



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL  
FACULTAD REGIONAL SANTA FE**

---

## ***PROYECTO FINAL***

*“Evaluación Técnico - Económica de un  
Parque Solar para Abastecer un Clúster de  
Industrias en el Marco del Programa ERA  
Colaborativo”*

---

**Alumnos:** Bianchi, Julián (L. U.: 25300)

Spies, Pablo Nicolás (L. U.: 25458)

**Director:** Dr. Ing. Loyarte, Ariel

**Codirector:** Ing. Manassero, Ulises

**Titular de cátedra:** Esp. Ing. Acosta, Javier Andrés

Ingeniería Eléctrica

Mayo de 2024

## DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

*El contenido, conceptos desarrollados, análisis, conclusiones y opiniones efectuadas en el Informe escrito del proyecto final de carrera son de exclusiva responsabilidad del autor, eximiendo a la Universidad Tecnológica Nacional y los directores de responsabilidad alguna con relación a la obra.*

*La obra es un proyecto académico formulado a título de propuesta, es una instancia formativa del Estudiante desarrollada en el marco de las carreras de Ingeniería de la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, por tal motivo la utilización que se realice sobre el contenido de este exime de responsabilidad tanto al autor, como los directores y la propia Universidad.*

## AGRADECIMIENTOS

*A nuestros compañeros y futuros colegas, con quienes hemos tenido la dicha de haber compartido este camino durante todos estos años. A nuestros amigos, por habernos bancado y apoyado durante todo este proceso. A nuestros directores, Ariel y Ulises, por la predisposición, el tiempo y la experiencia que nos han sabido compartir durante todo el desarrollo de este proyecto. Y especialmente a nuestras familias, que han sabido estar presentes en cada momento de esta etapa, apoyándonos de manera incondicional.*

## RESUMEN

El presente estudio se centró en la evaluación de la viabilidad técnica y económica asociada a la implementación de un parque solar destinado a abastecer energéticamente a un clúster de 3 industrias. Este proyecto estuvo legalmente enmarcado dentro del programa ERA Colaborativo del Ministerio de Ambiente y Cambio Climático de la Provincia de Santa Fe. Se abordaron diversos aspectos, incluyendo: i) la selección de la ubicación óptima del parque solar; ii) consideraciones medioambientales para su emplazamiento; iii) capacidad de generación de energía de los dispositivos utilizados, así como los costos asociados a su instalación, operación y mantenimiento; entre otros. Además, se examinó el impacto en la infraestructura de red, junto con los beneficios económicos para los sectores involucrados.

En una primera fase, se llevó a cabo un relevamiento detallado de la zona de interés, priorizando aquellas variables climatológicas pertinentes para la generación de energía y la identificación de las áreas factibles de ser utilizadas para la instalación de los paneles solares. Posteriormente, se efectuó un análisis exhaustivo de los alimentadores y distribuidores que suministraban energía a la porción de la red eléctrica donde se ubican las tres industrias objeto de estudio. Este análisis incluyó la evaluación de su capacidad de carga, longitud, tipología de conductores y topología, complementado con datos históricos relacionados con la calidad del servicio.

Con la información relevada y definida, se procedió a la selección de los módulos de máxima potencia y al modelado de la red, lo que permitió llevar a cabo múltiples simulaciones para evaluar su comportamiento ante diversos escenarios, centrándose particularmente en la capacidad de carga de las líneas y la estabilidad de la tensión en los nodos.

Los resultados de estas simulaciones permitieron establecer un orden de prioridad de las soluciones técnicamente viables en función de las consideraciones previamente definidas. Posteriormente, se realizó un análisis económico detallado para determinar la rentabilidad económica de las soluciones técnicamente viables, tanto para los usuarios finales como para la empresa distribuidora. Este análisis tuvo en cuenta los subsidios a la energía en las facturas de los usuarios, los beneficios del programa ERA Colaborativo y los costos asociados a pérdidas de energía y Energía No Suministrada.

Finalmente, se evaluó la viabilidad económica de la incorporación de sistemas de almacenamiento para gestionar la energía excedente del parque solar, a fin de optimizar su utilización durante picos de demanda y reducir la energía adquirida desde la empresa distribuidora.

## Contenido

<b>1. CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>8</b>
1.1 FUNDAMENTOS Y JUSTIFICACIÓN .....	8
1.2 OBJETIVO GENERAL .....	9
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	9
1.4 MARCO TEÓRICO .....	9
1.4.1 <i>Generación fotovoltaica</i> .....	9
1.4.2 <i>Métodos para la ubicación óptima de los paneles fotovoltaicos</i> .....	12
1.4.3 <i>Instalación fotovoltaica en el ambiente industrial</i> .....	16
<b>2. CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DE LA ZONA DE ESTUDIO . 18</b>	
2.1 INTRODUCCIÓN.....	18
2.2 RELEVAMIENTO GEOGRÁFICO Y ESPACIAL LAS INDUSTRIAS .....	18
2.2.1 <i>Industria N°1 – Basso S.A.</i> .....	18
2.2.2 <i>Industria N°2 – Mistura S.A.</i> .....	20
2.2.3 <i>Industria N°3 – Motor Parts S.A.</i> .....	22
2.3 RELEVAMIENTO DE DATOS CLIMATOLÓGICOS .....	23
2.4 DESCRIPCIÓN Y DETALLES DE LOS ALIMENTADORES Y DISTRIBUIDORES DE LA RED .....	26
2.4.1 <i>Salida 1 – RAO – 33 kV</i> .....	27
2.4.2 <i>Salida 5 – RAO – 33 kV</i> .....	28
2.4.3 <i>Salida 6 – RAO – 33 kV</i> .....	29
2.4.4 <i>Ataliva – SUN – 33 kV</i> .....	30
2.4.5 <i>Salida 3 – RAO – 13,2 kV</i> .....	31
2.4.6 <i>Salida 4 – RAO – 13,2 kV</i> .....	32
2.4.7 <i>Salida 6 – RAO – 13,2 kV</i> .....	33
2.5 ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE SERVICIO DE LOS CIRCUITOS DE INTERCONEXIÓN DE LOS PFV .....	36
2.6 CARGABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES Y DISTRIBUIDORES.....	37
2.7 POSIBLES PUNTOS DE INYECCIÓN A LA RED DE LOS PFV PROYECTADOS .....	42
2.8 TASA DE CRECIMIENTO ANUAL .....	47
<b>3. CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO .....</b>	<b>48</b>
3.1 INTRODUCCIÓN.....	48
3.2 MÓDULOS MÁXIMOS DE POTENCIA.....	48
3.2.1 <i>Paneles fotovoltaicos</i> .....	48
3.2.2 <i>Inversor</i> .....	50
3.2.3 <i>Módulo de potencia máxima obtenida por industria</i> .....	52
3.3 MODELADO DE LA RED .....	57
3.3.1 <i>Introducción</i> .....	57
3.3.2 <i>Software elegido</i> .....	57
3.3.3 <i>Equivalente de Red</i> .....	59
3.3.4 <i>Transformadores de tres arrollamientos</i> .....	59
3.3.5 <i>Barras/Nodos y Conexiones</i> .....	61
3.3.6 <i>Cargas</i> .....	63
3.3.7 <i>Generador Fotovoltaico</i> .....	64
3.4 SIMULACIONES Y RESULTADOS .....	66
3.4.1 <i>Casos a simular</i> .....	66
3.4.2 <i>Resultados</i> .....	67
3.4.3 <i>Conclusiones</i> .....	80

<b>4. CAPÍTULO 4: ANÁLISIS ECONÓMICO .....</b>	<b>82</b>
4.1 INTRODUCCIÓN.....	82
4.2 BENEFICIO ECONÓMICO PARA EL CLÚSTER DE INDUSTRIAS.....	82
4.2.1 Cuadro tarifario de la EPESF.....	84
4.2.2 Subsidio tarifario.....	85
4.2.3 Ingresos por ahorro e inyección de potencia.....	87
4.2.4 Ingresos por valor residual (VR) al final del período.....	87
4.2.5 Egresos correspondientes a la inversión .....	87
4.2.6 Egresos por costos de operación y mantenimiento (O&M).....	88
Reposición de inversores .....	88
4.2.7 Flujo de caja del proyecto .....	88
4.2.8 Indicadores de rentabilidad .....	93
4.2.9 Criterio de la matriz de decisión.....	94
4.2.10 Criterio del máximo valor esperado .....	95
4.2.11 Criterio de minimización del máximo arrepentimiento.....	95
4.2.12 Criterio del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).....	96
4.2.13 Conclusiones para el clúster de industrias.....	98
4.3 BENEFICIO ECONÓMICO PARA LA EMPRESA DISTRIBUIDORA.....	100
4.3.1 Energía No Suministrada (ENS).....	100
4.3.2 ENS en Red N-1 .....	101
4.3.3 ENS en Red N.....	105
4.3.4 ENS total y penalizaciones por ENS.....	107
4.3.5 Pérdidas por transmisión de energía.....	109
4.3.6 Pérdidas de energía para el día de máxima demanda .....	109
4.3.7 Factor de carga (FC).....	112
4.3.8 Factor de pérdidas (FP) .....	112
4.3.9 Pérdidas de energía anual para el año base y el período de estudio completo .....	112
4.3.10 Ahorro en pérdidas de energía.....	113
4.3.11 Conclusiones para la empresa distribuidora .....	114
<b>5. CAPÍTULO 5: INCORPORACIÓN DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....</b>	<b>116</b>
1.1 INTRODUCCIÓN.....	116
1.2 SISTEMAS DE BATERÍAS DISPONIBLES .....	117
1.2.1 Introducción .....	117
1.2.2 Marcas de referencia .....	117
1.3 ENERGÍA DISPONIBLE .....	118
1.4 COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA (LCOE) .....	119
1.4.1 Inversión.....	120
1.4.2 Valor residual.....	121
1.4.3 Operación y Mantenimiento .....	121
1.4.4 Almacenamiento anual de energía .....	121
1.5 RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	122
1.6 SISTEMA SELECCIONADO.....	123
1.7 IMPACTO DE LA INCORPORACIÓN DEL SISTEMA DE BATERÍAS.....	125
<b>6. CONCLUSIONES FINALES .....</b>	<b>127</b>
6.1 SELECCIÓN DEL PFV Y DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO .....	127
6.2 CONCLUSIONES GENERALES.....	127
<b>7. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>128</b>



# 1. CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

## 1.1 Fundamentos y justificación.

El presente proyecto surge a partir de una problemática planteada por una empresa que dispone de 3 industrias en la provincia de Santa Fe. La misma pretende realizar un análisis de factibilidad técnico-económico para suministrar la energía que dichas industrias demandan a partir de la implementación de un parque de generación fotovoltaica (PFV), bajo los requisitos establecidos por la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF) y utilizando, para ello, el espacio disponible en la zona de emplazamiento de sus empresas. Cabe destacar que las industrias a estudiar se encuentran ubicadas en distintos predios, dos de ellas en la ciudad de Rafaela y la tercera en la localidad de Nueva Lehmann.

A partir de este análisis, surge la posibilidad de enmarcar el proyecto dentro del programa ERA Colaborativo (ERA: Energía Renovable para el Ambiente), promovido por la Secretaría de Energía de la Provincia de Santa Fe, según el cual un usuario (consumidor) puede realizar aportes de energía al sistema eléctrico en calidad de productor, siempre que la energía generada provenga de fuentes renovables. Para ello, la empresa solicita asesoramiento a la EPESF para decidir en cuál de los predios que dispone su empresa obtendría el mayor beneficio económico. Sin embargo, esta decisión es ciertamente compleja, dado que su resolución depende de múltiples variables:

- Los predios presentan diferentes dimensiones en sus terrenos y superficies disponibles, en donde el desempeño de instalaciones fotovoltaicas puede verse afectado por características geométricas y geográficas (mayormente disposiciones y sombras).
- La factibilidad de concretar un único parque fotovoltaico concentrado en una de las locaciones, o bien distribuir la potencia instalada entre algunas o todas ellas. Los costos de inversión se modifican sensiblemente entre alternativas, producto del equipamiento adicional que debe complementar a los módulos solares.
- El impacto sobre la red eléctrica se modifica con la locación del parque y/o la eventual consideración de generación distribuida. Por tanto, la empresa distribuidora podría presentar preferencias por una elección sobre las otras. La solución económicamente más conveniente para el inversor podría no coincidir con la más beneficiosa para la empresa distribuidora.
- Los costos, beneficios técnicos e impactos sobre la red pueden cambiar significativamente si además se incorporan sistemas de almacenamiento. Su contemplación en la planificación y toma de decisiones modifica



sustancialmente el conjunto de soluciones posibles, aumentando el número de variables manipulables y mejorando las posibilidades de hallar una solución satisfactoria a la vez para el inversor y para la empresa distribuidora.

## 1.2 Objetivo general.

Diseñar y evaluar alternativas de instalación y operación de un sistema fotovoltaico para abastecer un clúster de industrias, en el marco del programa ERA Colaborativo de la provincia de Santa Fe, considerando dos enfoques destinados a optimizar el beneficio económico: i) del usuario, y ii) de la empresa distribuidora. El análisis incluye la evaluación de eventuales sistemas almacenamiento de energía, y contempla un horizonte temporal compatible con la vida útil de las instalaciones.

## 1.3 Objetivos específicos.

- Relevar el estado actual de la zona de estudio, en términos de infraestructura eléctrica y lugar de emplazamiento de los parques. Obtener indicadores y variables útiles para el dimensionamiento de los mismos, como las climatológicas, geográficas, geométricas y eléctricas.
- Definir, diseñar y cuantificar los módulos de potencia máxima para los sistemas fotovoltaicos, según los requisitos técnicos establecidos por el programa ERA, normativas y códigos de red vigentes en la zona.
- Estudiar y emplear técnicas de optimización orientadas a maximizar el beneficio económico: 1) para el clúster de industrias; 2) para la empresa distribuidora. Contemplar diversas variables eléctricas, meteorológicas y económicas para llevar a cabo estudios complementarios de sensibilidad.
- Proyectar la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía orientados a maximizar el autoconsumo del clúster de industrias.

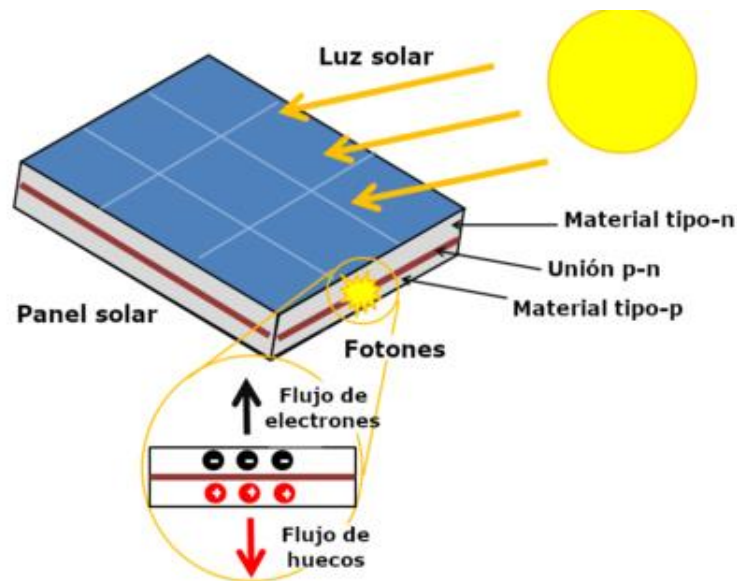
## 1.4 Marco teórico

### 1.4.1 Generación fotovoltaica

La energía solar llega a la tierra en forma de radiación electromagnética como luz, calor y rayos ultravioletas principalmente procedentes del sol, donde ha sido generada por un proceso de fusión nuclear [1]. El aprovechamiento de la energía solar se puede realizar de dos formas: por conversión térmica de alta temperatura en sistemas fototérmicos, o por conversión fotovoltaica en sistemas fotovoltaicos [1].

Una de sus ventajas radica en que no es contaminante, puesto que no genera gases de efecto invernadero, ni subproductos dañinos para el medioambiente, como ocurre con otras formas convencionales para obtener energía eléctrica, como las provenientes del petróleo o el gas natural. Además, proporciona energía de bajo costo de producción en lugares no industrializados [1].

Dentro de los diversos mecanismos de aprovechamiento de la energía solar, se encuentran los paneles fotovoltaicos. Los sistemas fotovoltaicos basan su funcionamiento en el efecto fotoeléctrico para convertir la energía lumínica proveniente del sol en energía eléctrica. Este proceso de generación de electricidad renovable no contamina, no emite gases nocivos, su mantenimiento es mínimo y no genera ruidos molestos. La tecnología fotovoltaica es confiable y su instalación en residencias e industrias es sencilla (ver Figura 1) [1].



**Figura 1.** Efecto fotoeléctrico en paneles solares.

Una importante ventaja de la energía solar es que permite la generación de energía en el mismo lugar de consumo mediante la integración arquitectónica, dando lugar a sistemas de generación distribuida en los que se eliminan casi por completo las pérdidas relacionadas con el transporte.

Los sistemas fotovoltaicos se clasifican en sistemas aislados (OFF-GRID) y sistemas interconectados (ON-GRID), según se distinguen en la Figura 2. Los sistemas aislados son desarrollados mediante el uso de equipos inalámbricos que son utilizados para medición y obtención de datos en tiempo real. Este tipo de sistemas son empleados en zonas rurales de difícil acceso [2]. Los equipos que comúnmente se utilizan deben ser de fácil instalación y de bajo peso, para facilitar la logística de transporte. Los sistemas interconectados a la red, por su parte, aprovechan tanto la energía producida por la red eléctrica como la obtenida por los paneles solares. El sistema interconectado tiene la cualidad de recurrir a la energía de la red en casos especiales, como en escenarios en que los paneles se encuentran defectuosos.

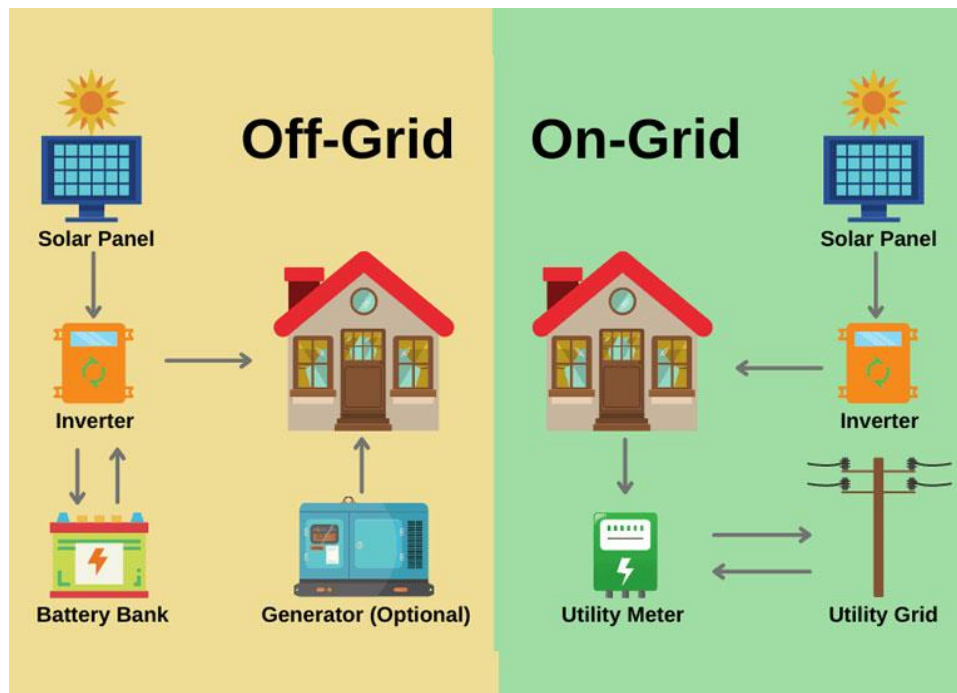


Figura 2. Tipos de instalación fotovoltaica.

El voltaje de trabajo de los paneles depende del número de celdas solares que se conectan en serie y de la estructura cristalina del semiconductor usado. Los voltajes nominales son, en general y en la mayoría de los casos, de 12 o 24 Vcc. La vida útil de un panel solar fotovoltaico se considera de entre 25-30 años, mientras que la eficiencia de dichos módulos se encuentra generalmente entre un 9 y un 20% [1].

La potencia nominal de los módulos (designada habitualmente como *potencia pico*) corresponde a la máxima capaz de ser desarrollada bajo condiciones nominales (estándares). Es decir, un módulo de 80 W de potencia nominal, por ejemplo, produce cuanto máximo 80 Wh (de energía) si durante una hora recibe una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> (en dirección normal a la superficie del módulo) a 25 °C de temperatura y sin viento. Por esta razón, la potencia generada por el panel puede ser menor o mayor que la potencia nominal para condiciones climatológicas diferentes de las nominales.

Algunas de las características técnicas más importante de un panel fotovoltaico, son las siguientes:

1. **Potencia de Pico (Wp):** Máxima potencia factible de ser suministrada por el módulo en condiciones estándar o STC (Irradiancia solar = 1000 W/m<sup>2</sup>; Temperatura de las celdas = 25 °C).
2. **Corriente nominal (A):** Corriente suministrada por el módulo en cuando la potencia erogada corresponde a la potencia pico.
3. **Tensión nominal (V):** Tensión normal de trabajo del módulo.

### 1.4.2 Métodos para la ubicación óptima de los paneles fotovoltaicos

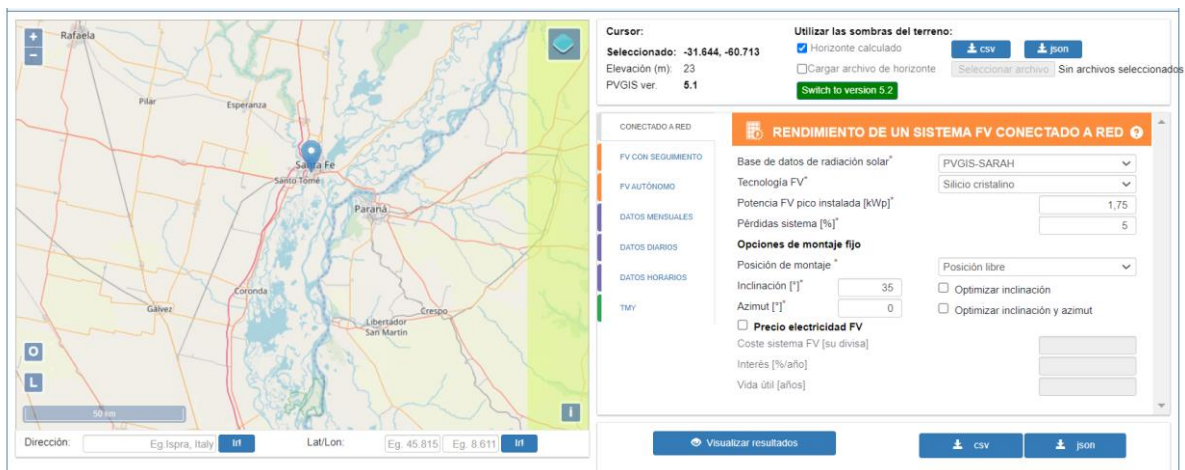
#### **Análisis SIG (Sistema de Información Geográfica):**

La componente geográfica es clave para que las empresas energéticas escojan acertadamente la mejor localización de las plantas renovables. Son muchos los factores que entran aquí en juego, más allá de los que en un principio son evidentes [3]. En el caso de las instalaciones solares que se colocan en edificios, los SIG son de enorme utilidad para convencer a los propietarios de sus beneficios, por ejemplo, en el momento de calcular el ahorro energético que supondría contar con ellos en función de la radiación, las horas de sombra y de los patrones de consumo.

Los SIG permiten integrar múltiples capas de información geoespacial, como la radiación solar, topografía, accesibilidad y restricciones ambientales y legales. Esto ayuda a identificar áreas con altos niveles de radiación solar, terrenos planos y sin obstrucciones, y cercanía a la red eléctrica.

En la actualidad, existe una *calculadora online gratuita*<sup>1</sup> de energía solar, llamada Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS), para plantas y sistemas fotovoltaicos autónomos o conectados a la red, con el que se puede obtener información sobre la radiación solar y el rendimiento del sistema para cualquier lugar de América, Europa, Asia y África.

PVGIS utiliza datos de alta calidad y resolución espacial y temporal de la radiación solar obtenidos a partir de imágenes de satélite, así como la temperatura ambiente y la velocidad del viento a partir de modelos de reanálisis climático (Figuras 3 y 4).



**Figura 3.** Interfaz inicial de PVGIS.

<sup>1</sup> [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/tools.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html)

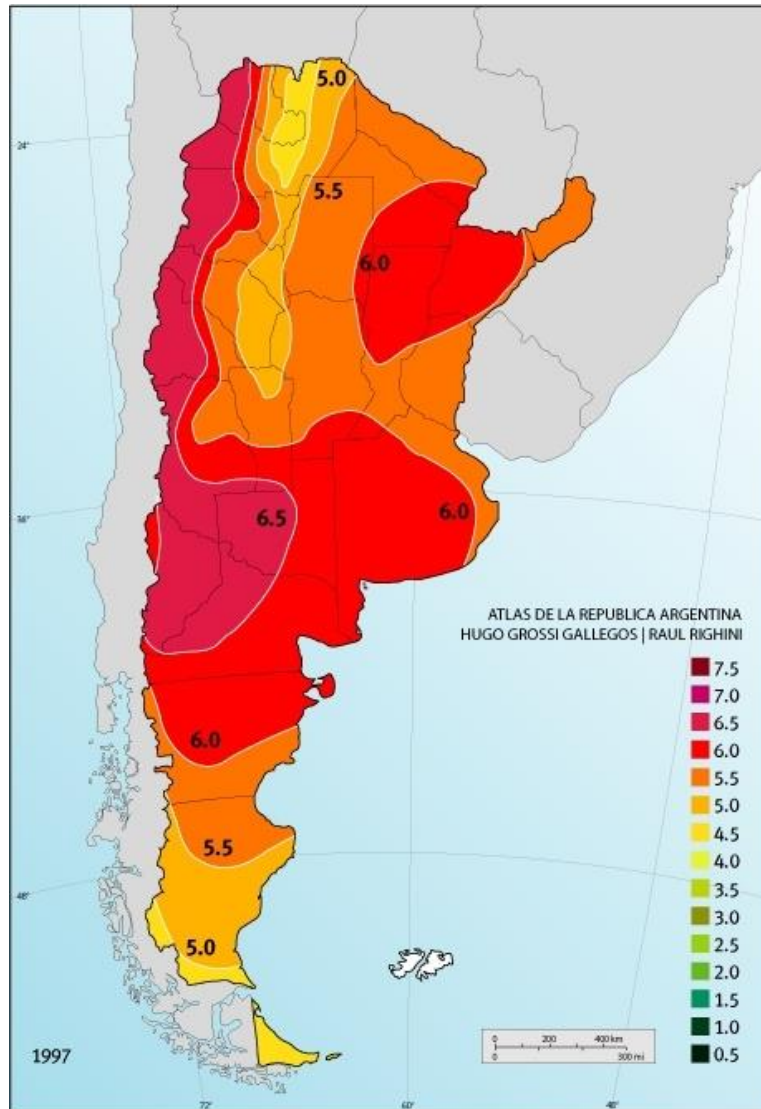


**Figura 4.** Resultados obtenidos del resumen de producción mensual de energía para la ciudad de Santa Fe a partir de PVGIS.

**Análisis de radiación solar:**

El análisis de radiación solar es un método crucial para determinar la ubicación óptima de un PFV. Este proceso implica la evaluación de la cantidad de energía solar disponible en diferentes ubicaciones, lo que impacta directamente en la producción de energía eléctrica.

La radiación solar puede cuantificarse a partir de la *irradiancia* como un indicador de la densidad de potencia instantánea provista por el fenómeno de radiación en unidades de kW/m<sup>2</sup>. Ésta puede variar a lo largo del día desde 0 kW/m<sup>2</sup> por la noche, a un máximo que puede superar 1 kW/m<sup>2</sup>. La irradiancia solar depende en gran medida de la ubicación y el clima local, como queda explícito en el mapa de la Figura 5.



**Figura 5.** Niveles de radiación solar en la Republica Argentina.

Un método muy utilizado para el análisis de densidad de radiación solar es la recopilación de datos, que proporcionan información sobre la cantidad de energía solar recibida en una ubicación específica a lo largo del año. La recopilación de datos puede realizarse a partir de diversas fuentes, comúnmente las estaciones meteorológicas, que registran mediciones directas de la radiación solar incidente en la superficie terrestre. Estas estaciones suelen estar ubicadas en diferentes regiones geográficas y proporcionan datos históricos confiables sobre la radiación solar.

Un método alternativo de medición de la radiación solar que es menos preciso, pero también más económico, utiliza una grabadora de sol [4]. Estas grabadoras de sol (también conocidas como grabadores Campbell-Stokes) miden el número de horas en el día durante el cual la irradiancia está por encima de un cierto nivel (normalmente  $200 \text{ mW/cm}^2$ ) [4]. Los datos recogidos de esta manera se pueden utilizar para

determinar la insolación solar, incluyendo varios factores de corrección y comparando el número de horas de sol medidas con aquellas basadas en los cálculos [4].

**Análisis topográfico:**

Un análisis topográfico es indispensable para identificar áreas planas y sin obstrucciones que sean adecuadas para la instalación de paneles solares. Se buscan terrenos con pendientes suaves y orientación favorable para maximizar la exposición al sol.

Un estudio topográfico se puede realizar con el uso de drones y permite llevar a cabo un exhaustivo análisis del lugar en poco tiempo y con escasos recursos [5]. Gracias a las imágenes obtenidas con el dron se puede extraer información del terreno con alto grado de detalle, lo cual permite tener un conocimiento global y geométrico de la zona de estudio.

Además, para desarrollar estos proyectos también resulta necesario contar con un levantamiento topográfico con el mayor grado de detalle posible de la planta fotovoltaica. El levantamiento topográfico consiste en elaborar un mapa o representación gráfica que refleje con precisión todas las características geográficas, físicas y geológicas del terreno sobre el cual se va a trabajar, junto con las alteraciones y variaciones llevadas a cabo por el hombre (excavaciones, taludes, edificaciones, canteras, etc.) [5].

En el levantamiento topográfico (Figura 6) se describen no solo las diferencias de altura, elevación o inclinación del terreno, sino también su entorno natural, es decir, ríos, arroyos, vegetación, y también las posibles instalaciones preexistentes y las fincas cercanas [5].



**Figura 6.** Levantamiento topográfico.

#### 1.4.3 Instalación fotovoltaica en el ambiente industrial

Un sistema fotovoltaico industrial se caracteriza por ser un sistema de energía solar de gran escala, diseñado para satisfacer las necesidades de empresas de diversos sectores. Este tipo de sistema tiene la capacidad de generar electricidad en cantidades significativas, lo que lo hace ideal tanto para el autoconsumo de la empresa como para la generación de energía eléctrica para la venta en el mercado.

Los usos industriales de la energía solar tienen muchas ventajas, siendo los más destacados los beneficios financieros en forma de una reducción inmediata de los costos energéticos, debido al menor consumo de energía proveniente de la red de distribución, y un aumento del valor de la propiedad o instalación [6].

Cabe aclarar que no existe un presupuesto inicial o una inversión base que deban hacer las empresas del sector industrial que quieran instalar paneles solares, debido a que todo dependerá de la capacidad de generación, lo que también estará influenciado por las necesidades y características particulares de cada compañía [7]. Por ejemplo, si una empresa mediana quiere incursionar en este tipo de generación de energía, puede intentar hacer una sustitución parcial del suministro, llegando al 40 o 50% de la electricidad necesaria en las operaciones mensuales. Empresas un poco más grandes, como las multinacionales, pueden hacer inversiones mayores para lograr impactos más significativos.



Otra de las ventajas es el respeto por el medioambiente, en un momento en que los consumidores y los gobiernos exigen cada vez más a la industria que reduzca su huella de carbono.

La energía solar contribuye a que las emisiones contaminantes sean nulas durante la fase de producción de energía y, por lo tanto, permite a las empresas seguir sus estrategias de cero emisiones. Adicionalmente, la independencia energética se está convirtiendo en una consideración cada vez más importante para las industrias en un momento en el que el suministro de energía es cada vez más vulnerable a los acontecimientos geopolíticos y en el cual la escasez inesperada de energía o las subidas de precios pueden afectar repentinamente a la producción.

Los sistemas fotovoltaicos son fiables y de fácil mantenimiento. Con una vida media de 25 años, las empresas pueden recuperar su inversión a lo largo de la vida útil del sistema.

Cualquier negocio, ya sea del sector industrial o del sector servicios, necesita un suministro eléctrico para poder realizar las funciones básicas en sus instalaciones. Por tanto, contar con la mejor solución energética es un punto clave a la hora de reducir los costos fijos de la actividad económica. En los años recientes ha cambiado la industria energética, su modelo de negocio y la forma en que se suministra electricidad a la red. En este contexto, existen múltiples oportunidades para que las empresas aprovechen la generación de energía solar a escala industrial.

## 2. CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DE LA ZONA DE ESTUDIO

### 2.1 Introducción

En este capítulo se describen las características de las zonas de implantación de las industrias en estudio, analizando las variables geográficas y geométricas de los terrenos, el clima propio de la zona y, por último, las características de la red eléctrica. Para ello, se realiza una breve descripción de la red, los niveles de carga y la topología de los alimentadores, y la duración promedio de las fallas, según los registros estadísticos de la EPESF. Luego, se realiza un relevamiento y análisis de la información relevante para el dimensionamiento de los parques fotovoltaicos.

### 2.2 Relevamiento geográfico y espacial las industrias

En el presente proyecto se analizan tres industrias en la provincia de Santa Fe. Las mismas están ubicadas de forma dispersa, y no concentradas en un parque industrial. A continuación, se describen en detalle cada una.

#### 2.2.1 Industria N°1 – Basso S.A.

Se encuentra ubicada en la ciudad de Rafaela, delimitada por las calles Avda. Ángela de la Casa, Ruta Prov. N° 70, López y Planes y M. Oliber. Se puede acceder a ella a través de una red troncal de rutas y también mediante servicios aéreos a Rafaela y localidades vecinas (ver Imagen satelital con identificación del terreno BASSO S.A., en la localidad de Rafaela.

7).

Basso S.A. es una empresa familiar, compuesta por capitales nacionales, que produce desde 1963 válvulas para motores de combustión interna. Posee un ágil mecanismo de distribución a nivel mundial, a través de una amplia red de representantes y distribuidores en más de 33 países, en los cinco continentes. Su unidad productiva ocupa alrededor de 21.548 m<sup>2</sup>, empleando a más de 500 personas que desarrollan sus actividades en tres turnos durante las 24 hs del día [8].

Los servicios de ingeniería de producto que Basso S.A. pone a disposición de sus clientes son [8]:

- Análisis de Fallas.
- Válvula de Control de Temperatura (VCT).
- Determinación de Expansión Térmica (TEP).
- Determinación de la vida a la fatiga.
- Propuestas de optimización de diseños.



**Figura 7.** Imagen satelital con identificación del terreno BASSO S.A., en la localidad de Rafaela.

Como se observa en la Figura 7, el predio de fabricación de válvulas está conformado por varias naves industriales, por lo que en este caso no se puede realizar la instalación fotovoltaica al nivel del suelo.

Al no tener la posibilidad de un montaje sobre el suelo, los paneles solares serían colocados sobre el techo. El techo de la industria es de chapa galvanizada y, como se observa, tiene varios extractores de aire y chimeneas.

El lugar presenta como ventaja la ausencia de árboles y obstáculos en las cercanías que puedan llegar a generar sombras. A continuación, se detallan los posibles lugares donde podrían disponerse los paneles, teniendo en cuenta lugares con reducida cantidad de extractores y chimeneas (ver Figura 88).

Se debe de tener en cuenta que en este caso las áreas consideradas fueron tomadas para un plano horizontal, despreciando la concavidad de los techos. Las áreas consideradas fueron las siguientes:

- **A1:** 2.000 m<sup>2</sup>
- **A2:** 1.484 m<sup>2</sup>
- **A3:** 486 m<sup>2</sup>
- **A4:** 592 m<sup>2</sup>
- **A5:** 1.097 m<sup>2</sup>



**Figura 8.** Áreas susceptibles para la ubicación de los paneles solares en BASSO S.A. (línea continua de color azul).

### 2.2.2 Industria N°2 – Mistura S.A.

Mistura S.A. es un mayorista de bebidas y alimentos que brinda un servicio de distribución mayorista en más del 65% del territorio provincial. Además del salón de ventas y despacho en Rafaela (casa central), recorre más de 760.000 km de para distribuir sus productos [9].

Se encuentra ubicada en la ciudad de Rafaela, sobre la Ruta Provincial N°70, situándose a aproximadamente 450 metros de la estación transformadora (ET) Rafaela Oeste (RAO), y a 1.800 metros con respecto a la INDUSTRIA N°1 - BASSO S.A. (ver Figura 99 y 10).



**Figura 9.** Imagen satelital con identificación del terreno MISTURA S.A., en la localidad de Rafaela.



**Figura 10.** Imagen satelital con identificación de los terrenos MISTURA S.A. y BASSO S.A., en la localidad de Rafaela.

El terreno de MISTURA cuenta con la posibilidad de ubicar los paneles solares al nivel del suelo, contando con un área libre de 12.366 m<sup>2</sup> (Figura 11). La ocupación total de esta área dependerá de cuánto quiera destinar la empresa en utilizarla para la colocación de paneles solares, o bien para futuras ampliaciones. Por otra parte, la cantidad y disposición del conjunto de paneles solares dependerá de un relevamiento previo al lugar, con el objetivo de obtener más información para el desarrollo de la ingeniería de detalle. Dicha ingeniería de detalle escapa al alcance del presente proyecto.



**Figura 11.** Área susceptible para la ubicación de los paneles solares en MISTURA S.A. (línea continua de color azul).

### 2.2.3 Industria N°3 – Motor Parts S.A.

Se encuentra ubicada dentro de la ciudad de Lehmann, delimitada por las calles Avda. Basso, Juan D. Perón, Julio Verne y San Lorenzo [10]. La misma se encuentra a una distancia aproximada de 16 km respecto al punto medio de las industrias anteriores (ver Figura 1212).

Actualmente, la empresa se aboca a la producción de válvulas y resortes desarrollados especialmente para motores de competición, alta performance, aeronáutica y aplicaciones críticas, como los utilizados en la industria petrolífera o modificados para consumo de diversos tipos de combustible [10]. Con dos plantas industriales y más de trescientos colaboradores directos, abastece a equipos de competición y categorías en los cinco continentes [10]. Esto la convierte en una de las grandes empresas locales que puja y acompaña el crecimiento de la localidad de Lehmann desde sus inicios.



**Figura 12.** Imagen satelital con identificación del terreno MOTOR PARTS S.A., en la localidad de Lehmann.

Al igual que MISTURA, tiene la posibilidad de ubicar los paneles solares al nivel del suelo, contando con un área libre de aproximadamente 14.600 m<sup>2</sup> (Figura 13). Para este caso, la cantidad y la disposición de los paneles solares se escogerán también en base a un relevamiento previo con el fin de poder evitar el efecto de sombra de los árboles ubicados sobre los límites del terreno.



**Figura 13.** Área susceptible para la ubicación de los paneles solares en MOTOR PARTS S.A. (línea continua de color azul)

### 2.3 Relevamiento de datos climatológicos

Para poder realizar un análisis del desempeño de los paneles solares, es necesario conocer los niveles de ciertas variables climatológicas que influyen en la generación de energía eléctrica. En este sentido, aquellas variables que inciden con mayor importancia son la intensidad de la radiación luminosa y la temperatura de las células solares.

Para un mismo nivel controlado de tensión de trabajo, la intensidad de corriente que genera el panel aumenta con la radiación. Por otra parte, el aumento de temperatura en las células supone un incremento en la corriente, pero genera al mismo tiempo una disminución mucho mayor, en proporción, en la tensión. Un controlador electrónico (fuente controlada de tensión) puede corregir esta variación para mantener la tensión en niveles que aseguren un alto desempeño del módulo. No obstante, el efecto global de estas correcciones termina traduciéndose en una disminución de la potencia generada cuando se produce un aumento en la temperatura [11].

Siendo que las industrias se encuentran geográficamente dispersas, pero no alejadas a más de 20 km, se decidió considerar los datos de irradiancia (G) y temperatura (T) de la ciudad de Rafaela, dado que dos de las tres industrias en estudio se encuentran en esta ciudad. Se adoptó, además, la consideración de que dichas variables tienen una variación insignificante para la industria más alejada, ubicada en Lehmann.

En el marco de este proyecto, se utilizaron datos climatológicos del año 2021 provenientes del National Renewable Energy Laboratory (NREL) [12]. Estos datos, recopilados a través de estaciones meteorológicas estratégicamente ubicadas, abarcan un período completo de 365 días y presentan un paso de muestreo de 30 minutos.

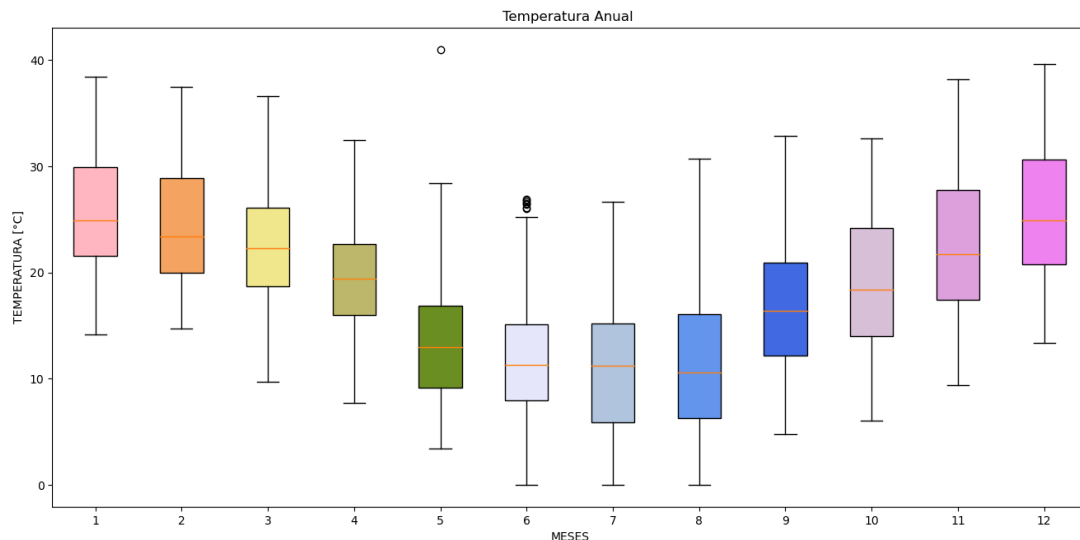
Los datos climatológicos obtenidos fueron sometidos a un proceso de análisis estadístico utilizando *esquemas de cajas*. Estos esquemas, también conocidos como *diagramas de caja y bigotes*, son una herramienta estadística que permite visualizar la distribución y resumir las características claves de un conjunto de datos. Cuando se analiza la cantidad de luz solar que llega horizontalmente, es crucial tener en cuenta que algunos puntos no reciben luz solar directa en ciertos momentos, como durante la noche. Por lo tanto, al analizar los datos, se omitieron aquellos puntos donde no hay radiación solar, es decir, donde la medición fue de  $0 \text{ W/m}^2$ .

Las siguientes son algunas conclusiones derivadas del análisis del esquema de caja de la Figura 14, para la temperatura:

- La variabilidad de la temperatura aumenta a partir de julio, por lo que las cajas de la Figura 14 son más grandes.
- Junio es el único mes que presenta gran cantidad de valores atípicos, que se alejan de la tendencia central.
- La máxima temperatura se registra en el mes de diciembre, alcanzando los  $40 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- La mínima temperatura registrada, de  $0^\circ\text{C}$ , coincide para los meses de junio, julio y agosto.
- La tendencia de la variación de la temperatura mes a mes se asimila a una U, donde las máximas temperaturas se registran al inicio y fin de la estación de verano, generando un “bache” de temperatura entre los meses mayo – agosto.



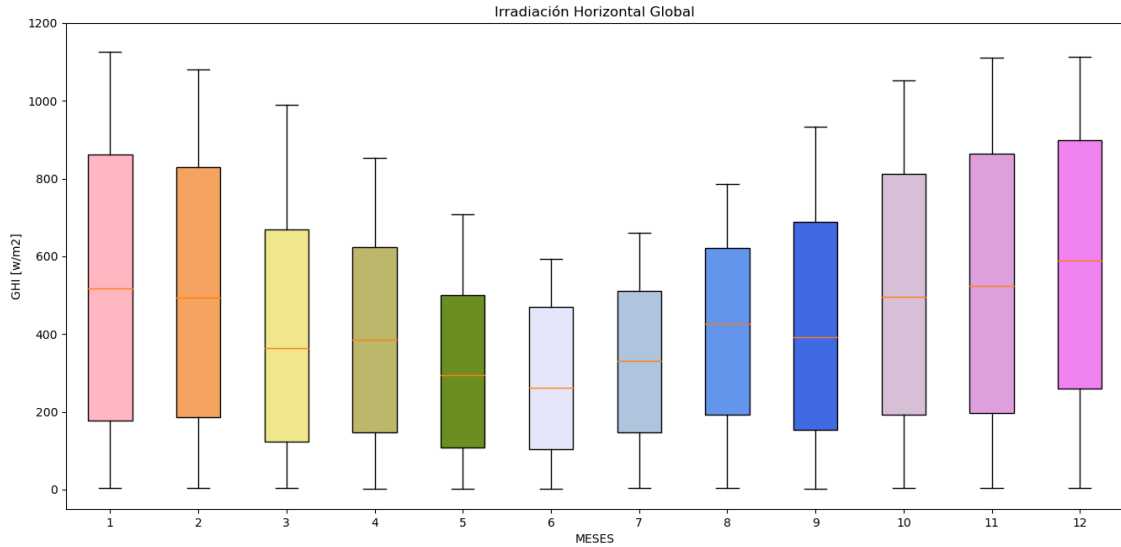
- Los meses de marzo, abril, mayo, junio y septiembre presentan una distribución simétrica de la temperatura.
- Los meses enero, febrero, agosto, octubre, noviembre y diciembre presentan una distribución asimétrica positiva, donde la mediana se desplaza a los valores inferiores de la variable.
- El mes de julio presenta una distribución asimétrica negativa, donde la mediana se desplaza hacia los valores superiores.



**Figura 14.** Gráfico estadístico de cajas referido a la temperatura.

Asimismo, se pueden destacar las siguientes conclusiones obtenidas al examinar el esquema de caja de la Figura 15, para el caso de la irradiancia:

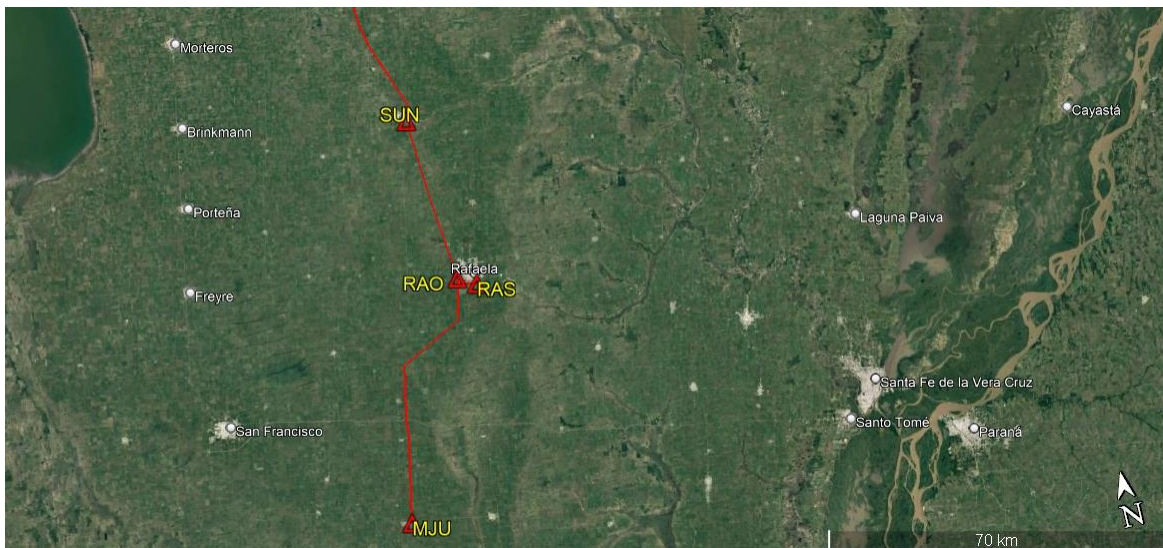
- A diferencia de la temperatura, la irradiancia presenta gran variabilidad a lo largo del año.
- La estación de verano presenta mayor variabilidad del recurso, que la estación de invierno.
- Los máximos niveles del recurso se presentan en los meses de enero, noviembre y diciembre, rondando los  $1150 \text{ W/m}^2$ .
- Junio fue el mes donde no solo se registraron las mínimas variabilidades (caja más angosta), sino también los mínimos niveles del recurso a diferencia de los meses restantes, rondando los  $580 \text{ W/m}^2$  como nivel máximo para este mes.
- La variación de la irradiancia comparte semejanza directa con la temperatura, dado que su comportamiento tiende a modificarse también con forma de U a lo largo del año.
- La mayoría de los meses tienden presentar una distribución simétrica.
- No se presentan valores atípicos.



**Figura 15.** Gráfico estadístico de cajas referido a la Irradiación Horizontal Global.

#### 2.4 Descripción y detalles de los alimentadores y distribuidores de la red

La red de distribución de energía eléctrica que abastece a las industrias estudiadas se encuentra en el Departamento Castellanos, ubicado al Oeste de la ciudad de Santa Fe. Gran parte de esta porción de red es alimentada por la ET RAO 132/33/13,2 kV, mientras que una pequeña parte en el nivel de 33 kV es alimentada por la ET Sunchales (SUN). En la imagen satelital de la Figura 166 se destaca la ubicación de estas ETs (representadas con un triángulo rojo) y las líneas de 132 kV que vinculan las mismas.



**Figura 16.** Imagen satelital de las ETs de 132 kV y las líneas de vinculación.

La ET RAO se encuentra ubicada en la ciudad de Rafaela sobre la Ruta Provincial N°70. Está compuesta por 3 interconexiones en el nivel de 132 kV con las ETs Rafaela Sur (RAS),

SUN y María Juana (MJU). Posee 10 salidas en el nivel de 13,2 kV, y 6 salidas en el nivel de 33 kV.

La ET está conformada por dos transformadores de tres arrollamientos que poseen las siguientes características:

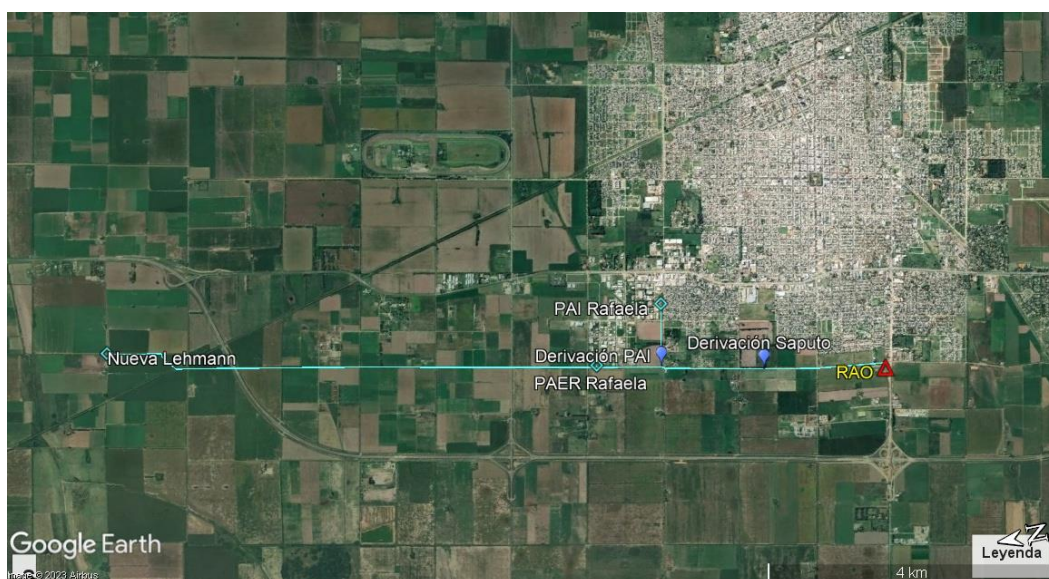
- **T1:** 132/34,5/13,86 kV – 30/30/20 MVA – YYD
- **T2:** 132/34,5/13,86 kV – 30/20/30 MVA – YYD

A continuación, se proporciona una descripción detallada de todos los alimentadores/distribuidores, incluyendo sus características técnicas, capacidades de carga, configuraciones operativas y longitud.

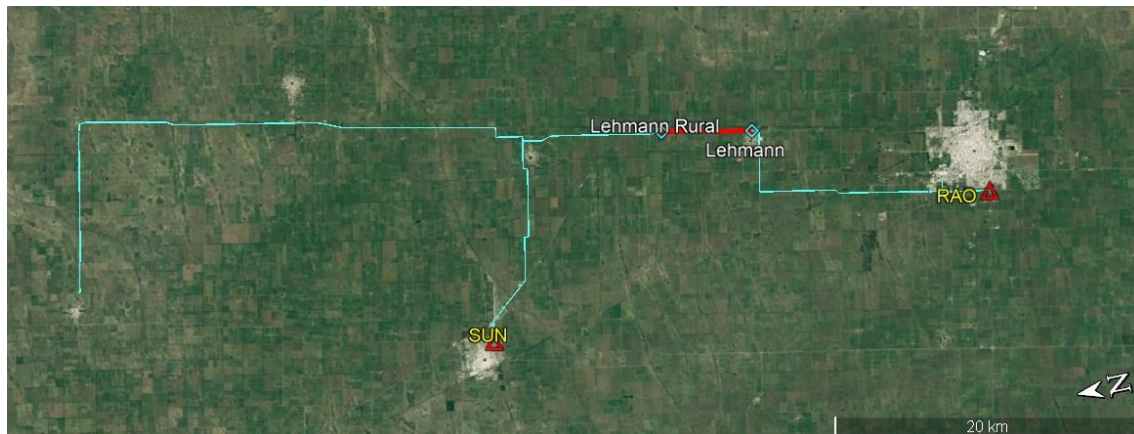
#### 2.4.1 Salida 1 – RAO – 33 kV

El alimentador SALIDA 1 de la ET RAO se caracteriza por su topología semiurbana, su configuración de operación radial y su capacidad para manejar niveles de carga significativos (Figura 17). Este alimentador tiene la posibilidad de interconectarse con el alimentador ATALIVA de la ET SUN desde el tramo Lehmann – Lehmann Rural (ver Figura 188) [13].

La longitud total del alimentador SALIDA 1 es de aproximadamente 20 km, y utiliza un conductor de sección 95 Al para su troncal principal. En condiciones de máxima demanda, el alimentador alcanza valores de potencia de hasta 10 MVA. Esto implica que el tramo inicial de la línea opera a un 63% de su capacidad nominal, lo que indica un margen de carga adecuado para satisfacer las demandas. Este alimentador desempeña un papel fundamental en el suministro eléctrico de los parques industriales PAER y PAI, ubicados en el sector noroeste de la ciudad de Rafaela, con potencial para extender su alcance a otras áreas de demanda en el corredor eléctrico [13].



**Figura 17.** Imagen satelital de la traza del alimentador SALIDA 1 – 33 kV de la ET RAO.



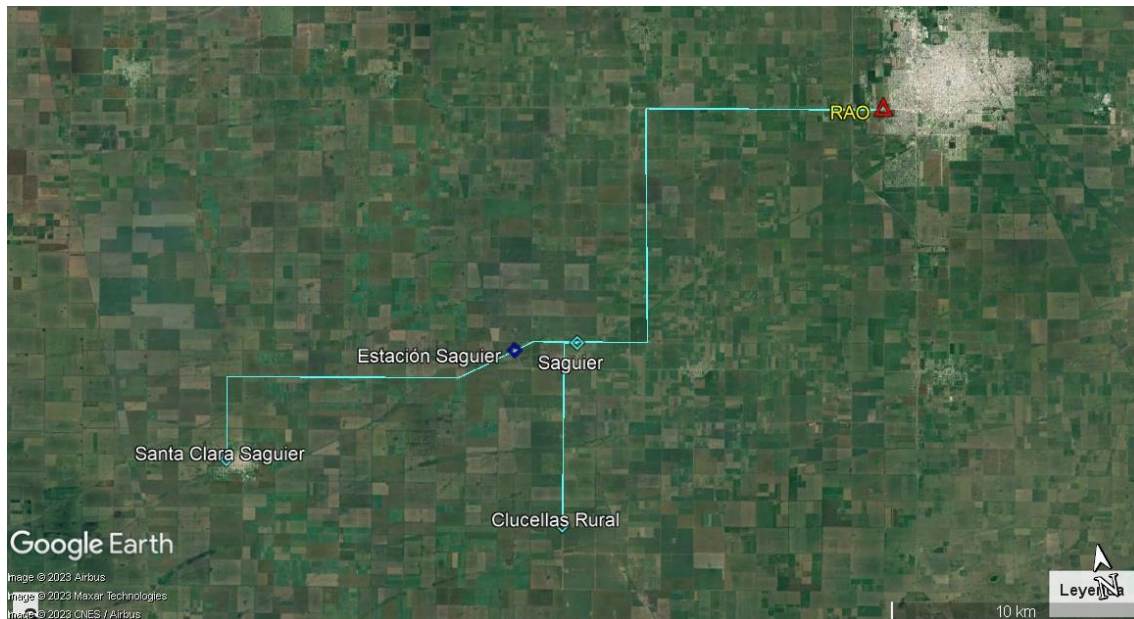
**Figura 18.** Interconexión de la ET RAO y ET SUN (línea continua en color rojo).

#### 2.4.2 Salida 5 – RAO – 33 kV

El alimentador de 33 kV SALIDA 5 de la ET RAO se caracteriza por su topología rural de tipo triangular, en la cual se utilizan aisladores suspendidos de porcelana [13]. Este alimentador presenta una configuración de operación de tipo radial, y la posibilidad de establecer una conexión con el alimentador MARIA JUANA de la ET MJU.

La longitud total del alimentador SALIDA 5 es de aproximadamente 40 km y se utiliza un conductor de sección 95 Al para su troncal principal. Con relación a los niveles de carga, alcanza valores máximos de aproximadamente 3,5 MVA durante las condiciones de máxima demanda, lo que implica que el tramo inicial de salida del alimentador opera a un 22% de su capacidad nominal, indicando un margen de capacidad remanente significativa [13].

Este alimentador desempeña un papel fundamental en el suministro eléctrico de los distritos de Santa Clara de Saguier, Estación Saguier y la zona rural del distrito Clucellas (Figura 19).



**Figura 19.** Imagen satelital de la traza del alimentador SALIDA 5 – 33 kV de la ET RAO.

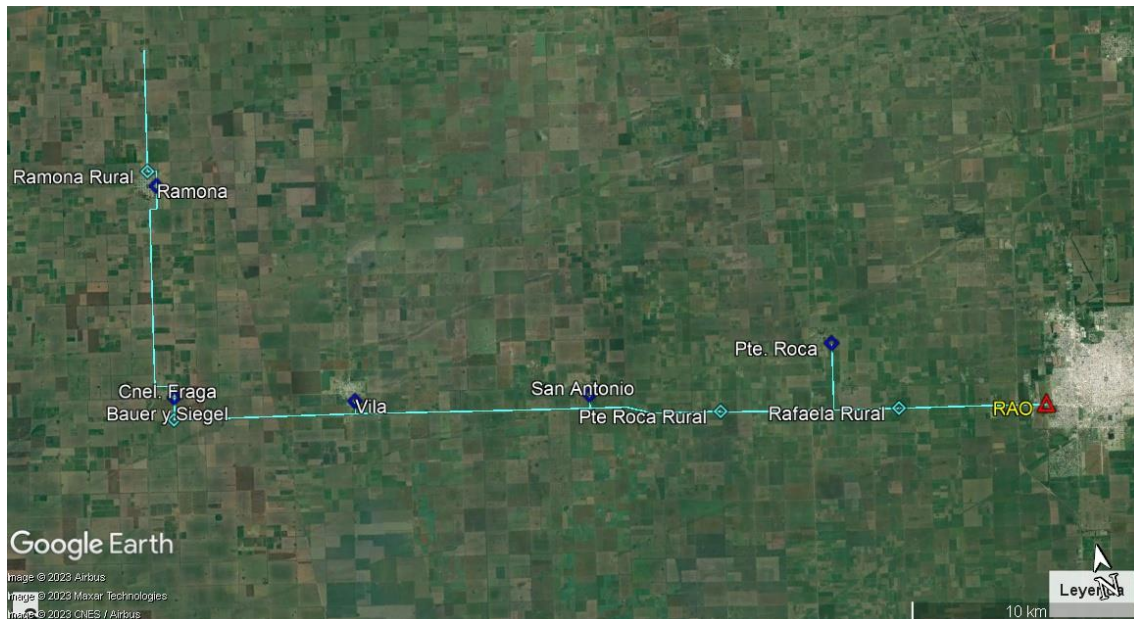
#### 2.4.3 Salida 6 – RAO – 33 kV

El alimentador SALIDA 6 de la ET RAO se caracteriza por su topología rural de tipo triangular, en la cual se utilizan aisladores suspendidos de porcelana [13]. Este alimentador presenta una configuración de operación de tipo radial, con posibilidad de establecer una conexión con el alimentador ALDAO de la ET SUN.

La longitud total del alimentador SALIDA 6 es de aproximadamente 56 km y se utiliza un conductor de sección 95 Al para su troncal principal.

Con relación a los niveles de carga, el alimentador SALIDA 6 alcanza valores máximos de aproximadamente 5 MVA durante las condiciones de máxima demanda. Esto implica que el tramo inicial de salida del alimentador opera a un 31% de su capacidad nominal [13].

Este alimentador forma parte del suministro eléctrico de los distritos Presidente Roca, Bauer y Siguel, Ramona, Vila y San Antonio (Figura 20).



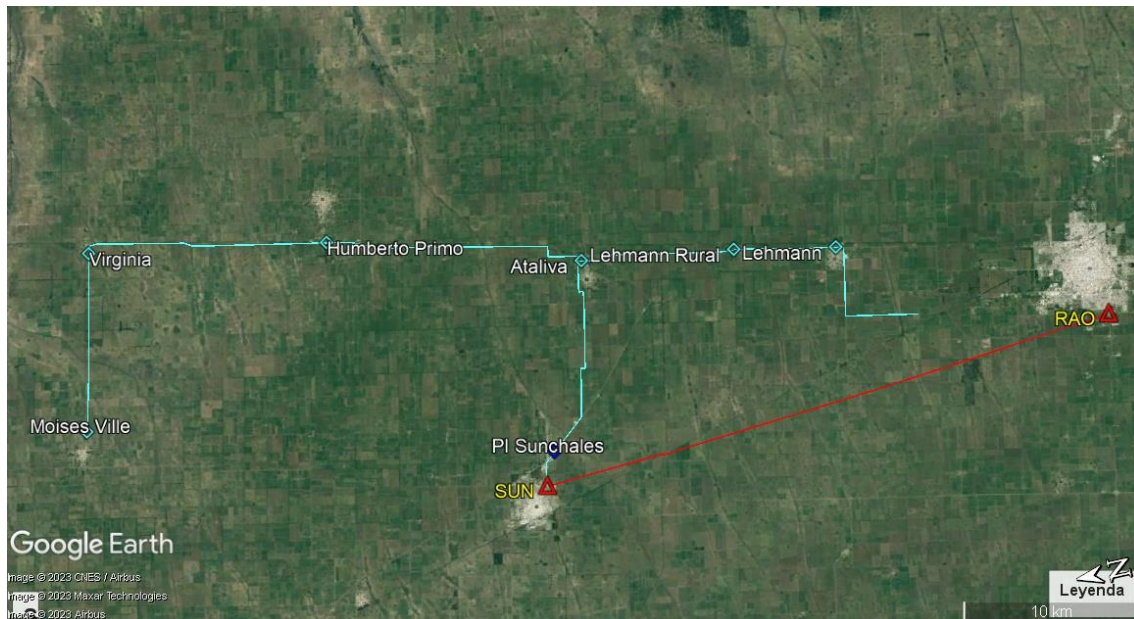
**Figura 20.** Imagen satelital de la traza del alimentador SALIDA 6 - 33kV de la ET RAO.

#### 2.4.4 Ataliva – SUN – 33 kV

El alimentador ATALIVA de la ET SUN presenta una topología rural de tipo triangular con aislador suspendido de porcelana [13]. El desarrollo de su troncal abarca aproximadamente 29 km y utiliza un conductor de sección 70 Al para su troncal.

Los niveles de carga que alcanza este alimentador, en condiciones de máxima demanda, son de aproximadamente 7 MVA. Esto implica que el tramo inicial de salida del alimentador está operando a un 54% de su capacidad nominal [13].

Este alimentador desempeña un papel fundamental en el suministro eléctrico del parque industrial de Sunchales, así como en el suministro de energía a los distritos de Ataliva, Humberto Primo y Moisés Ville (Figura 21). Además, en función del escenario de demanda del corredor, existe la posibilidad de extender su alcance para abastecer también al distrito de Lehmann a través de la apertura del alimentador en el tramo Lehmann - Nueva Lehmann.



**Figura 21.** Imagen satelital de la traza del alimentador ATALIVA – 33 kV de la ET SUN.

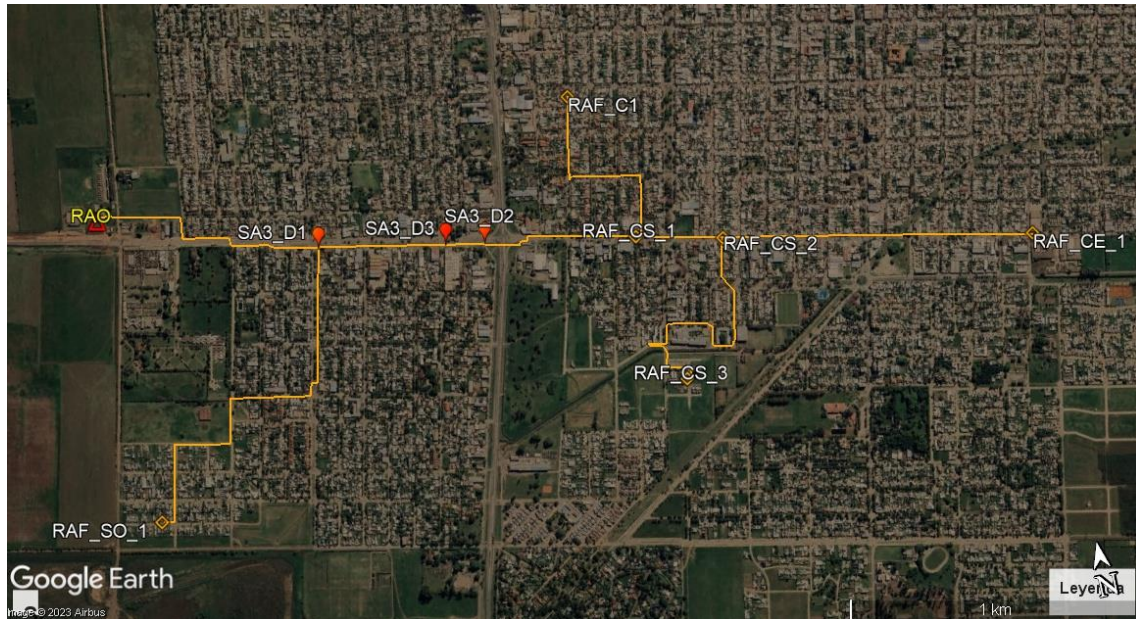
#### 2.4.5 Salida 3 – RAO – 13,2 kV

El distribuidor SALIDA 3 de la ET RAO presenta una topología urbana de tipo coplanar horizontal con aislador de porcelana de perno rígido [13]. Este distribuidor tiene una configuración de operación de tipo radial.

La longitud total del troncal del distribuidor SALIDA 3 es de aproximadamente 3 km. En el desarrollo de su traza posee conductores de secciones variadas, incluyendo tramos de cable de 185 Al y 120 Al con aislación en XLPE, así como tramos de LAMT (Línea Aérea de Media Tensión) con sección 50/8 Al/Ac y 35 Al [13].

Opera con valores máximos de carga alrededor de 4 MVA durante las condiciones de máxima demanda. Esto implica que el tramo inicial de salida del distribuidor está operando a un 93% de su capacidad nominal [13].

Este alimentador suministra electricidad al sector centro-sur de la ciudad de Rafaela (Figura 22).



**Figura 22.** Imagen satelital de la traza del alimentador SALIDA 3 - 13,2 kV de la ET RAO.

#### 2.4.6 Salida 4 – RAO – 13,2 kV

El distribuidor SALIDA 4 de la ET RAO se caracteriza por presentar una topología mayormente rural de tipo triangular con aislador de porcelana de perno rígido [13]. Este distribuidor tiene una configuración de operación de tipo radial.

La longitud total del troncal del distribuidor SALIDA 4 es de aproximadamente 24 km. En el desarrollo de su traza se utilizan conductores de secciones variadas, con un primer tramo de 50/8 Al/Ac y un segundo tramo de 35 Al [13].

En cuanto a los niveles de carga, el distribuidor SALIDA 4 alcanza valores máximos de aproximadamente 4,5 MVA, lo cual implica una cargabilidad del tramo inicial del 100% de su capacidad nominal [13].

Este alimentador abastece el sector suroeste de la ciudad de Rafaela, así como el distrito de Susana y a la zona rural del distrito de Angélica (Figura 23).





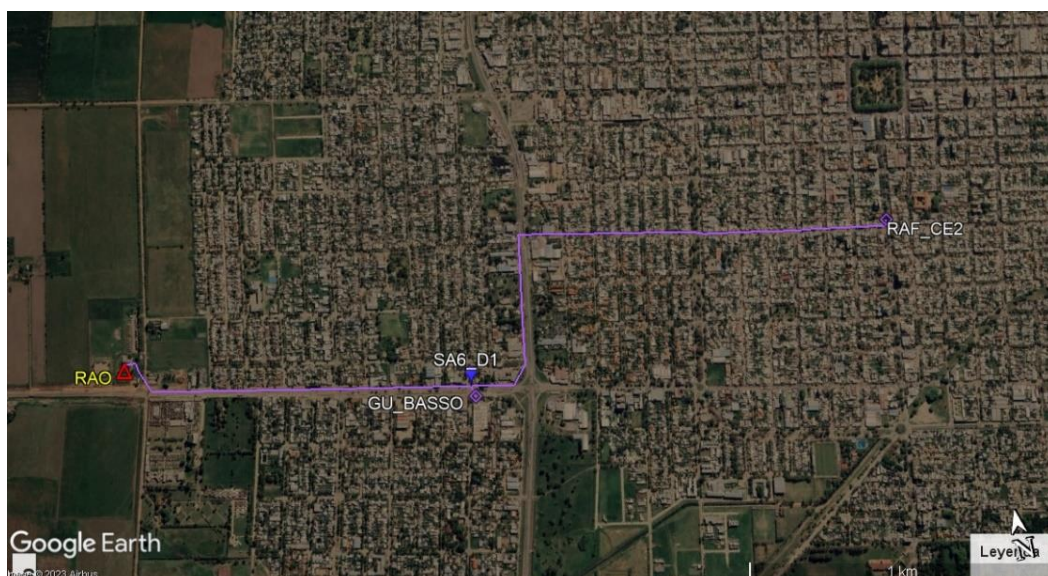
**Figura 23.** Imagen satelital de la traza del alimentador SALIDA 4 - 13,2 kV de la ET RAO.

#### 2.4.7 Salida 6 – RAO – 13,2 kV

El distribuidor SALIDA 6 de la ET RAO se caracteriza por presentar una topología urbana de tipo triangular con aislador de porcelana de perno rígido [13]. Este distribuidor opera de manera radial.

La longitud total del troncal del distribuidor SALIDA 6 es de aproximadamente 3,3 km, y utiliza un conductor obsoleto de sección 50 Cu [13].

Para los niveles de carga este alimentador alcanza valores máximos de aproximadamente 2,5 MVA durante las condiciones de máxima demanda, lo cual implica que el tramo inicial de salida del distribuidor opere al 43% de su capacidad nominal. El mismo abastece el sector centro – oeste de la ciudad de Rafaela (Figura 24).



**Figura 24.** Imagen satelital de la traza del alimentador SALIDA 6 - 13,2 kV de la ET RAO.

La Figura 25 detalla el diagrama unifilar de la red en estudio, identificando cada una de las salidas previamente mencionadas y señalando la ubicación precisa de los puntos potenciales de inyección de potencia de cada industria.

Los interruptores energizados son aquellos que se encuentran con su punto relleno en rojo, mientras que los que están abiertos se encuentran vacíos en su interior. Las ETs también disponen de bancos de capacitores de compensación en 13,2 kV conectados en las salidas del terciario de los transformadores.

Según la Figura 2525, la red a analizar posee 3 salidas en 33 kV y 3 salidas en 13,2 Kv desde la ET RAO, mientras que la ET SUN se vincula a la ET RAO a través de la salida Ataliva, en el nivel de 33 kV.

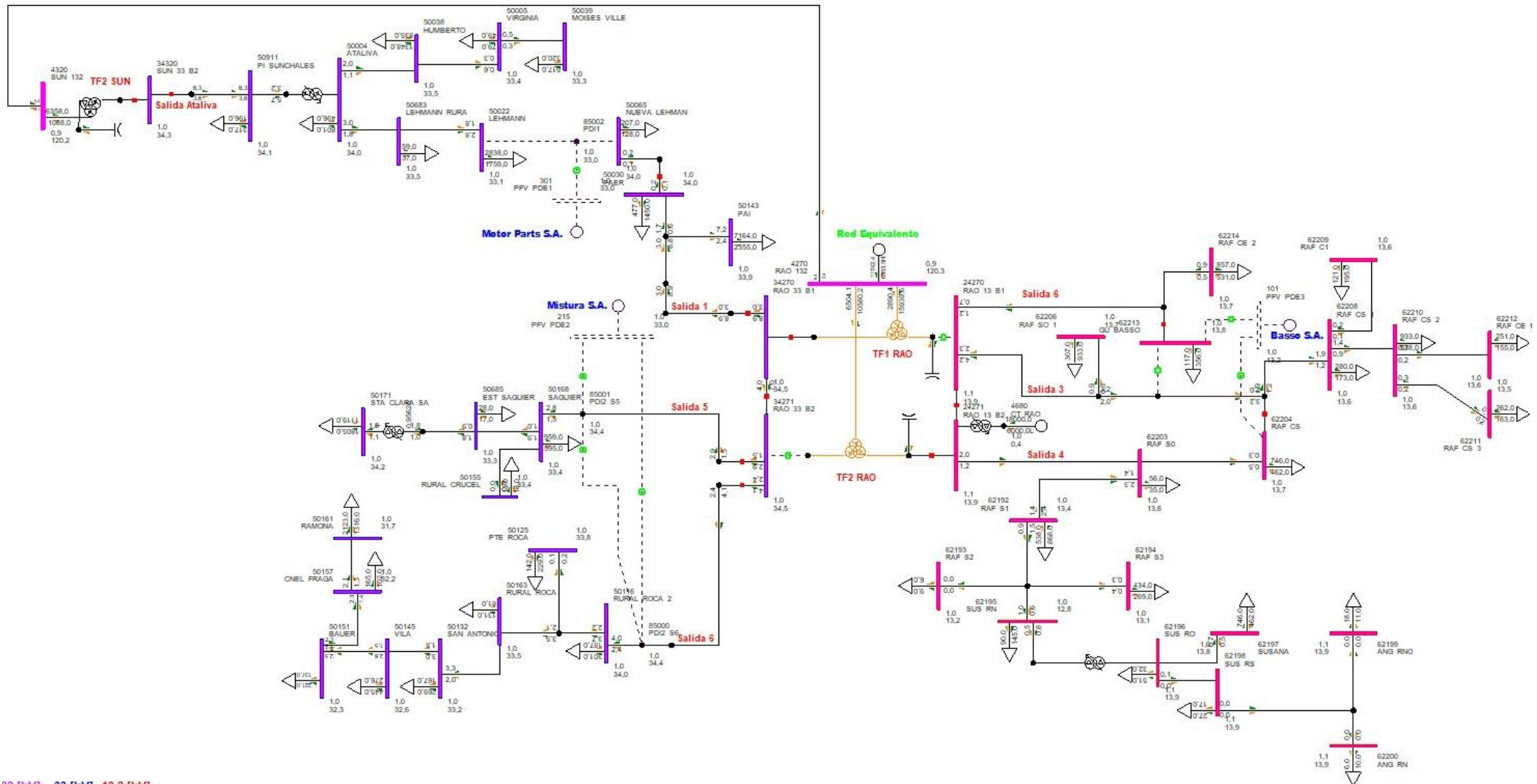
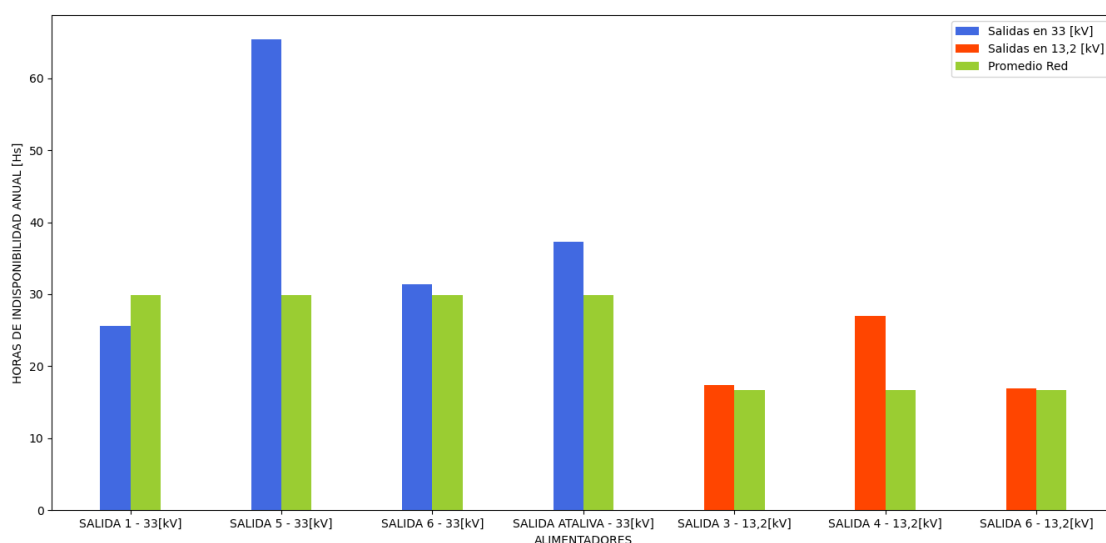


Figura 25. Diagrama unifilar de la red y emplazamiento de los PFV.

2.5 Análisis de la calidad de servicio de los circuitos de interconexión de los PFV  
A continuación, se describe de manera resumida la calidad de servicio de los alimentadores estudiados, haciendo referencia a la indisponibilidad anual que posee cada uno de ellos en base a registros históricos [13]. Dichos valores se comparan con valores promedios de indisponibilidad (de referencia) que posee la red prestadora de servicio, para niveles de 33 kV y 13,2 kV.

Los resultados obtenidos en la Figura 26 permiten arribar a las siguientes conclusiones específicas para cada alimentador/distribuidor:

- Los alimentadores SALIDA 5 (33kV) y SALIDA 4 (13,2kV) de la ET RAO presentan la indisponibilidad anual más desfavorable. Comparando con los registros promedios que se tienen de referencia, se puede observar que son notoriamente mayores (entre un 100% y un 50% más grandes, respectivamente). Estos puntos resultarían desventajosos a la hora de conectar el PFV propuesto, dado que dicha indisponibilidad se traduciría directamente en mayor tiempo de indisponibilidad del parque.
- La SALIDA 1 (33kV) de la ET RAO es el alimentador que mejor desempeño tiene en términos calidad de servicio, dado que es el único cuya indisponibilidad está por debajo de los niveles promedio que se tienen de referencia de la red para 33 kV.
- La SALIDA ATALIVA (33kV) de la ET SUN presenta un incremento del 20% del tiempo de indisponibilidad con respecto al promedio de la red distribuidora.
- Las salidas restantes, SALIDA 6 (33kV) - SALIDA 3 (13,2kV) - SALIDA 6 (13,2kV) de la ET RAO, presentan incrementos muy leves de la indisponibilidad (no más del 4%) con respecto al promedio de la red.



**Figura 26.** Indisponibilidad anual promedio por fallas forzadas en alimentadores de MT.

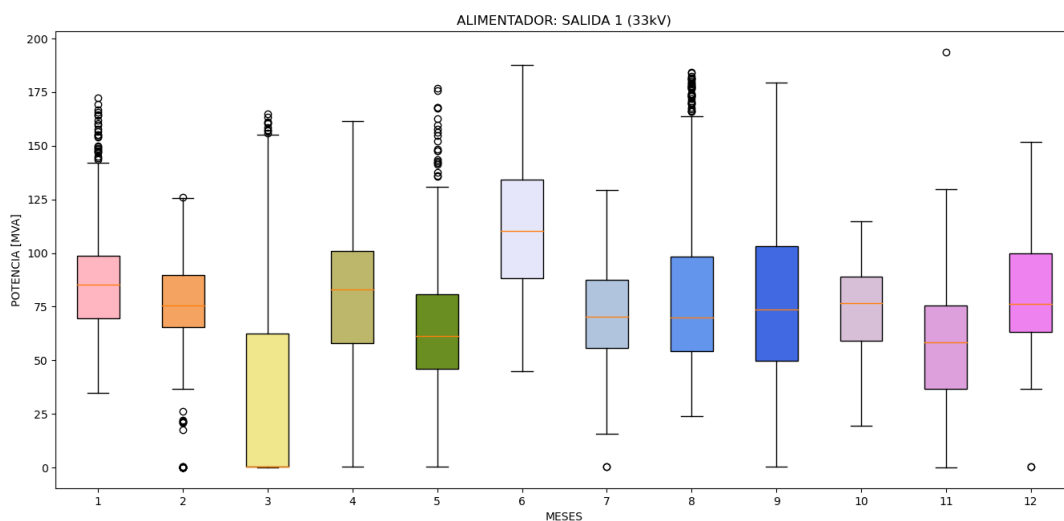
## 2.6 Cargabilidad de los alimentadores y distribuidores

El seguimiento preciso de la evolución de la potencia instantánea registrada es un componente crucial en el análisis y la gestión de sistemas eléctricos. La representación visual de esta evolución a través de gráficos de cajas proporciona un panorama detallado de las fluctuaciones, tendencias y de la distribución de la potencia en distintos períodos de tiempo. En el contexto de este proyecto, se han generado una serie de gráficos de cajas que visualiza de manera más amena el dinamismo y variabilidad de la potencia instantánea a lo largo del tiempo.

A continuación, y a partir de las Figuras 27 a 33, se detalla la evolución de la potencia de cada alimentador.

Se presenta un análisis del estado de carga del alimentador SALIDA 1 de la ET-RAO (Figura 27), resumiendo las conclusiones obtenidas y su relevancia para la operación del sistema eléctrico:

- Este alimentador presenta consumos variados a lo largo del año, presentando la mayor variabilidad de potencia en el mes de septiembre.
- El consumo para la estación de verano es bastante equilibrado y poco variable, resaltando que para el mes de enero se presentaron ciertos valores atípicos que pueden representar picos de carga excepcionalmente altos, produciendo en periodos cortos de tiempo la sobrecarga del alimentador.
- Durante el mes de marzo, se observa una alta variabilidad en la carga de potencia del alimentador. A pesar de que el promedio de potencia suministrada o consumida es bajo, se identifica una amplia dispersión de datos alrededor de esta medida central, lo cual sugiere una significativa variación en la demanda de potencia.

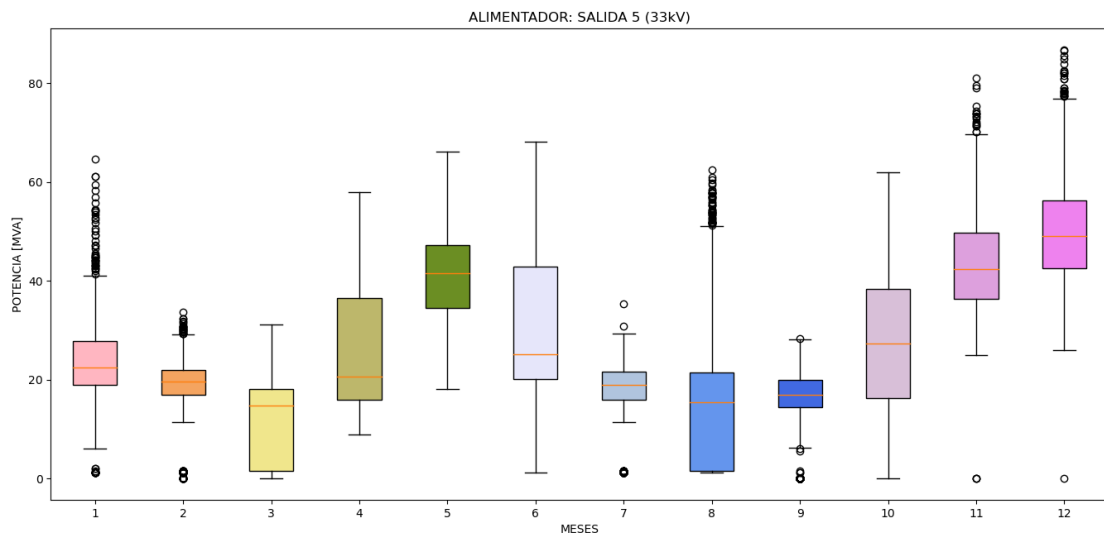


**Figura 27.** Evolución de la potencia instantánea registrada en el alimentador SALIDA 1 de 33 kV de la ET RAO.

De la Figura 288, la cual hace referencia a la evolución del estado de carga del alimentador SALIDA 5 de la ET-RAO, las conclusiones son las siguientes:

- Este alimentador no sigue una tendencia de consumo equilibrada.
- Las mayores solicitaciones se presentan en el mes de diciembre, con gran concentración de sobrecarga en el alimentador, pudiendo presentar energía no suministrada para ese periodo.
- El alimentador presenta bajos consumos en época de invierno.

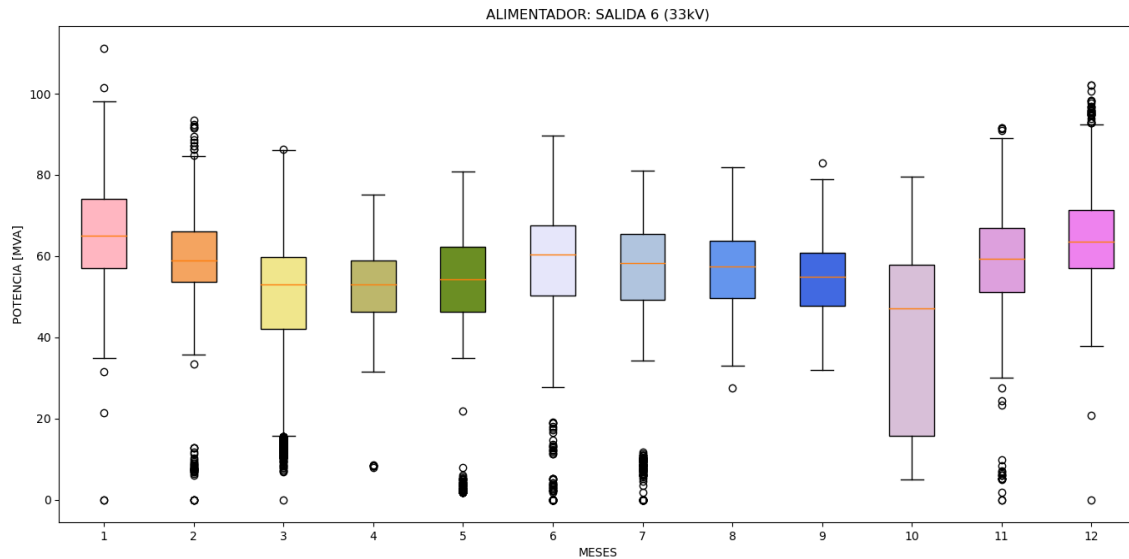
Para los meses de marzo y agosto, se puede observar una gran variabilidad de consumo, en donde si bien la mayoría de los puntos se encuentran por debajo de los 20 MVA, se pueden observar puntos excepcionales de consumo que superan los 35 MVA en marzo, y los 60 MVA en agosto.



**Figura 28.** Evolución de la potencia instantánea registrada en el alimentador SALIDA 5 de 33 kV de la ET RAO.

De la Figura 289, la cual hace referencia a la evolución del estado de carga del alimentador SALIDA 6 de la ET-RAO, las conclusiones son las siguientes:

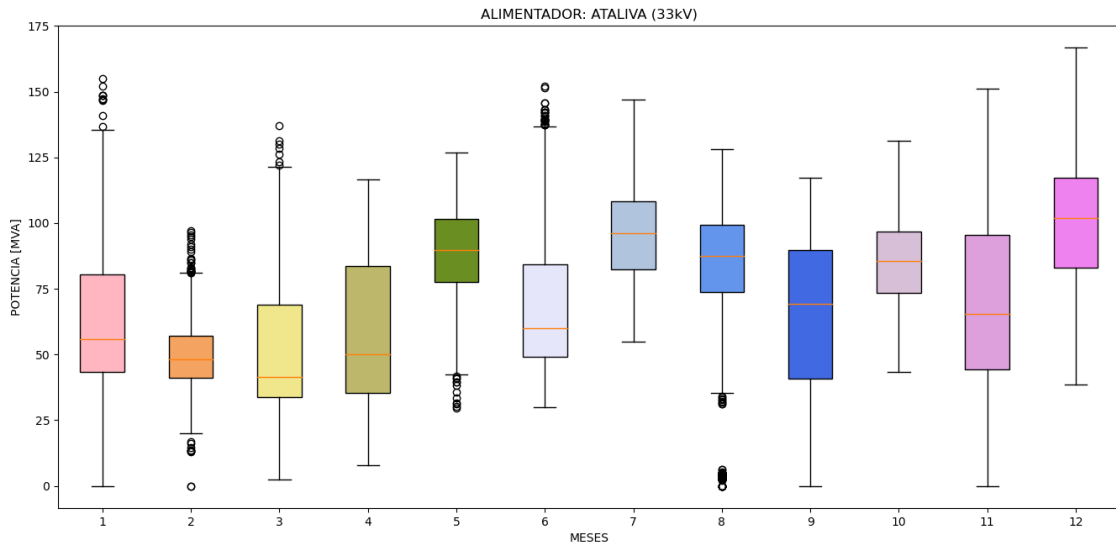
- Con excepción del mes de octubre, el consumo de este alimentador es bastante constante y simétrico.
- En el mes de octubre se presenta la mayor variabilidad de potencia.
- El alimentador presenta grandes concentraciones de valores atípicos cercanos al cero, pudiendo deberse a fallas que implicaron en varias ocasiones la indisponibilidad del mismo, en épocas de otoño e invierno.
- En épocas de verano se presentan los mayores consumos. Particularmente, para el mes de diciembre se presentan ciertos valores atípicos máximos, pudiendo deberse a la sobrecarga del alimentador.



**Figura 29.** Evolución de la potencia instantánea registrada en el alimentador SALIDA 6 de 33 kV de la ET RAO.

De la Figura 30, la cual hace referencia a la evolución del estado de carga del alimentador ATALIVA de la ET-SUN, las conclusiones son las siguientes:

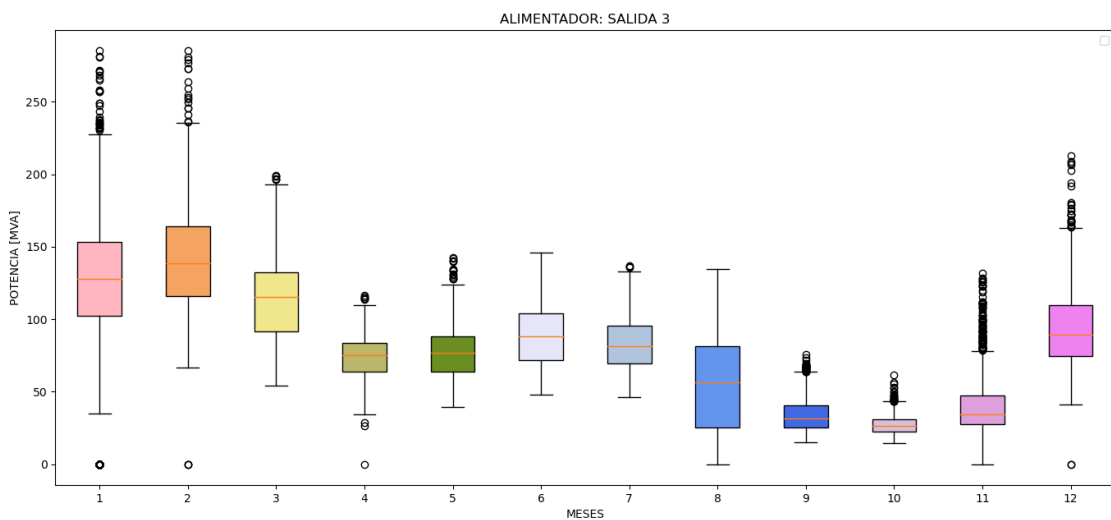
- Los consumos son bastante variados durante el año, la cual siguen una tendencia asimétrica.
- La mayor variabilidad de potencia se produce en el mes de noviembre.
- El mes de enero presenta mayor riesgo de fluctuaciones inesperadas en la carga de potencia.
- El mes de agosto es el mes que presenta ciertos valores atípicos cerca del cero, el cual podría indicar problemas técnicos o de conexión con esos alimentadores en particular. Si no están suministrando potencia o están desconectados, esto podría ser un problema que necesita ser abordado, o bien pueden ser el resultado de errores en la recopilación de datos.



**Figura 30.** Evolución de la potencia instantánea registrada en el alimentador ATALIVA de 33 kV de la ET SUN.

De la Figura 31, la cual hace referencia a la evolución del estado de carga del distribuidor SALIDA 3 de la ET-RAO, las conclusiones son las siguientes:

- Se puede observar que las cajas son estrechas durante todo el año, con lo cual el alimentador presenta poca variabilidad en su carga.
- En los meses de enero y febrero, presenta gran concentración de valores atípicos, lo cual podría indicar situaciones especiales, tales como fluctuaciones drásticas en la demanda de energía, quizás debido a condiciones o eventos inusuales.
- En época de primavera, el alimentador presenta consumos bajos y poco variable.

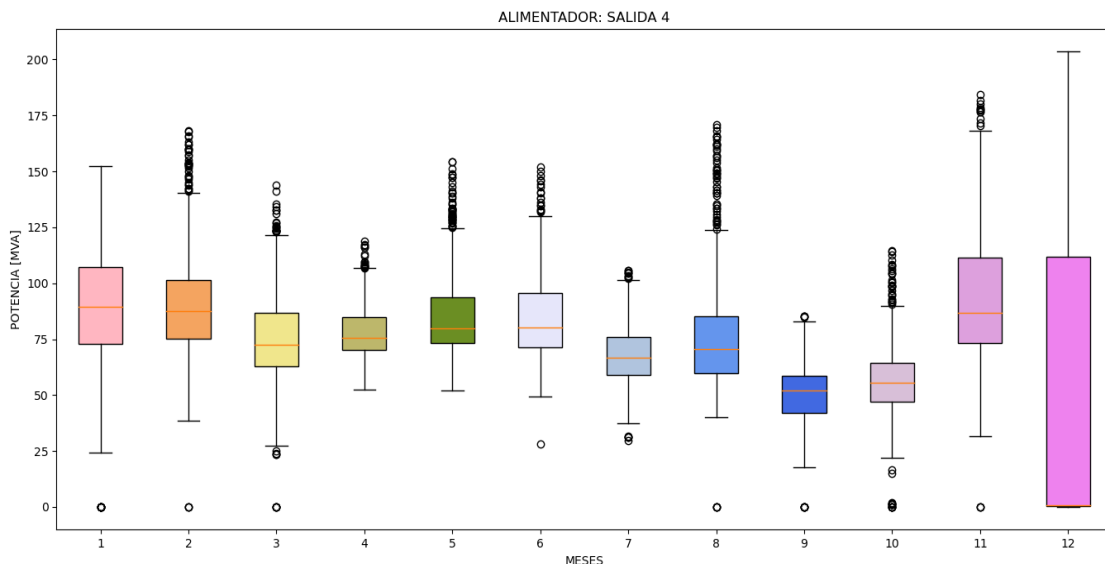


**Figura 31.** Evolución de la potencia instantánea registrada en el alimentador SALIDA 3 de 13,2 kV de la ET RAO.



De la Figura 32, la cual hace referencia a la evolución del estado de carga del distribuidor SALIDA 4 de la ET-RAO, las conclusiones son las siguientes:

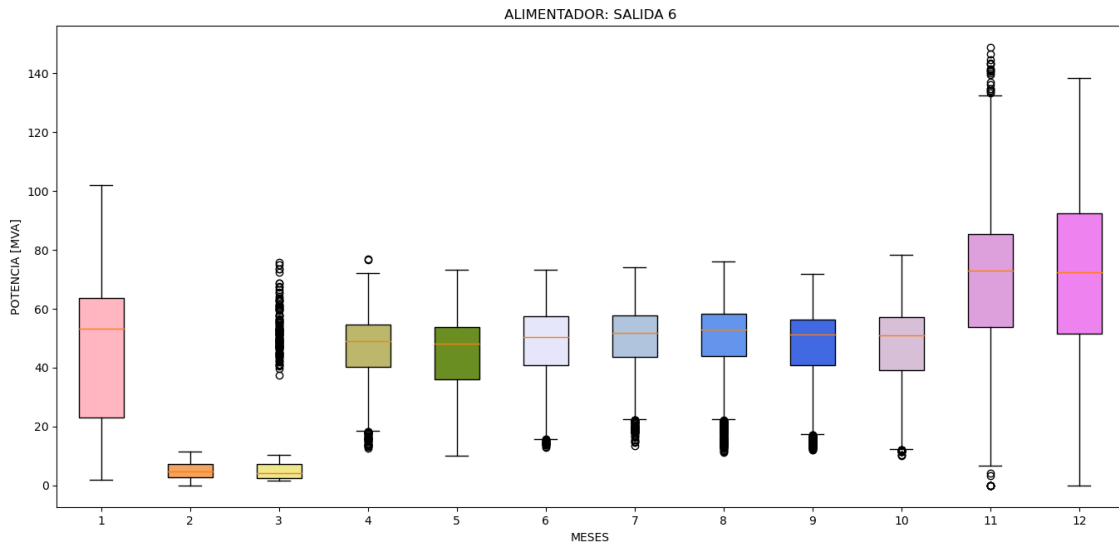
- El consumo a lo largo del año es poco variable y sigue una tendencia simétrica.
- Se presentan grandes cantidades de valores atípicos a lo largo del año, pudiendo deberse a errores en las mediciones que pueden generar valores atípicos en la recopilación de datos de la carga de potencia, o bien situaciones especiales, como cortes de energía, fallas técnicas repentinas, o cambios bruscos en la demanda de energía podrían generar valores atípicos.
- El mes de diciembre presenta la mayor variabilidad de potencia, donde en promedio la potencia suministrada o consumida es baja, pero la dispersión de datos alrededor de esta mediana es amplia, lo que implica una gran variación en la demanda de potencia. La mediana en cero también puede reflejar de que el alimentador ha experimentado un corte en gran parte del mes.



**Figura 32.** Evolución de la potencia instantánea registrada en el alimentador SALIDA 4 de 13,2 kV de la ET RAO.

Por último, de la Figura 3333, la cual hace referencia a la evolución del estado de carga del distribuidor SALIDA 6 de la ET-RAO, las conclusiones son las siguientes:

- El alimentador presenta una tendencia de consumo simétrica e igual, en gran parte del año, desde abril hasta octubre.
- El alimentador sufre un aumento en la demanda que se producen a partir del mes de noviembre.
- Para los meses de febrero y marzo se observa niveles de consumo muy bajos, con respecto al resto de los meses, lo cual puede deberse a una transferencia de carga a otros distribuidores.



**Figura 33.** Evolución de la potencia instantánea registrada en el alimentador SALIDA 6 de 13,2 kV de la ET RAO.

### 2.7 Posibles puntos de inyección a la red de los PFV proyectados

En función de la información detallada en las secciones 2.2 a 2.5 en lo que refiere a cargabilidad de los alimentadores y distribuidores, y ubicación de las industrias en cuestión, es de gran relevancia destacar que las opciones de los PFV a analizar son influenciadas por el punto de inyección que se escoja para entregar la potencia generada a la red. Dichos puntos de inyección dependen exclusivamente de dos variables: el área de emplazamiento del PFV, y los alimentadores/distribuidores más cercanos a dicha área de emplazamiento, que pueden oficiar como opciones de vinculación del PFV.

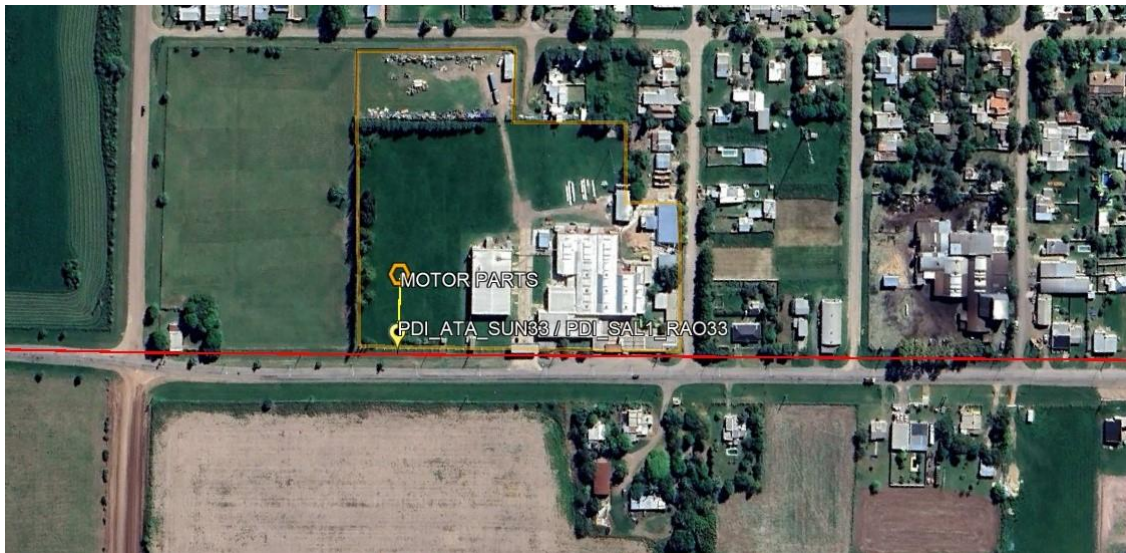
Por ello, cada opción de PFV tendrá asociada ciertos alimentadores/distribuidores a los cuales es factible acoplar el parque. En base a las opciones de emplazamiento del PFV y los circuitos de MT aledaños, quedan identificadas las alternativas de vinculación que se muestran en la Tabla 1.

**Tabla 1.** Posibilidad de conexión por PFV.

INDUSTRIA	SALIDA	REFERENCIA DE PDI <sup>2</sup>
PFV Motor Parts	Ataliva - SUN - 33	PDI_ATA_SUN33
	Salida 1 - RAO - 33	PDI_SAL1_RAO33
PFV Mistura	Salida 5 - RAO - 33	PDI_SAL5_RAO33
	Salida 6 - RAO - 33	PDI_SAL6_RAO33
PFV Basso	Salida 3 - RAO - 13,2	PDI_SAL3_RAO13,2
	Salida 4 - RAO - 13,2	PDI_SAL4_RAO13,2
	Salida 6 - RAO - 13,2	PDI_SAL6_RAO13,2

<sup>2</sup> PDI: Punto de inyección. Es el nodo de conexión del PFV a la red de la EPESF.

Para el acceso del PFV Motor Parts desde el PDI, se establece en el tramo de la LAMT de 33kV Lehmann – Nueva Lehmann, para lo cual se requiere el tendido de un pequeño tramo de línea o cable de 33 kV, cuya interconexión se establece en el tramo de dicha LAMT, tendido sobre la Avenida J. Basso (Ruta Prov. 81), entre las calles Juan D. Perón y San Lorenzo (ver Figura 3434).



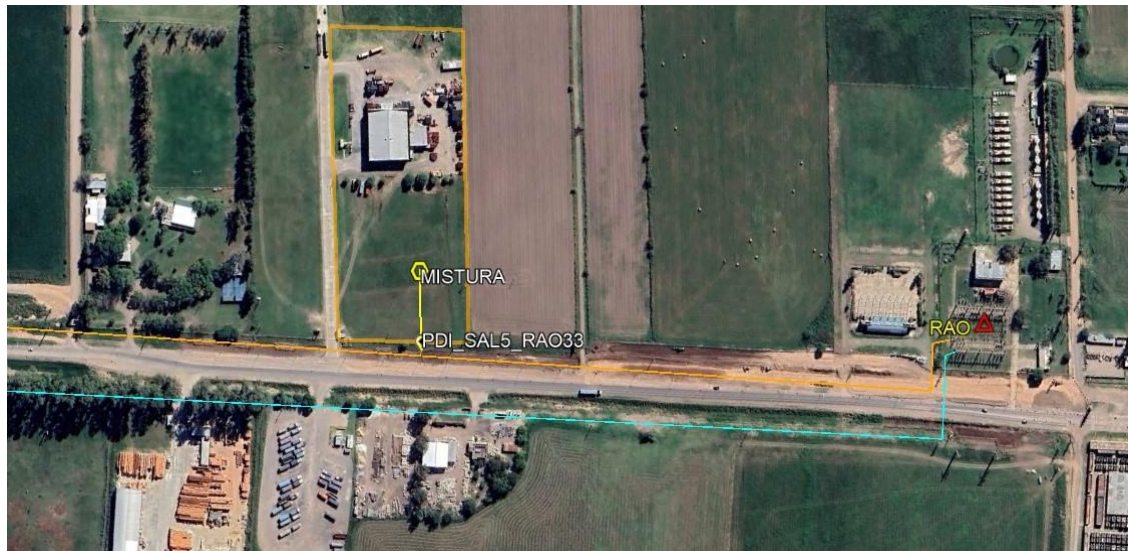
**Figura 34.** Imagen satelital del punto de interconexión y traza de LAMT de vinculación del PFV Motor Parts al alimentador SALIDA 1 – ET RAO / ATALIVA ET SUN.

Por la Ruta Prov. N° 70, frente al terreno de la planta MISTURA S.A., pasan lindantes de las trazas de los alimentadores SALIDA 5 y SALIDA 6, tal como se observa en la Figura 3535.



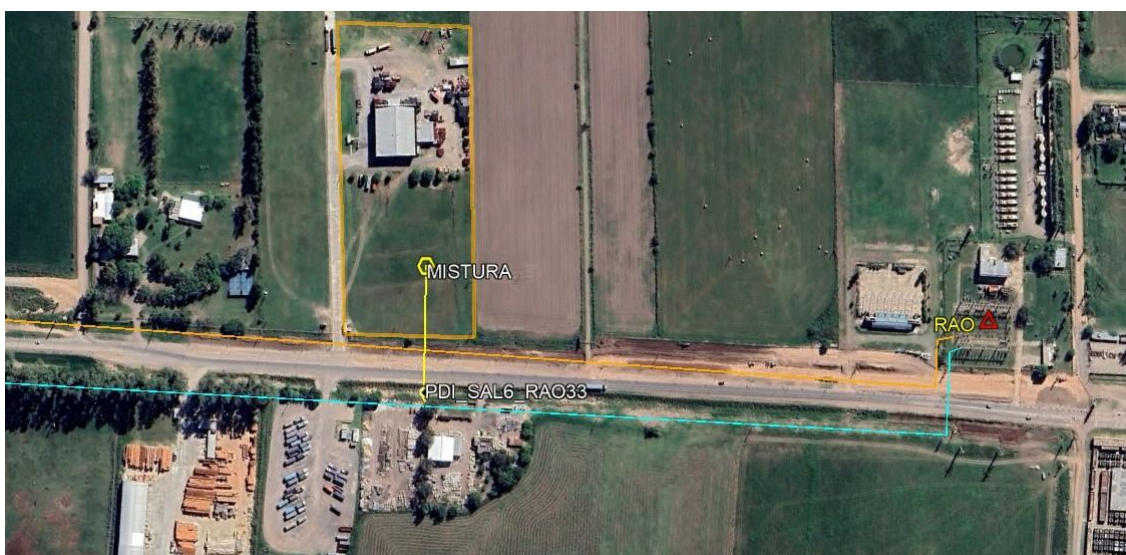
**Figura 35.** Imagen satelital general de los alimentadores SALIDA 5 y SALIDA 6 de ET RAO.

Para el acceso del PFV Mistura, con posibilidad de conexión al alimentador SALIDA 5, el PDI se establece en el tramo de la LAMT de 33 kV ET RAO – Saguier, para lo cual se requiere el tendido de un pequeño tramo de línea o cable de 33 kV de aproximadamente 100 m, cuya interconexión se establece en el tramo de dicha LAMT tendido sobre la RP N° 70, entre calle Santos Dupont y RN N° 34 (ver Figura 366).



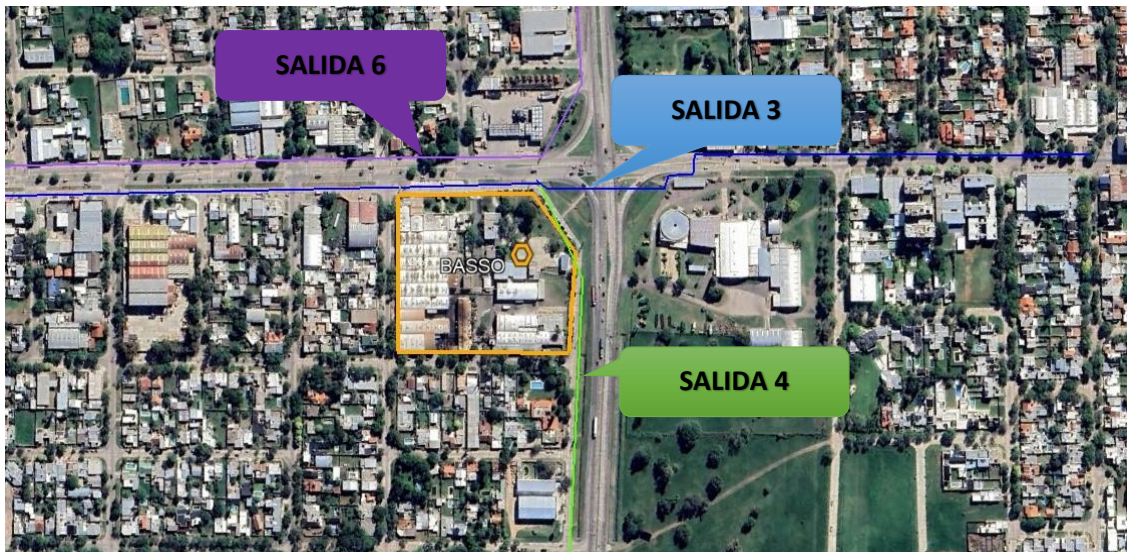
**Figura 36.** Imagen satelital del punto de interconexión y traza de LAMT de vinculación del PFV MISTURA alimentador SALIDA 5 – ET RAO.

Para el caso de SALIDA 6, el PDI se establece en el tramo de la LAMT de 33 kV ET RAO – Rural Roca 2, para lo cual se requiere el tendido de un pequeño tramo de línea o cable de 33 kV de aproximadamente 100 m, cuya interconexión se establece en el tramo de dicha LAMT tendido sobre la RP N° 70, entre calle Santos Dupont y RN N° 34 (ver Figura 377).



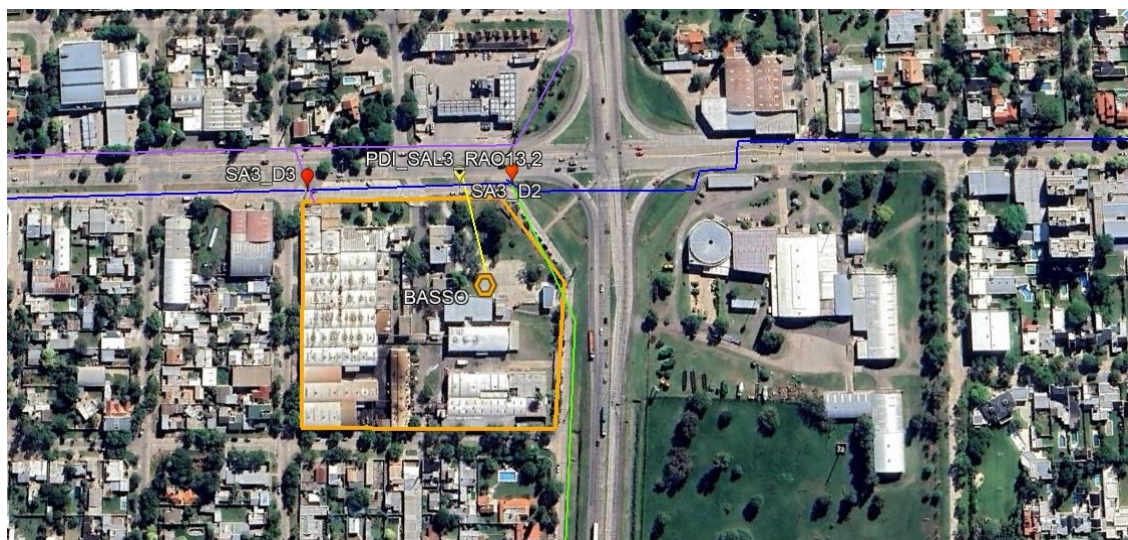
**Figura 37.** Imagen satelital del punto de interconexión y traza de LAMT de vinculación del PFV MISTURA alimentador SALIDA 6 – ET RAO.

En la intersección de calle Ángela de la Casa y Avda. Fanti, frente a la planta industrial BASSO S.A., pasan lindantes las trazas de los distribuidores de 13,2 kV SALIDA 3, SALIDA 4 y SALIDA 6 de la ET RAO 6, tal como se observa en la Figura 388.



**Figura 38.** Imagen satelital con identificación de las trazas de LAMT cercanas al PFV BASSO.

Para el acceso del PFV BASSO, con posibilidad de conexión al alimentador SALIDA 3, el PDI se establece en el tramo de la LAMT de 13,2 kV SA3\_D3 – SA3\_D2, para lo cual se requiere el tendido de un pequeño tramo de línea o cable de 13,2 kV, cuya interconexión se establece en el tramo de dicha LAMT tendido sobre la Avda. Luis Fanti, entre Avda. Angela de la Casa y M. Oliber (ver Figura 39).



**Figura 39.** Imagen satelital del punto de interconexión y traza de LAMT de vinculación del PFV Mistura alimentador SALIDA 3 – ET RAO.

Para el caso de SALIDA 4, el PDI se establece en el tramo de la LAMT de 13,2 kV RAF\_CS – SA3\_D2, para lo cual se requiere el tendido de un pequeño tramo de línea o cable de 13,2 kV, cuya interconexión se establece en el tramo de dicha LAMT tendido sobre la Avda. Ángela de la Casa, entre la Avda. Luis Fanti y la calle López y Planes (ver Figura 40).



**Figura 40.** Imagen satelital del punto de interconexión y traza de LAMT de vinculación del PFV Mistura alimentador SALIDA 4 – ET RAO.

Por último, para el caso de SALIDA 6, el PDI se establece en el nodo GU\_BASSO de la LAMT de 13,2 kV, para lo cual se requiere el tendido de un pequeño tramo de línea o cable de 13,2 kV, cuya interconexión se establece en el tramo de dicha LAMT tendido sobre la Avda. Luis Fanti, entre Avda. Ángela de la Casa y la calle M. Oliber (ver Figura 41).



**Figura 41.** Imagen satelital del punto de interconexión y traza de LAMT de vinculación del PFV Mistura alimentador SALIDA 6 – ET RAO.

## 2.8 Tasa de crecimiento anual

En el contexto de esta investigación, para el análisis de la demanda se hace indispensable adoptar una cierta tasa de crecimiento anual (TCa) para la proyección de la demanda en el período de estudio. Para lograr esta proyección, se ha empleado una tasa de crecimiento del 4,10% [14]. Con esta tasa de crecimiento, se puede realizar una buena aproximación de la demanda futura durante el período de estudio.

El propósito central de este inciso es presentar los fundamentos del análisis de la demanda, resaltando la importancia de la tasa de crecimiento del 4,10% como un elemento determinante en la proyección de la demanda, el cual se aplica en detalle en el Capítulo 0, para el análisis económico.

## 3. CAPÍTULO 3: ANÁLISIS TÉCNICO

### 3.1 Introducción

La identificación y el cálculo de los módulos de potencia máxima para cada industria se basan esencialmente en la superficie disponible de cada una.

El enfoque fundamental de esta etapa reside en modelar los módulos de potencia máxima resultantes, explorando su impacto en la red de estudio de la empresa distribuidora de energía a través de un software de potencia. Este análisis es crucial para comprender cómo la implementación de estos módulos afecta el comportamiento, la capacidad y la estabilidad de la red eléctrica. A su vez, dicho análisis proporciona información valiosa sobre la viabilidad técnica y operativa de la integración de estos sistemas fotovoltaicos con la configuración existente de la red de la empresa distribuidora.

El estudio se posiciona en la intersección entre la normativa vigente, los parámetros técnicos del programa ERA Colaborativo y el diseño de sistemas fotovoltaicos, con el propósito de definir los módulos de potencia máxima y evaluar su influencia en el funcionamiento y la calidad del suministro eléctrico.

La evaluación detallada de los módulos de potencia máxima generados por las tres industrias ofrece una visión integral del potencial impacto en la red. Este análisis brinda una base sólida para la selección del módulo de potencia más adecuado. Los resultados obtenidos a partir de la modelización y simulación de estos módulos permitirán identificar, no solo a la mejor opción en términos de eficiencia y cumplimiento de los parámetros técnicos, sino también aquella que ofrezca el impacto más beneficioso por sobre la red eléctrica de la empresa distribuidora.

### 3.2 Módulos máximos de potencia

#### 3.2.1 Paneles fotovoltaicos

Existen diferentes tipos de módulos fotovoltaicos. Para este proyecto se han escogido paneles del tipo monocristalino, dado que, a diferencia de los policristalinos, estos tienen una gran potencia, ocupan menos espacio y presentan una mayor vida útil. Por otra parte, también suelen verse ligeramente menos afectados por las altas temperaturas en comparación con los paneles policristalinos.

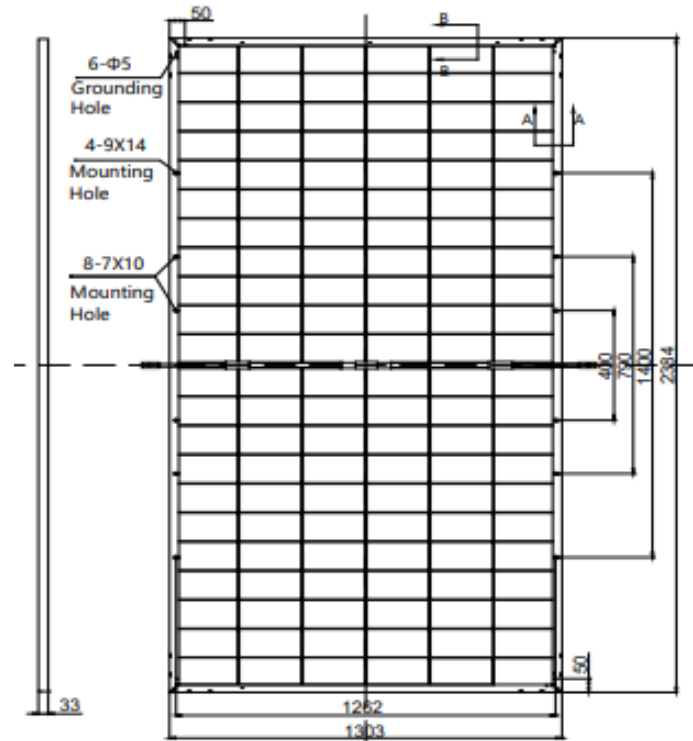
En el mercado existen gran variedad de marcas y modelos de este tipo de paneles solares, cuyos rendimientos oscilan en un amplio rango, dependiendo de su calidad. En la gama de paneles monocristalinos podemos encontrar equipos de calidad económicos, estándar y premium, los cuales poseen distintas características, siendo los últimos los de mejor prestación por sobre los demás. Por su parte, los equipos económicos son una opción para valorar si se tiene un presupuesto limitado, pero se debe tener en cuenta



que la generación por  $W/m^2$  es menor que la del resto y, a su vez, es probable que a largo plazo presenten un menor rendimiento a los de uno de categoría superior.

Por los motivos descritos, los paneles seleccionados son de la marca CanadianSolar, con una calidad estándar, siendo la opción más segura para este caso. Estos equipos se caracterizan por una buena relación precio/calidad, sin abandonar los estándares de producción y garantía. A la hora de seleccionar la potencia que debe tener cada equipo individual, de forma tal de alcanzar la potencia total del sistema, es necesario tener en cuenta diversos factores. Esta marca posee paneles de alta potencia, con lo cual a mayor potencia se reduce el cableado, la cantidad de módulos y de estructuras, de modo que se obtiene mayor aprovechamiento del espacio disponible. Económicamente hablando, el costo de una mayor cantidad de módulos pequeños es más elevado que el de pocos módulos de mayor potencia nominal. En este caso particular, también resulta necesario tener en cuenta la ubicación de los paneles, dado que la instalación del PFV en una de las industrias se efectúa sobre el techo de chapa.

Dadas las citadas características, se escoge una potencia individual de los paneles de 670 Wp. Estos módulos de potencia son de los más grandes del mercado, y se constituyen de 132 células de silicio monocristalino en serie. El modelo elegido de la marca CanadianSolar es el BiHiKu7-670MBAG (Figura 42).



**Figura 42.** Dimensiones del panel solar seleccionado. Fuente: [15]

Las principales características del panel se detallan en las Tablas 2 y 3, extraídas de las hojas características del equipo suministradas por el fabricante.

**Tabla 2.** Características técnicas del panel fotovoltaico seleccionado. **Fuente:** [15]

Características eléctricas	
Módulo tipo	BiHiKu7 - 670MBAG
Potencia máxima (Pmax)	670 [Wp]
Voltaje máximo (Vmp)	38,7 [V]
Corriente máxima (Imp)	17,32 [A]
Tensión de vacío (Voc)	45,8 [V]
Corriente de cortocircuito (Isc)	18,55 [A]
Eficiencia del modulo	21,6%
Temperatura de trabajo	-40°C ~ +85°C
Tensión máxima del sistema	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Capacidad máxima del fusible	35 [A]
Tolerancia en potencia	0 ~ + 10 W
Coefficiente de temperatura para Pmax	-0,34 % / °C
Coefficiente de temperatura para Voc	-0,26 % / °C
Coefficiente de temperatura para Isc	0,05 % / °C
Temperatura nominal de trabajo de la célula	41 ± 3°C

**Tabla 3.** Características mecánicas del panel fotovoltaico seleccionado. **Fuente:** [8]

Características mecánicas	
Tipo de célula	Monocrystalino
N° de células	132
Dimensiones	2384 x 1303 x 33
Peso	37,8 kg
Vidrio frontal	2mm, vidrio termo endurecido
Cuadro	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP68, 3 diodos de derivación
Cable de salida	4,0 mm <sup>2</sup> (IEC)

### 3.2.2 *Inversor*

Así como ocurre con los paneles solares, existe una gran variedad de marcas y modelos de inversores, oscilando también en distintas calidades. Por este motivo es que se pueden encontrar en el mercado equipos de diversos costos y características. Sin embargo, dada la importancia de este equipo, que constituye el nexo entre el generador y la red, la calidad y características de éste deben cumplir con ciertos estándares establecidos por la empresa distribuidora (en este caso, la EPESF). De esta manera se contempla, en parte, que la instalación FV sea segura para la conexión a la red y responda adecuadamente ante cualquier contingencia.

Mencionado esto, las características principales que debe cumplir el equipo a instalar están establecidas por distintas normas de seguridad y calidad (por ejemplo, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12) sumado a las especificaciones técnicas impuestas por la EPESF.

Cualitativamente hablando, estas normas exigen:

- La eficiencia debe ser lo más alta posible para minimizar pérdidas.
- Deben estar protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas.
- Funcionamiento automático completo prácticamente sin pérdidas durante períodos de reposo.
- Para hacer frente a los picos de arranque que producen muchos equipos deben poder admitir demandas instantáneas de potencia mayores del 130% de su potencia máxima o nominal.
- Deben ofrecer una baja distorsión armónica y bajo autoconsumo.
- Deben disponer de aislamiento galvánico.
- Deben disponer de sistema de medida y monitorización.
- Deben incorporar controles manuales que permitan el encendido y apagado general del inversor, y su conexión y desconexión a la interfaz AC de la instalación.

Estas cuestiones nombradas acotan en gran parte el margen de equipos que pueden ser utilizados, es por ello que la solución escogida para este proyecto es emplear un inversor de marca GOODWE, la cual lleva años trabajando en nuestro país y se ajusta ampliamente a los requerimientos de calidad y seguridad exigidos por la EPE.

El modelo de inversor seleccionado es GW250KN-HT (Figura 43), con una potencia de salida de 250 kW.



**Figura 43.** Inversor seleccionado. **Fuente:** [16]

Las principales características del inversor se detallan en la Tabla 4, de acuerdo con la información provista en las hojas características del equipo, suministradas por el fabricante:

**Tabla 4.** Características técnicas del inversor seleccionado. **Fuente:** [16]

DATOS DE ENTRADA	
Máx. potencia de entrada (kW)	400
Máx. voltaje de entrada (V)	1500
MPPT Rango de voltaje de funcionamiento (V)	500 ~ 1500
Voltaje de arranque (V)	550
Voltaje nominal de entrada (V)	1160
Máx. corriente de entrada por MPPT (A)	60
Máx. corriente de cortocircuito por MPPT (A)	90
Número de MPPT	6
Número de cadenas por MPPT	3
DATOS DE SALIDA	
Potencia nominal de salida (kW)	250
Potencia nominal aparente de salida (kVA)	250
Máx. Potencia Activa CA (kW)	250
Máx. Potencia Aparente CA (kVA)	250
Potencia nominal a 40°C (kW)	250
Máx. potencia a 40°C (incluida sobrecarga CA) (kW)	250
Voltaje nominal de salida (V)	800, 3L / PE
Rango de voltaje de salida (V)	640 ~ 920
Frecuencia nominal de red CA (Hz)	50/60
Rango de frecuencia de red CA (Hz)	45 ~ 55 / 55 ~ 65
Máx. corriente de salida (A)	180,5
Factor potencia de salida	~1 (Ajustable, desde 0,8c a 0,8i)
Máx. distorsión armónica total	<3%
Max. Eficiencia	99%

### 3.2.3 Módulo de potencia máxima obtenida por industria

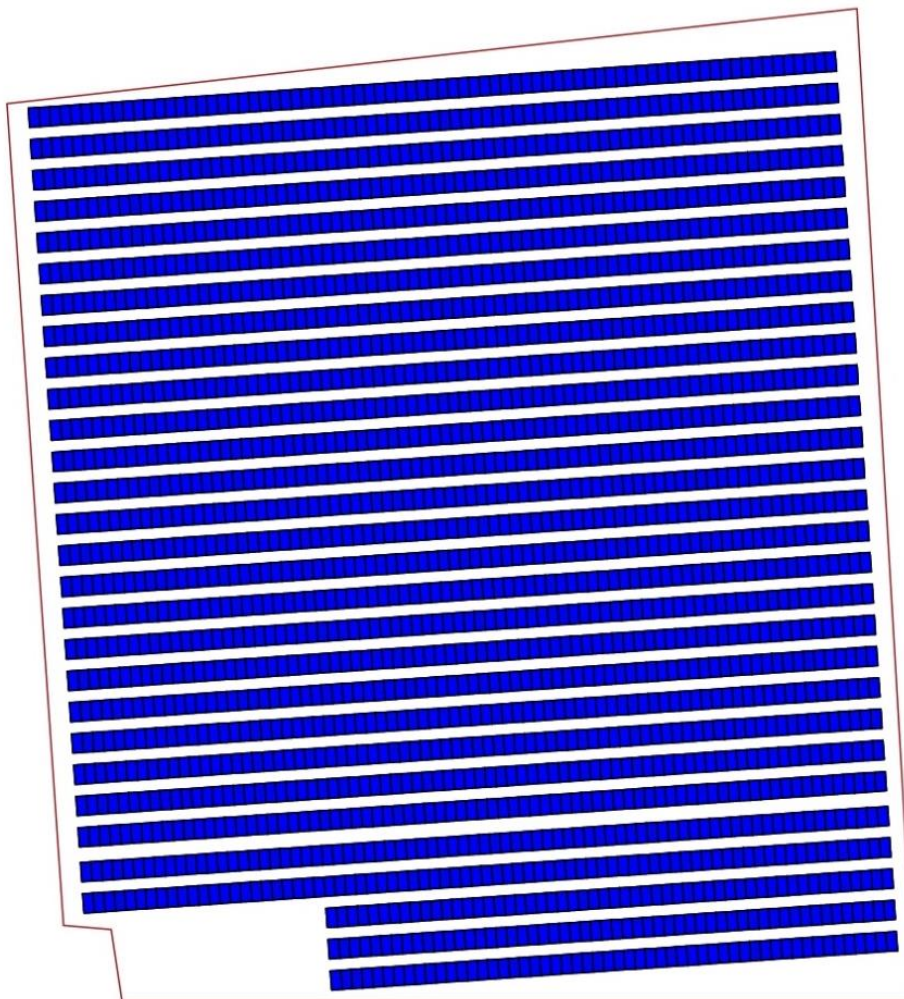
Para determinar los módulos máximos de potencia por industria, se utilizan los datos de potencia máxima y potencia de salida del panel solar e inversor seleccionado, como así también la superficie disponible para la disposición de los paneles, según la sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Para la estimación de la máxima potencia del PFV por industria, no se tiene en cuenta la variación de la inclinación de los paneles solares dentro del espacio disponible para su disposición. Tampoco se considera la curvatura de las naves industriales en aquellas áreas en donde la instalación de los paneles no se realice a nivel de suelo. Esta simplificación se fundamenta en la ausencia de ingeniería de detalle, dado que escapa

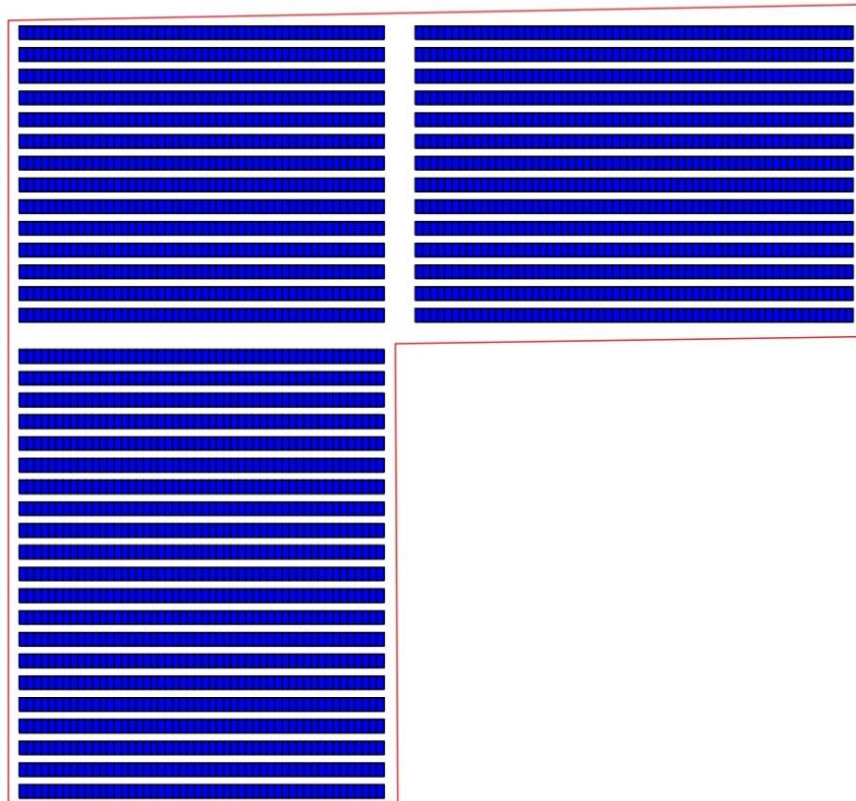
del alcance del proyecto. Dada la naturaleza del estudio y sus objetivos, se ha optado por estimar la máxima potencia FV por industria teniendo en cuenta las simplificaciones señaladas.

Dentro del espacio disponible para la instalación de los paneles fotovoltaicos, se ha optado por una disposición horizontal de los paneles sin inclinación para maximizar la cantidad de paneles que pueden ser alojados. Esta elección se basa en la simplicidad de la implementación y en la eficiencia espacial, dado que no se considera la inclinación de los paneles en este análisis preliminar. La cantidad de paneles que pueden colocarse horizontalmente dentro del área disponible se determinó durante el proceso de diseño, a partir de las especificaciones del panel solar seleccionado, de acuerdo con sus dimensiones (Figura 4242).

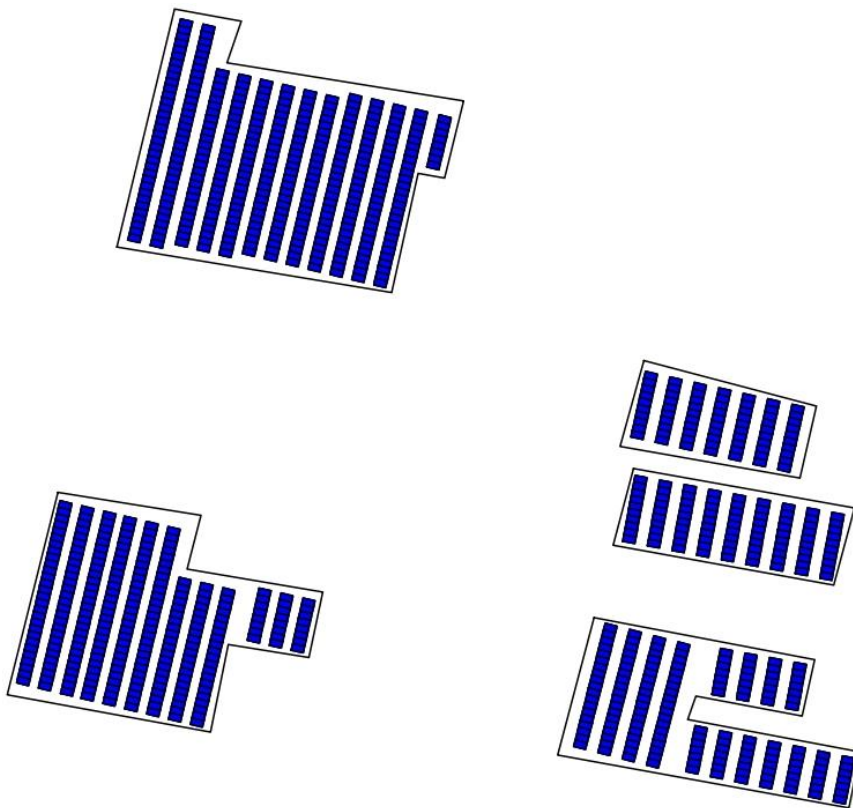
A continuación, las Figuras 44 a 46 ilustran el espacio disponible para la instalación de paneles fotovoltaicos, así como la disposición de los mismos. Estas representaciones gráficas ofrecen una visualización clara de la distribución propuesta y la cantidad de paneles que se ha estimado y que pueden ser instalados en la superficie definida.



**Figura 44.** *Disposición de paneles fotovoltaicos según superficie disponible – PFV MISTURA.*



**Figura 45.** Disposición de paneles fotovoltaicos según superficie disponible – PFV Motor Parts.



**Figura 46.** Disposición de paneles fotovoltaicos según superficie disponible – PFV Basso.

La potencia máxima generada por el conjunto de paneles para cada industria, según la superficie disponible, se calculó multiplicando la cantidad de paneles instalados por la potencia máxima del módulo del panel fotovoltaico seleccionado. Este enfoque proporciona una estimación preliminar de la capacidad de generación eléctrica del sistema, considerando las limitaciones del diseño actual y la falta de detalles específicos de ingeniería. La potencia generada máxima obtenida por industria es la siguiente:

- Mistura: 1,505 MWp – 2247 paneles.
- Motor Parts: 1,757 MWp – 2623 paneles.
- Basso: 0,628 MWp – 938 paneles.

Finalmente, para cuantificar la potencia nominal del PFV de cada industria, se deben considerar también las especificaciones del inversor seleccionado. En base a esto último, la cantidad de inversores a considerar se determina teniendo en cuenta los valores máximos de potencia de generación mencionados anteriormente. Por lo tanto, es importante aclarar que, al hacer referencia a la potencia nominal del PFV en este contexto, nos estamos basando en la potencia de salida de los inversores. La potencia nominal no se calcula directamente a partir de la potencia generada por los paneles solares, sino que se determina a través de la capacidad de conversión de energía de los inversores.

A continuación, las Tablas 5 y 6 detallan las potencias nominales obtenidas.

**Tabla 5.** Potencia nominal por industria.

INDUSTRIAS	PANEL FOTOVOLTAICO <sup>3</sup>	POTENCIA GEN MÁX <sup>4</sup>	POTENCIA INVERSOR TOTAL <sup>5</sup>
Mistura	Canadian (670 Wp)	1,505 MWp (2247)	<b>1,5 [MW] (6)</b>
Motor Parts	Canadian (670 Wp)	1,757 MWp (2623)	<b>1,75 [MW] (7)</b>
Basso	Canadian (670 Wp)	0,628 MWp (938)	<b>0,5 [MW] (2)</b>

A modo de resumen, los valores de potencia obtenidos para cada industria quedan confeccionados de la manera indicada en la Tabla 6.

**Tabla 6.** Módulos máximos de potencia por industria.

<b>POTENCIA MÁXIMA POR INDUSTRIA</b>	<b>PFV Mistura</b>	<b>1,5 [MW]</b>
	<b>PFV Motor Parts</b>	<b>1,75 [MW]</b>
	<b>PFV Basso</b>	<b>0,5 [MW]</b>

<sup>3</sup> El valor entre paréntesis representa la potencia máxima unitaria del panel fotovoltaico seleccionado.

<sup>4</sup> El valor entre paréntesis hace referencia a la cantidad total de paneles para alcanzar dicha potencia.

<sup>5</sup> El valor entre paréntesis hace referencia a la cantidad total de inversores.

Una vez obtenidos los módulos de potencia máxima para cada industria, se verifican los mismos a través del procedimiento vigente por la empresa distribuidora, el cual establece que la capacidad máxima disponible en un punto de conexión de una línea de distribución se determina como la mitad de la capacidad nominal de transporte de la línea en ese punto [17]. Esta capacidad se define como la capacidad térmica de diseño de la línea en dicho punto, menos la suma de las potencias de las instalaciones de generación que están conectadas o tienen un punto de conexión válido en esa misma línea [17].

La verificación que se debería llevar a cabo es la siguiente:

$$P_{nominal} \leq 0,5 \cdot P_{capacidad\ línea} - \sum(PG_{existente}) \quad \text{(Ecuación 1)}$$

donde:

- $P_{nominal}$ : Potencia nominal de los PFV de cada industria.
- $P_{capacidad\ línea}$ : Capacidad de transporte de la línea a la cual se va a conectar el PFV.
- $PG_{existente}$ : Potencia de los generadores existentes conectados a dicha línea.

Los valores de potencia máxima de transmisión de las líneas fueron extraídos a través de los datasheet correspondientes según la sección de los conductores para cada alimentador de los descriptos en la sección 2.4. Por otra parte, se advierte que no existen generadores conectados a los alimentadores en estudio, según los registros establecidos por EPESF.

A través de la Tabla 7 se detalla la información necesaria para llevar a cabo la verificación de los módulos máximos de potencia.

**Tabla 7.** Verificación de la potencia nominal.

INDUSTRIAS	POTENCIA NOMINAL	NIVEL DE TENSIÓN [kV]	POTENCIA LÍNEA <sup>6</sup> [MW]	$\Sigma$ (POTENCIA EXISTENTE) <sup>7</sup>	50% POTENCIA LÍNEA [MW]	¿Verifica?
Mistura	1,5 [MW]	33	16	0	8	Si
Motor Parts	1,75 [MW]	33	16	0	8	Si
Basso	0,5 [MW]	13,2	4,3 - 6	0	2,15 - 3	Si

<sup>6</sup> Es la referida a la línea del tramo principal del corredor en MT (alimentador/distribuidor).

<sup>7</sup> Suma de las potencias de las instalaciones de generación conectadas o con punto de conexión vigente en dicha línea [10].



En base a los resultados arribados, se puede observar que la potencia nominal obtenida para los PFV verifica la condición de la Ec. (1), de acuerdo con el procedimiento de conexión de generación distribuida establecido por la empresa prestadora de servicios [17]. Este procedimiento garantiza la conformidad con las regulaciones y los requisitos técnicos específicos para la conexión a la red eléctrica.

Es relevante destacar que la potencia nominal obtenida, basada en la potencia de salida de los inversores, se ajusta automáticamente a las normativas establecidas. Por lo que no se requiere redimensionar el valor de potencia, ya que la metodología de cálculo y el diseño del sistema cumplen con los estándares y especificaciones exigidos por la empresa prestadora del servicio.

De esta manera, este proceso de verificación asegura que los parques fotovoltaicos cumplen con los lineamientos técnicos y operativos, facilitando así la conexión efectiva a la red eléctrica sin necesidad de ajustes adicionales en la potencia nominal.

### 3.3 Modelado de la red

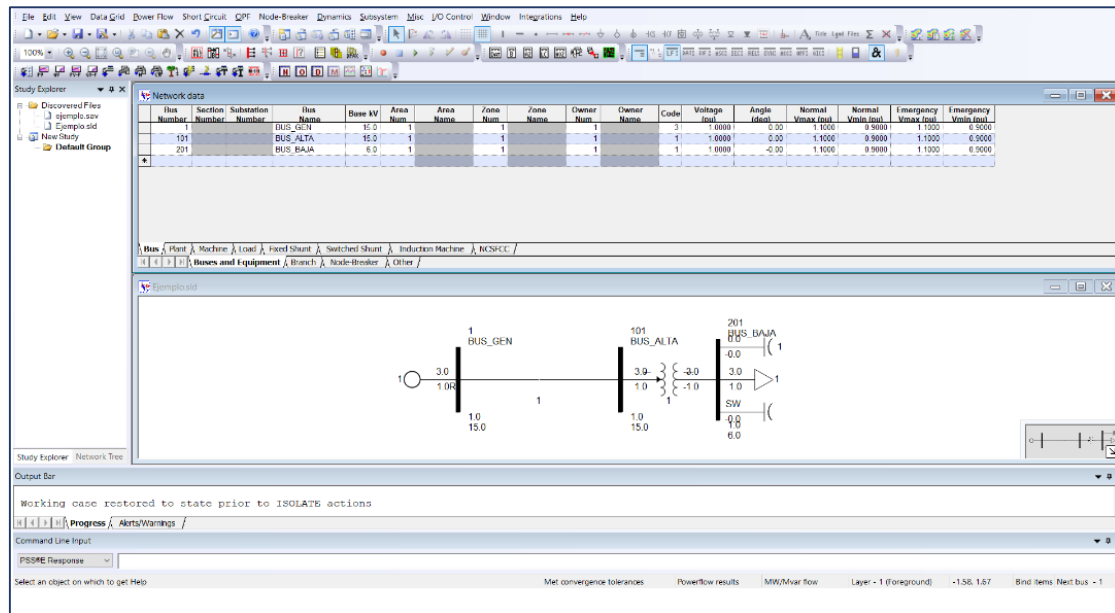
#### 3.3.1 Introducción

En esta sección se describe el software escogido para realizar el análisis de la red, junto con los modelos de cada elemento que la componen. Se muestran los datos cargados en el programa y las características de los generadores fotovoltaicos.

#### 3.3.2 Software elegido

En el marco de este proyecto, se ha seleccionado el simulador Power System Simulator for Engineering (PSS/E, Figura 47) como la herramienta computacional óptima para llevar a cabo simulaciones exhaustivas de diversos escenarios en sistemas eléctricos. Cabe destacar que se ha utilizado una versión educativa para realizar el modelado de la red en cuestión. Desarrollado por Siemens PTI, este software se ha consolidado como una solución especializada y ampliamente adoptada en la industria eléctrica y entornos académicos, destacándose por su capacidad integral de simulación y análisis de sistemas de energía eléctrica.

La elección de PSS/E se fundamenta en que dicho software ofrece capacidades robustas para llevar a cabo análisis detallados de flujos de carga, lo que resulta esencial para entender el comportamiento del sistema eléctrico bajo diferentes condiciones operativas.



**Figura 47.** Interfaz del software Siemens PSS/E.

La interfaz visual de PSS/E, aunque sujeta a variaciones en términos de diseño y facilidad de uso, se destaca por su capacidad de personalización y su orientación intuitiva. Esta característica facilita la visualización y comprensión de la red eléctrica modelada, contribuyendo a una experiencia de usuario más eficiente. Las capacidades de modelado de PSS/E permiten la representación integral de la red eléctrica, abarcando desde la transmisión hasta la distribución, junto con cargas y sistemas de generación. La herramienta se distingue por su sencillez a la hora de realizar estudios detallados de flujos de potencia estacionarios, proporcionando datos precisos sobre voltajes, corrientes y pérdidas de potencia en cada componente.

Además, PSS/E posibilita el análisis de contingencias, permitiendo evaluar el impacto de eventos inesperados, como fallas en la red o cambios repentinos en la generación. Este tipo de análisis resulta crucial para identificar posibles problemas de estabilidad en la red, y desarrollar estrategias efectivas de mitigación.

Una de las grandes ventajas de PSS/E es la de posibilitar un alto grado de automatización de las simulaciones gracias a la posibilidad de desarrollar scripts en un lenguaje de programación tan conocido como Python.

En el contexto específico de este proyecto, se utiliza PSS/E para modelar las ETs RAO y SUN, los alimentadores y distribuidores que integran cada una de éstas, y las barras/cargas asociadas.

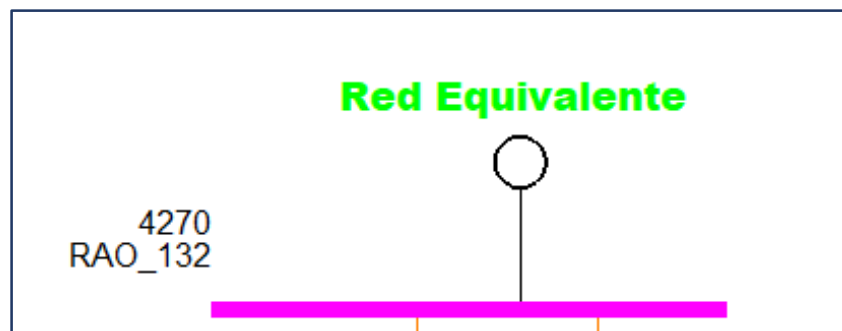
A partir del modelado del sistema en estudio en el software PSS/E, se realizan una serie de simulaciones bajo diversos escenarios, buscando analizar de manera detallada los resultados obtenidos. A través de dichos resultados, se evalúan y deciden cuáles son las

alternativas que generan los mejores resultados globales, utilizando como una de las principales variables de decisión las fluctuaciones de tensión en los nodos de carga debidas a variaciones rápidas de la potencia generada por los PFV.

### 3.3.3 *Equivalente de Red*

El primer componente por modelar es la “red” o sistema en 132 kV que abastece a las ETs. La misma se representa con el elemento denominado “Equivalente de Red” y posee la forma que muestra la Figura 488.

El componente descrito se representa a través de un generador genérico, el cual representa el equivalente de toda la red aguas arriba de la barra de 132 kV de la ET-RAO.



**Figura 48.** Modelo del Equivalente de Red.

El equivalente de Thévenin visto desde la barra RAO\_132 tiene los parámetros de secuencia que se listan en la Tabla 8.

**Tabla 8.** Valores de secuencia obtenidos del equivalente de Thévenin. **Fuente:** [6].

Secuencia	Parámetros [pu]	
	R	X
Z1	0,03757	0,10578
Z2	0,03791	0,106029
Z0	0,00517	0,06391

### 3.3.4 *Transformadores de tres arrollamientos*

Su función principal es la de tomar la energía proveniente de la línea de 132 kV y rebajar su nivel de tensión a niveles típicos de distribución (33 y 13,2 kV). Se modelaron los dos transformadores de la ET RAO y el único transformador de la ET SUN, los cuales entregan potencia a cada uno de sus respectivos alimentadores y distribuidores mediante los esquemas representados en los diagramas unifilares de las Figuras 49 y 50. Se obtuvieron los datos correspondientes a dichos transformadores, y se parametrizaron los mismos.

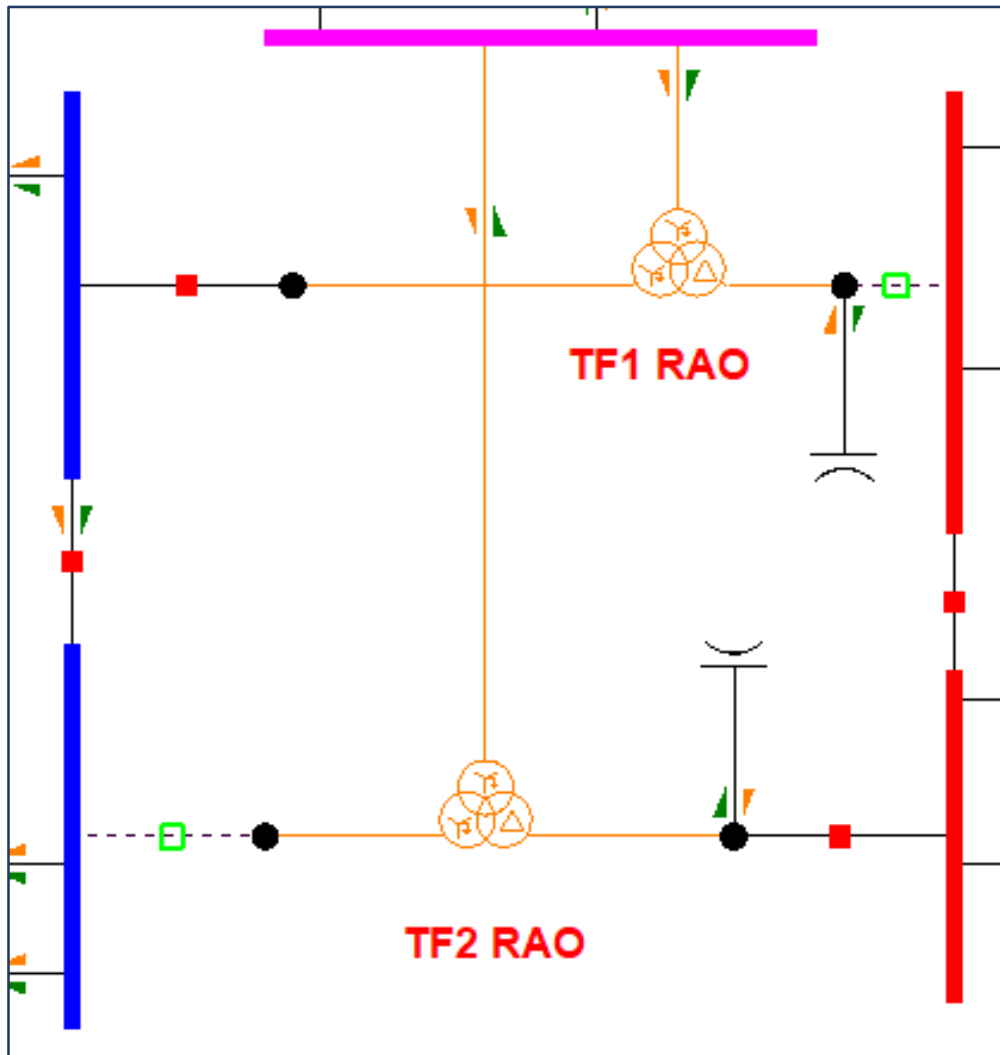


Figura 49. Esquema de Transformadores TF1 y TF2 de la ET-RAO.

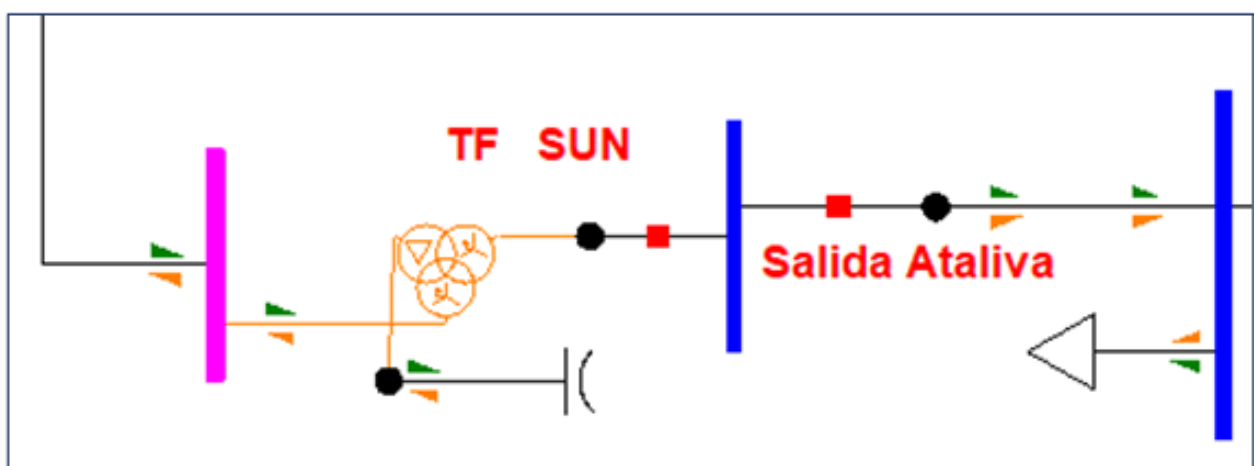


Figura 50. Esquema del Transformador TF SUN de la ET-SUN.

Los datos de los transformadores son los presentados en la Tabla 9.

Tabla 9. Datos de los transformadores de la ET RAO. Fuente: [13].

TRAFO	Sn (MVA)			Un (kV)			REACTANCIAS (en pu)			CONEXIÓN
	S1	S2	S3	U1	U2	U3	X12	X13	X23	
TF1 RAO	30	20	30	132	34,5	13,8	0,3547	0,591	0,1809	Yyd
TF2 RAO	40	40	40	132	34,5	13,8	0,25875	0,44825	0,155	Yyd
TF2 SUN	15	10	15	132	34,5	13,8	0,719	1,1422	0,3751	Yyd

La ventana en la que se cargaron las características de estos en PSS/E es la indicada en la Figura 51.

Figura 51. Cuadro de datos del modelo del Transformador.

### 3.3.5 Barras/Nodos y Conexiones

Se nombró nodos o puntos de conexión a aquellos componentes que representan a una subestación transformadora (SET) o a una intersección de la línea. Fueron considerados como barras ya que el software da la posibilidad, a través de éstas, de conectar diferentes elementos y seguir con la línea de la red.

La etiqueta en una barra hace alusión al nombre de la SET que se encuentra conectada a la misma, mientras que el color adoptado por cada una de ellas hace referencia al nivel

de tensión al que pertenece: las barras de 132 kV son de color rosa, las barras de 33 kV son de color azul, y para barras de 13,2 kV, el color utilizado es el rojo.

Los parámetros de las barras que el software solicita son los indicados en la Figura 5252, entre ellos, se pueden observar: el nombre, la tensión base (nominal), el tipo de barra, etc.

Bus Data Record			
Power Flow			
Basic Data			
Bus Number	Bus Name	Grouping Data	
34320	SUN_33_B2	Area	Select ...
Type Code	Base kV	8	Select ...
1 - Non-Gen Bus	33,0	Owner	Select ...
Voltage (pu)	Angle (deg)	1	Select ...
1,0593	-2,87	Zone	Select ...
28			
Limit Data			
Normal Vmax (pu)	Normal Vmin (pu)	Emer Vmax (pu)	Emer Vmin (pu)
1,10	0,90	1,10	0,90
OK		Cancel	

**Figura 52.** Característica de una barra o nodo.

Una vez modeladas las barras, se procede a vincular las mismas a través de las correspondientes líneas. Las características técnicas y especificaciones de cada una de estas líneas fueron extraídas de la base de datos proporcionada por la EPESF.

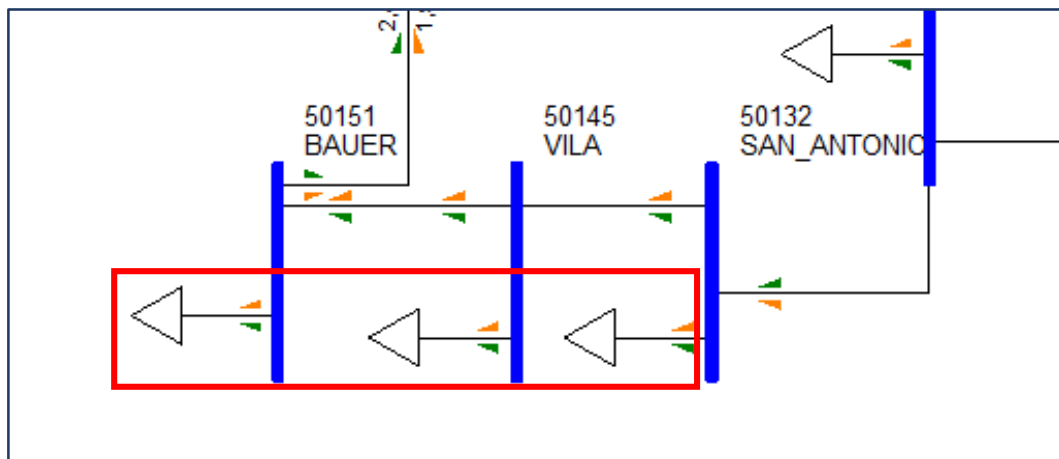
Para poder modelar los conductores en cuestión, el software solicita las características que se observan en la Figura 5353. Entre ellas destacan: la capacidad nominal, la longitud de la línea, resistencia y reactancia a las distintas secuencias, etc. Cabe destacar que tanto el nombre de las barras vinculadas como el nivel de tensión se configuran automáticamente al seleccionar los dos nodos a vincular.

Owner	Fraction
1	1,000
0	1,000
0	1,000
0	1,000

**Figura 53.** Interfaz de parámetros para la línea.

### 3.3.6 Cargas

Dentro del modelado, las cargas se corresponden con todo aquel elemento u componente que consume potencia. Por ejemplo, un motor, un electrodoméstico en un hogar, iluminación, etc. A pesar de que dichas cargas harían referencia a cada uno de los hogares alimentados por cada distribuidor, se consideran las mismas como cargas concentradas en cada subestación. Para modelarlas, se utilizó el elemento del software mostrado en la Figura 5454.



**Figura 54.** Cargas en PSS/E.

De manera automática, a la carga se le asigna el nivel de tensión y el nombre de la barra a la cual se conecta. En lo que a sus características refiere, los parámetros a ingresar son tan solo la potencia activa y la potencia reactiva, en unidades de MW y MVAR, respectivamente (Figura 55).

Basic Data	
Bus Number	50157
Bus Name	CNEL_FRAGA 33,000
Load ID	1
In Service	<input checked="" type="checkbox"/>
Scalable	<input checked="" type="checkbox"/>
Interruptible	<input type="checkbox"/>

Load Data	
Pload (MW)	0,1700
Qload (Mvar)	0,1050
IPload (MW)	0,0000
IQload (Mvar)	0,0000
YPload (MW)	0,0000
YQload (Mvar)	0,0000

Grouping Data	
Area	1
Owner	1
Zone	99

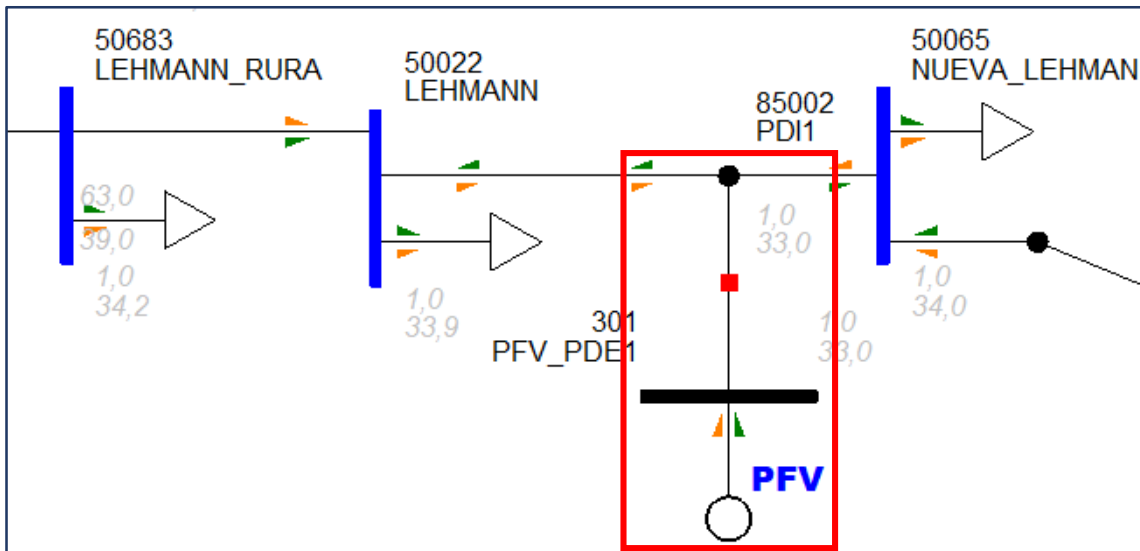
**Figura 55.** *Parámetros de una carga.*

Con el objetivo de abordar la variabilidad inherente en la demanda de energía, se desarrollaron dos modelos específicos para las cargas, cada uno representando condiciones totalmente distintas de operación. En el primer modelo, se configuraron las cargas para reflejar un escenario de valle, caracterizado por una demanda de energía relativamente baja. Simultáneamente, se diseñó un segundo modelo en el cual las cargas fueron configuradas para simular un escenario de pico, caracterizado por una demanda de energía significativamente mayor. La adopción de estos dos modelos distintos de cargas permite obtener una perspectiva integral de cómo responde la red frente al escenario en estudio. De esta forma, se puede realizar una evaluación del desempeño que tiene la red en cada una de las situaciones contempladas.

### 3.3.7 Generador Fotovoltaico

Finalmente, el último elemento a modelar fue el PFV. El mismo se realizó utilizando un generador genérico (Figura 56), y su conexión a la red se estableció considerando la topología existente de la misma. Se modeló la barra de vinculación al PFV y el interruptor de conexión a la red para reflejar la conexión física del PFV con la infraestructura eléctrica existente.





**Figura 56.** Modelo del generador fotovoltaico.

Dentro de los parámetros configurados para el modelado del PFV en PSS/E, se incluyó información detallada sobre su capacidad y comportamiento operativo. Entre estos parámetros se especificaron el nombre del PFV y su potencia nominal, proporcionando una identificación clara y estableciendo la capacidad máxima de generación.

Al tratarse el PFV de una fuente de generación de energía renovable de tipo no gestionable, su potencia de salida presenta una variación importante con las variables climáticas, principalmente la temperatura y la radiación solar. No obstante, para los estudios de acceso del PFV a las redes de distribución, se adoptaron condiciones estáticas de despacho del PFV a máxima potencia, con el propósito de establecer un escenario de análisis conservador, independientemente de las condiciones operativas del sistema.

En cuanto a la naturaleza de la potencia despachada, se asume que toda la potencia es activa, es decir, el PFV opera con factor de potencia unitario, sin aporte o absorción de potencia reactiva de la red, con fines de controlar tensión y/o corregir el factor de potencia. Esta configuración responde a las especificaciones del procedimiento de conexión de generadores a la red [17]. Aunque el inversor seleccionado posea la capacidad de variar el factor de potencia en el rango de 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo, se optó por mantener un factor de potencia unitario. Esta elección responde a los requisitos normativos y asegura la conformidad con los estándares establecidos por la red de EPESF, que exige un factor de potencia cercano a la unidad.

Este nivel de detalle en la configuración de parámetros responde a la estricta consideración de todos los aspectos técnicos y normativos asociados con la operación del PFV. La elección de maximizar la potencia activa y mantener un factor de potencia

unitario demuestra una alineación estratégica con los requisitos operativos y normativos específicos del reglamento de conexión a la red eléctrica de EPESF. Los parámetros configurados para cada PFV se observan en la Figura 57.

**Figura 57.** Interfaz de configuración del generador fotovoltaico.

### 3.4 Simulaciones y resultados

#### 3.4.1 Casos a simular

Se realizan los estudios eléctricos en régimen estacionario para condiciones normales de operación del PFV ante perturbaciones, como así también variaciones rápidas de la potencia generada por el PFV (debidas a la intermitencia del recurso energético primario).

Se analiza el impacto de la inserción de los PFV sobre la red en los niveles y variaciones de tensión en nodos a los fines de determinar la admisibilidad y cumplimiento de los valores admisibles impuestos por la EPESF [18] para los módulos de los PFV en las alternativas y puntos de entrega indicados en la sección 2.4.

Las simulaciones se llevan a cabo para cada opción propuesta de PFV, tanto para el escenario de valle como para el escenario de pico de demanda. En resumen, los casos a analizar son los siguientes:

- **Caso N°1 - Red N:** En condiciones normales, entendiéndose por tales aquellas en que el sistema cuenta con todo su equipamiento en servicio, se simula la inserción de la potencia máxima a la red por parte del PFV.

- Caso N°2 - Red N-1: En condiciones anormales, entendiéndose por tales a aquellas en las cuales, ante la ocurrencia de una falla simple o desconexión de un elemento del sistema, sus efectos no se propaguen a otras instalaciones del sistema. Se simula la reconfiguración post-contingencia de la red y el impacto de la inserción de la potencia máxima por parte del PFV. Se estudian contingencias consideradas altamente desfavorables, incluyendo el corte del alimentador en la zona de cabecera. Este enfoque técnico busca evaluar las respuestas del sistema ante situaciones críticas.
- Caso N°3 - Fluctuaciones: En condiciones de fluctuación, entendiéndose por tales a la intermitencia del recurso solar que pueden producir variaciones importantes en la potencia entregada. Se simula un decaimiento de la potencia desde el 100% de la nominal al 50% de la misma; en ambos casos se registra la tensión y se evalúa la variación porcentual de tensión.

#### Tolerancia de la tensión por caso:

- Red N: Para conexión a la red en niveles inferiores a 132 kV, deberá operar normalmente con desvíos de tensión de  $\pm 8\%$  del valor nominal.
- Red N-1: En escenarios de post-contingencia, tanto en el nivel de 220 kV como de media tensión, los desvíos de la tensión en el punto de conexión de la central de generación se mantienen dentro de un rango de  $\pm 10\%$  del valor nominal.
- Fluctuaciones: Las variaciones de potencia no deberán generar fluctuaciones de tensión superiores al 3% en MT (33 kV y 13,2 kV).

Se debe tener en cuenta que las simulaciones se realizan individualmente por cada PFV, por lo que no se evalúa la conexión simultánea de dos o más de ellos. Es importante destacar que el enfoque se centra exclusivamente en el análisis y la evaluación de cada PFV de forma independiente, excluyendo la consideración de interacciones entre múltiples PFV. Este enfoque técnico permite una evaluación más precisa y específica de cada PFV en base al estudio técnico de su impacto en las condiciones operativas de las redes de distribución aledañas.

#### 3.4.2 Resultados

##### **Caso N°1: Red N**

Los resultados para los flujos de carga en régimen estático y condiciones normales de operación de la red (ver Figura 5858 a 60) muestran que el acceso del PFV Motor Parts de 1,75 MW, vinculado al alimentador Salida 1 de la ET-RAO, no conlleva alteraciones sustanciales en las variables operativas de la red. Mientras que para la vinculación de este mismo PFV al alimentador Ataliva de la ET-SUN, se observan aumentos del orden del 3% respecto a los valores de tensión existentes para las mismas barras en el caso

base. Sin embargo, estos aumentos de tensión no son relevantes, dado que las tensiones en barras igualmente permanecen dentro del rango admisible de valores normalizados.

En términos de cargabilidad, analizando el tramo de LAMT más comprometido, ambas opciones de conexión muestran una disminución de la capacidad de carga de aproximadamente un 12% para Ataliva y un 10% para Salida 1.

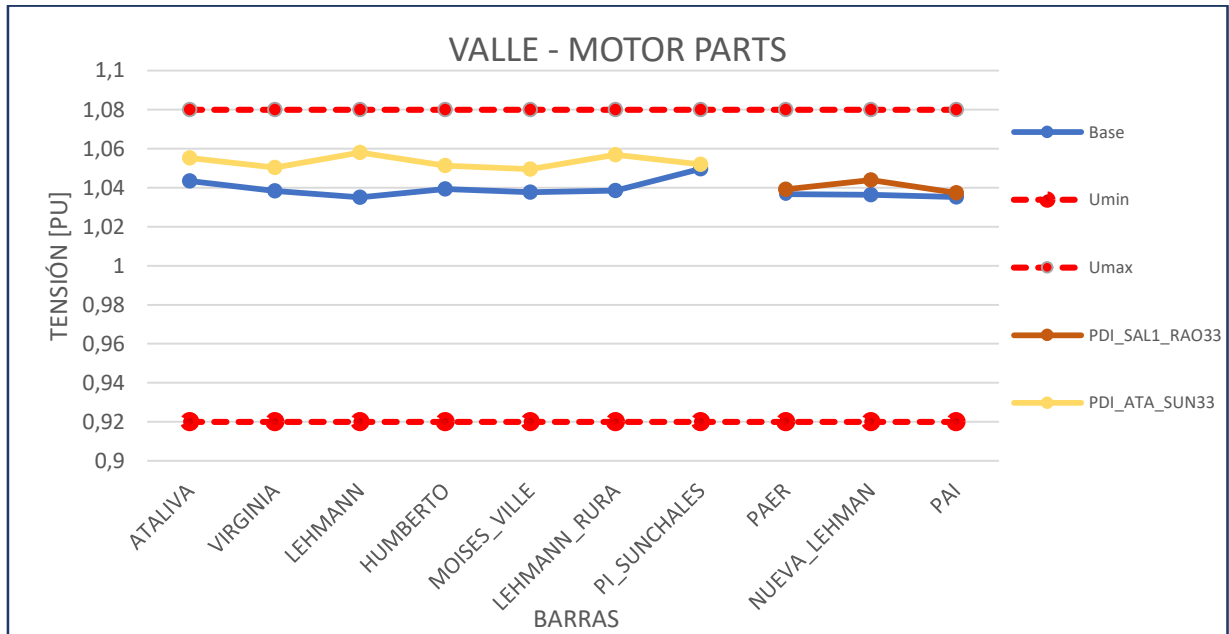
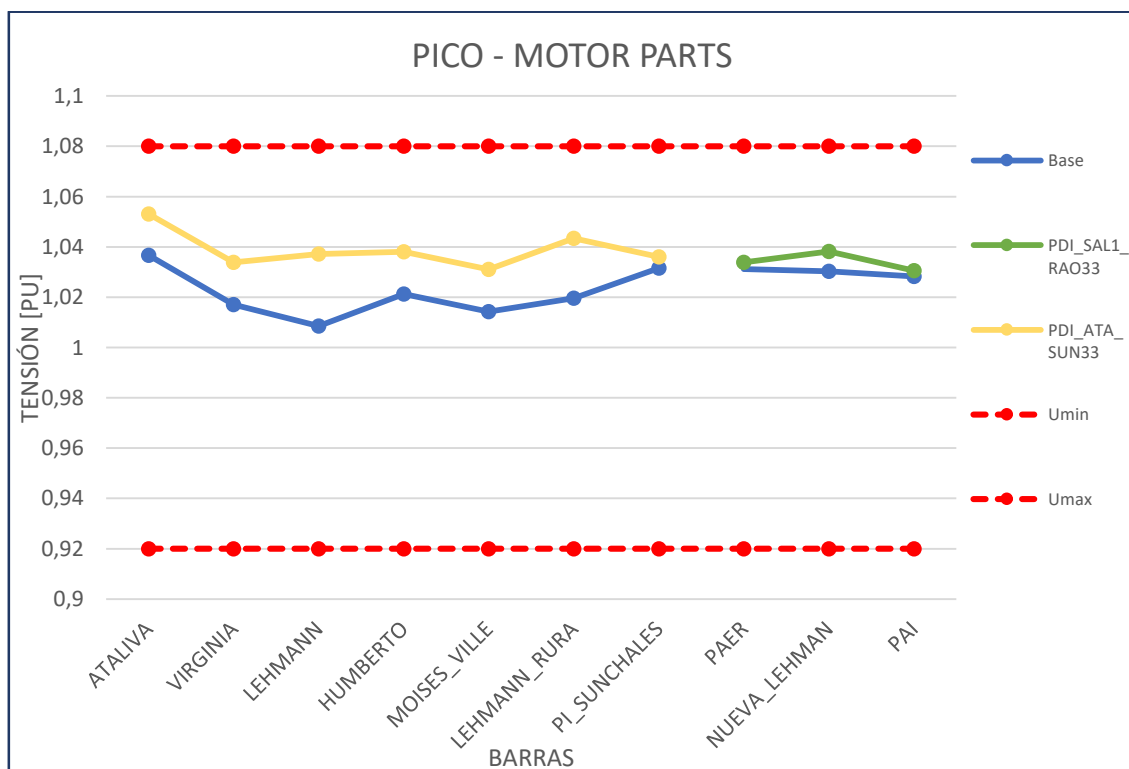
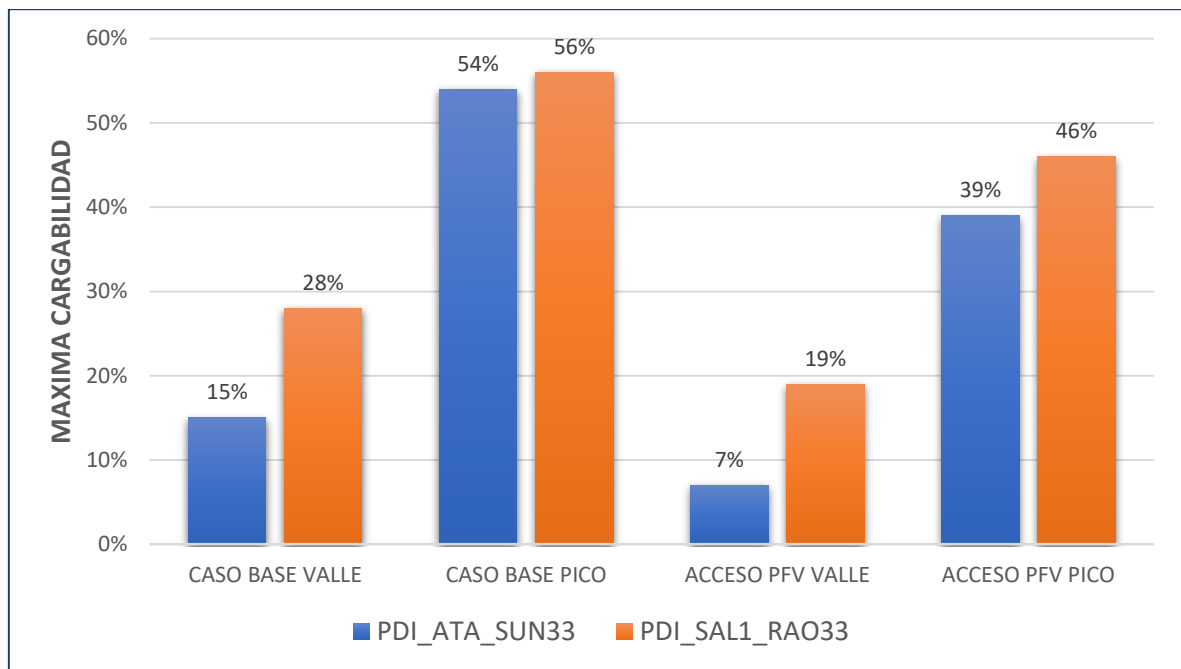


Figura 58. Impacto del acceso del PFV Motor Parts en los niveles de tensión para el escenario valle – Caso Red N.



**Figura 59.** Impacto del acceso del PFV Motor Parts en los niveles de tensión para el escenario pico – Caso Red N.



**Figura 60.** Comparación del tramo de LAMT de mayor cargabilidad para los casos analizados de acceso del PFV Motor Parts.

Los resultados para los flujos de carga en régimen estático y condiciones normales de operación de la red (ver Figuras 61 a 63) muestran que el acceso del PFV Mistura de 1,5 MW, vinculado a los alimentadores Salida 5 y Salida 6 de la ET-RAO, no conlleva alteraciones sustanciales en las variables operativas de la red, tanto para el escenario de valle como para el de pico.

En términos de cargabilidad, analizando el tramo de LAMT más comprometido, ambas opciones de conexión muestran una disminución de la capacidad de carga de aproximadamente un 8% para Salida 5 y un 7% para Salida 6.

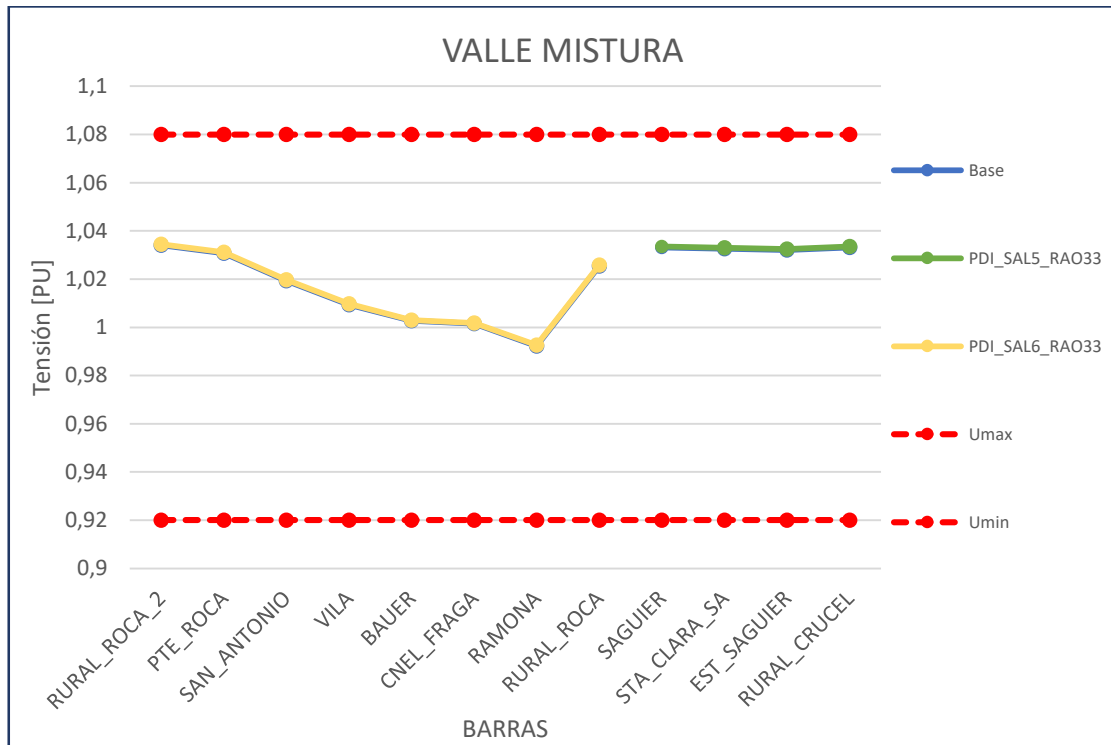


Figura 61. Impacto del acceso del PFV Mistura en los niveles de tensión para el escenario valle – Caso Red N.

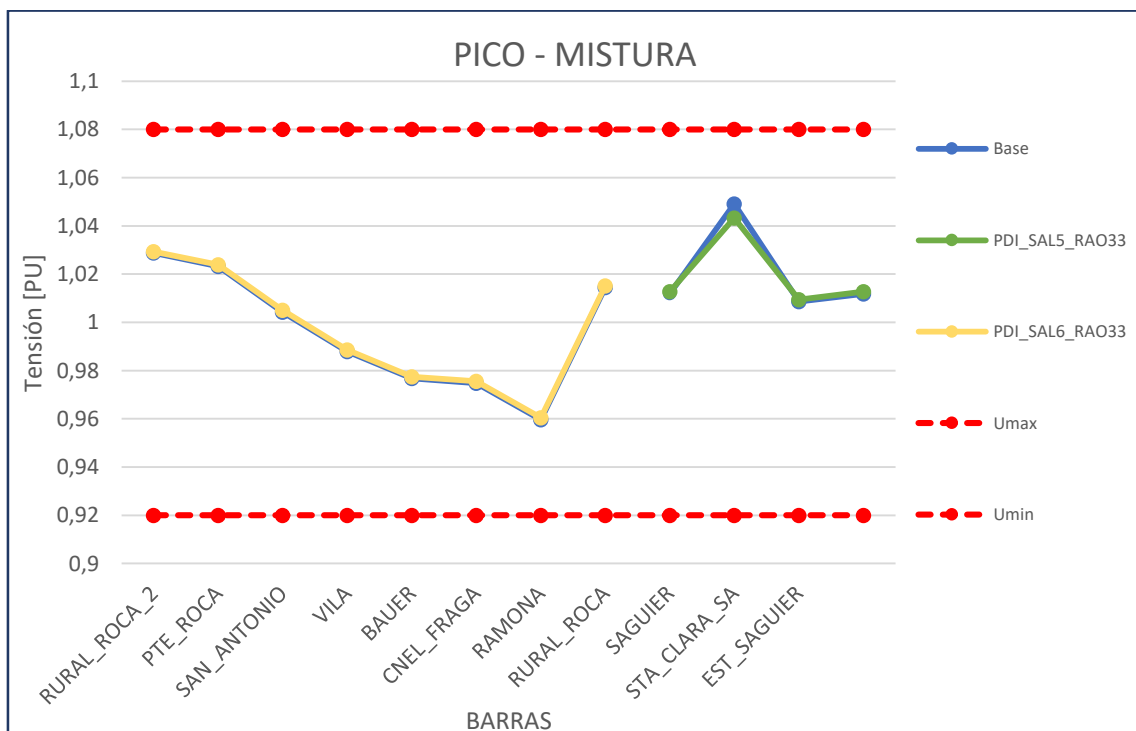
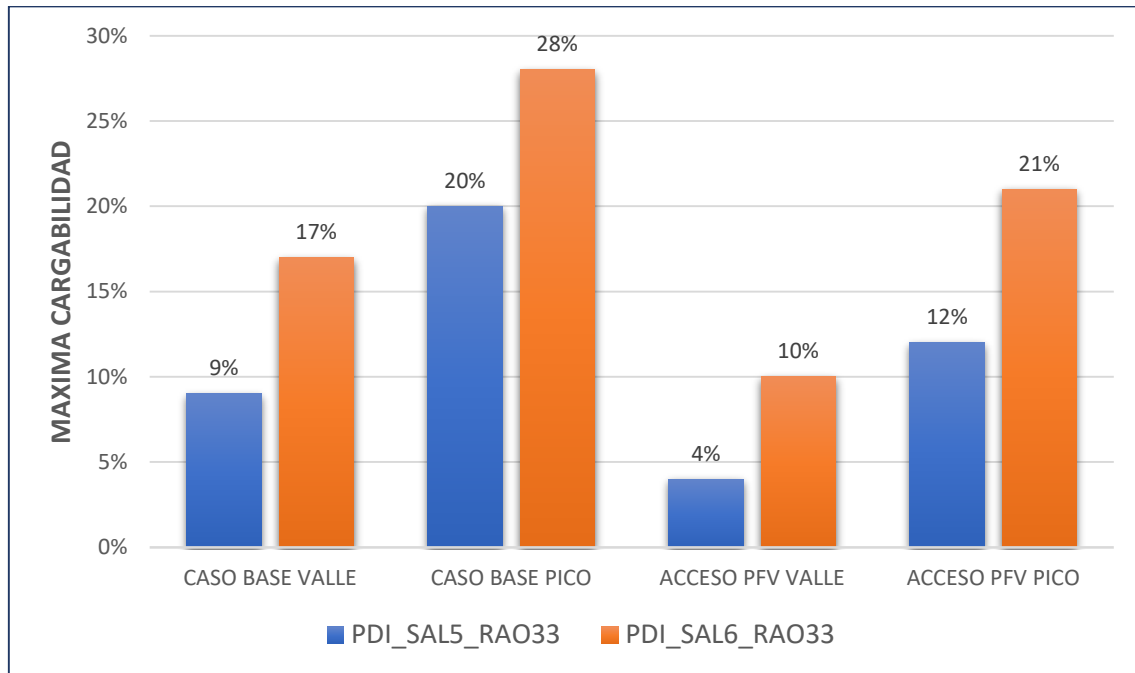


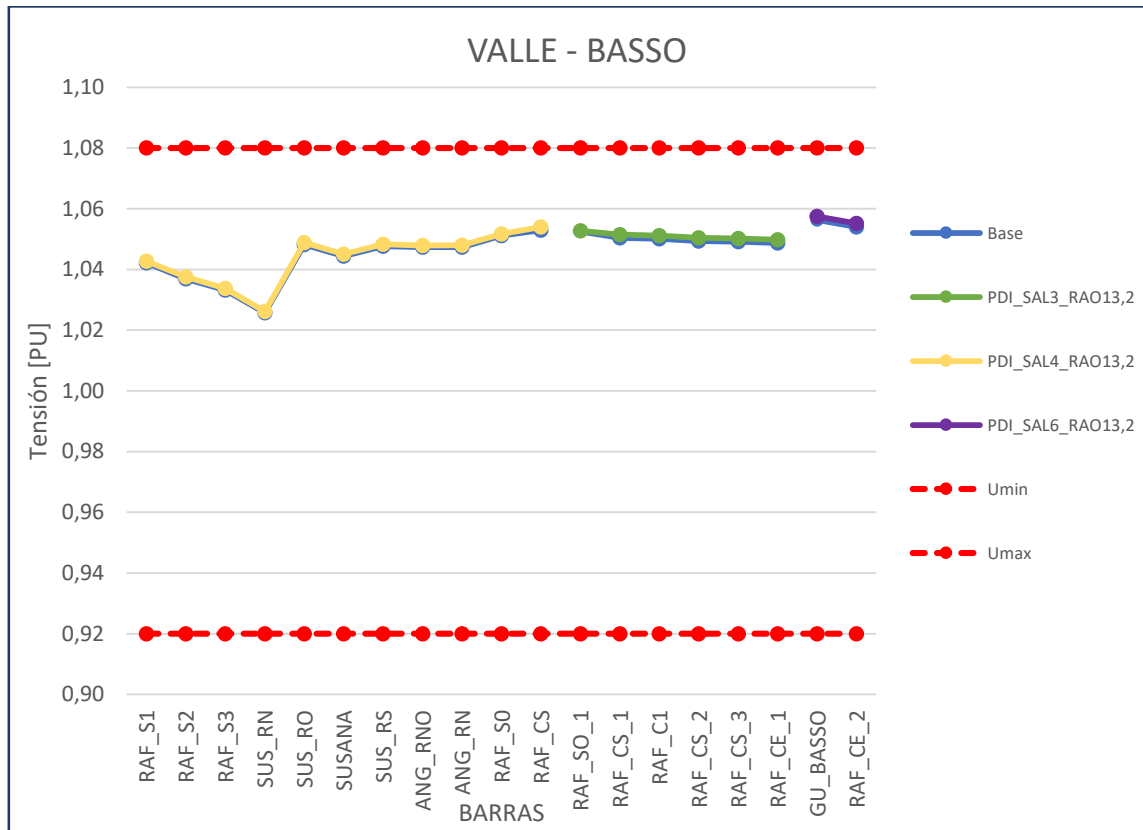
Figura 62. Impacto del acceso del PFV Mistura en los niveles de tensión para el escenario pico – Caso Red N.



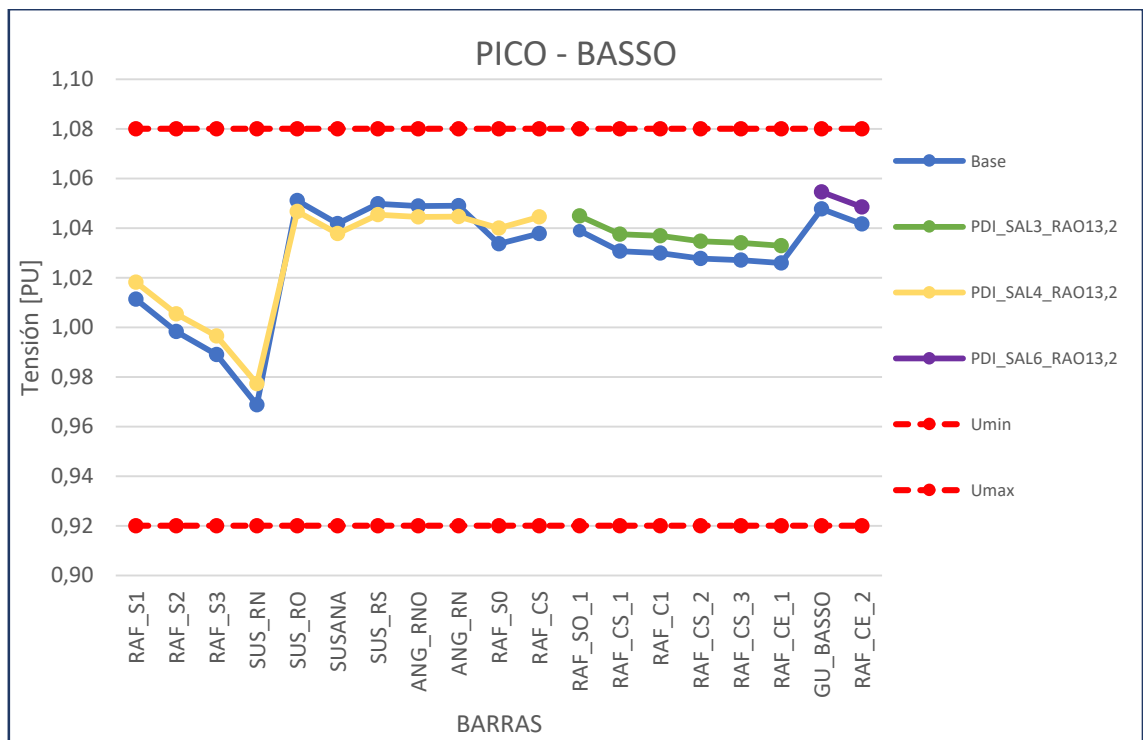
**Figura 63.** Comparación del tramo de LAMT de mayor cargabilidad para los casos analizados de acceso del PFV Mistura.

Por último, los resultados para los flujos de carga en régimen estático y condiciones normales de operación de la red (ver Figuras 64 a 66) muestran que el acceso del PFV Basso de 0,5 MW con opción de conexión a los distribuidores Salida 3, Salida 4 y Salida 6 de ET-RAO, no conlleva alteraciones sustanciales en las variables operativas de la red, tanto para el escenario de valle como para el escenario de demanda máxima, aunque en este último las variaciones son levemente más notables. No obstante, los valores se encuentran dentro de los límites aceptables.

En lo referente a la capacidad de carga y tras analizar la sección más crítica de la LAMT, dos de las tres opciones de conexión revelan una reducción de la capacidad de carga. En particular, Salida 3 experimenta una disminución del orden del 11%, mientras que Salida 4 muestra una reducción significativa del 39%. Por otro lado, Salida 6 exhibe un aumento del 6% en la capacidad de carga del tramo más exigido durante el pico de demanda. En contraste, durante los períodos de baja demanda (valle), no se observan cambios significativos en los niveles de capacidad de carga para esta salida.

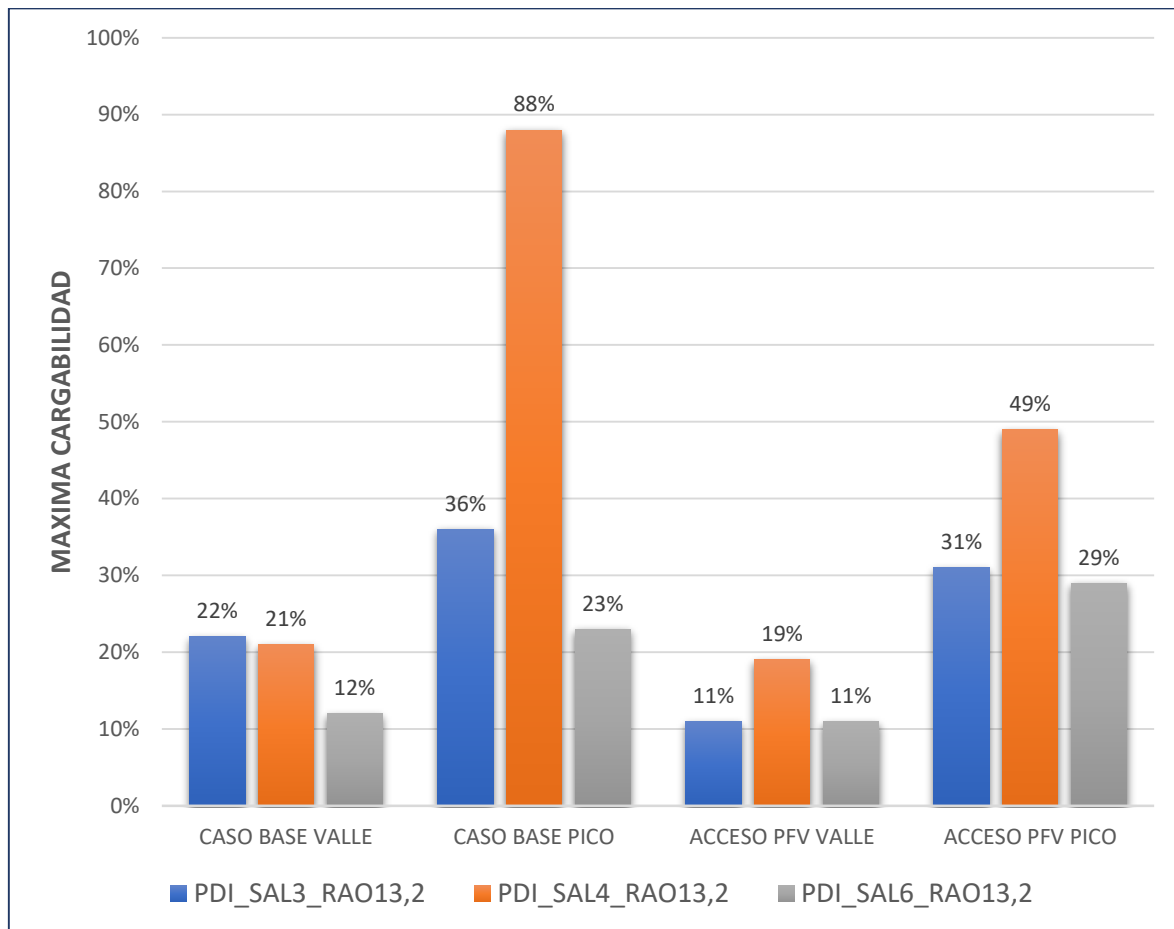


**Figura 64.** Impacto del acceso del PFV Basso en los niveles de tensión para el escenario valle – Caso Red N.



**Figura 65.** Impacto del acceso del PFV Basso en los niveles de tensión para el escenario pico – Caso Red N.





**Figura 66.** Comparación del tramo de LAMT de mayor cargabilidad para los casos analizados de acceso del PFV BASSO.

### **Caso N°2: Red N-1**

En el contexto de una red en estado de emergencia, se procede a examinar el escenario de consumo más elevado, asociado al pico de demanda. Durante este análisis, se lleva a cabo una simulación de falla en los alimentadores vinculados a las opciones de suministro de energía para el proyecto de Generación Fotovoltaica. Se realiza una evaluación de las reconfiguraciones de la red post-falla, considerando tanto casos con PFV, como aquellos sin esta fuente de energía.

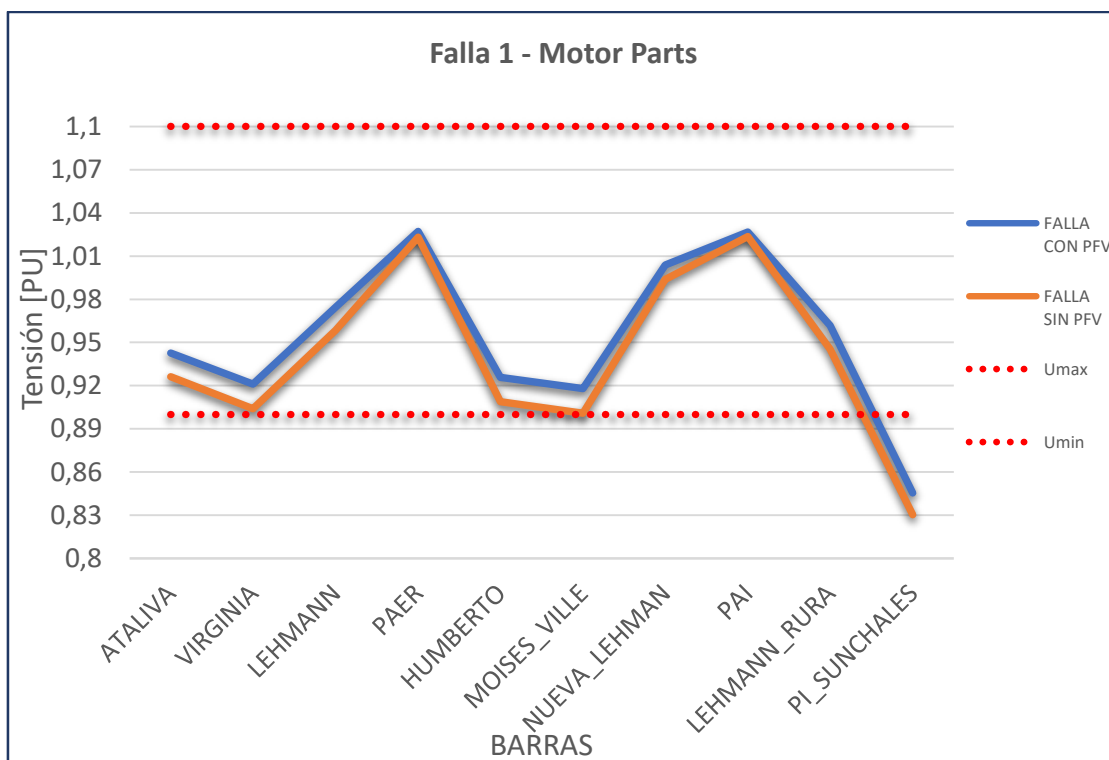
Tal como se menciona anteriormente, las fallas a simular representan la salida total de servicio de cada uno de los alimentadores modelados. De acuerdo con el alimentador que sale de servicio, en caso de ser posible, se procede a realizar una reconfiguración con otro alimentador de socorro. El criterio utilizado para poder identificar qué alimentador puede socorrer a otro se basa en la disposición topológica y geográfica de las trazas de los mismos (Figura 25), con el fin de realizar la reposición del servicio lo más rápido y fácil posible hacia aquellos usuarios que quedaron afectados. Dichas reconfiguraciones se detallan en la Tabla 10.

**Tabla 10.** Alimentadores en falla y su correspondiente alimentador de reconfiguración.

FALLA	INDUSTRIA	ALIMENTADOR	
		FALLA	SOCORRO
F1	Motor Parts	ATALIVA	SALIDA 1
F2		SALIDA 1	ATALIVA
F3	Mistura	SALIDA 5	SALIDA 6
F4		SALIDA 6	SALIDA 5
F5	Basso	SALIDA 4	SALIDA 3
F6		SALIDA 3	SALIDA 4
F7		SALIDA 3	SALIDA 6

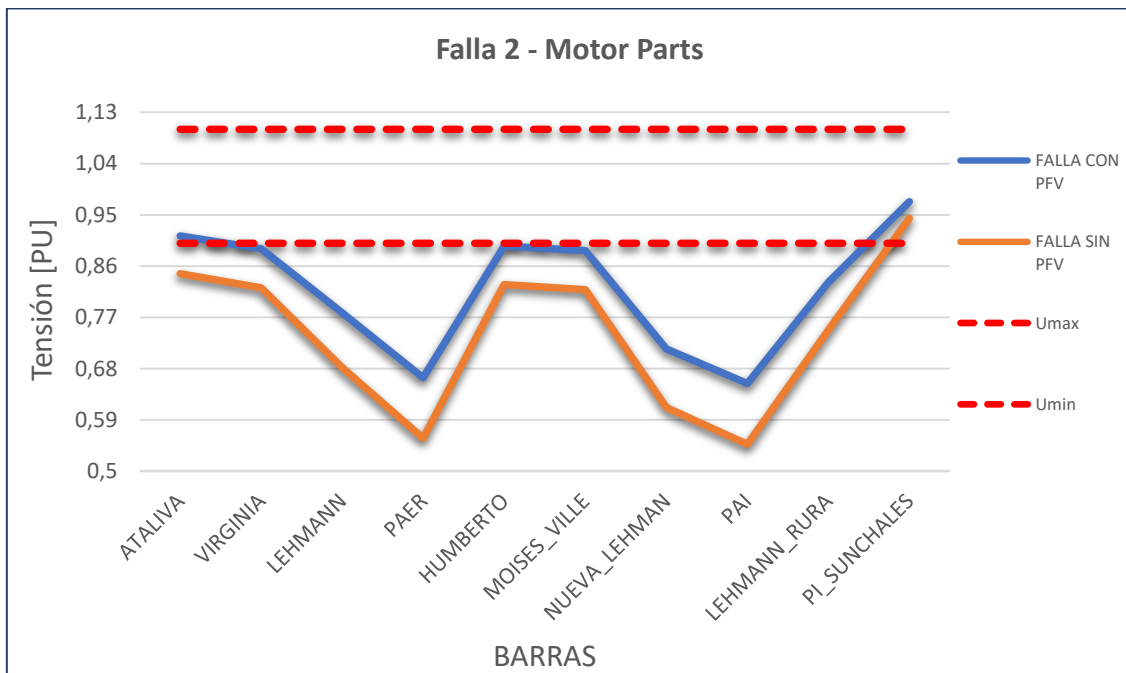
Los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas en estado de emergencia se detallan a continuación.

En la Figura 67 se presentan los resultados obtenidos para los flujos de carga realizados en régimen estático y condiciones anormales de operación de la red cuando falla el alimentador Ataliva de la ET-SUN y se lo socorre mediante el alimentador Salida 1 de la ET-RAO. Se advierte que los perfiles de tensión mejoran cuando el PFV Motor Parts está vinculado a la red, e incluso en algunas barras en donde las tensiones son cercanas al límite admisible inferior (como Virginia, Humberto y Moises Ville). La vinculación del PFV permite elevar y mejorar las tensiones operativas de estas barras.



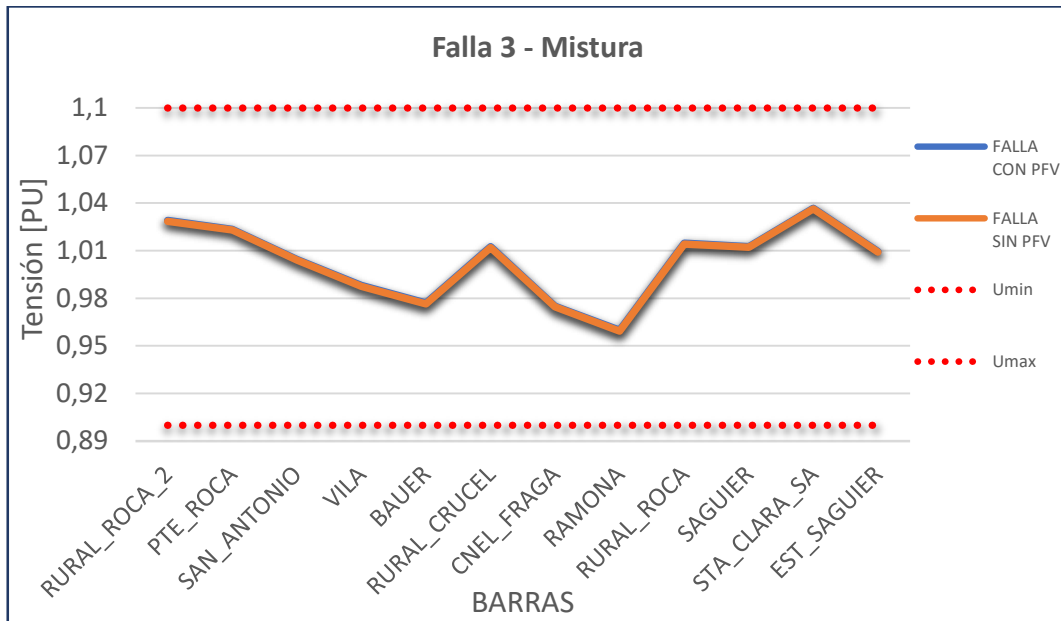
**Figura 67.** Impacto del acceso del PFV Motor Parts (Falla 1) en los niveles de tensión para el Caso Red N-1. Escenario pico de la demanda.

En la Figura 68 se presentan los resultados obtenidos para los flujos de carga realizados en régimen estático y condiciones anormales de operación de la red cuando falla el alimentador Salida 1 de la ET-RAO Ataliva de la ET-SUN y se lo socorre mediante el alimentador Ataliva de la ET-SUN. Se observa que la capacidad nominal del transformador de SUN es de 15 MVA, mientras que el de RAO es de 30 MVA. Esta disparidad en las capacidades de potencia indica que la Salida 1 de RAO no puede ser respaldada por la salida Ataliva de SUN, debido a que el transformador de SUN no cuenta con la capacidad suficiente para suministrar energía a una carga tan elevada.



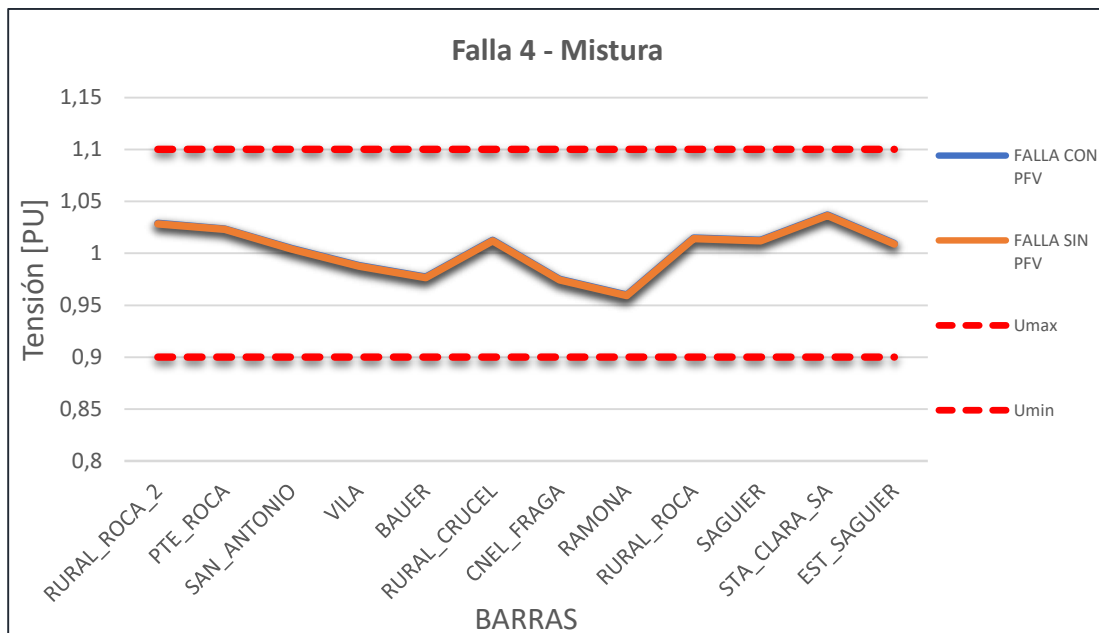
**Figura 68.** Impacto del acceso del PFV Motor Parts (Falla 2) en los niveles de tensión para el Caso Red N-1. Escenario pico de la demanda.

En la Figura 69 se presentan los resultados para los flujos de carga en régimen estático y condiciones anormales de operación de la red. Muestran que el acceso del PFV Mistura, ante una falla en el alimentador Salida 5 de ET-RAO y su correspondiente reconfiguración a través del alimentador Salida 6 (33 kV) de ET-RAO, no conlleva alteraciones sustanciales en las variables operativas de la red.



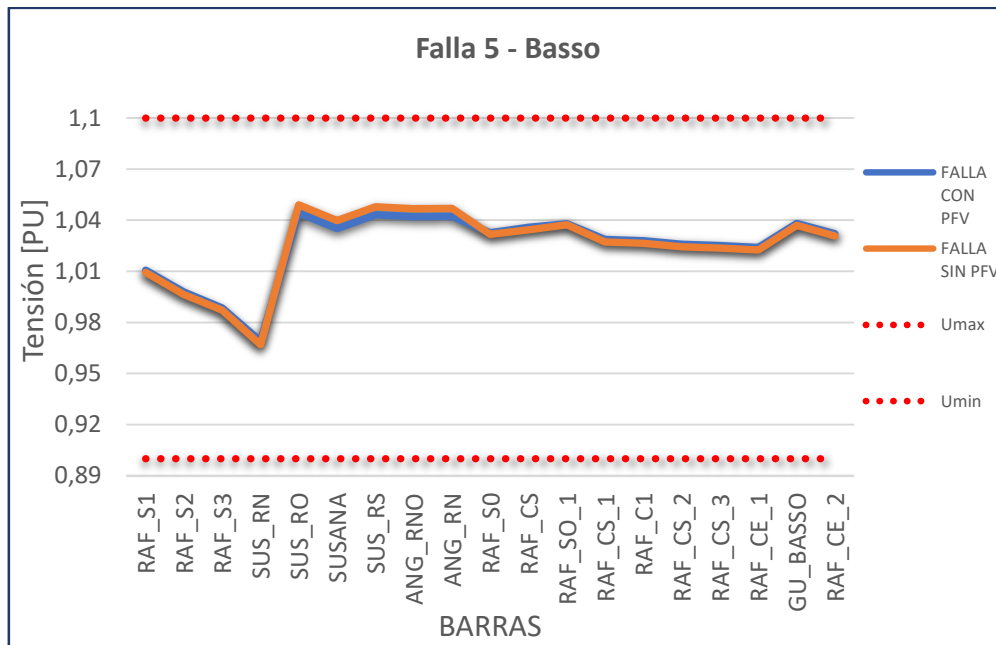
**Figura 69.** Impacto del acceso del PFV Mistura (Falla 3) en los niveles de tensión para el Caso Red N-1. Escenario pico de la demanda.

En la Figura 70 se presentan los resultados para los flujos de carga en régimen estático y condiciones anormales de operación de la red. Muestran que el acceso del PFV Mistura ante una falla en el alimentador Salida 6 de ET-RAO y su correspondiente reconfiguración a través del alimentador Salida 5 (33 kV) de ET-RAO, no conlleva alteraciones sustanciales en las variables operativas de la red.



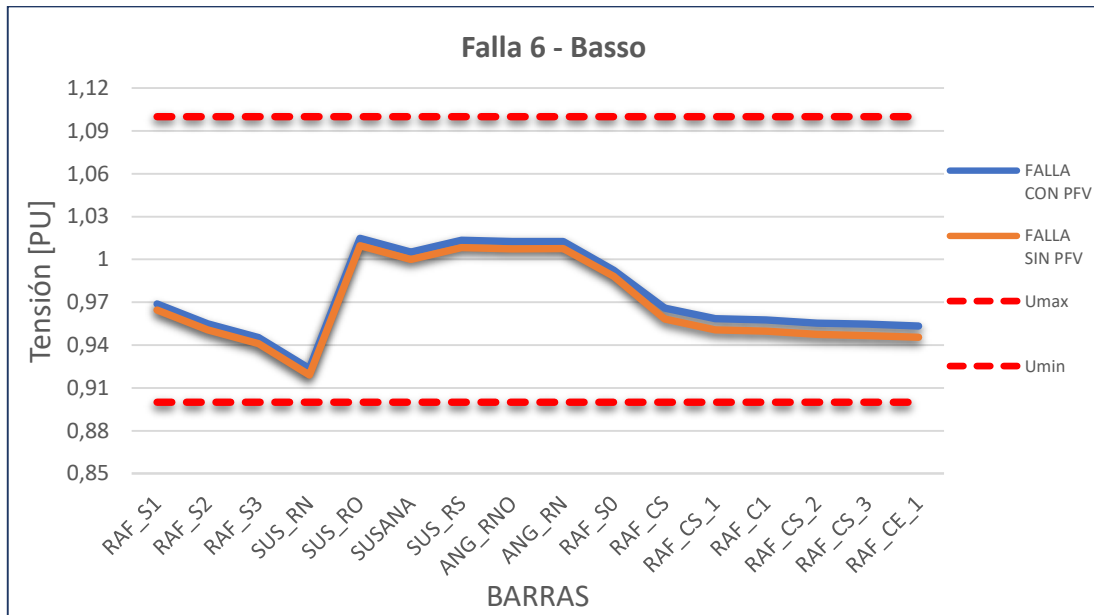
**Figura 70.** Impacto del acceso del PFV Mistura (Falla 4) en los niveles de tensión para el Caso Red N-1. Escenario pico de la demanda.

En la Figura 71 se presentan los resultados para los flujos de carga en régimen estático y condiciones anormales de operación de la red. Muestran que el acceso del PFV Basso ante una falla en el alimentador Salida 4 (13,2 kV) de ET-RAO y su correspondiente reconfiguración a través del alimentador Salida 3 de ET-RAO, no conlleva alteraciones sustanciales en las variables operativas de la red; los niveles de tensión se encuentran dentro del rango admisible.



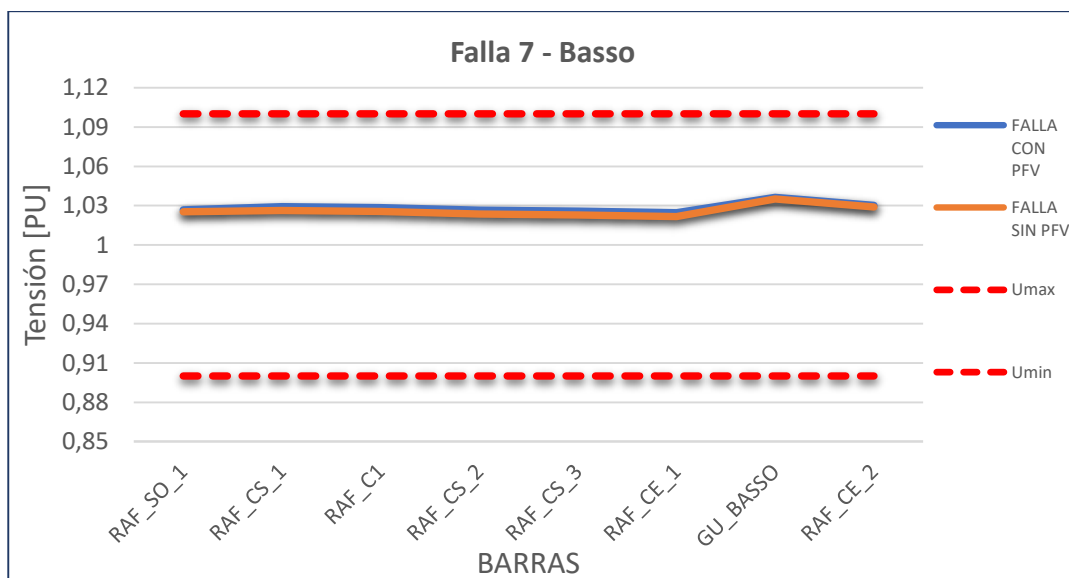
**Figura 71.** Impacto del acceso del PFV Basso (Falla 5) en los niveles de tensión para el Caso Red N-1. Escenario pico de la demanda.

En la Figura 7272 se presentan los resultados para los flujos de carga en régimen estático y condiciones anormales de operación de la red. Muestran que el acceso del PFV Basso, ante una falla en el alimentador Salida 4 (13,2 kV) de ET-RAO y su correspondiente reconfiguración a través del alimentador Salida 3 de ET-RAO, no conlleva alteraciones sustanciales en las variables operativas de la red; los niveles de tensión se encuentran dentro del rango admisible.



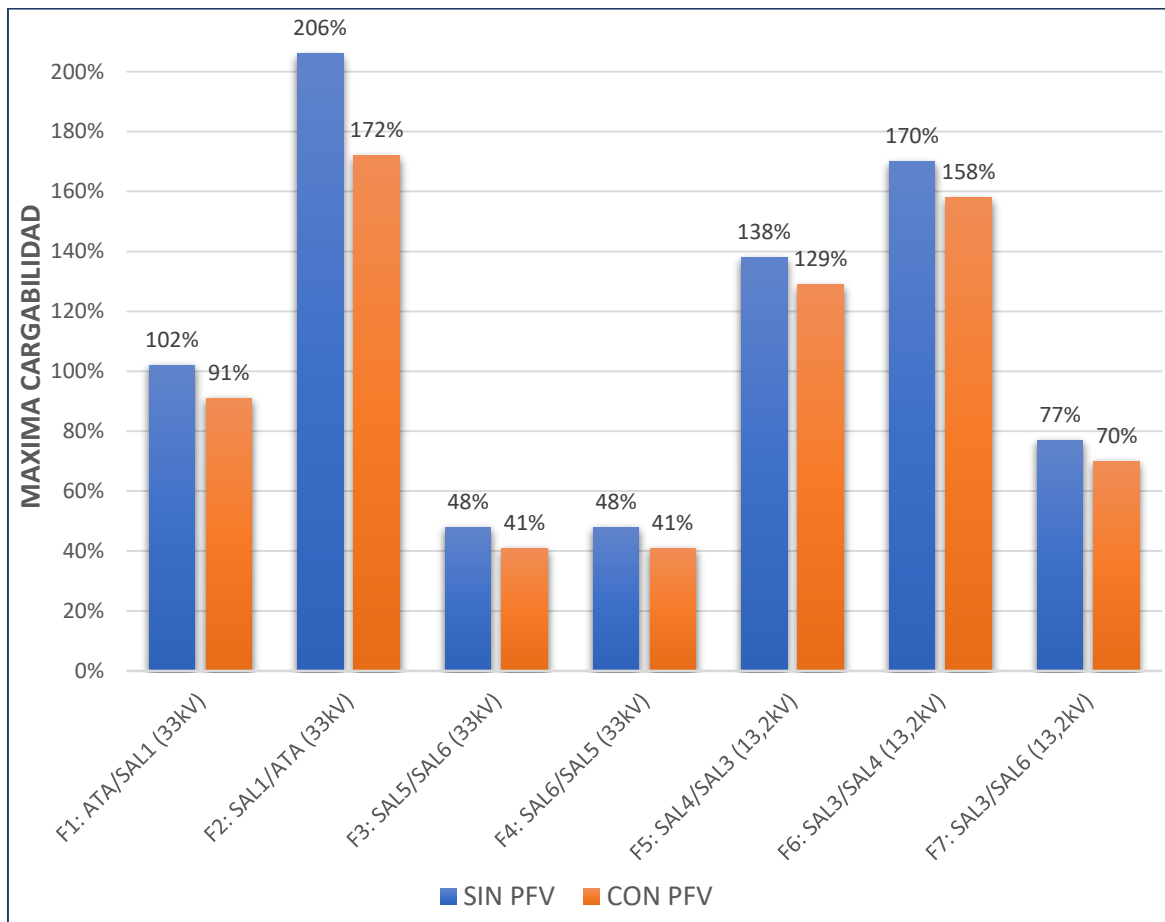
**Figura 72.** Impacto del acceso del PFV Basso (Falla 6) en los niveles de tensión para el Caso Red N-1. Escenario pico de la demanda.

Por último, en la Figura 733 se presentan los resultados para los flujos de carga en régimen estático y condiciones anormales de operación de la red. Muestran que el acceso del PFV Basso, ante una falla en el alimentador Salida 3 (13,2 kV) de ET-RAO y su correspondiente reconfiguración a través del alimentador Salida 6 de ET-RAO, no conlleva alteraciones sustanciales en las variables operativas de la red; los niveles de tensión se encuentran dentro del rango admisible.



**Figura 73.** Impacto del acceso del PFV Basso (Falla 7) en los niveles de tensión para el Caso Red N-1. Escenario pico de la demanda.

En términos de cargabilidad, y al analizar detenidamente el tramo más crítico de la LAMT (ver Figura 7474), todas las alternativas de reconfiguración muestran una tendencia similar: una reducción en la carga experimentada en los tramos más exigidos cuando se enfrentan al pico de demanda. Es importante destacar que la opción que más alivio proporciona en términos de carga es aquella en la cual el sistema se reconfigura en respuesta a una desconexión en el alimentador Salida 1, y se restablece utilizando la salida Ataliva de la ET-SUN. En este escenario, se observa una notable reducción de carga del 34%, lo que indica una capacidad significativa para compensar y adaptarse a las demandas cambiantes del sistema.

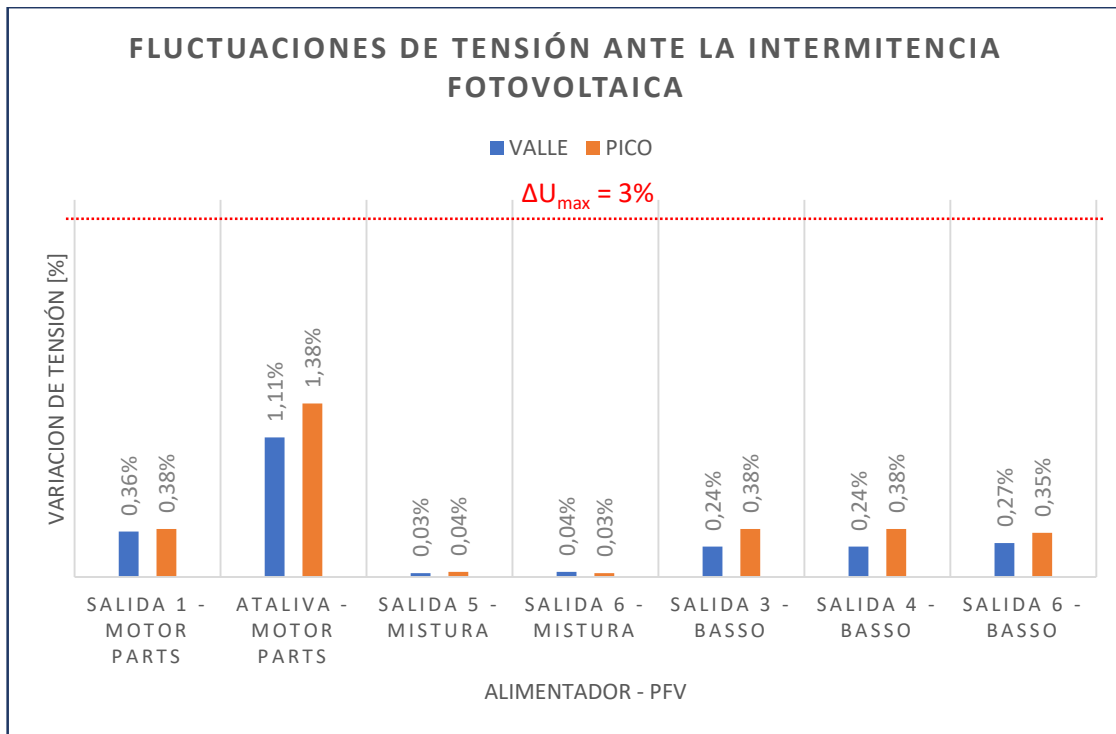


**Figura 74.** Comparación del tramo de LAMT de mayor cargabilidad para los casos analizados en condición de emergencia de acceso de los PFVs.

### **Caso N°3: Fluctuaciones**

De acuerdo con los resultados obtenidos de las simulaciones, las fluctuaciones de tensión ocasionadas por las variaciones rápidas frecuentes de potencia generada por el PFV presentan variaciones porcentuales de voltaje admisibles (ver Figura 7575), para todas las alternativas de vinculación del PFV a la red de la empresa distribuidora. En este sentido, el PFV Mistura, en sus dos posibilidades de puntos de conexión, obtuvo los

mejores registros (variaciones menores a 0,05%), mientras que los valores más elevados los obtuvo el PFV Motor Parts con vinculación al alimentador Ataliva de la ET-SUN. Los demás casos se mantuvieron con valores admisibles menores al 0,4%.



**Figura 75.** Máximas fluctuaciones de tensión originadas en nodos de MT por variaciones frecuentes de potencia generada por los PFV, para todos los puntos de conexión y para escenario de pico y valle de la demanda.

### 3.4.3 Conclusiones

Para una representación más clara y concisa de los estudios eléctricos de acceso de los PFV a los PDI definidos en la Tabla 1, se presenta en la Tabla 11 un resumen de los puntos cruciales discutidos previamente. Esta tabla sirve como un compendio visual de la información, permitiendo una rápida identificación de los distintos casos simulados.

En base a las condiciones técnicas de acceso del PFV analizadas, la Tabla 11 presenta un resumen de los resultados, clasificados en los siguientes términos:

- **++:** Cumple con holgura, contribuyendo significativamente a la mejora operativa de la red.
- **+:** Cumple con cierto margen, ofreciendo un aporte limitado a la operación de la red.
- **0:** Impacto neutro, sin efectos notables en la mejora o desmejora de la red.
- **-:** No cumple por un margen reducido, aportando mínimamente a la desmejora de la operación de la red.



- --: No cumple por un margen amplio, teniendo un impacto considerable en la desmejora de la operación de la red.

**Tabla 11.** Verificación de condiciones técnicas de acceso del PFV para las alternativas de conexión.

PUNTO DE ACCESO	OPERACIÓN RED N	OPERACIÓN RED N-1	ALIVIO DE CARGABILIDAD	$\Delta U$ POR FLUCTUACIONES DE POTENCIA	POTENCIA DISPONIBLE RED	CALIDAD DE SERV. CIRCUITO CONEXIÓN
MOTOR PARTS - SALIDA 1 (RAO)	0	+	+	++	++	+
MOTOR PARTS - ATALIVA (SUN)	-	++	++	+	++	-
MISTURA - SALIDA 5 (RAO)	0	0	+	++	++	--
MISTURA - SALIDA 6 (RAO)	0	0	+	++	++	-
BASSO - SALIDA 3 (RAO)	0	0	+	++	+	0
BASSO - SALIDA 4 (RAO)	0	0	++	++	+	-
BASSO - SALIDA 6 (RAO)	0	0	-	++	+	0

En base al análisis comparativo de las opciones de vinculación del PFV, se concluye que las siete alternativas cumplen con los criterios técnicos establecidos para operar la red en condiciones estáticas de red N y N-1, así como frente a perturbaciones que involucran fluctuaciones de tensión. No obstante, el PFV MOTOR PARTS y vinculado a la SALIDA 1 de 33 kV de la ET-RAO emerge como el PDI sobresaliente. Esta preferencia se fundamenta en su destacada capacidad de respuesta ante variaciones en la red, una mayor estabilidad del sistema, y una robustez destacada frente a perturbaciones.

Este análisis técnico respalda de manera concluyente la posición privilegiada de la opción señalada, destacándola como la ubicación óptima para una operación eficiente y fiable de la red.

Las ventajas que ofrece el PFV Motor Parts, vinculado a la Salida 1 de la ET-RAO, son las siguientes:

- Mejor desempeño del corredor de 33 kV ATALIVA ET-SUN/NUEVA-LEHMAN ET-RAO para brindar socorro en condiciones de emergencia.
- La implementación de la conexión preferencial del PFV se traduce en una ampliación de la capacidad de potencia disponible en la red. Este fortalecimiento de la infraestructura no solo optimiza las condiciones actuales del PFV, sino que también establece las bases para la integración sin inconvenientes de fuentes adicionales de energía renovable en el futuro.
- La conexión preferencial PFV mejora la calidad de servicio en redes de MT.

## 4. CAPÍTULO 4: ANÁLISIS ECONÓMICO

### 4.1 Introducción

Este capítulo tiene como propósito llevar a cabo un análisis económico detallado con el fin de identificar, dentro del rango de potencia disponible, el valor óptimo que maximizará el beneficio percibido por el usuario que realiza la inversión. Este análisis se realiza mediante un estudio de sensibilidad de diversos indicadores económicos relevantes, los cuales desempeñan un papel crucial en la viabilidad del proyecto.

Inicialmente, se busca determinar la potencia nominal del PFV que otorgue el mayor beneficio para el usuario, manteniéndose dentro de los límites establecidos en la Tabla 6. Posteriormente, a partir de los resultados obtenidos por parte del usuario, se realiza un análisis económico detallado para evaluar el beneficio que la empresa distribuidora obtendría para el valor de potencia previamente seleccionada. Este enfoque ofrece una comprensión más profunda de la relación entre la potencia suministrada y los beneficios económicos, tanto para el usuario como para la empresa distribuidora.

### 4.2 Beneficio económico para el clúster de industrias

Para abordar el análisis del beneficio económico desde la perspectiva del usuario (representado por el clúster de industrias), se realiza un análisis detallado centrado en el cruce de dos curvas clave. La primera de estas curvas corresponde al perfil de consumo de energía de los usuarios industriales, proporcionado por personal con acceso al sistema SCADA<sup>8</sup>. La segunda curva corresponde a la generación de energía del propio PFV, la cual se obtiene, para cada nivel de irradiación solar y temperatura ambiente, utilizando la siguiente ecuación [11]:

$$P_{FV} = P_{max} \cdot \frac{G}{G_{std}} \cdot [1 + k_p \cdot (T_c - T_r)] \cdot \eta_{FV} \cdot (1 - 0,05)^n \quad \text{(Ecuación 2)}$$

donde:

- **P<sub>max</sub>**: Potencia máxima generada por el parque.
- **G**: Irradiancia W/m<sup>2</sup>.
- **G<sub>std</sub>**: Irradiancia estándar (1000 W/m<sup>2</sup>).
- **k<sub>p</sub>**: Coeficiente de potencia-temperatura, que permite estimar la potencia máxima del generador cuando la temperatura de los módulos se aparta de la referencia T<sub>r</sub> (-0,0034)<sup>9</sup>.
- **T<sub>c</sub>**: Temperatura °C.

<sup>8</sup> Datos de consumo por industria con paso de 30 min [13].

<sup>9</sup> Valor extraído según Tabla 2.

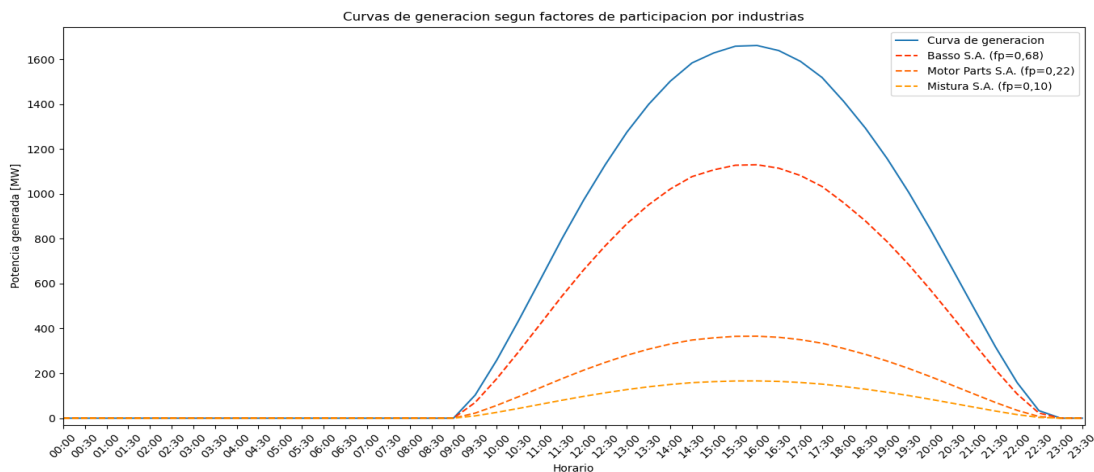
- $T_r$ : Temperatura de referencia ( $25\text{ °C} = 298,15\text{ K}$ ).
- $\eta_{FV}$ : Rendimiento global de la instalación  $(0,85)^{10}$ .
- $n$ : Año de generación.<sup>11</sup>

Para este análisis económico específico, es crucial tener en cuenta que las industrias son examinadas de forma individual. Esto se debe a que el PFV inyecta directamente energía a la red eléctrica y no está eléctricamente vinculado con el usuario en cuyo predio se encuentra instalado. Por lo tanto, la curva de generación del PFV se divide en tres partes (Figura 76), basadas en los factores de participación que se asignen a cada usuario en particular. Esto resulta en tres curvas de generación más pequeñas (de menor potencia), las cuales se analizan junto con las curvas de demanda de energía de cada usuario industrial. En esencia, aunque hay un único PFV, el enfoque del análisis implica examinar cada industria por separado, asignando una porción específica de la curva del PFV a cada una de ellas. Esto se asemeja a considerar que cada usuario industrial tiene internamente su propio PFV.

Los factores de participación asignados a cada usuario se calculan en términos de energía, centrándose únicamente en el consumo energético de los usuarios durante las horas en las que el PFV está produciendo ( $G>0$ ). Este enfoque se basa en el criterio de maximizar el autoconsumo de energía de los usuarios.

Los factores de participación obtenidos para cada usuario fueron los siguientes:

- **Basso S.A.:** 0,68
- **Motor Parts S.A.:** 0,22
- **Mistura S.A.:** 0,10



**Figura 76.** Curva de generación diaria afectada por sus correspondientes factores de participación.

<sup>10</sup> Valor adimensional que varía entre 0,5 y 0,9.

<sup>11</sup> Se considera que el PFV tiene una pérdida de eficiencia del 5% anual.

#### 4.2.1 Cuadro tarifario de la EPESF

Para calcular el costo total de la energía demandada, la EPESF provee un cuadro tarifario en el cual se encuentran los precios de venta de la energía, discriminando por tipo de usuario en función de su ubicación y demanda.

Teniendo en cuenta que la industria tendrá un consumo mayor a 20 kW, es considerada como una gran demanda por la empresa distribuidora y, por lo tanto, tendrá una facturación distinta a la convencional para pequeñas demandas bimestrales. Si además contemplamos que el suministro se realizará en media tensión (13 y 33 kV), las industrias se encuadran en las siguientes categorías del cuadro tarifario [19]:

- Basso S.A.: **2M32** (*Media Tensión 33 kV o Capacidad Contratada mayor o igual a 1000 kW - Demandas mayores o iguales a 300 kW*)
- Motor Parts S.A.: **2M12** (*Media Tensión 13,2 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW*)
- Mistura S.A.: **PM11** (*Media Tensión 13,2 kV - Demandas menores a 300 kW*)

Bajo esta categoría, el precio de la energía demandada varía en función del horario del día en el cual se presenta. Así surgen diferentes tarifas para los horarios pico (de 18:00 a 23:00hs), resto (de 5:00 a 18:00hs) y valle (de 23:00 a 5:00hs) [19]. Además, para completar la facturación, es necesario delimitar la capacidad de suministro de la industria en horario pico y fuera de pico.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, las industrias pagan mensualmente en términos de energía eléctrica lo siguiente:

- a) Un cargo por comercialización, independientemente del consumo registrado.
- b) Un cargo en concepto de uso de red por cada kW de capacidad de suministro convenida en horas de pico, haya o no consumo de energía.
- c) Un cargo en concepto de uso de red por cada kW de capacidad de suministro convenida en horas fuera de pico, haya o no consumo de energía.
- d) Un cargo por potencia adquirida en horas de pico.
- e) Un cargo por la energía eléctrica entregada, de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los horarios tarifarios.
- f) Si corresponde, un recargo por factor de potencia. Impuestos nacionales, provinciales, municipales y cuota de alumbrado público.

g) Un recargo por factor de potencia.<sup>12</sup>

h) Bonificación por potencia inyectada.<sup>13</sup>

De esta manera, el monto total a abonar en términos de consumo de energía puede obtenerse mediante la siguiente ecuación:

$$\$_{total} = (CC + CCP + CCFP + CPA + CEP + CER + CEV + I) - (COS + CPY) \quad \text{(Ecuación 3)}$$

Donde:

- **CC:** Cargo comercial.
- **CCP:** Cargo por capacidad en horario pico.
- **CCFP:** Cargo por capacidad en horario fuera de pico.
- **CPA:** Cargo por potencia adquirida en horario pico.
- **CEP:** Cargo por energía consumida en horario pico.
- **CER:** Cargo por energía consumida en horario resto.
- **CEV:** Cargo por energía consumida en horario valle.
- **I:** Impuesto totales (incluye cargo por alumbrado público).
- **COS:** Bonificación por factor de potencia.
- **CPY:** Bonificación por potencia inyectada.

De esta ecuación, los tres primeros términos son invariantes en el año, ya que dependen de la categoría del usuario y las potencias contratadas. El resto de los términos son variables y dependen de la energía consumida mensual. A su vez, los impuestos son calculados en base al importe básico.

#### 4.2.2 Subsidio tarifario

Otro factor crucial en el panorama de este proyecto es el subsidio de la tarifa. Este aspecto adquiere una importancia significativa debido a su impacto directo en los costos de energía para el usuario y su viabilidad económica a largo plazo.

Este análisis sirve como punto de partida para realizar posteriormente el estudio de sensibilidad de los indicadores económicos, donde se explorarán diferentes escenarios

<sup>12</sup> Se contempló una bonificación del 3,75% para las tres industrias.

<sup>13</sup> Reconocimiento por el aporte de potencia del PFV a la red de la empresa distribuidora [20].

y variaciones en el subsidio de la tarifa, con la finalidad de evaluar su impacto en los resultados económicos y tomar decisiones informadas respecto a la inversión.

Se procede a determinar el subsidio base actual, comenzando con un análisis de los precios monómicos totales<sup>14</sup> y estacionales<sup>15</sup> en USD para el período de 2002 a 2022 en base a registros históricos brindados por CAMMESA [21]. Luego, para cada año, a partir de la ecuación 4 se determina el subsidio utilizando ambos precios.

$$SUBSIDIO [\%] = \left( 1 - \frac{P_e \left[ \frac{USD}{MWh} \right]}{P_t \left[ \frac{USD}{MWh} \right]} \right) \cdot 100 \quad \text{(Ecuación 4)}$$

Donde:

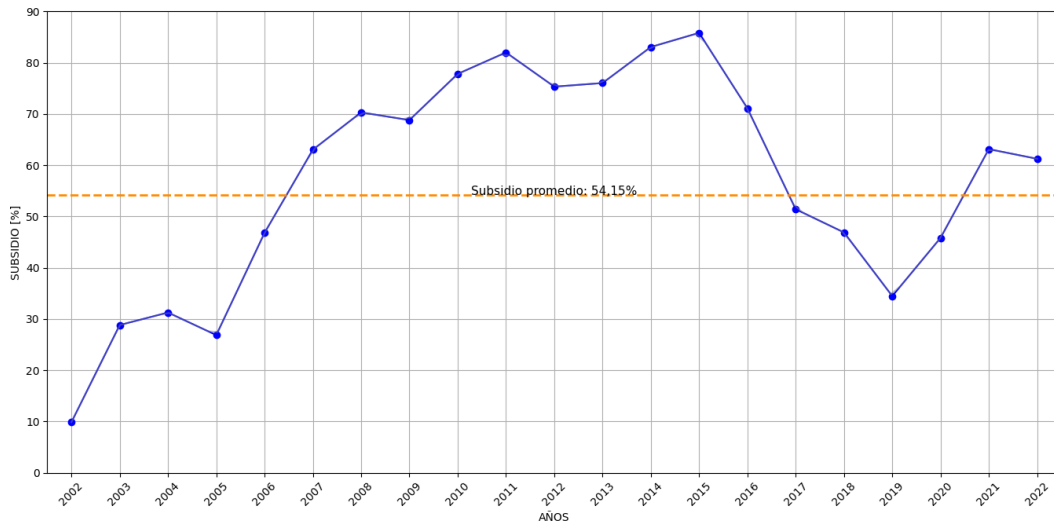
- $P_e$ : Precio monómico estacional (Ener. + Pot. + Transp.) USD/MWh.
- $P_t$ : Precio monómico total USD/MWh.

En base a la Figura 7775, es importante destacar que los subsidios analizados presentan una variabilidad considerable a lo largo del período estudiado, desde 2002 hasta 2022. Los datos muestran que los valores de subsidio no siguen un patrón lineal ni constante, sino que exhiben fluctuaciones significativas de un año a otro. Esta variabilidad puede atribuirse a diversos factores, como cambios en las políticas gubernamentales, fluctuaciones en los precios de la energía y ajustes en los programas de subsidios energéticos.

Por lo tanto, para determinar un valor de subsidio base, se ha optado por tomar el promedio de los valores en el rango estudiado como una solución de compromiso, de esta manera se busca proporcionar una evaluación más equilibrada y confiable de la viabilidad económica de la inversión del PFV, teniendo en cuenta la variabilidad inherente de los subsidios en el mercado energético. Con este criterio, el subsidio promedio obtenido es del **54,15%**.

<sup>14</sup> Costo unitario de la energía eléctrica sin considerar variaciones estacionales, es el precio promedio que se paga por la energía durante un año.

<sup>15</sup> Este costo tiene en cuenta las fluctuaciones de precio durante diferentes estaciones del año.



**Figura 77.** Variación del subsidio entre 2002 y 2022, en base a registros históricos de los costos monómicos totales y estacionales.

#### 4.2.3 Ingresos por ahorro e inyección de potencia

A continuación, se procede a desglosar los ingresos pertinentes relacionados con el PFV, los cuales son de vital importancia para el análisis de rentabilidad.

El primer ingreso que el usuario percibe proviene del ahorro generado por el autoconsumo de energía, lo que disminuye su dependencia con la red de distribución eléctrica. El segundo ingreso está vinculado a la potencia que el usuario inyecta a la red; por esta contribución, la empresa distribuidora otorga un reconocimiento económico.

El ingreso total del usuario por ahorro de energía (autoconsumo) y potencia inyectada a la red ( $A_{PFV}$ ), es obtenido por medio de la facturación descrita en la sección 4.2.1. Para este caso, el ingreso total percibido se obtiene realizando la diferencia entre la tarifa base (sin generación) y la tarifa estimada (con generación).

#### 4.2.4 Ingresos por valor residual (VR) al final del período

El segundo ingreso que percibe el usuario es el valor residual, correspondiente al precio o valor que tiene un activo inmovilizado cuando su vida útil ha acabado. Es decir, una vez que se han deducido los gastos de amortización aplicables al bien intangible, lo que queda es el VR. Para nuestro caso, se asume un valor residual igual a un 10% del costo total de inversión [22]. Por tanto, la valorización de este ingreso se obtiene a partir de:

$$VR [USD] = INV [USD] \cdot 0,10 \quad \text{(Ecuación 5)}$$

#### 4.2.5 Egresos correspondientes a la inversión

A continuación, se detallan los egresos correspondientes al funcionamiento y mantenimiento del PFV, aspectos fundamentales para el análisis económico.

La inversión ( $INV_0$ ) en el PFV es un aspecto clave en su desarrollo. Se ha considerado una inversión de 1000 USD por kilovatio (USD/kW) de potencia instalada. Esta relación inversión/potencia se basa en un análisis comparativo con proyectos similares de PFV en Argentina, los cuales demostraron una relación consistente entre la inversión total y la potencia del parque<sup>16</sup>. Esta cifra abarca costos de equipos, infraestructura, instalación, permisos y otros gastos asociados.

#### 4.2.6 Egresos por costos de operación y mantenimiento (O&M)

Anualmente, dentro de los egresos que debe considerar el usuario, se encuentran los costos de operación y mantenimiento del PFV. Estos costos representan un aspecto crucial en la gestión de la infraestructura energética, ya que garantizan el funcionamiento óptimo y la durabilidad a lo largo del tiempo. Se asume un costo anual de O&M de 6,3 (USD/kW año) [23].

La valorización anual de estos costos ( $C_{OyM}$ ) se obtiene según:

$$C_{OyM} \left[ \frac{USD}{Año} \right] = 6,3 \left[ \frac{USD}{kW} \right] \cdot P_{max} [kW] \quad \text{(Ecuación 6)}$$

#### Reposición de inversores

Por último, se proyecta un egreso adicional para el usuario en el décimo año de estudio: el recambio de inversores fotovoltaicos. Dada la vida útil promedio de un inversor de 10 años, este reemplazo es necesario para mantener la eficiencia del PFV. El costo asociado equivale al 10% de la inversión inicial del proyecto.

La valorización de este costo ( $C_{inversores}$ ) se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$C_{inversores} [USD] = INV_0 [USD] \cdot 0,10 \quad \text{(Ecuación 7)}$$

#### 4.2.7 Flujo de caja del proyecto

Una vez completado el desglose de los ingresos y egresos anuales del usuario, se procede a consolidar esta información para la elaboración de un flujo de caja económico típico. El flujo de caja representa de manera sistemática y detallada los costos e ingresos proyectados anualmente durante el período de estudio de 20 años (Tabla 12). Este esquema proporciona una visión integral de la gestión financiera del proyecto a lo largo de su horizonte temporal. Las Ecs. (8-10) resumen las expresiones utilizadas para computar los ingresos, egresos y beneficios ( $F$ ) anuales (en USD/año).

<sup>16</sup> <https://www.perfil.com/noticias/cordoba/epec-apuesta-por-la-energia-renovable-presentan-11-proyectos-para-licitacion.phtml#:~:text=Costo%20de%20inversi%C3%B3n%20estimado%20en%20USD%204%2C5%20millones.&text=Parque%20Solar%20Fotovoltaico%20Cruz%20del,30.680%20habitantes%20de%20la%20regi%C3%B3n.>



$$\text{INGRESO} \left[ \frac{\text{USD}}{\text{Año}} \right] = A_{PFV} + VR \quad \text{(Ecuación 8)}$$

$$\text{EGRESOS} \left[ \frac{\text{USD}}{\text{Año}} \right] = INV_0 + C_{OyM} + C_{inversores} \quad \text{(Ecuación 9)}$$

$$F \left[ \frac{\text{USD}}{\text{Año}} \right] = \text{INGRESO} - \text{EGRESOS} \quad \text{(Ecuación 10)}$$

**Tabla 12.** Flujo de caja de evaluación. Las celdas en color rojo indican erogación de dinero y las celdas de color verde ingresos de dinero.

TIPO DE CONCEPTO	CONCEPTO [U\$D]	AÑO																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
INGRESOS	AHORRO + INYEC.																					
	VALOR RESIDUAL																					
EGRESOS	INVERSION																					
	O&M																					
	INVERSORES																					
FLUJO DE FONDOS (F)																						

Para el análisis del flujo de caja se busca un enfoque que implique la aplicación de técnicas de valoración financiera para descontar cada flujo de efectivo futuro a su valor presente (VP), lo que permite una evaluación precisa de la rentabilidad del proyecto considerando el valor temporal del dinero.

El objetivo del VP neto es realizar comparaciones entre los períodos en los que el proyecto tiene diferentes flujos de efectivo, para determinar si conviene o no invertir en él. El valor depende de la tasa de interés a la que se ajusta el cálculo. El método para calcular el valor presente neto se resume en una razón aritmética, en donde el numerador es el dinero y el denominador corresponde a la tasa de interés, de acuerdo con la relación:

$$F_{n-VP} = \frac{F_n}{(1 - i)^n} \quad \text{(Ecuación 11)}$$

donde:

- $F_{n-VP}$ : Valor presente del flujo de efectivo.
- $F_n$ : Valor futuro del flujo de efectivo.
- $n$ : Año.
- $i$ : Tasa de descuento o tasa de interés.

Tal como se indicó anteriormente, el valor al cual se ajusta el cálculo a VP depende de una tasa de interés. Para este proyecto se utiliza el **WACC** (Weighted Average Cost of Capital), según la Ec. (12), también denominado *coste promedio ponderado del capital* (CPPC).

El WACC se utiliza para descontar los flujos de caja futuros a la hora de valorar un proyecto de inversión. El cálculo de esta tasa es interesante teniendo en cuenta tres enfoques distintos. Como activo de la compañía: es la tasa que se debe usar para descontar el flujo de caja esperado; desde el pasivo: el coste económico para la compañía de atraer capital al sector; y como inversores: el retorno que estos esperan, al invertir en deuda o patrimonio neto de la compañía.

COSTOS DE LOS PROPIOS FONDOS	COSTOS DE LA DEUDA	
---------------------------------	-----------------------	--

$$WACC [\%] = \frac{C \cdot COK + D \cdot i \cdot (1 - T_x)}{C + D} \quad \text{(Ecuación 12)}$$

$$COK = r_f + \beta_i \cdot (r_m - r_s) \quad \text{(Ecuación 13)}$$

donde:

- **C:** Costo del patrimonio.
- **D:** Costo de la deuda.
- **i:** Tasa de interés del crédito %.
- **T<sub>x</sub>:** Tasa de impuestos a la renta (0,35)<sup>17</sup>.
- **COK:** Costo de oportunidad de la inversión %.
- **r<sub>f</sub>:** Tasa libre de riesgo al plazo más cercano al proyecto (0,0387) [24].
- **β<sub>i</sub>:** Índice normalizado que mide el riesgo (volatilidad) de mercado de ese activo financiero (0,41) [25].
- **r<sub>m</sub>:** Rentabilidad promedio anual que entrega el mercado en el plazo más largo posible (0,1238) [24].
- **r<sub>s</sub>:** Rentabilidad promedio anual que rinde el activo libre de riesgo en el mismo plazo que el considerado para la rentabilidad del mercado (0,0521) [24].

Una vez determinados todos los ingresos y egresos relevantes, se procede a construir el flujo de caja del proyecto. Esto implica organizar sistemáticamente todos los flujos de efectivo estimados en un formato que represente claramente las entradas y salidas de efectivo a lo largo del tiempo. Para el análisis del flujo de caja, se determina el valor de potencia óptima mediante un análisis de sensibilidad, donde se exploran diversos valores dentro de un rango predefinido de potencia, tomando como límite mínimo y máximo, según se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

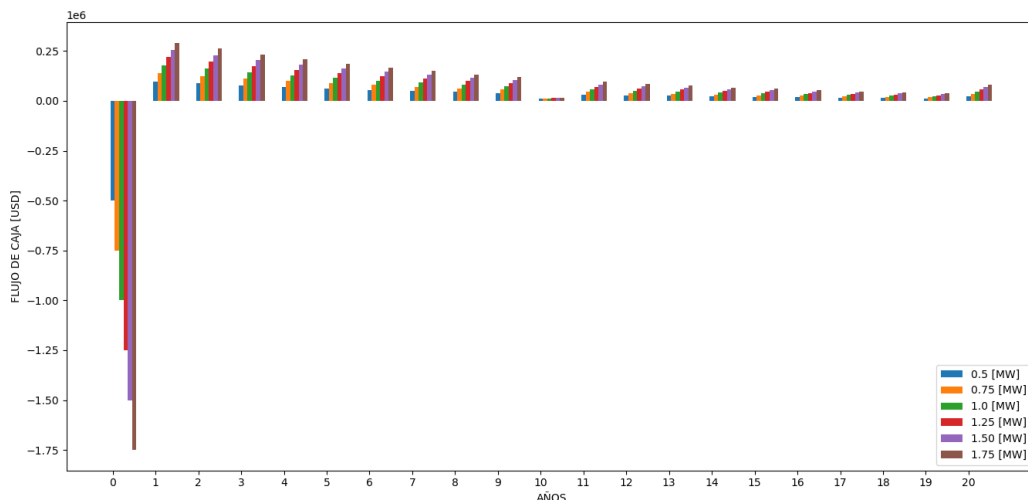
Para este análisis de cajas, se realizaron las siguientes consideraciones:

<sup>17</sup> El rango del impuesto a la renta puede variar desde alrededor del 20% hasta más del 40%.

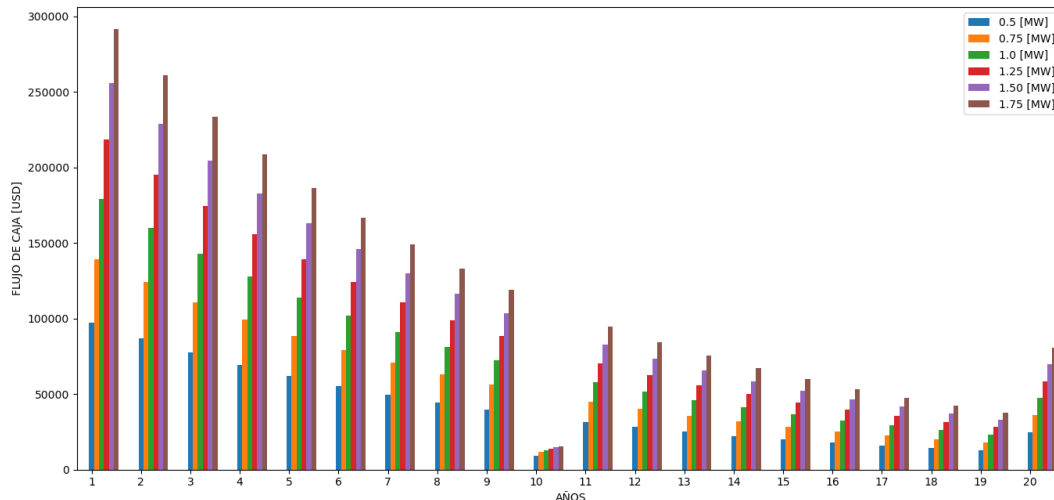
- Se han seleccionado intervalos de potencia de 0,25 MW.
- Tasa de descuento de 6,81%, según se obtiene a partir de la Ec. (11), contemplando que la inversión total es realizada el propio usuario ( $D=0$ ).
- El subsidio tarifario es del 54,15% (según el criterio explicitado en la sección 4.2.2).

Con referencia a las representaciones gráficas de las Figuras 78 y 79, que delimitan los flujos de efectivo descontados al valor presente, se pueden deducir las siguientes observaciones:

- Los flujos de caja van disminuyendo año a año debido a la pérdida de eficiencia que tiene el propio PFV (-5% anual en la potencia nominal de la instalación).
- Se observa una relación lineal entre el aumento de la potencia del parque y el incremento correspondiente en los flujos de caja, indicando una tendencia positiva en la medida en que la capacidad del parque se incrementa.
- En el año 10 del correspondiente período de estudio, los inversores alcanzan su vida útil, por lo cual es necesario aplicar una inversión adicional para su reemplazo. Esto se evidencia con claridad en los flujos de cajas obtenidos para dicho año, debido a la notoria disminución de los montos en comparación con la tendencia observada en los años previos.
- Se evidencia también un aumento en los flujos de caja hacia el último año de estudio, atribuible al ingreso generado por el VR de los equipos, lo cual contribuye a la tendencia ascendente observada en dichos flujos.



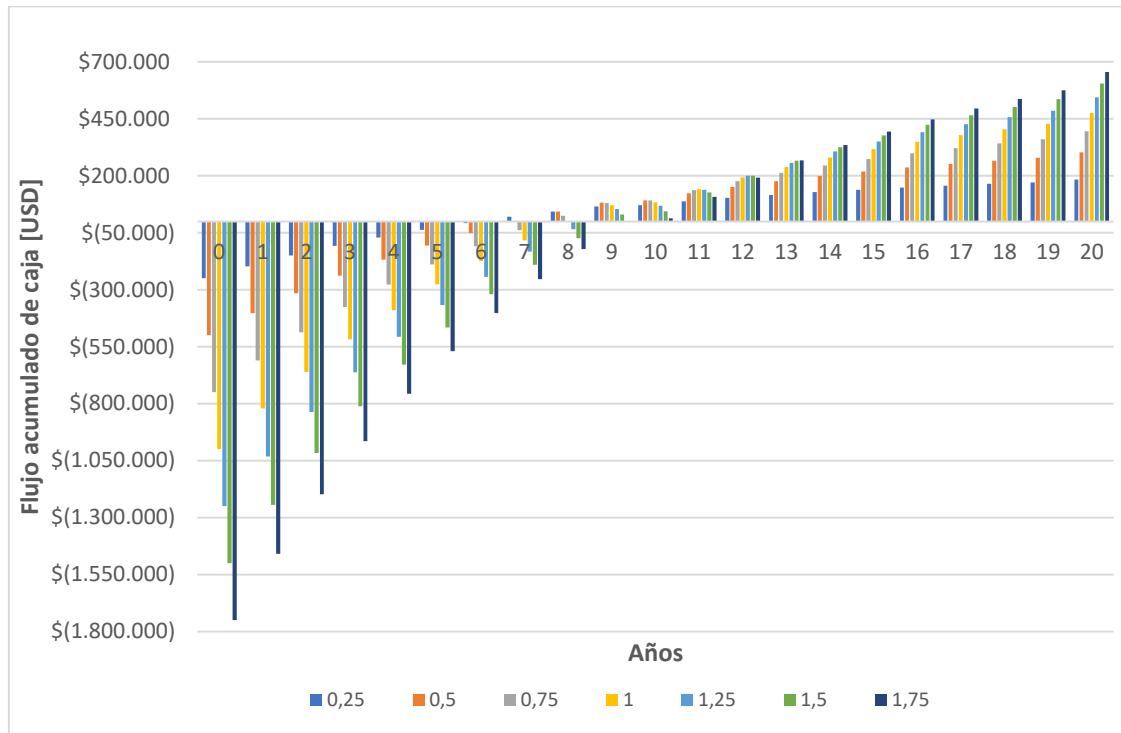
**Figura 78.** Flujo de caja neto para los distintos escalones de potencia y durante el horizonte de estudio.



**Figura 79.** Flujo de caja neto para los distintos escalones de potencia y durante el horizonte de estudio, excluyendo el año 0 de inversión.

Por otra parte, en referencia a la Figura 80, la cual representa el flujo de caja acumulado, se puede analizar el payback para cada uno de los niveles de potencia. El payback es una herramienta financiera que permite determinar el plazo de demora en que se recupera el capital invertido. Los niveles de potencia 0,25 MW y 0,5 MW presentan un payback de 7 años, para 0,75 MW y 1 MW el payback obtenido es de 8 años y, por último, para las potencias 1,25 MW, 1,50 MW, y 1,75 MW el payback es de 9 años.

En base a lo anterior, para niveles de potencia bajos, el payback es más corto, pero al final del período conduce a un flujo de caja menor. Como contrapartida, para niveles de potencia elevados el payback es más largo, pero como beneficio, los flujos de caja al final del período son más elevados. Por lo tanto, si bien para bajas potencias se tiene un payback más reducido, el flujo de caja al final del período es mucho menor que en el caso de potencias mayores. Para niveles altos de potencia, aunque se obtiene un payback más largo, estas alternativas ofrecen un flujo de caja significativamente mayor al final del período.



**Figura 80.** Flujo de caja acumulado para los distintos escalones de potencia y durante el horizonte de estudio.

#### 4.2.8 Indicadores de rentabilidad

El propósito de este inciso es determinar la potencia óptima para maximizar la rentabilidad económica del proyecto. De este modo, se realiza un análisis de sensibilidad evaluando ciertos indicadores económicos, considerando como variable de decisión la potencia máxima del parque  $P_{max}$ , mientras que se varían los niveles de subsidio tarifario. Este enfoque permite evaluar cómo diferentes combinaciones de potencia y subsidio afectan la rentabilidad del proyecto, proporcionando una guía práctica para los inversores en su proceso de toma de decisiones.

A través de este estudio, se busca no solo identificar la potencia óptima que maximiza la rentabilidad de la inversión, sino también comprender cómo los distintos factores interactúan entre sí y cómo estas interacciones influyen en la viabilidad económica de los sistemas fotovoltaicos.

Los valores de subsidio que se evalúan van desde el valor actual obtenido según la sección 4.2.2, de 54,15%, hasta un caso sin subsidio (0%), con dos valores adicionales que se sitúan equidistantes entre estos extremos (36,10% y 18,05%).

En cuanto a los valores de potencia a evaluar, se mantiene el paso establecido en la sección 4.2.7.

#### 4.2.9 Criterio de la matriz de decisión

La *matriz de decisión* es una herramienta utilizada en la toma de decisiones que permite comparar múltiples opciones basadas en varios criterios o factores. Es particularmente útil cuando el inversor se enfrenta a decisiones complejas que involucran diferentes alternativas y objetivos.

Una matriz de decisión es una tabla que organiza las diferentes opciones en filas y los criterios relevantes en columnas. Para este estudio, las filas representan la potencia nominal del PFV (opciones) y las columnas corresponden a los porcentajes de subsidio de la tarifa de energía eléctrica (criterios).

Cada celda de la matriz representa una combinación de potencia del PFV y subsidio de tarifa. En cada celda, se calcula el ahorro neto total esperado durante el período de estudio de 20 años, ajustado a valor presente. Esto permite comparar y evaluar los diferentes escenarios para determinar la rentabilidad óptima del proyecto.

El ahorro neto total se calcula como la diferencia entre los costos totales del escenario base (sin PFV) y los costos totales con PFV. Este diferencial representa el ahorro total que el usuario percibirá durante el período de 20 años.

La tasa de descuento utilizada para traer los ahorros a valor presente es de 6,81%, y es calculada a partir de la Ec. (12), considerando que la inversión es realizada en su totalidad por el propio usuario, de modo que el costo de la deuda es nulo.

A continuación, la Tabla 13 detalla la matriz de decisión obtenida para el rango de potencia y subsidios planteados.

**Tabla 13.** Matriz de decisión de potencia y subsidios<sup>18</sup>.

POTENCIA [MW]	SUBSIDIOS			
	54,15%	36,10%	18,05%	0,00%
0,5	303.532,36	592.179,92	880.827,49	1.169.475,05
0,75	396.011,91	819.028,47	1.242.045,04	1.665.061,61
1	475.026,14	1.027.706,10	1.580.386,06	2.133.066,03
1,25	544.691,44	1.223.207,35	1.901.723,26	2.580.239,17
1,5	605.024,25	1.405.356,36	2.205.688,48	3.006.020,60
1,75	656.004,04	1.573.733,04	2.491.462,03	3.409.191,02

En base a los resultados de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, el comportamiento de la matriz de decisión es la siguiente:

- Para un subsidio fijo, los valores de ahorro aumentan en la medida que se incrementa el valor de potencia nominal del PFV.

<sup>18</sup> Los valores de ahorro se encuentran en U\$D.

- Para un cierto nivel de potencia fija, los valores de ahorro aumentan en la medida que se reduce el porcentaje de subsidio.
- El mayor ahorro percibido se obtiene para un nivel de potencia de 1,75 MW con subsidios del 0%.
- El menor ahorro percibido se alcanza para un nivel de potencia de 0,5 MW con subsidios del 54,15%.

#### 4.2.10 Criterio del máximo valor esperado

El criterio del *máximo valor esperado* se utiliza cuando se tiene que tomar una decisión entre varias opciones, pero no hay certezas de cuál es la mejor debido a la incertidumbre sobre los resultados futuros.

Para la elección de la mejor alternativa basada en el criterio del máximo valor esperado, se utiliza la misma Criterio de la matriz de decisión, sobre la cual se asigna una probabilidad a cada escenario de subsidio. Para este estudio, se consideró repartir las probabilidades en partes iguales para cada escenario, es decir, un 25% a cada uno. Luego, se calcula la esperanza matemática asociada a cada alternativa, multiplicando cada una de las celdas de la matriz (ahorro) por su probabilidad, y se suman los productos para finalmente obtener el valor esperado de cada opción. Por último, se elige aquella que tenga el valor esperado más elevado [26]. Lo resultados obtenidos se presentan en la Tabla 14.

**Tabla 14.** Matriz de decisión bajo el criterio del máximo valor esperado.

POTENCIA	SUBSIDIOS				TOTAL	VEREDICTO
	54,15%	36,10%	18,05%	0,00%		
PROBABILIDADES	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%		
0,5	75.883,09	148.044,98	220.206,87	292.368,76	<b>736.503,71</b>	-
0,75	99.002,98	204.757,12	310.511,26	416.265,40	<b>1.030.536,76</b>	-
1	118.756,54	256.926,53	395.096,52	533.266,51	<b>1.304.046,08</b>	-
1,25	136.172,86	305.801,84	475.430,81	645.059,79	<b>1.562.465,30</b>	-
1,5	151.256,06	351.339,09	551.422,12	751.505,15	<b>1.805.522,42</b>	-
1,75	164.001,01	393.433,26	622.865,51	852.297,76	<b>2.032.597,53</b>	<b>MEJOR OP.</b>

Se puede observar que el máximo valor esperado se registra para una potencia de 1,75 MW, con un total de 2.032.597,53 USD.

#### 4.2.11 Criterio de minimización del máximo arrepentimiento

El criterio de *minimización del máximo arrepentimiento*, al igual que el criterio anterior, se utiliza cuando se tiene que tomar una decisión entre varias opciones. A diferencia del criterio del máximo valor esperado, que busca maximizar las ganancias esperadas, este criterio se enfoca en evitar arrepentirse si sucede lo peor.

Para elaborar la matriz bajo el criterio de minimización del máximo arrepentimiento, se elige, a partir de la Criterio de la matriz de decisión, la mejor opción de cada columna, es decir, en el caso de los subsidios, se elegirá el valor más alto y se lo resta a las otras cantidades de la columna. La diferencia así obtenida representa el costo de oportunidad o arrepentimiento por no haber escogido la alternativa que obtuviera el valor óptimo [26] [27]. Luego, por potencias (filas) se realiza una suma total, y se selecciona el valor más bajo. De esta manera, se tiene la mínima pérdida de beneficio comparado con los demás casos [27]. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 15.

**Tabla 15.** Matriz de decisión bajo el criterio de minimización del máximo arrepentimiento.

POTENCIA	SUBSIDIOS				TOTAL	VEREDICTO
	54,15%	36,10%	18,05%	0,00%		
0,5	-352.471,69	-981.553,11	-1.610.634,54	-2.239.715,97	-\$5.184.375,31	0
0,75	-259.992,14	-754.704,56	-1.249.416,99	-1.744.129,41	-\$4.008.243,09	0
1	-180.977,90	-546.026,93	-911.075,96	-1.276.125,00	-\$2.914.205,79	0
1,25	-111.312,61	-350.525,69	-589.738,77	828.951,85	-\$1.880.528,92	0
1,5	-50.979,80	-168.376,67	-285.773,55	-403.170,42	-\$908.300,44	0
1,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	MEJOR OP.

Se puede observar que el valor más bajo obtenido con este criterio se corresponde con una potencia de 1,75 MW.

#### 4.2.12 Criterio del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR)

El **VAN** de cada proyecto es un valor que está expresado en unidad monetaria y depende del importe de la inversión inicial, de los flujos de caja y de la tasa de descuento. Este factor es el tipo de interés que se utiliza para convertir dinero del futuro en dinero del presente. Es la tasa de interés ( $i$ ) que se aplica a un valor futuro ( $F_t$ ) para calcular su valor actual y es la mínima que debe exigirse a una inversión, teniendo en cuenta los riesgos que conlleva. El VAN se calcula según:

$$VAN = -INV_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad \text{(Ecuación 14)}$$

Por su parte, la tasa interna de retorno (**TIR**) es aquella tasa anual que hace que el VAN de un proyecto sea igual a cero. La decisión respecto a realizar o no un proyecto se toma, teniendo en cuenta que si la TIR es mayor a la tasa de actualización (WACC), se crea valor para la empresa. Alternativamente, si la TIR es igual a la tasa de actualización, se concluye que no hay efectos sobre la empresa. Y si la TIR es menor a la tasa de actualización, se destruye valor de la empresa. De acuerdo con su definición, la TIR se calcula igualando a cero la Ec. (14), según el planteo:

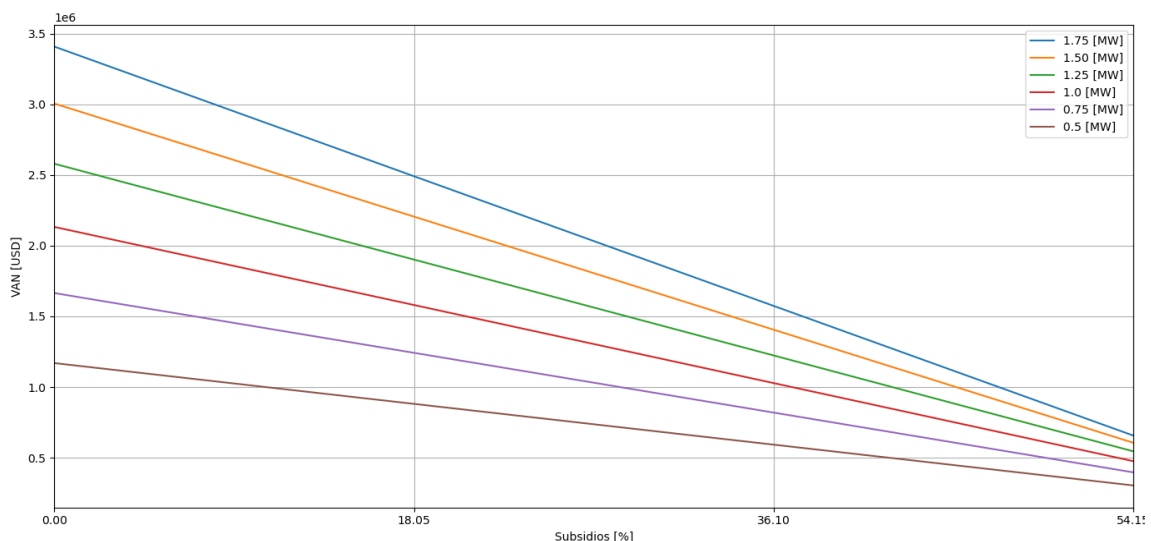


$$0 = -INV_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} \quad (\text{Ecuación 15})$$

A continuación, se presentan los resultados obtenidos partiendo inicialmente de un WACC de 6,81%, considerando que, para todos los casos analizados, la totalidad de la inversión es realizada por el usuario, sin incurrir en costos de deuda.

En base a la Figura 81, que muestra la variación del VAN para diversos casos, se realizan las siguientes observaciones:

- Todas las alternativas estudiadas crean valor, dado que el VAN en todos los casos es mayor a cero.
- Comportamiento lineal; la quita de subsidios incrementa notablemente el VAN.
- Las pendientes de las rectas se incrementan a medida que la potencia máxima del parque crece, por lo que los saltos son más pronunciados en estos últimos casos.
- Para un mismo nivel de subsidio, el VAN es más grande cuanto mayor es el módulo de potencia del PFV.
- El mayor VAN percibido se registran para una potencia nominal de 1,75 MW con subsidio de 0%.

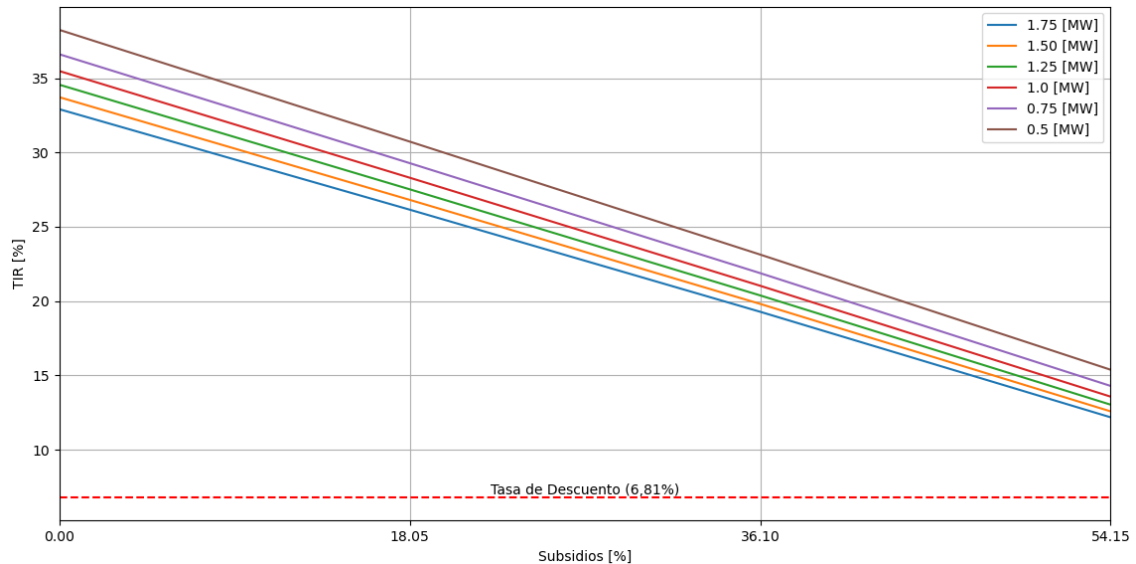


**Figura 81.** Variación del VAN según escalones de potencia y subsidios, con tasa de interés fija.

En base a la Figura 82, que muestra la variación de la TIR para diversos casos, se realizan las siguientes observaciones:

- Todas las alternativas estudiadas crean valor, dado que la TIR en todos los casos es mayor a la tasa de descuento de 6,81% considerada originalmente.
- Comportamiento lineal; la quita de subsidios incrementa notablemente la TIR.
- Las pendientes de las rectas son poco variables con respecto al nivel de potencia.

- Para un mismo nivel de subsidio, la TIR se incrementa cuanto más baja sea la potencia, por lo que, para estos casos en particular, la TIR termina siendo inversamente proporcional a la potencia nominal de la instalación.
- La mayor TIR percibida se registra para una potencia nominal de 0,50 MW con subsidio 0%.



**Figura 82.** Variación de la TIR según escalones de potencia y subsidios.

#### 4.2.13 Conclusiones para el clúster de industrias

Tras dicho análisis, se concluye que el valor óptimo de inversión para el usuario es de 1,75 MW. Este resultado se basa en la evaluación de los indicadores de rentabilidad considerados. Este módulo de potencia constituye la mejor opción según los criterios de Criterio del máximo valor esperado y Criterio de minimización del máximo arrepentimiento, como así también es el valor de potencia que percibe el mayor VAN sobre las demás opciones. Para el indicador de la TIR, si bien esta potencia no se obtuvo como la mejor sobre los demás casos dentro de los valores obtenidos para los distintos niveles de subsidios estudiados, se hace hincapié a que en todos ellos crean valor, dado que se verificó que en todos los casos los resultados fueron mayores que la tasa de descuento considerada.

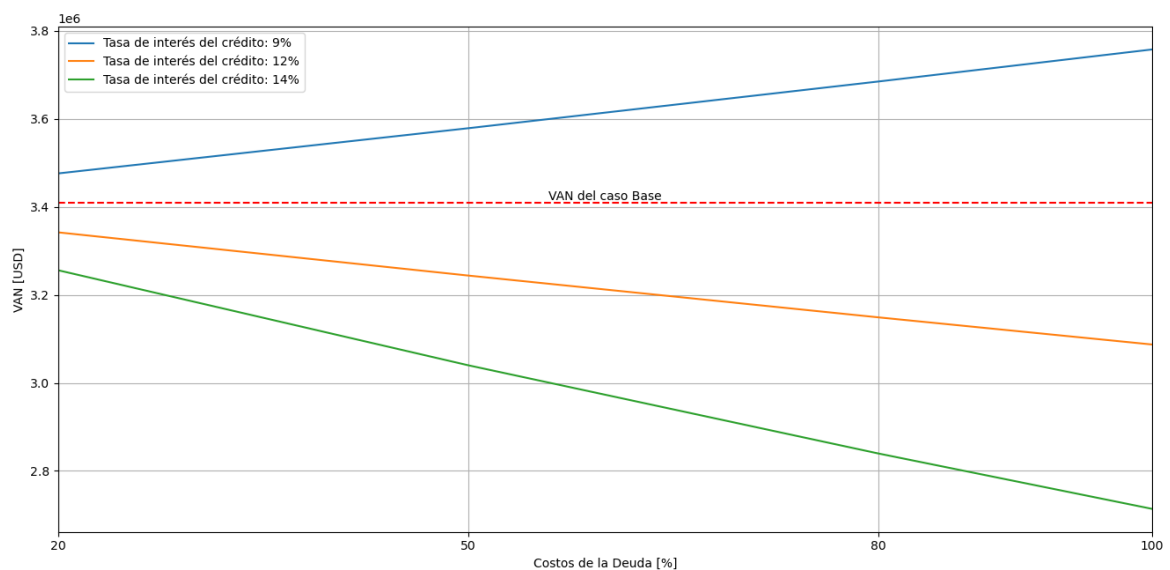
Como último paso en el análisis, después de determinar que la potencia óptima es de 1,75 MW, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad. Este análisis tiene como objetivo evaluar el grado de influencia del apalancamiento del inversionista en los indicadores financieros. Se comparan los resultados con el caso base, considerando los valores de

VAN y TIR obtenidos para la potencia de 1,75 MW y subsidio del 0%, como se muestran en las Figuras 83 y 84<sup>19</sup>.

Para este análisis, se consideró variable el costo de la deuda ( $D$ ) y la tasa de interés del crédito ( $i$ ), de acuerdo con la Ec. (13). De esta manera, se busca analizar nuevamente el indicador VAN y la variación del WACC en comparación con la TIR, para el nivel de potencia seleccionado y subsidio tarifario de 0%.

Se ajustó el costo de la deuda en cuatro niveles, correspondientes al 20%, 50%, 80% y 100%. Estos porcentajes reflejan la proporción de financiamiento proveniente de deudas respecto al capital propio invertido en el proyecto. Asimismo, se varió la tasa de interés del crédito en tres valores: 9%, 12% y 14%.

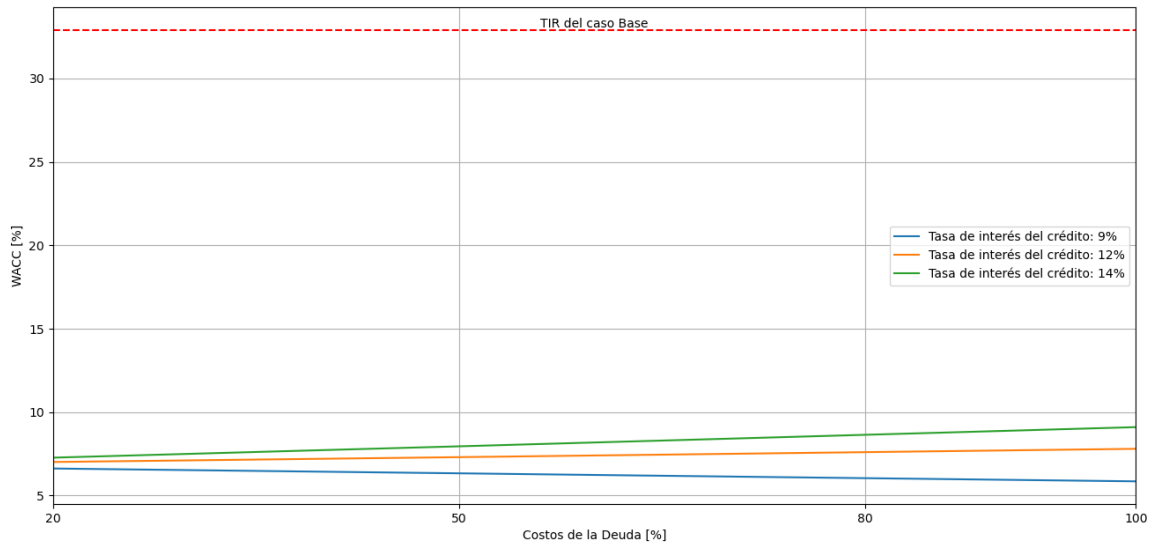
Los resultados muestran que la opción de inversión óptima se presenta con una tasa de interés del crédito del **9%**. En este escenario, independientemente del aporte del inversionista, se observan valores de VAN superiores al caso base. Sin embargo, el mayor valor se alcanza cuando el accionista aporta el **100%**, lo que resulta en un aumento del VAN en un 9,27% en comparación con el caso base.



**Figura 83.** Variación del VAN según niveles de costo de la deuda ( $D$ ) y tasa de interés del crédito ( $i$ ).

Al analizar el WACC según la Figura 8484, se destaca que los valores están significativamente por encima de la TIR base, lo que indica una holgura en la rentabilidad. Además, las líneas que representan estos valores están muy cercanas entre sí, lo que sugiere una baja variabilidad en los resultados obtenidos.

<sup>19</sup> Se considera el subsidio de 0% dado que los mejores valores de VAN y TIR fueron obtenidos para dicho subsidio.



**Figura 84.** Variación de la tasa WACC según niveles de costo de la deuda ( $D$ ) y tasa de interés del crédito ( $i$ ).

#### 4.3 Beneficio económico para la empresa distribuidora

Una vez establecido el valor de potencia del PFV a partir de los resultados económicos obtenidos desde el lado del usuario, se procede a evaluar cuál sería la mejor opción de punto de conexión a la red del PFV, pero esta vez teniendo en cuenta los beneficios asociados a la empresa distribuidora. En otras palabras, se realiza un nuevo análisis económico con el fin de determinar, dentro del margen de opciones existentes para los posibles puntos de conexión del PFV, cuál de estos puntos genera el mayor beneficio para la EPESF.

La determinación de dicho punto de conexión no es sencilla, ya que depende de muchos factores técnicos que se deben ponderar y unificar en un único indicador económico. A continuación, se detalla cada uno de estos factores, en donde se destacan las pérdidas por transmisión de energía, la Energía No Suministrada (ENS) y las penalizaciones por corte de servicio, entre otros.

##### 4.3.1 Energía No Suministrada (ENS)

Tal como su nombre lo indica, la ENS hace referencia al total de energía que la empresa distribuidora se ve imposibilitada de abastecer en un determinado momento hacia sus usuarios, motivado por el accionar de los sistemas de protecciones ante fallas. Dicha ENS puede darse en dos ocasiones: En Red N, en donde la ENS se produce debido a un pico demanda que supone una energía demandada que excede las capacidades nominales para las cuales fue proyectada la red. O bien en Red N-1, en donde la ENS se produce debido a una contingencia que provoca una pérdida en la capacidad de abastecimiento de la red, lo cual genera una ENS cuyo valor depende de las capacidades de reconfiguración de la red y de la nueva potencia de corte que adquiere la misma frente

a su nueva configuración post-falla. Cualquiera sea el caso, el cálculo de la ENS nace a partir del producto entre la Demanda No Abastecida (DNA) y el tiempo total que dura dicha condición de DNA. Para el caso de Red N, este tiempo se asume que es la totalidad del período evaluado, dado que en este contexto la demanda es imposible de abastecer por cuestiones de diseño de la red. Mientras que para el caso de Red N-1, el tiempo que se utiliza se corresponde con el tiempo de duración de la falla analizada. En este último caso, como la contingencia puede ocurrir en cualquier momento sobre la red, se asume además una probabilidad de ocurrencia de la falla en un determinado momento del día, para discriminar los distintos escenarios de demanda durante el período evaluado.

Desde este punto vista, la ENS supone una pérdida económica para la empresa distribuidora, dado que la misma se encuentra penalizada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). De allí a que una reducción de la ENS se traduce en un costo menor de penalizaciones para la empresa distribuidora y, en consecuencia, un mayor beneficio económico. Por esta razón, se realiza a continuación un análisis en donde se evalúa qué impacto podría generar en la red, en términos de reducción de la ENS, la incorporación del PFV. Además, se discrimina cómo varía este impacto en función del punto de conexión escogido para su inserción.

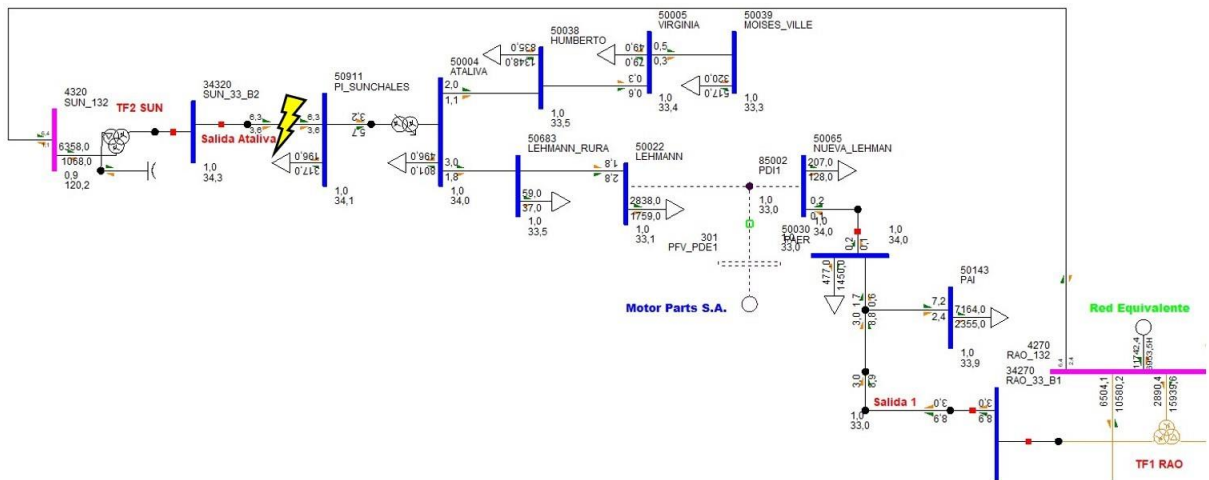
#### 4.3.2 ENS en Red N-1

Para poder analizar qué sucede con la ENS en Red N-1, es necesario plantear una determinada falla en la red estudiada. Al estudiar 2 distribuidores, en este punto se plantean 2 contingencias por separado, las cuales se pueden observar en las Figuras 85 y 86. En ambos casos se evalúa lo que sucede cuando sale de servicio uno de los distribuidores y es necesario socorrer las demandas a partir de una reconfiguración de la red, en donde el distribuidor restante abastece a los usuarios afectados.

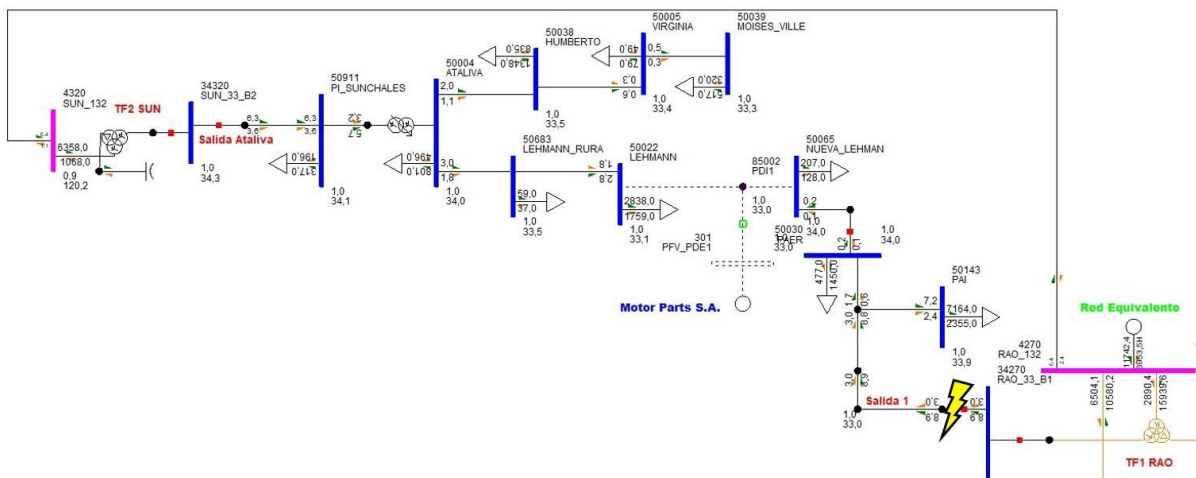
Los valores de ENS dependen tanto de la contingencia evaluada, como de las distintas posibilidades de reconfiguración de la red. Entre más mallada sea la red, mayores son las posibilidades de reabastecer las demandas desde otros distribuidores, sin sobrecargar tanto las líneas que entran en socorro, y permitiendo reducir al máximo posible la ENS. Por el contrario, entre más radial sea la red, menores son las posibilidades de reconfiguración y reabastecimiento desde otros distribuidores, e incluso es posible que no se pueda abastecer la totalidad de las demandas afectadas, por razones de sobrecarga del distribuidor de auxilio, elevando así la ENS generada ante la contingencia.

Es aquí donde entra en juego el punto de conexión del PFV estudiado. Dependiendo de dónde se conecte el PFV, éste podría llegar a jugar un papel importante dentro de las posibles reconfiguraciones de la red en estados de contingencia, dado que representa una fuente adicional de energía, dispuesta en una locación que originalmente no presentaba generación. Por este motivo, la inclusión de un PFV y su ubicación pueden implicar una reducción de la ENS, dependiendo de la contingencia.

Según se observa en las Figuras 85 y 86, las contingencias a evaluar implican la salida de servicio de los distribuidores en su totalidad, y la reconfiguración de la red a realizar es la misma para ambas fallas: se efectúa la interconexión de las barras Lehmann – Nueva Lehmann.



**Figura 85.** Contingencia en Ataliva. Las demandas afectadas son abastecidas mediante el socorro del distribuidor Salida 1 de RAO.



**Figura 86.** Contingencia en Salida 1. Las demandas afectadas son abastecidas mediante el socorro del distribuidor Ataliva de SUN.

Con las reconfiguraciones de red establecidas para ambas contingencias, se procede a realizar el análisis del impacto que genera en los valores de ENS la conexión del parque en los 2 posibles puntos de inserción de energía a la red: la barra de 33 kV de Nueva Lehmann, vinculada a la Salida 1 de la ET RAO, y la barra de 33 kV de Lehmann, vinculada a la Salida Ataliva de la ET SUN.

En primer lugar, se calcula la potencia de corte "Pc" de los distribuidores en condiciones de contingencia N-1, tanto para el caso base, como para el caso que incluye al PFV. Los

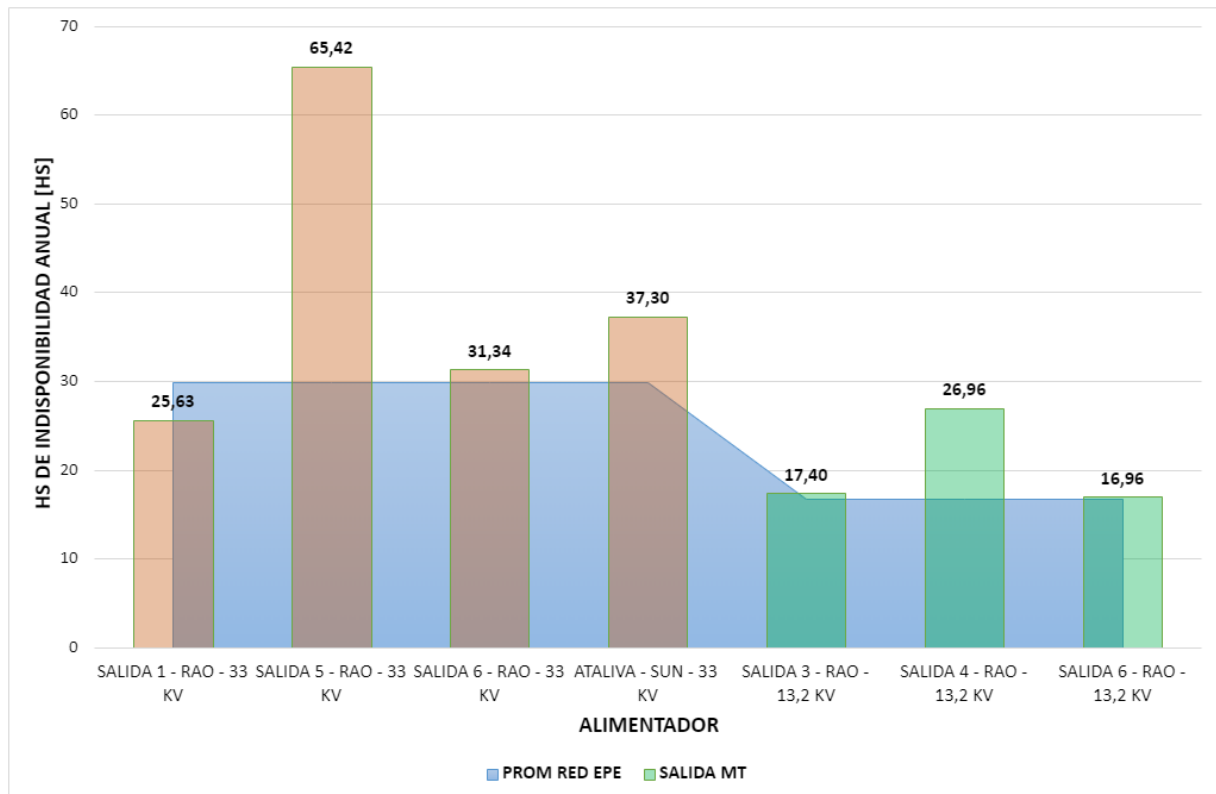
resultados obtenidos son los que se observan en la Tabla 16. Las cantidades fueron calculadas a partir de múltiples simulaciones realizadas sobre el modelo de la red, variando las demandas abastecidas de manera escalonada hasta obtener condiciones de servicio límite para las líneas. Los resultados obtenidos indican que cuando el PFV entra en servicio (conectado tanto a la barra de Lehmann como a la de Nueva Lehmann), la capacidad de suministro del distribuidor aumenta, debido a la energía inyectada por el PFV. Sin embargo, también se puede denotar que el impacto de la inclusión del PFV adquiere mayor relevancia cuando se lo conecta al distribuidor de Ataliva de SUN (aumenta 1,35 MW su  $P_c$ , lo cual significa una mejora del 12,8% en la capacidad del distribuidor) que cuando se lo conecta al distribuidor de Salida 1 de RAO (aumenta 0,32 MW su  $P_c$ , lo cual implica una mejora del 2,2% en la capacidad del distribuidor).

**Tabla 16.** Potencias de corte en Red N-1.

POTENCIA DE CORTE - $P_c$					
SIN GEN			CON GEN		
Alimentador	RED N-1		Alimentador	RED N-1	
	P [MW]	CAUSA		P [MW]	CAUSA
Salida 1 - 33kV	14,5	Sobrecarga	Salida 1 - 33kV	14,8	Sobrecarga
Ataliva - 33kV	10,5	Sobrecarga	Ataliva - 33kV	11,8	Sobrecarga

Con las  $P_c$  determinadas para los distintos escenarios planteados, se procede a calcular la DNA con la red reconfigurada. Esto último implica que la totalidad de las demandas serán abastecidas desde un solo distribuidor, pero habrá ocasiones en donde la suma de todas las demandas será mayor a la capacidad nominal de la red. Es allí entonces en donde se deberán realizar desconexiones de demanda hasta arribar a condiciones normales de operación (aceptables). Las demandas que se desconecten serán las que finalmente determinarán la DNA de la contingencia en el período evaluado. Este análisis se repite para cada año, dado que se asume una tasa de crecimiento anual de la demanda y una tasa de degradación de la capacidad de generación del PFV. Esto último implica que la DNA de cada contingencia varía con los años.

Para poder transformar la DNA en ENS, es necesario asociarle a dicha DNA un tiempo, el cual está estrictamente asociado a la duración de la contingencia. Del análisis de Calidad de Servicio de Redes de la EPESF, se puede observar en la Figura 87 los valores promedios de indisponibilidad de los distribuidores estudiados en el presente informe, discriminados por color en función del nivel de tensión al que pertenecen (naranja para las salidas de 33 kV, verde para las salidas de 13,2 kV).



**Figura 87.** *Tiempos de indisponibilidad de los distribuidores estudiados.*

Al mismo tiempo, como la DNA también depende del momento en el que ocurra la falla, es necesario discriminar de manera probabilística la posibilidad de que dicha falla ocurra en un determinado momento del día, en donde la red se encuentre con un determinado estado de carga. Esto se realiza a partir del planteo de 5 posibles escenarios de demanda de la red: Resto, Sub-Valle, Valle, Sub-Pico y Pico. Cada escenario tiene asociado un percentil del conjunto de datos de un año calendario, obtenidos del distribuidor estudiado. Este análisis se basa en el Estudio Técnico de la EPESF.

Finalmente, la ENS se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$ENS_{0,5hs} = \frac{DTF}{17520} \cdot \rho_{ESC} \cdot DNA_{0,5hs} \quad \text{(Ecuación 16)}$$

en donde la DTF hace alusión a la Duración Total de la Falla y la  $\rho_{ESC}$  a la probabilidad de ocurrencia de dicho escenario. La razón por la cual se obtiene la ENS por cada media hora es porque el paso de los datos de demanda de cada distribuidor es de media hora. Por lo tanto, la probabilidad que se le asigne a cada paso depende del escenario de demanda sobre el cual se ubique el valor de consumo en ese instante. Finalmente, se suma la totalidad de las ENS cada media hora para obtener la ENS anual de la contingencia.

El análisis indicado se realiza dos veces; primeramente, sin el PFV conectado, y luego con el parque en funcionamiento. De esta manera, es posible observar el impacto que



genera la inclusión del PFV sobre la ENS en Red N-1. Los resultados se muestran en la Tabla 17.

**Tabla 17.** ENS en Red N-1 para cada año del período estudiado, sin y con generación del PFV.

AÑO	ENS [MWh]: SIN GEN - RED N-1		ENS [MWh]: CON GEN - RED N-1	
	33 kV		33 kV	
	SALIDA 1	ATALIVA	SALIDA 1	ATALIVA
0	0,007	1,511	0,004	0,333
1	0,030	2,544	0,018	0,711
2	0,090	4,207	0,061	1,467
3	0,229	6,656	0,166	2,731
4	0,510	10,197	0,387	4,816
5	1,004	14,955	0,793	7,840
6	1,820	20,994	1,466	11,937
7	3,106	28,478	2,559	17,324
8	5,019	37,567	4,216	24,125
9	7,770	48,625	6,651	32,642
10	11,624	62,420	10,115	43,429
11	16,661	78,501	14,735	56,301
12	23,034	97,073	20,660	71,578
13	30,751	117,736	27,914	89,057
14	39,633	139,462	36,347	108,035
15	49,699	162,193	45,966	128,464
16	61,287	186,741	57,037	150,785
17	74,092	211,925	69,378	174,171
18	88,335	238,430	83,166	199,084
19	104,044	266,465	98,465	225,621
20	121,172	296,040	115,243	253,832

#### 4.3.3 ENS en Red N

El cálculo de la ENS para el caso de Red N es algo más sencillo que en la condición de Red N-1, dado que en este caso el tiempo asociado a la DNA se corresponde con la totalidad del período evaluado. Esto se debe a que, en estas condiciones, no hay una falla asociada a la ENS, sino que las propias demandas abastecidas generan un pico de consumo elevado y, por razones de diseño de la red, es imposible de abastecer.

Nuevamente, lo primero que se calcula es la Pc de los distribuidores, pero en esta ocasión se calcula con la red en su estado normal de diseño (Red N), y se plantean dos casos: el caso base, sin el PFV, y el caso con generación, donde se conecta el PFV a la red. Los resultados obtenidos son los que se observan en la Tabla 18, en donde se puede

advertir que, al igual que en el caso de Red N-1, la incorporación del PFV a la red se traduce en una mejora en términos de la  $P_c$ , tanto en Ataliva como en Salida 1.

**Tabla 18.** Potencias de corte en Red N.

POTENCIA DE CORTE - $P_c$					
SIN GEN			CON GEN		
Alimentador	RED N		Alimentador	RED N	
	P [MW]	CAUSA		P [MW]	CAUSA
Salida 1 - 33kV	15,6	Sobrecarga	Salida 1 - 33kV	17,1	Sobrecarga
Ataliva - 33kV	10,5	Sobrecarga	Ataliva - 33kV	11,8	Sobrecarga

Para calcular la ENS, es necesario calcular primero la DNA. Dicha DNA se calcula de la misma forma que en la sección 4.3.2. Como en este punto la DNA se produce por cuestiones de los límites nominales de diseño de la red, y no por una falla puntual, no existe una DTF para asociar a la DNA. En este caso, el tiempo de indisponibilidad que se asume para la DNA se corresponde con el período completo estudiado, es decir, las 8760 hs del año. De esta manera, la ecuación a utilizar para calcular la ENS es la siguiente:

$$ENS = 8760 \cdot DNA_{8760hs} \quad \text{(Ecuación 17)}$$

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 19, donde se destaca que durante los primeros años la ENS adquiere valores muy pequeños, mientras que llegados los últimos años adquiere valores de relevancia. Esto se debe a que la demanda abastecida se proyecta con una tasa de crecimiento anual, a expensas de considerar que la red se mantiene en el mismo estado. En otras palabras, equivale a considerar que se alimentan más usuarios sin realizar obras de infraestructura eléctrica adicionales.

Además, se puede observar que la incorporación del PFV efectivamente genera un beneficio para la empresa distribuidora, puesto que la ENS es significativamente menor tras cada año. Sin embargo, este beneficio es significativamente mayor cuando el PFV se incorpora sobre el tramo de red del distribuidor de Ataliva, en lugar de incorporarse sobre el tramo de red del distribuidor de Salida 1.

**Tabla 19.** ENS en Red N para cada año del período estudiado, sin y con generación del PFV.

AÑO	ENS [MWh]: SIN GEN - RED N		ENS [MWh]: CON GEN - RED N	
	33kV		33kV	
	SALIDA 1	ATALIVA	SALIDA 1	ATALIVA
0	0,000	0,000	0,000	0,000
1	0,000	0,000	0,000	0,000
2	0,000	0,000	0,000	0,000
3	0,000	0,277	0,000	0,000
4	0,000	2,319	0,000	0,000
5	0,000	9,860	0,000	0,000
6	0,000	25,019	0,000	0,307
7	0,000	52,146	0,000	2,586
8	0,000	100,028	0,000	11,050
9	0,149	175,448	0,000	28,095
10	1,348	286,589	0,000	58,597
11	15,363	451,340	0,064	112,472
12	54,069	694,898	0,593	197,349
13	121,089	1052,203	9,954	322,464
14	215,323	1568,325	44,211	507,954
15	345,495	2279,780	108,679	782,120
16	518,238	3213,775	203,549	1184,404
17	748,312	4377,032	334,305	1765,536
18	1041,549	5769,303	508,477	2566,943
19	1406,061	7381,759	742,027	3619,328
20	1861,595	9228,991	1042,561	4930,348

#### 4.3.4 *ENS total y penalizaciones por ENS*

La ENS total surge a partir de la sumatoria entre la ENS en Red N-1 y la ENS en Red N. Una vez determinada esta cantidad, es necesario otorgarle un valor monetario en términos de penalizaciones hacia la empresa distribuidora. Para ello, se toma de referencia el "SubAnexo 4 – Normas de calidad del servicio público y sanciones" del ENRE. En dicho documento, en el punto 3.2 *Calidad del Servicio Técnico en la Etapa 2*, se establece que "... recibirá de parte de LA DISTRIBUIDORA un crédito en sus facturaciones mensuales o bimestrales del semestre inmediatamente posterior al semestre controlado, proporcional a la energía no recibida en el semestre controlado..."<sup>20</sup>.

<sup>20</sup> <https://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/0/1d2d5a543aa77cf40325687f0072b406?OpenDocument>

En el mismo punto queda establecido también que la valorización de cada kWh de la ENS es función del tipo de tarifa de los usuarios afectados. Para ello, y con los datos puntuales de cada SET que alimenta cada distribuidor, se determina el factor de participación de cada tipo de usuario sobre la totalidad de energía repartida por el alimentador. Con dicho factor de participación, se pondera el valor de penalización de ENS de cada tipo de usuario (residencial, comercial e industrial), para así determinar un factor único de penalización por ENS para todos los usuarios afectados y, en definitiva, para aplicar sobre la totalidad de la ENS. Los factores de participación y el factor único de penalización por ENS se pueden observar en la Tabla 20. Cabe destacar que los valores monetarios de penalización surgen de los aplicados hacia las empresas distribuidoras, establecidos dentro del citado Subanexo 4 del ENRE. En dicho documento, las penalizaciones adoptadas según el tipo de usuario (residencial, comercial o industrial) son respectivamente de U\$D 1,895, U\$D 0,420 y U\$D 0,482 por cada kWh no abastecido.

**Tabla 20.** Factores de participación de cada tipo de usuario dentro de cada distribuidor, y factor único de penalización por ENS de cada distribuidor.

TIPO DE CARGA	FACTORES DE PARTICIPACION	
	33kV	
	SALIDA 1	ATALIVA
RESIDENCIAL	31,65%	36,16%
COMERCIAL	36,26%	28,55%
INDUSTRIAL	32,10%	35,29%
<b>FACTOR DE PENALIZACION ENS [U\$D/MWh]</b>	<b>906,804</b>	<b>975,356</b>

Establecida la valorización monetaria de cada kWh no abastecido, se procede a realizar el cálculo de la cantidad de dinero que le significa a la empresa distribuidora la ENS en cada período calculado. Estas cantidades se pueden observar en la 0.

Se advierte que el beneficio de la incorporación del PFV, ahora en términos absolutos y monetarios, es más significativo cuando se lo incorpora al tramo de red correspondiente a la salida de Ataliva de la ET SUN.

**Tabla 21.** Cantidad de dinero perdido por ENS de la empresa distribuidora en cada período.

AÑO	ENS [U\$D]: SIN GEN - RED N		ENS [U\$D]: CON GEN - RED N	
	33kV		33kV	
	SALIDA 1	ATALIVA	SALIDA 1	ATALIVA
0	6	1474	4	325
1	27	2481	16	694
2	82	4104	55	1431
3	208	6762	151	2663
4	463	12207	351	4697
5	911	24203	719	7647
6	1651	44879	1329	11942
7	2817	78638	2320	19419
8	4551	134205	3823	34308
9	7181	218551	6166	59240
10	11763	340408	10394	99512
11	29040	516783	27293	164614
12	69917	772453	67764	262299
13	137689	1141107	135117	401379
14	231195	1665701	228216	600809
15	358363	2381794	354978	888144
16	525515	3316714	521662	1302285
17	745759	4475867	741485	1891905
18	1024584	5859680	1019896	2697862
19	1369370	7459742	1364311	3750195
20	1797982	9290298	1792606	5056422

#### 4.3.5 *Pérdidas por transmisión de energía*

A la hora de realizar la transmisión de energía desde las fuentes generadoras hacia los usuarios finales, se producen pérdidas asociadas al calentamiento natural que experimentan los conductores (efecto Joule). Estas pérdidas representan un costo para la empresa distribuidora, el cual se desea reducir lo máximo posible a los fines de obtener un mayor beneficio económico.

Para calcular las pérdidas asociadas a cada distribuidor, se toma de referencia la Evaluación Económica de Obras de la EPESF [14].

#### 4.3.6 *Pérdidas de energía para el día de máxima demanda*

A partir del perfil de carga horario del día de máxima demanda registrada se realizan múltiples simulaciones de flujos de carga, ajustando la configuración de operación a los fines de reproducir para cada hora la demanda registrada por el sistema. En cada simulación horaria, se registran las pérdidas globales de la red ( $P_h$ ), particularmente las

de los 2 distribuidores en estudio en el nodo seleccionado (Salida 1 de RAO y Ataliva de SUN).

Las pérdidas de energía para el día de máxima demanda se obtienen a partir de la sumatoria de las pérdidas globales  $P_h$  obtenidas para cada simulación horaria, según:

$$E_{pd} = \sum_{h=1}^{h=24} P_h \quad \text{(Ecuación 18)}$$

En la Tabla 22 se pueden observar los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas.

**Tabla 22.** Pérdidas de energía de cada distribuidor en cada hora del día de máxima demanda registrada sin el PFV conectado.

PÉRDIDAS DE ENERGÍA PARA EL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA - SIN GEN		
Horario	Pérdidas según distribuidor [kW]	
	SALIDA 1	ATALIVA
0	58,72	401,65
1	49,99	527,56
2	52,64	517,71
3	59,75	407,47
4	73,33	590,05
5	79,91	543,85
6	93,28	465,72
7	122,55	480,62
8	145,41	572,1
9	142,48	597,64
10	150,91	605,3
11	151,76	792,79
12	124,08	830,25
13	104,57	1050,75
14	105,61	1139,24
15	88,06	1035,04
16	70,18	1014,48
17	63,77	1029,38
18	64,3	949,48
19	92,29	776,5
20	82,39	612,62
21	91,3	658,69
22	81,45	631,22
23	66,21	630,63
<b>Energía total [MWh] - Epd</b>	<b>2,21</b>	<b>16,86</b>

Cabe destacar que los resultados señalados en la Tabla 22 hacen referencia a la red sin el PFV conectado. Si se considera la conexión del PFV en cada una de las salidas, los resultados que se obtienen son los mostrados en la Tabla 23.

**Tabla 23.** Pérdidas de energía de cada distribuidor en cada hora del día de máxima demanda registrada con el PFV conectado.

PÉRDIDAS DE ENERGÍA PARA EL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA - CON GEN		
Horario	Pérdidas según distribuidor [kW]	
	SALIDA 1	ATALIVA
0	54,8	237,86
1	47,97	328,95
2	50,02	321,75
3	55,6	242,2
4	66,49	393,53
5	71,83	357,53
6	82,85	297,3
7	107,46	308,74
8	127,03	379,51
9	124,49	399,46
10	131,76	405,47
11	132,48	518,84
12	108,77	536,79
13	92,28	712,65
14	93,14	779,83
15	78,53	700,75
16	63,94	685,16
17	58,8	696,44
18	59,22	623,79
19	82,03	506,68
20	73,86	385,25
21	81,2	419,21
22	73,11	398,94
23	60,75	398,5
<b>Energía total [MWh] - Epd</b>	<b>1,98</b>	<b>11,03</b>

Una vez determinadas las pérdidas de energía para el día de máxima demanda, es necesario calcular dos factores que serán de utilidad a la hora de realizar la estimación de las pérdidas de energía anual que presentan los distribuidores estudiados: el factor de carga y el factor de pérdidas. Estos procedimientos se describen en las secciones que siguen.

#### 4.3.7 Factor de carga (FC)

El factor de carga se calcula a partir de la relación existente entre la energía media diaria anual ( $E_{med-diaria}$ ) y la energía diaria máxima registrada ( $E_{máx-diaria}$ ) para el “año base”, es decir:

$$FC = \frac{E_{med-diaria}}{E_{máx-diaria}} \quad \text{(Ecuación 19)}$$

De los datos correspondientes a los perfiles de carga de los distribuidores, se obtiene un  $FC$  de 0,524 para el distribuidor Salida 1 de RAO, y de 0,542 para el distribuidor Ataliva de SUN.

#### 4.3.8 Factor de pérdidas (FP)

A partir del cálculo del factor de carga, se obtiene el factor de pérdidas  $FP$  mediante la siguiente ecuación:

$$FP = 0,7 \cdot FC^2 + 0,3 \cdot FC \quad \text{(Ecuación 20)}$$

De los valores determinados para los  $FC$  de los distribuidores en el punto anterior, se obtiene un  $FP$  de 0,350 para el distribuidor Salida 1 de RAO y de 0,368 para el distribuidor Ataliva de SUN.

#### 4.3.9 Pérdidas de energía anual para el año base y el período de estudio completo

En función de los valores previamente calculados de pérdidas de energía para el día de máxima demanda ( $E_{pd}$ ) y el  $FP$ , es posible realizar una estimación de las pérdidas de energía anuales a partir de la siguiente ecuación:

$$E_{Pa-0} = 365 \cdot FP \cdot E_{pd} \quad \text{(Ecuación 21)}$$

Una vez obtenidas las pérdidas de energía anuales del año base, es posible realizar una proyección para los años subsiguientes, afectando a dicho valor por el cuadrado de la tasa de crecimiento interanual estimada ( $T_{ca}$ ). Esto se justifica en que las pérdidas de energía en la red se incrementan de forma cuadrática con la demanda. Por tanto, la expresión de cálculo resulta:

$$E_{Pa-1} = T_{ca}^2 \cdot E_{Pa-0} \quad \text{(Ecuación 22)}$$

Cabe destacar que todos los factores previamente mencionados varían cuando se tiene en cuenta la conexión del PFV a la red. En la Tabla 24 se pueden observar los resultados finales obtenidos para cada período estudiado, discriminando en función de la condición de conexión del PFV.



**Tabla 24.** Pérdidas anuales de energía, sin y con generación del PFV.

PÉRDIDAS ANUALES				
AÑO	SIN GEN [MWh]		CON GEN [MWh]	
	SALIDA 1	ATALIVA	SALIDA 1	ATALIVA
0	282,86	2265,03	225,95	1463,90
1	306,53	2454,57	244,86	1586,40
2	332,18	2659,97	265,35	1719,15
3	359,98	2882,56	287,55	1863,02
4	390,10	3123,78	311,62	2018,91
5	422,75	3385,18	337,69	2187,86
6	458,12	3668,45	365,95	2370,94
7	496,46	3975,43	396,57	2569,34
8	538,00	4308,10	429,76	2784,35
9	583,02	4668,61	465,72	3017,35
10	631,81	5059,28	504,69	3269,84
11	684,68	5482,65	546,93	3543,46
12	741,98	5941,44	592,69	3839,98
13	804,07	6438,63	642,29	4161,32
14	871,35	6977,42	696,04	4509,54
15	944,27	7561,29	754,28	4886,90
16	1023,29	8194,03	817,40	5295,85
17	1108,91	8879,72	885,80	5739,01
18	1201,71	9622,78	959,93	6219,25
19	1302,27	10428,02	1040,26	6739,69
20	1411,25	11300,65	1127,31	7303,67

#### 4.3.10 Ahorro en pérdidas de energía

A los fines de valorizar en términos monetarios las pérdidas de energía anuales determinadas y registradas en la Tabla 24, es necesario asociar un precio a estas cantidades. Para ello, se adopta el precio estacional de energía promedio en un período completo, previo al estudiado, el cual toma el valor de U\$D 24,16. Con esta cantidad, se procede a calcular cuánto representa, en términos de ahorro de dinero por pérdidas de energía, la incorporación del PFV a cada una de las salidas estudiadas. Los resultados obtenidos se pueden observar en la Tabla 25.

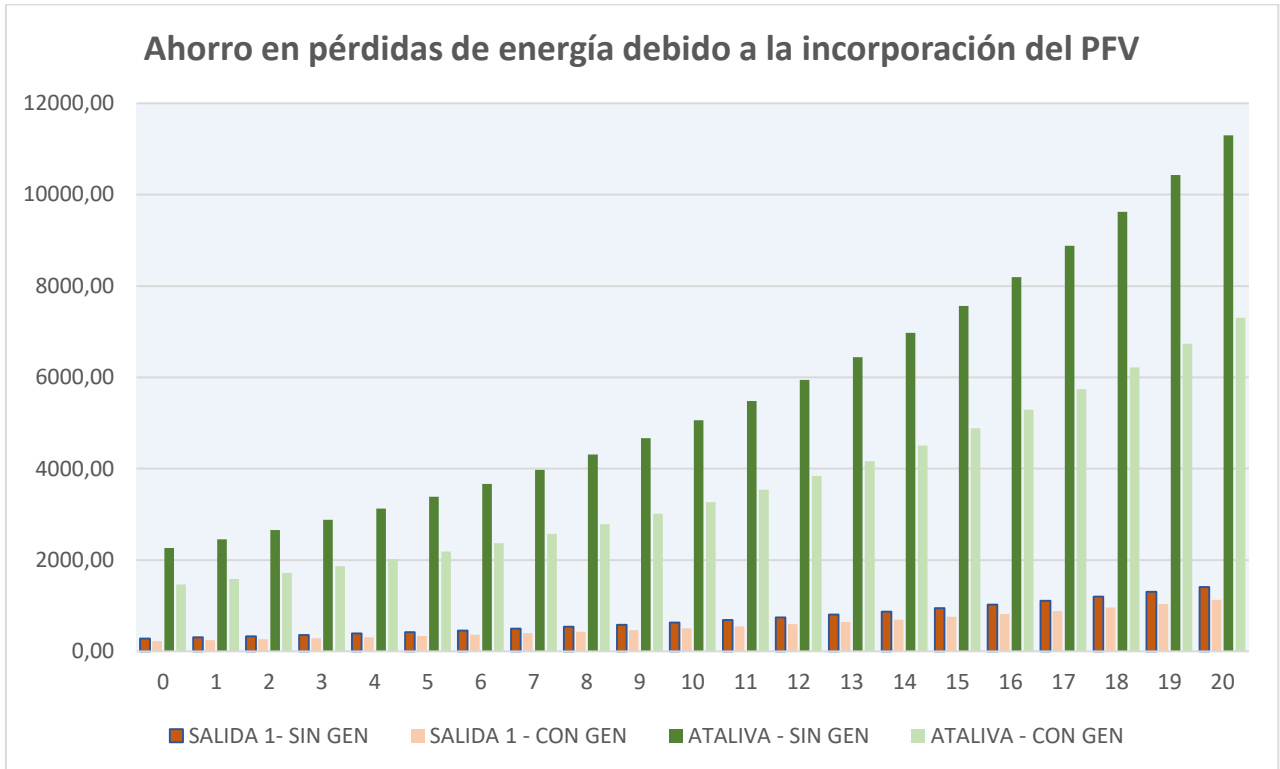
Al igual que en la sección 4.3.4, se puede notar cómo la incorporación del PFV a la salida de Ataliva de la ET SUN representa un beneficio significativamente superior en comparación a su incorporación sobre la Salida 1 de la ET RAO.

**Tabla 25.** Ahorro en pérdidas de energía debido a la incorporación del PFV a la red, según el distribuidor al que se lo conecte.

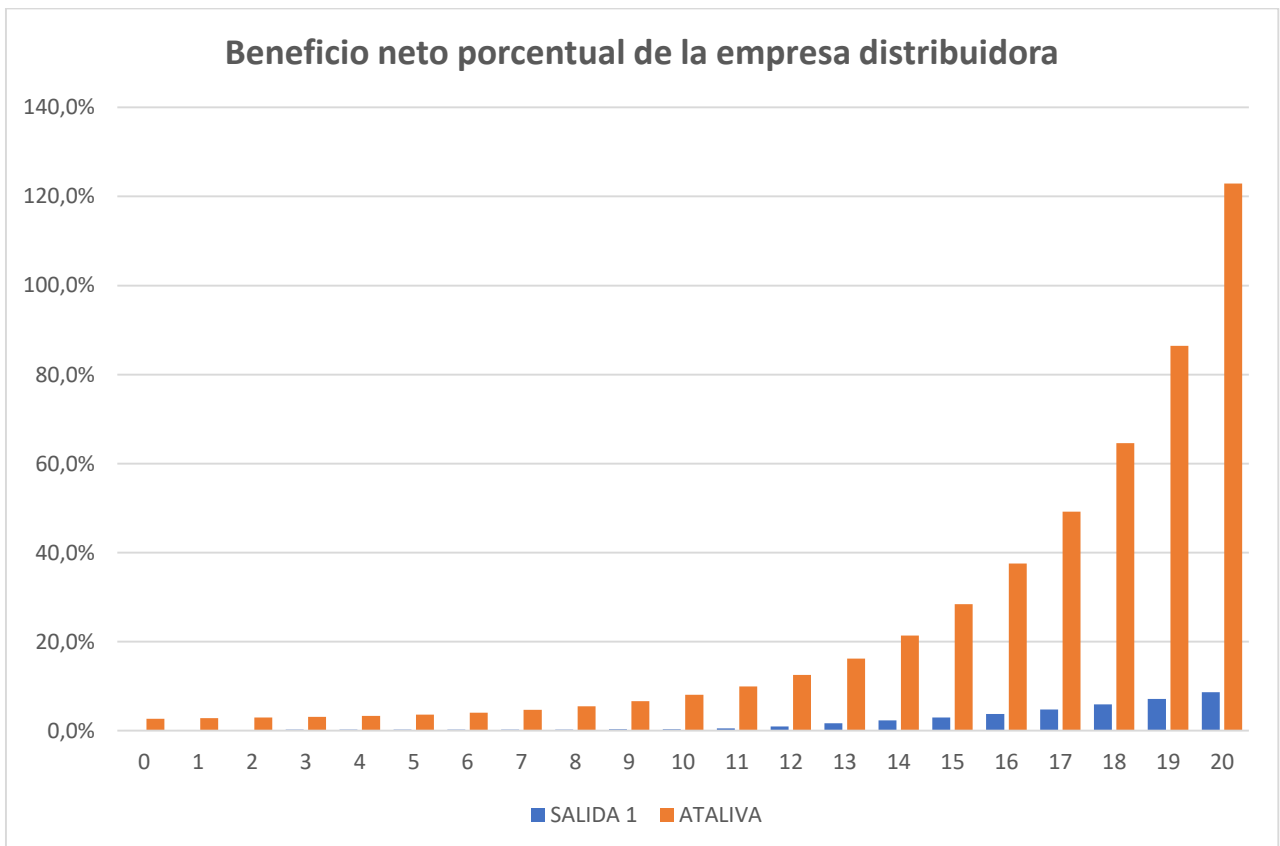
AÑO	AHORRO EN PERDIDAS [U\$D]	
	SALIDA 1	ATALIVA
0	1374,97	19355,29
1	1490,03	20974,96
2	1614,72	22730,16
3	1749,84	24632,25
4	1896,27	26693,50
5	2054,95	28927,24
6	2226,91	31347,90
7	2413,26	33971,12
8	2615,20	36813,86
9	2834,05	39894,48
10	3071,20	43232,89
11	3328,20	46850,66
12	3606,71	50771,17
13	3908,52	55019,75
14	4235,59	59623,86
15	4590,03	64613,25
16	4974,13	70020,15
17	5390,37	75879,50
18	5841,44	82229,17
19	6330,26	89110,19
20	6859,98	96567,02

#### 4.3.11 Conclusiones para la empresa distribuidora

A partir de los resultados obtenidos en la sección 4.3.4, correspondiente a los beneficios asociados a la reducción de ENS, y de la sección 4.3.10, correspondiente a los beneficios asociados a la reducción de pérdidas de energía, se puede concluir que la incorporación del PFV genera un beneficio significativamente superior desde ambos puntos de vista, cuando se lo incorpora sobre el tramo de red que es alimentado desde la salida Ataliva de la ET SUN, frente a la alternativa de incorporación sobre el tramo de la Salida 1 de la ET RAO. A los fines de representar gráficamente este contraste, en las Figuras 88 y 89 se pueden observar las comparaciones, primero en términos del ahorro en pérdidas, y segundo en términos de ahorro porcentual, teniendo en cuenta el ahorro que genera en ambos sentidos, y comparándolo con el ingreso que tendría la empresa distribuidora sin el PFV.



**Figura 88.** Ahorro en pérdidas de energía para cada escenario.



**Figura 89.** Beneficio neto porcentual de la empresa distribuidora.

## 5. CAPÍTULO 5: INCORPORACIÓN DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.

### 1.1 Introducción

El dimensionamiento del PFV constituye un paso crucial, permitiendo calcular la potencia nominal necesaria para cubrir parte de la demanda de las industrias, en base a ciertos factores de participación. Sin embargo, para alcanzar su máximo potencial, es fundamental explorar estrategias que vayan más allá de la simple generación de energía.

En este proyecto, se presenta un enfoque orientado a la optimización y maximización del aprovechamiento de la energía solar, para lo cual se plantea la implementación de sistemas de almacenamiento de energía. Por lo tanto, se propone proyectar la incorporación de estos sistemas en el clúster de industrias, con el objetivo claro de potenciar el autoconsumo de la energía generada por el PFV.

El concepto de autoconsumo cobra relevancia en un contexto donde la eficiencia energética y la autonomía en el suministro son prioritarias. Al maximizar el uso de la energía generada localmente, no solo se reducen los costos asociados a la compra de energía externa, sino que también se fortalece la resiliencia del sistema energético ante posibles fluctuaciones en la red eléctrica.

En este sentido, la metodología aplicada se basa en un análisis del mercado de sistemas de almacenamiento de energía, donde se evalúan diferentes modelos de baterías en función de sus niveles de potencia, costos y otras características relevantes. Posteriormente, se aplica el concepto de LCOE (Costo Nivelado de la Energía) para comparar distintas alternativas de potencia, considerando tanto el costo de inversión inicial como los costos operativos y de mantenimiento a lo largo del tiempo.

Además, en el marco de esta investigación se realiza un análisis detallado del LCOE de tarifa pico para diferentes escenarios de subsidios, evaluados en el CAPÍTULO 4: ANÁLISIS ECONÓMICO. Este análisis permite comprender cómo los subsidios impactan en la viabilidad económica del autoconsumo y en la rentabilidad del sistema de almacenamiento propuesto. Posteriormente, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad donde se contrasta el LCOE obtenido para el sistema de almacenamiento con el LCOE de la tarifa de pico, que representa el costo de la energía consumida de la red en el momento de mayor demanda. Este análisis permite determinar la viabilidad económica del sistema de almacenamiento propuesto, identificando los factores clave que influyen en su rentabilidad.

Se debe de llevar a consideración que el sistema de baterías se proyecta en base a los resultados obtenidos en el CAPÍTULO 4: ANÁLISIS ECONÓMICO, donde se determinó que el valor de la potencia nominal óptimo del PFV es de 1,75 MW.

## 1.2 Sistemas de baterías disponibles

### 1.2.1 Introducción

La transición hacia fuentes de energía renovable ha desencadenado una búsqueda de soluciones de almacenamiento que puedan abordar los desafíos de intermitencia y disponibilidad inherentes a estas fuentes.

Las baterías de ion litio para placas solares funcionan de una manera muy similar a las baterías que comúnmente se conocen para dispositivos electrónicos de uso diario [28]. Almacenan la energía en compuestos químicos, como el litio, capaces de generar carga eléctrica para luego descargarla cuando se necesite [28].

Por no requerir mucho mantenimiento regular y tener una mayor densidad de energía (poder almacenar más energía en un espacio más reducido), actualmente los sistemas de almacenamiento en baterías son los más usados para la acumulación energética [28].

No obstante, las baterías de ion litio siguen siendo las más utilizadas debido a sus diversas ventajas, como su versatilidad, rapidez de respuesta (milisegundos), madurez de la tecnología, facilidad de instalación y capacidad de almacenamiento [28]. Adicionalmente, el costo es otro factor que ha influido de manera importante para que este tipo de baterías siga estando a la cabeza en el mercado [28].

Los sistemas de almacenamiento para industrias están diseñados específicamente para demandas de energía industriales, permiten una mayor calidad de la energía utilizada y mitigan la volatilidad en la red. De igual forma, las baterías para fuentes renovables, como las placas solares, sirven para disminuir el riesgo de daño de los equipos que se encuentran conectados cuando hay una elevación o disminución de tensión, sosteniendo su funcionamiento cuando suceden pequeños cortes de energía (intermitencias en la red). En sectores industriales con líneas de producción continuas, un pequeño corte de energía puede significar el paro total de la producción o que las líneas se detengan y se demoren en arrancar, perdiendo tiempo y elevando el riesgo de que existan pérdidas.

La creciente necesidad de construir una economía energética sustentable está propiciando que se investiguen cada vez más elementos que puedan complementar mejor al litio para su uso en sistemas de almacenamiento, y además, que su extracción no cancele las ventajas sustentables que se han alcanzado.

### 1.2.2 Marcas de referencia

Entre las marcas líderes en este campo, destacan Growatt y GoodWe, cuyos innovadores sistemas de almacenamiento han captado la atención del mercado y se han convertido en referentes en la industria.

Growatt y GoodWe representan la excelencia en tecnología de almacenamiento de energía, ofreciendo una amplia gama de soluciones que abarcan desde sistemas residenciales hasta aplicaciones comerciales e industriales.

Su presencia en el mercado no solo se caracteriza por su reputación y experiencia, sino también por la diversidad de opciones que ofrecen a los consumidores. Desde baterías de litio hasta sistemas de almacenamiento de flujo, estas marcas han demostrado un compromiso constante con la innovación y la adaptación a las necesidades cambiantes del sector energético.

Los módulos ofrecidos por estas marcas, son de alto voltaje, es apto para sistemas de autoconsumo que utilizan la batería para el almacenamiento de excedentes, este acumulador de litio proporciona una larga vida útil y se puede complementar con más módulos para aumentar la capacidad del banco de baterías.

Estos sistemas de almacenamiento abarcan un amplio espectro de capacidades, desde configuraciones más modestas de 4 kWh hasta sistemas de alta capacidad que alcanzan hasta 30 kWh. Esta diversidad de rangos permite adaptar la solución de almacenamiento a las necesidades específicas de los usuarios, ya sea para aplicaciones residenciales, comerciales o industriales.

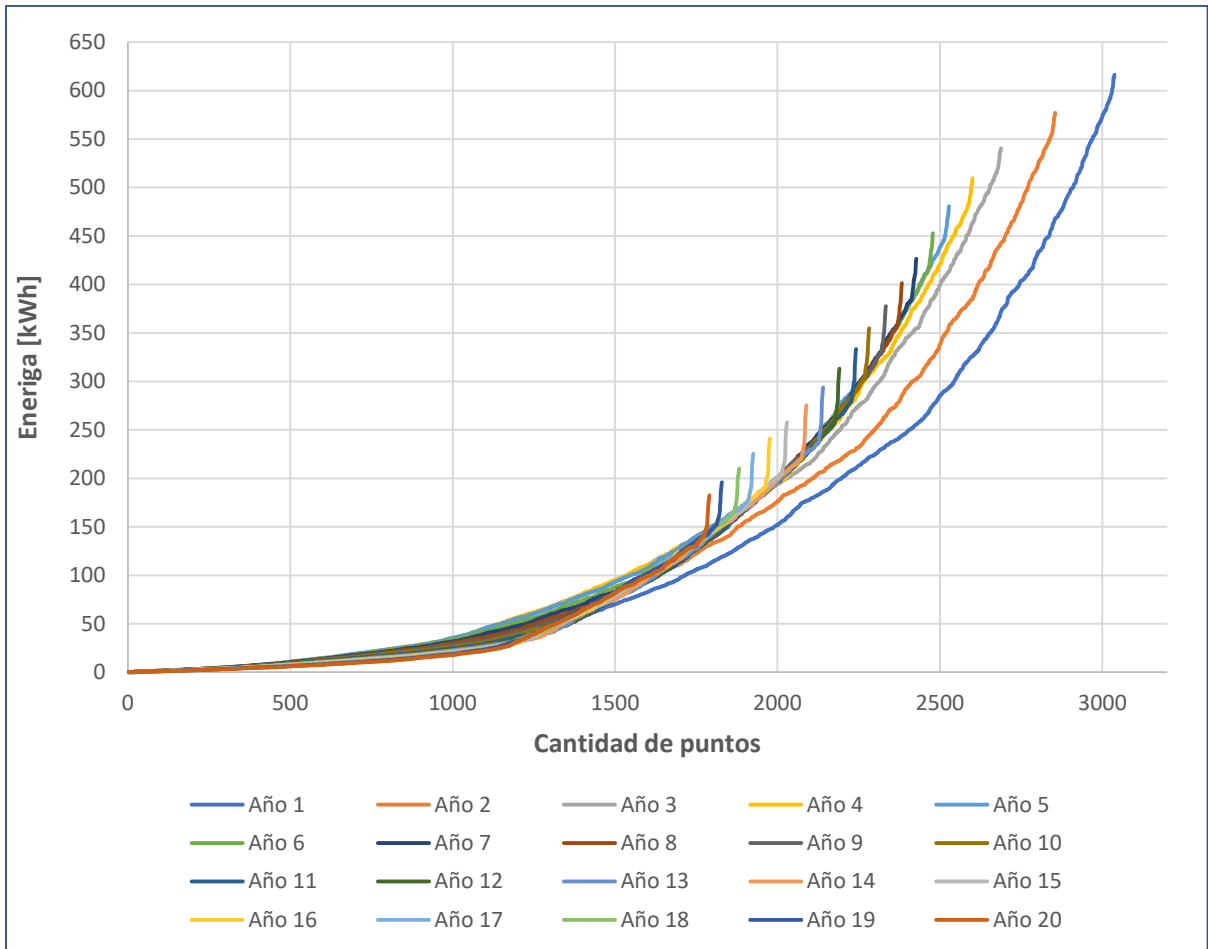
### 1.3 Energía disponible

En este capítulo, se analiza un aspecto relevante para la optimización del PFV, relacionado con la potencia inyectada de manera anual. En el horizonte de estudio de 20 años, esta potencia que anteriormente se inyectaba directamente a la red, ahora se convierte en el foco de atención, ya que se explora la posibilidad de almacenarla para su uso posterior.

Para comprender mejor este fenómeno dinámico, se recopilaron datos que permiten visualizar la tendencia de la energía almacenada año tras año, presentándolos en una representación gráfica de menor a mayor almacenamiento (Figura 90). A través de estos datos, se pueden identificar patrones, tendencias y puntos de inflexión que ayudan a comprender mejor el comportamiento del PFV. La evolución de la energía a lo largo de cada año sigue una tendencia generalmente consistente, aunque se observa una ligera disminución con el tiempo. Esta disminución en la energía almacenada se atribuye principalmente a la reducción en el rendimiento del sistema fotovoltaico, el cual se consideró en un 5% anual.

Es importante tener en cuenta que esta grafica proporciona información valiosa sobre la tendencia general de la energía almacenada, pero no brinda detalles específicos sobre los niveles de energía que se pretende alcanzar para dimensionar el sistema de baterías. Este análisis más detallado es abordado posteriormente en este capítulo, donde se examina cómo utilizar esta información para tomar decisiones informadas sobre el

dimensionamiento óptimo del sistema de almacenamiento de energía, de manera tal que sea rentable.



**Figura 90.** Variación de la energía almacenada en el tiempo.

#### 1.4 Costo nivelado de la energía (LCOE)

El LCOE es una medida utilizada en la industria energética para comparar el costo de generar electricidad a partir de diferentes fuentes de energía o tecnologías de generación. Este parámetro contabiliza todos los costos que tiene cada sistema de generación a lo largo de su vida útil (inversiones, emisiones, operación y mantenimiento, desmantelamiento) y lo divide entre la producción de energía total, y posteriormente lo actualiza a valor presente. De esta manera, proporciona una métrica del costo por kilovatio hora.

Se calcula con la energía total, esta última proveniente de la suma de la energía almacenada de cada año, traída a valor presente en base a una tasa de interés, dividida por los costos totales de O&M, inversión y valor residual. Estos últimos también son traídos a valor presente. Esto permite expresar el costo de la electricidad en términos uniformes, generalmente en dólares por megavatio-hora (USD/MWh), lo que facilita la

comparación contra el LCOE de tarifa pico para distintos niveles de subsidios. Las ecuaciones de cálculo, de acuerdo con estas definiciones, son las siguientes:

$$LCOE \left[ \frac{USD}{kWh} \right] = \frac{\sum_{n=1}^{n=20} CT_{VP-n} [USD]}{\sum_{n=1}^{n=20} E_{VP-n} [kWh]} \quad \text{(Ecuación 17)}$$

$$CT_{VP-n} [USD] = INV_n + VR_n + O\&M_n [USD] \quad \text{(Ecuación 18)}$$

donde:

- **CT<sub>VP-n</sub>**: Son los costos totales traídos a valor presente para el año *n*.
- **E<sub>VP-n</sub>**: Es la energía almacenada traída a valor presente para el año *n*.
- **INV**: Costo de inversión.
- **VR**: Valor residual del sistema de baterías.
- **O&M**: Costo de operación y mantenimiento del sistema de baterías.

Los valores de energía y costos totales se traen a valor presente año a año utilizando la Ec. (11), considerando una tasa de interés de 6,81%, computado con la Ec. (12), teniendo en cuenta que la inversión total es realizada por el propio usuario.

#### 1.4.1 Inversión

Para determinar el valor de inversión del proyecto, primero se calcula el costo unitario por kWh de la energía generada. Para ello, se utilizan los costos de cada uno de los sistemas de baterías para los distintos niveles de potencia [29-35]. Posteriormente, se divide este costo total entre la capacidad de almacenamiento del sistema de baterías en kilovatios-hora (kWh) para obtener un valor promedio de inversión por kWh de almacenamiento. Los resultados obtenidos se detallan en la Tabla 26.

**Tabla 26.** Valores unitarios de costo del sistema de almacenamiento por potencia y para distintos módulos de baterías.

Valor nominal de energía [kWh]	Costo total [USD]	Costo unitario [USD/kWh]
4,8	2947	614
5,4 (opción N°1)	2340	433
5,4 (opción N°2)	2668	494
10,2	6045	593
15,3	8542	558
20,4	10969	538
25,6	13396	523
PROMEDIO:		<b>536</b>

El monto de la inversión se determina mediante el cálculo del promedio del costo unitario de cada módulo de baterías disponible en el mercado. Esta estimación considera todos los componentes necesarios para la implementación del sistema de



almacenamiento de energía. Como resultado, el costo de inversión por cada kWh almacenado se establece en los **536 USD**.

Estos valores solo se contemplan para el año 1 de inversión del sistema de baterías y para el año 10. Este último se fundamenta en el recambio del sistema producto del fin de su vida útil.

#### 1.4.2 Valor residual

El valor residual de un sistema de baterías se refiere al valor estimado que tendrá el sistema al final de su vida útil, una vez que ya no es económicamente viable o funcional para su uso original. Este valor residual puede variar dependiendo de factores como la tecnología de las baterías, el estado de mantenimiento, la demanda del mercado secundario de baterías usadas, entre otros. Es importante considerar el valor residual al evaluar la viabilidad económica de un proyecto de almacenamiento de energía, por lo tanto, se ha considerado un valor residual del 10% de la inversión para el último año de estudio [36].

#### 1.4.3 Operación y Mantenimiento

Anualmente, dentro de los costos que debe considerar el usuario se encuentran los costos de operación y mantenimiento del PFV. Éstos representan un aspecto fundamental en la gestión de la infraestructura energética, ya que garantizan el funcionamiento óptimo y la durabilidad a lo largo del tiempo. Se asume un costo anual de O&M del 0,75% de la inversión [36].

#### 1.4.4 Almacenamiento anual de energía

En este apartado, se analiza la energía almacenada de manera anual en el sistema de almacenamiento. Para ello, se utilizan las curvas de la Figura 90, donde la energía almacenada se define como la cantidad de energía que queda por debajo del valor de energía del sistema propuesto, lo que representa el excedente de energía generada por el PFV y que es almacenado para su uso posterior.

Es importante considerar que los valores de energía propuestos están sujetos a la influencia de dos factores principales:

- El primero tiene que ver con la degradación anual que tiene el propio sistema de baterías, considerando un decaimiento anual del 0,5% [36].
- El segundo factor a tener en cuenta es la profundidad de descarga o *Depth of Discharge* (DOD), la cual es una medida que indica el porcentaje de capacidad de una batería que ha sido utilizada antes de que necesite ser recargada. En otras palabras, representa la cantidad de energía extraída de una batería en relación con su capacidad total. Todas las baterías necesitan reservas de energía adicionales por seguridad, y las baterías casi vacías no

pueden proporcionar suficiente energía. Para este proyecto se consideró un DOD de 92%<sup>21</sup>.

### 1.5 Resultados y conclusiones

Para determinar el nivel de energía nominal óptimo del sistema de batería, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad. Este análisis implica evaluar una serie de pasos de capacidad de almacenamiento, comenzando desde 25 kWh y avanzando hasta un límite máximo de 650 kWh, con pasos de 25 kWh. En cada uno de estos puntos, se calcula el LCOE asociado con el sistema de baterías. Este cálculo permite entender el costo por unidad de energía almacenada a lo largo de la vida útil del sistema.

Posteriormente, los valores de LCOE obtenidos se comparan con los costos de la tarifa de electricidad, considerando los subsidios aplicables (Tabla 27). Esta comparación proporciona una comprensión clara de la viabilidad económica de cada nivel de capacidad de almacenamiento en relación con el costo de la electricidad de la red.

**Tabla 27.** Valores de tarifa en horario pico para los distintos niveles de subsidio.

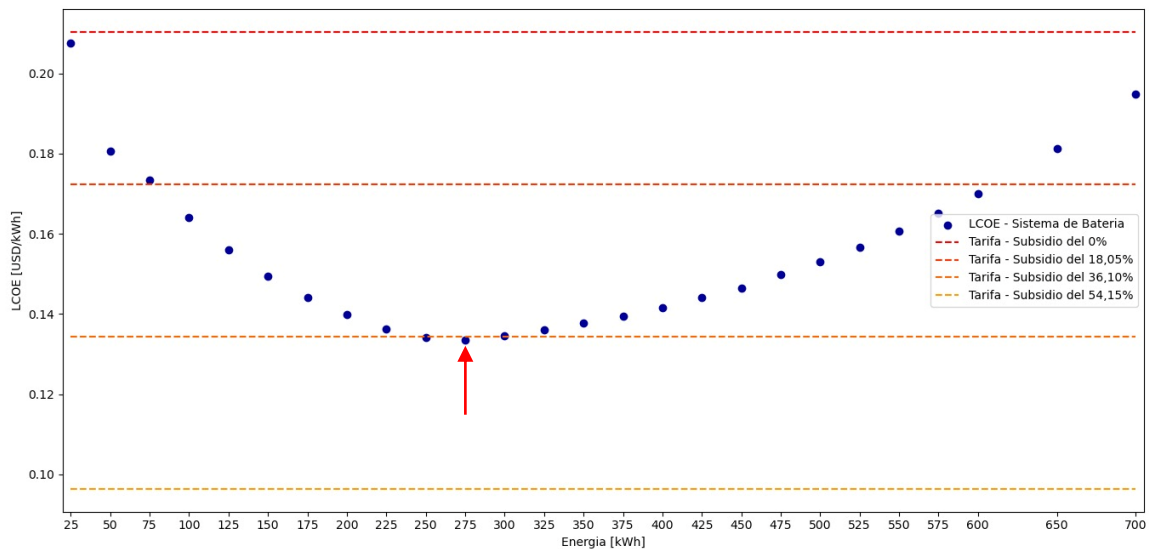
Subsidio	Cargo energía hs. Pico (USD/kWh)
54,15%	0,09644
36,10%	0,13441
18,05%	0,17238
0,00%	0,21035

El criterio de selección se basa en identificar el LCOE más bajo en relación con los costos de la tarifa. Cuando el LCOE del sistema de baterías es menor que el costo de la electricidad proveniente de la red significa que el costo de producir y almacenar electricidad utilizando el sistema de baterías es más bajo que el costo de compra. Esto hace que la inversión en el sistema de baterías sea económicamente atractiva y rentable. Lo que permite determinar el nivel óptimo de energía nominal del sistema de baterías en función de consideraciones económicas.

La Figura 91 muestra los resultados obtenidos, revelando un patrón no lineal en la variación del LCOE, sino más bien una tendencia cuadrática. En detalle, el 19% de los puntos analizados demuestran rentabilidad únicamente para un nivel de subsidios del 0%. Además, el 77% de los puntos muestran rentabilidad solo para dos niveles de tarifas subsidiadas (0% y 18,05%). Por último, solo el 4% de los puntos de energía estudiados son rentables para tres de los cuatro niveles de subsidio de tarifa (0%, 18,05% y 36,10%), siendo este caso representado por un único punto en el conjunto de datos.

<sup>21</sup> Valor común para todos los sistemas de almacenamiento, extraído de los datasheet de los sistemas.

Siguiendo el esquema anterior, se puede agregar la información sobre el punto óptimo correspondiente al 4% mencionado, que coincide con una producción de energía de 275 kWh. Este punto se identifica como el óptimo dentro del análisis, ya que es rentable para tres de los cuatro niveles de tarifa subsidiada, excluyendo únicamente la tarifa con subsidio del 54,15% para el horario pico. Este resultado sugiere que, bajo las condiciones especificadas, un sistema con una producción de **275 kWh** de energía se presenta como la opción más eficiente y rentable.



**Figura 91.** Variación del LCOE para los diversos pasos de energía.

## 1.6 Sistema seleccionado

Para cubrir la demanda de energía de 275 kWh identificada como óptima dentro del análisis, se ha optado por utilizar el sistema **de baterías de litio Growatt ARK SPH TL3 25.6 kWh**. Este sistema se caracteriza por su capacidad de almacenamiento y su eficiencia en la gestión de la energía, que lo convierten en una opción adecuada para satisfacer las necesidades energéticas requeridas.

Se propone entonces la instalación de un total de 11 unidades del sistema de baterías Growatt ARK SPH TL3 25.6 kWh (Figura 92). Estos sistemas son de alto voltaje, aptos para esquemas de autoconsumo con la posibilidad de almacenar excedentes de producción. Tiene una larga vida útil e incluye la base, 10 módulos y un controlador BMS para comunicarse con los inversores.



**Figura 92.** Sistema de baterías seleccionado, Growatt ARK SPH TL3 de 10 módulos.

Datasheet	ARK 25.6H
System Demo	
Battery Module	
Number of Modules	10
Energy Capacity	25.6kWh
Usable Capacity	23.04kWh
Nominal Voltage	512V
Operating Voltage Range	472-568V
Dimension (W/D/H)*	650/250/1985mm
Weight	280kg

**Figura 93.** Características técnicas del sistema de baterías seleccionado.

Esta configuración se ha determinado tras un análisis detallado de las características técnicas del sistema y de la demanda energética específica del proyecto. Al distribuir estas unidades de manera estratégica, se garantizará una cobertura completa de la demanda de energía requerida, asegurando así un suministro constante y confiable.

La selección de las baterías de litio Growatt ARK SPH TL3 se basa en su capacidad de almacenamiento, eficiencia y confiabilidad. Estas baterías ofrecen una solución robusta y escalable para satisfacer las necesidades energéticas del proyecto, asegurando al mismo tiempo un rendimiento óptimo y una larga vida útil. Además, su diseño modular permite una fácil instalación y mantenimiento, lo que contribuye a la viabilidad y eficiencia del sistema en su conjunto.

### 1.7 Impacto de la incorporación del sistema de baterías

En este apartado, se examinan dos escenarios: uno de autoconsumo base sin almacenamiento, y otro que incorpora baterías. El enfoque se basa en analizar cómo el uso de baterías impacta en la eficiencia y rentabilidad del autoconsumo de energía solar, evaluando el potencial del sistema de almacenamiento seleccionado. Este análisis permite dejar en evidencia cómo se puede optimizar la utilización de la energía solar generada localmente, en pos de avanzar hacia un futuro energético más sostenible.

La Características técnicas del sistema de baterías seleccionado. permite observar con claridad el impacto del sistema de almacenamiento de energía seleccionado. Las columnas azules representan el autoconsumo base, mientras que las columnas naranjas muestran el autoconsumo base combinado con el generado por el sistema de baterías, expresados como porcentaje de la generación total del PFV. Dicho porcentaje se calcula mediante la relación entre la energía destinada al autoconsumo y la generación total del PFV<sup>22</sup>.

Los resultados revelan un incremento significativo en el autoconsumo de los usuarios cuando se incorpora el sistema de baterías. A medida que transcurren los años, se nota una tendencia de igualación en los porcentajes de autoconsumo de ambos casos. Esto se debe a la disminución anual en el rendimiento del sistema fotovoltaico, lo que ocasiona una reducción progresiva en la cantidad de energía almacenada año tras año.

---

<sup>22</sup> El porcentaje restante corresponde a la energía que es inyectada hacia la red.

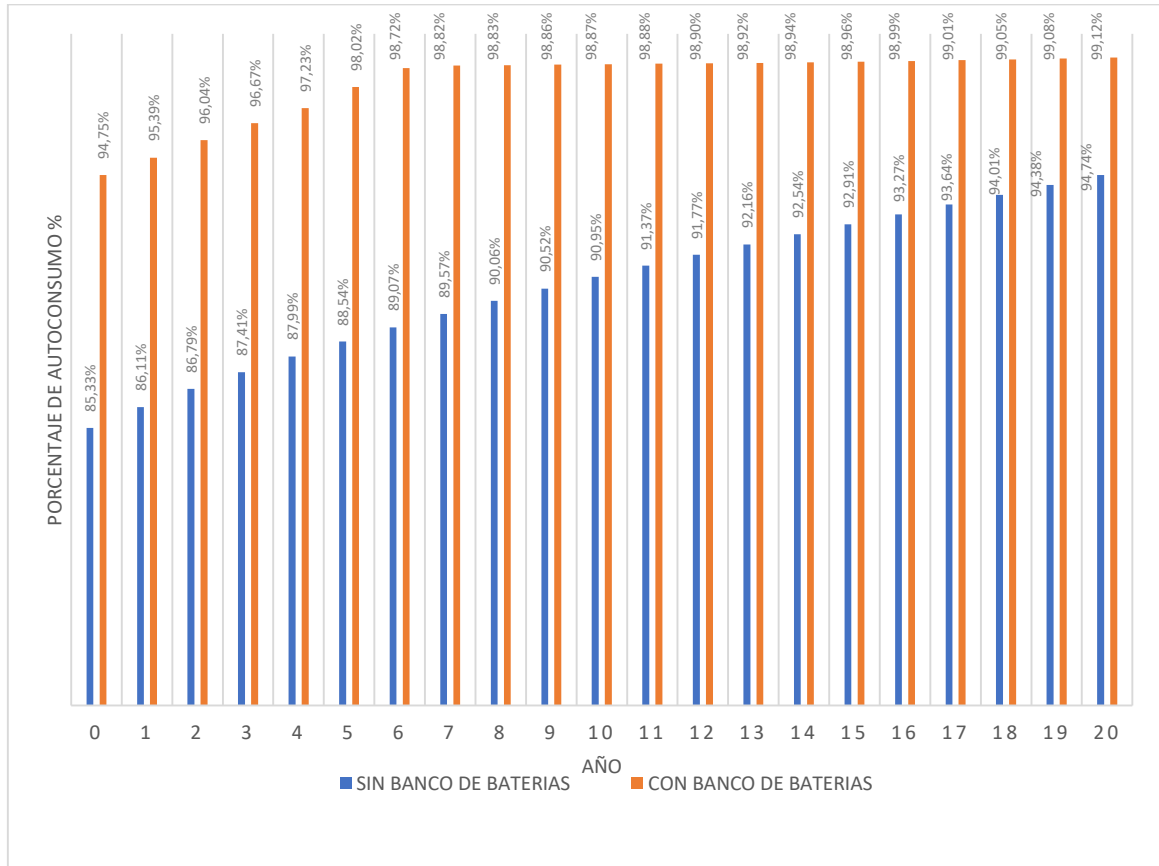


Figura 94. Características técnicas del sistema de baterías seleccionado.

## 6. CONCLUSIONES FINALES

### 6.1 Selección del PFV y del sistema de almacenamiento

La integración de un PFV en un tramo de red requiere un análisis exhaustivo desde múltiples perspectivas, considerando una amplia gama de variables que deben ser evaluadas en conjunto para identificar la solución óptima. Este proceso implica ponderar y equilibrar las variables relevantes que influyen en la decisión final, tal como se ha abordado en el presente proyecto.

Tras realizar diversos análisis detallados, y basándonos en los resultados presentados en las secciones 4.2.13 y 4.3.11, se concluye que la incorporación de un PFV de 1,75 MW en el tramo de red del alimentador Ataliva de SUN emerge como la solución más eficiente, óptima y rentable para la problemática abordada. Esta solución conlleva importantes beneficios, tanto desde el punto de vista técnico-económico para la empresa distribuidora, como económico para los usuarios del clúster de industrias.

Además, para aumentar aún más la rentabilidad del proyecto en su conjunto, se propone la integración de un sistema de almacenamiento con una potencia de 275 kWh, con el objetivo de maximizar tanto el beneficio para el clúster de industrias como el autoconsumo de energía.

### 6.2 Conclusiones generales

La implementación de un sistema de energía alternativa, como un parque fotovoltaico, ofrece significativos beneficios en diversos aspectos, beneficiando tanto al usuario generador como a la empresa distribuidora, y al entorno medioambiental en el que se establece. Aunque el cálculo, diseño e instalación presentan cierta complejidad debido a la gran cantidad de variables que deben considerarse para determinar la opción más rentable y eficiente, las recompensas resultantes justifican ampliamente su estudio. Es importante destacar que dichas ventajas son directamente proporcionales al nivel de inversión inicial que el usuario esté dispuesto a realizar, dado que se manifiestan a largo plazo. En este contexto, el programa ERA Colaborativo propuesto por el Ministerio de Ambiente y Cambio Climático de la Provincia de Santa Fe surge como una innovadora alternativa, cuyo objetivo principal es ofrecer a los usuarios la posibilidad de colaborar para facilitar la implementación de estas plantas de energía. El programa proporciona acceso a esquemas de repago sostenibles a lo largo del tiempo, beneficiando tanto a los inversionistas como a los fondos provinciales.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Helicol México Solar, «Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red », 2022
- [2] Universidad Politecnica Salesiana, «Diseño de un sistema de generación distribuida», 2022
- [3] Sonia M<sup>a</sup> Sandoval Valmaña, «Implementación de una metodología GIS para la localización óptima de plantas fotovoltaicas en la Comunidad Valenciana», 2021
- [4] PVEDUCATION, «Medición de la Radiación Solar», 2023
- [5] Dronica, «Levantamiento topográfico en PFV», 2023.
- [6] Enel x, «Como puede aplicarse la energía solar a la industria», 2023
- [7] TRONEX, «Beneficios de los paneles solares en la industria», 2023
- [8] Basso S.A. URL: <https://www.basso.com.ar/ES/Institucional.aspx>
- [9] Mistura S.A. URL: <https://www.misturasa.com/>
- [10] Motor Parts S.A. URL: <https://www.mparts.com.ar/ES/Empresa/>
- [11] Loyarte, Ariel «Modelado, Optimización y Gestión de Micro-Redes Eléctricas: Operatorias en los Modos Isla e Interconectado», PhD thesis (Cap. 2), 2020
- [12] Nacional Renewable Energy Laboratory (NREL), URL: <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer>
- [13] EPESF
- [14] EPESF, «Audiencia pública para la actualización del valor agregado de distribución de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe», 2023
- [15] Canadian Solar – BiHiKu7, URL: [https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2020/10/06153525/CS-Datasheet-BiHiKu7\\_CS7N-MB-AG\\_v2.4\\_EN.pdf](https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2020/10/06153525/CS-Datasheet-BiHiKu7_CS7N-MB-AG_v2.4_EN.pdf)
- [16] Inversor GoodWe - GW250KN, URL: [https://es.goodwe.com/Ftp/Downloads/Datasheet/ES/GW\\_HT%201500V\\_Datasheet\\_EMEA-ES.pdf](https://es.goodwe.com/Ftp/Downloads/Datasheet/ES/GW_HT%201500V_Datasheet_EMEA-ES.pdf)
- [17] EPESF, «Anexo 1 - Procedimiento técnico para la conexión de grupos generadores en isla o en paralelo con la red de la EPESF», 2013
- [18] EPESF, «Anexo II – Requisitos Técnicos», 2023
- [19] EPESF, «Cuadro tarifario completo – Tarifa 2 Grandes Usuarios», 2022
- [20] EPESF, «Incentivos y VIUG», 2022
- [21] CAMESA, «Resumen de las Principales Variables del MEM – Datos de Análisis», 2022



- [22] EPESF, «I-APL-001: Evaluación Económica de Obras – Versión 7», 2019
- [23] Ulises Manassero, «Planilla de Costos Generales de SEP», 2023
- [24] Ulises Manassero, «Evaluación Económica de Proyectos», 2023
- [25] Índice de volatilidad en cluster de empresas, URL: [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/Betas.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html)
- [26] Toma de decisiones bajo incertidumbre, URL: [https://udoanalisideriesgo.fandom.com/es/wiki/Toma\\_de\\_decisiones\\_bajo\\_incetidumbre](https://udoanalisideriesgo.fandom.com/es/wiki/Toma_de_decisiones_bajo_incetidumbre)
- [27] Teoría de las Decisiones, «Universidad Católica Boliviana San Pablo», 2010
- [28] Enligh, «Baterías para placas solares», 2023
- [29] Batería Litio 4.8kWh. URL: <https://shop.suriaenergy.com/40p44-Bater%C3%83%C2%ADa-de-Litio-Growatt-Hope-4.8L-C1-48V-4800Wh-+-Kit-conexi%C3%83%C2%B3n#:~:text=Bater%C3%ADa%20de%20Litio%20Growatt%20Hope,a%20%24%202.940.420%20en%20SuriaEnergy>
- [30] Batería GoodWe Lynx Home U (LV) 5,4 kWh. URL: [Batería De Litio GoodWe Lynx Home U \(LV\) 5,4kWh 48V | EIAlmacenFotovoltaico.com](https://www.ei.com.ar/AlmacenFotovoltaico.com/Bater%C3%ADa-De-Litio-GoodWe-Lynx-Home-U-5,4kWh-48V)
- [31] Batería De Litio GoodWe Lynx Home U 5,4kW (LV). URL: <https://www.damiasolar.com/baterias-solares/bateria-de-litio-goodwe-lynx-home-u-54kw-lv.html#:~:text=2.388%2C00%20%E2%82%AC%20IVA%20incluido>.
- [32] Batería Litio Growatt ARK XH 10.2kWh. URL: [Batería Litio Growatt ARK XH 10.2kWh | AutoSolar](https://www.automatizaciones.com.ar/Bater%C3%ADa-Litio-Growatt-ARK-XH-10.2kWh-|AutoSolar)
- [33] Batería Litio Growatt ARK SPH TL3 15.3kWh. URL: [Batería Litio Growatt ARK SPH TL3 15.3kWh | AutoSolar](https://www.automatizaciones.com.ar/Bater%C3%ADa-Litio-Growatt-ARK-SPH-TL3-15.3kWh-|AutoSolar)
- [34] Batería Litio Growatt ARK SPH TL3 20.4kWh. URL: [Batería Litio Growatt ARK SPH TL3 20.4kWh | AutoSolar](https://www.automatizaciones.com.ar/Bater%C3%ADa-Litio-Growatt-ARK-SPH-TL3-20.4kWh-|AutoSolar)
- [35] Batería Litio Growatt ARK SPH TL3 25.6kWh. URL: [Batería Litio Growatt ARK SPH TL3 25.6kWh | AutoSolar](https://www.automatizaciones.com.ar/Bater%C3%ADa-Litio-Growatt-ARK-SPH-TL3-25.6kWh-|AutoSolar)
- [36] Ulises Manassero, «Trabajo integrador», 2023