

GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA Y REDES INTELIGENTES EN LA LOCALIDAD DE CENTENARIO, PROVINCIA DEL NEUQUÉN PRIMERAS ETAPAS DEL PROYECTO

J.C. Durán, C. Argañaraz, G. Pedro, I.H. Eyra, E.M. Godfrin, A. Ruótolo, R. Pedace, J.C. Benvenuto, J. Di Santo, S. Muñoz, C.A. Rinaldi
EPEN, UNSAM, ALDAR, CNEA, UBA, UpGrid
jduran@iresud.com.ar, www.iresud.com.ar

Recibido 24/07/17, aceptado 25/09/17

RESUMEN: El proyecto “Generación fotovoltaica distribuida y redes inteligentes en la localidad de Centenario, Provincia del Neuquén.”, parcialmente financiado con Fondos Sectoriales (FONARSEC) del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, se encuentra en ejecución desde fines de 2015 a través del CAPP IRESUD-RI, conformado por la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM), el Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN) y la empresa Aldar S.A.. Cuenta, asimismo, con la participación del Departamento Energía Solar de la CNEA. El proyecto prevé la instalación de sistemas fotovoltaicos distribuidos, con una potencia total de alrededor de 200 kW, conectados a la red de distribución eléctrica bajo una subestación transformadora de 500 kVA. En este trabajo, se presenta el estado de avance del proyecto, en particular en lo referente a la selección del sitio, el modelado del sistema de distribución y el diseño de los sistemas fotovoltaicos. Asimismo, se realiza un análisis preliminar de las externalidades del proyecto.

Palabras clave: energía solar fotovoltaica, generación distribuida, redes inteligentes, microredes, externalidades

INTRODUCCIÓN

El mundo está viviendo una época de cambios significativos en el sector energético, una transición de la cual comienzan a observarse algunos signos concretos, como el desplazamiento de las inversiones en energía hacia las fuentes renovables en detrimento de otras fuentes, principalmente las basadas en hidrocarburos. La creciente preocupación mundial por el calentamiento global hace que la transición a una matriz energética más sostenible, que contribuya a la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), sea considerada una cuestión urgente. Las energías renovables (ER), junto al uso racional y eficiente de la energía (UREE), son las alternativas con mayor consenso y socialmente más aceptadas para responder a la demanda creciente de energía por parte de la sociedad, reducir las emisiones de GEI y lograr así un desarrollo más sostenible (Smil, 2015)

Las energías renovables, impulsadas por profundas reducciones de costos y políticas gubernamentales favorables, superaron en el año 2016 a los hidrocarburos en la nueva potencia eléctrica instalada en el mundo. A nivel global, se instalaron 161 GW de potencia renovable en dicho año, representando cerca del 62% de la nueva potencia total (REN21, 2017). Solar fotovoltaico, en particular, aportó aproximadamente un 47% de la potencia renovable (75 GW), superando a la energía eólica y la hidráulica.

La drástica reducción de precios de los módulos fotovoltaicos y demás componentes del sistema (“Balance of System”, BOS), como consecuencia del cambio de escala y mejoras tecnológicas, ha dado lugar a una significativa disminución del costo de instalación de los sistemas FV y, en consecuencia, del costo de generación (IRENA, 2016).

En los últimos años, Latinoamérica ha incrementado significativamente su participación en el mercado fotovoltaico global (Latin America PV, 2016), a través, esencialmente, de la instalación de centrales de potencia en suelo. Se espera que la región en su conjunto represente más de 6% de la demanda mundial de energías renovables en 2017. Los precios de la energía solar FV en la región continúan

reduciéndose en forma sostenida, habiendo alcanzado un valor récord de 29 U\$\$/MWh en una licitación realizada en Chile durante la segunda mitad de 2016.

La generación distribuida mediante energía solar fotovoltaica está en alza en algunos mercados tales como México y Brasil, aunque aún su participación en el mercado FV de la región es baja comparada con otros mercados como, por ejemplo, el europeo. Brasil tiene aproximadamente 9300 instalaciones fotovoltaicas de generación distribuida (unas 6500 de ellas incorporadas durante el último año), con una potencia total instalada superior a 70 MW, según datos de la Agencia de la Energía Eléctrica brasileña (PV Magazine, 2017). Por su parte, las instalaciones solares de generación distribuida podrían triplicarse durante 2017 en México, por medio de la instalación de aproximadamente 50.000 sistemas fotovoltaicos en el país, incremento impulsado en gran parte por la nueva regulación (PV Magazine, 2017).

Chile continúa liderando la región en cuanto a la potencia FV total instalada, habiendo superado los 1800 MW. En 2017, la conexión a la red de nuevas centrales FV en este país se verá retrasada como consecuencia de la saturación de la red eléctrica. México ejecutará durante 2017 las primeras etapas (diseño de plantas, definición de sitios, búsqueda de financiación) de un programa cuyo objetivo es instalar un total de 4,2 GW fotovoltaicos durante los próximos años. Sin embargo, existe incerteza respecto de la factibilidad económico-financiera de este programa, como consecuencia de la continua devaluación de la moneda y el hecho de que la tarifa está fijada en pesos mejicanos.

MATRIZ ELÉCTRICA ARGENTINA Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES

El sector eléctrico en Argentina constituye el tercer mercado energético de América Latina. Depende principalmente de la generación térmica y de la generación hidroeléctrica. La generación térmica predominante es por combustión de gas natural. Si bien actualmente el país es importador neto de gas, a mediano plazo se espera recuperar el autoabastecimiento, debido a las grandes reservas comprobadas de tight-gas, y a los recursos masivos en shale-gas, especialmente en la Cuenca Neuquina. Los proyectos de expansión de la capacidad nuclear son muy limitados. Algo similar ocurre con las nuevas centrales hidroeléctricas de potencia. Tal como puede apreciarse en la Figura 1, la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica argentina, excluyendo la energía hidroeléctrica de gran escala, es aún muy baja, incluso comparado con otros países de la región.

Una fracción relevante del parque de generación térmico está compuesto por equipos turbo vapor (TV) y motores diésel con un grado elevado de obsolescencia. Por ejemplo, se estima que más de 2 GW de los equipos TV superan los 40 años de servicio (CADER, 2015). Este hecho trae aparejado un alto grado de indisponibilidad térmica anual. En los picos de demanda, la generación ha llegado a aportar 25 GW de potencia, poniendo en funcionamiento los equipos con mayores costos del parque. Esta elevada erogación se hace a costa de la importación de gas y gasoil, quemados en equipos poco eficientes. Esta dependencia externa es uno de los factores que más han desequilibrado la balanza comercial, restringiendo severamente el crecimiento económico del país.

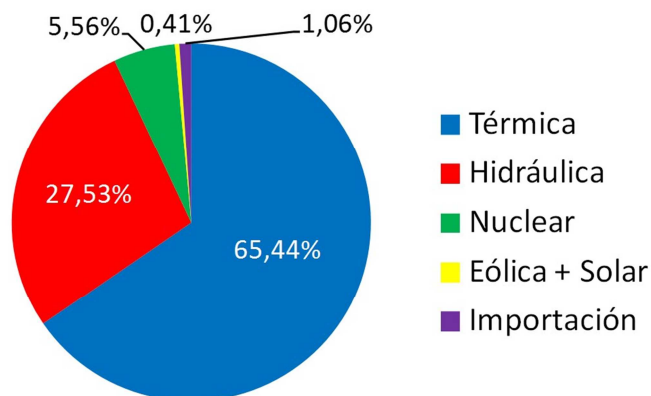


Figura 1: Matriz eléctrica argentina del año 2016 (CAMMESA, 2016).

Por otro lado, la producción eléctrica mediante energías renovables resulta hoy más económica que la generada mediante combustibles fósiles líquidos (nacionales e importados), y constituyen una oportunidad para diversificar y robustecer la matriz eléctrica (en otras palabras, aumentar la seguridad de suministro que es un factor fundamental de la seguridad nacional), y al mismo tiempo generar fuentes de trabajo local, disminuir las emisiones e inclusive reducir costos de transporte y distribución. Por lo tanto, resulta necesario desde el punto de vista del Estado Nacional dar un marco legal al desarrollo de estas energías. Debido a las distorsiones de precios se dificulta estimar los costos nivelados de las diferentes tecnologías, pero estudios independientes realizados en países que no sufren estas distorsiones, muestran claramente que las energías eólica y solar fotovoltaica ya son competitivas con los ciclos combinados a gas (Lazard, 2016), y están comenzando a desplazar al resto hasta el límite máximo de penetración inherente a la intermitencia de estas fuentes de energía, incluso con precios de los combustibles menores que en la Argentina.

Lo expuesto precedentemente muestra una clara oportunidad de impulsar la diversificación de la matriz energética, en particular la eléctrica, a través de la introducción paulatina, pero sostenida y creciente, de las fuentes renovables de energía. Si bien ha habido en los últimos años iniciativas políticas en esta dirección (Ley 26190, Programa GENREN, Res. de Secretaría de Energía 108/2011, Ley 27191), todas ellas estuvieron orientadas a promover la instalación de plantas de generación eléctrica a partir de fuentes renovables conectadas al sistema interconectado nacional.

La capacidad FV instalada en el país hasta el año 2009 estaba mayormente ubicada en áreas rurales dispersas y alejadas de las redes eléctricas. La entrada en operación de la planta FV de 1,2 MW en Ullúm (San Juan, 2011), marcó el primer hito en la instalación de centrales de potencia. A ella se sumaron 7 MW en Cañada Honda, San Juan (Programa GENREN, años 2012 y 2013) y 1 MW en la provincia de San Luis, en 2014. Sin embargo, el primer salto cualitativo se dará con la entrada en funcionamiento de las centrales fotovoltaicas ganadoras de las primeras Rondas 1 y 1.5 del Programa RENOVAR, en las cuales se adjudicaron 24 proyectos de plantas FV por un total de aproximadamente 900 MW.

En lo referente a la generación distribuida con renovables, sólo algunas provincias han habilitado la inyección a la red pública de energía eléctrica de origen renovable, no existiendo aún regulación a nivel nacional. Las provincias de Santa Fe, Salta y Mendoza ya han promulgado leyes y emitido resoluciones que autorizan, reglamentan y promueven la conexión a red de sistemas de generación distribuida con renovables. Otras provincias (Chubut, Misiones, Neuquén, Tucumán, etc.) cuentan también con legislación, pero aún no reglamentada.

En los últimos años, se han presentado en el Congreso Nacional diversos proyectos de ley de generación distribuida mediante fuentes renovables. Actualmente, el proyecto de ley "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública", elaborado a partir de los proyectos presentados por Diputados Nacionales de cuatro bloques parlamentarios (HCDN, 2017), cuenta con dictamen favorable de la Comisión de Energía y Minería de la Cámara de Diputados.

La diversificación de la matriz eléctrica, junto con la introducción de generación distribuida conectada a las redes de baja tensión, representa también una oportunidad para impulsar el uso de técnicas de redes inteligentes y microrredes. Las tecnologías asociadas al manejo inteligente de redes y microrredes presentan una dinámica muy favorable en aquellos países donde se han establecido programas y proyectos para su difusión tal como se puede observar en las curvas de aprendizaje y la tasa de adopción de las mismas.

ANTECEDENTES

La Argentina tiene la mayor parte de su consumo eléctrico concentrado en los centros urbanos (el Área Metropolitana Buenos Aires, por ejemplo, consumió en 2016 el 39% de la demanda eléctrica del país), junto con una gran extensión territorial (CAMMESA, 2017). Dadas estas características, la utilización masiva de generación fotovoltaica distribuida ubicada en áreas urbanas y periurbanas contribuiría al uso eficiente de la energía al reducir las pérdidas por transporte, y a la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero por reducción del quemado de combustibles fósiles en centrales térmicas. A tal fin, resulta fundamental implementar políticas de promoción de este tipo de instalaciones. La

formulación de un marco regulatorio técnico, comercial, económico, fiscal y administrativo eficiente es clave para optimizar el proceso de adopción tecnológico.

Con el objeto de promover en el país la generación de electricidad mediante sistemas fotovoltaicos de pequeñas potencias, integrados a edificios y conectados a la red eléctrica de baja tensión, el Consorcio Asociativo Público-Privado (CAPP) IRESUD, conformado por la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM) y 5 empresas privadas, ejecutó, entre los años 2012 y 2016 el proyecto "Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos" (<https://iresud.com.ar/>). Este proyecto (en adelante, Proyecto IRESUD) estuvo parcialmente subsidiado con Fondos Argentinos Sectoriales (FITS Energía Solar N° 008-2010) del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, y contó con el apoyo del Ente Nacional Regulador de la Electricidad, la ex-Secretaría de Energía de la Nación, y otros organismos vinculados al sector energía de diversas provincias. Participaron también numerosas Universidades Nacionales.

Entre otras actividades, el proyecto IRESUD impulsó el desarrollo de leyes y normas relacionadas con la generación eléctrica distribuida mediante energías renovables. A través del establecimiento de acuerdos de colaboración con organismos públicos y privados de diferentes partes del país, se ha conseguido extender a gran parte del territorio nacional el proyecto e instalar el tema de la generación distribuida mediante sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en prácticamente todos los actores del sector eléctrico. Durante la ejecución del proyecto se instalaron alrededor de 50 sistemas fotovoltaicos conectados a red, con una potencia total cercana a 200 kW, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y 15 provincias del país.

GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA Y REDES INTELIGENTES EN LA LOCALIDAD DE CENTENARIO, PROVINCIA DEL NEUQUÉN

El proyecto "Generación fotovoltaica distribuida y redes inteligentes en la localidad de Centenario, Provincia del Neuquén: una experiencia piloto como referencia para otras áreas urbanas." (FITR 039-2013) [<http://www.mincyt.gov.ar/convocatoria/fitr-2013-9661>], se encuentra en ejecución desde fines de 2015, a través del CAPP IRESUD-RI, conformado por la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM), el Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN) y la empresa Aldar S.A.. Cuenta, asimismo, con la activa participación del Departamento Energía Solar de la CNEA, dentro del Convenio Marco de Colaboración vigente entre la CNEA y la UNSAM.

Dicho proyecto (en adelante, proyecto IRESUD-RI) es continuación natural del FITS 008-2010 mencionado previamente, y está parcialmente financiado por el Fondo de Innovación Tecnológica Regional – Plan Argentina Innovadora 2020 – de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica. Su objetivo principal es contribuir al desarrollo en el país de una nueva arquitectura y tecnología de redes de energía modernas y flexibles, que contemplen el uso de generación eléctrica distribuida a partir de energías renovables, en especial energía solar fotovoltaica, incorporando la infraestructura de comunicación, gestión de datos y elementos de control y seguridad a las redes de distribución existentes. Busca, asimismo, impulsar un fuerte crecimiento de la participación de las energías renovables en la red eléctrica, siendo éste el primer paso hacia el desarrollo de redes inteligentes basadas en micro redes que permitan manejar la intermitencia de las fuentes renovables variables.

Sus objetivos específicos son:

- Diseñar, instalar, operar y realizar el seguimiento de un conjunto de sistemas fotovoltaicos distribuidos, conectados a la red de baja tensión bajo una misma Subestación Transformadora (SET), y con una potencia total significativa comparada con la capacidad de la subestación.
- Desarrollar un sistema de telesupervisión y eventual intervención en forma remota sobre las instalaciones desde las que se brinda el suministro eléctrico de baja tensión (incluyendo las de generación distribuida).
- Evaluar teórica y experimentalmente las consecuencias de la generación distribuida sobre la calidad del servicio eléctrico.
- Mejorar la eficiencia y confiabilidad de la red a través de la gestión inteligente de la generación y la demanda, y de la diversificación de la matriz eléctrica.

- Disminuir las pérdidas por transmisión y distribución mediante la generación a nivel local,
- Formar recursos humanos a fin de disponer de personal calificado en los organismos de ciencia y técnica involucrados.
- Crear una plataforma que permita evaluar el impacto del proyecto desde las perspectivas de desarrollo económico y técnico, y de impacto social y medioambiental. Esta plataforma podrá ser utilizada para futuras réplicas del proyecto.
- Involucrar a los consumidores en el uso eficiente y la conservación de la energía,
- Contribuir a la mitigación del impacto ambiental, en los niveles local y global, y a la adaptación al cambio climático.

En resumen, el principal producto que se espera obtener es el de disponer en el país de un primer prototipo piloto, en una subestación transformadora, que combine técnicas de redes inteligentes con generación fotovoltaica distribuida con un grado de penetración importante (típicamente, del 40% o superior). Se trata del primer paso en la modernización de las redes eléctricas hacia redes de energía modernas, limpias y flexibles capaces de combinar la generación centralizada con la distribuida proveniente de fuentes renovables intermitentes. El tema es relativamente nuevo en Latinoamérica. En nuestro país, la experiencia más cercana es el Proyecto de Redes Inteligentes con Energías Renovables (PRIER) en la localidad de Armstrong, provincia de Santa Fe, actualmente en ejecución (<http://igc.org.ar/prier/>).

SELECCIÓN DEL SITIO Y MODELADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

La selección de la localidad de Centenario, provincia del Neuquén, para la ejecución del proyecto IRESUD-RI se debió a la existencia previa del proyecto “Telesupervisión y Adquisición de Datos del Sistema Distribución de Energía Eléctrica en la Localidad de Centenario”, que tiene como objetivos telesupervisar y adquirir datos del Sistema de Distribución en Baja Tensión (BT), a través de la lectura remota y automática de medidores de energía eléctrica de los clientes comunes, y de la obtención de distintos parámetros del sistema eléctrico que permitan evaluar el estado de las instalaciones en BT utilizadas para la prestación del suministro eléctrico. La telesupervisión se complementa, a su vez, con el “Sistema de Telemedición y Control de Energía Eléctrica en las Estaciones Transformadoras”.

El Sistema de Distribución que abastece la localidad de Centenario-Vista Alegre esta constituido por 10 (diez) Alimentadores troncales, los cuales son abastecidos desde 3 Estaciones Transformadoras (ET): Centenario 132/33/13,2 kV, Vista Alegre 33/13,2 kV, y PIN 33/13,2 kV. La cantidad de clientes conectados al Sistema Eléctrico Centenario es de aproximadamente 11.500, de los cuales 33 corresponden a Grandes Usuarios. La localidad es sede de la Unidad de Servicio Regional Este del EPEN.

Se decidió realizar la experiencia en el centro urbano de Centenario, más específicamente en la zona alimentada por la Subestación Transformadora SET 0026, de 500 kVA. La zona es céntrica, con presencia de edificios de organismos del estado, oficinas, comercios, y una componente residencial relativamente baja. La Figura 2 muestra una vista satelital de la zona, donde se indican también algunas de las cubiertas seleccionadas para la instalación de los sistemas FV.

A fin de evaluar la factibilidad de conectar a la red d BT asociada a la SET 0026 un conjunto de generadores FV distribuidos con una potencia total de aproximadamente 200 kW, se realizó un análisis preliminar del impacto de la conexión de los sistemas FV sobre el sistema de distribución de BT y Media Tensión (MT) asociados a la SET 0026. El modelado del sistema de distribución se realizó mediante el “software” DIGSILENT (DIGSILENT, 217) y consideró:

- Red MT, en base a los datos de diagramas unifilares, geográficos, telemetría, guía de referencia y registros de mediciones en el sitio. Se modeló la red equivalente en la barra de 13,2 kV de la ET Centenario.
- Red BT, en base a los diagramas de distribución, SET 0026: datos de máquina, mediciones y registros de campo en la salida de BT del transformador. Las cargas equivalentes de BT se obtuvieron de dividir equitativamente la carga registrada en la SET, entre los 4 alimentadores. Se modelaron dos cargas equivalentes por alimentador.

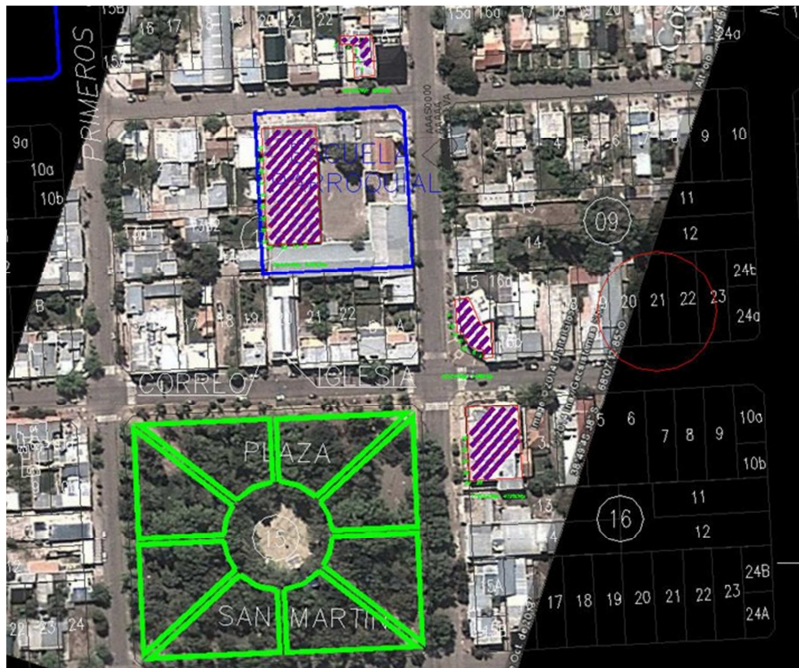


Figura 2: Vista satelital del centro urbano de Centenario.

Por su parte, el arreglo FV se modeló mediante una fuente de corriente continua (DC), conectada a un inversor con modulación por ancho de pulsos (PWM, por sus siglas en inglés) a 380 V y 50 Hz, inyectando potencia a la red de alterna con $\cos \varphi = 1$.

Se consideraron 2 escenarios con diferentes perfiles de carga, correspondientes a días laborales y no laborales. La Figura 3 muestra una curva de carga típica de verano para un día no laboral, junto con una curva de generación FV máxima esperada, correspondiendo, en consecuencia, a la máxima inyección de potencia FV en relación con el consumo.

Se analizaron 2 escenarios, uno de carga máxima (día laboral) y otro de carga mínima (día no laboral), ambos con generación FV máxima, para 2 configuraciones de los sistemas FV:

- Caso 1: sistema centralizado conectado directamente a bornes de la SET 0026. Esta configuración fue evaluada como referencias pero no será utilizada en el proyecto.
- Caso 2: sistemas FV de diferentes potencias distribuidos en distintos puntos cercanos a la SET, según lo previsto en el proyecto.

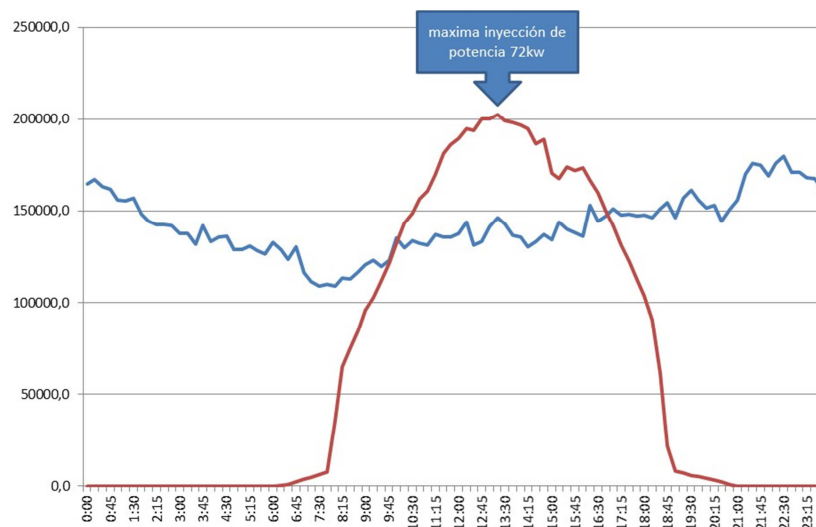


Figura 3: Curvas de carga y de generación FV de un día no laboral de verano.

Caso 1

Escenario E1: Carga máxima, con generación FV máxima.

La penetración de la generación distribuida es de $\cong 62\%$. Da lugar a una disminución de la carga vista desde la SET 26 en BT, sin impacto en las tensiones de BT y MT de al red de distribución.

Escenario E2: Carga mínima, con generación FV máxima.

La penetración de la generación distribuida es de $\cong 153\%$. Se observa, en consecuencia, una inversión del flujo en la SET 0026, aportándose potencia hacia el esquema de MT. Esto es equivalente a una disminución de la carga vista desde la red de MT, ya que el alimentador 2 continúa luego de la SET 0026, con una carga elevada, aunque disminuida desde la red por el aporte del sistema FV. No se aprecia modificación de la tensión de bornes de BT de la SET 0026 con respecto al caso sin generación distribuida.

Las condiciones de servicio son correctas para ambos escenarios. Las tensiones se mantienen dentro de los límites actuales, y no se aprecian modificaciones significativas en las tensiones de la red por la inyección de potencia desde BT.

Caso 2

Escenario E1: Carga máxima, con generación FV máxima.

Se observa una disminución de la carga vista desde la SET 26 en BT, sin impacto en las tensiones de la red de distribución de MT. En BT se aprecian modificaciones en los valores de las tensiones en los nodos equivalentes, pero dentro de los límites recomendados, sin sobretensiones en la red.

Escenario E2: Carga mínima, con generación FV máxima.

Se observa, nuevamente, una inversión del flujo de potencia en la SET 0026, aportándose potencia hacia la red de MT sin modificar sus niveles de tensión. En cambio, se detecta una elevación del perfil de tensiones en BT, superándose en algunos puntos los valores límites recomendados para la operación normal. Las sobretensiones observadas no son elevadas y pueden ser corregidas mediante reconfiguraciones en la red.

Flujo de componentes armónicas en corriente

El análisis de perturbaciones armónicas se realizó para el Escenario E2, el de mayor impacto sobre la red por corresponder a la mayor penetración de la generación distribuida. Se consideraron los inversores con una distorsión armónica total (THD) en corriente de 5% (valor superior al estándar de los equipos comerciales actuales). Las simulaciones realizadas muestran que los valores de distorsión resultantes en los nodos son muy bajos, con mucho margen respecto de los valores recomendados por las normas internacionales (IEEE 519 e IEC 61400). Incluso, los valores obtenidos están un orden de magnitud por debajo de los valores registrados en las mediciones en la SET 0026.

DISEÑO PRELIMINAR DE LOS SISTEMAS FV

El diseño eléctrico (diagrama unifilar, protecciones, sistema de puesta a tierra, etc.) de los sistemas FV a instalar en Centenario será realizado según la Reglamentación AEA 90364-7-712 “Sistemas de Suministro de Energía mediante Paneles Solares Fotovoltaicos” (AEA, 2017). Los componentes básicos de los sistemas son los siguientes:

- Módulos FV de silicio policristalino de 250 W_p, compuestos por 60 celdas solares conectadas en serie y 3 diodos de paso.
- Inversores FV para conexión a red, de diferentes potencias: 1,5 kW, 2,5 kW, 3 kW y 5 kW, monofásicos, y 10 kW y 20 kW, trifásicos. Las principales características requeridas son: eficiencia de conversión no menor 97%; 1 o 2 seguidores del punto de máxima potencia (MPPT), según la potencia; protección contra funcionamiento en isla; contenido total de armónicos en corriente menor a 3%, operando a potencia nominal; $\cos \phi = 1$.

Teniendo en cuenta que una parte importante de los sistemas será instalada sobre cubiertas planas horizontales de edificios de la zona, se decidió definir una orientación e inclinación para los módulos FV levemente diferente a la óptima, $\text{azimut} = 18^\circ$ e $\text{inclinación} = 20^\circ$, de manera de poder ubicarlos paralelos a la edificación y con un espaciado entre hileras de módulos inferior al requerido para la inclinación óptima (aproximadamente 30°) que maximiza la energía anual generada.

Las estructuras soporte (ver Figura 4) serán armadas con perfiles, tuercas, soportes y planchuelas de aluminio, y tornillos, tuercas y arandelas de acero. Las estructuras serán fijadas sobre muertos de anclaje de peso apropiado para soportar las cargas generadas por la acción del viento. Los cálculos correspondientes han sido realizados de acuerdo con el Reglamento Argentino de Acción del Viento sobre las Construcciones CIRSOC 102-2005 (CIRSOC, 2005).

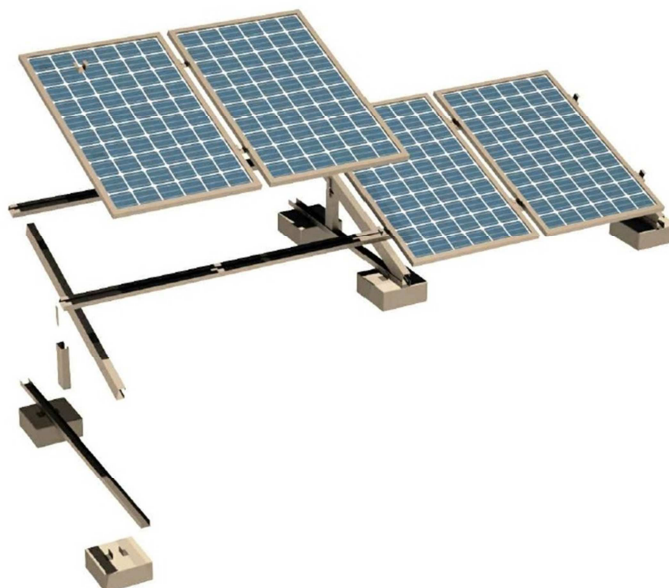


Figura 4: Esquema de las estructuras soporte y los muertos de anclaje.

EMPLAZAMIENTO DE SISTEMAS FV: ALGUNOS EJEMPLOS

El relevamiento realizado en la zona alimentada por la SET 0026, ha permitido identificar un conjunto de sitios apropiados para instalar los sistemas FV, principalmente los de mayor potencia. En esta sección, se describen brevemente algunas de las instalaciones propuestas.

En el edificio de la Municipalidad de Centenario se prevé la instalación de uno de los sistemas de mayor envergadura, compuesto por 178 módulos FV (con un total de $44,5 \text{ kW}_p$) y 2 inversores de 20 kW cada uno. La Figura 5 muestra la distribución de los módulos sobre la cubierta horizontal del edificio, ubicados en hileras separadas entre sí 3 m.

La instalación de mayor potencia (68 kW_p) será realizada en la cubierta del salón de usos múltiples de la Escuela Parroquial, con una distribución geométrica de los módulos FV similar a la planteada para la Municipalidad.

Con el fin de difundir la tecnología y darle mayor visibilidad al proyecto, se han propuesto también instalaciones de integración arquitectónica en fachada (Figura 6) y mobiliario urbano (Figura 7).

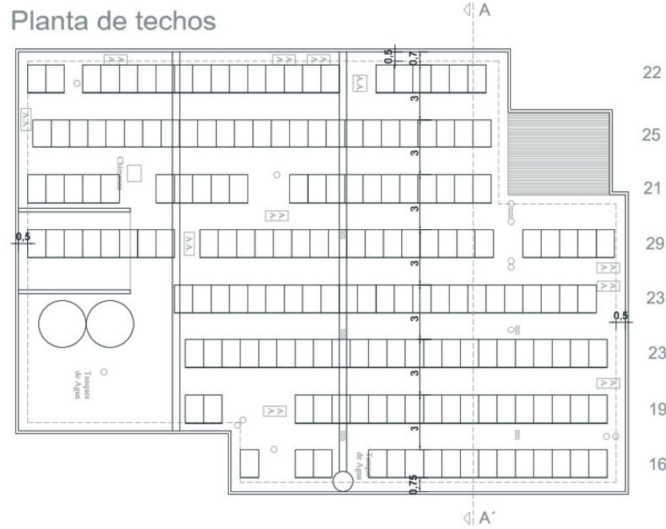


Figura 5: Distribución de los módulos FV sobre la cubierta de la Municipalidad.



Figura 6: Propuesta de integración arquitectónica en la fachada de la Municipalidad.

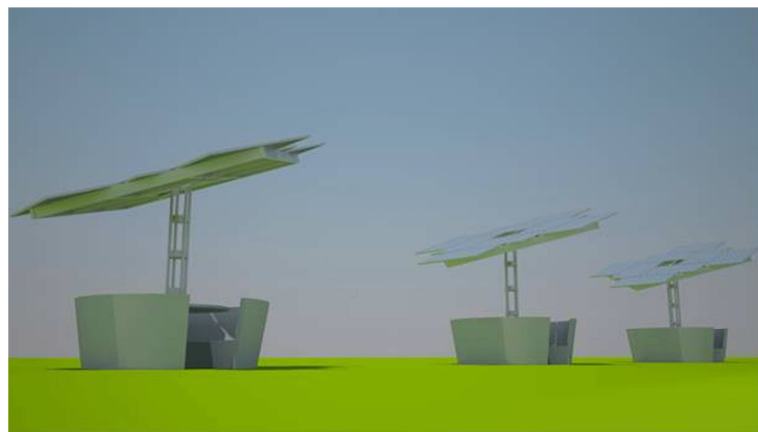


Figura 7: Mobiliario urbano en la Escuela N° 109.

SIMULACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS FV

Las simulaciones de los sistemas FV propuestos fueron realizadas mediante el código de cálculo PVSyst V6.52 (PVSyst, 2017) utilizando valores medios mensuales de irradiación solar global obtenidos del Atlas de Radiación Solar de la Rep. Argentina (Grossi Gallegos y Righini, 2007),

correspondientes a mediciones del recurso solar en el Alto Valle de Río Negro. A modo de ejemplo, se presenta la configuración eléctrica detallada del sistema a instalar en la cubierta de la Municipalidad y los principales resultados de la simulación.

El sistema FV de la Municipalidad tendrá las siguientes características:

- Inclinación del plano de los módulos FV = 20°
- Azimut = 18° (dirección aproximada NNO)
- 178 módulos FV de Si policristalino, modelo Poly 250 W_p 60 cells (Exiom Solution)
- 6 cadenas de 22 módulos en serie y 2 cadenas de 23 módulos en serie
- 2 inversores de 20 kW c/u, modelo Eversol TLC20K (Zeversolar)
- Distancia entre hileras de módulos FV = 3 m

La simulación realizada muestra una producción anual de 66 MWh, que corresponde a una producción específica cercana a 1500 kWh/kW_p/año, con un factor de rendimiento (PR) de 82%.

A fin de evaluar las pérdidas en la producción anual del sistema por su orientación no óptima y por sombras entre hileras de módulos, se realizó la simulación de un sistema con la misma configuración eléctrica pero ubicada en orientación óptima (Norte franco, inclinación = 30°) y sin sombras entre hileras. Los resultados obtenidos muestran que la producción anual una producción anual de aproximadamente 70 MWh, o sea 6% superior a la esperada con la configuración seleccionada.

Asumiendo que la producción específica del total de las instalaciones a realizar sea similar a la calculada para el sistema de la Municipalidad, se puede estimar que la producción anual de los 200 kW_p será cercana a 300 MWh.

ANÁLISIS PRELIMINAR DE LOS BENEFICIOS DEL PROYECTO

El proyecto IRESUD RI incorporará a la red de distribución de Centenario sistemas de generación FV distribuida que generarán beneficios distintivos en relación con los sistemas de generación centralizados. Algunos de estos beneficios son cuantificables en términos monetarios aún sin un mercado de compra y venta en la Argentina. Se están dando los primeros pasos en el mundo para incorporar estos beneficios como parte del mercado energético. Un ejemplo notable es el proceso de REV (“Reforming the Energy Vision”) en Nueva York (REV, 2017), donde se está evaluando la forma de regular el mercado de la generación distribuida para que su valor hacia la sociedad sea plasmado en el mercado de manera concreta.

La evaluación de los beneficios cuantificables es fundamental para poder analizar y tomar decisiones más acertadas acerca de qué sistemas integrar a la matriz para mejorar la eficiencia, resiliencia y sostenibilidad del sistema energético en la Argentina.

En estas primeras etapas del proyecto, se han identificado beneficios que pueden cuantificarse con la información disponible y otros que, por el momento, sólo pueden considerarse de manera cualitativa debido a la falta de datos. La experiencia en países más avanzados en la materia indica que es necesario crear una base de datos para el cálculo de los beneficios de los sistemas energéticos distribuidos que faciliten su evaluación en futuras instalaciones.

Los beneficios que se consideran cuatificables con información accesible son los siguientes:

- Ahorro de costos energéticos
 - Reducción en costos de generación
 - Reducción en pérdidas de transmisión y distribución
- Costos de derechos de emisión de CO₂ evitados

La reducción en los costos de generación depende de la fuente que se reemplaza al inyectar a la red energía eléctrica de origen renovable y, en consecuencia, de las políticas de despacho del sistema eléctrico. Dicha reducción puede ser significativa si la fuente reemplazada por la generación

fotovoltaica es combustible fósil líquido, de uso creciente en la matriz eléctrica argentina y tal como ocurre en los picos de demanda diurna en el periodo estival.

La reducción en las pérdidas de transmisión y distribución se estiman a partir de los costos de transmisión y distribución evitados por el uso local de la energía eléctrica generada.

Los costos de derechos de emisión de CO₂ evitados son debidos a la reducción de la demanda de centrales de generación con combustibles fósiles. Hoy en día existen mercados locales, regionales, nacionales e internacionales para la venta de derechos de emisión de CO₂ que serán en el futuro una parte central de los mercados energéticos.

Otros beneficios que pueden cuantificarse si se dispone de datos son:

- Reducción de costos de derechos de emisión de óxidos de nitrógeno (NO_x) y material particulado
- Reducción de daños causados por las emisiones de centrales de generación, como por ejemplo a la salud humana

Asimismo, existen beneficios adicionales de los sistemas renovables distribuidos en, por ejemplo, el uso de la tierra y del agua para enfriamiento de las plantas térmicas.

Se considera necesario que el Ministerio de Energía y Minería de la Nación y los organismos provinciales competentes comiencen a incluir estos factores como parte de sus base de datos.

CONCLUSIONES

El objetivo principal del proyecto “Generación fotovoltaica distribuida y redes inteligentes en la localidad de Centenario, Provincia del Neuquén: una experiencia piloto como referencia para otras áreas urbanas” es contribuir al desarrollo en el país de una nueva arquitectura de redes de energía modernas, que contemplen, en particular, el uso de generación fotovoltaica distribuida, incorporando la infraestructura de comunicación, gestión de datos y elementos de control y seguridad a las redes de distribución existentes.

Las primeras etapas del proyecto consistieron en la selección del sitio, el modelado del sistema de distribución para evaluar la factibilidad de instalación de sistemas de generación distribuida con alta penetración, y el diseño preliminar de los sistemas FV a instalar. Asimismo, se realizaron simulaciones a fin de estimar la producción anual de estos sistemas.

Se encuentran avanzados los procesos de compras de los componentes principales de los sistemas FV (módulos, inversores, estructuras) y se prevé iniciar la instalación de los primeros sistemas próximamente.

Asimismo, se ha iniciado la evaluación económico-financiera del proyecto, teniendo en cuenta las externalidades positivas del mismo.

AGRADECIMIENTOS

El proyecto IRESUD-RI es financiado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva (FITR 039-2013), el EPEN, la UNSAM, la empresa ALDAR S.A. y la CNEA.

Los autores agradecen la colaboración y el apoyo de Francisco Zambón, Eduardo Belich, Juan Tesonero, Ariel Corradini y Omar Sepulveda, del EPEN; Francisco Parisi y María José Botti, de la UNSAM; Marcelo Alvarez y Alejandro Zitzer, de la empresa ALDAR S.A.; Claudio Bolzi y los integrantes del Grupo de Ingeniería de la CNEA.

Finalmente, una mención muy especial a Gabriela I. Durán, quien coordina las cuestiones administrativas, contables y de difusión del proyecto.

REFERENCIAS

AEA. http://www.aea.org.ar/sistema25/images/AEA903647712_indice.pdf

CADER (2015). Informe Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER).
<http://www.cader.org.ar/>.

CAMMESA (2017). Informe Anual Cammesa 2016, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.. www.cammesa.com.ar

CIRSOC (2005). <https://www.inti.gob.ar/cirsoc/pdf/102/guia/guia102-completo.pdf>

DIGSILENT (2017). <http://www.digsilentiberica.es/>

Grossi Gallegos H. y Righini R. (2007). Atlas de Energía Solar de la Rep. Argentina, 1ra Edición, ISBN: 978-987-9285-36-7, SECyT.

HCDN (2017). Expedientes Diputados 2965-D-2016, 0097-D-2016, 2188-D-2017 y 2207-D-2017.
<http://www.hcdn.gob.ar/>

IRENA (2016). International Renewable Energy Agency IRENA Report 2016, « Reporte 2016,» 2016.
<http://www.irena.org>

Latin America PV Playbook Q4 (2016). Market Update, Executive Summary, MananParikh, GTM Research, February 2017.

Lazard (2016). Levelized Cost of Energy Analysis 10.0,
<https://www.lazard.com/media/438038/levelized-cost-of-energy-v100.pdf>.

PVSyst (2017). <http://www.pvsyst.com/en/>

Renewables 2017, Global Status Report, REN21

REV (2017). <https://rev.ny.gov/>

Smil V. (2015). Energy transitions, renewables and rational energy use: A reality check.
https://issuu.com/oecd.publishing/docs/oecdobserver304_november_parissuppl

ABSTRACT: The project "Distributed photovoltaic generation and smart grid in the town of Centenario, Province of Neuquén," partially financed with Sectoral Funds (FONARSEC) of the Ministry of Science, Technology and Productive Innovation, is being implemented since the end of 2015 through the Consortium IRESUD-RI, formed by the National University of San Martín (UNSAM), the Provincial Energy Entity of Neuquén (EPEN) and the company Aldar S.A.. The Solar Energy Department of the Argentine Atomic Energy Commission (CNEA) is also participating. The project entails the installation of distributed photovoltaic systems with a total capacity of approximately 200 kW, connected to the electrical distribution network via a 500 kVA transformer substation. In this document, the state of progress of the project is presented, particularly regarding site selection, modeling of the distribution system and design of photovoltaic systems. Also, a preliminary analysis of the project's externalities is carried out.

Keywords: photovoltaic solar energy, distributed generation, smart grids, microgrids, externalities.