

Informe del Crecimiento e Impacto de la Generación Distribuida en Costa Rica 2019

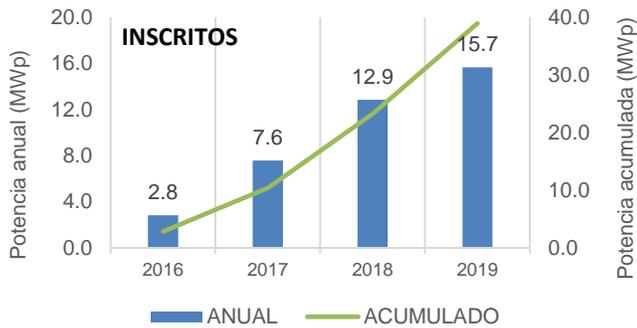
Gerencia de Electricidad



Junio, 2020

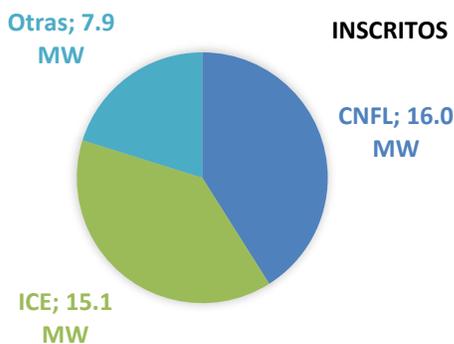
GENERACIÓN DISTRIBUIDA ACTUALIZADA A DICIEMBRE DE 2019 RESUMEN EJECUTIVO

Se mantiene una tendencia creciente en la instalación de sistemas de generación Distribuida.



En el año 2019 se instalaron 15,7 MW, para un total acumulado de 38,95 MW, sin contar el Plan Piloto ICE 2010-2015.

Las dos distribuidoras de energía con mayor impacto son el ICE y la CNFL. La potencia instalada por Distribuidora se muestra en el siguiente gráfico.



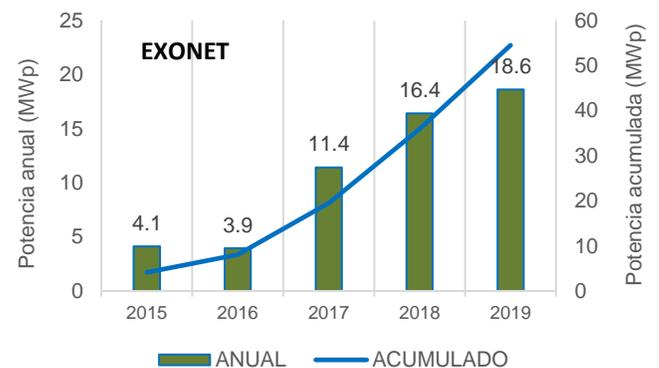
A partir de la base de datos EXONET del MINAE, que registra las exoneraciones por medio de la **Ley N. 7447 Regulación del Uso Racional de la Energía**, se obtiene parte importante de la información básica para el desarrollo de este informe.

Los precios de importación de paneles siguen bajando. En el siguiente gráfico se muestra el costo promedio unitario del Wp, asociado a los paneles importados en los diferentes periodos.

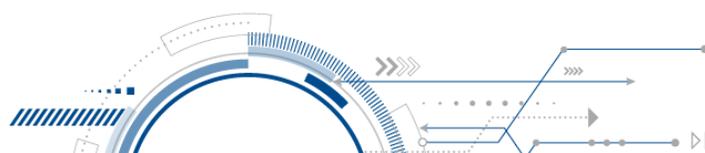
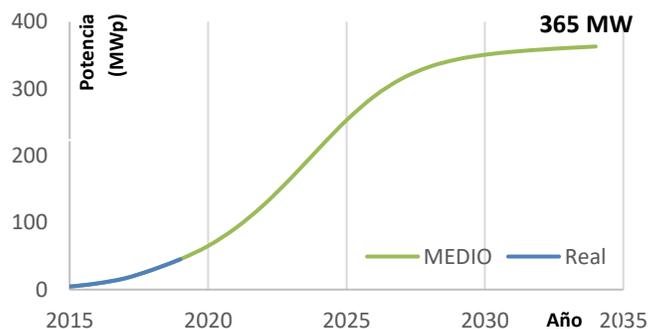


El costo de importación de los paneles bajó de \$0,64/Wp en el 2015 hasta \$0,29/Wp. Una reducción del 55%.

La importación de paneles sigue creciendo. En el año 2017 se importaron 16,4 MWp mientras que en el 2019 la importación ascendió a 18,6 MWp. Los registros de importación del 2019 superan en un 13% los del 2018.



Finalmente, podemos estimar un crecimiento sostenido de los sistemas de GD, hasta llegar a los **365 MWp** para el año 2035, en el escenario base.



ELABORACIÓN

Este documento fue elaborado por el Proceso de Estudios y Proyectos de PDE, Gerencia de Electricidad, ICE, por el Ing. Kenneth Lobo Méndez. El apartado de Plantas de Biogás para la generación eléctrica en GD fue desarrollado por la Ing. Carolina Hernández Chanto y el Ing. Rodolfo Amador Bikkazakova. Finalmente, fue revisado por el Director del Proceso Ing. José Antonio Aragón Soto

COLABORACIÓN

Se recibió la colaboración del Negocio de Distribución y Comercialización, de la CNFL y del MINAE, para efectos de conformar y actualizar las bases de datos respectivas.

APROBACIÓN

Este documento fue aprobado por la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico, Ing. Javier Orozco Canossa.

REPRODUCCIÓN

Se autoriza la reproducción de la totalidad o parte de este documento, bajo la condición de que se acredite la fuente.

CONSULTAS Y COMENTARIOS

Por favor, dirija sus consultas o comentarios a:

Kenneth Lobo Mendez: KLoboM@ice.go.cr

José Antonio Aragón Soto: JAragonS@ice.go.cr

CONTENIDO

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | INTRODUCCION..... | 3 |
| 1.1 | INFORMACIÓN DISPONIBLE | 3 |
| 1.2 | LIMITACIONES | 4 |
| 2 | ANTECEDENTES REGULATORIOS | 5 |
| 3 | TECNOLOGÍA ASOCIADA A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA. | 10 |
| 3.1 | TENDENCIAS INTERNACIONALES EN SISTEMAS FV 10 | |
| 3.2 | PLANTAS DE BIOGÁS PARA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA..... | 12 |
| 4 | ESTIMACIÓN DE SISTEMAS SOLARES INSTALADOS Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA | 15 |
| 4.1 | PLAN PILOTO DE GD DEL ICE | 15 |
| 4.2 | MINAE: REGISTROS DE SISTEMAS DE GD POR EMPRESA DISTRIBUIDORA..... | 15 |
| 4.3 | POTENCIA INSTALADA EN SSFV (BASE DE DATOS EXONET) | 19 |
| 5 | PROYECCIONES DE CRECIMIENTO EN EL CORTO Y MEDIANO PLAZO | 23 |
| 6 | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 26 |
| 6.1 | CONCLUSIONES | 26 |
| 6.2 | RECOMENDACIONES | 27 |
| 7 | BIBLIOGRAFÍA | 29 |



1 INTRODUCCION

Para efectos de este informe, se define la generación distribuida (GD) como los sistemas de generación eléctrica a pequeña escala que proporcionan energía al usuario en el punto de consumo, la misma puede estar conectada a la red eléctrica en el sistema de distribución o aislada. Para efectos del presente informe se considera solamente lo que se encuentra conectado a la red.

Desde el año 1998 el ICE es parte de esta tendencia mundial, por medio del programa de electrificación rural con fuentes renovables de energía, en zonas geográficas que no puede cubrir la red eléctrica convencional. La tecnología comúnmente empleada para proveer el servicio son sistemas fotovoltaicos.

Hoy en día, el país cuenta con un modelo eléctrico en transición, estamos pasando del modelo tradicional de generación-transmisión-distribución a un modelo alternativo, en donde la generación de energía se acerca al consumidor y se vislumbra en el corto plazo el almacenamiento como un componente más del ecosistema eléctrico que integra nuestro modelo. Este periodo de transición es la base para un exitoso desarrollo del modelo eléctrico en el futuro.

En los próximos años la aparición de nuevos elementos tecnológicos y modelos de negocio van a permitir la evolución gradual del modelo eléctrico, en donde la generación distribuida jugará un papel muy importante, siempre y cuando pueda integrarse de una manera apropiada en la red y que pueda convertirse en un elemento de eficiencia, producción y gestión; y no tan sólo como una simple conexión para la entrega de la energía eléctrica producida. Pero para esto el MINAE, la ARESEP y las empresas distribuidoras deben hacer

esfuerzos de forma que el desarrollo sea ordenado y eficiente.

Es por estas razones, que se hace necesario analizar la penetración de los sistemas GD en el sistema eléctrico actual y sus diferentes impactos, considerando las proyecciones futuras de su crecimiento.

Por lo tanto, el presente estudio busca determinar la potencia real instalada en los sistemas GD con información actualizada a diciembre de 2019, contabilizarla y proyectarla al mediano y largo plazo, de forma que podamos tener información del crecimiento esperado y su producción energética.

1.1 INFORMACIÓN DISPONIBLE

El presente trabajo se apoya en información registrada en los últimos años, tanto en el MINAE, como base de datos internas del NDyC del ICE y de la CNFL.

- **Plan piloto de GD del ICE:** Se dispone de la base de datos de registros y abonados del Plan Piloto de generación distribuida del ICE, que se inició en el año 2010 y la recepción de solicitudes finalizó en el año 2015.
- **Empresas Distribuidoras:** Se dispone de la base de datos del MINAE, donde se registran todos los sistemas de generación distribuida interconectados a cada una de las empresas distribuidoras, esta base de datos contempla un periodo que va desde julio del 2016 hasta diciembre de 2019¹.
- **Registros NDyC del ICE y CNFL:** Se dispone de las bases de datos internas y actualizadas de ambas

¹ Tomando como base la fecha de solicitud de registro, según la base de datos del MINAE.



distribuidoras, para efectos de validar y complementar la información generada por el MINAE.

- **MINAE:** Base de datos EXONET del MINAE. Por medio de la **Ley N. 7447 Regulación del Uso Racional de la Energía**, se permite la exoneración del impuesto selectivo de consumo y de ventas, para las partes, accesorios o materiales necesarios para fabricar o ensamblar sistemas de aprovechamiento de energías renovables, estos materiales deben ser registrados en una base de datos del Ministerio de Hacienda, para que posteriormente MINAE emita la autorización de exoneración. La base de datos EXONET utilizada se extiende desde marzo del 2015 hasta febrero del 2020.

1.2 LIMITACIONES

Debido a lo complejo del estudio y a la importancia del mismo para la planificación a largo plazo, es necesario indicar una serie de limitaciones en relación con la información disponible.

- No se tiene registro de sistemas solares FV instalados en el periodo 2010-2015, adicionales a los que están en el plan piloto. Por esta razón, los sistemas fotovoltaicos que se instalaron en dicho periodo (no incluidos en el Plan Piloto) no son considerados en el estudio.
- Los sistemas de GD instalados en el Plan Piloto no tienen medición de la generación, por lo que no es posible determinar de forma directa la producción asociada.
- Se detectó un faltante de información e información errónea en relación con los registros de la CNFL en la base de datos de GD del MINAE, por lo que la misma fue completada con registros

internos del ICE y de la CNFL. No fue posible corroborar los registros hechos por las demás distribuidoras.

- El periodo de registro de la información 2016-2019 no es representativo para hacer proyecciones estadísticas de la penetración de los sistemas de GD.
- La información técnica indicada en la base de datos EXONET no es suficiente para determinar la potencia de los paneles importados, por lo que fue necesario ajustarla por medio de fichas técnicas indicadas de referencia, así como homologar algunos sistemas sin datos técnicos, los cuales fueron distribuidos de forma proporcional a los sistemas con información. Finalmente, se obtiene la información de los paneles de todos los sistemas, asociada a una potencia pico.
- Se asume que la totalidad de paneles fotovoltaicos ingresados al país y registrados en la base de datos EXONET son instalados en un periodo de 3 meses posterior a la fecha de exoneración, debido a que la constante reducción en los costos de los paneles no hace atractivo mantenerlos en inventario de los distribuidores. Esta premisa es una de la que genera mayor incertidumbre en las estimaciones, asociadas a la fecha de instalación, por lo que la línea de tiempo de la potencia acumulada para EXONET se puede ver afectada por sistemas que sean instalados antes o después de los tres meses. Aun así, la información es válida en el conjunto de los datos debido a que los paneles si ingresan al país, por lo que los valores finales de paneles y potencia asociada se toman como válidos, sabiendo que puede existir un traslape con respecto a su instalación real.



2 ANTECEDENTES REGULATORIOS

La regulación del acceso de los sistemas de GD a la red se enmarca en la normativa AR-NT-POASEN: “**Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional**”. Esta norma establece las condiciones técnicas generales bajo las cuales se planeará, desarrollará y se operará el Sistema Eléctrico Nacional y las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias con las cuales se brindará acceso a los diferentes interesados en interconectarse con el Sistema Eléctrico Nacional.

La norma fue aprobada por la Junta Directiva de la ARESEP, mediante acuerdo 01-10-2014, publicada en La Gaceta N° 69 del 8 de abril de 2014. Posteriormente, fue modificada mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva el 4 de junio de 2015 y mediante resolución RJD-030-2016 el 18 de febrero de 2016, publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016.

La AR-NT-POASEN se encarga de definir el marco regulatorio que rige la GD. En el capítulo XII se describen los aspectos relacionados con la **Generación Distribuida para Autoconsumo**. En este capítulo se indica, entre otras cosas, que los productores-consumidores no conectados a la red de distribución, no estarán sujetos a la regulación dictada por la ARESEP y se definen dos modalidades de los sistemas de GD conectados a la red: **Neta sencilla y Neta completa (venta de excedentes)**.

En el siguiente diagrama se puede seguir de forma sencilla el proceso de introducción y apertura de la GD en Costa Rica.

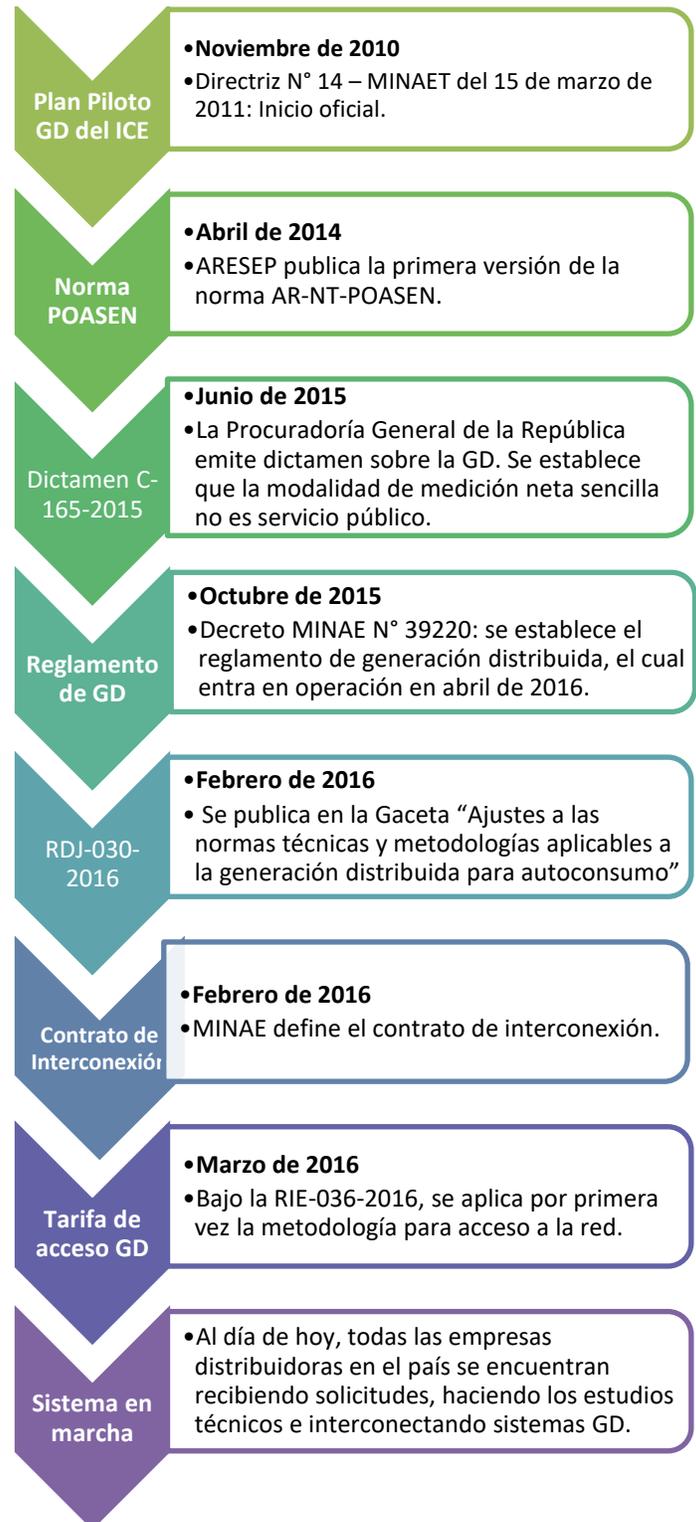


Figura 1. Flujo histórico de la introducción de los sistemas de GD en Costa Rica.



La ARESEP define las dos modalidades de Generación distribuida de la siguiente forma:

- a. **Neta sencilla:** alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de depósito y devolución de energía.
- b. **Neta completa (venta de excedentes):** alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de venta de excedentes de energía.

La AR-NT-POASEN define² que la modalidad neta sencilla no es un servicio público, por lo que no estará sujeta a la regulación de la ARESEP. Por otro lado, indica que la modalidad neta completa (venta de excedentes) es servicio público y se regirá por lo establecido en la Ley 7200, la Ley 7593 y sus reformas; así como las normas y reglamentos técnicos, metodologías tarifarias y tarifas fijadas para tales efectos por la ARESEP.

El autoconsumo promovido en el decreto N° 39220 establece que solo puede generarse con fuentes renovables (solar, eólico, hidroeléctrico o biomasa) y el modelo de contratación será Neta Sencilla (en la cual no media pago alguno). Lo que se permite es que el productor deposite en la red de distribución la energía eléctrica no consumida en forma mensual, para luego hacer uso de ella durante un ciclo anual, en forma de consumo diferido.

² La definición la hace con base en el dictamen C-165-2015 de PGD.

También se establece que el productor-consumidor tiene la oportunidad de colocar en la red de distribución a la cual se encuentra interconectado, la energía que no ha consumido, y posteriormente va a tener derecho a retirar de la red hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada, para ser utilizada en el mes o meses siguientes respetando un período anual.

Se establece que la capacidad máxima de todos los sistemas de GD conectados en un mismo circuito, incluyendo el sistema nuevo, no deberá exceder el 15% de la demanda máxima anual del circuito.

En cuanto a tarifas se establece que será la ARESEP la institución responsable de determinar las tarifas de interconexión, cargo por potencia y otras actividades a la actividad regulada asociada a la GD para autoconsumo.

Como responsabilidades de la empresa distribuidora, el decreto establece las siguientes:

- Implementar la actividad de generación distribuida para autoconsumo en acatamiento a lo indicado en el reglamento.
- Establecer las metodologías, procedimientos, requisitos, plazos, condiciones técnicas y cualesquiera otros requerimientos necesarios
- Inscribir el contrato de interconexión en el registro de la Dirección de Energía del MINAE.

Adicionalmente, existen diferentes proyectos legales a nivel del Poder Legislativo y a nivel del Poder Ejecutivo, que pretenden regular la actividad. A continuación, se muestra un resumen ejecutivo de todas las iniciativas planteadas.



Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE): Nuevo reglamento de Generación Distribuida: “REGLAMENTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON FUENTES RENOVABLES BAJO EL MODELO DE CONTRATACIÓN MEDICIÓN NETA SENCILLA”, 2020.

Este nuevo reglamento pretende ser una actualización del reglamento vigente: **Decreto N° 39220-MINAE**, proponiendo una nueva forma de regular la actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables bajo el modelo de contratación medición neta sencilla.

Dentro de las principales variaciones propuestas en este nuevo reglamento esta la eliminación del tope del 49% de recuperación de la energía de la red.

En relación con el tope del 15% de máxima capacidad del circuito, sustituye el término demanda máxima por capacidad máxima, términos que no son homónimos entre sí, y que técnicamente puede causar problemas futuros en la red de distribución, lo que puede conllevar a una afectación del servicio público de electricidad.

Propone una nueva forma de GD, denominada: **Autoconsumo virtual**, en donde los generadores desligan el punto de consumo del punto de generación. En esta modalidad al productor consumidor de un sistema que produce excedentes registrados en un medidor se le reconocen en otro medidor mediante una tarifa de medición virtual; esto sin importar que los medidores pertenezcan a diferentes empresas eléctricas.

Define las obligaciones de diferentes actores, asociados a la GD. Sin embargo, dentro de las obligaciones que incluye para las empresas eléctricas, se proponen cambios significativos en relación con los estudios de interconexión y los costos del sistema de medición asociados al servicio público, entre otras cosas.

Sin embargo, el principal vacío del reglamento es en relación al tema tarifario, pues la ARESEP apenas trabaja en una revisión de la aplicabilidad de una estructura

tarifaria asociada a un nuevo modelo de GD, esto se comentará en detalle más adelante.

Actualmente este reglamento se encuentra impugnado y en revisión, debido a una significativa serie de observaciones hechas en consulta y que a la fecha no se han resuelto.

Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)

En términos de regulación tarifaria de la GD, la ARESEP está trabajando en la valoración de alternativas para una estructura tarifaria especial.

Para esto, se está llevando a cabo una consultoría con el **Instituto de Investigación Tecnológica Universidad Pontificia Comillas**, de Madrid, denominada: **Diagnóstico e identificación de elementos clave para el desarrollo de la generación distribuida en Costa Rica.**

Por medio de esta consultoría, la ARESEP busca determinar los criterios técnicos y posibles métodos de cálculo para definir los cargos de acceso y disponibilidad del productor-consumidor a la red de distribución y los límites para la integración de la generación distribuida al sistema eléctrico nacional (SEN).

Dentro de los objetivos específicos de la consultoría se plantea:

- Elaboración de un diagnóstico de la situación actual de la generación distribuida en Costa Rica.
- Revisión del marco normativo e institucional en el que se desarrolla la generación distribuida.
- Análisis de experiencias internacionales.
- Identificar posibles acciones, estrategias y políticas que, a través de instrumentos regulatorios, se puedan aplicar dentro del ámbito de acción de la ARESEP, para la integración de la GD en el SEN y proponer una propuesta de método de cálculo para:
 - Una tarifa de disponibilidad



- Una tarifa de acceso al servicio de distribución,
- Criterios técnicos para calcular los límites para conexión de sistemas y de retiro de energía depositada en la red.

La dinámica de trabajo es por medio de talleres en conjunto con los actores claves.

ASAMBLEA LEGISLATIVA

Proyecto de ley 22009

Este proyecto de Ley pretende regular la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables.

El proyecto pretende una liberación de los topes del 49% y 15% impuestos en la regulación vigente, dando grandes facilidades a los generadores distribuidos, pero sobre cargando la estructura de costos de las empresas de distribución, en temas de accesibilidad y modernización de la red.

La fundamentación del proyecto está desactualizada y gran parte de las propuestas no tienen sustento técnico.

Proyecto de ley 20969

Define la Generación Distribuida como servicio público. Formaliza la apertura del mercado eléctrico, con un rol del ente regulador asignado circunstancialmente a ARESEP, más lo deja abierto a que sea cualquier otro ente, adicionalmente, ignora el interés público y lo privatizaría.

También, dejaría sin efecto todo el marco legal que define el modelo eléctrico en sus componentes de concesiones de generación, transmisión, distribución y comercialización.

Proyecto de ley 20917

Busca una metodología de comercialización de la energía excedente, excluyendo el marco regulatorio ya existente de la ley 7200 y sus reformas.

No queda claro bajo cual criterio se establece en dar prioridad a la compra de energía a generadores distribuidos residenciales y omite la desestabilización financiera en las inversiones, siendo éstas producto de la proyección de los ingresos de cada estudio de factibilidad financiera.

Proyecto de ley 20481

Recurrentemente pretende ignorar el pronunciamiento de la Procuraduría C-165-2015, así como lo establecido en la ley 7200 y sus reformas. Pretende abrir el acceso a la información de los usuarios de red, la cual es confidencial. Pretende delimitar el ingreso por la tarifa de peaje de la distribuidora, que sea únicamente para fines de mantenimiento y aporte social. Establece que los estudios de capacidad a interconectar, no sean una facultad de la empresa distribuidora, siendo esta la responsable de la administración de la red de distribución.

Creación de un modelo eléctrico obsoleto, innecesario y ruinoso para el interés público, donde ignora que las inversiones pagadas por los usuarios del servicio público responden a un modelo sostenible y solidario para la generación de energía y prestación del servicio público. Establece un modelo de arrendamiento de techos que no es sostenible para el país, ni para la empresa eléctrica.

El proyecto de ley mezcla los conceptos de energía renovable con los conceptos de energía con bajas emisiones de carbono.

Proyecto de ley 20194

Elimina el concepto de autoconsumo que corresponde a la condición medular que establece el pronunciamiento C-165-2015, de la Procuraduría General de la República, para poder identificar cuando corresponde la generación distribuida a una actividad pública o privada.

En lugar del concepto de autoconsumo, plantea la condición de autogeneración interconectada, que no es suficiente para describir las condiciones de operación



paralela, aislada o isla, por lo que se hace uso de este concepto, para poder crear un medio mediante el cual se desarrollaría la generación distribuida bajo ningún control técnico por parte de la empresa distribuidora, quien es garante de la prestación del servicio público y de la administración de la infraestructura pública.

También, se destaca la creación de una Comisión Técnica, con representación del sector público y privado, que fungiría como auxiliar de arbitraje para el ente rector.

Abre el nivel de penetración de los circuitos, la empresa distribuidora no podrá negar la instalación, lo que podría causar afectación a la prestación del servicio y el nivel de calidad ofrecido. También abre la posibilidad de un neteo de potencia para el generador distribuido, lo cual no es técnicamente posible.

Proyecto de ley 19990

Inicia planteando que la generación distribuida es necesaria como una solución a una crisis energética que no existe en el país. Cambia la definición de autoconsumo, sin tomar en cuenta la necesaria condición de simultaneidad entre la generación y el consumo. Se enfoca en el tema de eficiencia energética, pero no estructura los elementos necesarios para un marco legal para la actividad de generación distribuida.



3 TECNOLOGÍA ASOCIADA A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Los sistemas de GD se pueden clasificar en dos grandes categorías, en función de la energía primaria que utilicen: GD no renovable y GD renovable. En el país, por decreto, la generación distribuida se hace con fuentes renovables.

La principal tecnología asociada a GD sigue dándose por medio de sistemas solares fotovoltaicos, al igual que años anteriores. Estos aprovechan la luz del sol para generar de forma directa energía eléctrica. Si se toma como referencia la base de datos del MINAE, podemos ver que el 91% de la potencia instalada es con sistemas solares fotovoltaicos, esto tomando en cuenta un proyecto de 4,5 MW de biomasa seca dentro del Plan Piloto.

3.1 TENDENCIAS INTERNACIONALES EN SISTEMAS FV

Los precios de los módulos fotovoltaicos solares siguen cayendo. Según el último informe de costos publicado por IRENA³, el costo total de los sistemas solares FV residenciales cayó entre un 47% y un 80%, esto entre el año 2010 y el 2019, dependiendo del mercado donde se encuentren. Por otro lado, el costo total de sistemas solares GD en comercio cayó entre un 64% y un 86%, para el mismo periodo.

La tendencia internacional de reducción de costos impacta de forma directa proyectos solares fotovoltaicos

de gran escala y de generación distribuida, potenciando su instalación y crecimiento.

En Costa Rica, la reducción de costos se desprende de la información que se obtiene de la base de datos EXONET, tal y como se muestra en la siguiente figura.



Figura 2. Costo unitario del Wp en paneles importados.

El costo del Wp en el 2015 era de \$0,64 y se ha reducido hasta \$0,29 en el 2019⁴. La reducción de los costos no siempre se ve reflejada de igual forma en el usuario final, pero sin duda incentiva una mayor instalación de los sistemas GD.

Otro de los cambios significativos que impactan el mercado, es un aumento en la potencia del panel. En la siguiente imagen se muestra la cantidad y tipo de paneles que se han instalado en dos periodos distintos, desde el 2015 hasta el 2017 y en el 2018; tomado a partir de los datos de EXONET.

³ Renewable power generation costs in 2019. IRENA 2020.

⁴ Estos son valores promedio de paneles importados, con base en los datos de importación de todos los paneles que ingresan al país.



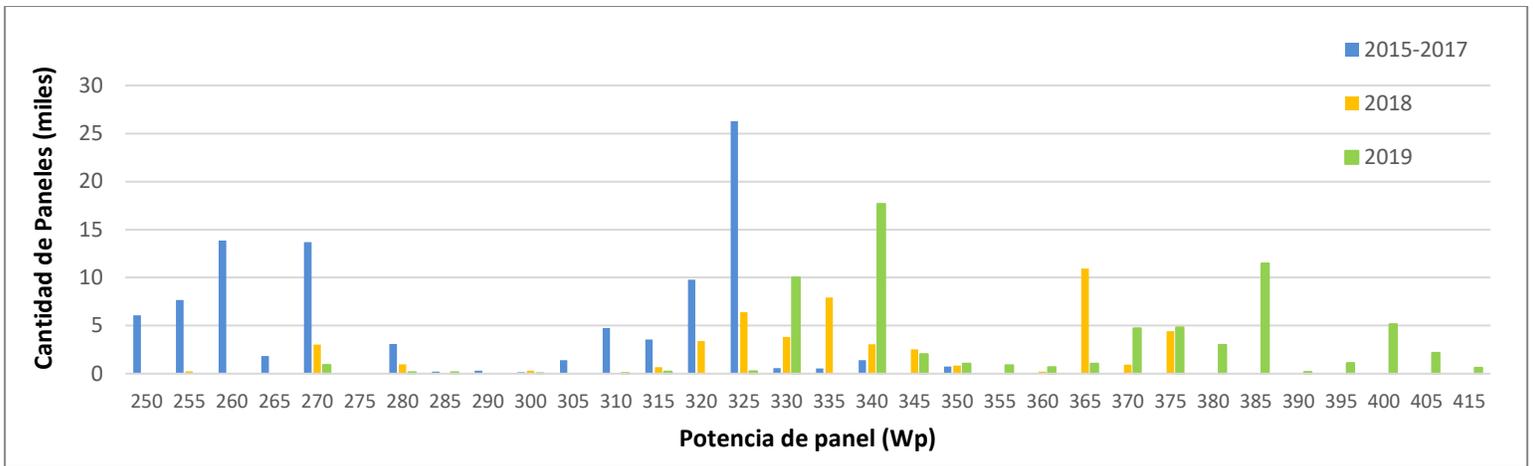


Figura 3. Cantidad y tipo de paneles importados.

En la imagen podemos ver que los paneles que más se importaron en el periodo 2015-2017 fueron los paneles de 325 Wp, en el año 2018 los de mayor importación fueron los paneles de 365 Wp, mientras que en el año 2019 fueron los paneles de 385 Wp, también se puede ver que la tendencia del último año es la importación de paneles de mayor potencia que los años anteriores, lo cual es acorde con las tendencias internacionales. Este factor posibilita la instalación de mayor potencia pico en lugares de espacio reducido, así como una reducción de los costos unitarios finales.

En términos de tecnología, la tendencia será el incremento de la eficiencia de los paneles por medio del uso de celdas mono PERC⁵, así como una mejora sustancial en la tecnología bifacial. La combinación de factores hace que ya se tenga en venta en el mercado, para entrega en el año 2021, paneles que superan la barrera de los 500 Wp, aquí figuran los paneles Jinko Tiger Pro con una potencia nominal de 580 Wp, para una eficiencia de 21,6% y una vida útil de 30 años; o los

paneles Trina Solar Vertex con una potencia nominal de hasta 505 Wp, una eficiencia de 21% y una vida útil de hasta 30 años, entre muchos otros fabricantes que están en la carrera de mejorar sus productos y aumentar las capacidades de producción. Estos factores cambian significativamente el mercado solar potenciando de forma significativo su uso en gran escala y a pequeña escala, con mejores rendimientos económicos.

Finalmente, la tecnología de almacenamiento sigue una tendencia de costos a la baja, lo que potencia su uso en sistemas de generación distribuida. La combinación de un sistema de almacenamiento eléctrico en baterías (SAEB) con un sistema solar fotovoltaico garantiza un suministro uniforme y estable, incluso cuando las condiciones climáticas no son óptimas para la generación de energía. Se espera que las tecnologías de almacenamiento de energía continúen mejorando y reduciendo costos, haciendo que su empleo sea más viable y asequible en el mediano plazo.

⁵ Celdas con emisores pasivos de contacto trasero.



3.2 PLANTAS DE BIOGÁS PARA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Actualmente en Costa Rica existen 5 plantas de biogás interconectadas a la red nacional de energía, las cuales manejan los siguientes residuos: dos plantas tratan excretas porcinas, una planta trata excretas avícolas, una planta trabaja con aguas residuales de la producción de aceite de palma y una última planta genera a partir de lodos sépticos recuperados en la planta de tratamiento de aguas residuales de la GAM. En total suman una capacidad instalada de 2,9 MW, generando para el 2019 un total de aproximadamente 799,8 MWh. Cabe mencionar que existen proyectos de aprovechamiento de biogás los cuales no están interconectados a red (funcionan en isla) y estos no están incluidos en esta capacidad instalada, además de los proyectos que aprovechan su energía de forma térmica y no eléctrica.

Los proyectos de biogás enfrentan grandes desafíos en el mantenimiento de los sistemas. Durante los últimos años han operado intermitentemente, saliendo de operación y generando energía por periodos limitados. En general esto se debe a los altos costos de mantenimiento que requieren tanto los generadores como el sistema de limpieza de biogás y los equipos accesorios. Debido a costos asociados a equipos y formalización de los

contratos en generación distribuida los proyectos Porcina Americana y Coopeagropal no han culminado el proceso de inscripción en Generación Distribuida.

Para estas plantas la producción de biogás es continua (24 horas del día los 7 días a la semana) y los proyectos tienen la particularidad que la energía generada es consumida de forma instantánea por el proyecto, sin que esta se almacene en red, ya que se busca el balance de producción de energía con la producción de biogás, llegándose incluso a subutilizar los equipos y operarlos con eficiencias muy bajas.

Es importante mencionar que los proyectos con una capacidad instalada inferior a 100 kW deben realizar un análisis económico exhaustivo con el fin de valorar la rentabilidad de adquirir los equipos requeridos para interconectarse, ya que en la mayoría de los casos la producción de energía es consumida por el proyecto.

Se calcula una reducción de 3 500 toneladas de CO₂ eq para el 2019, por la utilización de estos residuos y el aprovechamiento de biogás para la sustitución de energía.

En la siguiente tabla se muestra un detalle de 5 Plantas de biogás y posteriormente una descripción de cada una.

Tabla 1. Plantas de Biogás en Costa Rica interconectadas.

| Planta | Capacidad Instalada | Sustrato | Generado 2019 KWH | Contrato de interconexión |
|--------------------------|---------------------|-------------------|-------------------|---|
| Corazón de Jesús | 75 kW | Excretas avícolas | 77 742 | Si tiene/ICE. |
| Cristo Rey | 75 kW | Excretas porcinas | 39 833 | Si tiene/ICE. |
| Porcina Americana | 250 kW | Excretas porcinas | 630 900 | Inicio proceso con JASEC pero no ha concluido |
| Coopeagropal | 1 400 kW | Aguas Residuales | En mantenimiento | No tiene/ICE No está en operación |
| Tajos | 1 100 kW | Lodos sépticos | 51 272,5 | No tiene/CNFL |



3.2.1 Planta Corazón de Jesús

Empresa familiar que se dedica a la producción de huevo, Corazón de Jesús es una granja avícola ubicada en Coyolar de Orotina, cuenta con 10 000 aves ponedoras. El sistema de biodigestión trata las excretas generadas de las aves, el biogás es utilizado para incinerar los animales muertos y el restante para la producción de energía eléctrica. Tiene una capacidad instalada de 75 kW y una producción diaria de biogás de 400 m³. El sistema se encuentra interconectado a red por medio del programa de generación distribuida desde el 2018.



Figura 5. Biodigestor Granja porcina Cristo Rey

3.2.3 Planta Porcina Americana

Ubicada en Coris de Cartago, es un biodigestor de laguna industrial que cuenta con agitador, sistema para control de temperatura interno y doble membrana para el almacenamiento del biogás. Produce aproximadamente 1600 m³ de biogás al día y cuenta con una capacidad instalada de 250 kW interconectado a la red.



Figura 4. Biodigestor Granja Avícola Corazón de Jesús.

3.2.2 Planta Cristo Rey

La granja porcina Cristo Rey se ubica en Cristo Rey en Pérez Zeledón, San José. Cuenta con 10 000 cerdos en producción, una capacidad instalada de 75 kW con una producción diaria de biogás de aproximadamente 500 m³. El sistema se encuentra interconectado a red por medio del programa de generación distribuida desde el 2018.



Figura 6. Biodigestor y planta de generación Porcina Americana



3.2.4 Planta COOPEAGROPAL

La empresa Coopeagropal es una extractora de aceite de palma que se ubica en Laurel de Corredores en la Zona Sur del País. El sistema de biodigestión trata las aguas residuales del proceso las cuales se caracterizan por tener una alta carga orgánica. Tiene una producción de aproximadamente 18.000 m³ de biogás al día y una capacidad instalada de 1 400 kW. No se encuentra inscrita en GD; sin embargo, actualmente se encuentra fuera de operación.



Figura 7. Biodigestor Planta COOPEAGROPAL

3.2.5 Planta de Tratamiento de Aguas Residuales del AyA: Tajos

La Planta de Tratamiento de aguas residuales Tajos pretende descontaminar las aguas residuales de la Capital, dentro de dicho proceso se cuenta con un reactor anaerobio donde se producen 1400 m³ de biogás y tiene una capacidad instalada de 1 100 kW. Al día de hoy, la energía producida es consumida en el proceso de tratamiento de las aguas.



Figura 8. Planta de tratamiento los Tajos



4 ESTIMACIÓN DE SISTEMAS SOLARES INSTALADOS Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

4.1 PLAN PILOTO DE GD DEL ICE

Tal y como se indicó anteriormente, el Plan Piloto inicia en el año 2010 y finaliza las inscripciones en el año 2015. Parte de las solicitudes que se hicieron en el año 2015 fueron interconectadas en el transcurso del año siguiente.

En el siguiente gráfico se muestra el progreso en la incorporación de potencia de sistemas solares fotovoltaicos al Plan Piloto.

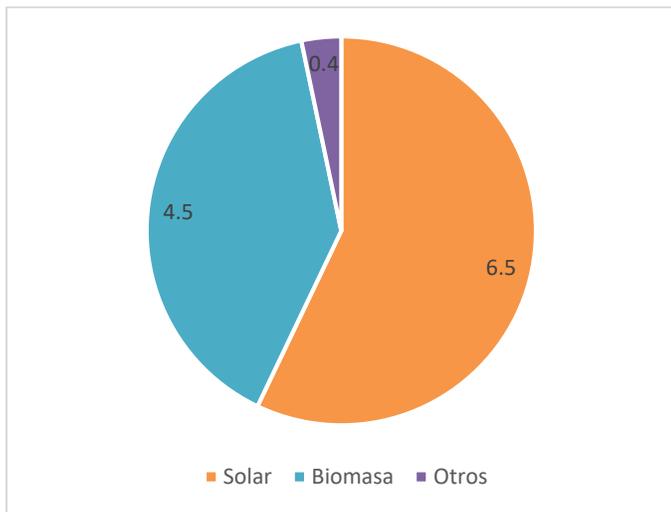


Figura 9. Potencia instalada en el Plan Piloto de GD (MW).

En total se instalaron 11,4 MW, de los cuales 6,54 MW fueron exclusivamente en sistemas solares fotovoltaicos, 4,5 MW de biomasa seca⁶, y adicionalmente otros sistemas menores: eólico, micro-hidro, solar+eólico, solar+hidro. Para efectos del presente estudio, se trabajará con el acumulado de los sistemas solares fotovoltaicos.

⁶ Se incorporó la Planta El Pelón en Liberia, que produce energía eléctrica a partir de la combustión de biomasa seca
Teléfono: 2000-8307
klobom@ice.go.cr

En la siguiente figura se muestra el crecimiento anual del Plan Piloto

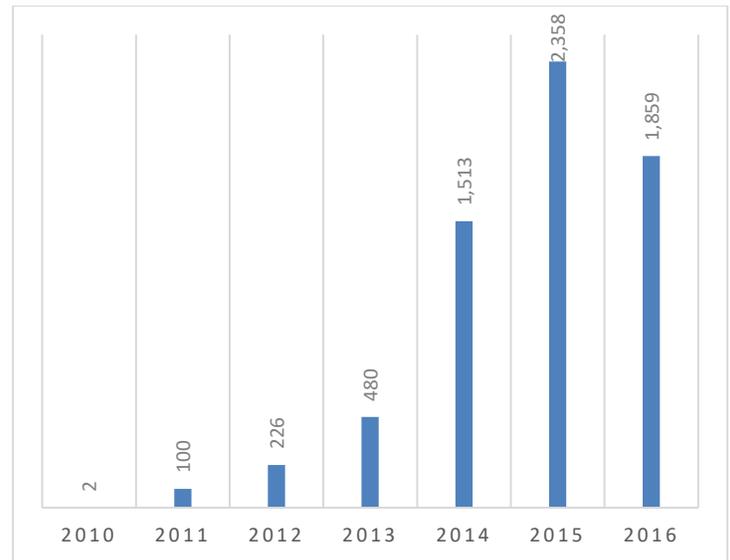


Figura 10. Potencia anual instalada en el Plan Piloto de GD (kW). No incluye biomasa seca.

El crecimiento fue bajo los primeros años del plan, pero los años 2014-2016 se dio una acelerada instalación de sistemas de generación.

4.2 MINAE: REGISTROS DE SISTEMAS DE GD POR EMPRESA DISTRIBUIDORA

La información mostrada a continuación, obedece a sistemas de GD incorporados hasta diciembre del 2019 según el reglamento de generación distribuida (MINAE N° 39220) y no considera los sistemas que se encuentran en el Plan Piloto GD del ICE, descrito anteriormente.

Se hace un ajuste de los sistemas GD interconectados en el ICE y en la CNFL, esto debido a inconsistencias con

(cascarilla de arroz). Este el proyecto de mayor tamaño que se incorporó en el Plan Piloto.



respecto a los valores reportados al MINAE, unos por errores en los datos reportados y otros por no estar reportados a tiempo. Los valores finales utilizados obedecen a una actualización de las bases de datos de GD del ICE y de la CNFL, más el aporte de la base de datos del MINAE con la información de las otras Distribuidoras

Con base en la información reportada por las empresas de distribución y el ajuste indicado anteriormente, se concluye que el SEN tiene interconectados 1803 productores-consumidores. En la siguiente figura podemos ver la instalación anual de sistemas.

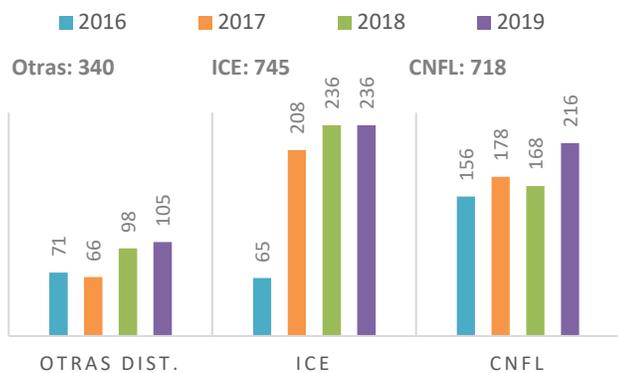


Figura 11. Número de sistemas GD reportados por distribuidora.

Los valores mostrados en la figura anterior no incluyen los sistemas del Plan piloto. En la figura vemos que las empresas que tienen el mayor número de sistemas de GD inscritos son el ICE y la CNFL. Es importante notar que este año el número de generadores distribuidos en el ICE supera al número de la CNFL. Lo mismo sucede en términos de potencia instalada, en la siguiente figura vemos la potencia anual instalada en GD por empresa distribuidora.

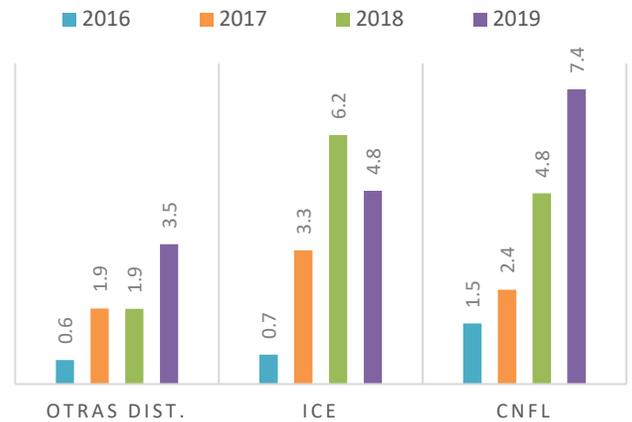


Figura 12. Potencia (MWp) instalada en GD por empresa distribuidora por año.

En el gráfico anterior podemos notar una tendencia creciente en la CNFL y en las otras distribuidoras. Sin embargo, en el caso del ICE la potencia instalada en el 2019 se contrajo con respecto al 2018. Sin embargo, se debe ser conservador con respecto al dato del 2019, pues existen deficiencias en los procedimientos de captura y reporte de la información que hacen que la misma no llegue a tiempo, por lo que es posible que a la hora de recopilar la información el NDyC no haya tenido la información completa integrada a la base de datos.

En la siguiente figura vemos la potencia total integrada por distribuidora.

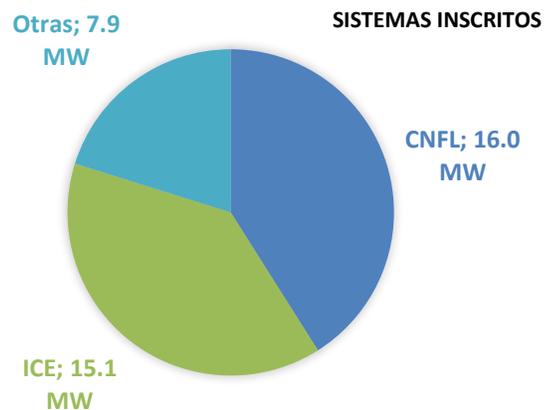


Figura 13. Potencia (MWp) instalada en GD por empresa distribuidora (hasta dic-2019).



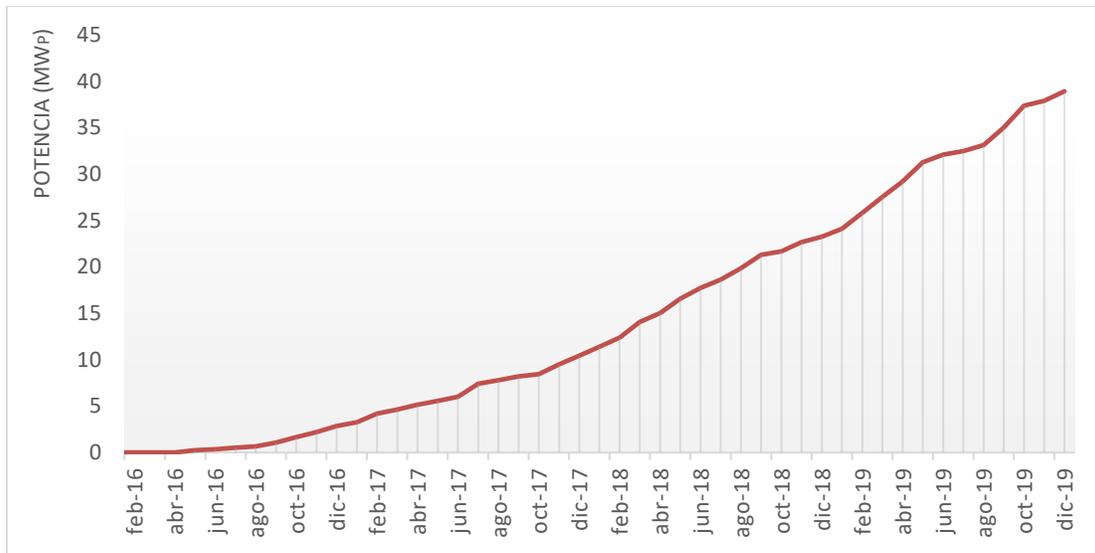


Figura 15. Potencia acumulada en sistemas de GD hasta dic-2019.

La figura anterior se construyó utilizando los registros del MINAE y actualizaciones hechas a partir de los registros internos del ICE y la CNFL. En la siguiente tabla se muestra el crecimiento anual de la GD en el país.

Tabla 2. Crecimiento anual de la GD

| Generación distribuida | P (MWp) |
|------------------------|-----------|
| 2016 | 2,8 |
| 2017 | 7,6 |
| 2018 | 12,9 |
| 2019 | 15,7 |
| Total GD | 39 |

Por lo tanto, a diciembre del año 2019 la potencia instalada y reportada a las distribuidoras es de 39 MW.

Si analizamos la gráfica de la figura 15, se nota un crecimiento sostenido y exponencial desde el 2016. Con base en la tabla 2, el año 2019 muestra un crecimiento ligeramente superior al del 2018 con apenas 2,8 MWp de diferencia, este valor puede cambiar en próximos estudios debido a que la información normalmente se reporta meses después de la inscripción del sistema, afectándose principalmente los últimos meses de la base

de datos. Esta situación, sumado a ajustes importantes en la potencia reportada por la CNFL y por la inclusión de registros pendientes en la base de datos del ICE, hace que los datos del presente estudio difieran de los indicados en el estudio del año anterior

En la siguiente tabla se contabiliza la potencia total instalada en GD, tanto el Plan Piloto como la reportada a las distribuidoras.

Tabla 3. Potencia instalada en GD

| Generación distribuida | P (MWp) |
|------------------------|--------------|
| Plan Piloto | 11,4 |
| Neta Sencilla DIC 2019 | 38,95 |
| Total GD | 50,35 |

Por lo tanto, se tiene una potencia total instalada de 50,35 MWp, incluyendo el Plan Piloto del ICE.

Adicionalmente, a partir de la base de datos de GD se puede obtener información importante que nos muestra las tendencias en los sistemas.

En la siguiente figura podemos ver como es el crecimiento promedio mensual, desde el 2016.



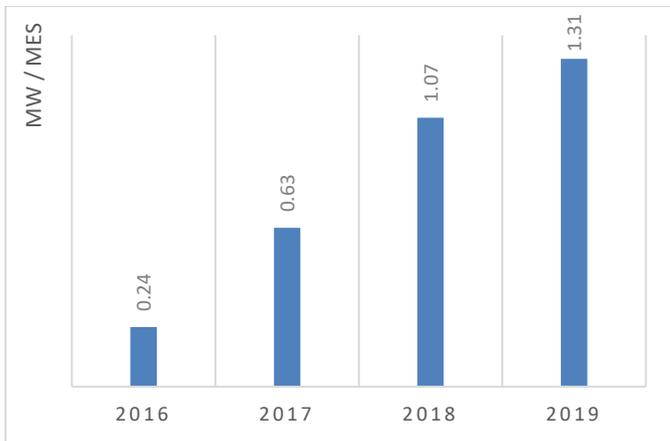


Figura 16. Crecimiento promedio mensual por semestre.

De la figura anterior se desprende que la instalación promedio mensual viene en aumento, pasando de 0,24 MW por mes en el año 2016, hasta llegar a 1,31 MW por mes en el año 2019. Esto significa que se viene instalando una mayor potencia mensual cada año y consecuentemente una mayor potencia anual. En el año 2018 se instalaron 12,9 Wp en GD, mientras que en el 2019 ascendió a 15,7 Wp, esto representa un crecimiento del 22% de la potencia instalada en el 2018.

Otro dato importante que podemos obtener de la base de datos es el tamaño promedio de las instalaciones de GD, en este caso para el ICE y la CNFL, por contarse con mayor información.

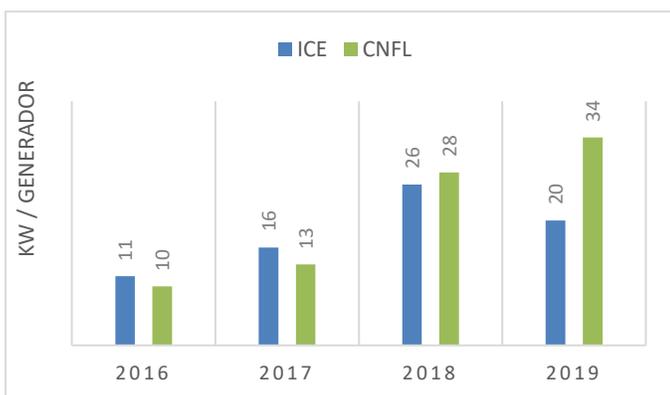


Figura 17. Tamaño promedio de las instalaciones

La figura 17 se construye a partir del número de generadores en cada distribuidora y la potencia

promedio cada año. Se puede ver que las instalaciones en la CNFL los dos últimos años son de mayor tamaño que las que se hacen en el ICE, en términos de potencia.

En el caso del ICE, vemos una disminución del tamaño promedio de los sistemas el último año, esto podría variar el próximo año con ajustes en las bases de datos.

Adicionalmente, en la figura 11 podemos ver que la tendencia es a instalar sistemas de mayor tamaño conforme pasa el tiempo. En el ICE se pasa de sistemas promedios de 11 kW en el año 2016 a sistemas de 26 kW en el año 2018, mientras que en la CNFL se pasa de 10 kW a 34 kW en el año 2019.

4.3 POTENCIA INSTALADA EN SSFV (BASE DE DATOS EXONET)

La información reportada por las distribuidoras al MINAE debe ser contrastada contra un registro confiable, para determinar si la totalidad de los sistemas están siendo registrados.

Para esto se utiliza la base de datos EXONET, la cual registra, por medio de solicitudes de exoneración de impuestos, todos los elementos y materiales que se utilizan para la generación a partir de fuentes renovables.

Es importante indicar que la información que muestra la base de datos no es del todo práctica para hacer estudios de penetración de diferentes tecnologías, especialmente porque no se registra la potencia asociada al sistema ni el proyecto para el cual se hace la importación.

Para esto, se debe hacer un trabajo previo de análisis de la información y asociar cada elemento a una potencia específica. La base de datos cuenta con algunas descripciones o fichas, por medio de las cuales, de manera indirecta, se puede hacer la asociación de potencia.



Es importante recordar que EXONET es una base de datos de importación y cuando se hace la solicitud de exoneración los sistemas aun no ingresan al país. Por lo tanto, para efectos de comparación y registro real de los sistemas de GD instalados, la contabilización de los paneles se hace con una diferencia en fecha de 2 meses; esto quiere decir que se toma como base la fecha de revisión y aprobación de exoneración de la solicitud y se contabilizan 2 meses posteriores para la inserción al mercado en forma de generación distribuida, siendo así que el corte de la base de EXONET se hace a octubre del 2019 para la contabilización de los paneles instalados hasta diciembre del mismo año.

El criterio de 2 meses es generalizado para toda la base de datos, aunque no siempre se apega a la realidad, pues

depende del importador y el proyecto en específico, es posible que los paneles se instalen antes o después del periodo de los 2 meses contemplados. Aun así, se toma como referencia para efectos de contabilizar y calendarizar la entrada e instalación de paneles al país.

Después de hacer el estudio y análisis de la información contenida en la base de datos, se obtiene con un mayor grado de confianza, la siguiente información hasta diciembre del 2019⁷:

- Cantidad de Paneles **218 929 paneles**
- Potencia en GD **54,5 MW_p**

En la siguiente figura se muestra la tendencia de importación e instalación asociada a la base de datos EXONET.

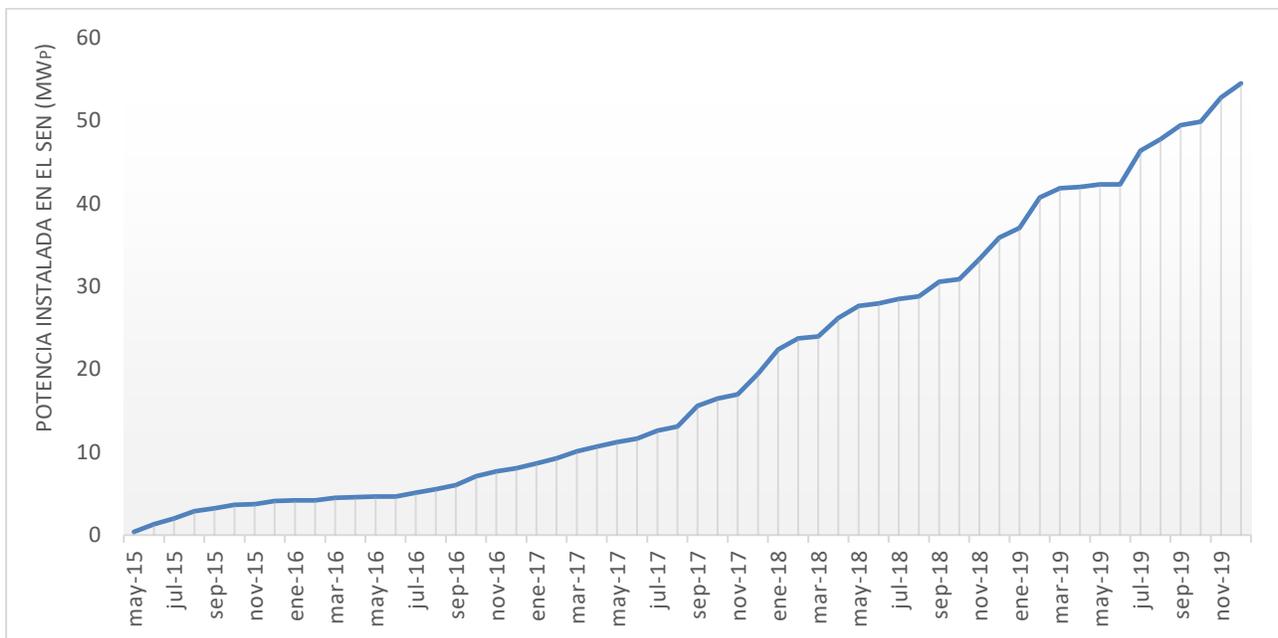


Figura 18. Base de datos EXONET, registro de potencia asociada a GD hasta diciembre del 2019.

⁷ Por el periodo de estudio, dicho valor puede contener paneles que fueron instalados en el Plan Piloto del ICE 2010-2015.



De la figura 18, podemos ver una marcada tendencia de importación de paneles, la cual tiende a incrementarse con el paso del tiempo y es de esperarse que dicha tendencia se mantenga en el futuro.

Existe una ventana de 3 meses, abril, mayo y junio⁸ del 2019, donde la importación fue muy baja, esto se debe a un cambio en el decreto de exoneración que freno las exoneraciones por casi 3 meses, posteriormente se retoman las importaciones con normalidad, presentándose en julio una instalación bastante elevada, posiblemente por las exoneraciones pendientes en los meses anteriores.

En la siguiente figura se muestra una comparación de la importación en los años 2016 - 2019.

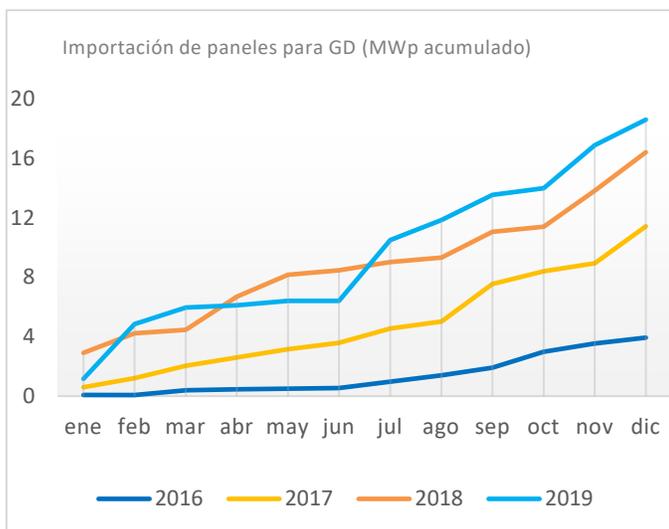


Figura 19. Tendencias de importación 2016 - 2019.

En la figura 19, se puede ver como se mantiene una tendencia creciente en la importación de paneles

fotovoltaicos cada año. Adicionalmente, se puede ver en detalle cómo se detienen las importaciones 3 meses del año 2019, para después retomar el curso normal.

Es importante hacer notar que los sistemas importados suman una potencia mayor a los sistemas inscritos en Neta Sencilla.

En la siguiente figura comparamos la potencia asociada a la importación de paneles a partir de EXONET y los registros de los sistemas reportados en GD.

⁸ Estos meses corresponden a la instalación, pero hacen referencia a la exoneración de sistemas en los meses de

febrero, marzo y abril. Esto debido a la contabilización de 2 meses posteriores a la exoneración, para contabilizarlos instalados.



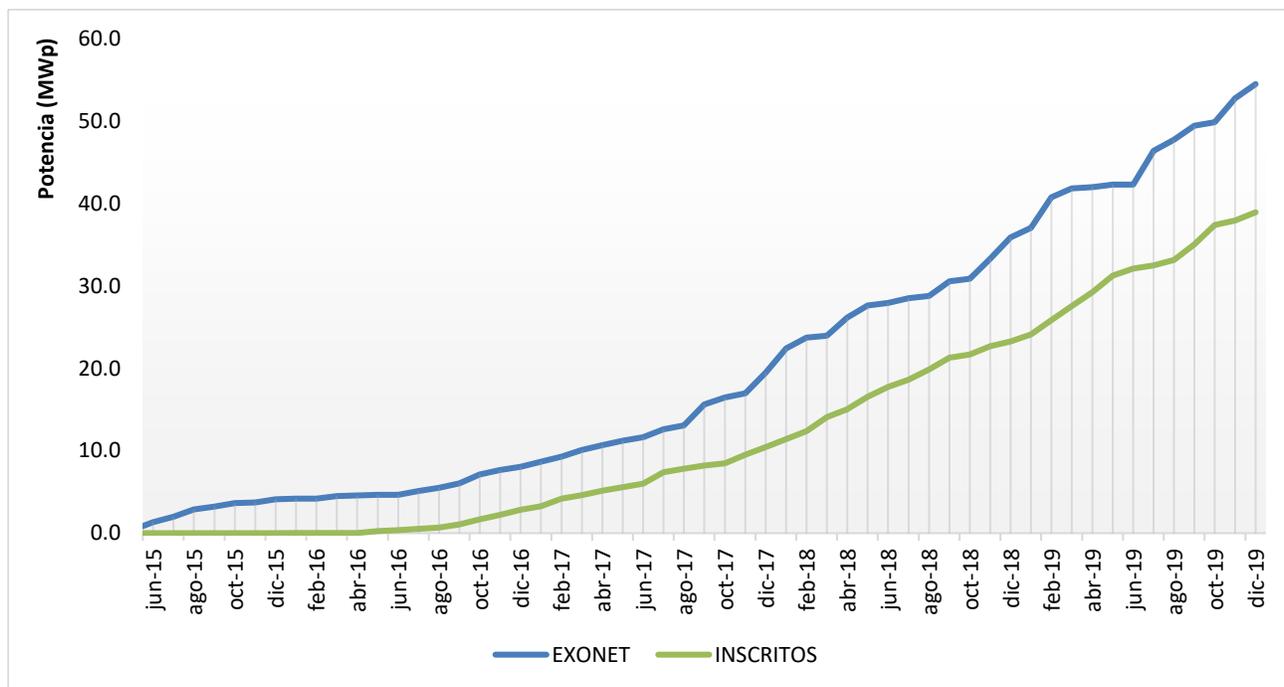


Figura 20. Potencia acumulada importada (EXONET) en comparación con la registrada en GD (MINAE-ICE-CNFL).

Si se comparan los 54,5MW que se obtienen de EXONET con los 38,95 MW registrados oficialmente en GD a diciembre del 2019, se puede decir que el 71% fue inscrito en GD, mientras que hay un 29% que se pudo haber colocado como parte del Plan Piloto, se pudo instalar sin inscribirse, se pudo haber reportado con una potencia menor a la potencia pico, puede estar en almacenes y no se ha instalado por lo que no se ha inscrito hasta el momento o que, por efecto de la calidad de la información disponible, no ha sido registrado correctamente, generando una diferencia de 15,6 MW.

Esta diferencia puede llegar a convertirse en afectaciones a la red debido a la incorporación de potencia no registrada en circuitos que pueden estar sobre cargados. **Por lo tanto, sigue siendo un aspecto que se debe monitorear.**

Es importante notar en la figura 20 que a partir de agosto del 2017 se comienza a dar una mayor separación entre lo reportado en EXONET y lo registrado en GD. Es posible que a diciembre del 2019 muchos de esos sistemas estuvieran en trámite de instalación o registro, por lo que aún no habían sido reportados al MINAE, incluso de años anteriores, pero en futuras actualizaciones de la base de datos ya estén contabilizados y las curvas de la figura 20 tiendan a converger.

El crecimiento sostenido en la importación de paneles mostrado en la figura 18 se puede asociar a la constante disminución de precios en los sistemas FV, así como a una mayor adopción por imitadores de mercado que ven alguna rentabilidad en la instalación de los sistemas GD, es de esperarse que la tendencia de crecimiento se sostenga a futuro.



5 PROYECCIONES DE CRECIMIENTO EN EL CORTO Y MEDIANO PLAZO

Debido a la poca información disponible y a la enorme cantidad de variables que deben ser estimadas, construir un modelo matemático que simule el crecimiento de la GD en el país es sumamente complejo y los resultados pueden ser muy lejanos de la realidad.

En el proceso de planificación eléctrica a largo plazo, se debe considerar la penetración futura de los sistemas de GD. Sin embargo, no existen modelos específicos que permitan simular su crecimiento.

Por lo tanto, para efectos del presente trabajo, se aplicó parcialmente la metodología propuesta por el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL)⁹, adaptado para las condiciones nacionales.

La metodología considera varias etapas de estimación detalladas a continuación que, como resultado, entrega proyecciones de adoptantes de tecnología, capacidad eléctrica incorporada y generación eléctrica:

- **Simulador de Rendimiento:** Se aplica un valor generalizado para todo el país, con un factor de planta ponderado de 0.13, esto debido a que se trabaja con paneles de diferentes rendimientos, ubicados en zonas de radiación variable y en condiciones de operación desconocidas (posibilidad de tener sombras, o tener una orientación o inclinación sin optimizar).
- **Cálculo de la Cuota de Mercado:** Se estima la probabilidad de adopción del sistema por hogar. Para la determinación del crecimiento de los SSFV en GD se utilizaron curvas de penetración de mercado y tasas de adopción tecnológicas, por medio de la aplicación del Modelo Bass¹⁰.

El modelo Bass fue desarrollado por primera vez en 1969 por Frank Bass. Es un modelo de crecimiento

de ventas que predice futuras ventas de clases de productos para un bien duradero, utilizando niveles históricos de ventas de productos. También se requieren estimaciones de la probabilidad inicial de las ventas (la probabilidad de que la compra se haga temprano en la fase introductoria del ciclo de vida del producto) y de la tasa de imitación o difusión (que refleja la influencia de la comunicación positiva de boca en boca). Dadas estas estimaciones, el modelo calcula la instalación de sistemas en un periodo de tiempo.

El modelo Bass se aplica comúnmente en mercados nuevos, donde no se conoce la tendencia de crecimiento ni factores externos que intervengan. Es común verlo en mercados electrónicos, línea blanca y penetración de sistemas solares FV para GD¹¹.

- **Proyecciones del costo de los sistemas solares FV para GD:** Se utilizan diferentes Outlook Energéticos para efectos de estimar 3 escenarios futuros del costo por kWp de GD instalado, para sistemas residenciales y ajustados a la realidad nacional.
- **Comportamiento histórico:** Se toma como referencia el periodo 2016-2019 y las tendencias de crecimiento.
- **Tasa máxima de penetración:** Este es un valor complejo de determinar, pues depende en gran parte de políticas futuras que impulsen o contengan la inserción de nuevos sistemas en GD. Adicionalmente, depende de la capacidad de las redes de distribución para asimilar la potencia instalada y del proceso de modernización de las mismas, las cuales migrarán hacia redes inteligentes permitiendo una mayor inserción.

⁹ [Ref. 6]

¹⁰ [Ref. 1]

¹¹ [Ref. 12]



Todos estos factores juegan un papel determinante en la tasa máxima de penetración de GD que utiliza el modelo, para las proyecciones de largo plazo.

Para efectos del presente estudio, se utilizará una tasa máxima de penetración equivalente al 15% de las proyecciones de demanda baja, media y alta, del PEG 2018-2034. Este parámetro nos fija el valor que el modelo utiliza como techo para la penetración de sistemas GD, es posible que a futuro este valor se supere, pero por ahora no es posible determinarlo y se requieren de estudios muy específicos para modelarlo.

Sin embargo, en el corto y mediano plazo, el valor no afecta porque el mismo se consigue cerca del año 2030, como veremos más adelante en la figura 21.

- **Agregación Total:** Una vez realizados los pasos anteriores, que determinan el comportamiento de adopción de sistemas fotovoltaicos, se desarrollan las estimaciones de adoptantes sobre mercado potencial total, la instalación total de potencia y la producción estimada de energía.

Los valores proyectados son asociados únicamente a sistemas solares fotovoltaicos. Después de la aplicación del modelo, se presentan las siguientes tendencias de crecimiento de la GD.

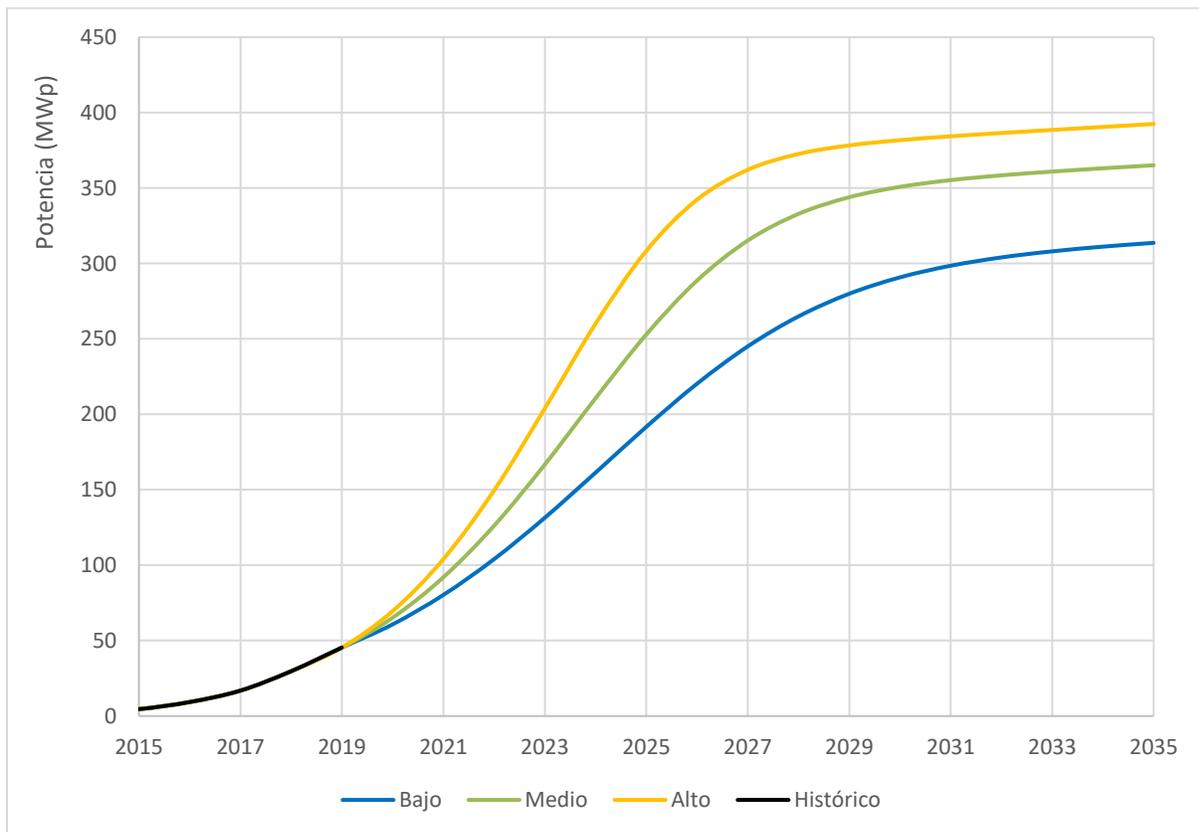


Figura 21. Proyección del crecimiento de la potencia instalada en GD (SSFV), 2020 - 2035.

En la siguiente tabla se muestran los valores específicos para los diferentes quinquenios.



Tabla 4. Proyección de incremento de SSFV en GD, 2020-2035.

| Año | Potencia proyectada ¹² (MWp) | | |
|------|---|------|--------|
| | Mínimo | Base | Máximo |
| 2020 | 61 | 65 | 70 |
| 2025 | 192 | 253 | 308 |
| 2030 | 291 | 351 | 382 |
| 2034 | 311 | 363 | 391 |
| 2035 | 314 | 365 | 392 |

Por lo tanto, se estima una potencia instalada en GD de 365 MWp en el año 2035. Es importante notar que debido al tope máximo de penetración que se adopta, el modelo hace una baja instalación los últimos años, la misma se asocia a un porcentaje del crecimiento de la demanda, en función de la capacidad del sistema.

Se debe indicar que estos valores reflejan curvas de mercado que modelan la penetración de la tecnología, tomando en consideración el precio actual de la tecnología y un precio futuro de referencia, así como un tope de penetración para el sistema el cual se comentó anteriormente, por lo que la simulación no toma en cuenta las siguientes variables:

- No contempla los posibles efectos que tenga una variación significativa en la tarifa eléctrica, lo cual puede incentivar o desincentivar la instalación de sistemas de GD.
- No reflejan la penetración de otras tecnologías en la GD distintas a los sistemas solares fotovoltaicos.
- No contempla la introducción al país de nuevas fuentes de energía potencialmente rentables en GD como el gas natural.

¹² La potencia reportada se refiere a SSFV, no toma en cuenta tecnologías de biomasa. Para la contabilización agregada, se deberá considerar el proyecto de 4.5 MW de biomasa del Plan piloto, así como nuevos sistemas en esta tecnología.

- No toma en cuenta el almacenamiento, como un posible complemento de los sistemas GD.
- Finalmente, no contempla aspectos relacionados con normativa y leyes, las cuales pueden desincentivar o potenciar la adopción de sistemas de GD en el país.

Tomando como base la potencia indicada en el escenario base, podemos hacer una estimación general de la producción de energía asociada y el impacto en la demanda proyectada en el último Plan de Expansión.

Tabla 5. Reducción de ventas en el SEN, hasta el año 2034¹³.

| Año | Pot. (MWp) | Energ. (GWh/año) | VENTAS SEN ¹⁴ (GWh/año) | Reducción de ventas |
|------|------------|------------------|------------------------------------|---------------------|
| 2020 | 65 | 74 | 10 405 | 0,7% |
| 2025 | 253 | 288 | 11 662 | 2,5% |
| 2030 | 351 | 399 | 12 917 | 3,1% |
| 2034 | 363 | 413 | 13 925 | 3,0% |

Para generar la información contenida en la tabla anterior se toma el escenario base de crecimiento de la GD indicado en la tabla 4 y se aplica un factor de planta promedio del 13% como valor promedio de generación para todos los sistemas, esto se compara con las ventas en el SEN proyectadas en el escenario base del PEG 2018-2034.

Es importante recordar que estas ventas se dan en función de energía, pero el valor final de impacto financiero en las ventas dependerá de las tarifas en las que se encuentre cada uno de los sistemas GD y el cargo de potencia que puedan evitar.

¹³ Se toman hasta el año 2034, por ser el último año de referencia con proyección de ventas de energía.

¹⁴ Proyecciones de la demanda eléctrica de Costa Rica 2018-2040. Planificación y Desarrollo Eléctrico, mayo 2018.



6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

En el año 2019 se instalaron **15,7 MW** en GD. La potencia total instalada en sistemas de generación distribuida es de **50,35 MW**, de los cuales 11,40 MW corresponden al Plan Piloto del ICE y 38,95 a sistemas inscritos y reportados al MINAE por medio del programa de GD, la información fue corregida con datos del ICE y de la CNFL.

Existe una tendencia en los nuevos sistemas GD, con instalación de sistemas de mayor tamaño¹⁵, especialmente en la CNFL, donde los sistemas pasan de un tamaño de 10 kWp/generador en el 2016 a un tamaño promedio de 34 kWp/generador en el 2019.

A partir de la información extraída de EXONET, se puede inferir que es posible que existan sistemas instalados que no han sido reportados, ya sea porque estén en el proceso de hacerlo, que las distribuidoras no lo han reportado o que se instalaron al margen de la ley. A diciembre del 2019 se contabilizan en paneles importados un total de 54,5 MW, si se compara este valor con los 38,95 MW registrados en GD, se puede decir que 71% fue inscrito en GD, mientras que hay un 29% que se pudo haber colocado como parte del Plan Piloto, se pudo instalar sin inscribirse, puede estar en almacenes y no se ha instalado o que no se ha inscrito hasta el momento, una diferencia de 15,6 MW.

Asociado a EXONET, existe una tendencia creciente en la instalación de sistemas solares fotovoltaicos para GD (figura 15), lo cual se puede relacionar a la constante disminución de precios en los sistemas FV y a una mayor familiarización con la tecnología lo cual incentiva su uso, por lo que es de esperarse que la tendencia de crecimiento se sostenga a futuro. La importación de paneles del 2019 fue un 13% mayor que en el 2018,

llegando a importarse 18,6 MW para GD, de los cuales se registran formalmente 15,7 MW en GD ante las distribuidoras. Es de esperarse que la tendencia de crecimiento en las importaciones se mantenga a futuro.

Con base en la información disponible, se realiza una proyección del crecimiento de la GD en diferentes escenarios y se estima que al 2035 se tendrán instalados **365 MWp** en sistemas GD en el escenario base.

En particular, el desarrollo de los sistemas solares fotovoltaicos ha demostrado ser una industria madura, con tecnología avanzada, de fácil instalación, con una vida útil en los paneles solares superior a los 20 años y con bajos costos de mantenimiento y cada año menores costos de instalación, lo que hace que día con día más abonados quieran incursionar en este campo.

Es importante tener presente que los sistemas GD se asocian a fuentes variables de producción (SSFV), por lo que se deben hacer estudios específicos para determinar el respaldo mínimo necesario que garantice la estabilidad del sistema ante el incremento de sistemas de GD y eventualmente establecer niveles máximos de penetración de GD, aceptables para el sistema.

Una sobre instalación de sistemas de GD, sin el debido control, puede llegar a impactar el SEN, debido a las variaciones de frecuencia en la red asociadas a la intermitencia de las fuentes, así como un requerimiento importante de respaldo para garantizar la estabilidad del sistema cuando el recurso energético no esté disponible.

Es necesario hacer una evaluación regulatoria de todas las propuestas y promover una iniciativa legal articulada entre la ARESEP, empresas distribuidoras y sociedad civil, con estudios técnicos que permitan modelar el impacto real en las redes y el costo global para el sistema, de

¹⁵ Tamaño promedio de las instalaciones, kW/generador.



forma que se implementen los mecanismos tarifarios que permitan una correcta implementación de la GD en nuestro modelo eléctrico, de cara a una transformación del sistema eléctrico a uno más inteligente y que por lo tanto permita coexistir la red convencional mejorada y la GD en crecimiento; sin que se afecte el suministro eléctrico, su estabilidad y calidad.

Para esto se requiere del apoyo del MINAE, sociedad civil, distribuidoras y la ARESEP, con la ayuda de consultorías y talleres como los que realiza actualmente ARESEP con el Instituto de Investigación Tecnológica Universidad Pontificia Comillas, así como la voluntad política para hacer que los resultados trasciendan al plano legislativo.

Adicionalmente, en términos operativos es necesaria la implementación de un registro preciso de todos los sistemas GD, características técnicas, ubicación, circuito de distribución donde se conecta y producción instantánea, de forma que el CENCE pueda tomar decisiones operativas conociendo también la generación distribuida.

Este nuevo modelo eléctrico debe permitir la estabilidad económica y financiera de las empresas distribuidoras y generadoras, debido a la necesidad inherente de las mismas en el sistema.

6.2 RECOMENDACIONES

Debido al previsible impacto en la demanda eléctrica, se recomienda realizar estudios de penetración de sistemas de GD todos los años, de forma que sea posible un monitoreo continuo del mercado y las condiciones en que se encuentra, así como tener una aproximación de la capacidad instalada en las redes de distribución.

Finalmente, es conveniente ejecutar un programa de monitoreo sobre aspectos específicos relevantes asociados a sistemas de GD y las nuevas tecnologías

disruptivas, que puedan generar impactos en la GD, en el SEN y en la demanda eléctrica futura, los cuales se detallan a continuación.

6.2.1 Plan Nacional de Descarbonización

El MINAE oficializó en enero del año 2018 el Plan Nacional de Descarbonización. Por medio de este plan, el país se ha propuesto sentar las bases de la nueva economía costarricense del siglo XXI creando una visión positiva, innovadora e inspiradora del futuro; una economía verde que promueve el uso y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales. Para esto, el plan propone cuatro áreas clave y 10 ejes de trabajo con metas concretas, en donde algunas pueden impactar de cierta forma el crecimiento de la GD y consecuentemente la demanda. La GD se puede ver reflejada en los ejes 3, 4 y 5 asociados al área de **“Energía, Construcción Sostenible e Industria”** del Plan.

6.2.2 Políticas que promuevan los sistemas de GD

Es necesario mantener un monitoreo constante de las propuestas de ley relacionadas con GD, de forma tal que su impacto no genere un incremento desmedido en la instalación de sistemas que puedan terminar afectando la red en las condiciones que tiene actualmente.

Impulsar medidas como las que realiza la ARESEP con talleres y consultorías especializadas que propicien una regulación con criterios técnicos y económicos, en beneficio de todos los usuarios del SEN y no de unos pocos.

Los sistemas de GD en Costa Rica generan con fuentes variables, por lo que el sistema eléctrico debe garantizar el respaldo eléctrico y esto tiene un costo asociado que debe ser compartido con los generadores-consumidores, en caso de adoptar sistemas GD. Por lo que se recomienda incluir en las diferentes metodologías tarifarias el pago por servicios auxiliares.



6.2.3 Incremento de la tarifa eléctrica

Debido a las pérdidas asociadas a la reducción en las ventas de energía, se vuelve necesario recurrir al aumento de la tarifa eléctrica para el mantenimiento y la operación del sistema, lo cual genera mayores incentivos para que más usuarios decidan instalar sistemas GD, el ciclo puede continuar hasta llegar a la quiebra financiera de las empresas.

El incremento en las tarifas eléctricas puede llevar a aumentos en las tasas de instalación de sistemas GD y esto a su vez generar presión en el SEN que requiera de incrementos tarifarios. Es recomendable continuar con los esfuerzos que realiza la Institución asociados a la sostenibilidad y reducción tarifaria, para evitar una migración intensiva de abonados hacia esquemas de GD.

Es necesario mantener un monitoreo sobre las variaciones en la tarifa eléctrica y determinar el efecto potencial que pueda tener sobre la GD, para toma de decisiones.



7 BIBLIOGRAFÍA

- Ref. 1. Bass, F.M. (1969). **A New Product Growth for Model Consumer Durables.** Management Science (18); pp. 215-227.
- Ref. 2. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (2007). **Guía Básica de la Generación Distribuida.** Energy Management Agency.
- Ref. 3. Gischler, Christiaan y Janson, Nils (2011). **Perspectivas sobre la generación distribuida mediante energías renovables en America Latina y el Caribe: Análisis de estudios de caso para Jamaica, Barbados, México y Chile.** BID.
- Ref. 4. IRENA, **Renewable power generation costs in 2018.** IRENA 2019.
- Ref. 5. Negocio de Distribución y Comercialización (2019). **Actualización ejecutiva del análisis de proyectos de ley de la Generación Distribuida en Costa Rica.** ICE.
- Ref. 6. Página web: <http://suelosolar.com>
- Ref. 7. Paul Denholm, Easan Drury, and Robert Margolis (2009) **The Solar Deployment System (SolarDS) Model: Documentation and Sample Results.** National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- Ref. 8. Planificación y Desarrollo Electrico (2014). **Determinacion del Potencial de Energia Solar para Generacion Electrica en Costa Rica.** ICE.
- Ref. 9. Planificación y Desarrollo Electrico (2018). **Estado actual y perspectivas futuras del crecimiento de sistemas solares en Costa Rica.** ICE.
- Ref. 10. Planificación y Desarrollo Electrico (2019). **Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2018-2035.** ICE.
- Ref. 11. Planificación y Desarrollo Eléctrico (mayo 2018). **Proyecciones de la demanda eléctrica de Costa Rica 2018-2040.**
- Ref. 12. RETScreen International. (2001). **Clean Energy Project Analysis: RETScreen Engineering & Cases Textbook. Solar Water Heating Project Analysis Chapter.** Ministerio de Recursos Naturales, Canadá.
- Ref. 13. Wenyu Wang, Nanpeng Yu and Raymond Johnson (2016) **A Model for Commercial Adoption of Photovoltaic Systems in California.** Department of Electrical and Computer Engineering, University of California, Riverside.

