



Identificación del Trabajo	
Área:	Energía
Categoría:	Alumno
Regional:	Santa Fe

Diseño de un parque fotovoltaico como sistema de respaldo de redes industrial es para mejorar la calidad de energía suministrada

Gonzalo ECENARRO, Bruno PIROLA, Esteban SALVETTI, Dino GHISOLFI, Mariano PERDOMO

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE) (Lavaise 610, Santa Fe), Facultad Regional Santa Fe, UTN.

E-mail de autores: gonzae04@hotmail.com, brunopirola7@gmail.com, esteban.salvetti@gmail.com, dinoghisolfi@gmail.com, perdomomariano@hotmail.com

Este trabajo ha sido realizado bajo la dirección del Ing. Ulises Manassero, en el marco del proyecto ENUTIFE0005151TC "Diseño y Gestión de Redes Eléctricas Inteligentes Aplicables en Parques Industriales". (2019 – 2021)

Resumen

Actualmente es de vital importancia brindar confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en la industria debido a la criticidad de los procesos que allí se desarrollan. A la vez, a nivel mundial se apunta a la implementación de energías renovables en reemplazo de energías convencionales.

En el presente trabajo se realizan simulaciones de flujo de carga con el fin de estimar la energía no suministrada (ENS) por condiciones no admisibles de operación, como consecuencia de una contingencia en la red de alimentación al Parque Industrial Sauce Viejo, ubicado en la provincia de Santa Fe. Con estos valores se dimensiona un parque solar fotovoltaico de soporte, teniendo como objetivo mejorar el servicio prestado a todos los usuarios del parque.

Los resultados obtenidos evidencian que el aporte energético de generación renovable, resulta en una reducción de la energía no suministrada, mejorando la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

Palabras Claves: Energía No Suministrada, Confiabilidad del Servicio; Generación Renovable; Parque Solar Fotovoltaico.

1. Introducción

Garantizar el servicio eléctrico brindado en áreas industriales es clave porque dicha energía es la materia prima fundamental de los procesos allí desarrollados. Las interrupciones prolongadas de energía no son la única preocupación que tienen los procesos industriales altamente automatizados, sino que también, requieren que no se presenten interrupciones momentáneas durante estos procesos. Con la complejidad de la industria, estos requisitos cambian constantemente y se vuelven más exigentes (Arizpe Islas, et. al., 2013).

Además durante la última década, la creciente presión hacia sistemas energéticos sostenibles y descarbonizados, como la desregulación de los mercados energéticos han conducido hacia sistemas más complejos y dinámicos, que están revolucionando profundamente las bases de nuestros sistemas de energía. En particular, la creciente penetración de la

generación distribuida de energía renovable, (Pasetti, et. al., 2018). Sin embargo, todavía existen varias limitaciones tecnológicas, principalmente en relación con la intermitencia y la falta de fiabilidad de las fuentes de energía renovable dependientes del clima. No obstante varias líneas de investigación han abordado estos desafíos relacionados con la transición hacia sistemas de energías limpias, que cubren diferentes campos: desde la aplicación y control de sistemas de almacenamiento eléctrico distribuido para la mitigación del comportamiento estocástico hasta el desarrollo de enfoques de control innovadores para el funcionamiento de redes inteligentes (Dasa, et al, 2018).

En Argentina, la generación renovable distribuida es un desafío y se han impulsado y articulado en los últimos años con políticas de estado, tal como la Ley 27.191 (Congreso de la Nación Argentina, 2015), denominada “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica” que pretende llegar al 12% de energía renovable sobre el total de la demanda de energía eléctrica para el año 2020 y al 20% en el año 2025. Sin embargo, en la actualidad, el 63,8% de la matriz energética del país se encuentra cubierta por fuentes de generación de energía eléctrica a base de hidrocarburos, mientras que el aporte de energías renovables es de tan solo 2,4% (Informe anual CAMMESA, 2018).

Utilizando como zona de estudio el Parque Industrial (PI) Sauce Viejo, en el presente trabajo se desarrolla una metodología para identificar deficiencias en el nivel de calidad de energía recibida en el suministro eléctrico de usuarios industriales, cuantificar y valorizar los niveles de energía no suministrada (ENS) anuales originados a causa de perturbaciones en las redes de media tensión de la zona de estudio. En función a los resultados obtenidos, posteriormente se propone definir, diseñar e implementar un parque solar fotovoltaico (PSF) con sistema de almacenamiento de energía, con la finalidad de brindar soporte de energía en condiciones de emergencia (reducción de ENS) y abastecimiento energético a la red industrial (reducción de la compra de energía a la red) a largo plazo.

2. Metodología

La metodología empleada para la estimación de la ENS y dimensionamiento del PSF de respaldo consiste en:

- Analizar la demanda de energía por parte de los usuarios del PI durante el año Base, y su proyección a 20 años.
- Modelar el sistema mediante ayuda de un software específico de sistemas de potencia, que permite analizar, planificar, optimizar y simular redes de media tensión.
- Simular contingencias en las redes de alimentación del parque, conformadas básicamente por fallas en alguno de los alimentadores de 33 kV que abastecen al PI.
- Determinar la demanda no abastecida (DNA) del subsistema en el último año de estudio, donde, debido al crecimiento de la demanda, se obtienen los mayores niveles de DNA (condición más desfavorable de operación de la red).
- Realizar estudios estadísticos para obtener los indicadores de falla de las líneas de media tensión que abastecen al PI y las probabilidades de ocurrencia para diferentes estados de carga del PI, según la definición previa de cinco escenarios de demanda.
- Calcular los niveles de ENS, como consecuencia de condiciones de operación no admisibles del sistema, para el periodo de 20 años determinado.
- Dimensionar el PSF haciendo uso del software Homer, el cual brinda herramientas para el diseño de proyectos de energías renovables, orientados a sistemas híbridos.

2.1. Descripción del subsistema.

El PI Sauce Viejo se alimenta íntegramente en 33 kV a partir de dos alimentadores, denominados “Colectora Sur” y “Colectora Norte” los cuales se vinculan a un transformador de potencia de 30/30/30 MVA, ubicado en la Estación Transformadora (ET) Brigadier López (BRI), con tensiones de operación 132/33/13,2 kV. Cada alimentador posee una longitud, en el desarrollo de su troncal, de aproximadamente 4 km y están compuestos por un primer tramo de un cable de 185mm² de sección, con conductor de Aluminio y aislación seca en XLPE, y los restantes tramos hasta las diferentes subestaciones transformadoras aéreas que abastecen (SETAs) se conforman por conductores aéreos de 95/15 mm² y material compuesto Aluminio/Acero. Las SETAs consisten en transformadores de 33/0,4 kV, con las siguientes potencias nominales: uno de 160 kVA, catorce de 315 kVA, ocho de 630 kVA, y uno de 5000 kVA.

Los usuarios son del tipo industrial, de diversos rubros, totalizando el PI Sauce Viejo, una demanda máxima en el periodo estival de 10.513 kVA para el año Base (año 2017).

La red presenta una topología anillada con posibilidad de vincular ambos alimentadores mediante cuatro seccionadores, cuya traza se observa en la imagen satelital de la figura 1. En condiciones normales de operación, ambos alimentadores operan en forma radial.

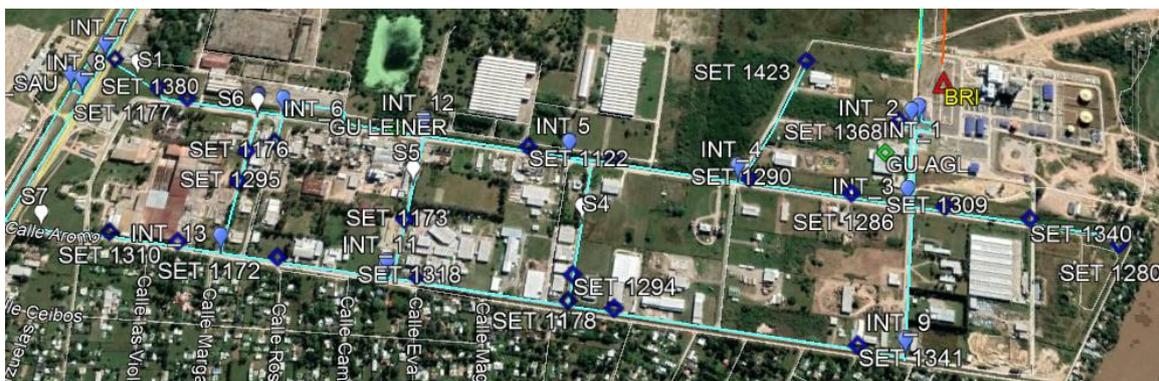


Figura 1. Imagen satelital de la red.

2.2. Consideraciones adoptadas para las simulaciones.

Para los estudios de flujos de cargas y dimensionamiento del PSF, se adoptaron las siguientes consideraciones:

- Las demandas se obtienen a partir de mediciones realizadas durante el año 2017.
- Se consideran cinco escenarios de demanda a saber: pico, sub-pico, resto, valle, sub-valle.
- Se adoptan niveles de calidad del producto técnico exigidos en el Anexo 27 de Los Procedimientos de CAMMESA (CAMMESA, 2016). Como límite operativo de la tensión en barras de 33 kV, se adoptó 0,90 pu y 1,10 pu.
- Adopción como límite de capacidad de transmisión de potencia de las líneas aéreas al límite térmico-mecánico impuesto por sus conductores.
- El límite admisible de condiciones normales de operación para el transformador de potencia 132/33/13,2kV corresponde a la capacidad nominal de la máquina, impuesta por el fabricante según su diseño.
- Se adoptó un factor de potencia de 0,9 para cargas industriales.
- Se utiliza el software NEPLAN versión 5.3.51 para el modelado del sistema y simulación del flujo de carga.

- Se utiliza el software Homer Pro Versión 3.13.2 para dimensionar y obtener la configuración óptima del PSF de respaldo (paneles, baterías, inversor).
- Para proyectar la demanda a veinte años se utiliza la tasa de crecimiento compuesta obtenida a partir de datos históricos de la demanda del Gran Santa Fe del período 2005-2017, la misma tiene un valor de 4,24% (ver figura 2).
- Para proyectar el PSF de respaldo ante contingencias, se realiza un diseño energético del mismo en función a los valores horarios de ENS obtenidos para el año más desfavorable (año 2037).

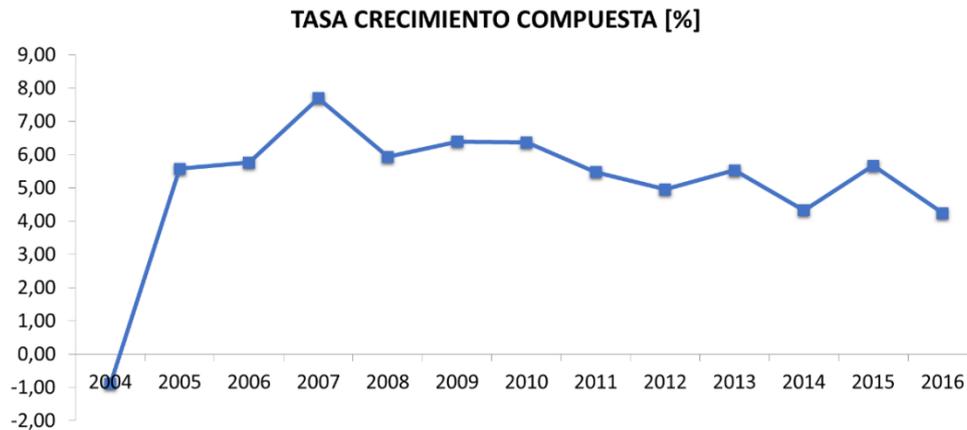


Figura 2. Evolución de la tasa de crecimiento.

2.3. Cálculo de la demanda no abastecida.

Para el cálculo de DNA se parte de las mediciones diarias sobre ambos alimentadores del período de máximo consumo (diciembre, enero, febrero, marzo) durante el año Base. A partir de estas mediciones se obtiene la demanda para los próximos 20 años mediante la ecuación de progresión de demanda (ecuación 1).

$$P = P_0 \cdot (1 + t)^n \quad (1)$$

Donde:

- P : Potencia en el año n .
- P_0 : Potencia en el año base.
- t : Tasa de crecimiento.
- n : Diferencia entre año de estudio y año base.

La DNA se estima para los cinco periodos mencionados, los cuales son obtenidos haciendo uso de la medida estadística percentil. Los valores asignados fueron percentiles 95, 75, 50, 30, 15 a los períodos pico, sub-pico, resto, valle y sub-valle respectivamente.

Para el caso del periodo de pico, se adopta el percentil 95 con el fin de eliminar las mediciones excesivamente elevadas como consecuencia de algún evento anormal en la red como por ejemplo, un cortocircuito o una transferencia de carga, que distorsionarían los valores máximos reales de demanda. Del mismo modo, el percentil 15 permite filtrar valores erróneos debido a, por ejemplo, fallas en los instrumentos de medición.

A partir de los consumos de energía anual de las cargas (SETAs y Grandes Usuarios) – equivalentes a la potencia media-, se obtienen los índices de participación que representan cada una con respecto a la demanda total del alimentador a la cual se encuentran conectadas. Luego, se realiza el producto de este factor de participación por el percentil correspondiente a cada período de demanda. Se muestran en la tabla I y II los valores mencionados anteriormente para el año base.

Tabla I. Potencia de las demandas para los escenarios de estudio. Colectora Norte. Año 2017.

N° SET	Potencia Media kVA	Carga del Alimentador %	S kVA PICO	S kVA SUP-PICO	S kVA RESTO	S kVA VALLE	S kVA SUB-VALLE
1122	75,541	2,056	106,626	97,592	89,462	83,706	75,705
1177	29,354	0,799	41,434	37,923	34,764	32,527	29,418
1259	9,434	0,257	13,316	12,187	11,172	10,453	9,454
1280	24,191	0,658	34,146	31,253	28,650	26,806	24,244
1286	3,831	0,104	5,408	4,949	4,537	4,245	3,839
1290	39,471	1,074	55,713	50,993	46,745	43,737	39,557
1293	41,728	1,136	58,900	53,909	49,419	46,239	41,819
1309	21,144	0,575	29,845	27,317	25,041	23,430	21,190
1340	41,834	1,138	59,049	54,046	49,544	46,356	41,925
1368	0,119	0,003	0,168	0,154	0,141	0,132	0,119
1380	0,796	0,022	1,123	1,028	0,942	0,882	0,797
1423	44,533	1,212	62,859	57,533	52,740	49,347	44,630
GU LEINER	3125,062	85,041	4411,041	4037,298	3700,978	3462,832	3131,858
GU AGL	217,716	5,925	307,307	281,269	257,839	241,248	218,190
TOTAL	3674,754	100,000	5186,934	4747,451	4351,973	4071,938	3682,746

Tabla II. Potencia de las demandas para los escenarios de estudio. Colectora Sur. Año 2017.

N° SET	Carga kVA	Carga del Alimentador %	S kVA PICO	S kVA SUP-PICO	S kVA RESTO	S kVA VALLE	S kVA SUB-VALLE
1171	119,863	27,944	1488,407	1309,543	1154,633	1058,813	975,769
1172	64,617	15,064	802,377	705,954	622,445	570,790	526,022
1173	36,739	8,565	456,210	401,386	353,905	324,536	299,082
1176	13,244	3,088	164,456	144,693	127,577	116,989	107,814
1178	16,515	3,850	205,081	180,436	159,092	145,889	134,447
1294	16,411	3,826	203,787	179,298	158,088	144,969	133,599
1295	73,039	17,028	906,968	797,976	703,581	645,193	594,589
1310	46,498	10,840	577,396	508,009	447,915	410,744	378,529
1318	29,235	6,816	363,021	319,396	281,614	258,243	237,989
1341	12,779	2,979	158,678	139,609	123,095	112,879	104,026
TOTAL	428,941	100,000	5326,380	4686,300	4131,945	3789,045	3491,865

A partir de los datos obtenidos se realizan las simulaciones de flujos de carga de la red industrial para los cinco escenarios de demanda correspondientes a cada uno de los años del período de análisis. La simulación consiste en plantear una falla en una de las colectoras y realimentar todas las cargas a través de la colectora restante. Luego se ejecuta el flujo de carga y se verifica que no se superen las condiciones admisibles de operación del sistema (límites de tensión y cargabilidad de las líneas). En caso de que esto suceda se procede a desconectar cargas hasta restablecer las condiciones normales de operación, siendo esta carga desconectada la DNA en ese período. En la figura 3, se presenta el modelo del subsistema confeccionado en NEPLAN.

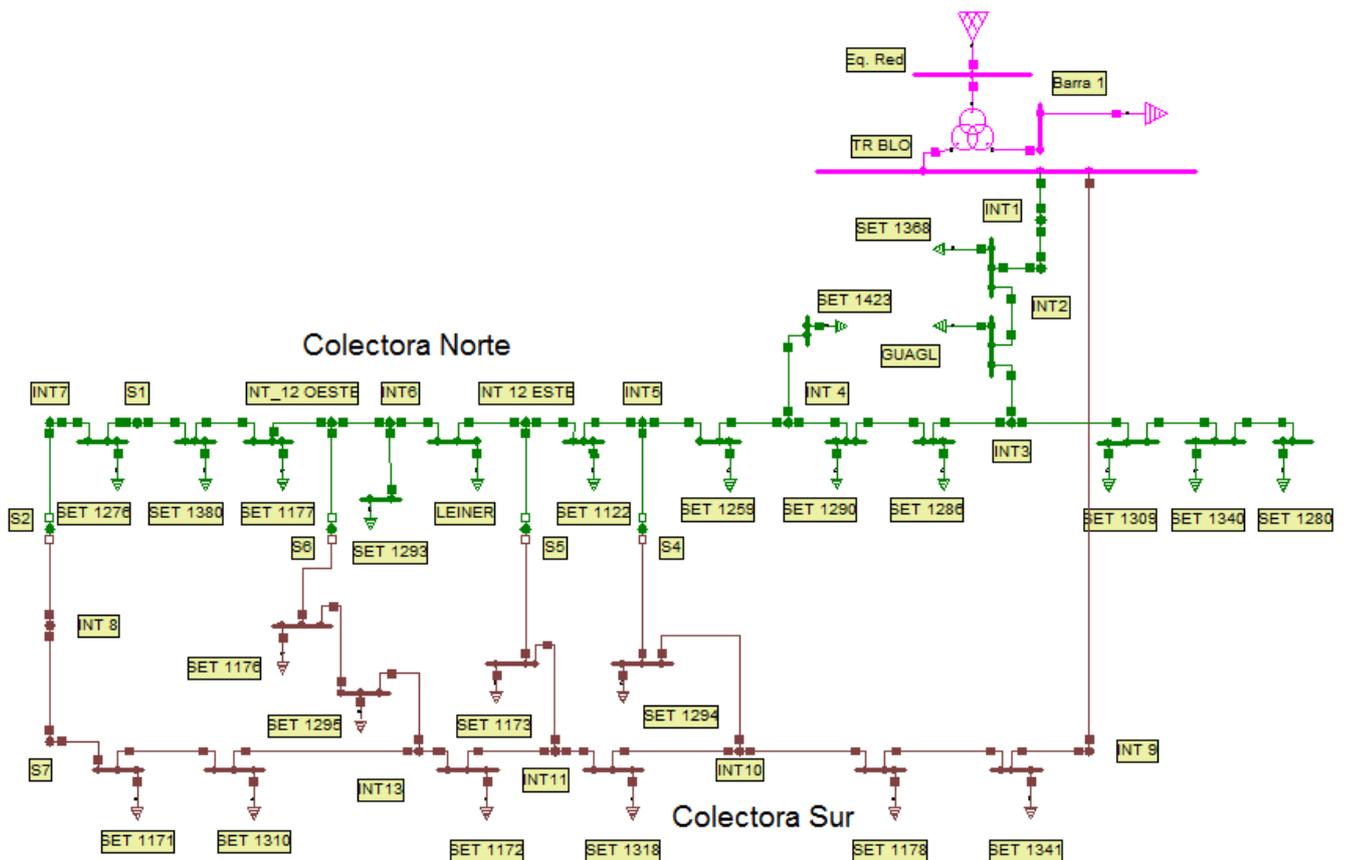


Figura 3. Modelo de la red de abastecimiento de energía eléctrica del PI Sauce Viejo.

2.4. Cálculo de la energía no suministrada.

Se determinan las horas (probabilidades asociadas) correspondientes a los valores de las demandas que se ubican dentro de cada uno de los cinco periodos considerados mensualmente.

La base de datos histórica de los indicadores de calidad de energía de los alimentadores fue recolectada de las bases de datos suministradas por la Asociación de Distribuidores de la Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA) y la Secretaría de Energía de la Nación. A partir de estos datos, se obtiene la cantidad de fallas por kilómetro de línea en 33 kV y la duración de las mismas, con la cual se obtienen las horas anuales de falla. Luego se distribuye este valor mensualmente según la tabla III correspondiente a las “Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones para el Período 2017-2021” publicado por el Ente Nacional Regulador de la Energía Eléctrica (ENRE).

Tabla III. Número de interrupciones anuales (ENRE)

Frecuencia de Interrupciones (Interrupción/Anual)	
Usuario en AT	6
Usuario en MT	8
Usuario en BT (Grandes demandas)	12
Usuario en AT (Pequeñas y medianas demandas)	12

Con los datos anteriores se calcula la ENS mensual mediante la ecuación 2.

$$ENS_{mensual} = \sum_1^p DNA_p \cdot h_{falla} \cdot \frac{Prob.per.dem}{100} \quad (2)$$

Siendo:

- DNA_p : Demanda no abastecida para el periodo “p”.
- h_{falla} : Horas de falla mensual.
- t : Tasa de crecimiento.
- $Prob.per.dem$: Probabilidad de ocurrencia del valor de la demanda en el periodo “p” en ese mes.
- p : Período, correspondiente a uno de los cinco escenarios definidos

2.5. Dimensionamiento del parque solar fotovoltaico de respaldo.

En el software Homer, se realiza el modelo simplificado del sistema energético que se conforma por Demanda, PSF, Batería e Inversor (ver figura 4). La demanda se modela con un paso horario y cuyos valores corresponden a los niveles de ENS mensuales obtenidos para el año 2037, correspondientes a la colectora con mayor cuantía de ENS. A los fines de adoptar una hipótesis conservadora, tal que el dimensionamiento del PSF permita el respaldo de la red ante las contingencias de mayor criticidad, se asignan los valores de ENS en horarios nocturnos, pues sin producción de energía fotovoltaica, se maximiza la exigencia del sistema de baterías para abastecer la demanda.

Se realizan las simulaciones de optimización del sistema energético modelado, obteniendo como resultado el dimensionamiento óptimo de cada uno de los componentes, según la premisa de abastecer la ENS con el mínimo costo de operación por kWh generado (COE).

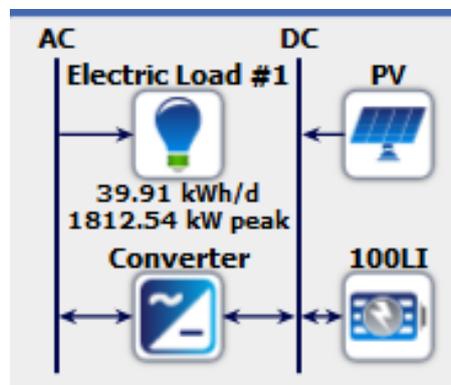


Figura 4. Esquema del modelo de abastecimiento de la ENS confeccionado en Homer Pro.

3. Resultados y Discusión

3.1. Determinación de la demanda no abastecida.

En base a los resultados de las simulaciones de flujos de carga, se obtiene que a partir del año 2030 comienza a producirse DNA en la red industrial debido a que los alimentadores alcanzan su límite de cargabilidad ante condiciones de falla. En lo que respecta a los perfiles de tensión en nodos, no se superan los valores máximos admisibles para los años de estudio, resultando en el caso más desfavorable un valor del 99,39 %, que se corresponde con una contingencia en la Colectora Norte para el año 2037.

En la figura 5 se muestra la DNA por período para el año 2037 (último año en análisis), representativa del caso más desfavorable y partir del cual se obtienen la ENS mensual. En la misma se observa que la máxima DNA se produce en el periodo pico y por el contrario, para el periodo de sub-valle no hay DNA, lo cual fue un criterio para determinar dicho periodo.

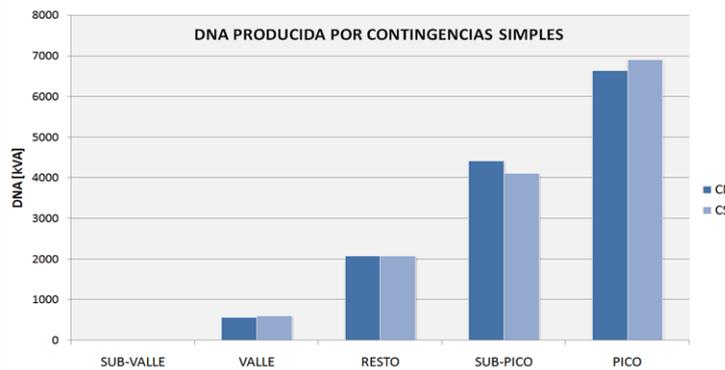


Figura 5. DNA, año 2037.

3.2. Determinación de la energía no suministrada.

En cuanto a la ENS, resulta en un valor de 1.714 kVAh para el primer año de DNA (2030) y 14.568 kVAh para el año 2037. La ENS acumulada totaliza un valor de 57.115 kVAh durante el período de ocho años en los cuales la falla en el alimentador produce DNA.

En la figura 6 se observa el crecimiento de la ENS año a año por cada uno de los alimentadores.

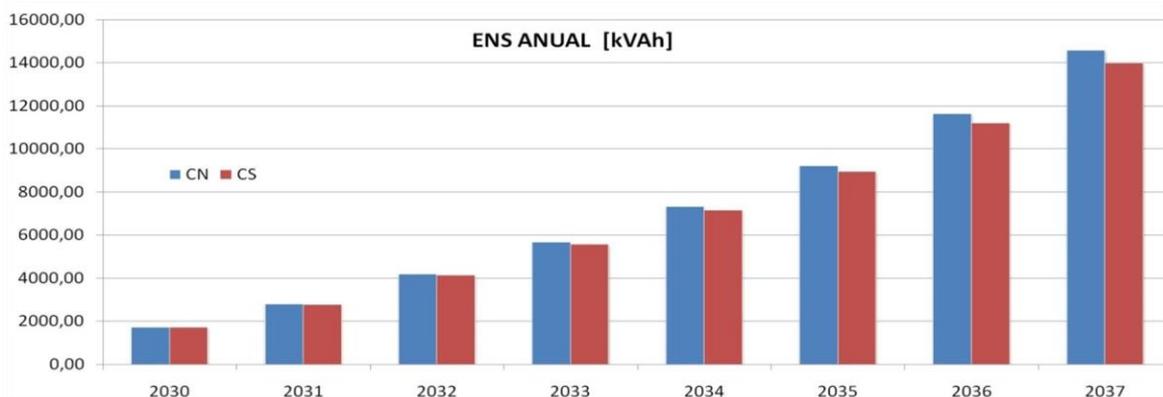


Figura 6. Evolución ENS.

3.3. Dimensionamiento del parque solar fotovoltaico de soporte.

A partir de los valores calculados de ENS del año 2037 e ingresados en el software Homer, se realizaron las simulaciones de optimización y se obtuvieron los valores del dimensionamiento de los componentes del PSF que se muestran en la tabla III.

Tabla III. Dimensionamiento del PSF de respaldo.

PSF kWp	Inversor KW	Batería unidades	COE USD/kWh
13,1	1983	26	23,67

Cabe aclarar que la batería seleccionada es de ion-litio con una capacidad nominal de 100 kWh.

En la figura 7 se observa la potencia generada mensualmente por los paneles, quedando en evidencia como crece la generación en la época estival.



Figura 7. Potencia mensual generada.

En la figura 8 se muestra la producción de energía del PSF a lo largo del día y el año, destacando que en los meses invernales la potencia generada es menor y las máximas potencias de generación se presentan en horas adyacentes al mediodía.

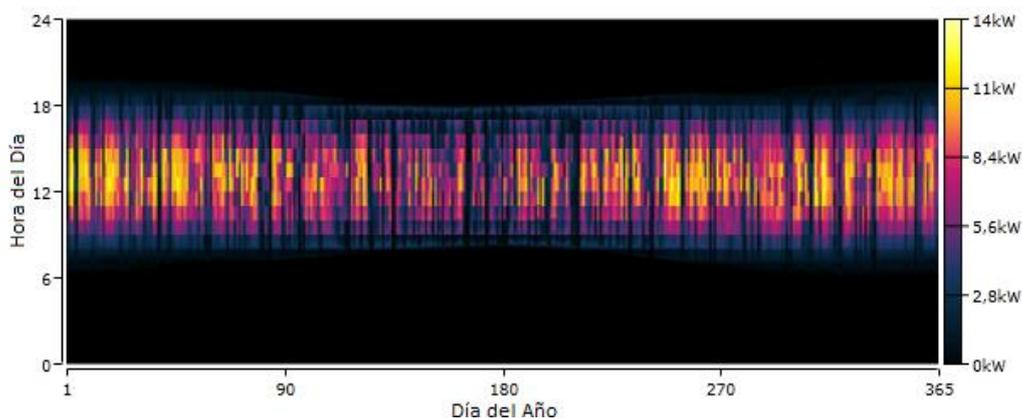


Figura 8. Potencia de salida de los paneles fotovoltaicos.

Por otra parte, el estado de carga del banco de baterías (ver figura 9) evidencia que para los escenarios de mayor ENS, acontecidos en los meses de diciembre, enero, febrero y marzo, el porcentaje de carga alcanza su menor valor (estado de carga de aproximadamente el 30 %), producto de su mayor aporte de energía para abastecer la “ENS demandada”.

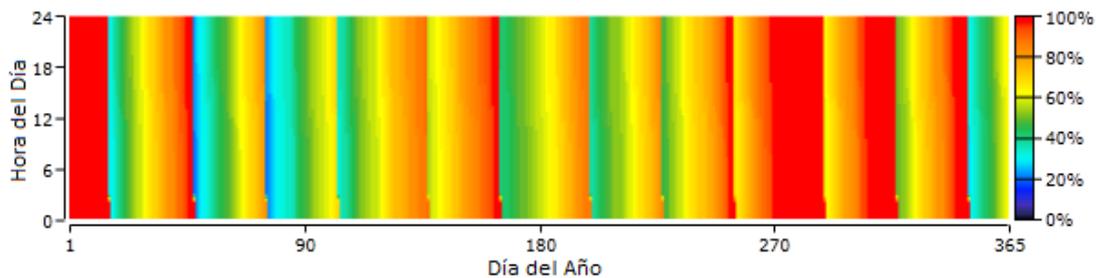


Figura 9. Estado de carga de baterías.

4. Conclusiones

Los niveles de DNA obtenidos a partir de los estudios de flujo de carga del sistema como consecuencia de producirse una falla en alguno de los dos alimentadores que abastecen la demanda del PI Sauce Viejo, requieren el estudio y análisis de alternativas técnicas que permitan lograr diversas variantes en el suministro de energía al PI. Esto se puede lograr con la implementación de nuevas obras en la infraestructura de la red, lo que brindaría mayor versatilidad al sistema, o bien, la instalación de centrales generadoras, como se propone en el presente trabajo, permitiendo mediante la instalación de una fuente de energía no convencional como lo es un sistema compuesto por PSF y un banco de baterías, disminuir la ENS devenida ante una contingencia en el sistema, otorgándole al mismo una mayor confiabilidad en su estructura, y mejorando la calidad del servicio prestado a todos los usuarios del PI.

En trabajos futuros se analizará la posibilidad de utilización como fuente de soporte del parque de otras centrales de generación de energía eléctrica no convencionales, como ser eólicas, hidrocinéticas, biogás, y a su vez, estudiando cómo responde la red ante la inserción de estas fuentes de generación en el sistema.

Bibliografía

- CAMMESA (2016), anexo 27. Reglamentación aplicable a la prestación adicional de la función técnica de transporte de energía eléctrica firme en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- CAMMESA. Informe anual 2018.
- Congreso de la Nación Argentina. (2015). Ley N°27191. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.
- ENRE, anexo 16. Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones para el Período 2017-2021.
- Pasetti, M., Rinaldi, S., Manerba, D. (2018). A Virtual Power Plant Architecture for the Demand-Side Management of Smart Prosumers.
- Arizpe Islas, J. L., Neira Rosales, S., López Escamilla, A., (2013). Calidad de Energía y Sistemas Eléctricos de Potencia.
- Dasa, Ch.; Bassa, O.; Kothapallia, G.; Mahmoudb, T.; Habibi, D.(2018). Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 91, August 2018, pp. 1205-1230.