

VALOR DEL SERVICIO: UNA ALTERNATIVA PARA LOS SISTEMAS DE COMERCIALIZACION DE ENERGIA EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Claudio Reineri, Fabián Romero, Edgardo Florena y Hernán Rovere

Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia, Facultad de Ingeniería, Universidad
Nacional de Río Cuarto, Ruta N 36, Km 601, Río Cuarto, Córdoba, ARGENTINA
Tel. +54 0358-4676171, e-mail: creineri@ing.unrc.edu.ar

Recibido 13/08/19, aceptado 21/10/19

RESUMEN: Se describen los esquemas tradicionales de comercialización de energía empleados en los sistemas de Generación Distribuida. Seguidamente se plantean los inconvenientes y las distorsiones que se producen cuando estos esquemas se aplican superpuestos con los sistemas clásicos de tarifas. A partir de ellos se presenta conceptualmente el método del *Valor del Servicio* mediante el cual es posible evitar aquellas distorsiones asignando una valoración que resulta económicamente neutra en la asignación de los costos de distribución para todos los usuarios (Usuarios Generadores y no adoptantes) y una tarifa más justa que no penaliza económicamente al Usuario Generador ni le permite un uso gratuito del sistema eléctrico. El *Valor Solar* de una unidad de energía generada por un sistema fotovoltaico de Generación Distribuida es determinado a partir de los datos operativos históricos del sistema eléctrico de la provincia de Córdoba.

Palabras clave: Generación Distribuida, Balance Neto de Energía, Balance Neto de Facturación, Valor del Servicio

INTRODUCCIÓN

Los sistemas energéticos han estado, y seguirán estando por mucho tiempo más, basados en los combustibles fósiles. Por tratarse de recursos naturales agotables constituye la primera gran limitación de su disponibilidad futura. Por otro lado, la combustión de los mismos constituye una de las principales razones del Calentamiento Global resultando por ende un serio obstáculo para los objetivos de un Desarrollo Sustentable.

Tal situación ha iniciado un proceso irreversible de transición desde las fuentes fósiles hacia las fuentes primarias renovables en los distintos sectores energéticos. Particularmente en el eléctrico esto se está manifestando a través de dos métodos:

- La contratación de grandes bloques de generación (típicamente parques eólicos o solares) los cuales operan en el sistema de manera similar a las clásicas centrales térmicas, nucleares o hidráulicas.
- Los sistemas de Generación Distribuida (GD) con fuentes primarias de origen renovables que se encuentran acoplados al sistema en los puntos eléctricos próximos a la demanda (a nivel de las redes de distribución) resultando en un sistema atípico respecto de las cuestiones operativas y comerciales clásicas de los Sistemas Eléctricos.

Si bien esta última opción puede no representar cuantitativamente un aporte mayoritario a la descarbonización de los sistemas de generación de energía eléctrica su implementación presenta una serie de ventajas desde distintas perspectivas:

Operativas:

- La aproximación eléctrica entre la generación y el consumo disminuye las pérdidas en las redes de transmisión y distribución,
- Posibilidades adicionales en la regulación de tensión sobre el usuario final,

- Control más próximo o local del factor de potencia,
- Mejora de Calidad y Confiabilidad del servicio.

Económicas:

- Aparición de nuevos oferentes de energía, democratizando y diversificando la oferta por tamaño y tipo de fuente,
- Postergación de inversiones tanto en el sector de generación como en el de la infraestructura de transporte y distribución,
- Desarrollo de nuevas tecnologías e innovación, generando no solo desarrollos tecnológicos sino también nuevas fuentes de trabajo directas e indirectas,
- Sustitución de importación de energías (como combustibles fósiles u otras formas de energía),
- En el largo plazo podría reducir los costos de la EE.

Ambientales y sociales:

- Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI),
- Compromiso social en la protección ambiental,
- Conciencia social sobre ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica

Generación Distribuida y esquemas de transacción de la energía eléctrica

Un factor determinante en las políticas de desarrollo y la sustentabilidad de los sistemas de GD es el esquema que se implementa para la comercialización de la energía generada o inyectada a la red por el usuario que ha adoptado la condición de Generador Distribuido. Esencialmente es posible distinguir dos grandes métodos para esta situación: Balance Neto de Energía o Balance Neto de Facturación. (Dufo & Bernal, 2015)

Balance Neto de Energía (BNE): Su implementación requiere cuantificar la Energía Consumida (EC) y la Energía Generada (EG) por el usuario (la que consume independientemente de la que genera). Su implementación requiere cuantificar ambas energías, lo que puede lograrse:

- Con dos medidores unidireccionales, uno para EC y otro para EG, o
- Un medidor bidireccional dispuesto de manera de cuantificar el flujo neto de energía; este medidor integra la diferencia instantánea entre el consumo y la generación entregando un número que será positivo o negativo según los valores de EC y EG (flujo neto resultante durante el período de medición a favor del Usuario o a favor de la Distribuidora).

A partir de lo anterior se pueden dar las siguientes situaciones:

- EC es mayor que EG. Entonces el UG paga a la Distribuidora una cantidad de energía, (EC-EG), a la tarifa correspondiente por consumo de energía.
- EG es mayor que EC. En esta situación puede suceder que:
 - ✓ El Usuario no reciba ninguna compensación,
 - ✓ El Usuario recibe una compensación por (EG-EC) a un precio menor, igual o mayor que a su tarifa correspondiente por consumo de energía,
 - ✓ El Usuario recibe un crédito a su favor en términos de energía, (EG-EC), que lo puede usar para reducir futuras facturas.

Balance Neto de Facturación (BNF): Este esquema admite un único sistema de medición basado en un medidor bidireccional con capacidad para acumular los valores “positivos” y “negativos” del flujo de energía, permitiendo de esta manera cuantificar dos magnitudes:

- Energía Efectivamente Inyectada (EEI)
- Energía Efectivamente Demandada (EED)

A los fines de la facturación, se plantean las siguientes alternativas:

- ✓ Ambos montos de energía (EEI y EED) tienen un mismo valor a los fines de la facturación,
- ✓ EED está tarifada a un valor menor, igual o mayor que la EEI,
- ✓ Admitiría la posibilidad que el usuario quedase con un crédito monetario a su favor que lo puede usar para reducir futuras facturas.

Se acaban de describir las metodologías básicas de transacción de energía que han dominado los sistemas de GD en su corta historia. De todas maneras, la aplicación de las mismas admite, entre otras, las siguientes variantes principales:

- ✓ BNE o BNF aplicados tal cual se han descrito,
- ✓ Combinación de ambos métodos,
- ✓ BNE o BNF, o una combinación de ambos, complementados con sistemas de incentivos a EG o a EEI (Sistemas Feed-in Tariffs – FIT).

Sistemas tarifarios para la Distribución de energía eléctrica

En general los sistemas de tarifas de los servicios públicos siguen el modelo tradicional de costo del servicio (agua, electricidad, gas). Tales esquemas tienden a basarse en los siguientes principios (ADEERA 2000):

- Proporcionar a las empresas ingresos adecuados y estables.
- Ser estable, predecible y de fácil comprensión para los usuarios.
- Reflejar una asignación justa de los costos para sector o segmento de usuarios.
- Desalentar el derroche del servicio.
- No introducir artificial o inadvertidamente mecanismos distorsivos en la asignación de costos (subsidios cruzados).
- Promover la eficiencia y la innovación.
- Reflejar los costos privados y sociales, presentes y futuros.

Su implementación está centrada en una estimación de los requerimientos de ingresos de la empresa encargada del servicio asignando costos a los distintos sectores o segmentos de usuarios. Los sistemas de facturación de electricidad (como los de otros servicios públicos) tienen dos componentes: un cargo fijo y otro variable basado en el consumo de energía. En una factura típica el componente variable tenderá a ser el dominante.

Lo que se acaba de describir resulta contradictorio con la estructura de costos de la Distribuidora, básicamente por dos razones:

- Los costos de la energía eléctrica (en el Mercado Mayorista) resultan variables en el tiempo (horas del día, estación del año, etc.) y los sistemas tarifarios asignan un cargo fijo en pesos por unidad de energía (\$/kWh) vendida.
- Cuando la distribuidora asigna sus costos gran parte de ellos se encuentran en los costos fijos que representan la construcción y el mantenimiento de las instalaciones para garantizarle al usuario la disponibilidad del servicio.

Que la componente dominante de la factura que recibe el usuario sea el cargo variable correspondiente al consumo de energía, contrariando la estructura de costos propia de la Distribuidora, no es un error de procedimientos ni de cálculos. Se trata de la herramienta más eficaz que se dispone para contemplar algunos de los principios enunciados en el diseño de tarifas de servicios públicos: desalentar el derroche y reflejar los costos privados y sociales, presentes y futuros.

El conflicto entre los sistemas tarifarios y los sistemas de transacción empleados en GD

Se supone que un usuario asume la condición de Usuario-Generador (UG) y que su instalación generará por mes una cantidad de energía igual a la que consume ($EG - EC = 0$). Para que el ejemplo resulte más amplio se supondrá también que la instalación del UG generará energía en el mismo momento que la consume ($EEI - EED = 0$). Tal condición representa una situación donde la facturación por BNE o BNF resulta en un mismo monto: el cargo fijo. También es cierto que la Distribuidora ahora no deberá comprar tal monto de energía en el Mercado Mayorista. Sin embargo en tal caso la Distribuidora tendrá un déficit en sus ingresos: el necesario para cubrir sus costos fijos más los beneficios esperados por el abastecimiento de tal Usuario. Bajo este esquema de tarifación, la única alternativa para la sustentabilidad económica de la Distribuidora, es solicitar un incremento tarifario general que le permita recuperar el déficit originado. Tal incremento tarifario recaerá sobre los UG y los usuarios que no adoptaron tal condición. O sea, tal déficit deberá recuperarse con un incremento

general de las tarifas, tanto para los UG como para los no adoptantes, a pesar de que quienes originaron tal situación fueron los UG.

Tal situación entra en contradicción con otro de los principios fundamentales que debe contemplar el sistema de tarifas: “No introducir artificial o inadvertidamente mecanismos distorsivos en la asignación de costos”. Particularmente en el caso argentino, el inciso e del art. 42 de la Ley 24065 establece: “En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios”.

Una alternativa lógica frente a esta situación pareciera ser un sistema tarifario que refleje en la facturación la estructura de costos de la Distribuidora, al menos de una manera más aproximada, como la suma de sus dos componentes:

- Un cargo variable por energía igual al costo de adquisición de la energía en el Mercado, y,
- Un cargo fijo correspondiente a los “costos fijos” de las instalaciones más lo beneficios.

Sin embargo este criterio implica, entre otras cosas, que los Usuarios con relativamente bajos consumos paguen un precio unitario por cada kWh considerablemente mayor que quien tenga demandas relativamente altas, y, de la misma manera, la incidencia en la facturación de los mayores consumos deja de ser sensible. Esto significa entrar en contradicción con otro de los principios de los sistemas tarifarios, más aun cuando se trata de un servicio cuya fuente primaria sean Recursos Naturales mayoritariamente no renovables: “Desalentar el derroche del servicio”.

VALOR DEL SERVICIO

La situación que se acaba de plantear ha llevado a que en varios países y desde hace algunos años se haya iniciado un proceso de rediseño de los esquemas de facturación para GD. Uno de ellos, y que ha resultado muy atractivo, es el denominado “Valor del Servicio”. En este esquema el UG compra toda la energía que consume y vende toda la energía que genera. La energía se compra al valor que determina la tarifa bajo la concepción clásica de los sistemas de tarifación. La determinación del valor al cual el UG vende la energía generada se basa en los costos y los beneficios que tal energía representa para la Distribuidora y/o para el Sistema Eléctrico en general.

Costos y Beneficios de la GD

Tal como se acaba de afirmar, un aspecto central en la aplicación de este esquema es identificar, y cuando sea posible cuantificar, los efectos en términos de costos y beneficios que la GD representa para las empresas distribuidoras y para los sistemas de transmisión y de generación de un sistema eléctrico. (Denholm et al. 2014) (Zummo, 2015)

De manera general, y para una primera presentación aproximada, los beneficios de la GD son los siguientes:

- *Producción de energía evitada*: La energía ingresada a la red por un GD indefectiblemente desplazará a la energía generada por alguna central térmica que se encontraría consumiendo algún tipo de combustible. Los generadores se despachan en orden de costo variable para cumplir con la carga al costo más bajo. El despacho considera varios parámetros y restricciones tales como: costo del combustible, eficiencia de la planta de energía en función de la producción de la planta, disponibilidad de la planta, tiempos de arranque, etc. El efecto neto de la GD, en principio, es el de desplazar a los generadores de mayor costo variable. En este caso el beneficio es claramente identificable y cuantificable con un alto grado de aproximación ya que se trata de una conversión en términos de Kilocalorías que se “evitaron fuesen quemadas” y la conversión monetaria a partir del costo del combustible que corresponda.
- *Perdidas evitadas en Transmisión y Distribución*: La producción de energía en el punto de consumo, o muy próximo a él, evita las pérdidas técnicas ocasionadas en transmisión y distribución. Esto agrega un valor, cuantificable con buen grado de precisión, al kWh generado por el GD.
- *Reducción en la capacidad de generación*: Un componente significativo del costo de la energía puesta en disponibilidad en el mercado (sistema de generación) es atribuible a los

cargos fijos o costos asociados a la construcción, disponibilidad y construcción de plantas de generación. Evidentemente la GD tendrá un impacto económico en el reemplazo o diferimiento de inversiones de capital en el parque de generación. Se tratará entonces de calcular la fracción real de la capacidad de un sistema de GD que podría usarse de manera confiable para compensar la capacidad convencional.

- *Reducción en la capacidad de transmisión:* Las instalaciones GD pueden afectar tanto la congestión como la confiabilidad en el sistema de transmisión. Como la GD generalmente alivia el suministro de parte o toda la carga en una ubicación particular a través de la red de transmisión, la GD puede reducir efectivamente la necesidad de capacidad adicional de transmisión.
- *Reducción en la capacidad de distribución:* Conceptualmente se trata de la misma situación del apartado anterior pero que por cuestiones de operadores diferentes (por ejemplo, redes de transmisión y redes de distribución) o por asignaciones de costos diferentes por sectores son separados.

Costos de integración de la GD

Un aspecto central de la operación de un sistema eléctrico es el equilibrio entre la generación y el consumo en cada instante de tiempo. La integración de los recursos renovables intermitentes como parte de la matriz de generación, que además deben ser despachados cuando están disponibles, requiere que se encuentren disponibles otros recursos para hacerse cargo de tal déficit. Tal disponibilidad evidentemente significa un costo para el sistema.

Otro ejemplo en el mismo sentido es el impacto sobre las pérdidas eléctricas en las redes de transmisión y distribución. Cuando el estado de penetración de la GD es incipiente es obvia su incidencia positiva ya que la energía generada es consumida en el mismo punto de la red o en su entorno muy próximo. Sin embargo, cuando el nivel de penetración se incrementa su efecto en la reducción de las pérdidas puede verse disminuido debido a la inversión de los flujos de carga. Un efecto asociado a este último hecho, y que también podría constituir un costo, es la aparición de sobretensiones permanentes o la alteración de los esquemas de coordinación de las protecciones; esto podría requerir la incorporación de nuevos equipos o el reemplazo de otros.

En principio la asignación de “costos” atribuibles a la GD en sus estados iniciales de desarrollo resultan insignificantes y puede relegarse solamente a los costos de su “gestión y administración”.

VALOR SOLAR: UNA APROXIMACIÓN PARA SU APLICACIÓN EN LA PROVINCIA DE CÓRDOBA

La tecnología que domina el mercado de la GD a nivel global es la fotovoltaica. Es de esperar que, en Argentina, al menos en la zona centro y norte del país, este fenómeno se reproduzca. Cuando el concepto del Valor de Servicio tal cual se ha planteado es aplicado a la tecnología fotovoltaica al mismo suele denominárselo como “Valor Solar”. (Norrism et al. 2014)

En lo que sigue se describe un procedimiento, y posteriormente se aplica, para una primera aproximación al Valor Solar a aplicar en un sistema de GD en la provincia de Córdoba. Este valor se plantea en una base \$/kWh, a partir de información operativa del sistema eléctrico del año 2017, incluyendo los beneficios según los siguientes tres ítems: (Convenio 2018)

- Producción de energía evitada
- Pérdidas de energía evitadas en transmisión y distribución
- Reducción en la capacidad de generación, transmisión y distribución

Información y supuestos para el estudio

En términos generales, tal implementación requiere de información muy diversa: datos técnicos operativos del sistema de generación (operado en Argentina por CAMMESA), información propia de la demanda general de la Provincia de Córdoba, datos de radiación o de la producción estimada “media” de un sistema fotovoltaico tipo en la provincia de Córdoba, etc.. A continuación se detallará el tipo de información al que se ha recurrido y que se empleará en el transcurso del trabajo. En muchos

casos la base de información es certera y completa (por ejemplo, la proveniente de CAMMESA), en otros se hace necesario recurrir a estimaciones (por ejemplo, la producción fotovoltaica) y en otros se recurre a suposiciones en base a antecedentes en estudios previos (por ejemplo, costos medios de ampliación en generación, transmisión o distribución, \$/kWh). De todas maneras en todos los casos es posible a futuro implementar sistemas y metodologías que permitan ir depurando y refinando la información de base como así también los aspectos metodológicos.

Producción Fotovoltaica: La aproximación que aquí se presenta requiere de una estimación por hora de producción anual de un sistema fotovoltaico típico (o medio) de, por ejemplo, 1kWp instalado. Para estimar tal producción anual, se procedió a evaluar la influencia de distintas posiciones relativas de los paneles en una instalación de 1kWp en la ciudad de Córdoba. Para ello se empleó el software on-line de SMA (<https://www.sma.de>).

Por otro lado, resulta necesaria una estimación por hora de radiación solar “media” para la provincia de Córdoba. Para ello se recurrió a la información suministrada por el Ministerio de Agricultura y Ganadería del Gobierno de la Provincia de Córdoba (<https://magya.omixom.com/>). A partir de tal información se procedió a generar un valor promediado de radiación a partir de 3 estaciones meteorológicas: Río Cuarto, Villa María (Universidad Nacional de Villa María) y 60 Cuadras (en proximidad de la ciudad de Córdoba). El valor así obtenido observa un alto grado de coincidencia con el valor publicado en “Mapa de Energía Solar Colectada Anualmente por un plano Inclinado”, (http://www.cab.cnea.gov.ar/ieds/images/2011/hyfusen_2011/trabajos/11-161.pdf). Este valor se encuentra entre 1,8 y 1,85 MWh/m² por año. Tales datos de radiación no han sido empleados como valores absolutos de radiación (ya que se desconoce el estado de calibración de los equipos). Los mismos han servido como información de la evolución por horas de la radiación solar que permiten que una instalación de 1kWp instalado produzca 1.550 kWh en un año.

Sistema de Generación: Si bien el tema se describirá posteriormente con detalle es posible intuir en este momento que para estimar la Producción de energía evitada resulta indispensable contar con información sobre el sistema de generación al cual está acoplado el sistema que se estudia. El sistema eléctrico provincial adquiere la energía en el MEM para su posterior distribución. En ese sentido se ha contado con información suministrada por CAMMESA respecto de la composición por horas del sistema de generación en el SADI, incluyendo también los precios marginales operados como la máquina a la cual se encuentra asociado. Estos datos se complementan con los informes mensuales de CAMMESA.

Sistema de Transmisión y Distribución: Es necesario contar también con información respecto del proceso de transmisión y distribución de la energía. Carga en una base por hora, pérdidas técnicas y costos de ampliaciones medias (\$/MVA).

Producción de energía evitada

La cuantificación del beneficio por energía evitada se basa en la generación desplazada cuando se suministra energía procedente del sistema de GD. Los generadores se despachan en orden de costo variable (de menor a mayor) para cumplir con la carga al costo más bajo. Eventualmente el despacho podría responder a otras cuestiones técnicas operativas pero para lo que aquí interesa esta alternativa no es considerada. El despacho considera muchos parámetros y restricciones, incluido el costo del combustible, la eficiencia de la planta de energía en función de la producción de la planta, la disponibilidad de la planta, los tiempos de arranque de la central eléctrica, las tasas de incremento de potencia, etc.

En la Figura 1 se muestra, sobre el mismo gráfico, en la escala de la izquierda la demanda total de la Provincia de Córdoba y en la escala de la derecha la producción de energía de un sistema fotovoltaico de 1kWp.

El procedimiento general para asignarle un valor monetario al kWh generado por la generación fotovoltaica distribuida es el que sigue:

Paso 1: Se sigue la información secuencial por horas de generación fotovoltaica estimada bajo los supuestos anteriores y se detecta la hora en la cual existe generación.

Paso 2: Se localiza para ese intervalo la máquina que determina el costo marginal.

Paso 3: Se identifica el combustible y el consumo específico (KCal/kWh) de tal máquina en ese período.

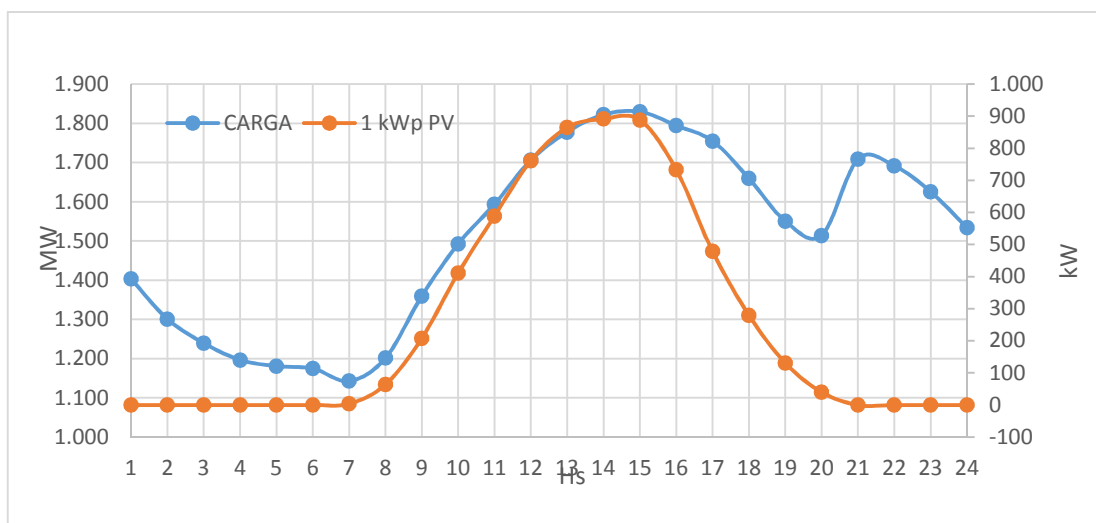


Figura 1 : Carga Córdoba y producción Fotovoltaica de 1kWp para el día 23/07/2017

Paso 4: El consumo específico es convertido en costo específico (\$/kWh) empleando el costo del combustible asumido por CAMESA en la última programación estacional.

Paso 5: Se asigna a la energía fotovoltaica generada en esa hora un valor total en función del valor monetario determinado en el paso anterior.

La secuencia se repite para cada hora en la que existe generación fotovoltaica.

Pérdidas de energía evitadas en transmisión y distribución

Un procedimiento elemental para asignarle un valor económico a tales pérdidas evitadas surge naturalmente: cuantificar en primer lugar la magnitud de la energía que no se perdió debido a la GD y posteriormente valorarla económicamente en un procedimiento como al que se ha recurrido en el apartado anterior.

Las empresas de T&D, en general, disponen de información respecto de sus pérdidas en términos de valores medios; típicamente en término de valores medios sobre su energía gestionada, transmitida o entregada al consumidor final. Esta cuantificación, si bien podría ser una primera aproximación, no representa conceptualmente el objetivo que se persigue. Tales pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga y por lo tanto no pueden ser consideradas “constantes” durante un lapso de tiempo donde la carga es variable y también la incidencia de la GD en su efecto de reducir las. En general las empresas de T&D suelen disponer de estimaciones precisas de las pérdidas técnicas a partir de los modelados de sus redes y de los modelos dinámicos de potencias demandadas e ingresadas a los sistemas de transmisión. Tal información puede resultar importante para una aproximación más precisa.

En esta instancia es posible basar esta estimación a partir de dos suposiciones. Una de ellas es asumir un nivel de “pérdidas medias” en las redes de T&D de un determinado porcentaje de la energía gestionada por la red. Un valor típico en este sentido se encuentra entre el 7 y el 10% de la energía entregada (en base a los sistemas de facturación) a los usuarios finales. Tal valor surge de la diferencia entre el monto de energía considerado en el punto anterior y la “ingresada” a la red de transmisión durante, por ejemplo, un año. Otra información relevante es una curva de carga típica (potencia activa o aparente, ya que podría asumirse inicialmente un factor de potencia constante) por horas para ese mismo período de tiempo. Si se asume que la variación temporal de las pérdidas es proporcional al cuadrado de la demanda de potencia, entonces sería posible estimar tal constante de proporcionalidad para que las pérdidas en cada hora anualizadas resulten en el valor de “pérdidas medias” asumidas. Si

luego se reconstruye una nueva curva de demanda sustrayendo a la demanda original el efecto de la GD (para 1kWp instalado) y se recalculan las pérdidas empleando la misma constante de proporcionalidad anterior es posible estimar las “nuevas pérdidas” anualizadas. Las pérdidas evitadas (energía) resultan de la diferencia de los cálculos anteriores. Tal monto de energía se cuantifica económicamente en términos de “energía evitada” bajo el mismo procedimiento que en el título anterior.

Reducción en la capacidad de generación, transmisión y distribución

Se procura cuantificar el impacto de una fuente de generación no despachable (en este caso Fotovoltaica) en cuanto a su “capacidad de asumir carga” y/o de “descargar” los sistemas de Transmisión y Distribución y asignarle un valor económico.

Mediante la Figura 2 se pretende evidenciar el efecto que tendría la presencia de instalaciones de GD PV de 20 y 100 MWp respectivamente. En tal caso la representación “Demanda Normal” es la efectivamente registrada y las dos restantes surgen de sustraerle a esta el impacto de la GD atribuible a sistemas PV.

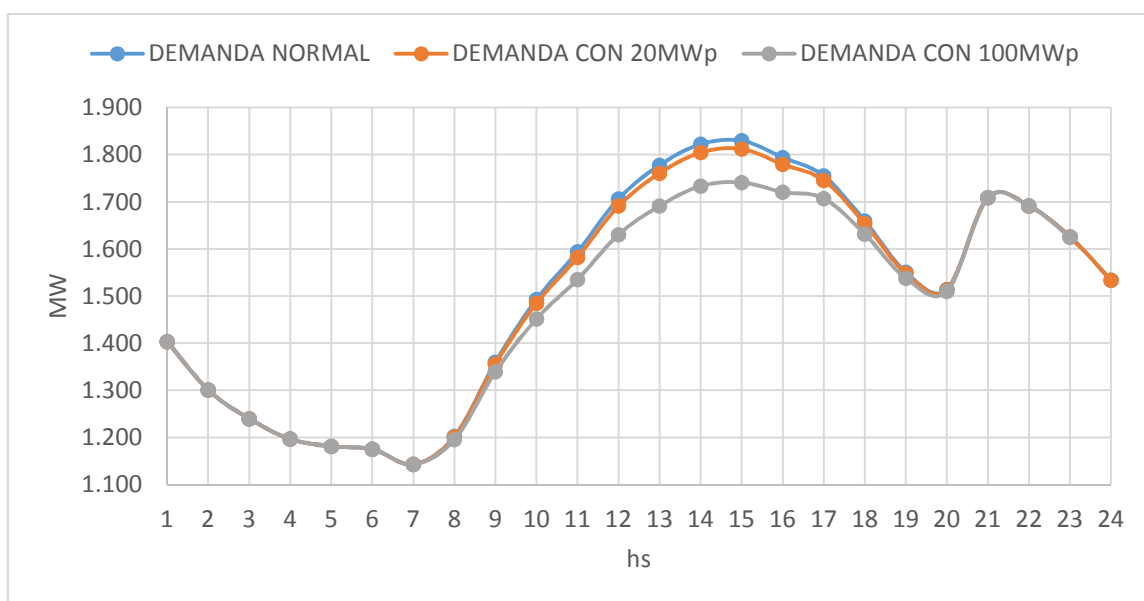


Figura 2: Efecto de la producción Fotovoltaica sobre la curva de carga (23/02/2017)

El fenómeno que se está explicando puede mostrarse más explícitamente a través de la representación gráfica de la carga acumulativa que es la metodología base empleada en estudios de planificación o previsión de demanda. La Figura 3 muestra la curva de carga original de la Provincia de Córdoba (año 2017). La curva denominada “CARGA ORIGINAL” es la carga real acumulada para el año 2017 de la provincia de Córdoba. “CARGA - 100MW” representa la manera en que se modificaría la curva original si se incorporase “internamente” al sistema un Generador cuyo aporte fuese de 100MW durante todas las horas del año. “CARGA - 100MW PV” representa la manera en que se modificaría la curva original si se incorporasen 100MWp PV como GD. En la Figura 4 se ha concentrado la atención en las 100 hs de mayor carga procurando evidencia lo que se explica. De la observación de la misma se puede decir que los 100MWp PV podrían “hacerse cargo” de unos 80MW de la demanda máxima del sistema (o el 80% del que se podría hacer cargo una planta de generación convencional, por ejemplo, un ciclo combinado de 100MW). Sin embargo tal conclusión está basada exclusivamente en el comportamiento de las variables de carga y generación PV del año 2017. Esto puede observarse en la Figura 3 para las 100 hs de mayor carga.

Capacidad Efectiva de Carga (ELCC - Effective Load-Carrying Capacity): A los fines de aplicar estos conceptos para la determinación de la Reducción en la Capacidad de Generación, Transmisión y Distribución una alternativa es emplear la definición del ELCC de un generador. El ELCC se define como la cantidad en que la carga del sistema puede aumentar (cuando un generador se agrega al

sistema) mientras se mantiene la misma confiabilidad del sistema medida por la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP: Loss Of Load Probability) y la Esperanza de Pérdida de Carga (LOLE: Loss of Load Expectation). (PEREZ 2014)

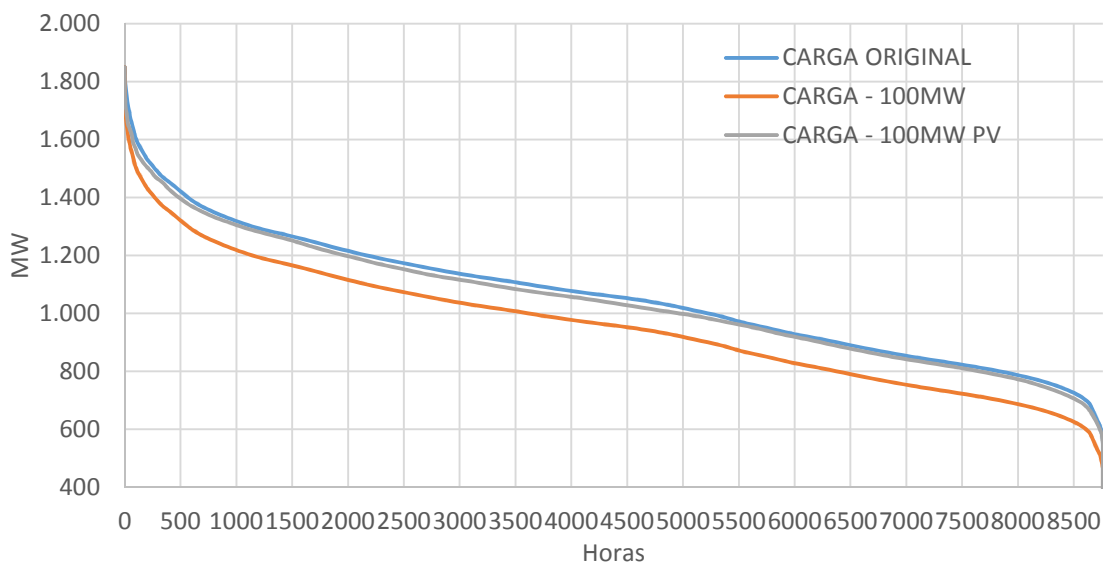


Figura 3: Carga acumulativa original (año 2017) y modificada por la incorporación de una central de 100MW “despachable” o por un Sistema Fotovoltaico de 100MWp

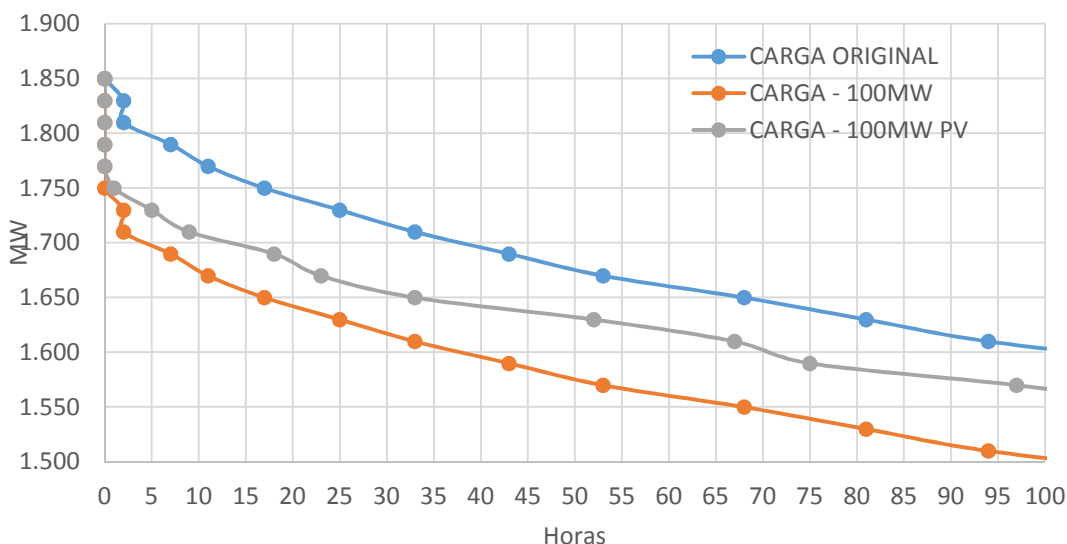


Figura 4: Idem Figura 3 sobre las 100 horas de mayor carga

En la Figura 5 se muestra el efecto de un Generador sobre una curva de confiabilidad de un sistema. Se observa la curva de confiabilidad original y también la modificada al incorporar un generador “G” de 500 MW. Se plantea una LOLE objetivo de 1 día cada 10 años (0,1 días/año). O sea, el sistema está planificado para “abastecer una carga” de 8.500 MW con una LOLE de 0,1 día/año. La incorporación de un Generador de “G” MW permite incrementar la carga en “G” MW manteniendo la LOLE objetivo. Como complemento de la conclusión también se puede decir que con esta nueva incorporación, si la carga se mantiene constante, entonces la LOLE puede reducirse a 0,09 día/año.

La aproximación para determinar el ELCC de un sistema fotovoltaico es encontrar un generador con una potencia constante de ELCC de modo que el LOLP del sistema sea el mismo que para el sistema con la planta fotovoltaica.

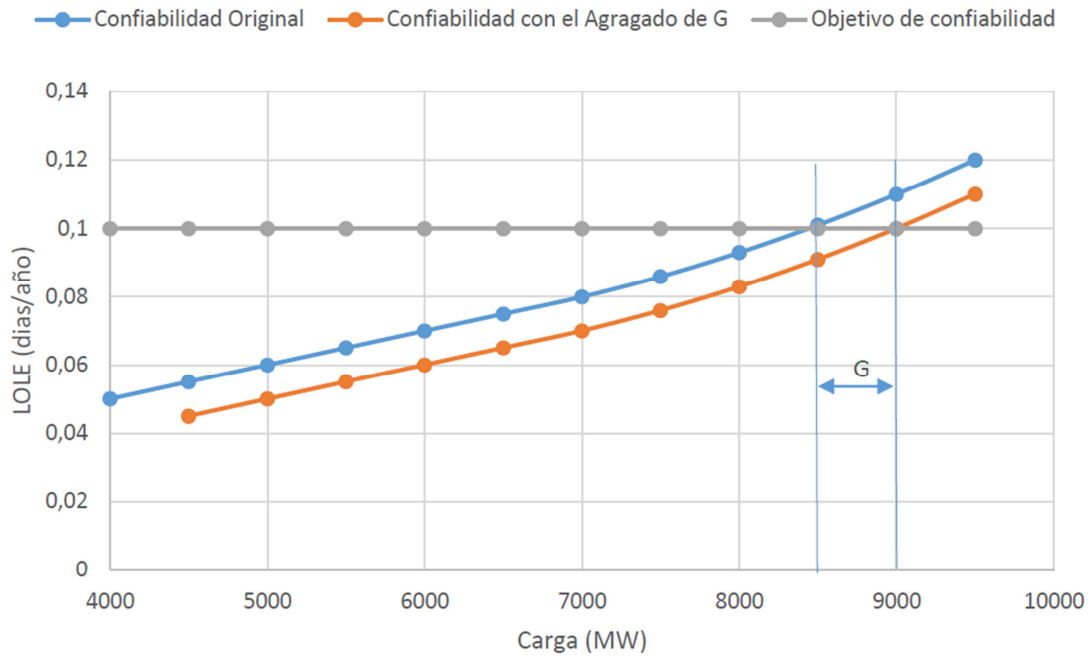


Figura 5: Efecto de un Generador sobre la curva de confiabilidad

El LOLP cuando se incorpora el sistema fotovoltaico será:

$$LOLP_{PV} \approx \left[\frac{LOLP_{pico}}{8760} \right] \sum_{hora=1}^{8760} \exp \left[- \frac{(pico\ de\ carga - (carga_{hora} - Salida\ PV_{hora}))}{m} \right] \quad (1)$$

El LOLP cuando se incorpora un generador con una potencia fija de ELCC será:

$$LOLP_{ELCC} \approx \left[\frac{LOLP_{pico}}{8760} \right] \sum_{hora=1}^{8760} \exp \left[- \frac{(pico\ de\ carga - (carga_{hora} - ELCC))}{m} \right] \quad (2)$$

La Capacidad Constante Equivalente que provee el sistema fotovoltaico al sistema ocurre cuando ambas ecuaciones son iguales tal que el $LOLP_{PV}$ es igual al $LOLP_{ELCC}$. Esto es:

$$ELCC = m \cdot \ln \left\{ \frac{\sum_{hora=1}^{8760} \exp \left[- \frac{pico\ de\ carga - carga_{hora}}{m} \right]}{\sum_{hora=1}^{8760} \exp \left[- \frac{pico\ de\ carga - carga_{hora} + PV_{hora}}{m} \right]} \right\} \quad (3)$$

Para completar este cálculo solo resta disponer de los costos propios de expansión para cada uno de los sectores en cuestión: Generación, Transmisión y Distribución. Esta información se encuentra típicamente expresado como \$/kW o \$/kVA. Para avanzar con la aproximación se adoptaron los mismos valores propuestos en (Norrism et al. 2014).

RESULTADOS

A partir de la información operativa del año 2017, recurriendo a los precios de los combustibles previstos en la Reprogramación Estacional Provisoria Agosto-Octubre 2019 de CAMMESA mostrados en la Tabla 1 y con un tipo de cambio de 46 \$/US\$ se obtiene el Valor Solar mostrado en la Tabla 2.

	U\$\$/MMBTU
Gasoil	14,7
Fuel Oil	11,1
Carbón Mineral	6,8
Gas Natural	4,3

Tabla 1: Precios de los combustibles según Reprogramación Estacional Provisoria Agosto-Octubre 2019 de CAMMESA

	\$/kWh
Combustible Evitado	3,42
Combustible Evitado por Pérdidas Evitadas	0,55
Costos Capacidad de Generación Evitada	0,97
Costos Capacidad de Generación Evitada	0,52
Costos Capacidad de Generación Evitada	0,19
TOTAL	5,65

Tabla 2: Componentes del Valor Solar resultante

Resulta razonable comparar este valor con:

- El Costo Total MEM previsto en la Reprogramación Trimestral antes citada: 3,62 \$/kWh.
- El Precio Estabilizado de la Energía (PEE) para la demanda General Distribuidor Residencial considerado en la Resolución 14/2019 de la Secretaria de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico del Ministerio de Hacienda: 1,85, 1,76 y 1,67 \$/kWh para horario pico, Resto y Valle respectivamente para el periodo agosto-octubre de 2019. Estos valores son la referencia prevista por la ley 27.424 como precio de reconocimiento hacia el Usuario Generador de la Energía Efectivamente Inyectada.

CONCLUSIONES

Se han presentado las metodologías clásicas empleadas en la transacción de energías en los sistemas de GD.

Se han planteado los problemas que generan estos esquemas de transacción cuando se implementan conjuntamente con los sistemas clásicos de tarifas eléctricas.

Se ha presentado un concepto metodológico, de incipiente desarrollo en otros países, denominado “Valor del Servicio” que pretende evitar tales distorsiones y cuyas principales características son:

- El UG “compra” toda la energía que su instalación demanda y “vende” toda la que genera.
- El valor económico que se le reconoce por la energía generada es determinado por una evaluación de los beneficios y los costos que tal generación representa para el sistema eléctrico en general.
- Tal valoración resulta económicamente neutra en la asignación de costos de distribución para todos los usuarios (UG y no adoptantes)
- Resulta una tarifa más justa y precisa que no penaliza económicamente al UG ni le permite un “uso gratuito” del sistema eléctrico.

El método para la determinación del “Valor del Servicio” ha sido implementado en base a datos operativos del MEM y de la demanda de la provincia de Córdoba de un año.

En Argentina, la Ley 27.424 (Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública) y su correspondiente reglamentación, han definido el sistema descripto anteriormente como Balance Neto Facturación para la transacción de la energía entre el usuario y la distribuidora. El precio fijado para la Energía Efectivamente Inyectada es esencialmente el valor al que la empresa distribuidora compra la energía en el Mercado. Esto conduce actualmente a que la remuneración percibida por la Energía Efectivamente Inyectada resulte más de 2 veces menor que la pagada por la Energía Efectivamente Demandada lo que efectivamente no constituye un elemento que en general fomente la Generación Distribuida. Por otro lado, tal cual se encuentra

implementado el sistema, se pierde de vista la Energía Consumida por el usuario, un factor no menor para la planificación de las empresas distribuidoras o a los simples fines estadísticos energéticos de un país. Estos son dos de los elementos que permiten afirmar que el sistema de Generación Distribuida tal cual se encuentra implementado en Argentina no fomentará efectivamente su desarrollo. Si realmente se pretende incentivar este sistema deberán buscarse nuevas variantes entre las cuales el método presentado puede resultar una alternativa superadora.

REFERENCIAS

- ADEERA 2000, “El proceso de cálculo de los cuadros tarifarios de empresas distribuidoras de electricidad”, Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA), Buenos Aires, 2000.
- Convenio específico y protocolo de trabajo entre el ministerio de agua, ambiente y servicios públicos de la Provincia de Córdoba y la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Río Cuarto: “Estudio y redacción de las normas referentes a los requisitos y procedimientos técnicos para la instalación y operación de sistemas de generación distribuida menores a 300 kW conectados al sistema eléctrico de distribución”
- Paul Denholm, Robert Margolis, Bryan Palmintier, Clayton Barrows, Eduardo Ibanez, and Lori Bird, “Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System”, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Technical Report NREL/TP-6A20-62447, September, 2014.
- Rodolfo Dufo & José Bernal, “A comparative assessment of net metering and net billing policies - Study cases for Spain”, Elsevier, Energy 84 (2015), pp. 684-694.
- Ahlmahz Negash, “Valuing Distributed Energy Resources”, Thesis by degree of Doctor of Philosophy, University of Washington, 2015.
- Benjamin L. Norris, Morgan C. Putnam & Thomas E. Hoff, “Minnesota Value of Solar: Methodology”, Clean Power Research, April 2014.
- Richard Perez, Mike Taylor & Tom Hoff, “Moving Toward Consensus on a Photovoltaic Generation Capacity Valuation Methodology”, Solar Power 2007, PV Capacity Workshop, September 2007.
- Thuy Phung, Isabelle Riu, Nate Kaufman, Lucy Kessler, Maria Amodio & Gyan de Silva, “The effect of austin energy’s value-of-solar tariff on solar installation rates”, Yale School of Forestry & Environmental Studies, may 2017.
- Andrew Satchwell, Andrew Mills & Galen Barbose, “Financial Impacts of Net-Metered PV on Utilities and Ratepayers: A Scoping Study of Two Prototypical U.S. Utilities”, Environmental Energy Technologies Division, Berkeley National Laboratory, Supported by U.S. Department of Energy, September 2014
- Paul Zummo, “Rate Design for Distributed Generation”, American Public Power Association, Junio, 2015, Dirección URL: <[http:// \[www.PublicPower.org\]](http://www.PublicPower.org)> [consulta: 13 de agosto de 2019]

SERVICE VALUES: AN ALTERNATIVE FOR ENERGY COMMERCIALIZATION IN DISTRIBUTED GENERATION

ABSTRACT

The traditional energy marketing schemes used in Distributed Generation systems are described. The inconveniences and distortions that occur when these schemes are applied are superimposed with the classic tariff systems. From them, the “Service Value” method is presented conceptually, through which it is possible to avoid those distortions by assigning a valuation that is economically neutral in the allocation of distribution costs for all users (Generator User and non-adopting Users) and a fairer rate that does not economically penalize the Generator User or allow a free use of the electrical system. The “Solar Value” of a unit of energy generated by a distributed generation photovoltaic system is determined from the historical operational data of the electrical system of the province of Córdoba.

Keywords: Distributed Generation, Net Energy Balance, Net Billing Balance, Service Value