	-	1.046
LOMAS 22.9	22.90	-	0.998	-	0.999	-	0.996	-	1.000	-	1.001	-	1.002

Cargabilidad en líneas y transformadores

Líneas y Transformadores	Tensión Nominal kV	AVENIDA 2021						ESTIAJE 2021					
		Máxima		Media		Mínima		Máxima		Media		Mínima	
		SP	CP	SP	CP	SP	CP	SP	CP	SP	CP	SP	CP
		%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Lne. Independencia- Ica L-2209	220.00	15.9	15.9	17.9	17.9	16.2	16.2	13.8	13.8	14.8	14.8	14.4	14.4
Lne. Independencia- Ica L-2210	220.00	17.3	17.3	19.4	19.4	17.7	17.7	15.0	15.0	16.0	16.0	15.7	15.7
Lne Ica-Ica Norte Tramo 1	60.00	47.9	47.9	47.5	47.5	35.4	35.4	40.5	40.5	36.9	36.9	26.6	26.6
Lne Ica-Ica Norte Tramo 2	60.00	47.8	47.8	47.5	47.5	35.4	35.4	40.5	40.5	36.9	36.9	26.6	26.6
Lne Ica-Ica Norte Tramo 3	60.00	47.8	47.8	47.5	47.5	35.4	35.4	40.4	40.4	36.8	36.8	26.6	26.6
Lne Ica-Derivación Tramo 3	60.00	51.9	51.9	56.1	56.1	40.2	40.2	43.7	43.7	44.0	44.0	29.8	29.8
Lne Ica-Derivación Tramo 2	60.00	51.9	51.9	56.1	56.1	40.2	40.2	43.7	43.7	44.0	44.0	29.8	29.8
Lne Ica-Derivación Tramo 1	60.00	51.8	51.8	56.0	56.0	40.2	40.2	43.6	43.6	43.9	43.9	29.8	29.8
Lne Tacama-Ica	60.00	13.1	13.1	27.5	27.5	15.5	15.5	10.3	10.3	23.0	23.0	10.4	10.4
Lne Tacama-Huarango L-6623/2	60.00	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Lne. Villacuri-Huarango	60.00	15.8	15.8	38.0	38.0	22.2	22.2	15.7	15.7	38.8	38.7	22.1	22.1
Lne. Independencia-Villacuri L-6607	60.00	19.9	20.2	47.4	48.1	27.9	28.3	19.8	20.1	48.3	49.1	27.7	28.2
Lne. Villacuri-Lomas	60.00	-	9.6	-	23.0	-	13.5	-	9.6	-	23.5	-	13.4
Derv B	60.00	-	9.5	-	22.9	-	13.3	-	9.4	-	23.3	-	13.3
Lne. Ind-Lomas	60.00	-	19.5	-	46.5	-	27.4	-	19.4	-	47.3	-	27.2
Derv A	60.00	-	19.5	-	46.5	-	27.4	-	19.5	-	47.4	-	27.3
Transformador Independencia T3-261	210/62.3/10.3	78.3	78.3	106.6	106.5	82.6	82.6	81.5	81.5	106.3	106.3	63.6	63.6
Transformador Independencia T4-261	210/62.3/10.3	80.3	80.3	108.1	108.1	82.1	82.1	83.6	83.6	106.3	106.3	64.9	64.9

Transformador Ica T5-261	210/62.3/10.3	39.7	39.7	46.3	46.3	32.4	32.4	33.9	33.9	37.2	37.2	24.6	24.6
Transformador Ica T112-261	210/62.3/10.3	38.1	38.1	44.3	44.3	31.2	31.2	32.6	32.6	35.6	35.6	23.7	23.7

Caso 2 – 2021

Niveles de tensión en barras

Barra	Tensión Nominal kV	AVENIDA 2021						ESTIAJE 2021					
		Máxima		Media		Mínima		Máxima		Media		Mínima	
		SP p.u.	CP p.u.	SP p.u.	CP p.u.	SP p.u.	CP p.u.	SP p.u.	CP p.u.	SP p.u.	CP p.u.	SP p.u.	CP p.u.
INDEPENDENCIA 220A	221.00	0.999	0.999	0.989	0.989	1.000	1.000	1.003	1.003	0.995	0.995	1.002	1.002
ICA 220A	220.00	1.004	1.004	0.992	0.992	1.009	1.009	1.009	1.009	1.000	1.000	1.012	1.012
INDEPENDENCIA 60A	62.30	1.013	1.013	1.018	1.018	1.020	1.020	1.015	1.015	1.004	1.005	1.017	1.017
ICA 60A	62.30	0.998	0.998	0.983	0.983	1.011	1.011	1.003	1.003	0.991	0.991	1.014	1.014
PUEBLO NUEVO60	60.00	0.955	0.956	0.972	0.972	0.981	0.981	0.953	0.953	0.956	0.956	0.980	0.980
PEDRE60	60.00	0.966	0.966	0.977	0.977	0.976	0.976	0.964	0.964	0.959	0.959	0.976	0.976
VILLACURI 60	60.00	1.032	1.032	1.012	1.013	1.036	1.037	1.035	1.035	1.005	1.006	1.036	1.037
PISCO60	60.00	1.006	1.006	1.016	1.016	1.032	1.032	1.007	1.007	1.003	1.003	1.029	1.029
ALTOLUNA60	60.00	1.008	1.008	1.017	1.017	1.032	1.032	1.009	1.009	1.003	1.003	1.030	1.030
PARACAS 60	60.00	1.017	1.017	1.022	1.022	1.036	1.036	1.016	1.016	1.006	1.006	1.031	1.031
FUNSUR60	60.00	1.025	1.025	1.027	1.027	1.039	1.039	1.025	1.025	1.011	1.011	1.036	1.036
LUREN60	60.00	1.025	1.025	1.011	1.012	1.041	1.041	1.032	1.032	1.021	1.021	1.047	1.047
ICAN60	60.00	1.024	1.024	1.008	1.008	1.041	1.041	1.030	1.030	1.018	1.018	1.046	1.046

TACAM60	60.00	1.025	1.025	1.004	1.004	1.038	1.038	1.031	1.031	1.010	1.011	1.042	1.043
HUARANGO	60.00	1.024	1.025	0.998	0.999	1.031	1.032	1.029	1.029	0.998	0.998	1.034	1.034
SMARG60	60.00	1.009	1.009	0.979	0.979	1.027	1.027	1.017	1.017	0.993	0.993	1.035	1.035
LOMAS 60	60.00	-	1.038	-	1.025	-	1.042	-	1.040	-	1.015	-	1.041
LOMAS 22.9	22.90	-	0.995	-	0.999	-	0.999	-	0.998	-	1.009	-	0.998

Cargabilidad en líneas y transformadores

Líneas y Transformadores	Tensión Nominal kV	AVENIDA 2021						ESTIAJE 2021					
		Máxima		Media		Mínima		Máxima		Media		Mínima	
		SP	CP	SP	CP	SP	CP	SP	CP	SP	CP	SP	CP
		%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Lne. Independencia- Ica L-2209	220.00	31.0	17.1	20.9	20.7	18.0	17.9	15.4	15.3	18.3	18.1	15.8	15.7
Lne. Independencia- Ica L-2210	220.00	33.6	18.6	22.6	22.5	19.5	19.5	16.7	16.7	19.8	19.7	17.2	17.1
Lne Ica-Ica Norte Tramo 1	60.00	13.1	50.9	57.8	57.2	43.2	42.9	45.1	44.9	50.7	50.1	34.8	34.4
Lne Ica-Ica Norte Tramo 2	60.00	13.1	50.9	57.8	57.2	43.2	42.9	45.1	44.9	50.6	50.1	34.8	34.4
Lne Ica-Ica Norte Tramo 3	60.00	13.2	50.8	57.7	57.2	43.2	42.8	45.0	44.8	50.6	50.0	34.8	34.4
Lne Ica-Derivación Tramo 3	60.00	15.2	58.7	78.8	77.6	57.1	56.4	54.0	53.5	74.2	72.9	47.4	46.7
Lne Ica-Derivación Tramo 2	60.00	15.2	58.7	78.8	77.6	57.1	56.4	54.0	53.5	74.2	72.9	47.4	46.7
Lne Ica-Derivación Tramo 1	60.00	15.3	58.7	78.8	77.6	57.1	56.4	53.9	53.4	74.2	72.8	47.4	46.6
Lne Tacama-Ica	60.00	7.4	28.0	69.2	67.1	44.7	43.5	32.3	31.4	76.7	74.4	40.5	39.2
Lne Tacama-Huarango L-6508	60.00	4.7	12.5	31.6	30.1	20.9	20.0	16.9	16.3	38.6	36.9	21.4	20.5
Lne. Villacuri-Huarango L-6507	60.00	4.4	12.1	22.5	22.6	9.1	9.1	11.6	11.4	15.0	14.6	5.4	5.4
Lne. Independencia-Villacuri L-6607	60.00	6.9	16.8	37.1	37.1	19.7	19.4	15.1	15.1	32.6	32.0	18.7	18.3
Lne. Villacuri-Lomas	60.00	-	7.4	-	15.4	-	7.1	-	6.4	-	11.3	-	6.1
Derv B	60.00	-	7.1	-	15.1	-	6.8	-	6.1	-	11.0	-	5.8
Lne. Ind-Lomas	60.00	-	16.8	-	37.9	-	20.5	-	15.4	-	34.2	-	19.8
Derv A	60.00	-	16.9	-	38.0	-	20.6	-	15.5	-	34.3	-	19.8

Transformador Independencia T3-261	210/62.3/10.3	75.8	76.0	97.2	97.5	75.1	75.4	77.7	77.9	91.5	92.0	55.5	55.8
Transformador Independencia T4-261	210/62.3/10.3	77.8	77.9	99.1	99.4	75.3	75.6	79.8	80.0	93.1	93.6	56.8	57.1
Transformador Ica T5-261	210/62.3/10.3	41.8	41.6	52.5	52.2	37.3	37.1	36.8	36.7	45.8	45.4	29.8	29.6
Transformador Ica T112-261	210/62.3/10.3	40.1	40.0	50.4	50.1	36.0	35.8	35.3	35.2	44.0	43.6	28.7	28.5

Caso 1 – 2025

Niveles de tensión en barras

Barra	Tensión Nominal kV	AVENIDA 2025						ESTIAJE 2025					
		Máxima		Media		Mínima		Máxima		Media		Mínima	
		SP	CP	SP	CP	SP	CP	SP	CP	SP	CP	SP	CP
		p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
INDEPENDENCIA 220A	221.00	1.001	1.001	1.001	1.001	0.997	0.997	0.999	1.000	0.993	0.994	0.997	0.997
ICA 220A	220.00	0.991	0.991	0.995	0.995	0.996	0.997	0.995	0.995	0.986	0.987	0.992	0.992
INDEPENDENCIA 60A	60.00	1.019	1.020	1.015	1.018	1.024	1.015	1.017	1.018	1.017	1.020	1.018	1.019
ICA 60A	60.00	1.017	1.017	1.017	1.017	1.017	1.018	1.021	1.022	1.012	1.012	1.007	1.007
PUEBLO NUEVO60	60.00	0.970	0.970	0.977	0.977	0.967	0.967	0.967	0.967	0.994	0.995	0.970	0.970
PEDRE60	60.00	0.976	0.976	0.977	0.977	0.968	0.968	0.973	0.973	0.993	0.993	0.970	0.970
VILLACURI 60	60.00	0.989	1.001	0.950	0.980	0.989	0.994	0.987	0.999	0.952	0.982	0.983	0.998
PISCO60	60.00	0.977	0.977	0.978	0.978	0.983	0.983	0.971	0.971	0.967	0.968	0.982	0.982
ALTOLUNA60	60.00	0.979	0.979	0.979	0.980	0.984	0.984	0.974	0.975	0.969	0.970	0.983	0.984
PARACAS 60	60.00	0.979	0.979	0.975	0.976	0.981	0.981	0.976	0.976	0.966	0.966	0.981	0.981
FUNSUR60	60.00	0.985	0.985	0.981	0.981	0.986	0.986	0.983	0.983	0.973	0.973	0.986	0.986
LUREN60	60.00	1.002	1.002	1.002	1.002	1.004	1.004	1.009	1.009	1.001	1.001	0.998	0.998
ICAN60	60.00	1.001	1.001	1.001	1.001	1.006	1.006	1.008	1.008	0.999	1.000	0.998	0.999
TACAM60	60.00	1.003	1.003	1.000	1.000	1.006	1.006	1.010	1.010	0.998	0.999	0.999	0.999
HUARANGO	60.00	0.980	0.992	0.953	0.958	0.976	0.981	0.978	0.990	0.955	0.960	0.971	0.986
SANTA MARGARITA 60	60.00	0.988	0.988	0.970	0.971	0.991	0.991	0.995	0.995	0.971	0.971	0.985	0.986
LOMAS 60	60.00	-	1.006	-	0.988	-	0.998	-	1.004	-	0.990	-	1.003
LOMAS 22.9	22.90	-	1.003	-	1.002	-	1.004	-	1.001	-	1.004	-	1.009

Cargabilidad en líneas y transformadores

Líneas y Transformadores	Tensión Nominal kV	AVENIDA 2025						ESTIAJE 2025					
		Máxima		Media		Mínima		Máxima		Media		Mínima	
		SP %	CP %	SP %	CP %	SP %	CP %	SP %	CP %	SP %	CP %	SP %	CP %
Lne. Independencia-Ica L-2209	220.00	55.3	55.3	44.1	44.1	37.2	37.2	52.7	52.7	46.9	47.0	52.2	52.2
Lne. Independencia-Ica L-2210	220.00	60.0	60.0	47.9	47.9	40.3	40.3	57.1	57.1	50.9	50.9	56.6	56.6
Lne. Tacama-Huarango L-6508	60.00	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Lne. Villacuri –Huarango L-6507	60.00	18.0	17.7	44.1	42.7	24.8	24.7	18.0	17.8	44.0	42.6	25.0	24.6
Lne. Ica-Ica Norte	60.00	61.1	61.1	63.9	63.9	45.7	45.7	51.5	51.5	47.8	47.8	34.7	34.7
Lne. Tacama-Ica Norte	60.00	15.6	15.6	32.7	32.7	19.6	19.5	12.3	12.3	27.8	27.8	13.2	13.2
Lne. Ica- Derivación	60.00	65.9	65.9	74.0	74.0	51.8	51.8	55.3	55.3	56.3	56.3	38.8	38.8
Lne. Independencia-Villacuri L-6607	60.00	34.2	22.7	68.3	43.8	38.8	25.6	34.3	22.8	68.2	43.7	39.0	25.4
Lne. Villacuri-Lomas	60.00	-	10.8	-	18.1	-	10.5	-	10.9	-	18.1	-	10.5
Derv B	60.00	-	10.7	-	18.0	-	10.4	-	10.8	-	18.0	-	10.4
Lne. Ind-Lomas	60.00	-	22.0	-	44.4	-	26.0	-	22.0	-	44.3	-	25.8
Derv A	60.00	-	22.0	-	44.5	-	26.0	-	22.0	-	44.4	-	25.9
Transformador Independencia T3-261	250/62.3/10.3	16.7	16.2	42.4	40.4	35.5	35.1	16.5	16.6	43.0	41.0	17.5	17.0
Transformador Independencia T4-261	250/62.3/10.3	18.6	18.1	44.3	42.2	36.8	36.3	18.3	17.7	45.0	42.9	18.7	18.1
Transformador Ica T5-261	250/62.3/10.3	50.6	50.6	60.2	60.2	41.5	41.5	43.1	43.1	46.7	46.7	31.9	31.9
Transformador Ica T112-261	250/62.3/10.3	48.5	48.5	57.8	57.8	39.6	39.6	41.3	41.3	44.8	44.8	30.1	30.1

Resultados del estudio de flujo de potencia en contingencia

Resultados de contingencias año 2021

CONTINGENCIA	Tensión	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		Cargabilidad		Tensión	Cargabilidad
1 L-6607 (Línea Independencia - Villacurí) fuera de servicio.	Dentro del rango de tolerancia permitido.	Sobrecarga de alrededor de 9% en los transformadores de Independencia T3-261 Y T4-261 para los escenarios de media demanda en avenida y estiaje.		Dentro del rango de tolerancia permitido	Sobrecarga de alrededor de 9% en los transformadores de Independencia T3-261 Y T4-261 para los escenarios de media demanda en avenida y estiaje.
2 Transformador Independencia T3-261 fuera de servicio.	Dentro del rango de tolerancia permitido.	Sobrecarga de más del 60% en el transformador de Independencia T4-261 para los escenarios de máxima, media y mínima demanda en avenida y estiaje.		Dentro del rango de tolerancia permitido.	Sobrecarga de más del 60% en el transformador de Independencia T4-261 para los escenarios de máxima, media y mínima demanda en avenida y estiaje.
3 Línea Independencia - Lomas fuera de servicio.	-	-		Dentro del rango de tolerancia permitido	Sobrecarga de alrededor de 11% en los transformadores de Independencia T3-261 Y T4-261 para los escenarios de media demanda en avenida y estiaje.

4	Línea Lomas – Villacurí fuera de servicio.	-	-	Dentro del rango de tolerancia permitido	Sobrecarga de alrededor de 10% en los transformadores de Independencia T3-261 Y T4-261 para los escenarios de media demanda en avenida y estiaje.
5	Transformador Central Térmica Independencia fuera de servicio.	Dentro del rango de tolerancia permitido.	Sobrecarga de alrededor de 27% en los transformadores de Independencia T3-261 Y T4-261 para los escenarios de media demanda en avenida y estiaje.	Dentro del rango de tolerancia permitido	Sobrecarga de alrededor de 27% en los transformadores de Independencia T3-261 Y T4-261 para los escenarios de media demanda en avenida y estiaje.

Resultados de contingencias año 2025

CONTINGENCIA		SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		Tensión	Cargabilidad	Tensión	Cargabilidad
1	L-6607 (Línea Independencia - Villacurí) fuera de servicio.	Dentro del rango de tolerancia permitido.	No se presenta sobrecargas.	Dentro del rango de tolerancia permitido	No se presenta sobrecargas.
2	Transformador Independencia T3-261 fuera de servicio.	Dentro del rango de tolerancia permitido.	No se presenta sobrecargas.	Dentro del rango de tolerancia permitido.	No se presenta sobrecargas.
3	Línea Independencia - Lomas fuera de servicio.	Dentro del rango de tolerancia permitido.	No se presenta sobrecargas.	Dentro del rango de tolerancia permitido	No se presenta sobrecargas.

4	Línea Lomas – Villacurí fuera de servicio.	Dentro del rango de tolerancia permitido.	No se presenta sobrecargas.	Dentro del rango de tolerancia permitido	No se presenta sobrecargas.
5	Transformador Central Térmica Independencia fuera de servicio.	Dentro del rango de tolerancia permitido.	No se presenta sobrecargas.	Dentro del rango de tolerancia permitido	No se presenta sobrecargas.

Resultados de cortocircuito en operación normal

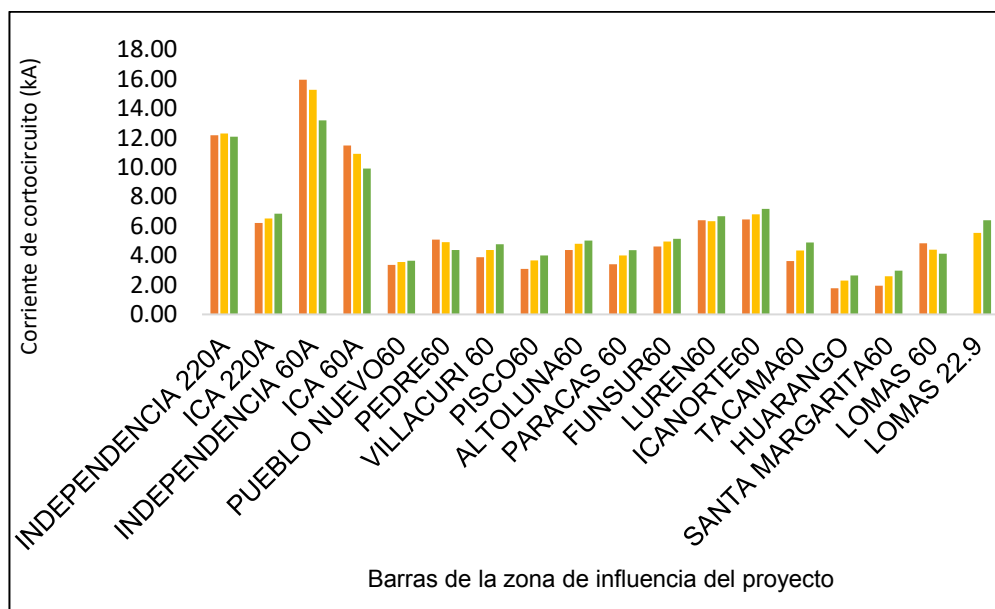
Resultados de cortocircuito monofásico 2021

Barra	Tensión Nominal kV	AVENIDA 2021						ESTIAJE 2021					
		Máxima		Media		Mínima		Máxima		Media		Mínima	
		SP kA	CP kA	SP kA	CP kA	SP kA	CP kA	SP kA	CP kA	SP kA	CP kA	SP kA	CP kA
INDEPENDENCIA 220A	221.00	7.50	7.51	7.49	7.50	7.06	7.07	7.50	7.51	7.50	17.76	7.31	7.32
ICA 220A	220.00	4.39	4.39	4.38	4.39	4.14	4.14	4.39	4.39	4.39	10.25	4.22	4.22
INDEPENDENCIA 60A	62.30	11.46	11.52	11.46	11.52	10.29	10.33	11.46	11.52	11.46	29.09	11.35	11.41
ICA 60A	62.30	9.92	9.92	9.91	9.91	9.02	9.02	9.92	9.92	9.92	24.52	9.14	9.14
PUEBLO NUEVO60	60.00	1.91	1.91	1.91	1.91	1.88	1.88	1.91	1.91	1.91	3.60	1.91	1.91
PEDREGAL60	60.00	3.14	3.14	3.14	3.14	3.09	3.09	3.14	3.14	3.14	6.48	3.14	3.14
VILLACURI 60	60.00	1.59	2.44	1.59	2.44	1.56	2.38	1.59	2.44	1.59	5.27	1.59	2.43
PISCO60	60.00	2.19	2.20	2.19	2.20	2.15	2.15	2.19	2.20	2.19	4.08	2.19	2.19
ALTOLUNA60	60.00	2.63	2.63	2.63	2.63	2.56	2.56	2.63	2.63	2.63	5.02	2.62	2.62
PARACAS 60	60.00	2.50	2.50	2.50	2.50	2.44	2.44	2.50	2.50	2.50	4.99	2.49	2.50
FUNSUR60	60.00	2.19	2.19	2.19	2.19	2.14	2.14	2.19	2.19	2.19	4.16	2.19	2.19
LUREN60	60.00	5.82	5.82	5.82	5.82	5.24	5.24	5.82	5.82	5.82	12.53	5.28	5.28
ICANORTE60	60.00	5.82	5.82	5.82	5.82	5.41	5.41	5.82	5.82	5.82	12.64	5.45	5.45
TACAMA60	60.00	3.42	3.42	3.42	3.42	3.28	3.28	3.42	3.42	3.42	6.68	3.30	3.30
HUARANGO	60.00	1.07	1.40	1.07	1.40	1.06	1.38	1.07	1.40	1.07	2.68	1.07	1.39
SANTA MARGARITA 60	60.00	1.88	1.88	1.88	1.88	1.85	1.85	1.88	1.88	1.88	3.51	1.85	1.85

Resultados de cortocircuito monofásico 2025

Barra	Tensión Nominal kV	AVENIDA 2025						ESTIAJE 2025					
		Máxima		Media		Mínima		Máxima		Media		Mínima	
		SP kA	CP kA	SP kA	CP kA	SP kA	CP kA	SP kA	CP kA	SP kA	CP kA	SP kA	CP kA
INDEPENDENCIA 220A	221.00	11.49	11.50	11.48	11.49	8.57	8.57	11.50	11.51	11.49	11.50	11.37	11.38
ICA 220A	220.00	6.04	6.04	6.04	6.04	5.19	5.19	6.04	6.05	6.04	6.04	5.90	5.90
INDEPENDENCIA 60A	62.30	11.51	11.57	11.51	11.57	9.61	9.65	11.52	11.57	11.51	11.57	11.47	11.53
ICA 60A	62.30	11.30	11.30	11.30	11.30	9.82	9.82	11.31	11.31	11.30	11.30	10.60	10.60
PUEBLO NUEVO60	60.00	3.35	3.35	3.35	3.35	3.30	3.30	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
PEDREGAL60	60.00	5.06	5.06	5.06	5.06	4.96	4.96	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06
VILLACURI 60	60.00	2.15	3.56	2.15	3.56	2.07	3.35	2.15	3.56	2.15	3.56	2.14	3.55
PISCO60	60.00	4.00	4.00	4.00	4.00	3.88	3.88	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08
ALTOLUNA60	60.00	5.46	5.46	5.46	5.46	5.23	5.23	4.35	4.35	4.35	4.35	4.34	4.34
PARACAS 60	60.00	3.40	3.40	3.40	3.40	3.30	3.30	3.40	3.40	3.40	3.40	3.39	3.39
FUNSUR60	60.00	4.59	4.59	4.59	4.59	4.42	4.42	4.59	4.59	4.59	4.59	4.58	4.58
LUREN60	60.00	6.35	6.35	6.35	6.35	5.60	5.60	6.35	6.35	6.35	6.35	5.85	5.85
ICANORTE60	60.00	6.40	6.40	6.40	6.40	5.81	5.81	6.40	6.40	6.40	6.40	6.08	6.08
TACAMA60	60.00	3.61	3.61	3.61	3.61	3.43	3.43	3.61	3.61	3.61	3.61	3.52	3.52
HUARANGO	60.00	1.30	1.70	1.30	1.70	1.27	1.66	1.30	1.70	1.30	1.70	1.30	1.70
SANTA MARGARITA 60	60.00	1.94	1.94	1.94	1.94	1.89	1.89	1.94	1.94	1.94	1.94	1.92	1.92

Resultados de cortocircuito en máxima generación



Anexo B: Fichas técnicas del equipamiento implementado – Transformador de potencia

FICHA TÉCNICA POR SUBESTACIÓN			
1	DATOS GENERALES		
	1.1	Empresa	COELVISAC
	1.2	Nombre de la subestación	LOMAS
2	TRANSFORMADORES DE POTENCIA		
	2.1	Código de la subestación	
	2.2	Código del transformador de potencia	T3
	2.3	Tipo	SFZ11-50000/60
	2.4	Fabricante - País	CHINA
	2.5	Año de fabricación	2020

2.6	Año de entrada en operación				2021
2.7	Tensión nominal	2.7.1	HV Devanado 1	[kV]	60.00
		2.7.2	MV-1 Devanado 2	[kV]	22.90
		2.7.3	MV-2 Devanado 3	[kV]	
		2.7.4	LV Devanado 4	[kV]	
2.8	Potencia nominal ⁽¹⁾	2.8.1	HV	[MV A]	50/40
		2.8.2	MV1	[MV A]	50/40
		2.8.3	MV2	[MV A]	
		2.8.4	LV	[MV A]	
2.9	Grupo de conexión				YNd5
2.10	Etapas de refrigeración				ONAN/ONAF
2.11	Tipo de regulación de tensión				Automático
2.12	Rango de regulación de tensión			[kV]	+/-13x1%
2.13	Tensión máxima del equipo / devanado			[kV]	67.80
2.14	Niveles de aislamiento			[kV]	140/325
2.15	Impedancia de cortocircuito ⁽²⁾	2.15.1	%Vcc (HV-MV1)	[%]	8.69(50MV A)
		2.15.2	%Vcc (HV - MV2)	[%]	7.76(50MV A)
		2.15.3	%Vcc (MV1 - MV2)	[%]	
		2.15.4	%Vcc (HV - LV)	[%]	
		2.15.5	%Vcc (MV1 - LV)	[%]	
		2.15.6	%Vcc (MV2 - LV)	[%]	
2.16	Pérdidas en el cobre o de cortocircuito			[kW]	155
2.17	Pérdidas en el núcleo o de vacío			[kW]	38
2.18	Curva de magnetización o de vacío				
2.19	Impedancia de neutro a tierra			[ohm]	
2.20	Características del transformador de corriente (TC) en el aislador pasatapa (Bushing)	2.20.1	N° de núcleos		
		2.20.2	Clase de precisión		
		2.20.3	Potencia de precisión		

2.2	Entrega del protocolo de pruebas en fábrica del transformador		[Si/No]	Si
Notas:	(1) Potencia para las diferentes etapas de refrigeración (2) Indicar el tap asociado a la prueba y la Potencia Base, la impedancia de cortocircuito de secuencia positiva y cero			
3	TRANSFORMADORES DE TENSIÓN			
3.1	Código			TVB60
3.2	Tipo			CPB72
3.3	Fabricante - País			ABB-Suecia
3.4	Año de fabricación			2020
3.5	Año de entrada en operación			2021
3.6	Ubicación ⁽¹⁾	3.6.1	Celda	T3
		3.6.2	Fases	R,S,T
3.7	Tensión Asignada	3.7.1	Tensión en el primario	[kV] 60/V3
		3.7.2	Tensión en el secundario	[kV] .100/V 3
3.8	Tensión máxima del equipo		[kV]	72.50
3.9	Niveles de aislamiento		[kV]	140-325
3.10	Núcleos de medida	3.10.1	Número de núcleos	1
		3.10.2	Relación de transformación	[kV] 600.00
		3.10.3	Clase de precisión por núcleo	0.2
		3.10.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA] 30.00
3.11	Núcleos de protección	3.11.1	Número de núcleos	2
		3.11.2	Relación de transformación	[kV] 600.00
		3.11.3	Clase de precisión por núcleo	3P
		3.11.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA] 30.00
3.12	Factor de sobretensión	3.12.1	Permanente	
		3.12.2	Durante 30 seg	1.50
3.13	Capacidad total		[pF]	24,900.00
3.14	Distancia de fuga específica		[mm/kV]	43
Notas:	(1) Celda y Fases en la que se encuentra ubicado			
4	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE			

4.1	Código			TCB60
4.2	Tipo			IBM72
4.3	Fabricante - País			ABB-SUECIA
4.4	Año de fabricación			2020
4.5	Año de entrada en operación			2021
4.6	Ubicación ⁽¹⁾	4.6.1	Celda	T3
		4.6.2	Fases	R,S,T
4.7	Corriente Asignada	4.7.1	Corriente en el primario	[A] 400-800
		4.7.2	Corriente en el secundario	[A] 1.00
4.8	Corriente de cortocircuito térmica (1 s)		[kA]	40.00
4.9	Corriente dinámica asignada		[kA]	-
4.10	Tensión máxima del equipo		[kV]	72.50
4.11	Niveles de aislamiento		[kV]	140-325
4.12	Núcleos de medida	4.12.1	Número de núcleos	1
		4.12.2	Relación de transformación	[A] 400-800
		4.12.3	Clase de precisión por núcleo	0.2
		4.12.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA] 30.00
		4.12.5	Factor de seguridad	-
		4.12.6	Gama extendida de corriente	[%] -
4.13	Núcleos de protección	4.13.1	Número de núcleos	2
		4.13.2	Relación de transformación	[A] 400-800
		4.13.3	Clase de precisión por núcleo	5P20
		4.13.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA] 30.00
4.14	Distancia de fuga específica		[mm/kV]	43
Nota s: (1) Celda y Fases en la que se encuentra ubicado				
5 INTERRUPTORES				
5.1	Código de la subestación			
5.2	Código del Interruptor			INB60-3
5.3	Tipo			EDF SK 1-1
5.4	Fabricante - País			ABB-SUECIA
5.5	Año de fabricación			2020

5.6	Año de entrada en operación				2021
5.7	Ubicación ⁽¹⁾				T3
5.8	Tipo de accionamiento				TRIPOLAR
5.9	Corriente nominal			[A]	2,000.00
5.10	Corriente nominal de corta duración (3 s)			[kA]	25.00
5.11	Corriente nominal de cierre en cortocircuito			[kA]	-
5.12	Tensión máxima del equipo			[kV]	72.50
5.13	Niveles de aislamiento			[kV]	140-325
5.14	Ciclo de operación				O - 0,3s – CO – 3min- CO
5.15	Medio de extinción de arco				SF6
5.16	Mecanismo de operación				RESORTE
5.17	Distancia de fuga específica			[mm/kV]	
5.18	Mando sincronizado	5.1 8.1	Dispone de esta opción	[Si/No]	No
		5.1 8.2	Opción activada	[Si/No]	No
Notas:	(1) Celda en la que se encuentra ubicado				
6	SECCIONADORES				
6.1	Código del seccionador				SB60-8
6.2	Tipo				SDF72.5
6.3	Fabricante - País				ABB-SUECIA
6.4	Año de fabricación				2020
6.5	Año de entrada en operación				2021
6.6	Ubicación ⁽¹⁾				T3
6.7	Corriente nominal			[A]	2,000.00
6.8	Corriente nominal de corta duración (1 s)			[kA]	25.00
6.9	Valor de cresta de la corriente admisible			[kA]	
6.10	Tensión máxima del equipo			[kV]	
6.11	Niveles de aislamiento			[kV]	325.00
6.12	Mecanismo de operación				MOTOR
6.13	Distancia de fuga específica			[mm/kV]	31
Notas:	(1) Celda en la que se encuentra ubicado				
7	PARARRAYOS				
7.1	Código del pararrayo				PR-60

7.2	Tipo		EXLIM Q060-EV072
7.3	Fabricante - País		ABB-SUECIA
7.4	Año de fabricación		2020
7.5	Año de entrada en operación		2021
7.6	Ubicación		T3
7.7	Corriente de descarga	[kA]	10

Anexo C: Fichas técnicas del equipamiento implementado – Celdas CL-6609 Lomas

TRANSFORMADORES DE TENSIÓN					
3	3.1	Código			TVL60-6
	3.2	Tipo			CPB72
	3.3	Fabricante - País			ABB-Suecia
	3.4	Año de fabricación			2020
	3.5	Año de entrada en operación			2021
	3.6	Ubicación ⁽¹⁾	3.6.1	Celda	L-6609
			3.6.2	Fases	R,S,T
	3.7	Tensión Asignada	3.7.1	Tensión en el primario	[kV] 60/V3
			3.7.2	Tensión en el secundario	[kV] .100/V3
	3.8	Tensión máxima del equipo			[kV] 72.50
	3.9	Niveles de aislamiento			[kV] 140-325
	3.10	Núcleos de medida	3.10.1	Número de núcleos	1
			3.10.2	Relación de transformación	[kV] 600.00
			3.10.3	Clase de precisión por núcleo	0.2
			3.10.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA] 30.00
	3.11	Núcleos de protección	3.11.1	Número de núcleos	2
			3.11.2	Relación de transformación	[kV] 600.00
			3.11.3	Clase de precisión por núcleo	3P

		3.11.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA]	30.00
3.12	Factor de sobretensión	3.12.1	Permanente		
		3.12.2	Durante 30 seg		1.50
3.13	Capacidad total			[pF]	24,900.00
3.14	Distancia de fuga específica			[mm/kV]	43
Notas : (1) Celda y Fases en la que se encuentra ubicado					
4	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE				
4.1	Código				TC60-6
4.2	Tipo				IBM72
4.3	Fabricante - País				ABB-SUECIA
4.4	Año de fabricación				2020
4.5	Año de entrada en operación				2021
4.6	Ubicación ⁽¹⁾	4.6.1	Celda		L-6609
		4.6.2	Fases		R,S,T
4.7	Corriente Asignada	4.7.1	Corriente en el primario	[A]	400-800
		4.7.2	Corriente en el secundario	[A]	1.00
4.8	Corriente de cortocircuito térmica (1 s)			[kA]	40.00
4.9	Corriente dinámica asignada			[kA]	-
4.10	Tensión máxima del equipo			[kV]	72.50
4.11	Niveles de aislamiento			[kV]	140-325
4.12	Núcleos de medida	4.12.1	Número de núcleos		1
		4.12.2	Relación de transformación	[A]	400-800
		4.12.3	Clase de precisión por núcleo		0.2
		4.12.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA]	30.00
		4.12.5	Factor de seguridad		-
		4.12.6	Gama extendida de corriente	[%]	-
4.13	Núcleos de protección	4.13.1	Número de núcleos		2
		4.13.2	Relación de transformación	[A]	400-800
		4.13.3	Clase de precisión por núcleo		5P20
		4.13.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA]	30.00
4.14	Distancia de fuga específica			[mm/kV]	43

Notas					
: (1) Celda y Fases en la que se encuentra ubicado					
5	INTERRUPTORES				
5.1	Código de la subestación				
5.2	Código del Interruptor				INL60-6
5.3	Tipo				EDF SK 1-1
5.4	Fabricante - País				ABB-SUECIA
5.5	Año de fabricación				2020
5.6	Año de entrada en operación				2021
5.7	Ubicación ⁽¹⁾				L-6609
5.8	Tipo de accionamiento				TRIPOLAR
5.9	Corriente nominal			[A]	2,000.00
5.10	Corriente nominal de corta duración (3 s)			[kA]	25.00
5.11	Corriente nominal de cierre en cortocircuito			[kA]	-
5.12	Tensión máxima del equipo			[kV]	72.50
5.13	Niveles de aislamiento			[kV]	140-325
5.14	Ciclo de operación				O - 0,3s – CO – 3min- CO
5.15	Medio de extinción de arco				SF6
5.16	Mecanismo de operación				RESORTE
5.17	Distancia de fuga específica			[mm/kV]	
5.18	Mando sincronizado	5.18.1	Dispone de esta opción	[Si/No]	No
		5.18.2	Opción activada	[Si/No]	No
Notas (1) Celda en la que se encuentra ubicado					
6	SECCIONADORES				
6.1	Código del seccionador				SB60-9
6.2	Tipo				SDF72.5
6.3	Fabricante - País				ABB-SUECIA
6.4	Año de fabricación				2020
6.5	Año de entrada en operación				2021
6.6	Ubicación ⁽¹⁾				L-6609
6.7	Corriente nominal			[A]	2,000.00
6.8	Corriente nominal de corta duración (1 s)			[kA]	25.00

6.9	Valor de cresta de la corriente admisible	[kA]	
6.10	Tensión máxima del equipo	[kV]	
6.11	Niveles de aislamiento	[kV]	325.00
6.12	Mecanismo de operación		MOTOR
6.13	Distancia de fuga específica	[mm/kV]	31
Notas :	(1) Celda en la que se encuentra ubicado		

CL-6600 Lomas

3 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN					
3.1	Código				TVL60-7
3.2	Tipo				CPB72
3.3	Fabricante - País				ABB-Suecia
3.4	Año de fabricación				2020
3.5	Año de entrada en operación				2021
3.6	Ubicación ⁽¹⁾	3.6.1	Celda		L-6600
		3.6.2	Fases		R,S,T
3.7	Tensión Asignada	3.7.1	Tensión en el primario	[kV]	60/v3
		3.7.2	Tensión en el secundario	[kV]	.100/v3
3.8	Tensión máxima del equipo			[kV]	72.50
3.9	Niveles de aislamiento			[kV]	140-325
3.10	Núcleos de medida	3.10.1	Número de núcleos		1
		3.10.2	Relación de transformación	[kV]	600.00
		3.10.3	Clase de precisión por núcleo		0.2
		3.10.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA]	30.00
3.11	Núcleos de protección	3.11.1	Número de núcleos		2
		3.11.2	Relación de transformación	[kV]	600.00
		3.11.3	Clase de precisión por núcleo		3P
		3.11.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA]	30.00
3.12	Factor de sobretensión	3.12.1	Permanente		

		3.1 2.2	Durante 30 seg		1.50
3.13	Capacidad total			[pF]	24,900.00
3.14	Distancia de fuga específica			[mm /kV]	43
Nota s: (1) Celda y Fases en la que se encuentra ubicado					
4 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE					
4.1	Código				TC60-7
4.2	Tipo				IBM72
4.3	Fabricante - País				ABB-SUECIA
4.4	Año de fabricación				2020
4.5	Año de entrada en operación				2021
4.6	Ubicación ⁽¹⁾	4.6. 1	Celda		L-6600
		4.6. 2	Fases		R,S,T
4.7	Corriente Asignada	4.7. 1	Corriente en el primario	[A]	400-800
		4.7. 2	Corriente en el secundario	[A]	1.00
4.8	Corriente de cortocircuito térmica (1 s)			[kA]	40.00
4.9	Corriente dinámica asignada			[kA]	-
4.10	Tensión máxima del equipo			[kV]	72.50
4.11	Niveles de aislamiento			[kV]	140-325
4.12	Núcleos de medida	4.1 2.1	Número de núcleos		1
		4.1 2.2	Relación de transformación	[A]	400-800
		4.1 2.3	Clase de precisión por núcleo		0.2
		4.1 2.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA]	30.00
		4.1 2.5	Factor de seguridad		-
		4.1 2.6	Gama extendida de corriente	[%]	-
4.13	Núcleos de protección	4.1 3.1	Número de núcleos		2
		4.1 3.2	Relación de transformación	[A]	400-800
		4.1 3.3	Clase de precisión por núcleo		5P20
		4.1 3.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA]	30.00
4.14	Distancia de fuga específica			[mm /kV]	43
Nota s: (1) Celda y Fases en la que se encuentra ubicado					

5 INTERRUPTORES					
5.1	Código de la subestación				
5.2	Código del Interruptor				INL60-7
5.3	Tipo				EDF SK 1-1
5.4	Fabricante - País				ABB-SUECIA
5.5	Año de fabricación				2020
5.6	Año de entrada en operación				2021
5.7	Ubicación ⁽¹⁾				L-6600
5.8	Tipo de accionamiento				TRIPOLAR
5.9	Corriente nominal			[A]	2,000.00
5.10	Corriente nominal de corta duración (3 s)			[kA]	25.00
5.11	Corriente nominal de cierre en cortocircuito			[kA]	-
5.12	Tensión máxima del equipo			[kV]	72.50
5.13	Niveles de aislamiento			[kV]	140-325
5.14	Ciclo de operación				O - 0,3s – CO – 3min- CO
5.15	Medio de extinción de arco				SF6
5.16	Mecanismo de operación				RESORTE
5.17	Distancia de fuga específica			[mm /kV]	
5.18	Mando sincronizado	5.1 8.1	Dispone de esta opción	[Si/No]	No
		5.1 8.2	Opción activada	[Si/No]	No
Nota s:	(1) Celda en la que se encuentra ubicado				
6 SECCIONADORES					
6.1	Código del seccionador				SB60-10
6.2	Tipo				SDF72.5
6.3	Fabricante - País				ABB-SUECIA
6.4	Año de fabricación				2020
6.5	Año de entrada en operación				2021
6.6	Ubicación ⁽¹⁾				L-6600
6.7	Corriente nominal			[A]	2,000.00
6.8	Corriente nominal de corta duración (1 s)			[kA]	25.00
6.9	Valor de cresta de la corriente admisible			[kA]	
6.10	Tensión máxima del equipo			[kV]	
6.11	Niveles de aislamiento			[kV]	325.00
6.12	Mecanismo de operación				MOTOR

6.13	Distancia de fuga específica	[mm /kV]	31
Nota	(1) Celda en la que se encuentra ubicado		

Anexo C: Fichas técnicas del equipamiento implementado –

Líneas

L-6609 (Independencia – Lomas)

DATOS					
1	GENERALES				
1.1	Empresa				COELVISAC
1.2	Nombre de la línea				Independencia-Lomas
2	LÍNEA DE TRANSMISIÓN				
2.1	Código de la línea				L-6609
2.2	Nivel de tensión			[kV]	60.00
2.3	Longitud ⁽¹⁾			[km]	18.3/5.1
2.4	N° de ternas				1
2.5	Capacidad nominal de transmisión			[A]	385
2.6	Capacidad de sobrecarga	2.6.1	Por 30 minutos	[%]	
		2.6.2	Por 4 horas	[%]	
2.7	Parámetros eléctricos de la línea	2.7.1	Resistencia de secuencia positiva R1	[ohm/km]	0.14
		2.7.2	Reactancia de secuencia positiva X1	[ohm/km]	0.44
		2.7.3	Resistencia de secuencia cero R0	[ohm/km]	0.31
		2.7.4	Reactancia de secuencia cero X0	[ohm/km]	1.74
		2.7.5	Resistencia mutua R0M	[ohm/km]	
		2.7.6	Inductancia mutua X0M	[ohm/km]	
		2.7.7	Susceptancia de secuencia positiva B1	[μs/km]	3.78
		2.7.8	Susceptancia de secuencia cero B0	[μs/km]	2.16
		2.7.9	Conductancia de secuencia positiva G1	[μs/km]	0.00
2.8	Características del equipamiento	2.8.1	Estructuras	2.8.1.1	Material
				2.8.1.2	Tipos ⁽²⁾
		2.8.2	Conductor	2.8.2.1	Tipo
					MADERA
					Archivo
					AAAC

					2.8.2.2	Calibre ⁽¹⁾	[mm ²]	240
					2.8.2.3	Nº Conductores por fase		1
					2.8.2.4	Disposición ⁽⁴⁾		Archivo
		2.8.3	Aisladores		2.8.3.1	Material		Poliméricos
					2.8.3.2	Tipo		Suspensión
		2.8.4	Cable de Guarda ⁽³⁾		2.8.4.1	Nº de cables		
					2.8.4.2	Material		
					2.8.4.3	Calibre ⁽¹⁾		
2.9	Recorrido de la línea en formato Google Earth							Archivo
2.10	Subestación inicio							Independencia
2.11	Subestación fin							Lomas

L-6600 (Lomas – Villacurí)

1 DATOS GENERALES					
1.1	Empresa			COELVISAC Lomas- Villacurí	
1.2	Nombre de la línea				
2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN					
2.1	Código de la línea			L-6600	
2.2	Nivel de tensión		[kV]	60.00	
2.3	Longitud ⁽¹⁾		[km]	5.1/13.04	
2.4	N° de ternas			1	
2.5	Capacidad nominal de transmisión		[A]	385	
2.6	Capacidad de sobrecarga	2.6.1	Por 30 minutos	[%]	
		2.6.2	Por 4 horas	[%]	
2.7	Parámetros eléctricos de la línea	2.7.1	Resistencia de secuencia postitiva R1	[ohm/k m]	0.14
		2.7.2	Reactancia de secuencia positiva X1	[ohm/k m]	0.44
		2.7.3	Resistencia de secuencia cero R0	[ohm/k m]	0.31
		2.7.4	Reactancia de secuencia cero X0	[ohm/k m]	1.74
		2.7.5	Resistencia mutua R0M	[ohm/k m]	
		2.7.6	Inductancia mutua X0M	[ohm/k m]	

			2.7.6	Inductancia mutua XOM		[ohm/km]	
			2.7.7	Susceptancia de secuencia positiva B1		[μs/km]	3.78
			2.7.8	Susceptancia de secuencia cero B0		[μs/km]	2.16
			2.7.9	Conductancia de secuencia positiva G1		[μs/km]	0.00
2.8	Características del equipamiento	2.8.1	Estructuras	2.8.1.1	Material		MADERA
				2.8.1.2	Tipos ⁽²⁾		Archivo
		2.8.2	Conductor	2.8.2.1	Tipo		AAAC
				2.8.2.2	Calibre ⁽¹⁾	[mm²]	240
				2.8.2.3	Nº Conductores por fase		1
				2.8.2.4	Disposición ⁽⁴⁾		Archivo
		2.8.3	Aisladores	2.8.3.1	Material		Poliméricos
				2.8.3.2	Tipo		Suspensión
		2.8.4	Cable de Guarda ⁽³⁾	2.8.4.1	Nº de cables		
				2.8.4.2	Material		
				2.8.4.3	Calibre ⁽¹⁾		
2.9	Recorrido de la línea en formato Google Earth						Archivo
2.10	Subestación inicio						Lomas
2.11	Subestación fin						Villacurí