



## **Estudio de Conexión PCH 7,17 MW**

Daniel Carrasquilla Urrutia

Informe de práctica Para optar al título de Ingeniero Eléctrico

Asesor

Nelson De Jesús Londoño Ospina, Doctor (PhD)

Natalia Molina Ramírez, Líder de Área Energía

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería

Ingeniería Eléctrica

Medellín, Antioquia, Colombia

2022

Cita	Carrasquilla Urrutia [1]
<b>Referencia</b>	D. Carrasquilla Urrutia, "Estudio de Conexión PCH 7,17 MW", Trabajo de grado profesional, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Medellín, Antioquia, Colombia, 2022.
Estilo IEEE (2020)	



Centro de Documentación Ingeniería (CENDOI)

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

Universidad de Antioquia - [www.udea.edu.co](http://www.udea.edu.co)

**Rector:** John Jairo Arboleda Céspedes.

**Decano/Director:** Sergio Iván Restrepo Ochoa.

**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.

## **Dedicatoria**

La presente es dedicada a todas aquellas personas que de una forma u otra aportaron en mi crecimiento personal, principalmente a mi familia por siempre brindarme su comprensión, cariño y amor.

A mi amado hijo que en la etapa final de mi carrera de pregrado fue una gran inspiración para continuar con este proyecto de una forma más consciente y anímica.

A mis compañeros del presente y pasado que sin esperar nada a cambio compartieron su conocimiento, alegrías y tristezas y a todas aquellas personas que durante estos siete años estuvieron a mi lado apoyándome y lograron que esta meta se haga realidad.

## **Agradecimientos**

Al finalizar esta etapa de mi vida tan ardua y llena de momentos que perdurarán para siempre en mi mente, agradezco a cada cosa, situación o persona que hizo esto posible, especialmente a mi familia que estuvo tan enmarcada con su apoyo de aliento constante en esos momentos difíciles.

A mi hijo como gran inspiración en esta etapa final, ser esa fuente de motivación para poder superarme cada día más y así poder continuar la lucha del día tras día por un futuro mejor.

A mi madre y hermana quienes con sus palabras de aliento me llenaron de confianza para continuar con los objetivos de culminar esta meta de mis estudios de pregrado.

A mis compañeros y amigos presentes y pasados, quienes sin esperar nada a cambio compartieron su conocimiento, alegrías y tristezas.

## TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN .....	9
ABSTRACT .....	10
I. INTRODUCCIÓN .....	11
II. OBJETIVOS .....	12
A. Objetivo general .....	12
B. Objetivos específicos .....	12
II. MARCO TEÓRICO .....	13
IV. METODOLOGÍA .....	16
V. RESULTADOS .....	18
VI. CONCLUSIONES .....	56
VII. REFERENCIAS .....	59

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Contingencias analizadas para cada una de las alternativas.....	23
Tabla 2 Tensiones [p.u] en barras caso sin proyecto.....	25
Tabla 3 Cargabilidad [%] de los elementos caso sin proyecto.....	26
Tabla 4 Resumen de elementos con sobrecargas 2026 caso sin proyecto.....	27
Tabla 5 Resumen de elementos con sobrecarga 2031 caso sin proyecto .....	27
Tabla 6 Tensiones [p.u] en barras alternativa 1.....	30
Tabla 7 Cargabilidad [p.u] de los elementos alternativa 1 .....	31
Tabla 8 Resumen de elementos con sobrecarga 2026 alternativa 1 .....	32
Tabla 9 Resumen de elementos con sobrecargas 2031 alternativa 1.....	32
Tabla 10 Tensiones [p.u.] en barra alternativa 2 .....	34
Tabla 11 Cargabilidad [%] de los elementos alternativa 2.....	35
Tabla 12 Resumen de elementos con sobrecargas 2026 alternativa 2 .....	36
Tabla 13 Resumen de elementos con sobrecargas 2031 alternativa 2.....	37
Tabla 14 Pérdidas de energía en el STN 2026 .....	37
Tabla 15 Pérdidas de energía en el STN 2031 .....	38
Tabla 16 Pérdidas de energía en el STR año 2026.....	38
Tabla 17 Pérdidas de energía en el STR año 2031 .....	38
Tabla 18 Pérdidas de energía en el SDL año 2026.....	39
Tabla 19 Pérdidas de energía en el SDL año 2031.....	39
Tabla 20 Pérdidas de energía en la conexión año 2026 .....	40
Tabla 21 Pérdidas de energía en la conexión año 2031 .....	40
Tabla 22 Simbología empleada para el análisis de cortocircuito .....	40
Tabla 23 Resultados de cortocircuito monofásico .....	43
Tabla 24 Resultados de cortocircuito trifásico .....	44
Tabla 25 Niveles de Cortocircuito en Proyecto de 7,17 MW .....	45
Tabla 26 Eventos Estabilidad Dinámica .....	46
Tabla 27 Costos de uso y de conexión de las alternativas.....	49
Tabla 28 Activos de conexión Alternativa 1 .....	50
Tabla 29 Activos de uso Alternativa 1 .....	51
Tabla 30 Activos de conexión Alternativa 2.....	51

Tabla 31 Activos de uso Alternativa 2 .....52

Tabla 32 Flujo de caja país – MCOP mayo de 2022.....54

Tabla 33 Costos inversionistas– MCOP Mayo de 2022 .....54

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Metodología para el desarrollo de estudios de conexión .....	14
Figura 2 Análisis Técnicos utilizando DIgSILENT PowerFactory.....	14
Figura 3 Localización geográfica del proyecto .....	20
Figura 4 Alternativa 1. Conexión a la subestación 06.....	21
Figura 5 Alternativa 2. Conexión a la subestación Subestación 11 .....	22
Figura 6 Diagrama unifilar caso base conexión alternativa 1 .....	23
Figura 7 Resumen de tensiones en CNOP caso sin proyecto.....	24
Figura 8 Máximas cargabilidades en CNOP caso sin proyecto .....	25
Figura 9 Máximas cargabilidades ante contingencias caso sin proyecto .....	27
Figura 10 Resumen de tensiones en CNOP alternativa 1.....	29
Figura 11 Máximas cargabilidades en CNOP alternativa 1 .....	30
Figura 12 Máximas cargabilidades ante contingencias Alternativa 1 .....	32
Figura 13 Resumen de tensiones en CNOP alternativa 2.....	33
Figura 14 Máximas cargabilidades en CNOP alternativa 2 .....	34
Figura 15 Máximas cargabilidades ante contingencias alternativa 2 .....	36
Figura 16 Resumen de cortocircuito monofásico.....	41
Figura 17 Resumen de cortocircuito trifásico .....	42
Figura 18 Simulación estabilidad dinámica .....	47
Figura 19 Estabilidad transitoria .....	48

## SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<b>CREG</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<b>UPME</b>	Unidad de Planeación Minero Energética
<b>STN</b>	Sistema de Transmisión Nacional
<b>STR</b>	Sistema de Transmisión Regional
<b>SDL</b>	Sistema de Distribución Local
<b>Alt</b>	Alternativa
<b>CNOP</b>	Condiciones Normales de Operación
<b>Cont</b>	Contingencia
<b>UdeA</b>	Universidad de Antioquia



---

## RESUMEN

En la práctica profesional que se ha desarrollado en la empresa IEB INGENIERÍA ESPECIALIZADA S.A., con domicilio en el municipio de Medellín en el departamento de Antioquia, se apoyó el desarrollo de los estudios de conexión solicitados por los clientes de IEB INGENIERÍA ESPECIALIZADA S.A., para la incorporación de activos al Sistema Interconectado Nacional SIN.

Para esto se realizaron una serie de capacitaciones en el software de simulación DIgSILENT PowerFactory, complementando con Python y herramientas propias desarrolladas por IEB INGENIERÍA ESPECIALIZADA S.A., para realizar como actividad principal informes técnicos y económicos basados en flujos de carga, pruebas de cortocircuito, comportamientos dinámicos y transitorios, analizados en diferentes escenarios de generación y demanda, para diversas alternativas de conexión y bajo condiciones normales de operación y ante contingencias de la red.

Como resultado de la práctica profesional se ha desarrollado un estudio de conexión de una PCH de 7,17 MW y el apoyo en otros estudios de conexión en plantas solares.

***Palabras clave* — DIgSILENT PowerFactory, estudios de conexión, informes técnicos y económicos.**

---

## ABSTRACT

In the professional internship that has been developed in the company IEB INGENIERÍA ESPECIALIZADA S.A. located in Medellín, in the department of Antioquia, I supported the development of the connection studies requested by the clients of IEB INGENIERÍA ESPECIALIZADA S.A., for the incorporation of new assets into the National Interconnected System SIN.

For this purpose, a series of trainings were carried out in the simulation software DIgSILENT PowerFactory, complementing this with the use of Python and tools developed by IEB INGENIERÍA ESPECIALIZADA S.A., to perform as the main activity, the technical and economic reports based on load flows, short circuit tests, dynamic and transient behaviors. This simulations were analyzed in different generation and demand scenarios, for different connection alternatives and under normal operating conditions and in the event of network contingencies.

As a result of the internship, it has been developed a interconnection study for a 7,17 MW hydraulic power plant, supportin also, other studies for the connection of solar power plants.

**Keywords — DIgSILENT PowerFactory, connection studies, technical and economic reports.**

---

## I. INTRODUCCIÓN

La empresa IEB Ingeniería Especializada está estructurada en tres unidades de negocios: Energía, Infraestructura e Industria. La Unidad de Energía es donde se estará apoyando, más precisamente en el área de estudios eléctricos (EE). En esta área las actividades principales a desarrollar están enfocadas en realizar informes técnicos y económicos basados en estudios de flujos de carga, pruebas de cortocircuito, comportamientos dinámicos y transitorios analizados en diferentes escenarios de generación y demanda, para diversas alternativas de conexión y bajo condiciones normales de operación y ante contingencias en la red, que muestren el impacto de conexión de un activo al Sistema Interconectado Nacional (SIN); estas actividades se realizan con ayuda de herramientas ofimáticas como hojas de cálculo en Excel y Word, agendas de reuniones y capacitaciones presenciales y virtuales, estas últimas mediante aplicaciones como Skype y Microsoft Teams; adicionalmente se emplea como software de simulación DIgSILENT PowerFactory, complementado con Python y herramientas propias desarrolladas por IEB, para tener como entregable final, un informe detallado con texto, tablas, gráficas y diagramas unifilares, que muestran con el comportamiento de la red frente a la entrada a este nuevo activo a la matriz energética del sistema colombiano, el cual debe cumplir con las exigencias técnicas regulatorias vigentes.

## II. OBJETIVOS

### *A. Objetivo general*

Participar en forma activa en la elaboración de estudios de conexión requeridos por los clientes de IEB Ingeniería Especializada S.A., para la incorporación de activos al Sistema Interconectado Nacional SIN.

### *B. Objetivos específicos*

- Desarrollar diagramas unifilares en el software DIgSILENT PowerFactory.
- Analizar posibles alternativas de conexión al SIN según el proyecto en estudio.
- Ajustar el modelo de simulación, mediante la determinación de escenarios de generación y demanda, alternativas de conexión, así como selección de contingencias y casos a analizar en el software DIgSILENT PowerFactory.
- Realizar simulaciones de flujo de carga, cortocircuito y estabilidad dinámica y transitoria en software DIgSILENT, así como evaluaciones económicas y energéticas para el proyecto a desarrollar.
- Realizar informes con toda la información técnica y económica de las simulaciones realizadas en el software DIgSILENT PowerFactory y los diferentes aplicativos desarrollados en IEB, describiendo la viabilidad de conexión del proyecto al SIN y la relación de beneficio costo ante la entrada en operación del activo, con una proyección a determinados años dependiendo del tipo de tecnología del proyecto.

## II. MARCO TEÓRICO

Los clientes, bajo el interés de conexión de sus proyectos al SIN contratan los servicios de consultoría de la firma de Ingeniería Especializada S.A. de Energía, para la realización del estudio de conexión mediante los análisis técnicos y económicos, de acuerdo con las condiciones y requerimientos establecidos por la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME) [1], la Comisión de Regulación de Energía y GAS (CREG) [2] y el Ministerio de Minas y Energía [3]. Para la realización de estudio de conexión se debe considerar los siguientes criterios

- Se debe modelar la red del Sistema Interconectado Nacional, esto es, STN, los STR's y el SDL del área de influencia en caso de que el punto de conexión solicitado sea en el SDL.
- Para solicitudes de conexión al STR se considerará la red existente y las expansiones que se encuentren previamente por la UPME, aprobadas en el plan de inversiones de la CREG y las propuestas por los respectivos Operadores de Red (OR).
- Se deben considerar los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995 [4] o aquella que la modifique o sustituya
- Cuando se solicite conexión compartida de activos de conexión se debe incluir el análisis individual por proyecto y el análisis de la conexión compartida. Cuando la solicitud se realice con posterioridad a la emisión de los conceptos de conexión solo se deberá presentar el análisis de la conexión compartida.
- Los escenarios críticos de despacho y demanda ha ser tenidos en cuenta en el estudio de conexión, deben incluir los escenarios que la UPME publique en la ventanilla única para cada área o subárea eléctrica, además de todos aquellos escenarios requeridos para verificar las condiciones técnicas de conexión.

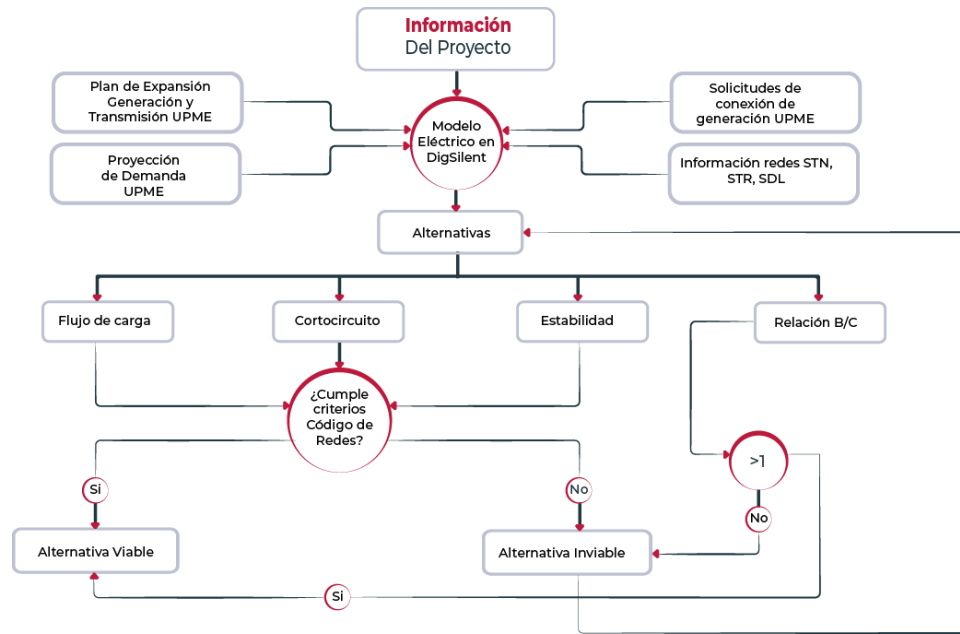


Figura 1 Metodología para el desarrollo de estudios de conexión

Estos estudios de conexión se realizan mediante cinco análisis técnicos, de los cuales 4 se realizan utilizando el software DIGSILENT PowerFactory, y uno utilizando herramientas ofimáticas personalizadas por IEB y desarrollos propios de IEB.

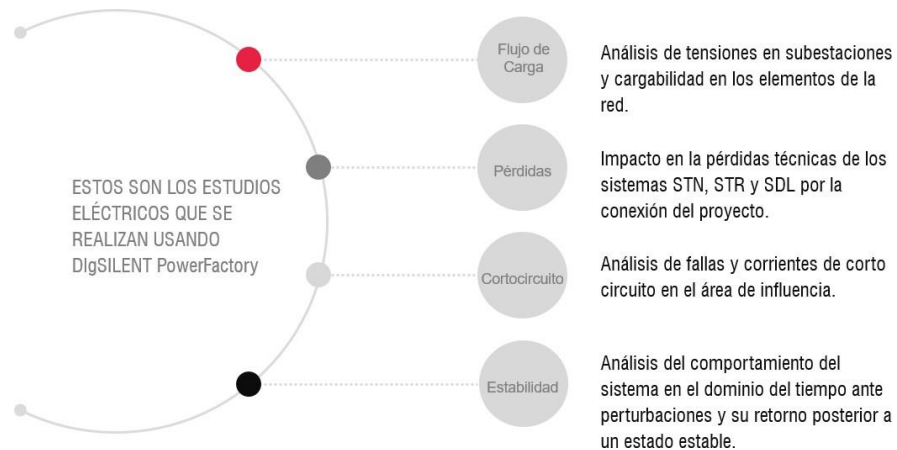


Figura 2 Análisis Técnicos utilizando DIGSILENT PowerFactory

- Análisis de Flujo de Carga

Se realizan simulaciones de flujo de carga en el año que se tiene pronosticado que ingrese el proyecto al SIN y en el quinto años de operación. Se analiza en todos los escenarios establecidos en condiciones normales de operación y contingencias,

monitoreando variables de voltaje y cargabilidad en elementos de la zona de influencia del proyecto.

- **Análisis de Pérdidas**

El análisis de pérdidas se realiza a partir de los resultados de las simulaciones de flujo de carga en condiciones normales de operación, considerando cada uno de los escenarios. Se realiza una comparación entre las alternativas de conexión del proyecto en MWh por año, con el fin de determinar el impacto de la inclusión de este, en el sistema.

- **Análisis de Cortocircuito**

Análisis de fallas y corrientes de cortocircuito en el área de influencia del proyecto buscando cuantificar el aporte que tiene el proyecto a las corrientes de falla del sistema para un escenario de máximos aportes. Debe considerar al menos lo siguiente:

- Cuantificación del aporte máximo en corriente que tiene el proyecto ante falla monofásica y trifásica en los diferentes nodos del área de influencia del proyecto.
- Comparación entre la corriente de cortocircuito (monofásica y trifásica) y la capacidad máxima de interrupción en las subestaciones del STN, STR y SDL, en el área de influencia del proyecto.

El cálculo de la corriente de cortocircuito debe realizarse a partir de la metodología expuesta en la norma IEC 60909 [5]. Adicionalmente a esta metodología se puede presentar los resultados utilizando otras normas técnicas (ANSI, IEEE, etc.), siempre y cuando éstas sean aceptadas internacionalmente.

- **Análisis de Estabilidad**

En el análisis de estabilidad se presentan dos casos, estabilidad dinámica y estabilidad transitoria. El primero caso se presenta el comportamiento en el dominio del tiempo de los perfiles de tensión de las barras de la zona de influencia del proyecto, la transferencia de potencia por los principales circuitos, el ángulo del rotor de las máquinas más relevantes de la zona y la frecuencia del sistema ante las contingencias que se consideran más críticas desde el análisis de estado estable. Para el caso de estabilidad transitoria se realiza para estudios de conexión de proyectos

con fuentes de generación renovables y convencionales donde se muestra ante una contingencia la reacción del proyecto para mantener dentro los límites permitidos el sistema en la zona de influencia.

- **Análisis Económico y Energético**

En el análisis económico se hace una proyección a 25 años como periodo de retorno de la inversión, considerando activos de conexión y activos de uso. Se realiza una valorización económica de la conexión del proyecto analizando las alternativas propuestas, indicando los costos y beneficios que aportarían al sistema, mostrando en cada una de las alternativas, la relación de beneficio/costo, donde está determinado que si esta relación da mayor a uno se estarán generando beneficios al promotor y país, que compensan las inversiones requeridas.

#### IV. METODOLOGÍA

Basados en un modelo eléctrico del sistema junto con las alternativas determinadas para la conexión del proyecto, se procede a evaluar cada una de ellas bajo diferentes análisis eléctricos en el software DIgSILENT PowerFactory 2022: flujo de carga, cortocircuito y estabilidad del sistema. Seguido, se realiza un análisis económico que incluye la estimación del costo inicial de la inversión, evaluación energética (variación en el costo marginal de la operación o en la tarifa), valoración de la variación de las pérdidas, costo de la energía no suministrada (ENS) y flujos de caja proyectados a 25 años.

El desarrollo de las actividades comienza con la recepción de la información solicitada, la cual se procesa para generar el modelo de simulación en conjunto con la información de demanda y generación. La información recibida por parte del promotor del proyecto se utiliza para determinar las alternativas y la modelación del mismo. Para cada una de ellas, se valora la viabilidad técnica (eléctrica) a través de flujos de carga, donde se determinan las condiciones en las que operaría en condiciones normales o bajo eventualidades del sistema. Se procede a determinar los aportes de corriente de cortocircuito sobre las subestaciones de interés, identificando si algunas de ellas superan la capacidad de diseño. Por último, se realiza el análisis de estabilidad monitoreando la tensión, la potencia y la frecuencia



como variables de control. En caso de no presentar una viabilidad técnica se replantea la alternativa.

Una vez se determina la viabilidad técnica de las alternativas, se procede a plantear el costo estimado de la inversión inicial derivando los costos por administración, operación y mantenimiento (AOM) más los activos no eléctricos (ANE). Se adiciona a esta evaluación, un análisis para determinar económicamente el impacto en el cargo G o T (de acuerdo a la naturaleza del proyecto), en las pérdidas y en la energía no suministrada a causa del ingreso del proyecto. Todos estos valores, son insumo para calcular el flujo de caja estimado a 25 años con el que se determina el indicador de relación beneficio costo. En función de estos análisis se define la alternativa a recomendar.

A continuación, se muestra la secuencia de tareas para la realización de un estudio eléctrico:

- Recepción y conceptualización de información de recibida.
- El modelo en conjunto con la información de demanda y generación.
- Ajuste de la base de datos y diagrama unifilar
- Definición de escenarios de operación, alternativas de conexión y contingencias para el año de entrada del proyecto y años futuros.
- Ajuste de los aplicativos desarrollados por IEB, para la ejecución de los análisis técnicos.
- Desarrollo de la evaluación económica del proyecto.
- Elaboración de informe y anexos.

## V. RESULTADOS

- Resumen Ejecutivo.

La empresa XXX S.A planea conectar al Sistema Interconectado Nacional (SIN), un proyecto hidráulico de 7,17 MW, ubicado en cercanías del municipio de Dabeiba en el departamento de Antioquia. Se espera que la central comience su operación comercial en diciembre de 2026.

Para la conexión del proyecto de 7,17 MW se analizaron 2 alternativas en el horizonte 2026 y 2031, las cuales son descritas a continuación:

**Alternativa 1:** Conexión de la planta de 7,17 MW a la subestación 06, mediante un circuito sencillo de 5,06 km.

**Alternativa 2:** Conexión de la planta de 7,17 MW a la subestación 11, mediante un circuito sencillo de 8,58 km.

Para las alternativas de conexión planteadas, se realizan simulaciones de flujo de carga, cortocircuito, estabilidad dinámica y transitoria, evaluación energética y evaluación económica.

Los resultados obtenidos del flujo de carga muestran que la conexión del proyecto de 7,17 MW al SIN, presenta un desempeño favorable en condiciones normales de operación (CNOP) mediante cualquiera de las alternativas de conexión, para los escenarios evaluados de los años (2026-2031). En todos los casos los elementos analizados presentan niveles de tensión dentro de los rangos establecidos por la regulación, No obstante, la red presenta sobrecargas en CNOP conocidas por el operador de red para la línea 13 de hasta 108,01 % en el escenario de demanda mínima del año 2026, debido a las condiciones críticas de despacho tenidas en cuenta.

Para el caso de contingencias N-1, en el área se contempla condiciones operativas por condiciones propias de la red, el cierre del interruptor de la línea 18 para las contingencias en la línea 26 y el transformador 03, el cierre del interruptor línea 29 para la contingencia Transformador 06, en todos los escenarios de los años de estudio.

Por otro lado, en el análisis de contingencias, se evidencia que en el escenario de demanda mínima para ambos años de estudio 2026 y 2031, línea 15 frente a la

contingencia en la línea 07 está presentando niveles de sobrecarga de hasta 105,88 %. Se advierte que este nivel de ocupación está por fuera de los límites de emergencias operativos (3,00% por 30 min), sin embargo, es una condición propia de la red, debido a la criticidad del escenario, para los demás elementos del área ante las contingencias cuentan con buenas márgenes de capacidad para el transporte de potencia por ellos.

Los análisis técnicos de cortocircuito y estabilidad muestran que, con el ingreso de la planta mediante cualquiera de las alternativas analizadas, y ante la ocurrencia de cualquiera de los eventos simulados, el sistema presenta un comportamiento adecuado, manteniendo sus variables dentro de rangos aceptables, tanto en estado estable como transitorio.

Los resultados de la evaluación económica muestran que, la alternativa 1 presenta una relación beneficio – costo (B/C) desde el punto de vista del país de 15,20, mientras que la alternativa 2 presenta una relación de 15,80. Esto se debe en gran manera a que las pérdidas en el SDL mediante las alternativa 1 son mayores que la alternativa 2, donde la alternativa 1 estas pérdidas se están representando como un costo debido que son mayores que en el caso base sin proyecto y en la alternativa 2 como un beneficio debido a que son menores al caso base sin proyecto, este efecto se debe a la topología de la red en esa área.

Por último, en cuanto a la inversión a cargo del promotor, la alternativa 1 presenta un costo de 4.555,27 MCOP, mientras que para la alternativa 2 tiene un costo por este concepto de 5.818,75 MCOP. La diferencia entre ambas se debe a los activos de conexión, para la alternativa 2 es más costosa debido a la línea de conexión de longitud mayor.

Después de la evaluación técnica y económica de las alternativas de conexión, se solicita como punto de conexión de la planta PCH por medio de la Alternativa 1, en esta alternativa la conexión presenta un buen desempeño técnico en condiciones normales de operación y bajo las contingencias evaluadas, siendo muy similares a la de alternativa 2. Los costos de inversión del promotor son menores para la alternativa recomendada, donde el promotor a largo plazo cubriría menos costos por las pérdidas de conexión mediante la alternativa 1.

- Ubicación del Proyecto

El proyecto se encuentra ubicado en cercanías del municipio de Dabeiba en el departamento de Antioquia. La localización geográfica del lote donde se ubica el proyecto se presenta en la Figura 3, referenciando infraestructura eléctrica cercana.

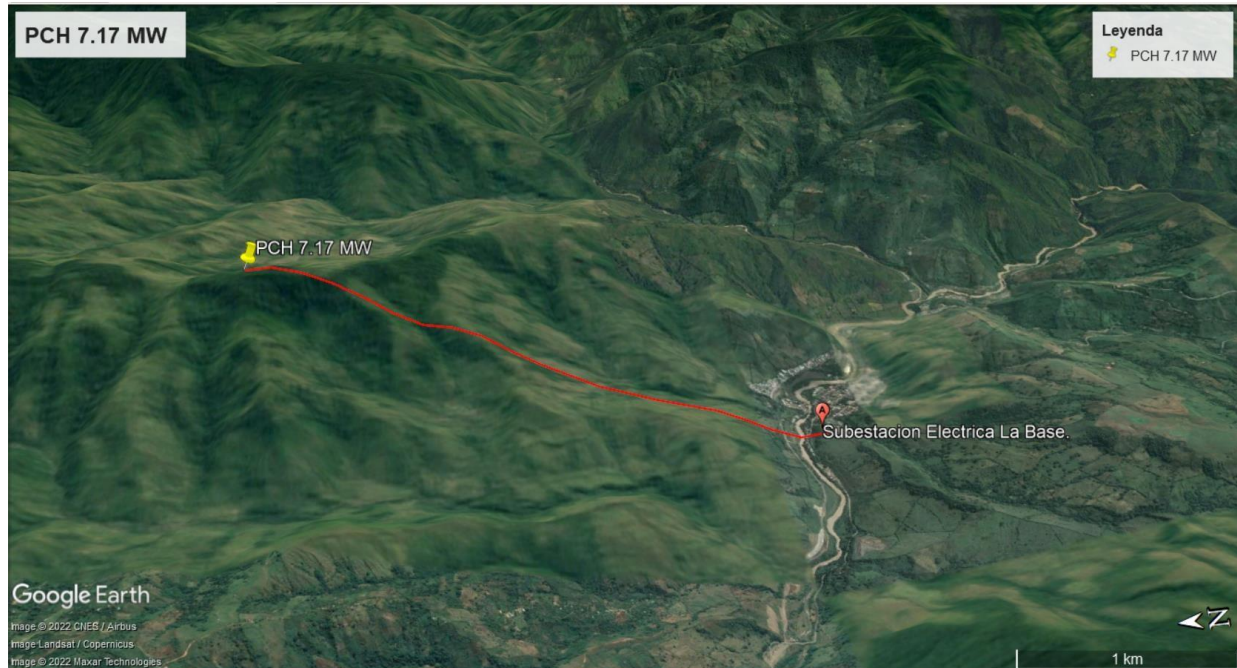


Figura 3 Localización geográfica del proyecto

- Alternativas Analizadas

Para la conexión del proyecto hidráulico de 7,17 MW se evalúan 2 alternativas, con el fin de definir cuál debe ser la conexión adecuada para evacuar los 7,17 MW generados y con entrada en operación comercial para el año 2026. La topología de las alternativas de conexión propuestas es descrita a continuación:

**Alternativa 1:** Conexión de la planta de 7,17 MW a la subestación 06, mediante un circuito sencillo de 5,06 km.

**Alternativa 2:** Conexión de la planta de 7,17 MW a la subestación 11, mediante un circuito sencillo de 8,58 km.

Los diagramas unifilares de las alternativas de conexión contempladas son presentados en la Figura 4 y la Figura 5

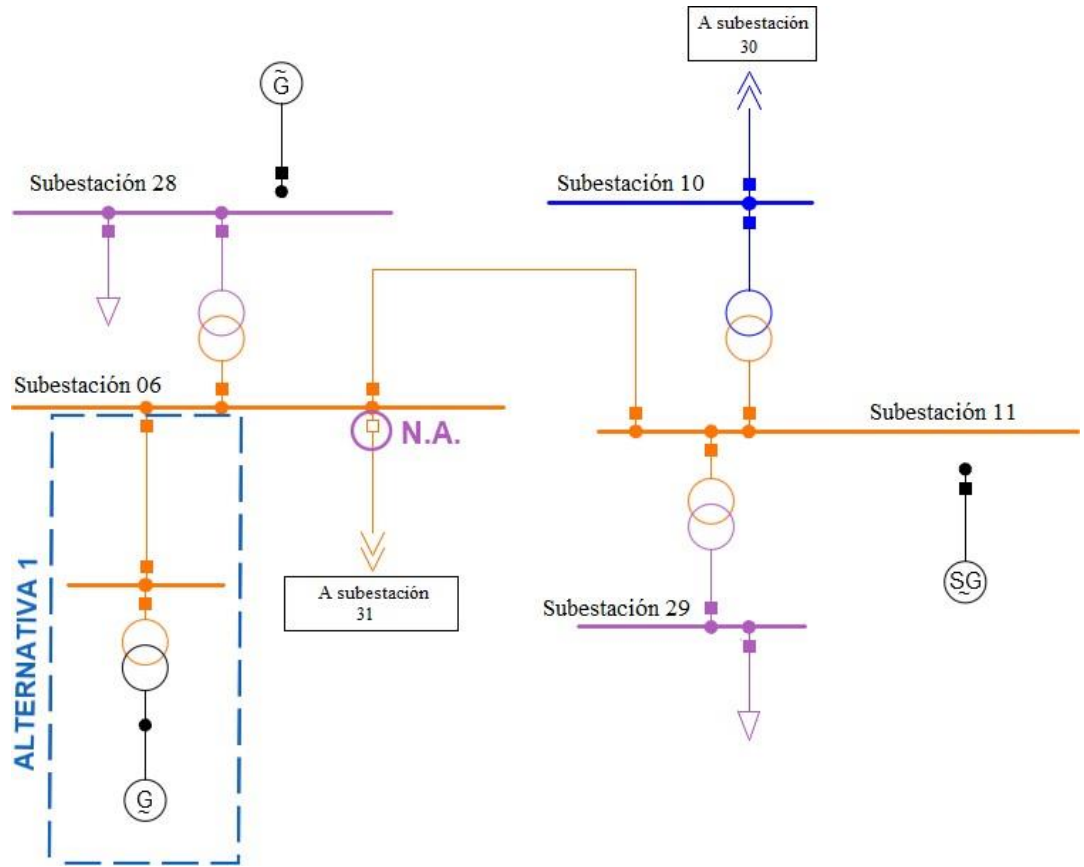


Figura 4 Alternativa 1. Conexión a la subestación 06

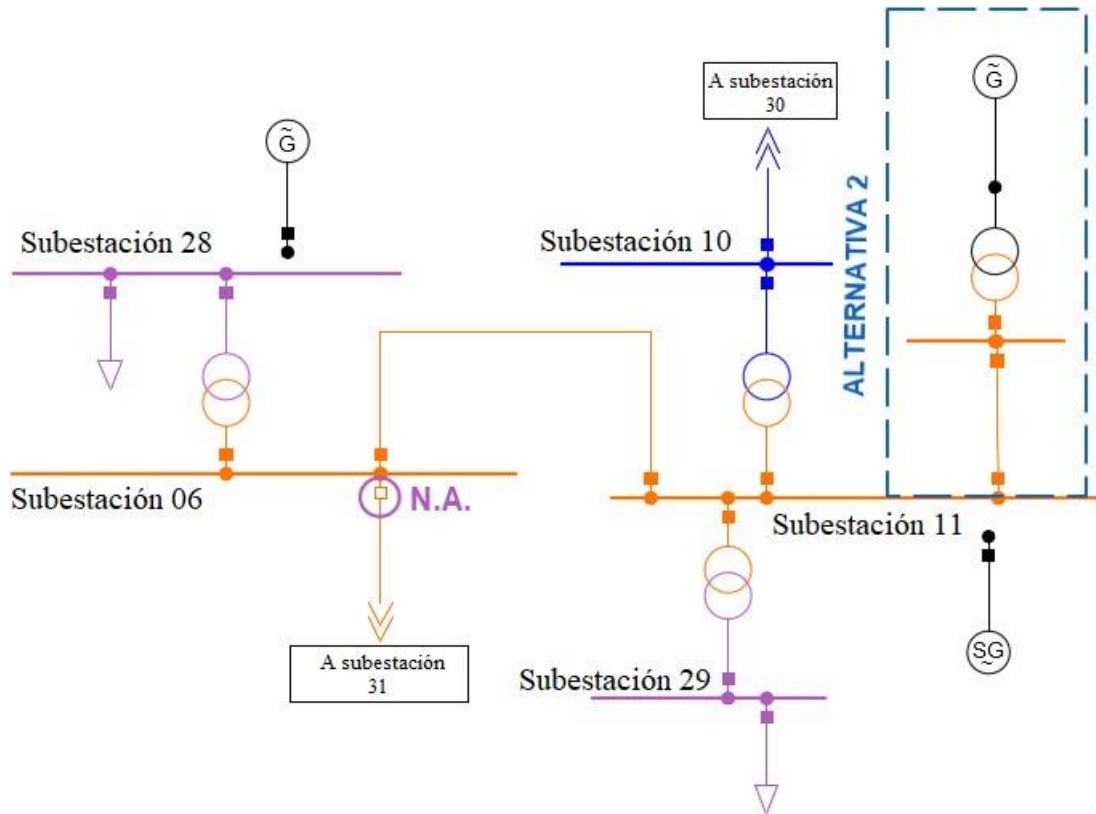


Figura 5 Alternativa 2. Conexión a la subestación Subestación 11

- Análisis de flujo de carga

Para conocer el comportamiento del sistema con la entrada en operación del proyecto, se realizan simulaciones de flujo de carga para los años 2026 y 2031, en escenarios hidráulicos de demanda máxima, media y mínima.

Se presenta en la Figura 6 un diagrama unifilar representativo con alternativa 2 en conexión al SIN.

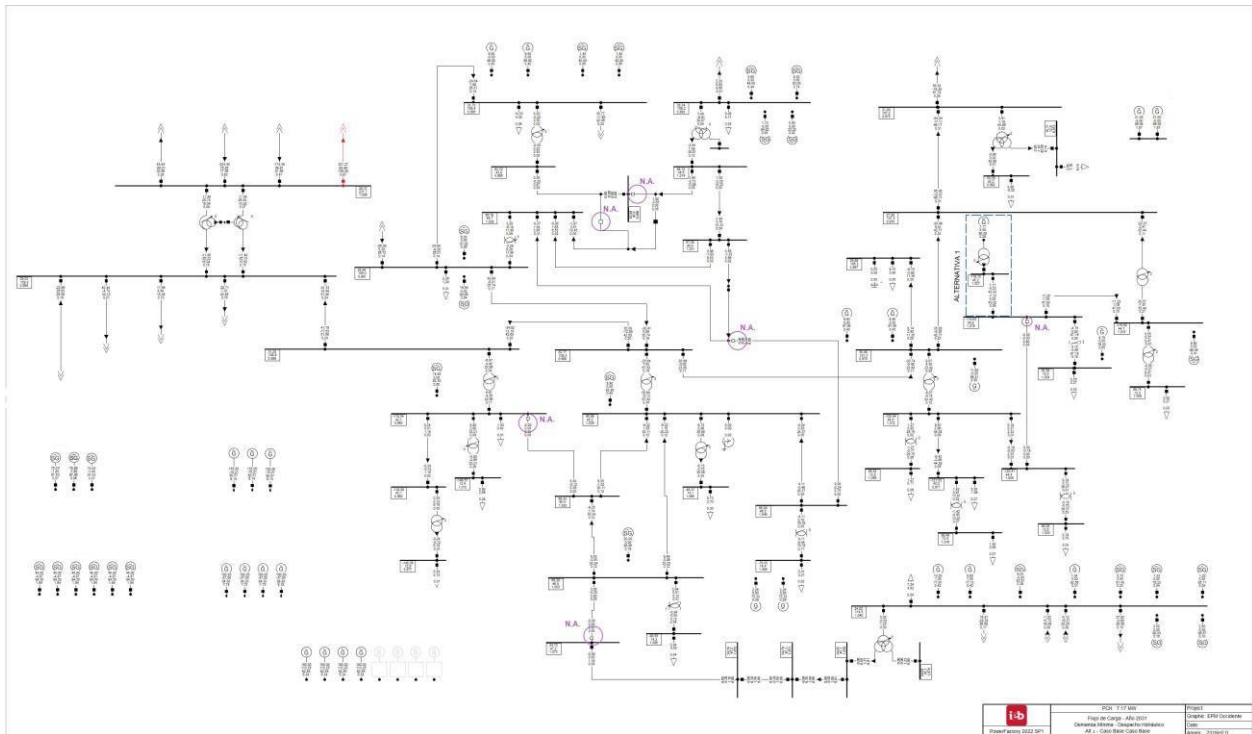


Figura 6 Diagrama unifilar caso base conexión alternativa 1

- Contingencias Analizadas

A continuación, en la Tabla 1, se listan cada una de las contingencias analizadas en la red tanto para el caso base como con la conexión de las alternativas, en los dos años de estudio.

Tabla 1 Contingencias analizadas para cada una de las alternativas

No.	Contingencias	Tipo
0	Condiciones Normales de Operación (CNOP)	-
1	Línea 02	Línea
2	Línea 03	Línea
3	Línea 04	Línea
4	Línea 06	Línea
5	Línea 07	Línea
6	Línea 08	Línea
7	Línea 09	Línea
8	Línea 10	Línea
9	Línea 11	Línea
10	Línea 12	Línea
11	Línea 13	Línea
12	Línea 14	Línea
13	Línea 15	Línea
14	Línea 16	Línea
15	Línea 17	Línea

No.	Contingencias	Tipo
16	Línea 20	Línea
17	Línea 23	Línea
18	Transformador 01	Transformador
19	Transformador 02	Transformador
20	Transformador 03	Transformador
21	Transformador 09*	Transformador
22	Transformador 05	Transformador
23	Transformador 06	Transformador
24	Transformador 04	Transformador
25	Transformador 07	Transformador

- Caso sin Proyecto

En esta sección se presentan los resultados del flujo de carga en la red cuando el proyecto 7,17 MW no se encuentra en servicio. En condiciones normales de operación y para los años analizados, los resultados muestran que las tensiones en todas las barras monitoreadas en la zona presentan valores dentro de los límites regulatorios. Se observa que la subestación 02 presenta el menor valor de tensión, obteniendo un resultado de 0,963 p.u. En cuanto a la máxima tensión en la zona de estudio, se observa que la subestación 13 alcanza un valor de 1,063 p.u. En relación con las subestaciones de conexión Subestación 06 y Subestación 11, sus máximas tensiones para los diferentes años y escenarios se encuentran en 1,047 p.u.

El resumen de los resultados de tensión se puede observar en la Figura 7

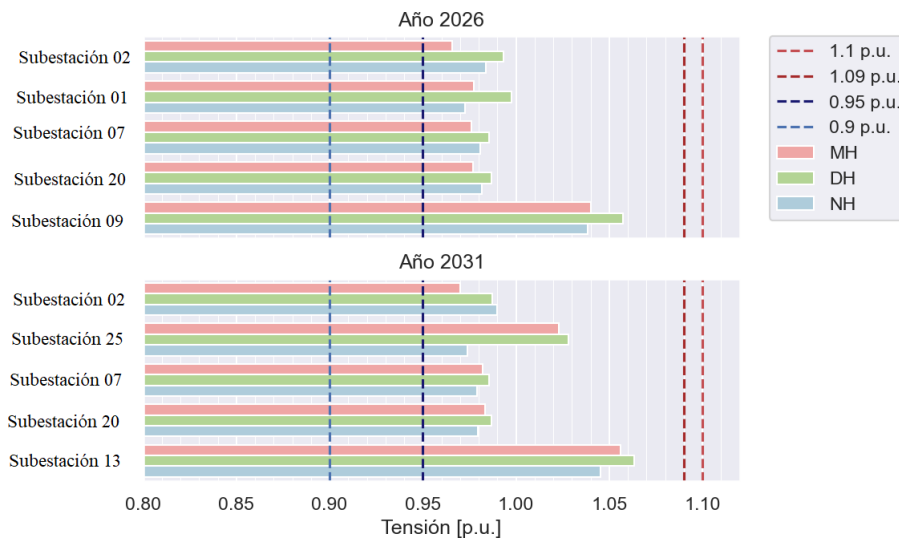


Figura 7 Resumen de tensiones en CNOP caso sin proyecto

En cuanto al nivel de carga de los elementos en la zona, se observa que la línea 13



presenta un valor de sobrecarga de hasta 8,01 % en el escenario de demanda mínima para el año 2026. Esto se debe a la exportación de potencia desde las líneas de 220 kV hacia el STN de 500 kV a través de la Subestación 28 debido a la baja generación de plantas en 500 kV como Ituango.

Para los demás elementos, se observa que la cargabilidades es inferior al 80,17 % para los escenarios y años evaluados, donde se puede concluir que cuentan con un buen margen de cargabilidad y se encuentran dentro los límites permisibles por la regulación.

El resumen de los resultados de cargabilidades se puede observar en la Figura 8

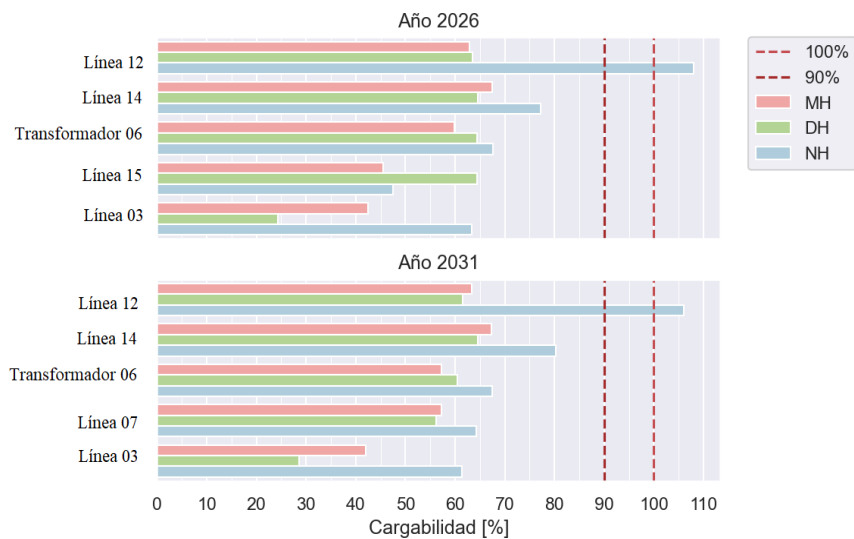


Figura 8 Máximas cargabilidades en CNOP caso sin proyecto

En la Tabla 2 y en la Tabla 3 se presenta la totalidad de las tensiones y las cargabilidades obtenidas en los resultados de flujo de carga, respectivamente.

Tabla 2 Tensiones [p.u] en barras caso sin proyecto

Caso Base Subestación	2026			2031		
	MH	DH	NH	MH	DH	NH
Subestación 01	0,975	0,995	0,965	0,984	0,992	0,98
Subestación 02	0,963	0,991	0,975	0,97	0,985	0,982
Subestación 03	0,984	1,014	0,975	0,991	1,006	0,977
Subestación 04	0,98	1,001	0,974	0,988	0,998	0,981
Subestación 05	1,014	1,037	1,01	1,022	1,033	1,016
Subestación 06	1,021	1,047	1,015	1,032	1,042	1,021
Subestación 07	0,975	0,985	0,979	0,982	0,985	0,977
Subestación 08	0,992	1,007	0,991	1,005	1,01	0,982
Subestación 09	1,04	1,057	1,038	1,054	1,06	1,026
Subestación 10	0,981	1,007	0,974	0,99	1,002	0,979

Caso Base Subestación	2026			2031		
	MH	DH	NH	MH	DH	NH
Subestación 11	1,021	1,047	1,015	1,032	1,041	1,02
Subestación 12	1,041	1,051	1,045	1,049	1,056	1,04
Subestación 13	1,048	1,052	1,053	1,056	1,063	1,044
Subestación 14	0,99	1,001	0,994	0,998	1,001	0,988
Subestación 15	0,991	1,001	0,995	0,998	1,001	0,989
Subestación 16	0,989	0,997	0,994	0,995	0,998	0,994
Subestación 17	1,01	1,018	1,008	1,017	1,02	1,005
Subestación 18	1,014	1,037	1,007	1,022	1,033	1,014
Subestación 19	0,985	0,996	0,988	0,993	0,996	0,987
Subestación 20	0,977	0,986	0,98	0,984	0,986	0,978
Subestación 21	0,985	0,998	0,986	0,993	0,999	0,984
Subestación 22	1,026	1,035	1,029	1,035	1,041	1,024
Subestación 23	1,029	1,037	1,032	1,038	1,043	1,026
Subestación 24	1,035	1,052	1,031	1,051	1,056	1,018
Subestación 25	1,002	1,021	0,992	1,023	1,028	0,974
Subestación 26	1,021	1,039	1,013	1,04	1,045	0,997

Tabla 3 Cargabilidad [%] de los elementos caso sin proyecto

Caso Base Elemento	2026			2031		
	MH	DH	NH	MH	DH	NH
Línea 01	35,51	19,59	58,43	34,36	23,27	56,26
Línea 02	46,69	48,75	33,75	46,45	50,7	35,11
Línea 03	42,64	24,58	62,85	42,02	28,78	61,01
Transformador 01	36,56	31,5	23,47	38,18	33,22	24,06
Línea 04	52,12	47,28	24,62	53,52	50,02	25,06
Línea 05	6,6	5,94	6,59	6,68	6,16	7,37
Línea 06	32,81	32,99	32,6	29,91	31,62	41,59
Línea 07	56,75	55,03	61,59	57,3	56,16	64,28
Línea 08	24,74	30,66	25,42	28,15	32,27	25,84
Línea 09	40,66	29,86	37,24	40,87	32,16	37,77
Línea 10	31,77	28,58	27,29	36	32,35	29,01
Transformador 02	12,11	10,81	12,02	12,32	11,28	13,5
Línea 11	28,89	11,63	47,56	28,95	15,03	45,81
Línea 12	16,1	17,26	17,62	14,03	17,17	17,36
Transformador 03	21,07	21,8	23,33	20,2	21,71	23,07
Línea 12	62,84	63,5	108,01	63,31	61,53	106,01
Línea 13	31,76	28,67	15,32	32,89	30,51	15,73
Línea 14	67,4	64,49	77,15	67,28	64,61	80,16
Línea 15	45,83	64,61	48,51	43,03	59,7	47,69
Línea 16	30,83	26,8	29,78	29,95	28,13	31,61
Transformador 04	41,96	35,21	16,18	43,43	38,8	15,2
Línea 17	0,8	0,82	0,8	0,81	0,82	0,8
Línea 18	2,2	1,77	1,15	2,32	1,89	1,23

Línea 19	38,98	57,29	39,53	37	53,04	39,12
Transformador 05	17,25	18,85	20,97	16,38	18,25	20,26
Línea 20	28,34	29,48	30,25	27,86	28,5	30,58
Línea 21	21,72	23,37	24,39	21,13	22,82	24,33
Transformador 06	59,87	64,45	67,87	57,23	60,52	67,35
Línea 22	28,06	3,05	28,62	28,85	5,58	28,5
Línea 23	28,21	29,24	30,13	27,73	28,37	30,41
Línea 24	28,35	29,5	30,26	27,87	28,51	30,6
Transformador 07	39	35,49	39,19	39,21	36,49	43,47

Por otro lado, al evaluar cada uno de los eventos de contingencia indicados en la, Tabla 1, se observa que las tensiones de las subestaciones de la zona de estudio se encuentran en niveles adecuados sin presentar bajas o altas tensiones conforme con los valores recomendados por la regulación. En la Figura 9, Tabla 4 y Tabla 5 se muestra un resumen de cargabilidades más representativas ante las contingencias propuestas.

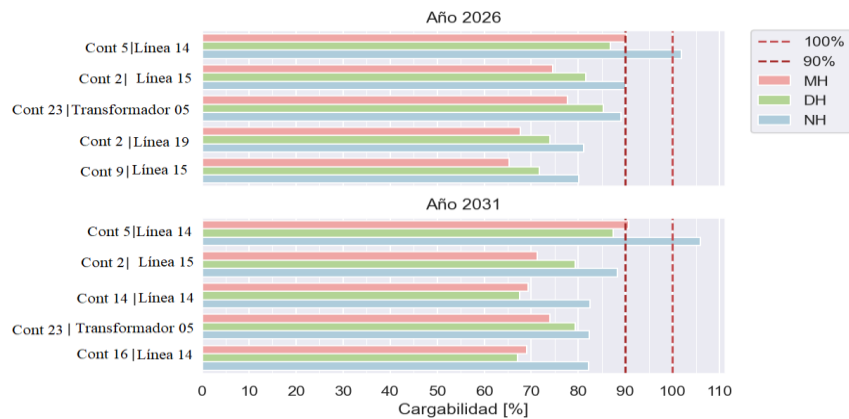


Figura 9 Máximas cargabilidades ante contingencias caso sin proyecto

Tabla 4 Resumen de elementos con sobrecargas 2026 caso sin proyecto

Caso Base Elemento (Contingencia)	Cargabilidad [%]		
	MH	DH	NH
Cont. 4 Línea 06 Línea 12	72,63	73,3	115,94
Cont. 5 Línea 07 Línea 14	90,23	86,78	101,91

Tabla 5 Resumen de elementos con sobrecarga 2031 caso sin proyecto

Caso Base Elemento (Contingencia)	Cargabilidad [%]		
	MH	DH	NH
Cont. 4 Línea 06			

Caso Base Elemento (Contingencia)	Cargabilidad [%]		
	MH	DH	NH
Línea 12 Cont. 5 Línea 07	71,21	71,06	115,36
Línea 14	90,62	87,48	105,88

- Alternativa 1

En esta sección se analizan los resultados de flujo de carga de la zona de influencia considerando la conexión del proyecto de 7,17 MW a la subestación 06 a través de un circuito sencillo de 5,06 km.

En condiciones normales de operación y para los años analizados, los resultados muestran que las tensiones en todas las barras monitoreadas en la zona presentan valores dentro de los límites regulatorios. Se observa que la subestación 02 es la subestación con menor valor de tensión, obteniendo un resultado de 0,966 p.u. En cuanto a la máxima tensión en la zona de estudio, se observa que la subestación 13 alcanza un valor de 1,063 p.u. Adicionalmente, la subestación 06, evidencia un aumento en su tensión respecto al caso sin proyecto de hasta 0,004 p.u y ubica la tensión en un máximo de hasta 1,050 p.u.

Con la inclusión del proyecto de generación de 7,17 MW, la tensión no presenta variaciones considerables al encontrar que, para las subestaciones monitoreadas, los cambios observados son menores a 0,005 p.u.

El resumen de los resultados de tensión se puede observar en la Figura 10

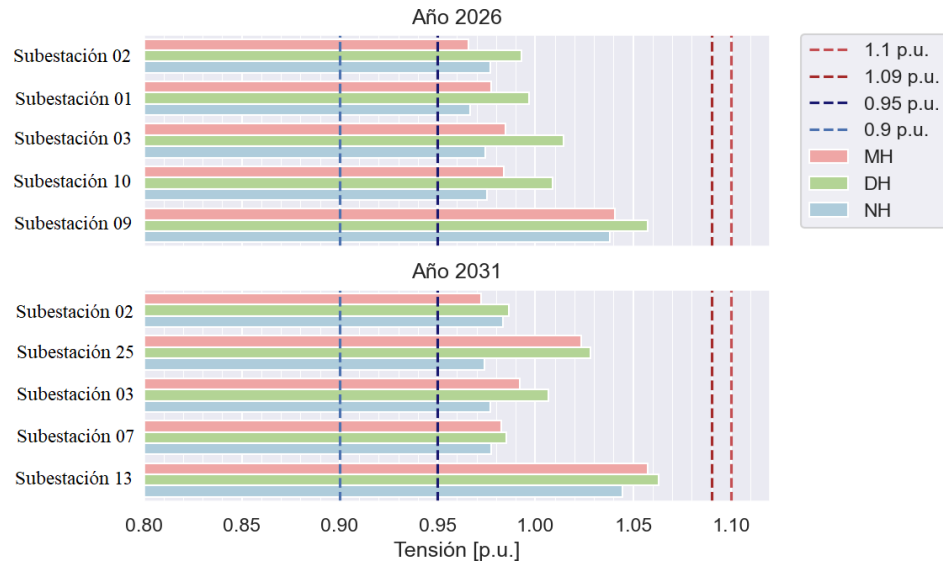


Figura 10 Resumen de tensiones en CNOP alternativa 1

En cuanto al nivel de carga de los elementos en la zona, se observa que los mayores valores se presentan en la línea 14, con un valor de hasta 80,05 % en el escenario de demanda mínima del año 2031 con una disminución de su cargabilidad respecto del caso sin proyecto de hasta 0,11 %; esto debido a que parte de los excedentes de generación del proyecto, son exportados hacia el STN de 220 kV de Occidente y por ende, se presenta una menor importación de energía desde Subestación 27. Adicionalmente, la línea 13, mantiene su condición de sobrecarga en el escenario de demanda mínima con un mínimo aumento respecto del caso sin proyecto de hasta 0,27 %, lo cual ubica el porcentaje de utilización de este enlace en un valor de hasta 108,28 %.

Para los demás elementos, se observa que la cargabilidad es inferior al 68,00 %, por tanto, el resto de los elementos que componen el área, presentan una capacidad adecuada para el transporte de potencia en CNOP.

El resumen de los resultados de cargabilidad se puede observar en la Figura 11

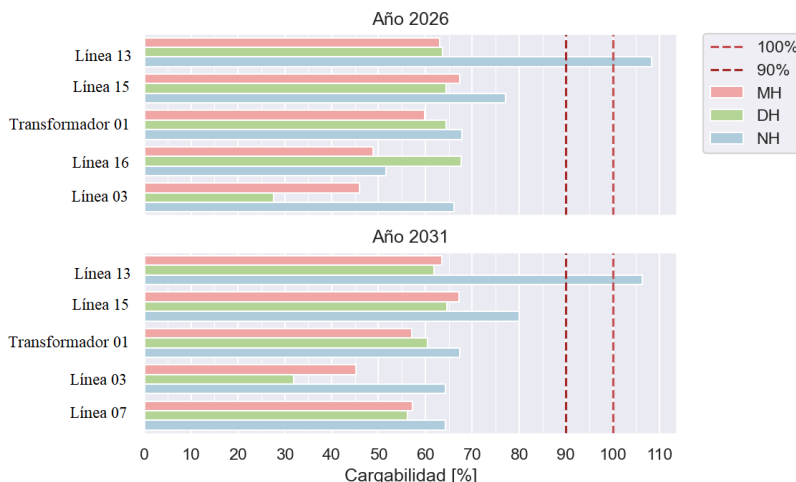


Figura 11 Máximas cargabilidades en CNOP alternativa 1

En la Tabla 6 y en la Tabla 7 se presenta la totalidad de las tensiones y las cargabilidades obtenidas en los resultados de flujo de carga, respectivamente.

Tabla 6 Tensiones [p.u] en barras alternativa 1

Alternativa 1 Subestación	2026			2031		
	MH	DH	NH	MH	DH	NH
Subestación 01	0,977	0,997	0,967	0,986	0,994	0,982
Subestación 02	0,966	0,993	0,977	0,973	0,987	0,983
Subestación 03	0,985	1,015	0,975	0,992	1,007	0,977
Subestación 04	0,982	1,003	0,976	0,991	0,999	0,982
Subestación 05	1,016	1,038	1,012	1,025	1,034	1,018
Subestación 06	1,024	1,05	1,018	1,036	1,045	1,023
Subestación 07	0,976	0,985	0,98	0,983	0,985	0,978
Subestación 08	0,993	1,008	0,991	1,005	1,01	0,982
Subestación 09	1,041	1,058	1,038	1,055	1,06	1,027
Subestación 10	0,984	1,009	0,975	0,993	1,004	0,981
Subestación 11	1,022	1,049	1,015	1,034	1,043	1,021
Subestación 12	1,042	1,051	1,046	1,05	1,057	1,041
Subestación 13	1,049	1,052	1,053	1,057	1,063	1,045
Subestación 14	0,991	1,001	0,995	0,998	1,001	0,989
Subestación 15	0,991	1,001	0,995	0,998	1,001	0,989
Subestación 16	0,989	0,997	0,994	0,996	0,998	0,994
Subestación 17	1,01	1,018	1,008	1,017	1,02	1,005
Subestación 18	1,016	1,039	1,009	1,025	1,034	1,016
Subestación 19	0,986	0,996	0,989	0,993	0,997	0,987
Subestación 20	0,977	0,986	0,98	0,984	0,987	0,978
Subestación 21	0,986	0,998	0,986	0,994	0,999	0,985
Subestación 22	1,027	1,036	1,029	1,036	1,041	1,024
Subestación 23	1,03	1,038	1,032	1,039	1,044	1,027
Subestación 24	1,036	1,053	1,031	1,051	1,056	1,019
Subestación 25	1,003	1,022	0,993	1,024	1,028	0,974

Alternativa 1 Subestación	2026			2031		
	MH	DH	NH	MH	DH	NH
Subestación 26	1,022	1,039	1,014	1,041	1,045	0,997

Tabla 7 Cargabilidad [p.u] de los elementos alternativa 1

Alternativa 1 Elemento	2026			2031		
	MH	DH	NH	MH	DH	NH
Línea 01	38,69	22,53	61,74	37,53	26,32	59,59
Línea 02	47,05	49,08	34,12	46,81	51,04	35,48
Línea 03	45,9	27,64	66,17	45,26	31,92	64,34
Transformador 01	36,46	31,44	23,42	38,08	33,16	24,01
Línea 04	52,36	47,5	24,85	53,76	50,24	25,31
Línea 05	6,54	5,87	6,53	6,6	6,08	7,31
Línea 06	32,9	33,07	32,66	29,99	31,71	41,63
Línea 07	56,74	55,01	61,56	57,3	56,15	64,25
Línea 08	25,34	31,26	26,01	28,76	32,87	26,43
Línea 09	39,17	28,38	35,74	39,38	30,68	36,29
Línea 10	31,2	28,03	26,72	35,43	31,8	28,45
Transformador 02	11,98	10,66	11,9	12,18	11,12	13,39
Línea 11	24,24	8,57	42,77	24,34	10,92	41,05
Línea 12	44,34	44,81	47	42,83	44,8	46,57
Transformador 03	32,98	33,42	35,44	32,07	33,39	35,11
Línea 13	63,08	63,74	108,28	63,58	61,78	106,27
Línea 14	31,9	28,79	15,45	33,02	30,63	15,87
Línea 15	67,33	64,4	77,06	67,21	64,53	80,05
Línea 16	48,87	67,68	51,56	46,06	62,78	50,75
Línea 17	30,83	26,72	29,56	29,96	28,07	31,4
Transformador 04	41,6	34,92	16,04	43,07	38,5	15
Línea 18	0,81	0,82	0,8	0,81	0,82	0,81
Línea 19	2,2	1,77	1,15	2,32	1,89	1,23
Línea 20	42,07	60,38	42,6	40,09	56,15	42,2
Transformador 05	17,24	18,84	20,96	16,37	18,25	20,25
Línea 21	28,31	29,46	30,23	27,83	28,48	30,59
Línea 22	21,7	23,36	24,37	21,11	22,8	24,31
Transformador 06	59,81	64,41	67,82	57,16	60,48	67,37
Línea 23	23,38	5,35	23,9	24,21	1,46	23,8
Línea 24	28,19	29,22	30,11	27,7	28,35	30,41
Línea 25	28,32	29,48	30,24	27,84	28,49	30,61
Transformador 07	38,67	35,1	38,87	38,83	36,07	43,17

Por otro lado, al evaluar cada uno de los eventos de contingencia indicados en la Tabla 1, se observa que las tensiones de los diferentes barrajes que componen la red, presentan valores acotados y con respecto al caso sin proyecto, no se evidencian

cambios representativos en los registros de esta variable ante contingencias sencillas. En la Figura 12, Tabla 8 y Tabla 9 se muestra un resumen de cargabilidades más representativas ante las contingencias propuestas.

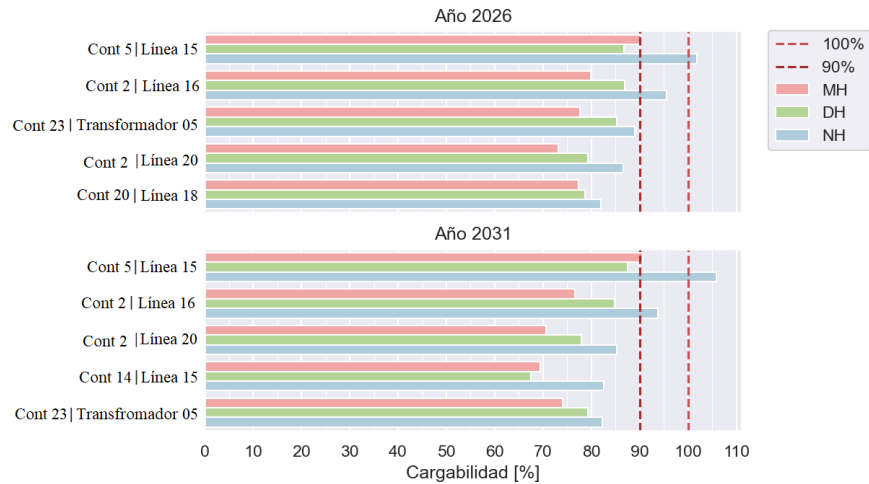


Figura 12 Máximas cargabilidades ante contingencias Alternativa 1

Tabla 8 Resumen de elementos con sobrecarga 2026 alternativa 1

2026 - Alternativa 1 Elemento (Contingencia)	Cargabilidad [%]		
	MH	DH	NH
Cont. 4 Línea 06 Línea 13	72,91	73,58	116,24
Cont. 5 Línea 07 Línea 15	90,16	86,69	101,81

Tabla 9 Resumen de elementos con sobrecargas 2031 alternativa 1

2031 - Alternativa 1 Elemento (Contingencia)	Cargabilidad [%]		
	MH	DH	NH
Cont. 4 Línea 06 Línea 13	71,52	71,35	115,65
Cont. 5 Línea 07 Línea 15	90,55	87,4	105,77

- Alternativa 2

En esta sección se analizan los resultados de flujo de carga de la zona de influencia considerando la conexión del proyecto de 7,17 MW a la subestación Subestación 11 a través de un circuito sencillo de 8,58 km.

En condiciones normales de operación y para los años analizados, los resultados muestran que las tensiones en todas las barras monitoreadas en la zona presentan



valores dentro de los límites regulatorios. Se observa que la subestación 02 es la subestación con menor valor de tensión, obteniendo un resultado de 0,966 p.u. En cuanto a la máxima tensión en la zona de estudio, se observa que la subestación 02 alcanza un valor de 1,063 p.u. Adicionalmente, la subestación 11, evidencia un aumento en su tensión respecto al caso sin proyecto de hasta 0,002 p.u y ubica la tensión en un máximo de hasta 1,043 p.u.

Con la inclusión del proyecto hidráulico, la tensión no presenta variaciones considerables al encontrar que, para las subestaciones monitoreadas, los cambios observados son menores a 0,003 p.u.

El resumen de los resultados de tensión se puede observar en la Figura 13

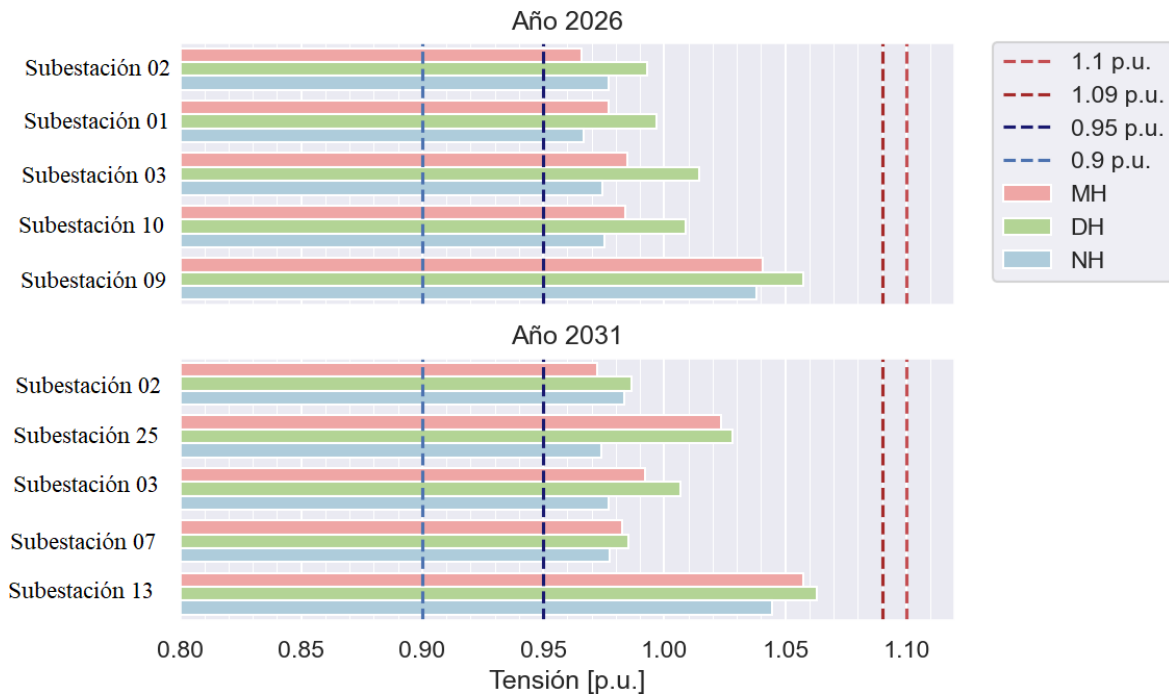


Figura 13 Resumen de tensiones en CNOP alternativa 2

En cuanto al nivel de carga de los elementos en la zona, se observa que los mayores valores se presentan en la línea 15, con un valor de hasta 80,05 % en el escenario de demanda mínima del año 2031 con un disminución de su cargabilidad respecto del caso sin proyecto de hasta 0,11 %; esto debido a que parte de los excedentes de generación del proyecto, son exportados hacia el STN de 220 kV de La zona y por ende, se presenta una menor importación de energía desde Subestación 27. Adicionalmente, la línea 13, mantiene su condición de sobrecarga en el escenario

de demanda mínima con un pequeño aumento respecto del caso sin proyecto de hasta 0,27 %, lo cual ubica el porcentaje de utilización de este enlace en un valor de hasta 108,28 %.

Para los demás elementos, se observa que la cargabilidad es inferior a 68 %, por tanto, el resto de los elementos que componen el área, presentan una capacidad adecuada para el transporte de potencia en CNOP.

El resumen de los resultados de cargabilidad se puede observar en la Figura 14

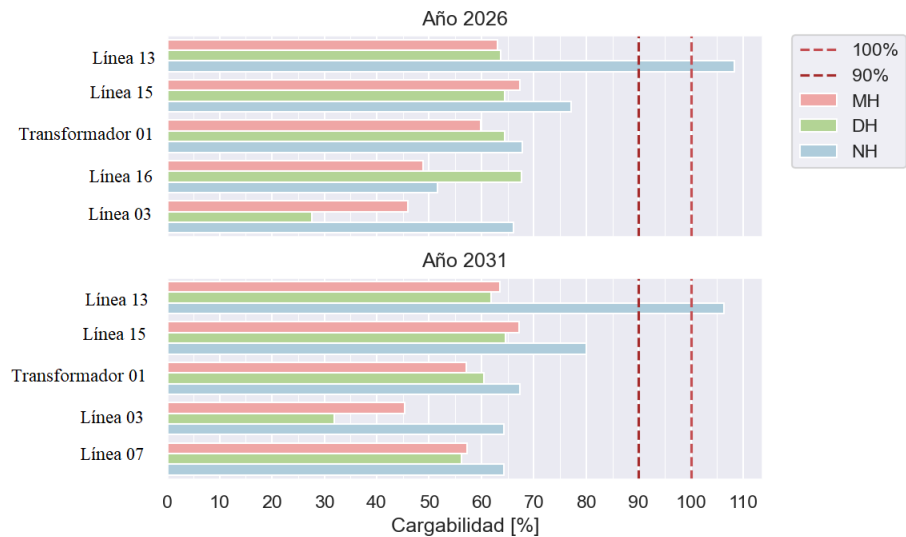


Figura 14 Máximas cargabilidades en CNOP alternativa 2

En la Figura 13 y en la Figura 14 se presenta la totalidad de las tensiones y las cargabilidades obtenidas en los resultados de flujo de carga, respectivamente.

Tabla 10 Tensiones [p.u.] en barra alternativa 2

Alternativa 2 Subestación	2026			2031		
	MH	DH	NH	MH	DH	NH
Subestación 01	0,977	0,997	0,967	0,986	0,993	0,982
Subestación 02	0,966	0,993	0,977	0,972	0,987	0,983
Subestación 03	0,985	1,015	0,975	0,992	1,007	0,977
Subestación 04	0,982	1,003	0,976	0,99	0,999	0,982
Subestación 05	1,016	1,038	1,011	1,025	1,034	1,018
Subestación 06	1,022	1,049	1,016	1,034	1,043	1,022
Subestación 07	0,976	0,985	0,98	0,983	0,985	0,978
Subestación 08	0,993	1,008	0,991	1,005	1,01	0,982
Subestación 09	1,041	1,058	1,038	1,055	1,06	1,027
Subestación 10	0,984	1,009	0,975	0,993	1,004	0,981
Subestación 11	1,022	1,048	1,015	1,033	1,043	1,021
Subestación 12	1,042	1,051	1,046	1,05	1,057	1,041
Subestación 13	1,049	1,052	1,053	1,057	1,063	1,045

Alternativa 2 Subestación	2026			2031		
	MH	DH	NH	MH	DH	NH
Subestación 14	0,991	1,001	0,995	0,998	1,001	0,989
Subestación 15	0,991	1,001	0,995	0,998	1,001	0,989
Subestación 16	0,989	0,997	0,994	0,996	0,998	0,994
Subestación 17	1,01	1,018	1,008	1,017	1,02	1,005
Subestación 18	1,016	1,039	1,009	1,025	1,034	1,016
Subestación 19	0,986	0,996	0,989	0,993	0,997	0,987
Subestación 20	0,977	0,986	0,98	0,984	0,987	0,978
Subestación 21	0,986	0,998	0,986	0,994	0,999	0,985
Subestación 22	1,027	1,036	1,029	1,036	1,041	1,024
Subestación 23	1,03	1,038	1,032	1,039	1,044	1,027
Subestación 24	1,036	1,053	1,031	1,051	1,056	1,019
Subestación 25	1,003	1,022	0,993	1,024	1,028	0,974
Subestación 26	1,022	1,039	1,014	1,041	1,045	0,997

Tabla 11 Cargabilidad [%] de los elementos alternativa 2

Alternativa 2 Elemento	2026			Cargabilidad [%]		
	MH	DH	NH	MH	DH	NH
Línea 01	38,72	22,55	61,76	37,55	26,34	59,61
Línea 02	47,05	49,09	34,12	46,81	51,04	35,48
Línea 03	45,92	27,66	66,2	45,28	31,94	64,36
Transformador 01	36,47	31,44	23,42	38,08	33,16	24,01
Línea 04	52,36	47,5	24,85	53,76	50,24	25,31
Línea 05	6,54	5,87	6,53	6,6	6,08	7,31
Línea 06	32,9	33,07	32,66	29,99	31,71	41,63
Línea 07	56,74	55,01	61,56	57,3	56,15	64,25
Línea 08	25,34	31,26	26,02	28,76	32,87	26,44
Línea 09	39,16	28,37	35,73	39,37	30,67	36,28
Línea 10	31,19	28,02	26,71	35,43	31,8	28,45
Transformador 02	11,97	10,66	11,9	12,17	11,12	13,39
Línea 11	24,21	8,55	42,74	24,31	10,89	41,02
Línea 12	16,07	17,24	17,61	14,01	17,15	17,35
Transformador 03	33,05	33,48	35,51	32,14	33,46	35,18
Línea 13	63,08	63,74	108,28	63,58	61,78	106,27
Línea 14	31,9	28,8	15,45	33,02	30,64	15,87
Línea 15	67,33	64,4	77,06	67,21	64,53	80,05
Línea 16	48,89	67,7	51,58	46,08	62,8	50,77
Línea 17	30,83	26,72	29,56	29,96	28,07	31,4
Transformador 04	41,6	34,92	16,04	43,07	38,5	15
Línea 18	0,81	0,82	0,8	0,81	0,82	0,81
Línea 19	2,2	1,77	1,15	2,32	1,89	1,23
Línea 20	42,09	60,4	42,62	40,11	56,17	42,23
Transformador 05	17,24	18,85	20,96	16,37	18,25	20,25
Línea 21	28,31	29,46	30,23	27,83	28,48	30,59
Línea 22	21,7	23,36	24,37	21,11	22,8	24,31

Alternativa 2 Elemento	2026			Cargabilidad [%]		
	MH	DH	NH	MH	DH	NH
Transformador 06	59,81	64,41	67,82	57,16	60,48	67,37
Línea 23	23,36	5,36	23,87	24,18	1,43	23,77
Línea 24	28,19	29,22	30,11	27,7	28,35	30,41
Línea 25	28,32	29,48	30,24	27,84	28,49	30,61
Transformador 07	38,67	35,1	38,87	38,82	36,07	43,17

Por otro lado, al evaluar cada uno de los eventos de contingencia indicados en la Tabla 1, se observa que las tensiones de los diferentes barrajes que componen la red, presentan valores adecuados y de acuerdo a lo permitido en la normativa y con respecto al caso sin proyecto, no se evidencian cambios representativos en esta variable ante contingencias sencillas. En la Figura 15, Tabla 12 y Tabla 13 se muestra un resumen de cargabilidades más representativas ante las contingencias propuestas.

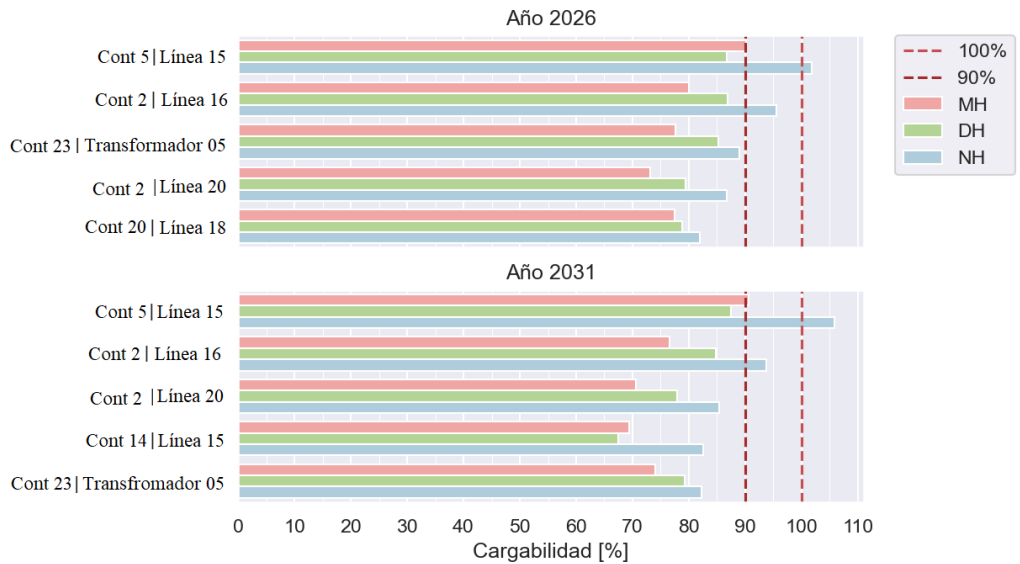


Figura 15 Máximas cargabilidades ante contingencias alternativa 2

Tabla 12 Resumen de elementos con sobrecargas 2026 alternativa 2

2026 - Alternativa 2 Elemento (Contingencia)	Cargabilidad [%]		
	MH	DH	NH
Cont. 4. Línea 06			
Línea 13	72,91	73,58	116,24
Cont. 5 Línea 07			
Línea 15	90,16	86,69	101,81

Tabla 13 Resumen de elementos con sobrecargas 2031 alternativa 2

2031 - Alternativa 2 Elemento (Contingencia)	Cargabilidad [%]		
	MH	DH	NH
Cont. 4. Línea 06			
Línea 13	71,52	71,35	115,65
Cont. 5 Línea 07			
Línea 15	90,55	87,4	105,77

- Análisis de pérdidas

El análisis de pérdidas se realiza a partir de los resultados de las simulaciones en estado estable para el sistema de potencia colombiano, considerando cada uno de los escenarios de operación y los periodos de demanda para las alternativas de conexión propuestas. Las pérdidas son evaluadas para el Sistema de Transmisión Nacional (pérdidas STN), sobre las líneas de 110 kV (STR) y de 44 kV (pérdidas SDL) y en las líneas de conexión de proyecto, mediante cada alternativa. Las pérdidas se determinan con relación al despacho de las plantas, definiendo 100 % del tiempo despacho hidráulico y considerando un factor de planta para el nuevo recurso hidráulico, de 0,65.

- Pérdidas en el STN

Para la evaluación de las pérdidas en el STN se consideran todos aquellos elementos de la red colombiana que tienen un nivel de tensión igual o superior a 220 kV, con el fin de establecer la influencia de la entrada en operación del proyecto de generación.

En la Tabla 14 y la Tabla 15 se presentan los valores calculados anualmente para las pérdidas de energía, comparando cada alternativa con el caso sin proyecto.

Tabla 14 Pérdidas de energía en el STN 2026

ALTERNATIVA	2026 Potencia [MW]			Energía [MWh/Año]	Diferencia (*) [%]	Diferencia (*) [MWh/Año]
	Máx H	Med H	Min H			
0	216,075	249,927	137,638	1.241.693,70	-	-
1	216,327	250,345	137,853	1.243.596,21	0,15	1.902,51
2	216,328	250,347	137,854	1.243.605,51	0,15	1.911,81

\*Valores negativos significan disminución de las pérdidas

Tabla 15 Pérdidas de energía en el STN 2031

ALTERNATIVA	2031					
	Potencia [MW]			Energía [MWh/Año]	Diferencia (*) [%]	Diferencia (*) [MWh/Año]
	Máx H	Med H	Min H			
0	235,632	245,39	147,396	1.267.115,39	-	-
1	235,917	245,756	147,602	1.268.893,27	0,14	1.777,88
2	235,919	245,757	147,603	1.268.902,04	0,14	1.786,65

\*Valores negativos significan disminución de las pérdidas

Los resultados para los años de estudio muestran que las pérdidas en el STN se ven incrementadas en ambas alternativas de conexión, debido a que parte de los excedentes del proyecto PCH es exportada hacia las redes de 220 kV de la zona, lo que incrementa el porcentaje de ocupación en este nivel de tensión. Mediante la alternativa 1 se generan aumentos de hasta 1.902,51 MWh/año y para la alternativa 2 de hasta 1.911,81 MWh/año como se evidencia en el año 2026.

- Pérdidas en el STR

Las pérdidas de energía obtenidas para la red de EPM en el Sistema de Transmisión Regional, son presentadas en la Tabla 16 y en la Tabla 17 para los años evaluados.

Tabla 16 Pérdidas de energía en el STR año 2026

ALTERNATIVA	2026					
	Potencia [MW]			Energía [MWh/Año]	Diferencia (*) [%]	Diferencia (*) [MWh/Año]
	Máx H	Med H	Min H			
0	4,629	3,617	7,076	26.138,27	-	-
1	4,768	3,846	7,325	27.340,36	4,40	1.202,09
2	4,77	3,848	7,327	27.348,46	4,43	1.210,19

\*Valores negativos significan disminución de las pérdidas

Tabla 17 Pérdidas de energía en el STR año 2031

ALTERNATIVA	2031					
	Potencia [MW]			Energía [MWh/Año]	Diferencia (*) [%]	Diferencia (*) [MWh/Año]
	Máx H	Med H	Min H			
0	4,816	3,834	6,767	26.708,62	-	-
1	4,942	4,05	7,008	27.838,30	4,06	1.129,68
2	4,943	4,051	7,01	27.846,63	4,09	1.138,00

\*Valores negativos significan disminución de las pérdidas

Las pérdidas del STR evidencian aumento en las pérdidas de este nivel de tensión, debido a la mayor cantidad de excedentes que fluye a través de las líneas de 110 kV por parte del proyecto.

Por consiguiente, tanto la alternativa 1 como la 2, presentan incrementos en sus pérdidas de hasta 1.202,09 MWh/año y 1.210,19 MWh/año respectivamente, como se evidencia en el año 2026.

- Pérdidas en el SDL

Las pérdidas de energía obtenidas para la red de EPM en el Sistema de Distribución Local, son presentadas en la Tabla 18 y en la Tabla 19 para los años evaluados

Tabla 18 Pérdidas de energía en el SDL año 2026

ALTERNATIVA	2026					
	Potencia [MW]			Energía [MWh/Año]	Diferencia (*) [%]	Diferencia (*) [MWh/Año]
	Máx H	Med H	Min H			
0	1,138	1,068	0,982	6.080,07	-	-
1	1,157	1,089	1,006	6.198,71	1,91	118,64
2	1,132	1,063	0,978	6.050,98	-0,48	-29,08

\*Valores negativos significan disminución de las pérdidas

Tabla 19 Pérdidas de energía en el SDL año 2031

ALTERNATIVA	2031					
	Potencia [MW]			Energía [MWh/Año]	Diferencia (*) [%]	Diferencia (*) [MWh/Año]
	Máx H	Med H	Min H			
0	1,152	1,071	1,041	6.176,60	-	-
1	1,17	1,091	1,065	6.292,79	1,85	116,19
2	1,145	1,065	1,038	6.146,54	-0,49	-30,06

\*Valores negativos significan disminución de las pérdidas

Los resultados para los dos años de estudio muestran que la conexión de los 7,17 MW, genera aumentos en las pérdidas a nivel del SDL, del orden de 118,64 MWh/año mediante la alternativa 1, mientras que la alternativa 2 genera reducciones en las pérdidas de hasta 30,06 MWh/año, debido a que no se ocupa el enlace Línea 12 a diferencia de la alternativa 1 y el mejoramiento en las tensiones del área lo cual reduce la corriente a través de las líneas de este nivel de tensión.

- Pérdidas en la conexión

El análisis de las pérdidas por conexión se realiza considerando la potencia disipada en las líneas que conectan el proyecto de generación a la red desde la subestación Subestación 06 para la alternativa 1 y desde Subestación 11 para la alternativa 2. Los resultados son presentados en la Tabla 20 y en la Tabla 21 , para los años evaluados.

Tabla 20 Pérdidas de energía en la conexión año 2026

ALTERNATIVA	2026			Energía [MWh/Año]	Diferencia [MWh/Año] (Nota 2)
	Potencia [MW] (Nota 1)				
	Máx H	Med H	Min H		
1	0,065	0,062	0,065	360,6	360,6
2	0,11	0,105	0,112	613,29	613,29

Tabla 21 Pérdidas de energía en la conexión año 2031

ALTERNATIVA	2031			Energía [MWh/Año]	Diferencia [MWh/Año] (Nota 2)
	Potencia [MW] (Nota 1)				
	Máx H	Med H	Min H		
1	0,064	0,063	0,064	360,85	360,85
2	0,108	0,106	0,111	612,34	612,34

Se observa que las pérdidas de la alternativa 2 son mayores debido a la longitud de la línea de conexión, la cual es 1,70 veces más larga que la alternativa 1.

- Análisis de cortocircuito

Para el presente análisis se realizan las simulaciones de cortocircuito con la metodología IEC 60909 del 2016 [5], disponible en el software DIGSILENT PowerFactory. Para este procedimiento se considera el aporte de cortocircuito de la totalidad el parque de generación del sistema, con el fin de identificar los niveles máximos en las subestaciones del área de influencia, tanto para la red sin proyecto como para cada una de las alternativas evaluadas.

Tabla 22 Simbología empleada para el análisis de cortocircuito

Símbolo	Descripción	Concepto
$I_{kss}$	Corriente inicial simétrica de cortocircuito	Es el valor eficaz de la corriente simétrica de cortocircuito que perdura una vez terminados todos los fenómenos transitorios
$S_{kss}$	Potencia inicial simétrica de cortocircuito.	Es el valor eficaz de la potencia simétrica de cortocircuito que perdura una vez terminados todos los fenómenos transitorios
$I_p$	Corriente pico de cortocircuito.	Es el máximo valor posible de la corriente simétrica de cortocircuito.

El resumen de las subestaciones más relevantes, para los casos evaluados, se presenta en la Figura 16 y en la Figura 17 mientras que los valores de los niveles



máximos de cortocircuito monofásico y trifásico de las subestaciones del área de influencia se presentan en la Tabla 23 y la Tabla 24 respectivamente. Debido a que se desconocen las capacidades de interrupción de los equipos instalados en algunas de las subestaciones, se recomienda al propietario realizar los análisis respectivos para cada una de estas subestaciones y comprobar que el aumento de los niveles de corriente de cortocircuito no afecte la capacidad de interrupción y comprometa la operación de la red.

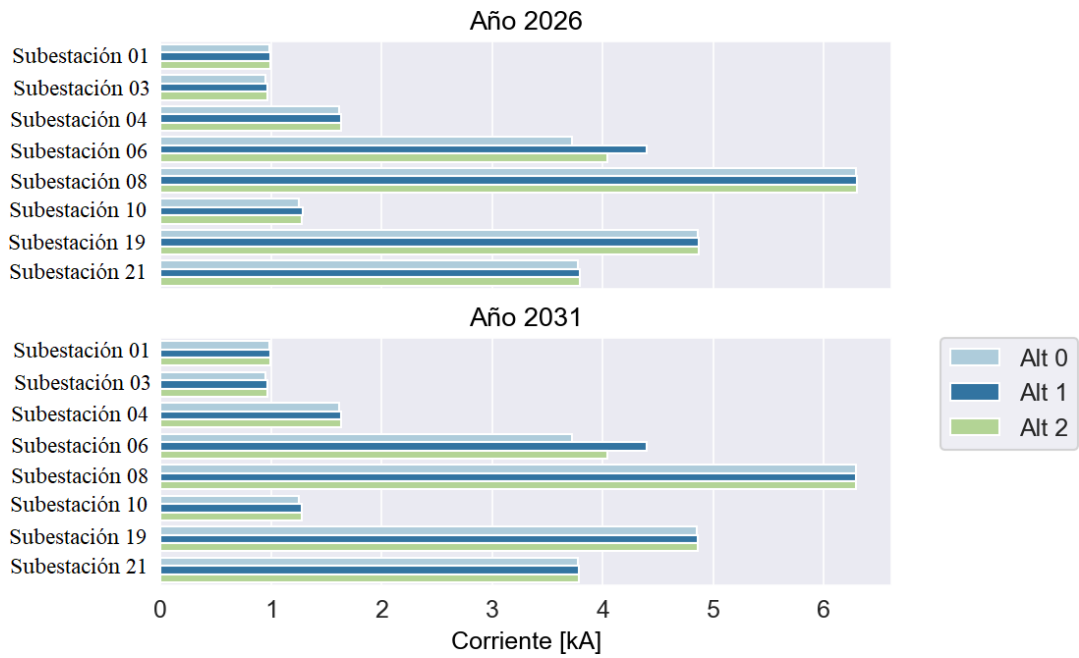


Figura 16 Resumen de cortocircuito monofásico

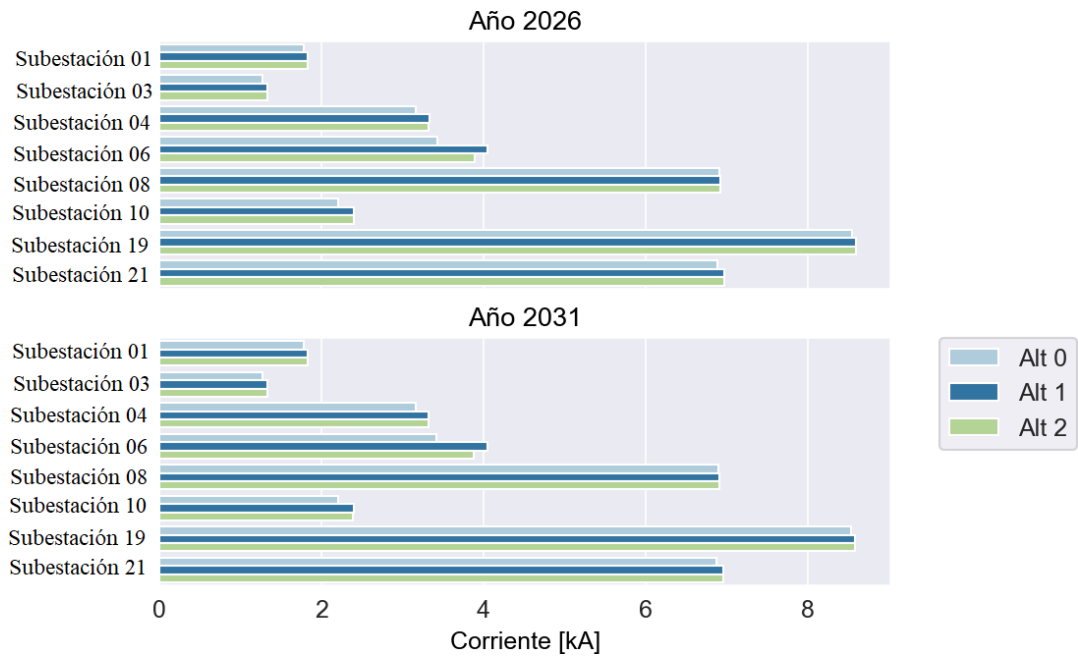


Figura 17 Resumen de cortocircuito trifásico

Tabla 23 Resultados de cortocircuito monofásico

Subestación	Falla 1F - Ikss [kA]										Capacidad [kA]*	
	2026					2031					Alt 2 vs Alt 0	
	Alt 0	Alt 1	Alt 2	Alt 1 vs Alt 0	Alt 2 vs Alt 0	Alt 0	Alt 1	Alt 2	Alt 1 vs Alt 0	Alt 2 vs Alt 0		
Subestación 01	0,98	0,99	0,99	0,01	0,01	0,98	0,99	0,99	0,01	0,01	-	
Subestación 02	0,95	0,96	0,96	0,02	0,02	0,95	0,96	0,96	0,02	0,02	31,50	
Subestación 03	1,40	1,40	1,40	0,00	0,00	1,40	1,40	1,40	0,00	0,00	8,00	
Subestación 04	1,61	1,63	1,63	0,02	0,02	1,61	1,63	1,63	0,02	0,02	40,00	
Subestación 05	4,39	4,46	4,45	0,06	0,06	4,39	4,45	4,45	0,06	0,06	13,10	
Subestación 06	3,72	4,40	4,04	0,68	0,32	3,72	4,40	4,04	0,68	0,32	8,00	
Subestación 07	1,67	1,67	1,67	0,00	0,00	1,67	1,67	1,67	0,00	0,00	8,00	
Subestación 08	6,30	6,30	6,30	0,00	0,00	6,29	6,30	6,30	0,00	0,00	-	
Subestación 09	0,02	0,02	0,02	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,00	0,00	-	
Subestación 10	1,25	1,28	1,28	0,03	0,03	1,25	1,28	1,28	0,03	0,03	40,00	
Subestación 11	4,72	5,29	5,26	0,57	0,54	4,72	5,29	5,26	0,57	0,54	25,00	
Subestación 12	1,36	1,36	1,36	0,00	0,00	1,36	1,36	1,36	0,00	0,00	8,00	
Subestación 13	3,15	3,15	3,15	0,00	0,00	3,15	3,15	3,15	0,00	0,00	25,00	
Subestación 14	5,96	5,96	5,96	0,00	0,00	5,95	5,95	5,95	0,00	0,00	40,00	
Subestación 15	5,88	5,88	5,88	0,00	0,00	5,88	5,88	5,88	0,00	0,00	31,50	
Subestación 16	24,05	24,06	24,06	0,01	0,01	24,01	24,02	24,02	0,01	0,01	40,00	
Subestación 17	17,98	17,99	17,99	0,00	0,00	17,96	17,96	17,96	0,00	0,00	40,00	
Subestación 18	1,23	1,24	1,24	0,00	0,00	1,23	1,24	1,24	0,00	0,00	8,00	
Subestación 19	7,15	7,16	7,16	0,00	0,00	7,15	7,15	7,15	0,00	0,00	9,90	
Subestación 20	4,86	4,87	4,87	0,01	0,01	4,86	4,86	4,86	0,01	0,01	25,00	
Subestación 21	3,78	3,79	3,79	0,01	0,01	3,77	3,79	3,79	0,01	0,01	40,00	
Subestación 22	6,98	6,99	6,99	0,01	0,01	6,98	6,99	6,99	0,01	0,01	16,00	
Subestación 23	4,41	4,41	4,41	0,00	0,00	4,40	4,41	4,41	0,00	0,00	-	
Subestación 24	0,02	0,02	0,02	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,00	0,00	31,50	
Subestación 25	6,94	6,94	6,94	0,00	0,00	6,94	6,94	6,94	0,00	0,00	40,00	
Subestación 26	0,02	0,02	0,02	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,00	0,00	10,70	

Tabla 24 Resultados de cortocircuito trifásico

Subestación	Falla 1F - Ikss [kA]										Capacidad [kA]*
	2026					2031					
	Alt 0	Alt 1	Alt 2	Alt 1 vs Alt 0	Alt 2 vs Alt 0	Alt 0	Alt 1	Alt 2	Alt 1 vs Alt 0	Alt 2 vs Alt 0	
Subestación 01	0,98	0,99	0,99	0,01	0,01	0,98	0,99	0,99	0,01	0,01	-
Subestación 02	0,95	0,96	0,96	0,02	0,02	0,95	0,96	0,96	0,02	0,02	31,50
Subestación 03	1,40	1,40	1,40	0,00	0,00	1,40	1,40	1,40	0,00	0,00	8,00
Subestación 04	1,61	1,63	1,63	0,02	0,02	1,61	1,63	1,63	0,02	0,02	40,00
Subestación 05	4,39	4,46	4,45	0,06	0,06	4,39	4,45	4,45	0,06	0,06	13,10
Subestación 06	3,72	4,40	4,04	0,68	0,32	3,72	4,40	4,04	0,68	0,32	8,00
Subestación 07	1,67	1,67	1,67	0,00	0,00	1,67	1,67	1,67	0,00	0,00	8,00
Subestación 08	6,30	6,30	6,30	0,00	0,00	6,29	6,30	6,30	0,00	0,00	-
Subestación 09	0,02	0,02	0,02	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,00	0,00	-
Subestación 10	1,25	1,28	1,28	0,03	0,03	1,25	1,28	1,28	0,03	0,03	40,00
Subestación 11	4,72	5,29	5,26	0,57	0,54	4,72	5,29	5,26	0,57	0,54	25,00
Subestación 12	1,36	1,36	1,36	0,00	0,00	1,36	1,36	1,36	0,00	0,00	8,00
Subestación 13	3,15	3,15	3,15	0,00	0,00	3,15	3,15	3,15	0,00	0,00	25,00
Subestación 14	5,96	5,96	5,96	0,00	0,00	5,95	5,95	5,95	0,00	0,00	40,00
Subestación 15	5,88	5,88	5,88	0,00	0,00	5,88	5,88	5,88	0,00	0,00	31,50
Subestación 16	24,05	24,06	24,06	0,01	0,01	24,01	24,02	24,02	0,01	0,01	40,00
Subestación 17	17,98	17,99	17,99	0,00	0,00	17,96	17,96	17,96	0,00	0,00	40,00
Subestación 18	1,23	1,24	1,24	0,00	0,00	1,23	1,24	1,24	0,00	0,00	8,00
Subestación 19	7,15	7,16	7,16	0,00	0,00	7,15	7,15	7,15	0,00	0,00	9,90
Subestación 20	4,86	4,87	4,87	0,01	0,01	4,86	4,86	4,86	0,01	0,01	25,00
Subestación 21	3,78	3,79	3,79	0,01	0,01	3,77	3,79	3,79	0,01	0,01	40,00
Subestación 22	6,98	6,99	6,99	0,01	0,01	6,98	6,99	6,99	0,01	0,01	16,00
Subestación 23	4,41	4,41	4,41	0,00	0,00	4,40	4,41	4,41	0,00	0,00	-
Subestación 24	0,02	0,02	0,02	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,00	0,00	31,50
Subestación 25	6,94	6,94	6,94	0,00	0,00	6,94	6,94	6,94	0,00	0,00	40,00
Subestación 26	0,02	0,02	0,02	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,00	0,00	10,70

En la Tabla 23 y Tabla 24 se presentan los resultados obtenidos, los cuales muestran que el mayor incremento para la alternativa 1 se registra en el barraje Subestación 06 con 0,68 kA y 0,63 kA para el cortocircuito monofásico y trifásico respectivamente, ubicando los niveles de corto en valores máximos de hasta 4,40 kA y 4,05 kA en el valor de corto monofásico y trifásico respectivamente.

Ahora bien, con la alternativa 2 se presenta el mayor incremento en los niveles de cortocircuito en la subestación Subestación 11 con 0,54 kA y 0,58 kA para la falla monofásica y trifásica respectivamente, ubicando los niveles de corto en valores máximos de hasta 5,26 kA y 4,35 kA en el cortocircuito monofásico y trifásico respectivamente.

Finalmente, en la Tabla 25, se presentan los valores de cortocircuito medidos en el nodo de alta tensión, los cuales deben ser considerados en los diseños respectivos.

Tabla 25 Niveles de Cortocircuito en Proyecto de 7,17 MW

Subestación	Falla 1F - Ikss [kA]				Falla 3F - Ikss [kA]			
	2026		2031		2026		2031	
	Alt 1	Alt 2	Alt 1	Alt 2	Alt 1	Alt 2	Alt 1	Alt 2
Subestación 06	4,40	-	4,40	-	4,05	-	4,05	-
Subestación 11	-	5,26	-	5,26	-	4,35	-	4,34

De la evaluación de los niveles de cortocircuito se concluye que la barra del proyecto mediante la alternativa 1, obtiene unos niveles de cortocircuito monofásico y trifásico de hasta 4,40 kA y 4,05 kA respectivamente; para la alternativa 2, la subestación del proyecto obtiene un nivel de cortocircuito monofásico y trifásico de hasta 5,26 kA y 4,35 kA respectivamente.

- Análisis de Estabilidad

En los análisis de estabilidad llevados a cabo en el presente informe se verifica el comportamiento en el dominio del tiempo de las variables de interés del sistema ante la ocurrencia de eventos, para lo cual se realizan simulaciones RMS.

Según el código de redes, se define que un sistema de potencia es dinámicamente estable si después de un disturbio en particular, se alcanza una condición de operación admisible en el régimen de estado estacionario [4]. Por este motivo se verifica que las variables monitoreadas en las simulaciones tengan un

amortiguamiento positivo y retornen a un valor final dentro de los límites establecidos.

- Estabilidad Dinámica

A través del análisis de estabilidad dinámica se presenta el comportamiento en el dominio del tiempo de los perfiles de tensión y frecuencia de las subestaciones de la zona, la transferencia de potencia por los principales circuitos y el ángulo del rotor de las máquinas más relevantes del área de influencia, ante las contingencias que se consideran más críticas.

El análisis de estabilidad dinámica se realiza para el año de entrada en operación del proyecto (año 2026), considerando los escenarios de demanda máxima, media y mínima, con despachos de generación hidráulica. Los eventos simulados son presentados en la Tabla 26, para los cuales se realizan fallas en las líneas y en bornes de alta tensión de los transformadores, con despeje de falla y apertura 100 ms después de ocurrido el evento.

Tabla 26 Eventos Estabilidad Dinámica

No.	Elemento	Tipo	Alt. 1	Alt. 2
1	Línea 09	Línea	x	x
2	Línea 08	Línea	x	x
3	Línea 16	Línea	x	x
4	Línea 20	Línea	x	x
4	Línea 23	Línea	x	x
5	PCH 7.17 MW – Subestación 06	Línea	x	
6	PCH 7.17 MW –Subestación 10	Línea		x

De acuerdo con los resultados obtenidos para las alternativas de conexión, se observa que el sistema presenta un comportamiento estable, puesto que las oscilaciones de las variables de potencia y ángulo de las máquinas tienen un comportamiento amortiguado y alcanzando valores fijos en estado estacionario después del despeje de los eventos realizados.

Asimismo, se observa que, ante la desconexión de los 7,17 MW del proyecto, el sistema tiene la capacidad de soportar la salida de este recurso, sin presentar problemas que impliquen la activación de esquemas de deslastre de carga para

mantener la frecuencia del sistema en valores seguros para la operación ya que, para este evento, la variable de control mantiene valores superiores a 59,4 Hz.

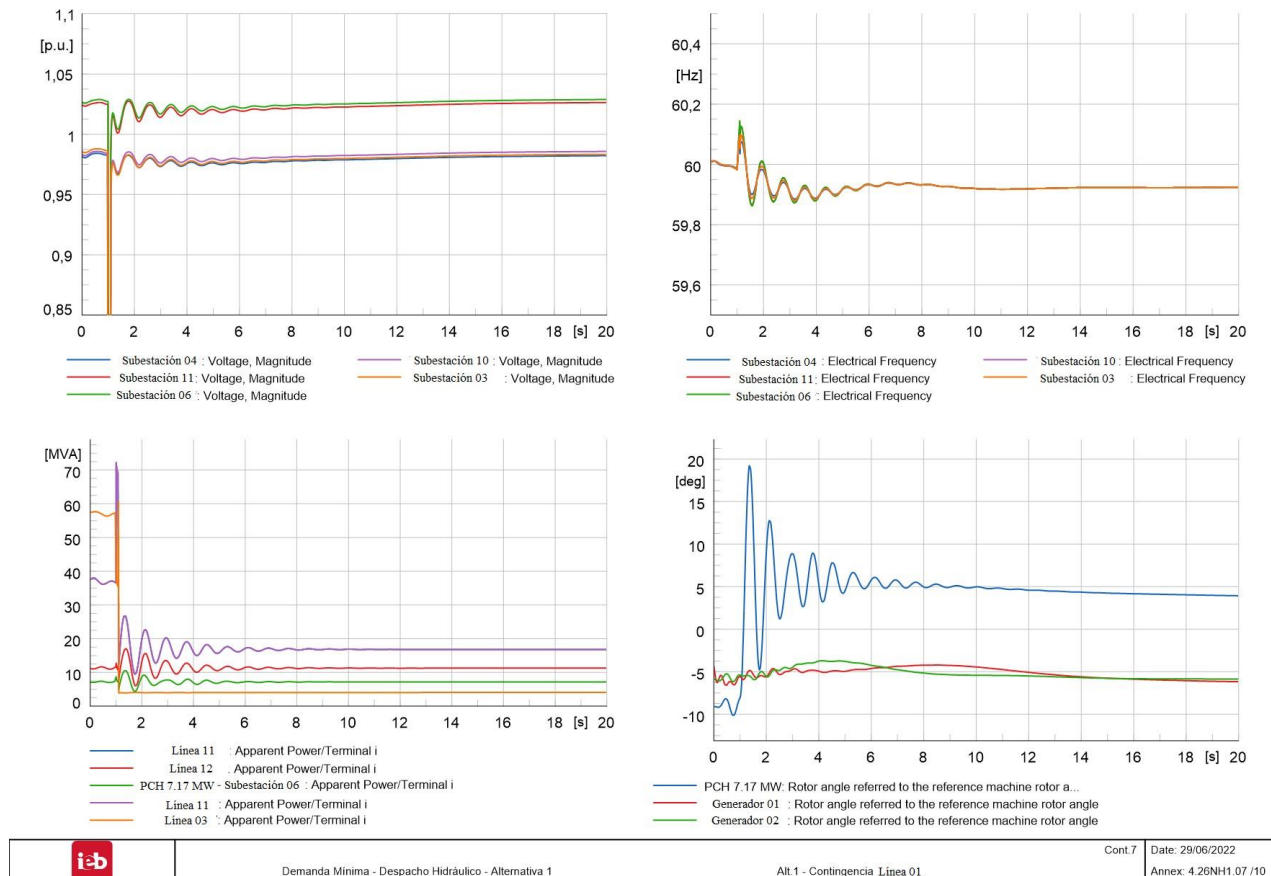


Figura 18 Simulación estabilidad dinámica

- Estabilidad Transitoria

Las simulaciones de estabilidad transitoria se llevan a cabo para los escenarios demanda máxima, media y mínima, con despachos de generación hidráulica de los años 2026 y 2031, los cuales son los de más alta criticidad para el área de influencia del proyecto. En estas simulaciones, se procede a realizar una secuencia de recierre exitoso, de la siguiente manera:

- Falla monofásica franca en terminales de la línea con el mayor aporte de cortocircuito en la subestación de conexión.
- Despeje de falla mediante apertura del elemento, en un tiempo de 115 ms, con el cual se demuestra el tiempo mínimo de despeje, según el código de redes el tiempo mínimo de despeje de una protección principal para ese nivel de tensión es de 10 ms.

- Se observa gráficamente que para el tiempo de despeje 115 ms en tiempo de muestreo de 20 s la maquina llegue a rangos de estabilidad.

Este análisis, sin embargo, debe ser validado en los estudios de coordinación de protecciones necesarios para la puesta en servicio de los proyectos, cuando se tengan información técnica precisa de los equipos de las centrales de generación y líneas de conexión.

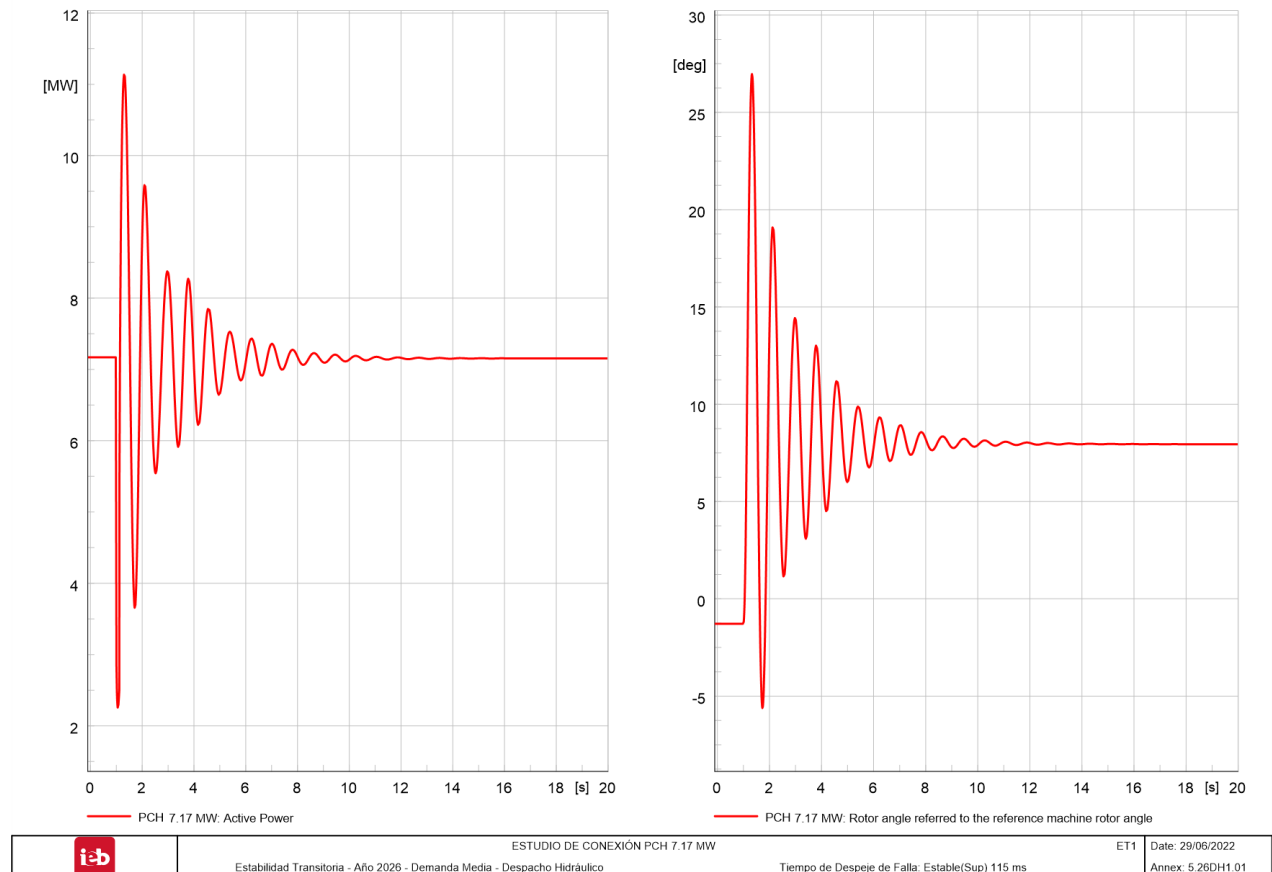


Figura 19 Estabilidad transitoria

- **Análisis Económico**

Considerando 25 años como periodo de retorno de las inversiones, se procede a valorar económicamente la conexión de las alternativas, indicando los costos y beneficios que cada una aporta al sistema.

- **Costo de inversión**

Los costos de inversión se calculan separando los activos de conexión que debe asumir el promotor del proyecto y los activos de uso, que se remuneran mediante cargos por uso. En la Tabla 27 se presenta el resumen de los costos totales para



implementar cada alternativa, los cuales son calculados de acuerdo con las Unidades Constructivas (UC) de la CREG 015 de 2018.

Tabla 27 Costos de uso y de conexión de las alternativas

Alternativa	Uso			Conexión		
	Inversión	AOM	ANE	Inversión	AOM	ANE
1	\$ 222,61	\$ 4,45	\$ 4,45	\$ 3.312,26	\$ 66,25	\$ 66,25
2	\$ 222,61	\$ 4,45	\$ 4,45	\$ 3.994,34	\$ 79,89	\$ 79,89

De la evaluación de costos de inversión se puede observar que, desde el punto de vista del país, las dos alternativas presentan iguales costos ya que las dos subestaciones cuentan con equipamientos y adecuaciones similares. Por otra parte, desde el punto de vista del inversionista, son mayores los costos para la alternativa 2 ya que tiene una línea de conexión de mayor longitud respecto a la alternativa 1.

Tabla 28 Activos de conexión Alternativa 1

Subestación	UC	Descripción	Unidad	Cantidad (km)	Valor Instalado [MCOP]	ANE [MCOP]	AOM [MCOP]	
PCH 7,17 MW	N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión (\$/m2)		71,25	\$ 280,49	\$ 5,61	\$ 5,61	
PCH 7,17 MW	N3S11	Celda de llegada o salida – subestación tipo interior-aire		2	\$ 767,69	\$ 15,35	\$ 15,35	
PCH 7,17 MW	N3P1	Control y protección Bahía de Línea - N3		1	\$ 130,79	\$ 2,62	\$ 2,62	
PCH 7,17 MW	N3P2	Control y protección Bahía de Transformador - N3		1	\$ 130,79	\$ 2,62	\$ 2,62	
PCH 7,17 MW	N3EQ11	Transformador de tensión - N3		6	\$ 52,15	\$ 1,04	\$ 1,04	
PCH 7,17 MW	N0P1	Control subestación Tipo 1 (1-2 Bahías) (\$/bahía)		2	\$ 368,35	\$ 7,37	\$ 7,37	
PCH 7,17 MW	N3S37	Módulo común/bahía - tipo 4 - tipo interior		2	\$ 121,65	\$ 2,43	\$ 2,43	
PCH 7,17 MW	N3EQ1	Equipo de medida - N3		1	\$ 1,58	\$ 0,03	\$ 0,03	
Subestación 06	N3S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla -tipo convencional		1	\$ 384,08	\$ 7,68	\$ 7,68	
Subestación 06	N3P1	Control y protección Bahía de Línea - N3		1	\$ 130,79	\$ 2,62	\$ 2,62	
Subestación 06	N3EQ11	Transformador de tensión - N3		3	\$ 26,07	\$ 0,52	\$ 0,52	
PCH 7,17 MW –Subestación 06	N3L74	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito sencillo - suspensión		24	\$ 474,03	\$ 9,48	\$ 9,48	
PCH 7,17 MW –Subestación 06	N3L75	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito sencillo - retención		11	\$ 265,96	\$ 5,32	\$ 5,32	
PCH 7,17 MW –Subestación 06	N3L124	Cable de Guarda		1	5,06	\$ 27,21	\$ 0,54	\$ 0,54
PCH 7,17 MW –Subestación 06	N3L126	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste		35	\$ 19,36	\$ 0,39	\$ 0,39	
PCH 7,17 MW –Subestación 06	N3L86	km de conductor (3 fases) ACSR 1/0 AWG		1	5,06	\$ 131,30	\$ 2,63	\$ 2,63
				Subtotal [MCOP]	\$ 3.312,26	\$ 66,25	\$ 66,25	
				Total [MCOP]	\$ 3.378,51		\$ 66,25	

Notas:

1. Valores referenciados a May22- IPP Actualizado el 3 de junio de 2022

Tabla 29 Activos de uso Alternativa 1

Subestación	UC	Descripción	Unidad	Cantidad (km)	Valor Instalado [MCOP]	ANE [MCOP]	AOM [MCOP]
Subestación 06	N3S34	Módulo común/bahía - tipo 1 (1 a 3 bahías) tipo convencional o encapsulada exterior	-3		-\$ 500,58	-\$ 10,01	-\$ 10,01
Subestación 06	N3S30	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo convencional - tipo 1	-1		-\$ 92,98	-\$ 1,86	-\$ 1,86
Subestación 06	N3S35	Módulo común/bahía - tipo 2 (4 a 6 bahías) tipo convencional o encapsulada exterior	4		\$ 516,41	\$ 10,33	\$ 10,33
Subestación 06	N3S25	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 2	1		\$ 118,15	\$ 2,36	\$ 2,36
Subestación 06	N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión (\$/m2)	11,25		\$ 44,29	\$ 0,89	\$ 0,89
Subestación 06	N0P2	Control subestación Tipo 2 (3-4 Bahías) (\$/bahía)	1		\$ 137,32	\$ 2,75	\$ 2,75
				Subtotal [MCOP]	\$ 222,61	\$ 4,45	\$ 4,45
				Total [MCOP]	\$ 227,07		\$ 4,45

Tabla 30 Activos de conexión Alternativa 2

Subestación	UC	Descripción	Unidad	Cantidad (o km)	Valor Instalado [MCOP]	ANE [MCOP]	AOM [MCOP]
PCH 7,17 MW	N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión (\$/m2)	71,25		\$ 280,49	\$ 5,61	\$ 5,61
PCH 7,17 MW	N3S11	Celda de llegada o salida - subestación tipo interior- aire	2		\$ 767,69	\$ 15,35	\$ 15,35
PCH 7,17 MW	N3P1	Control y protección Bahía de Línea - N3	1		\$ 130,79	\$ 2,62	\$ 2,62
PCH 7,17 MW	N3P2	Control y protección Bahía de Transformador - N3	1		\$ 130,79	\$ 2,62	\$ 2,62
PCH 7,17 MW	N3EQ11	Transformador de tensión - N3	6		\$ 52,15	\$ 1,04	\$ 1,04
PCH 7,17 MW	N0P1	Control subestación Tipo 1 (1-2 Bahías) (\$/bahía)	2		\$ 368,35	\$ 7,37	\$ 7,37
PCH 7,17 MW	N3S37	Módulo común/bahía - tipo 4 - tipo interior	2		\$ 121,65	\$ 2,43	\$ 2,43
PCH 7,17 MW	N3EQ1	Equipo de medida - N3	1		\$ 1,58	\$ 0,03	\$ 0,03
Subestación 10	N3S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla -tipo convencional	1		\$ 384,08	\$ 7,68	\$ 7,68

Subestación	UC	Descripción	Unidad	Cantidad (o km)	Valor Instalado [MCOP]	ANE [MCOP]	AOM [MCOP]
Subestación 10	N3P1	Control y protección Bahía de Línea - N3	1		\$ 130,79	\$ 2,62	\$ 2,62
Subestación 10	N3EQ11	Transformador de tensión - N3	3		\$ 26,07	\$ 0,52	\$ 0,52
PCH 7,17 MW –Subestación 06	N3L74	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito sencillo - suspensión	41		\$ 809,80	\$ 16,20	\$ 16,20
PCH 7,17 MW –Subestación 06	N3L75	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito sencillo - retención	18		\$ 435,20	\$ 8,70	\$ 8,70
PCH 7,17 MW –Subestación 06	N3L124	Cable de Guarda	1	8,58	\$ 46,13	\$ 0,92	\$ 0,92
PCH 7,17 MW –Subestación 06	N3L126	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	59		\$ 32,64	\$ 0,65	\$ 0,65
PCH 7,17 MW –Subestación 06	N3L88	km de conductor (3 fases) ACSR 3/0 AWG	1	8,58	\$ 276,15	\$ 5,52	\$ 5,52
				Subtotal [MCOP]	\$ 3.994,34	\$ 79,89	\$ 79,89
				Total [MCOP]	\$ 4.074,22		\$ 79,89

Notas:

1. Valores referenciados a May22- IPP Actualizado el 3 de junio de 2022

Tabla 31 Activos de uso Alternativa 2

Subestación	UC	Descripción	Unidad	Cantidad ( km)	Valor Instalado [MCOP]	ANE [MCOP]	AOM [MCOP]
Subestación 10	N3S34	Módulo común/bahía - tipo 1 (1 a 3 bahías) tipo convencional o encapsulada exterior	-3		-\$ 500,58	-\$ 10,01	-\$ 10,01
Subestación 10	N3S30	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo convencional - tipo 1	-1		-\$ 92,98	-\$ 1,86	-\$ 1,86
Subestación 10	N3S35	Módulo común/bahía - tipo 2 (4 a 6 bahías) tipo convencional o encapsulada exterior	4		\$ 516,41	\$ 10,33	\$ 10,33
Subestación 10	N3S25	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 2	1		\$ 118,15	\$ 2,36	\$ 2,36
Subestación 10	N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión (\$/m2)	11,25		\$ 44,29	\$ 0,89	\$ 0,89
Subestación 10	N0P2	Control subestación Tipo 2 (3-4 Bahías) (\$/bahía)	1		\$ 137,32	\$ 2,75	\$ 2,75
				Subtotal [MCOP]	\$ 222,61	\$ 4,45	\$ 4,45
				Total [MCOP]	\$ 227,07		\$ 4,45

Notas:

1. Valores referenciados a May22- IPP Actualizado el 3 de junio de 2022

- Flujo de Caja y Relación B/C país

Se realiza el flujo de caja teniendo en cuenta los costos y beneficios que se remuneran mediante cargos por uso (Inversión, AOM), pérdidas en el STN, STR y SDL y operación del sistema por despacho de la energía; con ellos se calculan los flujos de caja descontados anualmente. Posteriormente, se trae a valor presente neto la suma de todos los costos y beneficios y se calcula la relación para el país. Esta información se consigna en la Tabla 32

Tabla 32 Flujo de caja país – MCOP mayo de 2022

Alt.	(MCOP\$ May 22)						Relación B/C
	Inversión Uso	AOM Uso	Pérdidas STN	Pérdidas STR	Pérdidas SDL	Operación	
1	-227,07	-34,7	-3.360,15	-2.487,25	-278,3	97.055,73	15,2
2	-227,07	-34,7	-3.376,66	-2.504,83	70,24	97.055,73	15,8

Como se observa, para ambas alternativas se obtiene una relación B/C país superior a 1,0, siendo 15,20 para la alternativa 1 y 15,80 para la alternativa 2. Los resultados muestran que en ambas alternativas los costos en que incurriría el país se pagan con los beneficios que genera la conexión del proyecto al sistema. Por otra parte, debido a que las pérdidas en el SDL son un beneficio para la alternativa 2 entonces el B/C es mayor con respecto a la alternativa 1.

- Costo de Inversionista

Se procede a realizar una evaluación del proyecto desde el punto de vista del promotor, para lo cual se verifican todos los costos generados por activos de conexión (inversión, AOM y pérdidas); posteriormente se trae a valor presente neto la suma de todos estos costos y se comparan.

En la Tabla 33 se consigna la información relacionada

Tabla 33 Costos inversionistas– MCOP Mayo de 2022

Alt.	VPN INVERSIONISTA MCOP			Total
	Inversión	AOM	Pérdidas	
1	-\$ 3.378,51	-\$ 516,34	-\$ 660,41	-\$ 4.555,27
2	-\$ 4.074,22	-\$ 622,67	-\$ 1.121,85	-\$ 5.818,75

De la Tabla 33 se observa que la alternativa 1 presenta un costo de 4.555,27 MCOP, mientras que para la alternativa 2 tiene un costo por este concepto de 5.818,75 MCOP, el costo entre las alternativas difiere en 1.337,13 MCOP debido a la longitud del circuito considerado para la alternativa 2, que es 1,70 veces más larga que la línea de conexión del proyecto hacia Subestación 06.

## VI. CONCLUSIONES

- Análisis de flujo de carga

Los resultados obtenidos del flujo de carga muestran que la conexión del proyecto 7,17 MW al SIN presenta un desempeño técnico, en condiciones normales de operación, favorable, mediante cualquiera de las alternativas de conexión, para los escenarios evaluados de los dos años de estudio (2026 y 2031). En todos los casos, las tensiones en las subestaciones de la zona de influencia se encuentran dentro de los rangos establecidos por la regulación. No obstante, la red presenta sobrecargas en CNOP conocidas por el transmisor para la línea 13 de hasta 108,01 % en el escenario de demanda mínima de ambos años evaluados, debido a la criticidad del escenario simulado.

Por otro lado, en el análisis de contingencias, se evidencia que en el escenario de demanda mínima para ambos años de estudio 2026 y 2031, la línea 15 frente a la contingencia en la línea 07 está presentando niveles de sobrecarga de hasta 105,88 %. Se advierte que este nivel de ocupación está por fuera de los límites de emergencias operativos (3,00% por 30 min), sin embargo, es una condición propia de la red, debido a la criticidad del escenario, para los demás elementos del área ante contingencias sencillas, cuentan con buenos márgenes de capacidad para el transporte de potencia a través de ellos.

Teniendo en cuenta lo anterior, se concluye que el sistema tiene un buen comportamiento en los niveles de tensión con la entrada del proyecto mediante cualquiera de las dos alternativas, además, mencionar que las variaciones de cargabilidad en la línea 13 con la entrada del proyecto son mínimos.

- Análisis de pérdidas

El análisis de pérdidas del STN y el STR evidencian que el ingreso del proyecto aumenta las pérdidas debido a los excedentes de potencia originados por el proyecto que aumentan el porcentaje de ocupación de los enlaces que atraviesa la nueva energía.

Luego, como la conexión del proyecto se da en el SDL, las pérdidas en este aumentan en la alternativa 1 debido a los excedentes de potencia originados por el proyecto, los cuales aumentan el porcentaje de ocupación de la línea 26. Por otra parte, con la alternativa 2 se observa una disminución en las pérdidas de este nivel de tensión, debido a que no se ocupa la línea 26 y al mejoramiento en las tensiones del área lo cual reduce la corriente a través de las líneas de este nivel de tensión.



En cuanto a las pérdidas de conexión se evidencia que, entre las alternativas evaluadas, la conexión a Subestación 11 presenta los mayores valores, ya que, la longitud del enlace con respecto a la alternativa 1 es 1,70 veces más larga y, por tanto, las pérdidas son proporcionales a esa relación.

- Análisis de Cortocircuito

El análisis de cortocircuito permite verificar que con el ingreso del proyecto se incrementan los niveles de cortocircuito principalmente en la subestación Subestación 06, la cual aumenta 0,68 kA más en su cortocircuito monofásico y 0,63 kA más en su cortocircuito trifásico.

Además, con la alternativa 2, la subestación Subestación 11, evidencia aumentos en sus niveles de cortocircuito monofásico y trifásico de 0,54 kA y 0,58 kA respectivamente.

Con respecto a la subestación del proyecto, mediante la alternativa 1 se tendría un nivel máximo de cortocircuito de 4,40 kA y para la alternativa 2 de 5,26 kA. Estos valores, son medidos en el nodo de alta tensión y deben ser considerados en los diseños respectivos.

Se recomienda al propietario y a EPM realizar las verificaciones pertinentes para asegurar que el incremento de los niveles de corriente de cortocircuito no supere la capacidad de interrupción de los equipos y comprometa la operación de la red.

- Análisis de estabilidad

Las simulaciones de estabilidad transitoria y dinámica llevadas a cabo muestran que la conexión del proyecto mediante las alternativas evaluadas no afecta negativamente la estabilidad del sistema. Esto se concluye debido a que, las variables de tensión, frecuencia, ángulo y potencia monitoreadas, poseen un comportamiento amortiguado y dentro de los rangos tolerables y establecidos en la regulación.

- Análisis económico

Al evaluar tantos los beneficios como los costos del país por la conexión del proyecto, mediante cualquiera de las alternativas, se observa que mediante las dos alternativas los costos son absorbidos por los beneficios totales calculados en un periodo de 25 años. La alternativa 1 presenta un B/C de 15,20 y la alternativa 2 de 15,80 con una diferencia basada en las pérdidas del SDL.

Por último, en cuanto a las inversiones asociadas a la conexión del proyecto y a cargo del promotor, la alternativa 1 presenta el menor costo con 4.555,27 MCOP, mientras que la alternativa 2 alcanza un costo para el inversionista de 5.818,75 MCOP. La diferencia entre estas se debe a la línea de

conexión de la alternativa 2, la cual es 1,70 veces más larga que la necesaria para conectar a Proyecto 7,17 MW con Subestación 06.

---

## VII. REFERENCIAS

- [1] U. d. p. M. E. UPME, *Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia*, Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 2021.
- [2] Gas, Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Resolución 025 de 1995*, vol. Código de Redes, Santafé de Bogotá D.C.: Publicada en el Diario Oficial No.41.937 del 24 de julio de 1995, 1995.
- [3] Ministerio de Minas y Energía Colombia, *Resolución 40193 del 10 de julio de 2020*, Bogotá DC, 2020.
- [4] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Resolución 025 de 1995*, vol. Código de Redes, Santafé de Bogotá D.C.: Publicada en el Diario Oficial No.41.937 del 24 de julio de 1995, 1995.
- [5] IEC 60909, Short-circuit currents in three-phase a.c. systems, January 2019.