

## **LÍMITE DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS**

**R. Rosés, M. del C. Giménez, M.E. Balmaceda, D. Pontoriero**

Instituto de Energía Eléctrica – Facultad de Ingeniería – Universidad Nacional de San Juan

Av. Lib. Gral San Martín Oeste 1109 C.P. 5400 – San Juan

Tel. 0264-4226444 – e-mail: roses@iee.unsj.edu.ar

*Recibido 27/07/17, aceptado 25/09/17*

**RESUMEN:** En los últimos años se han desarrollado tecnologías de generación renovable como la energía fotovoltaica y se espera que la generación convencional a base de combustibles fósiles sea totalmente reemplazada. Sin embargo reemplazar las fuentes de energía convencional presenta grandes dificultades desde el punto de vista de la operación y control de los sistemas eléctricos y por ahora es deseable reemplazarlas en un porcentaje que no está totalmente definido y que depende de cada sistema eléctrico en particular. El problema se presenta debido a las intermitencias no controlables de la Generación Fotovoltaica debido a trenes de nubes; y a la necesidad de mantener algunas variables eléctricas dentro de márgenes definidos para cumplir con características de calidad y control. En este trabajo se presentan diversos problemas que limitan el desarrollo de grandes Parques Fotovoltaicos y se define una metodología que determina el Índice de penetración de Generación Fotovoltaica para un Sistema Eléctrico Regional.

**Palabras clave:** energía solar, parques fotovoltaicos, penetración fotovoltaica.

### **INTRODUCCION**

Los Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica (SSEE) tienen un comportamiento dinámico, ya que la generación convencional posee partes rotantes que deben funcionar dentro de rangos muy estrechos. Esos sistemas son sensibles a perturbaciones que provoquen grandes cambios en la generación y debido a la inercia de las partes rotantes, los sistemas de control tienen capacidades limitadas para mantener la frecuencia eléctrica dentro de los márgenes permitidos (Kundur, P.1994).

Ante la ocurrencia de una perturbación grande existen automatismos que evitan el colapso del sistema y en estos casos se admite que haya pérdida de suministro de energía a los consumidores, ya que son de baja probabilidad de ocurrencia.

Para perturbaciones pequeñas, mucho más frecuentes, existen sistemas de control que evitan que esos cambios puedan provocar la desconexión de cargas; condiciones de subtensión o la pérdida de sincronismo y el posterior colapso del sistema, condición conocida como “Apagón”.

Los sistemas de generación fotovoltaicas son estáticos, sin partes móviles, sin embargo los cambios en la radiación solar, por la presencia de nubes bajas, densas y aisladas, modifican la potencia que entrega el parque solar. Estos cambios provocan la variación de la frecuencia eléctrica y por lo tanto la variación de la velocidad de rotación de los generadores convencionales.

Otro efecto es la disminución de la tensión en nodos cercanos a los parques solares que, en determinadas condiciones, pueden provocar fenómenos como el colapso de tensión (Kundur, P.1994).

Los cambios de radiación solar son imprevistos, y los sistemas de control de los generadores convencionales deben compensarlos para evitar los problemas de estabilidad transitoria que se presentan.

La capacidad de control de estos cambios está en función de la relación de la generación fotovoltaica (GVF) respecto de la generación convencional; de la dispersión geográfica de los Parques Fotovoltaicos (PFV); y de la reserva rotante de generación convencional.

La programación diaria del despacho de la generación se realiza en función de información estadística y se tienen en cuenta diversos factores, como el clima, el tipo de día laborable, no laborable o semi laborable; los costos de operación, etc.

Los cambios en la generación de los PFV debido a trenes de nubes son imprevistos y en el caso que se pueda prever la existencia de ellos, ya sea por observación directa o a través de información satelital; y así suponer que se presentará una generación variables de los PFV, es necesario realizar el redespacho de las distintas unidades generadoras convencionales, y en general se deberá disponer de mayor Reserva Rotante. Y esto puede no ser la forma más adecuada de operación de los generadores convencionales, ya que no entregan toda su capacidad de generación y lo hacen a menor rendimiento.

Debido a que la instalación de PFV no debe disminuir la calidad de servicio preexistente, es necesario analizar en profundidad la problemática y definir una metodología que permita determinar un Índice de Penetración de la GFV teniendo en cuenta la distribución geográfica de los PFV.

Debido a que la Penetración de GFV es dependiente de la potencia nominal instalada de los PFV y la demanda, y esta última es variable en el tiempo, el valor de Penetración es variable durante el día, por lo que la Penetración de GFV es un valor instantáneo y por lo tanto es conveniente definir el índice de penetración como el máximo permitido.

Existen varios aspectos que limitan la instalación de PFV, en este trabajo se centrará la atención en los efectos que la intermitencia de potencia entregada tiene sobre la frecuencia eléctrica, pero se mencionaran otras condiciones a tener en cuenta.

## CONDICIONES DE OPERACIÓN

### *Contingencias y Fluctuaciones de Potencia.*

Las contingencias son fallas de uno o más componentes del SSEE que implican un comportamiento indeseado del mismo. Algunas contingencias son seguras cuando las consecuencias de su ocurrencia no impiden el normal suministro de energía a los consumidores. Por el contrario son inseguras o severas cuando su ocurrencia produce condiciones de funcionamiento inadecuadas que llevan a la pérdida de suministro o al colapso del sistema (apagón)

Una contingencia severa es un evento raro que ocurre muy pocas veces en un sistema. Existen automatismos que tratan, y en la mayoría de los casos lo consiguen, que las consecuencias de la contingencia se circunscriban a una zona pequeña.

En cualquier caso, en una contingencia se acepta la posibilidad que existan cortes de energía, especialmente debido a la poca frecuencia de ocurrencia de las mismas.

Sin embargo los cortes de energía por fluctuaciones no controladas de la potencia no se aceptan ya que se pueden presentar muchas veces en una misma hora, día e incluso en una temporada del año.

Estas fluctuaciones de potencia se controlan y se evitan en un sistema de generación convencional mediante los generadores que controlan la frecuencia eléctrica y es mucho más eficiente cuanto mayor es la Reserva Rotante, pero se vuelve menos controlable cuanto mayor es la potencia fotovoltaica instalada.

La Reserva Rotante es la diferencia entre la sumatoria de la Potencia nominal ( $P_n$ ) de todos los generadores que participan de la Regulación de Frecuencia y la sumatoria de las Potencias generadas ( $P_g$ ) de dichos generadores.

$$\text{Reserva Rotante} = \sum P_n - \sum P_g \quad (1)$$

Que en un sistema eléctrico haya mayor Reserva Rotante tiene un costo adicional que incrementa los costos de operación del sistema.

No todos los generadores en operación participan de la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), esto hace que la reserva rotante disponible para hacer frente a fluctuaciones de potencia sea menor.

### *Variación de la Irradiancia por Nubes.*

La variación de la irradiancia sobre los PFV debidos a nubes aisladas producen fluctuaciones de la potencia generada que depende de diversos factores tales como:

- Tipo de nube (densidad, espesor, altura)
- Velocidad del viento.
- Tamaño del PFV.
- Disposición de los paneles solares en el terreno
- Conexión de los paneles solares.

- Orientación de los paneles solares respecto de la dirección predominante del viento.

La Figura 1 muestra un ejemplo de medición de la irradiancia y la variación de potencia eléctrica entregada para un periodo de 12 minutos (Lappalainen K y Valkealahti S 2016). La irradiancia se mide en un punto del PFV cuando pasan nubes por ese punto, y la potencia se mide en el punto de conexión del PFV y la red eléctrica. Se observa la variabilidad de la Potencia entregada por el PFV.

### LIMITACIONES PARA LA INSTALACIÓN DE PFV

Más allá de las limitaciones económicas, que afortunadamente cada vez son menores, existen las siguientes limitaciones para la proliferación de los parques fotovoltaicos:

- Problemas de Estabilidad Transitoria y Estática
- Automatismos y Reserva Rotante
- Problemas de Control de Tensión
- Problemas de reemplazo de generadores que operan en la base del diagrama de demanda.

A continuación se analizan estas limitaciones:

#### *Problemas de Estabilidad*

Los generadores convencionales tienen partes rotantes con inercia que tienen un comportamiento dinámico. La naturaleza de los PFV no involucra masas rotantes y por lo tanto no poseen inercia. La experiencia internacional en la operación de PFV, ha demostrado el potencial de estos PFV para producir rampas de potencia rápidas y de gran magnitud en días parcialmente nublados. La potencia activa generada por PFV pequeños (<10 MW) puede experimentar, numerosas veces por día, variaciones dentro de un entorno de  $\pm 50\%$  de su potencia nominal en un intervalo de 30 a 90 segundos y de  $\pm 70\%$  dentro de un intervalo de 5 a 10 minutos (Lappalainen K y Valkealahti S 2016; Molina R et AL 2017; CAMMESA 2016).

El mayor problema se presenta ante el cambio de generación de un PFV cuando pasa un conjunto de nubes bajas y densas que disminuyen considerablemente la irradiación que incide sobre los paneles solares.

Esta disminución de la generación produce una disminución de la frecuencia, que si es muy baja hace que actúen un conjunto de relés de desconexión de cargas por subfrecuencia. Esta desconexión de demanda no es deseada ya que provocaría que reiteradamente se produjeran cortes de suministros a los consumidores con lo cual no se cumplirían con los requisitos de calidad.

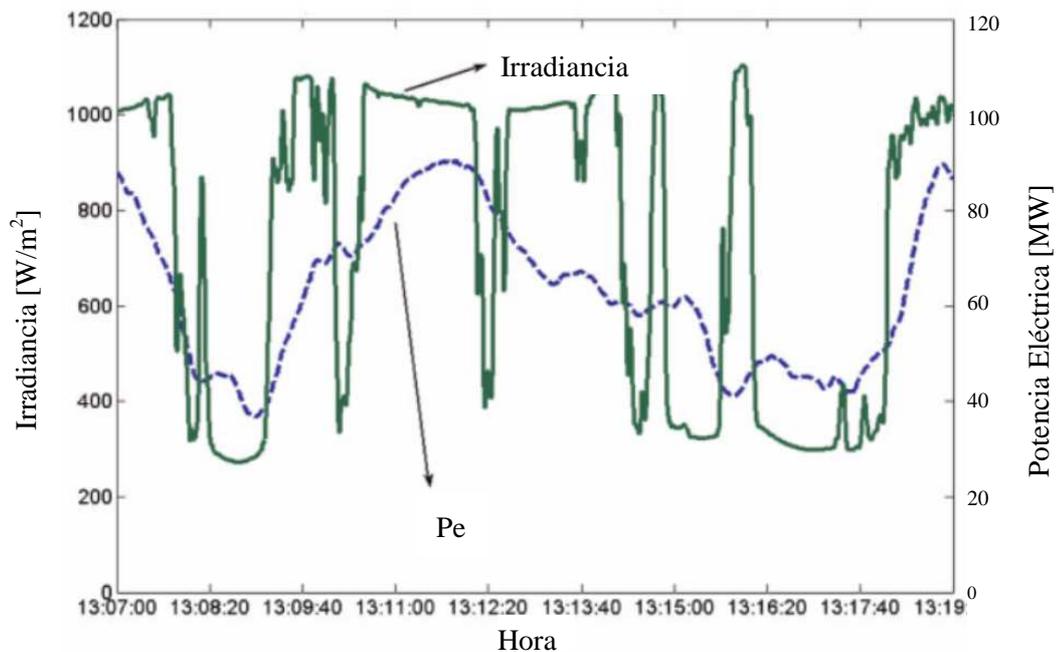


Figura 1: Variación de la Potencia ( $P_e$ ) entregada debido a la variación de la Irradiancia.

### Automatismos

En los sistemas de potencia existen automatismos que evitan el colapso del sistema. Uno de ellos es el Esquema de Desconexión de Cargas por Subfrecuencia (EDCSF), el cual desconecta porciones de cargas cuando la frecuencia desciende por debajo de determinados valores. Así este mecanismo desconecta más carga cuanto mayor es la desviación de la frecuencia del valor nominal. La actuación de este automatismo es deseable en condiciones de contingencia, pero no ante condiciones de subfrecuencia debido a las fluctuaciones de la potencia de los PFV.

En el SADI (Sistema Argentino de Interconexión) el primer valor de subfrecuencia en que se desconecta carga es de 49.2Hz y por lo tanto las fluctuaciones de potencia de los PFV no deben provocar que la frecuencia sea inferior a ese valor.

La Figura 2 muestra los valores admisibles para la frecuencia eléctrica del sistema después de la ocurrencia de una perturbación o contingencia. Se puede observar una zona, que es inferior a 49.2 Hz, donde actuaría el EDCSF para evitar posibles problemas de estabilidad. La zona superior a 49.2Hz es la zona de operación en estado normal en donde sólo actúan la Regulación Primaria de Frecuencia, para lo cual es muy importante la Reserva Rotante.

### Problemas de Control de Tensión

Las redes eléctricas de corriente alterna necesitan intercambiar con los generadores potencia activa y potencia reactiva. Esta última se utiliza para mantener la tensión a lo largo de las líneas eléctricas y es requerida por distintos artefactos eléctricos, que interiormente requieran de un campo magnético para funcionar, como es el caso de los motores eléctricos.

Los paneles solares y los generadores eólicos generan en corriente continua y entregan sólo potencia activa. Afortunadamente los Inversores, que convierten la potencia activa en corriente continua en potencia activa en corriente alterna, también pueden producir potencia reactiva gracias a los adelantos en la electrónica de potencia y a la instalación de compensadores inductivos y capacitivos. Eso significa que en el nodo o punto de interconexión del PFV deben colocarse elementos que generen o absorban la potencia reactiva para mantener la tensión dentro de márgenes adecuados, mediante controladores específicos.

En general una disminución de la generación de potencia activa del PFV producirá una disminución de la tensión y será necesario que el PFV genere la potencia reactiva necesaria para controlar la tensión.

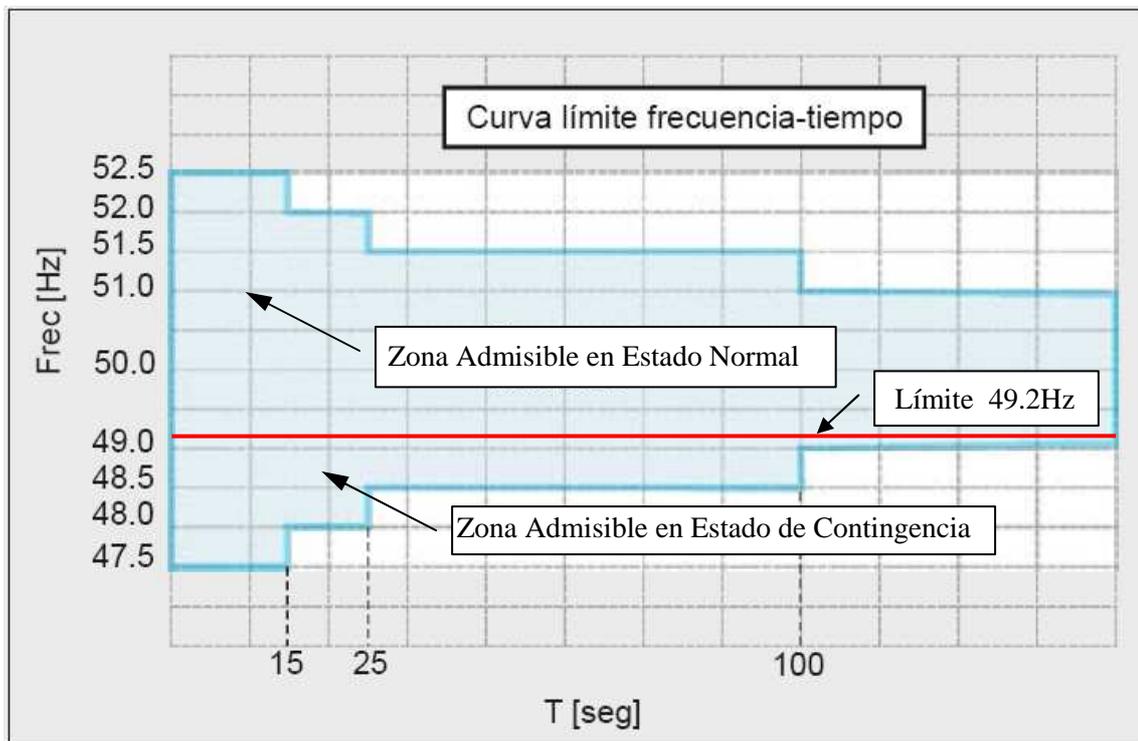


Figura 2: Curva límite Frecuencia-Tiempo.

Para que se cumplan las condiciones requeridas para el control de tensión se deben cumplir las siguientes condiciones (Molina R et Al -2017):

1. El PFV debe tener la capacidad de modificar la potencia reactiva intercambiada en su punto de conexión con la red en una banda de  $\pm 0.33 P_n$  para todo su rango de potencia.
2. Debe poder variar su factor de potencia en el rango de  $\pm 0.95$ .
3. Los transformadores de vinculación del PFV con la red deben disponer de:
  - Tensiones nominales que no restrinjan la operación normal de la red.
  - Regulación de tensión bajo carga en un rango de  $\pm 10\%$ .

En un SSEE esto es factible si existen adecuados recursos de Potencia Reactiva, lo que no representa un problema técnico.

## **GENERACIÓN BASE EN EL DIAGRAMA DE DEMANDA**

La generación Base es aquella generación que por sus características deben o es conveniente que funcionen durante todo el día en forma permanente. Así se tiene:

### *Generación Hidráulica de Pasada*

La generación hidráulica de pasada es la correspondiente a las Centrales Hidráulicas ubicados en ríos que deben fluir continuamente, se genere o no energía eléctrica. Estas centrales generan energía gratis mientras están en funcionamiento y el agua debe pasar siempre ya que no tienen embalse o el embalse se utiliza para aumentar la altura requerida para el funcionamiento de las turbinas de agua, o cuando el agua tiene otros usos como es el riego o la navegación.

Las centrales hidroeléctricas que no tienen esas limitaciones y poseen grandes embalses pueden dejar de generar y el agua no se desperdicia, ya que se puede almacenar en el embalse hasta cierto límite en el que el embalse se llena. Esto es útil para la generación en horario de máxima demanda o en horas nocturnas cuando los PFV no funcionan.

### *Centrales Nucleares*

El crecimiento de la demanda producto del aumento de la población y el aumento de las necesidades energéticas hacen de las centrales nucleares una muy buena alternativa para el crecimiento económico de un país; el ahorro de energía fósil y la disminución de emanaciones de gases de efecto invernadero.

Pero por las características de funcionamiento de las centrales nucleares, que deben funcionar continuamente para cumplir su ciclo de producción de calor, hacen que deban funcionar en la base del diagrama de demanda y por lo tanto no pueden ser reemplazadas por la GFV.

### *Centrales Térmicas a Vapor*

Las centrales térmicas a vapor no pueden ser conectadas en forma intermitente ya que su ciclo de vapor tiene cierta inercia y por lo tanto deben funcionar por un número mínimo de horas por día y para que su operación sea óptima sus ciclos de operación deben ser continuos y de larga duración (días)

### *Generación Térmica Forzada*

En muchas ocasiones, por restricciones de la red, existen generadores térmicos que deben ser despachados en forma forzada, para controlar la tensión y/o para evitar sobrecargas en el equipamiento. En estos casos estos generadores, aunque no deben ser despachados en todas las horas del día, deben ser despachados durante las horas pico, algo que puede coincidir con la máxima generación de los PFV. (mediodía)

En la Figura 3 se muestra la evolución diaria de la demanda en el tiempo para un día laborable. Se observa un ejemplo de GFV y la diferencia entre la demanda y la GFV. Se observa también la generación de Base, la cual es constante durante el día. Si la GFV es tan grande que la curva resultante de la demanda menos la GFV es menor que la generación de base, sería necesario apagar generación de base, algo que no siempre es posible (Generadores Nucleares) o no es conveniente (Generadores hidráulicos de pasada) o no es económico y afecta los intereses de los agentes generadores (Generadores térmicos a vapor) o que afectan el control de la tensión (generación térmica forzada). Por lo tanto es conveniente que el área B de la Figura 3 no exista.

Estas limitaciones hacen que la instalación de generadores FV tengan un límite y hace que los entes encargados del Control y Operación de los sistemas interconectados hayan establecido restricciones

conservativas que deben cumplirse para asegurar un servicio eléctrico confiable y de calidad. Muchas de estas restricciones impedirán la instalación de PFV en el futuro (CAMMESA 2016).

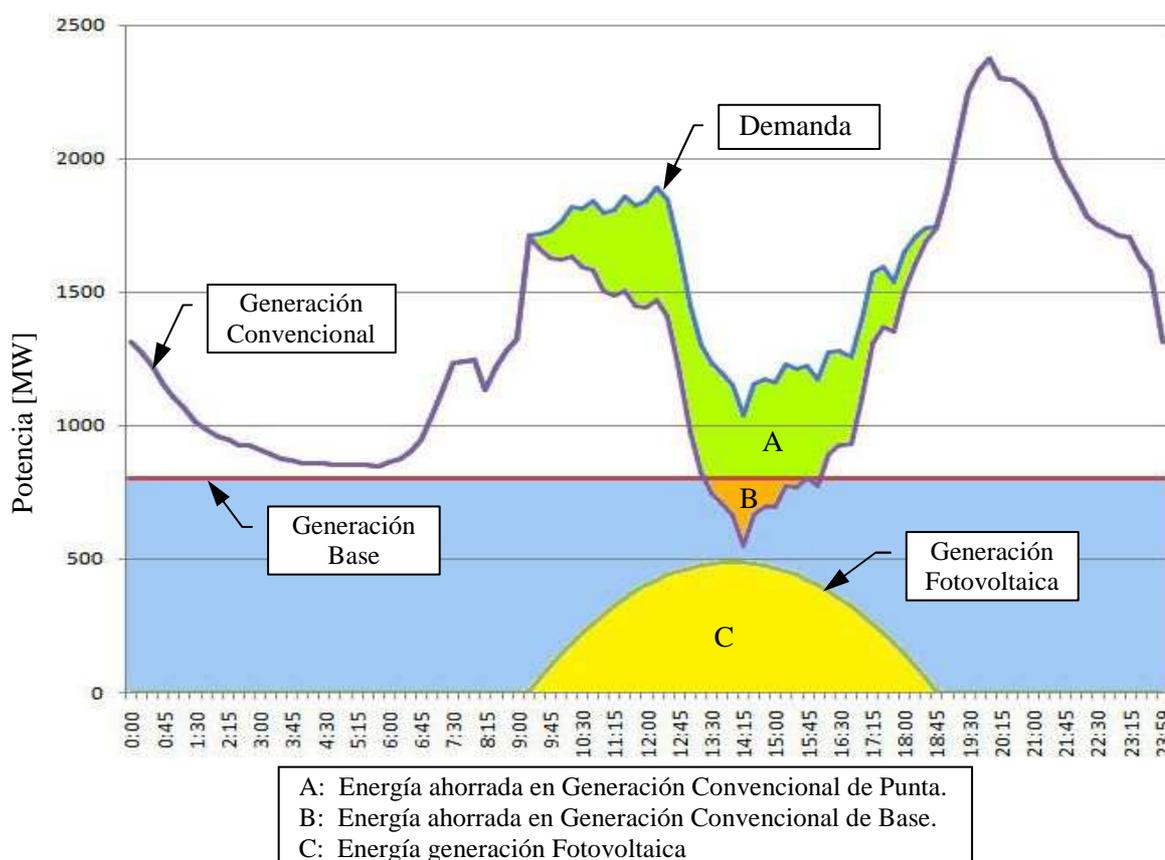


Figura 3: Diagrama Diario de Demanda y Generación.

## CENTROS DE CONTROL Y OPERACIÓN

### Experiencia Europea

En algunas ocasiones se informa que algún país europeo ha logrado satisfacer el 100% de su demanda mediante sus parques fotovoltaicos y/o eólico. También es conocido que hay países como Noruega que poseen un alto porcentaje de generación eólica. Es importante aclarar que eso es posible gracias a que estos países están interconectados a otros países donde el porcentaje de generación convencional es alto; de forma tal que el verdadero porcentaje de generación no convencional de tipo fotovoltaica y/o eólica en realidad es bajo respecto de la demanda. Así mismo se han informado de problemas de control de tensión en países como Alemania y Francia, especialmente para estados de baja demanda cuando el grado de penetración instantáneo de la GFV o eólica es mayor, o lo que es equivalente a que se dispone de menor generación convencional y por lo tanto hay menores recursos de control (Batlle C y Paredes J 2014). Una ventaja de Europa es que la densidad poblacional y la distribución entre generación y demanda permite tener un sistema dinámicamente más favorable que en Argentina.

### Influencia de la Reserva Rotante.

La Reserva Rotante es el porcentaje disponible de generación de potencia activa de los generadores que están en funcionamiento y que participan de la regulación primaria de frecuencia. Por seguridad y para recuperarse ante la pérdida de un generador se establece que todos los generadores deben dejar una reserva rotante del 5% del total de generación despachada (Molina R et al. 2017; CAMMESA. 2016.). En el caso que exista GFV, ese porcentaje debe ser mayor. Es decir que deben funcionar más generadores convencionales que los necesarios, lo que puede significar un costo adicional de operación.

No todos los generadores ayudan a controlar la frecuencia, sólo aquellos que tienen reguladores de velocidad, que ante una disminución de la frecuencia aumentan la potencia entregada por el generador. Los otros generadores sin regulación de frecuencia contribuyen pero en mucho menor medida.

## ESTUDIO DE UN SISTEMA ELECTRICO REGIONAL

Con el objetivo de analizar el comportamiento de un sistema eléctrico regional real cuando existen parques fotovoltaicos de gran tamaño y ante la ocurrencia de nubes pasantes que producen variaciones de la potencia entregada por los mismos, se realizaron simulaciones sobre el sistema eléctrico CUYO, el que comprende las Provincias de Mendoza y San Juan.

### Simulaciones Realizadas

Se simuló la instalación de cuatro PFV ubicados en el Valle de Tulum en las cercanías de la Ciudad de San Juan. Los PFV son de la misma potencia nominal ( $P_n$ ) y están conectados a la red a través de líneas de 132kV y se muestran en la *Tabla 1*.

PFV	ZONA	Nodo de Vinculación	Distancia y Dirección de la Ciudad de San Juan
NORTE	Angaco	ET Chimbas-Albardón	50km (N-E)
SUR	Sarmiento	ET Cañada Honda	55km (S)
ESTE	25 de Mayo	ET Caucete	82km (S-E)
OESTE	Ullum	ET La Bebida	25km (N-O)

*Tabla 1: PFV simulados*

Por ser la provincia de San Juan mayormente desértica, el emplazamiento de los PFV se realiza en terrenos no productivos, pedregosos o con falta de agua para riego.

Para determinar la máxima potencia admisible a instalar en los cuatro PFV se realizan simulaciones con distintos módulos de Potencia nominal, desde 10MW hasta 140MW cada uno.

### Modelación de los PFV

Para la modelación de los PFV se utilizan los modelos del software PSSE 32.0 que permiten simular el comportamiento de PFV conectados a un sistema de suministro de energía eléctrica.

Para cada PFV se utilizan cuatro modelos:

PVG	Modela la Potencia Activa
PVE	Modela la Potencia Reactiva y control de tensión
PANEL	Modela los Paneles solares y su variación de potencia en función de la Irradiación
IRRAD	Permite modelar variaciones de Irradiación debido el paso de nubes.

### Condiciones de Simulación

Para verificar el comportamiento de los PFV dispuestos en distintas ubicaciones geográficas se simula el pasaje de nubes que cubren completamente cada Parque Solar provocando la disminución de la potencia generada al 10% de su  $P_n$  (Caso **P10**), y al 40% de su  $P_n$  (Caso **P40**).

En ambos casos se simulan la reducción de la Potencia simultáneamente en los cuatro PFV y con distintos desfases en el tiempo. Esto permite simular la condición de que los cuatro PFV estuviesen ubicados en una única locación o que estén dispersos geográficamente.

Para verificar el efecto de la reserva rotante en el comportamiento del sistema se simulan todos los casos con una Reserva Rotante del 5% y del 15%.

Se simula la disminución o caída de la potencia entregada de cada PFV; la permanencia en la potencia mínima y el incremento de la potencia según se describe en la *Tabla 2*.

Caso	Tiempo [s]			Potencia % de $P_n$		Irradiancia [ $W/m^2$ ]	
	Caída	Permanencia	Subida	Máximo	Mínimo	Máxima	Mínima
P10	10	30	10	100%	10%	1000	100
P40	10	30	10	100%	40%	1000	400

*Tabla 2: Caídas de Potencia para los casos estudiados*

En el caso **P10** llegar al 10% de  $P_n$  es tan poco frecuente que las consecuencias negativas pueden considerarse como una Contingencia y por lo tanto los resultados obtenidos no se considerarán como

determinantes de la Penetración. Sin embargo el caso **P40** de 40% de Pn, es más frecuente, ya que el 95% de los casos de ensombrecimiento por nubes provocan una disminución de hasta el 60% de la Pn. (Lappalainen K y Valkealahti S 2016)

## RESULTADOS

Se realizan diversas simulaciones para los distintos módulos de Pn en cada PFV y se determina en cuál de ellos se presentan problemas que hagan inaceptable su funcionamiento y de esta manera obtener los valores máximo admisibles de Potencia Nominal de los PFV.

Las distintas simulaciones realizadas con el software PSSE 32.0 y para la variación de la Potencia entregada por los PFV permite confeccionar la *Tabla 3*, donde se muestran los valores máximos admisible de Potencia Nominal de los cuatro PFV juntos simulados; para distintos reserva rotante y para los casos donde el ensombrecimiento es simultáneo en los cuatro PFV, y cuando existe un desfase en el tiempo.

El caso Simultáneo es equivalente a que los cuatro parques estuvieran ubicados geográficamente juntos.

Cuando existe un desfase en la reducción de la potencia entregada por los distintos PFV corresponde distintas locaciones y que el comportamiento de cada PFV es más o menos independiente en el tiempo. Se demuestra claramente la conveniencia del emplazamiento dispersos de los PFV.

Además se observa que cuanto mayor es la penetración FV mayor es el riesgo a que se produzcan el efecto no deseado de desconexión de carga por subfrecuencia.

Reserva Rotante	Caso	Desfase				
		Simultáneo	30 s	60 s	90 s	120 s
5%	P10	60	160	260	260	260
	P40	100	240	360	360	360
15%	P10	100	200	320	360	360
	P40	140	300	460	460	460

*Tabla 3: Resultado de máxima potencia en MW de los PFV.*

En la Figura 4 se observa el caso de la generación del sistema CUYO aislado del SADI con distintas generación FV. Se observa que para valores de 120MW o más la subfrecuencia llega al valor de 49.2Hz mínima permitido, mientras que para valores de generación FV menores la frecuencia se recupera.

La Figura 5 muestra la influencia de la reserva rotante y se observa que para una misma potencia instalada de PFV y para mayor reserva rotante mejor comportamiento tiene la frecuencia ante las caídas de generación debido a variación de irradiancia. Se observa que la subfrecuencia supera el umbral de 49.2Hz para el caso de una reserva rotante del 5% y se observa que el Esquema de Desconexión de Cargas por Subfrecuencia actúa desconectando carga para el primer escalón de subfrecuencia de 49.2Hz y para el escalón de 49.0Hz. Con una reserva de 15% no se produce desconexión de cargas.

La Figura 6 muestra la variación de la frecuencia para el caso de disponer cuatro PFV en distintas locaciones (Dispersos) respecto de que la misma potencia instalada esté concentrada en un único PFV (Simultáneo).

La Figura 7 muestra el efecto de la capacidad de cambio de la potencia reactiva ( $\Delta Q$ ) entregada por el PFV ante el cambio de la tensión ( $\Delta V$ ) en el nodo de interconexión al sistema. Se observa que a mayor capacidad de cambio de la Potencia Reactiva Q hay menor variación de la Tensión V. Esto es positivo para el comportamiento dinámico del sistema pues impediría fenómenos como el colapso de tensión.

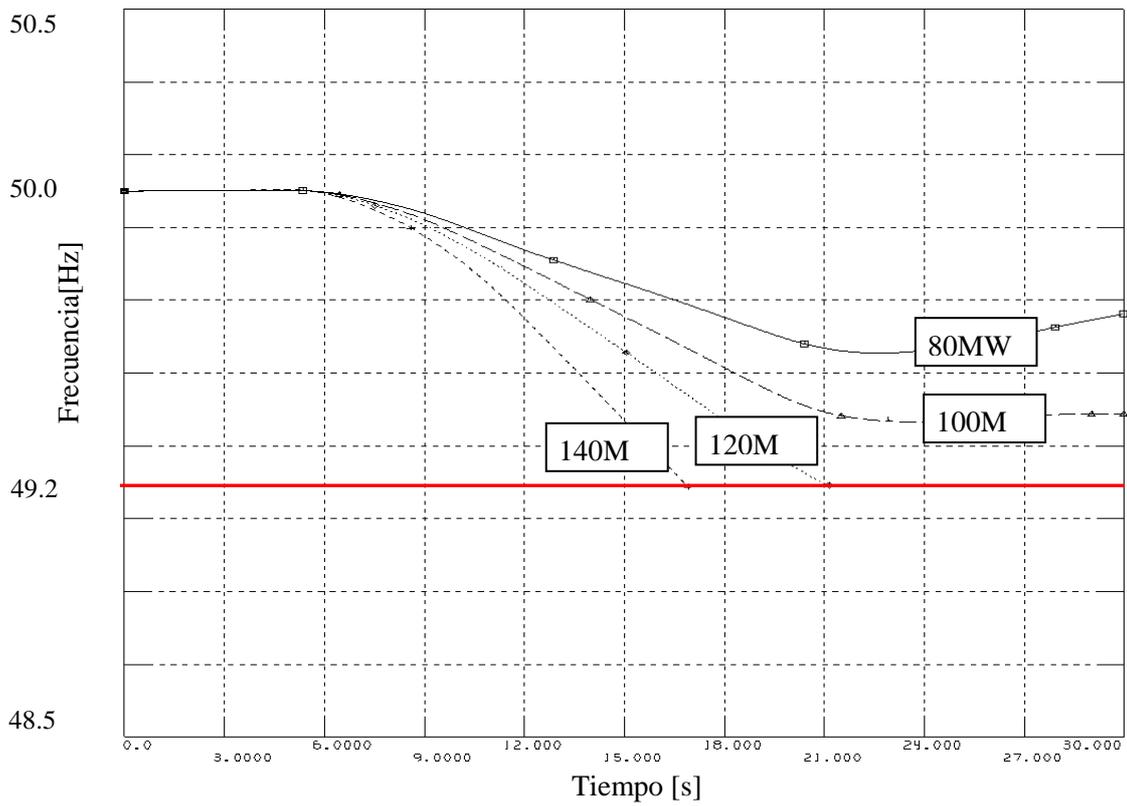


Figura 4: Variación de la Frecuencia para distintas potencias de PFV. Sistema Cuyo Aislado

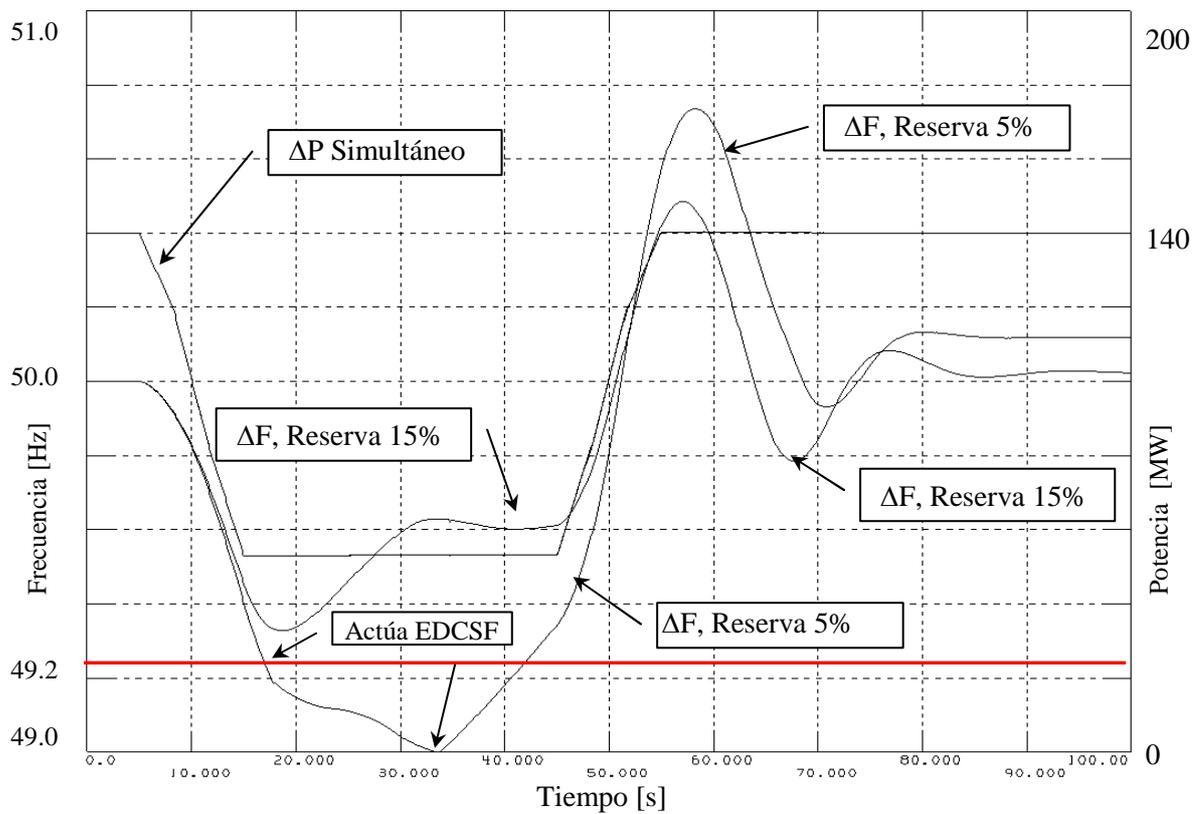


Figura 5: Influencia de la Reserva Rotante. Variación de Frecuencia y Potencia

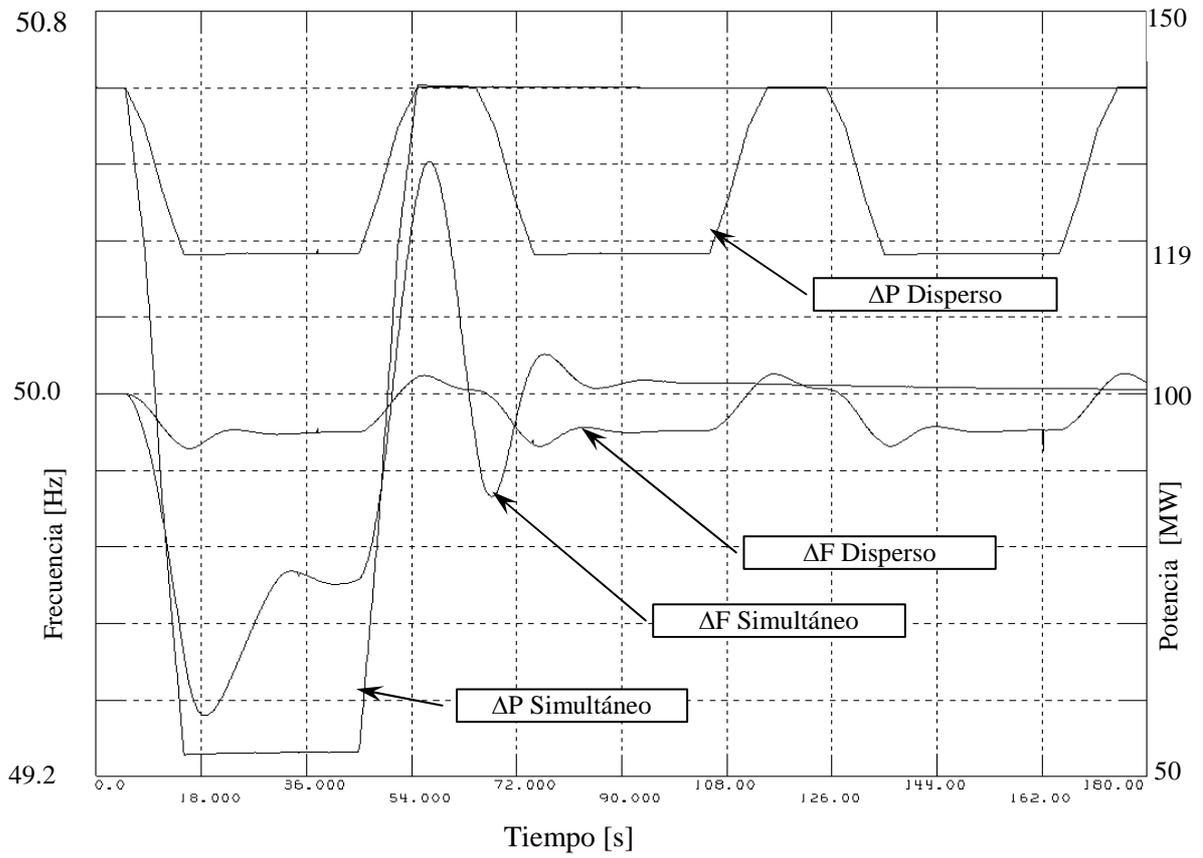


Figura 6: Influencia en la variación de frecuencia en función de la dispersión de los PFV.

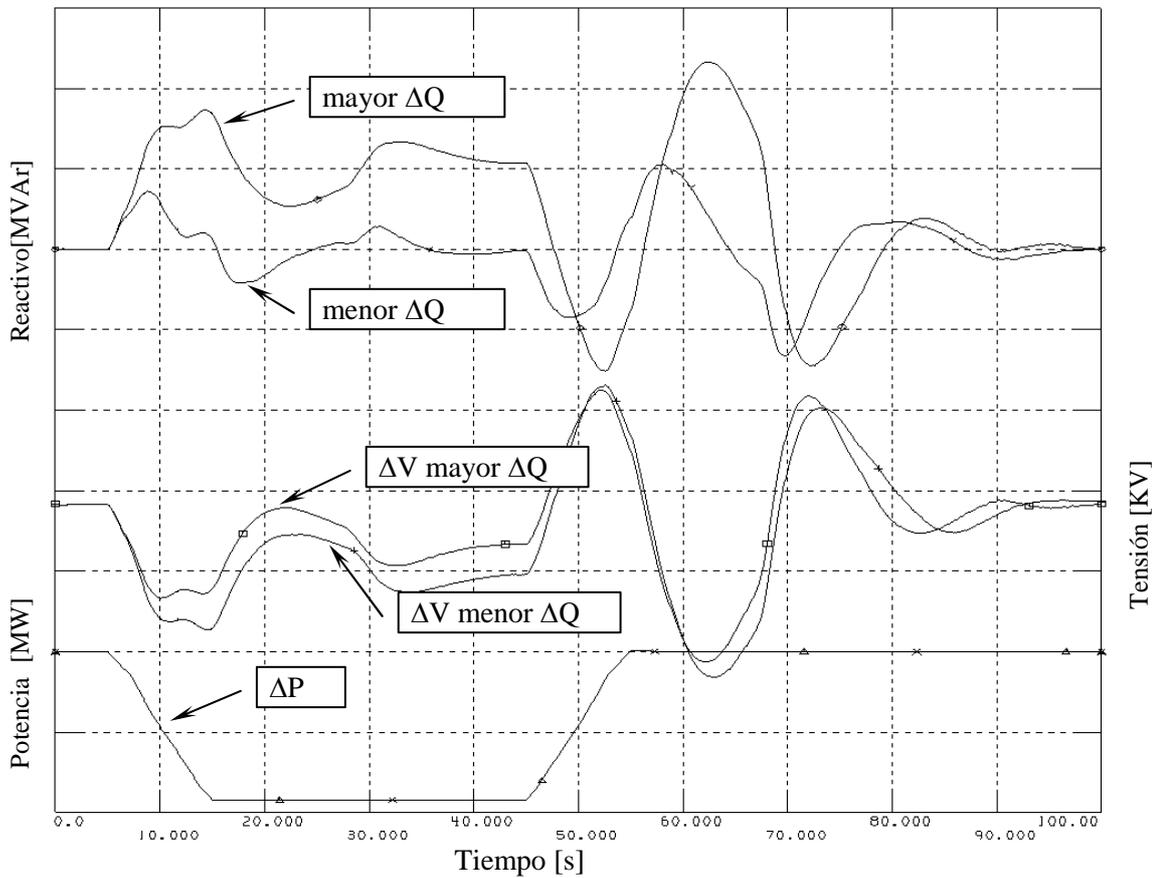


Figura 7: Influencia en la variación de la Potencia Reactiva de los PFV.

### Índices de Penetración Fotovoltaica.

Una forma de definir la máxima penetración de GFV es mediante la definición del Índice de Penetración Fotovoltaica como la relación de la GFV instalada respecto de la generación total instalada.

$$PF[\%] = \frac{GFV}{(GC + GFV)} \cdot 100 \quad (2)$$

Donde:

PF[%] Índice de Penetración Fotovoltaica en %

GFV Generación Fotovoltaica instalada en MVA

GC Generación Convencional instalada en MVA

Ambos valores de GFV y GC, varían durante la operación del SSEE, y pueden ser muy diferentes según el estado de demanda y la conectividad eléctrica del sistema.

Otra relación es la que existe entre la GFV instalada y la demanda, a este índice se lo llama Índice de Penetración Fotovoltaica Instantáneo.

La Tabla 4 muestra los índices de Penetración máximos respecto de la Generación instalada y respecto a la demanda (969.1MW) para los casos límites definidos para PFV concentrados y dispersos mostrados en la Tabla 3 y para el Caso P40. Se observa que para aumentar la potencia instalada de PFV es necesario dispersar geográficamente la GFV y aumentar la Reserva Rotante.

PFV	Reserva [%]	Pn [MW]	PF [%]	PFi <sup>1</sup> [%]	PFi <sup>2</sup> [%]
Concentrado	5	100	10.9	10.3	10.3
Concentrado	15	140	14.9	14.4	14.4
Disperso	5	360	40.9	37.1	9.3
Disperso	15	460	48.0	47.5	11.9

<sup>1</sup> Todos los PFV – <sup>2</sup> por cada PFV

Tabla 4: Máximos Índices de Penetración Fotovoltaica

### Variación del Índice de Penetración Fotovoltaica Instantáneo

Si la demanda es menor la generación convencional disminuye. Si se mantiene la misma cantidad de generadores convencionales funcionando, la reserva rotante aumenta y por lo tanto la cantidad de GFV en funcionamiento no presentará problemas, pero el costo de generación será mayor. Sin embargo al disminuir la demanda y quedando generadores convencionales con poca generación, lo normal es apagar generadores convencionales; especialmente aquellos con mayor costo de generación y con menores complicaciones para su puesta en funcionamiento. Estos generadores son los tipo turbo gas, que son lo que tienen mejor respuesta a las variaciones de la frecuencia. Esto hace que para demandas menores y si se mantiene el porcentaje de reserva rotante y con la misma GFV instalada, y además considerando la misma Generación Base convencional; el sistema no podrá hacer frente a la caída de GFV por nubes. La Tabla 5 muestra los valores límites de GFV obtenidos para distintas demandas para una Reserva Rotante del 5% y del 15%.

Demanda		Reserva 5%		Reserva 15%	
[%]	[MW]	GFV [MW]	PFi [%]	GFV [MW]	PFi [%]
100	969.1	100	10.9	140	14.4
85	823.7	80	9.7	120	14.6
70	678.4	60	8.8	100	14.7

Tabla 5: GFV máxima admisibles para distinta demanda

Esto indica que la Penetración FV máxima admisible concentrada para una reserva del 5% sería del 8.8% y para una reserva del 15% sería del 14.4%.

Por este mismo procedimiento se puede calcular la Reserva Rotante requerida para una determinada potencia de GFV y para cada potencia de demanda. Esa Reserva Rotante debiera ser contratada por los PFV, lo que incrementaría su costo de operación.

## CONCLUSIONES

El presente trabajo muestra los principales efectos que la proliferación de parques fotovoltaicos producirían en los sistemas eléctricos y cómo los entes encargados de la operación imponen condiciones ante la ocurrencia de la intermitencia de la generación y la necesidad que dichos parques no influyan negativamente en las medidas de control y automatismos implementados para evitar problemas en el normal suministro de energía a los consumidores.

Se ha considerado el efecto de la intermitencia de generación fotovoltaica por el pasaje de nubes.

No se han establecido límites debido a contingencias severas, poco frecuentes, que pueden provocar estados de funcionamientos indeseados, ya que se resuelven con automatismos específicos.

Se ha demostrado que existe un límite para la Penetración de GFV en función de la generación convencional. Estos valores de Penetración pueden ser menores al incorporar otros tipos de generación intermitente como es el caso de la Eólica.

Se ha demostrado que a mayor GFV y menor demanda se despachan menor cantidad de generadores con capacidad de RPF, con lo que existiría menor reserva rotante y por lo tanto el Índice de Penetración Fotovoltaica instantáneo se mantiene para distintos valores de demanda. La aplicación de la metodología de cálculo propuesta para distintos estados de funcionamiento permitiría determinar la máxima penetración fotovoltaica o la Reserva Rotante requerida.

Debido a que la demanda es variable en el tiempo, la Penetración es variable y por lo tanto para evitar problemas de operación es necesario el redespacho de Generadores Convencionales aumentando la reserva rotante, en los casos que existan trenes de nubes, con un costo de operación adicional.

Se demuestra claramente la conveniencia del emplazamiento dispersos de los PFV, para evitar que la frecuencia disminuya demasiado y se produzca la desconexión de carga por subfrecuencia. Sin embargo la penetración FV es la determinada por los PFV concentrados para incluir el caso de simultaneidad en el pasaje de nubes por todos los PFV.

La metodología utilizada permite obtener los máximos índices de penetración fotovoltaica y puede ser utilizada para simular el comportamiento del sistema eléctrico ante contingencias que pudieran comprometer la estabilidad del mismo e impidan cumplir con los criterios de operación definidos.

## REFERENCIAS

- Kundur, P. "Power System Stability and Control". Electric Power Research Institute, Palo Alto, California, 1994.
- Lappalainen K y Valkealahti S (2016) Effects of Irradiance Transitions on the Output Power Fluctuations of Different PV Array Configurations, 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia) Melbourne, Australia, Nov 28 - Dec 1, 2016.
- Molina R et Al (2017) "Requisitos Técnicos para Conexión de Parques de Generación Fotovoltaica al SADI, XVII ERIAC Decimocéptimo Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ Ciudad del Este, Paraguay 21 al 25 de mayo de 2017
- CAMMESA. (2016). Procedimientos para la Programación de la Operación, El Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Versión XXVI. Actualizados al 31 de Enero de 2016.
- Batlle C y Paredes J (2014) Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos Herramientas y metodologías de evaluación del futuro de la operación, planificación y expansión" Banco Interamericano de Desarrollo División de Energía Enero 2014

## ABSTRACT

Renewable generation technologies such as photovoltaic energy have been developed in recent years and conventional fossil fuel generation is expected to be completely replaced. However, replacing conventional energy sources presents major difficulties from the point of view of the operation and control of electrical systems and it is now desirable to replace them in a percentage that is not fully defined depending on each particular electrical system. The problem arises due to the uncontrollable intermittency of the Photovoltaic Generation due to cloud trains; And the need to keep some electrical variables within defined margins to meet quality and control characteristics. This paper presents several problems that limit the development of large Photovoltaic Parks and defines a methodology that determines the index of penetration of Photovoltaic Generation for a Regional Electrical System.

**Keywords:** solar energy, photovoltaic parks, photovoltaic penetration.