

CECACIER: Serie Conferencias Virtuales

Planificación de Redes de Distribución Inteligentes y Sustentables - Parte III



REIDGRUPO I+D

REDES ELÉCTRICAS
INTELIGENTES DE DISTRIBUCIÓN

IEE-UNSJ-CONICET

Dr. Ing. Mauricio SAMPER

Agosto 2020

www.iee-unsjconicet.org

msamper@iee-unsjconicet.org

CONICET



INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

REID Grupo I+D: Red Inteligente Cauçete



IEE con **DECSA** (Distribuidora Eléctrica Cauçete S.A.), dependiente Ministerio Infraestructura y Servicios Públicos del Gobierno San Juan, desarrollan proyecto “**Red Inteligente Cauçete**”

OBJETIVO: **transformar** parte de la red actual de distribución eléctrica de la Ciudad de Cauçete gestionada por **DECSA** en una “**red inteligente**” modelo

DESAFÍO realizar un mejor uso de nuevas tecnologías e información para que la distribuidora pueda administrar mejor sus recursos y el ciudadano pueda gestionar su consumo más eficiente

VISIÓN de lograr un uso más racional y económico de la energía eléctrica y mejorar la calidad del servicio, *con generación solar FV, esquemas avanzados de tele-medicación y respuesta de la demanda*



VER: <https://youtu.be/snVg5UCWT9E>



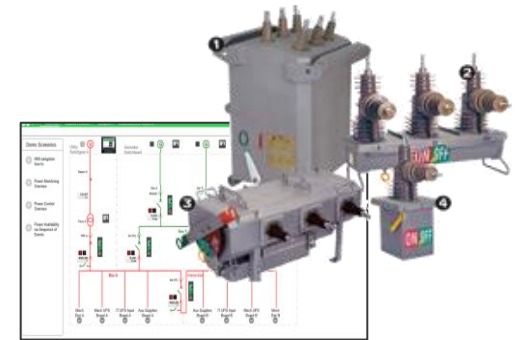


1. Instalar un sistema de medición inteligente (AMI), que permita recolectar datos y parámetros eléctricos (energía, tensión, etc.)



2. Instalar generación distribuida y registradores especiales en puntos estratégicos de la red (residenciales, comerciales, etc.)

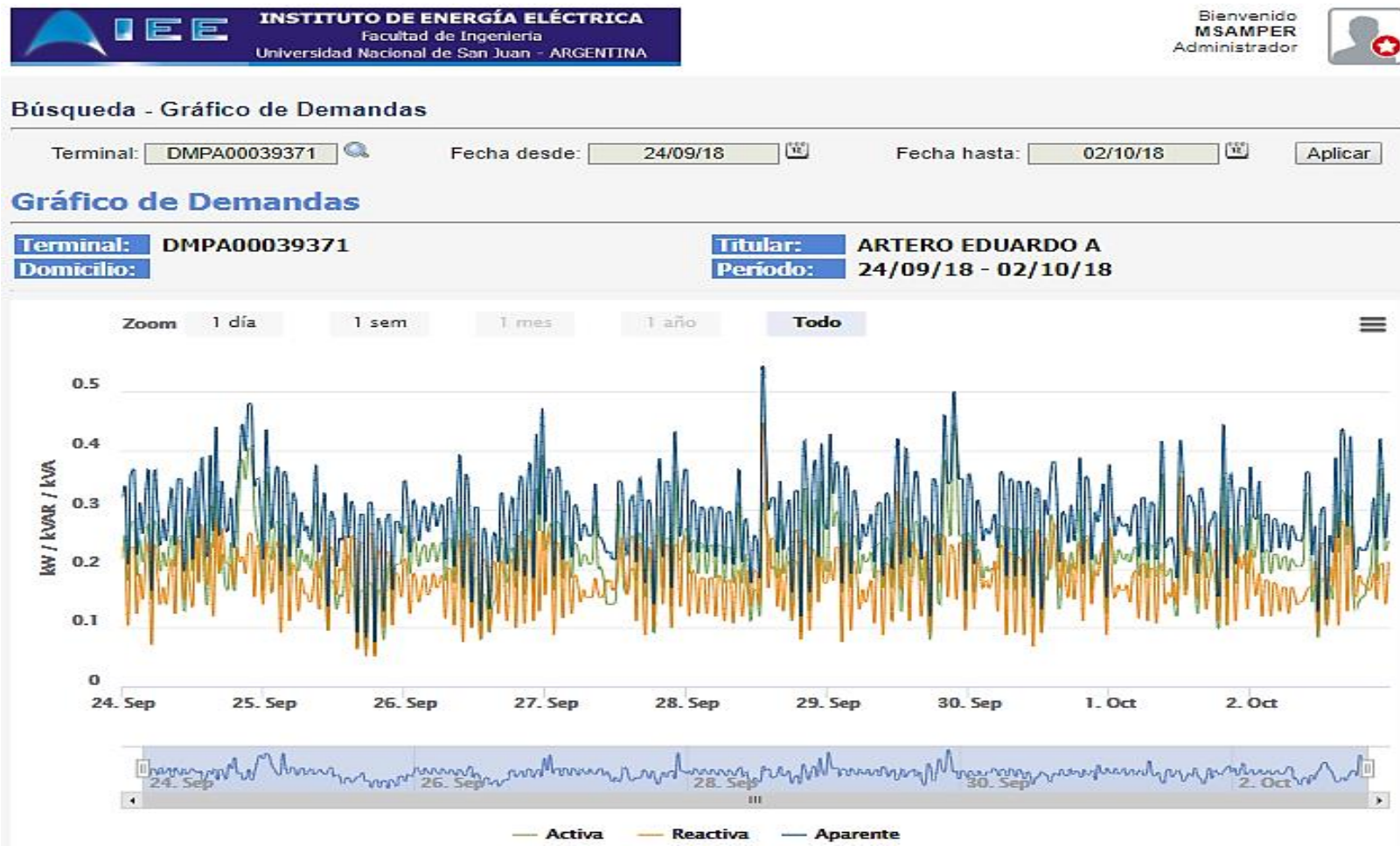
3. Incrementar el uso de automatización y protección inteligente en la red (comunicación, herramientas de análisis, gestión y control)



4. Implementar herramientas de análisis de información para lograr un uso más eficiente de los recursos disponibles tanto de la distribuidora como de los usuarios

1. AMI: Tele-medición real online de prosumidores

- DECSA posee 11.750 usuarios, con una demanda máxima de casi **20 MW**
- Se han instalado **330 medidores inteligentes** en usuarios residenciales, comerciales e industriales; y se espera duplicar esa cantidad al 2021



2. GDR: Instalaciones realizadas

Seis generadores fotovoltaicos ya instalados



3 Instalaciones

Residenciales (1600 a
2600 Wp)

1 Techo de la distribuidora
(3600Wp)

1 Techo de estacionamiento
de la terminal de
ómnibus (3600Wp)

1 Instalación para bombeo
de agua (17kWp)

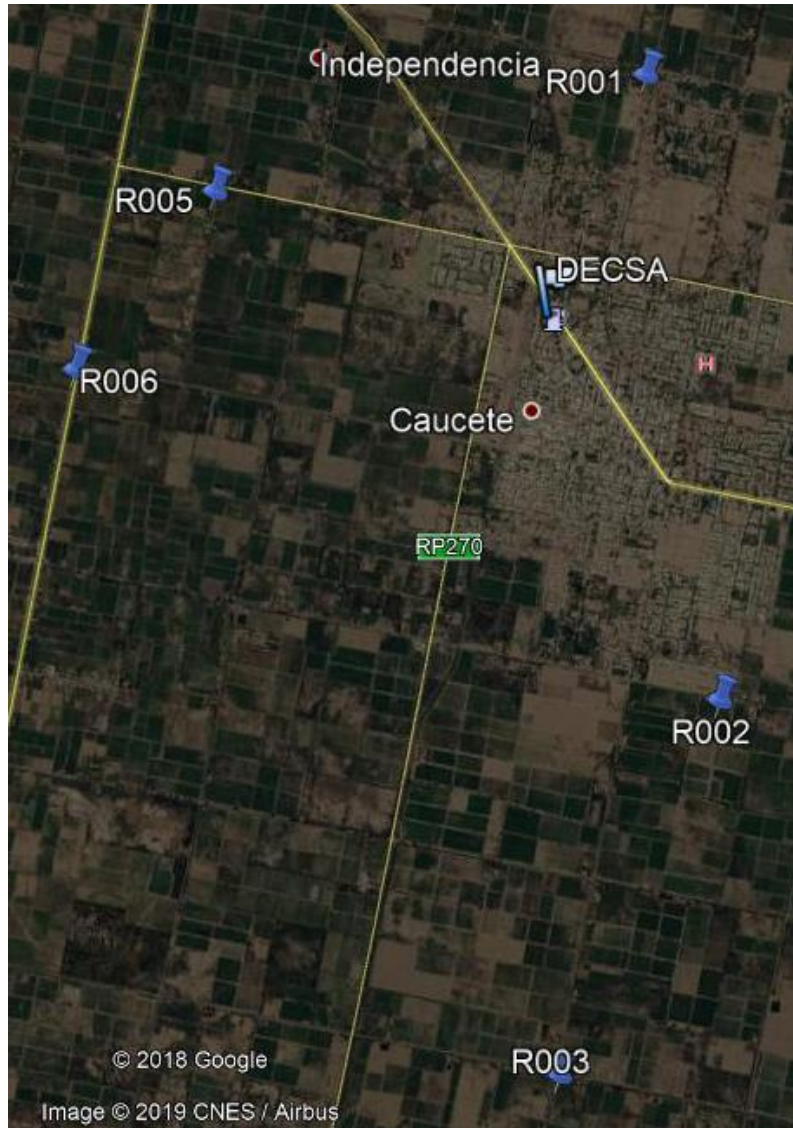


Instalaciones conectadas a red (on-grid)

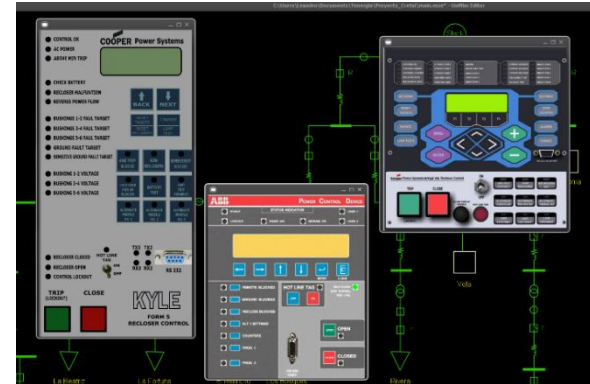
Sin almacenamiento

Monitoreados remotamente

3. AUTOMATIZACION RED: Reconectores

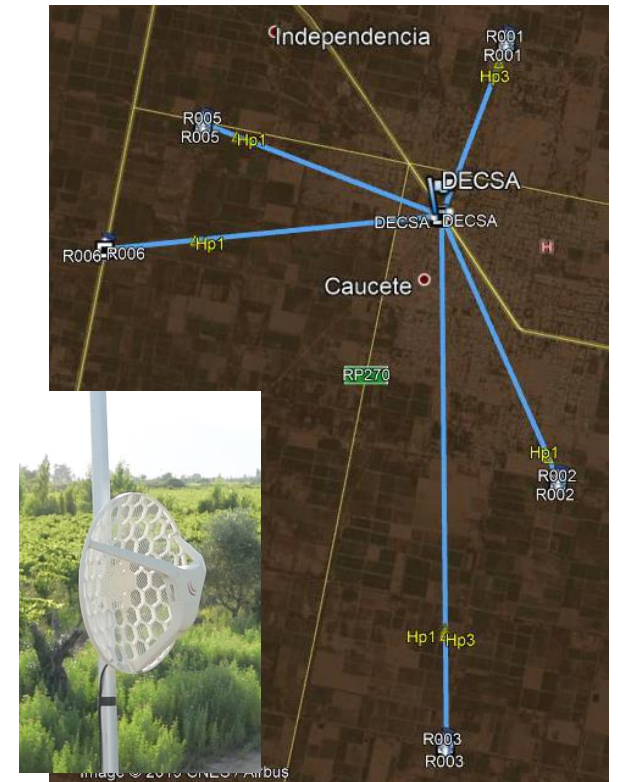


Siete Reconectores automáticos instalados



Marcas comerciales (Cooper, Form5, Form6 y ABB)

Se están probando enlaces de comunicación RF vía Protocolo Modbus DNP3 para integrar a un SCADA



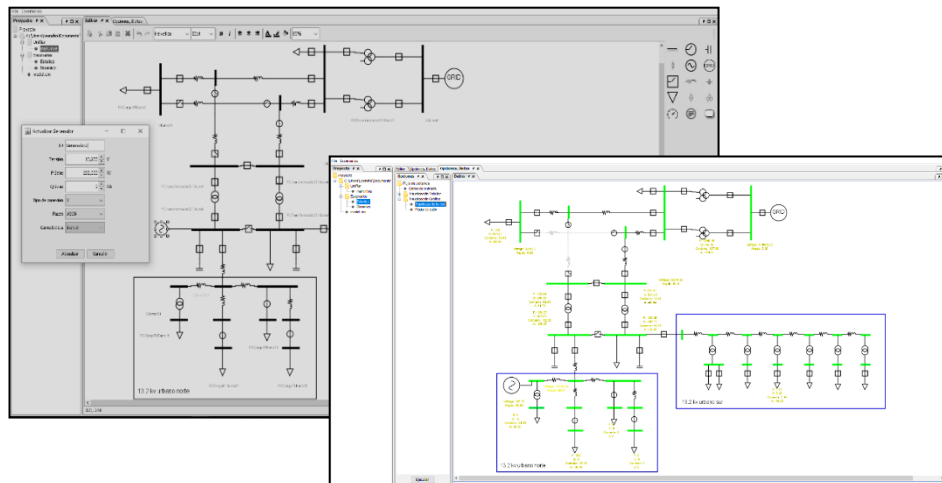
4. ANALISIS Y SIMULACION: Sistema IEE-PLADEMA

Funcionalidades

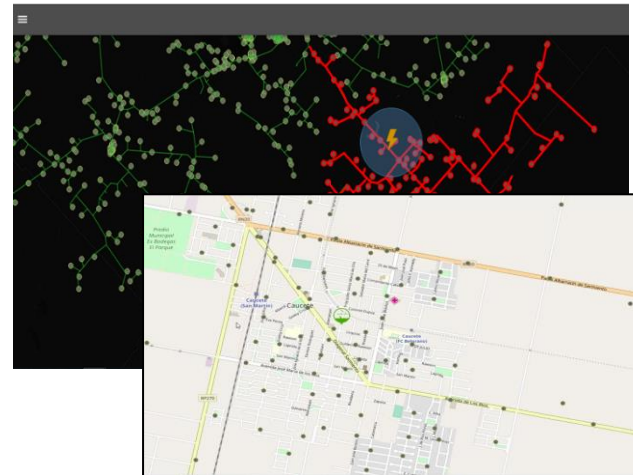
■ Módulo SCADA



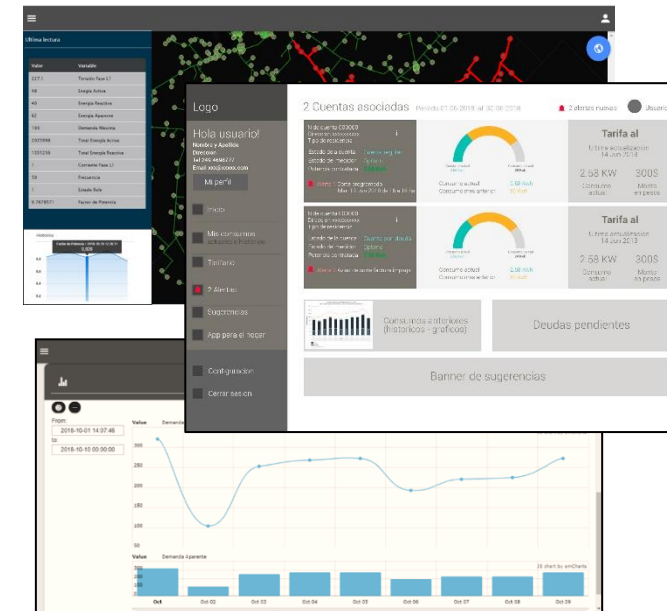
■ Módulo de Simulación



■ Módulo GIS

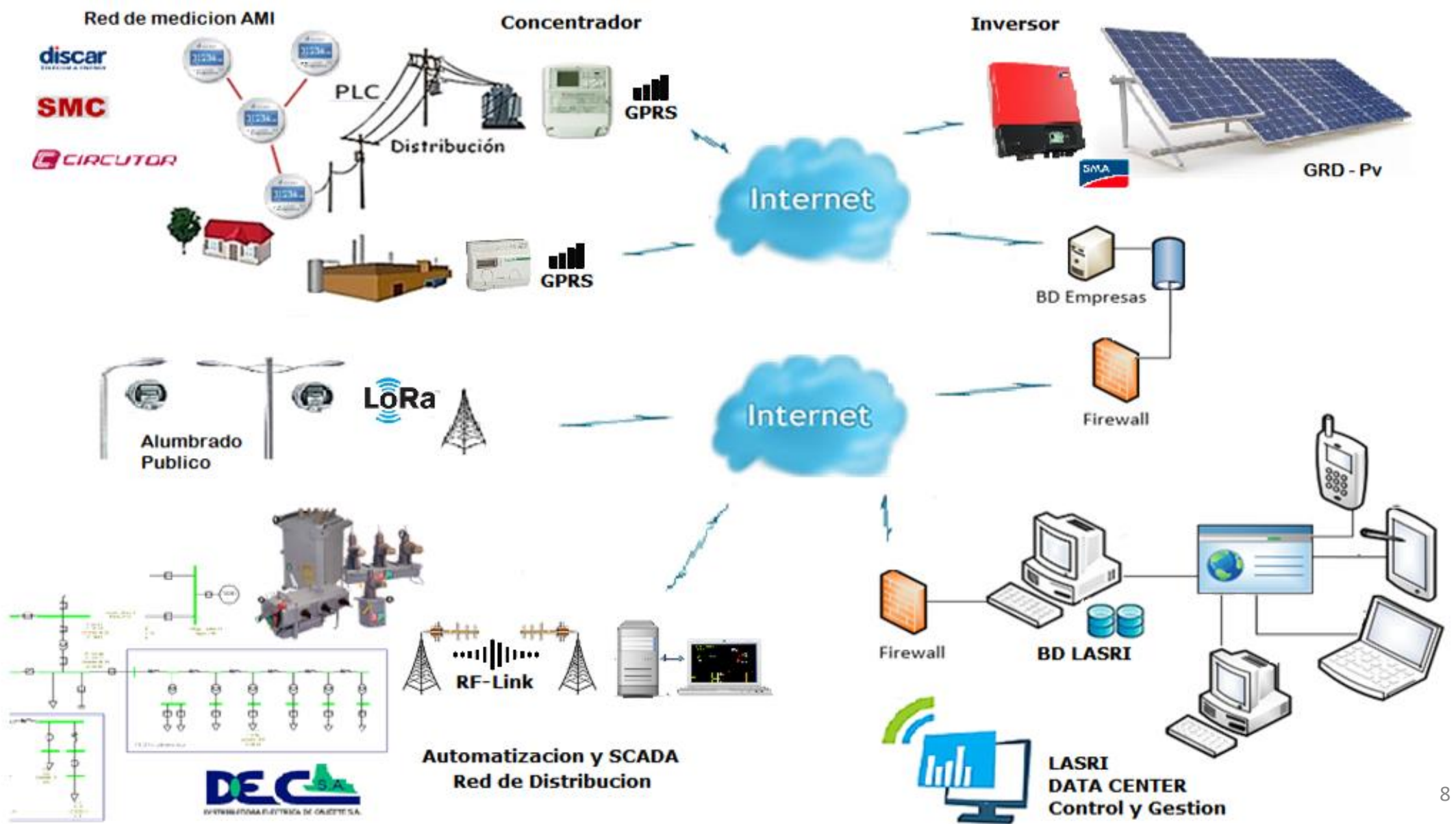


■ Módulo de Metering



AVANCES: ya se cuenta con versión beta de **Módulos de Simulación y GIS** que se están probando offline; ya se ha desarrollado un **Módulo SCADA** que se está por implementar y se está programando el **Módulo de Metering**, para lo cual ya se están almacenando mediciones remotas en base de datos local

REID Caucete: Componentes y Tecnologías





Mi Consumo

Aplicación **MÓVIL y WEB** para el monitoreo y control del uso de la energía eléctrica de usuarios

- **Mi Consumo** permite acceder a la información eléctrica del usuario almacenada en los servidores del IEE a través de la nube
- Tal información almacenada incluye las mediciones de energía, potencia y demás variables eléctricas que registra diariamente el medidor inteligente instalado en el usuario
- **Mi Consumo**, además de permitir al usuario monitorear el uso de la energía eléctrica en su hogar o empresa, es un canal de información entre la empresa distribuidora y el usuario
- *Entre las funciones próximas a incorporar están el envío de mensajes, notificaciones e información de geo localización de las mediciones*

Desarrollo de Aplicaciones: APP Mi Consumo...



RED INTELIGENTE CAUCETE



REIDGRUPO I+D



Mi Consumo



Usuario

Contraseña

Ingresar

Cerrar

Recordar datos en este dispositivo

Artero Eduardo

19/07/2020

14:00:20

CONSUMO DEL MES (ENERGÍA)

JUL/2020

JUN/2020

JUL/2019

295

326

147

kWh

kWh

kWh

DEMANDA MÁXIMA (POTENCIA) F. DE POTENCIA

JUL/2020

JUL/19-JUL/20

COSENO FI

2.33

2.31

0.99

kW

kW

DEMANDA DEL DÍA: 18/07/2020



CONSUMO HISTÓRICO [KW/h]

Copyright © 2019 Instituto de Energía Eléctrica - UNSJ - CONICET

DEMANDA MÁXIMA (POTENCIA) F. DE POTENCIA

JUL/2020

JUL/19-JUL/20

COSENO FI

2.33

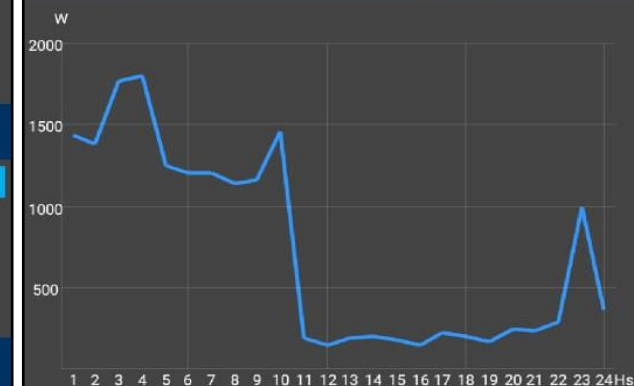
2.31

0.99

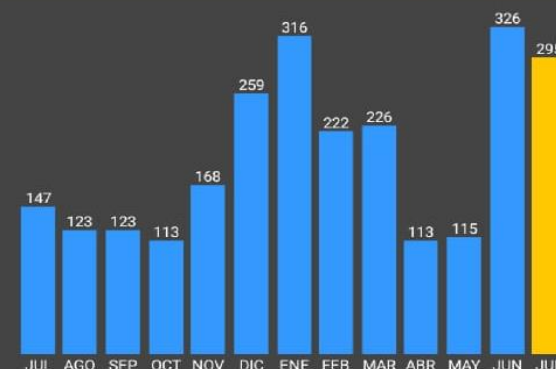
kW

kW

DEMANDA DEL DÍA: 18/07/2020



CONSUMO HISTÓRICO [KW/h]



Copyright © 2019 Instituto de Energía Eléctrica - UNSJ - CONICET

Desarrollo de Aplicaciones: APP Mi Consumo...



RED INTELIGENTE CAUCETE



Mostrar Contraseña

ENTRAR

[Solicitar Usuario](#)

[Recuperar Clave](#)

© 2019 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA -CONICET- UNSJ



Desarrollo de Aplicaciones: APP Mi Consumo...



RED INTELIGENTE CAUCETE

Usuario: Artero, Eduardo - Suministro: 8142



Ayuda

GRÁFICOS

Demanda

Consumo

REPORTES

Histórico

ADMINISTRACIÓN

Usuarios

Suministros

Medidores



kWh 295

Cons. desde el
1 de Julio 2020



kWh 326

Cons. Junio
2020



kWh 147

Cons. Julio 2019



kWh 451

Estimado Julio
2020



kW 2.33

Dem. Máx.
desde el 1 de
Julio 2020



kW 2.29

Demanda
Máxima Junio
2020



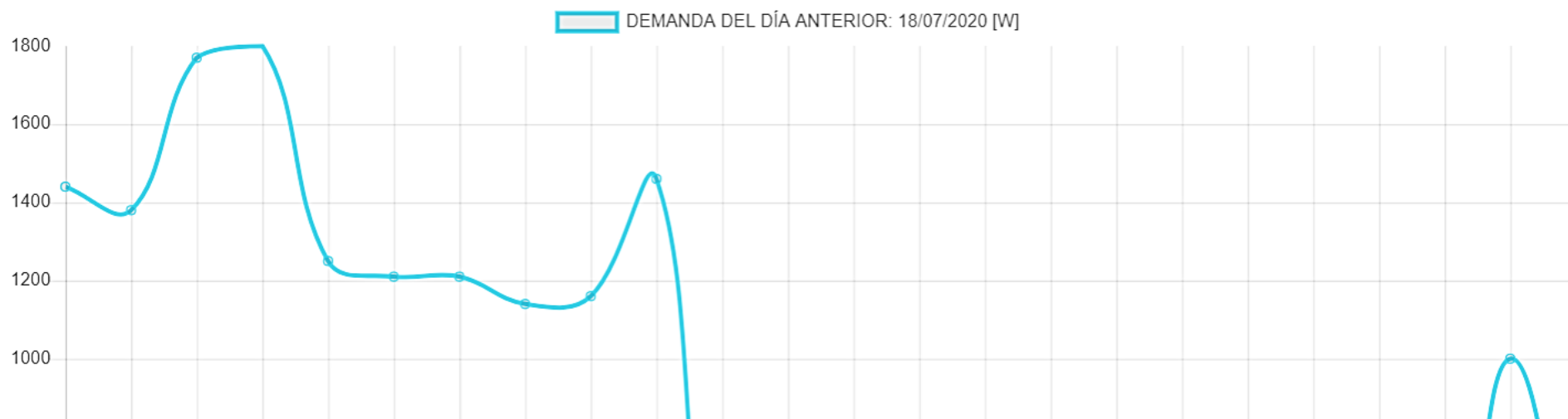
kW 2.31

Dem. Máx.
Junio 2019-
Junio 2020



FP 0.99

F. Pot. Medio
desde el 1 de
Julio 2020



Desarrollo de Aplicaciones: APP Mi Consumo...



RED INTELIGENTE CAUCETE

Usuario: Artero, Eduardo - Suministro: 8142



Ayuda

GRÁFICOS

Demanda

Consumo

REPORTES

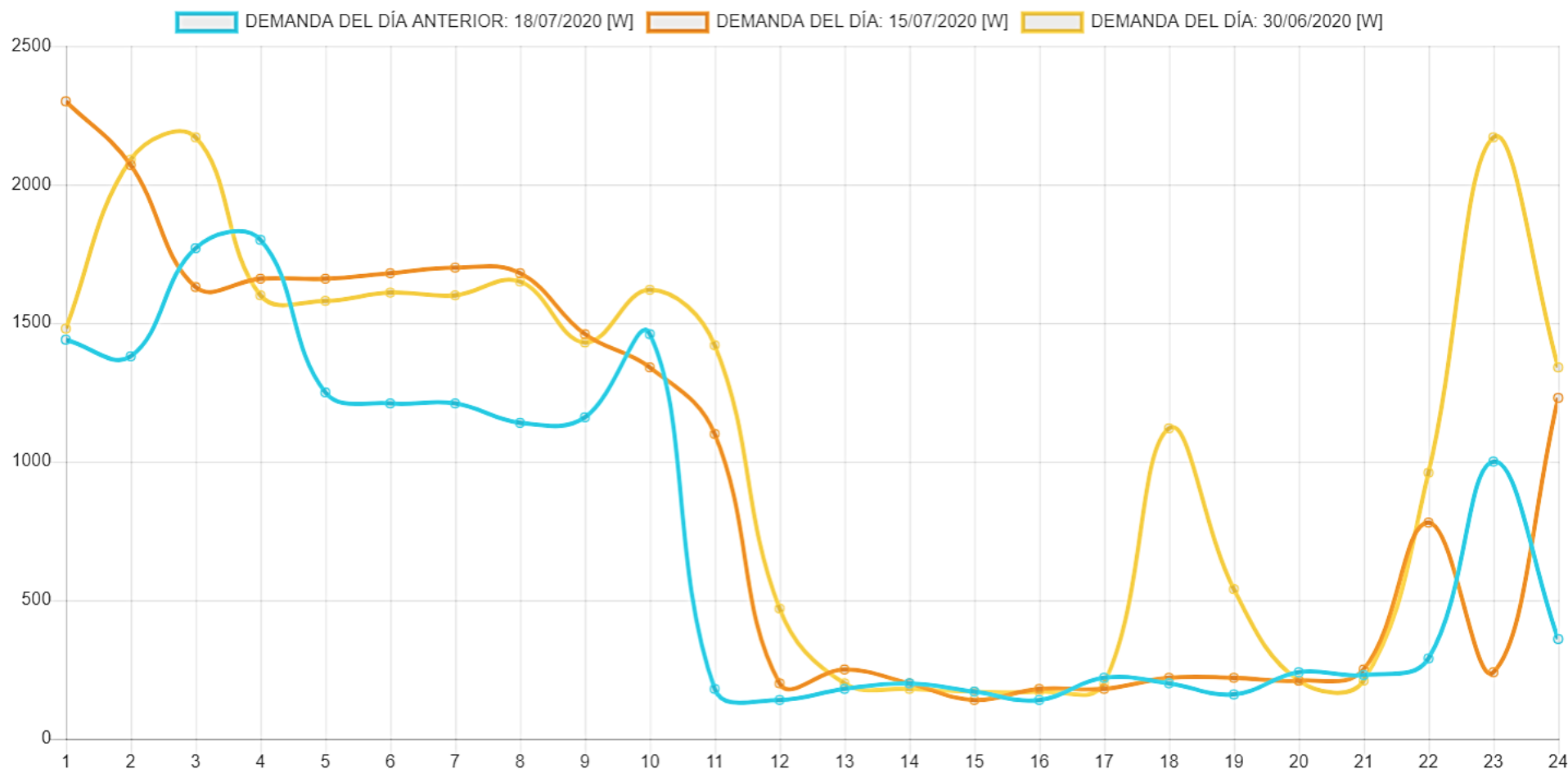
Histórico

ADMINISTRACIÓN

Usuarios >

Suministros >

Medidores >



AGREGAR DÍA

Seleccione un día: 30/06/2020



VOLVER



CONSUMO HISTÓRICO Último Año: Jul-19 a Jul-20 [kWh]

Desarrollo de Aplicaciones: APP Mi Consumo...



RED INTELIGENTE CAUCETE

Usuario: Artero, Eduardo - Suministro: 8142



Ayuda

GRÁFICOS

Demanda

Consumo

REPORTES

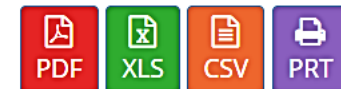
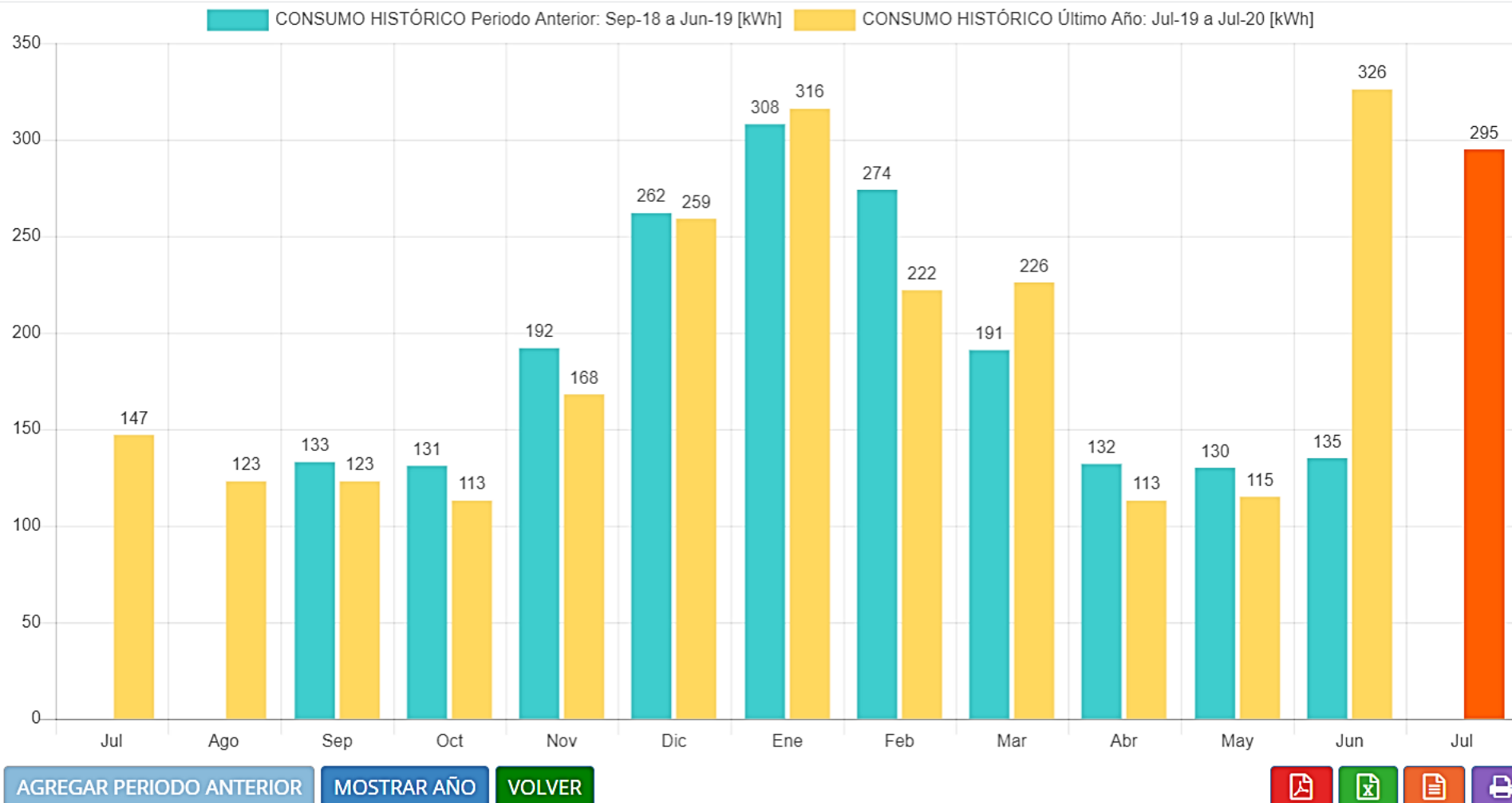
Histórico

ADMINISTRACIÓN

Usuarios >

Suministros >

Medidores >



R. Alarcón, M. Samper, y G. Coria: “Modelamiento de Curvas Típicas de Demanda para la Estimación de Estado Eléctrico”; XVIII ERIAC 2019

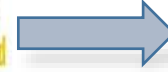
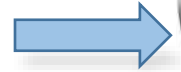
OBJETIVO: Desarrollar una herramienta para la estimación de curvas típicas de demanda, mediante el análisis de mediciones de medidores inteligentes con técnicas de minería de datos

Herramienta vital para el control y la administración de la energía. **BENEFICIOS:**

- ✓ Conocer el estado actual de operación del sistema
- ✓ Optimizar procesos de crecimiento de la red
- ✓ Optimizar mantenimientos o mejoras del sistema
- ✓ Acelera la ubicación y la recuperación de las interrupciones a nivel de distribución
- ✓ Identificar comportamientos y hábitos de consumo de los usuarios
- ✓ Proponer estudios de respuesta a la demanda, que incentiven cambios óptimos en hábitos de consumos

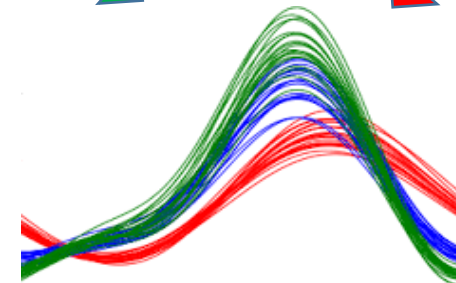
Cálculo del grado de similitud
entre los conjuntos de series de tiempo

Encontrar patrones similares
entre perfiles de carga
individuales



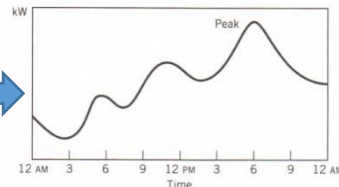
Semejanzas

Diferencias



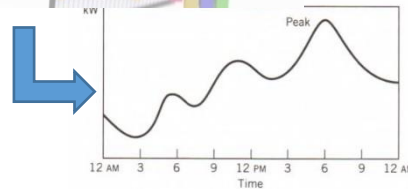
Agrupamiento de series temporales

Aplicación de laboratorio





Herramientas de Análisis de Redes Eléctricas



Curvas típicas de cargas

- Refleja la agregación de carga de dispositivos operativos que brindan servicio de energía
- Refleja patrones de consumos de los usuarios dependiendo de la topología y grado de electrificación del hogar
- Poseen estrecha relación con características demográficas de los usuarios
- Permiten conocer indicadores como el factor de carga y el factor de demanda

Proyecto I+D: Modelamiento de Curvas Típicas Carga...

Características de análisis

- Curva de carga típica
- Valores máximos
- Promedio

Período de Análisis

Días

- Lunes
- Martes
- Miércoles
- Jueves
- Viernes
- Sábado
- Domingo
- Hábiles
- No hábiles

Meses

- Enero
- Febrero
- Marzo
- Abril
- Mayo
- Junio
- Junio
- Agosto
- Septiembre
- Octubre
- Noviembre
- Diciembre
- Todo el Año

Horas

- Todo el día

Período de día: 00:00 A 00:00

Guardar

Cargar Archivo

DMPA00005155Calle Demo 1111
Barrio Demo Residencial
Pospago01/09/15 - 31/08/17

Visualización de resultados

Tipo de gráfico: Temporal

Mostrar

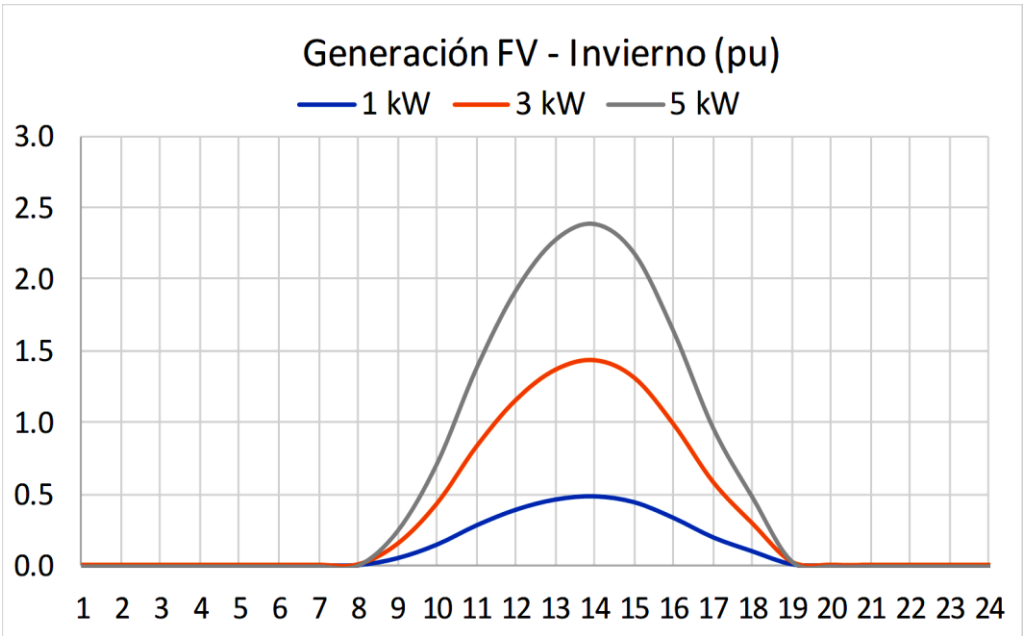
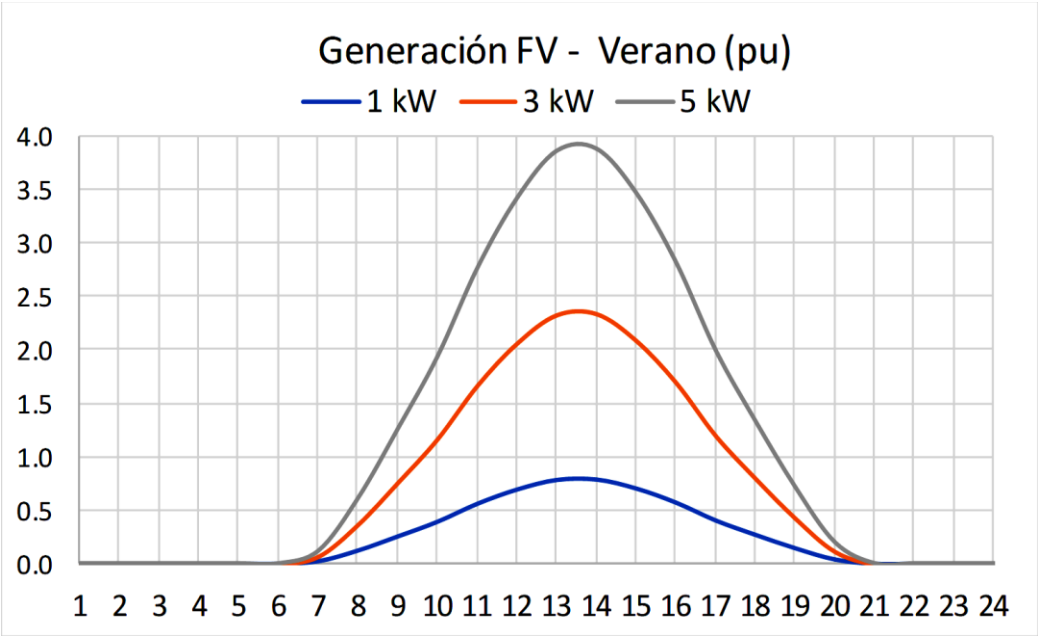
M. Samper, F. Eldali, and S. Suryanarayanan: “Risk Assessment in Planning High Penetrations of Solar Photovoltaic Installations in Distribution Systems”; *ELSEVIER - International Journal of Electrical Power & Energy Systems (IJPES)*, vol. 104, no. 1, pp. 724-733, Jan 2019

Evaluación de Inversiones en Almacenamiento de Energía Eléctrica como Alternativa de Expansión en Distribución ante Escenarios de Alta Penetración de Generación Solar Distribuida

- ✓ Naturaleza estocástica de **generación solar distribuida (GSD)** conlleva gran complejidad en la planificación de la operación y expansión de redes de distribución
- ✓ *Almacenamiento de energía distribuido* puede ser una opción para amortiguar y aprovechar la generación solar intermitente
- ✓ Objetivo es cuantificar el beneficio de considerar **sistemas de baterías (BESS)** bajo posibles escenarios de alta penetración de GSD *para diferir inversiones de capital intensivo*
- ✓ Incertidumbres en crecimiento de la demanda e inyección de GSD son consideradas en la evaluación de inversiones utilizando **índices de riesgo-costos adaptados**
- ✓ Se analiza el caso particular de una red típica en la *Provincia de San Juan, Argentina*

GSD Típica en San Juan

GSD: 1 kW, 3 kW y 5 kW; estimada en base a la información disponible de varios sistemas FV



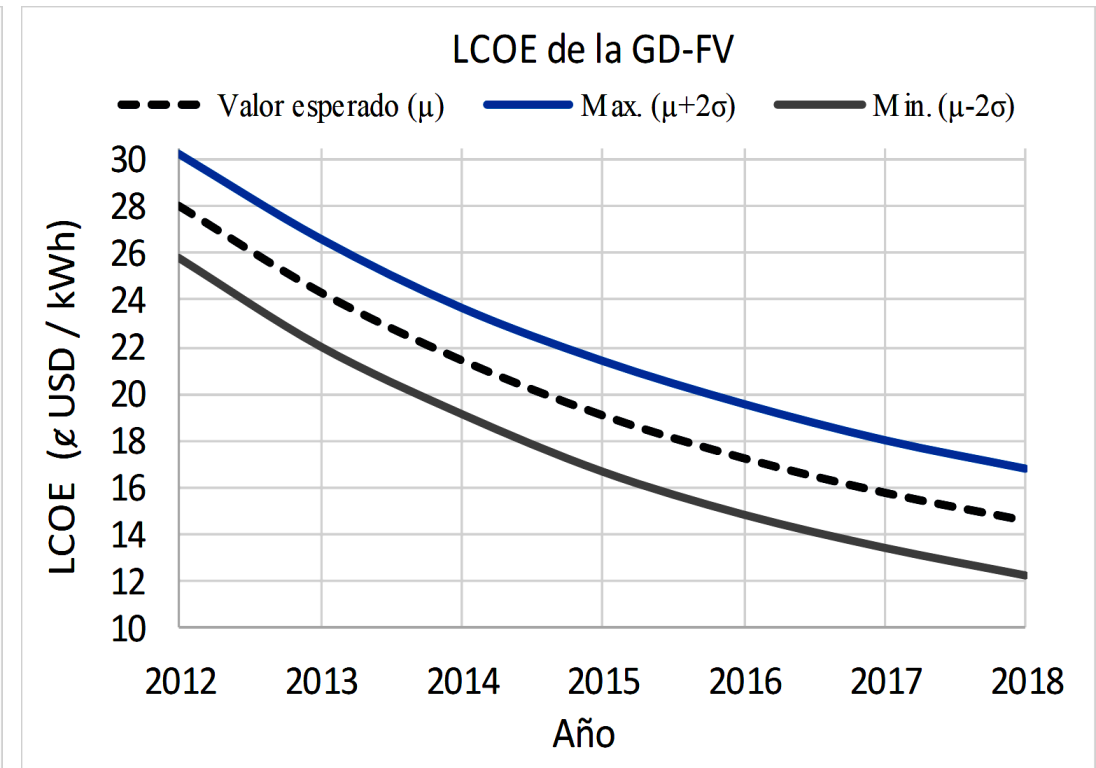
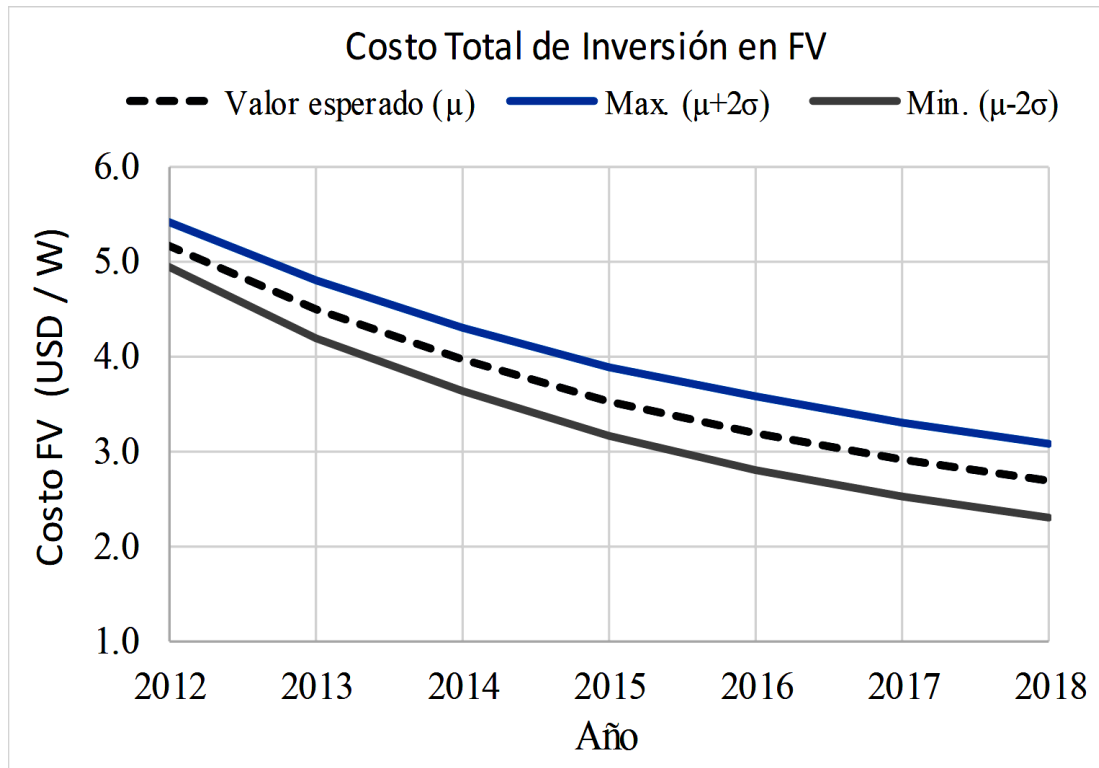
Costos medios de GSD

Mayo-2018 en Argentina, el valor medio del costo total de inversión en un sistema FV de pequeña escala rondaba los **2,60 USD/W** (en un rango entre 2,10 y 3,10 USD/W)

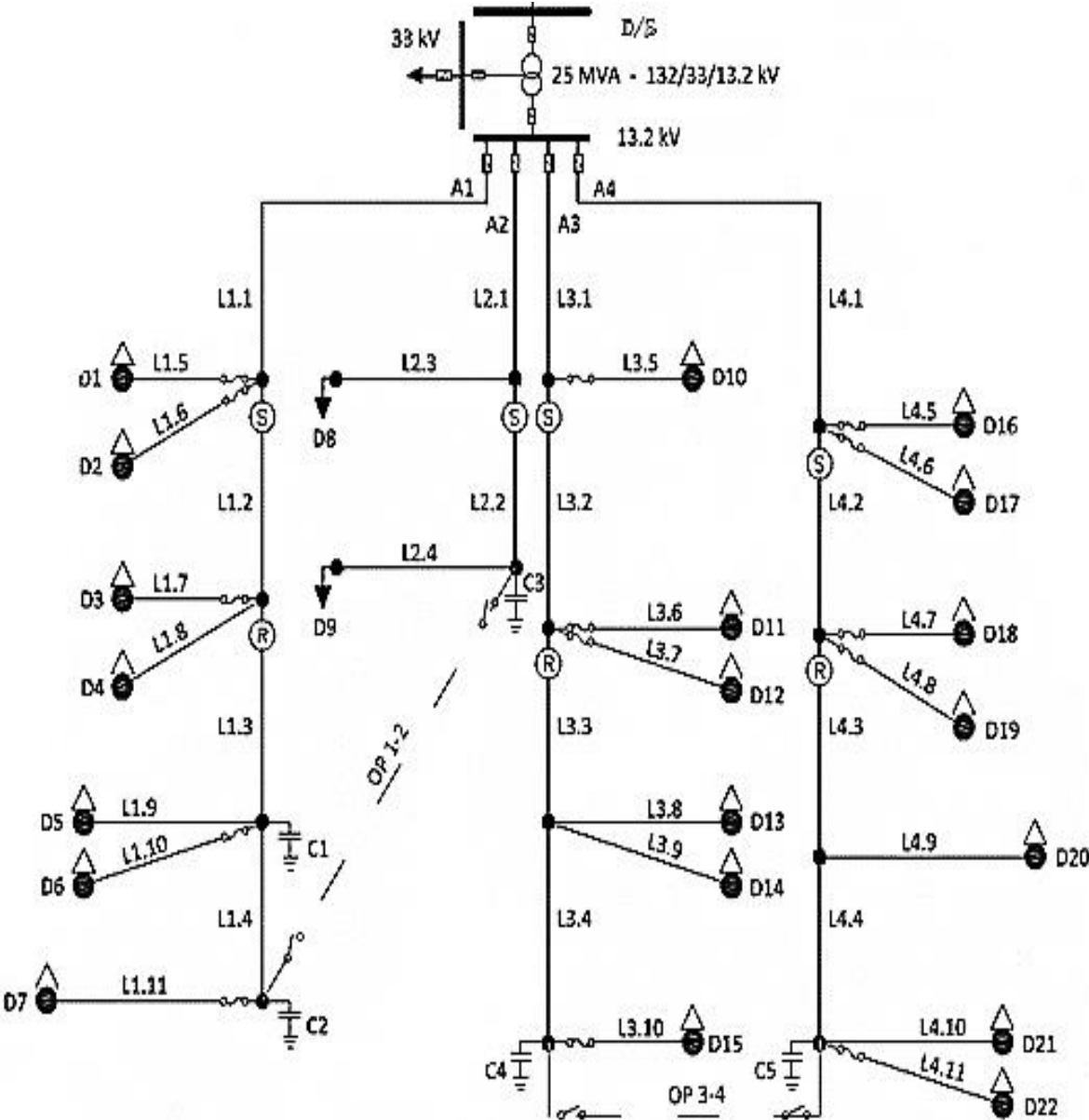
@2020 ronda los **1,80 USD/W** (1,50 - 2,10)

Mayo-2018, valor medio de **14,55 ¢ USD/kWh** del costo de generación solar FV, con *costo máximo* **16,83 ¢ USD/kWh** y *mínimo* **12,28 ¢ USD/kWh**

@2020 valor medio del costo de generación solar FV (LCOE) ronda **11,60 ¢ USD/kWh**



Caso de Análisis: Red Típica de San Juan



Characteristic of the individual demand

Customer Type	Peak Load		Power Factor (cos φ)	Annual Growth Rate
	(MW)	%		
Residential	8.50	42.5%	0.80	6%
Commercial	4.50	22.5%	0.90	3%
Industrial	7.00	35.0%	0.90	2%
Σ	20.0	100%		

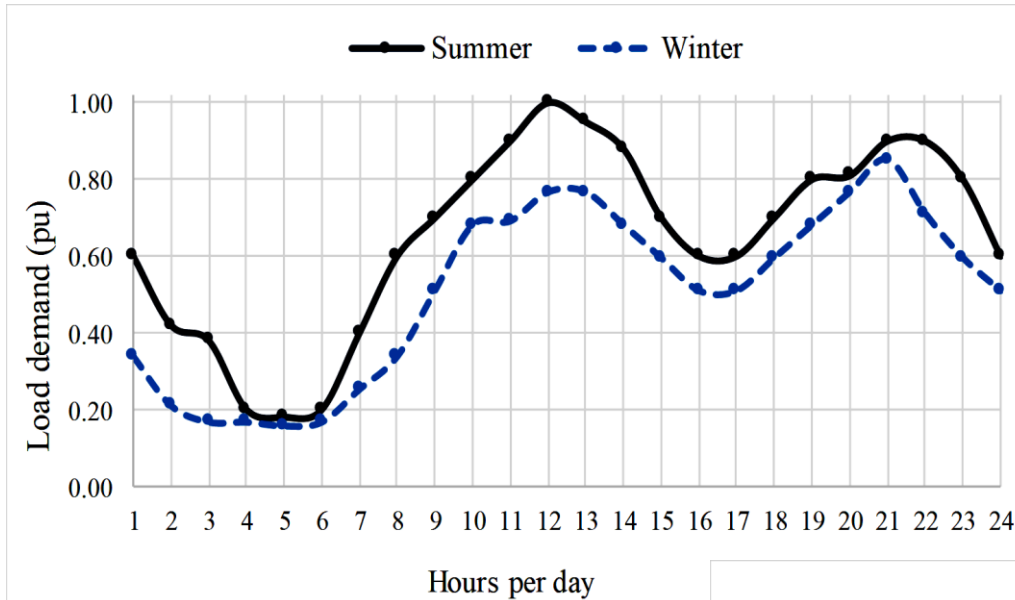
Customer Type	Distribution of Load per Feeder			
	A1	A2	A3	A4
Residential	44%	0%	34%	74%
Commercial	25%	0%	31%	26%
Industrial	31%	100%	35%	0%
Σ	100%	100%	100%	100%

Typical days in San Juan, Arg.

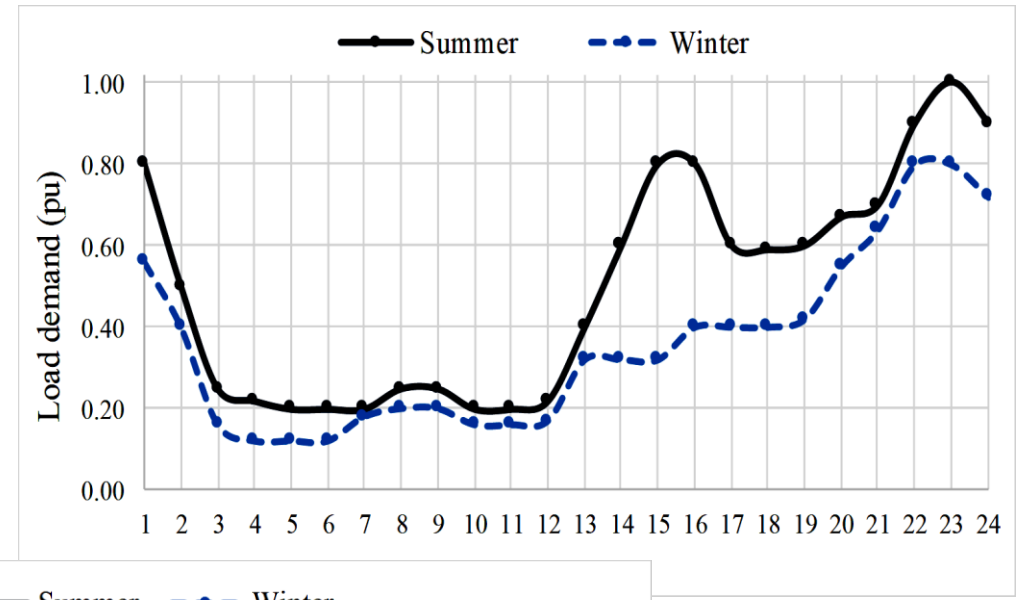
Summer	0.600	Sunny	50%
		Cloud	10%
Winter	0.400	Sunny	25%
		Cloud	15%

Caso de Análisis: Red Típica de San Juan...

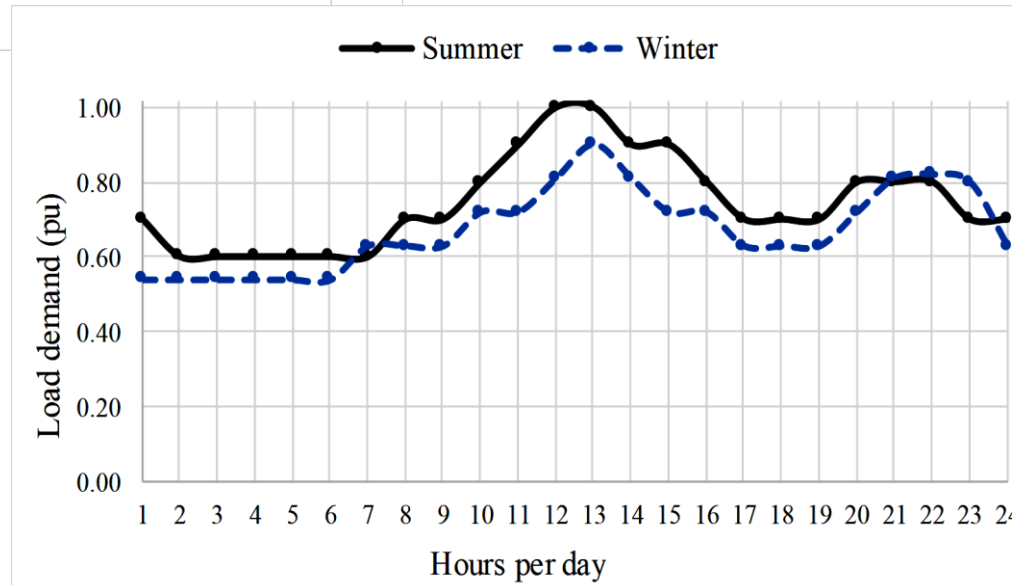
Typical curve of commercial demand



Typical curve of residential demand

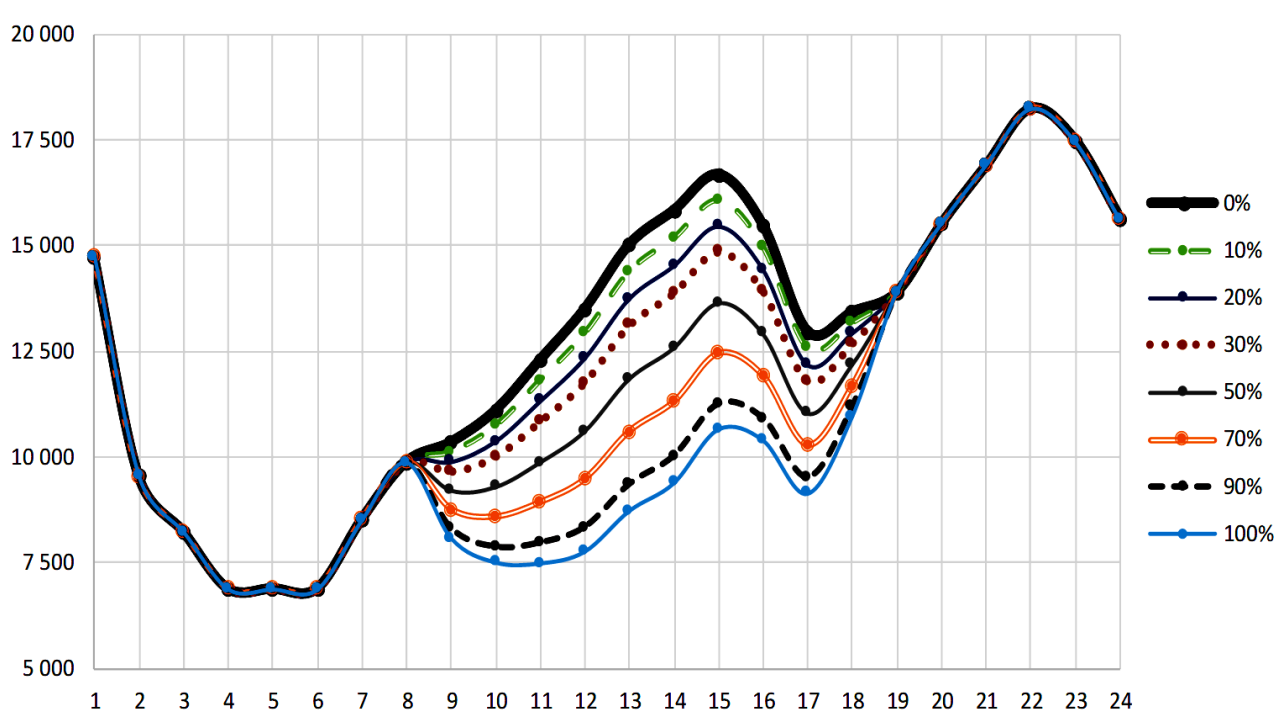


Curve of industrial demand
- all working day



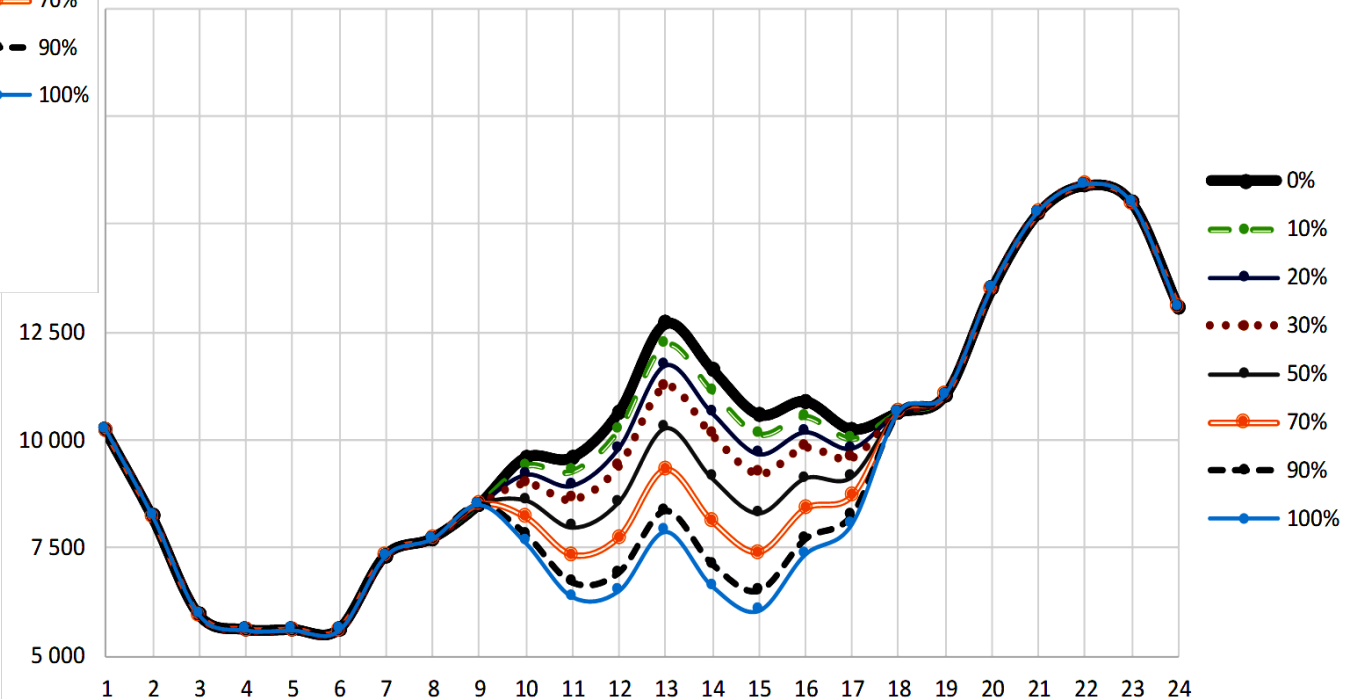
Caso de Análisis: Red Típica de San Juan...

Coincident Power at DS (kW) by different levels of %PV - Summer (sunny)



Simulaciones de flujo de carga para caso base (año 0) para diferentes niveles de penetración de GSD-FV en usuarios residenciales. Resultados para días típicos de verano e invierno en barra Centro Distribuidor C/D

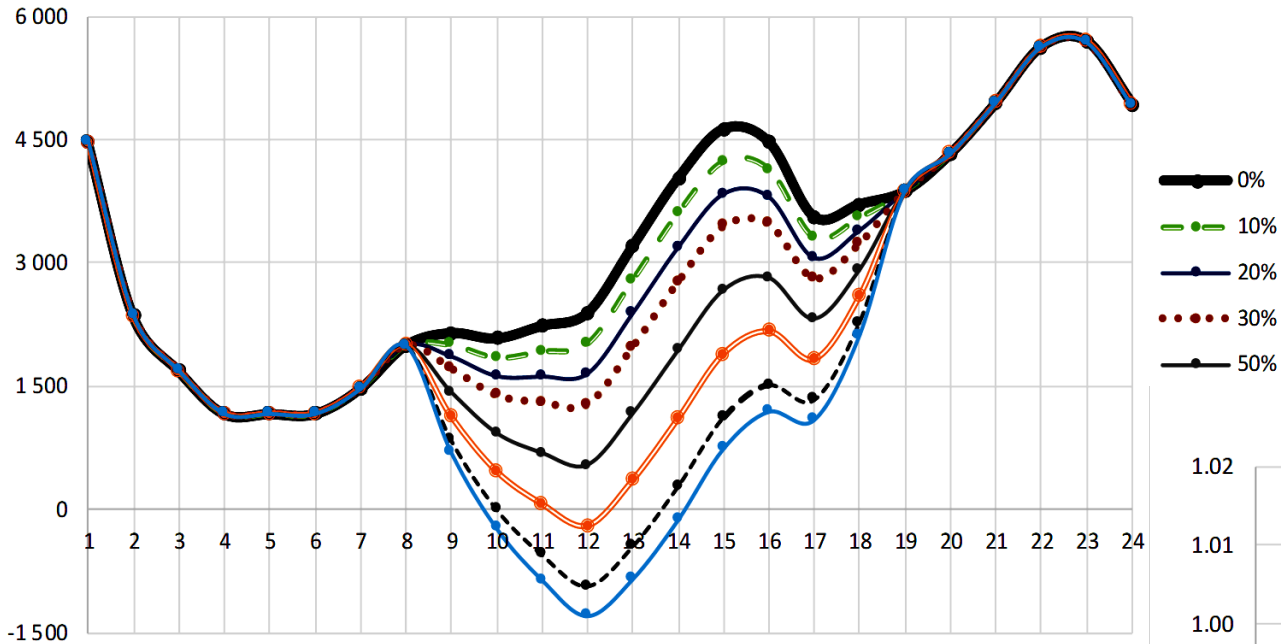
Coincident Power at DS (kW) by different levels of %PV - Winter (sunny)



Dado crecimiento pico demanda en C/D al 3er o 4to año debiera instalarse **nuevo transformador de 25 MVA** con inversión estimada de **USD 3M** (planificación estratégica de mediano-largo plazo)

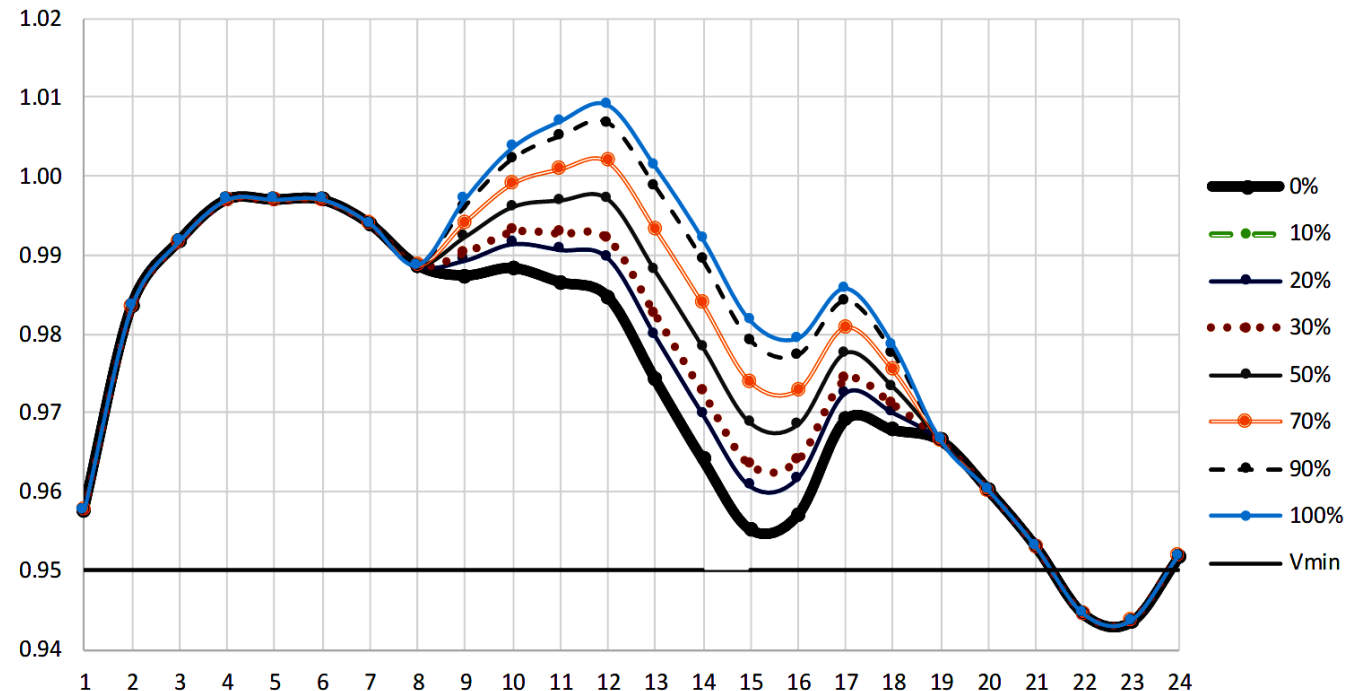
Caso de Análisis: Red Típica de San Juan...

Coincident Power at Feeder A4 (kW) by different levels of %PV - Summer (sunny)



Ídem, resultados esperados para un día de verano en alimentador A4 con cargas mayormente residenciales

Voltage (pu) at end-node of Feeder A4 by different %PV - Summer (sunny)

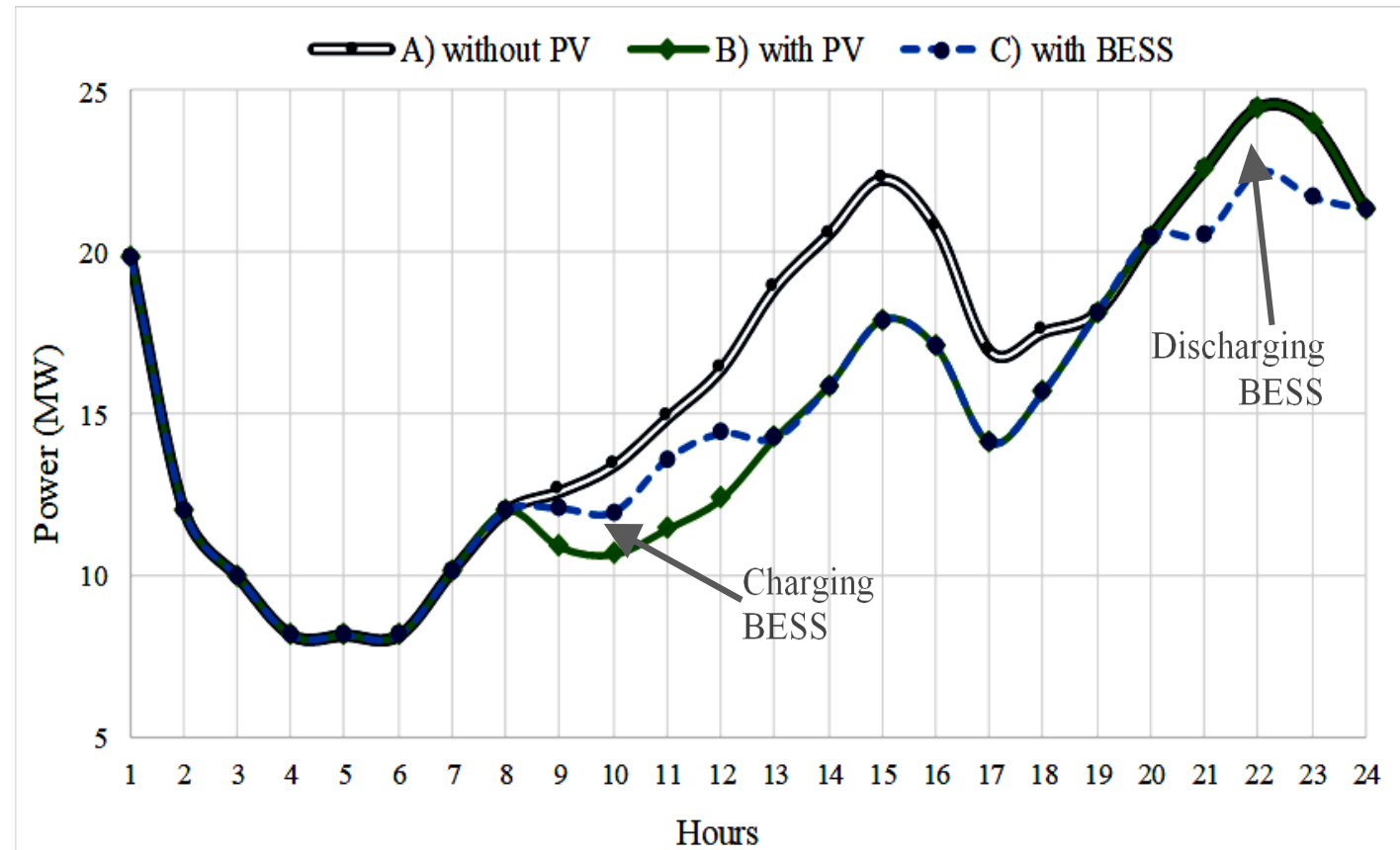


Crecimiento pico demanda en A4 origina problemas de capacidad y caídas tensión, conlleva reforzar alimentador e instalar bancos de capacitores controlables

Alternativa de Inversión en Almacenamiento ??

- Se plantea analizar posibilidad de instalar sistema de almacenamiento de energía eléctrica, baterías en un principio (BESS), para cargar durante horarios estratégicos del día (relación precio de electricidad, curva de carga y generación solar FV) para luego **descargar-inyectar en horas nocturnas de pico demanda**

Análisis preliminar de inversión en BESS con resultados esperados al 5to año en barra 13.2 kV del C/D



Análisis de Opciones en Almacenamiento

Área de aplicación	Características	Opciones de tecnologías
Time Shifting	- Potencia: 100 kW a 100+ MW - Tiempo de Respuesta: Minutos - Tiempo de Descarga: 1 a 10+ horas	- Tecnologías Desarrolladas: PHS, CAES y Baterías - Tecnologías en Desarrollo: Baterías de Flujo
Peak Shaving		
Load Levelling		
Diferimiento de inversiones		

Principales opciones en BESS analizadas, para aplicación de 3-4 horas de energía:

Ad-LA: advanced lead-acid

NaS: sodium-sulfur

Li-Ion: lithium-ion

* Valores adaptados respecto paper en IJEPES

BESS	Efficiency	Life cycles	Investment energy cost
Ad-LA (AGM)	75-90 %	3000-4500 (8-12 yr)	300-500 \$/kWh
NaS	75-90 %	2500-4500 (7-12 yr)	400-600 \$/kWh
Li-Ion	85-90 %	4000-5000 (10-15 yr)	500-700 \$/kWh

- Planificación expansión de una red distribución, básicamente, consiste en definir **cuándo, cuánto, dónde y qué tipo de inversiones será necesario realizar** para suministrar en tiempo y forma el crecimiento futuro demanda, durante un período de tiempo dado y sujeto a restricciones técnicas-económicas
- Solución de este problema puede resumirse a encontrar la combinación óptima de **variantes expansión que maximicen el beneficio económico distribuidora (o bien minimice costos)**

FO: Minimizar Costo Total

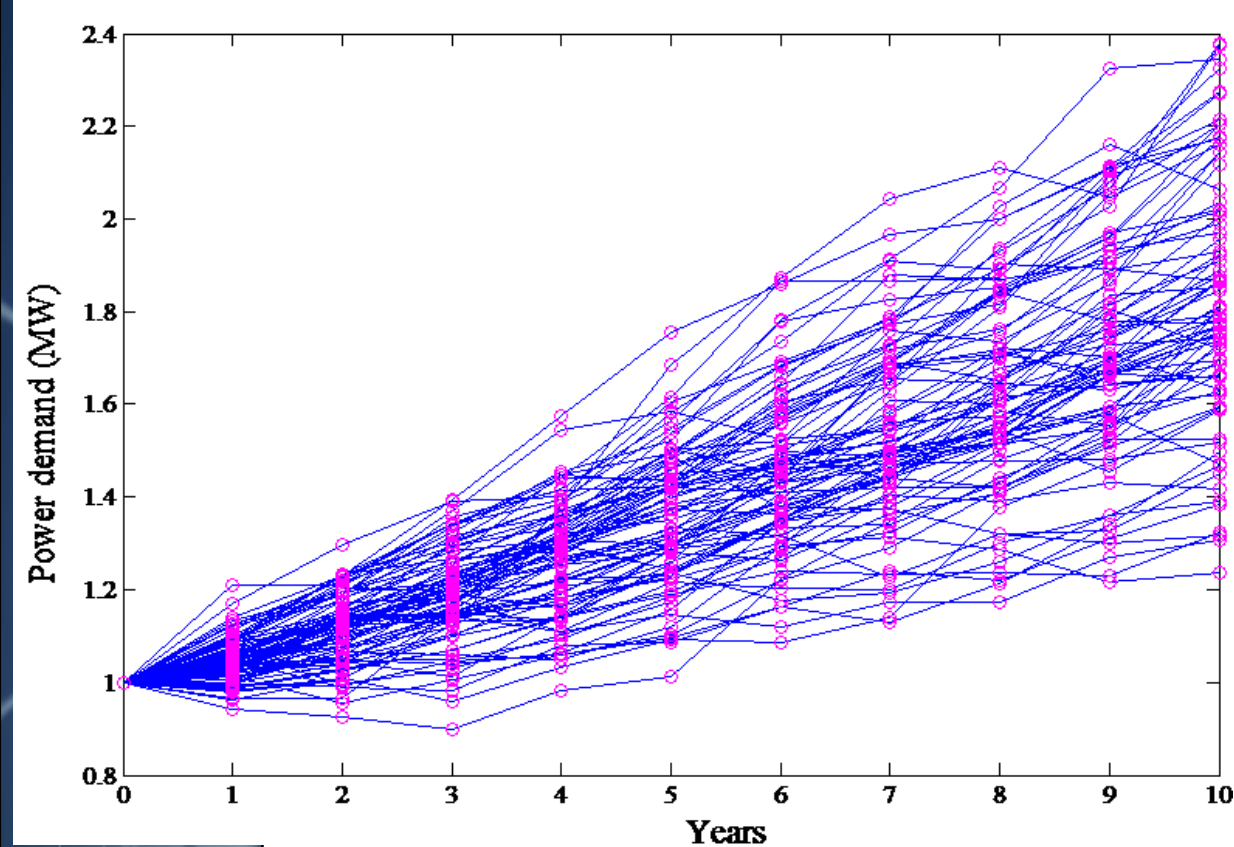
Mínimo Costo = \sum (Inversión y O&M + Pérdidas + No Calidad del Servicio)

Sujeto a siguientes restricciones técnicas:

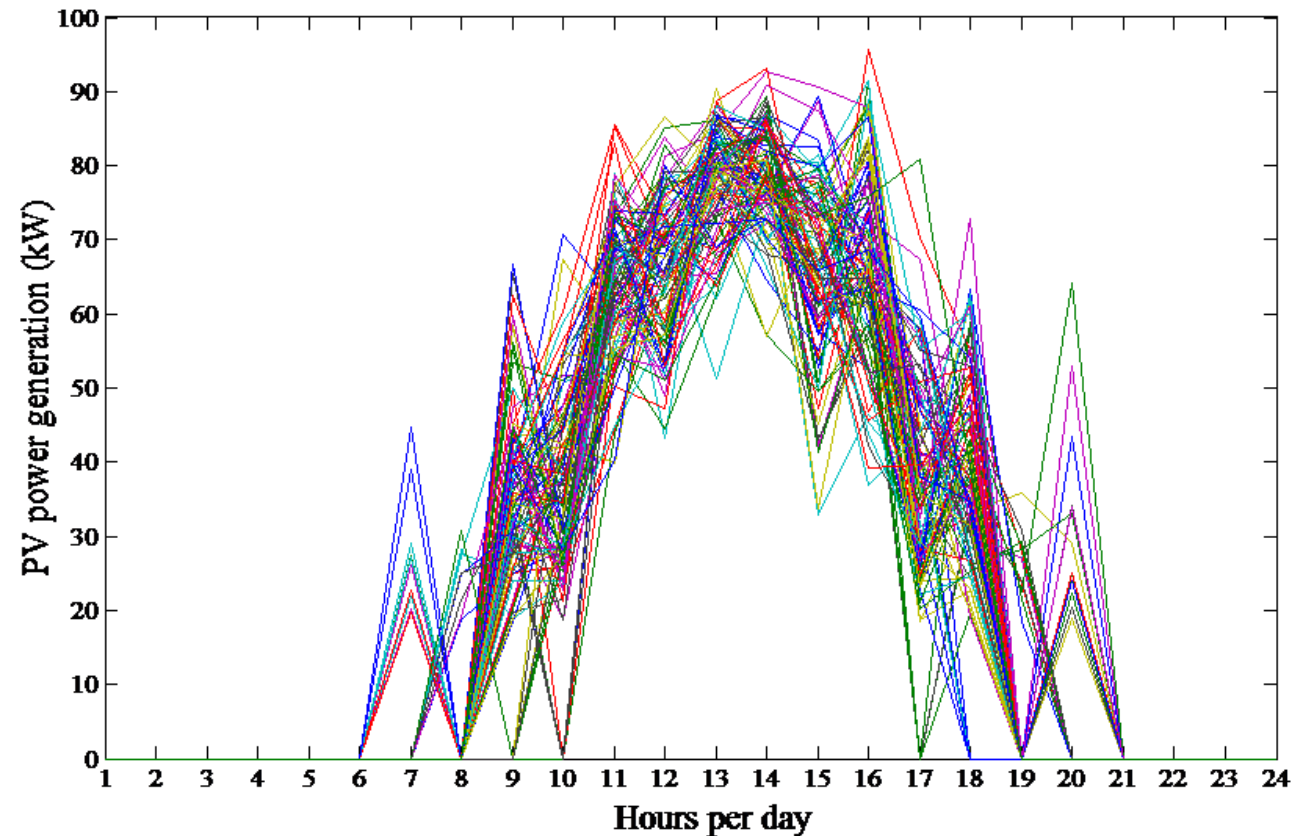
- *Capacidad líneas y transformadores en ET principal y centros distribuidores*
- *Niveles reserva de potencia para emergencias*
- *Balance de potencia: Demanda + Pérdidas = Inyección potencia (C/D + GSD)*



Planificación de la Expansión: Incertidumbres



Crecimiento estocástico de la demanda, proceso GBM



Comportamiento estocástico de la GSD, proceso de Monte Carlo

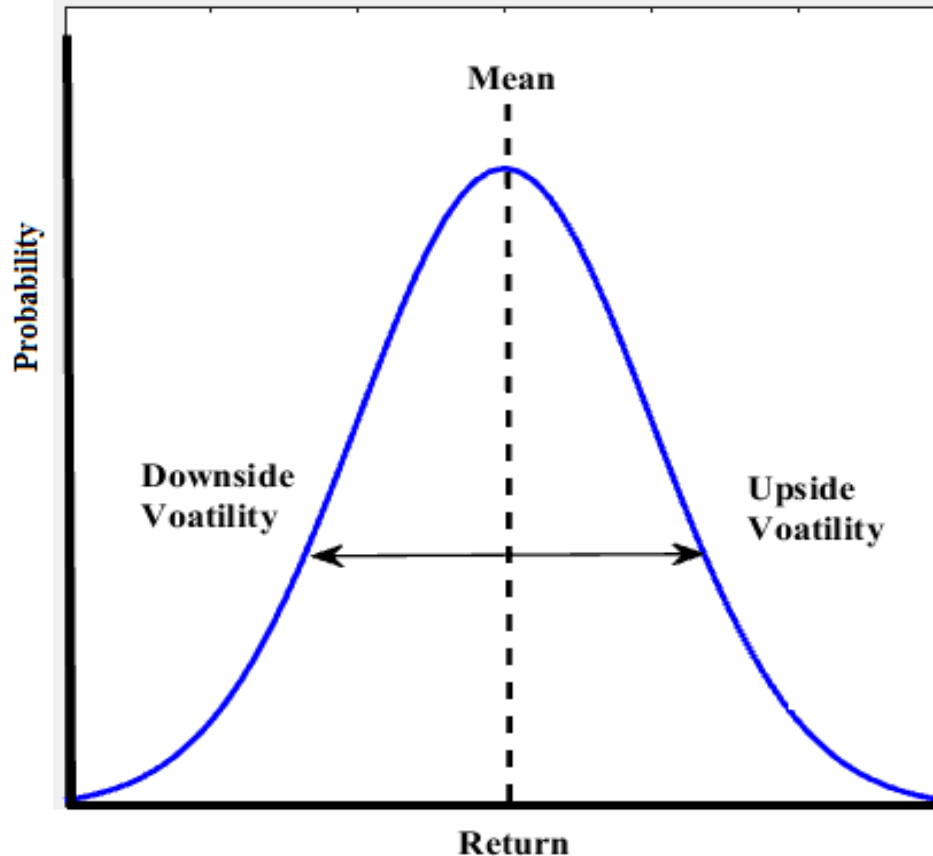
+ Incertidumbre de cuántas unidades de GSD se van instalar, escenarios probabilísticos

Métricas de Riesgo

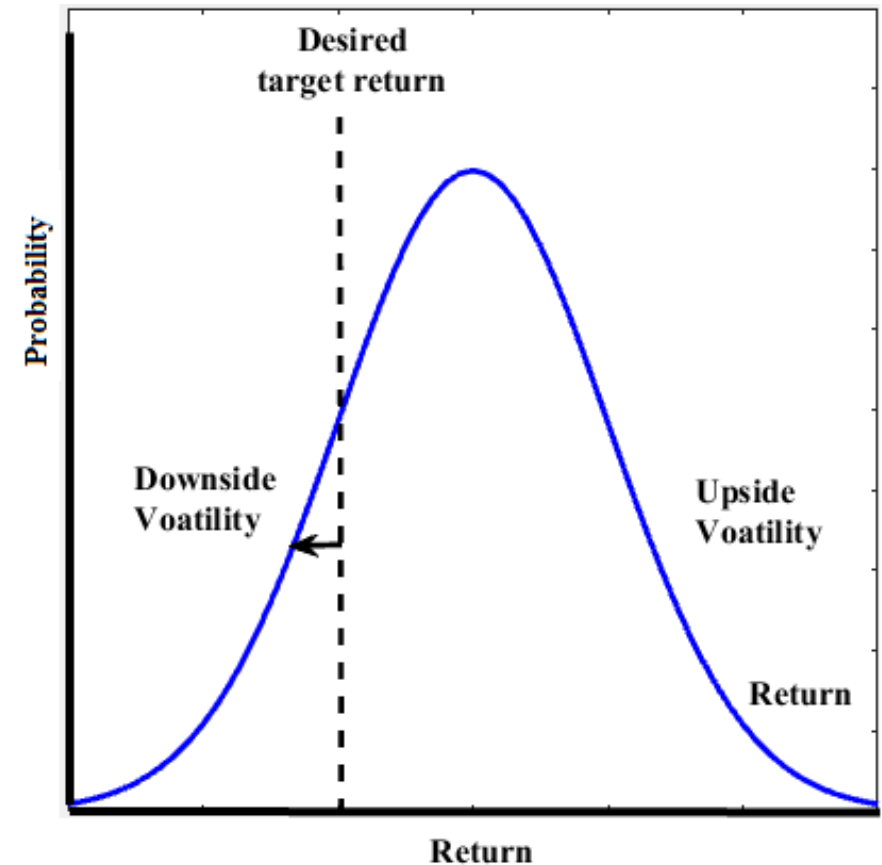
Índice de Retorno por unidad de Riesgo (IRR):
(basado índices Sharp y Sortino en finanzas)

$$IRR = \frac{E[VAN]}{\sigma(VAN)}$$

Sharp considers both upside and downside volatility



Sortino considers either upside or downside volatility



* T. Rollinger, S. Hoffman, "Sortino ratio: a better measure of risk", Risk Management - FUTURES, 2013

Métricas de Riesgo adaptados a Costos

- Modified Sharp cost ratio: $MSCR = \frac{E[-C_{Pre}(\bar{u})]}{\sigma[-C_{Pre}(\bar{u})]}$

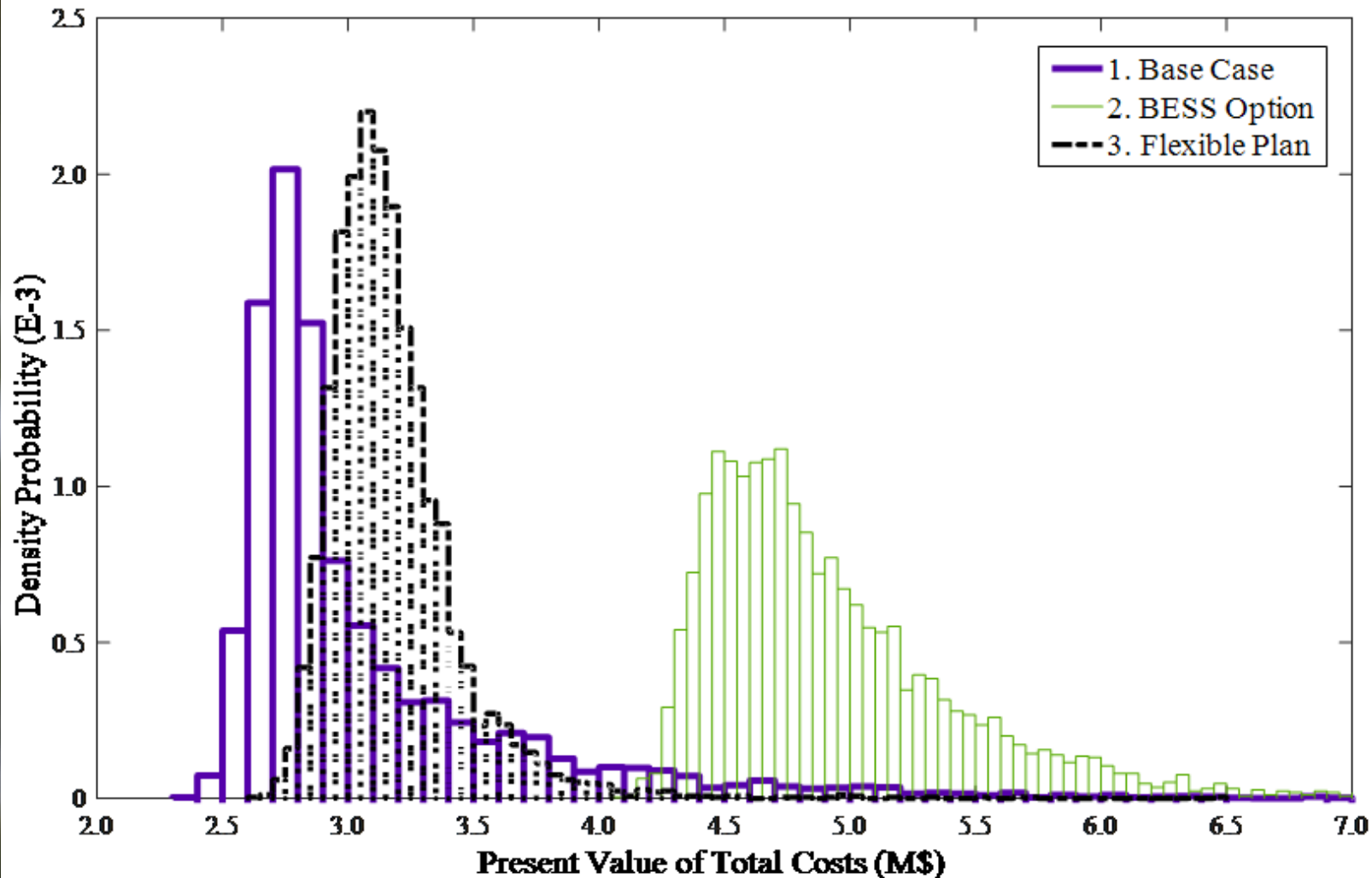
>> F.O.: Minimizar MSOR (MSCR)

- Modified Sortino cost ratio: $MSOR = \frac{E[-C_{Pre}(\bar{u})]}{-TDD(-C_{Pre}(\bar{u}))}$

The Expansion Planning Results.

Present Value of Costs (M\$)	Base case	BESS option	Flexible plan
Feeders and capacitors investments	0.1118	0.1118	0.1118
Power transformer investment at DS	2.2539	0	1.3995
Expected BESS investments:	0	2.2803	1.6363
Expected total cost	3.0917	4.9315	3.1753
Standard deviation	0.6738	0.5322	0.2615
MSCR	-4.5885	-9.2661	-12.143
TDD	3.1322	5.0055	3.2513
MSOR	0.9871	0.9852	0.9766

Resultados y Conclusiones



Plan Flexible: instala *tres BESS de 500 kVA en 2do, 3er y 4to año (inversión modular)* para diferir inversión en trafo de *USD 3M hasta el 8vo año* de análisis, teniendo en cuenta vida útil aún de BESS que se pueden reutilizar en otro lugar de la red (flexibilidad)

+ **BESS** puede apoyar control de tensión en horarios pico

+ **BESS** mejorar confiabilidad brindando servicio de calidad premium a usuarios que lo requieran \$\$ (aún en estudio)

D. Franco, M. Samper, and A. Vargas: “Dynamic Distribution System Planning considering Distributed Generation and Uncertainties”; CIGRE Session 46, Paris - France, Aug 2016

RESUMEN

- Se propone un modelo dinámico para la planificación de la expansión de distribución (DEP), *que tiene como objetivo reducir los costos de las distribuidoras*
- Se consideran las alternativas utilizadas tradicionalmente (como refuerzos en subestaciones y alimentadores) y la instalación de **generación distribuida (GD)** convencional y renovable
- Los principales parámetros con incertidumbre (crecimiento de la demanda, precios de la energía eléctrica y generación eólica) *se modelan estocásticamente mediante la realización de simulaciones de Monte Carlo*
- El modelo se resuelve mediante una **optimización evolutiva por enjambre de partículas (EPSO)** utilizando una herramienta de flujo de potencia óptimo (OPF)

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

- DEP es un problema complejo de optimización, debido a la gran cantidad de parámetros y variables involucradas, además de su naturaleza de entero mixto no lineal no convexo
- Se puede resolver en una etapa (DEP estática) o en múltiples etapas (DEP dinámica), donde *se obtiene la ubicación, tipo, tamaño y tiempo de instalación de los nuevos equipos*

Función Objetivo (FO):
$$C_T = \sum_t^T (1+i)^{-t} [C_{INV} + C_{MOC} + C_{ODG} + C_{ENS} + C_{ESMC}]$$

C_{INV} costos de inversión, C_{MOC} costos operativos del mercado, C_{ODG} energía suministrada por GD, C_{ENS} energía no suministrada por capacidad, C_{ESMC} energía suministrada con problemas voltaje

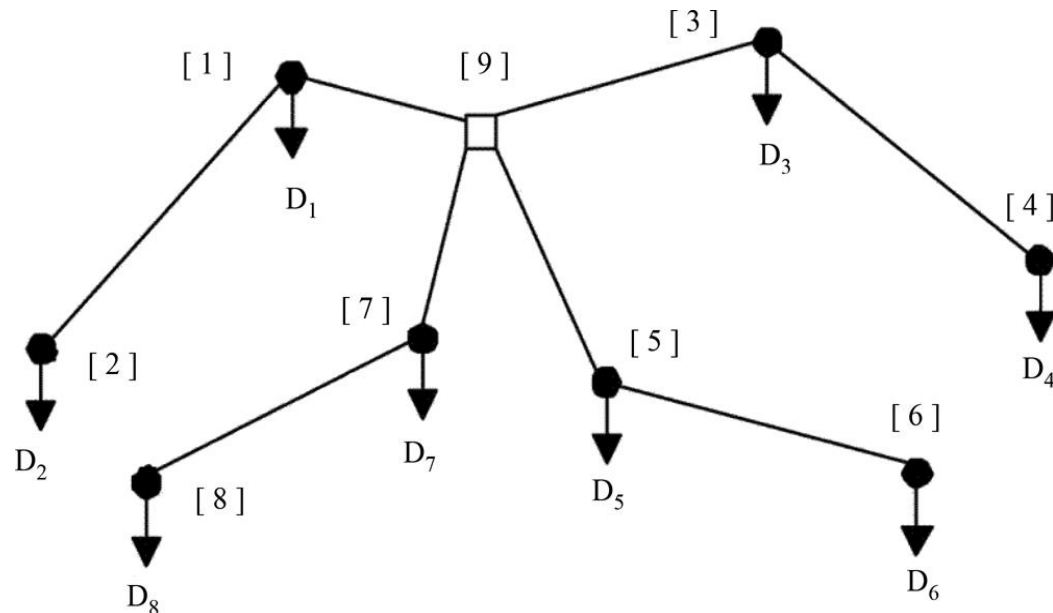
- Para evaluar el riesgo, CT de simulaciones Monte Carlo se convierten en un valor esperado (CT_i) y se ponderan por su desviación estándar (σ_i) y la menor desviación estándar (min(σ_i)):

$$\text{Min FO} = \bar{CT}_i \times \frac{\sigma_i}{\min(\sigma)}$$

TRABAJO de I+D: Planificación Expansión con GD...

CASO DE ESTUDIO

- Red distribución 33 kV de 9 nodos y 8 cargas
- Capacidad transformador subestación (ST) = 40 MVA
- Demanda pico total actual = 35,8 MW
- Demanda esperada en etapas a 10 años = 57,4 MW
- Factor de potencia ($\cos \varphi$) = 0,9
- Costos mercado electricidad (al año 0) = 80 \$/MWh



Input Parameters

- Network Configuration
- Demand, Market Price and Weibull distribution Data
- Load Levels, Horizon Year

Diagnosis of the Network

- Total System Costs
- Capacity and Voltage Issues

Defining alternatives

- Substation Expansion
- Feeders Reinforcement
- DG installation

Expansion Optimization (EPSO)

- Investment Plan
- Standard Deviation
- Total System Costs

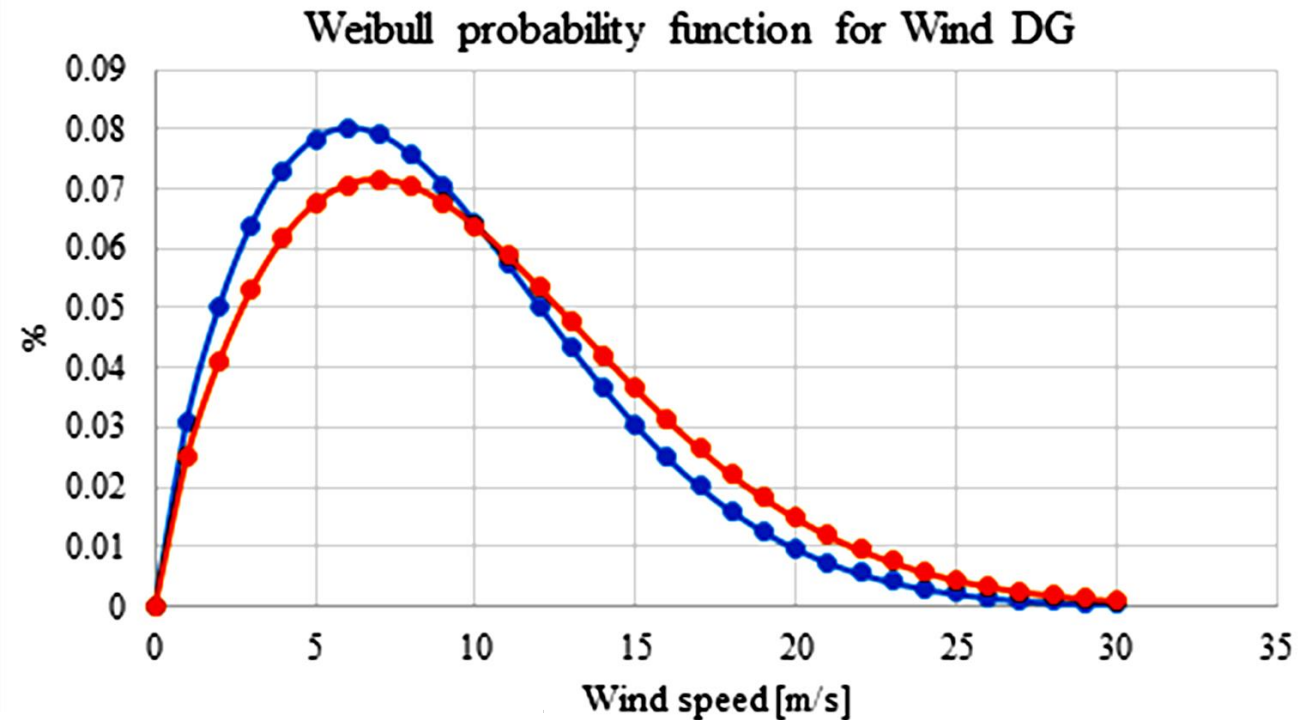
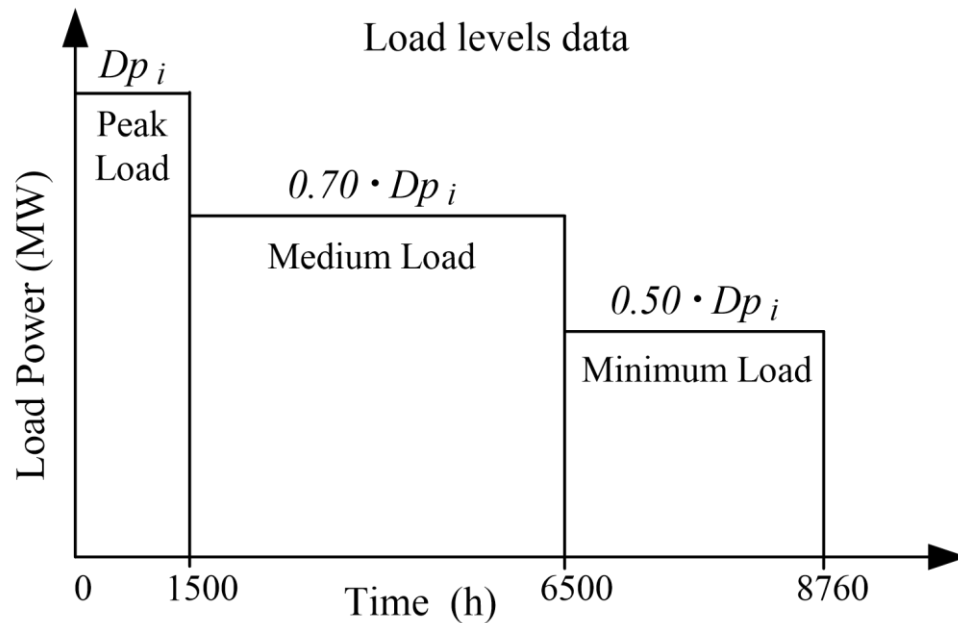
Best Solution

- Investment Plan
- Standard Deviation
- Benefit between Plans

OPF

- Energy Losses
- Energy from wholesale market and DG
- Capacity of lines
- Voltage of load nodes

CASO DE ESTUDIO...

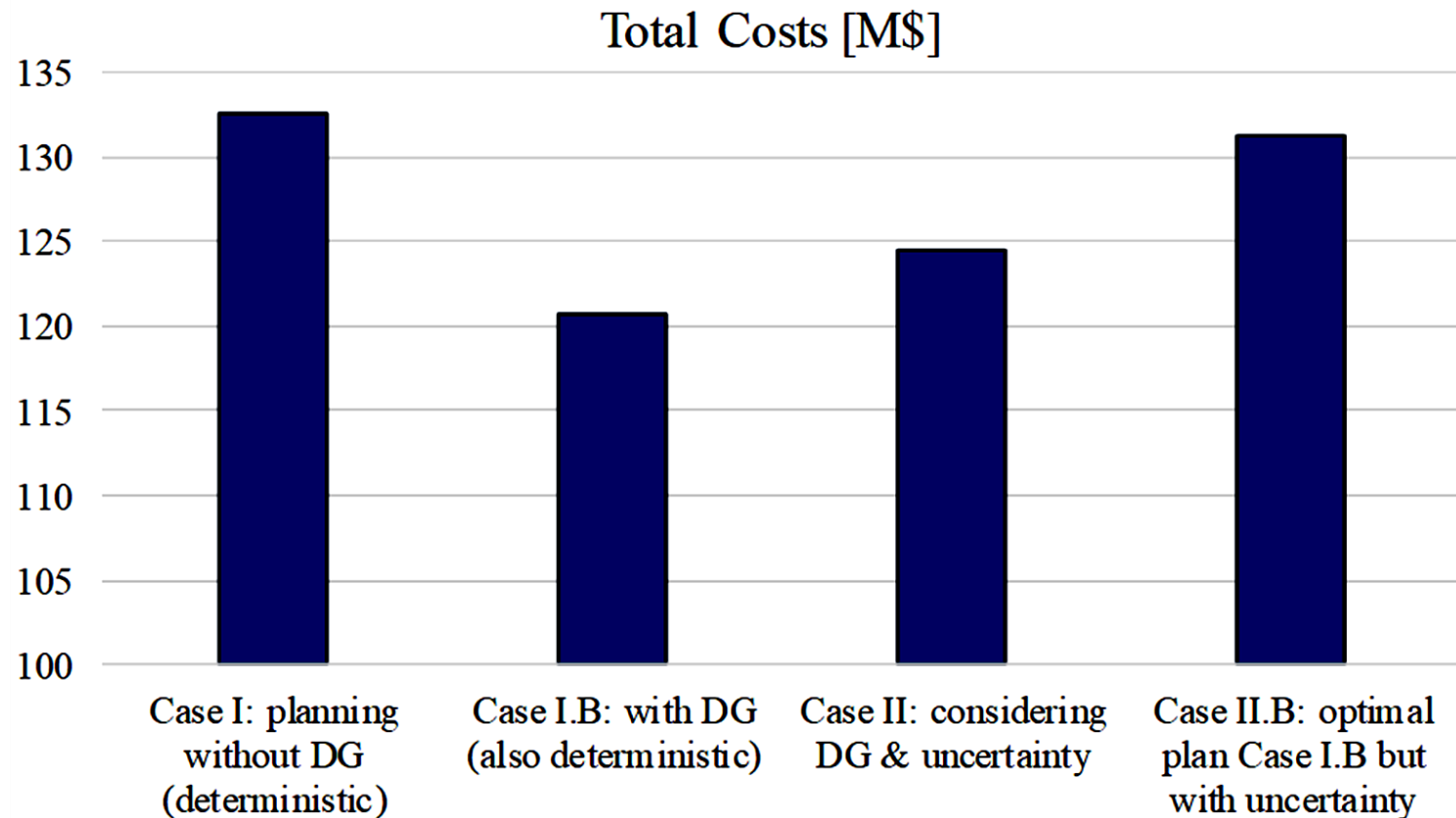


Investments and Operational Costs

Technology	Investment	Operational
Transformer HV/MV 15 MVA	1.00 M\$	-
Feeder MV reinforcement	0.15 M\$/km	-
Natural Gas DG	0.50 M\$/MW	65 \$/MWh
Wind Power DG	1.20 M\$/MW	5 \$/MWh

RESULTADOS NUMÉRICOS

- **Caso I:** DEP determinista (como valores esperados) y para 2 escenarios: con y sin GD
- **Caso II:** Considera incertidumbres, mismos datos Caso I, y GD como opción inversión



TRABAJO de I+D: Planificación Expansión con GD...

Optimal (or best obtained) Investment Plans	Feeders		Transformer		DG (distributed generation)			
	Route	Year	Size	Year	Node	Size	Year	Type
Case I: planning without DG (deterministic)	9-1	1	30 MVA	1				
	9-3	6						
	9-5	7						
	9-7	6						
Case I.B: with DG (also deterministic)	9-1	5	15 MVA	4	1	1 MW	1	Wind
	9-7	9			2	4 MW	1	Wind
					4	3 MW	2	Gas
					6	3 MW	7	Gas
					8	3 MW	1	Wind
Case II: with DG & considering uncertainty	9-1	1	30 MVA	3	2	2 MW	1	Gas
	9-7	5			4	4 MW	1	Gas
					6	4 MW	2	Gas
					8	3 MW	7	Wind



TABLE VIII: TOTAL SYSTEM COSTS IN NPV

Scenario	Mean Total Cost (M\$)	Difference of Mean Costs (%)	Standard Deviation (M\$)
Planning with DG Case I	131,193	-	8,117
Planning with DG Case II	124,486	4,73	3,683

¡Muchas Gracias!

Dr. Ing. Mauricio Samper

msamper@iee-unsjconicet.org

www.iee-unsjconicet.org/reid



REIDGRUPO I+D

REDES ELÉCTRICAS
INTELIGENTES DE DISTRIBUCIÓN

IEE-UNSJ-CONICET

CONICET



INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA