

VISIONDERRED

DATOS Y AUTOMATIZACIÓN PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA



VisiónDERRED
CENTER FOR ENERGY TRANSITION
UNIVERSIDAD ADOLFO IBÁÑEZ

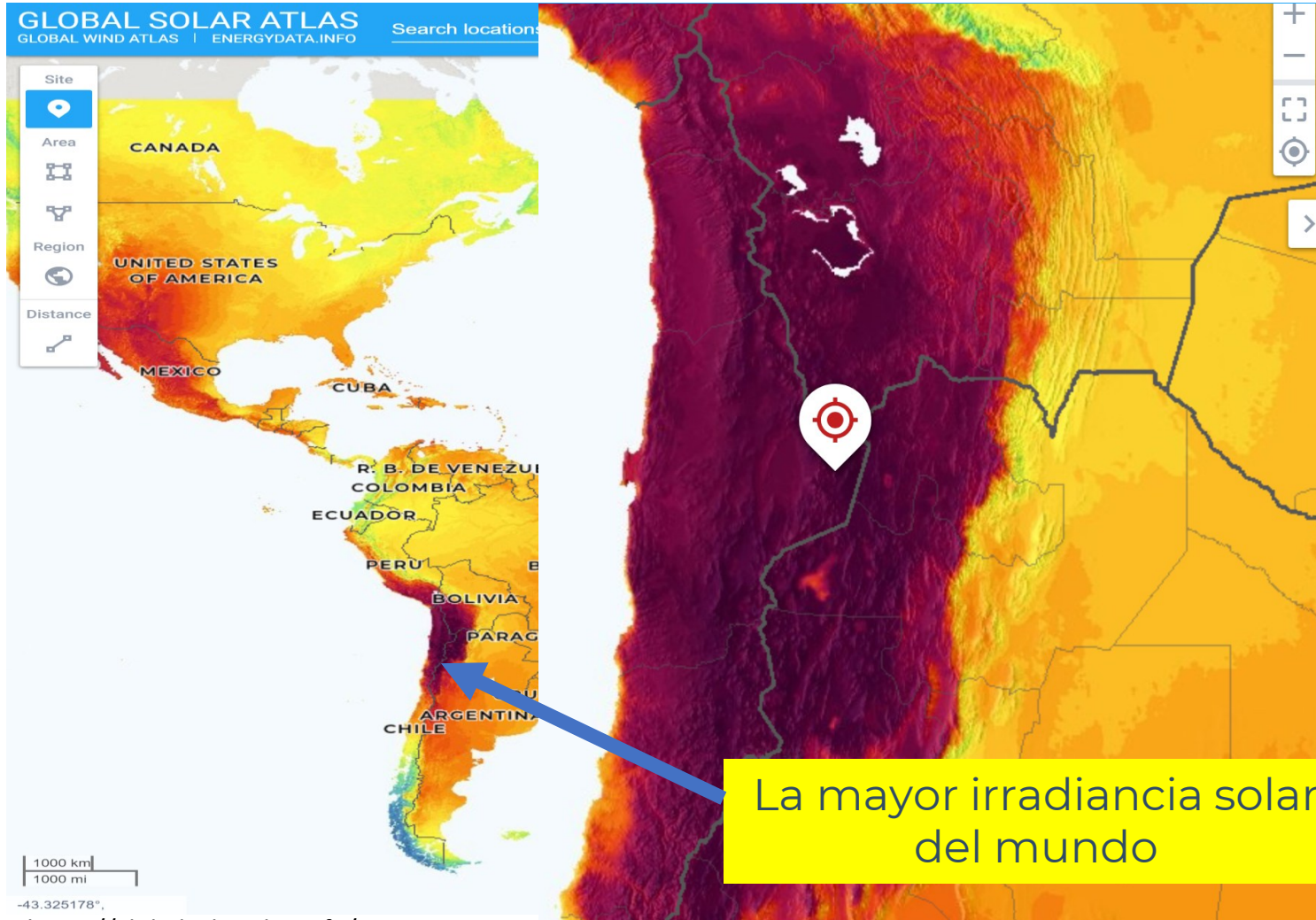
Luis Gutiérrez
Universidad Adolfo Ibáñez, Chile
luis.gutierrez.l@uai.cl

12 mayo 2026



VisiónDERRED
CENTER FOR ENERGY TRANSITION
UNIVERSIDAD ADOLFO IBÁÑEZ

Contexto



San Pedro de Atacama

-23.342256°, -067.478027°
San Pedro de Atacama, Antofagasta Region, Chile
Time zone: UTC-03, America/Santiago [CLST]

- Open detail
- Bookmark
- Share
- Reports

SITE INFO

Map data

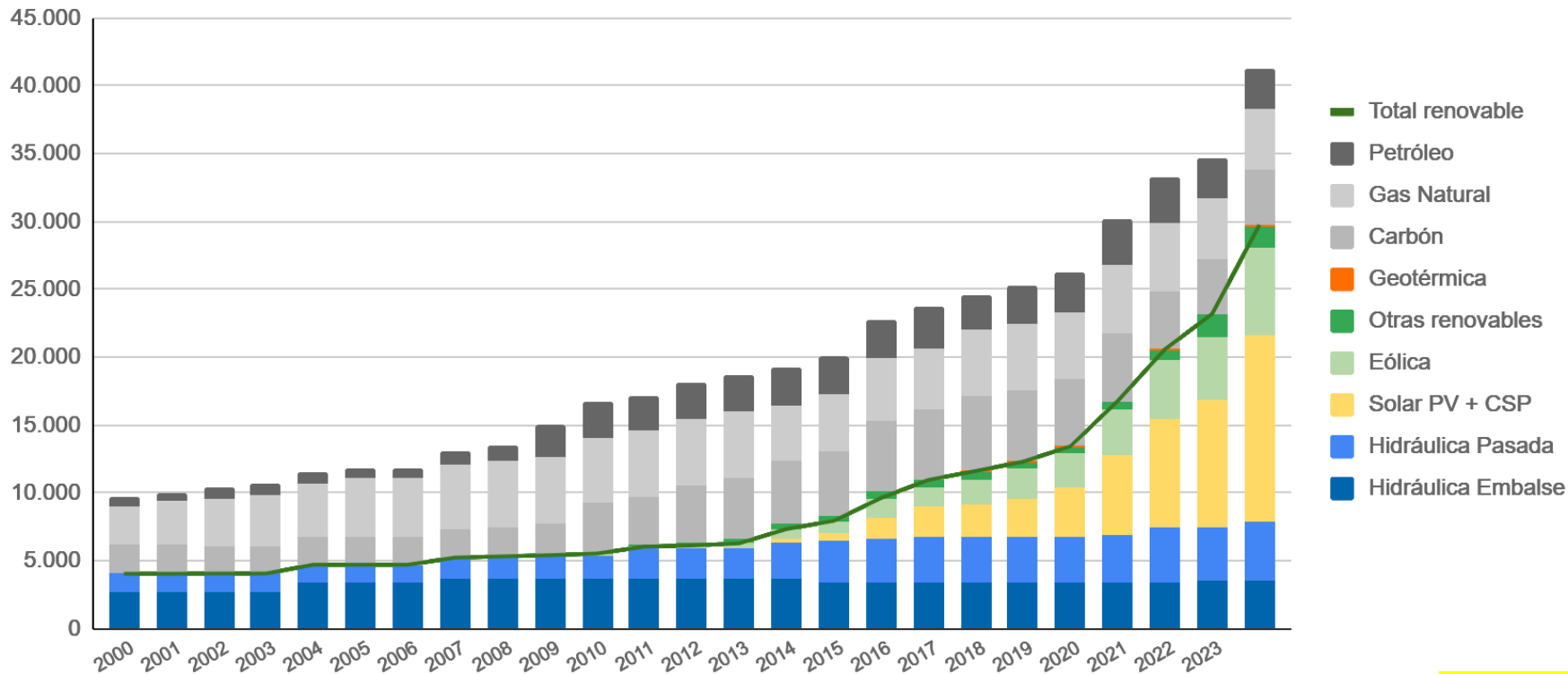
Per year ▾

<input checked="" type="checkbox"/> Specific photovoltaic power output	PVOUT specific	2375.4 kWh/kWp ▾
Direct normal irradiation	DNI	3636.5 kWh/m ² ▾
Global horizontal irradiation	GHI	2675.0 kWh/m ² ▾
Diffuse horizontal irradiation	DIF	354.9 kWh/m ² ▾
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI opta	2918.2 kWh/m ² ▾
Optimum tilt of PV modules	OPTA	26 / 0 °
Air temperature	TEMP	-0.3 °C ▾
Terrain elevation	ELE	N/A

<https://globalsolaratlas.info/>

Contexto

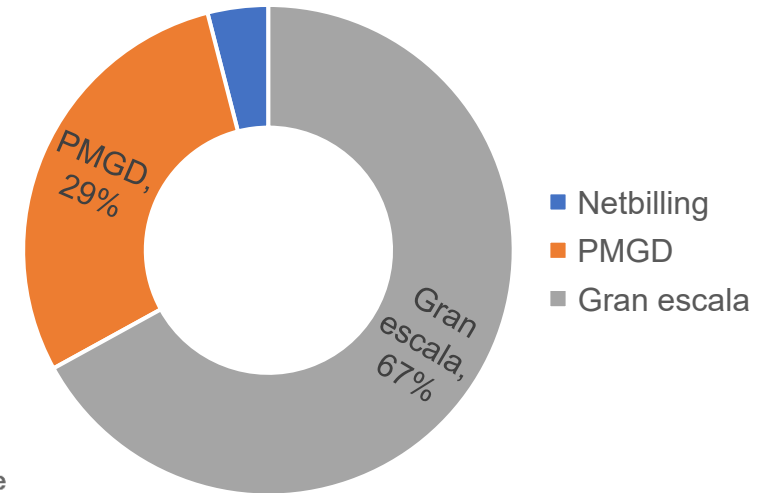
Capacidad instalada en Chile (en MW)



<https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>

FV solar: de 0 a la mayor capacidad instalada en 10 años
12 GW (31% de los 38 GW instalados)
12 GW de demanda máxima

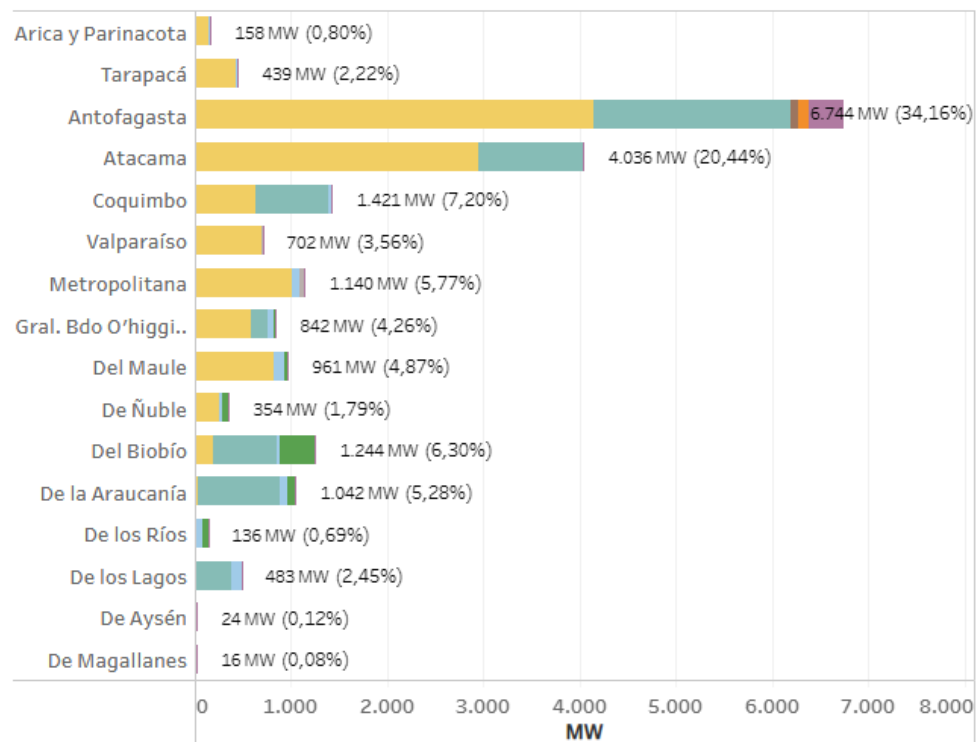
PV scale share



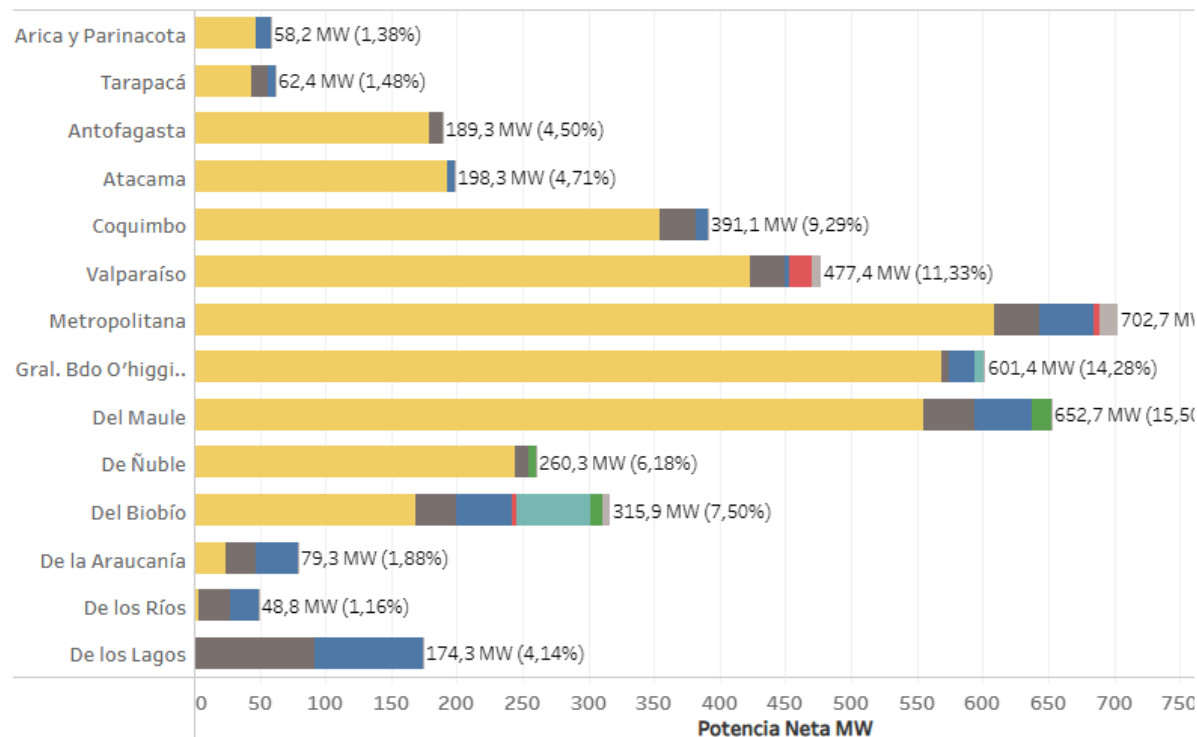
- 1/3 (3.8 GW) conectado en Distribución (mayormente PMGD)
- Muy baja adopción de FV en techos (4% - 0.48 GW)

¿Dónde se ubican los proyectos solares?

Capacidad instalada ERNC/Almacenamiento por región



Capacidad instalada Medios de Generación de Pequeña Escala por región



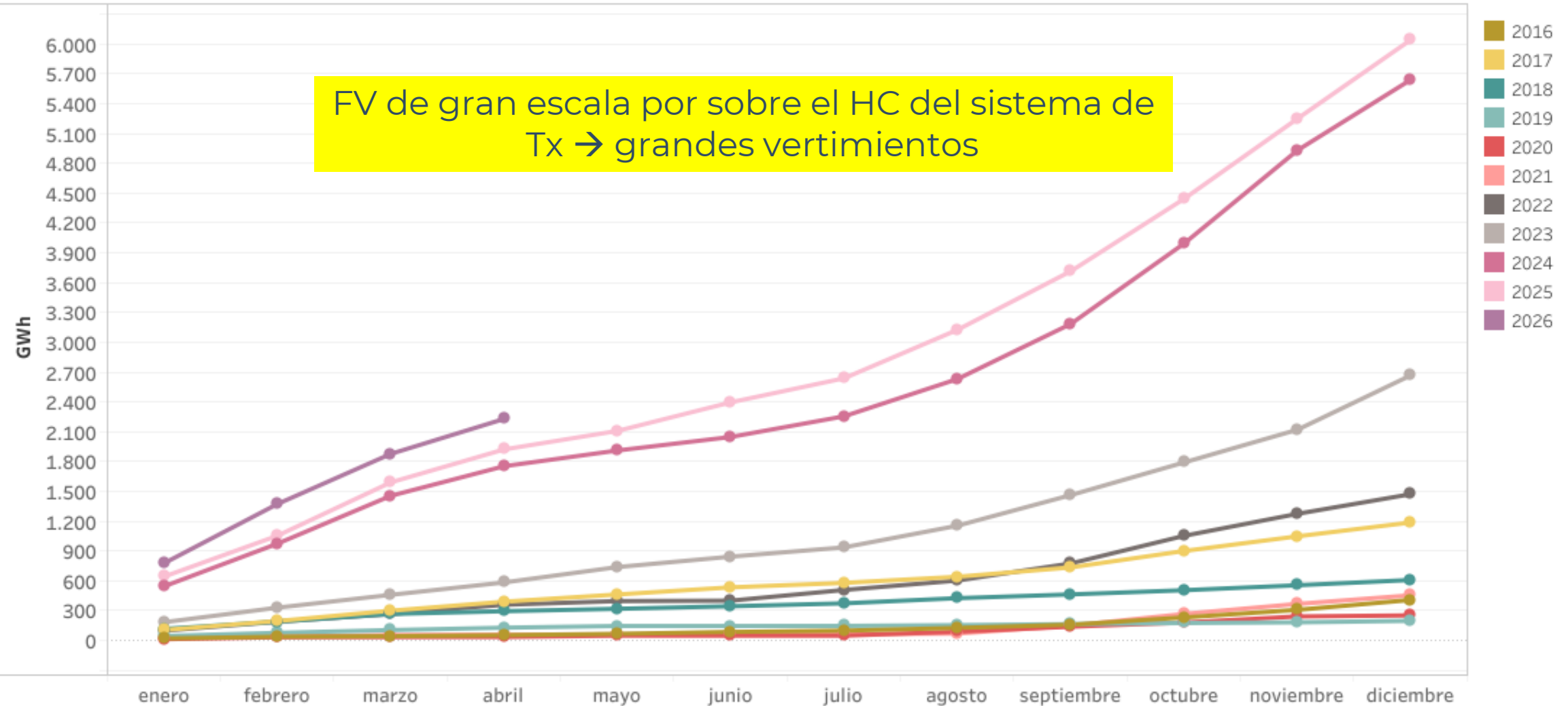
Gran escala: a más de 1.000 km del principal centro de carga
 → **congestión en transmisión**

PMGD → más **cerca de la carga**
 Redes de MT
 Hasta 9 MW

¿Qué es mejor en términos de eficiencia energética?

FV de gran escala saturada

Evolución anual de recortes de generación ERNC



Desafíos y Oportunidades

En Chile, la forma de crecer en FV solar es a través de la Generación Distribuida (los proyectos de gran escala están siendo vertidos).

Desafíos para el desarrollo PMGD

- La mayoría de los proyectos (>1,5 MW) deben someterse a extensos estudios técnicos.
- No existe información sobre el HC en redes MT.
- Dificultad para acceso a datos de red y modelos eléctricos.
- No existe una herramienta para automatizar la evaluación de conexión de proyectos FV según la regulación local.

Desafíos para el desarrollo de FV en techos (Netbilling):

- No existe información sobre el HC en redes BT.
- Proceso expedito para conexiones de “bajo impacto”, pero se requieren estudios técnicos en los demás casos.

Esfuerzo actual de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

“Explorador de capacidad de GD”: basado solo en la capacidad de los transformadores (análisis expedito)



“En el marco de los 10 años de la Ley de Generación Distribuida en Chile, el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles pone a disposición de la ciudadanía el “Explorador de Capacidad para Generación Distribuida”. Este mapa interactivo nos permite evaluar de manera preliminar la capacidad disponible en las redes de distribución de baja tensión para conectar nuevos Equipamientos de Generación (EG) Renovable. Para lograr esto, la herramienta considera los Equipamientos de Generación en operación, en proceso de conexión y la capacidad del transformador donde está conectado el cliente. **Es importante tener en cuenta que esta información es referencial y no reemplaza los procedimientos de conexión establecidos.**”

*Ante cualquier observación agradecemos remitirla al correo Uernc@sec.cl

Aceptar

Cancelar

I agree to the above terms and conditions

Explorador de Capacidad para Generación Distribuida	
Distribuidora	CEC
N° Cliente	
Buscar por Dirección	Find address or place
Identificador Poste/Cámara	
Identificador Transformador	

Distribuidora	ENEL DISTRIBUCION CHILE S.A.
Estado	Disponible
Potencia Disponible Transformador (KW)	300.0
Porcentaje Disponibilidad	100%
Código Identificador del Transformador	51915
Capacidad Total Transformador (KW)	300.0
Capacidad Conectada EG (KW)	0.0
Capacidad Pendiente de Conexión EG (KW)	0.0

Buen esfuerzo público que será muy útil para las etapas tempranas del desarrollo de FV en techos (bajo impacto)... pero sabemos que algunas redes están limitadas primero por voltajes

https://experience.arcgis.com/experience/4a78489b911f438ca443b978e4a35e7a/page/P%C3%A1gina/#data_s=id%3Adata_Source_1-TRANSFORMADOR_DISTRIBUIDORA_9042%3A213899

Basado en modelos detallados de red, VisionDERRED ofrece:

Para proyectos PMGD:

- **Estudios de conexión de proyectos** para diferentes distribuidoras en Chile bajo la regulación local: **ventanilla única**.
- **Mapas de calor** de HC en MT a lo largo del país considerando **regulación** vigente.

Para FV a escala Netbilling:

- **Verificar la factibilidad** de proyecto en el punto de conexión.
- **Mapas de calor** de HC en BT a lo largo del país, según **regulación** vigente.

Además, datos actualizados de proyectos solares:

- Informes de estudios públicos
- Número de instalaciones y capacidad instalada: agregado o por región/comuna

Equipo del Proyecto



Luis Gutiérrez
Director
Doctor en Ingeniería Eléctrica



Rodrigo Barraza
Director Alterno
Doctor en Ingeniería Mecánica



Bernardo Severino
Investigador Principal
Doctor (c) en Ingeniería Eléctrica



José Cruz
Ingeniero de Planificación y Control Presupuestario
Ingeniero Civil Industrial



Ignacio Pérez
Ingeniero de Proyecto
Ingeniero en Energía y Medioambiente



Luis Nilo
Transferencia Tecnológica
Magíster en Gestión y Emprendimiento Tecnológico



Jorge Llanquileo
Base de Datos
Magíster en Ciencia de Datos



Enzo Solari
Tecnologías de la Información
Magíster en Ingeniería de Negocios con TI



**Una plataforma online para la industria,
con la industria**

Desarrollada en colaboración con la industria

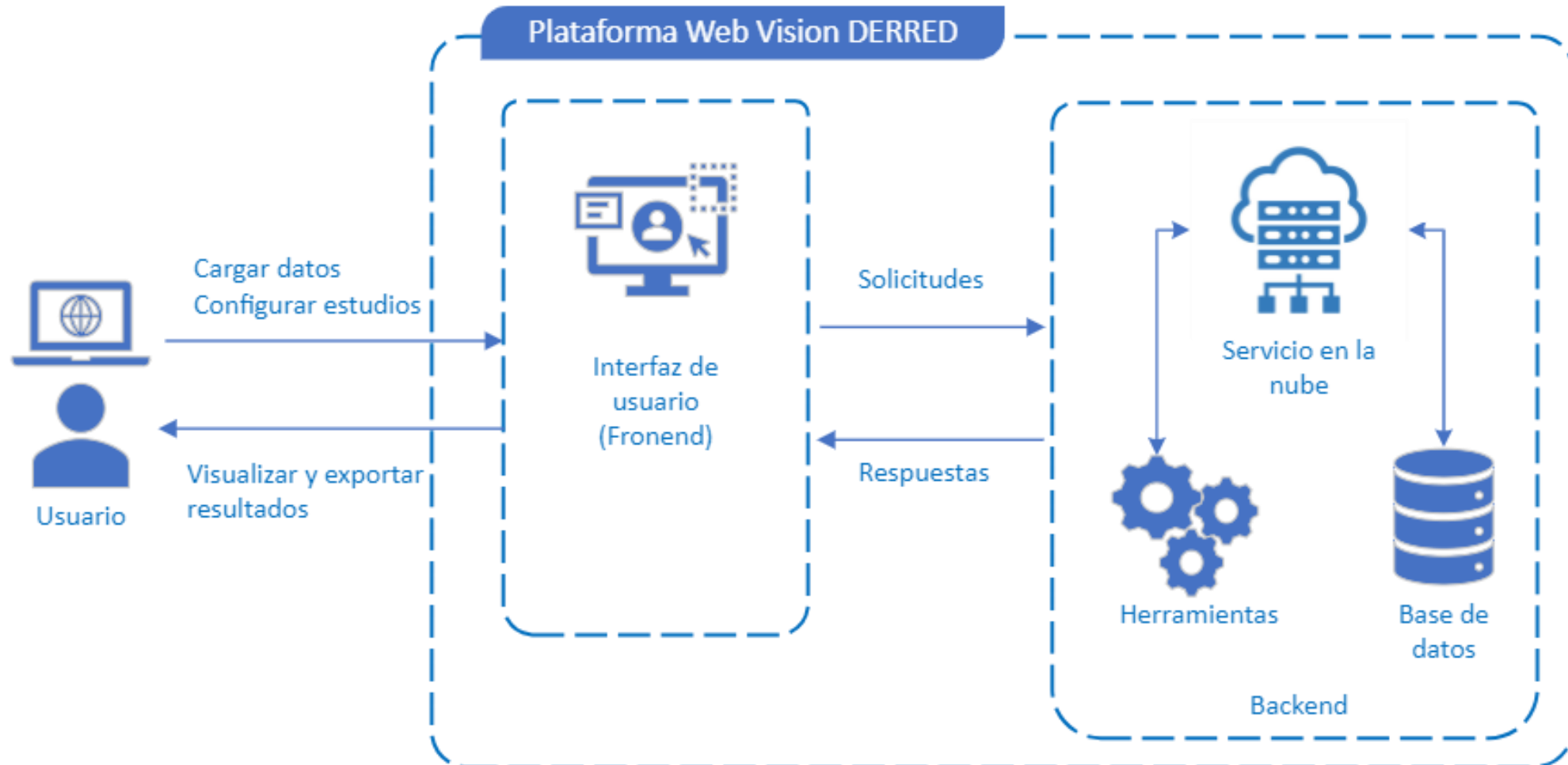
Mesas mensuales.

1. Julio: Datos de Infraestructura y Operación de la Red
2. Agosto: Validación del Modelamiento de Redes
3. Septiembre: Capacidad de Alojamiento
4. Octubre: Evaluación de proyectos
5. Noviembre: Medidas de Mitigación
6. Diciembre: Visión de futuro y modelos de negocio

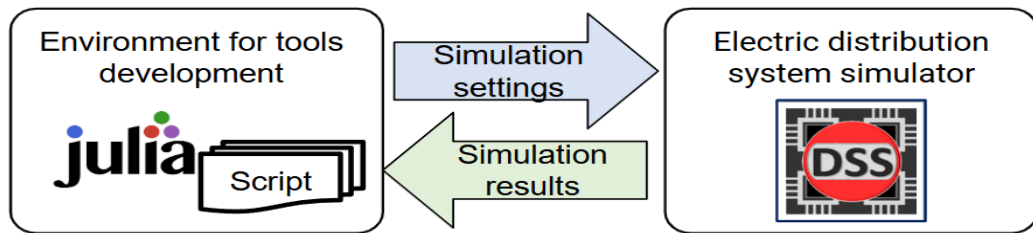


Plataforma Computacional

VisiónDERRED: una plataforma web que ofrece herramientas para gestionar datos, modelar, visualizar y analizar redes de distribución para la integración de DERs.



Plataforma Computacional

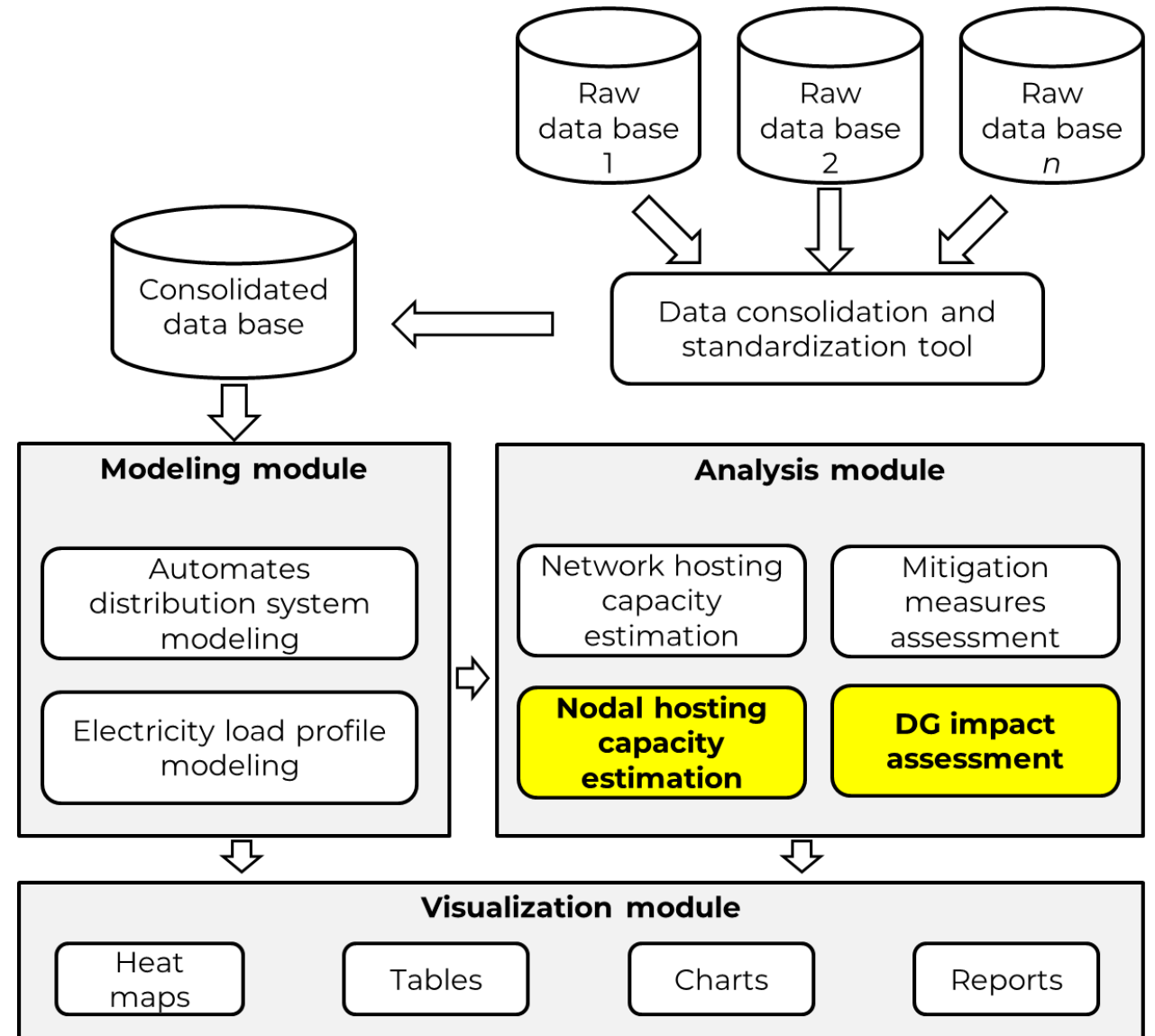


- Julia: lenguaje de alto desempeño, código abierto y multiplataforma.
- OpenDSS: simulador de sistemas de distribución desarrollado por EPRI para apoyar la integración de DERs.

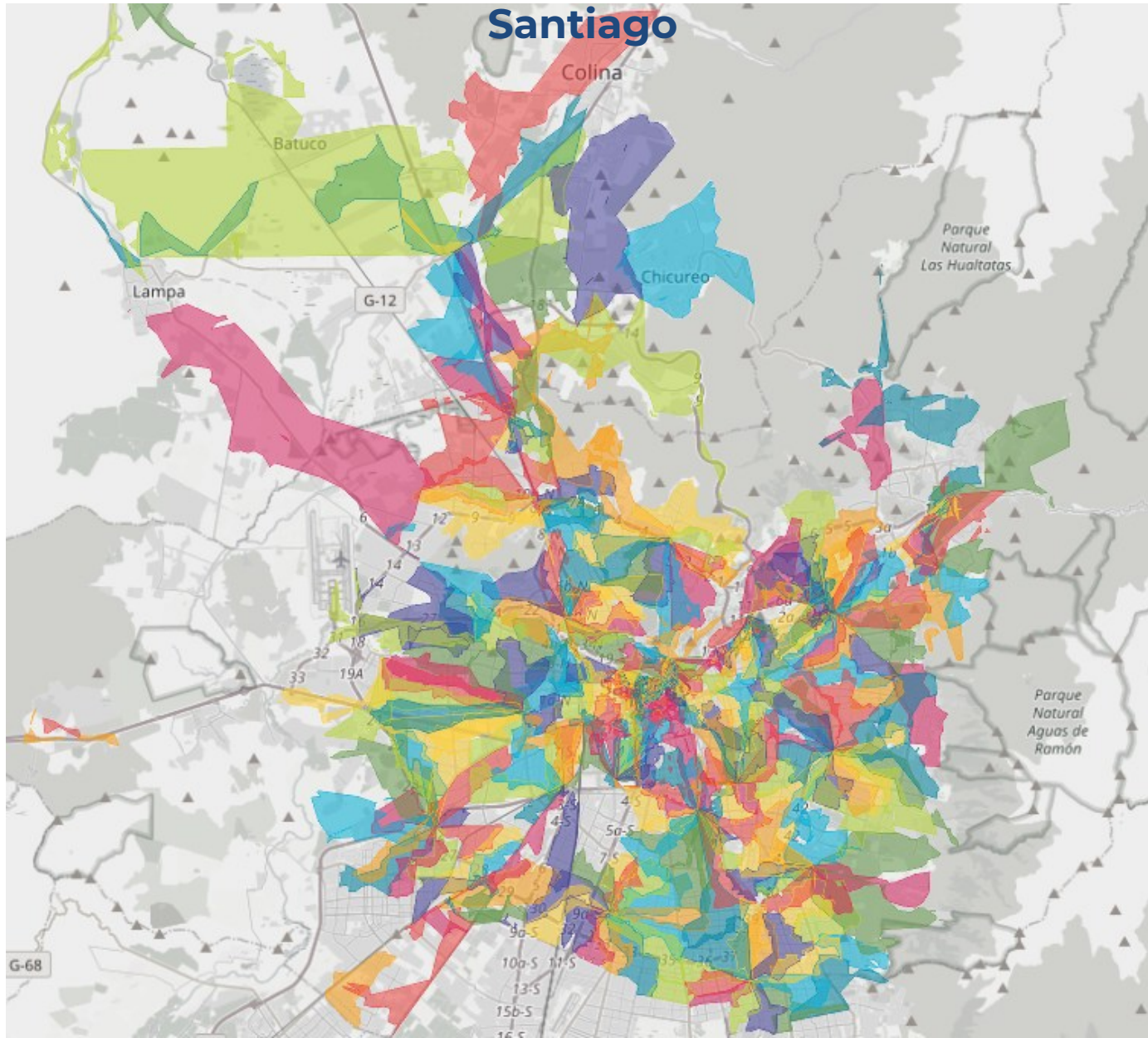
Plataforma Online de Código Abierto



VisiónDERRED
CENTER FOR ENERGY TRANSITION
UNIVERSIDAD ADOLFO IBÁÑEZ



Modelado Automatizado de la Red de Distribución

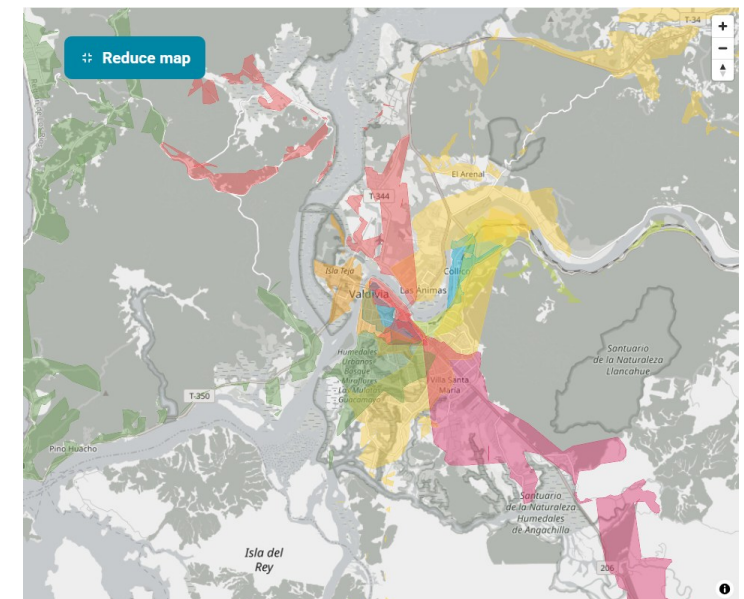


Modelos eléctricos alimentadores trifásicos desbalanceados MT-BT, basados en datos de infraestructura.

Alimentadores MT-BT modelados

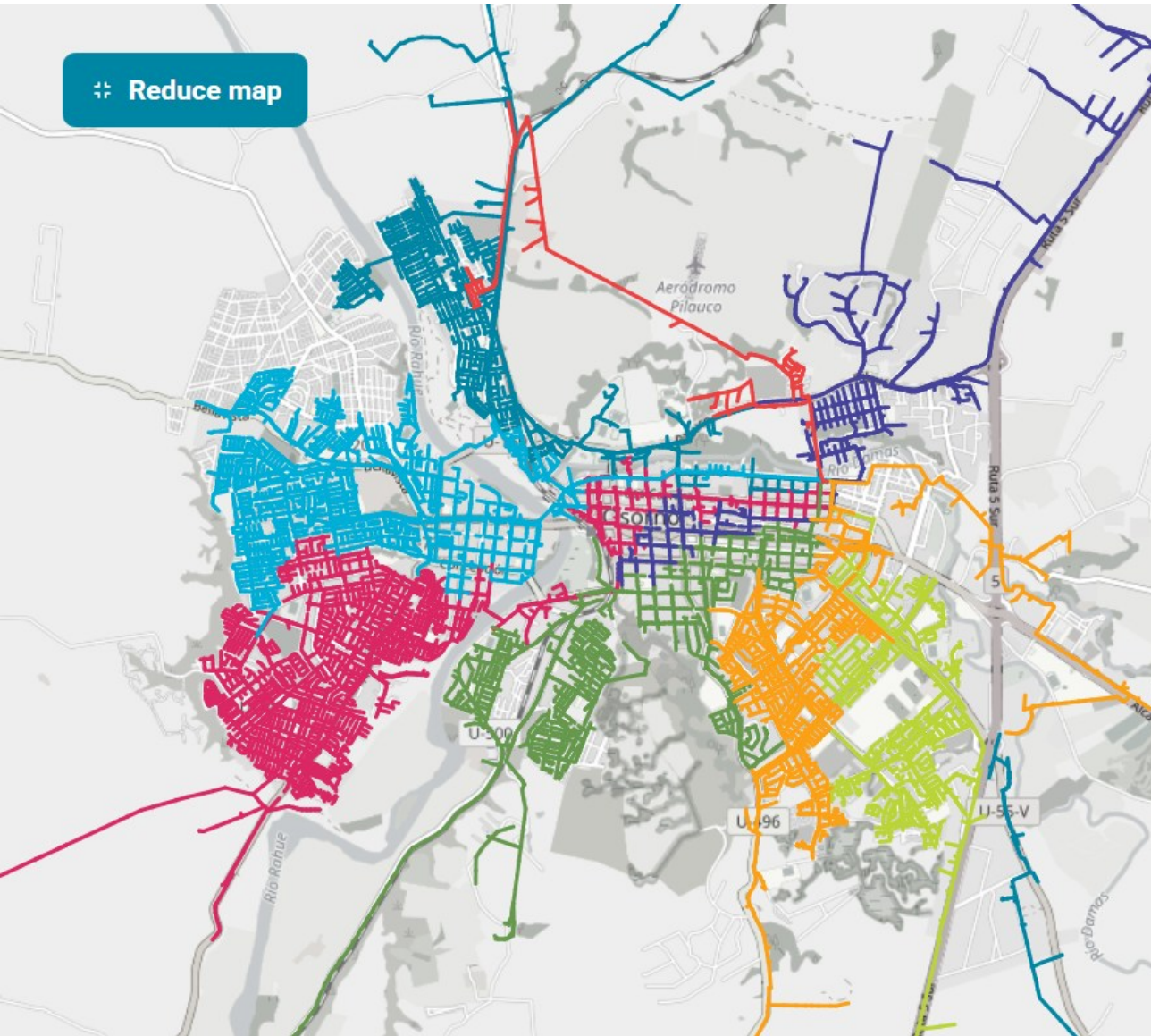
- Zona Centro: Santiago (439)
- Zona Sur: Valdivia y Osorno
- Zona Austral: Punta Arenas, Pto. Williams y Porvenir

Valdivia



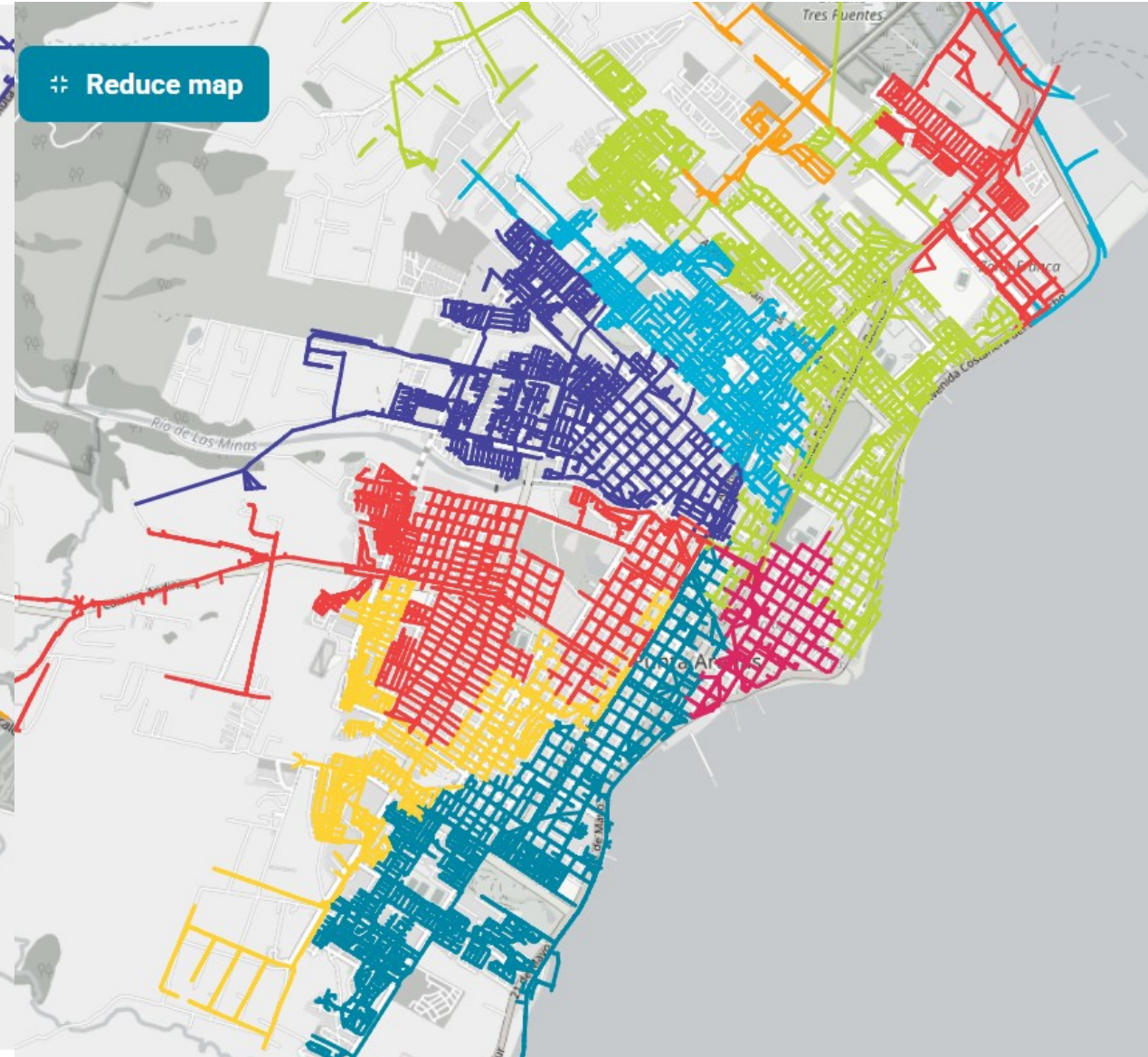
Osorno

⌵ Reduce map



Pta. Arenas

⌵ Reduce map



1. Penetración de VisiónDERRED en la industria

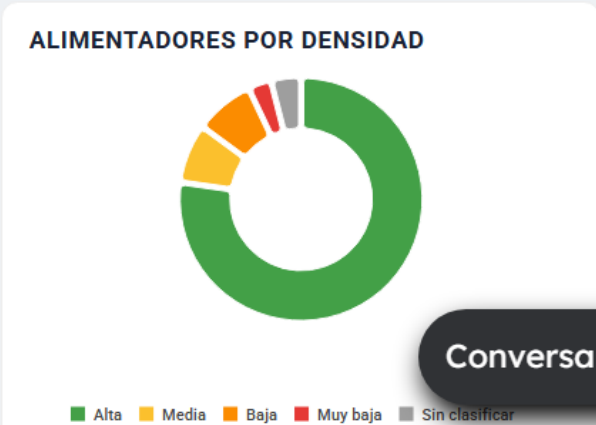
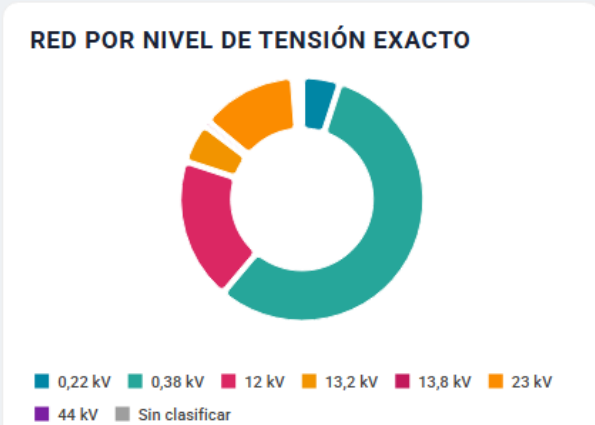
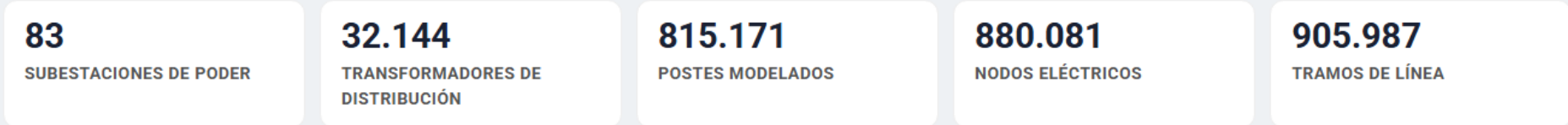
El sistema de distribución de Chile, modelado en una sola plataforma.

1.A · Indicadores de Adopción

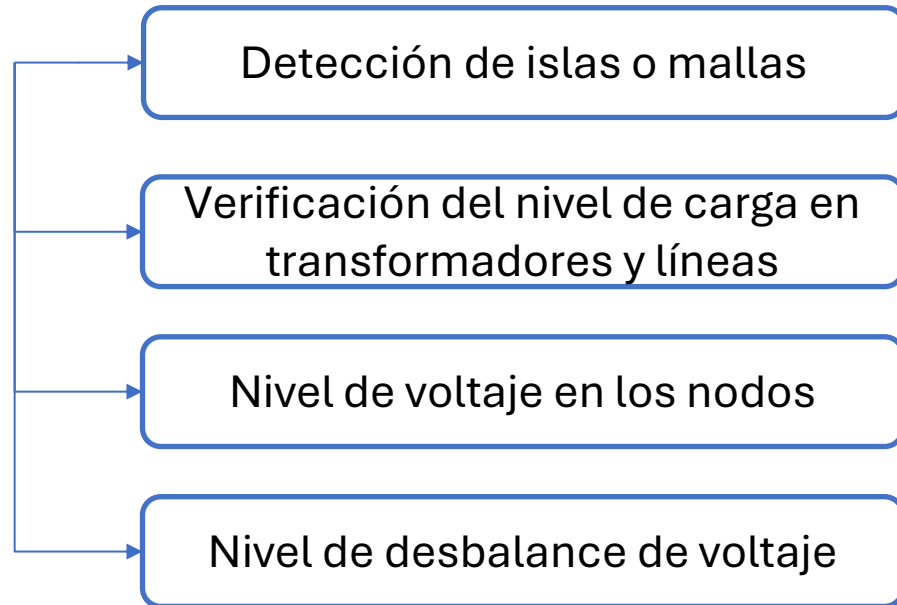


1.B · Infraestructura modelada

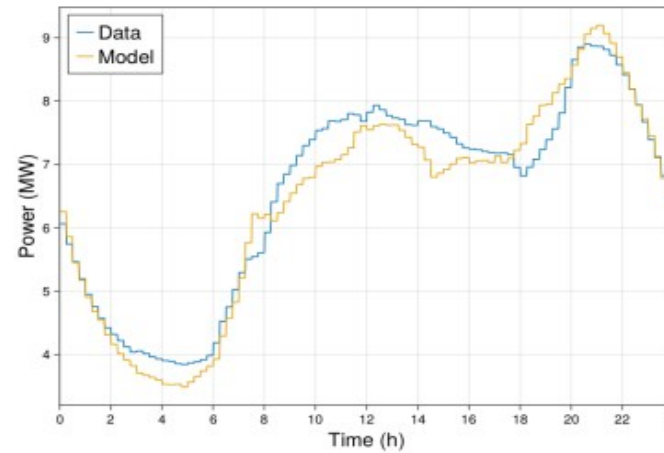
Indicadores técnicos de los modelos eléctricos.



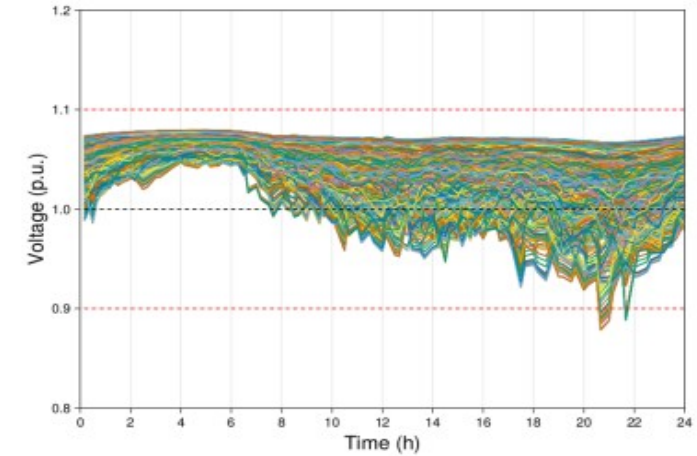
Aseguramiento de calidad del modelo



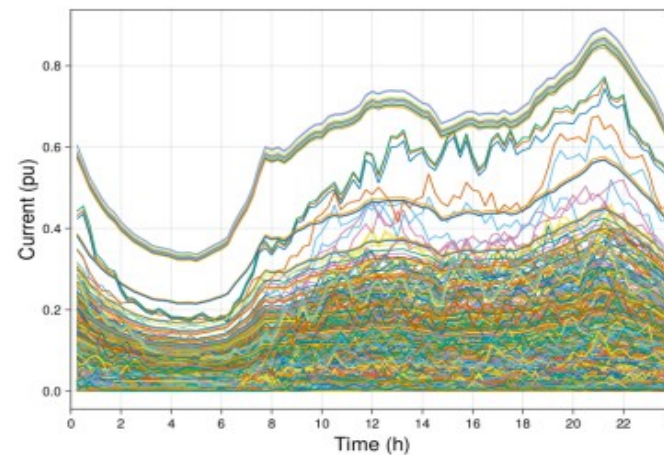
Definición de rango para cada métrica



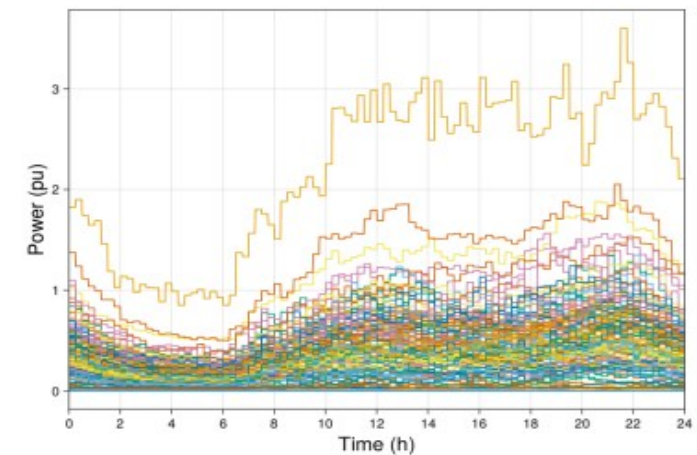
(a) Aggregated load at 0%



(b) Costumers voltage at 0%



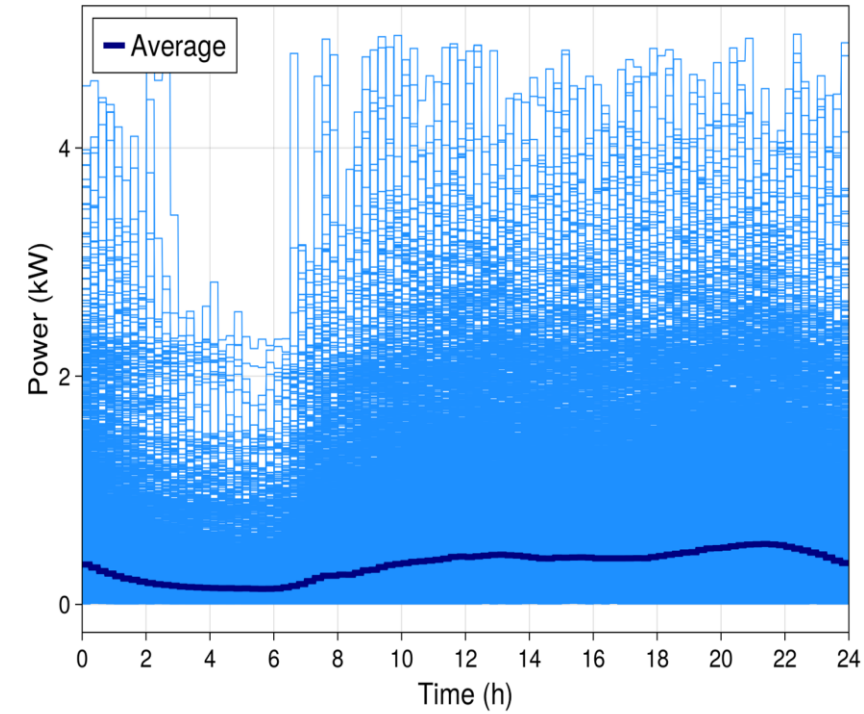
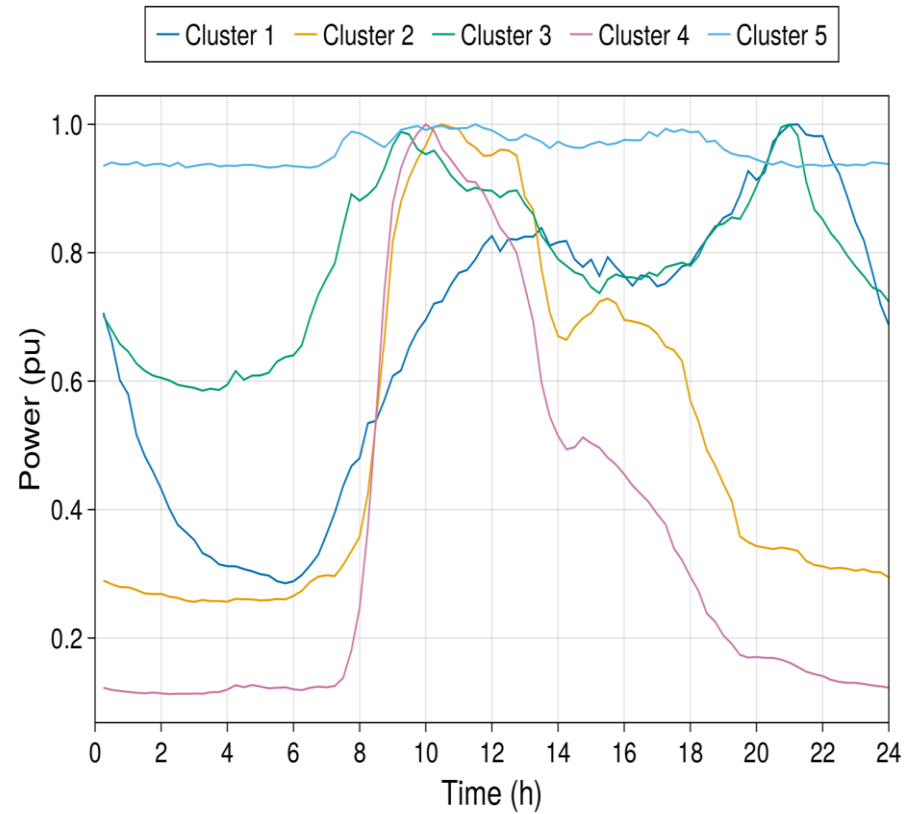
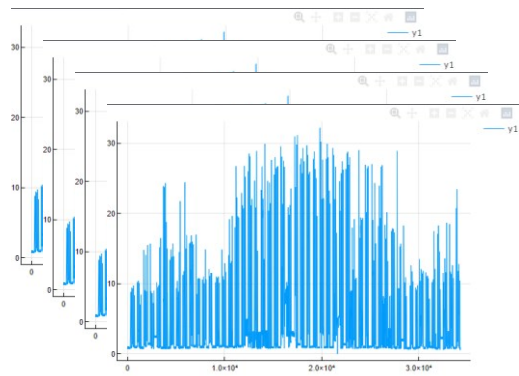
(c) Lines current at 0%



(d) Transformers power at 0%

Modelado del Perfil de Carga Eléctrica

Construcción de una base de datos de perfiles diarios de carga eléctrica utilizando datos de consumo energético obtenidos desde medidores inteligentes.

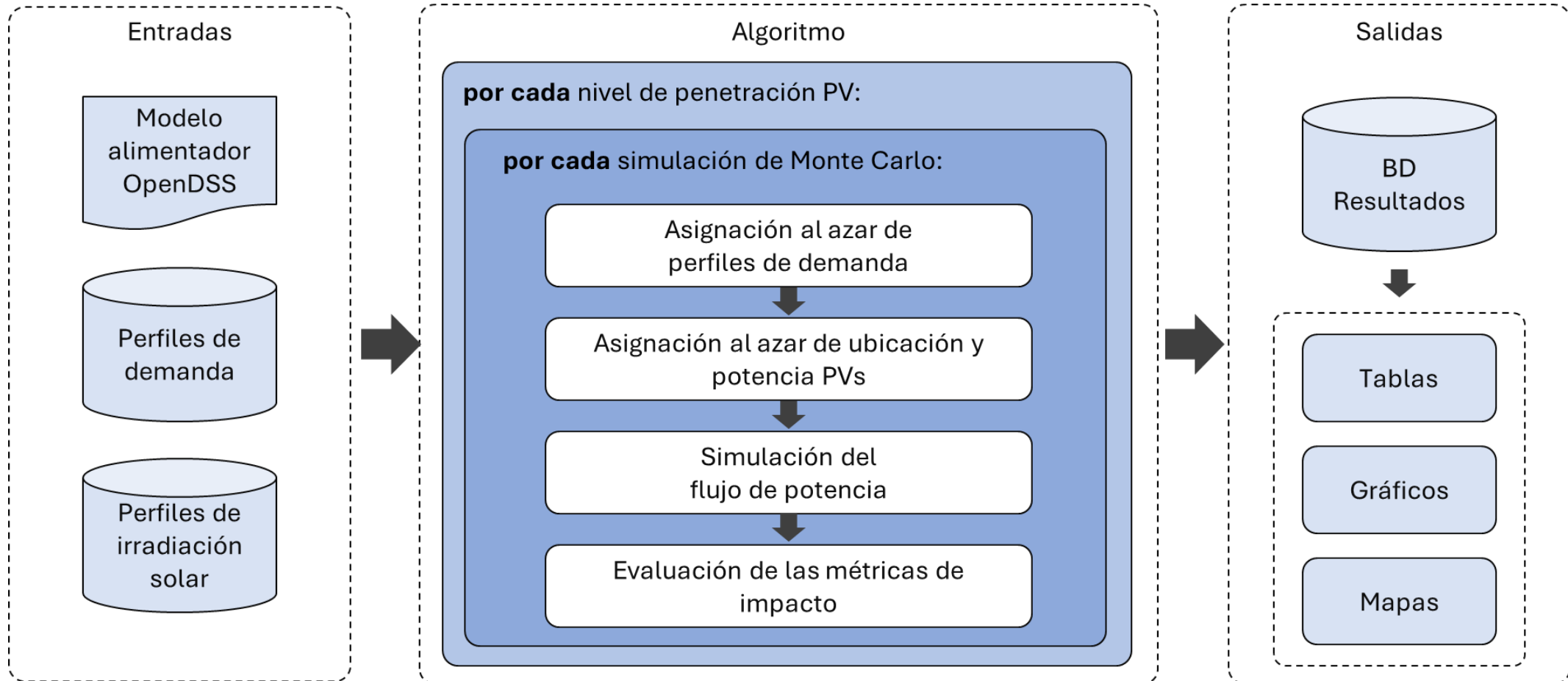


Algunos ejemplos de estudios

1. **HC basado en Volts y Amps (modelo MT-BT)**
→ potencial nacional Netbilling sin impactos
2. **Evaluación de proyecto PMGD**
3. **HC PMGD basado en procedimientos vigentes**
→ mapa de calor

HC basada en Volts y Amps (modelo MT-BT)

Metodología del estudio de HC



Basado en el trabajo del Dr. Alejandro Navarro, con 100 simulaciones de Monte Carlo por nivel de penetración FV

A. Navarro-Espinosa y L. F. Ochoa, "Probabilistic impact assessment of low carbon technologies in lv distribution systems," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, n.º 3, pp. 2192–2203, 2016.

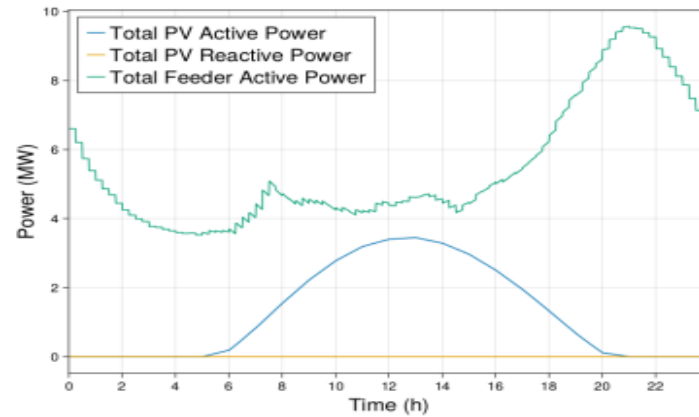
Estimación de la Capacidad de Alojamiento

Supuestos:

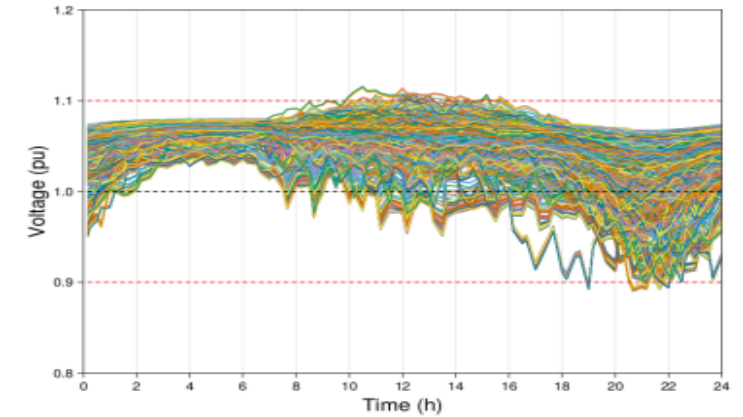
- FV residencial en techos
- Media de 3 kWp
- Día soleado de verano



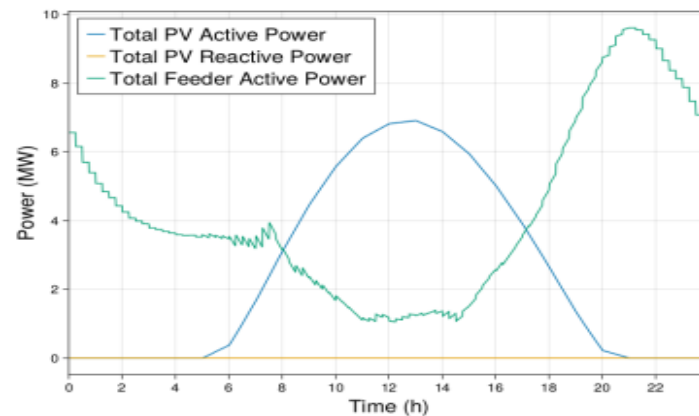
Resultados de simulación para 10% y 20% de FV



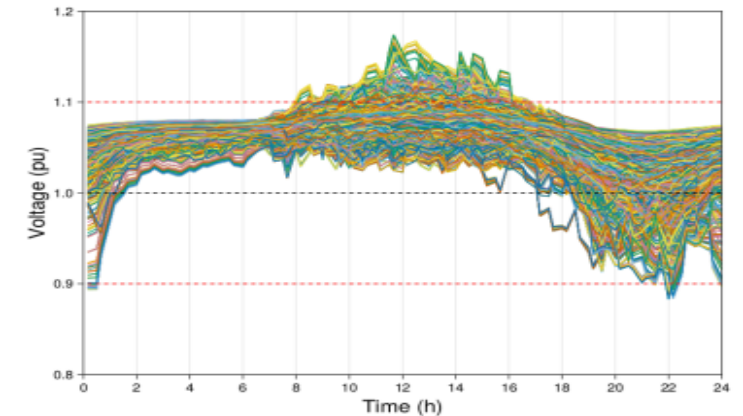
(a) Aggregated load at 10% PV



(b) Customers voltage at 10% PV



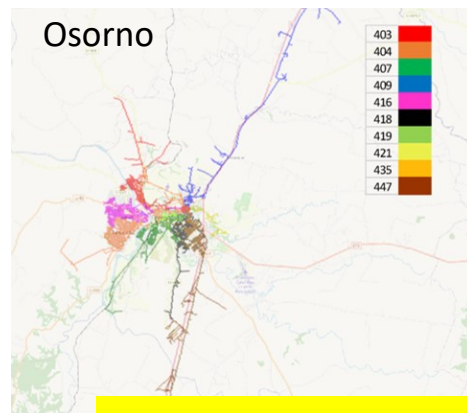
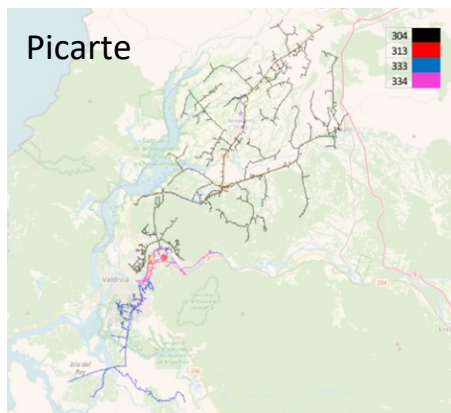
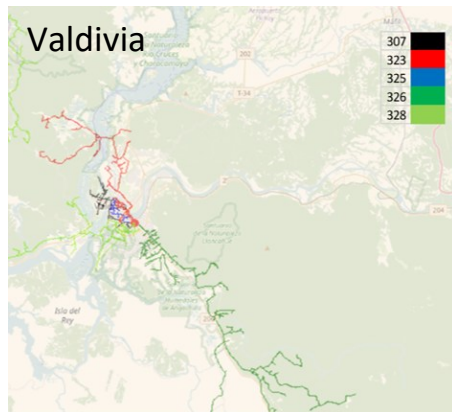
(c) Aggregated load at 20% PV



(d) Customers voltage at 20% PV

Estimación de la Capacidad de Alojamiento

Capacidad de Alojamiento de sistemas FV residenciales para 20 alimentadores MT-BT

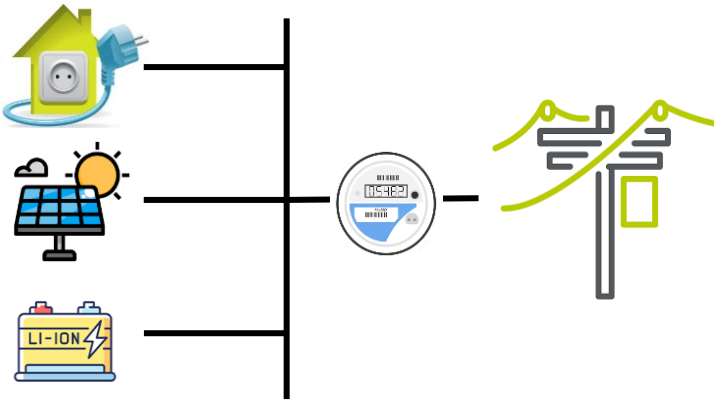


Feeder ID	loads overvoltage	lines overcurrent	transformers overcurrent	All metrics
403	50	60	20	20
404	N/D	N/D	N/D	N/D
407	60	60	30	30
409	10	100	50	10
416	10	80	30	10
418	60	60	20	20
419	80	100	30	30
421	N/D	N/D	N/D	N/D
435	N/D	N/D	N/D	N/D
447	N/D	N/D	N/D	N/D
305	60	60	30	30
307	60	70	40	40
323	90	100	30	30
325	N/D	N/D	N/D	N/D
326	N/D	N/D	N/D	N/D
328	50	70	20	20
304	90	100	40	40
313	80	80	40	40
333	40	100	20	20
334	90	90	40	40

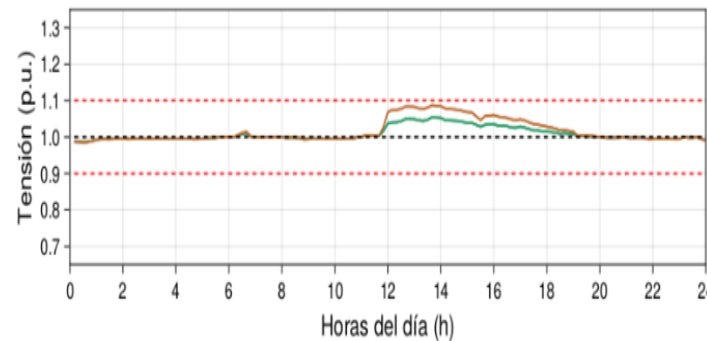
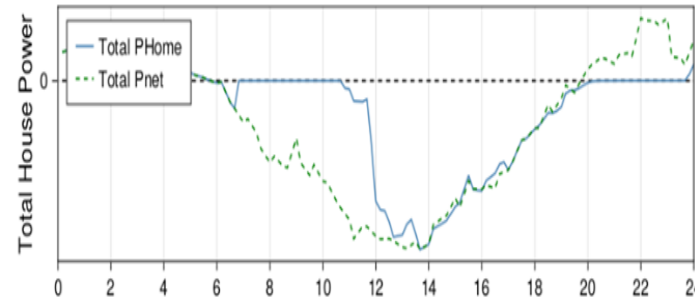
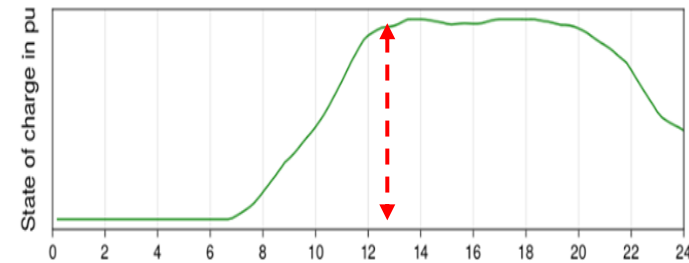
El cuello de botella de HC es distinto entre redes MT-BT

Evaluación de Medidas de Mitigación

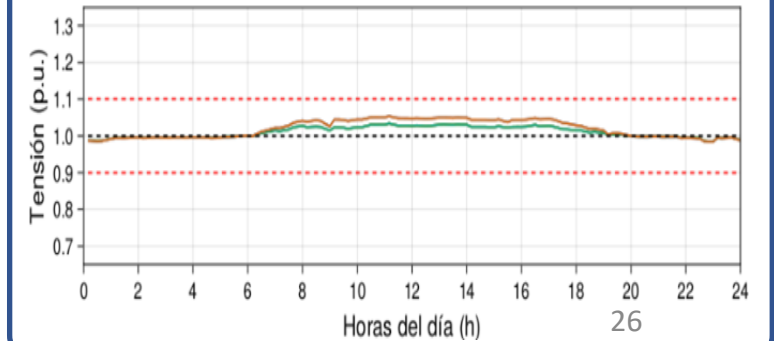
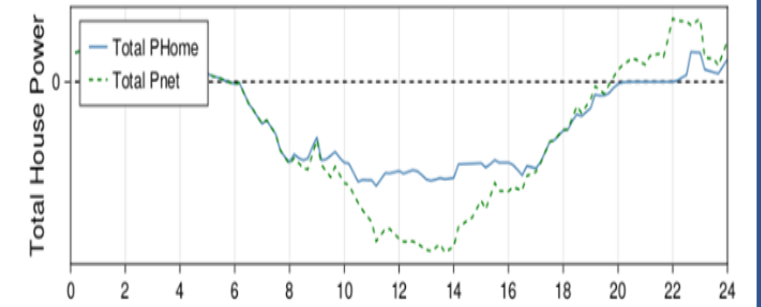
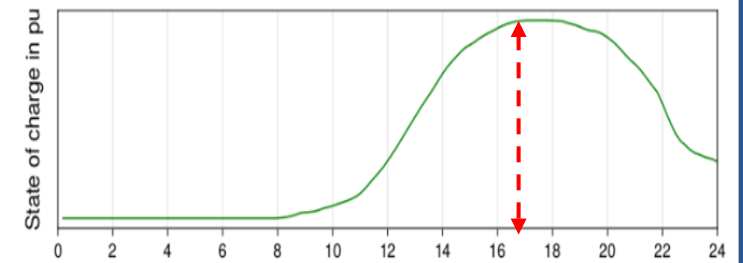
Control de la Batería:
Control local de voltaje mediante la absorción de potencia activa por la batería



Operación Básica

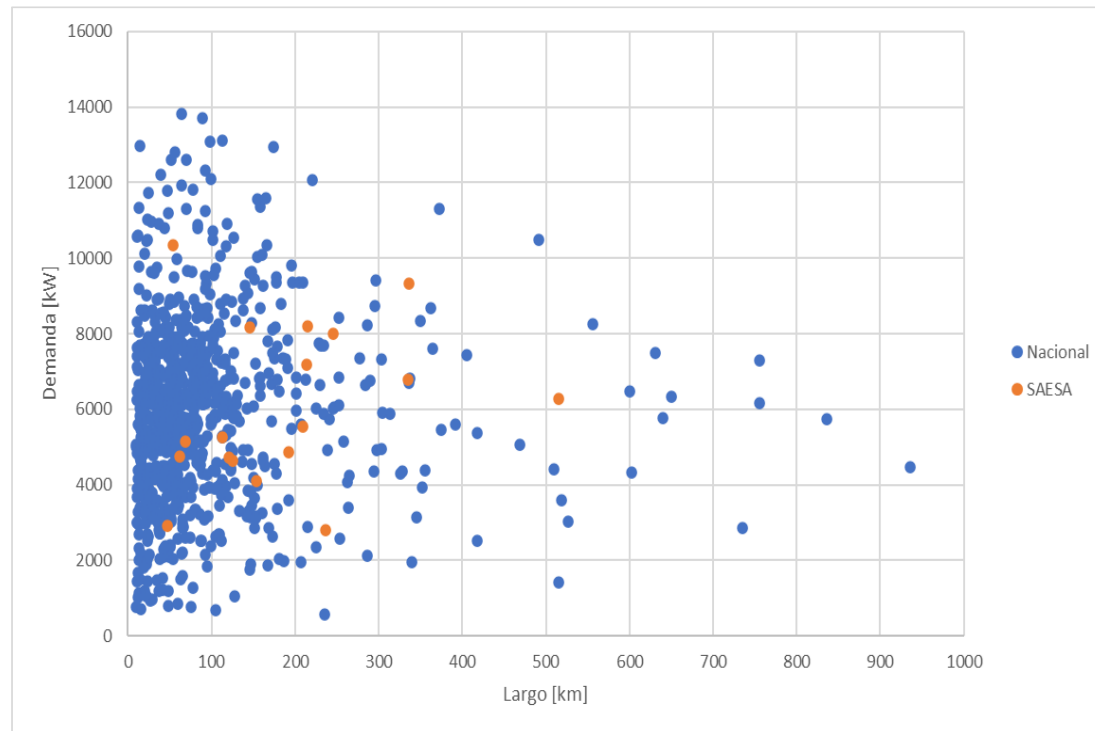


Operación Inteligente



Estimación Nacional de la Capacidad de Alojamiento

Metodología para extrapolar los resultados obtenidos en los alimentadores modelados al resto de los alimentadores del país.



Métrica de impacto	HC (GW)
Todas las métricas	5,76
Solo capacidad del transformador MT/BT	6,55
Sobrecorriente en líneas y sobrevoltaje en cargas	12,07

6 GW potencial de **Netbilling, sin hacer nada** → equivale a la mitad de la capacidad solar total instalada (6/12 GW)... hoy es solo 0,4 GW



Evaluación de proyecto PMGD

Resumen expeditivo

Tipo	Norma	Potencia máxima expeditiva	Califica expeditivo
PMGD	NTCO-PMGD-2026	1500 kW	● No

● Límite de potencia expeditiva (≤ 1.500 kW)	No cumple
● Variación de tensión permanente (ΔV)	No cumple
● Capacidad Instalada para Conexión Expeditiva	No cumple
● Capacidad de Inyección para Conexión Expeditiva	No cumple
● Capacidad de ruptura (85%)	Cumple

Estudios técnicos detallados

Comparación red **sin el proyecto** frente a red **con el proyecto** según los criterios del estudio (instantáneos, pérdidas cuando aplican y cortocircuito; el flujo diario se reporta como información adicional).

RESUMEN DE IMPACTO

DETALLE – SNAPSHOTS

DETALLE – PÉRDIDAS

DETALLE – FLUJO DIARIO ADICIONAL

¿Puede el proyecto conectarse sin mitigación?

● **No** — el proyecto presenta impacto atribuible según criterios normativos del estudio.

● **Snapshots**

Con impacto

● **Pérdidas energéticas**

Con impacto

● **Cortocircuito**

Sin impacto

0 equipos con lcc sobre el 85 % de capacidad de ruptura

● **Flujo diario** ADICIONAL

Con impacto

La decisión considera snapshots, pérdidas (si aplican) y cortocircuito; el flujo diario es información adicional.

Estudios técnicos detallados

Comparación red **sin el proyecto** frente a red **con el proyecto** según los criterios del estudio (instantáneos, pérdidas cuando aplican y cortocircuito; el flujo diario se reporta como información adicional).

RESUMEN DE IMPACTO **DETALLE – SNAPSHOTS** DETALLE – PÉRDIDAS DETALLE – FLUJO DIARIO **ADICIONAL**

Escenario snapshot

Snapshot Dmin gen. máx (anual) ▾

Pérdidas no aplican en snapshots (se evalúan en el estudio de pérdidas separado). Variación = (con proyecto – escenario sin proyecto emparejado). «Sin empeoramiento» refleja el veredicto de la simulación para esa dimensión.

Criterio	Sin proyecto	Con proyecto	Variación (pp)	Sin empeoramiento
Tensión (% buses fuera de banda)	0.84%	10.91%	10.07 pp	● No
Líneas — corrientes (% líneas en sobrecarga)	0.03%	0.64%	0.61 pp	● No
Transformadores (% trafos en sobrecarga)	0.00%	0.00%	0.00 pp	● Sí

Variación de tensión en el punto de conexión (ΔV PC)

Diferencia de tensión en el punto de conexión con/sin el proyecto, con signo. Se evalúa la elevación de tensión contra el límite normativo según densidad del alimentador (Art. 3-19 NTCO).

V sin proyecto (p.u.)	V con (p.u.)	ΔV PC	Límite	Cumple
1.0100	1.0763	+6.57 %	6.00 %	● No

Congestión en transmisión

Evalúa si el flujo equivalente que la subestación inyecta a la red de transmisión supera la corriente máxima admisible. Solo aplica en escenarios de generación máxima y cuando hay flujo inverso en la cabecera del alimentador (la subestación pasa de consumir a inyectar).

Corriente límite agregada: $0 \cdot A \cdot \text{suma de líneas de salida de la subestación}$

Flujo en cabecera	Inyección otros PMGD	Demanda otros alimentadores	Flujo inverso zonal	Corriente equivalente	Utilización	Cumple
-4.825 kW (exportación)	39 kW	37.236 kW	Sin flujo inverso			● Sí 31

Estudios técnicos detallados

Comparación red **sin el proyecto** frente a red **con el proyecto** según los criterios del estudio (instantáneos, pérdidas cuando aplican y cortocircuito; el flujo diario se reporta como información adicional).

RESUMEN DE IMPACTO

DETALLE – SNAPSHOTS

DETALLE – PÉRDIDAS

DETALLE – FLUJO DIARIO **ADICIONAL**

Información adicional. El flujo horario diario es un análisis complementario del producto; no determina por sí solo la decisión de conexión.

Escenario de estudio diario


dia verano

Valores reportados por la simulación (% respecto al escenario). «Sin empeoramiento» refleja el veredicto de la simulación para esa dimensión.

Criterio	Sin proyecto	Con proyecto	Variación (pp)	Sin empeoramiento
Tensión (% buses fuera de banda)	5.50%	6.80%	1.30 pp	 No
Líneas — corrientes (% líneas en sobrecarga)	0.33%	0.92%	0.59 pp	 No
Transformadores (% trafos en sobrecarga)	1.71%	1.71%	0.00 pp	 Sí
Pérdidas (% tiempo sobre umbral)	0.00%	0.00%	0.00 pp	 Sí

Variación de tensión en el punto de conexión (ΔV PC)

Elevación máxima de tensión en el punto de conexión durante el día (minuto del máximo ΔV PC entre la simulación con y sin el proyecto/medida, con signo). Se compara con el límite normativo según densidad del alimentador (Art. 3-19 NTCO).

V sin proyecto (p.u.)	V con (p.u.)	ΔV PC	Límite	Minuto máx.	Cumple
0.9950	1.0630	+6.83 %	6.00 %	13:00	 No

Tensiones MT diarias con proyecto

Escenario

Día verano (con proyecto)

flujo día

Magnitud

Tensión en buses (deciles)

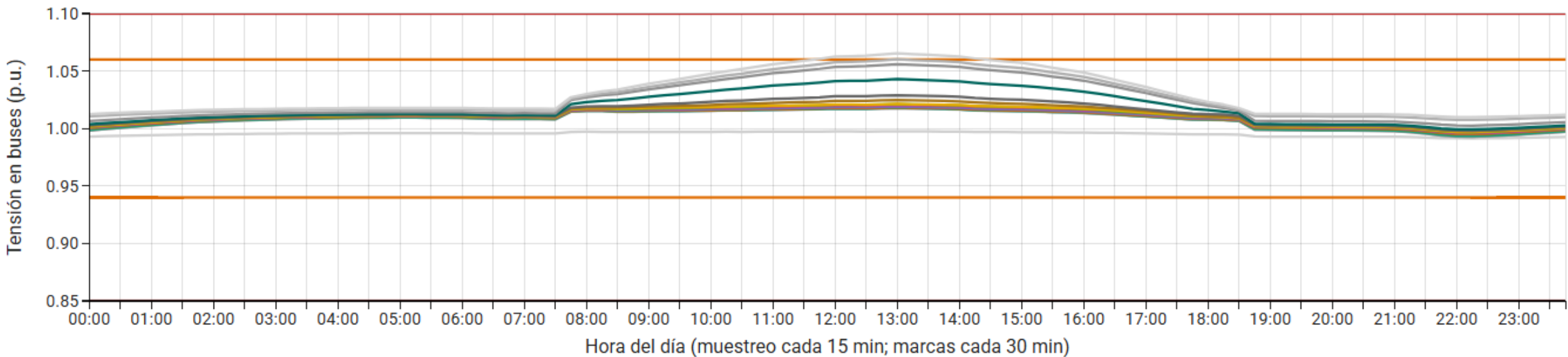
Nivel de tensión

Media tensión

Buses del nivel

1161

Criterios mostrados según densidad del alimentador en este estudio (media densidad). El corredor absoluto aplica a todos los buses; las bandas coloreadas corresponden al nivel seleccionado.



■ Límite absoluto (1.10 p.u.) ■ Límite absoluto (0.85 p.u.) ■ Banda MT máx (1.060 p.u.) ■ Banda MT mín (0.940 p.u.) ■ P0 ■ P2 ■ P5 ■ P10 ■ P20 ■ P30 ■ P40 ■ P50 ■ P60 ■ P70 ■ P80 ■ P90 ■ P95 ■ P98 ■ P100

Tensiones BT diarias

Sin proyecto

Escenario
Día verano (sin proyecto)

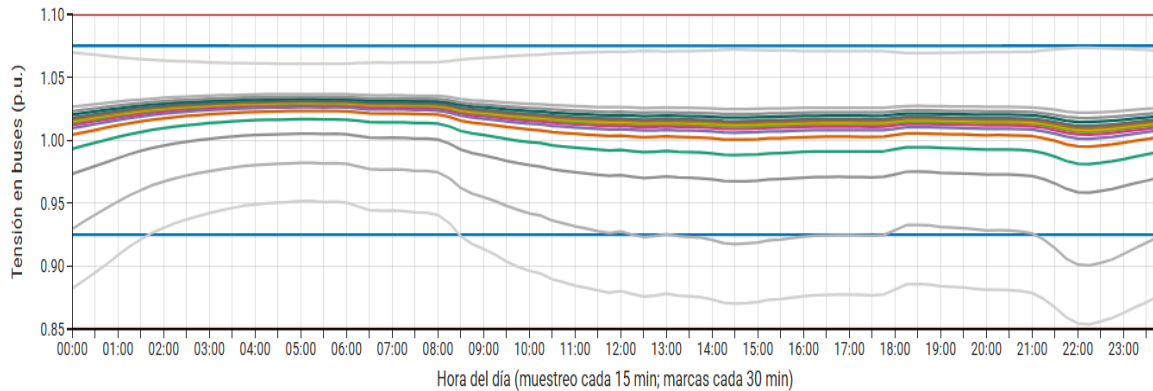
flujo día

Magnitud
Tensión en buses (deciles)

Nivel de tensión
Baja tensión

Buses del nivel
9193

Criterios mostrados según densidad del alimentador en este estudio (media densidad). El corredor absoluto aplica a todos los buses; las bandas coloreadas corresponden al nivel seleccionada.



Con proyecto

Escenario
Día verano (con proyecto)

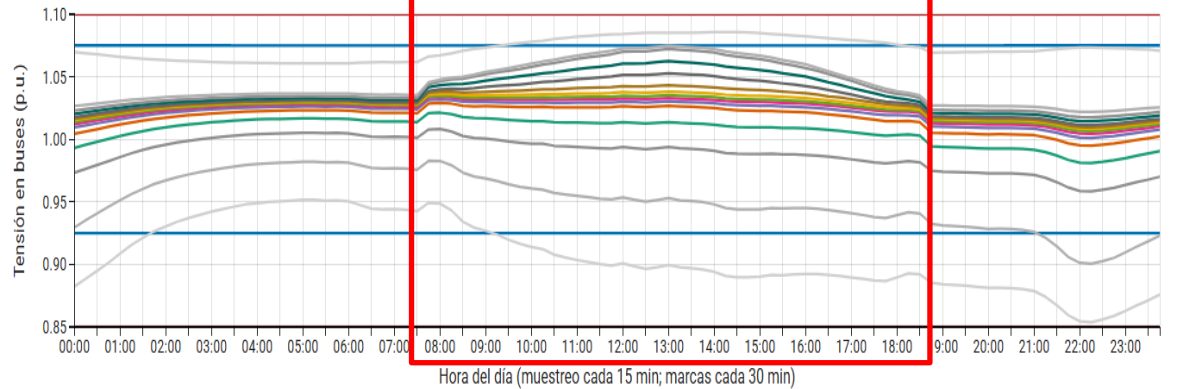
flujo día

Magnitud
Tensión en buses (deciles)

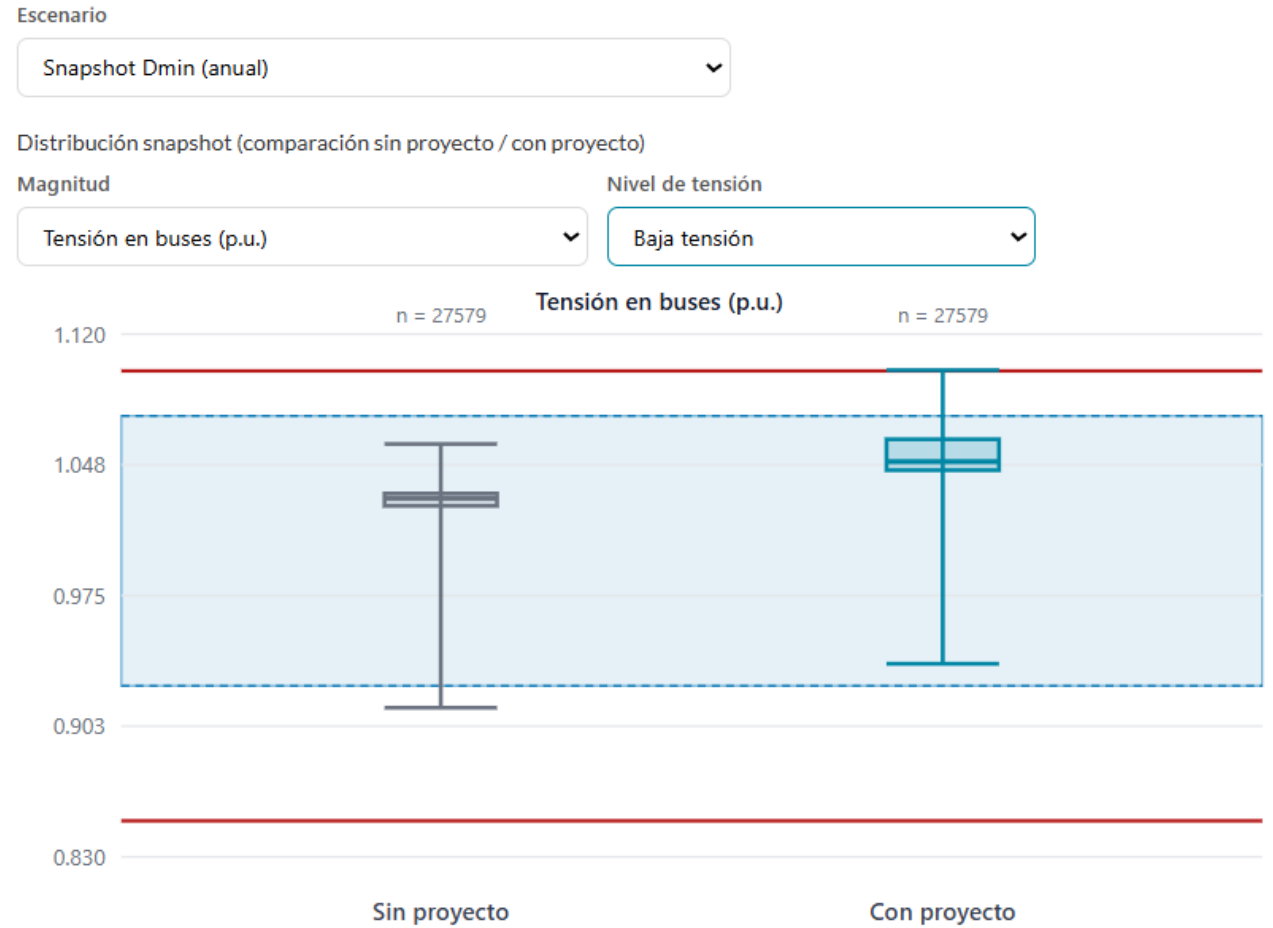
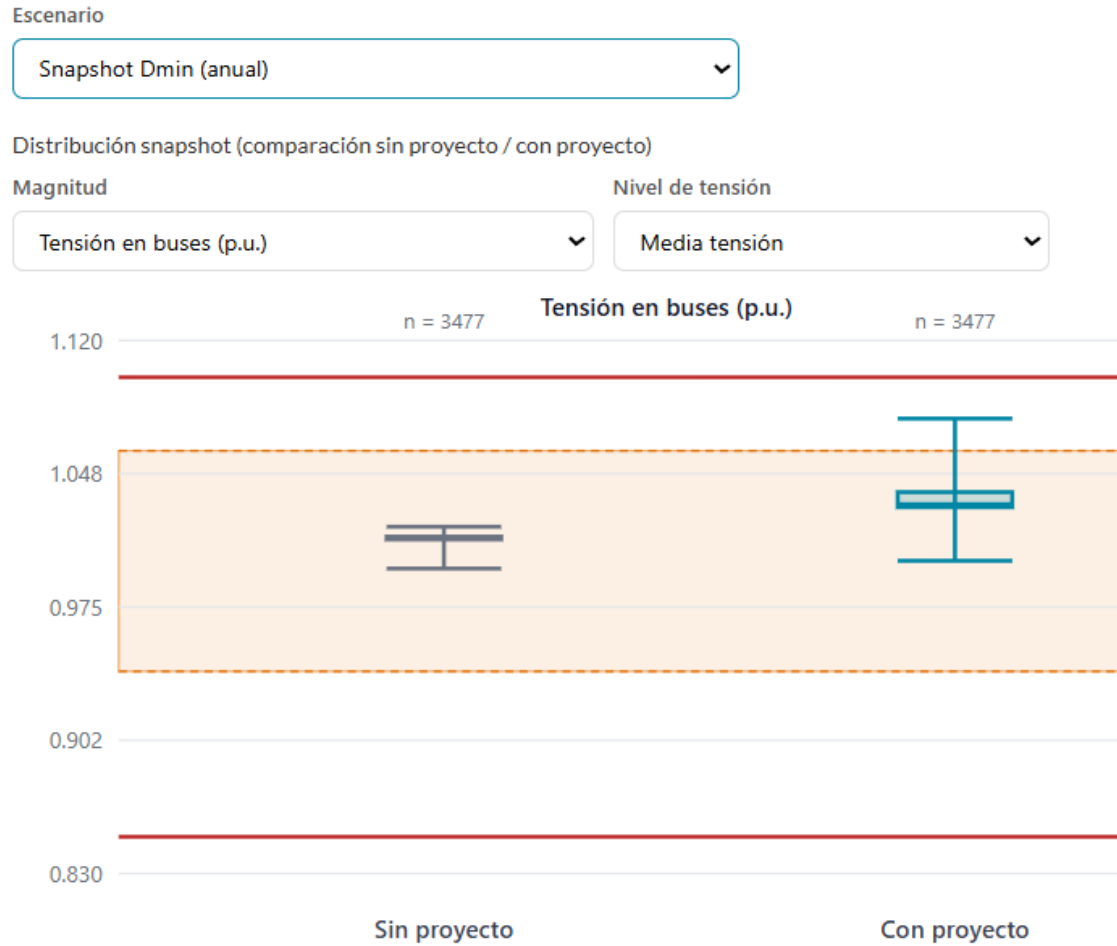
Nivel de tensión
Baja tensión

Buses del nivel
9193

Criterios mostrados según densidad del alimentador en este estudio (media densidad). El corredor absoluto aplica a todos los buses; las bandas coloreadas corresponden al nivel seleccionada.



Tensiones MT y BT sin y con proyecto PMGD



Mapas de impacto (atribuible al proyecto)

Mapa de impacto del proyecto

Seleccione el escenario sobre el que desea analizar el impacto del proyecto.

Escenario:

El mapa resalta los elementos cuyo problema es **causado por el proyecto** (existe con el proyecto y no existía sin él), comparando dentro del escenario **Snapshot Dmin**. Seleccione qué capa visualizar.

Tensión (tramos asociados a nodos afectados)

Líneas con sobre-utilización

Transformadores con sobre-utilización



Recomendaciones de Refuerzos

Refuerzos sugeridos (estudio base)

Elementos que el estudio base identifica como candidatos a refuerzo. Las medidas de inversión en mitigación reutilizan estas recomendaciones cuando aplica.

Tipo de elemento	ID / tramo	Capacidad anterior	Capacidad sugerida
Línea	mt38885	90.1 A	200 A
Línea	mt873	90.1 A	200 A
Línea	mt24352	90.1 A	200 A
Línea	mt58278	90.1 A	200 A
Línea	mt948	90.1 A	200 A
Línea	mt24261	90.1 A	200 A
Línea	mt35225	90.1 A	200 A
Línea	mt14274	90.1 A	245 A
Línea	mt24350	90.1 A	200 A
Línea	mt23778	90.1 A	200 A
Línea	mt342	90.1 A	200 A
Línea	mt40026	90.1 A	200 A
Línea	mt56239	90.1 A	200 A
Línea	mt24346	90.1 A	200 A
Línea	mt17527	90.1 A	200 A

Configuración de medidas de mitigación

Escenarios de mitigación (5/7)

Cada fila es un escenario evaluado por el motor. En **Combinación** puede apilar medidas atómicas distintas; el orden es el de la lista. Máximo **6** sub-medidas y **cada tipo** (taps, reactivo) **solo una vez** por combinación.

Escenario 1 **INDIVIDUAL**

Tipo de escenario

Cambio de conductor

Clasificación (costeo)

inversion

Se aplicarán los refuerzos sugeridos del estudio base. No requiere parámetros adicionales.

Escenario 2 **INDIVIDUAL**

Tipo de escenario

Cambio de transformador

Clasificación (costeo)

inversion

Se aplicarán los refuerzos sugeridos del estudio base. No requiere parámetros adicionales.

Escenario 3 **INDIVIDUAL**

Tipo de escenario

Batería

Clasificación (costeo)

inversion

Potencia (kW)

1000

Energía (kWh)

5000

Bloque carga

11:00-16:00

Bloque descarga

18:00-23:00

Configuración de medidas de mitigación

Escenario 4 **INDIVIDUAL** [Eliminar escenario](#)

Tipo de escenario: Reducción de potencia de inyección
Clasificación (costeo): operacional

Potencia de inyección (kW): 6000
Debe ser mayor que 0 y menor que la potencia nominal del proyecto (9000 kW).

Escenario 5 **COMBINACIÓN** [Eliminar escenario](#)

Tipo de escenario: Combinación
Clasificación (costeo): inversion

Control FP inversor Reducción de potencia de inyección Cambio de conductor

Sub-medida 1 [Quitar](#)

Naturaleza FP (bloque): Inductivo (atrasado)
FP bloque: 0.98 (0.95 – 1.00) FP fuera bloque: 1.00 (0.95 – 1.00) Inicio bloque: 11:00 Fin bloque: 16:00

PMGD (NTCO): inductivo $\geq 0,95$; capacitivo $\geq 0,96$ (Art. 3-19/3-31).

Sub-medida 2 [Quitar](#)

Potencia de inyección (kW): 6000
Debe ser mayor que 0 y menor que la potencia nominal del proyecto (9000 kW).

Sub-medida 3 [Quitar](#)

Se aplicarán los refuerzos sugeridos del estudio base. No requiere parámetros adicionales.

[+ Añadir medida a la combinación](#)

40

Resumen resultados estudios

Medida combinada permite conexión

Resumen de cumplimiento y costos

Panorama ejecutivo del estudio base y efecto de cada medida. Las filas normativas determinan el cumplimiento del proyecto; las filas Adicional son información de valor agregado del producto y no definen la decisión de conexión. Las medidas operacionales no implican inversión significativa.

● **Snapshots**
Con impacto

● **Pérdidas energéticas**
Con impacto

● **Cortocircuito**
Sin impacto
0 equipos con lcc sobre el 85 % de capacidad de ruptura

● **Flujo diario** ADICIONAL
Con impacto



La decisión considera snapshots, pérdidas (si aplican) y cortocircuito; el flujo diario es información adicional.

Tipo	Criterio	Con proyecto (sin mitigación)	conductor (#1)	transformador (#2)	bateria (#3)	reduccion potencia (#4)	combinacion (#5)
NORMATIVO	Snapshots — tensión	● No cumple	● No cumple	● No cumple	● No cumple	● Cumple	● Cumple
NORMATIVO	Snapshots — líneas	● No cumple	● Cumple	● No cumple	● No cumple	● No cumple	● Cumple
NORMATIVO	Snapshots — transformadores	● Cumple	● Cumple	● Cumple	● Cumple	● Cumple	● Cumple
NORMATIVO	Cortocircuito	● Cumple	● Cumple	● Cumple	● Cumple	● Cumple	● Cumple
NORMATIVO	Pérdidas — estudio 24×96 (Art. 3-26)	● No cumple	● No cumple	● No cumple	● No cumple	● Cumple	● Cumple
ADICIONAL	Flujo horario — tensión (diario)	● No cumple	● No cumple	● No cumple	● No cumple	● Cumple	● Cumple
ADICIONAL	Flujo horario — líneas (diario)	● No cumple	● Cumple	● No cumple	● No cumple	● No cumple	● Cumple
ADICIONAL	Flujo horario — transformadores (diario)	● Cumple	● Cumple	● Cumple	● Cumple	● Cumple	● Cumple
Costo estimado		—	\$41.178 USD	\$0 USD	\$ 750.000 USD	Sin inversión	\$41.178 USD

Normativo: entra en el veredicto formal / decisión de conexión. **Adicional:** información de valor agregado del producto; no determina por sí sola la decisión.

Comparación gráfica

Análisis gráfico por escenario

Seleccione una simulación y los casos a comparar lado a lado (panel izquierdo y derecho).

Simulación

Día verano

Panel izquierdo

Con proyecto (sin mitigación)

Panel derecho

combinacion (#5)

Magnitud (flujo diario)

Tensión en buses (deciles)

Con proyecto (sin mitigación)

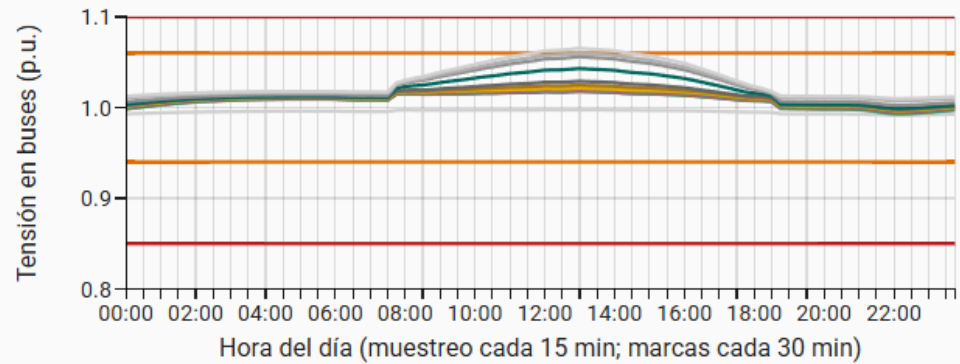
Nivel de tensión

Media tensión

Buses del nivel

1161

Criterios mostrados según densidad del alimentador en este estudio (media densidad). El corredor absoluto aplica a todos los buses; las bandas coloreadas corresponden al nivel seleccionado.



- Límite absoluto (1.10 p.u.)
- Límite absoluto (0.85 p.u.)
- Banda MT máx (1.060 p.u.)
- Banda MT mín (0.940 p.u.)
- P0
- P2
- P5
- P10
- P20
- P30
- P40
- P50
- P60
- P70
- P80
- P90
- P95
- P98
- P100

combinacion (#5)

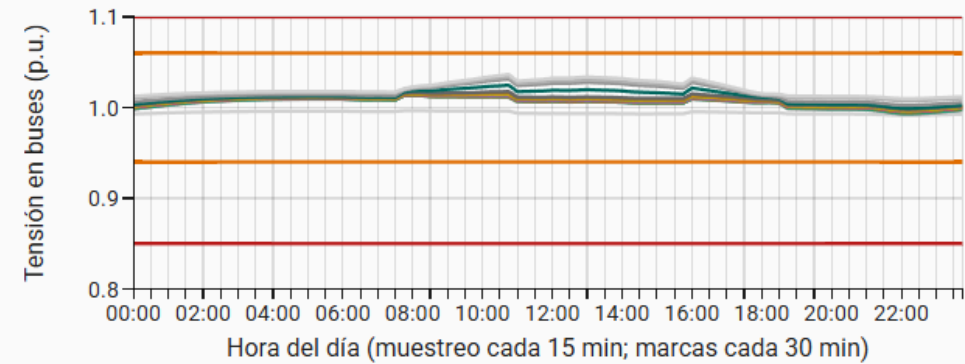
Nivel de tensión

Media tensión

Buses del nivel

1161

Criterios mostrados según densidad del alimentador en este estudio (media densidad). El corredor absoluto aplica a todos los buses; las bandas coloreadas corresponden al nivel seleccionado.



- Límite absoluto (1.10 p.u.)
- Límite absoluto (0.85 p.u.)
- Banda MT máx (1.060 p.u.)
- Banda MT mín (0.940 p.u.)
- P0
- P2
- P5
- P10
- P20
- P30
- P40
- P50
- P60
- P70
- P80
- P90
- P95
- P98
- P100

Comparación gráfica

Análisis gráfico por escenario

Seleccione una simulación y los casos a comparar lado a lado (panel izquierdo y derecho).

Simulación

Día verano

Panel izquierdo

Con proyecto (sin mitigación)

Panel derecho

combinacion (#5)

Magnitud (flujo diario)

Tensión en buses (deciles)

Con proyecto (sin mitigación)

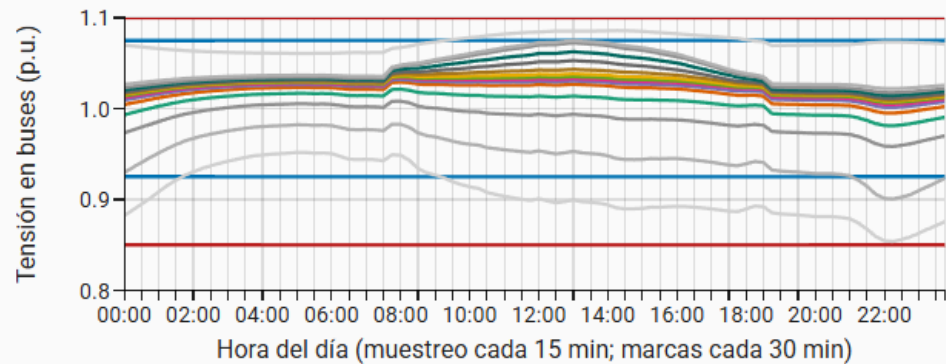
Nivel de tensión

Baja tensión

Buses del nivel

9193

Crterios mostrados según densidad del alimentador en este estudio (media densidad). El corredor absoluto aplica a todos los buses; las bandas coloreadas corresponden al nivel seleccionado.



■ Límite absoluto (1.10 p.u.) ■ Límite absoluto (0.85 p.u.) ■ Banda BT máx (1.075 p.u.)
■ Banda BT mín (0.925 p.u.) ■ P0 ■ P2 ■ P5 ■ P10 ■ P20 ■ P30 ■ P40 ■ P50
■ P60 ■ P70 ■ P80 ■ P90 ■ P95 ■ P98 ■ P100

combinacion (#5)

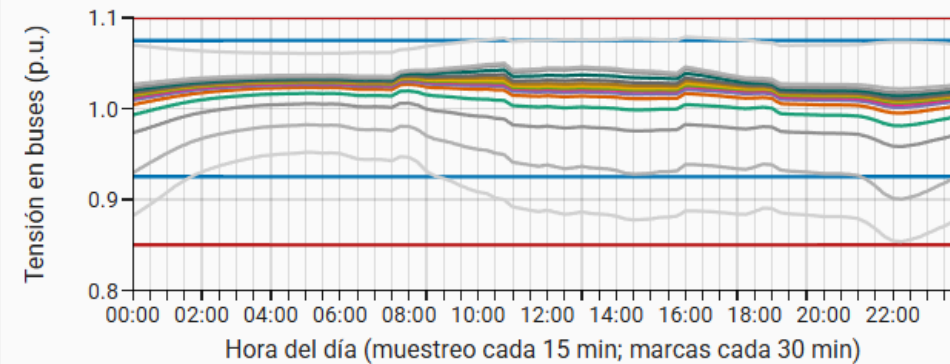
Nivel de tensión

Baja tensión

Buses del nivel

9193

Crterios mostrados según densidad del alimentador en este estudio (media densidad). El corredor absoluto aplica a todos los buses; las bandas coloreadas corresponden al nivel seleccionado.



■ Límite absoluto (1.10 p.u.) ■ Límite absoluto (0.85 p.u.) ■ Banda BT máx (1.075 p.u.)
■ Banda BT mín (0.925 p.u.) ■ P0 ■ P2 ■ P5 ■ P10 ■ P20 ■ P30 ■ P40 ■ P50
■ P60 ■ P70 ■ P80 ■ P90 ■ P95 ■ P98 ■ P100

Comparación gráfica

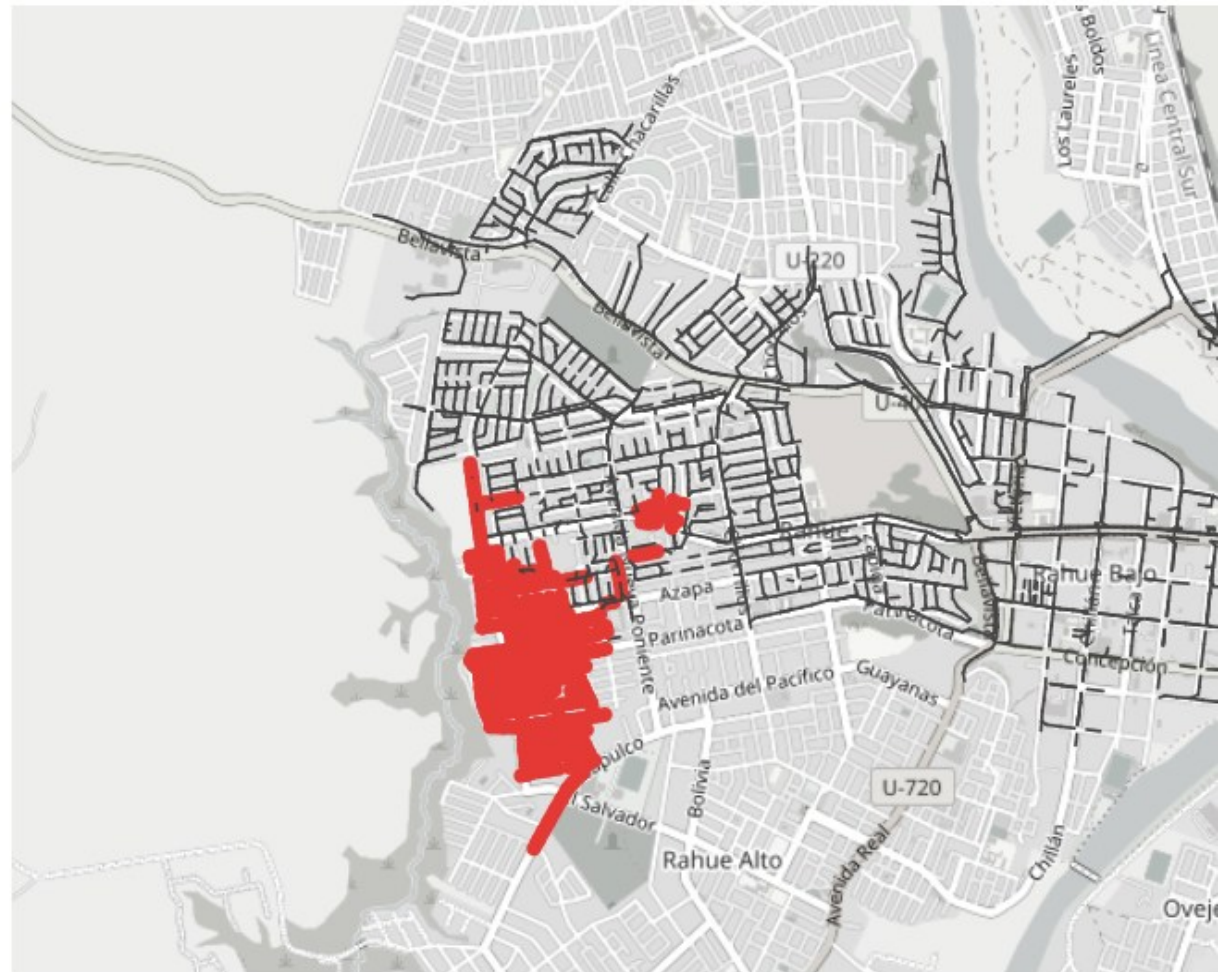
Caso: Escenario:

El mapa resalta los elementos cuyo problema **persiste o aparece** respecto del caso **sin proyecto**, evaluando dentro d

Tensión (tramos asociados a nodos afectados)

Líneas con sobre-utilización

Transf



Caso: Escenario:

El mapa resalta los elementos cuyo problema **persiste o aparece** respecto del caso **sin proyecto**, evaluando dentro

Tensión (tramos asociados a nodos afectados)

Líneas con sobre-utilización

Trans

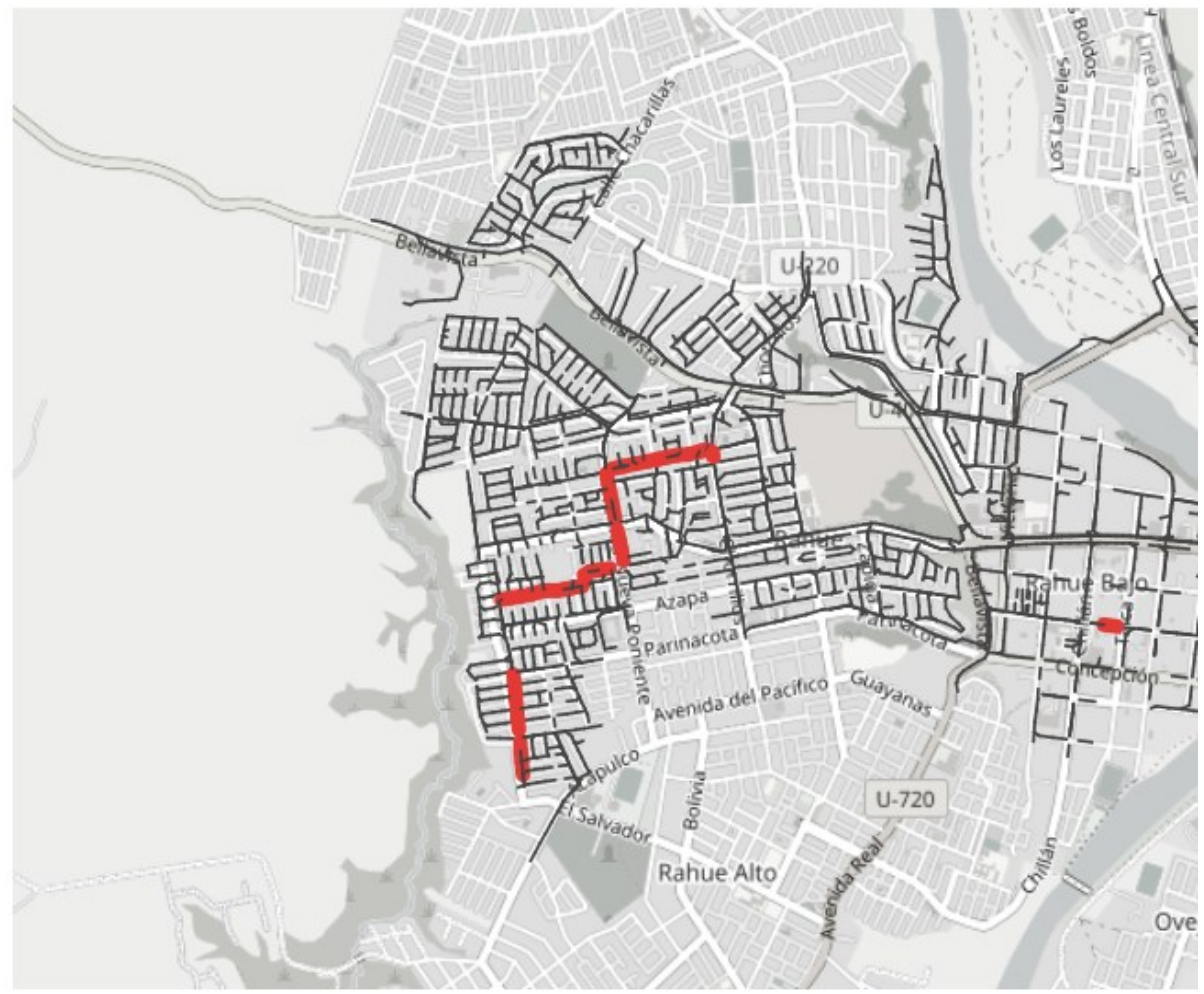
No se introducen nuevos elementos en falla para esta capa.



Caso: Escenario:

El mapa resalta los elementos cuyo problema **persiste o aparece** respecto del caso **sin proyecto**, evaluando dentro de

- Tensión (tramos asociados a nodos afectados)
- Líneas con sobre-utilización**
- Transf



Caso: Escenario:

El mapa resalta los elementos cuyo problema **persiste o aparece** respecto del caso **sin proyecto**, evaluando dentro de

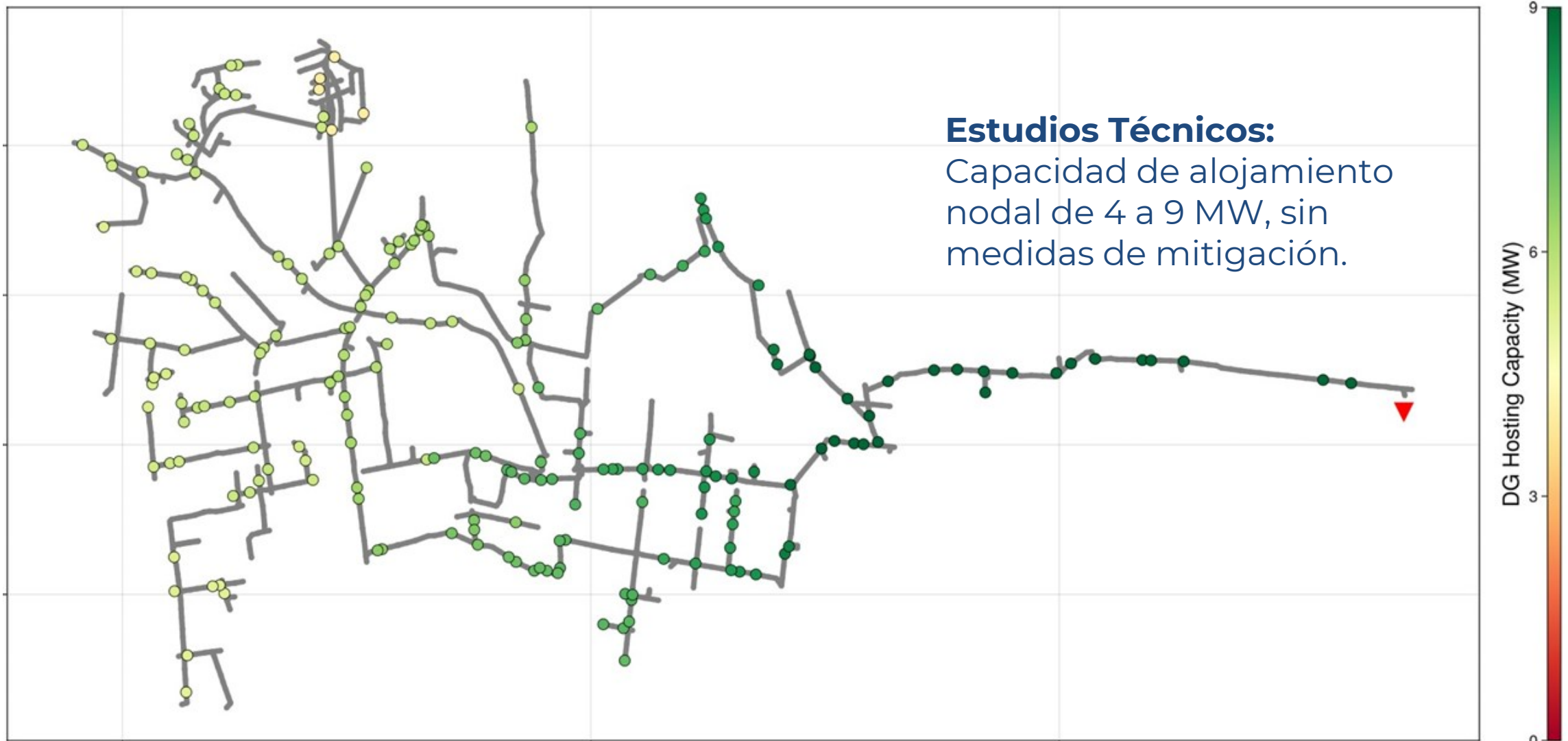
- Tensión (tramos asociados a nodos afectados)
- Líneas con sobre-utilización**
- Transf

No se introducen nuevos elementos en falla para esta capa.



HC PMGD basada en procedimientos vigentes

Resultados del caso de estudio



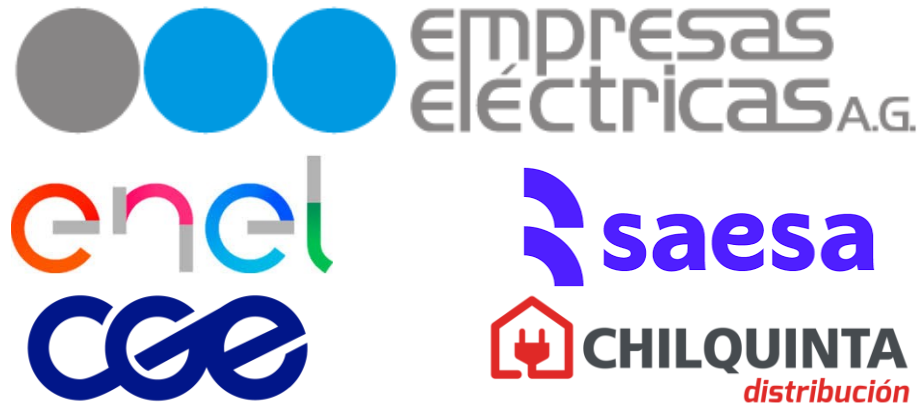
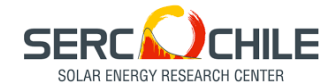
Take aways

- Plataforma online para **evaluar la conexión de proyectos FV** según la **regulación** chilena en **cualquier zona** de concesión → **“one-stop shopping”** (adaptable a otros países).
- Herramientas de cálculo y modelos de redes Chilenas reales MT-BT, validados con criterio y participación de la industria: desarrolladores de proyectos FV, distribuidoras, SEC y el MEN.
- Estudios de Capacidad de Alojamiento “clásico” y “basado en la regulación vigente”, a nivel Netbilling y PMGD.
- Posibilidad de generar mapas de calor para HC.
- Muchas posibilidades para distintos estudios eléctricos en distribución.

Agradecimientos

Financiamiento y apoyo:

- ANID/FONDEF/ID24110476
- ANID/FONDECYT/11241472
- ANID/FONDAP/1523A0006 "Solar Energy Research Center" - SERC-Chile.



Diseño web y gestión en la nube:



Publicaciones académicas

- R. Ugarte, I. Pérez, B. Severino y L. Gutierrez-Lagos, "Efficient Monte Carlo Simulation for Distributed Generation Hosting Capacity based on Statistical Distribution Analysis," a presentarse en 2026 Power Systems Computation Conference (PSCC), Limassol, Chipre, 2026.
- I. Pérez, B. Severino, L. Gutierrez-Lagos y D. Olivares, "A Computational Platform to Assess the Integration of Renewable Distributed Generation in Chile," presentado en 2024 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies – Europe (ISGT-Europe), Dubrovnik, Croacia, 2024, pp. 1-6, DOI: [10.1109/ISGTEUROPE62998.2024.10863501](https://doi.org/10.1109/ISGTEUROPE62998.2024.10863501).
- B. Severino, L. Gutierrez-Lagos y D. Olivares, "Computational Platform to Assess DER Hosting Capacity in Real MV-LV Networks: The Case of Osorno and Valdivia in Chile," presentado en 2023 IEEE PES CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON), Valdivia, Chile, 2023, pp. 1-6, DOI: [10.1109/CHILECON60335.2023.10418733](https://doi.org/10.1109/CHILECON60335.2023.10418733).

¿Quieres profundizar en VisionDERRED?

Declara interés en el próximo tutorial y workshop de beta testing (fecha por confirmar)

Queremos explorar distintos casos de uso:

- Evaluaciones PMGD+BESS, VPP
- Estudios de operación y planificación para empresas de distribución
- Impacto en la red de distribución de la adopción de distintas tecnologías (VE, bombas de calor, etc.)



VISIONDERRED

DATOS Y AUTOMATIZACIÓN PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA



VisiónDERRED
CENTER FOR ENERGY TRANSITION
UNIVERSIDAD ADOLFO IBÁÑEZ

Luis Gutiérrez
Universidad Adolfo Ibáñez, Chile
luis.gutierrez.l@uai.cl

12 mayo 2026

Caso de estudio: Evaluación PMGD

- Resultados detallados
- Disponibles para los diferentes estudios y escenarios.
- Compara las medidas que tu quieras contra el caso base y con proyecto sin mitigaciones.

conductor (#1)
 transformador (#2)
 batería (#3)
 reducción potencia (#4)
 combinación (#5)

[DETALLE – SNAPSHOTS](#)
[DETALLE – PÉRDIDAS](#)
[DETALLE – FLUJO DIARIO](#)
[ADICIONAL](#)

Escenario snapshot

Snapshot Dmin gen. máx (anual) ▼

«Sin empeoramiento» refleja el veredicto de la simulación por criterio. La columna de variación se colorea por signo: rojo si empeora, verde si mejora o igual.

Criterio	Sin proyecto	Con proyecto	Variación vs base (pp)	Sin empeoramiento	batería (#3) (%)	batería (#3) Var. vs base	batería (#3) Var. vs proyecto	batería (#3) Sin empeoramiento	combinación (#5) (%)	combinación (#5) Var. vs base	combinación (#5) Var. vs proyecto	combinación (#5) Sin empeoramiento
Tensión (% buses fuera de banda)	0.84%	10.91%	10.07 pp	No cumple	9.16%	8.32 pp	-1.75 pp	No cumple	0.16%	-0.68 pp	-10.75 pp	Cumple
Líneas — corrientes (% líneas en sobrecarga)	0.03%	0.64%	0.61 pp	No cumple	0.64%	0.61 pp	0.00 pp	No cumple	0.03%	0.00 pp	-0.61 pp	Cumple
Transformadores (% trafos en sobrecarga)	0.00%	0.00%	0.00 pp	Cumple	0.00%	0.00 pp	0.00 pp	Cumple	0.00%	0.00 pp	0.00 pp	Cumple

Variación de tensión en el punto de conexión (ΔV PC)

Diferencia de tensión en el punto de conexión con/sin el proyecto, con signo. Se evalúa la elevación de tensión contra el límite normativo según densidad del alimentador (Art. 3-19 NTCO).

Caso	V sin proyecto (p.u.)	V con (p.u.)	ΔV PC	Límite	Cumple
Con proyecto (sin mitigación)	1.0100	1.0763	+6.57 %	6.00 %	No
batería (#3)	1.0100	1.0693	+5.87 %	6.00 %	Sí
combinación (#5)	1.0100	1.0451	+3.48 %	6.00 %	Sí

Congestión en transmisión

Evalúa si el flujo equivalente que la subestación inyecta a la red de transmisión supera la corriente máxima a subestación pasa de consumir a inyectar).

Corriente límite agregada: 0 A · suma de líneas de salida de la subestación

Caso	Flujo en cabecera	Inyección otros PMGD	Demanda otros alimentadores	Flujo inverso zonal	Corriente equivalente	Utilización	Cumple
Con proyecto (sin mitigación)	-4.825 kW (exportación)	39 kW	37.236 kW	Sin flujo inverso			Sí
batería (#3)	-3.931 kW (exportación)	39 kW	37.236 kW	Sin flujo inverso			Sí
combinación (#5)	-2.230 kW (exportación)	39 kW	37.236 kW	Sin flujo inverso			Sí

¿Es más transmisión la solución?

TOPICS EXPLORE PROJECTS

Dialogue Earth



Chile's longest power line could speed up the shift to renewables

Backed by a Chile-China consortium, the Kimal-Lo Aguirre line could bring more solar and wind energy onto the grid, but some are contesting its downsides

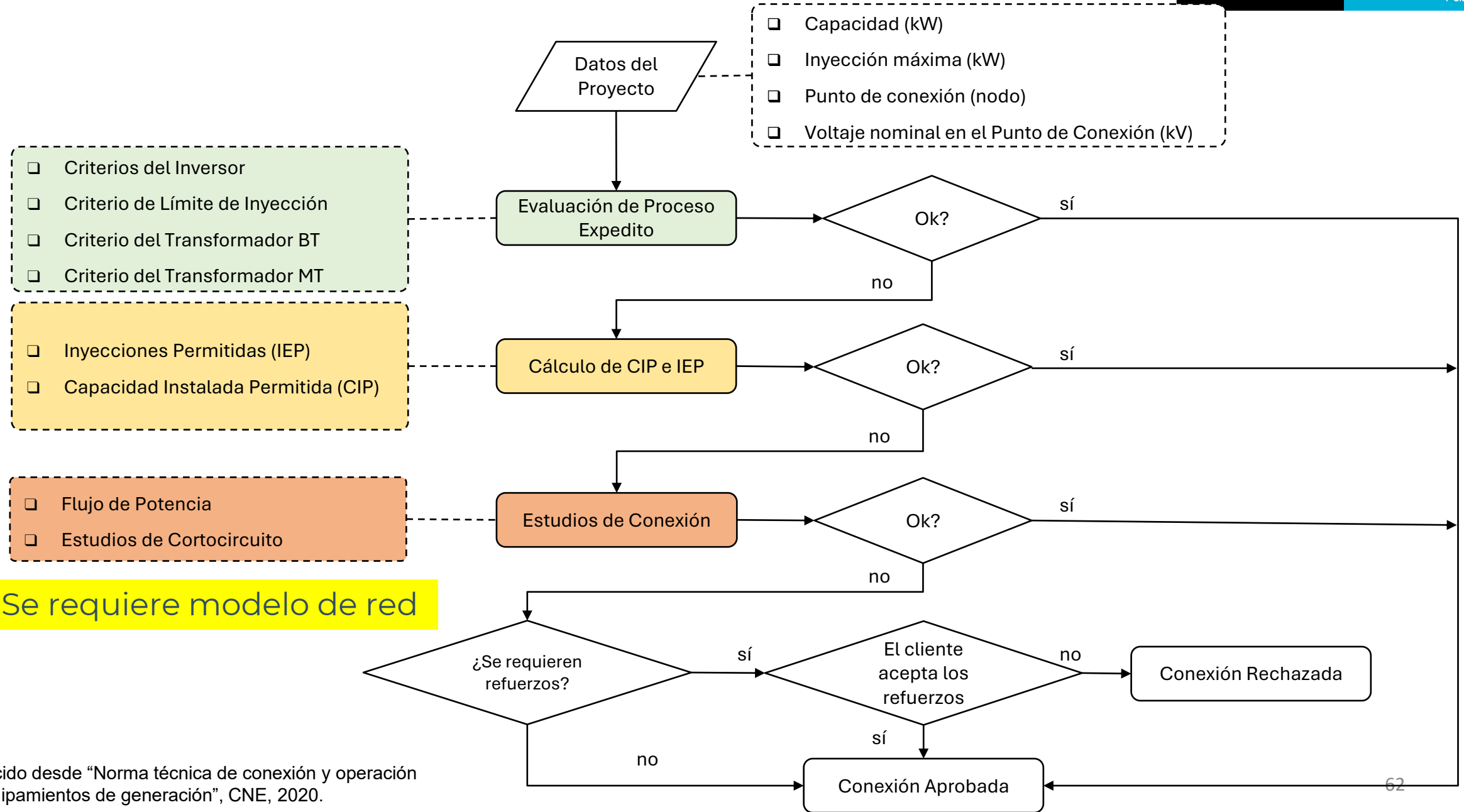
- Primera línea HVDC en Chile (3.000 MW)
- Más de 1.300 km desde Antofagasta a Santiago (29 comunas... y permisos)
- Se espera que esté lista en 2029!! (con algo de suerte)

El futuro es Distribuido! necesitamos cuantificar el HC
Oportunidad para automatizar los estudios de conexión

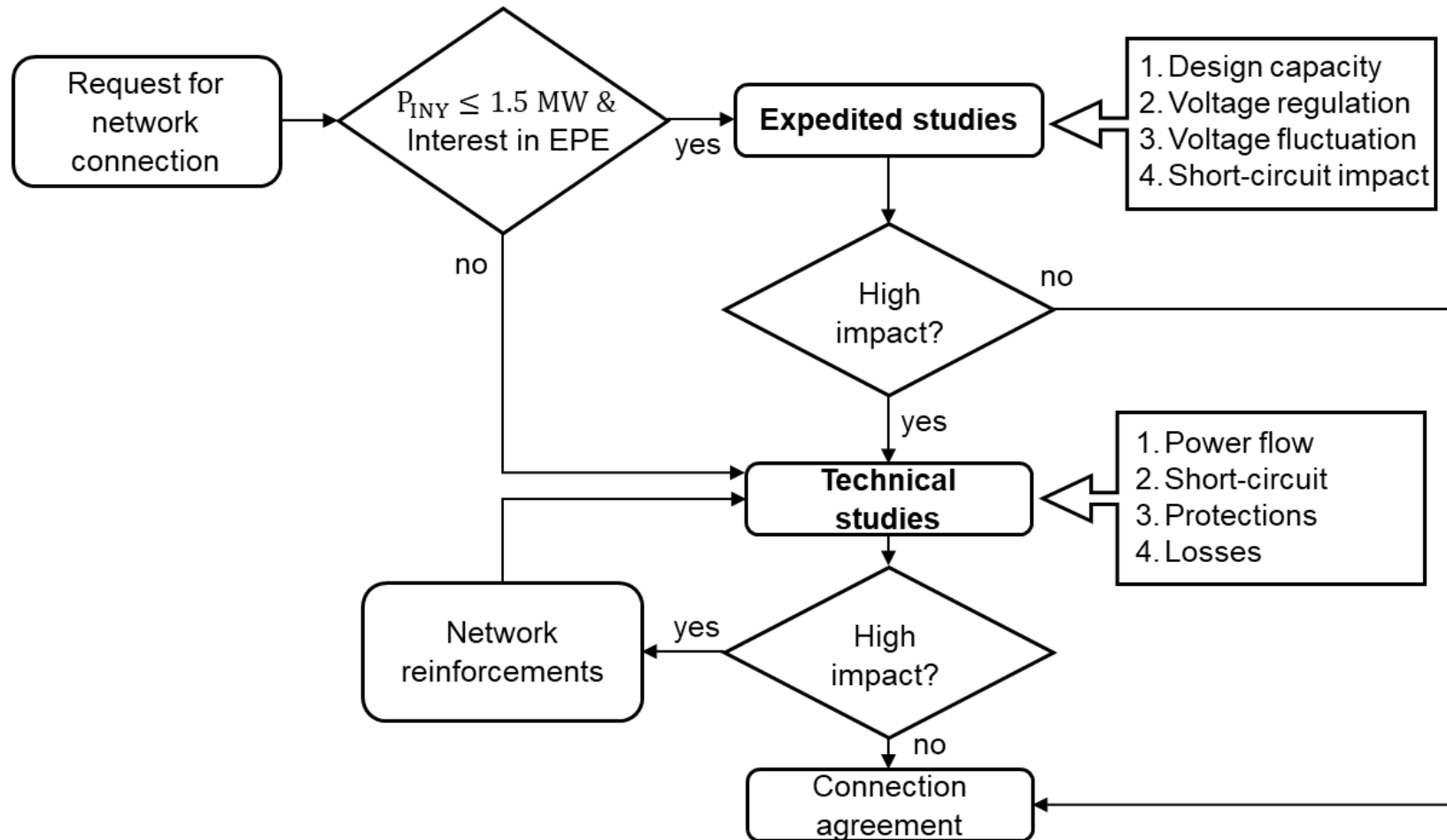
Chile plans to build a 1,342-kilometre power line



Proceso de Conexión FV: Diagrama General



Procedimiento de evaluación de conexión de PMGD



Estudios Técnicos	
Estudio	Restricciones
Flujo de Potencia	<ul style="list-style-type: none"> • $0.94\text{pu} \leq V_{\text{pu}} \leq 1.06\text{pu}$ • Sin congestiones en líneas y transformadores. • Sin congestiones en AT debido a flujos de potencia inversos.
Cortocircuito	<ul style="list-style-type: none"> • Los niveles de cortocircuito monofásico, bifásico, trifásico y bifásico a tierra no superan el 85% de la capacidad de ruptura de ningún dispositivo de protección del alimentador.
Protección	<ul style="list-style-type: none"> • La coordinación entre curvas de sobrecorriente es de al menos 100 ms para dispositivos de protección adyacentes.
Pérdidas	<ul style="list-style-type: none"> • El proyecto de GD no provoca un aumento de las pérdidas anuales superior al 10%.

Proceso de Conexión FV en Techos: Expedito (Criterios Simples):

- 1. Conexión por inversor:** si la GD se conecta mediante inversores, cumple con la primera de las restricciones.
- 2. Criterio de límite de inyección:** la capacidad instalada de la GD debe ser menor o igual a la capacidad del punto de conexión y menor a 10 kW para BT y 30 kW para MT.
- 3. Criterio de Capacidad del Transformador (BT):** aplicable solo a conexiones en BT. La capacidad instalada de la GD sumada a la capacidad de otras instalaciones de generación conectadas o planificadas, no debe exceder el 20% de la capacidad del transformador al que se conecta.
- 4. Criterio de capacidad del alimentador (MT):** criterio aplicable solo a conexiones en MT, donde la capacidad instalada de la GD sumada a la capacidad de otras instalaciones de generación conectadas o planificadas, no debe exceder el 15% de la capacidad nominal en la cabecera del alimentador en el que se conecta.

Proceso de conexión de FV en techos:

Inyecciones Permitidas (IEP)

Capacidad Instalada Permitida (CIP)

La CIP y la IEP deben determinarse según el tipo de generador, que se encuentra en una de las siguientes 4 categorías:

1. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red desde un sistema de almacenamiento
2. Sistemas basados en inversor, excluyendo los sistemas de generación fotovoltaica
3. Sistemas basados en máquinas síncronas, o
4. Sistemas basados en máquinas asíncronas.

Se calculan con ecuaciones algebraicas. No se requieren modelos completos.

Conservador: escenario de mínima demanda y máxima generación