

Limitaciones en la modularidad de instalaciones fotovoltaicas de baja potencia

Limitations in the modularity of low-power photovoltaic installations

Presentación: 23/10/2024

Esteban Ceré

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional San Francisco, San Francisco, Córdoba, Argentina
esteban.cere@gmail.com

Gerardo D. Szwarc

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional San Francisco, San Francisco, Córdoba, Argentina
gszwarc@facultad.sanfrancisco.utn.edu.ar

Diego M. Ferreyra

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional San Francisco, San Francisco, Córdoba, Argentina
dferreyra@sanfrancisco.utn.edu.ar

Resumen

En el mercado de la energía solar, una ventaja atribuida a los sistemas fotovoltaicos es su capacidad de expandir la potencia instalada, lo que permite gradualidad en la inversión inicial relacionada. Este trabajo aporta consideraciones acerca de la modularidad de instalaciones fotovoltaicas de baja potencia conectadas a red. Se encuentra basado en estudios de los tres primeros años de funcionamiento de una instalación de 2800 W con doce paneles solares policristalinos de 235 W, emplazada en la UTN Facultad Regional San Francisco. Se analizó la generación de energía considerando el mismo inversor, pero reduciendo la cantidad de paneles. Si la tensión del arreglo de paneles se encuentra cerca del límite de corte inferior del inversor, ya sea por menor cantidad de paneles, el envejecimiento de estos o ambos factores, la producción de energía disminuirá. Se concluyó que la modularidad es limitada y deben tomarse recaudos para evitar reducciones excesivas en la generación.

Palabras clave: generación distribuida, energía solar fotovoltaica, paneles solares.

Abstract

In the solar energy market, an advantage attributed to photovoltaic systems is their ability to expand the installed power, which allows graduality in the related initial investment. This work provides considerations on the modularity of low-power grid-connected photovoltaic installations. It is based on studies of the first three years of operation of a 2800 W installation with twelve 235 W polycrystalline solar panels, located at the UTN San Francisco Regional Faculty. Energy generation was analyzed considering the same inverter but reducing the number of panels. If the voltage of the panel array is close to the lower cut-off limit of the inverter, either due to a smaller number of panels, the aging of these or both factors, energy production will decrease. It was concluded that modularity is limited, and precautions must be taken to avoid excessive reductions in generation.

Keywords: distributed generation, photovoltaic solar energy, solar panels.

Introducción

En términos generales, puede afirmarse que los sistemas de energía solar tienen la propiedad de ser modulares o escalables. Esto implica que su capacidad puede expandirse para atender incrementos de demanda sin comprometer la eficiencia ni la eficacia del sistema (Jingsun, 2024). En el mercado, se sabe que la posibilidad de expandir los sistemas fotovoltaicos debe preverse desde el diseño y son conocidas las ventajas financieras relacionadas con una mayor gradualidad en la inversión inicial (Lighthouse Solar, 2024). Se suelen enumerar otras ventajas sobre los módulos fotovoltaicos, como la simplicidad de su mantenimiento y recambio, la flexibilidad para disponerlos de diferentes maneras, y su facilidad para integrarse arquitectónicamente; sin embargo, la modularidad o escalabilidad está clara para sistemas de tamaños considerables, pero poco se dice sobre instalaciones de bajas potencias (Tongwei, 2024). En el presente trabajo, se pretende aportar consideraciones realistas sobre la modularidad de sistemas fotovoltaicos de potencias reducidas, aptas para usuarios monofásicos residenciales o comerciales que implementan generación distribuida.

La energía de corriente continua (DC, por sus siglas en inglés) de los paneles solares fotovoltaicos se convierte a corriente alterna (AC, por sus siglas en inglés) por medio de un inversor electrónico, salvo en aquellas aplicaciones en que se utiliza directamente la energía DC. Los inversores utilizados en aplicaciones solares pueden o no ser con conexión a red y, a medida que incrementan su potencia, incorporan múltiples entradas para adicionar series de paneles dispuestas de manera prácticamente independiente. En la entrada DC de los inversores, se requiere superar una tensión mínima de funcionamiento para comenzar a inyectar energía a la red. A su vez, tienen una tensión máxima de entrada, que limita la cantidad de paneles conectados en serie para alimentar esa entrada y que se verifica con los paneles en vacío, a la menor temperatura posible en el sitio de instalación. La normativa aplicable de conexión a red para generación distribuida impone otros requerimientos, como el funcionamiento antiisla, que exceden el alcance del presente trabajo (Tumino, 2020), (Boscaino et ál., 2023), (Ley 27424, 2017).

Este trabajo se centra en inversores con conexión a red con una única entrada DC, que es el caso típico de los monofásicos que pueden implementar usuarios residenciales o comerciales pequeños.

Desarrollo

Muchas veces, para los usuarios residenciales, afrontar el costo de una instalación solar representa un gran desafío, ante el cual la modularidad de estas instalaciones suele ser una buena alternativa. Sin embargo, en muchos casos, esta posibilidad se convierte en una desventaja. Al hablar de modularidad, en una primera etapa queda sobredimensionado el inversor fotovoltaico, que se encarga de transformar y adecuar la energía DC de los paneles a AC de la red a la cual se conecta. El valor de potencia nominal del inversor se fija al inicio en la instalación y, por su amplio rango de funcionamiento, admite posteriores ampliaciones en lo que respecta a la cantidad de paneles. Cuando un equipo inversor se conecta a una serie de paneles, para poder inyectar energía a la red, la tensión DC de entrada debe ser superior a un umbral fijado por el fabricante. En el caso de que la cantidad de paneles sea reducida y, si la tensión de la serie conformada por ellos es cercana al mínimo valor de entrada, se puede dar el caso de que no sea suficiente para comenzar la generación, aun habiendo radiación. Por lo tanto, se deja de generar la energía que se podría haber producido si se hubiera alcanzado la tensión mínima.

Metodología

Para este estudio, se tomaron datos del primer año de funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica (FV) emplazada en la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) Facultad Regional San Francisco. Se cuenta con un inversor de conexión a red que se muestra en la Fig. 1, de 2800 W de potencia nominal y una tensión DC máxima de entrada de 500 V.

Según su configuración de fábrica (no accesible al usuario), entra en modo de espera (“*stand-by*”) cuando la tensión DC a la entrada supera los 100 V (20 % de la máxima) y comienza a inyectar energía cuando se alcanzan los 150 V (30 % de la tensión máxima). En la desconexión, el inversor deja de inyectar energía cuando la tensión cae por debajo de los 120 V (24 % de la máxima) (AEG, 2012).



Figura 1. Inversor fotovoltaico AEG Protect PV 2800 (AEG, 2012).

Este inversor está conectado a un arreglo en serie de doce paneles solares, marca Brandoni Solare SPA® (Brandoni Solare SPA, 2012), de 235 W, silicio policristalino y 60 células. La tensión de vacío de cada uno es de 37,18 V y su tensión de trabajo es de 29,78 V. Además de realizar la conversión DC-AC, el inversor registra diferentes datos, como se muestra en la Fig. 2 y en la Fig. 3. Los de mayor interés para este caso son la fecha y la hora, la tensión DC de entrada, y la potencia AC inyectada a la red.

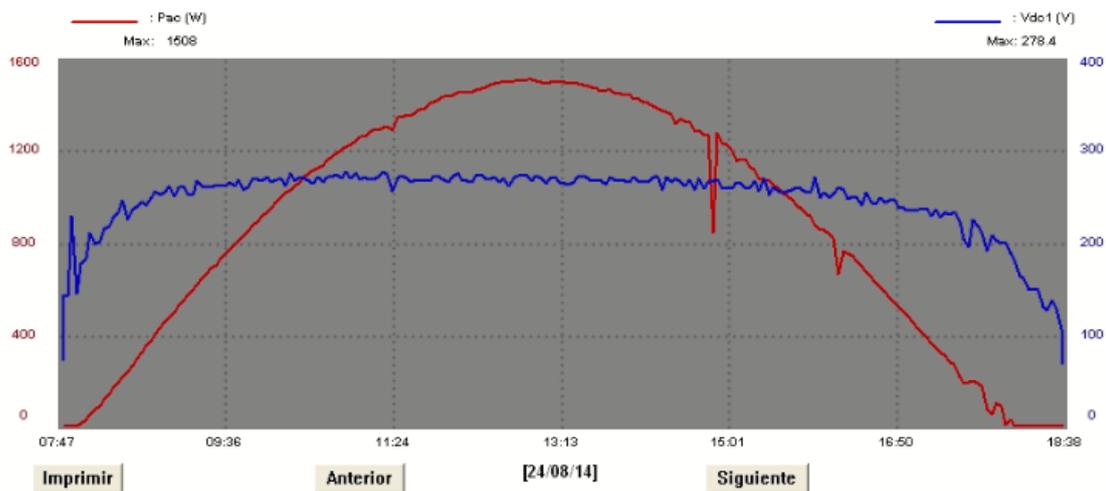


Figura 2. Algunos de los datos registrados por el inversor: tensión DC (azul) y potencia AC (rojo).

	A	B	C	D	E	F	G
1	Time	Temp(°C)	Vpv(V)	Iac(A)	Vac(V)	Fac(Hz)	Pac(W)
2	2024/03/01 07:05:07	32.2	83.0	0.1	232.8	50.08	0
3	2024/03/01 07:08:08	32.3	143.9	0.1	232.8	50.03	0
4	2024/03/01 07:11:38	32.4	150.1	0.1	233.8	50.01	0
5	2024/03/01 07:15:07	32.5	140.4	0.1	232.8	50.08	0
6	2024/03/01 07:18:08	32.5	142.2	0.1	233.8	50.06	0
7	2024/03/01 07:21:37	32.6	193.6	0.1	233.8	50.08	0
8	2024/03/01 07:24:38	32.6	193.7	0.1	233.8	50.08	0
9	2024/03/01 07:28:07	32.6	141.2	0.1	233.8	50.06	0

Figura 3. Muestra de los datos registrados por el inversor.

El periodo de integración para estos registros está fijado por defecto en 3 minutos para el inversor, es decir que los valores indicados de tensión y potencia son los promedios para cada periodo de esa duración.

Resultados

En este estudio, se analizó lo que ocurriría si, con el mismo inversor, se redujera la cantidad de paneles de doce a; cuatro, cinco, seis y ocho paneles, a fin de evaluar el efecto de la modularidad. Para esto, simplemente se consideró el hecho de que la tensión DC de entrada al inversor varía linealmente con la cantidad de paneles instalados, y se adaptaron los registros reales obtenidos originalmente con doce paneles. Una vez analizada la

generación con diferente cantidad de paneles en un mismo año, se estudió la misma situación para cuando la instalación transcurría su tercer año de funcionamiento.

En la Tabla 1, se muestran los resultados para cada período y cantidad de paneles. A modo de ejemplo, el valor 32,94 % para 6 paneles en abril del tercer año de funcionamiento indica que se dejaría de generar el 32,94 % de la energía que se produciría con esos 6 paneles, debido a que la tensión DC en muchas ocasiones no superaría la mínima requerida por el inversor para inyectar energía a la red. Para interpretar estos resultados, también puede decirse que, si se redujera la cantidad de paneles de doce a seis, en principio se podría afirmar que la energía generada se reduciría un 50 % pero, debido al efecto que aquí se trata de destacar, la reducción de generación sería aun mayor, en el porcentaje adicional que se expresa en la Tabla 1.

Tabla 1: Porcentajes adicionales de reducción de generación por modularidad en el primer y tercer año

	Porcentaje de reducción, primer año (%)				Porcentaje de reducción, tercer año (%)			
	Cantidad de paneles				Cantidad de paneles			
	4	5	6	8	4	5	6	8
Enero	100,00	86,90	0,09	0,00	100,00	99,85	23,92	0,08
Febrero	100,00	85,78	0,36	0,00	100,00	100,00	17,96	0,05
Marzo	100,00	74,32	0,37	0,00	100,00	99,98	12,07	0,04
Abril	100,00	92,87	2,08	0,00	100,00	99,48	32,94	0,15
Mayo	100,00	86,31	0,83	0,00	100,00	100,00	35,78	0,40
Junio	100,00	71,47	1,35	0,01	100,00	94,69	10,68	0,03
Julio	100,00	72,14	0,68	0,00	100,00	99,82	34,61	0,13
Agosto	100,00	82,48	0,23	0,00	100,00	94,09	7,30	0,03
Septiembre	100,00	71,69	0,14	0,00	100,00	100,00	22,19	0,03
Octubre	100,00	81,04	0,49	0,00	100,00	99,99	16,23	0,12
Noviembre	100,00	99,04	1,60	0,00	100,00	100,00	44,24	0,37
Diciembre	100,00	98,02	2,42	0,00	100,00	100,00	60,97	0,23
Promedio anual	100,00	83,50	0,89	0,00	100,00	98,99	26,58	0,14

Considerando el primer año de funcionamiento de la instalación, se puede observar que, con cuatro y cinco paneles, la energía generada se reduce un 100 % y un 83,5 % respectivamente; sin embargo, se aprecia un porcentaje de reducción relativamente bajo para seis paneles. Para el tercer año de funcionamiento, teniendo en cuenta el envejecimiento, se observa que, si bien la reducción para cuatro y cinco paneles sigue siendo total o casi total, la reducción de generación para seis es considerablemente mayor, con un mínimo de 7,30 % en agosto y un máximo de 60,97 % en diciembre. Con ocho paneles, y para ambos períodos, la reducción de generación es casi nula o muy baja. También se observa que, en los meses de verano, la reducción es mayor, pudiendo ser la temperatura uno de los causantes.

Discusión

Los resultados obtenidos permiten cuantificar las limitaciones de la modularidad en la cantidad de paneles conectados en serie para un inversor como el descrito.

Se advierte que el envejecimiento de los módulos solares puede ser uno de los factores de importancia ya que, además de la potencia generada, la tensión de los paneles solares se reduce con el deterioro normal debido al uso (Solair World, 2024). No es fácil replicar el efecto de las condiciones reales de campo en los ensayos de envejecimiento acelerado de celdas y módulos solares, pero, en relevamientos realizados sobre diferentes paneles solares, incluso se encontró un caso en que, al cabo de 22 años, la tensión a potencia nominal se redujo un 17,8 % (Dunlop, 2006).

En la industria, se sabe que es factible conectar en serie o en paralelo paneles solares de diferente potencia nominal a condición de que su corriente o tensión a potencia nominal, respectivamente, sea lo más similar posible. Sin embargo, aunque se cumpla esa condición, se recomienda evitar tales combinaciones porque los mecanismos de envejecimiento no se desarrollan siempre de manera uniforme, por lo cual algunos paneles podrían deteriorarse más rápidamente que otros. Esto podría producir una diferencia gradualmente creciente

entre paneles ya que, a su vez, aquellos cuya operación se degrade antes envejecerían más rápidamente. Esto constituiría un bucle cerrado que se realimentaría en perjuicio del desempeño del conjunto de paneles (Energy Connections, 2024; Manganiello et ál., 2015).

En este sentido, también es conocido para las instalaciones fotovoltaicas que el sombreado que puedan recibir algunos paneles afecta el desempeño de todos los demás conectados en serie, incluso de los que no estén sujetos a sombreado (Niazi et ál., 2019)

Por todas estas consideraciones, cabe afirmar que, si se quiere implementar una instalación fotovoltaica con una cantidad parcial de paneles para luego ampliarla a una cantidad mayor unos años más tarde, deben tomarse diversos recaudos. En primer lugar, si se conectaran en serie los paneles iniciales, ya algo envejecidos, con otros nuevos, de desempeño algo diferente, aunque fueran de la misma marca y modelo, se estaría incurriendo en algunas de las limitaciones aquí explicadas. Por lo tanto, lo más conveniente sería retirar todos los paneles iniciales e implementar con paneles nuevos, idénticos entre sí, la cantidad final requerida, típicamente la total definitiva acorde a la potencia nominal del inversor y a su tensión DC máxima de entrada. Así, se minimizarían los inconvenientes aquí enumerados.

Por otra parte, el hecho de demorar demasiado en el tiempo esta ampliación podría llevar a que, por la caída de tensión propia del envejecimiento de los paneles iniciales, se generen reducciones considerables en la energía generada hasta el momento de la ampliación prevista.

Naturalmente, la reventa de los primeros paneles como usados para que se implementen en una segunda vida debería contribuir a amortiguar este nuevo escalón de inversión para el usuario.

Más allá de esta discusión válida, se debe mencionar que hay inversores disponibles en el mercado que pueden comenzar a inyectar con tensiones de, por ejemplo, solo 80 V, un 13,33 % de una tensión máxima de 600 V (SolaX Power, 2019), lo cual naturalmente contribuye a mitigar los inconvenientes aquí detallados.

Conclusiones

En este trabajo, se analizaron los valores de tensión DC y potencia AC de tres años de operación continua de una instalación solar fotovoltaica piloto, con conexión a red de 2800 W de potencia nominal y doce paneles en serie. Se evaluaron las situaciones supuestas de reducción de generación para cuatro, cinco, seis y ocho paneles, considerando la posibilidad de una primera instalación con una cantidad parcial. Los resultados permiten afirmar que, si bien la modularidad en las instalaciones solares fotovoltaicas es una de sus características distintivas, es necesario calcularlas con la previsión de que la tensión generada por la serie de paneles no esté tan cerca del límite de corte del equipo inversor, a fin de minimizar las interrupciones en la generación por falta de tensión. Vista la evolución de los valores relevados en el tiempo, y según lo confirmado con la literatura, el envejecimiento, la temperatura y el sombreado diferenciado entre diferentes paneles de la serie, pueden ser factores que afecten de manera considerable la generación total anual, más allá de la cantidad de paneles instalada inicialmente. Se advierte que, antes de realizar la ampliación de la instalación, el envejecimiento normal de los paneles instalados inicialmente podría hacer que la tensión quede frecuentemente debajo de la mínima requerida por el inversor para inyectar energía a la red, lo cual implicaría una reducción en la generación que podría comenzar a ser notoria. Estas afirmaciones proporcionan recomendaciones novedosas aplicables a las limitaciones de la modularidad en instalaciones fotovoltaicas de potencias reducidas, típicamente para usuarios monofásicos.

Agradecimientos

A la UTN, por su financiamiento con el PID ENTCSF0010250 (periodo 2024-2027) homologado por Rectorado; con un módulo de la convocatoria 2022 de las Becas Doctorales para Docentes de la UTN; y con un módulo de la convocatoria 2024 de las Becas para la Iniciación en la I+D (BINID) para graduados, así como con proyectos y becas anteriores en la misma línea de trabajo.

Referencias

AEG Power Solutions GmbH (2012). *Protect PV 2000 & 2800 On-Grid Solar Inverter. Operating Instructions*, Warstein-Belecke (Germany): AEG Power Solutions GmbH.

Boscaino, V., Ditta, V., Marsala, G., Panzavecchia N., Tinè G., Cosentino V., Cataliotti A., Di Cara, D. (2023). "Grid-connected photovoltaic inverters: Grid codes, topologies and control techniques." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189(A), 1-23.

Brandoni Solare SPA (2012), módulo fotovoltaico BRP6360064-XXX. Recuperado de <http://www.brandonisolare.com/en/pdf/catalogo-prodotti.pdf>.

Dunlop, E. D., & Halton, D. (2006). The performance of crystalline silicon photovoltaic solar modules after 22 years of continuous outdoor exposure. *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, 14(1), 53-64.

Energy Connections Pty., Ltd (2024). Can I Mix Different Solar Panels? Recuperado de <https://energyconnections.net.au/pages/can-i-mix-different-solar-panels>.

Jingsun New Energy and Technology Co., Ltd. (2024). Scaling Up Your Solar Energy System: Tips and Considerations. Recuperado de <https://www.jingsun-power.com/info/scaling-up-your-solar-energy-system-tips-and-90454713.html>.

Ley 27424 de 2017. Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública. 27 de diciembre de 2017. Boletín Oficial nro. 33779, Argentina.

Lighthouse Solar (2024). Future-Proofing Your Business: The Scalability of Commercial Solar Installations. Recuperado de <https://www.lighthousesolarny.com/blog/2024/february/future-proofing-your-business-the-scalability-of/>.

Manganiello, P., Balato, M., & Vitelli, M. (2015). A survey on mismatching and aging of PV modules: The closed loop. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(11), 7276-7286.

Niazi, K. A. K., Yang, Y., & Sera, D. (2019). Review of mismatch mitigation techniques for PV modules. *IET Renewable Power Generation*, 13(12), 2035-2050.

Solair World (2024). Does Solar Panel Voltage Fluctuate? Recuperado de <https://solairworld.com/does-solar-panel-voltage-fluctuate/>.

SolaX Power (2019). Single Phase String Inverter X1-Air. Recuperado de <https://solax.com.ar/producto/x1-air/>

Tongwei Co., Ltd. (2024). How can modular solar panels benefit large-scale solar installations? Recuperado de <https://en.tongwei.com.cn/news/190.html>.

Tumino P. (2020). An Introduction to Inverters for Photovoltaic (PV) Applications. Recuperado de <https://eepower.com/technical-articles/an-introduction-to-inverters-for-photovoltaic-pv-applications>.