



# Capacidad de acogida de generación fotovoltaica en redes de distribución dominicanas – Manual de Integración

Nivel de penetración fotovoltaica permisible en las redes de distribución dominicanas y medidas de mitigación

Como empresa federal, la GIZ asiste al Gobierno de la República Federal de Alemania en su labor para alcanzar sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

**Publicado por:**

Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36  
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn • Alemania

**Nombre del proyecto:**

Proyecto Transición Energética  
Fomento de Energías Renovables para implementar  
los Objetivos Climáticos en la República Dominicana

Apdo. Postal 2960  
Calle Juan García Bonelly No. 19, Edificio Corporativo DML  
Local 2A, Ens. Julieta  
10130 Santo Domingo  
República Dominicana  
Tel.: +1809 541-1430  
I: [www.transicionenergetica.do](http://www.transicionenergetica.do)

**Responsable:**

Clemens Findeisen, Director Proyecto Transición Energética, GIZ

**Apoyado por:**

GET.transform  
[www.get-transform.eu](http://www.get-transform.eu)

**Autor:**

Leonard Hülsmann  
Alice Turnell  
Dr. Thomas Ackermann



**energynautics**  
solutions for sustainable development

**Diseño/diagramación:**

DIAMOND media GmbH, Neunkirchen-Seelscheid, Alemania

**Fotografías/fuentes:**

AdobeStock, iStock, Shutterstock


**Por encargo de:**

Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU)  
Stresemannstraße 128 -130  
10963 Berlin  
T +49 (0)30 18 305-0  
F +49 (0)30 18 305-4375

La GIZ es responsable del contenido de la presente publicación.

Santo Domingo, 2020

# Capacidad de acogida de generación fotovoltaica en redes de distribución dominicanas – Manual de Integración



Nivel de penetración fotovoltaica permisible en las redes de distribución  
dominicanas y medidas de mitigación

# CONTENIDO

<b>INDICE DE TABLAS</b>	<b>5</b>
<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b>	<b>5</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>6</b>
<b>2. Requisitos técnicos</b>	<b>8</b>
2.1 El código de la red	8
2.2 Requisitos locales	9
2.3 Requerimientos Globales	10
<b>3. Problemas y soluciones operacionales</b>	<b>12</b>
3.1 Flujos de energía invertidos	12
3.2 Violación de los parámetros operativos	14
3.3 Controlabilidad de los generadores	15
3.4 Impacto en el despacho y en el funcionamiento del sistema de eléctrico de potencia	15
<b>4. Estudios de integración</b>	<b>16</b>
4.1 Estudios de integración	16
4.1.1. Objetivos generales	16
4.2. Análisis sin simulaciones	18
4.2.1. Estimación simple de las fluctuaciones de la tensión del alimentador	18
4.2.2. Estimación simple de la carga de la red	18
4.2.3. Estimación simple de la corriente de cortocircuito y la adecuación de la protección	18
4.3. Simulaciones y capacidades de software necesarias	19
4.4. Modelización de la red	20
4.4.1. Nivel de transmisión	21
4.4.2. Redes de media tensión	22
4.4.3. Redes de bajo tensión	22
4.4.4. Capacidades de importación automática de software	22
4.5. Desarrollo de escenarios	22
4.5.1. Análisis del peor caso	22
4.5.2. Escenarios básicos	23
4.5.3. Opciones de tecnología	24

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1:	Lista de opciones de tecnología.	25
----------	----------------------------------	----

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Figura 1:	Estructura del modelo de red, ejemplo de una topología de 138/12.5 kV.	21
Figura 2:	Perfil del día con demanda mínima y máxima, así como la producción potencial de energía fotovoltaica para un alimentador típico en la República Dominicana.	23





# 1. Introducción

El presente manual sobre la integración de un gran número de generadores fotovoltaicos (FV) distribuidos en la red de distribución tiene por objeto determinar las principales cuestiones que cabe esperar al emprender ese desarrollo, así como las soluciones técnicas, económicas y reglamentarias típicas que deben considerarse.

El documento se basa en los resultados obtenidos y las recomendaciones elaboradas durante el estudio de integración fotovoltaica encargado por la GIZ, que incluyó un estudio sobre cuestiones generales del sistema eléctrico dominicano, así como la modelización y simulación de 12 alimentadores de distribución seleccionados.





Sobre la base del estudio y de la experiencia internacional general en la integración de la energía fotovoltaica en los tejados, el presente manual tiene por objeto ofrecer una perspectiva de alto nivel de las principales cuestiones técnicas.





## 2. Requisitos técnicos

### 2.1 El código de la red

Los requisitos técnicos para las unidades de generación se especifican en el código de la red o en las normas de interconexión, que suelen ser elaboradas por el operador de la red y el organismo regulador, pero en las que también participan otros interesados, como los operadores de las unidades de generación y los fabricantes. La necesidad de códigos de red surgió con la desagregación de los sistemas eléctricos en Europa en el decenio de 1990, pero los sistemas integrados verticalmente también pueden necesitar códigos de red si se permite la generación de propiedad privada, como es el caso de los generadores distribuidos. Los códigos de la red introducen un conjunto de normas

y requisitos que los generadores deben cumplir, a menudo combinados con marcos jurídicos que obligan al operador de la red a conectar a los generadores que cumplen esas normas. Los códigos de red no deben considerarse como conjuntos de reglas fijas, sino que deben actualizarse y revisarse a medida que las redes, la política y la tecnología cambian. La política nacional de energía renovable debe reflejarse en el código de la red de manera que los requisitos establecidos sean adecuados para la expansión prevista de la generación renovable. El operador y/o el legislador deben poder verificar el cumplimiento del código de la red, lo que normalmente se hace exigiendo la certificación de tipo por un tercero independiente.





## 2.2 Requisitos locales

Durante los primeros años de la integración de la energía fotovoltaica en los tejados, se esperaba que los flujos de energía inversa se convirtieran en un problema importante al aumentar las capacidades instaladas. Dado que las redes de distribución se diseñaron como redes de carga solamente con flujo de potencia unidireccional, la inversión del flujo de potencia en caso de que la generación fotovoltaica en un alimentador superara la carga se consideraba un peligro. En el caso de California, en 1999, esto condujo a la restricción de la capacidad instalada de energía fotovoltaica en un alimentador al 15% de su carga máxima para evitar que se invirtieran los flujos de energía en cualquier situación. El razonamiento fue que la carga mínima de un alimen-

tador de distribución suele ascender a alrededor del 30% de su carga máxima, y con un margen de seguridad del 100%, el 15% era el valor aceptado para ser seguro en cualquier circunstancia.

Esta regla se ha utilizado ampliamente en otros países también y todavía se aplica en la República Dominicana. En algunos países, se ha ampliado al 30 % de la carga máxima, o al 15 % de la capacidad del transformador. Mientras tanto, esta regla se ha mejorado aún más en California, ya que la experiencia internacional, especialmente de Alemania, ha demostrado que los flujos de energía invertidos en las redes de distribución no son intrínsecamente peligrosos. Actualmente, se está debatiendo en California un esquema de análisis de capacidad de alojamiento como reemplazo. Ni Alemania ni Australia emplean ningún tipo

de límite general para la penetración de la energía fotovoltaica en los alimentadores.

En Alemania y Australia, donde la mayor parte de la energía fotovoltaica estaba conectada a las redes rurales, los aumentos de tensión a través de la alimentación de la energía fotovoltaica se convirtieron rápidamente en uno de los problemas más apremiantes. Siendo Alemania el primero en reaccionar, todos los países del estudio de alta potencia -Alemania, California y Australia- han introducido requisitos para que los inversores fotovoltaicos puedan funcionar con factores de potencia compensados para mitigar el impacto en la tensión. En Alemania, por ejemplo, las unidades de más de 3.68 kWp deben ser capaces de realizar factores de potencia entre 0.95 capacitivo y 0.95 inductivo y adherirse a una característica de  $Q(U)$  o voltios-var que es fijada por el operador de la red en función de la característica de la red <sup>1</sup>.

Otros operadores de redes en todo el mundo han establecido requisitos similares. Esto se demuestra también en el estudio complementario que demostró que el control de los voltios-var puede aumentar significativamente los límites de la capacidad de alojamiento en la mayoría de los alimentadores. Por lo tanto, sería muy aconsejable revisar las normas de interconexión dominicanas para incluir requisitos de control de la potencia reactiva para los inversores fotovoltaicos similares a los que, por ejemplo, en California, se estipulan en la reciente versión actualizada de la norma IEEE 1547-2018.

La sobrecarga de cables, líneas y transformadores también ha sido un problema generalizado con el que se han encontrado los operadores alemanes de redes de distribución al aumentar las cuotas de energía fotovoltaica, especialmente en zonas con poca carga, pero con mucho espacio en los tejados. En principio, la capacidad fotovoltaica instalada en un alimentador está limitada por la capacidad nominal de los elementos/equipamientos que lo conectan al nivel de tensión más alto. Si la capacidad fotovoltaica en un alimentador de baja tensión se limita a la potencia del transformador, la cantidad de energía que se alimenta realmente se sobrestima potencialmente. En los países del Caribe, como la República Dominicana, esto suele ocurrir debido a los efectos de la temperatura y el polvo en el aire, lo que reduce la producción de energía fotovoltaica. Puede ser sensato reducir la potencia máxima durante las pocas horas de un año en que se alcanza realmente. Se pierde poca energía, mientras que la

cantidad de energía fotovoltaica que se puede integrar aumenta considerablemente. Por lo tanto, la legislación energética alemana exige que toda la energía fotovoltaica superior a 30 kWp pueda reducirse mediante control a distancia y que la energía fotovoltaica inferior a ese umbral pueda reducirse a distancia o se limite al 70% de su potencia máxima.

## 2.3 Requerimientos Globales

El ejemplo más notable de la incapacidad de anticipar el aumento de la generación fotovoltaica es el problema de los 50.2 Hz que se originó por un requisito de código de red inadecuado. Inicialmente, las unidades fotovoltaicas distribuidas debían desconectarse si la frecuencia de la red superaba los 50.2 Hz. En 2007, la capacidad fotovoltaica alemana superó los 3 GW, que es la cantidad de reserva primaria proporcionada en el sistema interconectado europeo. Esto significaba que, a partir de ese momento, si la frecuencia superaba los 50.2 Hz en un día soleado -lo que indicaba un exceso de generación- se produciría una pérdida repentina de más de 3 GW de generación, lo que daría lugar a un posible apagón. Para cuando se modificó el requisito, la capacidad había superado los 20 GW, y hubo que ejecutar un costoso plan de reconversión (estimado en 190 millones de euros) para aplicar una reducción gradual de la potencia a alta frecuencia. Como la red europea tiene una gran cantidad de inercia y una frecuencia muy estable, el umbral de 50.2 Hz nunca se superó realmente.

Las normas de interconexión dominicanas exigen actualmente que las unidades fotovoltaicas se desconecten a 60.5 Hz, lo que puede crear un problema muy similar en el caso de las acciones fotovoltaicas que aumentan rápidamente. Aprendiendo de los casos alemanes y otros casos internacionales, esto debería ser revisado lo más rápido posible para incluir una reducción gradual de la potencia. La versión actualizada del IEEE 1547-2018, que establece las normas de conexión también en los Estados Unidos, incluye esos requisitos, mientras que las versiones anteriores del IEEE 1547 no los incluían todavía.

Esta cuestión también sirve como ejemplo de la necesidad de comunicación entre los operadores de los sistemas de distribución y transmisión (EDE y ETED). El control de frecuencia es atendido exclusivamente por el ETED, sin embargo, la gene-

<sup>1</sup> Las unidades más pequeñas deben ser capaces de realizar los mismos factores de potencia, pero esto es una previsión para el futuro - el operador todavía no ha establecido ninguna característica  $Q(U)$ .



ración conectada a la red de distribución es relevante para esa tarea. Esto significa que los requisitos del código de la red para la generación distribuida -típicamente establecidos y aplicados por el EDE- también tienen que abordar cuestiones pertinentes para el ETED, lo que requiere un vínculo de comunicación entre ambos en el desarrollo de los requisitos técnicos para los generadores distribuidos.

California también ha requerido recientemente el control remoto de los inversores fotovoltaicos por razones relacionadas con el impacto en el sistema eléctrico de potencia – si la proporción de energía fotovoltaica sigue aumentando, los generadores convencionales pueden en algún momento ya no ser capaces de hacer frente a las rampas diarias necesarias. Esto sirve como otro ejemplo de la necesidad de comunicación entre las EDEs, las ETEDs y los reguladores. Teniendo en cuenta que se espera un aumento de la penetración de la energía fotovoltaica distribuida, se recomienda que la República Dominicana examine también esta cuestión.



# 3. Problemas y soluciones operacionales

Los problemas operacionales no deben ocurrir durante el funcionamiento real sistema eléctrico de potencia, sino que deben identificarse de antemano mediante simulaciones y cálculos. Sin embargo, en los países pioneros ha sucedido que el desarrollo de la energía fotovoltaica avanzó más rápido de lo previsto porque los incentivos tuvieron éxito y los operadores de la red se encontraron realmente con problemas de funcionamiento. En cualquier caso, para cada problema operacional hay soluciones técnicas disponibles. Los principales problemas y sus soluciones se describirán en breve en esta sección.

## 3.1. Flujos de energía invertidos

Típicamente, las redes de distribución están diseñadas para un flujo de energía unidireccional, transportando la electricidad desde la red de transmisión hasta el cliente final. En la mayoría de los países, la generación distribuida conectada a la red de distribución no fue un problema hasta finales de la década de 1990.

La introducción de la generación distribuida, al principio, sólo reducirá la carga vertical de la red, la cantidad de energía que se alimenta de la red de transmisión a la red de distribución. Con un mayor desarrollo, en algún momento habrá momentos en que la generación en un alimentador de distribución exceda la demanda local, lo que dará lugar a una inversión del flujo de





energía. Según el nivel de tensión y la distribución de la generación, el flujo de energía puede invertirse de nuevo a la siguiente subestación, o hasta la red de transmisión. Aunque muchos países establecen límites a la generación distribuida para evitar que se invierta el flujo de energía, éstos no son intrínsecamente perjudiciales. Los elevados flujos de energía invertidos pueden dar lugar a una serie de problemas que se examinan en las subsecciones siguientes, pero éstos sólo aparecen en flujos de energía invertidos muy elevados, lo que significa que los flujos de energía tienen que ser del mismo orden de magnitud que los flujos de carga sin generación, sólo que en sentido contrario (la generación supera la carga momentánea en un factor de más de 2).

El único impacto directo de una inversión del flujo de energía con un flujo moderado que puede observarse se refiere a los ajustes de protección. Especialmente con la protección de sobrecorriente que se utiliza típicamente en niveles de media y baja tensión, hay que considerar la contribución de la corriente de cortocircuito de las unidades que se alimentan entre el relé de protección y la ubicación de la falla. En el caso de la energía fotovoltaica, la corriente de cortocircuito no es mayor que la corriente nominal del inversor, lo que conduce a una contribución moderada que, no obstante, debe considerarse en el cálculo de los ajustes de protección; véase la sección 5.2.3.



### 3.2. Violación de los parámetros operativos

Los principales problemas que surgen con la alimentación de energía fotovoltaica muy alta y los consiguientes altos flujos de energía invertidos son la sobrecarga de elementos como líneas, cables y transformadores, y las subidas de tensión en los alimentadores que pueden conducir a una violación del rango de tensión permitido. Ambas cuestiones no son independientes entre sí, ya que ambas son causadas por la alimentación de potencia activa. Depende de la característica de la red qué cuestión se vuelve más relevante. Típicamente, redes con líneas cortas experimentarán una sobrecarga antes de que la tensión se convierta en un problema. Las redes con líneas largas, por ejemplo, en las zonas rurales, pueden, por otro lado, experimentar subidas de tensión críticas mucho antes de que cualquier activo se sobrecargue. A menudo, la sobrecarga y la sobretensión aparecen a niveles de penetración fotovoltaica similares. En cualquier caso, cualquier medida que se utilice para aliviar los problemas de carga también resolverá los problemas de tensión:

- Poner un tope a los inversores fotovoltaicos en un determinado porcentaje de la potencia de los paneles o inversores instalados – por ejemplo, poner un tope al 70 u 80 % de la producción máxima dará lugar a una pérdida de energía muy ligera (<3 % de la producción anual) pero aumentará significativamente la capacidad de alojamiento.
- Reducir la FV por control remoto si la red se sobrecarga.
- Gestión de la demanda para aumentar la demanda durante los picos de la generación fotovoltaica (ejemplo: bombas agrícolas en redes rurales).
- Cambios de topología (modificando los estados de conmutación durante el funcionamiento normal.)
- Despliegue de almacenamiento de baterías (para autoconsumo u optimizado para la red, esto puede incluir una demostración del impacto de los diferentes regímenes de carga/descarga de almacenamiento).
- Refuerzo de la infraestructura: Lo que implica reforzar y ampliar líneas, cableados, transformadores etc.

En las redes cuyos elementos aún ofrecen cierto margen de carga pero que experimentan problemas de tensión debido a los largos alimentadores, la baja carga y la alta alimentación fotovoltaica, se dispone de las siguientes soluciones para aliviar sólo la sobretensión sin refuerzo de la red ni gestión activa de la energía:

- Introducción de la regulación automática de la tensión de los transformadores con cambio de tomas de AT/MT, si aún no está disponible.
- Refinando la regulación automática de la tensión por el transformador mejorando la consigna de la tensión, implementando un control de tensión dependiente de la potencia activa, o añadiendo un sistema de monitoreo de área amplia, que mide la tensión en diferentes puntos de la red y cambia el cambiador de tomas del transformador en consecuencia.
- Usando compensadores shunt que normalmente funcionan en el modo de control del factor de potencia para controlar la tensión directamente.
- Introduciendo el control de tensión activo por inversores fotovoltaicos basado en una característica de voltios-var. Alternativamente, se puede utilizar una característica vatio-var o un factor de potencia fijo.<sup>2</sup>

La solución más eficaz y rentable se ha demostrado mediante la simulación en el estudio adjunto. Estos incluyen para la República Dominicana:

- El tamaño del inversor fotovoltaico se limita a un 70 a 80 % de la capacidad del panel fotovoltaico
- Optimización de la consigna de la tensión o control de tensión dependiente de la potencia activa en el transformador de la subestación primaria
- Control de voltios-var por inversores fotovoltaicos

Todas estas opciones tienen un costo bajo o nulo tanto para los usuarios de la red como para el operador de la red y pueden aumentar significativamente la capacidad de alojamiento de un alimentador.

2 Cabe señalar que los inversores fotovoltaicos también podrían utilizarse para el control de la tensión si no hay alimentación de energía activa de los paneles fotovoltaicos - esta opción puede ser útil para aumentar la tensión durante las horas de alta carga y baja potencia. Sin embargo, hasta ahora no se ha utilizado en otros países y puede dar lugar a problemas de reglamentación, pero podría ser una opción que vale la pena investigar de todos modos.



### 3.3. Controlabilidad de los generadores

La controlabilidad de los generadores (y el seguimiento de las unidades instaladas en primer lugar) es también una cuestión de código de red. Por un lado, el operador de la red quiere evitar el acabar un gran volumen de generación distribuida completamente incontrolable como resultado de un desarrollo rápido de esta capacidad instalada. Pero por otro lado hacer controlables los pequeños generadores requiere cierto grado de infraestructura de comunicaciones y, por lo tanto, inversiones. Además, los propietarios de los generadores pueden no sentirse cómodos con la idea de dar al operador de la red el control de sus instalaciones, especialmente si el operador también actúa como minorista y, por lo tanto, puede tener un interés económico en reducir al máximo la generación distribuida.

Esto puede resolverse dando al operador la autoridad para controlar la generación distribuida, especificando claramente las condiciones en las que puede hacerlo realmente y reducir la potencia activa. Por lo general, el operador de la red puede reducir tanto como sea necesario durante las emergencias en la red. Si no hay ninguna emergencia, también puede reducir, pero tiene que remunerar al propietario del generador reducido. En los últimos años, algunos países como Alemania han permitido a los operadores de la red reducir una pequeña cantidad de energía (<3 %) fuera de las emergencias, para aumentar la capacidad de alojamiento de las redes (similar al límite del 70 % mencionado en la sección anterior).

El grado de control que tiene el operador está sujeto a los requisitos del código de red. En el caso de las unidades pequeñas, puede bastar con exigir que sólo se apaguen a la señal del operador, mientras que en el caso de las unidades grandes puede ser necesario controlar la potencia activa por pasos o de forma continua. La potencia reactiva en las unidades más grandes también puede controlarse a distancia.

Las razones legales legítimas para la reducción de la potencia activa están sujetas a la legislación del sector eléctrico.

### 3.4. Impacto en el despacho y en el funcionamiento del sistema de eléctrico de potencia

La energía fotovoltaica conectada a la red de distribución puede ser pequeña en tamaño de unidad individual, pero por su mera cantidad, tiene un impacto significativo en el funcionamiento no sólo de la red de distribución, sino también de todo el sistema de eléctrico de potencia. Por consiguiente, los operadores de la red de distribución tendrán que comunicarse más que antes con el operador del sistema o de la red de transmisión, el operador del mercado de electricidad (si procede) y otros interesados. Los temas incluyen los requisitos técnicos para los generadores descritos en la sección 3.3, así como la previsión y la programación. El alcance exacto de la comunicación y los acuerdos necesarios debe determinarse en reuniones periódicas de las partes interesadas en las que participen todas las partes que intervienen en la explotación del sistema eléctrico.

# 4. Estudios de integración



## 4.1. Estudios de integración

En las secciones siguientes se ofrece una breve reseña de las consideraciones para realizar estudios de integración y evaluación de análisis de la capacidad de alojamiento para la generación distribuida en las redes de distribución. Para una descripción exhaustiva de esos estudios, se remite al lector a la IEEE 1547.7-2013 “IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection”.

### 4.1.1. Objetivos generales

Los objetivos generales de la realización de un estudio fotovoltaico a nivel de la red de distribución son los mismos que los de cualquier estudio de integración de energía renovable:

- Familiarícese con el impacto de las nuevas tecnologías instaladas en la red y la sensibilidad de los parámetros de la red;
- Evaluar cuánta capacidad de generación puede añadirse a un sistema que de otro modo no se modificaría, antes de que aparezcan problemas operacionales (como violaciones del rango de tensión o sobrecargas térmicas);





- Analizar las posibles soluciones para los problemas que aparezcan y comparar su costo y adecuación;
- Evaluar cuánta capacidad de generación adicional puede añadirse al sistema si se aplican estas soluciones;
- Desarrollar una estrategia que implique las soluciones más prometedoras.

El resultado puede ser, como primer paso y en su forma más simple, algo así como la norma de la Comisión de Servicios Públicos de California de 1999, según la cual los niveles de penetración fotovoltaica inferiores al 15% de la carga máxima en un alimentador de distribución tienen más probabilidades de integrarse

sin problemas, pero que es necesario realizar más estudios para niveles más altos. Esas evaluaciones sencillas pueden hacerse sobre la base de ejemplos de datos operacionales sin asignar demasiados recursos a un trabajo que requiera más tiempo.

Sin embargo, con el aumento de los niveles de penetración es muy recomendable perfeccionar los requisitos de interconexión aumentando los niveles de penetración permitidos mediante análisis más exhaustivos y filtros adicionales. Una opción adecuada es utilizar herramientas de análisis de la capacidad de alojamiento para investigar los niveles máximos de penetración de cada alimentador individualmente, una vez que se han superado los límites actuales.

## 4.2. Análisis sin simulaciones

Una gran parte del análisis general del impacto de la energía fotovoltaica en una red de distribución puede realizarse sin ningún software adicional o cálculos complejos. Con cierta comprensión básica de los parámetros de la red y el conocimiento de los activos que se instalan realmente en la red, así como algunos datos operacionales, se puede responder a las siguientes preguntas:

- ¿Cuánta capacidad instalada puede esperarse en la zona en cuestión? El potencial de la energía fotovoltaica en los tejados está limitado por el espacio disponible en ellos, que puede estimarse rápidamente.
- ¿Cuál es la carga mínima del día? Si la capacidad fotovoltaica instalada excede la carga mínima diurna en un alimentador, se producirán flujos de energía invertidos.
- ¿Cuál es la calificación actual de los activos de la red? En caso de que los flujos de energía invertidos se consideren generalmente aceptables, su magnitud (y por lo tanto la capacidad fotovoltaica instalada) estará limitada por las clasificaciones de los transformadores y la intensidad máxima de las líneas/cables. El máximo flujo invertido a través de una línea o transformador que puede esperarse es la diferencia de la capacidad fotovoltaica aguas abajo y la carga mínima diaria aguas abajo.
- ¿Es suficiente la calidad de la tensión en el alimentador? Los niveles de tensión ya altos pueden reducir el margen de aumento de tensión inducido por la energía fotovoltaica, mientras que las tensiones demasiado bajas pueden indicar una carga alta, en cuyo caso la energía fotovoltaica será beneficiosa, o una red débil, en cuyo caso la energía fotovoltaica puede provocar aumentos de tensión excesivos. (Para una fórmula sencilla, véase la sección 5.2.1.)
- ¿Podrá la protección hacer frente a los flujos de energía invertidos o a las corrientes de cortocircuito reducidas? (Véase la sección 5.2.2.)

El uso de los sencillos métodos de estimación y cálculo puede ser particularmente útil para evaluar el impacto de una aplicación fotovoltaica en la red de baja tensión. Para el cálculo de media tensión normalmente se necesita un software de simulación del sistema de energía.

### 4.2.1. Estimación simple de las fluctuaciones de la tensión del alimentador

La diferencia entre la tensión en un embarrado y la tensión en el extremo de un alimentador conectado a ese embarrado depende del equilibrio y la distribución de la potencia activa y reactiva en el alimentador, así como de la impedancia de las líneas y cables utilizados en el alimentador.

En las redes de BT, el aumento de tensión debido a la FV puede calcularse con la siguiente fórmula, que incluye la potencia aparente SFV y el factor de potencia  $\cos(\phi)$  de la planta de energía FV, la resistencia de línea  $R_{línea}$  y la reactancia de línea  $X_{línea}$ :

$$\Delta u [p.u.] = \frac{S_{FV} [VA] \cdot (R_{línea} [Ohm] \cdot \cos(\phi) - X_{línea} [Ohm] \cdot \sin(\phi))}{3 \cdot U^2 [V]}$$

### 4.2.2. Estimación simple de la carga de la red

El máximo flujo invertido en un alimentador puede estimarse simplemente restando la carga mínima del alimentador del máximo de alimentación de FV:

$$P_{invertido, max} = P_{FV, max} - P_{carga, min}$$

Esto puede calcularse para cualquier punto del alimentador, considerando sólo la carga y las unidades FV entre el punto relevante y el final del alimentador. La máxima corriente de fase que fluye puede calcularse como sigue:

$$I_{fase} = \frac{P_{invertido, max}}{\sqrt{3} \cdot U_r}$$

Si esta corriente de fase excede la capacidad de una línea o transformador, pueden aparecer problemas de sobrecarga.

### 4.2.3. Estimación simple de la corriente de cortocircuito y la adecuación de la protección

Hay dos cuestiones diferentes cuando se trata de corrientes de cortocircuito de generadores alimentados por inversores como los fotovoltaicos. A nivel del sistema de eléctrico de potencia, es importante reconocer que los generadores síncronos pro-



porcionan automáticamente altas corrientes transitorias de cortocircuito de hasta ocho veces su corriente nominal, mientras que los inversores suelen estar limitados a su corriente nominal. Esto significa que las corrientes de cortocircuito disminuirán a medida que aumente la penetración de la generación alimentada por el inversor, lo que obligará a realizar ajustes en los regímenes de protección a largo plazo.

Más importante para una red de distribución es el hecho de que las contribuciones de corriente de cortocircuito pueden aparecer allí con la introducción de la generación distribuida. En una red de distribución tradicional con flujo de carga unidireccional, la corriente de falla en caso de cortocircuito se extrae de la red de transmisión (y posteriormente de los grandes generadores). La gran corriente de falla se utiliza a menudo para facilitar la detección de fallas, activando los dispositivos de protección contra sobrecorrientes (con o sin retardo de tiempo).

Si se instalan generadores en cualquier lugar entre el equipo de protección (protección contra sobrecorriente) y la localización de la falla, cualquier contribución de estas unidades a la falla no sólo no será “vista” por la protección, sino que también reducirá la corriente de cortocircuito real detectada. Esto puede llevar a una reacción retardada de la protección, o en el caso extremo, a la pérdida de la funcionalidad de la protección, también llamada cegamiento de la protección.

La forma fácil de evitar este problema sería exigir que las unidades de un alimentador protegido por un relé de sobrecorriente se desconecten inmediatamente al detectar una caída de tensión (lo que indica un cortocircuito cercano), o que se mantengan conectadas, pero no proporcionen ninguna corriente de cortocircuito. Si este requisito colisiona con el requisito de soportar huecos y sobre tensiones que puede ser necesario por otras razones, la corriente de cortocircuito de todas las unidades en un alimentador debería limitarse a

$$\sum I_{sc, unidad} \leq I_{sc, max} - I_{sc, trigger}$$

3 En este caso, la CA representa el cálculo del flujo de carga completa considerando tanto la potencia activa como la reactiva. Los cálculos de CC se utilizan a nivel de la red de transmisión, especialmente para las simulaciones de mercado, y utilizan cálculos de flujo de carga linealizados (es decir, una representación de CC de una red de CA).

### 4.3. Simulaciones y capacidades de software necesarias

El tipo de simulación más importante que se utiliza para los estudios de integración de la energía fotovoltaica en las redes de distribución es el cálculo del flujo de <sup>3</sup>carga de corriente alterna (CA). Basándose en un modelo de red -que no debe ser una representación gráfica de la red, sino que puede ser simplemente una tabla de objetos de la red y sus parámetros- se calculan las corrientes activas y reactivas y los niveles de tensión en función de la distribución de la carga y la generación, utilizando un enfoque iterativo como el algoritmo de Newton-Raphson. En el caso de una red mallada a nivel de transmisión o subtransmisión, la forma en que los flujos de energía se dividen entre las líneas paralelas puede ser el resultado más importante de ese cálculo.

Como las redes de distribución funcionan principalmente como redes radiales, especialmente a nivel de media y baja tensión (< 50 kV), no hay caminos paralelos, y el comportamiento general de los flujos de energía activa será obvio - cada alimentador extraerá la diferencia de su carga y generación de la red ascendente, o devolverá una cierta cantidad de energía. En este caso, serán de interés los flujos de potencia reactiva (que pueden no ser tan obvios ya que dependen de las características de los elementos de la red, así como de su carga) y la sensibilidad de la tensión de un alimentador a los flujos de potencia activa y reactiva. En lo que respecta a la integración de la energía fotovoltaica, normalmente se obtendrán los siguientes resultados:

- Sensibilidad de la tensión en un alimentador, especialmente al final del mismo, a los cambios de carga y generación;
- Consumo de energía reactiva de un alimentador debido a cambios en la carga de las líneas, cables y transformadores;
- Carga (incluida la posible sobrecarga) de los bienes mediante corrientes de potencia activa y reactiva - se puede realizar un simple análisis de la carga sin simulaciones, sin embargo, especialmente en redes más grandes, el impacto de las corrientes reactivas puede no ser tan obvio, lo que requiere un enfoque de simulación.

En el caso de las redes muy pequeñas, los cálculos del flujo de carga pueden hacerse manualmente o utilizando herramientas de cálculo simples como Excel, o configurando un algoritmo simple en un lenguaje de programación conveniente. Sin embargo, las herramientas especializadas de software de simulación de sistemas de energía pueden ser mucho más convenientes en la mayoría de los casos:

- Representación gráfica de las redes como diagramas de línea única (single line diagram, SLD), así como una proyección del SLD en un mapa geográfico;
- La interfaz gráfica de usuario (GUI) es más fácil de usar;
- Visualización gráfica directa de los resultados;
- Las herramientas de software de simulación de sistemas de energía suelen incluir modelos genéricos para muchos activos diferentes de la red;
- El análisis de sensibilidad y la optimización de los costos de las soluciones pueden ser más fáciles.

Existen muchos instrumentos de uso generalizado, tanto comerciales como de código abierto. Para los operadores de redes de suministro eléctrico, existen programas informáticos especializados de planificación de redes que también incluyen herramientas de cálculo del flujo de carga.

#### 4.4. Modelización de la red

Los cálculos del flujo de energía y la representación gráfica de los resultados utilizando un software de simulación de sistemas de energía requieren la configuración de un modelo de red basado en los datos disponibles. Evidentemente, se necesitaría mucho tiempo y presupuesto para configurar un modelo de todo un sistema de energía síncrono, si es que es posible. Para cualquier tamaño de sistema que vaya más allá de una pequeña red insular con unos pocos 10 MW de carga, una representación de todo el sistema incluyendo el sistema de transmisión y distribución no es típicamente factible. En este caso, deben utilizarse modelos simplificados. Normalmente se tratará de un modelo de red de transmisión con todas las líneas y transformadores de alto y extra alto tensión (> 100 kV) y la generación centralizada, mien-

tras que todo lo que figura a continuación se agrega y representa con sus equivalentes de carga/generación para estudios de redes de transmisión, y conjuntos de modelos de redes de distribución independientes. A continuación, se describirá la estructura y la función de los modelos de redes de distribución.

La función de un modelo de red de distribución es reflejar correctamente las propiedades en el área y el nivel de tensión pertinentes y permitir evaluaciones de la reacción de la red a los cambios en los parámetros, como el aumento de la generación distribuida. Las cuestiones relativas al sistema de transmisión y el impacto en todo el sistema de eléctrico de potencia son de menor interés para esos estudios. Por esta razón, la red de transmisión se modela en su mayor parte como un embarrado slack, también llamado red externa, que mantiene la tensión fija en un punto determinado y puede absorber o entregar cantidades infinitas de potencia activa y reactiva. Comparando el tamaño de un alimentador de distribución con unos pocos MW de demanda pico al máximo, y un sistema de eléctrico de potencia de varios GW, esta es una simplificación permisible. Por supuesto, un despliegue a gran escala de la generación distribuida también afectará a la red de transmisión y al nivel del sistema eléctrico de potencia, pero el análisis del mismo requerirá estudios separados.

El punto de la red en el que se “corta” el modelo, es decir, el punto a partir del cual en la red ascendente se modela como un embarrado slack, depende del enfoque de los estudios que se realicen. Si se espera que los niveles de distribución más bajos - distribución secundaria y de la última milla, típicamente redes de bajo y medio tensión por debajo de 50 kV - sean los más afectados, tiene sentido colocar el embarrado slack en la última instancia de control activo de la tensión. En muchos casos, éste será el transformador de potencia que conecta la red de transmisión con la red de distribución. Normalmente se trata de un transformador cambiador con tomas en carga que controla la tensión en su lado secundario, ya sea manual o automáticamente. En este caso, el embarrado slack se conectará al lado primario del transformador, que representa la red de transmisión.

Aun así, la estructura de la red de distribución subyacente puede ser demasiado grande y compleja para ser modelada en su totalidad. Sin embargo, como la mayoría de las redes de distribución no funcionan como redes malladas, sino que son en su mayoría topologías radiales desde el nivel de tensión medio hacia abajo, se pueden utilizar algunas agregaciones y simplificaciones adicionales sin afectar gravemente la calidad de los resultados. Si



no existe una malla en una sección de la red, los flujos de energía son estrictamente bidireccionales. La tensión en cada punto a lo largo del alimentador depende sólo de la caída de tensión entre el último punto de control de la tensión activa y el equilibrio local de la potencia activa y reactiva. Los alimentadores paralelos que se ramifican del mismo embarrado pueden, por lo tanto, representarse por su equivalente de carga/generación sin cambiar la tensión en el propio embarrado. Así, una topología como la que se muestra en la Figura 1 puede utilizarse para realizar el análisis de un alimentador individual sin descuidar el impacto de otra carga y generación conectadas a la misma red.

Si no hay ningún medio de control automático de la tensión - por ejemplo, el transformador de 138/12.5 kV puede no controlar la tensión en su lado secundario - esto no significa que todo el sistema tenga que ser modelado. En este caso, hay que considerar las fluctuaciones de tensión en el punto a partir del cual se modela la red, lo que da lugar a un mayor número de ejecuciones totales de simulación.

En muchos casos, los datos detallados de las redes de distribución de baja tensión (por debajo de 1 kV) de la última milla no están disponibles. Las redes de baja tensión, incluyendo los transformadores de distribución que las alimentan, estarán

entonces representadas por sus equivalentes de carga. Para una evaluación detallada de los problemas de la red de baja tensión, serán necesarios, por supuesto, modelos más detallados.

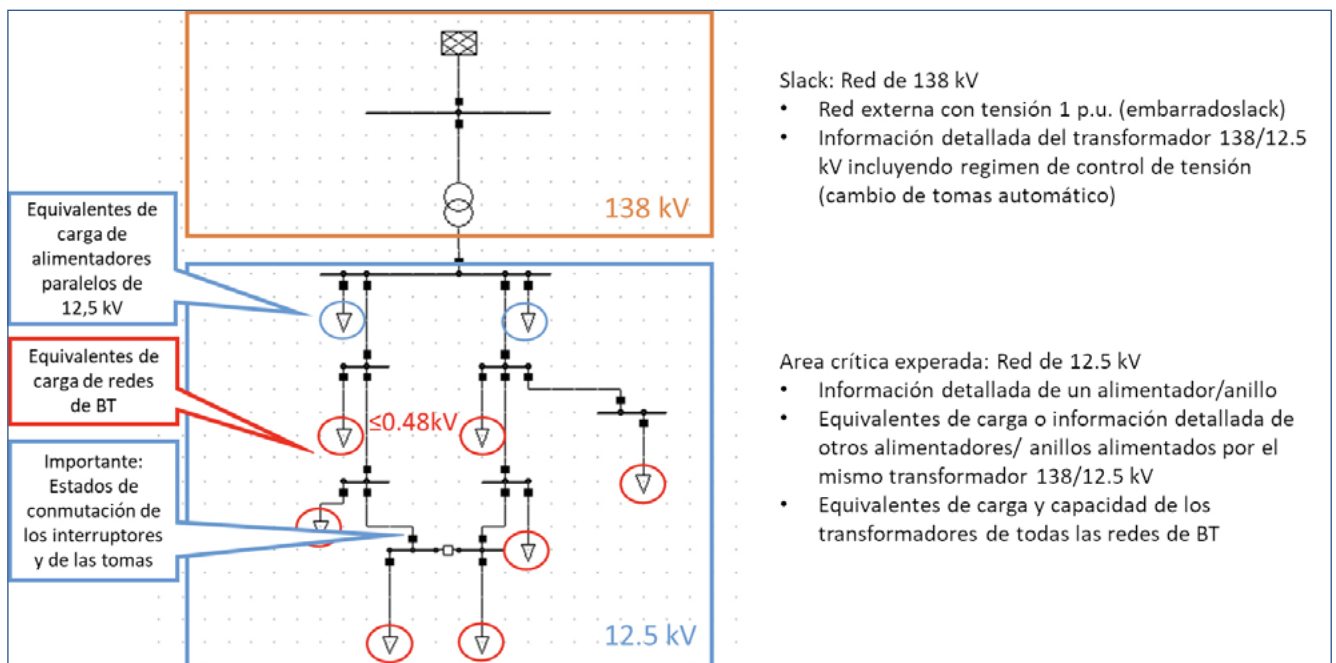
A continuación, se abordarán brevemente los problemas de modelización de cada nivel de tensión que se encuentra en las redes de distribución dominicanas.

#### 4.4.1. Nivel de transmisión

Como ya se ha mencionado, el sistema de transmisión suele estar modelado como un embarrado slack o una red externa. Con esta simplificación, puede entregar y absorber infinita energía a una tensión constante. En la República Dominicana, el nivel de distribución comienza en 34.5 kV, y el nivel más alto de tensión de distribución se suministra desde 138 o 69 kV por un transformador con cambio de tomas en carga. Si este transformador controla activamente la tensión en su lado secundario, las operaciones del sistema de transmisión tienen poco o ningún impacto en la red de distribución.

Si la conexión entre la red de transmisión y la de distribución es fija, seguirá siendo sensato modelar la red de transmisión como un embarrado slack. Sin embargo, las mediciones de tensión

Figura 1: Estructura del modelo de red, ejemplo de una topología de 138/12.5 kV.



en el embarrado de 138 o 69 kV relevantes son necesarias para determinar las desviaciones típicas de tensión. Debido a la conexión fija, éstas también afectarán a la red de distribución, y las simulaciones deben realizarse con diferentes desviaciones de la tensión de transmisión, o de acuerdo con un patrón diario/mensual/estacional esperado.

#### 4.4.2. Redes de media tensión

Para estimar el impacto de la generación distribuida en las redes de distribución, las topologías de media tensión (nivel de tensión entre 4.16 y 34.5 kV) pueden ser de particular interés. En la mayoría de los casos, el transformador de la subestación primaria alimenta múltiples alimentadores de distribución conectados al mismo embarrado de media tensión. Estos pueden o no presentar características similares.

Es posible que existan algunas topologías malladas, especialmente a niveles de tensión de red de distribución más altos, pero éstas no siempre funcionan como una red mallada. Los interruptores suelen dejarse abiertos, formando varios alimentadores radiales que pueden conectarse entre sí si surge la necesidad. Esto significa que hay que obtener información sobre los estados de conmutación durante el funcionamiento normal para configurar correctamente el modelo, así como las condiciones de conmutación y las posibles configuraciones alternativas.

El resultado será un modelo de una red de media tensión alimentada por el mismo transformador, con todos los alimentadores modelados en detalle. Dependiendo del enfoque del estudio, otros alimentadores de distribución también pueden ser modelados por un equivalente de carga. Sin embargo, hay que tener mucho cuidado de no descuidar las posibles configuraciones de conmutación alternativas (como un alimentador que puede ser alimentado desde ambos lados).

Éstos deben ser modelados con todas sus características, incluyendo cualquier unidad de compensación si está disponible. Las redes de baja tensión pueden modelarse como equivalentes de carga/generación.

#### 4.4.3. Redes de baja tensión

Las redes de baja tensión pueden tener diferentes tensiones desde 1 kV hacia abajo, en la República Dominicana entre 120 y

480 V. Para las simulaciones que pretenden analizar el impacto de la generación distribuida en los niveles superiores de tensión, las redes de baja tensión serán reemplazadas por su equivalente de carga/generación.

La simulación y modelización detallada de todas las redes de baja tensión conectadas al mismo alimentador puede llevar tanto tiempo como sea innecesario. Los modelos detallados de unas pocas redes seleccionadas pueden utilizarse para evaluar el impacto directo de la generación distribuida en la red de baja tensión. Si se utilizan conexiones monofásicas de clientes en la zona pertinente, puede ser necesario prestar cierta atención a la carga asimétrica tanto por la carga como por la fotovoltaica.

#### 4.4.4. Capacidades de importación automática de software

Las herramientas de software de simulación de sistemas de energía a menudo ofrecen opciones para la importación automática de datos. Esto puede ser a través de la importación desde otro software de simulación si se dispone de un convertidor o mediante la lectura en tablas de datos que se convierten a un formato adecuado (por ejemplo, la importación de DGS para la herramienta de software DIGSILENT PowerFactory).

Para la actualización periódica de los modelos de red, puede ser aconsejable una importación directa desde el sistema de información geográfica (SIG) mediante un convertidor, teniendo en cuenta que la información del programa informático del SIG debe mantenerse correcta y actualizada para que la importación tenga éxito.

### 4.5. Desarrollo de escenarios

#### 4.5.1. Análisis del peor caso

La forma tradicional de evaluar el impacto de la generación distribuida consiste en examinar los peores casos posibles y asegurarse de que la red pueda soportar esas situaciones sin que se produzcan violaciones de las restricciones de seguridad. Este enfoque no funciona tan bien para los sistemas de transmisión en los que las situaciones extremas se producirán muy raramente debido a los efectos de la distribución, pero en un sistema de



distribución más pequeño, los escenarios operacionales críticos, si se producen, se producen con mucha más frecuencia. Especialmente porque se prevé que las curvas de carga y de FV en la República Dominicana sean muy similares cada día, puede esperarse que una situación del peor caso identificado aparezca regularmente.

Cuando se examina la integración fotovoltaica, los escenarios críticos suelen ser los de alta alimentación fotovoltaica y baja carga. Los flujos de energía invertidos pueden causar violaciones del rango de tensión y problemas de protección. A niveles de penetración fotovoltaica muy altos, los activos de la red pueden incluso ser sobrecargados por los flujos de energía invertidos.

En algunos casos, las situaciones de alta carga también pueden ser interesantes, ya que la energía fotovoltaica puede ayudar a mitigar los problemas de sobrecarga de la red que existían anteriormente.

#### 4.5.2. Escenarios básicos

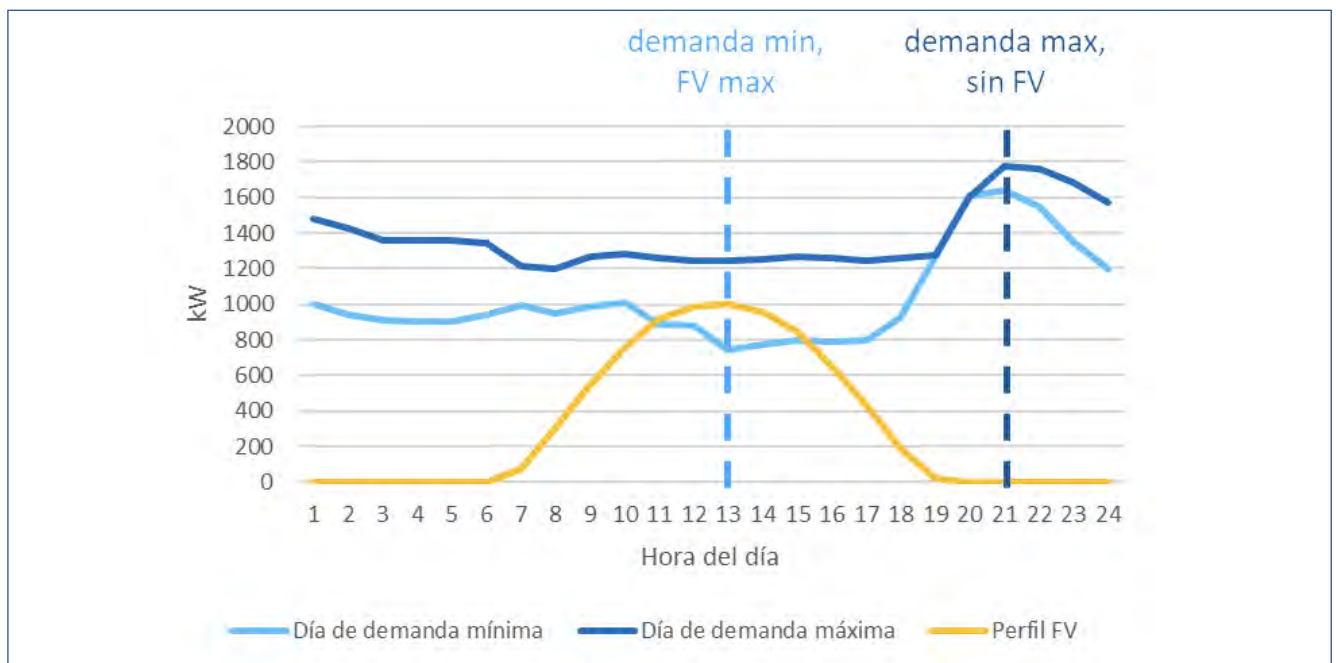
Debido a la característica diaria de la carga en las respectivas áreas de la red y al cielo generalmente despejado durante el verano, las situaciones críticas a analizar serán típicamente alre-

dedor del mediodía, cuando la carga es menor y la generación de energía fotovoltaica es mayor (véase la Figura 2). Dependiendo del desarrollo de la demanda y de la penetración fotovoltaica, pueden simularse diferentes niveles de penetración instantánea, pero con esta característica diaria, no es necesario investigar diferentes momentos del día en la primera iteración. Más tarde se pueden introducir barridos temporales a lo largo de todo un día para evaluar el impacto de los regímenes de almacenamiento y reducción.

Para la primera ronda de simulaciones, se pueden realizar barridos de los siguientes parámetros para evaluar la cantidad de FV que puede integrarse sin más inversiones en las circunstancias dadas:

- Carga y nivel de FV al mediodía en condiciones de cielo despejado;
- Cantidad de FV instalada;
- Puntos de conexión de la FV, distribución uniforme a través del alimentador en contraposición a una concentración al principio o al final, representando esta última una condición de peor caso.

Figura 2: Perfil del día con demanda mínima y máxima, así como la producción potencial de energía fotovoltaica para un alimentador típico en la República Dominicana.



### 4.5.3. Opciones de tecnología

Según la topología de la zona de la red de distribución investigada y las cuestiones técnicas que surjan con las altas proporciones de energía fotovoltaica, pueden utilizarse diferentes tipos de tecnología para mitigar los efectos. En las redes rurales, se prevé que en algún momento se produzcan problemas de tensión debido a la mayor longitud de las líneas y los cables. Éstos podrían mitigarse con las siguientes medidas:

- Introducción de la regulación automática de la tensión de los transformadores con cambio de tomas bajo carga (on-load tap changer, OLTC) a nivel de media tensión.
- Refinando la regulación automática de tensión por el transformador cambiando la consigna de tensión, añadiendo un control de tensión activo dependiente de la potencia (también llamado regulación compuesta) que reduce la consigna de tensión durante el flujo de potencia bajo o inverso, o añadiendo un sistema de vigilancia de área amplia, que mide la tensión en diferentes puntos de la red y cambia el cambiador de tomas del transformador en consecuencia.
- Usando compensadores shunt que normalmente funcionan en el modo de control del factor de potencia para controlar la tensión directamente.
- Operar los inversores fotovoltaicos a un factor de potencia fijo no unitario para reducir la tensión.
- Introduciendo el control de la tensión activo por medio de inversores fotovoltaicos basados en una característica  $Q(U)$  (también llamada volt-var).<sup>4</sup>

Las medidas deben clasificarse en función del costo y el esfuerzo, así como de su capacidad para resolver los problemas que se presenten.

Mientras que se espera que las redes urbanas no experimenten aumentos severos de tensión a nivel de media tensión, las tensiones pueden aumentar a lo largo de los alimentadores de baja tensión. Además de las medidas mencionadas anteriormente, esto puede ser abordado por lo siguiente:

- Introducción de transformadores de distribución con cambio de tomas bajo carga que ya se han utilizado con éxito en algunas zonas de Alemania y California.

Todas las redes, tanto urbanas como rurales, también pueden enfrentarse a problemas de sobrecarga de transformadores y/o líneas en proporciones elevadas de energía fotovoltaica, especialmente si la tensión se controla mediante la energía reactiva de los inversores fotovoltaicos (que aumenta ligeramente la carga de los activos mediante corrientes reactivas). Estos problemas pueden abordarse mediante los siguientes enfoques de solución (no clasificados):

- Limitando los inversores fotovoltaicos a un cierto porcentaje de la potencia del panel instalado (por ejemplo, el 70 %).
- Reducir la FV por control remoto si la red se sobrecarga.
- Gestión de la demanda para aumentar la demanda durante los picos de la energía fotovoltaica (ejemplo: bombas agrícolas en redes rurales).
- Cambios de topología (modificación de los estados de conmutación durante el funcionamiento normal).
- Despliegue de almacenamiento de baterías (para autoconsumo u optimizado para la red, esto puede incluir una demostración del impacto de los diferentes regímenes de carga y descarga de almacenamiento).
- Refuerzo de la infraestructura: Lo que implica reforzar y ampliar líneas, cableados, transformadores etc.

Todas las soluciones para los problemas de energía activa también afectarán a la tensión, por lo que puede que haya que utilizar un enfoque combinado. Una lista de opciones de tecnología con sus puntos fuertes y débiles se da en la Tabla 1.

<sup>4</sup> Cabe señalar que los inversores fotovoltaicos también podrían utilizarse para el control de la tensión si no hay alimentación de energía activa de los paneles fotovoltaicos – esta opción puede ser útil para aumentar la tensión durante las horas de alta carga y baja potencia. Sin embargo, hasta ahora no se ha utilizado en otros países y puede dar lugar a problemas de reglamentación, pero podría ser una opción que vale la pena investigar de todos modos.



Tabla 1: Lista de opciones de tecnología.

Medida	Pro (+)	Contra (-)
OLTC con regulación automática de tensión a nivel de MT	Barato y fácil de implementar si el transformador ya es de tipo OLTC	Caro si el transformador no tiene todavía capacidad de OLTC, sólo regula la tensión en la barra colectora sin tener en cuenta la caída/subida de tensión del alimentador.
Optimización de la consigna de tensión del OLTC	Barato y fácil de implementar	No se puede utilizar si existen problemas de subtensión en la red de distribución
Control de tensión dependiente de la potencia activa en el OLTC	Barato y fácil de implementar si está disponible en el control de software del transformador. Establece la consigna de alta tensión durante la alta demanda, y la consigna de baja tensión durante el flujo de energía de baja demanda/reversa	Puede no funcionar en redes de distribución muy poco homogéneas, donde un alimentador muestra una gran demanda mientras que otro alimentador muestra altos flujos de potencia inversa
Control de área amplia	Técnicamente fácil de implementar si el OLTC ya está automatizado, el control de tensión tiene en cuenta la caída/subida de tensión del alimentador	Requiere una amplia infraestructura de comunicaciones y control
Compensadores de derivación para el control de la tensión	Por lo general ya está ahí, un simple cambio en la estrategia de control	Típicamente sólo capacitiva, por lo que un cambio de estrategia no resolvería realmente los problemas, sólo evitaría los adicionales
Inversores fotovoltaicos con factor de potencia fijo no unitario	Puede ser requerido a través de un código de red, fácil de implementar, efectivo	Aumento de la carga de la red a través de corrientes reactivas, incluso en situaciones en las que no es realmente necesario Incremento insignificante del coste del inversor fotovoltaico
Control de tensión activo por inversores FV (característica volt-var)	Puede ser requerido a través de código de red, medios efectivos, sin contribuciones Q innecesarias, cuando se aplica la banda muerta	Incremento insignificante del coste del inversor fotovoltaico
Cambio de tomas en carga DT	Medios activos de control de tensión muy cercanos a la generación, efectivos	Caro y complejo
Limitación de capacidad fotovoltaica a un cierto porcentaje de la capacidad instalada del panel	Puede ser requerido a través de un código de red, fácil de implementar, de bajo costo	Pierde algún porcentaje de la energía fotovoltaica potencialmente generada
Reducción activa de la FV	Puede ser requerido a través del código de la red, pierde menos energía que la opción de la limitación	Requiere una amplia infraestructura de comunicaciones
Refuerzos de líneas, cables transformadores	Efectivo	Caro
Despliegue de la batería de almacenamiento FV	Alivia eficazmente la red si se utilizan estrategias de carga inteligentes, también reduce el impacto total del sistema de energía de la energía fotovoltaica	Relativamente costoso, puede que no alivie la red en absoluto si se optimiza para el autoconsumo solamente
Gestión de la demanda	Fácil de implementar para algunos clientes seleccionados (casas de refrigeración, etc.)	Clientes residenciales: No hay un caso de negocio, difícil de incentivar, poco potencial
Topologías de conmutación alternativas	Barato y fácil si está disponible	Sólo se aplica si ya existe una estructura alternativa



Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices  
Bonn and Eschborn

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36  
53113 Bonn, Germany  
T +49 228 44 60-0  
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 - 5  
65760 Eschborn, Germany  
T +49 61 96 79-0  
F +49 61 96 79-11 15

E [info@giz.de](mailto:info@giz.de)  
I [www.giz.de](http://www.giz.de)