

TRABAJO FINAL DE GRADO

Agosto de 2024

**Análisis de factibilidad técnica en la instalación de un parque de generación distribuida fotovoltaica en la red de distribución en 13,2kV de Balcarce**

Autor: **Soria, Jonathan Daniel**

DNI: **39.342.548**

Nro. de Legajo Alumno: **11.098**

Mail de Contacto: [jonathandsoria@gmail.com](mailto:jonathandsoria@gmail.com)

Fecha Defensa: **09/08/2024**

Carrera: **Ingeniería Eléctrica**

DIRECTORES DEL PROYECTO

DIRECTOR: Mg. Ing. Daniel Orlando Anaut

CODIRECTOR: Ing. Juan Vignerte

Comisión Evaluadora:

Esp. Ing. Guillermo di Mauro

Mg. Ing. Carlos Agüero

Mar del Plata, 09/08/2024.-

**Índice**

**RESUMEN.....**



RINFI es desarrollado por la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución- NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

TRABAJO FINAL DE GRADO

Agosto de 2024

**Análisis de factibilidad técnica en la instalación de un parque de generación distribuida fotovoltaica en la red de distribución en 13,2kV de Balcarce**

Autor: **Soria, Jonathan Daniel**

DNI: **39.342.548**

Nro. de Legajo Alumno: **11.098**

Mail de Contacto: [jonathandsoria@gmail.com](mailto:jonathandsoria@gmail.com)

Fecha Defensa: **09/08/2024**

Carrera: **Ingeniería Eléctrica**

DIRECTORES DEL PROYECTO

DIRECTOR: Mg. Ing. Daniel Orlando Anaut

CODIRECTOR: Ing. Juan Vignerte

Comisión Evaluadora:

Esp. Ing. Guillermo di Mauro

Mg. Ing. Carlos Agüero

Mar del Plata, 09/08/2024.-

**Índice**

**RESUMEN.....**

<b>CAPÍTULO 1 - Introducción.....</b>	
1.1 - Motivación.....	
1.1.1 - El contexto global y local de la energía eléctrica.....	
1.1.2 - La actualidad de las redes eléctricas.....	
1.2 - Conclusiones del capítulo.....	
<b>CAPÍTULO 2 - Marco regulatorio de Argentina sobre la generación distribuida y calidad de la energía.....</b>	
2.1 - Ley Nº 27424 - Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública.....	
2.1.1 - Decreto 986/2018 - Anexo de la Ley Nº 27424.....	
2.2 - Resolución 314/2018 y su anexo.....	
2.2.1 - Categorización de usuarios-generadores.....	
2.2.2 - Criterios para autorización de conexión y reserva de potencia.....	
2.2.3 - Estudio de viabilidad de conexión.....	
2.3 - Disposición 97/2019.....	
2.3.1 - Procedimiento administrativo.....	
2.3.2 - Elementos de protección y maniobra y puesta a tierra.....	
2.4 - Resolución 608/2023.....	
2.5 - Procedimiento técnico para la conexión de GD en Santa Fe.....	
2.6 - Normas de calidad del producto técnico.....	
2.6.1 - Tensión en régimen permanente.....	
2.6.2 - Flicker.....	
2.6.3 - Emisión de armónicas de corriente.....	
2.6.4 - Emisión de armónicas de tensión.....	
2.7 - Conclusiones del capítulo.....	
<b>CAPÍTULO 3 - Impacto de la generación distribuida en las redes.....</b>	
3.1 - Ventajas y desventajas generales de la generación distribuida.....	
3.2 - Efectos en los niveles de tensión en régimen permanente y las pérdidas del sistema.....	
3.2.1 - Flujos de carga en un sistema de dos barras.....	
3.2.2 - Efectos sobre el nivel de tensión de la generación distribuida.....	
3.2.3 - Efectos sobre las pérdidas de potencia de la red.....	
3.3 - Comportamiento del sistema bajo condición de cortocircuito.....	
3.3.1 - Impacto sobre cortocircuitos trifásicos en generación distribuida con máquinas rotantes.....	
3.3.2 - Impacto del tratamiento del neutro y sobre cortocircuitos monofásicos.....	
3.3.3 - Consideraciones adicionales sobre generación distribuida con interface de inversores (GDII).....	
3.4 - Consecuencias sobre los sistemas de protección.....	
3.4.1 - Disparo indeseado de protecciones ("False tripping").....	
3.4.2 - Cegamiento de la protección ("Protection blinding").....	
3.4.3 - Coordinación reconectador-fusibles.....	
3.4.4 - Recierres fallidos de reconectores.....	
3.5 - Operación indeseada en isla.....	

3.6 - Recierre desincronizado durante fallas.....	
3.7 - Flicker.....	
3.8 - Armónicos.....	
3.9 - Soluciones propuestas.....	
3.9.1 - Desconexión de la GD ante una cortocircuito.....	
3.9.2 - Reconfiguración o cambio de aparataje.....	
3.9.3 - Limitación en el nivel de penetración de la GD.....	
3.9.4 - Protecciones adaptativas.....	
3.10 - Conclusiones del capítulo.....	
<b>CAPÍTULO 4 - Distribuidor bajo estudio y modelado de la red.....</b>	
4.1 - Red externa y conexión con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).....	
4.2 - ET BALCARCE.....	
4.2.1 - Transformadores.....	
4.2.2 - Protecciones.....	
4.3 - Distribuidor bajo análisis.....	
4.3.1 - Potencia del distribuidor.....	
4.3.2 - Línea de distribución.....	
4.3.3 - Aparatos de maniobra y protecciones de la línea y transformadores.....	
4.4 - Modelización de la fuente generadora en DigSilent.....	
4.5 - Modelización de las subestaciones.....	
<b>CAPÍTULO 5 - Simulación y resultados.....</b>	
5.1 - Variación de tensión y pérdidas.....	
5.1.1 - Variación de tensión.....	
5.1.2 - Pérdidas y carga en la línea.....	
5.2 - Cortocircuitos.....	
<b>CAPÍTULO 6 - Protecciones, coordinación e impacto de la generación distribuida.....</b>	
6.1 - Elección fusibles MT de transformadores.....	
6.2 - Coordinación fusibles MT de línea con fusibles MT de transformadores.....	
6.3 - Coordinación entre fusibles MT de línea.....	
6.3.1 - Casos particulares: A217 (aguas abajo) y Reconector 1 (aguas arriba).....	
6.3.2 - Casos particulares: SC079 (aguas abajo) y Reconector 2 (aguas arriba).....	
6.4 - Potencia límite de GD en el punto para pérdida de coordinación.....	
6.4.1 - Reconectores y protecciones de 13,2 kV de la ET.....	
6.4.2 - Coordinación entre fusibles de la línea.....	
6.5 - Conclusiones del capítulo.....	
<b>CAPÍTULO 7 - Impacto ambiental de las tecnologías fotovoltaicas.....</b>	
7.1 - Análisis de bibliografía.....	
7.2 - Posible impacto del modelo analizado.....	
7.2.1 - Reducción en la emisión de gases de efecto invernadero.....	
7.2.2 - Calidad del suelo y contaminación.....	
7.2.3 - Uso de la tierra.....	
7.2.4 - Reflectividad y variación de la temperatura temperatura.....	
7.2.5 - Impacto sobre la biodiversidad.....	
7.2.6 - Co-locación con agricultura.....	

7.2.7 - Utilización de suelos degradados.....	
7.3 - Otros impactos ambientales de los parques solares fotovoltaicos.....	
7.3.1 - Cambios en la sedimentación y erosión del suelo.....	
7.3.2 - Uso del agua.....	
7.3.3 - Conservación de cuerpos de agua mediante paneles solares de soporte flotante.....	
7.3.4 - Utilización de subproductos de otros procesos en la fabricación de paneles fotovoltaicos.....	

**CONCLUSIONES.....**

**REFERENCIAS.....**

**ANEXO.....**

Anexo I - Tabla de subestaciones pertenecientes al distribuidor bajo análisis.....	
Anexo II - Zonas y ubicación de las subestaciones.....	
Anexo III - Tabla para coordinación de protecciones.....	
Anexo IV - Diagrama unifilar del alimentador bajo estudio.....	
Anexo V - Diagrama unifilar de conexión a la red para potencias mayores a 300 kW.....	

## Índice de tablas y figuras

[Tabla 1.1.1.1 - Potencia instalada en Argentina por fuente primaria en 2022 \[4\]](#)

[Tabla 2.3.2.1 - Valores mínimos y máximos para variables a controlar y tiempos de apertura de protecciones](#)

[Tabla 2.5.1 - Valores límite de Pst según Resolución ENRE N° 0099/1997 \[26\]](#)

[Tabla 2.6.1.1 - Variación de tensión admisible según contrato de concesión municipal. OCEBA \[28\]](#)

[Tabla 2.6.3.1 - Valores límite de armónicas de corriente y tasa de distorsión total \[26\]](#)

[Tabla 2.6.4.1-a - Valores límite de armónicas de tensión y tasa de distorsión total para usuarios en MT y AT \[27\]](#)

[Tabla 2.6.4.1-b - Valores límite de armónicas de tensión y tasa de distorsión total para usuarios en BT \[27\]](#)

[Tabla 2.7.1 - Resumen de las reglamentaciones y límites aplicables a cada variable desarrolladas en el capítulo](#)

[Tabla 2.7.1 \(continuación\) - Resumen de las reglamentaciones y límites aplicables a cada variable desarrolladas en el capítulo](#)

[Tabla 4.1.1 - Datos de la red externa a la ET BALCARCE](#)

[Tabla 4.2.1.1 - Datos del transformador "1" de la ET BALCARCE](#)

[Tabla 4.2.1.2 - Datos del transformador "2" de la ET BALCARCE](#)

[Tabla 4.2.2.1 - Datos de los TI de protección](#)

[Tabla 4.2.2.2 - Datos de los relés de máxima corriente de las salidas en 13,2 kV](#)

[Tabla 4.3.2.1 - Datos eléctricos y geométricos de los conductores del distribuidor](#)

[Tabla 4.3.3.1 - Características técnicas del seccionador bajo carga Omni-rupter \[59\]](#)

[Tabla 4.3.3.2 - Características generales de los reconectores de la red \[60\]](#)

[Tabla 4.3.3.3 - Configuración de los reconectores](#)

[Tabla 4.3.3.4 - Datos técnicos de los descargadores utilizados en la línea \[61\]](#)

[Tabla 4.4.1 - Datos de la fuente de GD para la simulación de cortocircuitos](#)  
[Tabla 5.1.1.1 - Variaciones de tensión en el distribuidor al introducir GD](#)  
[Tabla 5.1.1.2 - Valores calculados para evaluar variaciones de tensión según f.d.p.](#)  
[Tabla 5.1.2.1 - Cambios en la energía activa y reactiva de pérdidas al introducir GD a la red](#)  
[Tabla 5.2.1 - Comparativa de los datos de cortocircuito con y sin aporte de la GD](#)  
[Tabla 5.2.2 - Variación de tensión en las fases sanas en cortocircuito monofásico mínimo](#)  
[Tabla 6.1.1 - Elección de fusibles de MT para cada transformador](#)  
[Tabla 6.2.1 - Corrientes de cortocircuito y calibre de fusible de transformadores](#)  
[Tabla 6.2.2 - Coordinación entre fusibles de línea y de transformadores](#)  
[Tabla 6.3.1 - Factor de simultaneidad para seccionadores-fusibles](#)  
[Tabla 6.3.2 - Elección de fusibles para seccionador-fusible A232](#)  
[Tabla 6.3.3 - Elección de fusibles para seccionador-fusible SC007](#)  
[Tabla 6.3.3 - Elección de fusibles para seccionador-fusible A216](#)  
[Tabla 6.3.4 - Elección de fusibles para cada seccionador-fusible de la línea](#)  
[Tabla 6.3.1.1 - Factor de corrección por calentamiento en ciclo de operación de reconectores \[63\]](#)  
[Tabla 6.4.2.1 - Resumen de datos de coordinación en presencia de GD y potencia límite](#)  
[Tabla 7.2.1 - Datos del panel fotovoltaico monocristalino Maxeon 6 \[69\]](#)  
[Tabla 7.2.1.1 - Emisión de CO<sub>2</sub>-equivalente a lo largo de la vida útil de distintas tecnologías de generación\[64\]](#)  
[Tabla I.1 - Tabla de subestaciones del alimentador y su potencia nominal](#)  
[Tabla III.1 - Tabla para verificación de coordinación y elección de fusibles](#)

[Figura 1.1.1.1 - Gráfico conjunto de la variación de la demanda de energía y del PBI \[4\]](#)  
[Figura 1.1.1.2 - Consumo de energía eléctrica en el mundo según su fuente de generación entre 1800 y 2022 \[6\]](#)  
[Figura 1.1.1.3 - Evolución de la oferta en Argentina entre 1922 y 2022 \[4\]](#)  
[Figura 1.1.1.4 - Evolución temporal de las concentraciones de los GEI \[9\]](#)  
[Figura 1.1.1.5 - Emisiones de CO<sub>2</sub> por sector a lo largo del tiempo \[10\]](#)  
[Figura 1.1.2.1 - Demanda de energía cubierta por generación renovable por año \[4\]](#)  
[Figura 1.1.2.2 - LCOE para distintas tecnologías entre 2009 y 2019 \[16\]](#)  
[Figura 1.1.2.3 - Precio por Watt a través del tiempo de los distintos tipos de paneles solares \[18\]](#)  
[Figura 1.1.2.4 - Precio por Watt contra potencia instalada de paneles fotovoltaicos \[16\]](#)  
[Figura 2.3.2.1 - Unifilar para equipos de GD de tecnología solar fotovoltaica](#)  
[Figura 2.3.2.2 - Unifilar para equipos de GD de otras tecnologías \(no fotovoltaicas\)](#)  
[Figura 2.6.2.1 - Curva de flicker para umbral Pst=1 \[29\]](#)  
[Figura 3.2.1.1 - Sistema de distribución de dos barras](#)  
[Figura 3.2.1.2 - Perfil de tensión de un distribuidor \[34\]](#)  
[Figura 3.2.2.1 - Sistema de distribución con GD en una barra \[34\]](#)  
[Figura 3.2.2.2 - Perfil de tensión con GD conectada a la red de distribución \[34\]](#)  
[Figura 3.2.2.3 - Perfil de tensión de un distribuidor con GD conectada cerca de la ET o un regulador de tensión \[15\]](#)  
[Figura 3.2.2.4 - Red modelada para simulación de impacto de GD \[32\]](#)  
[Figura 3.2.2.5-a - Perfiles de tensión para distintas tecnologías, grado de penetración y factor de](#)

[potencia en el alimentador 5 \[32\]](#)

[Figura 3.2.2.5-b - Perfiles de tensión para distintas tecnologías, grado de penetración y factor de potencia en el alimentador 9 \[32\]](#)

[Figura 3.2.3.1-a - Pérdidas activas según grado de penetración de la GD y factor de potencia \[32\]](#)

[Figura 3.2.3.1-b - Pérdidas reactivas según grado de penetración de la GD y factor de potencia \[32\]](#)

[Figura 3.3.1.1 - Unifilar del distribuidor con GD conectada](#)

[Figura 3.3.1.2 - Circuito equivalente para caso con máquinas rotantes](#)

[Figura 3.3.2.1 - Redes de secuencia para un cortocircuito monofásico a tierra en la fase "R" \[41\]](#)

[Figura 3.3.2.2 - Sobretensiones en las fases sanas según la relación  \$Z\_0/Z\_1\$  \[43\]](#)

[Figura 3.3.2.3 - Redes de secuencia para un transformador con conexiones Yn-Yn-D \[43\]](#)

[Figura 3.3.2.4 - a - Red de secuencia positiva y su equivalente de Thevenin para una falla en el punto "F"](#)

[Figura 3.3.2.4 - b - Red de secuencia negativa y su equivalente de Thevenin para una falla en el punto "F"](#)

[Figura 3.3.2.4 - c - Red de secuencia homopolar y su equivalente de Thevenin para una falla en el punto "F"](#)

[Figura 3.3.2.5 - Circuito equivalente completo para una falla monofásica a tierra en el punto "F"](#)

[Figura 3.3.2.6 – Circuito equivalente reducido del cortocircuito monofásico](#)

[Figura 3.3.2.7 - Comparación de circuitos para CC trifásico \(izquierda\) y monofásico \(derecha\)](#)

[Figura 3.3.2.8 - Conexión de pantalla electrostática a tierra en un único extremo y tensión inducida en la misma \[45\]](#)

[Figura 3.3.2.9 - Conexión de pantalla electrostática a tierra en ambos extremos y tensión inducida en la misma \[45\]](#)

[Figura 3.3.2.10 - Método de trasposición de pantallas y tensión inducida en la misma \[45\]](#)

[Figura 3.3.2.11 - Esquema de una falla a tierra con presencia de cables subterráneos \[46\]](#)

[Figura 3.3.2.12 - Sobretensiones y corriente de cortocircuito según impedancia  \$Z\_0\$  \[46\]](#)

[Figura 3.4.1.1 - Flujo inverso de potencia ante una falla en un distribuidor paralelo](#)

[Figura 3.4.1.2 - Aumento de la corriente de cortocircuito y pérdida de coordinación por introducir GD](#)

[Figura 4.1.1 - Datos de la red externa modelada en DigSilent](#)

[Figura 4.3.1 - Traza del distribuidor analizado](#)

[Figura 4.3.2 - Delimitación de las zonas del distribuidor](#)

[Figura 4.3.2.1 - Esquema de la geometría de las líneas de distribución en 13,2 kV del distribuidor bajo estudio](#)

[Figura 4.3.3.1 - Imagen del seccionador bajo carga Omni-rupter montado sobre poste \[59\]](#)

[Figura 4.3.3.2 - Ciclo de operación para el reconectador R1](#)

[Figura 4.3.3.4 - Ciclo de operación para el reconectador R2](#)

[Figura 4.4.1 - Ubicación propuesta de la GD en el plano](#)

[Figura 4.4.2 - Curva de generación de la GD para enero y julio](#)

[Figura 4.5.1 - Curva de carga residencial considerada](#)

[Figura 4.5.2 - Curva de carga industrial considerada](#)

[Figura 5.1.1.1 - a - Variación de tensión en las barras luego de conectar GD con  \$fdp=1\$](#)

[Figura 5.1.1.1 - b - Variación de tensión en las barras luego de conectar GD con  \$fdp=0.8\$](#)

[capacitivo](#)

[Figura 5.1.1.1 - c - Variación de tensión en las barras luego de conectar GD con  \$f\_{dp}=0.8\$  inductivo](#)

[Figura 5.1.2.2 – Carga de la línea para cada escenario simulado](#)

[Figura 5.1.2.2 - Pérdidas de potencia y energía activa para los tres escenarios descriptos](#)

[Figura 5.1.2.3 - Pérdidas de potencia y energía reactiva para los tres escenarios descriptos](#)

[Figura 6.1.1 - Ejemplo de elección de fusibles de MT para un transformador de 100 kVA](#)

[Figura 6.2.1 - Ejemplo coordinación entre fusibles de MT en un rango de corrientes](#)

[Figura 6.3.1 - Esquema de ubicación de falla para cálculo de corrientes máximas y mínimas en coordinación](#)

[Figura 6.3.2 - Puntos de cálculo de fallas para coordinación entre fusibles de línea para los seccionadores A216-SC007 y A216-A232](#)

[Figura 6.3.3 - Curvas de despeje y fusión de los fusibles para la coordinación entre el A216 y SC007](#)

[Figura 6.3.4 - Verificación de coordinación entre A232 \(despeje-3A\) y A216 \(fusión-30A\)](#)

[Figura 6.3.1.1 - Esquema de calentamiento de fusible durante un ciclo de apertura y cierre de un reconectador](#)

[Figura 6.3.1.2 - Gráfica para coordinación entre reconectador 1 y A217](#)

[Figura 6.3.2.1 - Gráfica para coordinación entre reconectador 2 y SC079](#)

[Figura 6.4.2.1 - Gráfica para coordinación con presencia de GD entre el A217 y el A218](#)

[Figura 6.4.2.2 - Gráfica para coordinación con presencia de GD entre el SC065 y el AR8](#)

[Figura 7.2.1 - Dimensiones del panel fotovoltaico monocristalino Maxeon 6](#)

[Figura II.1 - a - Esquema del recorrido de la línea y ubicación de las SE](#)

[Figura II.1 - b - Esquema del recorrido de la línea y ubicación de las SE con delimitación por zonas](#)

[Figura IV.1 - Esquema unifilar del alimentador bajo estudio](#)

[Figura V.1 - Unifilar para potencias de GD mayores a 300 kW \[25\]](#)

## RESUMEN

Este trabajo consiste en analizar los distintos aspectos técnicos de interés a la hora de transformar una red originalmente pasiva (flujo de potencia en un único sentido) a una red activa (flujos de potencia en ambas direcciones) a través de insertar generación distribuida fotovoltaica en un punto de la red. Las variables a estudiar se basan en las exigencias técnicas estipuladas por reglamentación local y en las limitaciones de la infraestructura eléctrica actual.

En primer lugar, se plantean las motivaciones del trabajo. Se desarrollan las ideas y conceptos multidisciplinarios que se interrelacionan para entender el contexto económico, ambiental y electrotécnico de la energía y las redes eléctricas, los problemas actuales y a futuro que se deben resolver y cómo la generación distribuida a través de recursos renovables puede ayudar a solventar dichos problemas.

Se dedicó el Capítulo 2 para destacar los escritos legales a nivel nacional, provincial y municipal que tienen injerencia en los requisitos técnicos de las redes eléctricas y la energía eléctrica. Se detallan los procedimientos y requisitos que deben cumplir las distribuidoras y los usuarios al

instalarse generación distribuida con conexión a la red y posibilidad de inyección de energía a la misma.

En el Capítulo 3 se explican los impactos de la generación distribuida en las redes eléctricas, sus ventajas y desventajas, y se desarrollan los conceptos teóricos que fundamentan lo anterior. El capítulo trata los impactos en régimen permanente, en cortocircuito, y las consecuencias sobre los equipos de protección. Por último, se mencionan distintas soluciones a estos problemas propuestas por distintos autores.

En las secciones posteriores se explica el modelado de la red y la generación distribuida en el software Digsilent, las simulaciones realizadas, los resultados y conclusiones que se obtuvieron, y el análisis del comportamiento de las protecciones actuales ante la implementación de generación distribuida según las consideraciones sobre la red hechas en el trabajo.

Se encontró que el impacto más significativo se presenta en el nivel de tensión en el punto de conexión. Este factor es el limitante para la potencia a instalar en un punto discreto de la red debido a las exigencias sobre los niveles de tensión y su variación admisible. Para la potencia de generación distribuida considerada (350 kVA), los impactos sobre el sistema de protecciones son de poca importancia debido al comportamiento de los inversores en cortocircuito, que resulta en aportes muy pequeños de corriente en comparación a la red.

Por último, se explican los distintos impactos, tanto positivos como negativos, de la generación fotovoltaica y cuáles podrían ser de aplicación para proyectos a realizarse en el partido.

# CAPÍTULO 1 - Introducción

## 1.1 - Motivación

### 1.1.1 - El contexto global y local de la energía eléctrica

La energía es fundamental para el funcionamiento y el crecimiento de las sociedades actuales. Si bien existen múltiples trabajos de investigación sobre la dirección de la causalidad entre el crecimiento económico y el consumo de energía y aún no se ha llegado a un consenso, es indudable que existen cuestiones a resolver si se busca un desarrollo económico sostenido en un marco de límites físicos impuestos por recursos naturales limitados para la generación de la misma [1][2][3]. Se muestra en la Figura 1.1.1.1 la variación del PBI y de la demanda de potencia local entre 1992 y 2022 para el caso de Argentina.

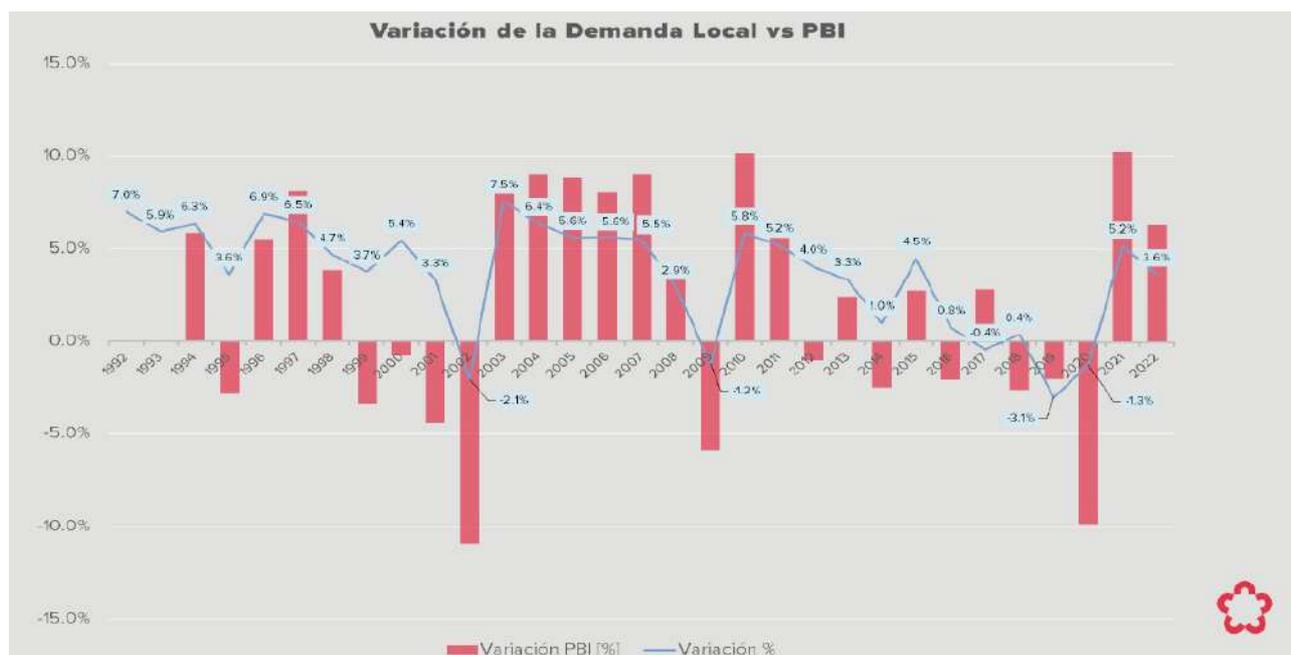


Figura 1.1.1.1 - Gráfico conjunto de la variación de la demanda de energía y del PBI [4]

Al observar el consumo de energía eléctrica a lo largo de los años (Figura 1.1.1.2), se ve un crecimiento exponencial suplido principalmente por la generación a través de combustibles fósiles (carbón/coal, petróleo/oil y gas natural/natural gas). Si bien estos recursos son no renovables, se estima que pueden cubrir las necesidades del mundo durante las próximas décadas sin problemas [5].

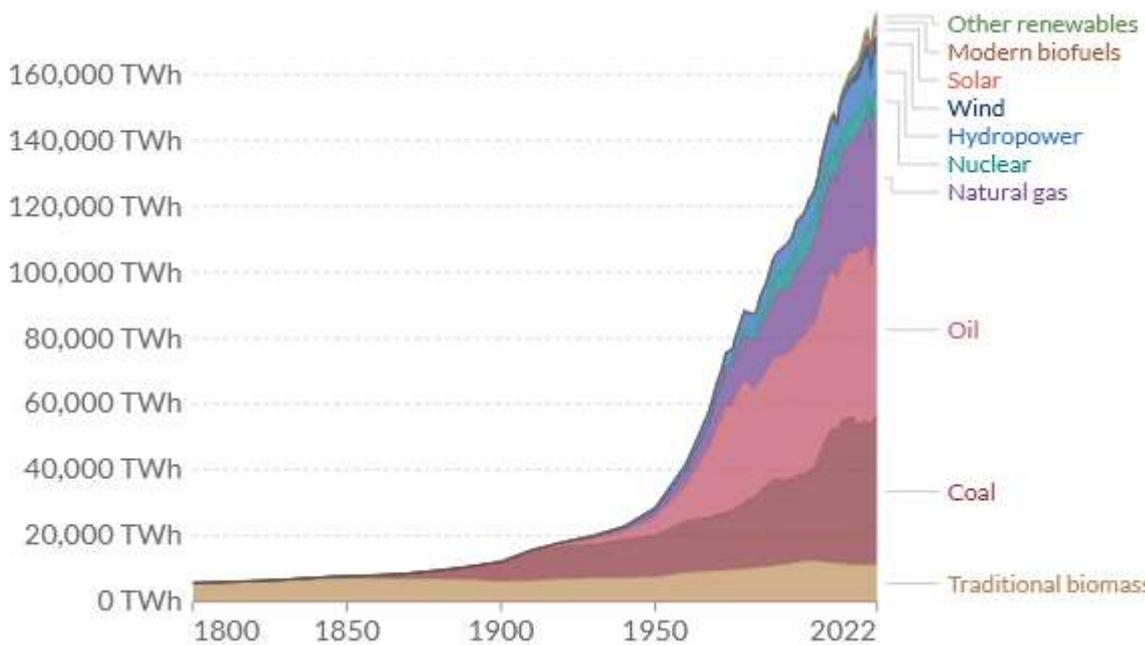


Figura 1.1.1.2 - Consumo de energía eléctrica en el mundo según su fuente de generación entre 1800 y 2022 [6]

Para Argentina se da un caso similar; en la Figura 1.1.1.3 se muestra la evolución de la generación anual.



Figura 1.1.1.3 - Evolución de la oferta en Argentina entre 1922 y 2022 [4]

En la Tabla 1.1.1.1 la potencia instalada según fuente primaria de generación.

Tabla 1.1.1.1 - Potencia instalada en Argentina por fuente primaria en 2022 [4]

	Unidad	2021	2022	% VAR
<b>POTENCIA INSTALADA</b>	<b>MW</b>	<b>42 989</b>	<b>42 927</b>	<b>-0.1%</b>
Térmica	MW	25 398	25 275	-0.5%
Hidráulica	MW	10 834	10 834	0.0%
Nuclear	MW	1 755	1 755	0.0%
Renovable	MW	5 002	5 062	1.2%

Hace ya algunas décadas, el calentamiento global es aceptado como una realidad por la comunidad internacional, así como también sus causas, consecuencias y riesgos [7][8][9]. En el mundo existen hoy múltiples comités y organizaciones dedicadas a investigar y discutir los factores involucrados en este fenómeno y las posibles soluciones para evitar las consecuencias que acarrearía el no actuar a tiempo.

Las actividades humanas han causado un calentamiento del planeta, principalmente causado por las emisiones de GEI (gases de efecto invernadero), las cuales han mantenido una tendencia alcista sostenida a partir de la revolución industrial (Fig. 1.1.1.4) [9].

Sin embargo, la utilización de los combustibles fósiles genera una gran cantidad de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente dióxido de carbono, ocasionando lo que se conoce hoy como calentamiento global, un problema ajeno a la escasez del recurso fósil. Según el Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), organismo de la ONU dedicado a la ciencia involucrada en el calentamiento global, el 58% de las emisiones de GEI entre 1850 y 2019 tuvieron lugar durante 1850 y 1989, mientras que el restante 42% fue emitido entre los años 1990 y 2019.

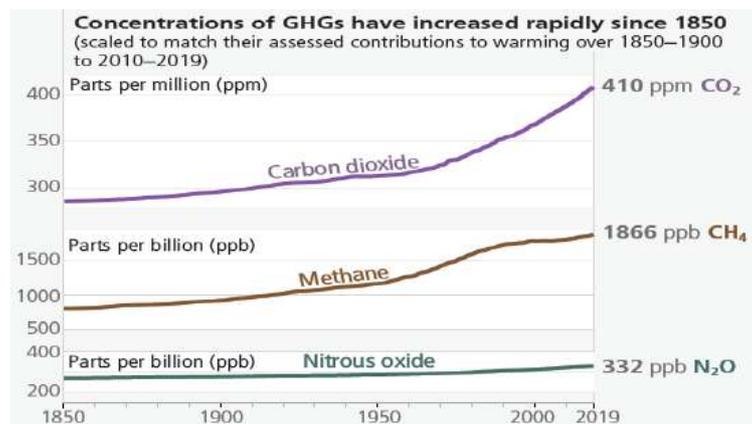


Figura 1.1.1.4 - Evolución temporal de las concentraciones de los GEI [9]

Además, el dióxido de carbono atmosférico (CO<sub>2</sub>) alcanzó en 2019 una concentración de 410 ppm, superior a valores no vistos desde hace 2 millones de años [9]. Los investigadores estiman que, si se alcanza y sostiene una concentración de 550 ppm, podrían producirse efectos de igual magnitud, pero de signo opuesto al enfriamiento global de la última era del hielo [8].

En la Figura 1.1.1.5, se muestran los mayores sectores emisores de CO<sub>2</sub> a lo largo de los últimos 30 años. La producción de electricidad y calor lidera con una gran participación y mantiene una tendencia creciente, seguido de la industria manufacturera y el transporte que siguen la misma tendencia, siendo coherente con lo expuesto anteriormente.

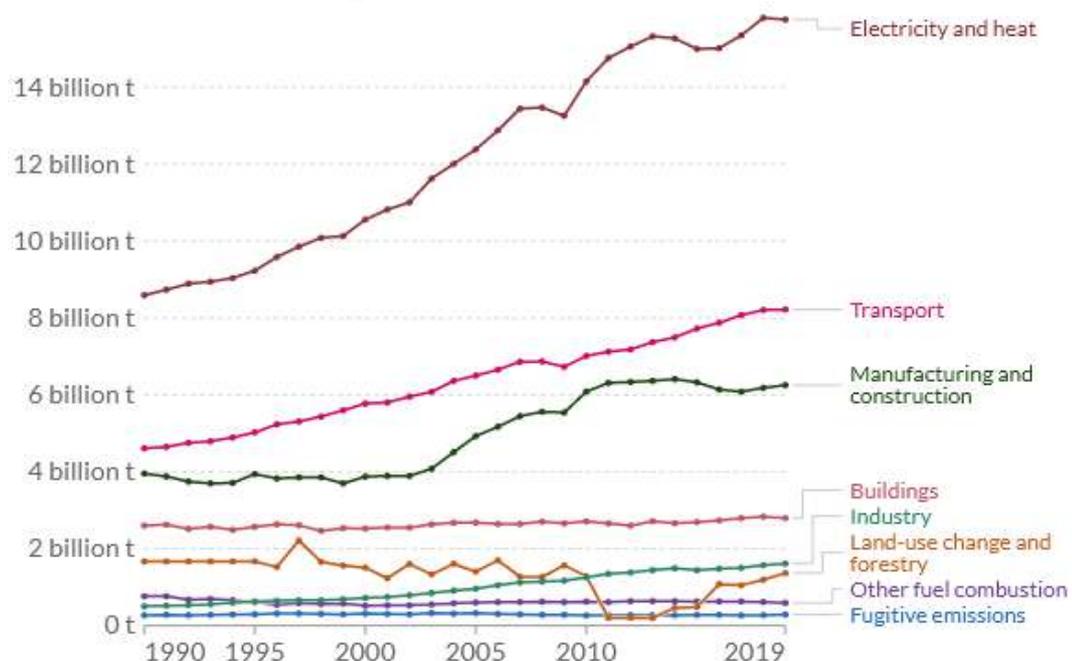


Figura 1.1.1.5 - Emisiones de CO<sub>2</sub> por sector a lo largo del tiempo [10]

Las principales recomendaciones y soluciones que se proponen a nivel global para mitigar los efectos adversos de la generación de energía eléctrica mediante combustibles fósiles se basan

principalmente en la implementación de generación mediante recursos renovables y de poca nocividad para el medio ambiente, como por ejemplo la generación eólica y solar fotovoltaica y en la mejora de la eficiencia energética [8][11].

Las fuentes generadoras que utilizan energías renovables normalmente son clasificadas como generación distribuida. Distintos autores atribuyen ciertos factores a la hora de definir qué es la generación distribuida, algunos factores son [12]:

- La localización
- El rango de potencia que manejan
- El tipo de tecnología de generación
- El punto de conexión a la red (transmisión o distribución)
- El impacto ambiental
- El grado de penetración, definido como la relación de potencia de generación distribuida y la potencia demandada total  $NP = P_{gd}/Pred$  [13]
- El propietario de la fuente generadora

Una definición general fue aportada en un trabajo de investigación por Ackerman, Andersson y Söder: “La generación distribuida es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en el lado del consumidor del medidor de energía.” [12]

En Argentina, se estableció una definición legal para la generación distribuida en la Ley 27424, artículo 3° inciso h): “...generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, por usuarios del servicio público de distribución que estén conectados a la red del prestador del servicio y reúnan los requisitos técnicos que establezca la regulación para inyectar a dicha red pública los excedentes del autoconsumo.”

Las definiciones difieren principalmente en la consideración del recurso primario utilizado para generar energía. La generación distribuida ha tomado gran relevancia en la mayor parte del mundo y muchos países han establecido objetivos de generación eléctrica con energía renovable [14].

### 1.1.2 - La actualidad de las redes eléctricas

Las redes eléctricas tradicionales se componen de una estructura vertical rígida compuesta por segmentos independientes. Ellos son la generación, el transporte y la distribución. Debido a que los centros de generación se encuentran alejados de los centros de consumo, se requieren redes de transmisión y distribución que transporten la energía hasta los consumidores finales. A lo largo de estas redes se incurre en una reducción de la eficiencia del sistema debido a la potencia disipada en los elementos que componen dichas redes.

Como se explicó en el punto anterior, la eficiencia energética es un tema central en la actualidad y la generación distribuida podría ayudar contribuir a reducir las pérdidas en las redes de transmisión y distribución [15].

Así mismo, la reducción en los costos de las tecnologías de generación distribuida renovable las han hecho una opción atractiva para muchos países, incluida la Argentina, siendo la generación solar fotovoltaica la opción que más se ajusta a la implementación en pequeña escala por parte de usuarios residenciales por su costo y por la alta disponibilidad del recurso solar frente al eólico e hídrico.

Se puede observar lo anterior en la Figura 1.1.2.1, donde la demanda de energía cubierta con energías renovables en los últimos años ha crecido de forma acelerada en el país.

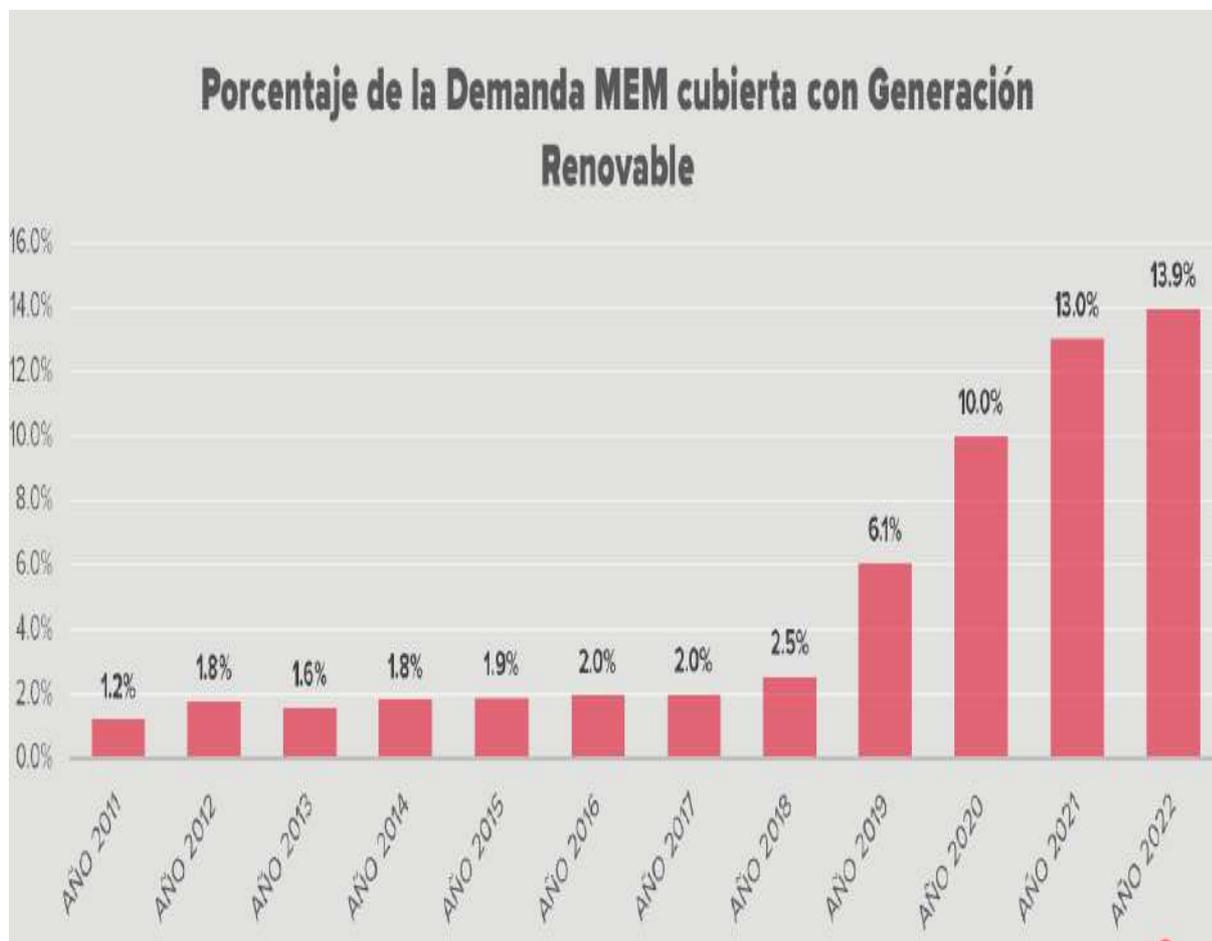


Figura 1.1.2.1 - Demanda de energía cubierta por generación renovable por año [4]

En la Figura 1.1.2.2 se muestra la evolución del precio de la energía para distintas tecnologías:

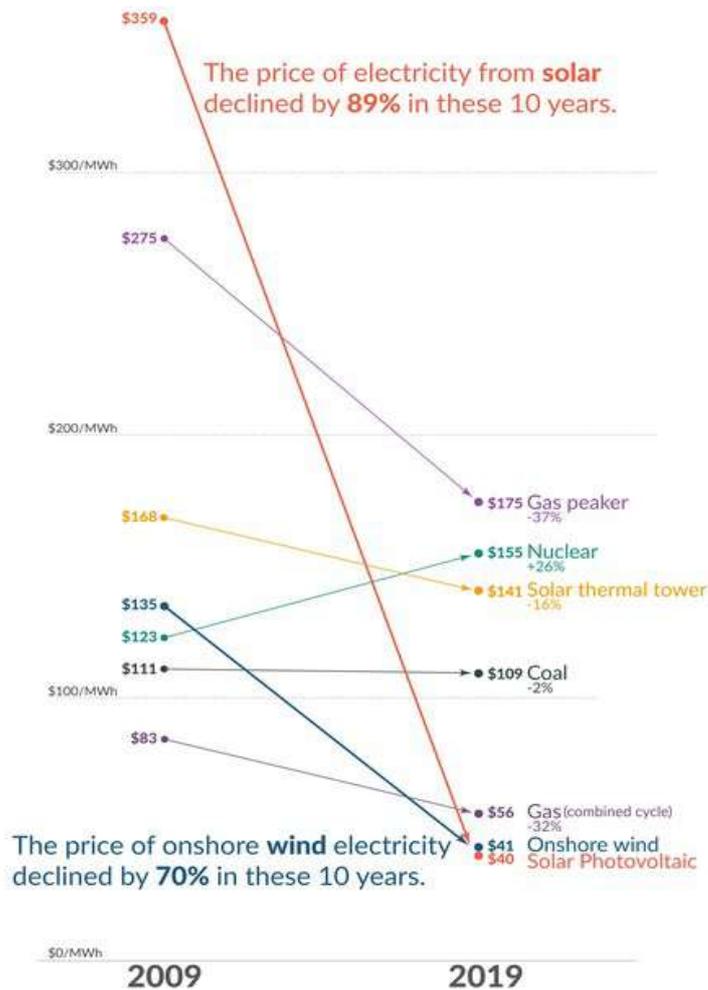


Figura 1.1.2.2 - LCOE<sup>1</sup> para distintas tecnologías entre 2009 y 2019 [16]

La implementación en viviendas unifamiliares, industrias, propiedades horizontales, o a escala de pequeños parques en redes de distribución como se pretende simular en este trabajo, es realizable únicamente a través del recurso eólico, solar o hidráulico. Según el Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica emitido por la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética: "El crecimiento de la cantidad de paneles fotovoltaicos instalados fue acompañado por un aumento en la producción de escala, y consecuentemente el precio de los mismos ha declinado fuertemente en los últimos años." [18]

De los anteriores, el que se encuentra disponible para la mayoría de los casos y representa la menor inversión inicial es el solar implementado a través de la tecnología solar fotovoltaica. En la Figura 1.1.2.3 se observa el precio de los módulos fotovoltaicos a través de los años.

<sup>1</sup> Levelized cost of electricity (LCOE): representa el beneficio promedio neto por unidad de energía generada o despachada que sería requerida para recuperar los costos de inversión y operación de la unidad generadora durante un cierto período de vida útil esperado y ciclo de trabajo. El LCOE es citado generalmente como una medida que resume la competitividad total de diferentes tecnologías de generación. [17]

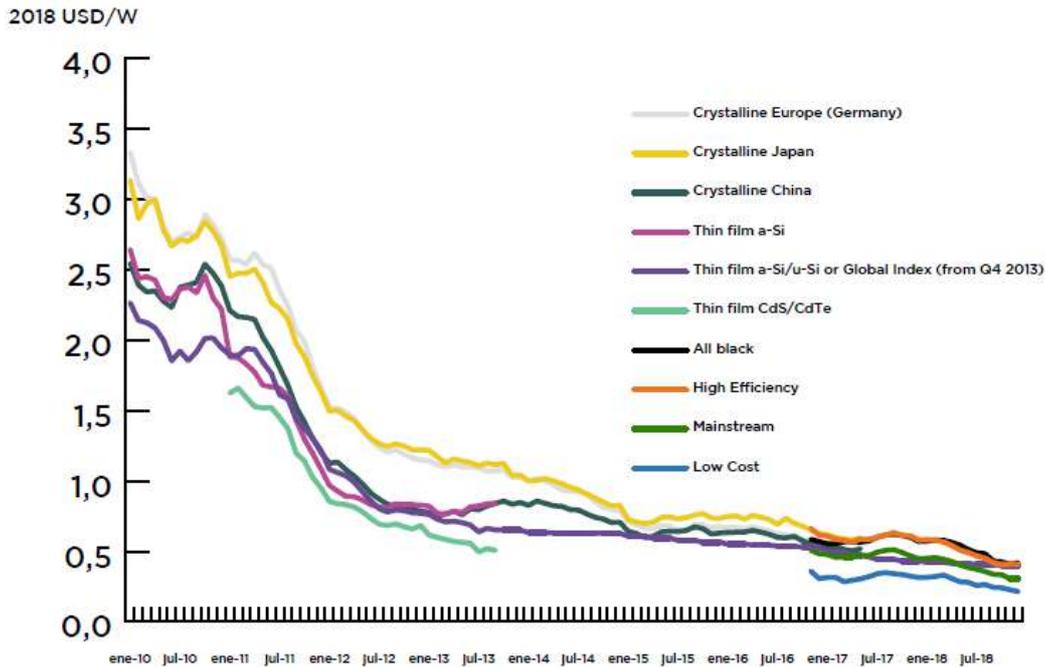


Figura 1.1.2.3 - Precio por Watt a través del tiempo de los distintos tipos de paneles solares [18]

A nivel global se observa lo mencionado en el siguiente gráfico en el cual se combina la potencia total instalada y el precio por Watt de los módulos fotovoltaicos en distintos años, desde 1976 hasta 2019.

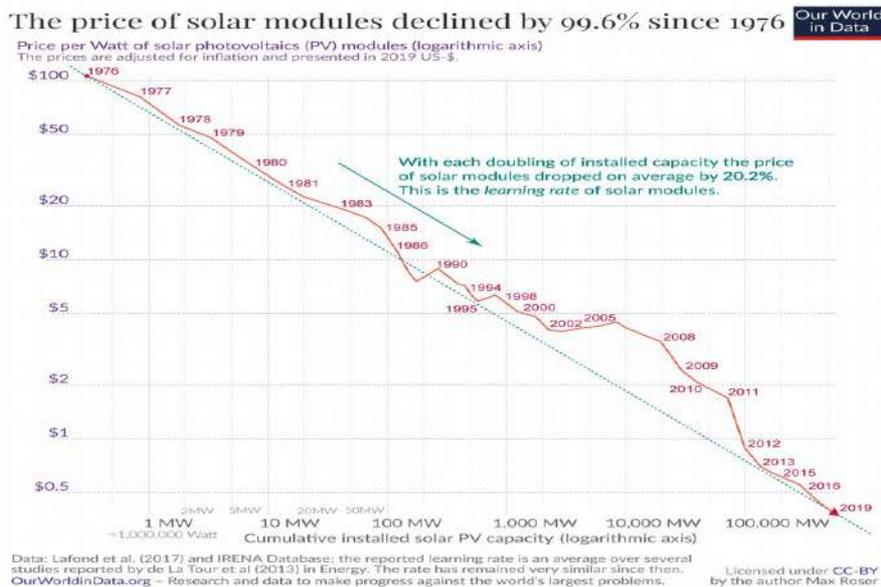


Figura 1.1.2.4 - Precio por Watt contra potencia instalada de paneles fotovoltaicos [16]

Otra de las ventajas importantes que se le podrían atribuir a una adopción de la generación distribuida es que se evitaría la necesidad de expandir la red de transmisión en alta tensión, que representaría un costo de inversión muy alto. Sin embargo, la GD también puede comprometer la

integridad del sistema de distribución si no se realizan los estudios previos correspondientes. Entre algunas de sus posibles desventajas se pueden nombrar [15]:

- Variaciones inadmisibles en los voltajes de las líneas
- Nivel de armónicos elevado
- Operación indeseada en isla
- Descoordinación de protecciones
- Daño a equipos en funcionamiento

Las ventajas y desventajas se desarrollarán en el Capítulo 3 de este trabajo.

## **1.2 - Conclusiones del capítulo**

El escenario global presenta relaciones complejas entre los distintos factores presentados durante este capítulo. A día de hoy, existe conciencia y acción sobre los desafíos en materia energética que se deberán afrontar durante el corriente siglo.

La creciente demanda de energía, en conjunción con el agotamiento a futuro de las reservas de combustibles fósiles, los cuales son el principal insumo para la producción de la misma y los efectos negativos que esta matriz energética presenta sobre el planeta, han llevado a la comunidad internacional y local a impulsar el desarrollo de otras formas de producción de energía eléctrica en los últimos años.

Sumado a esto, el interés en la generación distribuida, especialmente a través de energías renovables, ha traído consigo la necesidad de responder a los desafíos técnicos y legales para el aprovechamiento de sus beneficios y de subsanar los inconvenientes técnicos que presenta la GD para las redes de distribución.

En este contexto, resulta interesante evaluar los beneficios y los problemas (y sus posibles soluciones) que pueden aparecer en una red de distribución local con una infraestructura que no fue diseñada para la integración de la GD, teniendo en cuenta los requerimientos técnicos que se aplican al día de la fecha en el país.

## **CAPÍTULO 2 - Marco regulatorio de Argentina sobre la generación distribuida y calidad de la energía**

### **2.1 - Ley N° 27424 - Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública**

Sancionada el 20 de diciembre de 2017. Es la principal ley relacionada a energías renovables del país de la cual devienen las distintas adhesiones de las provincias y decretos afines.

En su artículo primero se lee: “La presente ley tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias.”

En su artículo 2° declara de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y establece como objetivos a nivel técnico la eficiencia energética, la reducción de pérdidas en el sistema interconectado y la posible reducción de costos para el sistema eléctrico. También establece como objetivos la protección ambiental y el libre acceso de los usuarios a los servicios de transporte y distribución de energía eléctrica.

Otros puntos relevantes son:

- Definiciones, principalmente la de usuario-generador y generación distribuida, la cual sólo se considera así si la fuente primaria es renovable.
- Establecimiento de la potencia máxima que puede instalar un usuario, siendo la potencia contratada el límite superior normal con posibilidad de ampliarse previo acuerdo con el distribuidor.
- En su artículo 7° establece que futuras obras públicas deberán contemplar la utilización de generación distribuida según disponibilidad de recursos renovables.
- El capítulo 2 habla sobre el procedimiento de la autorización de la conexión.
- El capítulo 3 establece que el usuario-generador recibirá una tarifa de inyección por cada kilowatt-hora que inyecte. Además, establece que aquellas ganancias percibidas de la generación distribuida con potencias de hasta 300 kW están exentas de impuesto a las ganancias

- El capítulo 5 indica la creación de un fondo público llamado Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS), conformado como un fideicomiso administrativo y financiero con objetivo de promover la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables a través de préstamos, incentivos tributarios (subsídios) y otros instrumentos financieros. Los beneficios del FODIS se enfocan principalmente en viviendas residenciales unifamiliares.
- El FODIS establece un subsidio a las energías generadas a partir de fuentes renovables y la posibilidad de un crédito fiscal según el costo del combustible fósil desplazado durante la vida útil del sistema de generación distribuida.
- El capítulo 7 crea el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida a partir de fuentes renovables (FANSIGED). Similar al FODIS, con enfoque en la investigación, diseño, desarrollo, servicios, inversiones, producción, etc. de generación distribuida. [19]

### 2.1.1 - Decreto 986/2018 - Anexo de la Ley N° 27424

En el anexo se detallan las reglamentaciones y pormenores para cada artículo de la Ley. Dentro de los puntos más importantes es interesante remarcar lo siguiente:

- Sobre el artículo 2°, se explica que la Ley está orientada a alcanzar la instalación de 1000 MW de potencia dentro de 12 años desde la entrada en vigencia de la reglamentación.
- Sobre el artículo 8°, se explica que para obtener la autorización de conexión, el procedimiento podrá contemplar un análisis de viabilidad de la conexión en función de la red de distribución y los equipos que se desean instalar. [20]

## 2.2 - Resolución 314/2018 y su anexo

Lo más destacable de esta resolución es el artículo 4°, que crea el registro de usuarios-generadores y el artículo 5°, que establece que los distribuidores deberán presentar los datos de energía inyectada ante el Organismo Encargado de Despacho (OED).

### 2.2.1 - Categorización de usuarios-generadores

Dentro de su anexo, este documento define al usuario-generador y crea categorías según la potencia instalada. Existen tres categorías:

- Usuarios-generadores pequeños (UGpe): conectado a baja tensión y potencia instalada  $P < 3$  kW
- Usuarios-generadores medianos (UGme): conectado a baja o media tensión, con potencia instalada entre 3 kW y 300 kW

- Usuarios-generadores mayores (UGma): conectado a baja o media tensión, potencias mayores a 300 kW y menores a 2 MW.

### 2.2.2 - Criterios para autorización de conexión y reserva de potencia

Los criterios para la reserva de potencia se detallan en el capítulo 3 del anexo. Se explica que la máxima capacidad de un alimentador será la potencia nominal de diseño en el punto. La reserva de potencia será automática para potencias de hasta 3 kW. Para potencias mayores, se deberá tener en cuenta la potencia de generación distribuida instalada o reservada en el alimentador. Si la potencia instalada o reservada es superior al 20% para usuarios hasta 3 kW o 10% para usuarios entre 3 kW y 300 kW, se deberá realizar un estudio de viabilidad de conexión. Para usuarios que pretendan reservar potencias mayores a 300 kW, se deberá realizar un estudio de viabilidad previo.

### 2.2.3 - Estudio de viabilidad de conexión

Se deberá estudiar el comportamiento de la red en dos escenarios:

Escenario 1: demanda máxima sin equipos de GD conectados a la red.

Escenario 2: demanda mínima con equipos de GD previstos a instalarse inyectando potencia a la red.

Se establece que para equipos de tecnología solar fotovoltaica, se debe considerar una demanda mínima en el alimentador según lo registrado anualmente en condiciones normales para la franja horaria entre las 10:00 y las 14:00 horas.

Para otras tecnologías, se considera mínima demanda a la registrada durante cualquier franja horaria.

A partir de los estudios realizados, se debe corroborar que los niveles de tensión se mantengan en todos los casos dentro de los límites admisibles según las obligaciones que rijan sobre el distribuidor por normativa o contrato con el usuario.

En caso de que la tensión en algún caso resulte inadmisibles, el distribuidor deberá utilizar todos los recursos de regulación de tensión para solventarlo. Como mínimo, se deberá considerar el ajuste de taps de los transformadores y el reajuste de los reguladores de tensión. Si al agotar los recursos no se logra el objetivo, el distribuidor deberá informar al usuario la potencia máxima a instalar en el punto de conexión y la memoria de cálculo que explicita la limitación. [21].

## 2.3 - Disposición 97/2019

Es otro de los documentos legales importantes en cuanto a la generación distribuida. Establece el procedimiento administrativo para la conexión del usuario-generador, los requerimientos técnicos y de instalación de las distintas partes del sistema de generación (protecciones, aparataje, paneles solares, inversores, cables, etc.), puesta en marcha de los equipos, etc.

### 2.3.1 - Procedimiento administrativo

El procedimiento administrativo consta de cuatro actores: el usuario-generador, el distribuidor, el instalador calificado y el ministerio de hacienda, a través de sus subsecretarías y direcciones. Los pasos a seguir según la disposición son los siguientes:

1. Solicitud de reserva de potencia (Formulario 1A): el usuario solicita al distribuidor la reserva de potencia correspondiente.
2. Respuesta del distribuidor a la solicitud (Formulario 1B): aprobación o rechazo de la solicitud fundamentado en base a estudios técnicos de la red.
3. Solicitud de medidor bidireccional (Formulario 2A): requiere de datos del usuario y del instalador calificado designado por el mismo. Incluye los datos, certificaciones y cualquier información complementaria de los equipos que constate el cumplimiento de la normativa vigente.
4. Respuesta del distribuidor (Formulario 2B): aprobación de la solicitud con datos de la conexión realizada o rechazo debido a no poder verificar alguno de los puntos del Formulario 2A, incluyendo las competencias del instalador calificado.
5. Emisión de certificación de usuario-generador (Formulario 2C): el ministerio de hacienda emite el certificado de usuario-generador con los datos del usuario, la información general del trámite y los equipos declarados.

### 2.3.2 - Elementos de protección y maniobra y puesta a tierra

Esta subsección ha sido extraída gran parte de forma textual de la Disposición debido a la brevedad, especificidad e importancia de cada punto.

#### Interruptor de interfaz

El sistema debe contar con un interruptor general que vincule el equipo con el tablero de protecciones. Debe ser controlado por la Protección GR (Protección generador-red) y se deben instalar dos grupos de relés en serie de forma redundante que den apertura a este interruptor.

Protección generador-red

Las protecciones requeridas por la Disposición pueden estar integradas en el inversor (Protección GR integrada, hasta 30 kVA) o en un tablero independiente (Protección GR central) y contemplan:

- Desconexión por subtensión
- Desconexión por sobretensión
- Desconexión por subfrecuencia
- Desconexión por sobrefrecuencia
- Desconexión por detección de funcionamiento en isla

Los valores límite y el tiempo de apertura máximo se detallan en la Tabla 2.3.2.1:

*Tabla 2.3.2.1 - Valores mínimos y máximos para variables a controlar y tiempos de apertura de protecciones*

	Valores máximos y mínimos admisibles de tensión y frecuencia		Tiempo de apertura máximo en segundos (s)
Tensión (U)	U < 85% Unominal	UL < 323 V para conexiones trifásicas	1.5
		Uf < 187 V para conexiones monofásicas	
	U > 115% Unominal	UL ≥ 437 V para conexiones trifásicas	0.2
		Uf ≥ 253 V para conexiones monofásicas	
Frecuencia (f)	f > 51 Hz		0.5
	f < 47 Hz		0.5
Anti - isla	-		2
Tiempo de reconexión	-		Igual o mayor a 180

La protección GR también deberá controlar el interruptor de interfaz que interconecta el equipo de generación con el equipo de protección, con relés en serie redundantes efectuando la apertura en todos los polos.

En caso de utilizar una Protección GR Central, la misma deberá poseer un botón de prueba que active el interruptor de interfaz y al accionarlo debe ser posible la visualización de la activación de dicho interruptor.

El tablero de protecciones deberá contar con un dispositivo de protección contra corrientes de fuga a tierra, según corresponda, y de acuerdo con alguno de los siguientes conjuntos de normas: IRAM 2301, IEC 61008-1 e IEC 61008-2-1 o IEC 61009-1 e IEC 61009-2.

El tablero de protecciones deberá estar ubicado cercano al punto de conexión y contar con un dispositivo de protección contra cortocircuitos y sobrecargas.

#### Protección contra descargas atmosféricas

En los casos en que los Equipos de Acople a la Red no tengan incorporados dispositivos de protección contra descargas atmosféricas se deberán instalar dispositivos de protección en forma externa, de acuerdo con la norma IRAM 2184, partes 4 y 11. Dichas protecciones se deben instalar tanto del lado de corriente continua como de corriente alterna, y próximas al Equipo de Acople a la Red.

#### Puesta a tierra

La puesta a tierra de los Equipos de Generación Distribuida debe ser realizada de tal manera que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de distribución, asegurando que no se le transfieran defectos a esta última.

Las masas de los Equipos de Generación Distribuida y sus estructuras de soporte deben estar conectadas a una tierra independiente del neutro y de la tierra de la red de distribución. Asimismo, deben cumplir con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad vigentes que sean de aplicación.

#### Inversores

Para el caso en que el Equipo de Generación Distribuida se vincule a la red eléctrica mediante uno o más inversores electrónicos, los mismos deberán estar certificados bajo la norma IRAM 210013-21, o en su defecto contar con certificación de las normas IEC 62109-2:2011 (Seguridad de inversores), IEC 62116 o VDE 0126-1-1 (Protección anti-isla) y cumplir con alguno de los códigos de red internacionales contenidos en las normas: VDE-AR-N 4105 o RD1699.

#### Prueba de Desconexión (para puesta en marcha)

Tras la apertura manual del Interruptor General, los terminales o conectores de este último que estén vinculados al Equipo de Acople a la Red deberán desenergizarse en un tiempo menor a dos segundos (2 s) medidos a partir de la operación manual de dicho interruptor.

#### Tiempo de Reconexión (para puesta en marcha)

Tras el cierre manual del Interruptor General, el Equipo de Acople a la Red deberá reconectarse en un tiempo no menor a ciento ochenta segundos (180 s).

### Esquemas unifilares exigidos

En la Figura 2.3.2.1 se muestra el unifilar exigido por la Disposición.

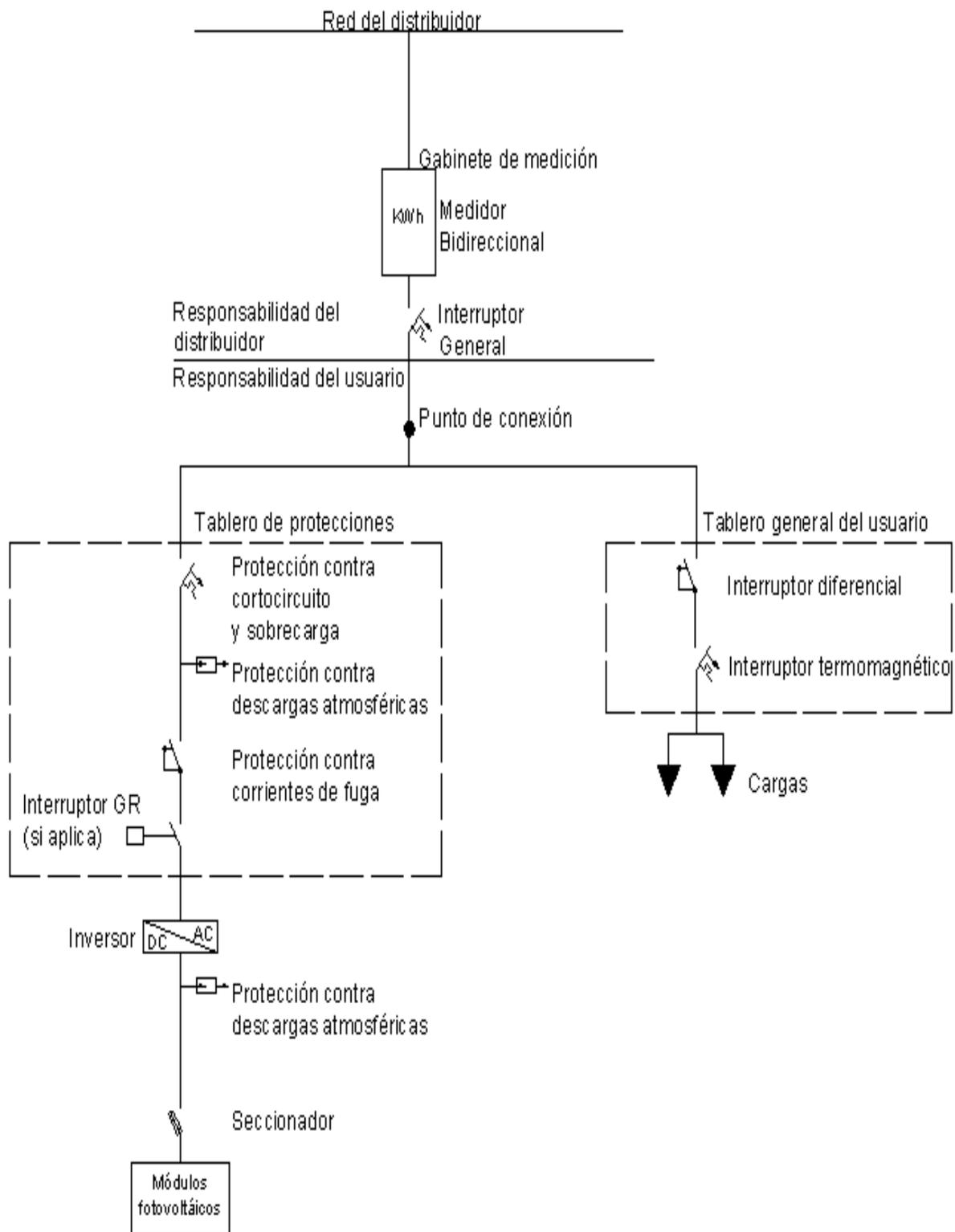


Figura 2.3.2.1 - Unifilar para equipos de GD de tecnología solar fotovoltaica

El unifilar se repite para otras tecnologías (Figura 2.3.2.2), con la diferencia de la puesta a tierra en el equipo de generación:

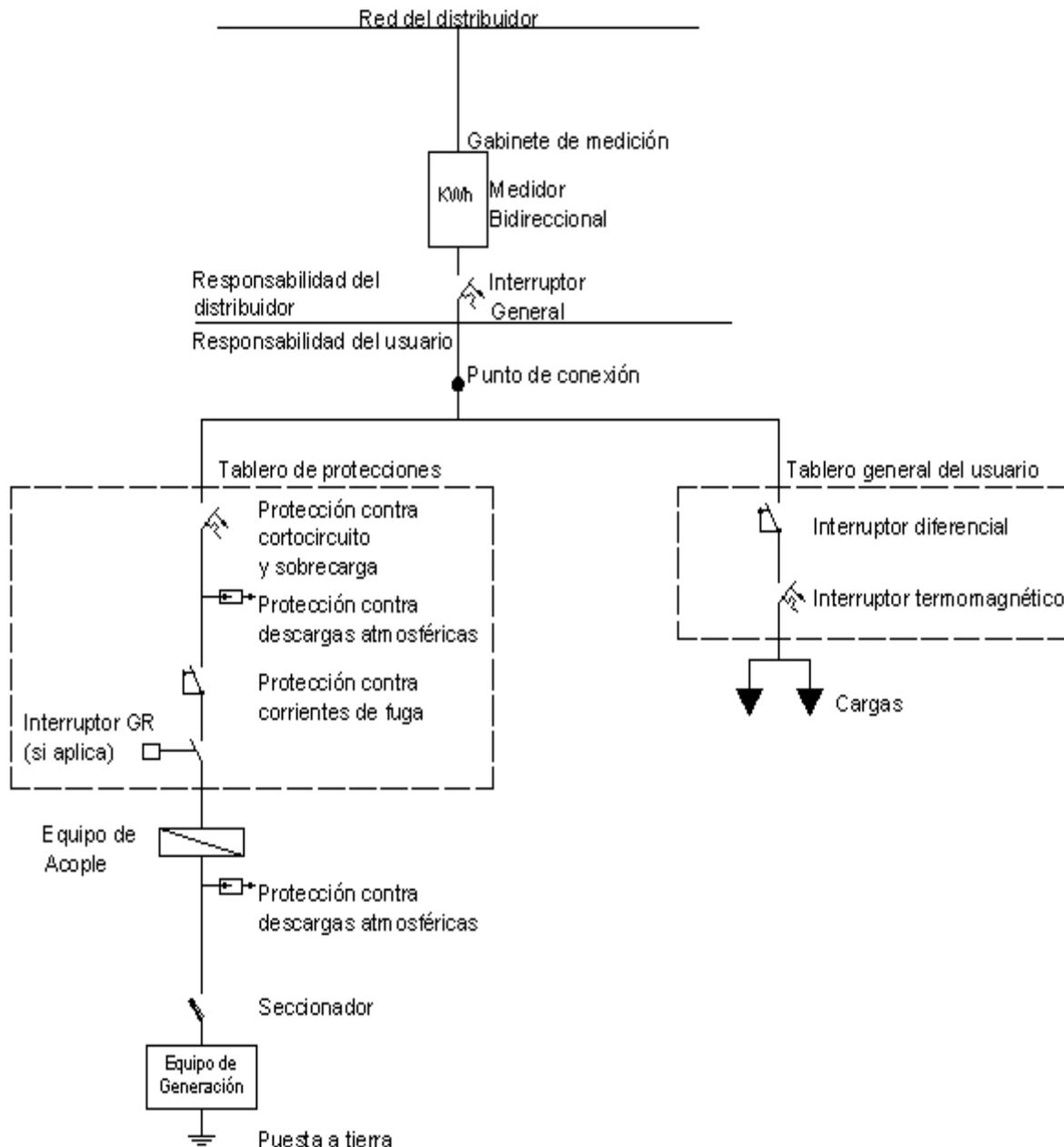


Figura 2.3.2.2 - Unifilar para equipos de GD de otras tecnologías (no fotovoltaicas)

### Acople de otras tecnologías sin inversor

En el caso de que la vinculación a la red sea mediante otros métodos de acople, como sincronoscopios u otros sistemas de sincronismo, se deberá considerar el impacto sobre la tensión durante la sincronización con la red, la corriente de cortocircuito que aporta el generador y la calidad de la energía inyectada (factor de potencia, flicker, armónicos).

La Disposición establece que se deberá cumplir la siguiente relación para no incurrir en perturbaciones considerables sobre la tensión:

$$PC \frac{S_{cc}}{K_{man} * Seg} \geq 33$$

Donde:

SCC red PC: Potencia de cortocircuito en el punto de conexión en kVA.

SEG: Capacidad Instalada aparente del Equipo de Generación Distribuida que se desea conectar en kVA.

Kman: Factor de maniobra correspondiente al Equipo de Generación Distribuida evaluado.

Los factores de maniobra para cada tipo de Equipo de Generación Distribuida son los siguientes:

- Generadores sincrónicos: Kman= 1,2.
- Generadores asincrónicos: Kman= 4.

En cuanto a la corriente de cortocircuito, se estima que sea 8 veces la nominal para generadores sincrónicos y 6 veces para generadores asincrónicos. Se deberán resolver con el distribuidor las medidas para limitar la corriente de cortocircuito en caso de exceder estos valores.

Por último, los valores de los parámetros de calidad de la energía inyectada por el sistema de generación distribuida; factor de potencia, distorsión armónica y flicker, no deberán superar los límites establecidos en las especificaciones de calidad de la energía suministrada detallados en los respectivos contratos de concesión de cada distribuidor.

### Normativa para paneles solares

Los módulos o paneles solares fotovoltaicos deberán contar con certificación de la norma IEC 61730-1/2 (normas de construcción y seguridad). Según su tipo, dichos módulos deberán contar además con certificación de alguna de las siguientes normas:

Módulos de tipo Silicio Cristalino:

- IRAM 210013-17 (exceptuado el ensayo de Torsión IRAM 210013-5)
- IEC 61215-1/2:2016
- IEC 61215:2005

Módulos de tipo Película Delgada:

- IEC 61215-1/2:2016
- IEC 61646:2008

### Cables y conectores

Si el cable entre el Generador de Fuente Renovable y el Equipo de Acople a la Red se encuentra a la intemperie éste deberá tener doble aislación y cubierta externa resistente a la radiación UV, al ozono y a la intemperie. Asimismo, los conectores y uniones deben ser aptos para instalación en intemperie. [22]

## **2.4 - Resolución 608/2023**

En esta resolución se incluye una nueva categorización de los usuarios-generadores según composición: individuales, comunitarios o comunitarios virtuales:

La categoría de Usuarios Generadores Individuales refiere a un único Usuario con un equipamiento de Generación Distribuida de fuentes renovables mediante el cual genere energía para su autoconsumo e inyecte sus excedentes a la red de distribución.

La categoría de Usuarios Generadores Comunitarios refiere a la conformación de un grupo de dos o más usuarios del servicio público con Puntos de Suministros diferentes cuyas demandas sean abastecidas por el mismo Distribuidor y que declaren de manera previa ante la distribuidora la administración en conjunto de un Equipo de Generación Distribuida de energía renovable que podrá estar vinculado o no a alguno de los puntos de suministro de dichos usuarios.

La categoría de Usuarios Generadores Comunitarios Virtuales refiere a la conformación de un grupo de dos o más usuarios con las mismas características que los Usuarios Generadores Comunitarios, pero cuya demanda e inyección total está monitoreada en tiempo real por medidores cuyas características tecnológicas lo permiten. Esto posibilita hacer un balance entre las energías demandadas e inyectadas del sistema comunitario. [23]

## **2.5 - Procedimiento técnico para la conexión de GD en Santa Fe**

La reglamentación es mucho más abarcativa e incluye mayor detalle en cuanto a los estudios y requerimientos necesarios para la conexión de generación distribuida en comparación con lo dictaminado para la provincia de Buenos Aires a la fecha. La provincia de Santa Fe incluye en la GD aquella que no es generada a partir de fuentes renovables [24][25].

## Estudios de viabilidad

Para usuarios que pretendan instalar potencias mayores a 300 kW, se les podrá solicitar la presentación de estudios según requerimientos de Etapa 1 – Acceso a la capacidad de Transporte y Ampliaciones – Procedimiento Técnico N° 1 – CAMMESA. Estos estudios pueden incluir:

- Flujos de cargas;
- Cortocircuito;
- Estabilidad Transitoria, con modelos estándar para los equipos a instalar;
- Coordinación y Ajuste de Protecciones. Automatismos;
- Requerimientos del Transporte (Distribuidores, Alimentadores, Estaciones Transformadoras y/o Líneas o Cables de AT).
- Control V-Q.

Cabe aclarar que estos estudios están orientados principalmente a redes de transporte en alta tensión, y no a redes de distribución en 13,2 kV, por lo que la exigencia de los estudios puede ser muy alta en relación a la capacidad de la red, los equipos de protección y maniobra presentes o a instalar en la red, la potencia a instalar de GD, etc.

## Desbalance de potencia

Agrega el requerimiento de potencia inyectada en forma balanceada, admitiendo un desbalance de 5 kVA entre fases.

## Corrientes de cortocircuito

Para estimar el valor de corriente de cortocircuito adicional que genera la GD, propone los siguientes valores:

- Generadores sincrónicos: 8 veces la corriente nominal
- Generadores asincrónicos: 6 veces la corriente nominal
- Inversores: 1,2 veces la corriente nominal

En caso de superar la corriente de cortocircuito nominal de la red, se deben tomar medidas para limitarla.

## Cambios lentos de tensión admisibles en el Punto de Conexión a la Red

Permite una variación de  $\pm 3\%$  en el punto de conexión en relación al valor de tensión en funcionamiento sin GD conectada.

Cambios rápidos de tensión admisibles en el Punto de Conexión a la Red y nivel de flicker

Se basa en los límites establecidos en la Resolución ENRE N° 0099/1997, los cuales a su vez se basan en la norma internacional IEC 61000-3-3. En general se establece que, para un valor del 3% de caída de tensión, su frecuencia de ocurrencia no debe exceder un evento cada 10 minutos. Sin embargo, para variaciones de menor magnitud pero mayor frecuencia también existe un límite.

Propone una ecuación para estimar la variación de tensión en el punto de conexión a la red:

$$\Delta U = \frac{I_a}{I_r E} \frac{SE_{max}}{SkV} \cdot 100$$

Donde:

$I_a$ : corriente inicial antes de conectar GD

$I_r E$ : corriente nominal de la GD

$SE_{max}$ : potencia aparente máxima de la GD

$SkV$ : potencia de cortocircuito en el punto de conexión

La resolución anterior discrimina según la tarifa del usuario. En la siguiente tabla se muestran los límites de Pst para cada caso:

Tabla 2.5.1 - Valores límite de Pst según Resolución ENRE N° 0099/1997 [26]

	TARIFA T1 - P < 10 kW	TARIFA T2 - 10 kW ≤ P < 50 kW	TARIFA T3 - P ≥ 50 kW
BT	Pst = 1	1 ≤ Pst ≤ 1.86	0.37 ≤ Pst ≤ 0.79
MT	-	-	
AT	-	-	

Los límites de la anterior resolución fueron reemplazados posteriormente por la Resolución ENRE N° 184/2000 [27] con límites más restrictivos para los usuarios en BT de tarifa T2, y más permisivos para usuarios de tarifa T3, estableciendo el valor de Pst en 1 (o menor) para cualquier usuario.

Inyección de corriente continua admisibles en el Punto de Conexión a la Red

Establece la inyección de corriente continua en de 0.5% respecto de la corriente nominal como máximo.

### Puesta a tierra

Para los usuarios en MT y AT, establece como requisito, además de la separación de las tierras de protección y de neutro de la red, una referencia rígida a tierra. Esta referencia se puede realizar mediante transformador elevador, reactor de neutro o conexión del centro de estrella del generador de media tensión rígido a tierra.

Para los sistemas con inversores, exige un transformador de aislación u otro medio que cumpla la misma función.

### Elementos de protección y maniobra

Exige sistemas similares a los planteados anteriormente. Los valores de ajuste de las protecciones son idénticos a los de la Tabla 2.3.2.1 a excepción del tiempo de desconexión por funcionamiento en isla. Para la reglamentación de Santa Fe, el tiempo de apertura de la protección anti-isla debe ser como máximo 0,2s.

Para los usuarios con sistemas de más de 300 kW establece además maniobra y protección lado red y lado cliente (redundancia) y monitoreo de las mismas. [24]

### Esquema unifilar

En el Anexo IV, "Cuadro Sinóptico Generación en Paralelo" del Procedimiento para el tratamiento de solicitudes de generación en isla o en paralelo con la red de la EPESF, se especifican las características y el plano a utilizar (unifilar) según la potencia y la tensión de alimentación del usuario. Para potencia mayores a 300 kW, se debe utilizar el plano G de la reglamentación [25]. El plano G se muestra en el Anexo V de este trabajo.

## **2.6 - Normas de calidad del producto técnico**

Los distribuidores y usuarios están alcanzados por normativas sobre la calidad del producto técnico, calidad del servicio comercial y técnico, las cuales son establecidas por autoridades a nivel nacional y/o provincial.

El producto técnico es el más relevante para este trabajo, y se refiere al nivel de tensión y a la presencia de flicker y armónicas de tensión. El distribuidor debe mantener la tensión en un nivel aceptable y los usuarios deben limitar la emisión de perturbaciones (flicker y armónicas de tensión) para no ser penalizados por el distribuidor.

El servicio técnico refiere a la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro.

El servicio comercial involucra el tiempo utilizado para responder a pedidos de conexión, facturación estimada, errores en la facturación, suspensión del suministro por falta de pago, suspensión indebida del suministro, entre otros.

### 2.6.1 - Tensión en régimen permanente

En primer lugar, el distribuidor debe mantener la tensión dentro de un rango fijo. El subanexo D establece estos rangos según el nivel de tensión sea AT, MT, BT o zonas rurales. En la siguiente tabla se muestran los valores:

*Tabla 2.6.1.1 - Variación de tensión admisible según contrato de concesión municipal. OCEBA [28]*

ALTA TENSIÓN	$\pm 7\%$
MEDIA TENSIÓN	$\pm 8\%$
BAJA TENSIÓN	$\pm 8\%$
ZONAS RURALES	$\pm 12\%$

### 2.6.2 - Flicker

Como se mencionó, las dos perturbaciones a analizar en cuanto a la calidad del producto son el flicker y las armónicas de tensión. El Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA) en el Subanexo D - NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO Y SANCIONES del Contrato de Concesión Municipal explica que el distribuidor es responsable de mantener un nivel de compatibilidad razonable, definido como Nivel de Referencia. Los valores de referencia son definidos de forma conjunta entre el distribuidor y el organismo de control en base a normas internacionales.

Respecto al flicker, OCEBA no hace mención sobre las normas en las cuales se basa el nivel de referencia ni aclara cuáles son los límites de la perturbación. El anexo Base Metodológica para el Control de la Calidad del Producto Técnico - Etapa 2 de la Resolución ENRE N° 184/2000 explica en mayor detalle los límites establecidos para aquellos contratos de concesión alcanzados por esta resolución:

"Los Niveles de Referencia para fluctuaciones de tensión, se establecen mediante el índice de severidad del Flicker de corta duración (Pst), el cual se define para intervalos de observación base de 10 minutos. Se considera  $Pst=1$  como el umbral de irritabilidad, asociado a la

fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de la población." Y establece en  $P_{st}=1$  el nivel de referencia para cualquier nivel de tensión.

La Figura 2.6.2.1 muestra la curva del umbral  $P_{st}=1$  según la norma internacional IEC 61000-3-3:

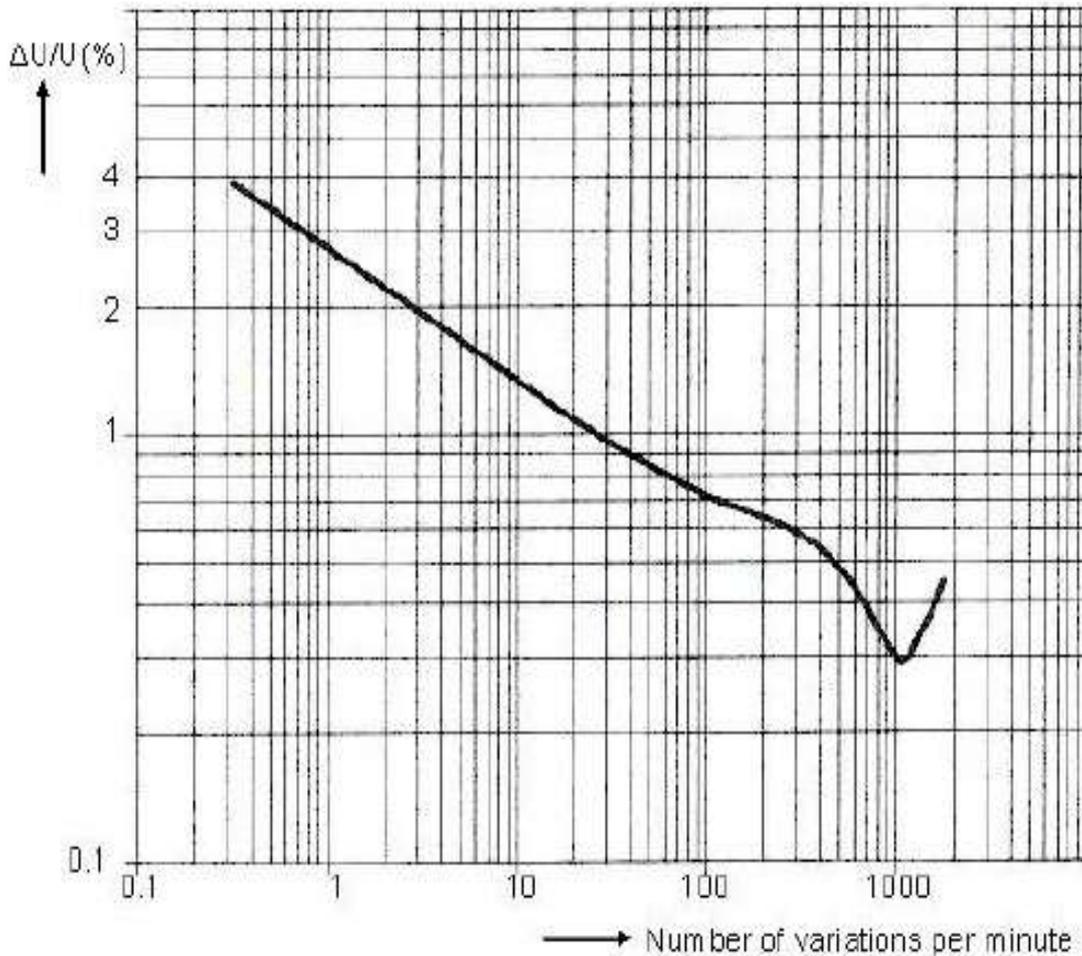


Figura 2.6.2.1 - Curva de flicker para umbral  $P_{st}=1$  [29]

### 2.6.3 - Emisión de armónicas de corriente

Los límites fueron establecidos en la Resolución ENRE N° 0099/1997. Discrimina por potencia contratada y nivel de tensión. Para usuarios T1 ( $P \leq 10\text{kW}$ ) limita la emisión para las armónicas de distinto orden pero no aclara la tasa de distorsión límite total. Para los usuarios T2 ( $10\text{ kW} < P \leq 50\text{ kW}$ ) y T3 ( $P > 50\text{ kW}$ ) en BT y MT se limita la tasa de distorsión armónica total al 20%. Para usuarios T3 en AT el límite es 12%. Se muestran los valores en la Tabla 2.6.3.1.

Tabla 2.6.3.1 - Valores límite de armónicas de corriente y tasa de distorsión total [26]

Orden de la armónica (n)	Usuarios T1 Intensidad armónica máxima, en (A)	Usuarios T2 y T3 en BT y MT Intensidad armónica máxima, como % de la corriente de carga contratada.	Usuarios T3 en AT Intensidad armónica máxima, como % de la corriente de carga contratada.
<b>IMPARES NO MÚLTIPLOS DE 3</b>			
5	2,28	12,0	6,0
7	1,54	8,5	5,1
11	0,66	4,3	2,9
13	0,42	3,0	2,2
17	0,26	2,7	1,8
19	0,24	1,9	1,7
23	0,20	1,6	1,1
25	0,18	1,6	1,1
> 25	4,5/n	0,2+0,8*25/n	0,4
<b>IMPARES MÚLTIPLOS DE 3</b>			
3	4,60	16,6	7,5
9	0,80	2,2	2,2
15	0,30	0,6	0,8
21	0,21	0,4	0,4
> 21	4,5/n	0,3	0,4
<b>Pares</b>			
2	2,16	10,0	10,0
4	0,86	2,5	3,8
6	0,60	1,0	1,5
8	0,46	0,8	0,5
10	0,37	0,8	0,5
12	0,31	0,4	0,5
> 12	3,68/n	0,3	0,5
<b>TDTI (en %)</b>	-	<b>20,0</b>	<b>12,0</b>

#### 2.6.4 - Emisión de armónicas de tensión

Establecidos por la Resolución ENRE N° 184/2000, la distorsión armónica permitida coincide para BT y MT y es comparativamente menor para el caso de AT. La tasa de distorsión armónica total en tensión es del 8% para BT y MT y del 3% para AT.

En las Tablas 2.6.4.1-a y 2.6.4.1-b se muestran los valores admisibles de distorsión armónica.

Tabla 2.6.4.1-a - Valores límite de armónicas de tensión y tasa de distorsión total para usuarios en MT y AT [27]

Orden de la armónica (n)	Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental)	
	MT (1 kV<U<66 kV)	AT 66 kV≤U≤220 kV
(impares no múltiplos de 3)		
5	6,0	2,0
7	5,0	2,0
11	3,5	1,5
13	3,0	1,5
17	2,0	1,0
19	1,5	1,0
23	1,5	0,7
25	1,5	0,7
>25	$0,2 + \frac{5}{n}$	0,1 + Error!
(impares múltiplos de 3)		
3	5,0	1,5
9	1,5	1,0
15	0,3	0,3
21	0,2	0,2
>21	0,2	0,2
(pares)		
2	2,0	1,5
4	1,0	1,0
6	0,5	0,5
8	0,5	0,2
10	0,5	0,2
12	0,2	0,2
>12	0,2	0,2
<b>Tasa de Distorsión Total:</b>		
	<b>TDT 8 %</b>	<b>TDT 3 %</b>

Tabla 2.6.4.1-b - Valores límite de armónicas de tensión y tasa de distorsión total para usuarios en BT [27]

Impares no múltiplos de 3		Impares múltiplos de 3		Pares	
Orden de la armónica (n)	Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental)	Orden de la armónica (n)	Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental)	Orden de la armónica (n)	Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental)
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,3	6	0,5
13	3,0	21	0,2	8	0,5
17	2,0	>21	0,2	10	0,5
19	1,5			12	0,2
23	1,5			>12	0,2
25	1,5				
>25	$0,2+0,5 \times 25/n$				
<b>Tasa de Distorsión Total: TDT 8%</b>					

## 2.7 - Conclusiones del capítulo

A nivel nacional, aún no existe adhesión obligatoria para todas las provincias, y la reglamentación técnica no es detallada en varios aspectos y difiere según la provincia o localidad bajo estudio. En general, los requerimientos coinciden o son muy similares en casi todos los puntos.

Ante la falta de claridad y especificaciones en la normativa que alcanza la provincia de Buenos Aires (OCEBA, aplicable a la localidad de Balcarce), se recurre a normativa a nivel nacional (ENRE; CAMMESA) o, en este caso, de la provincia de Santa Fe (EPESF).

En la Tabla 2.7.1 se resumen la mayoría de las normativas técnicas que rigen sobre la implementación de sistemas de generación distribuida explicadas durante el capítulo y que serán la base para el análisis de resultados en este trabajo.

Tabla 2.7.1 - Resumen de las reglamentaciones y límites aplicables a cada variable desarrolladas en el capítulo

	Disposición 97/2019	Reglamento técnico EPE Santa Fe	Contrato de concesión y subanexo D - OCEBA	Resolución ENRE N° 0099/1997	Resolución ENRE N° 184/2000
Escenarios para estudios con GD	Máxima demanda y sin GD conectada	Si corresponde, según Etapa 1 – Acceso a la capacidad de Transporte y Ampliaciones – Procedimiento Técnico N° 1 – CAMMESA	-	-	-
	Mínima demanda y máxima GD conectada		-	-	-
Protecciones	Sobrecorriente de fase y de tierra, sobrecarga, mínima y máxima tensión y frecuencia, anti-isla o vector shift, sincronización previa a la conexión con la red, P.A.T de GD independiente de la P.A.T de la red. Protección contra descargas atmosféricas según Disposición, redundancia de protecciones y conexión rígida a tierra según EPESF.		-	-	-
Desbalance admitido	-	5 kVA entre fases	-	-	-
Máximo $\Delta U/U$ luego de conectar GD	-	$\pm 3\%$ y $U_{red} < 1.1 U_n$ en todos los casos	-	-	-

Tabla 2.7.1 (continuación) - Resumen de las reglamentaciones y límites aplicables a cada variable desarrolladas en el capítulo

		Disposición 97/2019	Reglamento técnico EPE Santa Fe	Contrato de concesión y subanexo D - OCEBA	Resolución ENRE N° 0099/1997	Resolución ENRE N° 184/2000
Máximo $\Delta U/U$	AT	-	-	$\pm 7\%$	-	-
	MT	-	-	$\pm 8\%$	-	-
	BT	-	-	$\pm 8\%$	-	-
	Rural	-	-	$\pm 12\%$	-	-
Flicker		-	Según Resolución ENRE 0099/1997	Según normativa internacional no especificada. La IEC 61000-3-3 establece Pst=1	Variable según tarifa y nivel de tensión	Pst = 1
Armónicas	Tensión	-	Según Resolución ENRE 184/2000	-	-	TDT=8% para BT y MT, TDT=3% para AT
	Corriente	-	-	-	TDTI=20% para BT y MT, TDTI=12% para AT	-
Inyección de corriente continua		-	0.5% de InGD	-	-	-

Si bien no toda la información extraída de los documentos legales es esencial para cumplir los objetivos de este trabajo, es importante entender el contexto del país en cuanto a la reglamentación de la GD.

Existe un gran detalle sobre los regímenes impositivos, tarifarios, beneficios, procedimientos burocráticos, registros y organismos creados, objetivos buscados, herramientas financieras aplicadas al desarrollo e implementación de las tecnologías de GD, etc., los cuales no son de mayor relevancia para este trabajo y sólo se mencionaron a modo introductorio, pero que a la hora de considerar la totalidad de un proyecto real es importante tenerlos en cuenta, especialmente para evaluar la viabilidad económica del mismo y los pormenores legales.

## **CAPÍTULO 3 - Impacto de la generación distribuida en las redes**

Las redes de distribución son diseñadas, en general, sin tener en cuenta la posibilidad de inserción de generadores independientes de generación distribuida o usuarios en baja tensión, resultando en redes radiales. Los aspectos más relevantes que se ven afectados por la generación distribuida son [15]:

- Flujos de carga
- Tensión en la línea
- Cortocircuitos y sus consecuencias

Cada punto mencionado puede representar un beneficio o un deterioro neto para la red, y se deberá evaluar cada uno para definir la viabilidad técnica de la GD para cada red en particular.

### **3.1 - Ventajas y desventajas generales de la generación distribuida**

En general, existen varios puntos que se le atribuyen universalmente a la generación distribuida. Entre ellos se encuentran ventajas y desventajas:

Ventajas:

- Es posible aumentar la oferta de energía sin incurrir en costos de la red de transmisión [15][30][31][32]
- Posponer ampliaciones o actualizaciones de la infraestructura de transmisión y distribución [15][32]
- Disponible en unidades modulares [30]
- Normalmente se utilizan recursos renovables y limpios [32][33]
- Recorte del pico de potencia demandada [30][33]

Desventajas:

- Mayor costo de la energía producida [30]
- Preferencia de generación a partir de fuentes despachables debido a la naturaleza intermitente e impredecible en la generación en la mayoría de las tecnologías renovables (solar, eólica, hidráulicas micro) [30][33]
- Necesidad de análisis particular sobre cada red previa implementación de la GD debido a que produce impactos que deben ser cuantificados y verificados [15][30][31][32][33][34]

- Necesidad de nuevas normativas que contemplen la GD y sus pormenores

Existen otros puntos importantes a la hora de discutir la generación distribuida, algunos autores las clasifican como ventajas pero realmente su efecto puede resultar tanto positivo como negativo sobre la red, dependiendo de diversos factores como por ejemplo la ubicación, el grado de penetración, la carga, las características de la red o la tecnología utilizada. Los puntos son:

- Pérdidas (activas y reactivas) en las líneas [15][31][32]
- Perfil de tensión [15][34]
- Calidad de la energía (flicker, armónicos)[15]
- Confiabilidad de la red (continuidad de servicio) [15][30][32][33]

En [15] se tratan de forma superficial todos los puntos anteriores a través de ejemplos propuestos y analizados por los propios autores. En [30] se analiza la confiabilidad del sistema a partir de la mayor disponibilidad de potencia y en [33] se estudia a partir de la variación de la corriente de cortocircuito y la actuación de las protecciones. En [34] se analiza el perfil de tensión en una red de 11 kV luego de introducir generación distribuida. En [31] se estudia con mayor detalle la variación de las pérdidas. En [32] se obtienen resultados sobre el perfil de tensión, las pérdidas en régimen permanente y la confiabilidad del sistema a partir de las corrientes y tensiones en condición de cortocircuito. En todos los trabajos a excepción de [15], la metodología utilizada es la simulación a través de software.

## **3.2 - Efectos en los niveles de tensión en régimen permanente y las pérdidas del sistema**

### **3.2.1 - Flujos de carga en un sistema de dos barras**

Tradicionalmente, los sistemas de distribución tienen una única dirección para el flujo de potencia debido a su configuración radial y generación centralizada. De forma simplificada, se puede representar como un sistema de dos barras, un slack bus o barra de referencia para la estación transformadora, y una barra PQ que represente la carga del alimentador. En la Figura 3.2.1.1 se representa lo anterior:

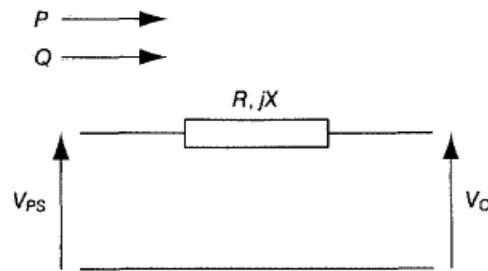


Figura 3.2.1.1 - Sistema de distribución de dos barras

Donde  $V_{ps}$  es el voltaje de la estación transformadora y  $V_c$  es el voltaje en la carga. La caída de tensión se puede describir de forma aproximada según la siguiente ecuación [34]:

$$V_{ps} - V_c = \frac{RP + XQ}{V_{ps}}$$

Para las líneas de distribución, los términos  $PR$  y  $XQ$  suelen ser comparables y ambos se deben tener en cuenta para analizar la dirección del flujo de potencia. Además, la potencia reactiva (inductiva) normalmente es considerablemente menor a la potencia activa. Esto lleva a que la línea presente una caída de tensión desde el extremo de la estación transformadora hasta la carga [34]. Esto genera un perfil de tensión característico de este tipo de escenarios, como se ve en la Figura 3.2.1.2:

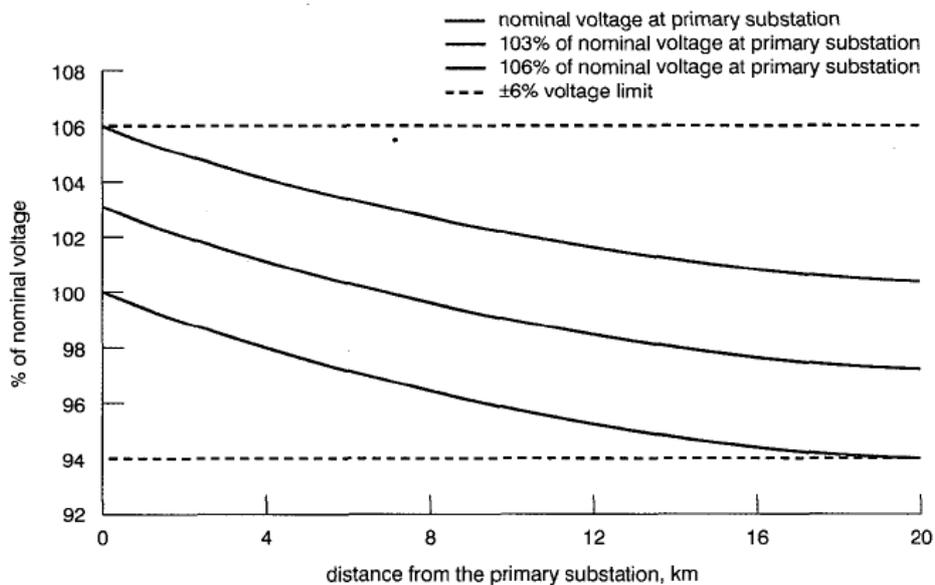


Figura 3.2.1.2 - Perfil de tensión de un distribuidor [34]

### 3.2.2 - Efectos sobre el nivel de tensión de la generación distribuida

Para un sistema de potencia de dos barras con generación, interconectadas por una línea con una cierta impedancia, existirá un flujo de potencia activa y reactiva desde una barra hacia la otra.

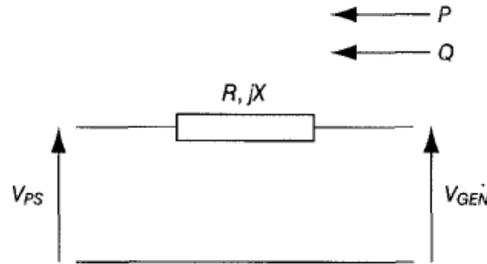


Figura 3.2.2.1 - Sistema de distribución con GD en una barra [34]

Donde ahora  $V_{GEN}$  es la tensión del sistema de GD. Se puede recurrir a la ecuación del punto 3.2.1 e invertir los flujos:

$$V_{GEN} - V_{PS} = \frac{RP + XQ}{V_{GEN}}$$

En este caso, si la potencia activa en la barra o aguas abajo de la misma es menor a la generada, la potencia generada por la GD se exportará a la red de y el flujo de potencia activa será desde  $V_{GEN}$  y  $V_{ps}$ . Además, si el sistema de GD no tiene capacidad de absorber gran cantidad de potencia reactiva, la potencia activa será mucho mayor a la reactiva, como es el caso de GDII operando a un factor de potencia cercano a 1. Estas condiciones llevan a que la caída de tensión se de desde  $V_{gen}$  a  $V_{ps}$  y por lo tanto, la tensión en la barra con GD sea mayor a la tensión en la ET [34].

El perfil de voltaje resultante dependerá de la potencia de generación distribuida y del estado de la carga. En la Figura 3.2.2.2 se ilustran los perfiles tipo para dos estados de carga y tres estados de generación. La curva superior corresponde a GD de 1 MW, la intermedia a 300 kW y la inferior al estado sin GD conectada.

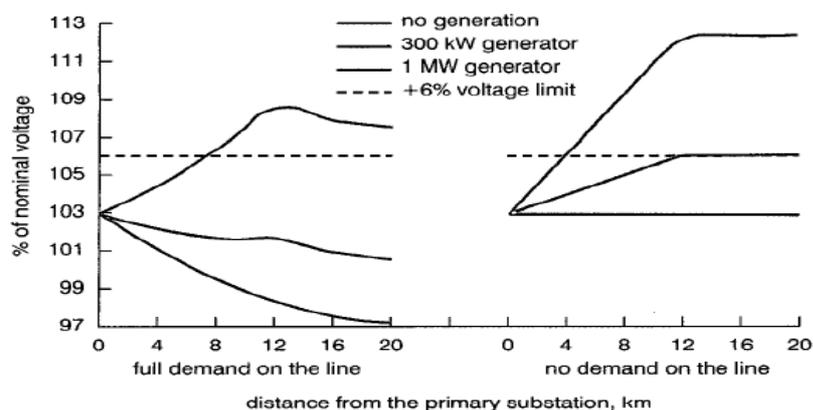


Figura 3.2.2.2 - Perfil de tensión con GD conectada a la red de distribución [34]

Es importante resaltar que la peor situación se da para el caso de mayor generación y mínima demanda en la línea [34]. En un caso extremo, si la potencia de generación supera el límite de los equipos y las líneas aguas arriba, podrían presentarse problemas más graves como la destrucción de equipos o actuación de protecciones sin que exista una falla en el sistema.

Otro efecto que produce la GD si se conecta GD cerca de la estación transformadora o de un regulador de voltaje, es que se enmascara la corriente que circula por la línea y por lo tanto, la medición para ajustar la regulación de voltaje será errónea. Esto producirá un perfil de tensión de forma similar, pero con una tensión que puede ser menor a la necesaria para mantenerla dentro de los rangos, como se visualiza en la Figura 3.2.2.3 a través de la línea a trazos:

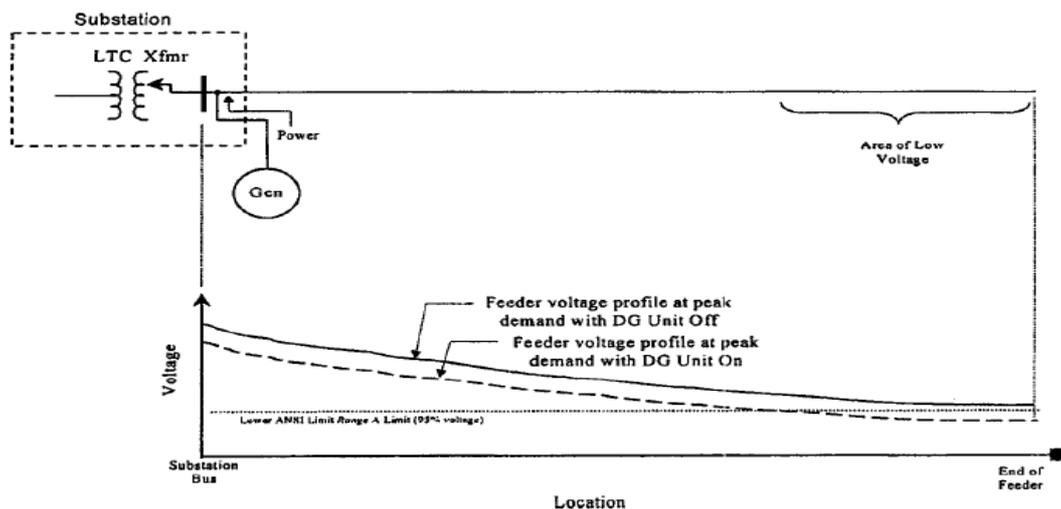


Figura 3.2.2.3 - Perfil de tensión de un distribuidor con GD conectada cerca de la ET o un regulador de tensión [15]

Los autores de la referencia [32] realizaron un estudio del impacto de la GD en una red de distribución simulada, incluyendo distintos niveles de penetración, tecnologías (máquinas sincrónicas, asincrónicas y convertidores), y factor de potencia de generación. Los generadores sincrónicos operan a factor de potencia 0.9 capacitivo, los asincrónicos a 0.9 inductivo, y los convertidores a factor de potencia unitario. La red se muestra en la Figura 3.2.2.4.

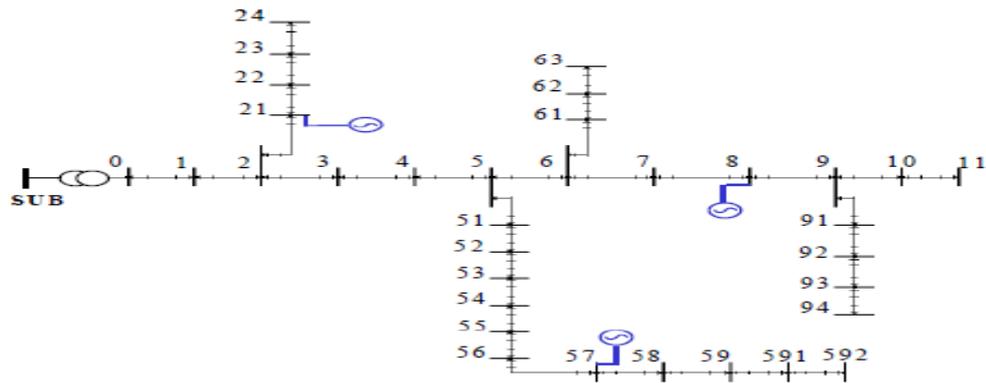


Figura 3.2.2.4 - Red modelada para simulación de impacto de GD [32]

Los generadores conectados a los nodos 21, 8 y 57 representan GD y el transformador conectado al nodo 0 representa la estación transformadora y la red externa al distribuidor. Los resultados para el perfil de voltaje de dos alimentadores de la red se muestran en las Figuras 3.2.2.5-a y 3.2.2.5-b.

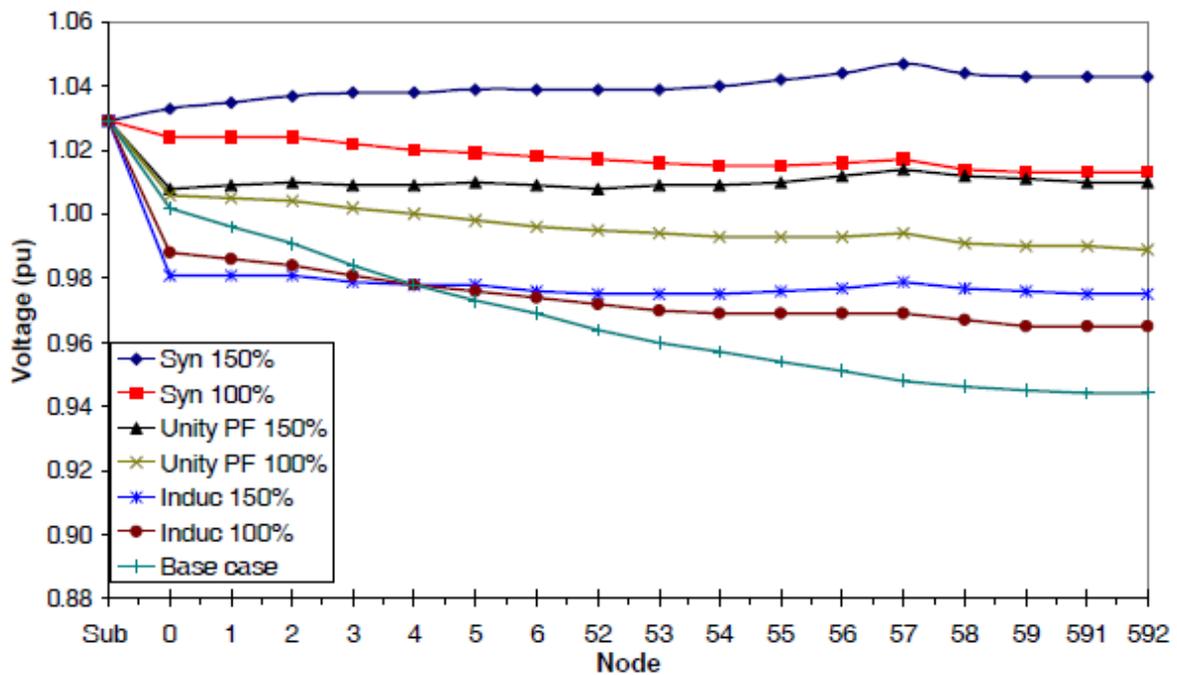


Figura 3.2.2.5-a - Perfiles de tensión para distintas tecnologías, grado de penetración y factor de potencia en el alimentador 5 [32]

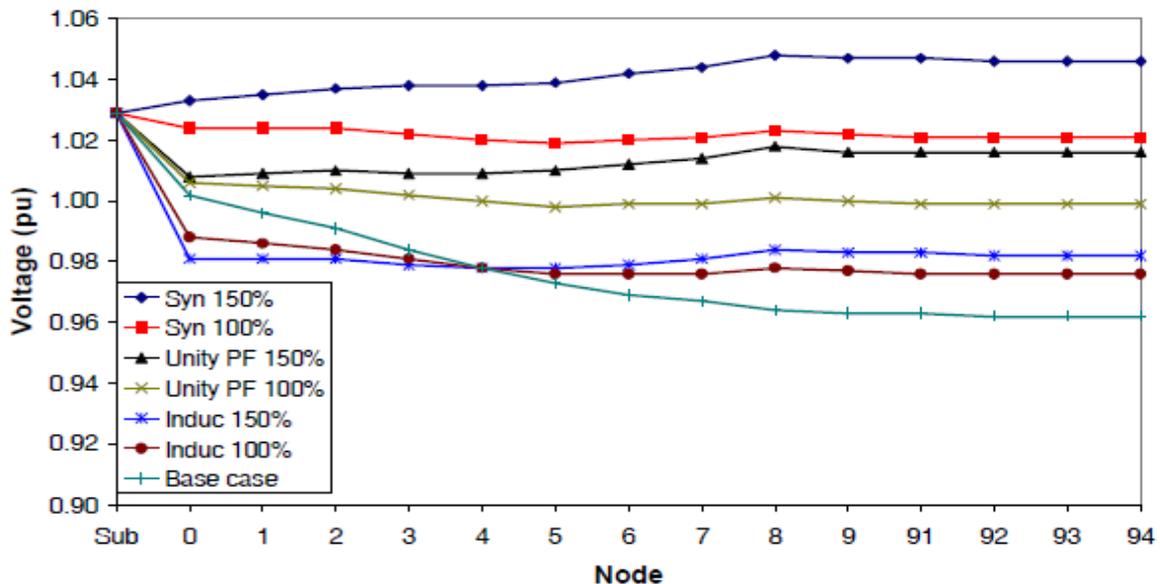


Figura 3.2.2.5-b - Perfiles de tensión para distintas tecnologías, grado de penetración y factor de potencia en el alimentador 9 [32]

Estos resultados coinciden con lo señalado anteriormente, teniendo un incremento del nivel de tensión respecto del caso base (sin GD) a medida que se aumenta el factor de potencia desde inductivo hacia capacitivo y a medida que se aumenta la potencia activa generada. Esto se explica en que el flujo de potencia cambia de sentido y la caída de tensión que produce también cambia de signo, produciendo un aumento de tensión en los puntos cercanos a la GD (nodos 8 y 57 en los gráficos).

El voltaje del sistema de distribución normalmente es regulado mediante los taps de regulación de los transformadores, reguladores de voltaje y bancos de capacitores teniendo en cuenta un flujo unidireccional de potencia [32].

### 3.2.3 - Efectos sobre las pérdidas de potencia de la red

Las pérdidas de la línea luego de incluir GD dependen principalmente del nivel de penetración, además también dependen de la ubicación, tecnología utilizada, la potencia instalada, las características de la red y otros factores. Los autores de la referencia [32] encontraron, en su estudio el siguiente comportamiento de las pérdidas:

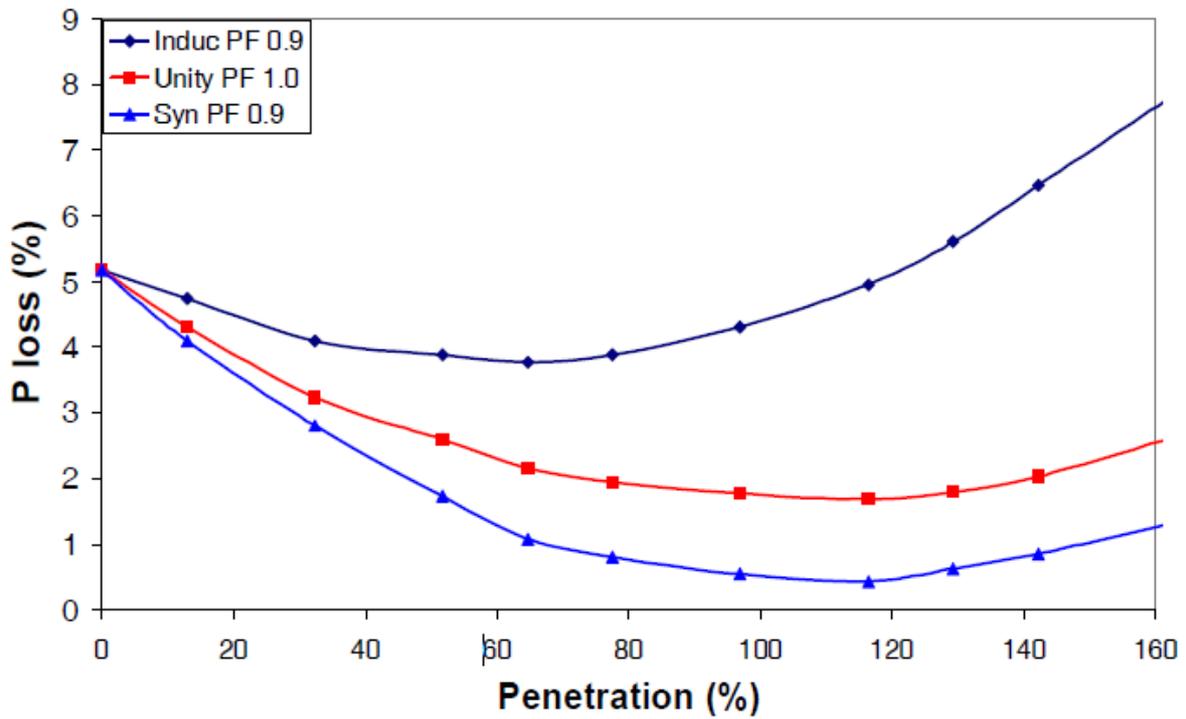


Figura 3.2.3.1-a - Pérdidas activas según grado de penetración de la GD y factor de potencia [32]

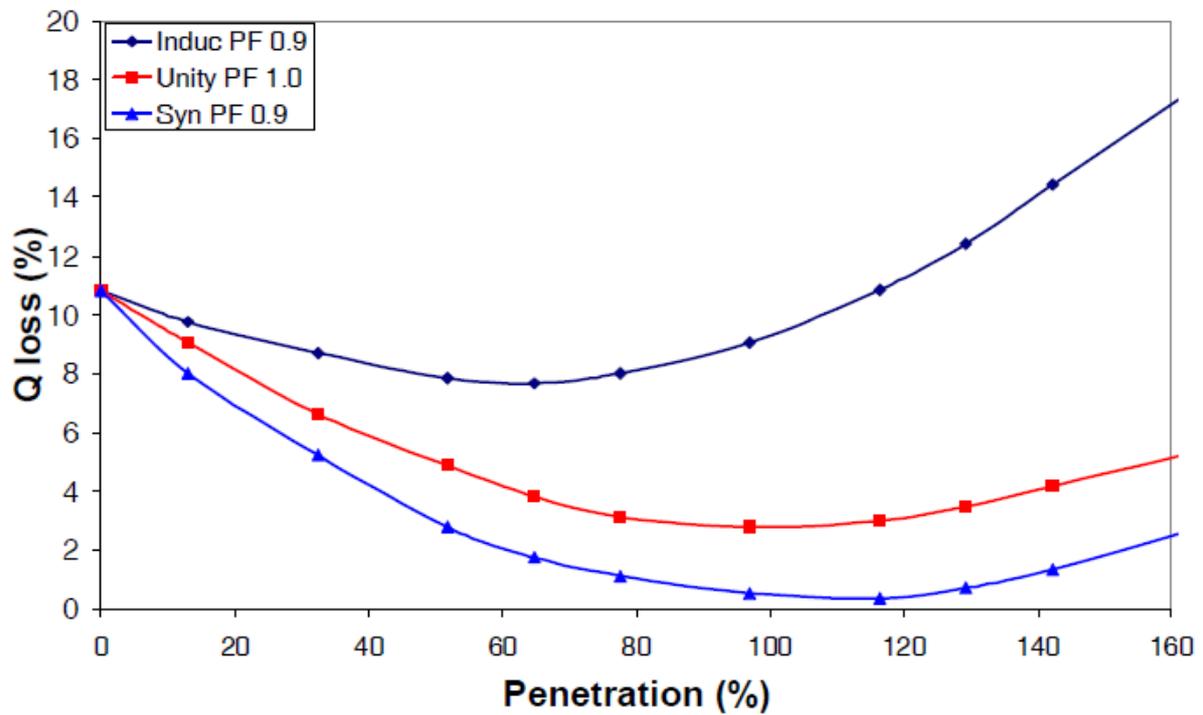


Figura 3.2.3.1-b - Pérdidas reactivas según grado de penetración de la GD y factor de potencia [32]

Es importante remarcar que, si se trata de GD de energías limpias, a pesar de que las pérdidas luego del mínimo aumenten, se mantendrían los beneficios de reducción de pérdidas para la red. Esto se

explica debido a que al aumentar las pérdidas luego del mínimo, estas son aportadas por la GD y no por la red, por lo que no se incurre en los costos de generación, transmisión y distribución.

Otros autores [31][13] realizaron estudios similares y obtuvieron resultados coincidentes. Las conclusiones respecto al impacto de la GD sobre las pérdidas del sistema son las siguientes:

- Las curvas de pérdidas, tanto activas como reactivas, tienen una forma de "bañera" (del inglés "bathtub") en función del grado de penetración, comenzando desde 0%, pasando por un mínimo y luego aumentando, pudiendo incluso superar las pérdidas sin GD.
- En general, las pérdidas se ven reducidas para un bajo nivel de penetración de GD.
- Existe un nivel óptimo de potencia de GD a conectar para minimizar las pérdidas, el cual depende de la tecnología utilizada, el punto de conexión a la red y las características de la red y la carga.
- La variación de las pérdidas depende de la tecnología empleada, principalmente debido al factor de potencia con el cual puede funcionar el sistema de GD. Las tecnologías de GDII y generadores sincrónicos tienen un mejor desempeño en comparación a los generadores asincrónicos.

### **3.3 - Comportamiento del sistema bajo condición de cortocircuito**

Las principales características que impactan sobre la corriente de cortocircuito cuando existe generación distribuida son la topología de la red, la ubicación de la GD, la tecnología empleada (inversores o máquinas rotantes) [35]. Para el caso de cortocircuitos con contacto a tierra, influye de forma determinante en el análisis el método de puesta a tierra de la red y la generación [36]. La GD se puede dividir en generación mediante máquinas rotantes, que incluye principalmente turbinas hidráulicas y aerogeneradores acoplados directamente a la red, y generación con interfaz a través de inversor, que incluye a la tecnología fotovoltaica y turbinas de gas [37].

Las corrientes de cortocircuito que se evalúan son las trifásicas debido a su severidad y las monofásicas a tierra por ser las más usuales, ya que representan aproximadamente entre el 70% y 85% del total de las fallas [37][38].

Para simplicidad en el análisis se supondrán iguales las tensiones que generan la red y la GD durante una falla, lo cual no es estrictamente correcto pero su impacto es despreciable en el resultado final [39] debido a que los factores determinantes en los valores de las corrientes son las impedancias.

### 3.3.1 - Impacto sobre cortocircuitos trifásicos en generación distribuida con máquinas rotantes

Sea el siguiente diagrama unifilar para una red de distribución radial simplificada en el que se da una falla trifásica con tensiones balanceadas:

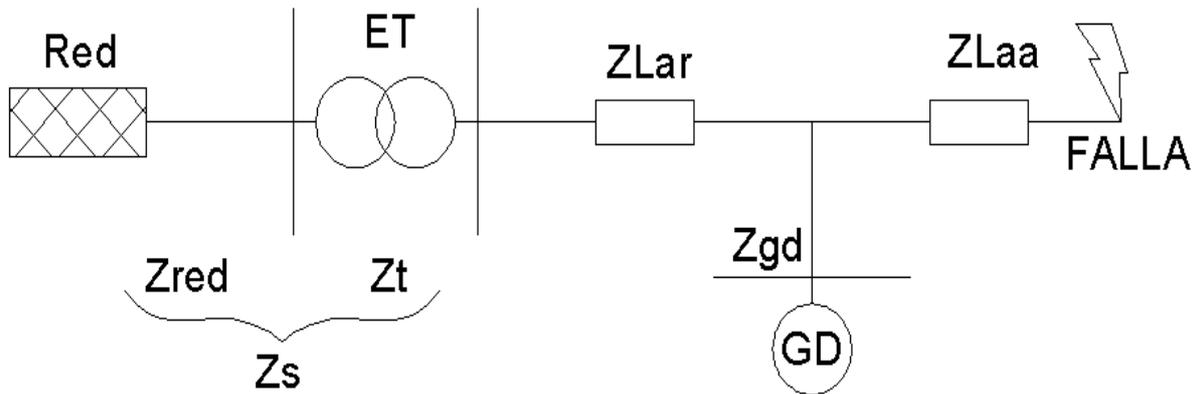


Figura 3.3.1.1 - Unifilar del distribuidor con GD conectada

Donde:

- $Z_{Lar}$  es la impedancia de línea aguas arriba del punto de conexión de la generación distribuida, sólo circula la corriente que aporta la red
- $Z_{Laa}$  es la impedancia de línea aguas abajo del punto de conexión de la generación distribuida, que es vista tanto por la red como por la GD y la corriente es aportada por ambas fuentes
- $Z_{gd}$  es la impedancia del conjunto del sistema de generación distribuida, considerando generación, transformador y conductores.
- $Z_{red}$  y  $Z_t$  son la impedancia de la red y del transformador respectivamente

Se llamará  $Z_{tar}$  a la impedancia serie total aguas arriba del punto de conexión de la generación distribuida y resulta:

$$Z_{tar} = Z_s + Z_{Lar} = Z_{red} + Z_t + Z_{Lar}$$

El equivalente monofásico para la falla trifásica resulta de la siguiente manera:

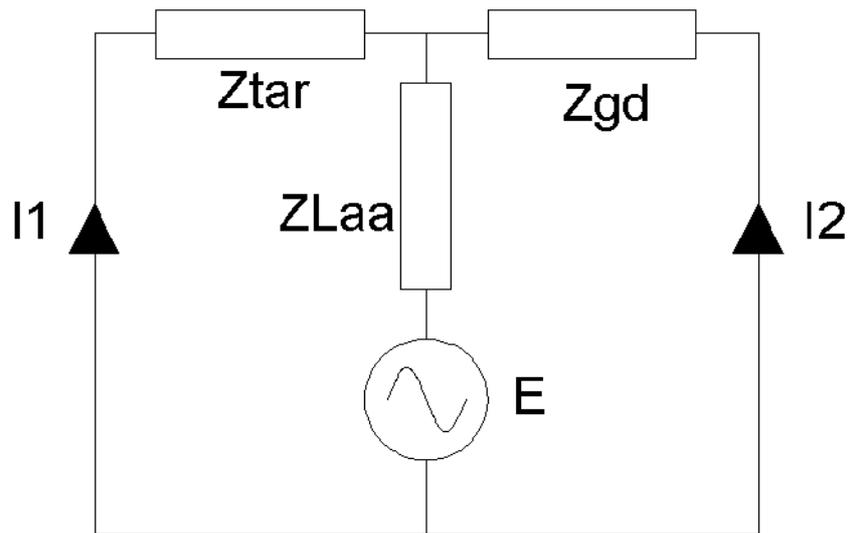


Figura 3.3.1.2 - Circuito equivalente para caso con máquinas rotantes

La corriente  $I_{sg}$  que verían los relés de la estación transformadora sin generación distribuida es:

$$I_{sg} = \frac{E}{Z_{tar} + Z_{Laa}}$$

La corriente  $I_{cg}$  que verían los relés con GD resulta:

$$I_{cg} = \frac{Z_{gd} E}{Z_{tar} Z_{Laa} + Z_{gd} Z_{Laa} + Z_{tar} Z_{gd}}$$

La relación de corrientes con y sin GD resulta:

$$\frac{I_{cg}}{I_{sg}} = \frac{Z_{gd} (Z_{tar} + Z_{Laa})}{Z_{tar} Z_{Laa} + Z_{gd} Z_{Laa} + Z_{tar} Z_{gd}}$$

$$\frac{I_{cg}}{I_{sg}} = \frac{Z_{tar} + Z_{Laa}}{Z_{Laa} + Z_{tar} + \frac{Z_{tar}}{Z_{gd}} Z_{Laa}}$$

Es importante notar que esta expresión es válida para cualquier punto de conexión de la GD, sea en la barra de la estación transformadora o en un extremo del distribuidor, siendo la diferencia entre cada caso el valor de  $Z_{Laa}$  y  $Z_{Lar}$ . Para los casos prácticos, las impedancias siempre son inductivas y esta relación siempre resulta menor que 1 en módulo [35], por lo tanto la corriente vista por los dispositivos de medición y protección en la estación transformadora es menor que la que circularía sin GD.

Por otro lado, resulta de interés analizar si la corriente total que podría llegar a circular por un tramo de la línea resulta mayor o menor al caso sin generación distribuida. En un primer caso sin generación conectada la corriente es según la ecuación anteriormente expuesta:

$$I_{sg} = \frac{E}{Z_{tar} + Z_{Laa}} \quad (1)$$

Al agregar GD, la suma de las corrientes en la línea resulta:

$$I_{total\ cg} = \frac{E}{\frac{Z_{tar} * Z_{gd}}{Z_{gd} + Z_{tar}} + Z_{Laa}} \quad (2)$$

Al realizar el paralelo de  $Z_{tar}$  y  $Z_{gd}$ , la impedancia total resultante siempre es menor que la menor de las dos impedancias (si ambas son de tipo RL), independientemente de su valor. Esto lleva a que el denominador de la Ecuación 2 sea siempre menor que el denominador de la Ecuación 1, lo que finalmente resulta en la siguiente conclusión: la corriente de cortocircuito trifásica total al contemplar el aporte de ambas fuentes de generación resulta siempre mayor que en el caso con una sola fuente de generación.

Las consecuencias de estos impactos son la descoordinación y/o cegamiento de protecciones de sobrecorriente y el aumento del riesgo de provocar daños en equipos al aumentar la potencia de cortocircuito en la línea.

### 3.3.2 - Impacto del tratamiento del neutro y sobre cortocircuitos monofásicos

Los efectos principales son el cambio en la corriente de cortocircuito que aporta la estación transformadora y la corriente de cortocircuito total, y sobretensiones en las fases sanas. Los problemas que esto puede ocasionar son principalmente el cegamiento y descoordinación de protecciones, fallas en el sistema de aislación a tierra [36].

El sistema de puesta a tierra de la red es lo que determina los niveles de cortocircuito desbalanceado con contacto a tierra y la sobretensión que puede aparecer sobre las fases sanas. Además, impacta en la confiabilidad del sistema, las protecciones a utilizar, etc. [13][40].

El neutro puede estar aislado o conectado a tierra directamente o a través de una impedancia. La conexión del neutro a través de una impedancia tiene como objetivo la reducción de las corrientes de cortocircuito y, como punto negativo, un aumento de tensión en las fases sanas en comparación al caso de conexión directa. Se define un sistema como efectivamente puesto a tierra si se dan las condiciones:

$$R_0 < X_1$$

$$0 < X_0 / X_1 \leq 3$$

Siendo  $X_0$  y  $X_1$  las reactancias de secuencia 0 y 1 y  $R_0$  la resistencia de secuencia 0 según el método de las componentes simétricas. Para estos sistemas, la tensión en las fases sanas no supera un aumento del 40% ante cortocircuitos a tierra.

### Sobretensiones en las fases sanas

Las sobretensiones en las fases sanas aparecen únicamente en el caso de cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra. Además, las sobretensiones que se producen durante los cortocircuitos monofásicos son mayores que en el caso de los bifásicos [41]. Por lo tanto, sólo se analizará el caso del cortocircuito monofásico a tierra.

Los valores de los voltajes de las fases sanas pueden ser expresados en función de las impedancias de secuencia del sistema vistas desde el punto de falla [41]. La conexión de las redes de secuencia para un cortocircuito monofásico se muestra en la Figura 3.3.2.1:

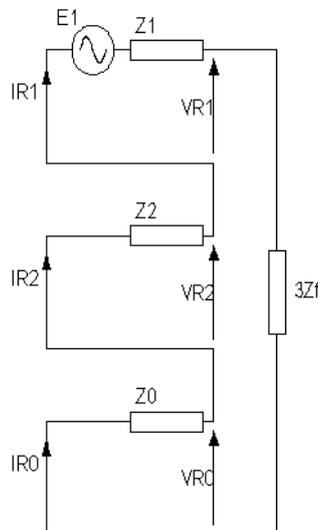


Figura 3.3.2.1 - Redes de secuencia para un cortocircuito monofásico a tierra en la fase "R" [41]

En este circuito se representan las impedancias, corrientes y tensiones de secuencia directa, inversa y homopolar. También se incluye una impedancia de falla  $Z_f$ , la cual el circuito "ve" como  $3Z_f$ .

Si se resuelve el circuito y se calculan las tensiones de las tres fases, resultan según las ecuaciones siguientes [41]:

$$V_r = \frac{E_{1.3} Z_f}{2 Z_1 + Z_0 + 3 Z_F}$$

$$V_s/E_1 = \frac{-1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$V_t/E_1 = \frac{-1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

Si la impedancia de falla se considera despreciable, las ecuaciones anteriores se simplifican a:

$$V_r = 0$$

$$V_s/E_1 = \frac{-1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$V_t/E_1 = \frac{-1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

Luego, las tensiones en las fases sanas dependen únicamente de los valores de las impedancias de secuencia directa y homopolar. A su vez, la impedancia de secuencia cero está fuertemente determinada por el tratamiento del neutro del sistema.

Las ecuaciones que corresponden a las impedancias  $Z_1$  y  $Z_0$  para líneas aéreas trifásicas de tres conductores sin hilo de guarda y sin considerar las inductancias mutuas y capacidades a tierra o entre fases y los términos de corrección entre secuencias son las siguientes [41]:

$$Z_1 = Z_2 = R + j * 0.002892 * f * \log_{10} \left( \frac{DMG}{RMG_c} \right)$$

$$Z_0 = R + 0.002964 * f + j * 0.008676 * f * \log_{10} \left( \frac{De}{RMG_0} \right)$$

A continuación se detalla cada variable:

R es la resistencia propia del conductor, que depende del material, la sección, y el largo considerado.

DMG es la distancia media geométrica y depende de las distancias entre los conductores de las tres fases, cuya expresión matemática es:

$$DMG = \sqrt[3]{d_{RT} * d_{ST} * d_{RS}}$$

RMGc es el radio medio geométrico del conductor y depende del radio del conductor y una constante según la cantidad de alambres que componen el conductor. RMGc es igual para todas las impedancias de secuencia. La constante k se puede obtener de tablas:

$$RMGc = \text{radio del conductor} * k$$

El término  $0.002964 * f$  representa la resistencia del terreno por el cual retornan las cargas.

RMG0 es el radio medio geométrico del conjunto de tres conductores y se define según el RMGc y la DMG anteriormente definidas. Se calcula como:

$$RMG0 = \sqrt[3]{RMGc * DMG^2}$$

De es la profundidad de retorno por tierra de las cargas y se calcula según la siguiente ecuación:

$$De = 658 \sqrt{\frac{\rho}{f}}$$

$\rho$  : resistividad del terreno en [  $\Omega/m^3$  ]

f: frecuencia del sistema en [1/s]

Como referencia, para una resistividad de terreno baja, como puede ser  $10 [ \Omega/m^3 ]$ , el valor de De resulta igual a 294.3 [m]. Para resistividades mayores, la profundidad De es mayor y por lo tanto la inductancia X0 resulta mayor.

Al comparar la componente resistiva de Z1 y Z0, se ve que Z0 resulta ligeramente mayor debido a la resistencia que aporta el retorno por tierra Rt. En cuanto a la reactancia inductiva, es mayor X0 que X1 debido a que De es mucho mayor que la DMG. Según la referencia [42], dado que las corrientes de secuencia homopolar están en fase, el campo magnético que producen es diferente que en el caso de secuencia positiva y negativa. En las líneas de transmisión, el resultado es que la reactancia homopolar suele ser 2 o 3 veces mayor que la reactancia de secuencia directa e inversa.

A partir de lo anterior y teniendo en cuenta las consideraciones hechas para las ecuaciones de Z1 y Z0, se puede concluir que la relación de módulos Z0/Z1 resulta siempre mayor a 1. En la referencia [43] se presenta un conjunto de curvas para un rango de diferencia de ángulos y módulos entre Z1 y Z0. En las redes con neutro rígido a tierra o a través de una impedancia de bajo valor óhmico, la diferencia de fase entre la impedancia de secuencia positiva y homopolar no suele superar los 30° [43].

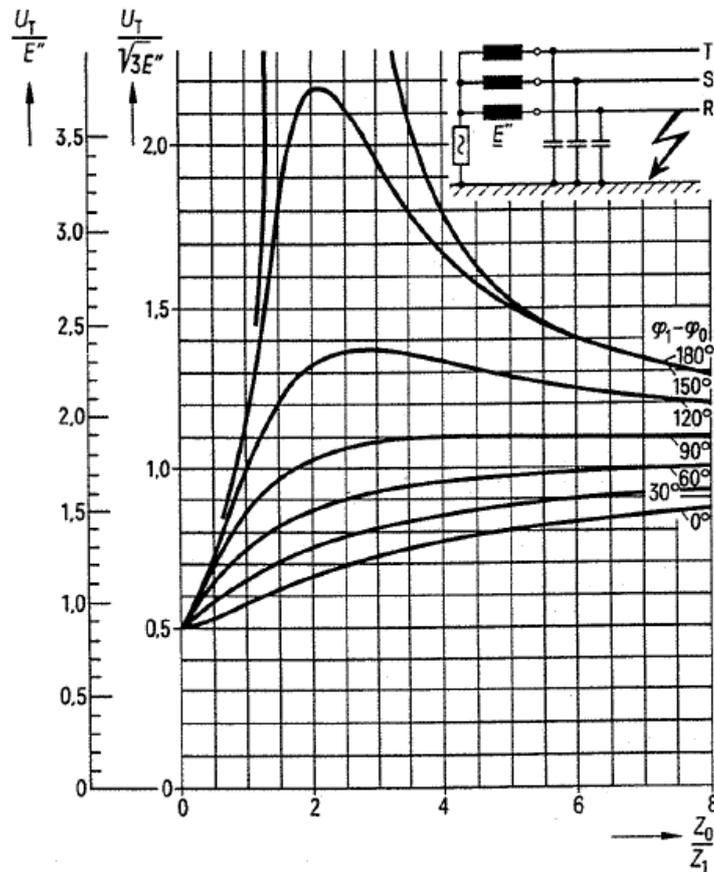


Figura 3.3.2.2 - Sobretensiones en las fases sanas según la relación  $Z_0/Z_1$  [43]

En la práctica, una diferencia de ángulos entre  $Z_1$  y  $Z_0$  ( $\varphi_1 - \varphi_0$ ) mayor a  $90^\circ$  se da únicamente para redes con neutro aislado y  $X_0$  resulta capacitivo. En estos casos se debería tener en cuenta al evaluar las sobretensiones, que pueden ser muy elevadas, especialmente en el entorno de  $X_0/X_1 = -2$ .

Como primera conclusión, en sistemas con neutro rígido a tierra, debido a que en la práctica  $Z_0/Z_1 > 1$ , las sobretensiones, en al menos una de las fases, resultan mayores a la tensión nominal. En el caso de  $Z_0/Z_1 = 1$  y  $(\varphi_1 - \varphi_0) = 0^\circ$ ,  $U_{fs}/U_n = 1$ , siendo  $U_n$  la tensión de fase nominal.

Si se adopta un sistema de puesta a tierra con neutro aislado, la impedancia  $Z_0$  resulta muy elevada en comparación a  $Z_1$  y todas las curvas tienden al valor  $\sqrt{3} E_1$ . Efectivamente, según las expresiones para las tensiones en las fases sanas para  $Z_0 = \infty$  resultan:

$$V_s = \sqrt{3} E_1 \left( \frac{-3}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \right)$$

$$V_t = \sqrt{3} E_1 \left( \frac{-3}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \right)$$

Como conclusión, ante un cortocircuito monofásico a tierra, al menos una de las fases sanas queda expuesta a tensiones mayores a las nominales. Si existe una impedancia  $Z_0 \gg Z_1$ , las fases sanas

quedan a potencial de línea, pero también pueden estar a mayor potencial si  $Z_0$  es similar en módulo a  $Z_1$  y además la diferencia de fases es cercana a  $90^\circ$ .

Un método para evitar las sobretensiones es adoptar un tratamiento del neutro rígido a tierra, lo que reduciría el valor de  $Z_0$  a valores cercanos a  $Z_1$  y por lo tanto, como se comentó anteriormente, si  $Z_0 \cong Z_1$ , entonces el punto neutro del sistema no sufre grandes desplazamientos y se cumple que  $U_{fs}/U_n \leq 1.4$ .

### Corriente de cortocircuito

Para analizar los impactos de múltiples fuentes de alimentación sobre la corriente de cortocircuito, en primer lugar, se debe analizar el circuito equivalente de las redes de secuencia. Para ello se toma como referencia el esquema unifilar de la Figura 3.3.1.1. En este caso es necesario definir el esquema de conexión del transformador, el cual determinará la red de secuencia homopolar del lado de la red. Para el caso de estudio, se trata de un transformador conectado en estrella con neutro en el lado de 132 kV y 33 kV, y en triángulo en el lado de 13,2 kV. En la ET está presente un reactor de neutro conectado en zig-zag para permitir la circulación de corrientes homopolares. En la Figura 3.3.2.3 se muestran las redes de secuencia de un transformador con las características mencionadas.

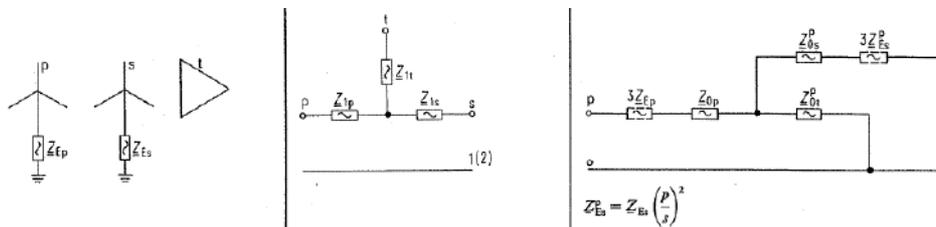


Figura 3.3.2.3 - Redes de secuencia para un transformador con conexiones Yn-Yn-D [43]

Para las redes de secuencia positiva y negativa, la impedancia del transformador con el modelo "T" incluirá  $Z_{1p}$  y  $Z_{1t}$ . Para la red de secuencia homopolar, el transformador presenta una reactancia muy elevada debido a su conexión en triángulo que no permite la circulación de corrientes homopolares. La corriente homopolar se cerrará a través del reactor de neutro de la ET instalado precisamente con dicho propósito.

Las redes de secuencia positiva, negativa y cero para un cortocircuito en el mismo punto de falla F se muestran en la Figura 3.3.2.4 - a, b y c.

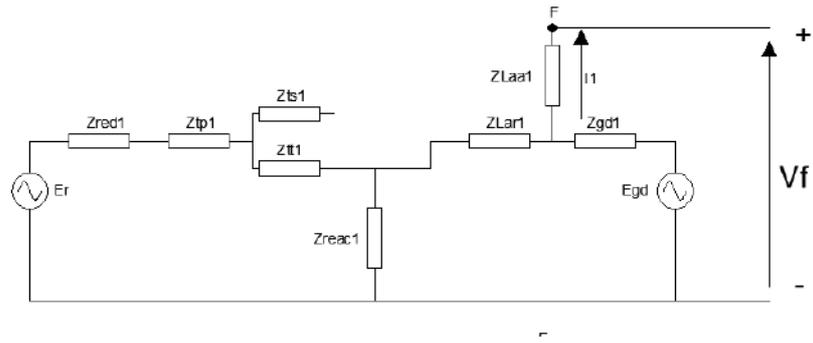


Figura 3.3.2.4 - a - Red de secuencia positiva y su equivalente de Thevenin para una falla en el punto "F"

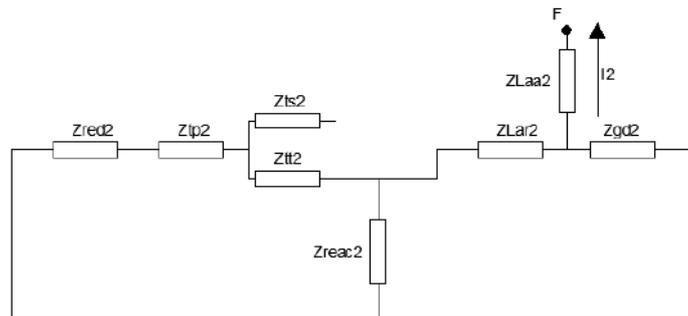


Figura 3.3.2.4 - b - Red de secuencia negativa y su equivalente de Thevenin para una falla en el punto "F"

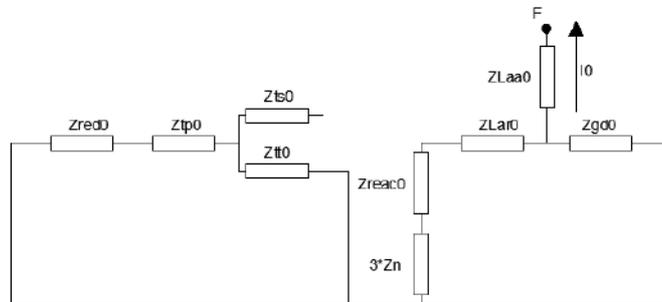


Figura 3.3.2.4 - c - Red de secuencia homopolar y su equivalente de Thevenin para una falla en el punto "F"

Cabe aclarar que la impedancia  $Z_{reac}$  representa la impedancia de secuencia del reactor de neutro de la ET en el lado de 13,2 kV conectado en zig-zag para cada red (1,2, 0).

El valor de la fuente equivalente  $V_f$  de la red de secuencia positiva será la tensión de la red en el punto de falla al momento previo del cortocircuito. En general, es un valor muy cercano a la tensión nominal. La impedancia de secuencia 0 de la GD dependerá del sistema de puesta a tierra adoptado y del grupo de conexión del transformador para conexión a la red. A partir de las redes de secuencia, para encontrar la corriente de cortocircuito se conectan en serie [44]. Se obtiene el circuito de la Figura 3.3.2.5.

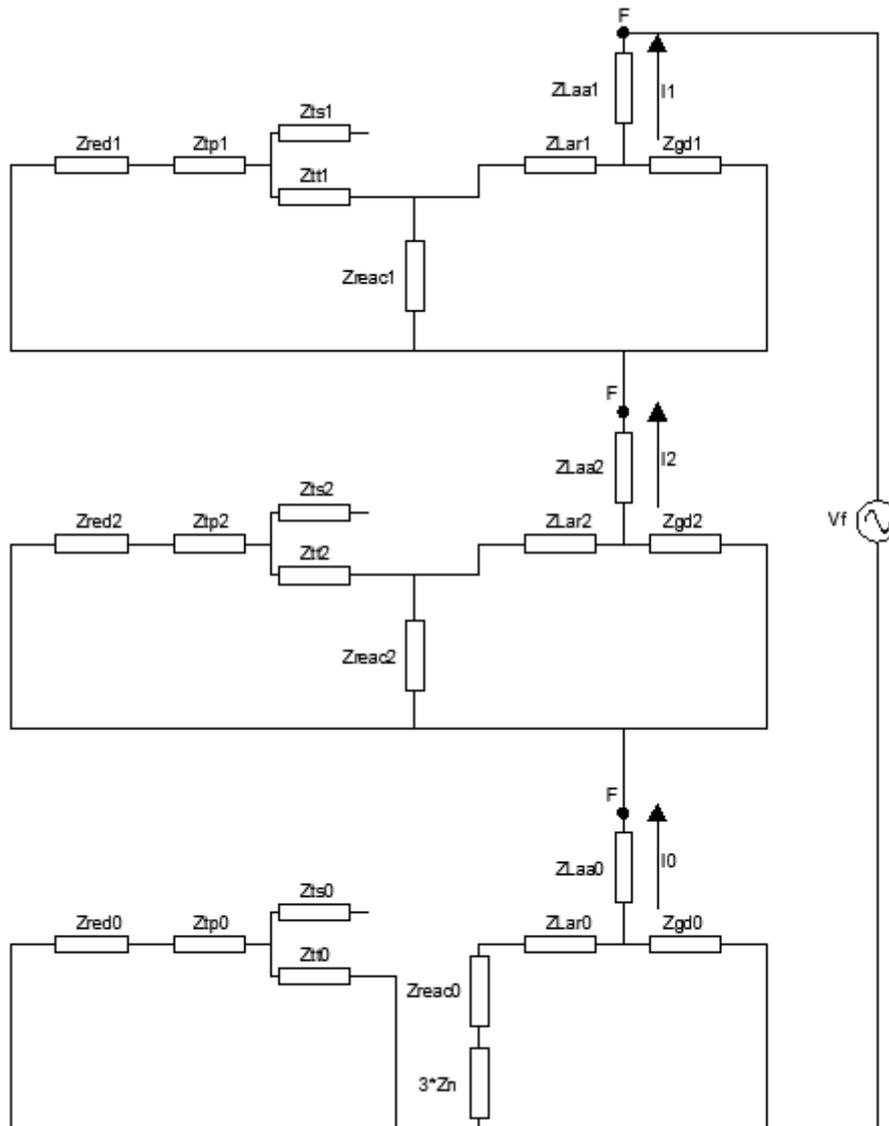


Figura 3.3.2.5 - Circuito equivalente completo para una falla monofásica a tierra en el punto "F"

Lo que se busca conocer para evaluar el impacto de la GD es lo mismo que para el caso del cortocircuito trifásico: la corriente de cortocircuito ante una falla y la variación de la corriente que aporta la red al cortocircuito. Si se considera que la impedancia de secuencia directa e inversa del reactor de neutro es muy elevada, se puede reducir la topología según la Figura 3.3.2.6:

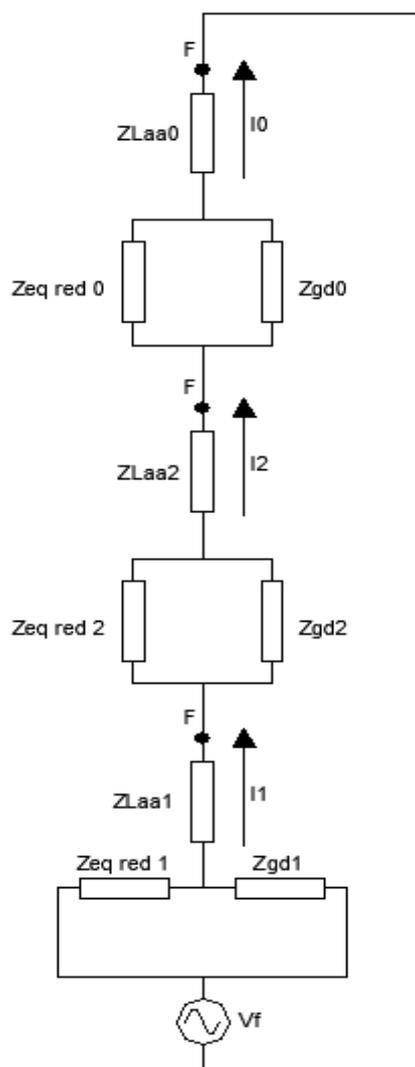


Figura 3.3.2.6 – Circuito equivalente reducido del cortocircuito monofásico

Las expresiones de  $Z_{eq \text{ red}}$  del circuito anterior para cada secuencia se pueden expresar según las siguientes ecuaciones:

$$Z_{eq \ 1} = Z_{red \ 1} + Z_{tp \ 1} + Z_{tt \ 1} + Z_{Lar \ 1}$$

$$Z_{eq \ 2} = Z_{red \ 2} + Z_{tp \ 2} + Z_{tt \ 2} + Z_{Lar \ 2}$$

$$Z_{eq \ 0} = Z_{Lar \ 0} + Z_{reac \ 0} + 3 Z_n$$

La notación "//" indica que se realiza un paralelo entre las impedancias. La operación se define para dos impedancias cualesquiera  $Z_a$  y  $Z_b$  como:

$$Z_a // Z_b = \frac{Z_a * Z_b}{Z_a + Z_b}$$

Si se comparan los circuitos obtenidos para el caso trifásico y monofásico (Fig. 3.3.2.7), se observa que la topología de los circuitos es idéntica, y la diferencia radica en los valores de las impedancias que entran en juego. Si se hace un análisis comparativo, se puede decir que:

$$Z_{tar} \rightarrow Z_1 + Z_{tp1} + Z_{tt1} + Z_{Lar1} = Z_{eq1}$$

$$Z_{gd} \rightarrow Z_{gd1}$$

$$Z_{Laa} \rightarrow Z_{Laa1} + \left[ \frac{(Z_{red2} + Z_{tp2} + Z_{tt2} + Z_{Lar2})}{\sqrt{3}} Z_{gd2} \right] + Z_{Laa2} + \left[ \frac{(Z_{reac0} + 3Z_n + Z_{Lar0})}{\sqrt{3}} Z_{gd0} \right] + Z_{Laa0}$$

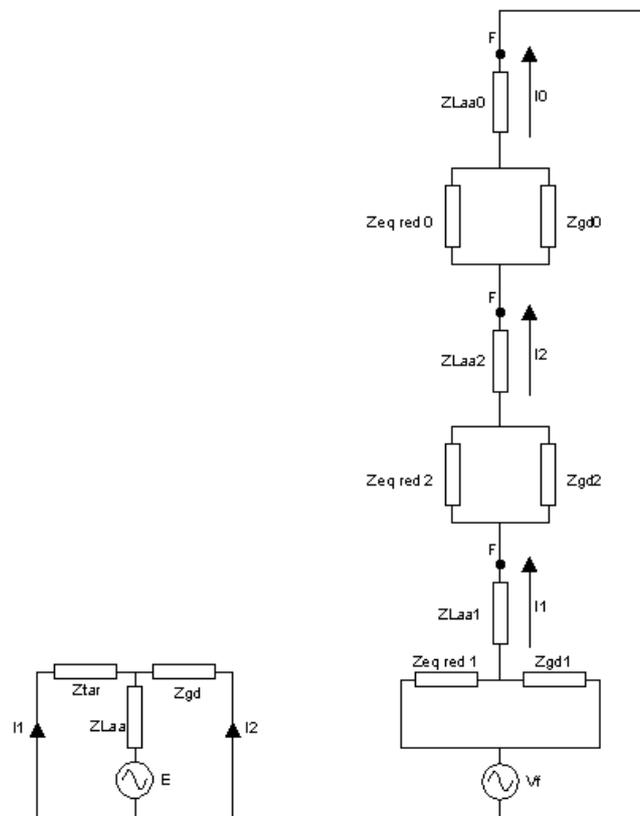


Figura 3.3.2.7 - Comparación de circuitos para CC trifásico (izquierda) y monofásico (derecha)

En primer lugar, se busca la corriente total sin generación distribuida ( $I_{sgd}$ ) que circularía en un caso inicial, con un aporte del 100% por parte de la red:

$$I_{sgd} = \frac{V_f}{\sqrt{3}} \frac{1}{Z_{eq1} + Z_{eq2} + Z_{eq0} + Z_{Laa1} + Z_{Laa2} + Z_{Laa0}}$$

La corriente que circula cuando se introduce GD ( $I_{cgd}$ ) se obtiene como:

$$I_{cgd} = \frac{V_f}{\sqrt{Z_{gd1} + Z_{eq2} + Z_{gd0} + Z_{Laa1} + Z_{Laa2} + Z_{Laa0}}} \frac{Z_{eq}}{\sqrt{Z_{gd1} + Z_{eq2} + Z_{gd0} + Z_{Laa1} + Z_{Laa2} + Z_{Laa0}}}$$

Para conocer si el nivel de cortocircuito resulta mayor o menor, se analiza el denominador de ambas ecuaciones. Se ve que la diferencia es que aparece el paralelo entre las impedancias de secuencia de la red y la GD. Siempre que ambas impedancias se encuentren en el mismo cuadrante del plano complejo, el módulo del paralelo de las impedancias resulta menor o igual al módulo mínimo entre ambas impedancias, por lo tanto, al evaluar el módulo de la corriente de cortocircuito,  $I_{cgd}$  resulta mayor a  $I_{sgd}$  para estos casos.

A partir de este análisis se puede concluir que el nivel de cortocircuito que puede aparecer en algún punto de la red al introducir GD siempre es mayor o igual al previo si las impedancias de secuencia de la GD son inductivas al igual que las de la red.

Para analizar el comportamiento de la corriente que aporta la red se pueden plantear dos casos:  $Z_{gd} \ll Z_{eq \text{ red}}$  y  $Z_{gd} \gg Z_{eq \text{ red}}$ . Este planteo es posible si las impedancias se encuentran dentro del mismo cuadrante, de otra forma la distribución de corrientes podría cambiar de sentido y el análisis debería incluir esta posibilidad.

Para  $Z_{gd} \gg Z_{eq \text{ red}}$ , se considera que el paralelo entre  $Z_{gd}$  y  $Z_{eq \text{ red}}$  resulta aproximadamente igual a  $Z_{eq \text{ red}}$  y la corriente  $I'$  que aporta la red en este caso resulta:

$$I' \approx \frac{V_f}{\sqrt{Z_{Laa1} + Z_{Laa2} + Z_{Laa0} + Z_{eq}}} \frac{Z_{eq}}{\sqrt{Z_{Laa1} + Z_{Laa2} + Z_{Laa0} + Z_{eq}}}$$

Este es el valor de la corriente que resulta para el caso sin GD, por lo que no habría cambios en este valor límite.

Para  $Z_{gd} \ll Z_{eq \text{ red}}$ , se considera que el paralelo entre  $Z_{gd}$  y  $Z_{eq \text{ red}}$  resulta aproximadamente igual a  $Z_{gd}$  y la corriente  $I''$  que aporta la red se puede calcular como:

$$I'' \approx \frac{V_f}{\sqrt{Z_{Laa1} + Z_{Laa2} + Z_{Laa0} + Z_{gd1} + Z_{gd2} + Z_{gd0}}} \frac{Z_{eq}}{\sqrt{Z_{Laa1} + Z_{Laa2} + Z_{Laa0} + Z_{gd1} + Z_{gd2} + Z_{gd0}}} * Z_{gd1}$$

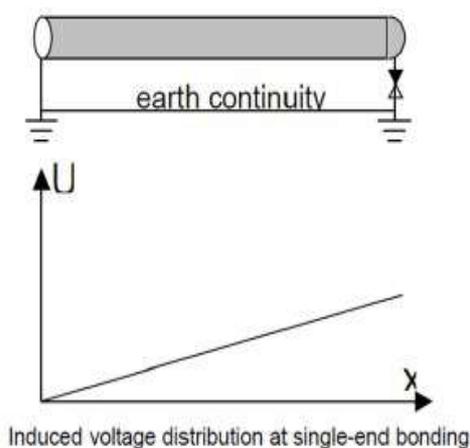
Bajo estas suposiciones,  $I''$  resultaría menor que  $I'$  y por lo tanto la corriente podría oscilar entre un valor mínimo que depende de la impedancia de la línea y de la GD y un valor máximo igual al caso sin GD.

Las conclusiones son idénticas al caso trifásico, y por lo tanto las consecuencias también lo son.

### Cables subterráneos: impedancias y puesta a tierra de pantallas electrostáticas

Si bien en el alimentador estudiado únicamente existe un tramo subterráneo desde la salida de la ET hasta el primer poste de media tensión, es normal encontrar tendidos de cable subterráneo en media tensión. Estos cables tienen una capacitancia relevante que impacta en las corrientes de cortocircuito. Adicionalmente, en las pantallas electrostáticas se inducen tensiones debido a la corriente del conductor, las cuales deben ser tenidas en cuenta para evitar valores peligrosos. La forma de puesta a tierra de las pantallas influye en las tensiones inducidas y también tienen influencia en el comportamiento del sistema en cortocircuito [45][46].

El primer caso de puesta a tierra de las pantallas consiste en poner a tierra un único extremo de la línea. No existe circulación de corriente, pero aparece una tensión inducida en el extremo abierto. Es apropiado para tendidos cortos debido a que la tensión inducida no llega a valores peligrosos por la longitud reducida. En la Figura 3.3.2.8 se muestra esquemáticamente la tensión en función de la longitud y el conexionado de la pantalla a tierra.



*Figura 3.3.2.8 - Conexión de pantalla electrostática a tierra en un único extremo y tensión inducida en la misma [45]*

La desventaja de este tipo de puesta a tierra es que, en condición de cortocircuito, al no circular corriente por la pantalla, pueden aparecer tensiones inducidas que perforan la aislación del cable [45].

El segundo caso se trata de pantallas puestas a tierra en sus dos extremos. Al existir continuidad en la tierra, habrá una circulación de corriente en la pantalla. La tensión inducida en los extremos se anula; se mejora este aspecto respecto al primer caso planteado.

En la Figura 3.3.2.9 se muestra el conexionado y el perfil de tensión en la pantalla [45].

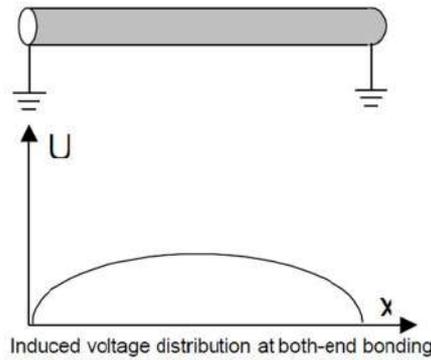


Figura 3.3.2.9 - Conexión de pantalla electrostática a tierra en ambos extremos y tensión inducida en la misma [45]

El último caso es el de pantallas traspuestas en cajas de cross-bonding. Se ponen a tierra en ambos extremos y en puntos intermedios del tendido se trasponen las pantallas entre las fases. El perfil de tensión en las pantallas se muestra en la Figura 3.3.2.10.

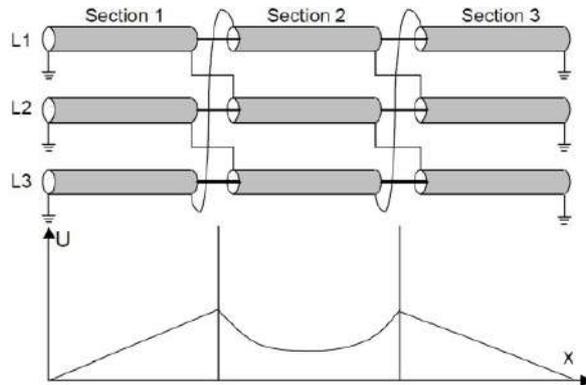


Figura 3.3.2.10 - Método de trasposición de pantallas y tensión inducida en la misma [45]

El otro punto bajo análisis es la influencia de la capacitancia a tierra sobre los cortocircuitos. En la Figura 3.3.2.11 se muestra el esquema de una red de MT con tendido de cables subterráneos.

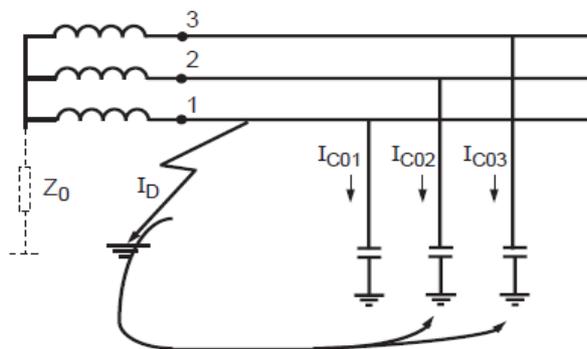


Figura 3.3.2.11 - Esquema de una falla a tierra con presencia de cables subterráneos [46]

En condiciones normales, la corriente capacitiva a tierra total resulta nula:

$$I_{C0T} = I_{C01} + I_{C02} + I_{C03} = 0$$

En el caso de una falla, existirá una corriente circulante en la línea que producirá la elevación de la tensión por desplazamiento del punto neutro. Las magnitudes de la corriente de cortocircuito y de las sobretensiones en las fases sanas dependen en gran medida del método de puesta a tierra del neutro [46]. En la Figura 3.3.2.12 se muestra esquemáticamente la variación conjunta de ambas variables según el valor de la impedancia  $Z_0$ .

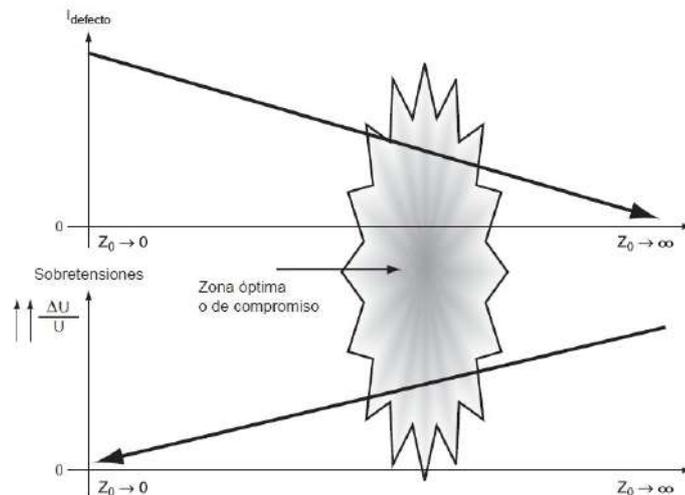


Figura 3.3.2.12 - Sobretensiones y corriente de cortocircuito según impedancia  $Z_0$  [46]

Como se observa, no existe una solución perfecta, sino que cada solución ofrecerá ventajas y desventajas respecto de las demás, y la decisión final dependerá de factores técnicos, económicos, de seguridad, de explotación, y otros menos importantes, como costumbres locales [46].

Los cinco regímenes de neutro a considerar son: neutro aislado ( $Z_0 \rightarrow \infty$ ), neutro rígido a tierra ( $Z_0 \rightarrow 0$ ), limitado por resistencia de bajo valor, limitado por reactancia de bajo valor y limitado por reactancia sintonizada. De forma resumida se mencionan algunas características de cada método [46].

- Neutro aislado ( $Z_0 \rightarrow \infty$ )
  - Bajas corrientes de cortocircuito
  - Sobretensiones elevadas
  - Posibilidad de continuidad del servicio ante un defecto a tierra de una sola fase
  - Problemas para detección de la corriente de falla. Requieren protecciones más sofisticadas que otros sistemas
  
- Neutro rígido a tierra ( $Z_0 = 0$ )
  - Sistema que permite la mayor circulación de corriente de defecto

- Sobretensiones de baja magnitud
- Posibilidad de daños en el punto de defecto
- Facilidad de detección por las elevadas corrientes de defecto
- Nula o muy baja influencia de las corrientes capacitivas
- Neutro puesto a tierra a través de resistencia
  - Corriente y sobretensiones limitadas por el valor de la resistencia
  - Se debe tener en cuenta la potencia disipada en la resistencia durante el cortocircuito para evitar daños
  - Permite la detección del defecto a tierra
- Neutro puesto a tierra a través de reactancia
  - Similar al caso de puesta a tierra a través de resistencia. Se prefiere la reactancia
- Neutro puesto a tierra a través de reactancia sintonizada (bobina Petersen)
  - Sobretensiones limitadas
  - Corrientes de falla limitadas
  - Posibilidad de continuidad del servicio ante un defecto a tierra de una sola fase
  - Sistema de protección complejo
  - Requiere bobinas de inductancia variable

### 3.3.3 - Consideraciones adicionales sobre generación distribuida con interface de inversores (GDII)

Hasta el momento se presentaron los impactos de incorporar generación distribuida a una red radial sobre los cortocircuitos. Los análisis realizados se basan en el conocido método de las componentes simétricas, y se aplican las consideraciones y modelos ya estudiados y probados. En cambio, los inversores son tecnologías relativamente nuevas y actualmente no existe un consenso sobre su comportamiento exacto bajo falla. Existen múltiples trabajos de investigación al respecto [39], principalmente debido a que la estrategia de control es el factor principal que caracteriza cada inversor [47][48] y este puede variar entre fabricantes y modelos.

Respecto a la corriente de cortocircuito, una de las características más importantes sobre la GDII, en la cual coinciden la gran mayoría de los estudios [39][47][49][50] es que su aporte está muy limitado, señalando normalmente corrientes desde valores menores a los nominales hasta un máximo de 2 veces su corriente nominal.

Otro punto importante son las sobretensiones que pueden aparecer durante una falla a tierra y el impacto de la puesta a tierra. Distintos estudios han llegado a conclusiones que coinciden en algunos aspectos. En [39] se explica que durante una falla monofásica a tierra, dependiendo el lazo de control de corriente, el inversor puede proveer componentes de secuencia positiva o negativa. En [51] sugieren que los inversores no tienen el mismo mecanismo de sobretensiones que los generadores tradicionales durante una falla a tierra para un sistema de cuatro conductores, y que la

componente de secuencia negativa es importante en la sobretensión por lo que la puesta a tierra efectiva no sería una forma efectiva de reducir esta sobretensión. Como solución proponen la rápida desconexión de la unidad de GDII con protecciones basadas en tensiones fase-tierra y/o tensiones pico. Sobre este mismo punto, en [36] se menciona que la puesta a tierra efectiva puede no mitigar completamente las sobretensiones durante una falla monofásica. Según [52], los inversores pueden producir sobretensiones mayores a la tensión de línea durante un cortocircuito monofásico a tierra. También en [40] se encuentran conclusiones similares; se concluyó que el inversor puede producir sobretensiones con componentes de secuencia positiva e inversa, que pueden afectar el sistema de puesta a tierra de distribución, elevando el voltaje a niveles superiores a los esperados.

Esto significa que las consecuencias de introducir GDII son las mismas que para generación con máquinas rotantes, pero su impacto no tiene la misma magnitud ni la misma naturaleza, por lo que las soluciones para ambos casos pueden no ser coincidentes.

### **3.4 - Consecuencias sobre los sistemas de protección**

La generación distribuida plantea problemáticas a resolver para la forma tradicional de diagramar el sistema de protecciones de la red. Actualmente no existen soluciones generales aplicables en cualquier situación y para cualquier tipo de red; los investigadores han propuesto múltiples alternativas basadas en distintos métodos como por ejemplo protecciones adaptativas y sistemas basados en comunicación, programación no lineal para determinar valores óptimos para los relés, instalar limitadores de corriente, reconfiguración de redes, implementación de relés direccionales, relés de distancia, etc. Todos estos ejemplos tienen puntos a favor y en contra, y el campo de investigación es relativamente nuevo debido a que la implementación a escala tanto de generación distribuida como de los dispositivos y métodos de protección también lo son [53][54][55].

Si bien las consecuencias que se desarrollan en el capítulo están presentes al conectar GD, es importante mencionar que las consecuencias dependen en gran medida del grado de penetración. Si el grado de penetración de la GD es bajo, se puede mantener el esquema de protección existente hasta el momento sin realizar cambios. Otro punto importante es que el impacto de la GDII es significativamente menor al de los generadores rotantes debido a su bajo aporte a la corriente de cortocircuito [33][54][56].

El consenso general indica que la generación distribuida con bajo nivel de penetración no influye de manera significativa y se puede aplicar el formato tradicional de coordinación y seteo de protecciones para los sistemas de distribución [33].

### 3.4.1 - Disparo indeseado de protecciones ("*False tripping*")

Al transformar una red pasiva en activa, puede aparecer un flujo de potencial inverso en el distribuidor y en distribuidores paralelos. Esto puede ocurrir como consecuencia de una falla o también según lo explicado en el punto 3.2.2. En la Figura 3.4.1.1 se ilustra el caso de una falla en un distribuidor paralelo y el posible flujo inverso de potencia desde la GD.

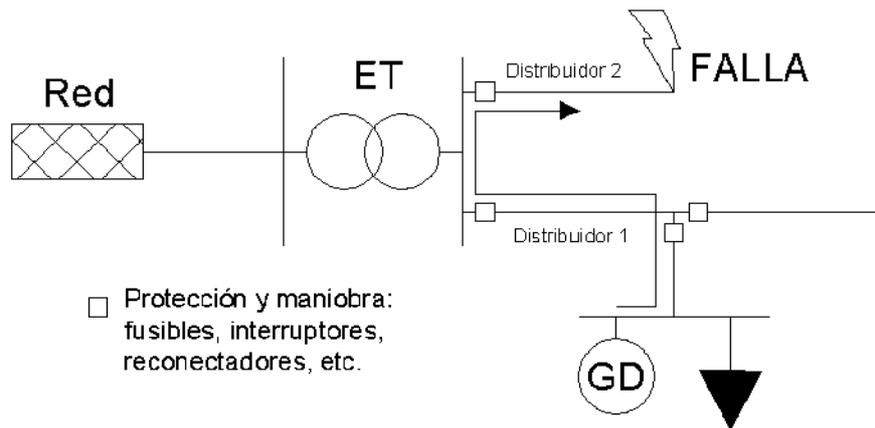


Figura 3.4.1.1 - Flujo inverso de potencia ante una falla en un distribuidor paralelo

En caso de que la corriente supere los valores de disparo de alguna de las protecciones del distribuidor 1 afectadas por la corriente que aporta la GD, ocurriría un disparo indeseado de las protecciones y se dejaría fuera de servicio parte de un distribuidor sano.

Otro caso de disparo indeseado puede ocurrir por el aumento de la corriente de cortocircuito al introducir GD, según lo explicado en el punto 3.3. En la Figura 3.4.1.2 se ilustra esta situación.

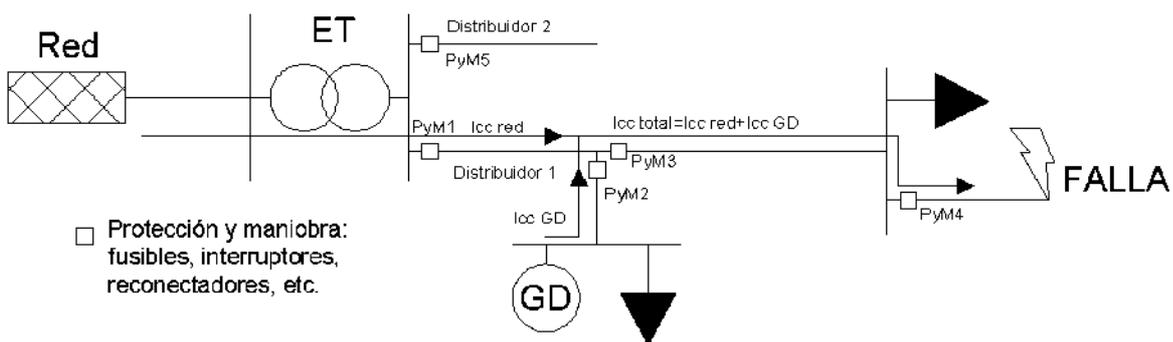


Figura 3.4.1.2 - Aumento de la corriente de cortocircuito y pérdida de coordinación por introducir GD

Esto puede llevar a que las protecciones que reciban la corriente de cortocircuito total, como es el caso de PyM3 y PyM4 en el ejemplo, actúen en un menor tiempo al esperado y como consecuencia, se pierda la coordinación entre los elementos, pudiendo darse el caso que las protecciones de respaldo actúen antes que las primarias o que la diferencia entre los tiempos de actuación de las

protecciones sea muy pequeña para poder asegurar que existe una coordinación entre ellas [38][39][53][54].

### 3.4.2 - Cegamiento de la protección (“Protection blinding”)

El cegamiento de las protecciones ocurre cuando un elemento que debe despejar una falla, permanece inactivo debido a que no reconoce al cortocircuito como tal [39]. Este efecto aparece como consecuencia de la reducción del aporte al cortocircuito de la red al introducir GD según lo explicado en el punto 3.3. El impacto más significativo aparece en que las protecciones de respaldo podrían no actuar ante el mal funcionamiento de las protecciones primarias, o inclusive no actuar ante una falla que deberían despejar inmediatamente [35][38][39]. Esto se puede observar en la Figura 3.4.1.2: al introducir GD, la corriente que aporta la red y que circula por PyM1 es menor al caso sin GD, sin embargo la corriente de cortocircuito total aumentó y circula por PyM3, por lo que si falla la protección PyM3, la protección de respaldo PyM1 podría no actuar.

### 3.4.3 - Coordinación reconectador-fusibles

Un caso especial de los dos puntos anteriores se da para los reconectores y fusibles. Si se conecta GD aguas abajo del reconector, al ocurrir una falla la corriente que circula por el reconector puede resultar menor que la que circule por los fusibles con los cuales debe coordinar. Este podría ser el ejemplo de la Figura 3.4.1.2 planteado anteriormente, donde PyM1 podría ser la ubicación del reconector y PyM3 la de un fusible con el cual coordina. Esto causa que se aumente la corriente necesaria para detectar la falla debido al cegamiento del reconector y a su vez provoca que la corriente para la cual debe coordinar con el fusible sea mayor, lo que dificulta la tarea y podría incluso provocar el quemado indeseado de un fusible antes de que el reconector realice su ciclo de apertura y cierre [38].

### 3.4.4 - Recierres fallidos de reconectores

Debido a que la mayoría de las fallas son temporales y se despejan al abrir el circuito unos instantes, como por ejemplo la caída de un rayo sobre la línea, los reconectores son un método útil para mejorar la calidad del servicio, evitando largos períodos sin servicio ante una falla [39][57][58]. Al conectar GD, estas unidades pueden continuar inyectando corriente y mantener el arco luego de abierto el circuito por parte de un reconector, lo que impediría el correcto funcionamiento del dispositivo.

El inversor debe detectar la apertura del reconectador mediante la detección de funcionamiento en isla o por los cambios en el voltaje por la falta de alimentación de la red y limitar su corriente para permitir la extinción del arco [58].

Un recierre fallido provoca un mayor tiempo de arco y de falla. Como consecuencia, los equipos que tengan contacto con el arco pueden sufrir daños y todos los dispositivos sometidos a la corriente de falla más prolongada pueden ver acortada su vida útil. En el trabajo [57] aconsejan no utilizar recierres instantáneos sino un intervalo de al menos 1 segundo.

### **3.5 - Operación indeseada en isla**

Durante el trabajo se ha mencionado la necesidad por ley de la protección anti-isla si se desea conectar GD a la red; en este punto se definirá con mayor detalle. El funcionamiento indeseado en isla se refiere a la condición bajo la cual la GD sigue energizando de forma inintencional una parte de la red de distribución a pesar de que la red principal se haya desconectado. Esto presenta graves problemas de seguridad debido a que el personal de mantenimiento podría actuar suponiendo que el sistema está desenergizado. También representa un problema en cuanto a la calidad de la tensión, ya que la GD probablemente no sea capaz de absorber el total de la carga que permanece conectada a la unidad, provocando una reducción en la tensión. Por último, el nivel de cortocircuito al funcionar en isla se reduce ampliamente, y las protecciones podrían no detectar una falla como tal, poniendo en peligro el equipo o las personas que resulten afectadas [39][58].

### **3.6 - Recierre desincronizado durante fallas**

La puesta en paralelo de generación requiere igualdad de tensiones en módulo, ángulo, secuencia y frecuencia. Si bien se exige para la GD la sincronización previa a la conexión, durante una falla; un reconectador puede realizar ciclos de apertura y cierre con pocos ciclos entre cada maniobra. Si durante estos períodos de desacoplado entre la red y la GD se produce una desincronización, las máquinas rotantes pueden sufrir daños debido a la corriente que inyecta la red para imponer el sincronismo. Este fenómeno afecta principalmente a la GD que utiliza generadores rotantes directamente acoplados a la red; la GDII es menos susceptible a la corriente inrush por las protecciones con las que cuenta el inversor contra estas corrientes [57].

### **3.7 - Flicker**

La potencia de salida de las tecnologías solar y eólica fluctúan naturalmente debido a la variación en la intensidad de la radiación solar o el viento, pero estas fluctuaciones suelen ser suficientemente suaves para no incurrir en flicker visible y la determinación de la caída de tensión es sencilla en caso de ser variaciones de tipo escalón como el arranque de un generador. El estudio se complejiza cuando hay que considerar la interacción entre la GD y otros equipos como reguladores de voltaje;

la variación que produce la GD por sí sola podría no generar flicker visible, pero la interacción con otros equipos podría causarlo [15].

### **3.8 - Armónicos**

La inyección de armónicos dependerá de la tecnología y el grupo de conexión del transformador. Para el caso de GDII (generación distribuida con interfaz de inversores), los inversores a base de transistores IGBT con control PWM generan un nivel de armónicos de corriente que cumplen la reglamentación IEEE 519-1992, que limita el TDTI a un 5%, mucho más exigente que la reglamentación local que lo establece en un 20%. Los generadores rotantes también pueden ser una fuente de armónicos, principalmente de tercera armónica, los cuales dependen de su diseño constructivo, la no linealidad del núcleo, el método de puesta a tierra, etc. El transformador y su grupo de conexión también juegan un rol fundamental en los armónicos que se inyectan a la red [15].

### **3.9 - Soluciones propuestas**

En este punto se desarrollan distintas soluciones que los investigadores han propuesto para solucionar o mitigar algunas de las consecuencias negativas de introducir GD a una red de distribución pasiva.

#### **3.9.1 - Desconexión de la GD ante una cortocircuito**

Es el método más sencillo y económico, pero no permite el aprovechamiento eficiente de las ventajas que puede ofrecer la GD a la red, especialmente si se tiene en cuenta que la mayoría de las fallas en líneas aéreas son del tipo temporal y se pueden despejar con facilidad. Otro punto en contra es que si la GD tiene un nivel de penetración elevado, el perfil de tensión podría sufrir saltos bruscos y provocar daños en equipos de usuarios [39].

#### **3.9.2 - Reconfiguración o cambio de aparataje**

La reconfiguración de los dispositivos de protección programables, como los relés o los reconectores, puede ser una forma satisfactoria de resolver el problema de coordinación que puede aparecer al introducir GD según se explicó en este capítulo. Sin embargo, la reducción de corriente de actuación mínima necesaria para solucionar el cegamiento de las protecciones podría causar problemas si se trabaja con un rango acotado entre la corriente de cortocircuito mínima y la corriente nominal de la línea.

En cuanto al recambio de fusibles por otros de mayor o menor calibre según corresponda luego de conectada la GD, puede no ser una solución en todos los casos, ya que la corriente de cortocircuito puede resultar mayor o menor dependiendo si se encuentra conectada o no la GD al momento de la falla [39].

La aplicación de relés direccionales para solventar el problema del disparo intempestivo de protecciones por flujo bidireccional también ha sido propuesta pero implica un costo económico elevado y complejiza la coordinación de protecciones [39].

### 3.9.3 - Limitación en el nivel de penetración de la GD

La potencia de generación distribuida instalada y su proporción respecto a la potencia de la red y la ubicación son un factor determinante en la gravedad de las complicaciones que introduce la GD en redes de distribución. En un caso ideal, se debería estudiar cuál es el límite de potencia a instalar y su ubicación tal que se maximizan los beneficios (perfil de tensión, pérdidas) y se mantiene el buen funcionamiento de los sistemas de protección existentes [39]. Esto puede ser difícil de llevar a cabo en la práctica, debido a que no es posible controlar la ubicación y tamaño de la generación que pueden instalar los usuarios con exactitud.

### 3.9.4 - Protecciones adaptativas

Se trata de la modificación en tiempo real de los parámetros de las distintas protecciones mediante canales de comunicación según las condiciones de la red eléctrica. Se propone el cálculo de todos los parámetros (tensiones, corrientes, corrientes de cortocircuito, etc.) para los distintos escenarios que se pueden presentar y el monitoreo constante del estado de los distintos dispositivos y de las variables del sistema para adecuar la configuración de las diferentes protecciones a cada situación posible en todo momento. Este método requiere sistemas de comunicación, control y monitoreo confiables, lo que representa un costo muy elevado para redes de distribución [39][53].

## 3.10 - Conclusiones del capítulo

El capítulo desarrolla a grandes rasgos los aspectos más significativos de introducir GD a una red de distribución pasiva.

### Perfil de tensión y pérdidas

Se presentaron los impactos de la incorporación de GD en régimen nominal, sus fundamentos, y los factores que influyen en ellas. Los resultados demuestran que las ventajas y desventajas que se predicen son relativas y según se modifiquen las condiciones de la red, la GD puede resultar perjudicial o beneficiosa en la operación normal de la misma.

### Cortocircuitos

La GD tiene dos impactos sobresalientes sobre la corriente de cortocircuito: aumenta la corriente de cortocircuito total y reduce la corriente que aporta la red. Esto se traduce en problemas para las protecciones, coordinación entre ellas, para las personas, para la infraestructura de la red y los equipos de los usuarios y para la propia unidad de GD. La magnitud de estos impactos suele ser despreciable si el nivel de penetración es bajo, especialmente si se trata de GDII. Una excepción es el caso del funcionamiento indeseado en isla, el cual resulta peligroso incluso si las unidades de GD son pequeñas.

Otro impacto que aparece durante los cortocircuitos a tierra es la sobretensión sobre las fases sanas, la cual puede generar problemas en la aislación de tierra si el equipamiento no está preparado para soportar las sobretensiones. La variación respecto al caso sin GD dependerá de las impedancias de secuencia de la GD; pudiendo tener la misma un impacto poco significativo o provocar desplazamientos de neutro que provoquen una diferencia de tensión fase-tierra cercana al valor de tensión de línea nominal ( $\sqrt{3}$  veces la tensión de fase). Inclusive, si se diera el caso, podrían ser mayores si la relación de impedancias resultante  $Z_0/Z_1$  se acerca a un valor de -2. Para el caso de GD con inversores, el comportamiento en cortocircuito aún está bajo estudio; las sobretensiones producidas pueden ser de mayor magnitud a las esperadas e incluso mayores a la tensión de línea según algunos autores.

### Armónicos

Los armónicos dependen del tipo de tecnología que se utilice. Los inversores deben cumplir normas internacionales en cuanto a la emisión de armónicos y la reglamentación exige este cumplimiento. Para el caso de generadores rotantes, el grupo generador-transformador puede aportar terceras armónicas por la no-linealidad del núcleo, el grupo de conexión del transformador y el método de puesta a tierra y otros factores de diseño de las máquinas.

### Flicker

La caída de tensión que produce la GD por sí sola por variaciones climáticas no es suficiente para provocar flicker visible, pero las interacciones con elementos como los reguladores de tensión deben evaluarse para resolver si se produce flicker o no.

## Soluciones

Existe una gran variedad de soluciones propuestas, cada una con sus ventajas y desventajas, la mayoría de ellas basadas en cambios de aparataje actual como relés de sobrecorriente por otros más sofisticados como relés direccionales o la implementación de sistemas de monitoreo y protecciones adaptativas que adecúen sus parámetros según el estado de la red.

Entre las ventajas de los métodos que se refieren a la readecuación del sistema de protecciones de toda la red, se pueden mencionar la mejora en la calidad y la continuidad del servicio. Las desventajas de estos métodos son la alta complejidad de modificar el esquema actual y el costo de inversión que requieren.

Para el caso de la desconexión automática de la GD y la limitación de potencia a instalar, resultan soluciones con bajo o nulo costo, pero se pierden beneficios que podría aportar la GD, como permitir la continuidad del servicio y una mayor oferta de energía para la red.

En general, las soluciones que involucren un replanteo del sistema de protecciones implica una inversión muy elevada de tiempo y dinero; actualmente se limita la potencia a instalar y se exigen protecciones que no permitan el funcionamiento en isla de la generación distribuida.

## CAPÍTULO 4 - Distribuidor bajo estudio y modelado de la red

### 4.1 - Red externa y conexión con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

A la ET Balcarce llegan dos líneas de 132 kV desde las localidades de Vivoratá y Tandil. Alimentan dos transformadores de tres devanados de relación 132/34,5/13,8 kV nominales. La potencia de cortocircuito fue aportada por TRANSBA S.A. y los datos de las redes de secuencia de la red externa fueron aportados por los tutores de este trabajo. En la siguiente Figura se muestran los datos modelados en DigSilent.

The screenshot displays two panels: 'Max. Values' and 'Min. Values'. Each panel contains input fields for various parameters. The 'Max. Values' panel shows: Short-Circuit Power Sk"max (984 MVA), Short-Circuit Current Ik"max (4,303884 kA), R/X Ratio (max.) (0,3342), Impedance Ratio (Z2/Z1 max. 1,0008, X0/X1 max. 1,3359, R0/X0 max. 0,1171). The 'Min. Values' panel shows: Short-Circuit Power Sk"min (860 MVA), Short-Circuit Current Ik"min (3,761524 kA), R/X Ratio (min.) (0,3342), Impedance Ratio (Z2/Z1 min. 1,0008, X0/X1 min. 1,3359, R0/X0 min. 0,1171).

Figura 4.1.1 - Datos de la red externa modelada en DigSilent

Los datos desarrollados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 4.1.1 - Datos de la red externa a la ET BALCARCE

Red externa a la ET BALCARCE	
Tensión nominal [kV]	132
Potencia de cortocircuito máxima [MVA]	652
Potencia de cortocircuito máxima [MVA]	586
R1 [p.u.]	0.04526
X1 [p.u.]	0.13542
R2 [p.u.]	0.04539
X2 [p.u.]	0.13549
R0 [p.u.]	0.02118
X0 [p.u.]	0.18091

## 4.2 - ET BALCARCE

### 4.2.1 - Transformadores

Cuenta con dos transformadores de tres devanados de relación 132/34,5/13,8 kV con grupo de conexión Yy0 Yd11 y potencias 30/30/20 MVA y 15/10/15 MVA. El transformador de 30 MVA se utiliza para alimentar la red de 33 kV que a su vez alimenta tres estaciones transformadores de rebaje 33/13,2 kV y el de 15 MVA alimenta las salidas en 13,2 kV. Los datos de las tensiones de cortocircuito fueron aportados por TRANSBA S.A. y las potencias de pérdidas en el cobre y el hierro fueron aportadas por la cátedra a partir de trabajos realizados en años previos con transformadores de características similares al estudiado (Trafo 1). En las siguientes tablas se detalla la información de los transformadores.

Tabla 4.2.1.1 - Datos del transformador "1" de la ET BALCARCE

Transformador ET BALCARCE 1	
Tensiones nominales [kV]	132/34.5/13.8
Potencia [MVA]	15/10/15
Grupo de conexión	Yy0 / Yd11
Ucc Alta/Baja [%]	17.6
Ucc Alta/Media [%]	10.5
Ucc Media/Baja [%]	5.63
Pérdidas Cu Alta/Baja [kW]	75.9
Pérdidas Cu Alta/Media [kW]	45.3
Pérdidas Cu Media/Baja [kW]	24.3
Pérdidas Fe [kW]	14.86
Refrigeración ONAN/ONAF	
Conmutador lado alta +8-12x1,25%	

Tabla 4.2.1.2 - Datos del transformador "2" de la ET BALCARCE

Transformador ET BALCARCE 2	
Tensiones nominales [kV]	132/34.5/13.8
Potencia [MVA]	30/30/20
Grupo de conexión	Yy0 / Yd11

Ucc Alta/Baja [%]	17.17
Ucc Alta/Media [%]	10.17
Ucc Media/Baja [%]	5.56
Refrigeración ONAN/ONAF	
Conmutador lado alta +8-12x1,25%	

Debido a que no se cuenta con suficientes datos al respecto, la impedancia de secuencia homopolar del transformador se considera algo menor a la de secuencia directa  $Z_0=0.8*Z_1$  [43].

#### 4.2.2 - Protecciones

Las salidas en 13,2 kV están protegidas mediante relés de máxima corriente con dos escalones con curvas de tiempo definido. Para permitir la circulación de corriente de secuencia homopolar, la ET cuenta con un reactor de neutro conectado en zig-zag de 12  $\Omega$ . No se cuenta con acceso a los datos de las protecciones del lado de 132 kV.

Los datos y ajustes de los transformadores de corriente y de los relés se detallan en las tablas de la página siguiente.

Tabla 4.2.2.1 - Datos de los TI de protección

Transformadores de corriente	
Marca	Modelo
TAIT	HA4
Clase	0,5-1
Relación	100-200/5-5
Conectado	200/5-5
Prestación [VA]	30-60

Factor N	5-10
----------	------

Tabla 4.2.2.2 - Datos de los relés de máxima corriente de las salidas en 13,2 kV

Relé de máxima corriente			
Marca	Modelo	Tipo (versión)	In [A]
ALSTHOM	KCGG	142	5
Corriente de fase		Corriente de neutro	
If> [A]	7,5	I0> [A]	2
tf> [s]	1	t0> [s]	1
Curva	Tiempo definido	Curva	Tiempo definido
If>> [A]	48	I0>> [A]	24
tf>> [s]	0,2	t0>> [s]	0,2
Curva	Tiempo definido	Curva	Tiempo definido

### 4.3 - Distribuidor bajo análisis

A partir de la red de media tensión en 13,2 kV se tomó una parte del distribuidor "2" de la red de Balcarce. El recorrido de la línea se indica en la Figura 4.3.1:



Figura 4.3.1 - Traza del distribuidor analizado

El diagrama unifilar del alimentador bajo estudio se muestra en el Anexo IV; adicionalmente se adjunta el mismo en formato A3 en el Plano N° 1. La distancia desde la ET al punto más lejano del distribuidor es de 14,3 km aproximadamente. Se delimitaron las zonas según fueran rurales o urbanas/residenciales para asignar la curva de carga correspondiente (residencial o industrial). En la Figura 4.3.2 se muestra cada zona.



*Figura 4.3.2 - Delimitación de las zonas del distribuidor*

La división por zonas y la ubicación geográfica de cada subestación en el distribuidor se puede encontrar en el Anexo II.

#### 4.3.1 - Potencia del distribuidor

Se consideró un tramo del distribuidor que incluye 72 subestaciones con una potencia total de 4788 kVA. La lista de subestaciones y su denominación se encuentra en el Anexo I.

#### 4.3.2 - Línea de distribución

La geometría de la línea es coplanar en todo su recorrido, con una altura de 8m y una separación de 1,12m y 0,5m entre el conductor central y las fases de los extremos. En la Figura 4.3.2.1 se muestra un esquema de la geometría.

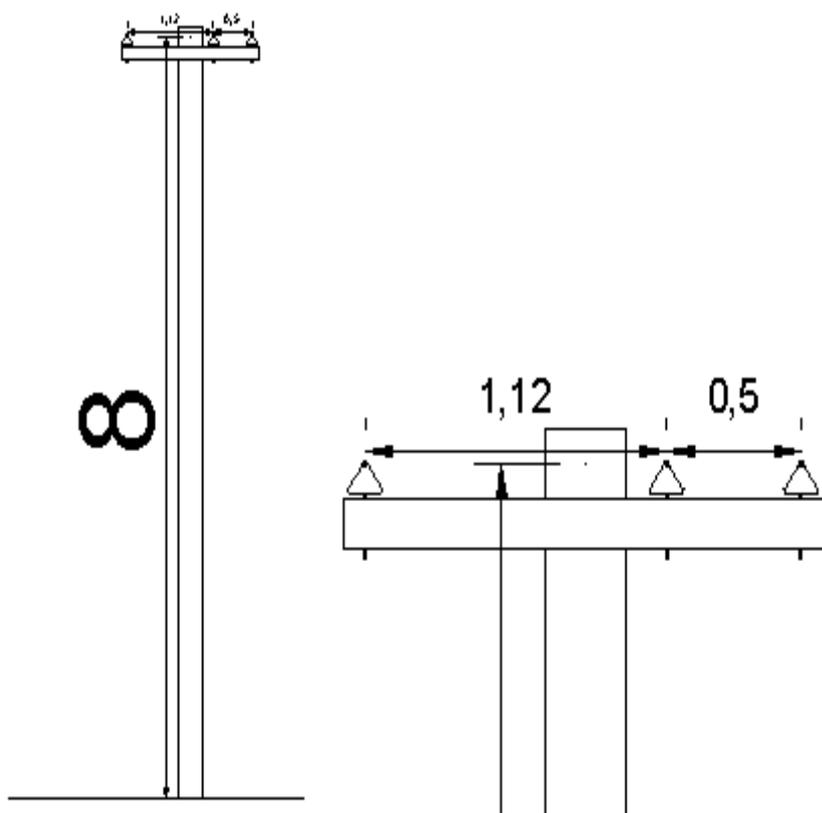


Figura 4.3.2.1 - Esquema de la geometría de las líneas de distribución en 13,2 kV del distribuidor bajo estudio

Los postes son de hormigón, con cruceta de madera y aisladores tipo perno MN 3 (tipo pin). En las retenciones se utiliza doble cruceta de madera con aisladores orgánicos a horquilla.

El material de los conductores es aleación de aluminio sin aislación. Se considera una temperatura máxima de operación de 80 °C.

Los datos eléctricos de los conductores utilizados se presentan en la Tabla 4.3.2.1:

Tabla 4.3.2.1 - Datos eléctricos y geométricos de los conductores del distribuidor

Material conductor	Sección [mm <sup>2</sup> ]	Corriente nominal [A]	rcc 20 °C [Ohm/km]	rcc 80 °C [Ohm/km]	Radio equivalent e [mm]	Diámetro externo [mm]
Aleación de aluminio	25	125	1,31	1,59	2,29	6,5
	35	160	0,952	1,16	2,29	7,6
	70	235	0,484	0,588	4,093	10,8

La inductancia y las impedancias de las redes de secuencia para el cálculo de cortocircuitos se calculan de la misma manera que lo explicado en la Sección 3.3 - "Comportamiento del sistema bajo condición de cortocircuito" de este mismo trabajo.

#### 4.3.3 - Aparatos de maniobra y protecciones de la línea y transformadores

##### Seccionadores bajo carga

A la salida de la ET (seccionador A20 en unifilar) y en la línea troncal (A22 y A27) se utiliza el modelo comercial Omni-Rupter de la marca S&C Company de 900A de corriente nominal. Los datos técnicos se muestran en la Tabla 4.3.3.1 y la imagen del mismo se puede ver en la Figura 4.3.3.1.

*Tabla 4.3.3.1 - Características técnicas del seccionador bajo carga Omni-rupter [59]*

Capacidad de 50/60 Hz<sup>Ⓢ</sup>

kV			Amperes					Capacidad de cierre contra falla Amperes pico	
Nominal	Máximo	Nivel Básico de Aislamiento	Continuo	Interrupción	Pico	Un Segundo, RMS, Sim.	Tres Segundos, RMS, Sim.	Dos Tiempos Ciclo de Trabajo	Diez Tiempos Ciclo de Trabajo
14.4	17.0	110	900	900	65 000	25 000	20 000	42 000	21 000
25	29	150	900	900	65 000	25 000	20 000	42 000	21 000
34.5	38	200	630	630	65 000	25 000	25 000	32 500	21 000



*Figura 4.3.3.1 - Imagen del seccionador bajo carga Omni-rupter montado sobre poste [59]*

#### Seccionadores-fusibles de media tensión

Se utilizan fusibles tipo expulsión de la marca S&C Company, aptos para seccionadores fusibles tipo Kearny (MN 241). La curva a utilizar es siempre de tipo Std. (estándar). Los calibres comienzan en 1A para los transformadores de menor potencia.

#### Reconectores

La línea tiene instalados dos reconectores Tavrída con interruptor de vacío. El objetivo de los reconectores en la red es permitir la continuidad del servicio, seccionalizar las fallas y evitar que grandes usuarios se vean afectados por la actuación del reconector aguas arriba.

La Tabla 4.3.3.2 muestra los parámetros generales de los reconectores:

Tabla 4.3.3.2 - Características generales de los reconfiguradores de la red [60]

Parameter	OSM15_AI_1	OSM25_AI_1
Rated data		
Rated maximum voltage (Ur)	15.5 kV	27 kV
Rated short-duration powerfrequency withstand voltage (Ud), 1 min dry	50 kV	60 kV
Rated short-duration powerfrequency withstand voltage, 10s wet	45 kV	50 kV
Rated lightning impulse withstand voltage (peak) (Up)	110 kV	125 <sup>1</sup> / 150 <sup>2</sup> kV
Rated continuous current (Ir)	630 A	630 A
Rated cable-charging current switching	10 A	25 A
Rated line-charging current switching	2 A	5 A
Rated short-circuit breaking current (Isc)	16 kA	12.5 kA
Rated peak withstand current (Ip)	41.6 kA	32.5 kA
Rated short-time withstand current (Ik)	16 kA	12.5 kA
Rated duration of short circuit (tk)	4 s	4 s
Rated frequency (fr)	50/60 Hz	50/60 Hz
Switching performance		
Mechanical life (CO-cycles)	30 000	30 000
Operating cycles, rated current (CO-cycles)	30 000	30 000
Electrical endurance, breaking current (O-CO cycles)	See Figure 1	See Figure 1
Closing time, not more than	77 ms	77 ms
Opening time for overcurrent protection according to IEC 62271-111/C37.60, not more than (at I>2xIp)	43 ms	43 ms
Clearing time for overcurrent protection according to IEC 62271-111/C37.60, not more than (at I>2xIp)	51 ms	51 ms
Rated operating sequence	O-0.1s-CO-2s-CO-2s-CO	O-0.1s-CO-2s-CO-2s-CO

La curva utilizada es de tiempo definido para los dos reconfiguradores, con actuación de la curva retardada con 200 ms de diferencia entre cada elemento de protección.

El reconfigurador aguas arriba (reconfigurador 1) se configuró con la opción de Zone Sequence Coordination (ZSC). Su función es pasar a la siguiente curva del ciclo de operación al detectar la apertura de otro reconfigurador aguas abajo a partir de la detección de la desaparición de la corriente de falla. Con esta configuración, se evita la operación de las curvas instantáneas del reconfigurador R1 en caso de que la falla este aguas abajo del reconfigurador R2. **Se configuró un retardo de 60 ms en la curva rápida del R1 para darle un margen de tiempo para la apertura al reconfigurador 2.** En la Tabla 4.3.3.3 se muestra la configuración de ambos reconfiguradores.

Tabla 4.3.3.3 - Configuración de los reconectores

	RECONECTADOR 1	RECONECTADOR 2
CONFIGURACIÓN	ZSC	Normal
CICLO DE OPERACIÓN	I-I-D-D	I-I-D
Tipo de curva	Tiempo definido (TD)	Tiempo definido (TD)
Corriente de operación instantánea - Fase	200	200
Corriente de operación retardada- Fase	200	200
Corriente de operación instantánea - Tierra	70	70
Corriente de operación retardada- Tierra	70	70
Tiempo de retardo Curva instantánea (I)	60 ms	0 ms
Tiempo de retardo Curva retardada (D)	800 ms	600 ms
Tiempo entre recierres	2s	2s

En las Figuras 4.3.3.2 y 4.3.3.3 se muestran esquemáticamente los ciclos de operación para los reconectores R1 y R2 respectivamente.

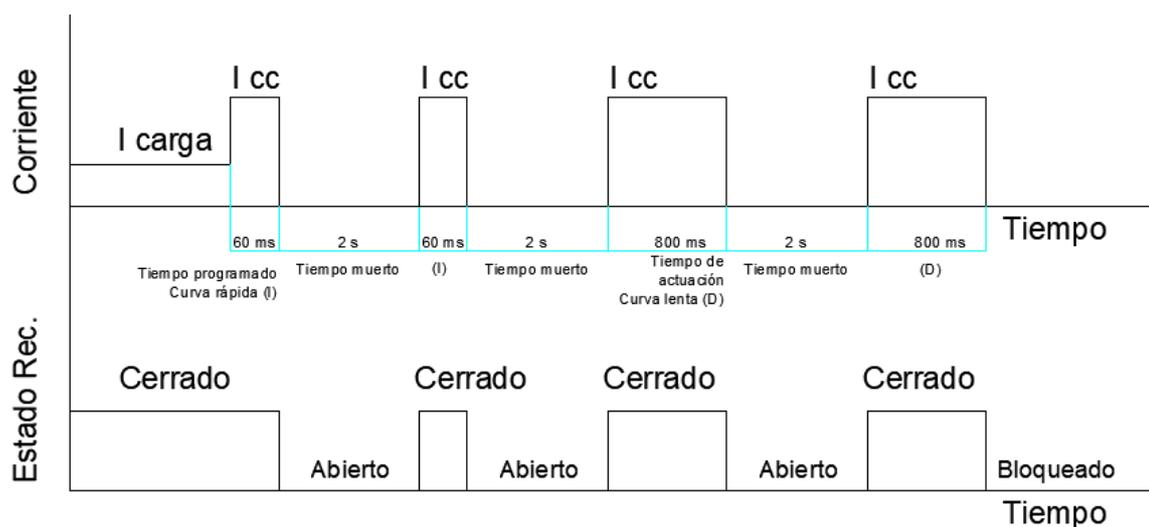


Figura 4.3.3.2 - Ciclo de operación para el reconector R1

Ante la aparición de una falla, el reconector actúa dos veces a través de la curva rápida (I) programada con 60 ms de retardo para evitar la quema de fusibles aguas abajo e intentar despejar fallas transitorias. Luego, actúa dos veces la curva lenta con un retardo de 800 ms para permitir la

quema de fusibles aguas abajo y evitar la salida de mayor parte de la línea. **El ciclo completo consta de tres recierres, tres aperturas a recierre y una última apertura a bloqueo.**

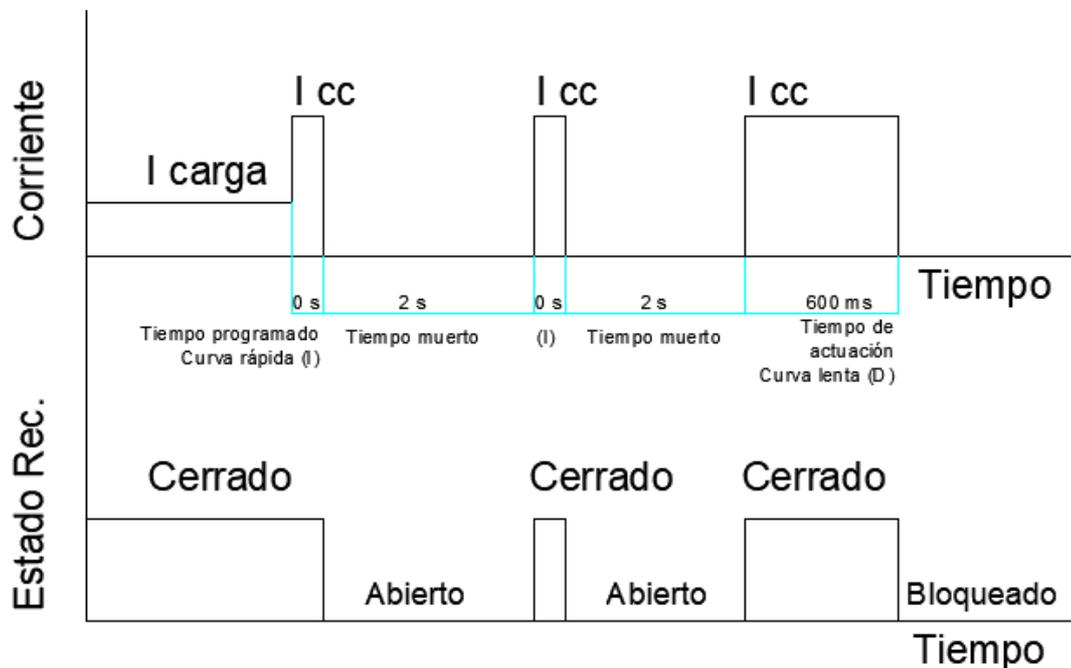


Figura 4.3.3.4 - Ciclo de operación para el reconector R2

Ante la aparición de una falla, el reconector actúa dos veces a través de la curva rápida (I) programada con 0 ms de retardo para evitar la quema de fusibles aguas abajo e intentar despejar fallas transitorias. Luego, actúa una vez la curva lenta con un retardo de 600 ms para permitir la quema de fusibles aguas abajo y evitar la salida de mayor parte de la línea. **El ciclo completo consta de dos recierres, dos aperturas a recierre y una última apertura a bloqueo.**

#### Descargadores de sobretensión

Se utilizan descargadores de óxido de zinc de cuerpo polimérico con tensión de servicio de 12 kV y corriente nominal de descarga 5 kA. En la Tabla 4.3.3.4 se muestra la hoja de características aportada por la empresa distribuida Electramercedes.

Tabla 4.3.3.4 - Datos técnicos de los descargadores utilizados en la línea [61]

**TABLA DE CARACTERISTICAS**

Item	Tensión Nominal (kV)	Máxima tensión de operación continua (kV)	Tensión residual con impulso escarpado 1µs (kV)		Tensión residual con impulsos atmosféricos 8/20 µs (kV)		Tensión residual con impulsos de maniobra 30/80 µs (kV)		Impulso de baja corriente Alta duración (A)		Impulso de alta corriente Corta duración (kA)		Características de la aislación exterior		Línea de fuga mm
			5 kA	10 kA	5 kA	10 kA	5 kA	10 kA	5 kA	10 kA	5 kA	10 kA	Tensión resistida a impulsos (kV)	Tensión resistida a frec. Indust. (kV)	
1	12	10.2	40	42.2	35.7	37.6	27.1	28.2	100	250	65	100	95	40	386
2	15	12.7	50.1	52.8	44.7	47	34	35.3	100	250	65	100	105	45	386
3	30	24.4	95.8	101.1	85.5	90	65	67	200	400	65	100	170	70	1007
4	36	29	115	119	105	110	78	84	250	400	65	100	185	85	1007

#### 4.4 - Modelización de la fuente generadora en DigSilent

Se consideró una fuente trifásica con factor de potencia variable entre 1 y 0.8 capacitivo e inductivo para evaluar el comportamiento de la red ante los cambios. La potencia de la GD se evaluó según lo máximo admisible para respetar el límite de variación de 3% en el punto de conexión. Según las simulaciones, esta condición se da para 350 kVA aproximadamente.

No se consideró el agregado de un transformador intermedio entre la generación y la red.

##### Ubicación de la fuente generadora

La ubicación se determinó arbitrariamente teniendo en cuenta dos factores fundamentales: que exista suficiente área disponible para las instalaciones necesarias y que el agregado de la fuente suponga, a priori, un beneficio neto a la red según lo explicado en el Capítulo 3.

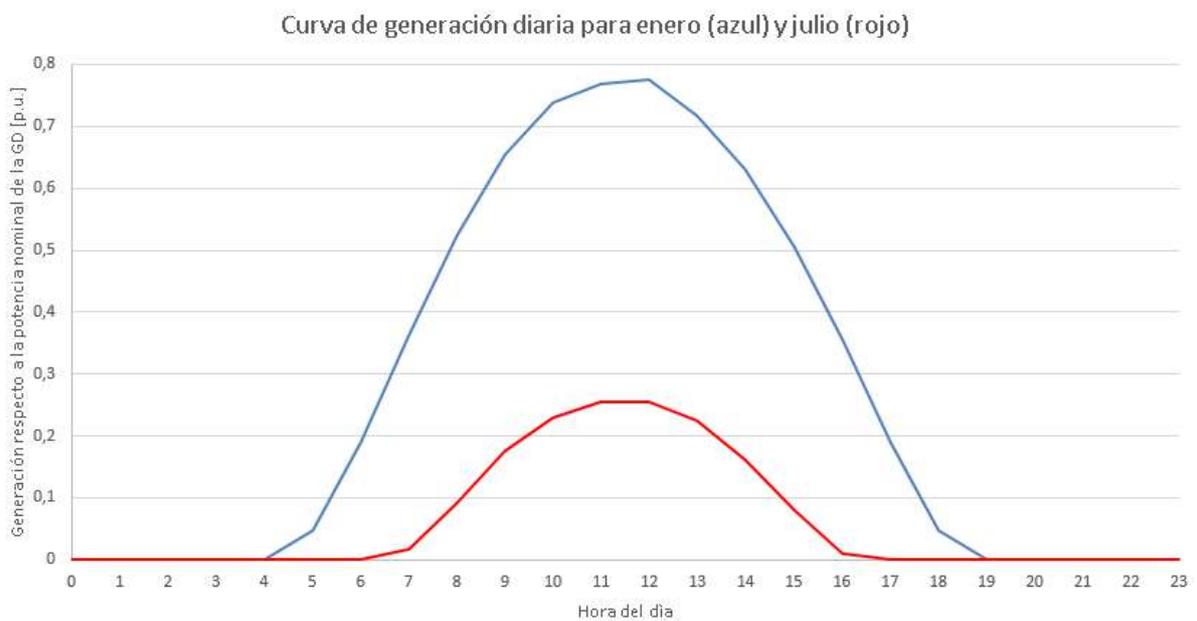
Se eligió un lugar cercano a la red de MT sobre la Ruta Provincial 55, donde existe superficie suficiente para que sea factible la instalación de la GD propuesta. A su vez está ubicada en el final de línea para el alimentador considerado, por lo que se espera que aporte a mejorar la tensión en las zonas cercanas. Por último, la zona elegida representa un ramal con una potencia instalada considerable, por lo que se espera que la fuente generadora provea parte de la potencia y reduzca las pérdidas en la línea y la carga en las líneas.



Figura 4.4.1 - Ubicación propuesta de la GD en el plano

### Comportamiento durante régimen nominal

La curva se asignó de acuerdo a datos aportados por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata, la cual relevó y registró dichos datos de paneles solares instalados en el edificio de la Facultad. Se muestran en la Figura 4.4.1 las curvas diarias para los meses de enero y julio.

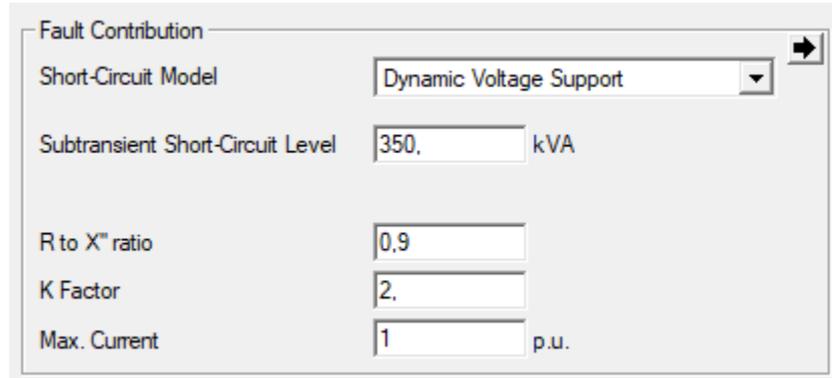


*Figura 4.4.2 - Curva de generación de la GD para enero y julio*

### Comportamiento durante cortocircuito

Se modeló según lo reglamentado para este tipo de generación y de lo explicado en la Sección 3.3.

*Tabla 4.4.1 - Datos de la fuente de GD para la simulación de cortocircuitos*



Fault Contribution	
Short-Circuit Model	Dynamic Voltage Support
Subtransient Short-Circuit Level	350. kVA
R to X'' ratio	0.9
K Factor	2.
Max. Current	1 p.u.

El factor K está asociado a la inyección de corriente reactiva capacitiva para elevar la tensión durante un cortocircuito y evitar la desconexión en cascada, aumentando la confiabilidad del sistema. El valor de  $K=2$  es lo que se considera por defecto para los inversores [62]. Este tipo de funcionamiento es irrelevante para el análisis de este trabajo debido a que no se permite el funcionamiento en isla de la GD.

Para este trabajo, la corriente de cortocircuito del inversor se estableció en su corriente nominal. En este caso, para 350 kVA, la máxima corriente resulta 15A.

## **4.5 - Modelización de las subestaciones**

Se modelaron como cargas con las siguientes características:

- Trifásicas equilibradas
- Factor de potencia=0.85 (inductivo).
- Demanda según curva de carga diaria, por lo que no se aplicó un factor de simultaneidad.
- Se categorizó la SE según alimente carga del tipo residencial o industrial y según su potencia

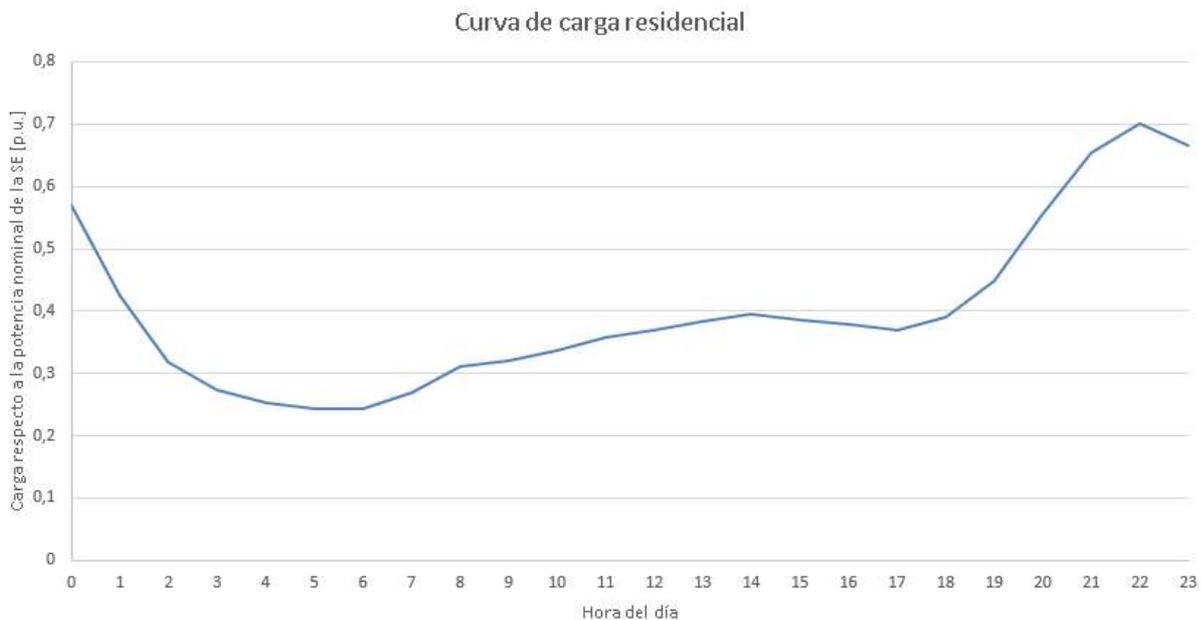
### Clasificación de cargas según zona y potencia

Según la potencia de la SE y la zona se le asignó una curva de carga diaria que se supuso se repetía durante todo el año a falta de mayor información al respecto.

- Zona residencial → carga tipo residencial
- Zona rural y potencia  $P < 16$  kVA → carga tipo residencial
- Zona rural y potencia  $P \geq 16$  kVA → carga tipo industrial

### Curva de carga residencial

Como criterio se tomó la forma de una curva residencial proporcionada por EDEA tomada de la medición de un distribuidor residencial mediante un analizador de redes. Se asignó una demanda pico del 70% de la potencia nominal del transformador de distribución. La curva se muestra en la Figura 4.5.1.



*Figura 4.5.1 - Curva de carga residencial considerada*

### Curva de carga industrial

Las curvas de carga industrial son mucho más diversas que las residenciales. Cada una depende de la maquinaria utilizada, de los horarios de funcionamiento de la planta, del proceso de producción, etc. Se realizó una curva tipo con una demanda pico durante la mañana que decae a lo largo del día.

Se consideró un horario de funcionamiento desde las 5:00hs hasta las 20:00hs, y demanda nula durante el resto del día.



*Figura 4.5.2 - Curva de carga industrial considerada*

## **CAPÍTULO 5 - Simulación y resultados**

### **5.1 - Variación de tensión y pérdidas**

Se simularon tres escenarios variando el factor de potencia de la GD. Se eligieron los valores 1, 0.8 inductivo y 0.8 capacitivo para comparar resultados. La potencia del parque se asignó tal que no se supere en ningún caso el margen de variación de  $\pm 3\%$  y que tampoco se supere en ningún punto 1.1 p.u. en tensión luego de conectar GD.

Se modelaron las cargas de las SE de modo que su potencia sea constante independientemente de la tensión, lo que implica una mayor potencia demandada a la red ya que se demanda mayor corriente que la nominal para valores de tensión por debajo de los nominales, como es el caso de la mayoría de las SE.

#### 5.1.1 - Variación de tensión

Según lo desarrollado en los Capítulos 2 y 3, se realizaron las simulaciones correspondientes para evaluar el impacto en los niveles de tensión de la red luego de conectar GD. Los escenarios y las condiciones planteadas se basan en lo exigido por los documentos desarrollados en el Capítulo 2.

Los flujos de carga se calcularon a la temperatura máxima de operación de los conductores (80 °C).

Para mantener la tensión de toda la línea en el rango de  $\pm 8\%$  durante todo el día, con y sin GD, se seleccionó la posición -4 (-4x1,25%) para el cambiador de tomas de la ET del lado de AT.

No se consideraron otros posibles métodos de compensación o compensaciones que los usuarios de medianas y grandes demandas puedan realizar.

Debido a que la demanda se consideró de recurrencia diaria durante todo el año, se realizó una simulación del día completo durante enero, ya que según las curvas de generación utilizadas es el mes de mayor potencia pico y en el cual la GD puede generar mayores variaciones de tensión.

A partir de los resultados, se calculó la variación porcentual en cada barra según la siguiente ecuación:

$$\Delta U = \frac{(U \text{ con GD } [p.u.] - U \text{ sin GD } [p.u.])}{U \text{ sin GD } [p.u.]} * 100$$

Se encontró que el valor para el cuál la tensión se mantiene en niveles aceptables es aproximadamente 350 kVA para un factor de potencia igual a 1. En la siguiente tabla se muestran los valores de variación máximos en el distribuidor para un día cualquiera de enero:

*Tabla 5.1.1.1 - Variaciones de tensión en el distribuidor al introducir GD*

	Con GD de 350 kVA		
	fdp=1	fdp=0,8 Ind.	fdp=0,8 Cap.
Variación de tensión respecto al caso sin GD [%]	2,946	3,230	1,474

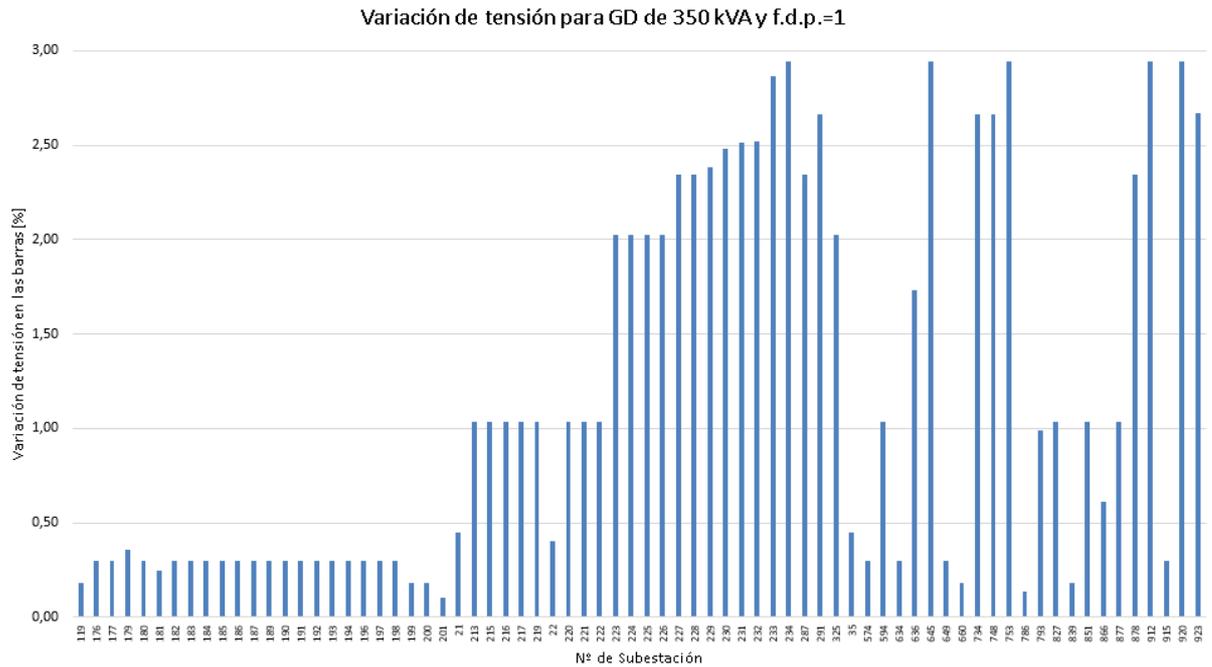
El nivel de penetración varía para cada hora del día y para cada mes; se calculó según la siguiente ecuación para cada horario:

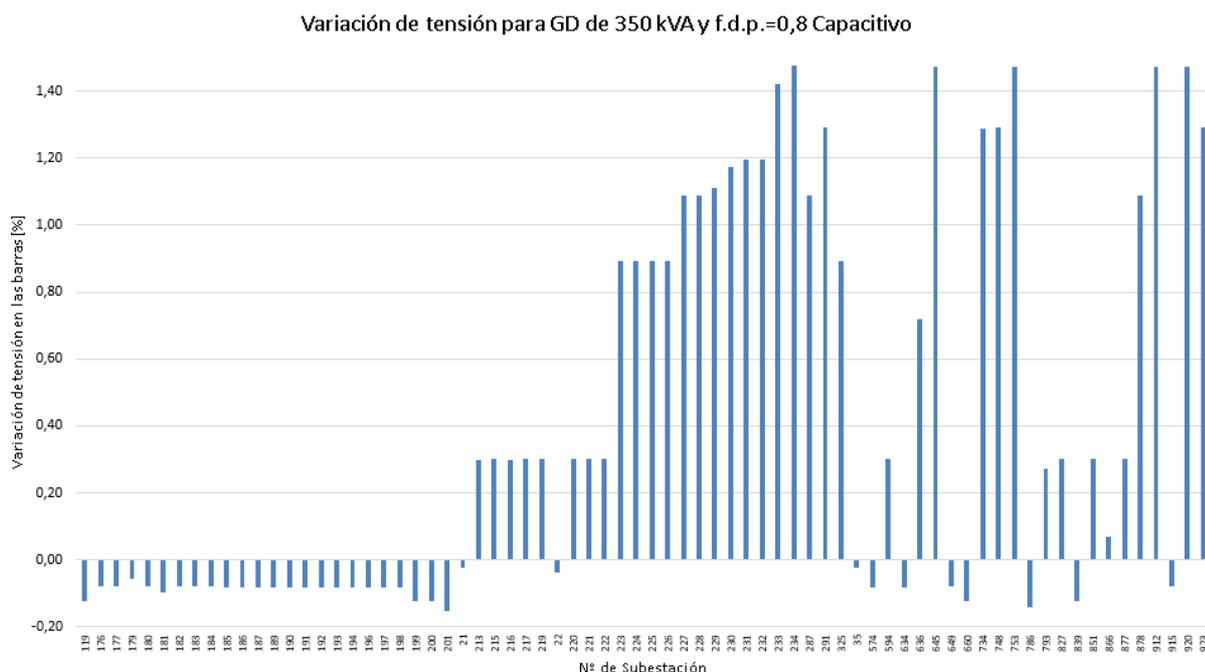
$$NP(t) = \frac{\text{Generación distribuida [kVA]}}{(\text{Scargas sin gd} + \text{Spérdidas sin gd}) [kVA]} * 100$$

El valor máximo se da a las 12:00hs:

$$NP \% \text{máx. (12:00 hs)} = \frac{271 [kVA]}{2821 [kVA]} * 100 = 9.6$$

Las variaciones porcentuales máximas en cada barra y para factor de potencia se muestran en las Figuras 5.1.1.1 - a, b y c.





$$\Delta U rms_i [ ] = \sqrt{\square}$$

Donde  $\Delta U_{barra}$  representa el error respecto de la tensión nominal y los subíndices h e i indican la hora y la barra para la cual se realiza el cálculo. El error se calculó de la siguiente manera:

$$\Delta U_{barra_{i,h}} [ ] = \frac{(1 [p.u.] - U_{barra_{i,h}} [p.u.])}{1 [p.u.]} * 100$$

El valor de  $\Delta U rms$  máximo se obtuvo a partir de buscar el máximo de entre todas las barras.

El valor rms promedio del distribuidor para cada escenario simulado se calculó según la siguiente ecuación:

$$\Delta U rms \text{ promedio} [ ] = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n=72} \Delta U rms_i [ ]$$

En la Tabla 5.1.1.2 se muestra el valor cuadrático medio de las diferencias respecto a la tensión nominal para cada caso durante la franja horaria considerada.

Tabla 5.1.1.2 - Valores calculados para evaluar variaciones de tensión según f.d.p.

	Sin GD	Con GD de 350 kVA		
		fdp=1	fdp=0,8 Ind.	fdp=0,8 Cap.
Rango de variación diario máximo [p.u.]	0,169	0,144	0,142	0,156
Rango de variación diario promedio [p.u.]	0,093	0,082	0,080	0,089
$\Delta U rms$ máximo [%]	40,70	40,86	41,20	40,45
$\Delta U rms$ promedio dist. [%]	30,94	30,39	30,53	30,47

De los resultados se puede concluir que:

- La GD mejora los niveles de tensión en el distribuidor, reduciendo el rango de variación de cada SE independientemente del factor de potencia utilizado. La desviación respecto de la tensión nominal no es notable respecto al caso sin GD para ningún caso. La mayor variación se presenta para las zonas cercanas a la GD.
- Un factor de potencia inductivo para la GD es el que mayor reducción produce en el rango de variación y un factor de potencia capacitivo es el que menos beneficia a la red.
- Si se utilizara un factor de potencia inductivo se debería reducir levemente la potencia de salida durante los períodos de máxima generación en comparación al caso de f.d.p=1 ya que produce una variación de tensión mayor y supera el límite de +3%.
- Si bien se verificó que la tensión en MT respete los límites permitidos, puede que sea necesario el reajuste de taps de los transformadores para mantener la tensión en BT en niveles aceptables. Para los casos en que la elevación de tensión supere el rango de variación de los taps, esta no sería una solución posible. Por ejemplo, si se elevó la tensión en 2% en una SE con posibilidad de regular la tensión en  $\pm 5\%$  y la posición del tap previa a la conexión de la GD era -5%, entonces no sería posible regular a menos de -5% para compensar la elevación que produce la GD.

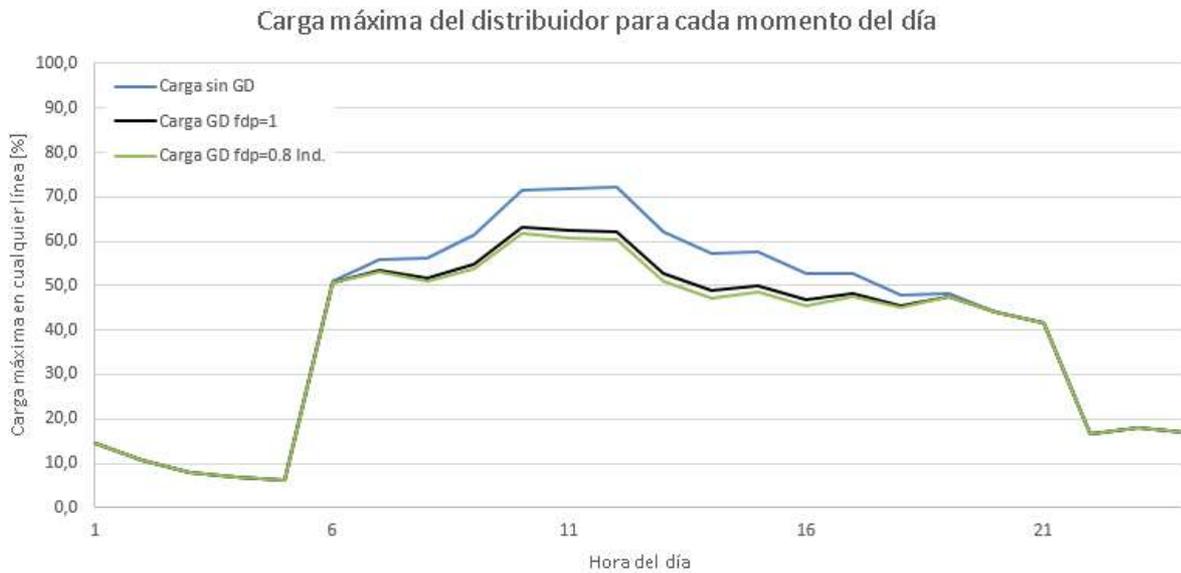
### 5.1.2 - Pérdidas y carga en la línea

Se realizaron simulaciones y cálculos para obtener las potencias y energías de pérdidas activas y reactivas durante un día completo del mes de enero, en el cual la GD inyecta mayor cantidad de energía a la red y su efecto es máximo. Se consideraron tres escenarios:

- Caso sin GD
- Caso con 350 kVA de GD y factor de potencia igual a 1
- Caso con 350 kVA de GD y factor de potencia igual a 0.8 inductivo

Debido al desempeño negativo de la GD con factor de potencia capacitivo notado en el punto 5.1.1 - Variación de tensión, no se contempló tal escenario.

En primer lugar se verificó que ninguna línea del distribuidor transportase una corriente mayor que su corriente nominal. En la Figura 5.1.2.1 se muestra la carga máxima de la red para cada momento del día.



*Figura 5.1.2.2 – Carga de la línea para cada escenario simulado*

Se consideró la potencia constante para cada hora del día, y la energía durante cada hora se calculó de la siguiente manera a partir de la hora 1:00:

$$E(h) = P_{\text{pérdidas}}(h-1) * 1 h$$

Donde h indica la hora del día para la cual se calcula la energía desarrollada. A partir de la energía de cada hora, se calculó la energía acumulada para cada hora del día a partir de la hora 1:00:

$$E_{\text{acum}}(h) = E(h) + E(h-1)$$

Los resultados se muestran en la Figura 5.1.2.2 y la Figura 5.1.2.3:

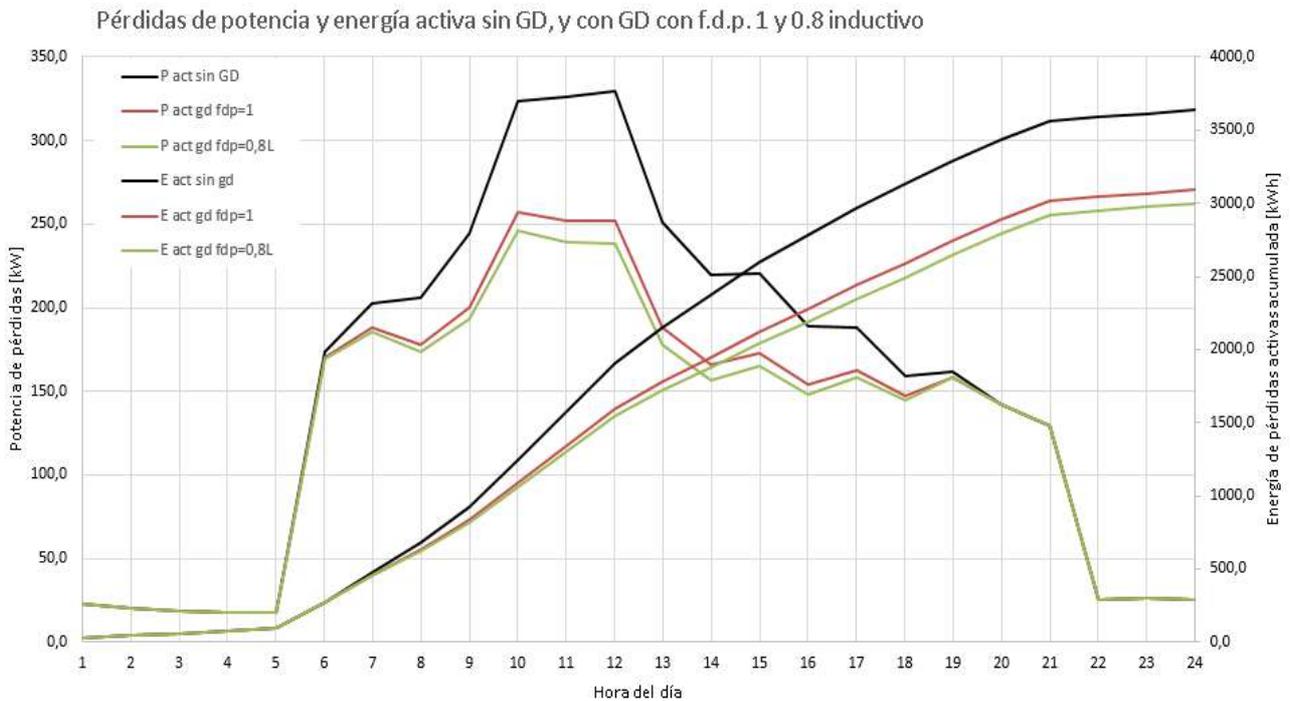


Figura 5.1.2.2 - Pérdidas de potencia y energía activa para los tres escenarios descritos

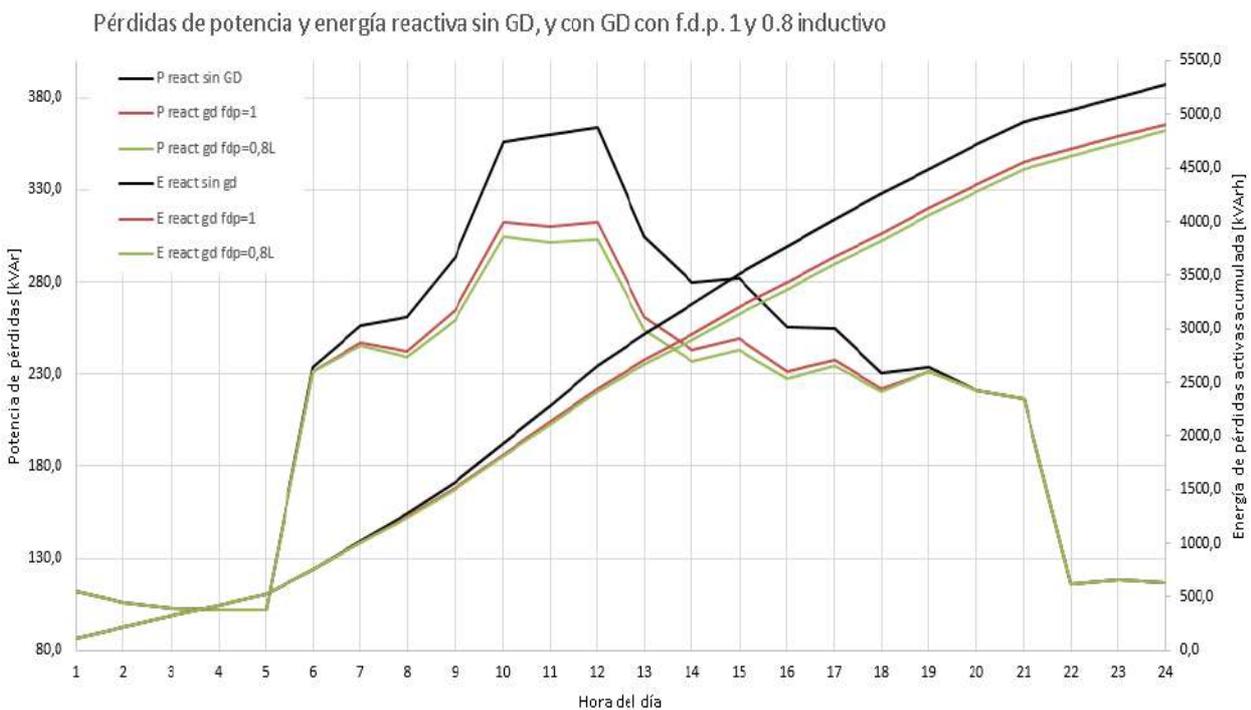


Figura 5.1.2.3 - Pérdidas de potencia y energía reactiva para los tres escenarios descritos

La variación de la energía de pérdidas respecto al caso con GD se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 5.1.2.1 - Cambios en la energía activa y reactiva de pérdidas al introducir GD a la red

	Variación energía activa		Variación energía reactiva	
	Absoluta [kWh]	Porcentual [%]	Absoluta [kVArh]	Porcentual [%]
fdp=1	-546	-15,0	-369	-7,0
fdp=0.8 Ind.	-641	-17,6	-434	-8,2

Los datos resultan de similares características al análisis de variación de tensión. Se pueden concluir los siguientes puntos:

- Ninguna línea supera la carga previa a conectar GD en ningún momento del día. Esto lleva a una reducción de las pérdidas activas y reactivas.
- Un factor de potencia inductivo resulta más beneficioso para la red en las condiciones simuladas que un factor de potencia unitario.
- La reducción en la energía de pérdidas resulta significativa si se considera el nivel de penetración de la GD (NP=9.6% máximo).

## 5.2 - Cortocircuitos

Se realizó la simulación con GD en aquellos casos que presentan valores límites para las corrientes o las tensiones. El resumen de los datos se presenta en la Tabla 5.2.1.

Comparativa de los datos de cortocircuito con y sin aporte de la GD

Los datos de corte de corriente para el aparcamiento de corriente		Ik" Máx. [kA]		Ik" Mín [kA]		U fase máx. [kV]	
		SIN GD	CON GD	SIN GD	CON GD	SIN GD	CON GD
	Trifásico Máximo	3,22	3,23	0,47	0,48	0	0
	Trifásico Mínimo	3,18	-	0,39	-	0	-
	Bifásico Máximo	2,79	-	0,41	-	8,2	-
	Bifásico Mínimo	2,76	-	0,34	-	8,21	-
	Bifásico a tierra Máximo	2,86	2,86	0,36	0,37	11,15	11,18
	Bifásico a tierra Mínimo	2,83	-	0,3	-	11,14	-
	Monofásico Máximo	1,44	1,44	0,32	0,33	11,62	11,66
	Monofásico Mínimo	1,44	1,44	0,3	0,3	11,62	11,68

Tabla 5.2.2 - Variación de tensión en las fases sanas en cortocircuito monofásico mínimo

	U fase para CC monofásico mín. [kV]		
	CON GD	SIN GD	Cambio
SE 233 - Aguas arriba y cercana a GD	10,34	9,88	4,7%
SE 753 - Aguas abajo y cercana a GD	10,16	9,7	4,7%
SE 793 - Mitad de línea	11,26	11,06	1,8%
SE 201 - Cercana a ET	11,44	11,41	0,3%

Se puede concluir que, para el modelo empleado, la tensión de las fases sanas aumenta respecto al caso sin GD durante un cortocircuito a tierra y que, además, el aumento es mayor para puntos cercanos a la GD y disminuye a medida que se avanza en dirección a la ET.

## CAPÍTULO 6 - Protecciones, coordinación e impacto de la generación distribuida

### 6.1 - Elección fusibles MT de transformadores

Se seleccionaron los fusibles teniendo en cuenta distintos puntos de tiempo-corriente según distintos estados de la red.

- Sobrecargas leves: la corriente nominal del fusible debe ser al menos un 40% mayor a la nominal del transformador.
- Corriente de conexión: existe una curva de corriente de conexión en función del tiempo. En este caso se verificará el punto 12In del transformador para 0.1s.
- Sobrecargas dañinas: según la recomendación de la AEA, el fusible debe actuar en no más de 10 segundos para una corriente 6 veces la corriente nominal del fusible.
- Cortocircuitos: debe quemarse antes de los 2 segundos para un corto monofásico en baja limitado por la propia impedancia del trafo según IRAM 2112
- Punto de Saborsky: representa el fenómeno de sobrecorriente por saturación del núcleo debido a una descarga atmosférica. Se busca que el fusible no se quemara ante dicho evento. El punto a utilizar es de 50 veces la corriente nominal para un transformador de 95 kV de BIL de 13,2 kV para 20 ms.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito trifásica en bornes del transformador, según lo precisado anteriormente será de la forma:

$$Ik3[A] = \frac{[A] * 100}{Ucc[V]}$$

Debido a que la única impedancia limitante es el propio trafo, y suponiendo que la impedancia directa y homopolar son aproximadamente iguales, resulta que la corriente de corto trifásica es similar a la monofásica vista desde el lado secundario en trafos DY:

$$Ik3 \approx Ik1$$

Desde el lado de media tensión, el cortocircuito desarrolla la misma potencia en el devanado:

$$IL2 * Vf2 = If1 * VL1$$

Por ser una corriente monofásica en baja tensión, en media tensión se da que la corriente de fase del devanado es la corriente que ve la línea, ya que al ser una corriente asimétrica, no aparecen corrientes en los otros dos bobinados con las cuales se suma y resulta en una diferencia. Como resultado, se puede despejar la corriente de línea en media tensión como:

$$Ikfuse = \frac{Ik3}{\sqrt{3}}$$

Se muestra a continuación la elección de un fusible para un transformador de 100 kVA 13,2/0,4 kV. Los datos del transformador son los siguientes:

Potencia Trafo	Ucc [%]	In MT [A]	Sobrecarga MT 6In Fuse [A]	Inrush 12In [A]	Icc 3 MT [A]	Icc 1 MT [A]	Saborsky 50In
100	5	4,4	42	52,5	87,5	50,5	218,7

A partir de los datos, se construye el gráfico de los puntos a respetar y la curva de los posibles fusibles que pueden cumplir los requisitos.

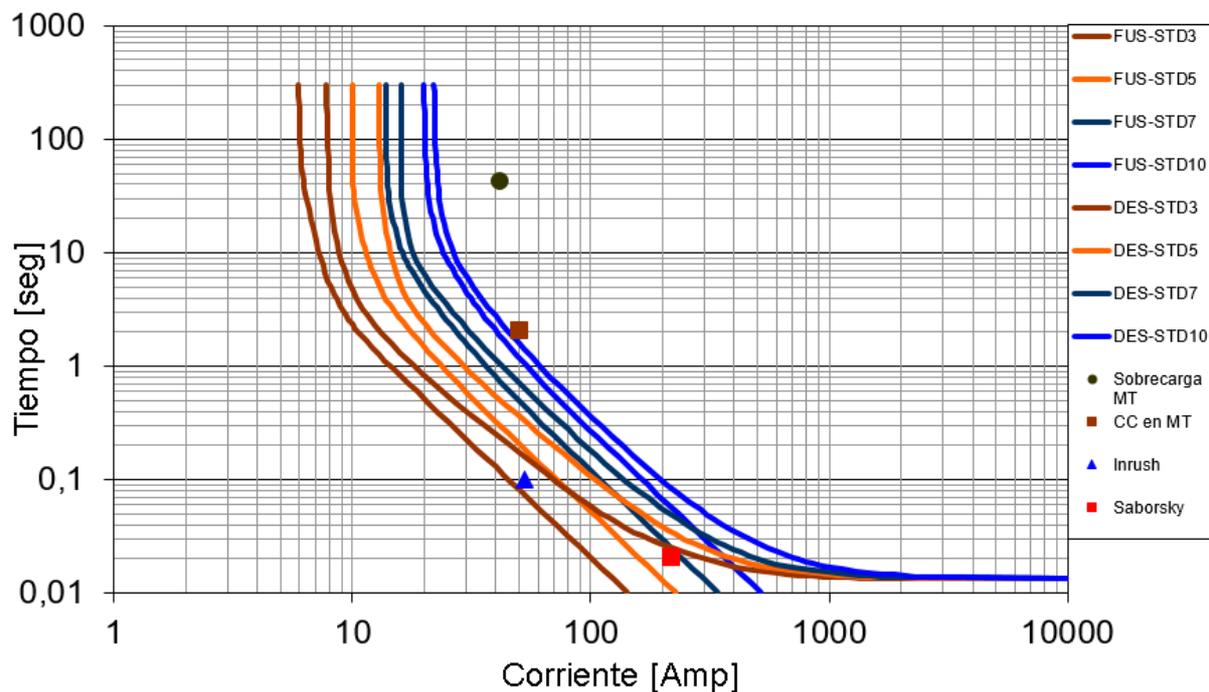


Figura 6.1.1 - Ejemplo de elección de fusibles de MT para un transformador de 100 kVA

Se ve que los fusibles que cumplen con los requisitos son el de 7A y el de 10 A, pudiendo optar por cualquiera de los dos. En este caso se eligió el de 7A.

Este proceso de selección se realizó según la referencia [63].

Para el resto de los transformadores se aplica el mismo procedimiento anterior. En la siguiente tabla se muestran los datos, puntos a coordinar y fusible elegido para cada potencia.

Tabla 6.1.1 - Elección de fusibles de MT para cada transformador

Potencia Trafo [kVA]	Ucc [%]	In MT [A]	Sobrecarga MT 6In Fuse [A]	Inrush 12In [A]	Icc 3 MT [A]	Icc 1 MT [A]	Saborsky 50In [A]	In fuse MT elegido [A]
5	5	0,7	6	7,9	13,1	7,6	21,9	1
10	5	0,4	6	5,2	8,7	5,1	21,9	1
16	5	0,7	6	8,4	14,0	8,1	35,0	1
25	5	1,1	12	13,1	21,9	12,6	54,7	2
30	5	1,3	18	15,7	26,2	15,2	65,6	3
40	5	1,7	18	21,0	35,0	20,2	87,5	3
50	5	2,2	30	26,2	43,7	25,3	109,3	5
63	5	2,8	30	33,1	55,1	31,8	137,8	5
75	5	3,3	42	39,4	65,6	37,9	164,0	7

100	5	4,4	42	52,5	87,5	50,5	218,7	7
125	5	5,5	60	65,6	109,3	63,1	273,4	10
160	5	7,0	90	84,0	140,0	80,8	349,9	15
200	5	8,7	90	105,0	175,0	101,0	437,4	15
250	5	10,9	120	131,2	218,7	126,3	546,7	20
315	5	13,8	150	165,3	275,6	159,1	688,9	25
400	5	17,5	180	209,9	349,9	202,0	874,8	30
500	5	21,9	240	262,4	437,4	252,5	1093,5	40

## 6.2 - Coordinación fusibles MT de línea con fusibles MT de transformadores

A partir de la corriente de cortocircuito trifásica o monofásica en baja tensión de los transformadores, limitada por su propia impedancia de cortocircuito, se verificó la coordinación entre los distintos calibres de fusibles. El criterio de seguridad para la coordinación es que el tiempo de despeje del fusible aguas abajo sea menor a aproximadamente el 75% del tiempo de fusión del fusible aguas arriba [63].

Estrictamente, las corrientes máximas se dan para un cortocircuito entre los fusibles de MT del transformador y los bornes de MT del transformador, sin incluir la impedancia del transformador. Las corrientes resultan muy elevadas en comparación al caso aguas abajo de bornes de BT del transformador, especialmente en subestaciones cercanas a la ET y no es posible asegurar la coordinación de fusibles para estas corrientes. Estos son casos que pueden ocurrir pero son poco frecuentes. Lo normal sería un corto en baja tensión, trifásico o monofásico el cual sería de una magnitud menor al incluir la impedancia del transformador.

Las corrientes de cada potencia de transformador se consideraron para una tensión de cortocircuito del 5%. En la siguiente tabla se muestra la corriente de CC y el fusible elegido previamente.

Tabla 6.2.1 - Corrientes de cortocircuito y calibre de fusible de transformadores

Potencia Trafo	Ucc [%]	Icc 3 MT [A]	Icc 1 MT [A]	In fuse MT elegido [A]
5	5	13,1	7,6	1
10	5	8,7	5,1	1
16	5	14,0	8,1	1
25	5	21,9	12,6	2
30	5	26,2	15,2	3
40	5	35,0	20,2	3
50	5	43,7	25,3	5
63	5	55,1	31,8	5
75	5	65,6	37,9	7
100	5	87,5	50,5	7

125	5	109,3	63,1	10
160	5	140,0	80,8	15
200	5	175,0	101,0	15
250	5	218,7	126,3	20
315	5	275,6	159,1	25
400	5	349,9	202,0	30
500	5	437,4	252,5	40

Para verificar, por ejemplo, qué calibres coordinan con un transformador de 100 kVA (calibre 7A), se grafican las curvas de fusión de los fusibles de mayor calibre y la curva de despeje del de 7A. Para el caso de un transformador de 100 kVA, el rango de corrientes es de 50A hasta 88A.

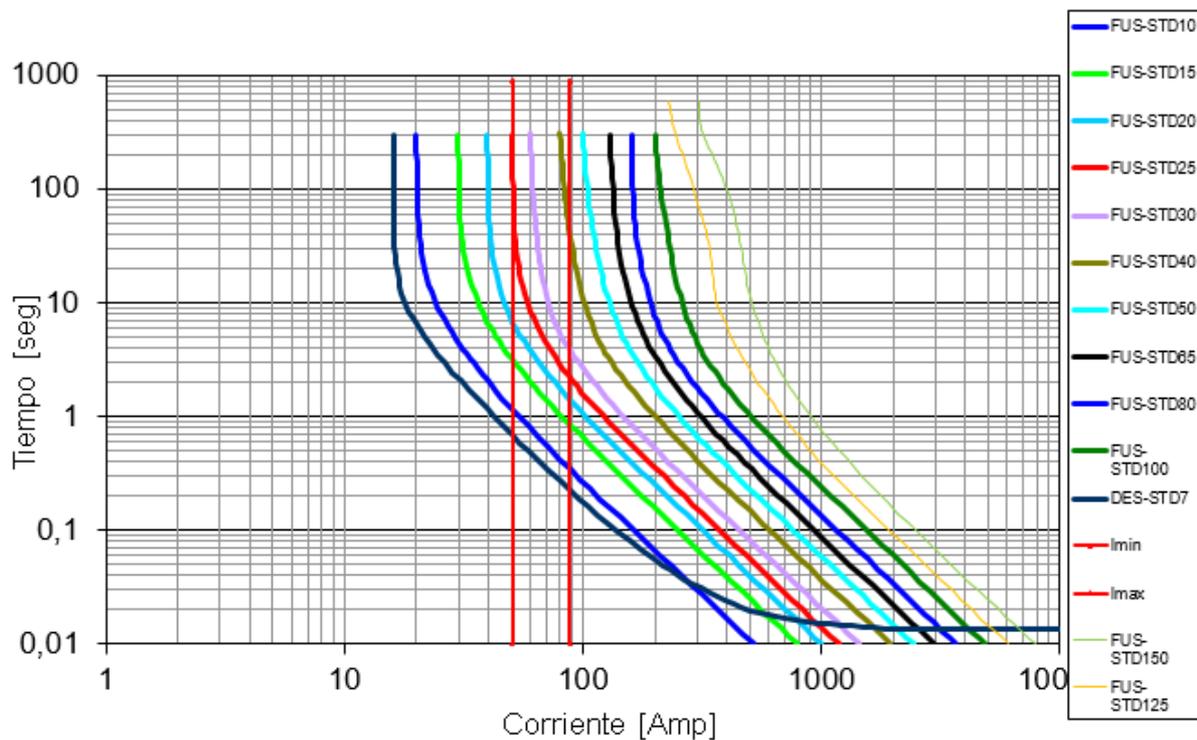


Figura 6.2.1 - Ejemplo coordinación entre fusibles de MT en un rango de corrientes

Se observa que el fusible de 10A podría no coordinar en todo el rango de corrientes, y los calibres superiores tienen una coordinación total con el de 7A.

De la misma forma, se verificó la coordinación para cada uno de los calibres desde 1A hasta 40A. En la Tabla 6.2.2 se muestra la coordinación de los fusibles.

Tabla 6.2.2 - Coordinación entre fusibles de línea y de transformadores

Fusibles Positrol curva STD expulsión para MN 241								
Aguas abajo	Aguas arriba							
	1	2	3	5	7	10	15	20
1	-	TOTAL						
2	-	-	-	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
3	-	-	-	-	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
5	-	-	-	-	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
7	-	-	-	-	-	TOTAL	TOTAL	TOTAL
10	-	-	-	-	-	-	TOTAL	TOTAL
15	-	-	-	-	-	-	-	-
20	-	-	-	-	-	-	-	-
25	-	-	-	-	-	-	-	-
30	-	-	-	-	-	-	-	-
40	-	-	-	-	-	-	-	-
Aguas abajo	Aguas arriba							
	25	30	40	50	65	80	100	125
1	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
2	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
3	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
5	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
7	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
10	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
15	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
20	-	TOTAL						
25	-	-	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
30	-	-	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
40	-	-	-	-	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL

### 6.3 - Coordinación entre fusibles MT de línea

Para las líneas se utilizó un factor de simultaneidad según la cantidad de subestaciones aguas abajo. En la siguiente tabla se muestran los factores utilizados:

Tabla 6.3.1 - Factor de simultaneidad para seccionadores-fusibles

Cantidad de subestaciones	Factor de simultaneidad considerado
1 a 2	1
3 a 4	0.7
5 a 10	0.5

Para verificar la coordinación entre fusibles, se consideró el rango de corrientes bajo el cual deben coordinar.

Las corrientes de cortocircuito máximas se dan en bornes del elemento aguas abajo. Las corrientes de cortocircuito mínimas se dan inmediatamente aguas arriba del siguiente elemento de protección de la línea, el cual se asume coordina con el elemento aguas arriba. Según lo calculado previamente, las corrientes monofásicas son las de menor magnitud y las trifásicas las de mayor magnitud. En la Figura 6.3.1 se muestra un esquema con la ubicación de los puntos de falla para coordinar dos elementos "A" y "B" siendo A el elemento aguas arriba y B el elemento aguas abajo.

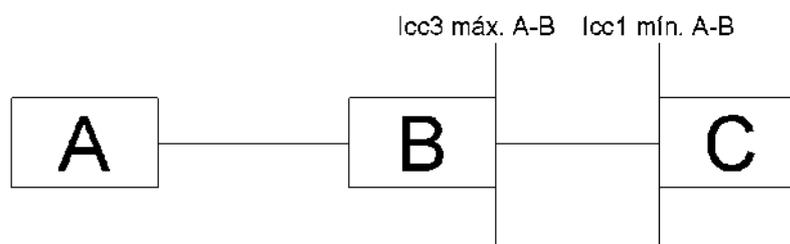


Figura 6.3.1 - Esquema de ubicación de falla para cálculo de corrientes máximas y mínimas en coordinación

Como ejemplo, se muestra el procedimiento para la elección de fusibles de línea y la coordinación entre los mismos de los seccionadores A232, SC007 y A216. En primer lugar, se eligen los fusibles de los seccionadores A232 y SC007 que sólo tienen transformadores aguas abajo. En la Figura 6.3.2 (abajo) se muestra la parte de la red bajo análisis y los puntos de cálculo de cada cortocircuito.

Para el A232, se tienen dos subestaciones, de 5 y 10 kVA. La elección del fusible de línea se da a partir de la Tabla 6.2.2 que indica la coordinación entre estos fusibles. Se ve que el siguiente calibre que coordina con el de 1A es de 3A.

*Tabla 6.3.2 - Elección de fusibles para seccionador-fusible A232*

SECCIONADO R	SUBESTACIÓN - SECCIONADO R	POTENCIA	F. simult.	Corriente nominal/calculada MT [A]	Fusible MT MN 241 Expulsión
A232	S-645	5	1	0,2	1
	S-753	10	1	0,4	1
	TOTAL	15	1	0,7	3

Para el SC007 se repite lo mismo. La coordinación se da a partir de la S-923 de 100 kVA que tiene un fusible de 7A. El calibre inmediatamente superior que coordina con este es de 10A.

*Tabla 6.3.3 - Elección de fusibles para seccionador-fusible SC007*

SECCIONADO R	SUBESTACIÓN - SECCIONADO R	POTENCIA	F. simult.	Corriente nominal/calculada MT [A]	Fusible MT MN 241 Expulsión
SC007	S-734	10	1	0,4	1
	S-748	10	1	0,4	1
	S-231	10	1	0,4	1
	S-923	100	1	4,4	7
	TOTAL	130	0,7	4,0	10

Luego, se calculan las corrientes de cortocircuito mínimas y máximas que pueden afectar simultáneamente a los fusibles. En la siguiente figura se indican los puntos para el cálculo de las corrientes en el diagrama unifilar.

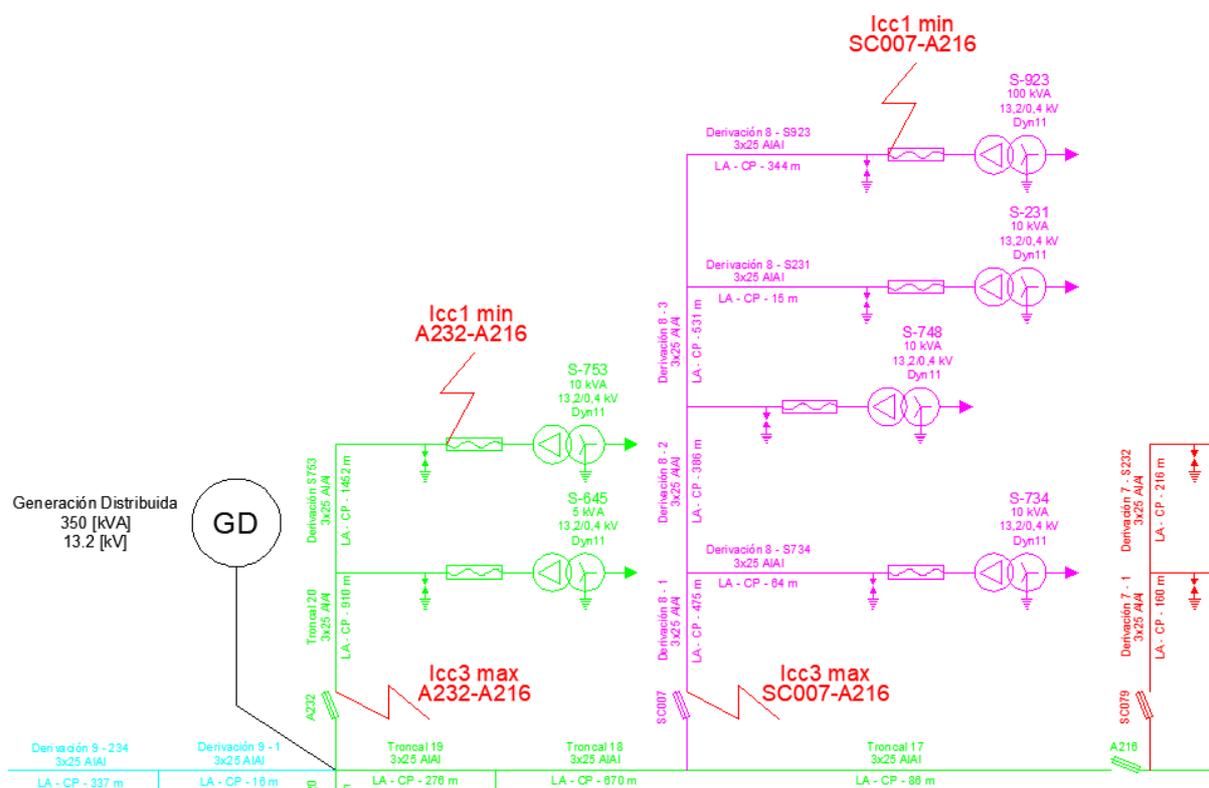


Figura 6.3.2 - Puntos de cálculo de fallas para coordinación entre fusibles de línea para los seccionadores A216-SC007 y A216-A232

Los resultados de estas corrientes son:

- Icc 3 máx.: 651A para el SC007 y 535A para el A232
- Icc 1 mín.: 326A para el SC007 y 288A para el A232

A partir de esto, se grafican los rangos de corriente para cada fusible aguas abajo y se verifica cuál es el calibre de fusible que coordina para el rango de corriente esperando. En la Figura 6.3.3 se muestran los rangos de corriente y la curva de despeje del fusible de 10A y de fusión de los calibres superiores a 10A.

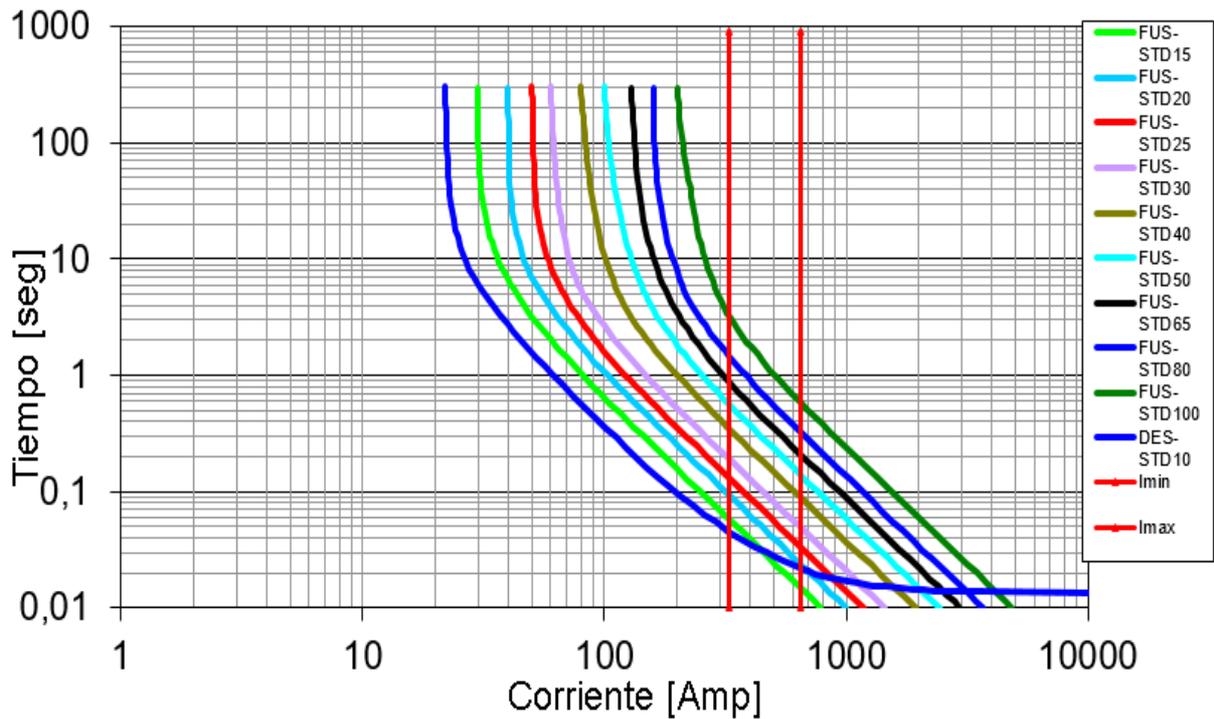


Figura 6.3.3 - Curvas de despeje y fusión de los fusibles para la coordinación entre el A216 y SC007

Se ve que el siguiente fusible que coordina con un margen de seguridad aceptable con el de 10A, es el de 30A. Lo siguiente es verificar que el fusible de 30A coordine con el de 3A para el rango especificado de 535A y 288A.

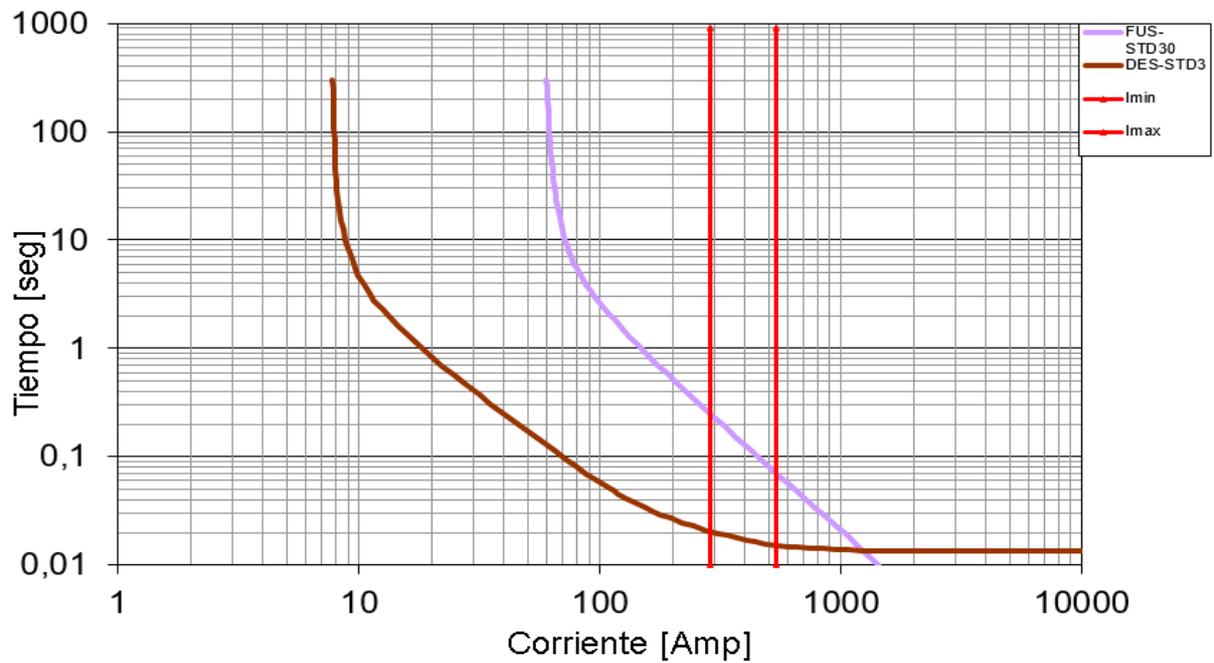


Figura 6.3.4 - Verificación de coordinación entre A232 (despeje-3A) y A216 (fusión-30A)

Se ve que existe una coordinación en el rango de corrientes dado. De esta forma, se construye la siguiente tabla para el seccionador-fusible A216.

Tabla 6.3.3 - Elección de fusibles para seccionador-fusible A216

SECCIONADOR	SUBESTACIÓN-SECCIONADOR	POTENCIA	F. simult.	Corriente nominal/calculada MT [A]	Fusible MT MN 241 Expulsión	ICC3 max	ICC1min
A216	S-233	250	1	10,9	20		
	S-920	200	1	8,7	15		
	S-912	16	1	0,7	1		
	S-234	63	1	2,8	5		
	SC007	130	0,7	4,0	10	651	326
	A232	15	0,85	0,6	3	535	288
	TOTAL	674	0,5	14,7	30		

De la misma forma se realizó la elección y verificación de coordinación de los fusibles de los demás seccionadores. En la Tabla 6.3.4 se muestra el resumen del calibre de fusible para cada seccionamiento.

Tabla 6.3.4 - Elección de fusibles para cada seccionador-fusible de la línea

SECCIONADOR	POTENCIA [kVA]	Corriente nominal/calculada MT [A]	Fusible MT MN 241 Expulsión
Salida L2	4778	104,5	-
A23	131	4,0	80
A261	31	0,9	3
A24	520	11,4	100
A250	41	1,3	3
A251	416	9,1	50
A259	231	5,1	50
A252	47	1,4	3
A253	82	2,5	10
A256	82	2,5	10
A25	490	15,0	100
A211	390	17,1	40
A29	200	8,7	15
SC065	316	6,9	40
AR8	95	2,9	7
AR11	145	4,4	7
AR12	30	1	3
REC1	2220	48,5	-
A217	61	1,9	50
A218	10	0,4	3
R2 (A213)	2149	47	-
A214	55	1,7	7
SC079	900	39,4	50

En el Anexo III se muestra la tabla completa con el rango de corrientes para cada par de seccionadores.

### 6.3.1 - Casos particulares: A217 (aguas abajo) y Reconectador 1 (aguas arriba)

Para verificar la coordinación con fusibles aguas abajo del reconectador, se debe tener en cuenta el efecto térmico de la corriente sobre el fusible.

- Durante el cortocircuito, el fusible se calienta por efecto Joule con una temperatura inicial cercana a su temperatura de funcionamiento normal (dependiendo de la carga previa, la temperatura ambiente y otros factores ambientales) hasta que el reconectador realiza la apertura.

- En el tiempo muerto entre recierres del reconectador, el fusible disipa parte de la energía acumulada durante el período anterior hasta que se da el cierre del interruptor. Los tiempos muertos suelen ser suficientemente bajos para no permitir que vuelva a la temperatura de funcionamiento normal antes de que se dé el cierre, desde cientos de milisegundos hasta unos pocos segundos.
- En caso de que la falla no haya sido despejada, el fusible seguirá aumentando su temperatura a causa de la corriente de cortocircuito partiendo de una temperatura mayor a la normal de funcionamiento, por lo que el tiempo hasta el quemado del fusible es menor al caso con una temperatura inicial normal.

Este proceso termodinámico es esquematizado en la Figura 6.3.1.1:

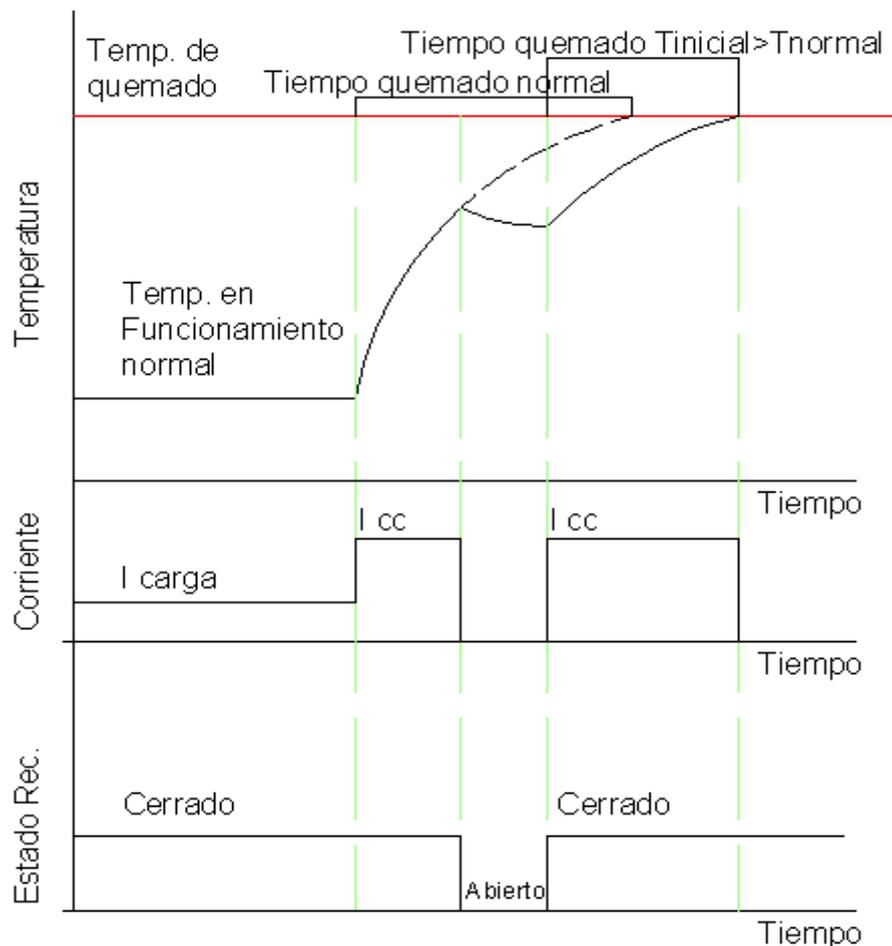


Figura 6.3.1.1 - Esquema de calentamiento de fusible durante un ciclo de apertura y cierre de un reconectador

Para tener en cuenta este efecto a la hora de coordinar las protecciones, se afecta la curva rápida del reconectador por un factor  $k$  que depende de la secuencia de operación del reconectador y los

tiempos muertos entre recierres. Se muestra en la Tabla 6.3.1.1 los valores a tener en cuenta según lo mencionado [63].

Tabla 6.3.1.1 - Factor de corrección por calentamiento en ciclo de operación de reconectores [63]

Tiempo de apertura [seg.]	FACTOR DE CORRECCIÓN A APLICAR	
	Secuencia de operación 1 rápida, 3 retardadas	2 rápidas, 2 retardadas
0.5	1.06	1.60
1		1.50
1.5		1.40
2		1.30
6		1.10

Para tener presente la configuración de los reconectores se muestra la misma en la siguiente tabla previamente presentada en el Capítulo 4:

	RECONECTADOR 1	RECONECTADOR 2
CONFIGURACIÓN	ZSC	Normal
CICLO DE OPERACIÓN	I-I-D-D	I-I-D
Tipo de curva	Tiempo definido (TD)	Tiempo definido (TD)
Corriente de operación instantánea - Fase	200	200
Corriente de operación retardada- Fase	200	200
Corriente de operación instantánea - Tierra	70	70
Corriente de operación retardada- Tierra	70	70
Tiempo de retardo Curva instantánea (I)	60 ms	0 ms
Tiempo de retardo Curva retardada (D)	800 ms	600 ms
Tiempo entre recierres	2s	2s

El factor k para el ciclo de operación del reconector 1 es  $k=1.3$  por tener dos curvas rápidas y dos retardadas y un tiempo entre recierres de 2 segundos.

El tiempo de operación para verificar la coordinación con el fusible aguas abajo es de:

$$t_{rec 1} = 60 \text{ ms} * 1.3 = 78 \text{ ms}$$

Las curvas para la coordinación son según la siguiente figura:

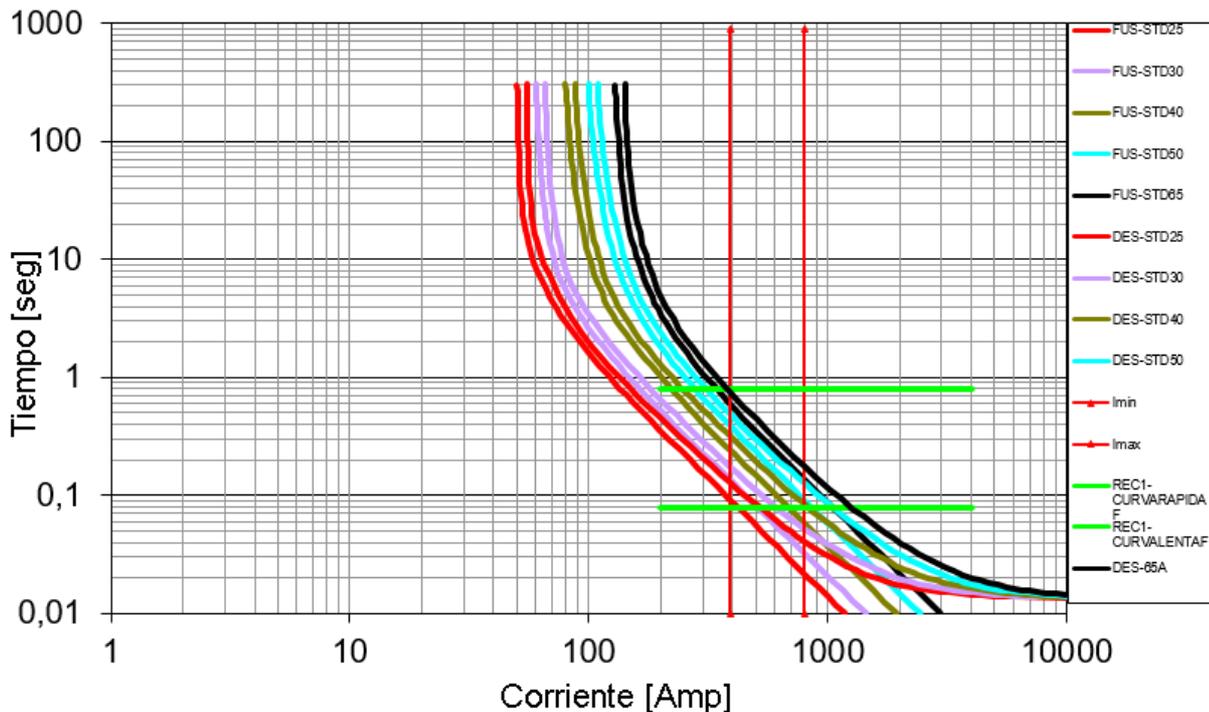


Figura 6.3.1.2 - Gráfica para coordinación entre reconectador 1 y A217

Finalmente, se elige un fusible de 50A que coordina con el reconectador para el rango de corrientes calculado. Se observa que las corrientes de cortocircuito dificultan la coordinación para estas dos protecciones. Para un aumento de calibre, se pierde coordinación con la curva lenta y para una reducción en el calibre se pierde coordinación con la curva rápida.

### 6.3.2 - Casos particulares: SC079 (aguas abajo) y Reconectador 2 (aguas arriba)

Existen casos en los cuales no se da una coordinación completa entre los elementos de protección, como por ejemplo entre el fusible del seccionador SC079 y los fusibles de los dos transformadores aguas abajo. **La filosofía en estos casos es priorizar la coordinación de los elementos aguas arriba (SC079 y Reconectador 2) para evitar que una mayor cantidad de usuarios se vean afectados por un corte, a pesar de que esto implique cortes de mayor duración o afectar otros usuarios en caso de una falla que provoque la descoordinación de protecciones. En cualquier caso se debe respetar la corriente de carga calculada y no elegir un fusible por debajo de la misma.**

Debido a que el tiempo programado para la curva rápida es 0 s, se optó por determinar una cota máxima de tiempo tal que el reconectador R2 coordine con el fusible aguas abajo. En la Figura 6.3.2.1 se muestran las curvas a tener en cuenta.

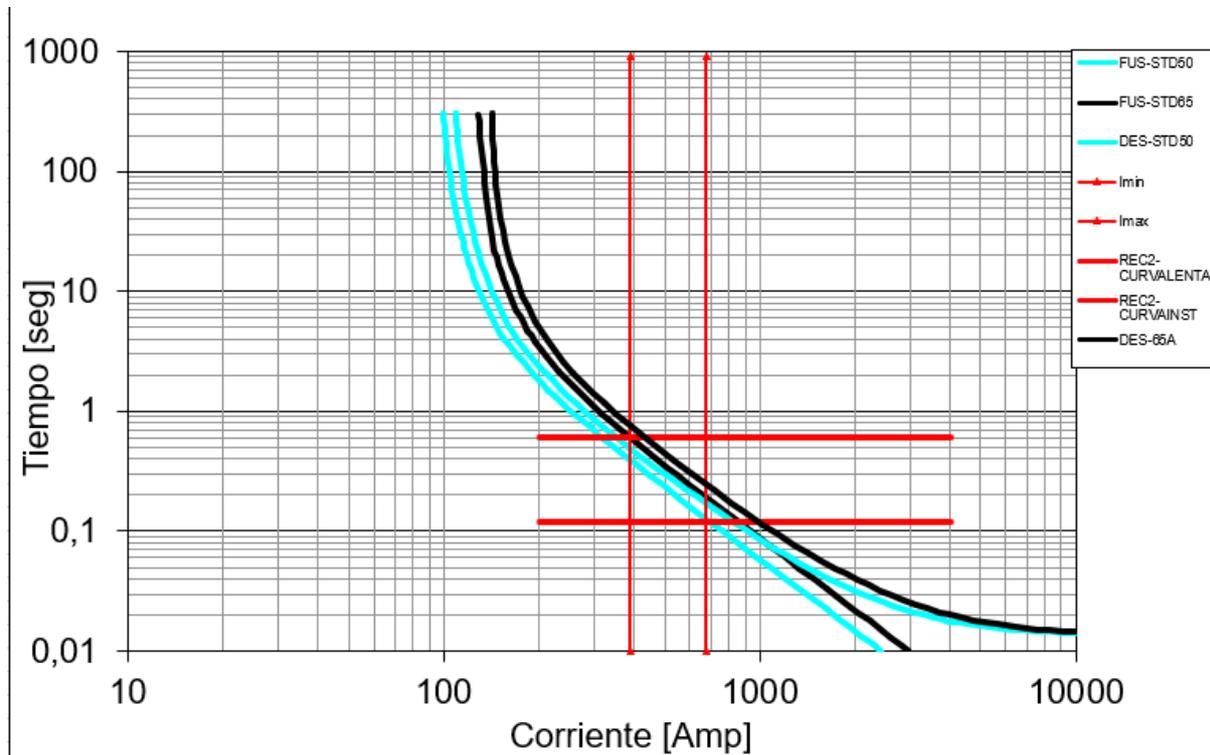


Figura 6.3.2.1 - Gráfica para coordinación entre reconectador 2 y SC079

El rango de corrientes de cortocircuito es desde 390A hasta 676A. El tiempo máximo para la curva instantánea corregida es aproximadamente 120 ms. El factor k a aplicar para el reconectador R2 es el mismo que para el R1  $k=1.3$ . Por lo tanto, el tiempo máximo para que exista coordinación es:

$$t_{\text{curva rápida corregida}} = t_{\text{curva rápida}} * k$$

$$t_{\text{curva rápida}} = \frac{t_{\text{curva rápida corregida}}}{k} = \frac{120 \text{ ms}}{1.3} = 92.3 \text{ ms}$$

**Esto implica que existirá coordinación si R2 logra interrumpir la corriente de cortocircuito en menos de 92.3 ms durante las dos actuaciones rápidas.**

En este caso, el fusible que coordina con el reconectador 2 es el de 50A. Permite la actuación de la curva rápida y el despeje ante una falla permanente. Se ve que el fusible de 65A podría no coordinar con la curva lenta debido a no quemar durante la actuación de la mencionada curva.

Es importante notar que la configuración del reconectador 2 no se puede cambiar, ya que está al límite con el reconectador 1 y este a su vez está al límite con la protección de la ET.

## 6.4 - Potencia límite de GD en el punto para pérdida de coordinación

Según lo discutido en este trabajo, el aporte de corriente en cortocircuito de la generación distribuida con interfaz de inversores está limitada a un valor cercano a su corriente nominal. Esto hace que, en general, los bajos niveles de penetración para plantas puntuales limitados por la variación de tensión en el punto, no sean suficientes para causar descoordinaciones entre las protecciones.

Para verificar los límites de coordinación ante la presencia de GD en la red, se simuló los cortocircuitos para buscar la potencia a la cual las protecciones de la red pierden la coordinación.

### 6.4.1 - Reconectores y protecciones de 13,2 kV de la ET

Debido a que los reconectores están configurados para una red radial, un cortocircuito aguas arriba de los mismos puede hacer que disparen de forma intempestiva.

Suponiendo un escenario en el cual:

**A:** La GD inyecta energía a la red y ésta circula hacia la ET a través de los reconectores. Además, toda la corriente que inyecta la GD circula a través de los reconectores.

O bien:

**B:** Existe un cortocircuito monofásico aguas arriba de alguno de los reconectores. Se asume que la GD aporta su corriente nominal al cortocircuito, sin considerar la impedancia de falla.

La potencia límite de la GD para la cual podría provocar una actuación de los reconectores por inyección de corriente en sentido inverso es aproximadamente:

$$S_{\text{lim.}} = 70 \text{ A} * 13.2 \text{ kV} * \sqrt{\square}$$

En un sentido estricto, la potencia límite resultaría mayor si se considera la influencia de la impedancia de falla.

Adicionalmente, se podría afectar esta potencia por un coeficiente de seguridad si se desconoce el aporte de corriente y el comportamiento real en cortocircuito de cada inversor. Por ejemplo, limitar

la potencia calculada a la mitad, suponiendo un posible aporte del inversor de hasta dos veces su corriente nominal.

Para el caso de los interruptores de 13,2 kV de la ET el razonamiento es similar al caso de los reconectores. La potencia límite para hacer actuar la protección de tierra de 80A resulta:

$$S_{\text{lim.}} = 80 \text{ A} * 13,2 \text{ kV} * \sqrt{\square}$$

#### 6.4.2 - Coordinación entre fusibles de la línea

El caso de fusibles aguas abajo de la GD que deben coordinar con fusibles aguas arriba de la GD. Esta es una situación favorable para la coordinación, ya que aumenta la corriente que circula por el fusible aguas abajo y disminuye la corriente por el fusible aguas arriba según lo discutido en capítulos anteriores.

Para el caso de dos fusibles consecutivos que deben coordinar y reciban aporte de la corriente de cortocircuito por parte de la GD y la red, se debe verificar la corriente de cortocircuito máxima para la cual coordinan sin GD y evaluar cuál es la potencia de la GD para la cual se llega a esa corriente de cortocircuito máxima en el punto de interés.

Es importante remarcar que para la red analizada, si los fusibles están aguas arriba de alguno de los reconectores (como este caso), el límite de aporte de corriente de la GD para cortocircuitos monofásicos o bifásicos a tierra es de 70A y para cortocircuitos bifásicos o trifásicos es de 200A. Para corrientes mayores, se produciría el disparo indeseado de los reconectores. Para ejemplificar la verificación de coordinación en presencia de GD, no se tuvo en cuenta esta limitación.

##### Ejemplo 1: coordinación A217 - A218

Las curvas para analizar la coordinación son la de fusión del fusible aguas arriba (A217) y la de despeje de la falla del fusible aguas abajo (A218). Los calibres son 50A y 3A respectivamente.

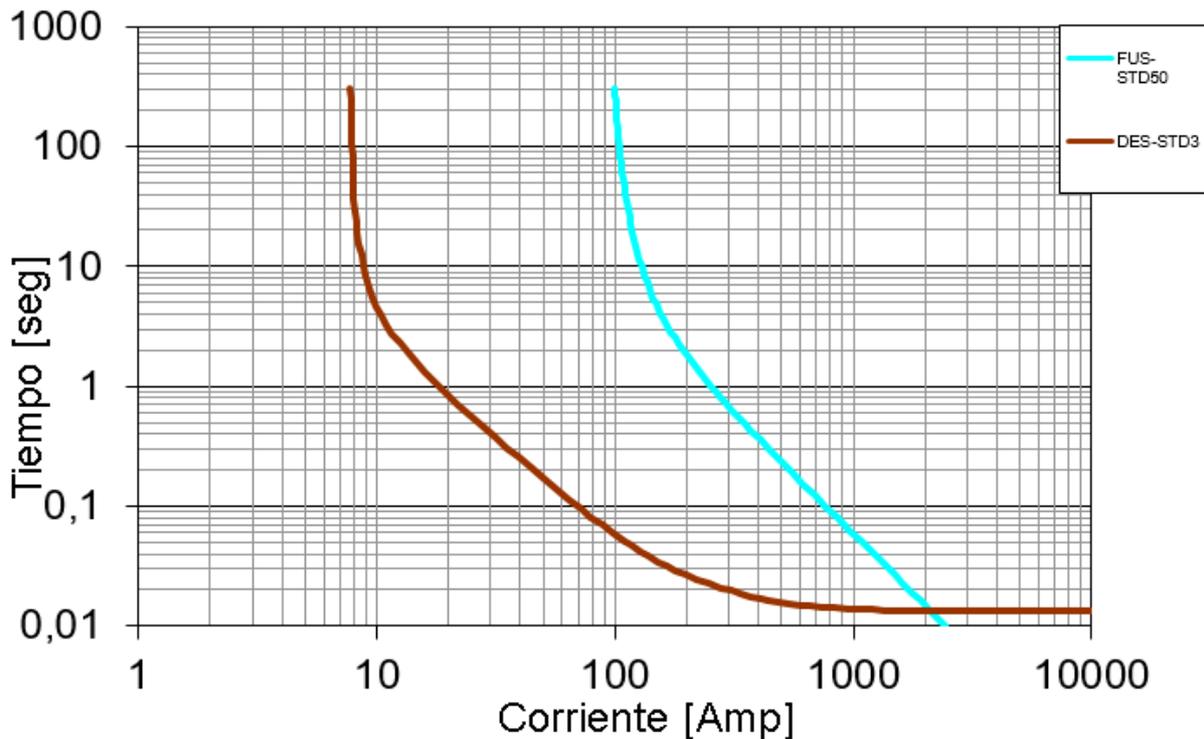


Figura 6.4.2.1 - Gráfica para coordinación con presencia de GD entre el A217 y el A218

Se observa que la curva de despeje para el fusible de 3A se vuelve asintótica en 14ms aproximadamente. Al considerar el margen de seguridad del 75% expuesto durante este capítulo para analizar la coordinación entre fusibles, la coordinación se perdería entonces para tiempos de fusión menores a 19 ms para el fusible de 50A. Esto es:

$$T_{fus\ mín. A\ 217} = \frac{T_{des\ máx. A\ 218}}{0.75} = \frac{14\ ms}{0.75} = 18.7\ ms$$

La corriente para la cual el tiempo de fusión es menor a 20 ms es aproximadamente 1750A. Al considerar que la corriente máxima sin GD es de 700A, se tiene que la potencia de GD que se debería instalar en la red para provocar una descoordinación es:

$$S_{nGD} = \sqrt{\quad}$$

Según las consideraciones de aporte al cortocircuito expresadas previamente para inversores, inclusive considerando un factor de seguridad de 2 y, la potencia resultaría superior a los 10 MVA, la cual es impracticable para las dimensiones del alimentador y las condiciones de la red del partido en general.

Se puede asegurar entonces que, para este ramal, no existirían problemas de coordinación al introducir GD a la red.

Ejemplo 2: coordinación SC065 - AR8

Se tiene el peor caso para este par de fusibles y corrientes de cortocircuito. Los calibres son 40A para el SC065 y 7A para el AR8. Las curvas son las siguientes:

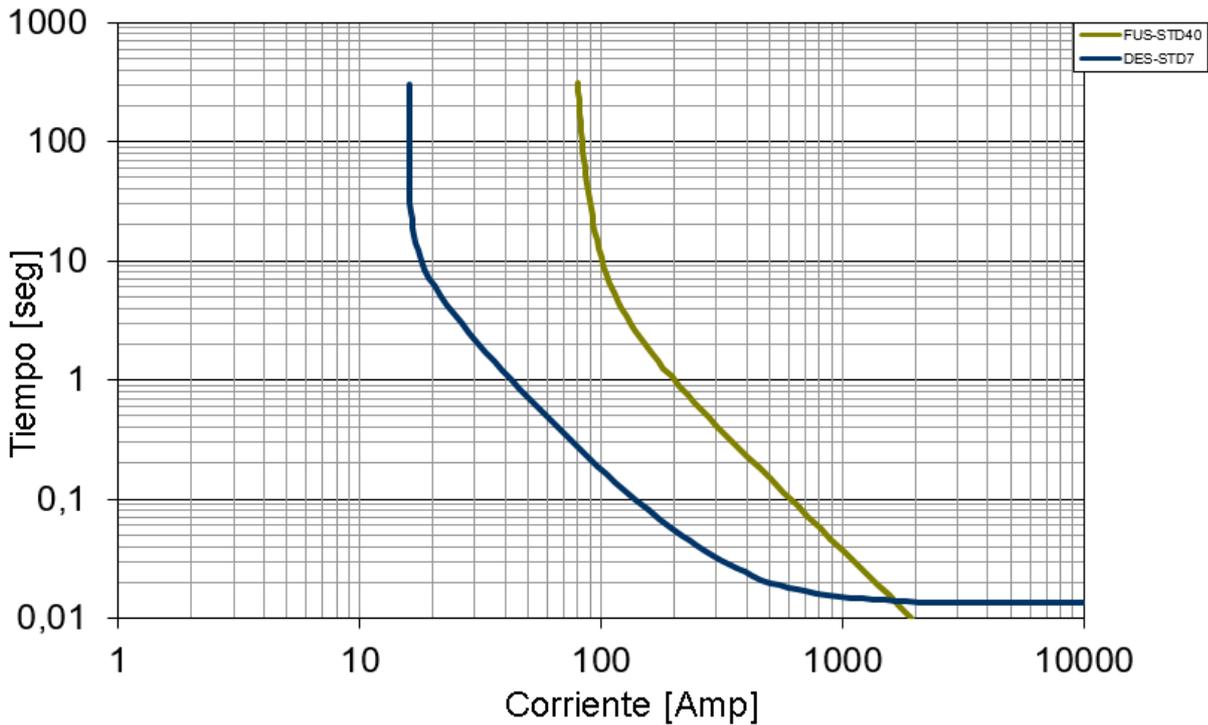


Figura 6.4.2.2 - Gráfica para coordinación con presencia de GD entre el SC065 y el AR8

De la misma manera que para el caso de coordinación entre el A217 y el 218, se tiene que se pierde la coordinación para tiempos de fusión menores a 20 ms. En este caso, resulta menor para corrientes de aproximadamente 1450A.

La corriente de cortocircuito máxima sin GD para este par de fusibles es de 1240A. En este caso la potencia máxima a instalar de GD es de:

$$S_{nGD} = \sqrt{\quad}$$

Resumen de resultados

De la misma manera que para el ejemplo 1 y 2 se procede con las coordinaciones restantes. En la Tabla 6.4.2.1 se muestran los datos utilizados para los cálculos y la potencia límite de GD a instalar

previo a producirse una descoordinación entre las protecciones para todos los ramales del alimentador.

Tabla 6.4.2.1 - Resumen de datos de coordinación en presencia de GD y potencia límite

Par de coordinación (aguas arriba-aguas abajo)	Calibre fusible aguas arriba [A]	Calibre fusible aguas abajo [A]	T fusión mínimo [ms]	Corriente para T fusión mínimo [A]	Corriente CC máxima sin GD [A]	Potencia de GD para descoordinación [MVA]
A217-A218	50	3	20	1750	700	24,0
SC065-AR8	40	7	20	1450	1240	4,8
A25-A211	100	40	30	2800	2144	15,0
A24-A251	100	50	40	2500	2162	7,7
A23-261	80	3	20	2700	2450	5,7

Se observa que las potencias a instalar están muy por encima de la nominal del alimentador, por lo que en el mediano plazo la GD no produciría una descoordinación en la red.

## 6.5 - Conclusiones del capítulo

Las protecciones de la red tienen un alto grado de coordinación con y sin la instalación de GD. Existe un caso puntual de no coordinación entre fusibles que resultan de poca importancia a nivel operativo de la red, ya que alimentan un tramo de línea corto y que afecta a dos transformadores. Por tanto, esta posibilidad de descoordinación no significa grandes costos de movilidad o dificultades en la identificación de la falla o reposición del servicio en caso de ocurrencia.

Según las consideraciones tomadas respecto al comportamiento de los inversores durante el cortocircuito y las condiciones de la red planteadas, se verificó la coordinación de las distintas protecciones del alimentador. Se llegó a la conclusión de que la coordinación entre fusibles de línea no se verán afectadas por la incorporación de GD a la red. Esto es debido a la alta potencia a instalar para producir un efecto significativo en la corriente de cortocircuito.

En cuanto a las protecciones de la ET y los reconectores, estos son más sensibles a ser afectados por la instalación de GD en el mediano o largo plazo. **En caso de que no se realicen ampliaciones de potencia para el alimentador y por tanto no se modifiquen las protecciones de la ET (y consecuentemente de los reconectores), se podrían producir problemas de disparos intempestivos por la acción de la GD si su potencia supera los 2 MVA aproximadamente, lo cual representa un 40% de la potencia instalada en la línea considerada.**

## **CAPÍTULO 7 - Impacto ambiental de las tecnologías fotovoltaicas**

Todo proyecto que modifique ambientes naturales implica un impacto ambiental. Los proyectos de generación distribuida con energía renovable deberán ser ejecutados de acuerdo a la normativa ambiental vigente en el territorio, desde la fase de planeamiento hasta el final del mismo. Además, se deben estudiar los distintos impactos no contemplados por la reglamentación introducidos específicamente por estos proyectos.

En el caso de las energías renovables, además de los posibles efectos adversos, estas introducen impactos ambientales netamente positivos con respecto a la generación a través de combustibles.

En este capítulo se presenta la bibliografía analizada para luego desarrollar los distintos impactos relevantes para este trabajo. Finalmente, se presentan otros impactos de poca relevancia para el proyecto planteado.

### **7.1 - Análisis de bibliografía**

La bibliografía se basa principalmente en cuatro trabajos elaborados a su vez por una amplia lista de publicaciones y documentos relacionados a cada situación en particular. La referencia [64] es la más exhaustiva en cuanto a la cantidad de fuentes referencias, la cantidad de información que presenta y la profundidad de cada tema. Adicionalmente, presenta información obtenida a partir de la experiencia de proyectos reales, por lo que se le dió una mayor preponderancia a este trabajo para el desarrollo de este capítulo.

En [65] se mencionan los impactos de las distintas tecnologías de energías renovables. Para el desarrollo de este capítulo, sólo se tuvieron en cuenta las secciones pertinentes a proyectos fotovoltaicos de cada trabajo. Las referencias [64] y [66] desarrollan los impactos de los proyectos de energía solar, es decir, incluyen las centrales de concentración de energía solar con heliostatos. La referencia [67] se centra únicamente en implementación de sistemas fotovoltaicos.

En [64] se analizan los impactos ambientales de la implementación a gran escala y centralizada de la generación a partir de energía solar. Se centra en proyectos con una potencia instalada relevante respecto de la potencia del alimentador y capaces de inyectar una cantidad significativa de energía a la red eléctrica.

El trabajo resume literatura de numerosas disciplinas y trata los impactos directos e indirectos de las tecnologías solares sobre el medio ambiente.

Entre los puntos más destacables del trabajo en cuanto al impacto de las instalaciones fotovoltaicas se encuentran los siguientes:

- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero
- Cambios en la sedimentación y erosión del suelo
- Impacto sobre la biodiversidad
- Uso y consumo del agua de un parque solar
- Impacto sobre la calidad del suelo, contaminación y uso de la tierra
- Cambios en la reflectividad del terreno y su posible impacto en la temperatura local

Los autores también hacen mención de las posibilidades de "co-beneficios" (beneficios para el medio ambiente local en el cual se instala el parque y para la red eléctrica por el aumento en la oferta de energía) que ofrecen los parques fotovoltaicos. Ellos son:

- Utilización de suelos degradados
- Co-locación con agricultura
- Conservación de cuerpos de agua mediante paneles solares de soporte flotante

El documento de la referencia [65] fue elaborado por la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación con el objetivo de brindar lineamientos conceptuales y recomendaciones sobre la identificación y evaluación de los impactos ambientales de proyectos de energías renovables. El trabajo consta de referencias nacionales e internacionales de organismos y autores especializados en la materia y está dirigido principalmente a profesionales y organismos responsables de realizar las evaluaciones de impacto ambiental y con incumbencias en proyectos de energía renovable.

En lo que concierne a proyectos de energía solar, y específicamente aquellos que involucren paneles fotovoltaicos, el documento desarrolla de forma resumida sobre los siguientes puntos:

- Uso y consumo del agua de un parque solar
- Posible impacto de los materiales constitutivos de los paneles sobre el medio ambiente
- Impacto sobre la biodiversidad

Además de mencionar los impactos, se mencionan algunos puntos a tener en cuenta para mitigar los efectos negativos que pudiera provocar el proyecto.

En la publicación [66] se hace una descripción general de la evaluación de impacto ambiental para tecnologías solares. A modo de introducción se realiza una descripción de los problemas genéricos y los beneficios ambientales y socioeconómicos.

El trabajo desarrolla de manera superficial distintos impactos negativos que podría tener un parque solar. En estos puntos, también se describen medidas para mitigar los efectos negativos que pudieran producirse. Aquellos puntos que tienen mayor injerencia para el proyecto bajo estudio son:

- Uso de la tierra
- Manejo de contaminantes

En [67] se presentan algunos impactos positivos y negativos de forma resumida. Los puntos que se tuvieron en cuenta para este trabajo son:

- Uso de la tierra
- Manejo de contaminantes

Por último, la referencia [68] es una publicación que trata específicamente el impacto a nivel climático de paneles solares. Los autores estudian los cambios de reflectividad del terreno, temperatura de las superficies y patrones climáticos locales a partir de la simulación de un modelo climático regional en el Desierto Mojave de California, U.S.A. El modelo utilizado es el Weather Research and Forecasting model (WRF). Se aportan datos respecto a la magnitud del impacto que podría tener la implementación a gran escala de un parque solar fotovoltaico sobre la temperatura local.

## **7.2 - Posible impacto del modelo analizado**

El partido está compuesto en gran parte por superficie fértil sin problemas de estrés hídrico, la cual es utilizada para la actividad agropecuaria. No existen grandes cuerpos de agua que puedan ser utilizados o requieran ser conservados en la zona de estudio. Las napas de agua se encuentran, para la gran parcialidad del partido, a una profundidad de menos de 10 metros.

La actividad económica principal del partido es el agro, con un foco en el cultivo de papa, trigo, soja, maíz y girasol. En menor medida se practica la ganadería; se crían vacas, ovejas y cerdos, tanto para la producción de carne como leche y lana. Esta actividad demanda una gran cantidad de suelo cultivable.

En cuanto a la actividad industrial, los grandes usuarios los componen principalmente plantas de silos, cámaras de frío, aceiteras, fábricas de papas fritas.

Se presentan los distintos impactos que puede producir la implementación de un parque solar de tecnología fotovoltaica, que requeriría una cierta extensión de superficie. Si se supone un parque elaborado con paneles de silicio monocristalino, se puede estimar una superficie necesaria a partir de la hoja de datos de fabricantes. Para el cálculo estimativo se utilizó el modelo Maxeon 6 de la

firma SunPower. En la Tabla 7.2.1 se muestran los datos de potencia pico del panel y en la Figura 7.2.1 se muestran las dimensiones del panel en milímetros.

Tabla 7.2.1 - Datos del panel fotovoltaico monocristalino Maxeon 6 [69]

<b>DC Power Data</b>			
	SPR-MAX6-425- BLK-E3-AC	SPR-MAX6-415- BLK-E3-AC	SPR-MAX6-410- BLK-E3-AC
Nom. Power <sup>3</sup> (Pnom)	425 W	415 W	410 W
Power Tol.	+5/0%	+5/0%	+5/0%
Module Efficiency	22.0%	21.5%	21.2%
Temp. Coef. (Power)	-0.29%/°C		
Shade Tol.	Integrated module-level max. power point tracking		

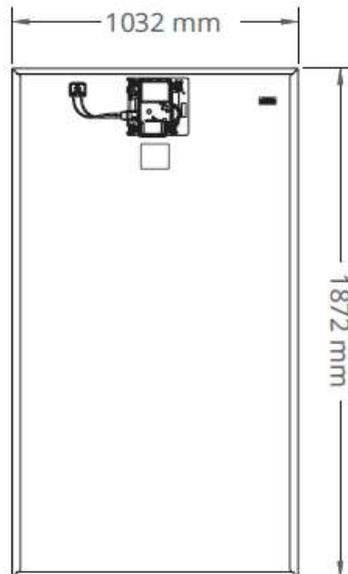


Figura 7.2.1 - Dimensiones del panel fotovoltaico monocristalino Maxeon 6

Esto implica un área por panel de:

$$S [m^2] = 1.032m * 1.872m = 1.932m^2$$

Y una potencia pico por metro cuadrado resultante para un panel de 425 W nominales:

$$Pm \left[ \frac{\wp}{m^2} \right] = \frac{425 \wp}{1.932m^2} = 220 \wp/m^2$$

A partir de los datos, se puede calcular estimativamente una primera superficie para la instalación de los paneles. Para la instalación de 350 kVA pico nominales, se requerirían:

$$S_{instalación} [m^2] = \frac{S_{nom} [kVA]}{P_m [kWp/m^2]} = \frac{350 \text{ kVA}}{0.22 \text{ kWp/m}^2} = 1591 \text{ m}^2$$

El área final sería mayor debido a, por ejemplo, la necesidad de las obras civiles pertinentes, el tendido eléctrico, la instalación de una subestación de distribución de 0,4/13.2 kV o espacios necesarios entre filas de paneles.

A partir del contexto del partido presentado, se analizan los distintos impactos que podría tener este parque sobre el medio ambiente local con base en la bibliografía.

### 7.2.1 - Reducción en la emisión de gases de efecto invernadero

Posiblemente el impacto más estudiado y remarcado de las tecnologías renovables. Los distintos trabajos sobre este tema han evaluado de forma estandarizada las emisiones de GEI por parte de los sistemas de generación fotovoltaica a lo largo de todo su ciclo de vida. Esto incluye desde la extracción de las materias primas, la manufactura, transporte, instalación, mantenimiento y disposición final de los materiales. Para medir los efectos del ciclo de vida se utilizó la cantidad de CO2-equivalente, que cuantifica la capacidad de impactar en el clima de los distintos GEI emitidos.

A continuación se presenta en la Tabla 7.2.1.1 los valores de CO2-equivalente de distintas tecnologías de generación por cada kWh de energía producido suponiendo una vida útil de 30 años [64].

Tabla 7.2.1.1 - Emisión de CO2-equivalente a lo largo de la vida útil de distintas tecnologías de generación[64]

Sistemas convencionales	g CO2 / kWh	Sistemas fotovoltaicos	g CO2 / kWh
Carbón	975	Silicio cristalino	45
Gas	608	Capa fina - silicio amorfo	21
Petróleo	742	Capa fina - telururo de cadmio	14
Nuclear	24	Capa fina - CIGS (cobre, indio, galio, selenio)	27

Se observa que los paneles solares tienen una emisión comparable a las centrales nucleares, y más de diez veces menor a las tecnologías que utilizan combustibles fósiles.

El partido produce emisiones de CO2 debido a la necesidad de energía proveniente de centrales eléctricas tradicionales, tanto para la industria como para la población en general. La implementación de un parque fotovoltaico ayudaría a reducir la huella de carbono de la localidad al eliminar parte de la energía eléctrica utilizada con origen en combustibles fósiles.

### 7.2.2 - Calidad del suelo y contaminación

Los momentos de mayor impacto sobre el suelo se dan en el momento de la construcción y los casos de accidentes que impliquen la descarga de agentes químicos tóxicos componentes de los paneles solares, como el plomo, la plata y el estaño en los paneles de sílice cristalina o el cadmio, el telurio, el indio, el galio y el selenio para los paneles de capa fina. Las posibles consecuencias a futuro pueden ser la contaminación del suelo, las napas de agua y el aire [64][65][66].

Otros impactos podrían darse por el uso de químicos para el mantenimiento de las instalaciones como antioxidantes, supresores de polvo, anticongelantes, herbicidas, etc., que pueden filtrarse a las napas o escurrir y contaminar los suelos cercanos.

### 7.2.3 - Uso de la tierra

Si las tierras a utilizar son fértiles, se debe evaluar el potencial productivo de las mismas y compararlo con el posible beneficio que pueden tener si se utilizan para generación [65][67]. Esto puede suponer un impacto socioeconómico si la tierra a utilizar era previamente utilizada para otra actividad. En el modelo analizado, la superficie necesaria se puede considerar pequeña, sin embargo es necesario realizar una evaluación económica de los beneficios y pérdidas que supondría su implantación, especialmente debido a que la mayoría del partido corresponde a superficie fértil, incluyendo el punto de conexión a la red elegido para este trabajo.

### 7.2.4 - Reflectividad y variación de la temperatura temperatura

Los paneles solares tienen una reflectividad efectiva de 0.18 a 0.23 en promedio.

Al instalar una gran superficie de paneles solares, la reflectividad de la superficie del terreno puede aumentar o disminuir. Una variación de la reflectividad del terreno implica un cambio en la energía absorbida por el suelo y por la energía reflejada. Esto puede producir cambios en la temperatura del ambiente [64][65].

En caso de que los paneles solares representasen una disminución en la reflectividad efectiva de la superficie, la temperatura ambiente del lugar tendería a aumentar. Según se explica en la referencia [68], una instalación fotovoltaica ubicada en el Desierto de Mojave (USA, California) de 1 TW al 11% de eficiencia representaría un aumento de temperatura de hasta 0.4 °C.

En las ciudades, se estima una reflectividad de 0.15 a 0.22 la cual se vería aumentada al instalar paneles solares. Esto produciría una disminución en la temperatura ambiente [64].

Debido a la compleja interrelación de la temperatura y los patrones climáticos con distintas esferas como la biodiversidad, los ciclos de cultivo, los procesos geológicos, entre muchos otros ejemplos, y que a su vez cada una de estas esferas interactúan entre sí, es difícil cuantificar el impacto que supondría un cambio de este tipo producido por la inserción de paneles solares. Para el parque instalado, la potencia y superficie cubierta resulta de muy poco peso en comparación a las magnitudes ofrecidas por los estudios de la bibliografía, por lo que se puede suponer que su impacto será despreciable en este aspecto. Sin embargo, es necesario estudiar y monitorear cuidadosamente la posibilidad de producir un impacto en la reflectividad del suelo.

### 7.2.5 - Impacto sobre la biodiversidad

Las instalaciones fotovoltaicas implican, en la mayoría de los casos, el uso de una amplia superficie de suelo y la nivelación del mismo, lo cual implica el desplazamiento de toda flora y fauna en dicha superficie y la posibilidad de que esto impacte en el balance del ecosistema.

De forma indirecta, según lo mencionado en el punto 7.2.2, el mantenimiento de las plantas fotovoltaicas y las instalaciones circundantes pueden producir contaminación del hábitat de distintas especies.

Otro punto a tener en cuenta es la fragmentación de hábitats con caminos, cercos, y la propia planta, que pueden generar barreras al movimiento de las especies y sus genes.

Las perturbaciones en los suelos y los caminos pueden posibilitar la invasión de especies exóticas que desplacen la flora y fauna autóctona y generar un aumento en la mortalidad de especies.

Por último, se puede mencionar que el riesgo de incendios aumenta respecto al estado natural del ambiente, lo cual supone consecuencias graves en caso de ocurrir [64].

En la zona elegida, y en el partido en general, las zonas rurales se encuentran en uso para la agricultura o la industria, por lo que las especies de flora y fauna ya han sido desplazadas por la actividad del hombre. De todas formas, es necesario tener en cuenta el riesgo de incendios que podría ser catastrófico considerando la densidad de vegetación presente en la zona.

### 7.2.6 - Co-locación con agricultura

Uno de los co-beneficios de las plantas fotovoltaicas es la posibilidad de permitir que el ganado pade en el predio de las instalaciones de forma controlada, resultando en un beneficio de mantenimiento para la planta y un beneficio para el agricultor por el aprovechamiento de las pasturas para alimentar el ganado [64].

Como se mencionó, el partido hace uso extensivo de la tierra para la agricultura y la ganadería, por lo que este es un punto muy interesante a tener en cuenta para la implementación de un proyecto de este tipo.

### **7.2.7 - Utilización de suelos degradados**

Otro de los beneficios de estos proyectos es la utilización, posible recuperación de suelos degradados y beneficios para tierras cercanas.

Además del aprovechamiento de la superficie previamente sin uso, aquellos parques que requieran de agua para el mantenimiento de los paneles pueden presentar beneficios para tierras cercanas que puedan aprovechar el escurrimiento del agua utilizada [64]. En este caso, sería necesario el control de posibles contaminantes que arrastre el agua según lo mencionado en el punto 7.2.2.

Adicionalmente, si se tiene un enfoque de puesta en valor del terreno a utilizar, se pueden plantar especies nativas y enmendar el suelo para recuperar las propiedades del terreno.

Si bien no existen grandes superficies de suelos degradados en la localidad, debido a la poca superficie necesaria para la potencia del parque modelado, si se tiene un enfoque en el impacto ambiental del mismo, se podría plantear una relocalización en un pequeño terreno cuyo suelo haya perdido sus características fértiles originales por la actividad desarrollada sobre el mismo.

## **7.3 - Otros impactos ambientales de los parques solares fotovoltaicos**

Si bien estos impactos son poco relevantes para el modelo analizado, es necesario conocerlos para poder evaluar si son de importancia o no en los proyectos de energías renovables con paneles solares fotovoltaicos.

### **7.3.1 - Cambios en la sedimentación y erosión del suelo**

La instalación de paneles solares requiere la nivelación y compactación de suelos en el área del proyecto, la remoción de vegetación, la construcción de caminos y otras estructuras, entre otras. Estas modificaciones reducen la sedimentación por viento y agua, lo que puede llevar a erosionar suelos que sean destino de dichos sedimentos previamente [64].

### 7.3.2 - Uso del agua

Los paneles solares usualmente son lavados con agua para remover el polvo acumulado y mantener la eficiencia energética de los mismos [65]. El consumo de agua para los sistemas fotovoltaicos es de  $0.02 \frac{m^3}{MWh}$ , lo cual se considera un consumo de agua bajo [64]. Sin embargo, es un punto a tener en cuenta en lugares con altos niveles de estrés hídrico [65][64]. Coincidentemente, estos lugares son, en muchas ocasiones, de interés para la instalación de paneles solares debido al potencial de eficiencia de las zonas desérticas [65].

### 7.3.3 - Conservación de cuerpos de agua mediante paneles solares de soporte flotante

La utilización de paneles solares montados sobre soportes flotantes que cubren superficies de agua reducirá la evaporación del reservorio al absorber la energía que de otra forma impactaría sobre el agua [64].

Normalmente esto lleva a un beneficio neto si se implementa en lugares donde se pretende conservar el cuerpo de agua. Sin embargo, se debe evitar que se produzcan desbordes o problemas por la modificación del ciclo del agua natural del lugar.

### 7.3.4 - Utilización de subproductos de otros procesos en la fabricación de paneles fotovoltaicos

La producción de zinc tiene como subproducto el Cd; la producción de paneles fotovoltaicos puede hacer uso del subproducto y evitar la disposición final del mismo en el ambiente, lo que supone un beneficio ambiental neto [66][67].

## CONCLUSIONES

A partir de presentar la necesidad del sector eléctrico de dar solución a las problemáticas de generación y distribución de energía, se realizó el detalle de la reglamentación vigente a nivel nacional sobre la generación distribuida.

La normativa presenta el contexto legal que rige en el territorio para la temática e incluye distintos requisitos técnicos que deben ser respetados por usuarios y distribuidoras de electricidad, por lo que se tomaron como referencia para los límites del parque a modelar y simular.

Luego, teniendo en cuenta el objetivo y la normativa vigente, se presentó el marco teórico para redes de distribución que incluyen GD. Se analizó el impacto en régimen permanente y en cortocircuito, sus ventajas y desventajas y el impacto que podría tener sobre los sistemas de protección.

Se encontró que la potencia máxima sin que se supere el límite establecido por normativa de  $\pm 3\%$  de variación de tensión en el punto de conexión elegido es aproximadamente 350 kVA.

Se realizó la simulación de flujos de carga para evaluar los distintos impactos en régimen permanente en cuatro condiciones:

- Sin GD
- GD con fdp 1
- GD con fdp 0.8 inductivo
- GD con fdp 0.8 capacitivo

De los resultados de la simulación se conoció que el rango de tensión de las barras en promedio se redujo de 9,3% sin GD a 8% para el mejor caso (GD con factor de potencia de 0.8 inductivo); la desviación respecto a la tensión nominal pasó de 30.94% sin GD a 30.39% para el mejor caso (GD con factor de potencia unitario). El peor caso fue para la condición de la red sin GD, y el peor caso con inserción de GD fue para el factor de potencia de 0.8 capacitivo. El mayor cambio en el perfil de tensión se da en zonas cercanas a la GD introducida. En general, la GD resulta en una mejoría de los niveles de tensión en el alimentador.

A partir de los resultados de la simulación para los tres factores de potencia planteados de la GD, se decidió estudiar únicamente el impacto sobre la carga en la línea y las pérdidas para los casos con factor de potencia unitario y 0.8 inductivo, que resultaron ser los que ofrecen beneficios en términos de tensión a comparación del caso capacitivo.

La carga de las líneas se redujo respecto al caso sin GD. En cuanto a las pérdidas de energía activa y reactiva, se encontró que la GD benefició al funcionamiento de la red al reducirlas en aproximadamente 17% y 8% respectivamente, para un factor de potencia de 0.8 inductivo para la GD. En el caso del factor de potencia unitario, la reducción fue de aproximadamente un 15% y 7% respecto al caso sin GD, levemente menor al caso inductivo.

El nivel de corriente de cortocircuito de la red no se vio afectado significativamente por la introducción de GD. Respecto a las tensiones en las fases sanas para cortocircuitos monofásicos a tierra, se tiene un aumento de aproximadamente 4,7% respecto al cortocircuito sin GD en el peor caso.

Al analizar la coordinación de protecciones actual y el efecto de introducir GD, se llegó a la conclusión de que para bajos niveles de penetración, es decir, baja potencia de GD instalada respecto a la potencia del alimentador, el aporte al cortocircuito de los inversores no es suficiente para producir una descoordinación de las mismas. En caso de que la GD instalada aumente a niveles altos (mayores al 50% de la potencia del alimentador), la coordinación entre los reconectores y la ET podría verse afectada debido a la longitud de la línea y la configuración de las protecciones.

Los resultados obtenidos tanto en régimen permanente como en cortocircuito han sido coincidentes con lo desarrollado durante el Capítulo 3. En régimen permanente, las tensiones han aumentado en subestaciones cercanas a la GD y las pérdidas en la línea se han reducido. En cortocircuito, se encontró que la corriente de falla que aporta la GDII modelada es despreciable y las sobretensiones durante una falla a tierra resultan levemente mayores al caso sin GD.

Por último, se mencionan los principales impactos ambientales positivos y negativos de la GD fotovoltaica y se proponen algunas aplicaciones con posibilidad de ser implementadas en el partido de Balcarce, siendo las de mayor interés aquellas que incluyen la explotación de la GD compartida con actividad agropecuaria y el cuidado del agua, el suelo y la biodiversidad.

Este trabajo ha logrado cuantificar los distintos impactos sobre la red de distribución analizada cumpliendo los requerimientos técnicos a nivel local y contrastando de manera satisfactoria los resultados con la bibliografía. Ha presentado una evaluación de los beneficios en régimen permanente respecto al caso sin GD y sobre los posibles problemas que podrían surgir a futuro en términos de coordinación de protecciones.

Para el modelo presentado y las consideraciones realizadas, existe factibilidad técnica para la instalación de un parque solar fotovoltaico a la red de distribución en 13,2 kV de Balcarce.

## REFERENCIAS

- [1] - Bartleet, M., & Gounder, R. (2010). Energy consumption and economic growth in New Zealand: Results of trivariate and multivariate models. *Energy Policy*, 38(7), 3508-3517. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.02.025>
- [2] - Castillo, A. y. R., Rosales, J. N. M., & Lozano, N. M. V. (2022). Relación entre consumo de electricidad y crecimiento económico de Honduras en el periodo 2005-2020. *Economía y Administración*, 13(1), 119-143. <https://doi.org/10.5377/eya.v13i1.15295>
- [3] - Gómez, M., Ciarreta, A., & Zarraa, A. (2018). Consumo de energía, crecimiento económico y comercio: Un análisis de causalidad para México. *EconoQuantum/Econoquantum*, 53-72. <https://doi.org/10.18381/eq.v15i1.7112>
- [4] - CAMMESA. (2022). *Mercado eléctrico mayorista: Informe anual*. Consultado el 20 de mayo de 2024 en <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/>
- [5] - Shafiee, S., & Topal, E. (2009). When will fossil fuel reserves be diminished? *Energy Policy*, 37(1), 181-189. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.08.016>
- [6] - Ritchie, H., Rosado, P., & Roser, M. (2024, febrero 26). *Energy Production and Consumption*. Our World In Data. Consultado el 20 de mayo de 2024 en <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>.
- [7] - H.-O. Pörtner, D.C. Roberts, E.S. Poloczanska, K. Mintenbeck, M. Tignor, A. Alegría, M. Craig, S. Langsdorf, S. Löschke, V. Möller, A. Okem. (2023). *IPCC (2022): Summary for Policymakers*. En *Cambridge University Press eBooks* (pp. 3-34). <https://doi.org/10.1017/9781009325844.001>
- [8] - Hoffert, M. I., Caldeira, K., Benford, G., Criswell, D. R., Green, C., Herzog, H., Jain, A. K., Kheshgi, H. S., Lackner, K. S., Lewis, J. S., Lightfoot, H. D., Manheimer, W., Mankins, J. C., Mauel, M. E., Perkins, L. J., Schlesinger, M. E., Volk, T., & Wigley, T. M. L. (2002). Advanced Technology Paths to Global Climate Stability: Energy for a Greenhouse Planet. *Science*, 298(5595), 981-987. <https://doi.org/10.1126/science.1072357>
- [9] - Calvin, K., Dasgupta, D., Krinner, G., Mukherji, A., Thorne, P. W., Trisos, C., Romero, J., Aldunce, P., Barrett, K., Blanco, G., Cheung, W. W., Connors, S., Denton, F., Diongue-Niang, A., Dodman, D., Garschagen, M., Geden, O., Hayward, B., Jones, C., . . . Ha, M. (2023). *IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of*

*Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, <https://doi.org/10.59327/ipcc/ar6-9789291691647>*

[10] - Ritchie, H., Rosado, P., & Roser, M. (2023, 28 diciembre). *CO<sub>2</sub> and Greenhouse Gas Emissions*. Our World In Data. Consultado el 20 de mayo de 2024 en <https://ourworldindata.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions>.

[11] - Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2021). *Informe del estado del ambiente 2020 (1a ed.)*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la Nación.

[12]- Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 57(3), 195-204. [https://doi.org/10.1016/s0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/s0378-7796(01)00101-8)

[13] - Ogunjuyigbe, A., Ayodele, T., & Akinola, O. (2016). Impact of distributed generators on the power loss and voltage profile of sub-transmission network. *Journal Of Electrical Systems And Information Technology*, 3(1), 94-107. <https://doi.org/10.1016/j.jesit.2015.11.010>

[14] - Duong, M. Q., Tran, N. T. N., Sava, G. N., & Scripcariu, M. (2017). The impacts of distributed generation penetration into the power system. *2017 International Conference On Electromechanical And Power Systems (SIELMEN)*. <https://doi.org/10.1109/sielmen.2017.8123336>

[15] - Barker, P.P & De Mello, R. W. (2000). Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*, 3, 1645-1656. doi: 10.1109/PESS.2000.868775.

[16] - Roser, M. (2024, 18 marzo). *Why did renewables become so cheap so fast?* Our World In Data. Consultado el 20 de mayo de 2024 en <https://ourworldindata.org/cheap-renewables-growth>.

[17] - U.S. Energy Information Administration. (2022). *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022*. U.S. Energy Information Administration.

[18] - Secretaría de Gobierno de Energía. (2020). *Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica (1a ed.)*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Secretaría de Gobierno de Energía.

- [19] - Ley Nacional N° 27424
- [20] - Decreto 986/2018
- [21] - Resolución 314/2018 y su anexo
- [22] - Disposición 97/2019 y su anexo
- [23] - Resolución 608/2023
- [24] - Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe. (2020). *Anexo 1 - Procedimiento técnico para la conexión de generación distribuida en la red de la EPESF.*
- [25] - Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe. (2019). *Anexo 1 - Procedimiento para el tratamiento de solicitudes de generación en isla o en paralelo con la red de la EPESF.*
- [26] - Resolución ENRE N° 0099/1997 y sus anexos.
- [27] - Resolución ENRE N° 184/2000 y sus anexos.
- [28] - OCEBA - Contratos de concesión municipales - Subanexo D - NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO Y SANCIONES. Consultado el 20 de mayo de 2024 en [https://oceba.gba.gov.ar/nueva\\_web/PDFS/concesiones/SUBANEXO\\_D.pdf](https://oceba.gba.gov.ar/nueva_web/PDFS/concesiones/SUBANEXO_D.pdf).
- [29] - IEC 61000 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-3: Limits – Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current  $\leq 16$  A per phase and not subject to conditional connection.
- [30] - Brown, R. E. & Freeman, L. A. A. (2001). Analyzing the reliability impact of distributed generation. *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, 2, 1013-1018. doi: 10.1109/PESS.2001.970197
- [31] - González-Longatt, F. M. (2007). *Impact of Distributed Generation over Power Losses on Distribution System* [Presentación de Paper]. 9th International Conference. Electrical Power Quality and Utilisation, Barcelona, España.
- [32] - Van Thong, V., Driesen, J., & Belmans, R. (2005). Interconnection of Distributed Generators and Their Influences on Power System. *International Energy Journal*, 6(1), 127-140. <http://www.ericjournal.ait.ac.th/index.php/eric/article/download/108/81>

- [33] - Akmal, M., Al-Naemi, F., Iqbal, N., Al-Tarabsheh, A., & Meegahapola, L. (2019). Impact of Distributed PV Generation on Relay Coordination and Power Quality. *2019 IEEE Milan PowerTech*, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810791.
- [34]- Masters, C. L. (2002). Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines. *Power Engineering Journal*, 16(1), 5-12. doi: 10.1049/pe:20020101.
- [35] - Kauhaniemi, K. & Kumpulainen, L. (2004). Impact of distributed generation on the protection of distribution networks. *2004 Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection*, 1, 315-318. doi: 10.1049/cp:20040126
- [36] - Alberta Electric System Operator (2022). *AESO DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES INTEGRATION PAPER: Effective Grounding*. Consultado el 20 de mayo de 2024 en <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/grid/AESO-DER-Integration-Paper-Effective-Grounding.pdf>
- [37] - ZhuoLin, C., YuanChun, T., & WenQin, L. (2021). Analysis of Single-phase Grounding Fault with Distributed Generation in Distribution Network. *Journal Of Physics. Conference Series*, 1887(1), 012021. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1887/1/012021>
- [38] - Shahzad, U., Kahrobaee, S., & Asgarpoor, S. (2017). Protection of Distributed Generation: Challenges and Solutions. *Energy And Power Engineering*, 09(10), 614-653. <https://doi.org/10.4236/epe.2017.910042>
- [39] - Meskin, M., Domijan, A., & Grinberg, I. (2020). Impact of distributed generation on the protection systems of distribution networks: analysis and remedies – review paper. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 14(24), 5944-5960. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.1652>
- [40] - Guo, L., Xue, Y., Xu, B. & Li, T. (2014). Discussion about neutral grounding mode of Active Distribution Network. *2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, 1033-1036, doi: 10.1109/CICED.2014.6991862.
- [41] - Viqueira Landa, J. (1973). *Redes Eléctricas (2a ed.)*. México D.F.: Representaciones y Servicios de Ingeniería S.A.
- [42] - Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, Inc.
- [43] - Roeper, R. (1985). *Corrientes de cortocircuito en redes trifásicas*. Berlin y Munich: Siemens Aktiengesellschaft. Barcelona: Marcombo S.A.

- [44] - Stevenson, W. D. (1976). *Análisis de sistemas eléctricos de potencia* (2.<sup>a</sup> ed.). Ciudad Autónoma de Buenos Aires: McGraw-Hill, Inc.
- [45] Cátedra de Transmisión de la Energía Eléctrica (2021). *Apuntes de Cátedra 2021*. Mar del Plata: UNMdP, Facultad de Ingeniería.
- [46] Schneider Electric. (2003). *Publicación Técnica Schneider: PT-071 Protecciones eléctricas en media tensión*.
- [47] - Ma, X., Lv, H., & Xiao, W. (2021). Fault characteristics of Inverter-Interfaced Distributed Generation. *E3S Web Of Conferences*, 237, 02020. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123702020>
- [48] - Cho, N., Yun, S., & Jung, J. (2020). Shunt fault analysis methodology for power distribution networks with inverter-based distributed energy resources of the Korea Electric Power Corporation. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 133, 110140. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110140>
- [49] - Kim, I. (2019). Short-Circuit Analysis Models for Unbalanced Inverter-Based Distributed Generation Sources and Loads. *IEEE Transactions On Power Systems*, 34(5), 3515-3526. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2019.2903552>
- [50] - *IEEE guide for conducting distribution impact studies for distributed resource interconnection*, IEEE Std 1547.7-2013, 2014.
- [51] - Ropp, M., Hoke, A., Chakraborty, S., Schutz, D., Mouw, C., Nelson, A., McCarty, M., Wang, T., & Sorenson, A. (2017). Ground fault overvoltage with Inverter-Interfaced distributed energy resources. *IEEE Transactions On Power Delivery*, 32(2), 890-899. <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2016.2577884>
- [52] - Wieserman, L. & McDermott, T. E. (2014). Fault current and overvoltage calculations for inverter-based generation using symmetrical components. *2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. 2619-2624. doi: 10.1109/ECCE.2014.6953752.
- [53] - Alam, M. N., Chakrabarti, S. & Tiwari, V. K. (2020). Protection Coordination with High Penetration of Solar Power to Distribution Networks. *2020 2nd International Conference on Smart Power & Internet Energy Systems (SPIES)*. 132-137. doi: 10.1109/SPIES48661.2020.9243146.

- [54] - Razavi, S., Rahimi, E., Javadi, M. S., Nezhad, A. E., Lotfi, M., Shafie-Khah, M., & Catalão, J. P. (2019). Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 105, 157-167. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.050>
- [55] - Montenegro, J. M. G., Luna, E. G., Sáenz, E. M., & De la Cruz Saavedra, J. A. (2019). The Why of Adaptive Protections in Modern Electrical Networks. *Ingeniería E Investigación*, 39(2). <https://doi.org/10.15446/ing.investig.v39n2.74786>
- [56] - Van Der Walt, H. L., Bansal, R. C., & Naidoo, R. (2018). PV based distributed generation power system protection: A review. *Renewable Energy Focus*, 24, 33-40. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2017.12.002>
- [57] - Dugan, R. C. & McDermott, T. E. (2001). Operating conflicts for distributed generation on distribution systems. *2001 Rural Electric Power Conference. Papers Presented at the 45th Annual Conference (Cat. No.01CH37214)*. pp. A3/1-A3/6. doi: 10.1109/REPCON.2001.949511.
- [58] - Morren, J. & de Haan, S. W. H. (2008). Impact of distributed generation units with power electronic converters on distribution network protection. *2008 IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2008)*. 664-669. doi: 10.1049/cp:20080118.
- [59] - S&C Company. (2024). Productos y servicios [Catálogo]. Consultado el 20 de mayo de 2024 en <https://www.sandc.com/es/productos-y-servicios/productos/interruptores-omni-rupter/>.
- [60] - Tavrída Electric. (2018). *Rec15/25\_All\_5p Technical Manual*.
- [61] - Electramercedes. (2024). Productos [Catálogo]. Consultado el 20 de mayo de 2024 en <https://electramercedes.com.ar/>.
- [62] - Weise, B. (2015). Impact of K-factor and active current reduction during fault-ride-through of generating units connected via voltage-sourced converters on power system stability. *IET Renewable Power Generation*, 9(1), 25-36. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2014.0116>
- [63] - Cátedra de Distribución de la Energía Eléctrica (2022). *Apuntes de Cátedra 2022*. Mar del Plata: UNMdP, Facultad de Ingeniería.

- [64] - Hernandez, R., Easter, S., Murphy-Mariscal, M., Maestre, F., Tavassoli, M., Allen, E., Barrows, C., Belnap, J., Ochoa-Hueso, R., Ravi, S., & Allen, M. (2014). Environmental impacts of utility-scale solar energy. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 29, 766-779. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.041>
- [65] - Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. (2019). *Guía para la evaluación de los impactos ambientales de proyectos de energías renovables (1a ed.)*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación.
- [66] - Tsoutsos, T., Frantzeskaki, N., & Gekas, V. (2005). Environmental impacts from the solar energy technologies. *Energy Policy*, 33(3), 289-296. [https://doi.org/10.1016/s0301-4215\(03\)00241-6](https://doi.org/10.1016/s0301-4215(03)00241-6)
- [67] - Abid, M., Kumar, M., Raj, V., & Dhas, M. (2023). Environmental Impacts of the Solar Photovoltaic Systems in the Context of Globalization. *Ecological Engineering & Environmental Technology*, 24(2), 231-240. <https://doi.org/10.12912/27197050/157168>
- [68] - Millstein, D., & Menon, S. (2011). Regional climate consequences of large-scale cool roof and photovoltaic array deployment. *Environmental Research Letters*, 6(3), 034001. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/6/3/034001>
- [69] - SunPower. (2024). Productos. Consultado el 7 de agosto de 2024 en [https://sunpower.maxeon.com/es/sites/default/files/2022-09/sp\\_max6\\_66c\\_blk\\_res\\_e4\\_ac\\_ds\\_es\\_a4\\_546817.pdf](https://sunpower.maxeon.com/es/sites/default/files/2022-09/sp_max6_66c_blk_res_e4_ac_ds_es_a4_546817.pdf)

## ANEXO

### Anexo I - Tabla de subestaciones pertenecientes al distribuidor bajo análisis

*Tabla I.1 - Tabla de subestaciones del alimentador y su potencia nominal*

DESIGNACIÓN SE	POTENCIA [kVA]
S-119	40
S-176	100
S-177	75
S-179	100
S-180	50
S-181	160
S-182	63
S-183	10
S-184	16
S-185	160
S-186	25
S-187	25
S-189	40
S-190	10
S-191	16
S-192	16
S-193	16
S-194	5
S-196	16
S-197	16
S-198	50
S-199	100
S-200	10
S-201	25
S-21	63
S-213	16
S-215	63
S-216	16
S-217	30
S-219	25

S-22	160
S-220	40
S-221	10
S-222	10
S-223	10
S-224	10
S-225	10
S-226	16
S-227	10
S-228	5
S-229	315
S-230	200
S-231	400
S-232	500
S-233	250
S-234	63
S-287	40
S-291	10
S-325	25
S-35	200
S-574	5
S-594	40
S-634	16
S-636	10
S-645	5
S-649	315
S-660	5
S-734	10
S-748	10
S-753	10
S-786	63
S-793	40
S-827	10
S-839	16
S-851	16
S-866	200
S-877	40
S-878	5

S-912	16
S-915	15
S-920	200
S-923	100
Total	4788

### Anexo II - Zonas y ubicación de las subestaciones

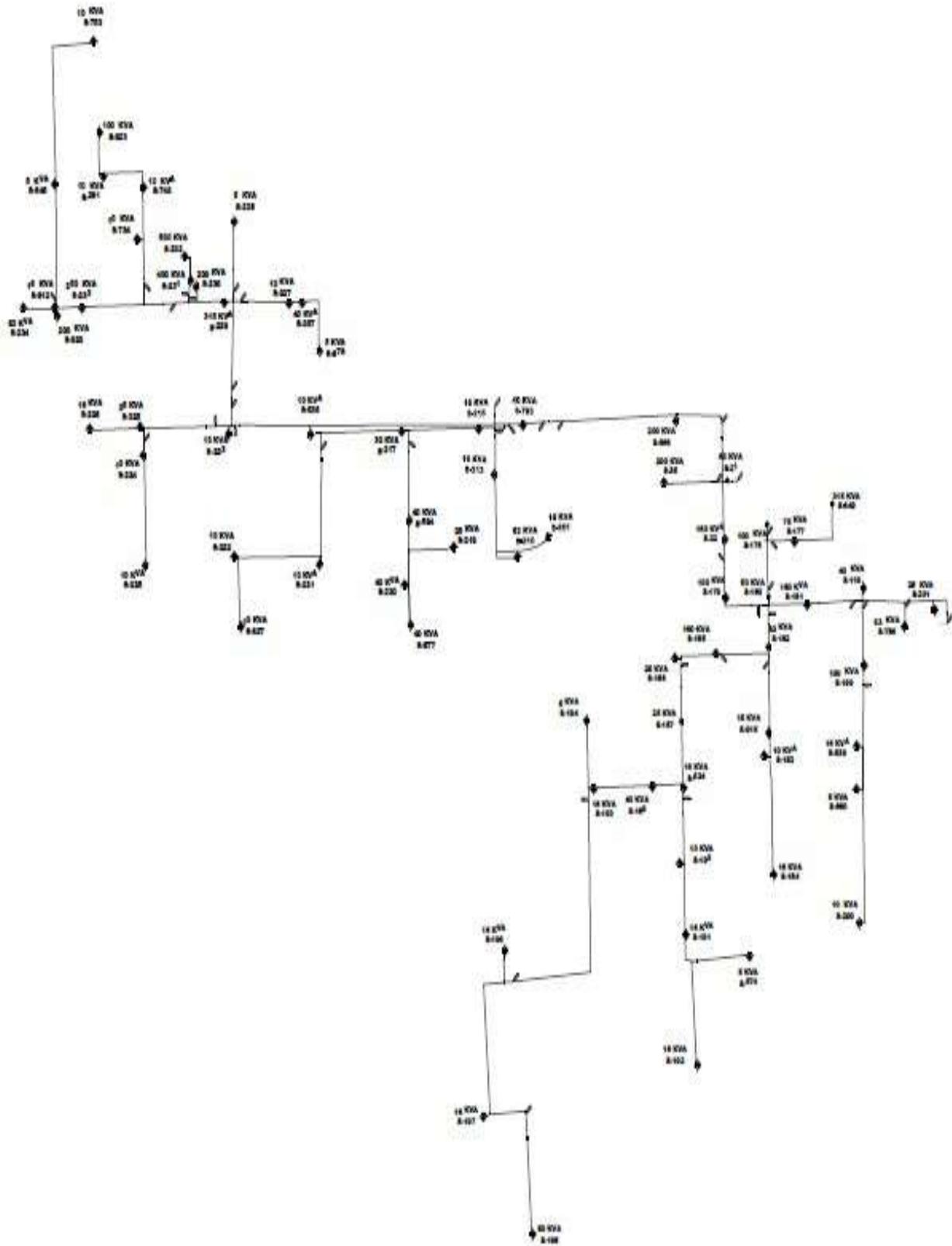


Figura II.1 - a - Esquema del recorrido de la línea y ubicación de las SE

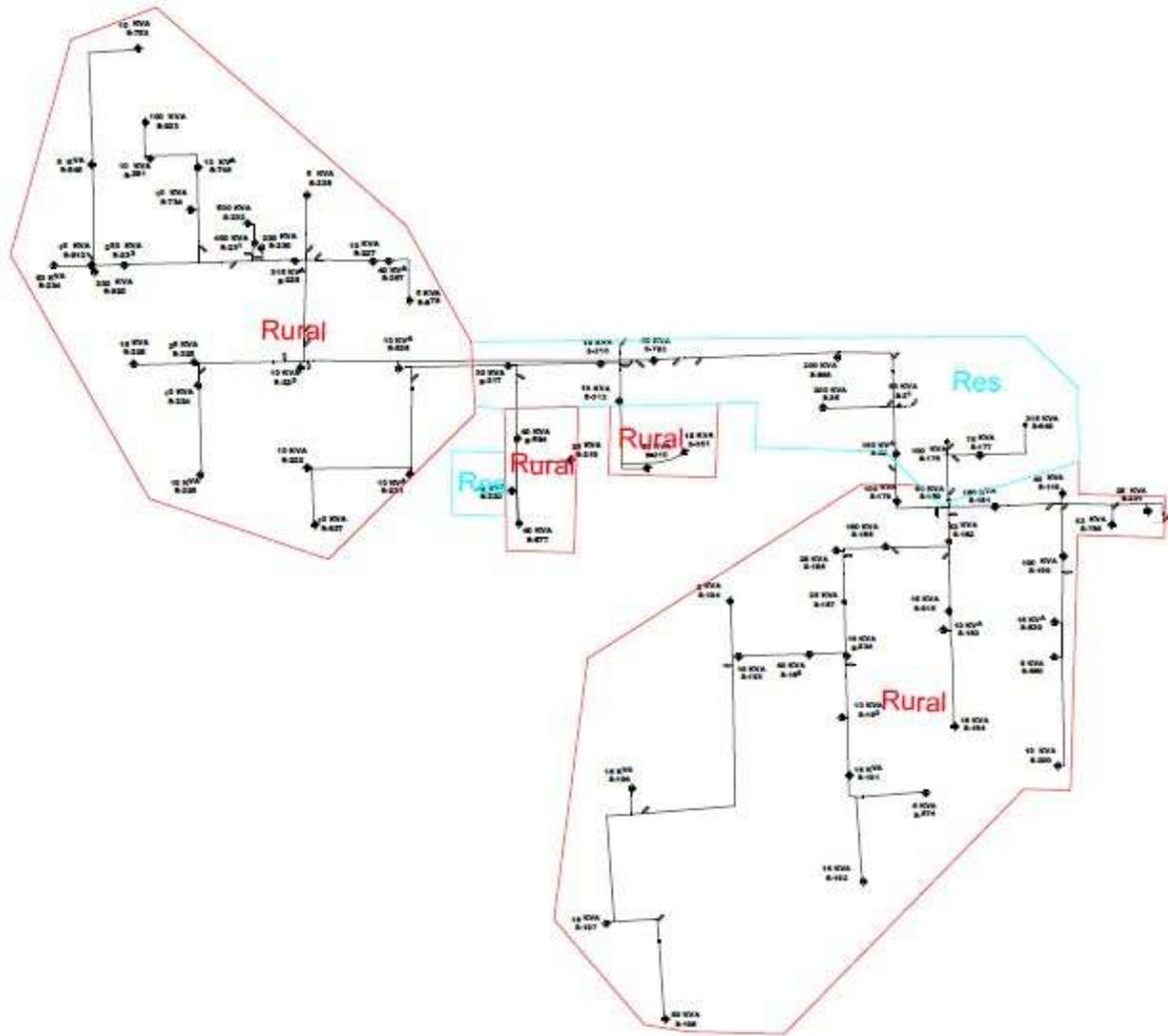


Figura II.1 - b - Esquema del recorrido de la línea y ubicación de las SE con delimitación por zonas

### Anexo III - Tabla para coordinación de protecciones

Tabla III.1 - Tabla para verificación de coordinación y elección de fusibles

SECCIONADOR	SUBESTACIÓN-SECCIONADOR	POTENCIA	F. simult.	Corriente nominal/c calculada MT [A]	Fusible MT MN 241 Expulsión	ICC3 max	ICC1min	Coordina ?
Salida L2	S-201	25	1	1,1	2			

	S-786	63	1	2,8	5			
	S-119	40	1	1,7	3			
	A22	4519	0,5	98,8	-	2723	1067	Si
	A23	131	0,7	4,0	80	2723	1144	Si
	TOTAL	4778	0,5	104,5	-			
A23	S-199	100	1	4,4	7			
	A261	31	0,7	0,9	3	2450	830	No
	TOTAL	131	0,7	4,0	80			
A261	S-839	16	1	0,7	1			
	S-660	5	1	0,2	1			
	S-200	10	1	0,4	1			
	TOTAL	31	0,7	0,9	3			
A22 (Seccionad or bajo carga)	S-181	160	1	7,0	15			
	S-180	50	1	2,2	5			
	A24	520	0,5	11,4	100	2361	1029	Si
	A25	490	0,7	15,0	100	2361	1067	Si
	A27	3299	0,5	72,1	-	2361	1050	Si
	TOTAL	4519	0,5	98,8	-			
A24	S-182	63	1	2,8	5			
	A250	41	0,7	1,3	3	2162	789	Si
	A251	416	0,5	9,1	50	1875	374	Si
	TOTAL	520	0,5	11,4	100			
A250	S-915	15	1	0,7	1			
	S-183	10	1	0,4	1			
	S-184	16	1	0,7	1			
	TOTAL	41	0,7	1,3	3			
A251	S-185	160	1	7,0	15			
	S-186	25	1	1,1	2			
	A259	231	0,5	5,1	50			
	TOTAL	416	0,5	9,1	50			Iguals
A259	S-187	25	1	1,1	2			
	S-634	16	1	0,7	1			
	S-189	40	1	1,7	3			
	S-193	16	1	0,7	1			
	S-194	5	1	0,2	1			
	A252	47	0,7	1,4	3	1232	533	Si
	A253	82	0,7	2,5	10	1030	374	Si
	TOTAL	231	0,5	5,1	50			
A252	S-190	10	1	0,4	1			

	S-191	16	1	0,7	1			
	S-574	5	1	0,2	1			
	S-192	16	1	0,7	1			
	TOTAL	47	0,7	1,4	3			
A253	A256	82	0,7	2,5	10			
	TOTAL	82	0,7	2,5	10			Iguales
A256	S-196	16	1	0,7	1			
	S-197	16	1	0,7	1			
	S-198	50	1	2,2	5			
	TOTAL	82	0,7	2,5	10			Si
A25	S-176	100	1	4,4	7			
	A211	390	0,85	14,5	40	2144	885	Si
	TOTAL	490	0,7	15,0	100			
A211	S-177	75	1	3,3	7			
	S-649	315	1	13,8	25			
	TOTAL	390	0,85	14,5	40			
A27 (Seccionad or bajo carga)	S-179	100	1	4,4	7			
	S-22	160	1	7,0	15			
	S-21	63	1	2,8	5			
	S-866	200	1	8,7	15			
	S-793	40	1	1,7	3			
	A29	200	1	8,7	15	1970	857	
	SC065	316	0,5	6,9	40	1281	517	
	REC1	2220	0,5	48,5	-	1281	377	
	TOTAL	3299	0,5	72,1	-			
A29	S-35	200	1	8,7	15			
	TOTAL	200	1	8,7	15			
SC065	S-216	16	1	0,7	1			
	S-217	30	1	1,3	3			
	AR8	95	0,7	2,9	7	1240	536	Si
	AR11	145	0,7	4,4	7	1050	487	Si
	AR12	30	0,7	0,9	3	900	407	Si
	TOTAL	316	0,5	6,9	40			
AR8	S-213	16	1	0,7	1			
	S-851	16	1	0,7	1			
	S-215	63	1	2,8	5			
	TOTAL	95	0,7	2,9	7			
AR11	S-594	40	1	1,7	3			
	S-219	25	1	1,1	2			
	S-220	40	1	1,7	3			
	S-877	40	1	1,7	3			
	TOTAL	145	0,7	4,4	7			
AR12	S-221	10	1	0,4	1			

	S-222	10	1	0,4	1			
	S-827	10	1	0,4	1			
	TOTAL	30	0,7	0,9	3			
REC1	S-636	10	1	0,4	1			
	S-223	10	1	0,4	1			
	A217	61	0,7	1,9	50	800	390	Si
	REC2	2149	0,5	47,0	-			Zone seq coord.
	TOTAL	2220	0,5	48,5	-			
A217	S-325	25	1	1,1	2			
	S-226	16	1	0,7	1			
	S-224	10	1	0,4	1			
	A218	10	1	0,4	3	700	377	Si
	TOTAL	61	0,7	1,9	50			
A218	S-225	10	1	0,4	1			
	TOTAL	10	1	0,4	3			
REC2	S-228	5	1	0,2	1			
	S-229	315	1	13,8	25			
	S-230	200	1	8,7	15			
	A214	55	0,7	1,7	7	676	367	Si
	SC079	900	0,85	33,5	50	676	390	Si
	A216	674	0,5	14,7	30	676	337	Si
	TOTAL	2149	0,5	47,0	-			
A214	S-227	10	1	0,4	1			
	S-287	40	1	1,7	3			
	S-878	5	1	0,2	1			
	TOTAL	55	0,7	1,7	7			
SC079	S-231	400	1	17,5	30			
	S-232	500	1	21,9	40			
	TOTAL	900	0,85	33,5	50			
A216	S-233	250	1	10,9	20			
	S-920	200	1	8,7	15			
	S-912	16	1	0,7	1			
	S-234	63	1	2,8	5			
	SC007	130	0,7	4,0	10	651	326	Si
	A232	15	0,85	0,6	3	535	288	Si
	TOTAL	674	0,5	14,7	30			
SC007	S-734	10	1	0,4	1			

	S-748	10	1	0,4	1			
	S-231	10	1	0,4	1			
	S-923	100	1	4,4	7			
	TOTAL	130	0,7	4,0	10			
A232	S-645	5	1	0,2	1			
	S-753	10	1	0,4	1			
	TOTAL	15	0,85	0,6	3			

### Anexo IV - Diagrama unifilar del alimentador bajo estudio

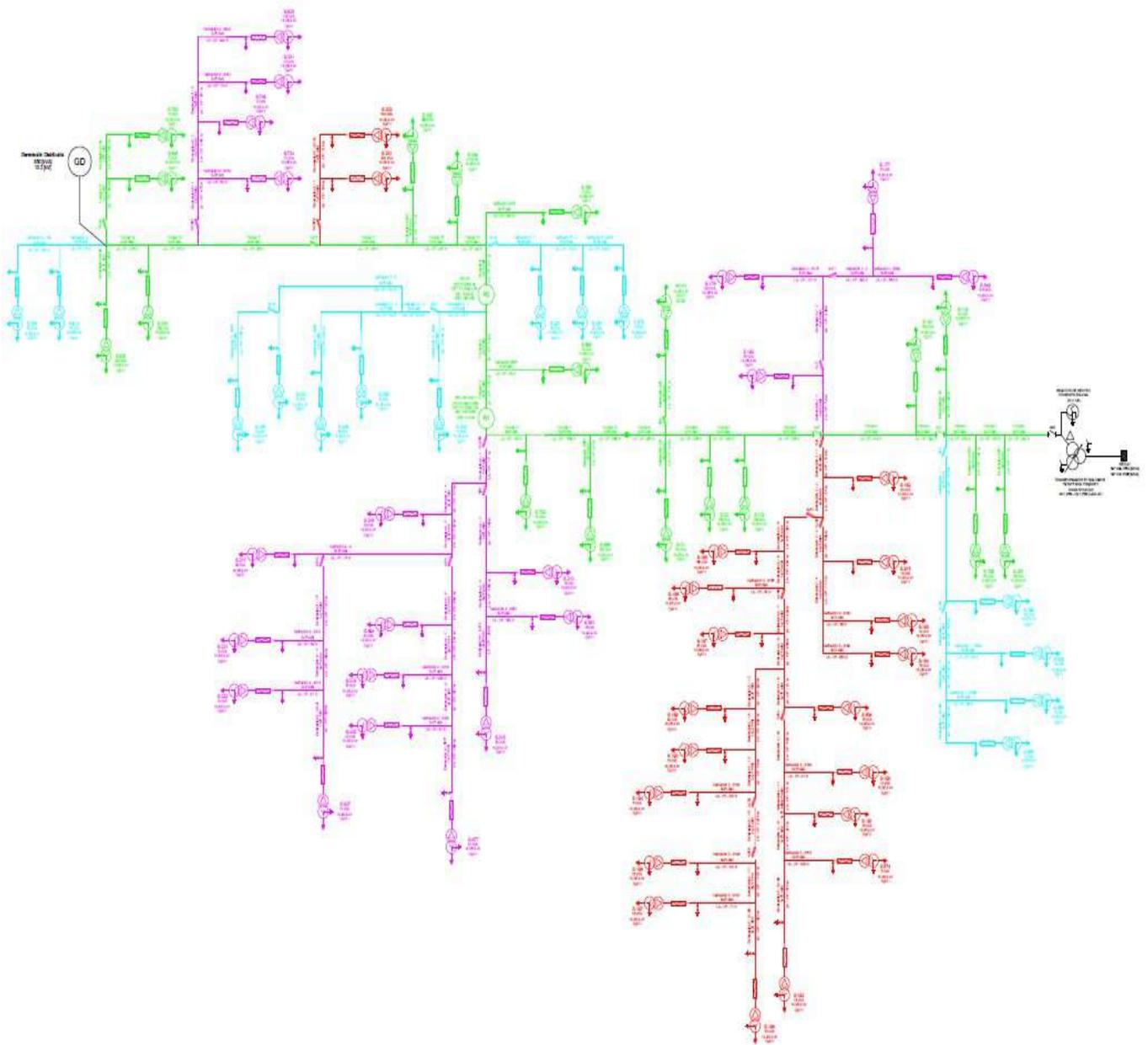


Figura IV.1 - Esquema unifilar del alimentador bajo estudio

# Anexo V - Diagrama unifilar de conexión a la red para potencias mayores a 300 kW

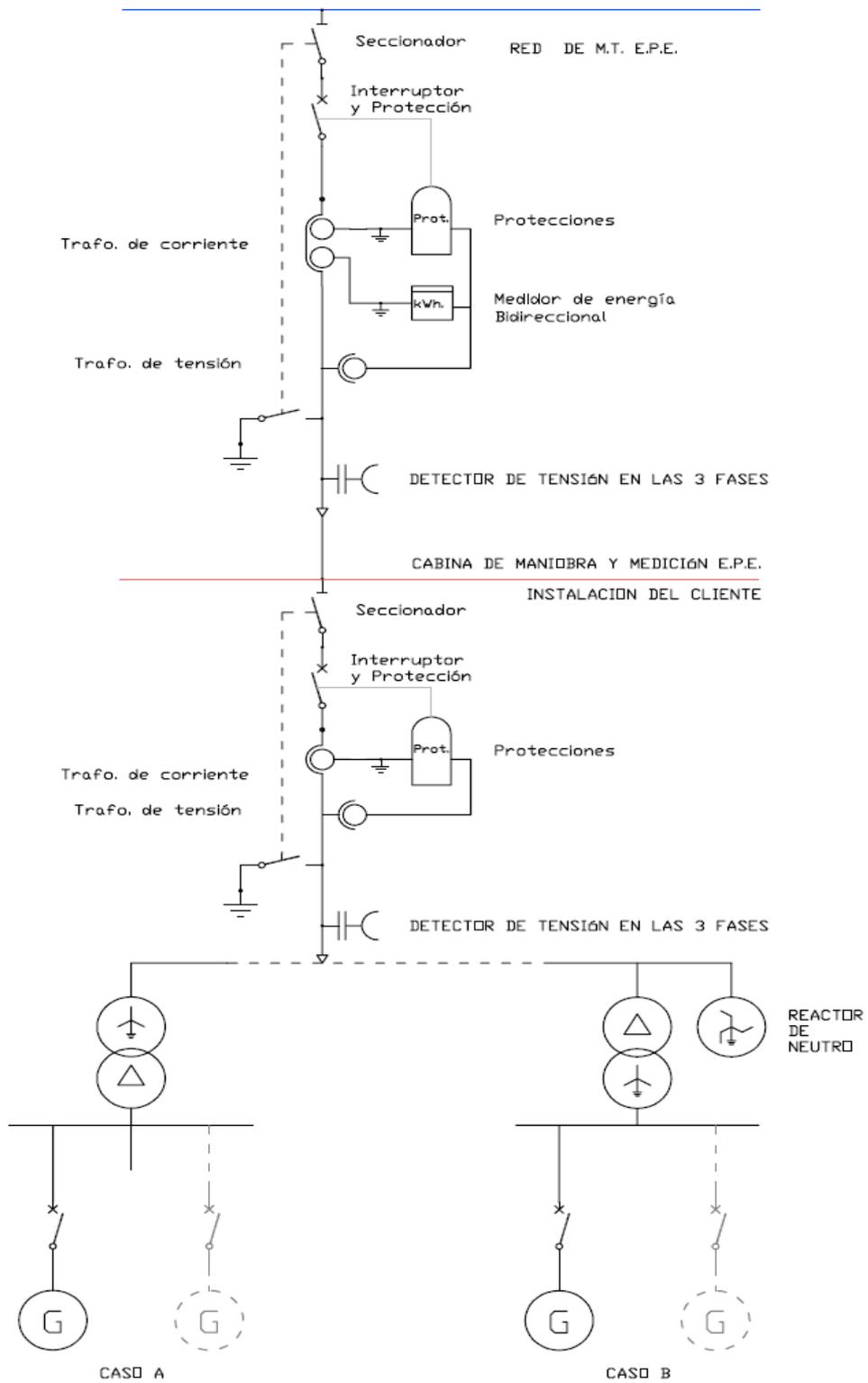


Figura V.1 - Unifilar para potencias de GD mayores a 300 kW [25]