

Memorias del Encuentro Argentino de Ingeniería

- | Enseñanza de la Ingeniería-CAEDI
- | Gestión de la Educación en Ingeniería
- | Agrimensura, Geodesia y Ciencias de la tierra y el mar
- | Biotecnología y Bioingeniería
- | Materiales y Nanotecnología aplicada a los materiales
- | Desarrollo Tecnológico Social, Vinculación Universidad, Empresa y Estado
- | Ejercicio Profesional de la Ingeniería, Empresas y Servicios
- | Ferroviaria, Automotriz, Naval y Transporte
- | Alimentos y Agroindustria
- | Agronomía y Forestal
- | Energía, Energías Limpias, Energías Renovables y Eficiencia Energética
- | Ingeniería Sostenible, Gestión Ambiental y Cambio Climático
- | Innovación y Emprendedorismo en Ingeniería
- | Mujeres en Ingeniería y Cambio Social
- | Obras y Proyectos de Ingeniería, Infraestructura y Conservación del Patrimonio
- | Tecnología de la Información y Comunicación



Memorias del Encuentro Argentino de Ingeniería : edición 2022 / José Basterra...

[et al.] ; contribuciones de Carolina Orcola ; compilación de Martina Perduca ; prólogo de Nestor Braidot ; Jose Basterra. - 1a ed compendiada. - Corrientes : Universidad de la Cuenca del Plata. Secretaría de Políticas del Conocimiento, 2023.

Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga y online

ISBN 978-987-4050-08-3

1. Ingeniería. 2. Educación. I. Basterra, José, prolog. II. Orcola, Carolina, colab. III. Perduca, Martina, comp. IV. Braidot, Nestor, prolog.

CDD 620.007

ISBN 978-987-4050-08-3



Análisis de la demanda energética del Campus Deodoro Roca y propuesta de Generación Solar Distribuida para su autoconsumo

Esquivel, R Abel^a; Busso, Arturo^b

a – FaCENA UNNE - DPEC

b – FaCENA UNNE – Secretaria de Energía Corrientes

email: abelra@gmail.com

Resumen

El presente trabajo expone brevemente el estudio de datos de demanda eléctrica del Campus Deodoro Roca de la UNNE. Se analizan facturas de energía del 2014 al 2019 discriminándose Potencia contratada, Energía demanda en los diferentes segmentos – Pico, Valle y Resto - penalizaciones e impuestos. Como patrón de consumo para todo el campus, se utilizó uno medido en el edificio de Facultad de Ciencias Exactas y Naturales y Agrimensura (FaCENA) para un mes típico del año con actividad plena. Este patrón mostró que la mayor demanda se producía en el segmento Resto, coincidente con la mayor disponibilidad de recurso solar. Este hecho, motivó la idea de instalar Generación Distribuida on-grid (GD) *in situ*, sin almacenamiento, para autoconsumo y compensar el pico demanda del campus y aplanando la curva. Pese a que el patrón medido disponible representa la realidad de una sola unidad académica, se tomó como base y adaptó para los distintos meses del año, asegurándose que la energía total mensual predicha por el modelo coincida con energía facturada por la prestadora para el mismo mes y que este comportamiento se replique para cada mes a largo de todo el año. Con esta suposición, se realizó una simulación de la productividad de una central solar de 1 MW utilizando el programa TRNSYS (simulación de Estados Transitorios en Sistema Solares) y se compararon los resultados con la demanda real del campus. Los resultados muestran que, con GD en el sitio de la demanda, el campus podría evitar penalización por exceso en la potencia contratada y reducir el consumo de energía en aproximadamente un 80%. Si bien los resultados son preliminares, para corroborar los mismos se debe obtener un patrón de consumo anual y estacional de todo el campus a fin de que las comparaciones entre modelo simulado y demanda real permitan conclusiones más contundentes. Actualmente se está elaborando un proyecto a fin de abordar la temática contemplando además la implementación de soluciones en Eficiencia Energética (domótica, cambio de luminarias, etc.) que permitan elaborar un programa de reconversión energética y aplicar como Edificio Verde.

Abstract

This paper briefly presents the study of the energy demand data of the Deodoro Roca Campus of the UNNE. Energy bills between 2014 to 2019 are analyzed discriminating contracted Power, Energy demand in the different segments - Peak, Valley and Rest - penalties and taxes. As a consumption pattern for the entire campus, one measured in the building of the Facultad de Ciencias Exactas y Naturales y Agrimensura (FaCENA) for a typical month of the year with full activity was used. This pattern showed that the greatest demand was produced within the Rest segment in coincidence with the greatest availability of solar resource. This fact gave rise to the idea of installing Distributed Generation (DG) on site, with no energy storage, for self-consumption and compensation of peak demand of the campus thus flattening the curve. Although the available measured pattern represents the reality of a single academic unit, it was taken as a basis and adapted for the different months of the year, ensuring that the total monthly energy predicted by the model coincides with the energy billed by the utility for the same month and that this behavior is replicated for each month throughout the year. With this assumption, a simulation of the productivity of a 1 MW solar power plant was carried out using the TRNSYS program (simulation of Transient States in Solar Systems). The results were compared with the real demand of the campus. The outcome showed that, with DG at the demand site, the campus could avoid penalties for excess contracted power and reduce energy consumption by approximately 80%. Although results are preliminary, to corroborate them, an annual consumption pattern of the entire campus must be measured so that comparisons between the simulated model and real demand allow for more valid conclusions. Currently, a project is being developed in order to attack the issue, also contemplating the implementation of solutions in Energy Efficiency (domotic, LED technology, etc.) that allow the elaboration of a reconversion program and application as a Green Building.

Palabras clave: Auditoría Energética, Generación Distribuida, Eficiencia Energética, Generación solar, Prosumidor.

INTRODUCCIÓN

La generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables, como la energía solar, se presenta como una alternativa conveniente frente a la utilización de recursos fósiles en sistemas convencionales de generación. En la actualidad, la tecnología para aprovechar la energía solar por medio de conversión fotovoltaica presenta un grado de desarrollo elevado, lo cual ha permitido que en muchos países sus costos sean comparables con los de las tecnologías convencionales [1].

La utilización de módulos fotovoltaicos (FV) para conversión de energía solar en energía eléctrica se encuentra muy difundida a nivel mundial y es objeto de estudio desde hace décadas, especialmente los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red eléctrica (SFCR). En estos, la energía generada por los módulos FV es inyectada a la red eléctrica a la cual se conectan reduciendo costos de mantenimiento y elevando la confiabilidad del sistema [2] [3] [4] [5].

La capacidad de los SFCR de inyectar energía en cualquier punto de la red los constituye como sistemas de Generación Distribuida (GD), siendo una excelente solución para su incorporación en entornos urbanos, e incluso, acoplados arquitectónicamente a estructuras o edificios ya existentes [6]. La instalación de un sistema de generación distribuida renovable posibilita al usuario cubrir parte de su demanda de energía eléctrica sin la necesidad de recurrir al suministro de la red, lo que resulta en un ahorro económico debido al autoconsumo. A su vez, de existir un sobrante de energía eléctrica generado por la fuente renovable, el usuario-generador puede percibir un beneficio económico por la inyección de los excedentes a la red. Este modelo de generación permite que el usuario interactúe con su sistema energético, incorporando conceptos relacionados con el uso de la energía eléctrica en la vida cotidiana y comprendiendo el impacto que genera el uso ineficiente de la misma, promoviendo de esta manera la eficiencia energética [7].

En este contexto y el hecho de que, en el marco de un programa de Eficiencia Energética en la Universidad del Nordeste, se realizó una Auditoría Energética de todas las unidades académicas y campus de la misma, se identificó la posibilidad de incorporar GD para autoconsumo en el Campus Deodoro Roca. El análisis de datos de demanda energética para el intervalo 2014-2019 mostró que, la incorporación de GD permitiría reducir la demanda de energía de red por lo que, esta solución se plantea como parte de una política integral de reconversión energética de sus edificios para aplicar a calificación de Edificios

Verdes. A este respecto, a fin de lograr una mayor eficiencia energética, entre otras prácticas incluyen, incorporar domótica, reemplazo de luminarias por tecnología LED, reemplazo de tecnología en acondicionamiento de aire por equipos de alta eficiencia, entre otros.

En el presente trabajo se expone, sintéticamente, el análisis de datos de demanda energética realizado para el Campus Deodoro Roca, los resultados obtenidos y la comparativa de incorporar GD conectada a red para autoconsumo estimando el nivel de ahorro en costos energéticos que tendría para el campus y las facultades incluidas en el. Cabe mencionar que en ningún momento se plantea la posibilidad de incorporar almacenamiento de energía como parte del análisis presentado.

DESARROLLO

El análisis de datos de demanda de energía del campus se basó en las facturas eléctricas mensuales de la prestadora local (DPEC – Dirección Provincial de Energía de Corrientes) para el período comprendido entre los años 2014 al 2019. Se discriminó la Potencia contratada, Energía demanda en los diferentes segmentos – Pico, Valle y Resto - penalizaciones e impuestos a fin de visualizar la incidencia de los diferentes componentes en el costo total. En el análisis se descartaron los años de pandemia y semi presencialidad académica (2020, 2021 y 2022) por no ser representativos respecto al nivel normal de demanda. En la Figura 1 se presenta la evolución general, mes a mes, de la demanda de energía del campus y del costo final asociado a la misma para el período analizado.

Campus – Demanda Eléctrica y costos asociados

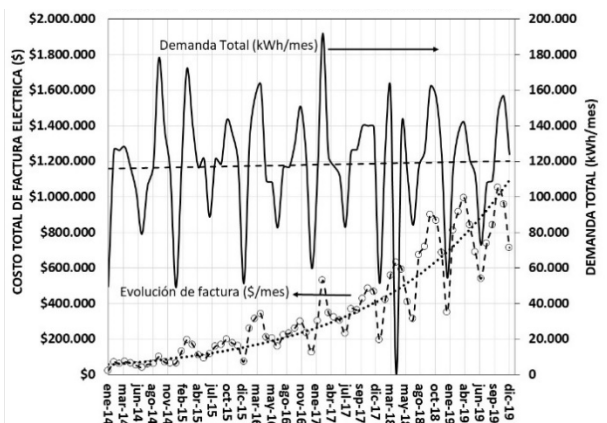


Figura 1: Evolución de la demanda y costos mensuales de energía (incluido impuestos).

En la figura, se pueden visualizar las variaciones en la demanda a lo largo del año (línea continua) asociadas con el nivel de actividad académica, la tendencia creciente de demanda eléctrica a lo largo de los años analizados (línea recta de trazo) y la tendencia de crecimiento de la facturación asociada con variaciones tarifarias ocurridas entre los años estudiados (línea de puntos). Se puede observar, que mientras la demanda energética creció un 9.5% entre los años 2014-2019, el costo energético global lo hizo aproximadamente en un 3400%. Esto se explica por la política de sinceramiento tarifario que se produjo a partir del año 2015 hasta fines del 2019, en que la tarifa aún poseía un 40% de subsidio.

Se debe destacar que, a pesar de haber descartado los años de pandemia y que aún en el corriente año 2022 los niveles de ocupación y demanda no son los ordinarios, actualmente el gobierno viene realizando ajustes tarifarios por lo que es de esperar se apliquen nuevos incrementos para alcanzar, a futuro, el valor real del costo de la energía y eliminar subsidios. A este respecto vale aclarar que, los años pre y pos pandemia y el efecto de los mismos sobre la demanda interna serán tenidos en cuenta en un estudio futuro posterior.

Del análisis de las diferentes componentes que conforman la factura de energía, surge que el aumento desmesurado de demanda estacional causado, principalmente, por la incorporación continua de equipos de acondicionamiento ambiental, conlleva a penalidades económicas por los denominados “excesos en la capacidad contratada” y disminución del “factor de potencia” (FP). En la Figura 2 se muestra la participación porcentual de estos costos frente al costo puro de la demanda energética (sin impuestos ni recargos). Se aprecia que los mismos resultan significativos, especialmente durante los meses calurosos en los cuales la actividad académica aún se desarrolla normalmente (febrero a mayo y agosto a noviembre).

Es un hecho, que en la zona geográfica de la ciudad de Corrientes existe una alta coincidencia entre la disponibilidad del recurso solar y los horarios de actividad laboral del campus en la mayoría de sus facultades. De esta manera, resulta altamente beneficioso suplir energía de red, con tarifa cara, por energía proveniente de la generación solar, con una tarifa más económica.

A fin de cuantificar adecuadamente la ventaja económica de incorporar GD al suministro del campus, se debe contar con un patrón de consumo del mismo para así correlacionar demanda con oferta energética a partir de energía solar. Con este objetivo, y en ausencia de datos de comportamiento de la demanda para todo el campus, se usó como base un patrón de consumo

medido en el edificio de la Facultad de Ciencias Exactas durante el mes de febrero de 2010 (actividad académica plena). La Figura 3 muestra los resultados obtenidos para dos días, uno típico laborable y el otro correspondiente al fin de semana.

Costo % de los Recargos en Facturas s/Impuesto

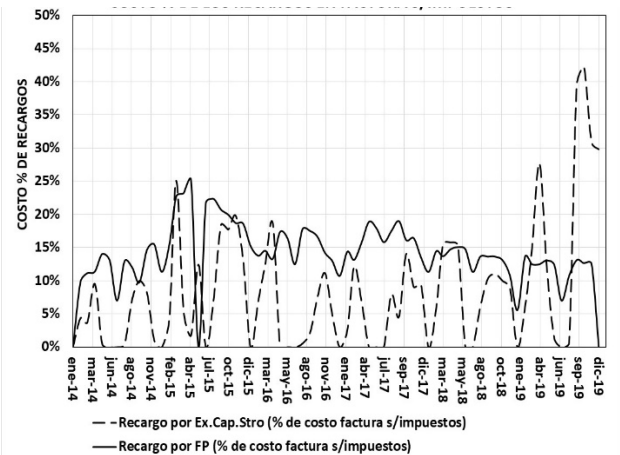


Figura 2.- Participación porcentual del costo de los recargos en el costo total de la demanda energética pura (sin impuestos ni recargos).

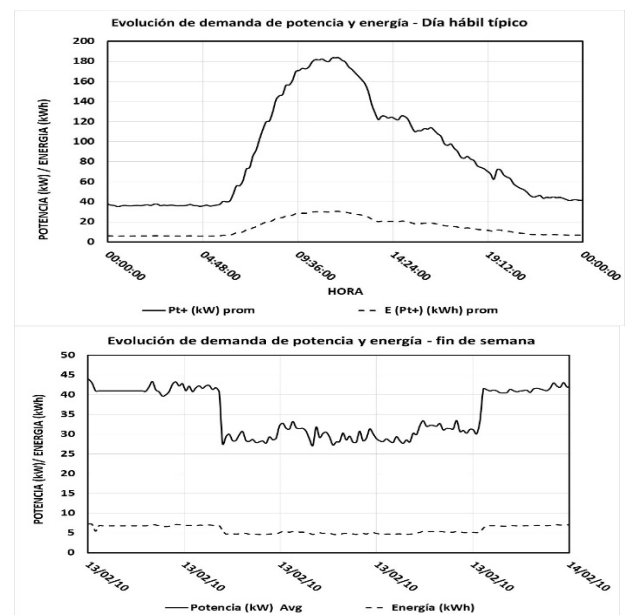


Figura 3.- Patrón de demanda para día hábil y fin de semana (año 2010)

Este patrón mostró que la mayor demanda para día hábil se producía en el segmento Resto, que coincide con la mayor disponibilidad de recurso solar, tal como se aprecia en la Figura 4. Para el caso de fin de semana, se aprecia que la demanda es prácticamente plana, pero con leve aumento en las franjas Pico y Valle que se

correlacionan con la iluminación nocturna de los edificios.

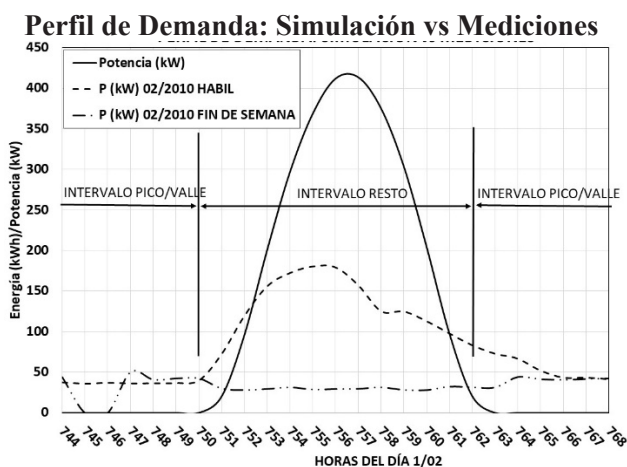


Figura 4.- Correlación entre la demanda energética del campus (líneas de trazos) y la disponibilidad energética solar (línea continua)

Pese a que el patrón medido disponible representa la realidad de una solo unidad académica, se lo adaptó para los distintos meses del año, asegurándose que la energía total mensual predicha por el modelo coincidiera con energía facturada por la prestadora para el campus para el mismo mes y que este comportamiento se replique para cada mes a largo de todo el año. El método adoptado para adaptar el patrón asegurando que la energía total predicha (área bajo la curva del patrón) coincidiera con la facturada replica, en cierta manera, la estacionalidad de la demanda. De esta manera, se generó un patrón anual de demanda para el campus completo que se utilizó como carga a satisfacer y así dimensionar la generación fotovoltaica posible de instalar tal que, maximice el autoconsumo y minimice excedentes.

Para simular el comportamiento de una central fotovoltaica se utilizó el programa TRNSYS 16 (simulación de Estados Transitorios en Sistema Solares) y se compararon los resultados con la demanda real del campus [8]. TRNSYS es un programa modular donde los objetos representan subrutinas de cálculo con el modelo matemático correspondiente a cada componente de la central (lector de datos climáticos, generador fotovoltaico, inversor, etc.). Estas subrutinas que representan lo diferentes componentes constitutivos del sistema de generación solar fotovoltaica, Una de estas subrutinas, el lector y acondicionamiento de datos, alimenta al programa con registros climáticos para Corrientes disponibles en el sitio de la NASA - Surface meteorology and Solar Energy (SSE) [9], de forma tal que, la respuesta del modelo de simulación es la que tendría un sistema real

bajo las condiciones climáticas impuestas. En este caso particular, la simulación temporal de la central para un año completo (8760 hs) se realizó con datos climáticos a intervalos de 1 hs entre ellos.

Para el análisis comparativo, a fin de establecer la potencia de la central a utilizar en la simulación, se tomó como base la demanda pico registrado en la figura 1. La misma se corresponde, aproximadamente, con la energía que suministraría una central solar de 1 MW. La figura 5 muestra, a modo de ejemplo, los resultados de una simulación para un año completo (8760 hs).

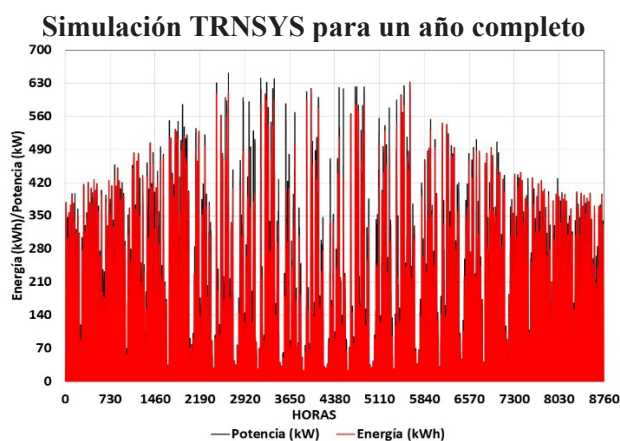


Figura 5.- Resultados de simulación por TRNSYS de una central para el año completo

En la figura 6 se presentan los resultados de comparar, para el año 2019, la demanda mensual del campus frente a la generación de energía de la central FV simulada. Se muestra, además, la energía tomada de red cuando existe déficit en la generación FV (línea de puntos inferior).

En lo que respecta a costos, el precio promedio de compra de la energía, incluido impuestos y recargos, para el año 2019, fue de USD 143 el MWh aproximadamente. Este valor surge de los datos de las facturas del 2019 convertidos a dólares estadounidenses a la cotización promedio del Banco Nación para ese año.

A fin de cuantificar económicamente el beneficio que se podría esperar con la sustitución de energía de red por energía con tarifa más económica, se asumió un precio de venta de la energía generada por la central solar de USD 75 el MWh, incluido O&M e impuestos, precio que resulta muy rentable para esta tecnología si tomamos como referencia los precios resultantes en las rondas RenovAr de CAMMESA [10]. De esta manera, la figura 7 presenta la comparación de los costos energéticos acumulados, comprado de la prestadora con impuestos y recargos, frente al costo de comprar de la central FV, con impuestos y O&M. Se puede apreciar

en la figura que el ahorro anual esperado ronda los \$3.303.320, permitiendo, a priori, una amortización simple de la inversión (1MW = USD1.000.000) de aproximadamente 15 años (base valor dólar promedio año 2019).

Cabe mencionar que, en el cálculo de esta amortización simple, no se han tenido en cuenta el ahorro esperado al evitar penalidades incurridas por Factor de Potencia y Exceso de Potencia Contratada, lo cual disminuiría el tiempo de repago de la inversión.

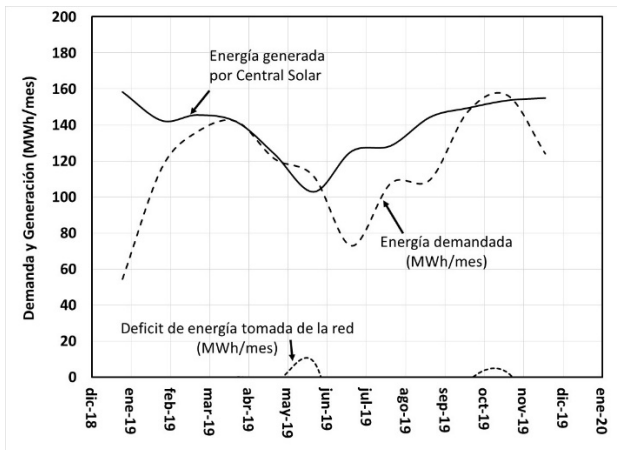


Figura 6.- Comparación entre demanda del campus vs. la generación de energía de la central FV.

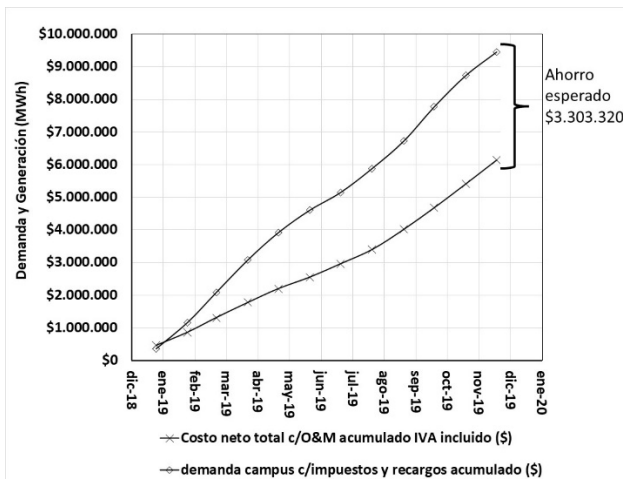


Figura 7.- Comparación de costos acumulados de generación (IVA incluido) vs facturados por la prestadora (incluido impuestos y recargos).

A este respecto, cabe acotar que, como beneficio adicional asociado a la tecnología de los convertidores AC/DC modernos usados en estas centrales, este equipamiento tiene la capacidad de compensar el factor de fase de la instalación a la que están conectados, permitiendo evitar las penalidades por alto Factor de Potencia que, solo durante el 2019 alcanzaron la suma de \$823.821. Asimismo, El correcto dimensionamiento

de la potencia de la central instalada posibilitaría reducir o evitar las penalidades por Exceso en la Potencia contratada que, para el 2019, alcanzaron la suma de \$1.092.897. En ambos casos y, para poder plantear conclusiones bien fundamentadas que tomen en cuenta estos posibles ahorros, se debe realizar un estudio minucioso basado en curvas de demanda estacionales medidas y válidas para al menos un año calendario.

CONCLUSIONES

En este trabajo se presentaron los resultados del análisis de datos de demanda de energía del Campus Deodoro Roca de la UNNE. Los datos analizados comprenden el período de tiempo entre los años 2014 a 2019 y fueron extraídos de las facturas de energía emitidas por la prestadora local. El estudio incluye el análisis, mediante simulación, de incorporación de generación solar on-grid instalada en el mismo campus a fin de reemplazar energía de red con energía renovable de menor costo. Con el objetivo de comparar demanda vs. oferta de generación por solar propia, se utilizó un patrón de demanda medido en una de las facultades emplazadas en el campus. Dicho perfil de demanda se tomó lo como base y adaptó para los distintos meses del año, asegurándose que la energía total mensual predicha por el modelo (área bajo la curva patrón) coincidiera con energía facturada por la prestadora para el mismo mes y que este comportamiento se replique para cada mes a largo de todo el año. Esta adaptación toma en cuenta, en cierta manera, la estacionalidad de la demanda.

En base a esto, las principales conclusiones que se extraen son:

- Entre los años 2014-2019 la demanda energética creció un 9.5% mientras que el costo energético global lo hizo aproximadamente en un 3400%. Esto se explica por la política de sinceramiento tarifario que se produjo a partir del año 2015 hasta fines del 2019, en que la tarifa aún poseía un 40% de subsidio.
- La participación porcentual de las penalidades incurridas por “exceso en la capacidad contratada” y por disminución del “factor de potencia” (FP), frente al costo puro de la demanda energética (sin impuestos ni recargos) registra una media alrededor del 15% presentando un máximo de 40% atribuible a la capacidad contratada.
- Del perfil de demanda utilizado surge que el mayor consumo es coincidente con la franja tarifaria Resto y, asimismo, coincidente con la mayor disponibilidad solar. Esto hace que la

incorporación de una central solar en el campus para autoconsumo resulte atractivo como parte de las soluciones a encarar dirigidas a una mayor eficiencia energética.

- Los resultados de corridas de simulación del comportamiento de una central solar FV de 1 MW mostraron que la energía generada permitiría, al menos a priori, reducir la demanda de energía de red en más del 80%, así como eliminar costos en penalidades por Factor de Potencia y Exceso en la Potencia Contratada.
- Mediante la incorporación de GD y con un precio de la energía generada de 75 U\$D/MWh, el ahorro esperado anual sería de aproximadamente \$3.000.000, lo que permitiría una amortización simple de la inversión de 14 años, esto sin considerar ahorros adicionales por evitar penalidades mencionadas anteriormente.
- Con el objeto de corroborar los resultados obtenidos, se debe relevar el perfil de carga del campus completo durante el periodo de un año y bajo actividad académica normal. Adicionalmente, este análisis debería extenderse para considerar los nuevos escenarios pos pandemia y los cambios de hábitos asociados.

Se debe destacar que, los resultados obtenidos son preliminares dado que, fuera de los datos de demanda tomados de las facturas eléctricas, para el resto del análisis se realizaron suposiciones que se deben analizar y validar en mayor detalle. No obstante, al menos bajo las suposiciones asumidas y resultados de la simulación de la central de 1 MW planteada, los resultados indicarían que la incorporación de GD on-grid para autoconsumo representaría una solución para el problema energético del campus además de mejorar la calidad de la energía localmente.

REFERENCIAS

- [1] Sher, H. A., & Addoweesh, K. E. (2012). Micro-inverters—Promising solutions in solar photovoltaics. *Energy for Sustainable Development*, 16(4), 389-400.
- [2] Ikkurti, H. P., & Saha, S. (2015). A comprehensive techno-economic review of microinverters for Building Integrated Photovoltaics (BIPV). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 997-1006.
- [3] Garrido, Santiago, Lalouf, Alberto y Moreira, Josefina (2013). “Implementación de energías renovables como estrategia para modificar la matriz energética en argentina. De las políticas puntuales a las soluciones sistémicas”, *Avances en Energías renovables y Ambiente*, vol. 17, San

Miguel, Asociación Argentina De Energía Solar, pp.1235-1241.

[4] IRENA (International Renewable Energy Agency) (2018). “Community energy: broadening the ownership of renewables”, Abu Dabi, IRENA, 4 de diciembre de 2019.

[5] IEA (International Energy Agency) (2019). “World Energy Outlook. Resumen ejecutivo”, Paris, OCDE/AIE, , 4 de diciembre de 2019.

[6] Cossoli, P., Ibarra, A., Poletto, G., Blanco, M., Cáceres, M. (2014). Primeros resultados de operación de una pérgola solar fotovoltaica instalada en el acceso al edificio del Departamento de Ingeniería de la Facena-UNNE. *Acta de la XXXVII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías y Medio Ambiente*. Vol 2, pp 04.111-04.118, 2014. ISBN 978-987-29873-0-5

[7] Porcelli, Adriana, y Martínez, Adriana (2018). “Una inevitable transición energética: el prosumidor y la generación de energías renovables en forma distribuida en la legislación argentina nacional y provincial”, *Actualidad Jurídica Ambiental*, núm. 75, Madrid, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, CIEMAT: Centro Internacional de Estudios de Derecho Ambiental (CIEDA), pp.4-49.

[8] <https://www.trnsys.com/>

[9] <https://power.larc.nasa.gov/>

[10] <https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar>