



Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología
ISSN: 1390-650X
ISSN: 1390-860X
revistaingenius@ups.edu.ec
Universidad Politécnica Salesiana
Ecuador

INCENTIVO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR

Muñoz-Vizhñay., Jorge Patricio; Rojas-Moncayo, Marco Vinicio; Barreto-Calle, Carlos Raúl
INCENTIVO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR

Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología, núm. 19, 2018

Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador

Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=505554803006>



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 3.0 Internacional.


INCENTIVO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR


Incentive pertaining to energy the generation distributed in Ecuador

Jorge Patricio Muñoz-Vizhñay.
 Universidad Nacional de Loja, Ecuador
 jorgemunozv@yahoo.com

Redalyc: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=505554803006>

 <http://orcid.org/0000-0003-1293-5017>

Marco Vinicio Rojas-Moncayo
 Universidad Nacional de Loja, Ecuador
 <http://orcid.org/0000-0002-1338-0095>

Carlos Raúl Barreto-Calle
 Universidad Nacional de Loja, Ecuador
 <http://orcid.org/0000-0002-4886-2887>

Recepción: 01 Noviembre 2017
 Aprobación: 11 Diciembre 2017

RESUMEN:

La reducción de los costos de la infraestructura solar es una de las principales razones de su crecimiento mundial. En Ecuador se requiere realizar reajustes al marco jurídico que incentive la instalación de pequeños emprendimientos solares fotovoltaicos (de clientes del servicio eléctrico) conectados a las redes de distribución de baja tensión para consumo propio, y los excedentes sean inyectados a la red. Se plantean tres modelos de negocios para la microgeneración distribuida fotovoltaica, mismos que consideran dos sistemas de medición aplicables: el primero denominado *net metering* donde se determina el valor neto de la energía (diferencia entre la inyectada a la red y la consumida), y el segundo conocido como «*Feed-in Tariff*» – FIT donde se determina la energía inyectada a la red a un precio especial como incentivo. El costo de la energía producida por un sistema fotovoltaico en el Ecuador es de USD/kWh 0,1342 con la tasa de descuento del 7 %, el CF (factor de capacidad) = 15 %, mientras que con la tasa de descuento del 10 %, CF = 20 % el costo de la energía alcanza a USD/kWh 0,1229, valores que no contemplan el banco de baterías ni de los terrenos, estos valores son cada vez más competitivos en relación con las fuentes renovables no convencionales.

PALABRAS CLAVE: solar, fotovoltaico, medición, microgeneración, red, armónico.

ABSTRACT:

Reducing solar infrastructure costs is one of the main reasons for its global growth. In Ecuador adjustments to the legal framework have to be made to encourage the installation of small photovoltaic solar structures for electricity customers connected to low voltage distribution networks for their personal consumption, and any surplus energy be injected into the grid. Three business models pertaining to the distributed microgeneration of PV have been considered, which consider two applicable measurement systems: the first one is called "net metering" where the net value of the energy (the difference between the one injected into the network and the one consumed) is determined, and the second known as "Feed-in Tariff" - FIT is where the energy injected into the grid is set at a special incentive price. The cost of energy produced by a photovoltaic system in Ecuador is USD / kWh 0.1342 with a discount rate 7%, CF (capacity factor) at 15%, while a discount rate 10%, CF at 20% the cost reduces to USD / kWh 0.1229. These values however, do not take into account the bank of batteries or the land, these values are increasingly more competitive in relation to non-conventional renewable sources.

KEYWORDS: solar, photovoltaic, measurement, microgeneration, net, harmonic.

FORMA SUGERIDA DE CITACIÓN:

Muñoz-Vizhñay, J.; Rojas-Moncayo, M.; Barreto-Calle, C. (2018). «Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador». Ingenius. N°. 19, (enero-junio). pp. 7-13. doi: <https://doi.org/10.17163/ings.n19.2018.06>.

1. INTRODUCCIÓN

El uso intensivo de fuentes de energía de origen fósil ha provocado impactos ambientales significativos en términos globales especialmente mediante las emisiones de CO_2 , uno de los principales gases responsables del calentamiento global del planeta o del denominado «efecto estufa o invernadero», causante de los cambios climáticos. Estudios realizados determinan que de un total de 1 trillón de toneladas de CO_2 liberados en el planeta desde inicios de la industrialización, el 80 % corresponde a emisiones de los últimos 50 años [1]. Por esta razón cada vez más en el mundo las energías renovables no convencionales toman preponderancia, desarrollándose diferentes formas de aplicación como es el caso de la generación distribuida o embebida en los sistemas eléctricos de distribución. Generalmente, se define a la generación distribuida como a la generación de electricidad por plantas relativamente pequeñas (menor a 10 MW) en relación con las plantas centralizadas, con capacidad suficiente para permitir su interconexión en cualquier punto del sistema eléctrico considerando los siguientes aspectos: finalidad y localización; potencia nominal y nivel de tensión; y, características de la zona de entrega de energía.

Se estima que con la instalación de la generación distribuida se obtienen beneficios por la reducción de costos en pérdidas de transmisión y distribución en el orden del 5 al 10 % de todos los kWh generados, existiendo, además, costos evitados en la expansión o repotenciación de los sistemas de transmisión y distribución, reducción de costos por mantenimiento de la infraestructura, aumento de confiabilidad a los consumidores próximos a la generación distribuida y atención más rápida al crecimiento de la demanda por tener menores tiempos de implementación en relación con la generación centralizada. Entre las principales desventajas de la generación distribuida se tiene la descoordinación de los equipos de protección, la desensibilización de las protecciones, dificultades en la reconexión, variaciones de tensión, sobretensiones, resonancia de sobretensión, armónicos [2].

2. ANÁLISIS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA A NIVEL MUNDIAL

2.1. Producción de energía solar fotovoltaica

La oferta mundial de energía pasó de 6.642 millones de toneladas equivalentes de petróleo (TEP) en 1980, a 10.939 millones de TEP en el 2005; a 12.170 millones de TEP en el 2010; y, a 13.105 millones de TEP en el 2015; con una tasa media anual de crecimiento del 1,8 %, en el último decenio (2005-2015) [3]. La matriz de energía mundial, en este periodo de 35 años, no presentó modificaciones estructurales significativas en lo que se refiere a la utilización de fuentes primarias de energía. De esta manera, es imprescindible considerar nuevas fuentes de energías primarias menos contaminantes como el caso del gas natural y las energías renovables. En este ámbito la energía solar fotovoltaica ha tenido en los últimos años el mayor crecimiento entre las energías renovables.

La capacidad instalada global de electricidad en paneles solares fotovoltaicos experimentó un crecimiento exponencial, alcanzando alrededor de 227 GWe para finales de 2015, produciendo cerca del 1 % del total de electricidad o el 0,5 % del total de energía primaria en el mundo [3–15]. Este tipo de energía ha sido instalada principalmente en regiones con menos recursos solares (Europa y China), mientras que en regiones de altos recursos (África y Medio Oriente) sigue sin explotarse. Alemania durante la última década lidera la instalación de capacidad fotovoltaica, seguido de China, Japón, Italia y Estados Unidos. Las proyecciones realizadas para el 2050 de la energía solar, considera un alto nivel de penetración con lo cual la participación podrá estar entre el 18 y 31 % de la generación total [4–17].

La reducción de los costos de la infraestructura solar es una de las principales razones del crecimiento mundial, los costos globales de los paneles fotovoltaicos cayeron en los Estados Unidos el 50 % entre el 2006 y el 2011, siendo aún más acentuada esta caída del 60 %, entre el 2011 y el 2015 [5].

2.2. Generación distribuida en redes de baja tensión tipo malla

El comportamiento dinámico de la generación distribuida es diferente al de las máquinas (generadores) convencionales debido a que las constantes de tiempo de los elementos que las componen son pequeñas. En la actualidad se enfatiza el potencial de la generación distribuida de contribuir con potencia reactiva durante y después de una falla para mejorar la estabilidad de tensión de corto plazo. Sin embargo, la mayor preocupación radica en la desconexión frente a una perturbación. Consecuentemente es probable que las normativas impongan para las desconexiones inyección de potencia reactiva con el fin de salvaguardar la seguridad del sistema.

La concesionaria *Consolidated Edison of New York Inc.*, una importante empresa de distribución americana que atiende áreas metropolitanas densamente pobladas, señala la dificultad de enviar energía a la red de baja tensión mallada con puntos de generación distribuida y sugiere usar adecuados sistemas de protección para eliminar posibles desconexiones; por tanto, recomienda, además, dimensionar la generación en relación con la demanda (manteniendo la generación distribuida siempre menor que la mínima demanda). Los sistemas de protección a usarse pueden ser relés de carga mínima o relés de potencia inversa, o la utilización de inversores controlados dinámicamente que modulan la generación de acuerdo con la carga [7].

La dificultad de enviar energía a la red se debe a la dificultad de coordinar los sistemas de protección de la generación distribuida con los de la red.

2.3. Modelos de negocios de generación distribuida (caso internacional)

Para las empresas del sector eléctrico, los resultados no pueden ser solamente económicos, deben ser medidos también en términos de mejora de la calidad del servicio y los beneficios ambientales. En el ámbito internacional y específicamente en el mercado solar norteamericano se aplican tres modelos de negocios. Actualmente, con la modernización del sector y la introducción de metas ambientales para la generación de energía han surgido formas híbridas de estos modelos.

Modelo 1. Las empresas eléctricas distribuidoras son propietarias de los activos de generación solar fotovoltaica y realizan la instalación, operación y mantenimiento de la infraestructura en locales de la propia empresa o de los clientes residenciales o comerciales pagando el alquiler de ocupación por el espacio o el tejado. La energía inyectada en la red pertenece a las empresas eléctricas.

Modelo 2. Las empresas eléctricas distribuidoras financian los sistemas de generación solar fotovoltaica a los clientes y otros actores considerando los altos costos de inversión inicial para la adquisición de los paneles y más equipos complementarios. Bajo este modelo la energía generada en exceso es inyectada a la red y los clientes pueden disfrutar de la compensación económica de la energía (neteo de la energía).

Modelo 3. Las empresas eléctricas distribuidoras contratan la energía solar fotovoltaica generada por terceros a través de los PPA (*power purchase agreement*), evitando relación con los microgeneradores (consumidores con generación). En este modelo las empresas distribuidoras realizan actividades tradicionales de contratación de energía para la reventa a los consumidores. Los contratos son establecidos con pocos generadores evitando relación con los microgeneradores o propietarios de tejados.

Para facilitar el uso de los recursos energéticos de la generación distribuida, es fundamental que los agentes del mercado mayorista y minorista tengan acceso transparente y no discriminatorio a las redes eléctricas y a

la información de la medición. Esto puede considerarse como algo normal; sin embargo, las preocupaciones crecen cuando la empresa de distribución local, también es participante del mercado [8].

2.4. Redes inteligentes para el control de la generación distribuida.

La clave fundamental de un *smart grid* (redes inteligentes) es la integración de todos los elementos que forman parte de la red eléctrica. El concepto se refiere a la incorporación de tecnologías para sensor, monitorear, analizar la información de sus elementos y transmitirla en tiempo real para el mejor desempeño de las redes eléctricas, controlando los flujos de potencia entre los que se encuentra la generación distribuida, detectando fallas para provocar la reconexión automática sin afectar el desempeño.

Esto permite que las áreas de coordinación de protecciones, control, instrumentación, medida, calidad y administración de energía, etc., sean concatenadas en un solo sistema de gestión con el objetivo primordial de lograr el uso eficiente y racional de la energía [9]. La implementación de sistemas *smart grid* en Ecuador está alineado con la ejecución de proyectos de microgeneración distribuida.

2.5. Aspectos técnicos para la interconexión con la red eléctrica

En las Figuras 1 y 2, se presentan formas de conexión entre el domicilio con generación fotovoltaica y la red eléctrica, estas tienen correspondencia con el modelo 2 descrito anteriormente. La Figura 3 corresponde al modelo 3.

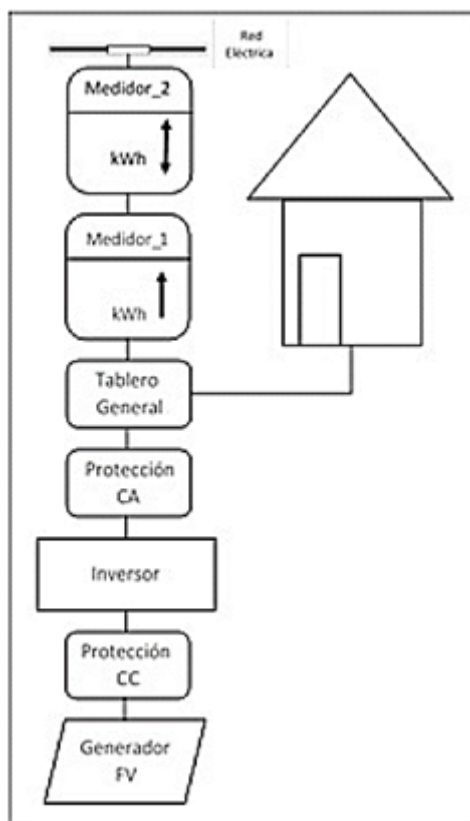


Figura 1. Punto de conexión recomendado cuando no hay incentivos a la generación fotovoltaica distribuida [9].

En la Figura 1, la energía fotovoltaica se entrega a la carga y el excedente se inyecta a la red eléctrica (sistema de distribución). El medidor 1 registra la energía inyectada a la red. La ventaja es que el medidor 2 gira en un sentido cuando el cliente consume energía y en sentido inverso cuando se inyecta a la red (el medidor determina el valor neto de energía), este sistema de medición es conocido como *netmetering* [9].

En sistemas radiales de distribución con generación distribuida, el flujo de potencia puede ser en sentido de subestación – carga, así como también en el sentido de carga – subestación, por tanto, la caída de tensión también puede ser en los dos sentidos. En función de la cantidad de generación fotovoltaica, para este último caso, podrían presentarse situaciones en los que se superen en algunos nodos los límites superiores de tensión.

En el caso de haber algún tipo de remuneración a los excedentes de la energía fotovoltaica, puede ponerse en marcha la conexión señalada en la Figura 2, previo a la regulación del precio de estos excedentes de energía (el medidor 1 registrará el excedente de energía inyectada a la red y el medidor 2 la energía consumida por el cliente pudiendo implementarse un solo medidor *smart meter*). Este sistema de excedentes de energía es conocido como «*Feed-in Tariff*» – FIT [9].

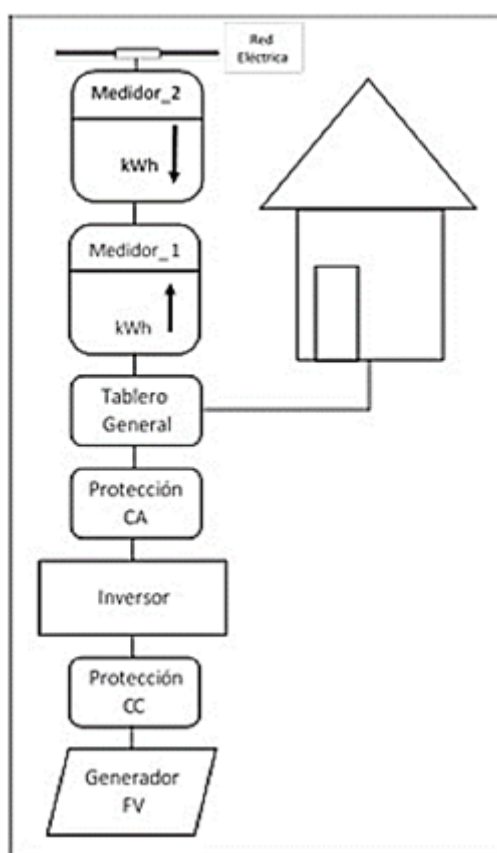


Figura 2. Punto de conexión recomendado cuando el excedente de la generación fotovoltaica distribuida tiene cierto incentivo [9].

En la Figura 3, correspondiente al modelo 3, el cliente es facturado conforme el consumo de energía (medidor 2) a la tarifa aplicable, y la generación fotovoltaica es vendida a la empresa eléctrica distribuidora a precio regulado para el efecto (el medidor 1 registrará la energía inyectada a la red).

Se considera que el modelo 3, es el más factible de instalar en el Ecuador en los actuales momentos, debido a que los precios de la energía vendida por las empresas distribuidoras a los consumidores finales está afectado por un subsidio directo del Estado, lo cual impediría efectuar un neteo de los excesos de generación fotovoltaica en condiciones económicas adecuadas que garanticen la recuperación de la inversión.

Por lo tanto, resulta conveniente que el cliente sea facturado en forma independiente por la energía que consume de la red, y que la energía fotovoltaica que produzca sea facturada de manera independiente al precio adecuado que cubra los costos de producción fotovoltaica establecidos según la metodología indicada en el numeral 3.4.

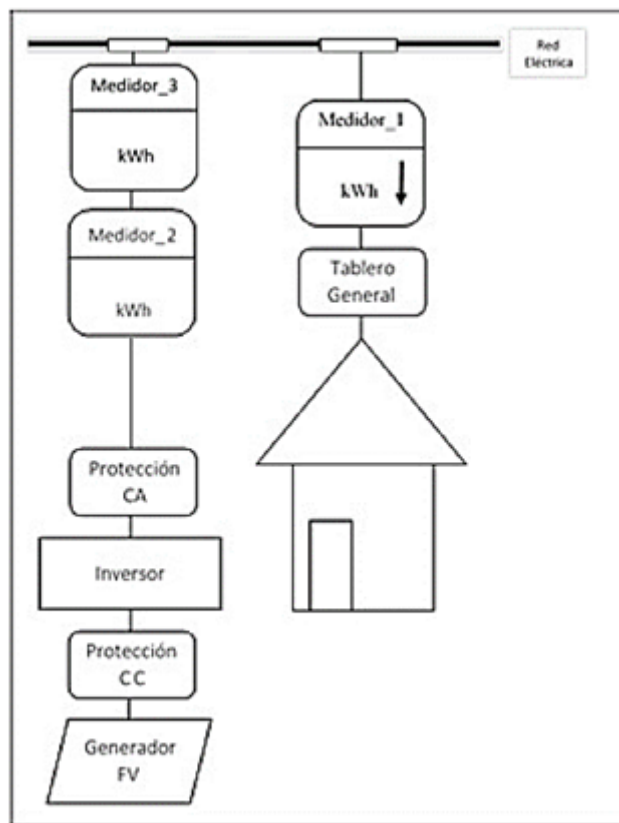


Figura 3. Punto de conexión recomendado cuando hay incentivos a la generación fotovoltaica distribuida [9].

2.6. Incentivos a la generación solar fotovoltaica (experiencias internacionales)

El Gobierno federal norteamericano desde el 2006 prevé un descuento de los impuestos federales del 30 % del costo de adquisición de los sistemas solares fotovoltaicos para clientes del tipo residencial y comercial. Además del incentivo federal, algunos estados ofrecen descuentos en otros impuestos [11]. Por ejemplo, Florida propuso un precio premio a la energía a lo largo de 20 años con reducción gradual de la tarifa del 5 % anual; Washington ofreció un incentivo a este tipo de energías para consumidores residenciales, comerciales e instituciones públicas, este incentivo consistió en un valor fijo (no ligado al kWh producido) por un periodo de 5 años [16]. No obstante, el sistema de compensación de energía (*net metering*) es también uno de los incentivos regulatorios usados para la energía solar fotovoltaica en los Estados Unidos. El modelo implanta el concepto que la energía activa producida con mini o microgeneración distribuida compensa el consumo de energía activa demandada de la red eléctrica por el cliente, es decir, que este paga a la empresa eléctrica distribuidora el valor neto que resulta entre la diferencia de la energía consumida y la energía generada [12].

El incremento per cápita de energía eléctrica en las áreas metropolitanas de las grandes ciudades contrasta con la dificultad cada vez mayor de construir en esas zonas líneas y redes de transmisión y distribución que en algunos casos deben ser soterradas, por esta razón la generación distribuida tendrá en el futuro un papel preponderante para regular la matriz energética de aquellas zonas.

En el caso de Brasil, mediante la expedición de un decreto en el 2004, por primera vez se crea la figura del generador distribuido, delineando el mercado a ser atendido. Ese mercado es constituido básicamente por las empresas eléctricas de distribución, mismas que pueden adquirir hasta el 10 % de su demanda a los generadores distribuidos [8]. De esta manera, se abre un importante nicho de mercado para generación distribuida fotovoltaica especialmente cuando en clientes comerciales e industriales coincide la máxima generación con el pico de sus demandas.

Luego del desastre nuclear de Fukushima en Japón y la deshabilitación de reactores nucleares, este país estableció políticas de incentivos a la generación distribuida con energías renovables no convencionales especialmente la solar fotovoltaica, para lo cual a partir del 2012 puso en vigencia el modelo *Feed-in Tariff* (TIF). La normativa contempla precios para la energía entre 39,6 hasta 47,5 cUSD/kWh en función de la capacidad de generación [9–16].

Alemania es otro de los países que ha aplicado la generación distribuida aplicando el modelo *Feed-in Tariff* (TIF) para capacidades menores a 30 kW, siendo obligación de las empresas distribuidoras otorgar el acceso y el pago de la energía inyectada a la red con precios de 24 cUSD/kWh, además de un conjunto de subsidios estatales para la instalación [9–16].

En Inglaterra, al igual que en Japón y Alemania, los precios de la energía de la generación distribuida, mediante el modelo *Feed-in Tariff* (TIF), son mayores que los de la energía demandada para incentivar a los hogares a instalar paneles fotovoltaicos en sus casas. Los precios de la energía contemplan valores entre 19,8 a 24,3 cUSD/kWh para rangos de capacidades de hasta 50 kW [9–16].

En España fue implantado el sistema *Feed-in Tariff* (TIF) otorgando un precio premio calculado sobre la base de la tarifa de mercado, líneas de financiamiento, proveer condiciones especiales de inversión e incentivos fiscales [16].

La aplicación de precios preferenciales en estos países para generación distribuida ha sido adecuada, aumentando considerablemente la generación mediante energías renovables no convencionales, especialmente la solar fotovoltaica.

En Ecuador, la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica no contempla la exoneración de aranceles, impuestos y más gravámenes que afecten la importación de materiales y equipos no producidos en el país, para la instalación de sistemas destinados a la utilización de energías renovables no convencionales como la energía solar.

3. ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN ECUADOR

3.1. Potencial solar en el Ecuador

El Ecuador a través del ex Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC desarrolló el Atlas solar con fines de generación eléctrica. Los datos presentados en la Figura 4 representan la energía solar global promedio de los valores diarios de insolación total (directa y difusa), expresados en Wh/m²/día. En esta Figura puede observarse las zonas con mayor insolación en el país y, por tanto, con mayor potencial para generación fotovoltaica como el caso de las provincias de Loja, Imbabura y Carchi [6].

El valor medio aproximado de la radiación solar global en el Ecuador es de 4.575 Wh/m²/día. El potencial solar estimado con fines de generación eléctrica en el país es de 312 GW equivalente a 456 TWh por año o 283 MBEP (millones de barriles equivalentes de petróleo) por año. Este valor equivale aproximadamente a quince (15) veces el potencial hidroeléctrico técnico y económicamente aprovechable del país.

A pesar de disponer el Ecuador de un alto potencial energético, el desarrollo de la energía solar fotovoltaica es aún incipiente, de manera particular en microgeneración distribuida; para septiembre de 2017, el ARCONEL informa que la capacidad efectiva en este tipo de energía fue de 25,6 MW lo que representó

el 0,34 % de la capacidad total del país, habiendo producido 35,3 GWh/año equivalente al 0,15 % de la producción total de energía. Además, en el Ecuador no se dispone de información relacionada con paneles fotovoltaicos que puedan considerarse como microgeneración distribuida. La información estadística antesindicada se refiere a centrales fotovoltaicas de capacidad entre 0,37 MW y 1 MW, siendo la gran mayoría de centrales cercanas a este último valor.

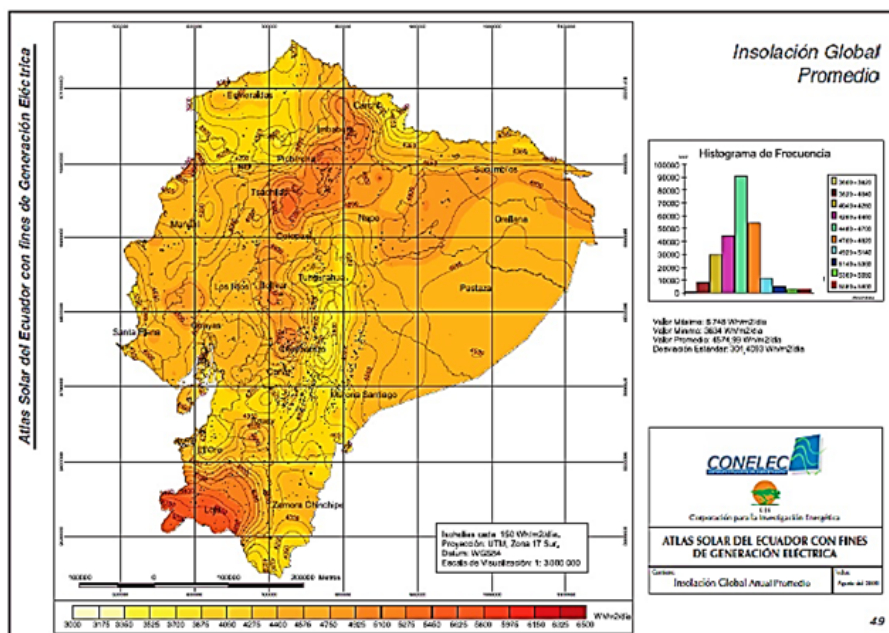


Figura 4. Mapa solar del Ecuador con fines de generación eléctrica [6].

3.2. Carga residencial de generación fotovoltaica

Analizando la curva típica de carga residencial del Ecuador, en por unidad (pu) denominada por P en relación con la generación fotovoltaica en pu denominada FV, así como también el resultado de la diferencia de P – FV (ver Figura 5), se determina que habrá flujo de energía en sentido de la red eléctrica al domicilio en horario aproximado a partir de las 16.30 hasta las 9.00 y el flujo será inverso (desde la generación FV a la red eléctrica) desde las 9.00 hasta las 16.30 aliviando el sistema de distribución. Este horario podría ser desplazado en el tiempo en función de la curva de carga P. En el momento (horario) de máxima demanda de carga residencial (P) (entre 19.00 y 20.00), la generación fotovoltaica FV no reduce el flujo de energía absorbido por el domicilio a la red eléctrica en razón de no estar contemplado un banco de baterías.

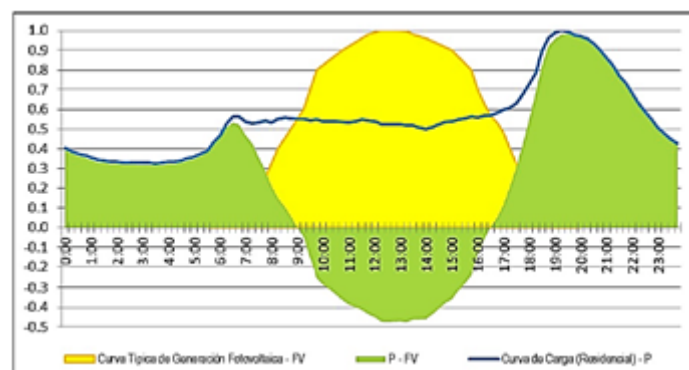


Figura 5. Curva de carga residencial resultante de la utilización de generación fotovoltaica [10].

El factor de potencia de la red eléctrica en el nodo de interconexión (red eléctrica-cliente) va disminuyendo progresivamente a medida que aumenta la generación fotovoltaica, en razón que la potencia activa va disminuyendo en tanto que la potencia reactiva será abastecida por la red (variación del triángulo de potencia). La norma IEC 61727 señala que el factor de potencia debe ser mayor a 0,9 inductivo cuando la carga del inversor fuere superior al 50 %.

Las distorsiones armónicas de tensión introducidas en la red por la generación fotovoltaica son consecuencia de la caída de tensión proveniente de las corrientes armónicas producidas por el inversor que atraviesan las impedancias de la red. El total de armónicos deberá analizarse en función del número de paneles fotovoltaicos individuales conectados a la red. Según la norma IEC 61727 señala que la distorsión total de armónicos de corriente debe ser inferior al 5 % en la salida del inversor.

Uno de los requerimientos específicos de la norma IEC 61727 relacionados a los niveles de tensión, indica que deberá estar en el rango comprendido entre el 85 % y 110 % de la tensión nominal de la red eléctrica. Al igual que la frecuencia deberá variar máximo ± 1 Hz de la frecuencia nominal de la red. La inserción de paneles fotovoltaicos en las redes eléctricas en baja tensión tienen como consecuencia el aumento de la vida útil de los transformadores de distribución (MT/BT) por el alivio de carga, además que permite el ingreso de nuevos consumidores sin modificar su capacidad [10].

3.3. Marco regulatorio ecuatoriano

En el caso ecuatoriano, la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica no especifica con claridad los aspectos, para que pequeños emprendimientos fotovoltaicos (personas naturales), conectados a las redes de distribución (baja tensión), puedan producir energía para el consumo propio y los excedentes para la comercialización a través de la red eléctrica. En este ámbito se determina la necesidad de contemplar en la ley, reglamentos, regulaciones, etc., la implementación de la generación distribuida con tecnologías renovables no convencionales especialmente la solar fotovoltaica para el sector residencial o doméstico por el alto potencial energético determinado por los niveles de insolación, otorgando diferentes tipos de incentivos. Las empresas eléctricas de distribución con base en la nueva normativa deberán facilitar la participación de la generación distribuida y llevar a cabo actividades de validación técnica *ex ante*, para asegurarse que no se produzcan restricciones en la red eléctrica y su verificación *ex post* [7].

Considerando como referencia a Japón y Alemania, mismos que establecieron tarifas más altas de la energía inyectada a la red en relación con el precio de facturación por el consumo del cliente, con el propósito de establecer incentivos en una real posibilidad de ahorro en el mediano y largo plazo en el pago de electricidad, este sistema de incentivo TIF presenta menor riesgo al inversionista y produce –al paso de los años– la reducción del incentivo (premio) conforme la disminución de costos de inversión de la tecnología energética, diferenciando el tamaño de la planta y la localización geográfica, de manera que permite distribuir la tecnología de manera homogénea. Además, este instrumento regulatorio TIF ha sido ampliamente implantado en España y Dinamarca [13–16].

El Ecuador hasta hace poco aplicó la política de precios preferenciales para las fuentes renovables no convencionales (eólica, biomasa y biogás, geotérmica e hidroeléctrica) en la producción de electricidad que se podría decir corresponde a un sistema *Feed-in Tariff*, dicho incentivo se estableció mediante la Regulación Codificada N. CONELEC 001/13, misma que fue derogada en junio de 2016 [14]. En esta regulación no se contempló precio alguno para la energía solar fotovoltaica, notándose una fuerte deficiencia para la incorporación de este tipo de energía renovable.

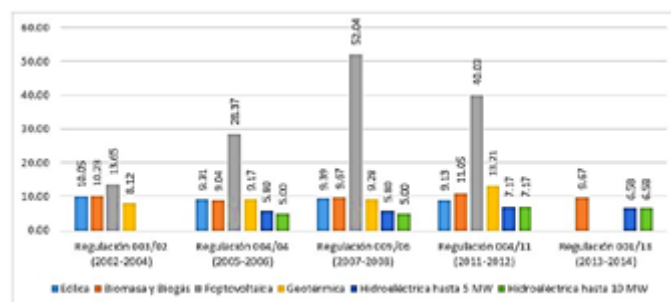


Figura 6. Precios de energía renovable en Ecuador.

En la Figura 6 puede observarse la evolución de los precios aprobados por el ex CONELEC en algo más de una década, donde el mayor precio para la energía solar fotovoltaica se presenta en el 2007 y 2008 (barras de color gris).

3.4. Costos para implementación de generación fotovoltaica en Ecuador

El costo de generación fotovoltaica depende de los costos de inversión del equipamiento, los costos de operación y mantenimiento, la energía entregada por los paneles y el factor de capacidad.

Como ejemplo se ha tomado un proceso de contratación a través de la plataforma de compras públicas de 75 kWp. El costo medio de importación de los módulos alcanzó a USD/Wp 1,11 y los inversores a USD/Wp 0,32. A esta cantidad se debe sumar los componentes nacionales de mano de obra, materiales de soporte de los módulos, cableado y el equipamiento de protección necesarios para la instalación, que en conjunto alcanza a USD/Wp 0,27 (no considera el costo del terreno ni baterías). De esta manera, el costo total de inversión para generación fotovoltaica es de USD/Wp 1,69. El costo de la energía puede ser calculado aplicando la siguiente expresión [8–11]

$$C = \left\{ \left[\frac{r \times (1+r)^N}{(1+r)^N - 1} \right] + OM \right\} \frac{I_{nv}}{8.76 \times C_F} \quad (1)$$

Considerando, la tasa de descuento $r = 7\%$ como costo de oportunidad; la vida útil del sistema $N = 20$ años; los costos anuales de operación y mantenimiento $OM = 1\%$ del costo total de la inversión; la inversión inicial total $Inv = 1690$ USD/kWp; y, el factor de capacidad $CF = 15\%$; de esta manera, el costo de la energía producida por el sistema fotovoltaico es de cUSD/kWh 13,42. Aplicando la misma expresión con el factor de capacidad $CF = 20\%$ para otro lugar del Ecuador con altos niveles de insolación, el costo de la energía alcanza a cUSD/kWh 10,74. Estos valores son cada vez más competitivos con relación a la producción de energía hidroeléctrica y otras energías renovables no convencionales. Dependiendo del lugar geográfico en el que se instalen los paneles solares fotovoltaicos, el costo de producción de la energía podría variar entre los valores anotados. Se estima que para el año 2020, será posible que el costo de la energía solar fotovoltaica se reduzca a tal punto de convertirse en una fuente energética competitiva frente a las tecnologías convencionales. Concomitantemente deberán adoptarse políticas para evitar externalidades negativas frente a otros tipos de energías renovables no convencionales [16].

3.5. Necesidad de crear un marco regulatorio en Ecuador para el desarrollo de la generación fotovoltaica

Es recomendable adecuar el marco jurídico del sector eléctrico ecuatoriano, mismo que permita incentivar la instalación de mini y microgeneración distribuida con el uso de energías renovables no convencionales especialmente la solar fotovoltaica considerando los adecuados niveles de insolación existentes en el Ecuador, permitiendo la inversión del sector privado en este tipo de iniciativas y creando los incentivos adecuados para que dicha inversión sea posible. Para el efecto, se deberá establecer, en primer lugar, la cuota de potencia que se pueda desarrollar en generación fotovoltaica para cada empresa distribuidora y cada tipo de cliente que no afecte la operación del sistema de distribución; y, los precios que se deban pagar por dicha producción, que si bien incorporen un incentivo a la inversión no causen un desequilibrio económico a las distribuidoras.

En las reformas del marco jurídico, se recomienda la aplicación del TIF para lo cual deberán establecerse precios de la energía inyectada a la red de distribución que podría estar en el orden de 20,0 cUSD/kWh y rangos de capacidades de hasta 4 kW para clientes residenciales, para un periodo de 20 años. El rango de capacidad para los clientes comerciales e industriales debe ser determinado con base en estudios que demuestren su factibilidad. Las empresas distribuidoras realizarán actividades tradicionales de contratación de energía para la reventa a los consumidores, lo que se podría denominarse como la aplicación del modelo 3 modificado señalado en el punto 2.3. De esta manera, los clientes que se acojan al programa tendrían beneficios económicos del orden 2:1 de la relación precio de la energía inyectada a la red versus el precio de facturación de la energía comprada a la distribuidora.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La generación de energía eléctrica distribuida a través de sistemas solares fotovoltaicos es una excelente alternativa para el gerenciamiento de la expansión de la oferta especialmente para modelos en los que se considera la generación distribuida.

En Ecuador no se dispone de un marco jurídico que incentive la participación de la mini y microgeneración distribuida con energías renovables no convencionales especialmente como el caso de la solar fotovoltaica.

Reformar el marco legal ecuatoriano que contemple los incentivos para la instalación de la generación distribuida por parte de los clientes residenciales, comerciales e industriales a través de sistemas de energías renovables especialmente la fotovoltaica. Entre los incentivos deberá considerarse la eliminación de aranceles en la importación de los equipos, precios preferenciales en la venta de energía a las empresas eléctricas distribuidoras y facilidad para la interconexión a las redes de distribución.

Se recomienda la aplicación del modelo *Feed-in Tariff* (TIF) para lo cual deberán establecerse precios de la energía inyectada a la red de distribución que podría estar en el orden de 20,0 cUSD/kWh, rangos de capacidades de hasta 4 kW para clientes residenciales, para un periodo de 20 años. El rango de capacidad para los clientes comerciales e industriales debe ser determinado basándose en estudios que demuestren su factibilidad.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable se encuentra liderando el proceso de implantación en las empresas eléctricas de una serie de sistemas de automatización (SCADA, medición inteligente, DMSOMS, etc.) lo que para el futuro facilitará la instalación de microgeneración distribuida.

AGRADECIMIENTO

Se expresa un sincero agradecimiento a la Universidad Nacional de Loja y a la Facultad de Energía, las Industrias y los Recursos Naturales no Renovables por su apoyo incondicional a la realización de la

investigación en el tema energético Diagnóstico y prospectiva de las energías que interactúan en la Zona 7 del Ecuador.

REFERENCIAS

- [1] J. A. Aguilera, “Fuentes de energía y protocolo de kioto en la evolución del sistema eléctrico español,” Ph.D. dissertation, Universidad de Oviedo, 2012. [Online]. Available: <https://goo.gl/s8A6g3>
- [2] T. K. V. Hernández, “Uma proposta de integração da geração distribuída, por meio das usinas virtuais, ao sistema elétrico do estado de são paulo,” Master’s thesis, Universidade de São Paulo, 2016. [Online]. Available: <https://goo.gl/NXABQY>
- [3] IEA. (2017) Key world energy statistics. International Energy Agency. [Online]. Available: <https://goo.gl/SHD6vM>
- [4] BP. (2017) Statistical review of world energy. [Online]. Available: <https://goo.gl/PNqktm>
- [5] IRENA. (2017) Estadísticas de capacidad renovable 2017. International Renewable Energy Agency. [Online]. Available: <https://goo.gl/Lp2F5b>
- [6] OLADE. (2008) Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica. Organización Latinoamericana de Energía. [Online]. Available: <https://goo.gl/xyQQTt>
- [7] G. Barreto, “Metodología de aplicação de geração distribuída fotovoltaica em baixa tensão nos reticulados subterrâneos das distribuidoras de energia elétrica,” Ph.D. dissertation, Universidade de São Paulo, 2014. [Online]. Available: <https://goo.gl/W93aLG>
- [8] R. Benedito, “Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório,” Master’s thesis, Universidade de São Paulo, 2009. [Online]. Available: <https://goo.gl/q47eJV>
- [9] IRENA. (2017) Boosting global pv markets: The role of quality infrastructure. [Online]. Available: <https://goo.gl/YyaRRa>
- [10] F. Pinto, “Avaliação dos impactos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão,” Ph.D. dissertation, Universidade de São Paulo, 2016. [Online]. Available: <https://goo.gl/Qof7Xs>
- [11] M. P. Almeida, “Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede,” Master’s thesis, Universidade de São Paulo, 2012. [Online]. Available: <https://goo.gl/MQZ6Pw>
- [12] IRENA. (2017) Renewable energy benefits leveraging local capacity for solar pv. [Online]. Available: <https://goo.gl/UhY1Yn>
- [13] ——. (2017) Adapting market design to high shares of variable renewable energy. [Online]. Available: <https://goo.gl/iMmWei>
- [14] ARCONEL. (2017) Normativa y regulaciones. [Online]. Available: <https://goo.gl/RFuerV>
- [15] World Energy Council. (2010) World energy. issues monitor 2017. [Online]. Available: <https://goo.gl/B1eZvT>
- [16] S. M. K. Barbosa, “A competitividade das fontes energéticas em uma abordagem de learning curves: Uma proposição de regulação que incentive as tecnologias renováveis,” Ph.D. dissertation, Universidade de São Paulo, 2016. [Online]. Available: <https://goo.gl/u6i8AN>
- [17] World Energy Council. (2010) World energy perspectives. renewables integration 2016. [Online]. Available: <https://goo.gl/xENr7B>