



Estudio preoperativo para la conexión de un proyecto de generación solar con capacidad de 100 MW en la subestación seccionadora Chicureo en 220 kV, en el país de Chile.

Juan Daniel Mejía Martínez

Informe de práctica para optar al título de Ingeniero Eléctrico

Modalidad de práctica.

Semestre de Industria o Práctica Empresarial.

Asesor

Jaime Alejandro Valencia Velásquez, Doctor (PhD) *en Área de formación del asesor interno*

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería

Ingeniería Eléctrica

Medellín, Antioquia, Colombia

2024

Cita	Mejía autor 1 [1]
Referencia Estilo IEEE (2020)	[1] J. Mejía Martínez, “Estudio preoperativo para la conexión de un proyecto de generación solar con capacidad de 100 MW en la subestación seccionadora Chicureo en 220 kV, en el país de Chile”, Trabajo de grado profesional, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Medellín, Antioquia, Colombia, 2024.



Repositorio Institucional: <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - www.udea.edu.co

Rector: John Jairo Arboleda Céspedes.

Decano/Director: Julio Cesar Saldarriaga Molina.

Jefe departamento: Noe Alejandro Mesa Quintero.

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.

Contenido

I. INTRODUCCIÓN.....	11
II. OBJETIVOS.....	13
<i>A. Objetivo general.....</i>	<i>13</i>
<i>B. Objetivos específicos.....</i>	<i>13</i>
III. MARCO TEÓRICO	14
IV. METODOLOGÍA	21
IV. CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTO.	23
V. RESULTADOS	34
VI. ANÁLISIS.....	48
VII. CONCLUSIONES	49
REFERENCIAS	51
ANEXOS.....	52

LISTA DE TABLAS

TABLA I. RANGO DE TENSIONES	7
TABLA II. PROYECTOS APLICABLES A LOS ESTUDIOS PREOPERATIVOS.....	22
TABLA III. PROYECTOS DE TRANSMISIÓN.....	23
TABLA IV. PROYECTOS DE GENERACIÓN	24
TABLA V. TASA DE CRECIMIENTO DEMANDA SEN DE CLIENTES REGULADOS Y LIBRES	27
TABLA VI. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA A DICIEMBRE DEL 2025.	27
TABLA VII. CAPACIDADES DE LÍNEAS EN ZONA DE INTERÉS.....	28
TABLA VIII. DEMANDAS DEL SISTEMA	30
TABLA IX. ESCENARIOS BASES DE OPERACIÓN.	30
TABLA X. DESPACHOS PARA CADA ESCENARIO.	31
TABLA XI. INDISPONIBILIDADES	33
TABLA XII. NOMENCLATURA DE RESULTADOS.	34
TABLA XIII. TENSIONES EN BARRAS [P.U.] - ESCENARIOS E1 - DDA ALTA.	35
TABLA XIV. TRANSFERENCIAS POR LÍNEAS [%] - ESCENARIOS E1 - DDA ALTA.....	36
TABLA XV. TRANSFERENCIAS POR TRANSFORMADORES [%] - ESCENARIOS E1 - DDA ALTA.	37
TABLA XVI. TRANSFERENCIAS POR TRANSFORMADORES [kA] - ESCENARIOS E1 - DDA ALTA.	38
TABLA XVII. TENSIONES EN BARRAS [P.U.] - ESCENARIOS E1 - DDA BAJA.	38
TABLA XVIII. TRANSFERENCIAS POR LÍNEAS [%] - ESCENARIOS E1 - DDA BAJA.....	40
TABLA XIX. TRANSFERENCIAS POR TRANSFORMADORES [%] - ESCENARIOS E1 - DDA BAJA.....	41
TABLA XX. TENSIONES EN BARRAS [P.U.] - ESCENARIOS E1 - DDA ALTA.	41
TABLA XXI. TRANSFERENCIAS POR LÍNEAS [%] - ESCENARIOS E2 - DDA ALTA.....	42
TABLA XXII. TRANSFERENCIAS POR TRANSFORMADORES [%] - ESCENARIOS E2 - DDA ALTA.	43
TABLA XXIII. TENSIONES EN BARRAS [P.U.] - ESCENARIOS E1 - DDA BAJA.	44
TABLA XXIV. TRANSFERENCIAS POR LÍNEAS [%] - ESCENARIOS E2 - DDA BAJA.....	45
TABLA XXV. TRANSFERENCIAS POR TRANSFORMADORES [%] - ESCENARIOS E2 - DDA BAJA.....	46

LISTA DE FIGURAS

Fig 1. Esquema simplificado de un sistema de potencia.....	19
Fig 2. Logo del software utilizado para realización del estudio.....	23
Fig 3. Diagrama esquemático de la zona de interés sin proyecto.....	25
Fig 4. Diagrama esquemático de la zona de interés con proyecto.....	26
Fig 5. Tensiones en barras 500 kV [p.u] - E1 - Dda Alta.....	36
Fig 6. Tensiones en barras 200 kV [p.u] - E1 - Dda Alta.....	36
Fig 7. Tensiones en barras 500 kV [p.u] - E1 - Dda Baja.....	39
Fig 8. Tensiones en barras 200 kV [p.u] - E1 - Dda Baja.....	39
Fig 9. Tensiones en barras 500 kV [p.u] - E2 - Dda Alta.....	42
Fig 10. Tensiones en barras 220 kV [p.u] - E2 - Dda Alta.....	42
Fig 11. Tensiones en barras 500 kV [p.u] - E2 - Dda Baja.....	45
Fig 12. Tensiones en barras 200 kV [p.u] - E2 - Dda Baja.....	45

SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

AGC:	Control Automático de Generación.
AIS:	Air Insulated Substation.
BD:	Base de Datos.
CC:	Centro de Control de un Coordinado.
CSF:	Control Secundario de Frecuencia.
EDAG:	Esquema de Desconexión Automática de Generación.
EGPT:	Escenario de Generación para la Planificación de la Transmisión.
ERAG:	Esquema de Reducción Automática de Generación.
ERV:	Reducción de Emisiones por Deforestación y Degradación de bosques.
HVDC:	High Voltage Direct Current.
IEEE:	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
ISO:	International Organization for Standardization.
kV:	Kilovoltio.
MW:	Megawatt.
NUP:	Número único de proyecto.
NT SSCC:	Norma Técnica de Servicios Complementarios.
NT:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
SEM:	Sistema Eléctrico Nacional.
SI:	Sistema Interconectado.
ST:	Sistema de Transmisión.
SyCS:	Seguridad y Calidad de Servicio.
TDF:	Tiempo de Despeje de Falla.

DEFINICIONES

En esta sección se dan definiciones para aclarar los términos técnicos que se utilizan para describir e interpretar las diferentes secciones de este informe, que se basa en la normativa eléctrica de Chile.

1. *Cliente:*

A los efectos de la presente NT, se entenderá por Cliente a:

- I. una Empresa de Distribución;
- II. usuario sometido a regulación de precios de acuerdo a lo establecido en el artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos., en adelante, Cliente Regulado; o
- III. un usuario final no sometido a regulación de precios, en adelante, Cliente Libre, cuyas Barras de Consumo son abastecidas directamente desde el ST

2. *Contingencia simple:*

Corresponde a una falla o desconexión intempestiva de un elemento de SI, pudiendo ser este último una unidad generadora, un Elemento Serie del ST, una Barra de Consumo, o Elemento Paralelo del ST, entre otros y que puede ser controlada con los Recursos Generales de Control de Contingencias. [2]

3. *Coordinador:*

El Coordinador Eléctrico Nacional de Chile es un organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí. [2]

4. *Estado Normal de tensiones:*

Estado del SI en que se satisfacen simultáneamente diferentes condiciones como lo es que las tensiones de todas las barras del SI se encuentran dentro de los rangos definidos para Estado normal, según la siguiente **TABLA I:** [2]

TABLA I.
RANGO DE TENSIONES

Voltaje de barra	Límite Inferior	Límite superior
$V \geq 500 \text{ kV}$	0.97	1.03
$200 \text{ kV} \leq V \leq 500 \text{ kV}$	0.95	1.05
$V < 200 \text{ kV}$	0.93	1.07

5) *Límite Térmico:*

Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie, determinada por la carga admisible, en función de la máxima temperatura de diseño operativo, definido para régimen permanente y en determinadas condiciones del ambiente y de tensión. [2]

1. *Línea de doble circuito:*

Línea de transmisión consistente en dos circuitos de la misma tensión que comparten una única estructura de soporte y que están acopladas magnéticamente. [2]

2. *Paño:*

Conjunto de equipamientos que permite conectar un Elemento Serie al ST, compuesto, en general, por interruptor, desconectores, transformadores de medida, pararrayos, trampas de onda, condensadores de acoplamiento, etc. [2]

3. *Punto de Conexión:*

Barra, o punto de arranque en una línea de transmisión, en el cual se interconectan instalaciones explotadas por distintos Coordinados o instalaciones que, pudiendo ser explotadas por el mismo Coordinado. [2]

4. *Sistema Eléctrico Nacional:*

Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 MW. [2]

5. *Sistema Interconectado:*

Conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico incluyendo: las centrales eléctricas; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; enlaces HVDC, equipos de compensación de energía activa, subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución, y Barras de Consumo de Clientes Libres abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión o a través de alimentadores de uso exclusivo; que operan interconectadas entre sí, con el objeto de generar, transportar y distribuir energía eléctrica en dicho sistema eléctrico. [2]

6. *Subestación Eléctrica:*

Instalación eléctrica del Sistema de Transmisión que forma parte de un sistema eléctrico, encargada de realizar transformación de tensión, frecuencia, o conexión de dos o más circuitos de líneas de transmisión. [2]

RESUMEN

El siguiente informe trata sobre los estudios preoperacionales que son necesarios para establecer una interconexión entre una central eléctrica ubicada en un Parque Solar de 100 MW y la Subestación Seccionadora Chicureo en 220 kV en el país de Chile. El objetivo de estos estudios es detectar las limitaciones que se puedan generar en este sistema, comprobar el cumplimiento de la normativa y adaptar las instalaciones si fuera necesario. El período de evaluación se extiende hasta el año 2025 según las normas y reglamentos ISO, describiéndose en detalle las diferentes condiciones operativas, contingencias mínimas y requisitos. Los requisitos reglamentarios para diversos estudios, como el flujo de energía y el análisis de contingencias, se establecen claramente y deben abordarse. Algunos aspectos clave incluyen la capacidad máxima de generación, así como los proyectos de generación en las cercanías; La planificación del sistema de transmisión debe considerar estos factores.

Palabras clave — Estudio preoperativo, Parque solar, flujo de potencia, contingencias, Chile.

ABSTRACT

The following report deals with pre-operational studies necessary to establish interconnection between a 100 MW Solar Park power plant and the 220 kV Chicureo Switching Substation in Chile. The objective of these studies is to identify any limitations that may arise in this system, ensure compliance with regulations, and adapt installations if necessary. The evaluation period extends until 2026 according to ISO standards and regulations, detailing various operational conditions, minimum contingencies, and requirements. Regulatory requirements for various studies, such as energy flow and contingency analysis, are clearly established and must be addressed. Some key aspects include maximum generation capacity, as well as nearby generation projects; Transmission system planning must consider these factors.

Keywords — (Ejemplo) **Scientific article, review article, research, citation styles.**

+

I. INTRODUCCIÓN

Con la promulgación del Decreto 37 del año 2021, que aprueba el reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión en Chile, se introducen diversas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, específicamente en lo concerniente a los sistemas de transmisión y la planificación de la transmisión. El capítulo 4 de este reglamento establece la metodología de la transmisión, donde se definen los requisitos necesarios para el ingreso de un nuevo proyecto al sistema eléctrico chileno.

Durante todas las etapas para la aprobación del ingreso de nuevos proyectos, el decreto mencionado dispone que en la etapa preliminar se deben emplear modelos de simulación de la operación y otros análisis complementarios, si se considera necesario. Se debe realizar un diagnóstico de los Sistemas de Transmisión para cada EGPT y para todo el horizonte de análisis definido. Este diagnóstico debe identificar las posibles necesidades de expansión de los sistemas y los proyectos preliminares de expansión requeridos para garantizar el abastecimiento de la demanda, la seguridad del sistema, la reducción de los costos de operación y fallos en el Sistema Eléctrico, así como la posible conexión de polos de desarrollo. Además, estos análisis deben evaluar las proyecciones de flujos esperados, las diferencias de perfiles de costos marginales esperados por barras, detectar los desacoples del Sistema Eléctrico, los costos operacionales del mismo, la disminución de los ingresos tarifarios, las pérdidas técnicas, los recortes o vertimientos esperados de energía renovable, entre otros aspectos.

La Comisión podrá evaluar y proponer diversas alternativas tecnológicas para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico, como Sistemas de Almacenamiento de Energía, equipos de compensación reactiva u otra tecnología que cumpla con los objetivos mencionados. En el caso de los análisis para efectuar el diagnóstico de los Sistemas de Transmisión Zonal, la Comisión podrá realizar simplificaciones que permitan segmentar el Sistema de Transmisión por áreas.

Una vez realizadas las evaluaciones descritas anteriormente, se llevará a cabo un análisis de prefactibilidad de toda la cartera preliminar de proyectos, que incluirá los proyectos resultantes del análisis preliminar y aquellos presentados por el Coordinador y los promotores. Este análisis consistirá en estudiar y verificar la información disponible, revisar la descripción general de los proyectos, los plazos de construcción, las alternativas y condiciones asociadas a los proyectos, así

como la información sobre variables y criterios medioambientales y territoriales proporcionada por el Ministerio.

Con base en la cartera preliminar de proyectos, la Comisión identificará aquellos necesarios para preservar la seguridad y calidad de servicio del Sistema Eléctrico, los cuales no estarán sujetos a la etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, debiendo someterse directamente a la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, excepto aquellos cuyo dimensionamiento óptimo requiera dichos análisis.

El ente encargado de llevar a cabo el análisis mencionado es el Coordinador, que se encarga de la operación de las instalaciones eléctricas interconectadas para garantizar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico [2]. Este organismo ha emitido una guía detallando los aspectos a considerar para la elaboración del estudio de flujos de potencia por parte de las empresas solicitantes [3]. Esta guía establece los requisitos mínimos para llevar a cabo el estudio y los entregables que deben presentarse al Coordinador.

En el presente estudio, se tomarán en cuenta los lineamientos expresados en dicha guía para garantizar la coherencia y calidad del análisis.

II. OBJETIVOS

A. Objetivo general

Verificar técnicamente el impacto de la conexión del proyecto de generación fotovoltaica, con una capacidad de 100 MW, que se conectará a la subestación seccionadora Chicureo en 220 kV. Este proyecto entrará en operación en mayo de 2025 en Chile.

B. Objetivos específicos

- Descargar la base de datos de operación en el software Digsilent correspondiente al Sistema Eléctrico Nacional de Chile.
- Ajustar la base de datos a la zona de influencia del proyecto de generación.
- Ejecutar las simulaciones en el software Digsilent conforme a las solicitudes del Coordinador, las cuales están detalladas son detalladas por el Coordinador Eléctrico Nacional.
- Elaborar informe del estudio para entrega de resultados.

III. MARCO TEÓRICO

La Ley General de Servicios Eléctricos de Chile y su reglamentación vigente establecen como objetivo principal es garantizar la seguridad y calidad del servicio en los sistemas interconectados del sector eléctrico. Ahora bien, para cumplir con estos requisitos en dichos sistemas, es fundamental contar con una adecuada coordinación entre los diversos actores involucrados. [4] En este sentido, la Norma Técnica establece exigencias específicas que deben acatar una serie de agentes clave en el sector eléctrico. Estos agentes comprenden a los concesionarios de cualquier naturaleza, ya sean propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten, bajo cualquier título, centrales eléctricas generadoras. Asimismo, se incluyen los responsables de líneas de transmisión a nivel nacional, zonal, para polos de desarrollo y dedicados; líneas de interconexión entre sistemas interconectados; enlaces HVDC; equipos de compensación de energía; instalaciones que provean servicios complementarios; y subestaciones eléctricas, incluyendo las subestaciones primarias de distribución y barras de consumos de usuarios no sometidos a fijación de precios abastecidos directamente desde el sistema de transmisión.

Todos estos agentes deben sujetarse a la coordinación de la operación del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, denominado simplemente como "Coordinador". Cabe destacar que lo establecido en esta Norma Técnica no perjudica otras normativas que puedan imponer exigencias particulares a los agentes mencionados.

Para efectos del estudio de flujo de potencia, se centrará en las siguientes exigencias mínimas que deben cumplir las instalaciones de unidades generadoras que operen interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional, según lo establecido en el capítulo 3 de esta norma. Dentro de las exigencias y condiciones básicas que deben cumplir las instalaciones de unidades generadoras y del sistema de transmisión encontramos:

- a) Diseño, fabricación, ensayos e instalación según normas nacionales aplicables o normas internacionales reconocidas en caso de no existir normas nacionales específicas.
- b) Permitir la operación del sistema interconectado cumpliendo con la normativa vigente.
- c) Soportar al menos el máximo nivel de corriente de cortocircuito en los puntos de conexión al sistema eléctrico nacional, calculado según el Anexo Técnico correspondiente.
- d) Disponer de un nivel de aislación adecuado y coordinado con la instalación a la que se conectan, verificado mediante un estudio de coordinación de aislación.

- e) En caso de traslado, cambio de uso, modificación o nueva ubicación de una instalación existente, se aplicarán las normas vigentes a la fecha del nuevo uso o modificación. Sin embargo, si estas acciones son provisionales, se aplicarán las normas previas, salvo que impliquen un riesgo de seguridad al sistema eléctrico nacional.
- f) La disposición de la subestación, patios, salas eléctricas y equipos debe permitir el crecimiento armónico, considerando los planes de expansión y resoluciones de la Comisión, y posibilitar el acceso abierto a las instalaciones de transmisión.
- g) Para instalaciones de tensión mayor o igual a 23 kV en AIS, no se utilizarán barras rígidas ni barras tubulares montadas sobre aisladores de pedestal, con excepciones justificadas y considerando celdas switchgear menores o iguales a 33 kV.
- h) Las estructuras deben diseñarse de forma modular para facilitar ampliaciones y cambios de configuración, minimizando el impacto en las instalaciones existentes y los tiempos de puesta en servicio.
- i) La conexión de nuevas instalaciones no debe degradar el desempeño ni disminuir el grado de confiabilidad de las instalaciones existentes, manteniendo la configuración de barra de la subestación a la cual se conectan.
- j) No se aceptarán instalaciones conectadas en derivación en líneas de los sistemas de transmisión de servicio público

Las instalaciones y equipamientos de centrales generadoras que operen interconectadas en el SI, deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas de diseño:

- a) Si un Coordinado decide instalar una unidad generadora sincrónica, o un parque eólico o fotovoltaico, tal que en su Punto de Conexión éste sea de mayor potencia nominal que la de la mayor unidad generadora existente a la fecha de puesta en servicio de su proyecto, deberá realizar previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos de sistemas de potencia para determinar los efectos de su desconexión intempestiva.
- b) Si como resultado de los estudios se comprobara que es necesario aumentar el requerimiento de reservas para Control de Frecuencia, evaluado en los términos indicados en la NT SSCC, el Coordinador podrá limitar el despacho de esta unidad.
- c) La conexión de los transformadores de poder de las unidades generadoras interconectadas al SI debe contar con un sistema de protecciones que asegure el cumplimiento de los tiempos máximos de despeje de fallas

- d) La protección de las unidades generadoras y sus conexiones con el SI debe cumplir con las exigencias mínimas especificadas a continuación:
- I. El TDF para fallas en las distintas instalaciones de la central deberá ser determinado por el Coordinado que la explota en el Estudio de Coordinación de Protecciones que deberá someter a la aprobación del Coordinador.
 - II. Cada central generadora, incluido su transformador de poder, interconectada al SI, deberá disponer de protección de respaldo desde su Punto de Conexión para fallas en las instalaciones del ST.
 - III. Por su parte, dichas instalaciones del Sistema de Transmisión deberán disponer de protección de respaldo para fallas que ocurran hasta en el lado de baja tensión del transformador de poder de la central. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones de respaldo deberán respetar los Pasos de Coordinación.
 - IV. Los paños que conectan los transformadores de poder de las centrales generadoras al SI deberán contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en la medición de las corrientes, que den orden de desenganche necesarias para eliminar las contribuciones a la falla.
 - V. Las protecciones de sobre y baja frecuencia de las unidades sincrónicas de centrales generadoras, de parques eólicos o fotovoltaicos deberán estar ajustadas respetando los tiempos de operación mínimos.
 - VI. Cada unidad generadora conectada al SI deberá soportar, sin desconectarse del SI, la circulación de la corriente de secuencia negativa correspondiente a una falla asimétrica en el Punto de Conexión de la central, considerando el despeje de la falla en tiempos de operación en respaldo
 - VII. Los esquemas de protección de la central, incluidos sus transformadores de poder, deben permitir el acceso local y remoto desde la sala de control de la instalación, a sus parámetros, ajustes, registros oscilográficos de fallas y registros de eventos. En caso de centrales cuyo Punto de Conexión al SI es en un nivel de tensión superior a 200 kV, deben adicionalmente permitir el acceso remoto a la lectura de esta información desde el CC que la coordina y desde el Coordinador.

- e) Las unidades sincrónicas deberán disponer de los equipamientos requeridos para participar en el Control de Tensión y amortiguación de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad.
- f) La precisión de la medición de frecuencia para el control primario de frecuencia debe ser de $\pm 0,02$ % o superior.
- g) Las unidades sincrónicas deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF. Adicionalmente, cuando lo solicite el Coordinado o cuando lo determine el Coordinador, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en MW, desde el AGC, para modificar su generación de potencia activa y participar en el CSF.
- h) Las centrales con unidades sincrónicas que participen en la prestación de Partida Autónoma, deberán disponer del equipamiento necesario para su adecuada provisión de acuerdo a los requerimientos del servicio, de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.
- h) Las centrales con unidades sincrónicas que participen en la prestación EDAG, ERAG y en los Sistemas de Protección Multiárea, deberán disponer de los equipamientos necesarios para su adecuada provisión, de acuerdo a los requerimientos del servicio de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.
- i) Los parques eólicos deberán disponer de entradas para recibir una señal que establezca la máxima tasa de cambio a la cual podrán modificar su potencia activa. [2]

El Coordinador verifica diversos estudios para ingresar los proyectos al SI, como son los estudios de coordinación de protecciones, flujo de carga, capacidad de barras y mallas de puesta a tierra. Sin embargo, como se había mencionado para el desarrollo de este proyecto se concentrará en el estudio de flujo de carga. [3]

Los estudios de flujo de potencia determinan los voltajes de las barras y los flujos en todas las ramas (branch) para una condición dada. Un flujo de potencia es una serie de cálculos hechos cuando ciertos parámetros son colocados a un valor diferente o configuración de circuito es cambiado por el cierre y apertura de breakers, agregando o removiendo una línea, etc. Los estudios de flujo de potencia son llevados a cabo para verificar la operación de un sistema existente es capaz de suplir la carga adicional o para verificar y comparar nuevas alternativas de adición al sistema de nuevas fuentes de poder, cargas o probar el rendimiento del sistema.

Generalmente el estudio de ingeniería de potencia posee un conjunto predefinido de criterios que deben ser cumplidos, estos incluyen los siguientes:

- Criterios de Voltaje, como definido en IEEE Std 141-1993
- Flujos de líneas y transformadores debe estar dentro de los límites nominales térmicos.
- Salida de potencia reactiva generada debe estar dentro de los límites definidos por las curvas de capacidad del generador.

El criterio de voltaje es usualmente dividido dentro de un rango de voltaje aceptable para condiciones normales y un gran rango de voltaje aceptable para condiciones anormales. El criterio térmico de líneas y transformadores pueden también tener tal división permitiendo una sobrecarga (overload) temporal debido a la constante de tiempo térmico del equipo o capacidad adicional de transformadores con ventilación forzada. [5]

Un estudio normalmente comienza con la preparación de los casos bases para representar los diferentes modos de operación del sistema o planta. La condición de operación normalmente elegida es máxima carga (aquí la máxima carga se refiere al máximo valor, de carga coincidente, no la suma de todas las cargas) cuando la máxima carga ocurre a diferentes partes del sistema, algunos casos bases pueden ser necesarios. Los casos bases deben representar las condiciones realistas de operación. Condiciones anormales y escenarios pésimos serán agregados luego al estudio.

Los casos bases son analizados para determinar si los voltajes y flujos están dentro del rango aceptable. Si problemas de voltaje o sobrecarga son encontrados, cambios en el sistema pueden ser hechos al dato de flujo de potencia, y el caso resuelto verá si los cambios son efectivos en el remedio del problema. Para remediar problemas de bajo voltaje, los siguientes cambios son posibles:

- Incremento en el voltaje programado de los generadores
- Adición de capacitores Shunt.
- Reconfiguración del sistema, reubicando cargas o liberando cargas en las líneas.
- Desconexión de reactores Shunt.
- Adición de líneas o transformadores.
- Remediar líneas sobrecargadas o transformadores cargados, es la mayoría de los remedios aplicados.

En el estudio de flujo de potencia, se hace necesario simular cada elemento del sistema de potencia a través de su respectivo modelo equivalente, que para este caso son muy sencillos. Es importante mencionar que se pueden utilizar modelos equivalentes sencillos, cuando los cálculos lo permitan, debido a que no reviste ninguna ventaja utilizar una representación exacta de los elementos del sistema, cuando las cargas solo se conocen con una exactitud limitada. Análogamente los modelos exactos y complejos solo se limitan para objetivos muy especializados, donde la exactitud es clave, como en los estudios de estabilidad. Es frecuente en los estudios de flujo de carga, desprestigiar la resistencia con solo una pequeña pérdida de exactitud y un ahorro inmenso de cálculos. [5]

Generadores: Los generadores comúnmente en los estudios de flujo de carga se representan como fuentes de P-V ó P-Q. Los generadores se suelen representar por el voltaje interno en serie con la impedancia apropiada.

Líneas de Transmisión: Las líneas de transporte poseen un modelo equivalente que depende de la longitud de la línea de transmisión; así las líneas cortas y largas.

Transformadores: En los estudios de flujo de carga es común representar el transformador por medio de su reactancia de cortocircuito en serie con un transformador ideal que toma en cuenta la posición del cambiador de tomas. En el caso del transformador de tres devanados en el que el terciario no tiene carga o posee una carga muy baja también se representa por la impedancia de cortocircuito.

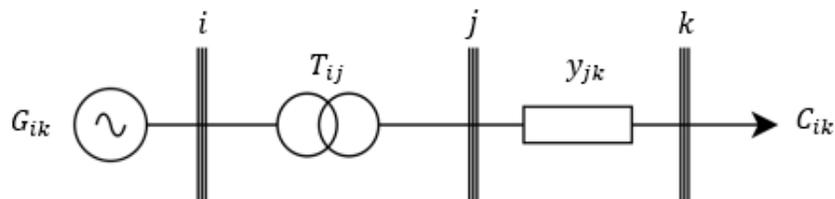


Fig 1. Esquema simplificado de un sistema de potencia.

En lo que sigue, se enuncian los artículos de la NTSyCS que se relacionan con los objetivos del presente estudio:

Artículo 5-19

El SI deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del sistema de transmisión y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo

cual el Coordinador y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del sistema de transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 kV.
- 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del sistema de transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 kV e inferior a 500 kV.
- 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del sistema de transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV. [2]

Artículo 5-23

En Estado de Alerta el Coordinador y los CC deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del sistema de transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 kV.
- 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del sistema de transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 kV e inferior a 500 kV.
- 0,9 y 1,10 por unidad, para instalaciones del sistema de transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV. [2]

En casos debidamente justificados, en reemplazo de las tensiones nominales a que se refiere el presente artículo, el Coordinador podrá definir Tensiones de Servicio para las distintas barras del SI, respetando la banda permitida en los valores unitarios indicados, siempre que el límite superior de ésta no sobrepase las tensiones máximas de servicio de los equipos. El Coordinador deberá justificar el uso de las Tensiones de Servicio mediante un Estudio que se actualizará cada 2 años el cual deberá ser enviado a la SEC.

En todo caso, en sus respectivas evaluaciones, la planificación de la transmisión a la que se refiere la Ley solo deberá utilizar las bandas indicadas, referidas a las tensiones nominales.

IV. METODOLOGÍA

En los análisis de los estudios preoperativos, el período de evaluación se determinará de acuerdo con el año de conexión del proyecto, según lo estipulado en el plan proporcionado por la empresa solicitante al Coordinador. Además, se incluye la estructura base, los diferentes escenarios de operación, las contingencias mínimas y los requisitos que deben considerarse para llevar a cabo estos estudios. Por lo anterior, se debe seguir la siguiente metodología para la presentación del estudio.

Actividad 1. Descarga de la base de datos.

Para los estudios preoperativos del proyecto, se deberá utilizar la Base de Datos (BD), acorde a la fecha de entrada en operación del proyecto, dispuesta por el Coordinador para la modelación del Sistema Eléctrico Nacional

Actividad 2. Actualización de la base de datos.

Se deberá adaptar la BD con el propósito de incluir el detalle de los proyectos de transmisión y generación en la zona de influencia del proyecto que se estima entren en servicio hasta la fecha de conexión del proyecto.

Actividad 3. Proyección de la demanda.

Proyectar la demanda del sistema eléctrico a la fecha de puesta en servicio del proyecto, la cual está estipulada para mayo de 2025.

Para realizar el estudio de prefactibilidad se debe tener en cuenta los escenarios de operación mencionados por el Coordinador. De acuerdo a lo anterior, se definen los siguientes escenarios, los cuales se plasman en el software de simulación.

- Escenario 1: Máxima generación en la zona de influencia del proyecto, considerando el proyecto en análisis fuera de servicio.
 - a) Demanda alta, día laboral.
 - b) Demanda baja, día laboral.
- Escenario 2: Máxima generación en la zona de influencia del proyecto, considerando el despacho/consumo del proyecto en análisis a plena carga.
 - a) Demanda alta, día laboral.
 - b) Demanda baja, día laboral.

Actividad 4: Realización de estudio de flujo.

Se identifica las eventuales sobrecargas y problemas de regulación de tensión en las instalaciones existentes y proyectadas, producto de la conexión del proyecto. En particular. Teniendo en cuenta que:

- a) La corriente que circula por las instalaciones nuevas y existentes no debe sobrepasar la capacidad térmica de diseño. Se debe verificar la suficiencia de las líneas de transmisión, transformadores de poder, interruptores, desconectores, transformadores de corriente y trampas de onda, conforme a lo indicado en el Art.5-26 de la NT de SyCS.
- b) Las tensiones en barras y nodos deben cumplir con las exigencias indicadas en los Art. 5-19 y 5-23 de la NT de SyCS.

En particular, el análisis del estudio de flujos de potencia deberá considerar como mínimo la desconexión de las siguientes instalaciones descritas en la **TABLA II**, cada una por separado:

TABLA II.
PROYECTOS APLICABLES A LOS ESTUDIOS PREOPERATIVOS.

Nombre	Parámetro	Capacidad
El Salto - Tap La Dehesa 110 kV L1.	Línea	1×110 kV
Tap Chicureo - El Salto 220 kV C1.	Línea	1×220 kV
Nva P.de.Azucar - Polpaico 500 kV C1	Línea	1×500 kV
ATR EL SALTO	Transformador	220/110/34.5 kV 400 MVA N1
ATR POLPAICO	Transformador	525/220 kV 750 MVA N1

Actividad 5: Construcción del informe con resultados obtenidos.

Elaboración del informe con presentando los análisis, verificando la viabilidad del proyecto ante el coordinador.

IV. CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTO.

1. *Software utilizado.*

Para la realización del estudio de flujo de potencia para la conexión del parque solar de 100 MW a la subestación seccionadora Chicureo, con un nivel de tensión de 220 kV, se utilizará el software **PowerFactory de DIgSILENT**, versión 2022 SP4. Esto permitirá evaluar si es factible la integración de este proyecto en dicha subestación y analizar el impacto que esto conlleva en la zona de influencia.



Fig 2. Logo del software utilizado para realización del estudio.

2. *Base de datos y plan de obras.*

Para el desarrollo del estudio, se utilizó la base de datos publicada en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional en febrero de 2024, con el propósito de llevar a cabo análisis en el software DIGSILENT PowerFactory 2022 SP4.

Además de los proyectos y obras incluidos en la base de datos del coordinador, se han tenido en cuenta los proyectos de transmisión y generación declarados en construcción en la página del Coordinador Eléctrico Nacional. Estos proyectos entrarán en operación entre la fecha de creación de la base de datos y diciembre de 2025 (PES), según lo informado por el Coordinador Eléctrico Nacional en el reporte de proyectos en gestión de conexión correspondiente al mes de marzo de 2024.

A continuación, se detallan los proyectos considerados en el estudio especificados en las **TABLA III** y **TABLA IV**

TABLA III.
PROYECTOS DE TRANSMISIÓN.

Nombre Proyecto	Nivel de tensión [kV]
No aplican proyectos	

TABLA IV.
PROYECTOS DE GENERACIÓN

Nombre Proyecto	Tipo de Generación	Tipo Tecnología	Potencia Neta Total [MW]	Punto de Conexión
Parque Fotovoltaico Don Humberto	Convencional y No Convencional	Fotovoltaico	73	S/E Punta Peuco 110 kV
PMG Solar Palermo	PMG	Fotovoltaico	9	S/E El Peumo 23 kV Alimentador
PMGD Til Til	PMGD	Fotovoltaico	9	Proacer 2 23 kV, S/E El Manzano Enel
BESS Parque Fotovoltaico El Manzano	Convencional y No Convencional	Fotovoltaico	60	S/E El Manzano 220 kV
Normalización Unidad Queltehues 3	Convencional y No Convencional	Hidroeléctrico	16	S/E Queltehues 12-110 kV
BESS Parque Fotovoltaico Don Humberto	Convencional y No Convencional	BESS	60	S/E Punta Peuco 110 kV

3. Zona de interés.

La zona definida para el análisis del presente proyecto comprende principalmente las instalaciones Polpaico de 500 kV, Polpaico 200 kV, El Salto 200 kV, Chicureo y El Manzano 220 kV, La Dahesa 100 kV, La **Fig 3** muestra el diagrama de la zona de interés elaborado en PowerFactory. Dentro de este se visualizan algunas centrales de generación de interés y, en la **Fig 4** evidencia la zona de interés con el proyecto ingresado.

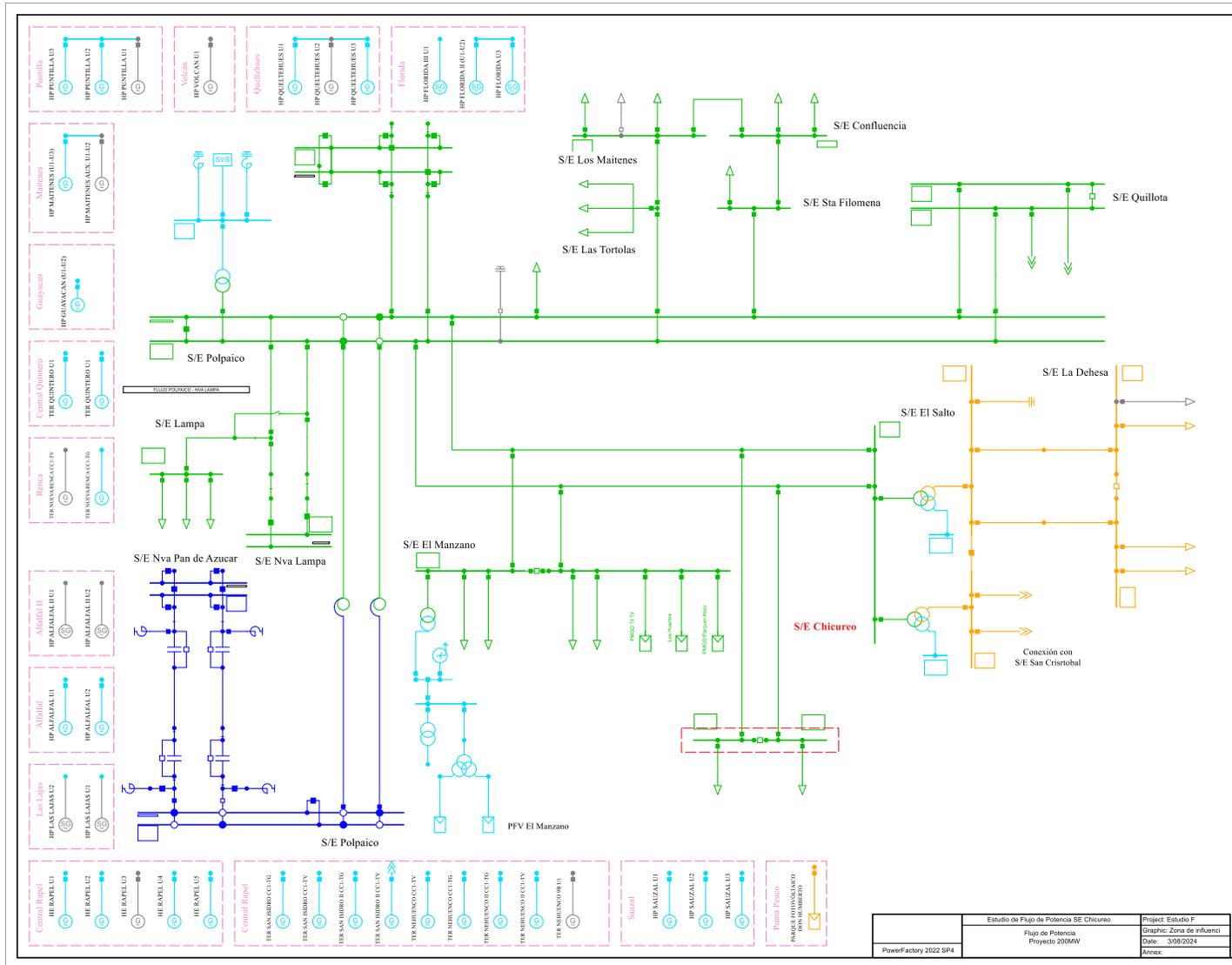


Fig 3. Diagrama esquemático de la zona de interés sin proyecto.

4. Previsión de demanda del sistema.

El documento titulado "Fijación de precios de nudos a corto plazo" [6] detalla las tasas de crecimiento de la demanda que se tuvieron en cuenta para proyectar la demanda en la región Metropolitana del Sistema Eléctrico Nacional. La Tabla 4.2 de dicho informe (Tasas de crecimiento de la demanda del SEN para clientes regulados y libres) fue utilizada para este fin. A continuación, en la se muestra un fragmento de la tabla, se evidencia en la **TABLA V**.

TABLA V.
TASA DE CRECIMIENTO DEMANDA SEN DE CLIENTES REGULADOS Y LIBRES

Año	Previsión de demanda sistema [GWh]			Tasa de variación		
	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2022	47.919	28.973	76.891			
2023	50.868	29.252	80.121	6,16 %	0,96 %	4,20 %
2024	53.505	30.083	83.588	5,18 %	2,84 %	4,33 %
2025	55.446	31.010	86.456	3,63 %	3,08 %	3,43 %
2026	56.299	32.033	88.332	1,54 %	3,30 %	2,17 %

Dicho lo anterior, se proyecta la demanda del sistema para la fecha PES del proyecto en mayo del 2025, como indica en la **TABLA VI**.

TABLA VI.
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA A DICIEMBRE DEL 2025.

Año	Tasa de variación.	
	Libre.	Regulado.
Mayo de 2025	5,86%	3,66%

De esta manera se considera que la demanda aumenta en los porcentajes indicados en la **TABLA VI**

Estas tasas son aplicadas a los escenarios que se desarrollen en el estudio de manera de proyectar la demanda a mayo del año 2025.

- Para los escenarios de Demanda Alta (DA) se considera el escenario Demanda Alta – Día

Laboral de la base de datos PF DIgSILENT del Coordinador Eléctrico Nacional.

- Para los escenarios de Demanda Baja (DB) se considera el escenario demanda baja – Día

Laboral de la base de datos PF DIgSILENT del Coordinador Eléctrico Nacional

5. Límites de transmisión.

Los límites de las líneas de transmisión han sido obtenidos del informe del Coordinador, “Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión”. En la **TABLA VII** se presentan los límites considerados en la base de datos de la CNE proyectados para el año 2024

TABLA VII.
CAPACIDADES DE LÍNEAS EN ZONA DE INTERÉS.

Tramo	Línea	Capacidad Conductor [kA]	Capacidad TTCC [kA]	Límite [kA]	Tramo Causa
Nueva Lampa - Cerro Navia C2 220 kV	Nueva Lampa-Est 40 C2 220 kV	0,807	1,440	0,807	Conductor
	Est 40-Cerro Navia C2 220 kV	0,807	1,440	0,807	Conductor
	Polpaico-Est 1 220 kV	0,861	-	0,861	Conductor
Polpaico-Las Tórtolas 220 kV	Est1-Est 39 220 kV	1,453	-	1,453	Conductor
	Est 39-Est 42 CH 220 kV	0,728	-	0,728	Conductor
	Est 42 CH - Las Tórtolas 220 kV	0,730	-	0,730	Conductor
	Las Tórtolas - Est 42 CH 220 kV	0,777	-	0,777	Conductor
Las Tórtolas -Maitenes 220 kV	Est 42CH-Est 83 220 kV	0,777	-	0,777	Conductor
	Est 83 - Los Maitenes 220 kV	0,600	-	0,600	Conductor
Maitenes - Confluencia 220 kV	Maitenes - Perez Caldera 220 kV	1,022	-	1,022	Conductor
	Perez Caldera-Confluencia 220 kV	1,025	-	1,025	Conductor
Santa Filomena - Confluencia 220 kV	Santa Filomena - Confluencia 220 kV	1,021	-	1,021	Conductor
Polpaico - Santa Filomena 220 kV	Polpaico - Est 23 220 kV	0,632	-	0,632	Conductor
	Est 23 - Santa Filomena 220 kV	0,632	-	0,632	Conductor
Rio Aconcagua - Polpaico C1 220 kV	Rio Aconcagua - Est 81B C1 220 kV	4,156	2,400	2,400	TC
	Estr 81B - Estr 119 C1 220 kV	4,156	-	4,156	Conductor
	Estr 119 - Polpaico C1 220 kV	4,156	3,000	3,000	TC
Rio Aconcagua - Polpaico C2 220 kV	Rio Aconcagua - Est 81B C2 220 kV	4,156	2,400	2,400	TC
	Estr 81B - Estr 119 C2 220 kV	4,156	-	4,156	Conductor
	Estr 119 - Polpaico C2 220 kV	4,156	3,000	3,000	TC
Nogales - Rio Aconcagua C1 220 kV	Rio Aconcagua - Est 81A C1 220 kV	4,484	2,400	2,400	TC
	Est 81A-Est 17 C1 220 kV	4,149	-	-	Conductor
Nogales - Rio Aconcagua C2 220 kV	Nogales - Est17 C1 220 kV	4,149	3,000	3,000	TC
	Rio Aconcagua - Est 81A C2 220 kV	4,484	2,400	2,400	TC
	Est 81A-Est 17 C2 220 kV	4,149	-	-	Conductor

	Nogales - Est17 C2 220 kV	4,149	3,000	3,000	TC
Polpaico - Quillota C1 220 kV	Polpaico - Quillota C1 220 kV	2,884	3600	2,884	Conductor
Polpaico - Quillota C2 220 kV	Polpaico - Quillota C2 220 kV	2,884	3600	2,884	Conductor
Quillota - Nogales C1 220 kV	Quillota - Nogales C1 220 kV	0,587	1,440	0,587	Conductor
Quillota - Nogales C2 220 kV	Quillota - Nogales C2 220 kV	0,587	1,440	0,587	Conductor
San Luis - Quillota C1 220 kV	San Luis - Quillota C1 220 kV	3,373	3,600	3,373	Conductor
San Luis - Quillota C2 220 kV	San Luis - Quillota C2 220 kV	3,373	4,800	3,373	Conductor
	Polpaico - Est 1(El Manzano) 220 kV C1	2,129	2,400	2,129	Conductor
	Est1(Polpaico) - Tap El Manzano 220 kV C1	2,116	-	2,116	Conductor
	Tap El Manzano - El Manzano 220 kV C1	0,686	-	0,686	Conductor
Polpaico - El Salto 220 kV C1	Tap El Manzano - E75 220 kV C1	2,140	-	2,140	Conductor
	E75 -E117 220 kV C1	2,047	-	2,047	Conductor
	E117 - Tap Chicureo 220 kV C1	2,050	-	2,050	Conductor
	Tap Chicureo - Chicureo 220 kV C1	0,789	-	0,789	Conductor
	Tap Chicureo - El Salto 220 kV C1	2,108	3,600	2,108	Conductor
	Polpaico - Est 1(El Manzano) 220 kV C2	2,129	2,400	2,129	Conductor
	Est1(Polpaico) - Tap El Manzano 220 kV C2	2,116	-	2,116	Conductor
	Tap El Manzano - El Manzano 220 kV C2	0,686	-	0,686	Conductor
Polpaico - El Salto 220 kV C1	Tap El Manzano - E75 220 kV C2	2,140	-	2,140	Conductor
	E75 -E117 220 kV C2	2,047	-	2,047	Conductor
	E117 - Tap Chicureo 220 kV C2	2,050	-	2,050	Conductor
	Tap Chicureo - Chicureo 220 kV C2	0,789	-	0,789	Conductor
	Tap Chicureo - El Salto 220 kV C2	2,108	3,600	2,108	Conductor

6. Escenarios de Operación.

A partir de los requerimientos expuestos en el documento “Carta de Escenarios Estudios Pre-Operativos AT” para la definición de estudios, escenarios y contingencias operacionales asociadas al proyecto “100 MW”, se han recreado los casos de estudio que representan la operación del SEN bajo distintos despachos de generación y condiciones de indisponibilidad de los equipos, que en conjunto tienen por objeto determinar el comportamiento del sistema bajo condiciones de exigencia.

Para la realización de este estudio se han ajustado diferentes escenarios de operación, los cuales consideran las condiciones de generación correspondiente a una demanda alta (DA) y baja (DB). Tal como se aprecia en la **TABLA VIII**

TABLA VIII.
DEMANDAS DEL SISTEMA

Demanda Alta [MW]	Demanda Baja [MW]
10610,630	8102,340

Considerar escenarios base de demanda alta en día laboral y demanda baja día laboral para la zona Metropolitana del SEN, distinguiendo en cada uno las siguientes condiciones de operación:

Escenario 1: Máxima generación en la zona de influencia del proyecto, considerando la central PFV 100 MW fuera de servicio.

Demanda alta, día laboral.

Demanda baja, día laboral.

Escenario 2: Máxima generación en la zona de influencia del proyecto, considerando el despacho/consumo del proyecto en análisis a plena carga.

Demanda alta, día laboral.

Demanda baja, día laboral.

A continuación, en la Tabla 10 se presenta la nomenclatura utilizada para cada escenario.

TABLA IX.
ESCENARIOS BASES DE OPERACIÓN.

Codificación	Escenario	Demanda
E1 Dda Alta	1	Alta
E1 Dda Baja	1	Baja
E2 Dda Alta	2	Alta
E2 Dda Baja	2	Baja

En la Tabla 11 se presentan los despachos solicitados por el CEN para cada tipo de escenario.

TABLA X.
DESPACHOS PARA CADA ESCENARIO.

Generador	E1 DemAlta		E1 DemBaja		E2 DemAlta		E2 DemBaja	
	P.Activa [MW]	Q.Reactiva [MVAR]	P.Activa [MW]	Q.Reactiva [MVAR]	P.Activa [MW]	Q.Reactiva [MVAR]	P.Activa [MW]	Q.Reactiva [MVAR]
PFV EL MANZANO_1	9,000	0,903	9,000	0,903	9,000	0,903	9,000	0,903
PFV EL MANZANO_2	1,397	-2,461	1,397	0,000	1,397	-2,461	52,675	0,000
PMGD PARQUER ALSOL	1,402	-2,471	1,402	0,000	1,402	-2,471	52,890	0,000
LOS HUERTOS	9,000	0,903	9,000	0,903	9,000	0,903	9,000	0,903
PMGD TIL TIL	9,000	0,903	9,000	0,903	9,000	0,903	9,000	0,903
PARQUE FOTOVÓLTICO DON HUMBERTO	73,000	7,328	73,000	7,328	73,000	7,328	73,000	7,328
PROYECTO GX 100MW	100,000	10,038	100,000	10,038	100,000	10,038	100,000	10,038
HE RAPEL U1	69,200	-12,535	63,300	-21,486	69,200	-12,535	63,300	-21,486
HE RAPEL U2	68,700	-12,535	70,800	-21,386	68,700	-12,535	70,800	-21,386
HE RAPEL U3	46,000	0,000	45,000	0,000	46,000	0,000	45,000	0,000
HE RAPEL U5	71,478	-2,700	69,600	-5,900	71,478	-2,700	69,600	-5,900
HP FLORIDA II (U1-U2)	14,300	0,600	19,026	0,100	14,300	0,600	19,026	0,100
HP FLORIDA III U1	1,000	-0,400	1,100	0,000	1,000	-0,400	1,100	0,000
HP FLORIDA U3	2,200	0,000	2,200	0,000	2,200	0,000	2,200	0,000
HP GUAYACAN (U1-U2)	9,400	-0,200	9,800	0,200	9,400	-0,200	9,800	0,200
HP MAITENES (U1-U3)	0,200	-0,600	0,200	-0,300	0,200	-0,600	0,200	-0,300
HP PUNTILLA U2	6,000	-0,200	5,800	0,700	6,000	-0,200	5,800	0,700
HP PUNTILLA U3	5,400	-0,500	5,900	0,700	5,400	-0,500	5,900	0,700
HP QUELTEHUES U1	2,400	-0,700	1,000	0,000	2,400	-0,700	1,000	0,000
HP QUELTEHUES U3	14,500	0,700	13,400	-0,900	14,500	0,700	13,400	-0,900
HP SAUZAL U1	22,500	0,000	20,800	-4,900	22,500	0,000	20,800	-4,900
HP SAUZAL U2	24,700	-0,400	26,200	-0,900	24,700	-0,400	26,200	-0,900
HP SAUZAL U3	21,600	0,200	26,600	2,000	21,600	0,200	26,600	2,000
TER NEHUENCO CC1-TG	146,450	10,179	215,474	-0,224	146,450	10,179	215,474	-0,224
TER NEHUENCO CC1-TV	80,800	10,179	116,543	6,839	80,800	10,179	116,543	6,839
TER NEHUENCO II CC1-TG	252,349	10,178	160,000	0,000	252,349	10,178	160,000	0,000
TER NEHUENCO II CC1-TV	137,952	10,179	36,000	0,000	137,952	10,179	36,000	0,000
TER NUEVA RENCA CC1-TG	189,800	58,700	207,900	14,900	189,800	58,700	207,900	14,900
TER QUINTERO U2	74,300	5,900	66,000	0,000	74,300	5,900	66,000	0,000
TER SAN ISIDRO CC1-TG	231,987	10,179	150,000	7,509	231,987	10,179	150,000	7,509
TER SAN ISIDRO CC1-TV	116,813	10,179	90,000	11,306	116,813	10,179	114,033	11,306

Generador	E1 DemAlta		E1 DemBaja		E2 DemAlta		E2 DemBaja	
	P.Activa	Q.Reactiva	P.Activa	Q.Reactiva	P.Activa	Q.Reactiva	P.Activa	Q.Reactiva
	[MW]	[MVAR]	[MW]	[MVAR]	[MW]	[MVAR]	[MW]	[MVAR]
TER SAN ISIDRO II CC1-TG	203,942	10,179	203,942	-0,299	203,942	10,179	203,942	-0,299
TER SAN ISIDRO II CC1-TV	100,858	10,179	100,858	7,514	100,858	10,179	100,858	7,514

El despacho de las unidades de generación con punto de conexión en la subestación Chicureo 220 kV, se realiza teniendo en cuenta los límites de transmisión en la zona de interés presentados en la **TABLA X**

7. Maniobras e indisponibilidades

En la **TABLA XI** se presentan las maniobras solicitadas por el CEN, de algunos equipos, las cuales se deben considerar para la creación de los escenarios “Parque Fotovoltaico 100 MW”, según la “Carta de Escenarios.

**TABLA XI.
INDISPONIBILIDADES**

Número	Indisponibilidad
0	Sin indisponibilidad.
1	ATR EL SALTO 220/110/34.5 kV 400 MVA N1
2	ATR POLPAICO 525/220 kV 750 MVA N2
3	Polpaico - El Manzano 220 kV C2
4	El Salto - Tap La Dehesa 110 kV L2
5	Tap Chicureo - El Salto 220 kV C1

Las maniobras mostradas en la **TABLA XI** se evalúan en los escenarios de operación mostradas en la **TABLA IX**. En el Anexo I se muestran las imágenes de las maniobras para cada uno de los escenarios de operación, obtenidas al simular el flujo de potencia en el sistema eléctrico bajo estudio considerando los despachos indicados por el CEN.

V. RESULTADOS

En este capítulo se muestran los resultados del estudio a nivel estático del sistema considerando la incorporación del proyecto “Parque Eólico de 100 MW”.

Para verificar el impacto del proyecto se analiza el sistema eléctrico para los diferentes escenarios de operación, los cuales se encuentran definidos en la **TABLA VIII**, tanto para condiciones normales de operación, como también para las distintas maniobras especificadas en la **TABLA XI**.

Así, para los distintos escenarios en demanda alta y baja, se muestran las tensiones resultantes en las barras de interés en valores [p.u.] considerando como tensión base su tensión de servicio, y para las subestaciones proyectadas y la nueva subestación asociada al proyecto, se considera una tensión de servicio similar a la de las subestaciones aledañas.

Para las líneas se muestran las máximas transferencias entre ambos extremos de líneas, donde en color naranja se representan aquellas transferencias sobre el 90 % de la capacidad de transmisión, y en rojo, aquellas que superan su capacidad, en el caso que aplique.

A continuación, en la **TABLA XII** se define la nomenclatura que se utilizara para mostrar los resultados:

TABLA XII.
NOMENCLATURA DE RESULTADOS.

Nomenclatura	EX.	-	D0X	.	x
Descripción	Despacho de Generación (E1 E2)	-	Demanda: Baja(B) - Alta(A)-Mínima - Máxima	.	Número de indisponibilidad según ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. Para el caso del numeral “0”, este representa el escenario de operación bajo análisis sin indisponibilidad.
Ejemplo			E1 - Dda Alta.0		

1. Escenarios

En el presente subcapítulo se tabulan las tensiones resultantes en las barras de interés, en valores p.u., considerando como tensión base la tensión de servicio de cada barra. La convención usada para el análisis de tensiones es la siguiente: para el caso de las tensiones en 220 kV, en color rojo se presentan todas las tensiones superiores a 1.05 p.u., y en azul, todas las tensiones inferiores a 0.95 p.u. Lo mismo aplica para las tensiones 500 kV o superiores donde en color rojo se presentan todas las tensiones superiores a 1.03 p.u., y en azul, todas las tensiones inferiores a 0.97 p.u

Adicional a esto, por cada escenario se presentan las transferencias por las líneas, donde en color naranja se representan aquellas transferencias por sobre 90 % de la capacidad de transmisión y en rojo aquella que supera su capacidad si es que corresponde. También, por cada escenario se presentan las transferencias por los principales transformadores considerados en la zona de interés.

1.1. E1 - Dda Alta

TABLA XIII.
TENSIONES EN BARRAS [P.U.] - ESCENARIOS E1 - DDA ALTA.

Nombre	E1 -	E1 -	E1 -	E1 -	E1 -	E1 -
	Dda	Dda	Dda	Dda	Dda	Dda
	Alta. 0	Alt. 1	Alta. 2	Alta. 3	Alta. 4	Alta. 5
Chicureo 220 kV B1	1,026	1,031	1,025	1,029	1,017	0,000
Chicureo 220 kV B2	1,027	1,031	1,025	1,029	0,000	1,021
Confluencia 220 Kv B1	1,036	1,037	1,034	1,037	1,036	1,039
El Manzano (Enel Distribución) 220 kV B1	1,037	1,039	1,034	1,038	1,034	0,000
El Manzano (Enel Distribución) 220 kV B2	1,039	1,040	1,036	1,039	0,000	1,039
El Salto 110 kV B1	1,019	1,010	1,018	1,022	1,011	1,015
El Salto 110 kV B2	1,019	1,010	1,018	1,022	1,011	1,015
El Salto 220 kV B1	1,024	1,029	1,022	1,027	1,014	1,017
La Dehesa 110 kV B2	1,015	1,006	1,014	0,000	1,007	1,011
Lampa 220 kV B1	1,043	1,043	1,041	1,043	1,042	1,044
Los Maitenes 220 kV B1	1,035	1,036	1,032	1,036	1,035	1,038
Nueva Lampa 220 kV BP1	1,043	1,043	1,041	1,043	1,042	1,044
Nueva Lampa 220 kV BP2	1,043	1,043	1,041	1,043	1,042	1,044
Nueva Pan De Azucar 500 kV B1	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045
Nueva Pan De Azucar 500 kV B2	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045
Polpaico (Transelec) 220 kV B1	1,041	1,042	1,038	1,042	1,041	1,044
Polpaico (Transelec) 220 kV B2	1,041	1,042	1,038	1,042	1,041	1,044
Polpaico (Transelec) 500 kV BPA	1,023	1,023	1,025	1,023	1,022	1,026
Polpaico (Transelec) 500 kV BPB	1,023	1,023	1,025	1,023	1,022	1,026
Quillota 220 kV B1	1,039	1,039	1,037	1,039	1,038	1,040
Quillota 220 kV B2	1,039	1,039	1,037	1,039	1,038	1,040
Rio Aconcagua 220 kV BP1	1,042	1,042	1,039	1,042	1,041	1,044
Rio Aconcagua 220 kV BP2	1,042	1,042	1,039	1,042	1,041	1,044
Santa Filomena 220 kV B1	1,039	1,040	1,036	1,039	1,038	1,042

En la Fig 5. Tensiones en barras 500 kV [p.u] - E1 - Dda Alta **Fig 5** y la **Fig 6**; Error! No se encuentra el origen de la referencia. se presentan los resultados de la tabla anterior de forma gráfica, considerando los límites de operación definidos por la Norma Técnica.

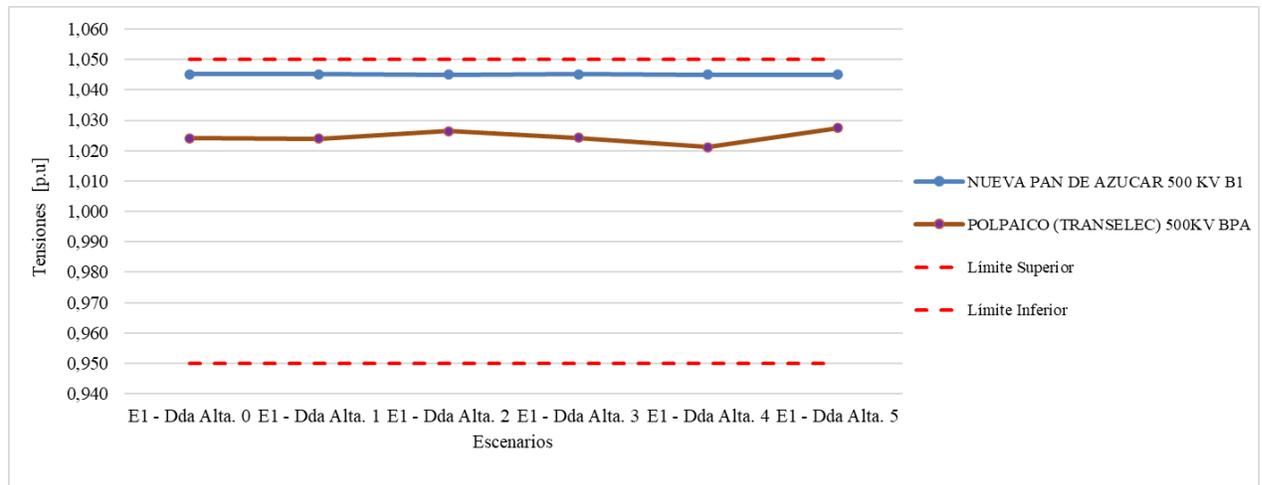


Fig 5. Tensiones en barras 500 kV [p.u] - E1 - Dda Alta

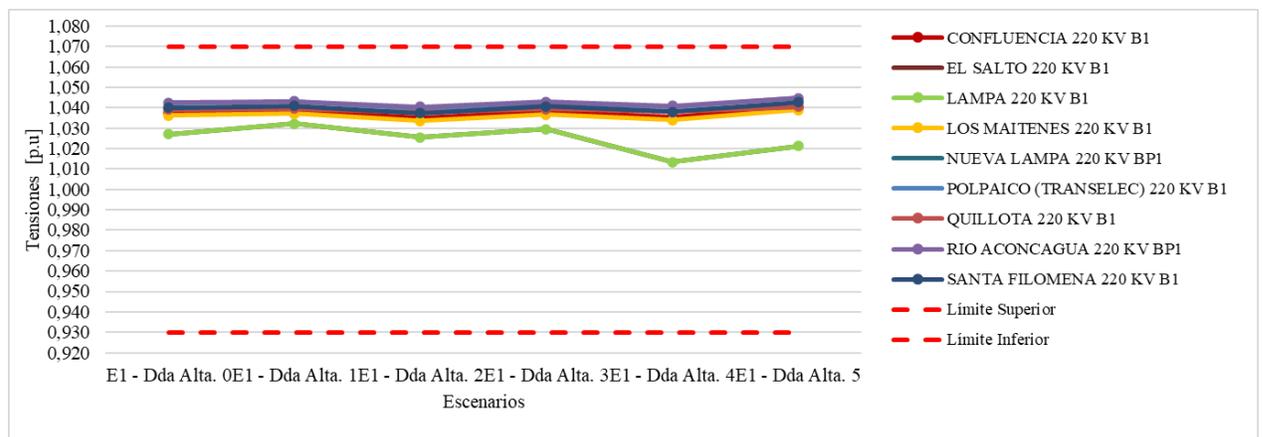


Fig 6. Tensiones en barras 200 kV [p.u] - E1 - Dda Alta

TABLA XIV.
TRANSFERENCIAS POR LÍNEAS [%] - ESCENARIOS E1 - DDA ALTA.

Nombre	E1 -					
	Dda	Dda	Dda	Dda	Dda	Dda
	Alta. 0	Alta. 1	Alta. 2	Alta. 3	Alta. 4	Alta. 5
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
Coleq Eq Pfv El Manzano	5,547	5,539	5,559	5,543	5,558	-
El Salto - Tap La Dehesa 110 kV L1	32,022	27,618	31,143	45,383	26,599	29,610
El Salto - Tap La Dehesa 110 kV L2	24,412	20,624	23,659	-	19,801	22,313
Huertos Familiares – El Manzano 33 kV	4,522	4,513	4,536	4,517	4,536	-
Lampa - Polpaico 220 kV - L1	17,027	21,737	14,559	17,876	21,768	31,447
Lampa - Polpaico 220 kV - L2	17,031	21,758	14,549	17,884	21,787	31,488
Nva P.De.Azucar - Polpaico 500 kV C1	20,472	20,480	19,863	20,428	20,714	19,429
Nva P.De.Azucar - Polpaico 500 kV C2	20,477	20,484	19,868	20,433	20,718	19,433
Polpaico - Quillota 220 kV C1	23,715	23,510	23,893	23,701	23,496	23,164
Polpaico - Quillota 220 kV C2	23,715	23,510	23,893	23,701	23,496	23,164
Quillota - San Luis 220 kV - L1	27,336	27,302	27,355	27,335	27,302	27,267

Nombre	E1 -					
	Dda	Dda	Dda	Dda	Dda	Dda
	Alta. 0	Alta. 1	Alta. 2	Alta. 3	Alta. 4	Alta. 5
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
Quillota - San Luis 220 kV - L2	27,336	27,302	27,355	27,335	27,302	27,267
Tap Chicureo - Chicureo 220 kV L1	0,839	0,836	0,841	0,838	0,847	-
Tap Chicureo - Chicureo 220 kV L2	0,871	0,868	0,873	0,870	-	0,876
Tap Chicureo - El Salto 220 kV C1	22,458	17,453	21,708	21,111	38,592	-
Tap Chicureo - El Salto 220 kV C2	27,807	22,793	27,075	26,463	-	43,958
Tap El Manzano - El Manzano 220 kV L1	94,078	93,926	94,316	94,000	94,306	-
Tap El Manzano - El Manzano 220 kV L2	6,441	6,431	6,457	6,436	-	6,437
Tap La Dehesa - La Dehesa 110 kV L1	28,837	29,075	28,867	28,791	29,054	28,941
Tap La Dehesa - La Dehesa 110 kV L2	9,602	9,681	9,612	-	9,674	9,637
Tap Lampa - Lampa 220 kV L2	5,184	5,184	5,193	5,182	5,189	5,177
El Salto - San Cristobal 110 kV L1	22,723	17,239	22,041	25,541	16,459	18,593
El Salto - San Cristobal 110 kV L2	23,956	18,447	23,273	26,787	17,609	19,801
Las Tortolas - Maitenes 220 kV	29,167	29,142	29,243	29,152	29,179	29,093
Maitenes - Confluencia 220 kV	5,879	5,874	5,894	5,876	5,881	5,864
Nueva Lampa - Tap Off Lampa 220 kV C1	15,279	20,720	11,749	16,311	20,591	30,639
Nueva Lampa - Tap Off Lampa 220 kV C2	16,872	21,766	14,222	17,761	21,776	31,656
Polpaico - El Manzano 220 kV C1	52,314	47,318	51,666	50,984	68,481	0,000
Polpaico - El Manzano 220 kV C2	24,526	19,528	23,792	23,194	0,000	40,686
Polpaico - Las Tortolas 220 kV	43,220	43,181	43,340	43,196	43,239	43,104
Polpaico - Rio Aconcagua 220 kV C1	4,905	4,813	5,030	4,891	4,818	4,615
Polpaico - Rio Aconcagua 220 kV C2	4,919	4,826	5,048	4,905	4,832	4,628
Polpaico - Sta Filomena 220 kV	19,791	19,775	19,844	19,781	19,800	19,741
Sta Filomena - Confluencia 220 kV	19,784	19,767	19,838	19,774	19,793	19,732
Tap El Manzano - Tap Chicureo 220 kV C1	22,461	17,455	21,711	21,114	38,596	-
Tap El Manzano - Tap Chicureo 220 kV C2	27,811	22,797	27,080	26,467	-	43,963

TABLA XV.
TRANSFERENCIAS POR TRANSFORMADORES [%] - ESCENARIOS E1 - DDA ALTA.

Nombre	E1 -					
	Dda	Dda	Dda	Dda	Dda	Dda
	Alta. 0	Alta. 1	Alta. 2	Alta. 3	Alta. 4	Alta. 5
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
ATR POLPAICO 525/220KV 750MVA N1	16,169	13,711	-	15,280	14,411	10,216
ATR POLPAICO 525/220KV 750MVA N2	16,169	13,711	23,367	15,280	14,411	10,216
TR POLPAICO 220/19KV 100MVA N4	16,894	21,189	3,490	19,496	14,784	29,746
TRF 220/33 KV 150 MVA PFV EL MANZANO	2,005	1,998	2,016	2,002	2,016	-
TRF SSAA PFV EL MANZANO	0,988	0,990	0,985	0,989	0,985	-
ATR EL SALTO 220/110/34.5KV 400MVA N1	54,443	-	52,855	51,596	42,378	47,597

Nombre	E1 -					
	Dda	Dda	Dda	Dda	Dda	Dda
	Alta. 0	Alta. 1	Alta. 2	Alta. 3	Alta. 4	Alta. 5
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
ATR EL SALTO 220/110/34.5KV 400MVA N2	51,236	83,369	49,839	48,688	39,893	45,413
TRF EQ PFV EL MANZANO 104MVA 33/08/0.8KV	5,913	5,905	5,926	5,909	5,926	-

TABLA XVI.
TRANSFERENCIAS POR TRANSFORMADORES [kA] - ESCENARIOS E1 - DDA ALTA.

Nombre	E1 -					
	Dda	Dda	Dda	Dda	Dda	Dda
	Alta. 0	Alta. 1	Alta. 2	Alta. 3	Alta. 4	Alta. 5
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
ATR POLPAICO 525/220KV 750MVA N1	0,133	0,113	-	0,126	0,119	0,084
ATR POLPAICO 525/220KV 750MVA N2	0,133	0,113	0,193	0,126	0,119	0,084
TR POLPAICO 220/19KV 100MVA N4	0,044	0,056	0,009	0,051	0,039	0,078
TRF 220/33 KV 150 MVA PFV EL MANZANO	0,007	0,007	0,008	0,007	0,008	-
TRF SSAA PFV EL MANZANO	-	-	-	-	-	-
ATR EL SALTO 220/110/34.5KV 400MVA N1	0,133	0,113	-	0,126	0,119	0,084
ATR EL SALTO 220/110/34.5KV 400MVA N2	51,236	83,369	49,839	48,688	39,893	45,413
TRF EQ PFV EL MANZANO 104MVA 33/08/0.8KV	5,913	5,905	5,926	5,909	5,926	-

1.2.E1 - Dda Baja

TABLA XVII.
TENSIONES EN BARRAS [P.U.] - ESCENARIOS E1 - DDA BAJA.

Nombre	E1 -					
	Dda	Dda	Dda	Dda	Dda	Dda
	Alta. 0	Alta. 1	Alta. 2	Alta. 3	Alta. 4	Alta. 5
Chicureo 220 kV B1	1,043	1,043	1,041	1,043	1,040	0,000
Chicureo 220 kV B2	1,043	1,043	1,041	1,044	0,000	1,041
Confluencia 220 Kv B1	1,033	1,033	1,031	1,033	1,032	1,033
El Manzano (Enel Distribución) 220 kV B1	1,045	1,045	1,043	1,045	1,044	0,000
El Manzano (Enel Distribución) 220 kV B2	1,045	1,045	1,043	1,045	0,000	1,044
El Salto 110 kV B1	0,982	0,981	0,981	0,982	0,979	0,980
El Salto 110 kV B2	0,982	0,981	0,981	0,982	0,979	0,980
El Salto 220 kV B1	1,043	1,043	1,041	1,043	1,040	1,040
La Dehesa 110 kV B2	0,980	0,979	0,980	0,000	0,978	0,979
Lampa 220 kV B1	1,048	1,048	1,046	1,048	1,047	1,047
Los Maitenes 220 kV B1	1,032	1,032	1,030	1,033	1,032	1,032
Nueva Lampa 220 kV BP1	1,048	1,048	1,046	1,048	1,047	1,047
Nueva Lampa 220 kV BP2	1,048	1,048	1,046	1,048	1,047	1,047

Nombre	E1 -	E1 -	E1 -	E1 -	E1 -	E1 -
	Dda	Dda	Dda	Dda	Dda	Dda
	Alta. 0	Alt. 1	Alta. 2	Alta. 3	Alta. 4	Alta. 5
Nueva Pan De Azucar 500 kV B1	1,035	1,035	1,035	1,035	1,035	1,035
Nueva Pan De Azucar 500 kV B2	1,035	1,035	1,035	1,035	1,035	1,035
Polpaico (Transelec) 220 kV B1	1,045	1,045	1,043	1,045	1,045	1,045
Polpaico (Transelec) 220 kV B2	1,045	1,045	1,043	1,045	1,045	1,045
Polpaico (Transelec) 500 kV BPA	1,025	1,025	1,027	1,026	1,025	1,025
Polpaico (Transelec) 500 kV BPB	1,025	1,025	1,027	1,026	1,025	1,025
Quillota 220 kV B1	1,046	1,046	1,045	1,046	1,046	1,046
Quillota 220 kV B2	1,046	1,046	1,045	1,046	1,046	1,046
Rio Aconcagua 220 kV BP1	1,046	1,046	1,045	1,046	1,046	1,046
Rio Aconcagua 220 kV BP2	1,046	1,046	1,045	1,046	1,046	1,046
Santa Filomena 220 kV B1	1,039	1,039	1,037	1,039	1,038	1,039

En la Fig 5. Tensiones en barras 500 kV [p.u.] - E1 - Dda Alta **Fig 7** y la **Fig 8**; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de la tabla anterior de forma gráfica, considerando los límites de operación definidos por la Norma Técnica.

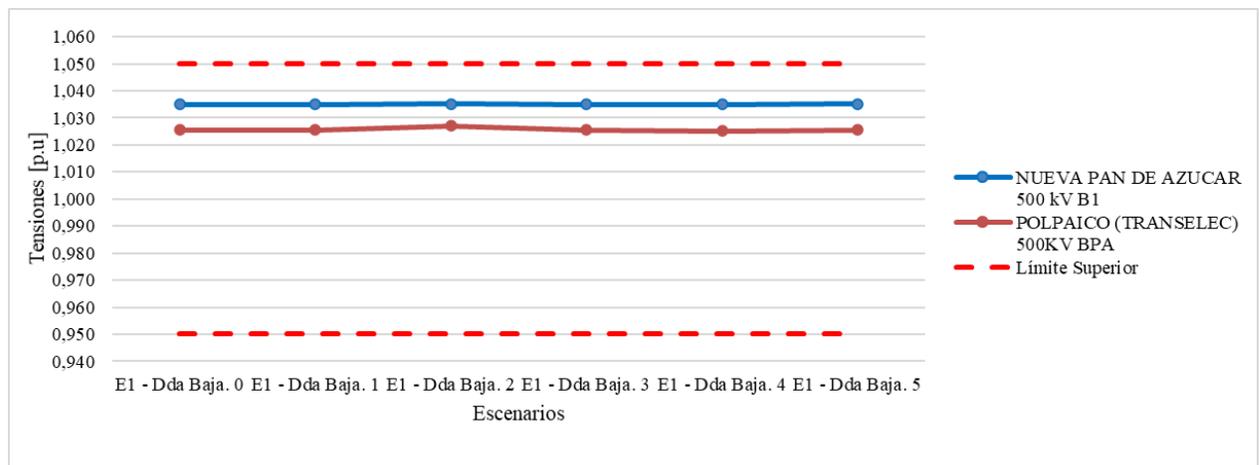


Fig 7. Tensiones en barras 500 kV [p.u.] - E1 - Dda Baja

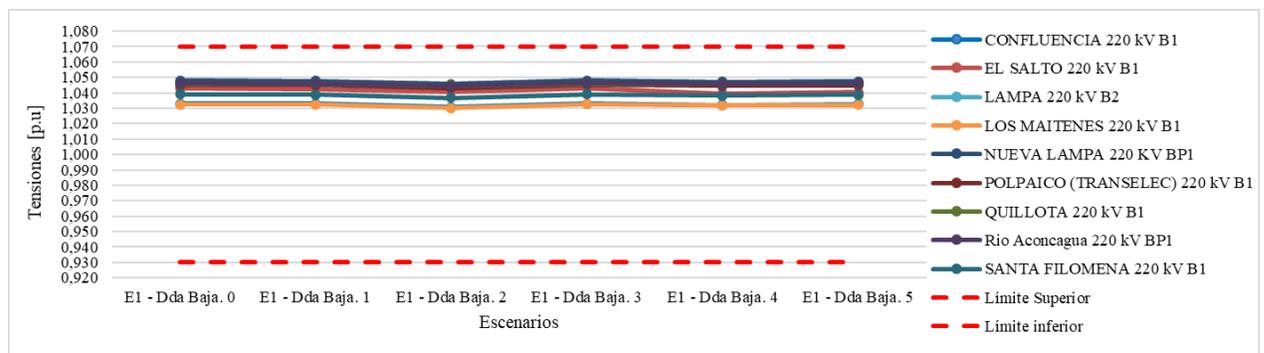


Fig 8. Tensiones en barras 200 kV [p.u.] - E1 - Dda Baja

TABLA XVIII.
TRANSFERENCIAS POR LÍNEAS [%] - ESCENARIOS E1 - DDA BAJA.

Nombre	E1 - Dda Baja. 0 [%]	E1 - Dda Baja. 1 [%]	E1 - Dda Baja. 2 [%]	E1 - Dda Baja. 3 [%]	E1 - Dda Baja. 4 [%]	E1 - Dda Baja. 5 [%]
Coleq Eq Pfv El Manzano	2,608	2,608	2,613	2,607	2,611	-
El Salto - Tap La Dehesa 110 kV L1	19,344	16,762	21,834	26,538	16,703	17,020
El Salto - Tap La Dehesa 110 kV L2	13,783	11,581	15,899	-	11,524	11,796
Huertos Familiares – El Manzano 33 kV	4,029	4,029	4,028	4,030	4,028	-
Lampa - Polpaico 220 kV - L1	22,483	19,594	12,285	21,859	19,837	18,781
Lampa - Polpaico 220 kV - L2	22,557	19,662	12,338	21,931	19,905	18,848
Nva P.De.Azucar - Polpaico 500 kV C1	48,994	48,996	48,741	48,977	49,050	48,985
Nva P.De.Azucar - Polpaico 500 kV C2	49,028	49,030	48,775	49,011	49,084	49,019
Polpaico - Quillota 220 kV C1	25,700	25,607	25,493	25,698	25,610	25,590
Polpaico - Quillota 220 kV C2	25,700	25,607	25,493	25,698	25,610	25,590
Quillota - San Luis 220 kV - L1	23,694	23,678	23,675	23,693	23,683	23,677
Quillota - San Luis 220 kV - L2	23,694	23,678	23,675	23,693	23,683	23,677
Tap Chicureo - Chicureo 220 kV L1	2,051	2,051	2,055	2,050	2,056	-
Tap Chicureo - Chicureo 220 kV L2	2,615	2,616	2,620	2,614	-	2,620
Tap Chicureo - El Salto 220 kV C1	13,188	10,579	15,107	12,393	21,442	-
Tap Chicureo - El Salto 220 kV C2	13,654	11,054	15,572	12,856	-	21,965
Tap El Manzano - El Manzano 220 kV L1	5,658	5,658	5,669	5,657	5,664	-
Tap El Manzano - El Manzano 220 kV L2	3,640	3,640	3,648	3,640	-	3,643
Tap La Dehesa - La Dehesa 110 kV L1	24,669	24,693	24,688	24,666	24,727	24,711
Tap La Dehesa - La Dehesa 110 kV L2	8,083	8,091	8,090	-	8,102	8,097
Tap Lampa - Lampa 220 kV L2	3,318	3,319	3,325	3,318	3,320	3,319
El Salto - San Cristobal 110 kV L1	11,494	8,500	13,174	13,087	8,310	8,574
El Salto - San Cristobal 110 kV L2	12,373	9,344	14,074	13,979	9,173	9,434
Las Tortolas - Maitenes 220 kV	37,020	37,022	37,100	37,016	37,044	37,030
Maitenes - Confluencia 220 kV	4,209	4,209	4,218	4,209	4,212	4,210
Nueva Lampa - Tap Off Lampa 220 kV C1	26,107	23,158	15,464	25,470	23,399	22,320
Nueva Lampa - Tap Off Lampa 220 kV C2	22,819	19,868	12,264	22,182	20,109	19,032
Polpaico - El Manzano 220 kV C1	15,774	13,151	17,709	14,984	24,013	0,000
Polpaico - El Manzano 220 kV C2	12,857	10,226	14,793	12,070	0,000	21,148
Polpaico - Las Tortolas 220 kV	55,309	55,312	55,431	55,303	55,346	55,325
Polpaico - Rio Aconcagua 220 kV C1	7,850	7,819	7,786	7,849	7,821	7,814
Polpaico - Rio Aconcagua 220 kV C2	7,874	7,843	7,810	7,873	7,845	7,838
Polpaico - Sta Filomena 220 kV	25,929	25,930	25,985	25,926	25,946	25,936
Sta Filomena - Confluencia 220 kV	26,144	26,146	26,201	26,141	26,161	26,152
Tap El Manzano - Tap Chicureo 220 kV C1	13,955	11,333	15,885	13,164	22,199	0,000
Tap El Manzano - Tap Chicureo 220 kV C2	14,591	11,963	16,528	13,798	0,000	22,904

TABLA XIX.
TRANSFERENCIAS POR TRANSFORMADORES [%] - ESCENARIOS E1 - DDA BAJA.

Nombre	E1 - Dda Baja 0 [%]	E1 - Dda Baja. 1 [%]	E1 - Dda Baja. 2 [%]	E1 - Dda Baja. 3 [%]	E1 - Dda Baja. 4 [%]	E1 - Dda Baja. 5 [%]
ATR POLPAICO 525/220KV 750MVA N1	35,685	37,211	-	36,312	36,981	38,109
ATR POLPAICO 525/220KV 750MVA N2	35,685	37,211	55,204	36,312	36,981	38,109
TR POLPAICO 220/19KV 100MVA N4	56,304	56,024	45,977	56,838	53,189	54,941
TRF 220/33 KV 150 MVA PFV EL MANZANO	3,071	3,071	3,069	3,071	3,070	-
TRF SSAA PFV EL MANZANO	0,959	0,959	0,957	0,959	0,958	-
ATR EL SALTO 220/110/34.5KV 400MVA N1	29,171	-	33,334	27,439	23,303	23,873
ATR EL SALTO 220/110/34.5KV 400MVA N2	29,171	47,027	33,334	27,439	23,303	23,873
TRF EQ PFV EL MANZANO 104MVA 33/08/0.8KV	2,799	2,799	2,805	2,799	2,803	-

1.3.E2 - Dda Alta

TABLA XX.
TENSIONES EN BARRAS [P.U.] - ESCENARIOS E1 - DDA ALTA.

Nombre	E2 - Dda Alta. 0	E2 - Dda Alta. 2	E2 - Dda Alta. 3	E2 - Dda Alta. 4	E2 - Dda Alta. 5	E2 - Dda Alta. 6
CHICUREO 220 KV B1	1,029	1,034	1,027	1,031	1,017	-
CHICUREO 220 KV B2	1,032	1,036	1,030	1,034	-	1,027
CONFLUENCIA 220 KV B1	1,038	1,038	1,035	1,038	1,036	1,040
EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN) 220 KV B1	1,038	1,040	1,036	1,039	1,034	-
EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN) 220 KV B2	1,040	1,042	1,038	1,041	-	1,041
EL SALTO 110 KV B1	1,021	1,012	1,020	1,025	1,010	1,018
EL SALTO 110 KV B2	1,021	1,012	1,020	1,025	1,010	1,018
EL SALTO 220 KV B1	1,027	1,032	1,025	1,029	1,013	1,021
LA DEHESA 110 KV B2	1,017	1,008	1,016	0,000	1,006	1,014
LAMPA 220 KV B1	1,044	1,044	1,042	1,044	1,041	1,045
LOS MAITENES 220 KV B1	1,036	1,037	1,033	1,037	1,034	1,039
NUEVA LAMPA 220 KV BP1	1,044	1,044	1,042	1,044	1,041	1,045
NUEVA LAMPA 220 KV BP2	1,044	1,044	1,042	1,044	1,041	1,045
NUEVA PAN DE AZUCAR 500 KV B1	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045
NUEVA PAN DE AZUCAR 500 KV B2	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045
POLPAICO (TRANSELEC) 220 KV B1	1,042	1,043	1,040	1,043	1,040	1,045
POLPAICO (TRANSELEC) 220 KV B2	1,042	1,043	1,040	1,043	1,040	1,045
POLPAICO (TRANSELEC) 500KV BPA	1,024	1,024	1,026	1,024	1,021	1,027
POLPAICO (TRANSELEC) 500KV BPB	1,024	1,024	1,026	1,024	1,021	1,027
QUILLOTA 220 KV B1	1,039	1,040	1,038	1,039	1,038	1,040
QUILLOTA 220 KV B2	1,039	1,040	1,038	1,039	1,038	1,040

Nombre	E2 - Dda Alta. 0	E2 - Dda Alta. 2	E2 - Dda Alta. 3	E2 - Dda Alta. 4	E2 - Dda Alta. 5	E2 - Dda Alta. 6
RIO ACONCAGUA 220 KV BP1	1,043	1,043	1,040	1,043	1,041	1,045
RIO ACONCAGUA 220 KV BP2	1,043	1,043	1,040	1,043	1,041	1,045
SANTA FILOMENA 220 KV B1	1,040	1,041	1,037	1,041	1,038	1,043

En la Fig 5. Tensiones en barras 500 kV [p.u] - E1 - Dda Alta Fig 9 y la Fig 10; Error! No se encuentra el origen de la referencia. se presentan los resultados de la tabla anterior de forma gráfica, considerando los límites de operación definidos por la Norma Técnica.

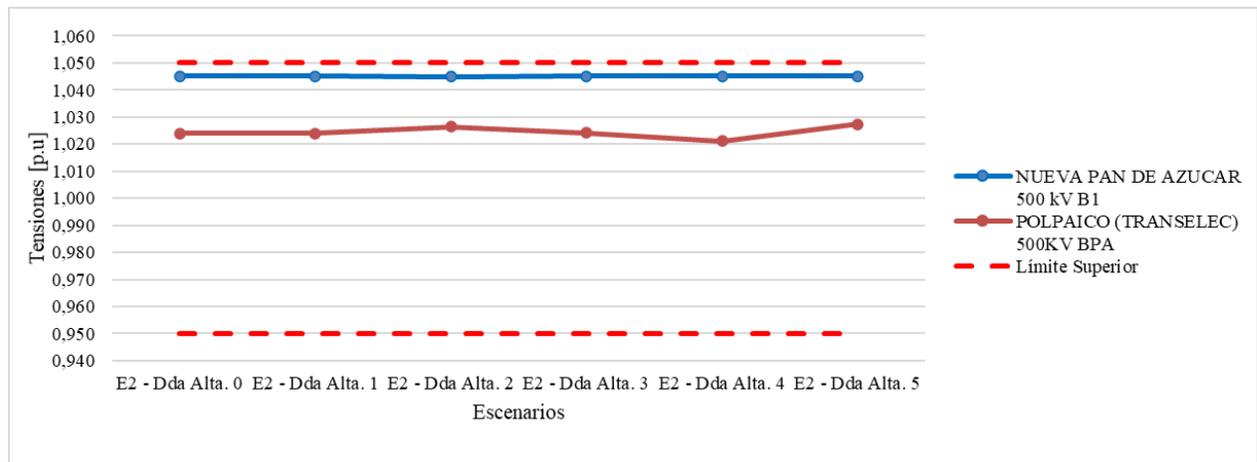


Fig 9. Tensiones en barras 500 kV [p.u] - E2 - Dda Alta

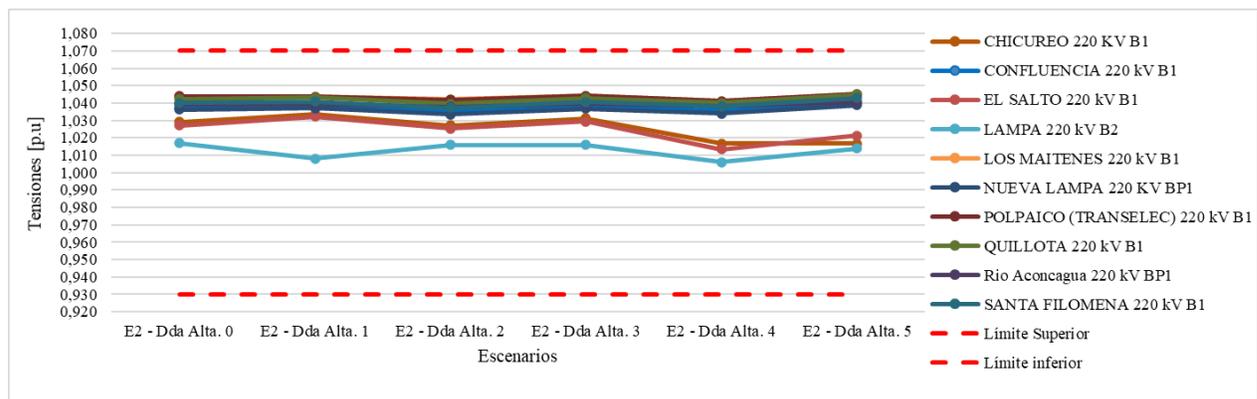


Fig 10. Tensiones en barras 220 kV [p.u] - E2 - Dda Alta.

TABLA XXI.
TRANSFERENCIAS POR LÍNEAS [%] - ESCENARIOS E2 - DDA ALTA.

Nombre	E2 - Dda Baja. 0 [%]	E2 - Dda Baja. 1 [%]	E2 - Dda Baja. 2 [%]	E2 - Dda Baja. 3 [%]	E2 - Dda Baja. 4 [%]	E2 - Dda Baja. 5 [%]
Coleq Eq PFV El Manzano	5,540	5,532	5,552	5,536	5,561	-
El Salto - Tap La Dehesa 110kV L1	33,735	29,026	33,093	47,924	26,344	31,950

Nombre	E2 - Dda Baja. 0 [%]	E2 - Dda Baja. 1 [%]	E2 - Dda Baja. 2 [%]	E2 - Dda Baja. 3 [%]	E2 - Dda Baja. 4 [%]	E2 - Dda Baja. 5 [%]
El Salto - Tap La Dehesa 110kV L2	25,866	21,817	25,312	-	19,594	24,304
Huertos Familiares – El Manzano 33kV	4,514	4,505	4,528	4,509	4,538	-
Lampa - Polpaico 220 kV - L1	17,922	23,075	16,282	18,853	20,401	31,721
Lampa - Polpaico 220 kV - L2	17,930	23,099	16,280	18,864	20,418	31,762
Nva P.de.Azucar - Polpaico 500kV C1	21,068	21,078	20,469	21,026	21,902	20,004
Nva P.de.Azucar - Polpaico 500kV C2	21,077	21,086	20,478	21,035	21,911	20,013
Polpaico - Quillota 220 kV C1	23,535	23,315	23,650	23,520	23,383	23,020
Polpaico - Quillota 220 kV C2	23,535	23,315	23,650	23,520	23,383	23,020
Quillota - San Luis 220 kV - L1	27,333	27,297	27,345	27,332	27,304	27,270
Quillota - San Luis 220kV - L2	27,333	27,297	27,345	27,332	27,304	27,270
Tap Chicureo - Chicureo 220kV L1	0,837	0,834	0,839	0,835	0,847	-
Tap Chicureo - Chicureo 220kV L2	32,219	32,079	32,277	32,153	-	32,372
Tap Chicureo - El Salto 220kV C1	19,224	13,893	18,667	17,803	38,212	-
Tap Chicureo - El Salto 220kV C2	34,531	29,147	34,015	33,097	-	48,789
Tap El Manzano - El Manzano 220kV L1	93,942	93,797	94,174	93,864	94,355	-
Tap El Manzano - El Manzano 220kV L2	6,431	6,421	6,447	6,426	-	6,425
Tap La Dehesa - La Dehesa 110kV L1	28,773	29,023	28,802	28,729	29,080	28,854
Tap La Dehesa - La Dehesa 110kV L2	9,581	9,664	9,590	-	9,683	9,608
Tap Lampa - Lampa 220kV L2	5,179	5,179	5,188	5,177	5,192	5,172
El Salto - San Cristobal 110 kV L1	24,523	18,648	24,002	27,505	16,362	21,108
El Salto - San Cristobal 110 kV L2	25,771	19,877	25,253	28,764	17,510	22,346
Las Tortolas - Maitenes 220kV	29,136	29,113	29,210	29,121	29,193	29,063
Maitenes - Confluencia 220kV	5,873	5,868	5,887	5,870	5,884	5,858
Nueva Lampa - Tap off Lampa 220 kV C1	16,337	22,175	13,871	17,442	19,226	30,947
Nueva Lampa - Tap off Lampa 220 kV C2	17,805	23,142	16,029	18,776	20,386	31,939
Polpaico - El Manzano 220kV C1	49,033	43,710	48,580	47,633	68,106	0,000
Polpaico - El Manzano 220kV C2	19,357	14,037	18,815	17,957	0,000	33,563
Polpaico - Las Tortolas 220kV	43,170	43,135	43,288	43,147	43,261	43,056
Polpaico - Rio Aconcagua 220 kV C1	4,762	4,664	4,850	4,747	4,728	4,487
Polpaico - Rio Aconcagua 220 kV C2	4,775	4,677	4,864	4,760	4,741	4,500
Polpaico - Sta Filomena 220kV	19,770	19,754	19,821	19,760	19,809	19,720
Sta Filomena - Confluencia 220kV	19,762	19,746	19,815	19,752	19,803	19,711
Tap El Manzano - Tap Chicureo 220kV C1	19,227	13,896	18,670	17,806	38,216	0,000
Tap El Manzano - Tap Chicureo 220kV C2	22,643	17,308	22,102	21,230	0,000	36,840

TABLA XXII.
TRANSFERENCIAS POR TRANSFORMADORES [%] - ESCENARIOS E2 - DDA ALTA.

Nombre	E2 - Dda Baja. 0 [%]	E2 - Dda Baja. 1 [%]	E2 - Dda Baja. 2 [%]	E2 - Dda Baja. 3 [%]	E2 - Dda Baja. 4 [%]	E2 - Dda Baja. 5 [%]
ATR POLPAICO 525/220KV 750MVA N1	13,338	11,063	-	12,492	13,864	10,722
ATR POLPAICO 525/220KV 750MVA N2	13,338	11,063	18,831	12,492	13,864	10,722
TR POLPAICO 220/19KV 100MVA N4	22,374	26,351	9,331	24,920	12,309	35,060
TRF 220/33 KV 150 MVA PFV EL MANZANO	1,999	1,993	2,010	1,996	2,018	-
TRF SSAA PFV EL MANZANO	0,989	0,991	0,987	0,990	0,985	-
ATR EL SALTO 220/110/34.5KV 400MVA N1	58,037	-	56,854	55,027	42,043	52,597
ATR EL SALTO 220/110/34.5KV 400MVA N2	54,683	89,146	53,701	51,956	39,468	50,128
TRF EQ PFV EL MANZANO 104MVA 33/08/0.8KV	5,906	5,898	5,919	5,902	5,929	-

1.4.E2 - Dda Baja

TABLA XXIII.
TENSIONES EN BARRAS [P.U.] - ESCENARIOS E1 - DDA BAJA.

Nombre	E2 - Dda Baja. 0	E2 - Dda Baja. 1	E2 - Dda Baja. 2	E2 - Dda Baja. 3	E2 - Dda Baja. 4	E2 - Dda Baja. 5
CHICUREO 220 KV B1	1,045	1,045	1,043	1,046	1,040	-
CHICUREO 220 KV B2	1,048	1,048	1,046	1,049	-	1,047
CONFLUENCIA 220 KV B1	1,034	1,034	1,032	1,034	1,032	1,034
EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN) 220 KV B1	1,046	1,046	1,044	1,046	1,043	-
EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN) 220 KV B2	1,047	1,046	1,044	1,047	-	1,046
EL SALTO 110 KV B1	0,984	0,983	0,983	0,985	0,979	0,983
EL SALTO 110 KV B2	0,984	0,983	0,983	0,985	0,979	0,983
EL SALTO 220 KV B1	1,045	1,045	1,043	1,046	1,039	1,044
LA DEHESA 110 KV B2	0,982	0,981	0,982	0,000	0,978	0,981
LAMPA 220 KV B1	1,049	1,048	1,047	1,049	1,047	1,048
LOS MAITENES 220 KV B1	1,033	1,033	1,031	1,034	1,032	1,033
NUEVA LAMPA 220 KV BP1	1,049	1,048	1,047	1,049	1,047	1,048
NUEVA LAMPA 220 KV BP2	1,049	1,048	1,047	1,049	1,047	1,048
NUEVA PAN DE AZUCAR 500 KV B1	1,035	1,035	1,035	1,035	1,035	1,035
NUEVA PAN DE AZUCAR 500 KV B2	1,035	1,035	1,035	1,035	1,035	1,035
POLPAICO (TRANSELEC) 220 KV B1	1,046	1,046	1,044	1,046	1,045	1,046
POLPAICO (TRANSELEC) 220 KV B2	1,046	1,046	1,044	1,046	1,045	1,046
POLPAICO (TRANSELEC) 500KV BPA	1,026	1,026	1,028	1,026	1,025	1,026
POLPAICO (TRANSELEC) 500KV BPB	1,026	1,026	1,028	1,026	1,025	1,026

Nombre	E2 - Dda Baja. 0	E2 - Dda Baja. 1	E2 - Dda Baja. 2	E2 - Dda Baja. 3	E2 - Dda Baja. 4	E2 - Dda Baja. 5
QUILLOTA 220 KV B1	1,047	1,047	1,046	1,047	1,046	1,047
QUILLOTA 220 KV B2	1,047	1,047	1,046	1,047	1,046	1,047
RIO ACONCAGUA 220 KV BP1	1,047	1,047	1,045	1,047	1,046	1,047
RIO ACONCAGUA 220 KV BP2	1,047	1,047	1,045	1,047	1,046	1,047
SANTA FILOMENA 220 KV B1	1,040	1,040	1,038	1,040	1,038	1,040

En la Fig 5. Tensiones en barras 500 kV [p.u] - E1 - Dda Alta Fig 11 y la Fig 12; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de la tabla anterior de forma gráfica, considerando los límites de operación definidos por la Norma Técnica.

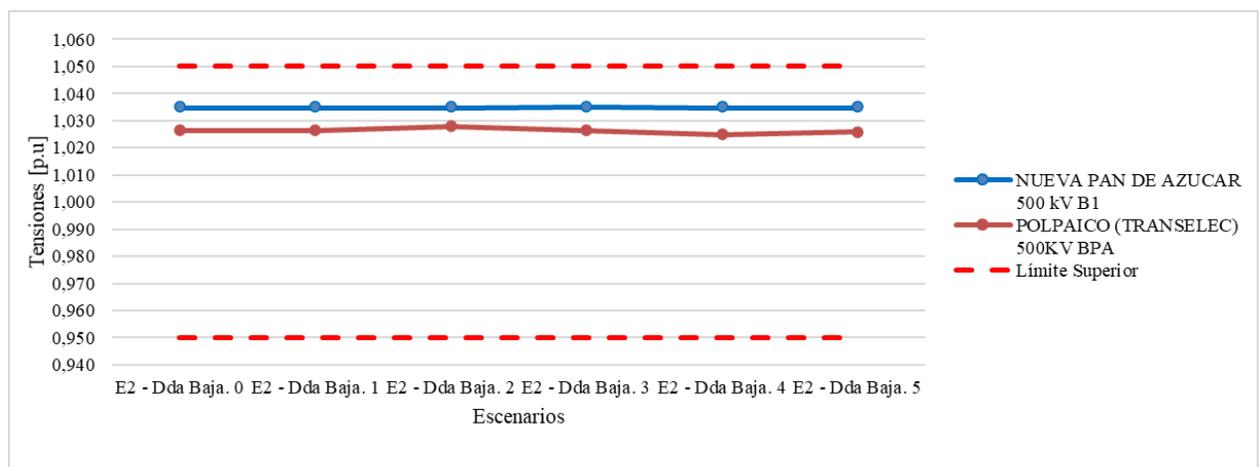


Fig 11. Tensiones en barras 500 kV [p.u] - E2 - Dda Baja.

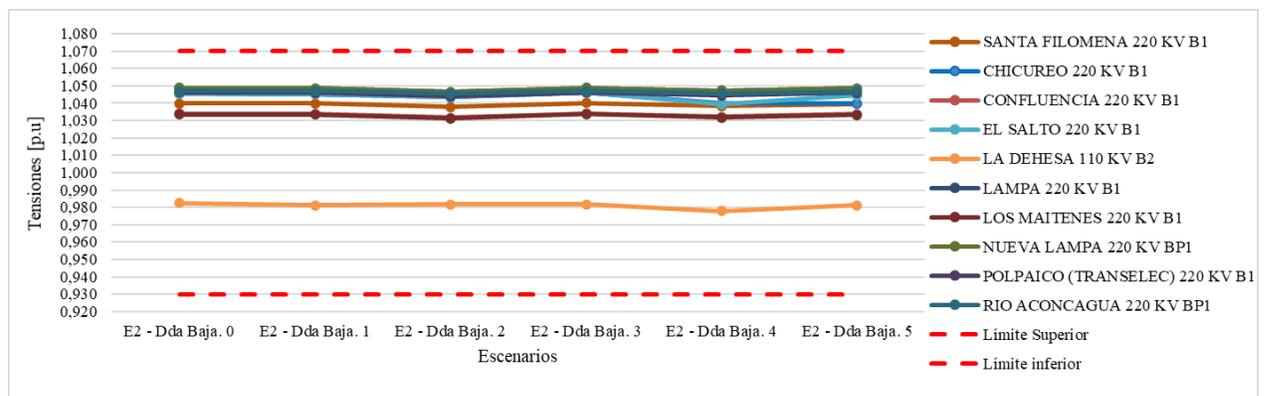


Fig 12. Tensiones en barras 200 kV [p.u] - E2 - Dda Baja.

TABLA XXIV.
TRANSFERENCIAS POR LÍNEAS [%] - ESCENARIOS E2 - DDA BAJA.

Nombre	E2 - Dda Baja. 0 [%]	E2 - Dda Baja. 1 [%]	E2 - Dda Baja. 2 [%]	E2 - Dda Baja. 3 [%]	E2 - Dda Baja. 4 [%]	E2 - Dda Baja. 5 [%]
Coleq Eq PFV El Manzano	87,148	87,156	87,331	87,130	87,357	-
El Salto - Tap La Dehesa 110kV L1	21,351	18,402	23,994	29,509	16,770	18,658
El Salto - Tap La Dehesa 110kV L2	15,502	12,985	17,747	-	11,580	13,204
Huertos Familiares – El Manzano 33kV	84,478	84,486	84,656	84,461	84,681	-
Lampa - Polpaico 220 kV - L1	21,122	17,819	10,418	20,416	21,163	21,436
Lampa - Polpaico 220 kV - L2	21,193	17,884	10,466	20,486	21,234	21,508
Nva P.de.Azucar - Polpaico 500kV C1	48,837	48,843	48,596	48,820	49,095	48,938
Nva P.de.Azucar - Polpaico 500kV C2	48,871	48,877	48,630	48,854	49,129	48,972
Polpaico - Quillota 220 kV C1	23,372	23,265	23,146	23,370	23,318	23,350
Polpaico - Quillota 220 kV C2	23,372	23,265	23,146	23,370	23,318	23,350
Quillota - San Luis 220 kV - L1	24,063	24,045	24,039	24,062	24,066	24,061
Quillota - San Luis 220kV - L2	24,063	24,045	24,039	24,062	24,066	24,061
Tap Chicureo - Chicureo 220kV L1	2,046	2,046	2,050	2,045	2,057	-
Tap Chicureo - Chicureo 220kV L2	29,459	29,462	29,517	29,446	-	29,486
Tap Chicureo - El Salto 220kV C1	11,093	8,092	13,135	10,216	21,838	-
Tap Chicureo - El Salto 220kV C2	19,672	16,709	21,704	18,782	-	25,634
Tap El Manzano - El Manzano 220kV L1	27,403	27,405	27,462	27,397	27,470	-
Tap El Manzano - El Manzano 220kV L2	3,635	3,635	3,643	3,634	-	3,637
Tap La Dehesa - La Dehesa 110kV L1	24,618	24,649	24,639	24,614	24,731	24,648
Tap La Dehesa - La Dehesa 110kV L2	8,067	8,077	8,074	-	8,103	8,076
Tap Lampa - Lampa 220kV L2	3,315	3,316	3,322	3,315	3,320	3,316
El Salto - San Cristobal 110 kV L1	13,699	10,235	15,499	15,491	8,642	10,898
El Salto - San Cristobal 110 kV L2	14,583	11,093	16,401	16,386	9,512	11,761
Las Tortolas - Maitenes 220kV	36,983	36,987	37,064	36,978	37,044	36,990
Maitenes - Confluencia 220kV	4,205	4,206	4,214	4,205	4,212	4,206
Nueva Lampa - Tap off Lampa 220 kV C1	24,723	21,348	13,477	24,003	24,760	25,051
Nueva Lampa - Tap off Lampa 220 kV C2	21,435	18,059	10,320	20,716	21,469	21,762
Polpaico - El Manzano 220kV C1	3,219	0,583	5,227	2,335	13,998	0,000
Polpaico - El Manzano 220kV C2	7,344	4,387	9,376	6,508	0,000	13,264
Polpaico - Las Tortolas 220kV	55,253	55,259	55,376	55,245	55,345	55,265
Polpaico - Rio Aconcagua 220 kV C1	5,946	5,910	5,874	5,945	5,930	5,939
Polpaico - Rio Aconcagua 220 kV C2	5,963	5,928	5,896	5,963	5,947	5,956
Polpaico - Sta Filomena 220kV	25,903	25,906	25,960	25,899	25,946	25,908
Sta Filomena - Confluencia 220kV	26,118	26,121	26,175	26,115	26,161	26,124
Tap El Manzano - Tap Chicureo 220kV C1	11,893	8,887	13,940	11,023	22,595	0,000
Tap El Manzano - Tap Chicureo 220kV C2	8,991	5,981	11,040	8,127	0,000	14,964

TABLA XXV.
TRANSFERENCIAS POR TRANSFORMADORES [%] - ESCENARIOS E2 - DDA BAJA.

Nombre	E2 - Dda Baja. 0 [%]	E2 - Dda Baja. 1 [%]	E2 - Dda Baja. 2 [%]	E2 - Dda Baja. 3 [%]	E2 - Dda Baja. 4 [%]	E2 - Dda Baja. 5 [%]
ATR POLPAICO 525/220KV 750MVA N1	37,711	39,469	-	38,399	35,606	36,155
ATR POLPAICO 525/220KV 750MVA N2	37,711	39,469	58,396	38,399	35,606	36,155
TR POLPAICO 220/19KV 100MVA N4	60,805	60,522	50,656	60,813	53,229	60,068
TRF 220/33 KV 150 MVA PFV EL MANZANO	64,293	64,299	64,427	64,280	64,446	-
TRF SSAA PFV EL MANZANO	0,959	0,959	0,957	0,960	0,957	-
ATR EL SALTO 220/110/34.5KV 400MVA N1	33,388	-	37,811	31,463	23,733	27,866
ATR EL SALTO 220/110/34.5KV 400MVA N2	33,388	53,832	37,811	31,463	23,733	27,866
TRF EQ PFV EL MANZANO 104MVA 33/08/0.8KV	93,085	93,093	93,280	93,066	93,307	-

VI. ANÁLISIS

A partir de los resultados presentados en los diferentes escenarios analizados, se concluye que el sistema eléctrico opera de manera óptima en términos de tensiones y cargas. En primer lugar, se observa que, tanto en los escenarios base como en aquellos con indisponibilidades, las tensiones en las barras se mantienen dentro de los límites establecidos por la Norma Técnica (NTSyCS). Específicamente, no se registran sobretensiones, lo que implica que las tensiones están dentro del rango de operación normal: $\pm 3\%$ para instalaciones de 500 kV, $\pm 5\%$ para instalaciones de 220 kV, y $\pm 7\%$ para instalaciones inferiores a 200 kV.

Asimismo, el análisis de las líneas implicadas en el estudio revela que no existen sobrecargas en los escenarios evaluados, lo que indica un comportamiento adecuado y eficiente del sistema de transporte de energía. De igual manera, se destaca que los transformadores considerados en la zona de influencia no presentan sobrecargas en ninguna de las situaciones analizadas, tanto en los casos base como en aquellos con indisponibilidades.

VII. CONCLUSIONES

El análisis sistémico a nivel estático realizado para evaluar el impacto de la construcción y operación del proyecto "Parque Fotovoltaico (100°MW)" ha demostrado resultados favorables en cuanto a la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico bajo estudio. A través de la evaluación de distintas configuraciones de demanda, tanto en condiciones de operación normal como en escenarios de indisponibilidad en las líneas de transmisión y otros elementos críticos del sistema, se ha logrado establecer que el proyecto no generará impactos negativos significativos que puedan comprometer la operación segura del sistema.

En primer lugar, los resultados obtenidos para los casos base indican que no se presentan sobrecargas en las líneas de transmisión, ni se observan sobretensiones en las barras que superen el rango de operación normal estipulado en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSyCS). Este hallazgo es crucial, ya que asegura que la integración del parque fotovoltaico no afectará negativamente la capacidad de transmisión existente ni la estabilidad del sistema en condiciones estándar de operación. Asimismo, en los escenarios donde se simula la indisponibilidad de ciertos elementos del sistema, los valores de tensión en las barras se mantienen dentro de los límites operativos establecidos por la NTSyCS. Esto confirma que, incluso en situaciones de contingencia, el sistema eléctrico es capaz de operar de manera segura y sin comprometer la calidad del suministro eléctrico a los usuarios finales. En cuanto a los transformadores ubicados dentro de la zona de influencia del proyecto, los resultados del análisis indican que no se presentan sobrecargas, ni en los casos base ni en los escenarios de contingencia. Este aspecto es de suma importancia, ya que asegura la longevidad y eficiencia de los equipos transformadores, evitando su desgaste prematuro y posibles fallos en la operación.

En conclusión, el proyecto "Parque Fotovoltaico (100°MW)" demuestra ser viable desde el punto de vista de la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Los resultados del análisis sistémico reflejan que la infraestructura existente tiene la capacidad suficiente para absorber la energía generada por el parque fotovoltaico sin comprometer la integridad del sistema, tanto en condiciones normales como bajo escenarios de contingencia. Esto respalda la implementación del proyecto, asegurando que contribuirá de manera positiva al desarrollo sostenible y al fortalecimiento del sistema eléctrico en su conjunto.

Durante mi práctica profesional, tuve la valiosa oportunidad de enfrentarme a la normativa de otro país, lo cual amplió mi conocimiento a nivel internacional. Esta experiencia me permitió comprender la importancia de la adaptabilidad en el campo de la ingeniería, demostrando que los ingenieros colombianos cuentan con la capacidad y versatilidad necesarias para aplicar sus habilidades en diversos contextos normativos alrededor del mundo. Así, no solo enriquecí mi formación profesional, sino que también confirmé que la ingeniería trasciende fronteras, facilitando una colaboración efectiva en cualquier entorno.

REFERENCIAS

- [1] J. M. Martínez, *Estudio preoperativo para la conexión de un proyecto de generación solar con capacidad de 100 MW en la subestación seccionadora Chicureo en 220 kV, en el país de Chile*, Medellín, 2024.
- [2] Comisión Nacional de Energía , «[www.cne.cl/](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/09/NTSyCS-Sept20.pdf),» [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/09/NTSyCS-Sept20.pdf>. [Último acceso: 30 03 2024].
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional, «Sistema Eléctrico Nacional,» [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/>. [Último acceso: 29 03 2024].
- [4] Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, *Ley 20.018, Ley General de Servicios Eléctricos*, Santiago de Chile, 2006.
- [5] F. M. Gonzalez, «Cápitulo 3,» de *Flujo de Potencia*, 2006, pp. 1-27.
- [6] Comisión Nacional de Energía, «CNE,» 30 08 2016. [En línea]. Available: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/12/Resoluci%C3%B3n-Exenta-N%C2%B0641_30-08-2016.pdf. [Último acceso: 2024 04 01].
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional, *Formato Carta de Escenarios Estudios Pre-Operativos MT*, Santiago de Chile, 2024.

ANEXOS

- I. ANEXO EXTERNO:**
 - GRAFICAS E01 DDA ALTA.
 - GRAFICAS E01 DDA BAJA.
 - GRAFICAS E02 DDA ALTA.
 - GRAFICAS E02 DDA BAJA.