



**Apoyo en la elaboración de estudios de conexión: Estudio de conexión de Parque Solar de  
60 MW**

Autor

Vladimir Alvarez Gaviria

Informe de práctica para optar al título de: Ingeniero Electricista

Asesores

Jaime Alejandro Valencia V., Doctor (PhD) en Ingeniería Eléctrica

Natalia Molina Ramirez, Especialista (Esp) en Mercados de Energía

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica

Ingeniería Eléctrica

Medellín

2022

Cita	Alvarez Gaviria [1]
<b>Referencia</b> Estilo IEEE (2020)	[1] V. Alvarez Gaviria, "Apoyo en la elaboración de estudios de conexión: Estudio de conexión de un Parque Solar de 60 MW", Trabajo de grado profesional, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Medellín, Antioquia, Colombia, 2022.



**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:** Jesús Francisco Vargas Bonilla.

**Jefe departamento:** Noé 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**

Especial dedicatoria a mis padres, Ruth Marleny Gaviria y Omar Alonso Alvarez, por todo su apoyo en este extenso proceso para conseguir mi título profesional.

## **Agradecimientos**

Agradezco a mis compañeros de pregrado que fueron un apoyo importante, a los líderes del área de Estudios Eléctricos de la empresa, Natalia Molina y Mario Restrepo, así como a la empresa misma, Ingeniería Especializada S.A., y a todos aquellos compañeros de trabajo y colaboradores que de una forma u otra me aportaron y me apoyaron para hacer realidad este sueño de ser un ingeniero electricista; también a aquellos docentes de la carrera que le pusieron amor y vocación a su oficio y me enseñaron a apasionarme por esta disciplina, especialmente a Noe Alejandro Mesa y Hector Alberto Tamayo que, además de docentes, fueron guías y consejeros. Agradezco a la Universidad de Antioquia por haberme dado la oportunidad de alcanzar algunas de mis metas de vida y formarme personal y profesionalmente. Por último, agradezco al Dios vivo y verdadero que nunca me desamparó en el proceso y su amor me ha hecho un hombre fervoroso, me ha dado esperanza y una razón de vida.

## TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	4
ABSTRACT	5
I. INTRODUCCIÓN	6
II. OBJETIVOS	7
Objetivo general	7
Objetivos específicos	7
III. MARCO TEÓRICO	8
Calidad	8
Seguridad	8
IV. METODOLOGÍA	11
V. RESULTADOS	13
1. Descripción del proyecto	13
2. Análisis técnico	16
3. Análisis económico de las alternativas	47
VI. ANÁLISIS	51
VII. CONCLUSIONES	52
REFERENCIAS	53

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características principales del proyecto	13
Tabla 2. Resumen de contingencias	16
Tabla 3. Tensiones [p.u.] en barras – Caso Sin Proyecto	18
Tabla 4. Cargabilidad [%] de los Elementos – Caso Sin Proyecto	19
Tabla 5. Tensiones [p.u.] en barras – Alternativa 1	23
Tabla 6. Cargabilidad [%] de los Elementos - Alternativa 1	23
Tabla 7. Tensiones [p.u.] en barras – Alternativa 2	28
Tabla 8. Cargabilidad [%] de los Elementos - Alternativa 2	28
Tabla 9. Pérdidas de energía en el STN – 2025	31
Tabla 10. Pérdidas de energía en el STN – 2030	31
Tabla 11. Pérdidas de energía en el STR – 2025	32
Tabla 12. Pérdidas de energía en el STR – 2030	32
Tabla 13. Pérdidas de energía en la conexión – Año 2025	32
Tabla 14. Pérdidas de energía en la conexión – Año 2025	32
Tabla 15. Simbología empleada para el análisis de cortocircuito	33
Tabla 16. Resultados de cortocircuito monofásico	36
Tabla 17. Resultados de cortocircuito trifásico	37
Tabla 18. Niveles de Cortocircuito en Planta Solar de 60 MW	38
Tabla 19. Eventos Estabilidad Dinámica	39
Tabla 20. Eventos Estabilidad Dinámica	44
Tabla 21. Índices de actualización de costos	47
Tabla 22. Costos de Uso y de Conexión de las alternativas – MCOP	47
Tabla 23. Valoración de las pérdidas en el STN – MCOP	48
Tabla 24. Valoración de las pérdidas en el STR – MCOP	48
Tabla 25. Valoración de las pérdidas en la Conexión – MCOP	48
Tabla 26. Beneficios del proyecto Planta Solar – 60 MW	49
Tabla 27. Flujo de caja país – MCOP	50
Tabla 28. Costos inversionista – MCOP	50

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Metodología para el desarrollo de estudios de conexión	12
Figura 2. Localización geográfica del proyecto	14
Figura 3. Unifilar Alternativa 1, conexión a la Subestación 1 en 115 kV	15
Figura 4. Unifilar Alternativa 2, conexión a la Subestación 2 en 115 kV	15
Figura 5. Resumen de tensiones en CNOP – Caso Sin Proyecto	17
Figura 6. Máximas cargabilidades en CNOP – Caso Sin Proyecto	18
Figura 7. Máximas cargabilidades ante contingencias – Caso Sin Proyecto	20
Figura 8. Resumen de tensiones en CNOP – Alternativa 1	21
Figura 9. Máximas cargabilidades en CNOP – Alternativa 1	22
Figura 10. Máximas variaciones en la cargabilidad – Alternativa 1	22
Figura 11. Máximas cargabilidades ante contingencias – Alternativa 1	25
Figura 12. Resumen de tensiones en CNOP – Alternativa 2	26
Figura 13. Máximas cargabilidades en CNOP – Alternativa 2	27
Figura 14. Máximas variaciones en la cargabilidad – Alternativa 2	27
Figura 15. Máximas cargabilidades ante contingencias – Alternativa 2	30
Figura 16. Resumen de cortocircuito monofásico	34
Figura 17. Resumen de cortocircuito trifásico	35
Figura 18. Respuesta del sistema ante eventos de falla en escenario de DH para la Alternativa 1.	40
Figura 19. Respuesta del sistema ante eventos de falla en escenario de DT para la Alternativa 1.	41
Figura 20. Respuesta del sistema ante eventos de falla en escenario de DH para la Alternativa 2.	42
Figura 21. Respuesta del sistema ante eventos de falla en escenario de DT para la Alternativa 2.	43
Figura 22. Respuesta del inversor ante evento de falla sobre Línea AJ	46
Figura 23. Formación del precio en bolsa (Fuente: XM)	49

## SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

<b>UPME</b>	Unidad de Planeación Minero Energética
<b>CREG</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<b>CND</b>	Centro Nacional de Despacho
<b>CNOP</b>	Condición Normal de Operación
<b>ANE</b>	Activos No Eléctricos
<b>AOM</b>	Administración, Operación y Mantenimiento
<b>B/C</b>	Relación Beneficio Costo
<b>UC</b>	Unidad Constructiva
<b>N-1</b>	Contingencia Sencilla
<b>OR</b>	Operador de Red
<b>SIN</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>STN</b>	Sistema de Transmisión Nacional
<b>STR</b>	Sistema de Transmisión Regional
<b>SDL</b>	Sistema de Distribución Local
<b>IPP</b>	Índice de Precios del Productor
<b>IEB</b>	Ingeniería Especializada S.A.
<b>DT</b>	Demanda media con despacho Térmico
<b>DH</b>	Demanda media con despacho Hidráulico
<b>LVRT</b>	Low Voltage Ride Through
<b>HVRT</b>	High Voltage Ride Through
<b>EE</b>	Estudios Eléctricos
<b>PV</b>	Photovoltaic

---

## RESUMEN

En el presente informe se planea conectar un proyecto fotovoltaico de 60 MW al SIN. Para la conexión del proyecto solar se analizaron 2 alternativas en el horizonte 2025 y 2030:

Alternativa 1: Conexión de la planta a la Subestación 1 en 115 kV, mediante un circuito sencillo de 5,35 km.

Alternativa 2: Conexión de la planta a la Subestación 2 en 115 kV, mediante un circuito sencillo de 79,25 km.

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

Los resultados obtenidos del flujo de carga muestran que la conexión del parque solar al SIN presenta un buen desempeño técnico mediante cualquiera de las alternativas de conexión en los dos años de estudio para todos los escenarios evaluados, en condiciones normales de operación.

Por otra parte, de los análisis de contingencias N-1, se encuentra que ante la salida de los elementos Transformador A, Línea A y Línea C, se generan sobrecargas tanto en el Caso Base como en la conexión de la Alternativa 1 y la Alternativa 2. La condición evidenciada es propia de la red y asociada a las condiciones de demanda esperadas en el sistema.

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 es mejor que la Alternativa 2, ya que tiene una relación B/C mayor y los costos de inversión son menores.

***Palabras clave* — Circuito sencillo, costo marginal, flujo de carga, cargabilidad, estabilidad, contingencia n-1, promotor.**



---

## ABSTRACT

This report studies the connection of a 60 MW PV Project to the SIN (Sistema Interconectado Nacional). For the connection of the solar project, two alternatives are analyzed in the horizon of 2025 and 2030.

Alternative 1: Connection of the plant to the Substation 1 in 115 kV, through a simple circuit of 5,35 km.

Alternative 2: Connection of the plant to the Substation 2 in 115 kV, through a simple circuit of 79,25 km.

For the proposed alternatives, simulations like load flow, shortcircuit, dynamic and transient stability, and economic evaluation are performed.

The results obtained from the load flow shows that the connection of the solar park to the SIN presents a good technical performance in the two years of study and for all the scenarios evaluated, under normal operating conditions.

On the other hand, from the N-1 contingencies analysis, it can be seen that after the outage of the Transformer A, Line A and Line C, overloads are generated both in the base case and with the connection of Alternative 1 and Alternative 2. This condition is associated to the load conditions expected in the system.

The technical analysis of shortcircuit and stability, show that with the entrance of the PV plant through any alternative, and during the occurrence of any of the simulated events, the system presents an adequate behavior, keeping its variables within acceptable ranges, both in a stable and transient state.

The economic evaluation results show that the Alternative 1 is better than the Alternative 2, because it has a higher B/C ratio and the investment costs are lower.

**Keywords** — Simple circuit, marginal cost, load flow, cargability, stability, contingency N-1, promoter.

---

## I. INTRODUCCIÓN

Actualmente la UPME hace frente a las circunstancias energéticas que inquietan a las industrias y creciente demanda dentro del territorio. La transición energética es una realidad que compete directamente a todos los pertenecientes a la rama de la ingeniería e indirectamente al resto de personas que habitan en el mundo, siendo los ingenieros uno de los bastiones que tiene la humanidad para enfrentar el cambio climático y los retos medioambientales que ello acarrea. Es así como la ingeniería eléctrica, desde los avances tecnológicos e ingenieriles, busca mitigar el impacto medioambiental que representa la búsqueda de nuevas fuentes de generación de energía eléctrica. La UPME es la institución que administra la matriz energética de toda la nación y, junto a la CREG, se encarga de establecer las condiciones para que un nuevo activo entre en operación. Estos potenciales agentes que desean entrar al Sistema Interconectado Nacional deben presentar un informe detallado de conexión ante la UPME para que dicho organismo decida si el activo puede, o no, acceder a la matriz energética, cumpliendo con todos los requerimientos de calidad, seguridad y confiabilidad en el servicio de energía.

Esto se hace desarrollando un estudio que incluye un análisis técnico mediante simulaciones en DIgSILENT PowerFactory, teniendo en cuenta los parámetros de calidad del servicio definidos en el Código de Redes [1], y un análisis económico teniendo en cuenta los costos que acarrearán los futuros proyectos, así como sus beneficios (disminución de pérdidas, desplazamiento del costo marginal de energía, etc.) para el país.

El área de Estudios Eléctricos de IEB es responsable de la elaboración de gran cantidad de estos estudios de conexión, para los cuales se evalúan seis condiciones puntuales de gran relevancia para la UPME como lo son el análisis de flujo de potencia, estudio de cortocircuito, el análisis de estabilidad dinámica y estabilidad transitoria, pérdidas y, finalmente, el estudio de los costos monetarios asociados a la entrada en operación de dicho agente.

## II. OBJETIVOS

### *Objetivo general*

Apoyar el análisis técnico-económico del impacto de la conexión de un parque solar de 60 MW, recomendando una de las alternativas evaluadas.

### *Objetivos específicos*

- Estudiar las normas implicadas en la elaboración del proyecto.
- Apoyar en la actualización de la base de datos elaborada en el software DIgSILENT, incluyendo los cambios, presentes y futuros, presentados por el operador de red.
- Operar el software DIgSILENT PowerFactory para familiarizarse con el manejo de sus DPLs, haciendo eficaz el apoyo en la realización de los estudios técnicos.
- Coadyuvar con la realización del análisis de cargabilidad, estabilidad y pérdidas del sistema. Dicho análisis debe realizarse velando por el cumplimiento de las normas regulatorias y acotarse en un horizonte de estudio definido.
- Asistir en la realización de los estudios económicos y financieros asociados tanto al proyecto como al SIN.

### III. MARCO TEÓRICO

Para realizar los estudios técnicos se tienen en cuenta los criterios definidos por el código de redes CREG 025 de 1995 [1], en particular los códigos de operación y de planeamiento.

#### *Calidad*

- En estado estacionario, las tensiones en barras deben estar acotadas entre 0,9 p.u. y 1,1 p.u. para sistemas de 110 kV, 115 kV, 220kV y 230 kV; para barras a 500 kV la cota superior será de 1,05 p.u.
- La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad.
- La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de tensión de operación con respecto al nominal del equipo.
- En el mediano y largo plazo no se permiten sobrecargas permanentes. En el corto y muy corto plazo se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo a la duración de la misma sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir la vida útil de los mismos.

#### *Seguridad*

- El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 220 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
- El sistema debe permanecer estable bajo una falla monofásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 500 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
- Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0,8 p.u. por más de 700 ms.

Para determinar los costos de inversión de los proyectos, se toma como base las UCs definidas en las Resoluciones CREG 015 de 2018 [2] y CREG 011 de 2009 [3]. Las unidades constructivas son los elementos estándar que conforman típicamente un sistema eléctrico, destinados al transporte o supervisión de la energía, y la supervisión y control de los activos y para la cuales la CREG ha definido costos de referencia.

La elaboración de un estudio de conexión debe contener los siguientes análisis técnicos y económicos: flujo de potencia o de carga, análisis de pérdidas en el STN, STR y SDL (de acuerdo al nivel de tensión de la conexión analizada), cortocircuito, estabilidad y análisis económico.

- **Flujo de potencia o de carga:** Consiste en estudiar las tensiones en las barras y cargabilidades de los elementos del sistema, tanto para el año de entrada en operación del activo como sus años posteriores, en los elementos que respectan a su área de influencia, en diversos escenarios operativos y alternativas de conexión, con el fin de determinar el impacto de la incorporación del recurso en la operación del sistema. Este análisis se realiza con el módulo de flujo de carga del software DIGSILENT PowerFactory.
- **Cortocircuito:** Se calculan las corrientes de cortocircuito sobre las barras, tanto del proyecto como del área de influencia, para conocer cómo influye la incorporación del activo en el sistema sobre los niveles medidos ante este fenómeno. Se analizan las dos condiciones más críticas de cortocircuito en los sistemas eléctricos como lo son la corriente de cortocircuito monofásico y trifásico. Este análisis se realiza en el software DIGSILENT PowerFactory, el cual se apoya en la norma IEC 60909 del 2001 [4].
- **Estabilidad:** Se estudia el comportamiento del sistema desde dos perspectivas: Estabilidad Transitoria y Estabilidad Dinámica. La primera, busca determinar los tiempos críticos de despeje de fallas y el comportamiento de los inversores de los proyectos FNCE ante fallas en el sistema, con el fin de determinar el cumplimiento de los criterios establecidos en la normatividad vigente. La segunda consiste en observar la respuesta dinámica de la tensión, la frecuencia y la potencia en las subestaciones que se encuentran en el área de influencia del proyecto, ante eventos de falla en la red.
- **Pérdidas:** Este análisis evalúa las pérdidas generadas en el sistema y su variación dada la entrada del proyecto, en condiciones normales de operación y para cada una de las alternativas de conexión. Este análisis se hace, principalmente, para el STN, STR y SDL y se entrega en valores de MegaWattthora sobre año (MWh/año) para cada año en cuestión.
- **Evaluación Económica:** Es el estudio donde se determina la relación costo-beneficio para cada alternativa del proyecto con el fin de conocer su viabilidad de implementación, planteando flujos de caja proyectados a un periodo de tiempo de vida

medio de cada proyecto, que corresponde a 25 años, discriminando los costos de inversión por activos de uso (aquellos costos asociados a los activos requeridos en el sistema) y los costos AOM. Adicionalmente, se incluyen los costos o beneficios derivados del impacto que genere el proyecto por variación de las pérdidas del sistema y de la confiabilidad, añadiendo además los beneficios que se obtienen por la incorporación de un nuevo recurso de generación en la red, asociados a la disminución del cargo G.

#### IV. METODOLOGÍA

Partiendo del modelo eléctrico del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de las opciones de conexión del proyecto, se realiza la evaluación técnica de este bajo diferentes análisis eléctricos en el software DIgSILENT PowerFactory 2022: flujo de carga, cortocircuito y estabilidad del sistema. Adicionalmente, se realiza un análisis económico que incluye estimación del costo de la inversión, evaluación energética (variación en el costo marginal de la operación y beneficio por reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero), valoración económica del impacto de la conexión en las pérdidas y en la confiabilidad del sistema, para finalmente calcular el flujo de caja proyectado a 25 años y determinar la favorabilidad de la conexión, mediante el indicador de B/C.

El desarrollo de las actividades comienza con la recepción de la información técnica del proyecto, la cual se procesa en conjunto con la información del SIN (demanda, obras de expansión de generación y transmisión, entre otros) para generar el modelo de simulación. La información recibida por parte del promotor del proyecto se utiliza para incluir este en la red ya parametrizada y determinar las alternativas de conexión a evaluar. Para las opciones de conexión definidas, se estudia la viabilidad técnica (eléctrica) a través del análisis de flujo de carga, mediante el cual se evalúa el desempeño de la red bajo condiciones normales de operación y de contingencia en elementos del área de influencia del proyecto (criterio de confiabilidad N-1), utilizando el módulo de flujo de carga del programa DIgSILENT PowerFactory como herramienta de análisis. Asimismo, a partir de los resultados de los flujos de carga en condiciones normales de operación, se calcula el impacto de las pérdidas del sistema modelado con la conexión del proyecto para cada una de las alternativas evaluadas, comparando respecto a los valores obtenidos para el caso base.

Seguido a esto, se evalúan los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico máximos, en las subestaciones del área de influencia del proyecto para la red modelada en el caso base y con las alternativas de conexión seleccionadas. La herramienta que se utiliza es el módulo de cortocircuito del programa DIgSILENT PowerFactory, empleando la metodología de la Norma IEC 60909 de 2016 [4].

Finalmente, se desarrollan simulaciones RMS de estabilidad dinámica y transitoria en secuencia positiva, las cuales consideran los eventos más severos identificados desde los análisis de flujo de carga. Estas simulaciones verifican la estabilidad de las variables de control de los

elementos ubicados en el área de influencia del proyecto y son desarrolladas con el módulo de Estabilidad (RMS) disponible en el software DIGSILENT PowerFactory.

En caso de no presentar viabilidad técnica en función de los resultados obtenidos, se determinan los refuerzos en la red y obras necesarias que requieren las alternativas para su incorporación al SIN o se replantean las mismas.

Una vez se establece la viabilidad técnica de las alternativas, se procede a determinar el costo estimado de la inversión inicial, 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 las pérdidas del sistema y en la energía no suministrada a causa del ingreso del proyecto. Adicionalmente, se realiza un análisis de los beneficios energéticos relacionados con la puesta en servicio del proyecto, empleando una herramienta desarrollada por IEB. Esta evalúa la disminución del cargo G debido al desplazamiento de recursos de mayor precio.

Todos estos valores constituyen el insumo para calcular el flujo de caja estimado a 25 años con el que se determina el indicador de relación beneficio costo de las alternativas analizadas. En función de los análisis técnicos y económicos, se define la alternativa a recomendar.

En la Figura 1 se resume la metodología empleada para el desarrollo del estudio.

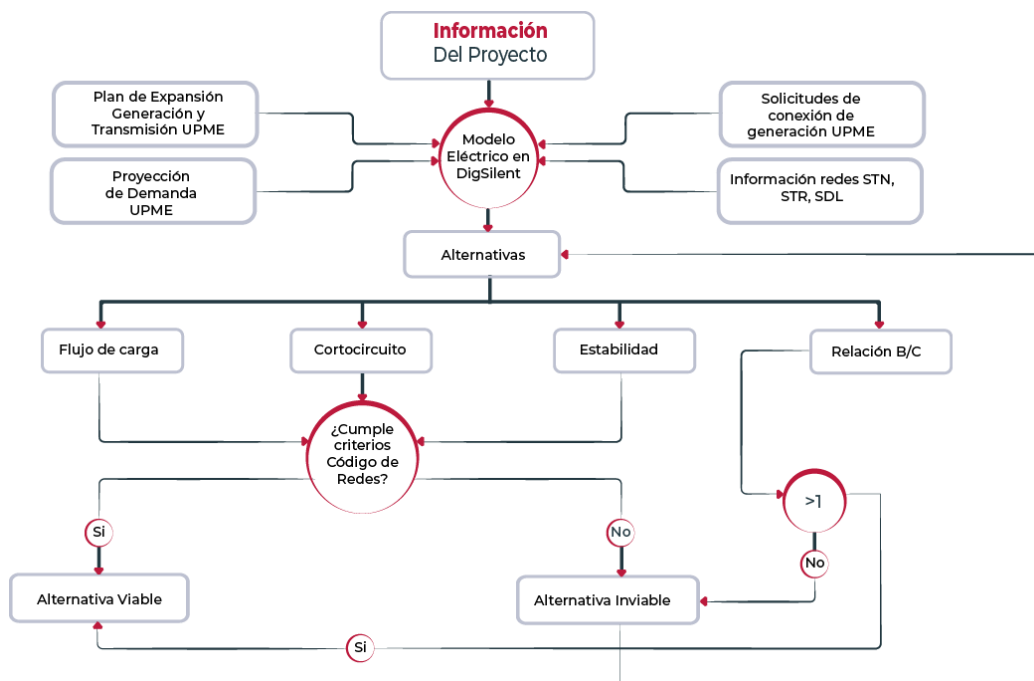


Figura 1 Metodología para el desarrollo de estudios de conexión



## V. RESULTADOS

En el ítem IV. METODOLOGÍA se presenta la forma en la que se va a desarrollar, en el marco del semestre de industria, el trabajo realizado en la empresa Ingeniería Especializada S.A. del sector eléctrico. A continuación, se describen cada una de las actividades realizadas así como los resultados obtenidos, con el propósito de cumplir con los objetivos establecidos.

### 1. Descripción del proyecto

El proyecto de generación consiste en un parque fotovoltaico de 60 MW, cuyas características principales se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1. Características principales del proyecto

Características	
Capacidad total instalada	60 MW
Factor de planta	0,2
Tipo	Fotovoltaico

- **Ubicación del proyecto:**

En la Figura 2 se representan geográficamente la ubicación de este y la infraestructura eléctrica cercana.



Figura 2. Localización geográfica del proyecto

- **Horizonte de análisis:**

El estudio incluye un análisis operativo para las condiciones que enfrentará la red para el año de entrada en operación de la planta, es decir, diciembre de 2025 y, un horizonte medio de 5 años posteriores a su ingreso, 2030.

- **Alternativas analizadas:**

Para la conexión del parque solar de 60 MW, se evalúan 2 alternativas, con el fin de definir cuál debe ser la conexión adecuada para evacuar los 60 MW generados con entrada en operación comercial para el año 2025. La topología de las alternativas de conexión propuestas es descrita a continuación.

- Alternativa 1: Conexión del parque solar de 60 MW a la subestación 1 en 115kV, mediante un circuito sencillo de 5,35 km.
- Alternativa 2: Conexión del parque solar de 60 MW a la subestación 2 en 115kV, mediante un circuito sencillo de 79,25 km.

Los diagramas unifilares de las alternativas de conexión contempladas son presentados en la Figura 3 y la Figura 4.

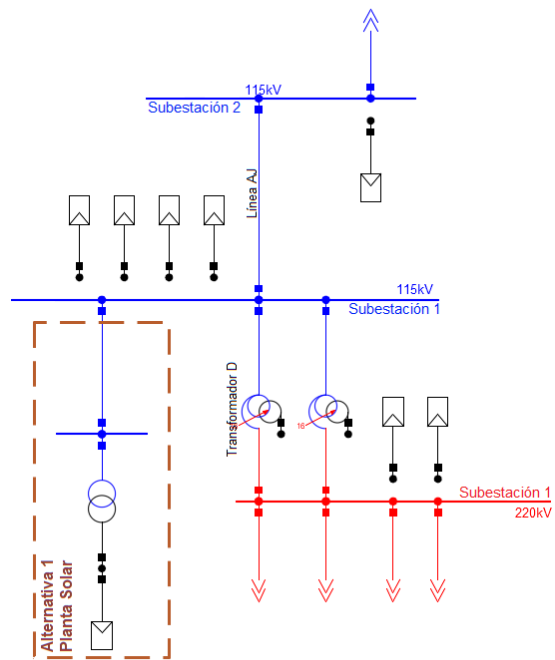


Figura 3. Unifilar Alternativa 1, conexión a la Subestación 1 en 115 kV

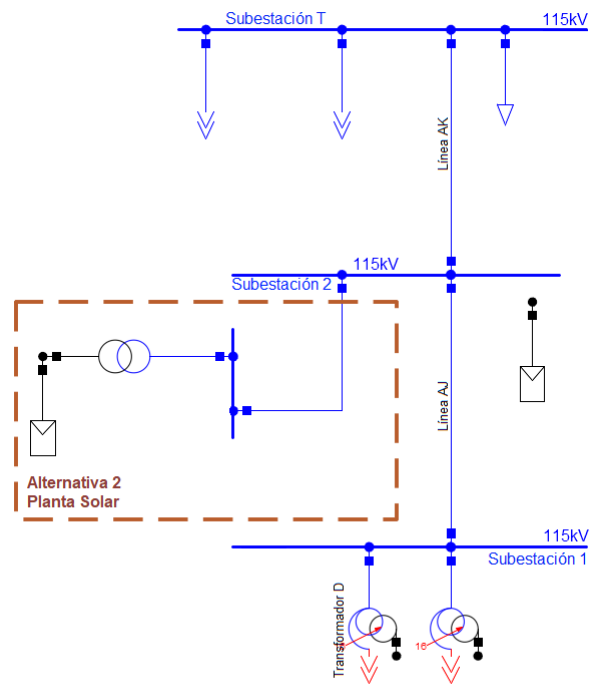


Figura 4. Unifilar Alternativa 2, conexión a la Subestación 2 en 115 kV

## 2. Análisis técnico

Para conocer el desempeño del sistema con la entrada en operación del proyecto, se realizaron análisis eléctricos para los años 2025 y 2030, en los escenarios DH y DT.

A continuación, se describen las actividades principales realizadas y los resultados.

- **Contingencias analizadas:**

En la Tabla 2, se presenta un resumen de las contingencias más representativas analizadas para el sistema.

Tabla 2. Resumen de contingencias

No.	Contingencias	Tipo
0	Condiciones Normales de Operación (CNOP)	-
1	Línea E	Línea
2	Línea F	Línea
3	Línea G	Línea
4	Línea H	Línea
5	Línea I	Línea
6	Línea J	Línea
7	Línea K	Línea
8	Línea L	Línea
9	Línea M	Línea
10	Línea N	Línea
11	Línea O	Línea
12	Línea P	Línea
13	Línea Q	Línea
14	Línea R	Línea
15	Línea S	Línea
16	Línea T	Línea
17	Línea A	Línea
18	Línea C	Línea
19	Línea U	Línea
20	Línea V	Línea
21	Línea W	Línea
22	Línea X	Línea
23	Línea Y	Línea
24	Línea Z	Línea
25	Línea AA	Línea
26	Línea AC	Línea
27	Línea AD	Línea
28	Línea AF	Línea
29	Línea AH	Línea
30	Línea AJ	Línea
31	Línea AK	Línea
32	Línea AL	Línea
33	Transformador E	Transformador
34	Transformador B	Transformador
35	Transformador C	Transformador
36	Transformador A	Transformador
37	Transformador D	Transformador

- **Flujo de Carga**

- **Caso sin proyecto:** En esta sección se presentan los resultados del flujo de carga en la red cuando el proyecto solar fotovoltaico 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 O 115 kV presenta el menor valor de tensión, obteniendo un resultado de 1,027 p.u. En cuanto a la máxima tensión en la zona de estudio, se observa que la Subestación P alcanza un valor de 1,077 p.u.

El resumen de los resultados de tensión se puede observar en la Figura 5.

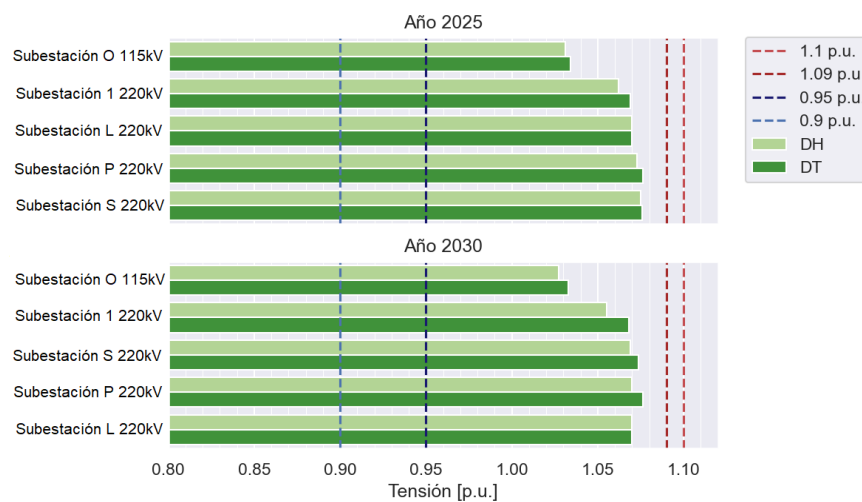


Figura 5. Resumen de tensiones en CNOP – Caso Sin Proyecto

En cuanto al nivel de carga de los elementos en la zona, se observa que los mayores valores se presentan en la Línea F y en la Línea AE, con valores de 64,38 % y 62,66 %, respectivamente. En el primer caso, se presenta en el escenario de demanda media con despacho térmico y en el segundo caso, se presenta en el escenario de demanda media con despacho hidráulico, ambos casos en el año 2030. Para los demás elementos, se observa que la cargabilidad de los mismos en el área de influencia mantiene valores por debajo de 63 %. El resumen de los resultados de cargabilidad se puede observar en la Figura 6.

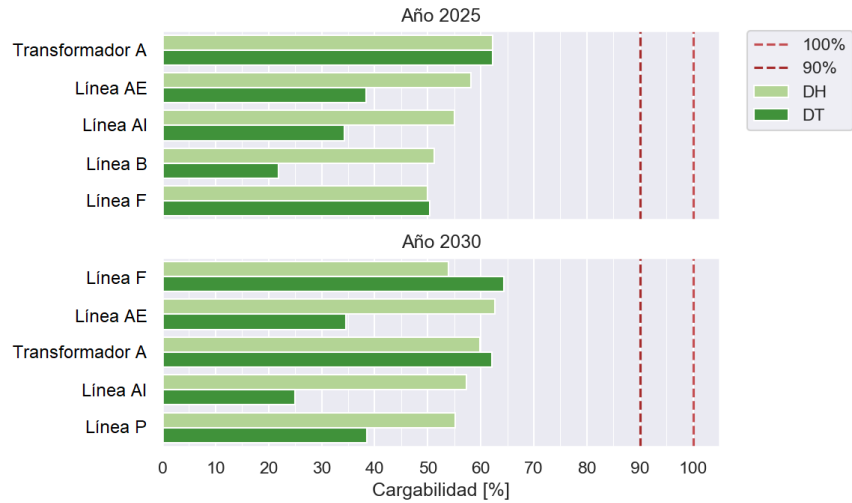


Figura 6. Máximas cargabilidades en CNOP – Caso Sin Proyecto

En Tabla 3 y Tabla 4 se presenta la totalidad de las tensiones y las cargabilidades obtenidas en los resultados de flujo de carga, respectivamente.

Tabla 3. Tensiones [p.u.] en barras – Caso Sin Proyecto

Caso Base Subestación	2025		2030	
	DH	DT	DH	DT
Subestación A 115 kV	1,033	1,037	1,030	1,035
Subestación B 220 kV	1,063	1,064	1,056	1,062
Subestación C 115 kV	1,057	1,057	1,052	1,057
Subestación D 220 kV	1,043	1,060	1,029	1,060
Subestación E 115 kV	1,050	1,051	1,043	1,049
Subestación F 115 kV	1,057	1,057	1,051	1,055
Subestación G 115 kV	1,039	1,040	1,031	1,038
Subestación H 220 kV	1,061	1,063	1,054	1,060
Subestación I 220 kV	1,045	1,061	1,030	1,061
Subestación J 115 kV	1,041	1,042	1,034	1,040
Subestación K 115 kV	1,042	1,045	1,035	1,042
Subestación 2 115 kV	1,045	1,051	1,037	1,049
Subestación L 220 kV	1,070	1,070	1,070	1,070
Subestación M 220 kV	1,047	1,067	1,033	1,066
Subestación N 115 kV	1,036	1,038	1,028	1,035
Subestación O 115 kV	1,031	1,034	1,027	1,033
Subestación P 220 kV	1,073	1,077	1,070	1,076
Subestación Q 115 kV	1,053	1,053	1,046	1,051
Subestación R 115 kV	1,063	1,063	1,057	1,060
Subestación S 220 kV	1,075	1,076	1,069	1,074
Subestación 1 115 kV	1,052	1,059	1,044	1,058
Subestación 1 220 kV	1,062	1,069	1,055	1,068
Subestación T 115 kV	1,042	1,046	1,035	1,044

Tabla 4. Cargabilidad [%] de los Elementos – Caso Sin Proyecto

Caso Base Elemento	2025		2030	
	DH	DT	DH	DT
Línea E	14,93	18,33	15,16	21,09
Línea F	49,90	50,35	53,89	64,38
Línea G	15,79	15,80	12,34	15,03
Línea H	37,04	37,06	38,08	35,37
Línea J	10,34	14,19	9,81	13,36
Línea K	10,81	12,11	9,82	11,57
Línea MM	10,65	10,53	11,39	10,75
Línea NN	14,85	18,50	14,96	18,61
Línea OO	8,65	7,87	10,31	7,44
Línea I	21,44	25,90	22,19	27,36
Línea AM	1,94	1,06	3,86	3,05
Línea AN	23,51	25,96	21,90	25,31
Línea AO	43,93	46,00	45,29	46,06
Línea P	49,03	35,68	55,14	38,55
Línea AL	20,78	16,21	21,97	16,72
Línea AP	16,17	16,17	17,37	17,30
Línea AQ	24,34	28,67	21,21	28,68
Línea Q	39,70	39,63	42,71	42,43
Línea AR	22,56	38,65	22,00	43,13
Línea R	19,68	13,14	19,59	11,31
Línea S	17,18	17,78	16,57	16,91
Línea TT	24,25	41,33	24,34	46,81
Transformador BB	10,98	12,02	11,92	13,41
Línea B	51,25	21,83	55,07	4,30
Línea AS	47,37	31,95	51,04	30,21
Línea UU	8,55	3,80	10,05	5,70
Línea V	15,21	15,40	17,08	17,40
Línea W	13,99	15,25	15,14	16,97
Línea Y	19,44	26,43	19,89	28,23
Línea X	36,38	43,86	36,84	45,64
Línea ZZ	34,76	39,81	32,53	43,10
Línea AB	15,27	10,98	17,80	7,53
Línea AC	32,88	33,83	35,51	48,59
Línea AE	58,12	38,39	62,66	34,64
Transformador A	62,20	62,25	59,84	62,13
Línea AT	5,95	5,12	8,30	5,11
Línea AU	8,81	7,87	10,49	7,13
Transformador F	8,52	9,38	7,95	9,34
Línea AG	11,15	25,89	7,76	30,30
Línea AI	55,07	34,28	57,26	25,04
Línea AJ	18,73	17,95	18,68	20,10
Transformador D	25,84	23,07	25,23	20,81
Línea AK	16,64	12,23	16,90	10,18

Al evaluar cada uno de los eventos de contingencia indicados en la Tabla III, se observa que las tensiones de las subestaciones de la zona de estudio se mantienen dentro de los límites permitidos, presentándose la más alta en la Subestación S con un valor de 1,08 p.u. en el escenario de demanda media con despacho térmico bajo

la Contingencia 11 en el año 2025; la tensión más baja puede apreciarse en la Subestación 2 115 kV con un valor de 1,00 p.u. en el escenario de demanda media con despacho hidráulico bajo la Contingencia 30 en el año 2030.

En cuanto a las cargabilidades, se presentan las siguientes incidencias:

- Cont. 36. Transformador A: Bajo esta contingencia, la Línea H percibe un nivel de carga de 119,13 % en demanda media con despacho hidráulico y de 119,00 % en demanda media con despacho térmico en el año 2025.
- Cont. 17. Línea A: Bajo esta contingencia, el elemento Línea B muestra un porcentaje de carga de 103,97 % en el escenario de demanda media con despacho hidráulico.
- Cont. 18. Línea C: Bajo esta contingencia, el elemento Línea D muestra un porcentaje de carga de 94,02 % en el escenario de demanda media con despacho hidráulico en el año 2030.

Las restricciones mencionadas anteriormente, se presentan en la Figura 7.

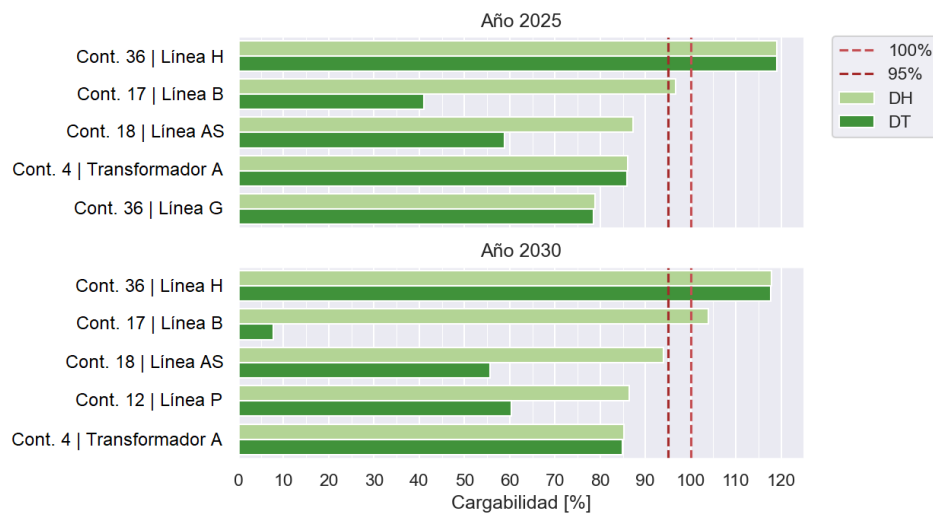


Figura 7. Máximas cargabilidades ante contingencias – Caso Sin Proyecto

- **Alternativa 1:** En esta sección se presentan los resultados de flujo de carga de la zona de influencia considerando la conexión del proyecto solar de 60 MW a la Subestación 1 en 115 kV a través de un circuito sencillo de 5,35 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 O presenta el menor valor de tensión, obteniendo un resultado de



1,026 p.u. En cuanto a la máxima tensión en la zona de estudio, se observa que la Subestación P alcanza un valor de 1,076 p.u.

Con la inclusión del parque fotovoltaico, esta variable no presenta diferencias considerables al encontrar que, para las subestaciones monitoreadas, los cambios observados son menores a 0,002 p.u.

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

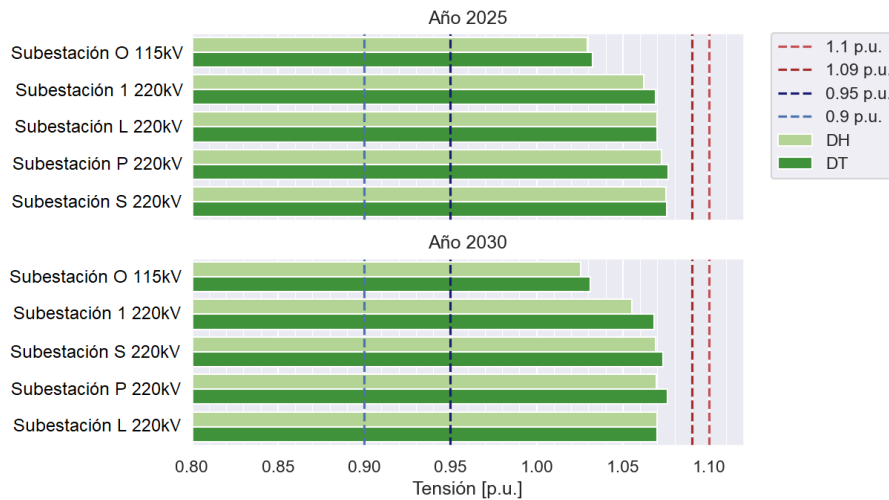


Figura 8. Resumen de tensiones en CNOP – Alternativa 1

En cuanto al nivel de carga de los elementos en la zona, se observa que los mayores valores se presentan en Transformador A y en la Línea F, con valores de 67,45 % y 65,12 %, respectivamente. Para los demás elementos, se observa que la cargabilidad se mantiene por debajo del 64 %, evidenciando con ello buen margen de capacidad en la zona para el transporte de la nueva potencia.

El resumen de resultados de cargabilidad se puede observar en la Figura 9.

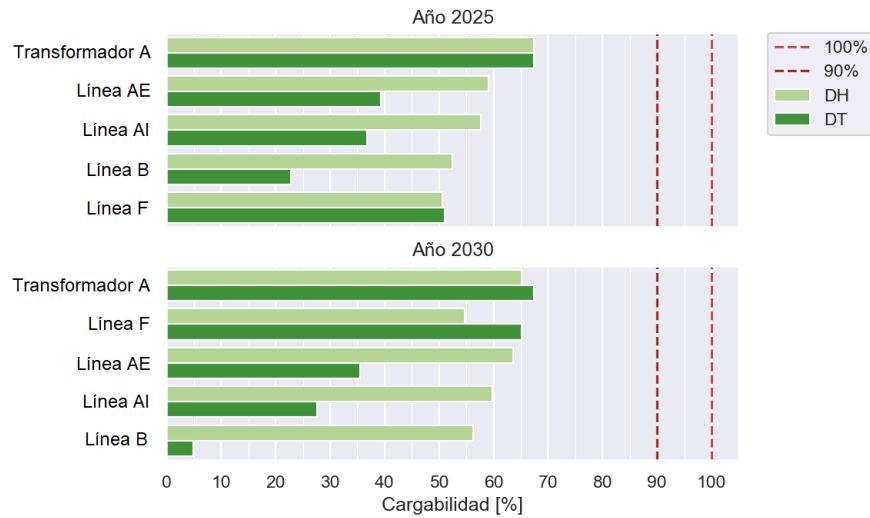


Figura 9. Máximas cargabilidades en CNOP – Alternativa 1

Una vez conectado y operando a plena capacidad el nuevo recurso de generación, las variaciones de cargabilidad más significativas en condiciones normales de operación, con respecto al caso sin proyecto, se presentan en Transformador D y en Línea AK incrementándose en 14,86 % y 9,54 %, respectivamente.

En la Figura 10 se presentan gráficamente las máximas variaciones de los elementos monitoreados, los cuales fueron indicados anteriormente para cada escenario de operación evaluado

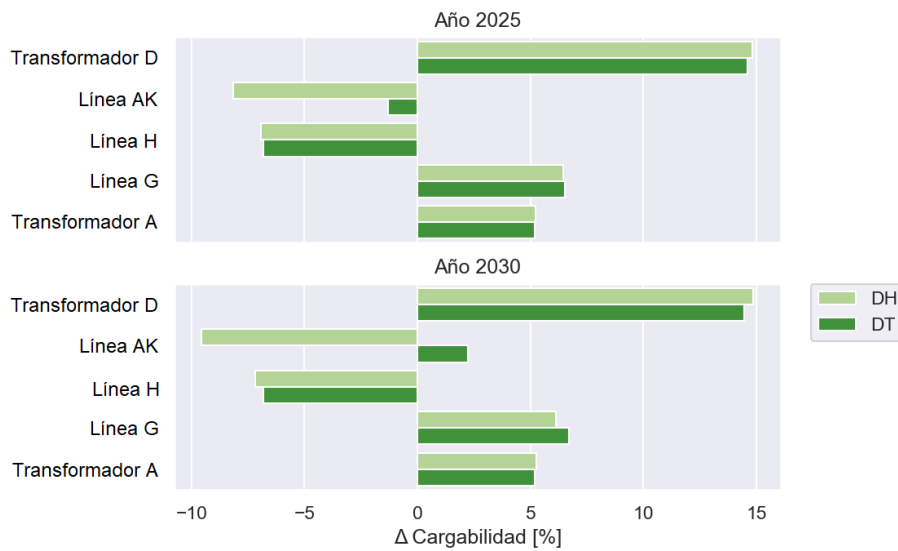


Figura 10. Máximas variaciones en la cargabilidad – Alternativa 1

En Tabla 5 y Tabla 6 se presenta la totalidad de las tensiones y las cargabilidades obtenidas en los resultados de flujo de carga, respectivamente.

Tabla 5. Tensiones [p.u.] en barras – Alternativa 1

Alternativa 1 Subestación	2025		2030	
	DH	DT	DH	DT
Subestación A 115 kV	1,032	1,035	1,028	1,033
Subestación B 220 kV	1,063	1,064	1,056	1,061
Subestación C 115 kV	1,057	1,057	1,052	1,057
Subestación D 220 kV	1,043	1,060	1,029	1,060
Subestación E 115 kV	1,050	1,050	1,043	1,049
Subestación F 115 kV	1,057	1,057	1,051	1,055
Subestación G 115 kV	1,038	1,040	1,030	1,037
Subestación H 220 kV	1,061	1,063	1,054	1,060
Subestación I 220 kV	1,044	1,061	1,030	1,061
Subestación J 115 kV	1,041	1,042	1,033	1,040
Subestación K 115 kV	1,041	1,044	1,034	1,041
Subestación 2 115 kV	1,046	1,052	1,038	1,049
Subestación L 220 kV	1,070	1,070	1,070	1,070
Subestación M 220 kV	1,047	1,067	1,033	1,066
Subestación N 115 kV	1,036	1,037	1,028	1,034
Subestación O 115 kV	1,029	1,032	1,026	1,031
Subestación P 220 kV	1,072	1,076	1,069	1,076
Subestación Q 115 kV	1,053	1,053	1,046	1,051
Subestación R 115 kV	1,062	1,062	1,057	1,060
Subestación S 220 kV	1,075	1,076	1,069	1,073
Subestación 1 115 kV	1,053	1,060	1,045	1,059
Subestación 1 220 kV	1,062	1,069	1,055	1,068
Subestación T 115 kV	1,041	1,045	1,034	1,043

Tabla 6. Cargabilidad [%] de los Elementos - Alternativa 1

Alternativa 1 Elemento	2025		2030	
	DH	DT	DH	DT
Línea E	15,18	18,63	15,40	21,42
Línea F	50,66	51,07	54,65	65,12
Línea G	22,25	22,33	18,49	21,75
Línea H	30,09	30,25	30,90	28,54
Línea J	10,59	14,58	10,06	13,75
Línea K	11,11	12,40	10,12	11,87
Línea MM	10,70	10,57	11,44	10,78
Línea NN	15,63	19,27	15,74	19,38
Línea OO	8,51	7,75	10,15	7,36
Línea I	22,98	27,60	23,61	29,02
Línea AM	1,53	1,44	3,44	3,44
Línea AN	24,14	26,59	22,52	25,93
Línea AO	44,50	46,57	45,86	46,61
Línea P	48,57	35,21	54,70	38,10
Línea AL	19,87	15,78	21,10	16,50
Línea AP	16,17	16,17	17,37	17,30
Línea AQ	25,02	29,48	21,58	29,55
Línea Q	39,71	39,65	42,73	42,45
Línea AR	24,82	40,90	24,28	45,37
Línea R	19,03	12,55	18,96	10,80

Alternativa 1 Elemento	2025		2030	
	DH	DT	DH	DT
Línea S	19,05	19,63	18,44	18,74
Línea TT	26,34	43,40	26,45	48,89
Transformador BB	10,95	11,95	11,85	13,29
Línea B	52,38	22,86	56,21	4,86
Línea AS	48,46	33,00	52,15	31,28
Línea UU	7,97	4,06	9,43	6,21
Línea V	15,60	16,49	17,38	18,50
Línea W	14,89	17,36	15,94	19,14
Línea Y	24,06	31,01	24,54	32,81
Línea X	41,32	48,74	41,80	50,51
Línea ZZ	36,38	41,37	34,20	44,66
Línea AB	13,72	9,34	16,34	5,97
Línea AC	33,57	34,49	36,21	49,26
Línea AE	59,03	39,27	63,56	35,51
Transformador A	67,44	67,45	65,12	67,34
Línea AT	5,79	5,02	8,10	5,08
Línea AU	8,61	7,70	10,28	6,99
Transformador F	8,66	9,53	8,04	9,49
Línea AG	12,23	27,01	8,68	31,42
Línea AI	57,64	36,83	59,82	27,58
Línea AJ	16,26	20,32	17,36	25,31
Transformador D	40,67	37,70	40,09	35,26
Línea AK	8,49	10,95	7,36	12,43

Al evaluar cada uno de los eventos de contingencia indicados en la Tabla 2, se observa que las tensiones de las subestaciones de la zona de estudio se mantienen dentro de los límites operativos permitidos presentándose la más alta en la Subestación S con un valor de 1,08 p.u. en el escenario de demanda media con despacho térmico bajo la Contingencia 11 en el año 2025; la tensión más baja puede apreciarse en la Subestación 2 en 115 kV con un valor de 1,00 p.u. en el escenario de demanda media con despacho hidráulico bajo la Contingencia 30 en el año 2030.

En cuanto a las cargabilidades, se presentan las siguientes incidencias:

- Cont. 36. Transformador A: Al igual que en el caso base, bajo esta contingencia, la Línea H presenta un incremento en la cargabilidad respecto al caso sin proyecto de 0,06 % en demanda media con despacho hidráulico y en demanda media con despacho térmico en el año 2025, llegando hasta 119,19 % y 119,09 % respectivamente. Esta situación se repite en el año 2030 para los escenarios de demanda media con despachos hidráulico y térmico, con un incremento en la carga de 0,06 % para ambos despachos llegando a valores de hasta 118,01 % y 117,73 % para cada uno. Las

evidentes sobrecargas se encuentran cubiertas por el límite de emergencia en líneas correspondiente a 20 % por encima de su capacidad nominal durante 30 minutos.

- Cont. 17. Línea A: Al igual que en el caso anterior, en el caso base, ante esta contingencia, el elemento Línea B presenta una sobrecarga incrementada en un 2,17 % respecto al caso sin proyecto, llegando a un valor de 106,14 % en el escenario de demanda media con despacho hidráulico en el año 2030. La evidente sobrecarga se encuentran cubiertas por el límite de emergencia en líneas correspondiente a 30 % por encima de su capacidad nominal durante 30 minutos.
- Cont. 18. Línea C: Bajo esta contingencia, el elemento Línea D muestra un porcentaje de carga de 96,08 % en el escenario de demanda media con despacho hidráulico en el año 2030.

Las condiciones de la red mencionadas anteriormente, se presentan en la Figura 11.

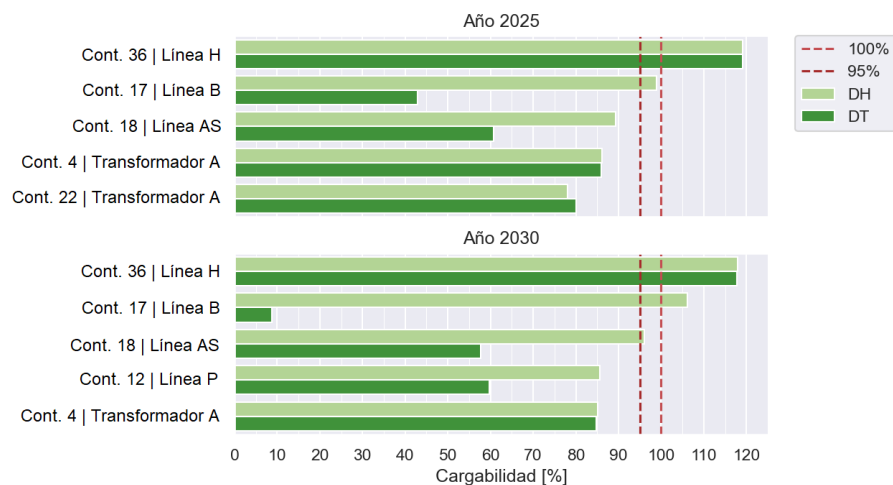


Figura 11. Máximas cargabilidades ante contingencias – Alternativa 1

Para los demás elementos monitoreados en la zona, se observa que se mantienen en porcentajes de cargabilidad por debajo del 90%.

- **Alternativa 2:** En esta sección se presentan los resultados de flujo de carga de la zona de influencia considerando la conexión del proyecto solar de 60 MW a la Subestación 2 en 115 kV a través de un circuito sencillo de 79,25 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 O presenta el menor valor de tensión, obteniendo un resultado de 1,025 p.u. En cuanto a la máxima tensión en la zona de estudio, se observa que la Subestación P alcanza un valor de 1,076 p.u.

Con la inclusión del parque fotovoltaico esta variable no presenta modificaciones considerables al encontrar que, para las subestaciones monitoreadas, los cambios observados son menores a 0,004 p.u.

El resumen de los resultados de tensión se puede observar en la Figura 12.

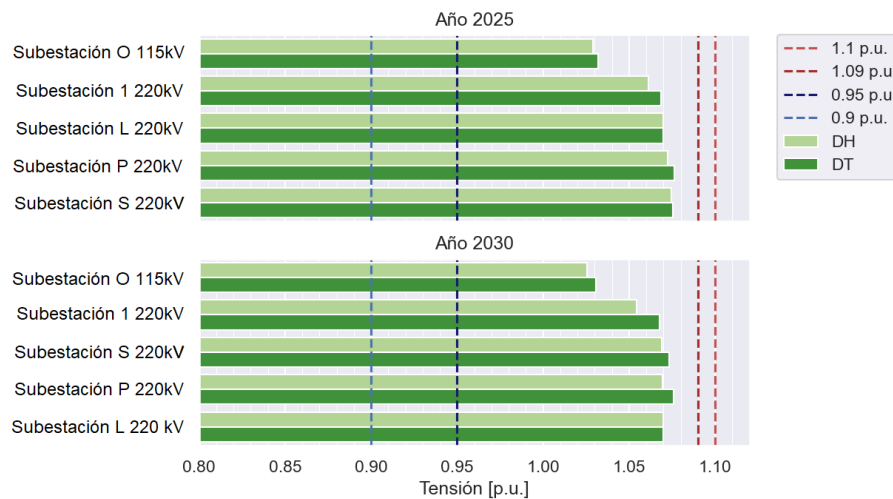


Figura 12. Resumen de tensiones en CNOP – Alternativa 2

En cuanto al nivel de carga de los elementos en la zona, se observa que los mayores valores se presentan en Transformador A y en Línea F, con valores de 70,17 % y 64,99 %, respectivamente.

Para los demás elementos, se observa que la cargabilidad se mantiene por debajo del 64 %, evidenciando con ello buen margen de capacidad en la zona para el transporte de la nueva potencia.

El resumen de resultados de cargabilidad se puede observar en la Figura 13.

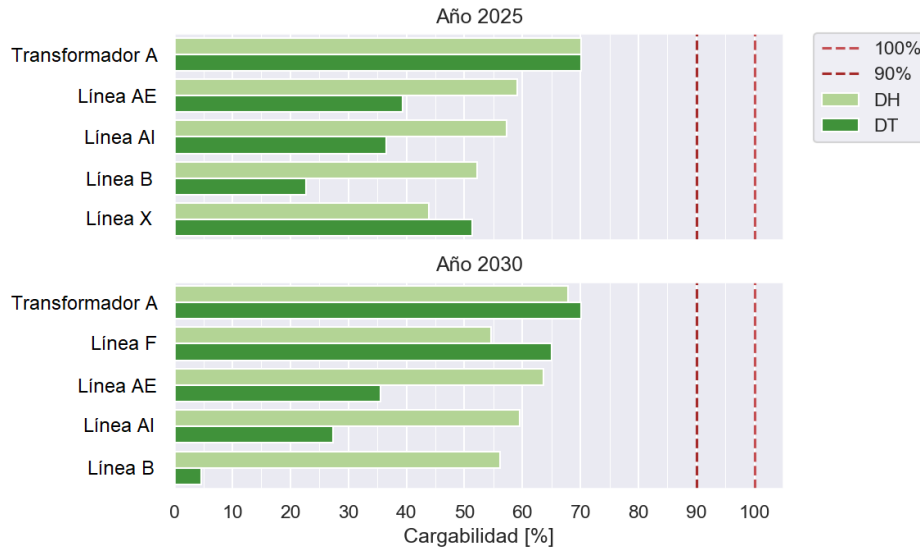


Figura 13. Máximas cargabilidades en CNOP – Alternativa 2

Una vez conectado y operando a plena capacidad el nuevo recurso de generación, las variaciones de cargabilidad más significativas en condiciones normales de operación, con respecto al caso sin proyecto, se presentan en la Línea AJ y en Transformador D con valores de 24,85 % y de 12,42 %, respectivamente.

En la Figura 14 se presentan gráficamente las máximas variaciones de los elementos monitoreados, los cuales fueron indicados anteriormente para cada escenario de operación evaluado.

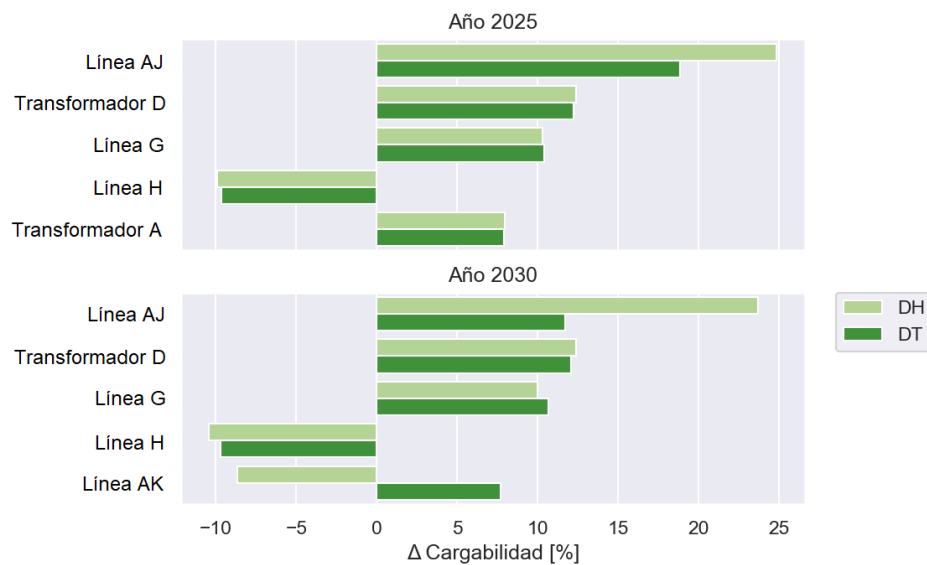


Figura 14. Máximas variaciones en la cargabilidad – Alternativa 2

En Tabla 7 y Tabla 8 se presenta la totalidad de las tensiones y las cargabilidades obtenidas en los resultados de flujo de carga, respectivamente.

Tabla 7. Tensiones [p.u.] en barras – Alternativa 2

Alternativa 2 Subestación	2025		2030	
	DH	DT	DH	DT
Subestación A 115 kV	1,032	1,035	1,028	1,033
Subestación B 220 kV	1,063	1,064	1,056	1,061
Subestación C 115 kV	1,057	1,057	1,052	1,057
Subestación D 220 kV	1,043	1,060	1,029	1,060
Subestación E 115 kV	1,050	1,050	1,043	1,049
Subestación F 115 kV	1,057	1,057	1,051	1,055
Subestación G 115 kV	1,038	1,040	1,030	1,037
Subestación H 220 kV	1,061	1,063	1,054	1,060
Subestación I 220 kV	1,044	1,061	1,030	1,061
Subestación J 115 kV	1,041	1,042	1,033	1,039
Subestación K 115 kV	1,042	1,044	1,034	1,042
Subestación 2 115 kV	1,049	1,055	1,041	1,052
Subestación L 220 kV	1,070	1,070	1,070	1,070
Subestación M 220 kV	1,047	1,067	1,033	1,066
Subestación N 115 kV	1,035	1,037	1,028	1,034
Subestación O 115 kV	1,029	1,032	1,025	1,031
Subestación P 220 kV	1,072	1,076	1,069	1,076
Subestación Q 115 kV	1,052	1,053	1,046	1,051
Subestación R 115 kV	1,062	1,062	1,057	1,060
Subestación S 220 kV	1,075	1,076	1,069	1,073
Subestación 1 115 kV	1,049	1,057	1,042	1,056
Subestación 1 220 kV	1,061	1,068	1,055	1,068
Subestación T 115 kV	1,043	1,047	1,036	1,045

Tabla 8. Cargabilidad [%] de los Elementos - Alternativa 2

Alternativa 2 Elemento	2025		2030	
	DH	DT	DH	DT
Línea E	15,16	18,61	15,38	21,39
Línea F	50,54	50,95	54,53	64,99
Línea G	26,12	26,23	22,35	25,71
Línea H	27,12	27,39	27,67	25,67
Línea J	10,57	14,56	10,04	13,73
Línea K	11,22	12,51	10,23	11,98
Línea MM	10,68	10,56	11,42	10,77
Línea NN	15,62	19,25	15,73	19,36
Línea OO	8,53	7,77	10,18	7,38
Línea I	23,46	28,10	24,07	29,52
Línea AM	1,48	1,50	3,40	3,51
Línea AN	24,38	26,82	22,76	26,16
Línea AO	44,62	46,68	45,98	46,73
Línea P	48,61	35,25	54,74	38,13
Línea AL	19,67	15,71	20,91	16,49
Línea AP	16,17	16,17	17,37	17,30
Línea AQ	25,09	29,58	21,59	29,67
Línea Q	39,72	39,66	42,74	42,46
Línea AR	24,64	40,70	24,10	45,18
Línea R	19,31	12,83	19,25	11,09



Alternativa 2 Elemento	2025		2030	
	DH	DT	DH	DT
Línea S	20,23	20,80	19,62	19,90
Línea TT	25,92	42,97	26,02	48,45
Transformador BB	10,79	11,72	11,63	13,00
Línea B	52,26	22,72	56,09	4,70
Línea AS	48,36	32,90	52,05	31,18
Línea UU	7,96	4,07	9,42	6,22
Línea V	15,79	16,86	17,55	18,86
Línea W	15,30	18,23	16,31	20,03
Línea Y	26,45	33,42	26,96	35,22
Línea X	43,90	51,32	44,41	53,10
Línea ZZ	35,96	40,96	33,78	44,26
Línea AB	14,18	9,71	16,81	6,41
Línea AC	33,46	34,36	36,10	49,14
Línea AE	59,10	39,34	63,63	35,59
Transformador A	70,17	70,16	67,87	70,07
Línea AT	5,81	5,04	8,11	5,09
Línea AU	8,63	7,71	10,30	7,01
Transformador F	8,68	9,55	8,05	9,51
Línea AG	12,26	27,04	8,70	31,45
Línea AI	57,33	36,54	59,50	27,30
Línea AJ	43,58	36,79	42,37	31,80
Transformador D	38,22	35,29	37,65	32,91
Línea AK	10,13	15,65	8,21	17,91

Por otro lado, al evaluar cada uno de los eventos de contingencia indicados en la Tabla 2, se observa que las tensiones de las subestaciones de la zona de estudio se mantienen dentro de los límites operativos presentándose la más alta en la Subestación S con un valor de 1,08 p.u. en el escenario de demanda media con despacho térmico bajo la contingencia 11 en el año 2025; la tensión más baja puede apreciarse en la Subestación O con un valor de 1,01 p.u. en el escenario de demanda media con despacho hidráulico bajo la contingencia 4 en el año 2030.

En cuanto a las cargabilidades, se presentan las siguientes incidencias:

- **Cont. 36 Transformador A:** Al igual que en el caso base, bajo esta contingencia, la Línea H presenta un incremento en la cargabilidad respecto al caso sin proyecto de 0,06 % y 0,05 % en demanda media con despacho hidráulico y en demanda media con despacho térmico, llegando hasta 119,18 % y 119,04 % respectivamente, todo ello para el año 2025. Esta situación se repite en el año 2030 para los escenarios de demanda media con despachos hidráulico y térmico, con un incremento en la carga de 0,07 % y 0,05 % para ambos despachos llegando a valores de hasta 118,01 % y

117,72 % para cada uno al cabo del periodo de análisis. El circuito Línea AJ presenta un incremento en la cargabilidad respecto al caso sin proyecto de 40,41 % y 39,66 % en demanda media con despacho hidráulico y en demanda media con despacho térmico, llegando hasta 110,41 % y 103,22 % respectivamente, todo ello para el año 2025.

- **Cont. 17 Línea A:** Al igual que en el caso anterior, en el caso base y ante esta contingencia, el elemento Línea B presenta una sobrecarga incrementada en un 1,94 % respecto al caso sin proyecto, llegando a un valor de 105,91 % en el escenario de demanda media con despacho hidráulico en el año 2030. La evidente sobrecarga se encuentran cubierta por el límite de emergencia en líneas correspondiente a 30 % por encima de su capacidad nominal durante 30 minutos.
- **Cont. 18. Línea C:** Bajo esta contingencia, el elemento Línea D presenta un porcentaje de carga de 95,89 % en el escenario de demanda media con despacho hidráulico en el año 2030.

Las condiciones de red mencionadas anteriormente, se presentan en la

Figura 15.

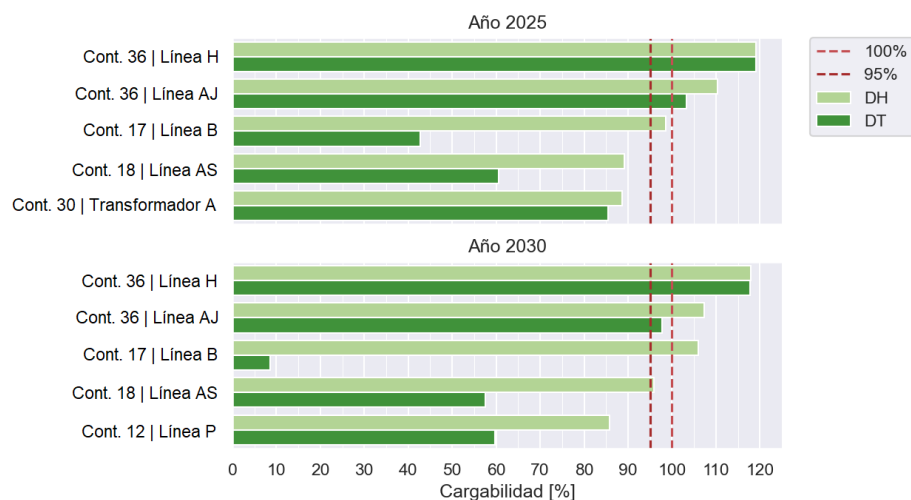


Figura 15. Máximas cargabilidades ante contingencias – Alternativa 2

Para los demás elementos monitoreados en la zona, se observa que se mantienen por debajo del 90 % de cargabilidad

- **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 escenario de operación y cada periodo de demanda para cada una de las alternativas de conexión propuestas. Las pérdidas son evaluadas para el STN, el STR y en las líneas de conexión del proyecto, mediante cada alternativa.

- 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 9 y Tabla 10 se presentan los valores calculados anualmente para las pérdidas de energía, comparando cada alternativa con el caso sin proyecto.

Tabla 9. Pérdidas de energía en el STN – 2025

ALTERNATIVA	Potencia [MW]		Energía	Diferencia	Diferencia
	DH	DT	[MWh/Año]	[%]*	[MWh/Año]*
0	138,20	101,12	611789,34	-	-
1	138,92	101,68	614991,11	0,52	3201,77
2	138,87	101,63	614771,16	0,49	2981,82

\* Los valores positivos representan aumentos con respecto al caso base (ALT0).

Tabla 10. Pérdidas de energía en el STN – 2030

ALTERNATIVA	Potencia [MW]		Energía	Diferencia	Diferencia
	DH	DT	[MWh/Año]	[%]*	[MWh/Año]*
0	157,70	112,61	694813,39	-	-
1	158,38	113,19	697901,32	0,44	3087,93
2	158,34	113,13	697684,88	0,41	2871,49

\* Los valores positivos representan aumentos con respecto al caso base (ALT0).

En el cálculo de pérdidas del STN, para los dos años de estudio, se observa que las dos alternativas de conexión generan aumentos. La Alternativa 1 registra valores de hasta 3201,77 MWh/Año para el año 2025 y de 3087,93 MWh/Año en el año 2030; mientras que la Alternativa 2 presenta valores de 2981,82 MWh/Año para el año 2025 y de 2871,49 MWh/Año en el año 2030. Estos aumentos se deben a que la conexión del proyecto solar se encuentra espacialmente cerca del nivel de tensión en 220 kV, por lo que la energía en la zona se transporta por los corredores del STN a otras zonas del país.

- Pérdidas en el STR: Las pérdidas de energía obtenidas para la red del OR en el STR son presentadas en la Tabla 11 y Tabla 12 para los años evaluados.

Tabla 11. Pérdidas de energía en el STR – 2025

ALTERNATIVA	Potencia [MW]		Energía [MWh/Año]	Diferencia [%]*	Diferencia [MWh/Año]*
	DH	DT			
0	3,67	4,39	18251,66	-	-
1	3,78	4,57	18884,95	3,35	633,30
2	3,87	4,68	19326,37	5,56	1075,00

\* Los valores positivos representan aumentos con respecto al caso base (ALTO).

Tabla 12. Pérdidas de energía en el STR – 2030

ALTERNATIVA	Potencia [MW]		Energía [MWh/Año]	Diferencia [%]*	Diferencia [MWh/Año]*
	DH	DT			
0	3,87	4,55	19166,77	-	-
1	3,98	4,74	19802,97	3,21	636,20
2	4,07	4,87	20240,04	5,30	1073,28

\* Los valores positivos representan aumentos con respecto al caso base (ALTO).

En los resultados se observa que las pérdidas de energía del STR para la Alternativa 1 se registra un incremento de 633,29 MWh/Año para el primer año de análisis y de 636,20 MWh/Año para el año 2030; mientras que para la Alternativa 2 el aumento es de 1074,71 MWh/Año para el año 2025 y 1073,28 MWh/Año para el año 2030.

- Pérdidas en la Conexión: El análisis de las pérdidas por conexión se realiza considerando la potencia transportada en las líneas que conectan el proyecto de generación a la red desde la Subestación 1 en 115 kV para la Alternativa 1 y desde la Subestación 2 en 115 kV para la Alternativa 2. Los resultados son presentados en la Tabla 13 y la Tabla 14, para los años evaluados.

Tabla 13. Pérdidas de energía en la conexión – Año 2025

ALTERNATIVA	Potencia [MW]		Energía [MWh/Año]
	DH	DT	
1	0,05	0,05	249,39
2	0,75	0,74	3564,47

Tabla 14. Pérdidas de energía en la conexión – Año 2025

ALTERNATIVA	Potencia [MW]		Energía [MWh/Año]*
	DH	DT	
1	0,05	0,05	252,19
2	0,76	0,75	3608,3

Las pérdidas de conexión, las cuales muestran la cantidad de energía anual disipada y cuyos costos son transferidos al inversionista, evidencian que con el ingreso del proyecto conectado se presentan pérdidas de hasta 252,19 MWh/Año para la Alternativa 1 y 3.608,30 MWh/Año para la Alternativa 2.

La diferencia es concluyente, pues la mayor cantidad de energía perdida está directamente asociada a la mayor distancia, lo que implica que conectar el activo al punto de conexión en la Subestación 2 en 115 kV que se encuentra a 79,25 km genera mayores pérdidas que conectar el mismo activo al punto de conexión en la Subestación 1 en 115 kV que se encuentra a escasos 5,35 km

- **Cortocircuito**

Para el análisis de cortocircuito se tiene en cuenta la simbología descrita en la Tabla 15. De estos valores, se toma la corriente inicial simétrica de cortocircuito ( $I_{kss}$ ), tanto monofásico como trifásico, para medir los niveles de este fenómeno sobre el sistema en los años de estudio

Tabla 15. 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.

Para el presente análisis se realizan las simulaciones de cortocircuito con la metodología IEC 60909 del 2016 [4], disponible en el software DIGSILENT PowerFactory. Para este procedimiento se considera el aporte de cortocircuito de la totalidad del 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. Para las centrales de generación no convencional, se toma un aporte de corriente de cortocircuito del 110 % de su de capacidad nominal, por motivo de limitaciones de los componentes de electrónica de potencia. 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 16 y la Tabla 17 respectivamente.

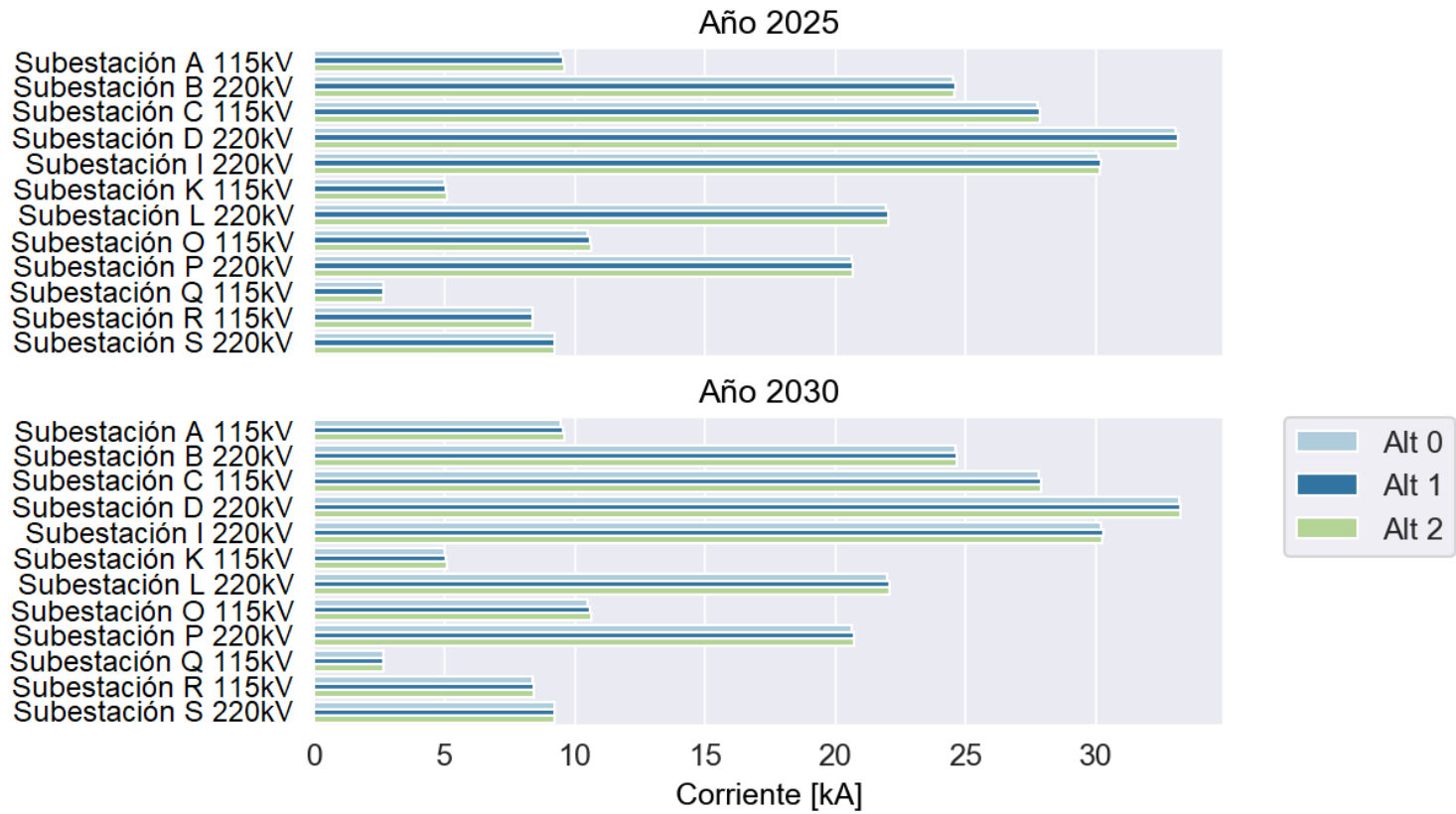


Figura 16. Resumen de cortocircuito monofásico

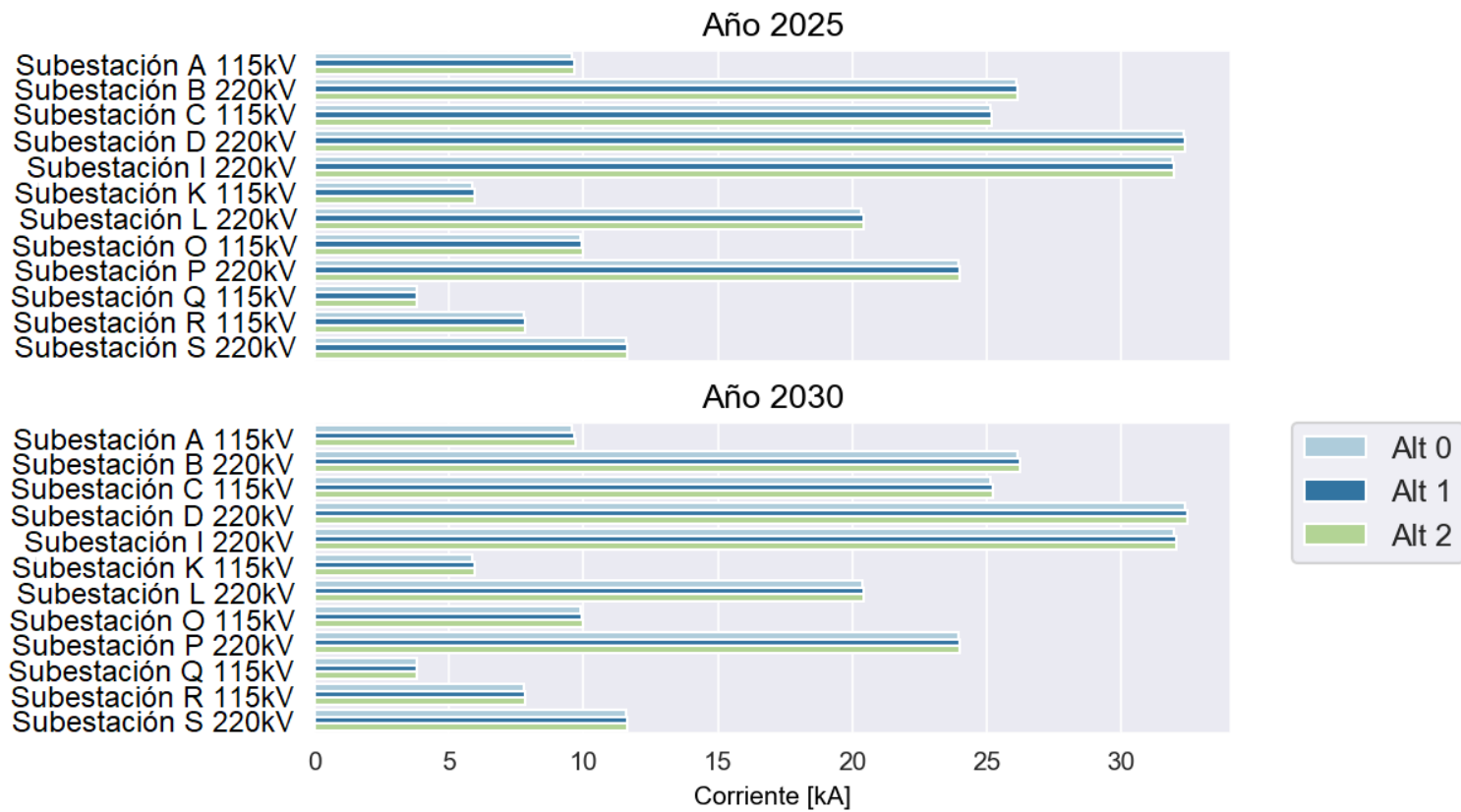


Figura 17. Resumen de cortocircuito trifásico

Tabla 16. Resultados de cortocircuito monofásico

Subestación	Falla 1F - Ikss [kA]										Capacidad [kA]*
	2025					2030					
	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 A 115 kV	9,46	9,54	9,58	0,08	0,13	9,46	9,55	9,59	0,08	0,13	31,50
Subestación B 220 kV	24,53	24,60	24,59	0,06	0,06	24,60	24,67	24,66	0,06	0,06	31,50
Subestación C 115kV	27,77	27,84	27,84	0,07	0,08	27,82	27,89	27,90	0,07	0,08	31,50
Subestación D 220kV	33,09	33,16	33,15	0,07	0,06	33,19	33,26	33,25	0,07	0,06	40,00
Subestación E 115kV	12,26	12,30	12,31	0,04	0,04	12,28	12,32	12,33	0,04	0,04	31,50
Subestación F 115kV	7,06	7,08	7,08	0,02	0,02	7,07	7,09	7,09	0,02	0,02	31,50
Subestación G 115kV	16,40	16,47	16,48	0,07	0,08	16,42	16,50	16,50	0,07	0,08	31,50
Subestación H 220kV	14,78	14,85	14,84	0,08	0,06	14,81	14,89	14,87	0,08	0,06	20,00
Subestación I 220kV	30,11	30,18	30,17	0,08	0,06	30,20	30,28	30,27	0,08	0,06	26,20
Subestación J 115kV	13,90	13,95	13,96	0,06	0,06	13,92	13,97	13,98	0,06	0,06	31,50
Subestación K 115kV	5,00	5,06	5,10	0,06	0,10	5,00	5,07	5,10	0,06	0,10	31,50
Subestación 2 115kV	8,35	8,59	8,95	0,24	0,60	8,36	8,60	8,96	0,24	0,60	31,50
Subestación L 220kV	21,96	22,06	22,05	0,10	0,09	21,98	22,08	22,07	0,10	0,09	40,00
Subestación M 220kV	11,25	11,27	11,27	0,02	0,02	11,34	11,36	11,36	0,02	0,02	34,50
Subestación N 115kV	10,25	10,30	10,31	0,05	0,06	10,27	10,31	10,32	0,05	0,06	31,50
Subestación O 115kV	10,50	10,58	10,62	0,08	0,12	10,51	10,59	10,63	0,08	0,12	31,50
Subestación P 220kV	20,62	20,69	20,69	0,07	0,07	20,64	20,71	20,71	0,07	0,07	31,50
Subestación Q 115kV	2,65	2,65	2,65	0,01	0,01	2,65	2,65	2,66	0,01	0,01	31,50
Subestación R 115kV	8,38	8,39	8,40	0,02	0,02	8,39	8,40	8,40	0,02	0,02	31,50
Subestación S 220kV	9,22	9,24	9,23	0,02	0,02	9,23	9,25	9,25	0,02	0,02	-
Subestación 1 115kV	14,38	15,12	14,75	0,74	0,36	14,41	15,14	14,77	0,74	0,36	31,50
Subestación 1 220kV	16,61	16,88	16,74	0,27	0,13	16,65	16,92	16,77	0,27	0,13	31,50
Subestación T 115kV	6,80	6,93	7,05	0,13	0,25	6,81	6,94	7,06	0,13	0,25	31,50



Tabla 17. Resultados de cortocircuito trifásico

Subestación	Falla 3F - Ikss [kA]										Capacidad [kA]*
	2025					2030					
	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 A 115 kV	9,56	9,64	9,68	0,08	0,12	9,57	9,65	9,68	0,08	0,12	31,50
Subestación B 220 kV	26,10	26,17	26,16	0,06	0,06	26,16	26,23	26,22	0,06	0,06	31,50
Subestación C 115kV	25,13	25,19	25,19	0,06	0,07	25,16	25,22	25,23	0,06	0,07	31,50
Subestación D 220kV	32,32	32,38	32,37	0,06	0,06	32,39	32,45	32,45	0,06	0,06	40,00
Subestación E 115kV	13,21	13,24	13,25	0,04	0,04	13,22	13,26	13,26	0,04	0,04	31,50
Subestación F 115kV	8,49	8,50	8,51	0,02	0,02	8,49	8,51	8,51	0,02	0,02	31,50
Subestación G 115kV	15,23	15,29	15,30	0,06	0,07	15,24	15,31	15,31	0,06	0,07	31,50
Subestación H 220kV	17,47	17,54	17,53	0,07	0,07	17,49	17,57	17,56	0,07	0,07	20,00
<b>Subestación I 220kV</b>	<b>31,91</b>	<b>31,98</b>	<b>31,97</b>	<b>0,07</b>	<b>0,06</b>	<b>31,98</b>	<b>32,05</b>	<b>32,05</b>	<b>0,07</b>	<b>0,06</b>	<b>26,20</b>
Subestación J 115kV	15,05	15,11	15,12	0,06	0,07	15,07	15,13	15,14	0,06	0,07	31,50
Subestación K 115kV	5,86	5,93	5,97	0,07	0,10	5,87	5,94	5,97	0,07	0,10	31,50
Subestación 2 115kV	9,55	9,76	9,88	0,21	0,33	9,56	9,77	9,89	0,21	0,33	31,50
Subestación L 220kV	20,35	20,43	20,42	0,08	0,08	20,36	20,44	20,43	0,08	0,08	40,00
Subestación M 220kV	11,42	11,43	11,43	0,02	0,02	11,47	11,49	11,49	0,02	0,02	34,50
Subestación N 115kV	12,21	12,26	12,28	0,06	0,07	12,22	12,28	12,29	0,06	0,07	31,50
Subestación O 115kV	9,88	9,95	9,99	0,07	0,10	9,89	9,96	9,99	0,07	0,10	31,50
Subestación P 220kV	23,93	24,00	24,00	0,07	0,07	23,93	24,01	24,01	0,07	0,07	31,50
Subestación Q 115kV	3,81	3,82	3,82	0,01	0,01	3,81	3,82	3,82	0,01	0,01	31,50
Subestación R 115kV	7,80	7,82	7,82	0,02	0,02	7,80	7,82	7,82	0,02	0,02	31,50
Subestación S 220kV	11,59	11,62	11,62	0,02	0,02	11,60	11,62	11,62	0,02	0,02	-
Subestación 1 115kV	12,47	12,80	12,74	0,33	0,28	12,48	12,81	12,76	0,33	0,28	31,50
Subestación 1 220kV	19,26	19,40	19,38	0,14	0,12	19,29	19,43	19,41	0,14	0,12	31,50
Subestación T 115kV	8,86	9,01	9,09	0,14	0,22	8,87	9,02	9,09	0,14	0,22	31,50

Se aprecia que el mayor incremento en el nivel de cortocircuito mediante la Alternativa 1 se registra en la Subestación 1 115 kV con un valor de 0,74 kA monofásicos y 0,33 kA trifásicos; mientras que para la Alternativa 2, el mayor incremento en cortocircuito se registra en la Subestación 2 115 kV con valores de 0,60 kA monofásicos y 0,33 kA trifásicos. En cuanto al resto de barras aledañas al proyecto, se registran incrementos inferiores a 1,00 kA.

Se observa que las Subestación I 220 kV registra valores de cortocircuito mayores a la capacidad reportada; esta condición se presenta desde el Caso sin Proyecto, por lo que se recomienda que la entidad propietaria de la subestación y la UPME evalúen acciones que representen el mejoramiento de dicha soportabilidad en el equipamiento.

Finalmente, en la Tabla 18, se presentan los valores de cortocircuito medidos en el nodo de alta tensión de la subestación del proyecto, los cuales deben ser considerados en los diseños respectivos.

Tabla 18. Niveles de Cortocircuito en Planta Solar de 60 MW

Falla 1F - Ikss [kA]				Falla 3F - Ikss [kA]			
2025		2030		2025		2030	
Alt 1	Alt 2	Alt 1	Alt 2	Alt 1	Alt 2	Alt 1	Alt 2
10,11	2,71	10,13	2,71	9,56	2,23	9,57	2,23

En este nodo, los máximos niveles de corriente de cortocircuito calculados son de 10,13 kA monofásicos para la Alternativa 1, y de 2,71 kA monofásicos para la Alternativa 2.

- **Estabilidad**

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 [1]. 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 2025), considerando el escenario de demanda media con despachos hidráulico y térmico. Los eventos simulados son presentados en la Tabla 19, 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.

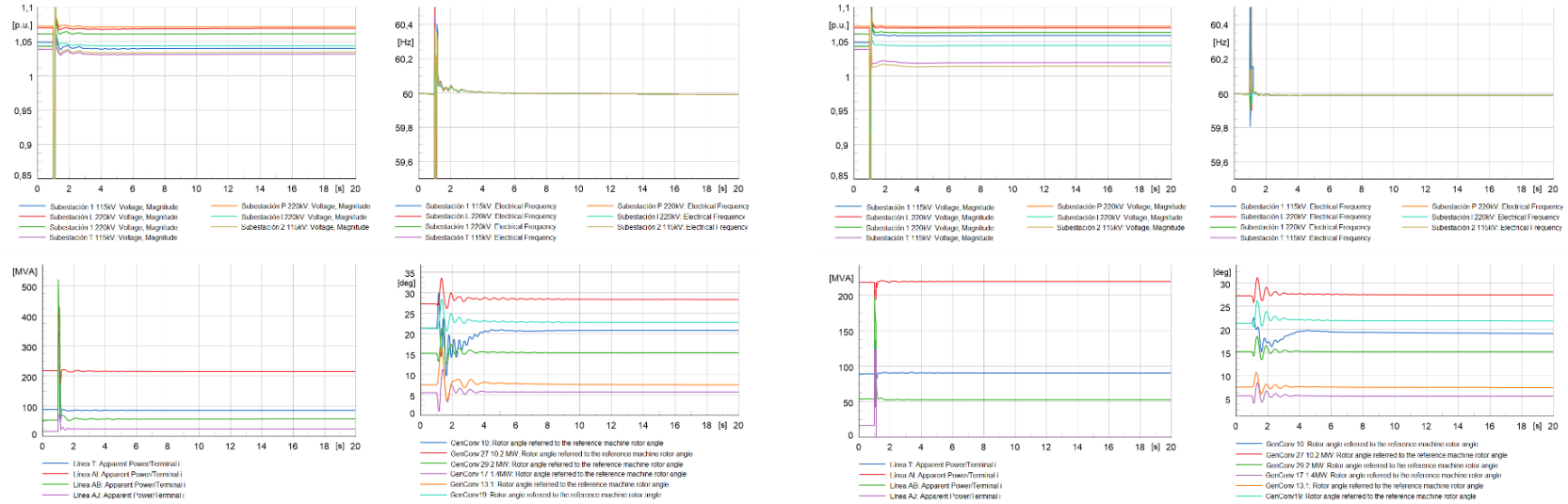
Tabla 19. Eventos Estabilidad Dinámica

No.	Elemento	Tipo	Alt. 1	Alt. 2
1	Transformador D	Transformador	X	X
2	Línea AJ	Línea	X	X
3	Planta Solar – Subestación 1 115 kV	Línea	X	-
	Planta Solar – Subestación 2 115 kV	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.

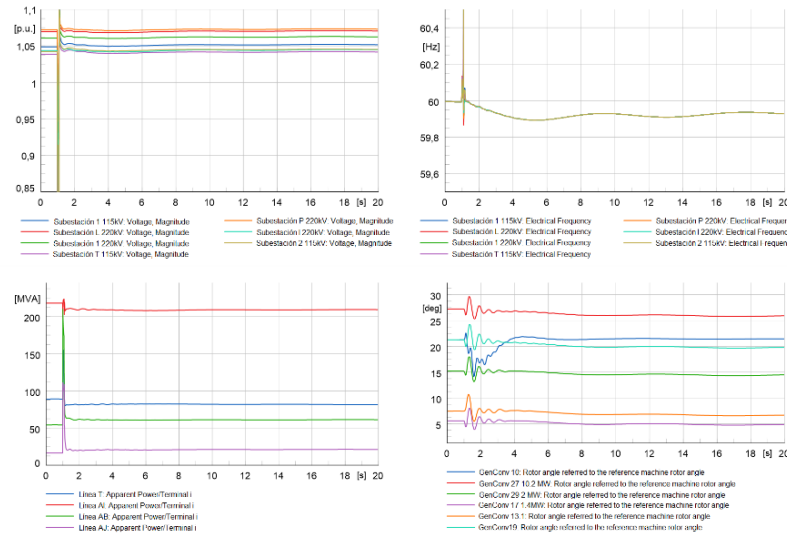
Asimismo, se observa que, ante la desconexión de los 60 MW del proyecto, el sistema tiene la capacidad de soportar la salida de este recurso, sin presentar problemas que impliquen la activación de esquemas de deslastre de carga para mantener la frecuencia del sistema en valores seguros para la operación ya que, para este evento, la variable de control mantiene valores superiores a 59,4 Hz.

El resumen de estos eventos se presenta en Figura 18, Figura 19, Figura 20 y Figura 21.



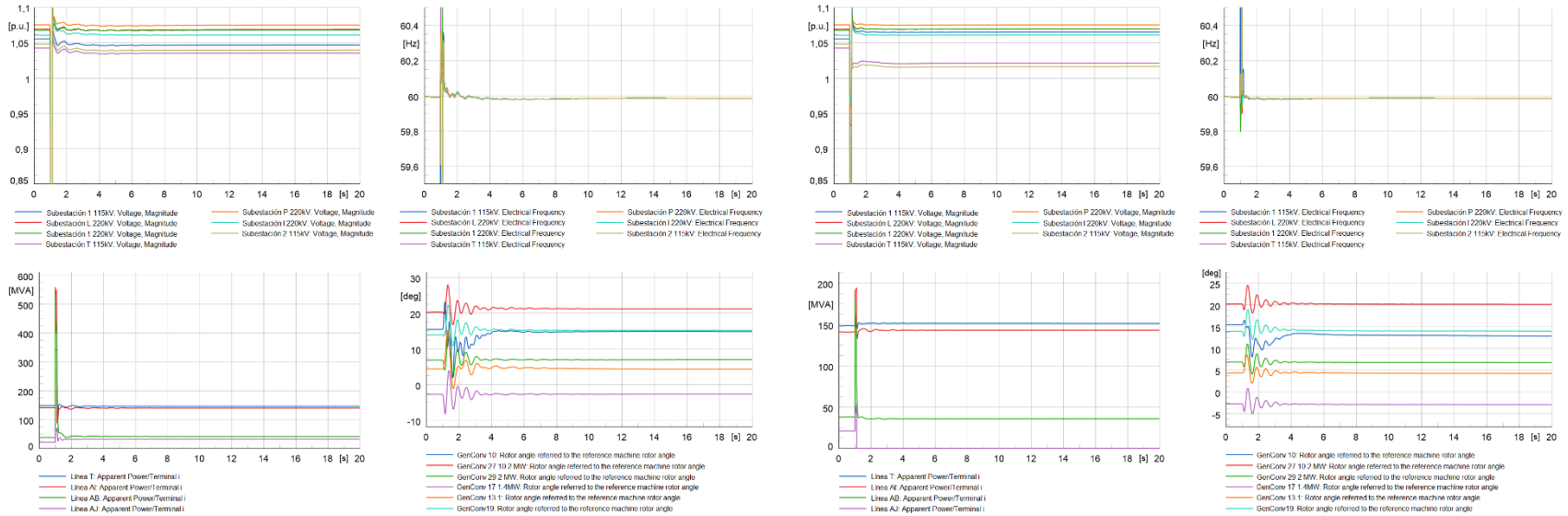
a. Contingencia en Transformador D

b. Contingencia en Línea AJ



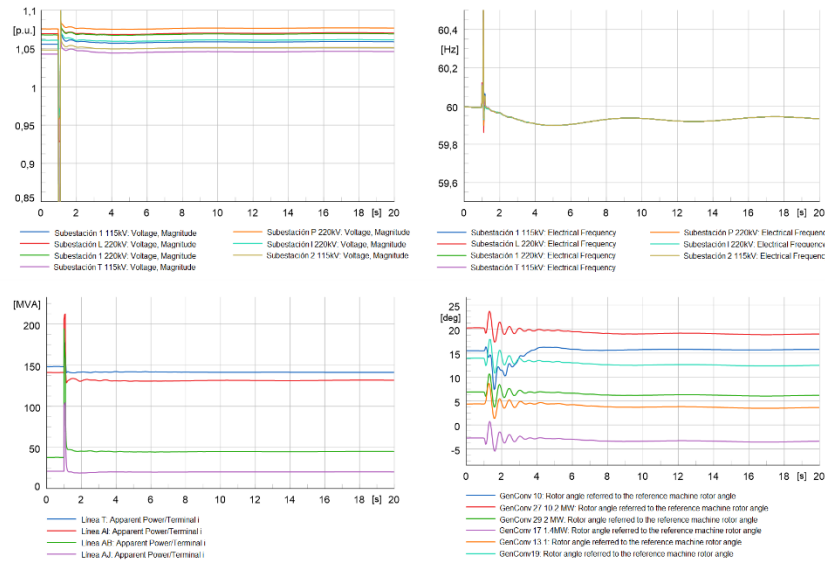
c. Contingencia en línea Planta Solar – Subestación 1 115kV

Figura 18. Respuesta del sistema ante eventos de falla en escenario de DH para la Alternativa 1.



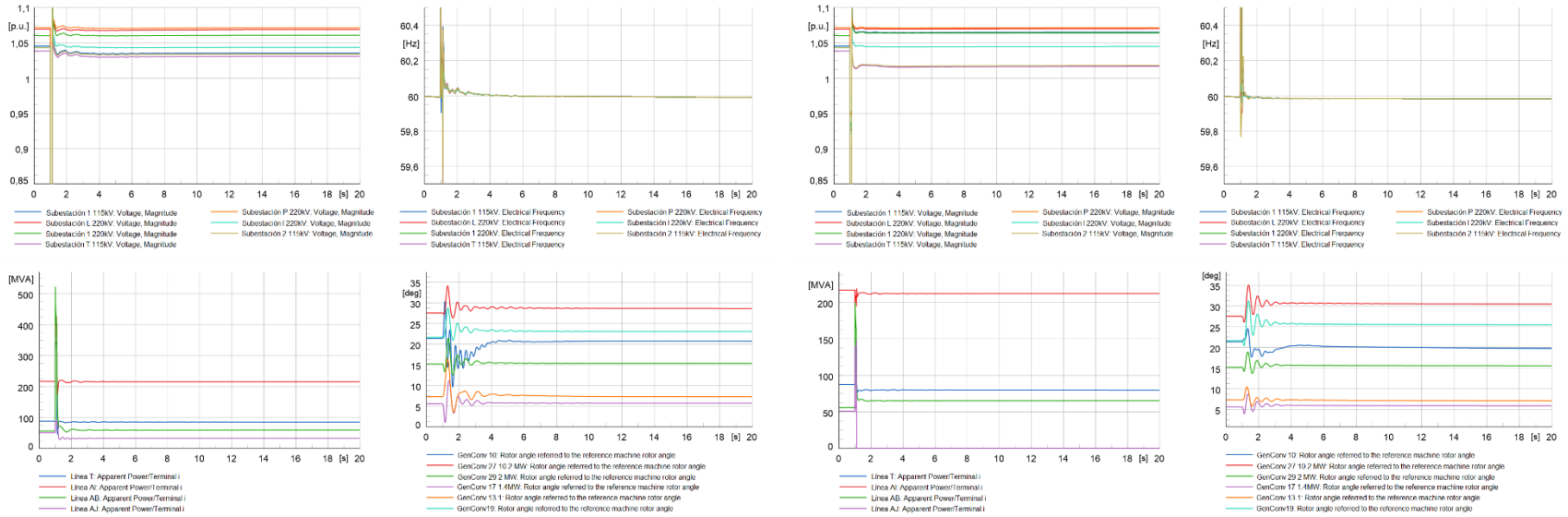
a. Contingencia en Transformador D

b. Contingencia en Línea AJ



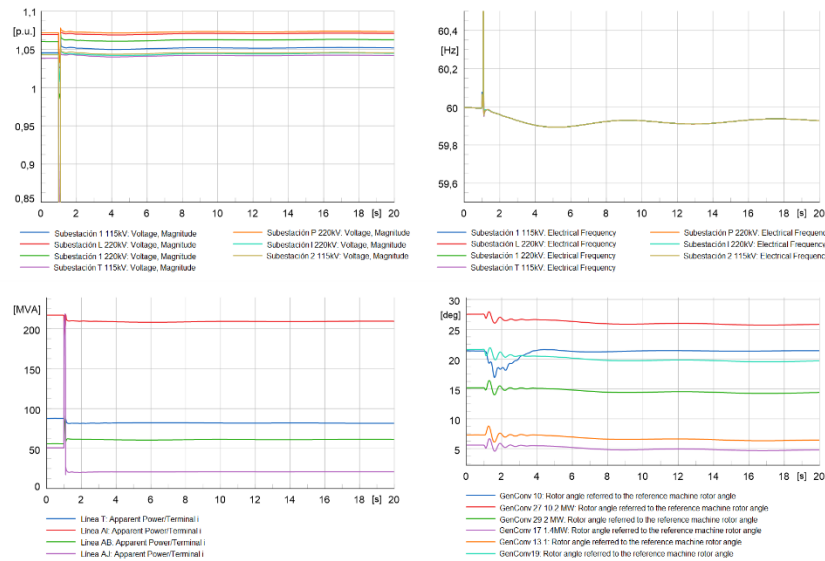
c. Contingencia en línea Planta Solar – Subestación 1 115kV

Figura 19. Respuesta del sistema ante eventos de falla en escenario de DT para la Alternativa 1.



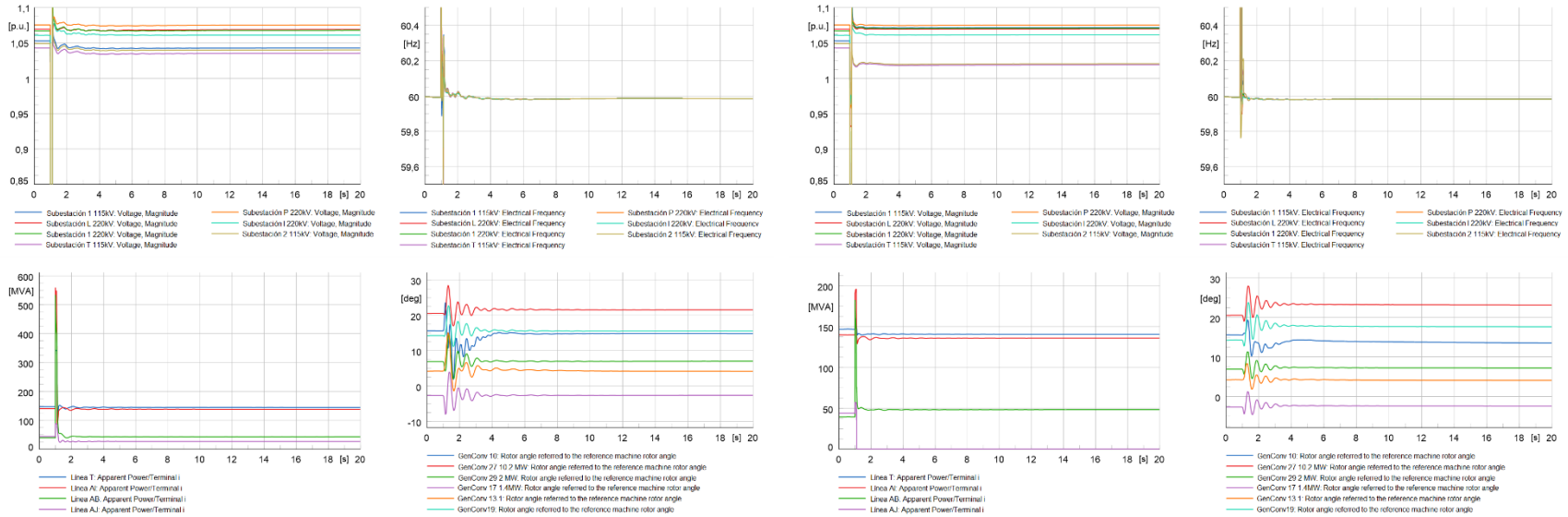
a. Contingencia en Transformador D

b. Contingencia en Línea AJ



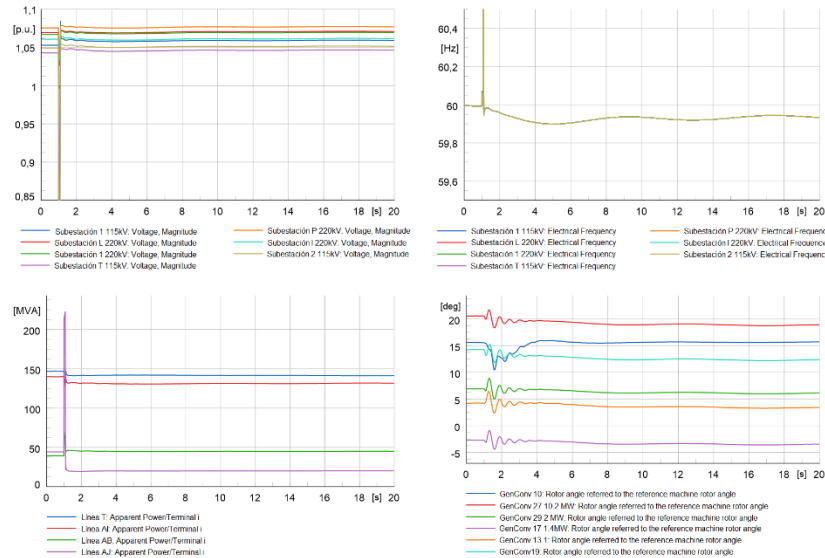
c. Contingencia en línea Planta Solar – Subestación 2 115kV

Figura 20. Respuesta del sistema ante eventos de falla en escenario de DH para la Alternativa 2.



a. Contingencia en Transformador D

b. Contingencia en Línea AJ



c. Contingencia en línea Planta Solar – Subestación 2 115kV

Figura 21. Respuesta del sistema ante eventos de falla en escenario de DT para la Alternativa 2.

○ **Estabilidad Transitoria**

En esta sección se presenta el reporte del comportamiento de la red y de los aportes del parque fotovoltaico en caso de presentarse una falla en el sistema, en cercanías de la subestación de conexión. Para llevar a cabo este análisis, se realiza una falla trifásica en los circuitos con mayor aporte de potencia de cortocircuito a la subestación de conexión propuesta por cada alternativa, considerando tiempos de despeje de falla superiores a los máximos establecidos por el código de redes, según el nivel de tensión.

En este análisis se busca producir una caída de tensión con el fin de probar las funciones de LVRT y HVRT de los inversores del proyecto de generación fotovoltaico, verificando que el tiempo de restablecimiento de los niveles de tensión no sobrepase los límites establecidos, lo cual comprometería la confiabilidad de la planta. Estos eventos son analizados teniendo como referencia lo que dicta la resolución CREG 060 del 2019 [5], que establece el requerimiento de las inyecciones de potencia reactiva para la restauración de tensiones por parte de las plantas eólicas y solares conectadas al STN o STR.

El análisis de estabilidad se realiza considerando los escenarios de demanda media con despachos hidráulico y térmico. Los eventos son simulados con y sin la operación de los inversores, con el objetivo de comparar los niveles de tensión de la subestación de conexión y evaluar los efectos de la inyección de corriente reactiva del proyecto.

Tabla 20. Eventos Estabilidad Dinámica

No.	Contingencia	Tiempo de despeje de falla [ms]	Alt 1	Alt 2
1	Línea AJ	200	X	X
2				

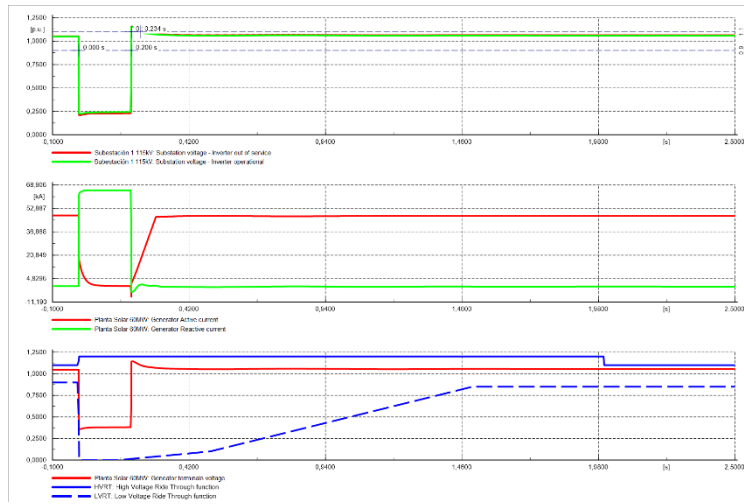
De la totalidad de simulaciones ejecutadas para estos eventos se observa que el desempeño de los inversores del proyecto de generación es adecuado, pues inyectan potencia reactiva durante las caídas de tensión generadas por el evento de cortocircuito simulado y tienen tiempos de respuesta menores a 50 ms. En todos los casos se observa que la estabilidad del sistema no se afecta cuando se realiza una falla en las cercanías de la subestación de conexión, ya que se presenta una



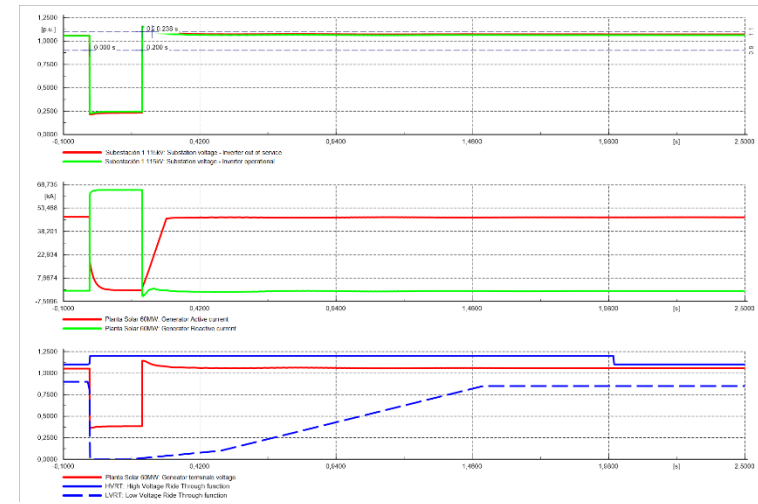
recuperación rápida y amortiguada del nivel de tensión, después del despeje de falla. Se puede observar, además, que la tensión en terminales de los inversores permanece dentro de los límites de las funciones de HVRT y LVRT.

Por otro lado, se observa que al considerar en operación los inversores del proyecto, la tensión en la subestación de conexión analizada, según cada alternativa, recobra un valor cercano al inicial. Este comportamiento demuestra la participación activa del inversor en la recuperación del sistema durante fallas que puedan afectar la operación de la red.

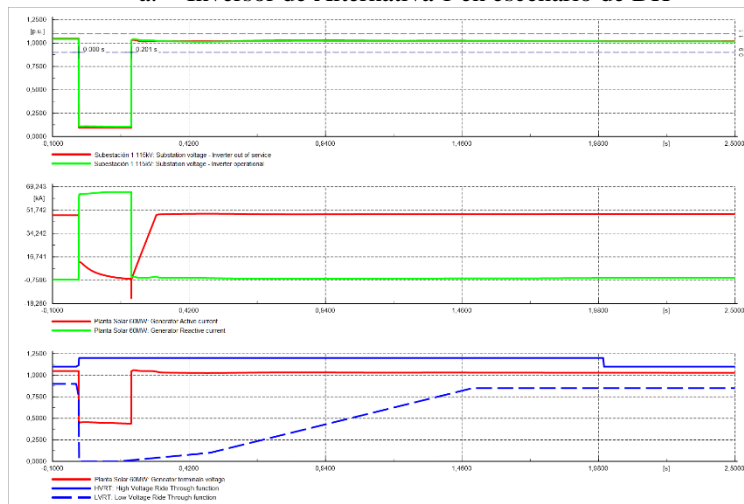
El resumen de lo anterior se presenta en la Figura 22.



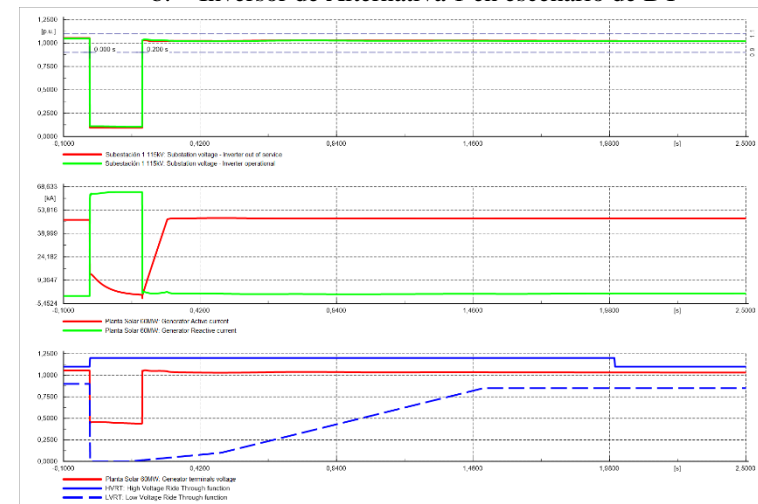
a. Inversor de Alternativa 1 en escenario de DH



b. Inversor de Alternativa 1 en escenario de DT



c. Inversor de Alternativa 2 en escenario de DH



d. Inversor de Alternativa 2 en escenario de DT

Figura 22. Respuesta del inversor ante evento de falla sobre Línea AJ

### 3. Análisis económico de las alternativas

Con base a los valores indicados en la Tabla 21 y 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.

Tabla 21. Índices de actualización de costos

INDICADOR	VALOR	Nota
Corrección de UC por variación del IPP	1,47	IPP May22 / IPP Dic17
AOM [%] Obras	2	CREG 015 2018 – Nivel IV [6]
ANE [%] Obras	2	CREG 015 2018 – Nivel IV [2]
Tasa de retorno [%]	12,09	Nivel IV [2]
Cargo G [\$ / kWh]	234,15	Promedio mayo 2021 a mayo 2022 (OR)
Cargo T [\$ / kWh]	40,79	
CRO1 [\$ / kWh]	1532,53	Fuente UPME mayo 2022

- **Costos 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 22 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 [2].

Tabla 22. Costos de Uso y de Conexión de las alternativas – MCOP

Alt.	Uso			Conexión		
	Inversión	ANE	AOM	Inversión	ANE	AOM
1	709,30	14,19	14,19	7.898,82	157,98	157,98
2	849,84	17,00	17,00	30.937,39	618,75	618,75

- **Valoración económica de pérdidas**

Para la valoración económica, las pérdidas se convierten a energía (MWh/año) considerando los períodos de duración de los escenarios de demanda media y posteriormente se estiman con el precio promedio del cargo G para el STN y la conexión y G+T para el STR.

Para este cálculo, se consideran constantes los costos o beneficios por aumento o reducción de pérdidas entre los años de evaluación, así, por ejemplo, entre el año 2026 hasta el año 2030 se consideran constantes los costos o beneficios por aumento o reducción de pérdidas siendo iguales a los determinados en el modelo para el año 2025. Luego, el valor

determinado para el año 2030 se considera constante desde el año 2031 hasta el año 2050, tiempo en el cual se cumple el periodo de evaluación de los 25 años para el retorno de la inversión.

La valoración de las pérdidas del STN se realiza con relación al diferencial de energía con respecto a la red sin proyecto. En la Tabla 23, Tabla 24 y Tabla 25 se reportan los costos calculados debido a las pérdidas en el STN, STR y conexión del proyecto.

Tabla 23. Valoración de las pérdidas en el STN – MCOP

Alt.	2025		2030	
	Diferencia	Beneficio Anual	Diferencia	Beneficio Anual
	[MWh/Año]*	MCOP May22	[MWh/Año]*	MCOP May22
1	3.201,77	-749,69	3.087,93	-723,03
2	2.981,82	-698,19	2.871,49	-672,35

\* Los valores positivos de diferencias reflejan incremento de pérdidas y representan costos para el sistema.

Tabla 24. Valoración de las pérdidas en el STR – MCOP

Alt.	2025		2030	
	Diferencia	Beneficio Anual	Diferencia	Beneficio Anual
	[MWh/Año]*	MCOP May22	[MWh/Año]*	MCOP May22
1	633,29	-174,12	636,20	-174,92
2	1.074,71	-295,48	1.073,28	-295,09

\* Los valores positivos de diferencias reflejan incremento de pérdidas y representan costos para el sistema.

Tabla 25. Valoración de las pérdidas en la Conexión – MCOP

Alt.	2025		2030	
	Energía	Beneficio Anual	Energía	Beneficio Anual
	[MWh/Año]*	MCOP May22	[MWh/Año]*	MCOP May22
1	249,39	-58,39	252,19	-59,05
2	3.564,47	-834,61	3.608,30	-844,87

\* Los valores positivos de diferencias reflejan incremento de pérdidas y representan costos para el sistema.

- **Análisis energético, reducción de costos por operación**

A partir del análisis de despacho de energía diario, para cada uno de sus períodos, se evalúa la posibilidad de que la potencia que podría despachar el proyecto de generación fotovoltaico pueda desplazar la planta de generación que estaría definiendo el costo marginal para determinado período. En la Figura 23 se observa un caso típico del despacho debido al ingreso de un proyecto, con el fin de obtener el costo marginal menor para el país, lográndose así un ahorro al tener un menor precio al cual debe pagarse la energía a las empresas generadoras para cada período del día.

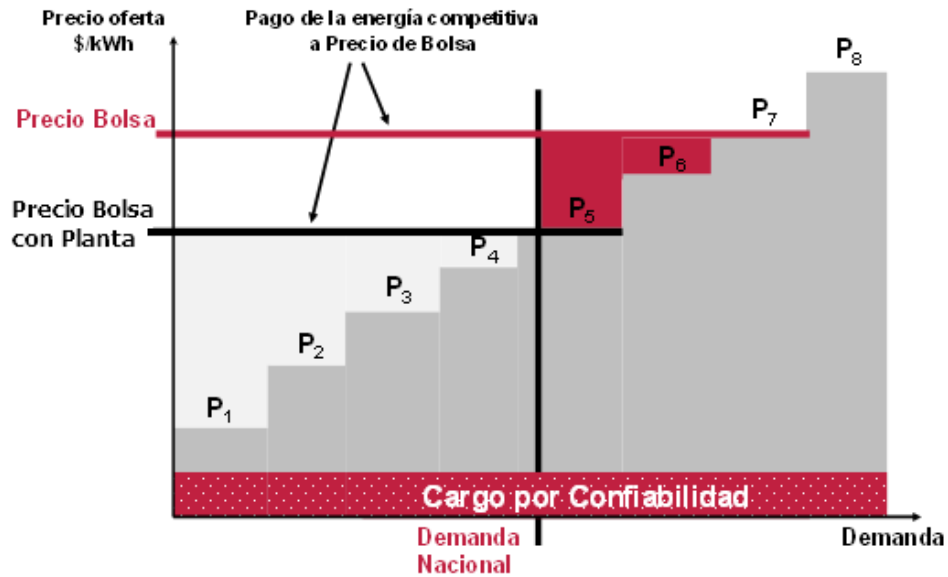


Figura 23. Formación del precio en bolsa (Fuente: XM)

Como aspectos metodológicos, se desarrolla el análisis del posible desplazamiento de las plantas que determinan el precio marginal del despacho para los años 2022 a 2026 (8.760 horas por año) y se calcula el ahorro para el país en el caso de desplazamiento de dichas plantas como la diferencia promedio de los costos marginales, multiplicada por la energía transada en bolsa en esa hora del día. Los beneficios calculados se consideran constantes durante todo el horizonte.

Para efectuar este análisis se emplea la información de las compras en bolsa nacional, la potencia despachada y los precios de oferta de cada una de las plantas del sistema para las horas de todos los días del año. Los valores anuales calculados son descritos en la Tabla 26, considerando un factor de planta de 0,20.

Tabla 26. Beneficios del proyecto Planta Solar – 60 MW

Beneficios promedios	Valor [MCOP]
Mensual	871,77
Anual	10.461,20

- **Flujo de caja y relación B/C**

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 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 27.

Tabla 27. Flujo de caja país – MCOP

Alt.	VPN PAÍS MCOP May22					Relación B/C
	Inversión Uso	AOM Uso	Pérdidas STN	Pérdidas STR	Operación	
1	-723,48	-110,57	-5.731,48	-1.360,50	81.539,05	10,30
2	-866,84	-132,48	-5.333,51	-2.301,46	81.539,05	9,40

Como se observa, para ambas alternativas se obtiene una relación B/C país superior a 1,0 lo que significa que los costos en que incurriría el país se pagan con los beneficios que genera la conexión de la generación del proyecto solar fotovoltaico. Así, la Alternativa 1 tiene un B/C de 10,30 y la Alternativa 2 de 9,40.

- **Costos del 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 28 se consigna la información relacionada.

Tabla 28. Costos inversionista – MCOP

Alt.	COSTOS INVERSIONISTA MCOP May22			
	Inversión	AOM	Pérdidas	Total
1	-8.056,79	-1.231,33	-457,89	-9.746,02
2	-31.556,14	-5.026,46	-6.825,96	-43.408,56

Los costos de inversión se estiman por medio de las unidades constructivas que, luego de proyectarlas a 25 años, entregan el valor total descrito en la Tabla 28, evidenciando que la conexión del proyecto mediante la Alternativa 1 presenta la menor inversión para el promotor.

## VI. ANÁLISIS

El desarrollo de un estudio de conexión debe ser un ejercicio metódico y juicioso que ponga a disposición de las instituciones información fehaciente del impacto de los activos sobre la red a nivel nacional, regional y local.

Dado que estos estudios se deben entregar a la UPME, se debe estar muy empapado de las normativas y lineamientos necesarios para la presentación de proyectos. Esto obedece a la necesidad de poner orden a los procesos que impactan la matriz energética del país y tener un registro detallado de activos eléctricos y no eléctricos que pueden aportar al desarrollo de la misma.

Desde el área de EE de la empresa IEB se tiene una planeación de los estudios de conexión conforme a los plazos definidos por la UPME para la presentación de proyectos generadores que desean entrar a la puja del mercado eléctrico colombiano. Dada la necesidad de agilizar los procesos, se tienen estandarizados bajo una sola metodología y automatizados en pro de cumplir con la entrega oportuna del inmenso número de estudios de conexión que contratan los promotores de proyectos de generación, expansión y/o repotenciación.

Es imprescindible destacar la implementación de herramientas ofimáticas, así como de softwares de modelación y programación, que hacen que el cumplimiento de los cronogramas y plazos definidos por los entes se cumplan a cabalidad, además que los resultados obtenidos sean muy precisos y confiables.

Todo lo anterior está apoyado sobre una filosofía y una cultura empresarial humanista de personas muy profesionales y especializadas en su área de trabajo que, desde su vasta experiencia, apoyan a las personas que carecen de esta. Son estos profesionales los que aportan a la mejoría, cumplimiento y conformidad de cada una de las exigencias del sector eléctrico, y fortalecen el músculo técnico y económico de la compañía.

## VII. CONCLUSIONES

Los análisis llevados a cabo en el presente estudio permiten identificar la viabilidad, tanto técnica como económica, de la conexión del proyecto fotovoltaico de 60 MW a la Subestación 1 en 115 kV mediante la construcción de un circuito sencillo de 5,35 km. Esta alternativa presenta un buen desempeño técnico tanto ante condiciones normales de operación como ante contingencias, ya que no se evidencian restricciones operativas adicionales en el sistema eléctrico. Por otra parte, con la conexión del proyecto se evidencia un correcto desempeño en los análisis de cortocircuito y estabilidad. Finalmente, desde el punto de vista económico, esta alternativa resulta viable para el país, lo cual se ve reflejado en la relación B/C. Al presentar un valor superior a 1, los beneficios generados son suficientes para cubrir los costos derivados de la operación (B/C de 10,30), indicando la favorabilidad de la obra en un periodo de 25 años. Desde el punto de vista del inversionista, presenta la menor inversión debido a la longitud existente entre el proyecto y el punto de conexión.

Al cabo de seis meses de prácticas académicas se tuvo la oportunidad de aplicar y profundizar en los conocimientos y conceptos adquiridos a lo largo del proceso de formación universitaria, los cuales fueron esenciales a la hora de tener un buen desempeño en el área de trabajo y aportar al ejercicio de las actividades de la empresa; algunos de los conocimientos puestos en práctica fueron la operación y control de sistemas de potencia, transporte de energía, maquinas eléctricas, evaluación financiera, electrónica de potencia, etc.

Después de apoyar el desarrollo de estudios de conexión, estudiando y aplicando la normatividad vigente, se concluye que el sector eléctrico colombiano está altamente regulado y mantienen su normativa a la vanguardia de las tecnologías y avances de activos eléctricos y no eléctricos a lo largo y ancho del territorio, por lo que estamos obligados a ser profesionales constantemente actualizados en temas técnicos, económicos y normativos.



## REFERENCIAS

- [1] 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.
- [2] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Resolución 015 de 2018*, Bogotá D.C.: Publicada en el Diario Oficial No. 50.496 del 3 de Febrero de 2018., 2018.
- [3] CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Resolución 011 de 2009*, Bogotá D.C.: Publicada en el Diario Oficial No. 47.274 del 25 de febrero de 2009, 2009.
- [4] IEC 60909, Short-circuit currents in three-phase a.c. systems, January 2019.
- [5] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Resolución 060 de 2019*, Bogotá D.C., 2019.
- [6] CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Resolución 106 de 2010*, Bogotá D.C.: Publicada en el Diario Oficial No. 47.937 de 29 de diciembre de 2010, 2010.