



Capacidad de acogida de generación fotovoltaica en redes de distribución dominicanas – Informe Final

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 40
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

Responsable:

Clemens Findeisen, Director Proyecto Transición Energética, GIZ

Apoyado por:

GET.transform
www.get-transform.eu

Autor:

Leonard Hülsmann
Alice Turnell
Dr. Thomas Ackermann



Diseño/diagramación, etc.:

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 – Informe Final



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

Comité de revisión del presente estudio:

Nombre	Carga	Institución
Aníbal Mejía	Director – Dir. de Energía Convencional	MEM
Ernesto Acevedo	Coordinador de Energía Renovable – Dir. de Energía Renovable	MEM
Joan Caamaño	Analista de Mercado Eléctrico – Dir. Eléctrica	CNE
Wilfredo Tineo	Enc. División de Energía Renovable – Dir. de Fuentes Alternas	CNE
Tomas Vidal	Gerente de Normas – Dir de Regulación	SIE
Maxwell Pérez	Gerente Técnico – Dir. de Regulación	SIE
Hugo Morales	Gerente de Energías Renovables – Dir. de Gestión de Energía	CDEEE
Kerlyn Frías	Gerente de Compra de Energía – Dir. de Compra de Energía y Regulación	EdeEste
Ryan Morel	Enc. de Planificación Técnica – Dir. de Distribución	EdeEste
Gregorio Ortega	Director – Dir. de Compras de Energía y Regulación	EdeNorte
Pedro Nin	Gerente Técnico Distribución – Dirección Distribución	EdeNorte
Jhonny Cabrera	Gerente de Regulación – Dir. De Regulación y Compras de Energía	EdeSur
Santo Percel	Gerente de Planificación y Estudios de la Red – Dir. Técnica Normativa	EdeSur
Daniel Almarza	Asesor Principal, Proyecto Transición Energética	GIZ
Manasés Mercedes	Asesor, Proyecto Transición Energética	GIZ

CONTENIDO

LISTA DE ABREVIATURAS	8
INDICE DE TABLAS	9
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	9
RESUMEN EJECUTIVO	11
1. INTRODUCCIÓN	16
2. RECOPIACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DOMINICANO	17
2.1 Revisión de los parámetros técnicos en la regulación relacionados con la integración de la ER en el nivel de distribución	17
2.2 Análisis de los parámetros técnicos de la interconexión de la ER al sistema de distribución de la República Dominicana, comparación con las mejores prácticas y recomendaciones internacionales	18
2.2.1 Relacionados con la frecuencia	19
2.2.2 Relacionados con la tensión	20
2.2.3 Comportamiento durante las fallas	22
2.2.4 Monitoreo/ Controlabilidad/ Previsión	23
2.2.5 Proceso de interconexión	25
2.2.6 Conformidad	26
2.2.7 Medición	28
3. EVALUACIÓN DE LOS FACTORES QUE LIMITAN LA PENETRACIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA EN LA REPÚBLICA DOMINICANA	31
3.1 Factores limitantes identificados para la interconexión descentralizada de la energía fotovoltaica al sistema de distribución de la República Dominicana	31
3.2 Examen de los problemas más frecuentes para la integración de grandes cantidades de generación fotovoltaica descentralizada	33
3.3 Rol de los estudios basados en simulación en el análisis de los impactos de las altas proporciones de generación fotovoltaica descentralizada en el sistema de distribución	34
4. SELECCIÓN DEL ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN	36
4.1 Selección de alimentadores representativos	37
4.2 Caracterización del alimentador	38
4.3 Selección del alimentador	39
5. METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN DEL ALIMENTADOR	43
5.1 Escenarios de demanda y FV	44
5.2 Impactos fotovoltaicos analizados	46

6.	CONFIGURACIÓN DEL MODELO	48
6.1	Importación de modelos	49
6.2	Características generales del alimentador	49
6.3	Características de las redes de baja tensión	49
6.4	Control del voltaje	49
6.5	Características de carga mínima	49
6.6	Datos de medición	50
	6.6.1 Curva de carga diaria	50
	6.6.2 El impacto del FV en la curva de carga diaria	51
	6.6.3 Desequilibrios de fase	52
7.	RESULTADOS DETALLADOS DE LA SIMULACIÓN DE LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE HOSPEDAJE DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	53
7.1	ALMA101 (EdeNorte)	53
	7.1.1 Comportamiento del alimentador durante el pico de demanda sin FV	54
	7.1.2 Comportamiento del alimentador durante la demanda mínima con una creciente penetración de la energía fotovoltaica	55
7.2	HAMY01 (EdeEste)	59
	7.2.1 Comportamiento del alimentador durante el pico de demanda sin FV	59
	7.2.2 Comportamiento del alimentador durante la demanda mínima con una creciente penetración de la energía fotovoltaica	61
7.3	AHON104 (EdeSur)	63
	7.3.1 Comportamiento del alimentador durante el pico de demanda sin FV	64
	7.3.2 Comportamiento del alimentador durante la demanda mínima con una creciente penetración de la energía fotovoltaica	65
8.	RESULTADOS CONSOLIDADOS DE LA SIMULACIÓN DE LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE HOSPEDAJE DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	68
8.1	Alimentadores urbanos	68
8.2	Alimentadores rurales	70
8.3	Resumen	72
9.	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE LAS MEDIDAS DE MITIGACIÓN	74
9.1	Optimización de la consigna de tensión AT/MT	75
9.2	Control de tensión dependiente de la potencia activa en el transformador AT/MT	77
9.3	Control de tensión de área amplia en el transformador AT/MT	79
9.4	Control de la potencia reactiva de los inversores fotovoltaicos (control de $\cos\phi(P)$ y $Q(U)$)	81
9.5	Tapa de generación fotovoltaica al 70% de la capacidad instalada del panel	85
9.6	Peak Shaving de FV por el uso de la batería	87
9.7	Refuerzo de líneas y transformadores	88
9.8	Resumen de las medidas de mitigación	89
	9.8.1 Distribución uniforme de la FV	89
	9.8.2 Distribución al final de la FV	91
10.	CUESTIONES DE PROTECCIÓN	94
10.1	Cegamiento de la protección	96

10.2	Problemas con el reconectador	96
10.3	Detección de pérdida de la red principal (detección de islas)	96
10.4	El disparo por simpatía	97
10.5	Reducción del alcance de los relés de impedancia	97
11.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES TÉCNICAS	98
11.1	Conclusiones y recomendaciones generales	98
11.2	Desempeño de las medidas técnicas de mitigación	100
	11.2.1 Control de tensión en la subestación primaria	100
	11.2.2 Control de la energía reactiva por medio de inversores fotovoltaicos	100
	11.2.3 Tapa de generación fotovoltaica del inversor al 70% u 80% de la capacidad instalada del panel fotovoltaico	101
	11.2.4 Combinación de diferentes medidas de mitigación	101
12.	RECOMENDACIONES SOBRE EL PROCESO DE INTERCONEXIÓN	102
12.1	Recomendaciones del NREL	103
12.2	Mejoras a la regla del 15% del límite de carga máxima	105
12.3	Procedimientos recomendados en caso de incumplimiento del Límite inicial	106
12.4	Directrices de planificación para los estudios de capacidad de alojamiento de la FV	107
12.5	Nuevas mejoras en el proceso de interconexión	108
12.6	Requisitos del inversor inteligente	109
12.7	Opciones alternativas para mejorar los procesos de interconexión	111
	12.7.1 Levantando el límite del 15% basado en las características técnicas del alimentador	111
	12.7.2 Esquema de tarifas de conexión superficial y experiencia en el proceso de interconexión en los países europeos	112
12.8	Resumen de las recomendaciones del proceso de interconexión	112
	BIBLIOGRAFÍA	117

LISTA DE ABREVIATURAS

AT	Alta Tensión
BT	Baja Tensión
CCE	Centro de Control de Energía
CPUC	Comisión de Servicios Públicos de California (del inglés Californian Public Utilities Commission)
ER	Energía renovable
ERV	Energía renovable variable
FERC	Comisión Federal de Regulación de la Energía de los Estados Unidos (del inglés Federal Energy Regulatory Commission)
FV	Fotovoltaica
LVRT	Huecos de tensión (del Inglés Low Voltage Ride-Through)
HVRT	Sobretensión (del Inglés High Voltage Ride-Through)
MRPFL-O	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia
MRPFL-U	Modo de regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia
MT	Media Tensión
NREL	Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos (del inglés National Renewable Energy Laboratory)
OC	Organismo Coordinador del SENI
EDE	Empresa Distribuidora de Electricidad
ETED	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
SIE	Superintendencia de Electricidad
SIG	Sistema de Información Geográfica

INDICE DE TABLAS

Tabla 1:	Combinación de categorías extremas con un alimentador MT seleccionado por combinación	40
Tabla 2:	Características de los 12 alimentadores MT seleccionados	41
Tabla 3:	Características del alimentador y niveles máximos de penetración de la FV para una distribución uniforme y al final de la FV	73
Tabla 4:	Lista de opciones tecnológicas para aumentar la capacidad de alojamiento de la energía fotovoltaica.	75
Tabla 5:	Niveles de penetración fotovoltaica por encima del 15% de la demanda máxima en el caso de EdeNorte. Los niveles de penetración son en algunos casos considerablemente más altos que el límite regulado del 15%.	100
Tabla 6:	(véase también la información adicional en el capítulo 2.2)	111

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Figura 1:	Ilustración del voltaje máximo y mínimo durante el pico de demanda y el pico de generación. Ejemplo en un alimentador rural con un rango de voltaje de $\pm 10\%$.	12
Figura 2:	Niveles máximos de penetración de la FV de los 12 alimentadores de distribución para una distribución uniforme de la FV y una distribución al final de la FV	12
Figura 3:	Comparación de los niveles máximos de penetración FV para todas las medidas de mitigación, considerando las violaciones de voltaje y una distribución FV al final	13
Figura 4:	Ilustración de las medidas de capacidad de alojamiento, incluidas las medidas de mitigación y el refuerzo de la red	14

Figura 5:	Proceso de selección del alimentador de MT	38
Figura 6:	Características de todos los alimentadores de 511 MT	39
Figura 7:	Perfiles de voltaje-distancia de los alimentadores seleccionados durante el pico de demanda. Solo se representa una fase, no las tres.	42
Figura 8:	Visión general del proceso de simulación	44
Figura 9:	Ilustración de la demanda máxima y del escenario de generación máxima analizados	45
Figura 10:	Ilustración de los escenarios fotovoltaicos	45
Figura 11:	Ilustración de los escenarios de distribución de la energía fotovoltaica	46
Figura 12:	Voltaje máximo y mínimo durante el pico de demanda y el pico de generación. Ejemplo en un alimentador rural con un rango de voltaje de $\pm 10\%$.	47
Figura 13:	Demanda mínima como parte de la demanda máxima para todos los alimentadores de EdeNorte. La línea negra indica la proporción media	50
Figura 14:	Tendencia de la curva de carga diaria a lo largo de 1.25 años para el alimentador ALMA101	51
Figura 15:	Tendencia de la curva de carga diaria en el transcurso de 1.25 años para el alimentador VOLG101, que ya tiene una penetración del 27% de la energía fotovoltaica, que se ve en la reducción de la demandadiurna.	52
Figura 16:	Diagrama geográfico de línea única de ALMA101	54
Figura 17:	Cargas de línea durante el pico de demanda de ALMA101	54
Figura 18:	Perfil de voltaje durante el pico de demanda sin FV para ALMA101	55
Figura 19:	Perfil de tensión con un nivel de penetración fotovoltaica creciente para ALMA101, distribución fotovoltaica uniforme	56
Figura 20:	Perfil de tensión con un nivel de penetración fotovoltaica creciente para ALMA101, distribución fotovoltaica al final	57
Figura 21:	Máxima carga de la línea durante 150% de FV para ALMA101. Izquierda: Distribución FV uniforme, derecha: distribución FV al final	58
Figura 22:	Diagrama geográfico de una sola línea de HAMY01	59
Figura 23:	Carga de líneas durante el pico de demanda de HAMY01	59
Figura 24:	Perfil de tensión durante el pico de demanda sin FV para HAMY01	60
Figura 25:	Perfil de tensión con un nivel de penetración fotovoltaica creciente para HAMY01, distribución uniforme de la energía fotovoltaica	61
Figura 26:	Perfil de tensión con un nivel de penetración fotovoltaica creciente para HAMY01, distribución fotovoltaica al final	62
Figura 27:	Carga máxima de la línea durante el 45% de FV para HAMY01, distribución uniforme de FV	63
Figura 28:	Diagrama geográfico de una sola línea de AHON104	63
Figura 29:	Perfil de voltaje durante el pico de demanda sin FV para AHON104	64
Figura 30:	Cargas de línea durante el pico de demanda de AHON104	65
Figura 31:	Perfil de tensión con un nivel de penetración fotovoltaica creciente para el AHON104, distribución fotovoltaica al final	66
Figura 32:	Máxima carga de la línea durante 150% de FV para AHON104, distribución al final de FV	67
Figura 33:	Máxima tensión de alimentación y cargas de línea con una creciente penetración fotovoltaica para los alimentadores urbanos, distribución uniforme de la energía fotovoltaica	69
Figura 34:	Voltaje máximo del alimentador y cargas de línea con una creciente penetración fotovoltaica para los alimentadores urbanos, distribución fotovoltaica al final	70
Figura 35:	Tensión máxima de los alimentadores y cargas de línea con una creciente penetración fotovoltaica para los alimentadores rurales, distribución uniforme de la energía fotovoltaica	71
Figura 36:	Voltaje máximo del alimentador y cargas de línea con una creciente penetración fotovoltaica para los alimentadores rurales, distribución fotovoltaica al final	72
Figura 37:	Ilustración de la optimización de la consigna. La flecha roja indica el potencial de reducción de la consigna de la tensión para que se pueda integrar la máxima cantidad de FV sin crear problemas de subtensión durante la demanda máxima	76
Figura 38:	Comparación de los voltajes máximos para el caso base y la medida de mitigación	

“Optimización de la consigna de tensión AT/MT”	77
Figura 39: Curva de control de tensión dependiente de la potencia activa en la subestación primaria para el EBRI03	78
Figura 40: Comparación de los voltajes máximos para el caso base y la medida de mitigación “Control de voltaje dependiente de la potencia activa”	79
Figura 41: Perfil de tensión durante la demanda máxima y una penetración fotovoltaica al final del 135% con control de tensión de área amplia aplicada	80
Figura 42: Comparación de los voltajes máximos para el caso base y la medida de mitigación “Control de voltaje de área amplia”	81
Figura 43: Control aplicado de cosphi(P)	82
Figura 44: Control Q(U) aplicado	82
Figura 45: Perfil de voltaje de ALMA104 durante la penetración del 150% de FV (uniforme) y el control de cosphi(P) aplicado	82
Figura 46: Comparación de las tensiones máximas para el caso base y la medida de mitigación “Control de la potencia reactiva con característica de cosphi(P)”.	83
Figura 47: Comparación de las cargas máximas de línea para el caso base y la medida de mitigación “Control de la potencia reactiva con característica de cosphi(P)”.	84
Figura 48: Ilustración de un tope de generación fotovoltaica al 70% de la capacidad instalada del panel	85
Figura 49: Comparación de los voltajes máximos para el caso base y la medida de mitigación “tope de generación FV 70%”.	86
Figura 50: Comparación de las cargas máximas de línea para el caso base y la medida de mitigación “tope de generación FV 70%”.	87
Figura 51: Funcionamiento de la batería con la optimización del consumo propio, que no alivia el impacto de la red de distribución. En su lugar, debe acoplarse a un tope fotovoltaico como el descrito en el capítulo anterior u otras medidas de incentivo	88
Figura 52: Comparación de los niveles máximos de penetración fotovoltaica para todas las medidas de mitigación, considerando las violaciones de voltaje y una distribución fotovoltaica uniforme	90
Figura 53: Comparación de los niveles máximos de penetración fotovoltaica para todas las medidas de mitigación, teniendo en cuenta la sobrecarga de las líneas y una distribución uniforme de la energía fotovoltaica	91
Figura 54: Comparación de los niveles máximos de penetración fotovoltaica para todas las medidas de mitigación, considerando las violaciones de voltaje y una distribución fotovoltaica al final	92
Figura 55: Comparación de los niveles máximos de penetración fotovoltaica para todas las medidas de mitigación, teniendo en cuenta la sobrecarga de la línea y una distribución fotovoltaica al final	93
Figura 56: Ilustración del cegamiento de la protección debido a la FV	96
Figura 57: Ilustración de los problemas de los reconectores debido a la energía fotovoltaica	96
Figura 58: Ilustración del disparo por simpatía debido a la corriente de falla de FV	97
Figura 59: Ilustración de un alcance reducido de los relés de impedancia debido a la FV	97
Figura 60: Niveles máximos de penetración de la FV de los 12 alimentadores de distribución para una distribución uniforme de la FV y una distribución al final de la FV	99
Figura 61: Principales diferencias entre la normativa de interconexión de la República Dominicana y las mejores prácticas regulatorias para la interconexión de generación distribuida [15]	104
Figura 62: Proceso de interconexión propuesto. Los cambios en el antiguo proceso de interconexión están resaltados en verde.	113
Figura 62: Proceso de interconexión propuesto. Los cambios en el antiguo proceso de interconexión están resaltados en verde.	114
Figura 64: Ilustración de las medidas de capacidad de alojamiento, incluidas las medidas de mitigación y el refuerzo de la red	116

Resumen Ejecutivo

La República Dominicana se beneficia de una gran abundancia de incidencia solar, lo que lo convierte en país idóneo para el desarrollo de la generación solar fotovoltaica (FV) distribuida. Un programa de medición neta, vigente desde 2012, ofrece actualmente incentivos a los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) para que construyan instalaciones FV en los tejados de los hogares y pequeños edificios comerciales, así como plantas FV en campo abierto.

Sin embargo, altos niveles de penetración de generación FV pueden tener efectos perjudiciales en las redes de distribución las cuales, en cuyo caso, requerirán mejoras para dar cabida a mayores cuotas de generación FV. Por lo tanto, debe encontrarse un equilibrio entre el fomento del crecimiento de la generación FV, por un lado, y la reducción al mínimo de los efectos en las redes eléctricas, por otro, para garantizar tanto la transición hacia una matriz eléctrica más limpia y sostenible como el suministro de electricidad económico y confiable.

Para ello, en el presente estudio se analizan los niveles máximos de penetración FV en una serie de alimentadores de distribución representativos y reales en la República Dominicana y se formulan recomendaciones para mejorar el actual panorama normativo de la generación distribuida.

Los requisitos técnicos y reglamentarios de aplicación a las instalaciones de sistemas FV distribuidos son analizados llevándose a cabo un primer examen de alto nivel con recomendaciones basadas en las buenas prácticas internacionales. Entre las recomendaciones más importantes están la inclusión de un requisito de LFSM-O (también llamado frecuencia-vatio) para evitar que la desconexión simultánea en masa de sistemas FV distribuidos, o la inclusión de requerimientos para la provisión de potencia reactiva de los sistemas FV distribuidos y sus respectivos los modos de control.

Un importante factor limitante para el crecimiento de los sistemas de FV distribuidos se identifica en el actual límite reflejado en la regulación de restringir la máxima penetración de la FV en un alimentador de distribución al 15% de la demanda máxima del alimentador. Para aquellos sistemas de FV distribuidos que

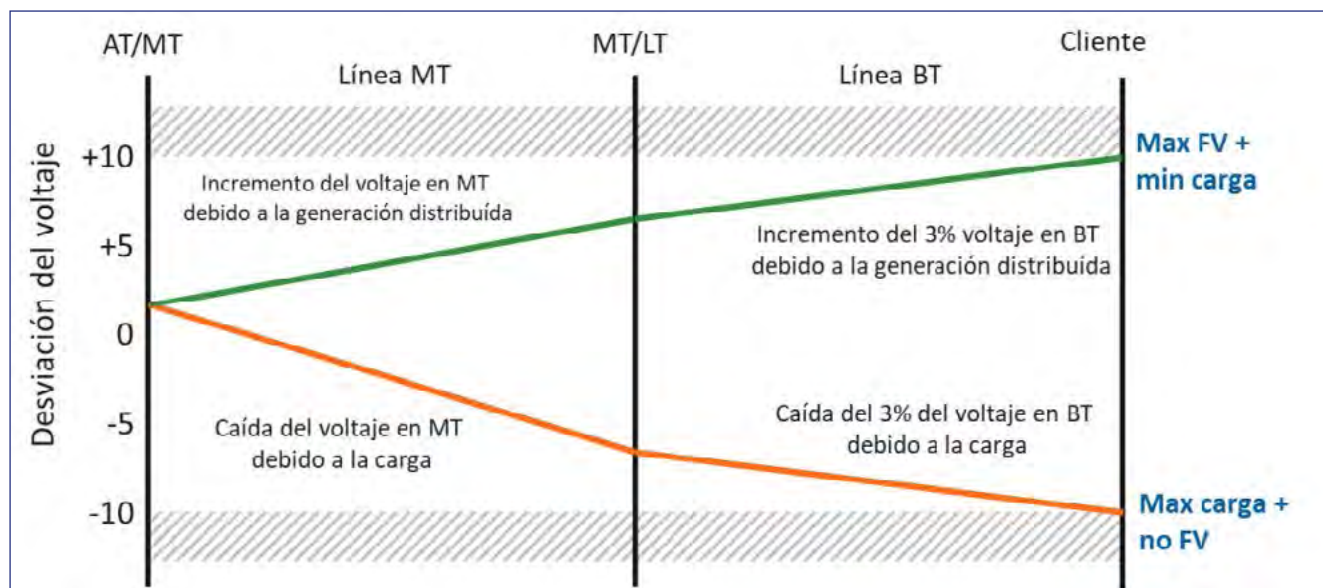
deseen conectarse en alimentadores donde se haya alcanzado dicho límite, se les requerirá el pago para el desarrollo de un estudio suplementario que determine si el sistema puede ser conectado o no. Este límite reglamentario es muy estricto y reduce gravemente los niveles de penetración por debajo del nivel técnicamente justificado, además de añadir una carga significativa para la EDE de realizar un estudio suplementario para cada sistema FV distribuido que solicite su instalación en alimentadores donde se haya alcanzado dicho límite.

Con el objetivo de determinar los verdaderos niveles máximos de penetración basados en el análisis técnico y de examinar los problemas típicos de las redes de distribución debido al impacto de la generación FV se realizó este estudio de simulación en 12 alimentadores representativos. Este proceso abarcó la revisión de todos los alimentadores dominicanos, seleccionando aquellos con características tanto típicas como extremas. Los alimentadores de media tensión se importan desde la herramienta de uso de cada EDE al software de simulación de sistemas eléctricos DIGSILENT PowerFactory.

Los 12 alimentadores de distribución se analizaron con respecto a dos situaciones operacionales: durante la demanda máxima sin generación FV distribuida y durante la demanda mínima con producción de generación FV distribuida máxima. Se investigaron dos escenarios en cuanto a la localización de los sistemas de FV distribuidos a lo largo de los alimentadores; por una parte, una distribución FV homogénea según el tamaño del transformador de distribución ("FV uniforme") y por otra parte una con la mayor parte de la generación FV ubicada al final del alimentador de distribución ("FV al final"). En las simulaciones subsiguientes se aumentó gradualmente la capacidad FV hasta un nivel del 150% de la demanda máxima, a fin de determinar el nivel de penetración FV por encima del cual aparecen condiciones no permisibles para el funcionamiento de la red.

A través de las simulaciones se determinó que para la mayoría de los alimentadores los problemas de sobretensión son el factor más restrictivo en comparación con otros impactos de la generación FV distribuida. El problema de las sobretensiones debidas a los flujos de potencia inversa se ilustra en la Figura 1.

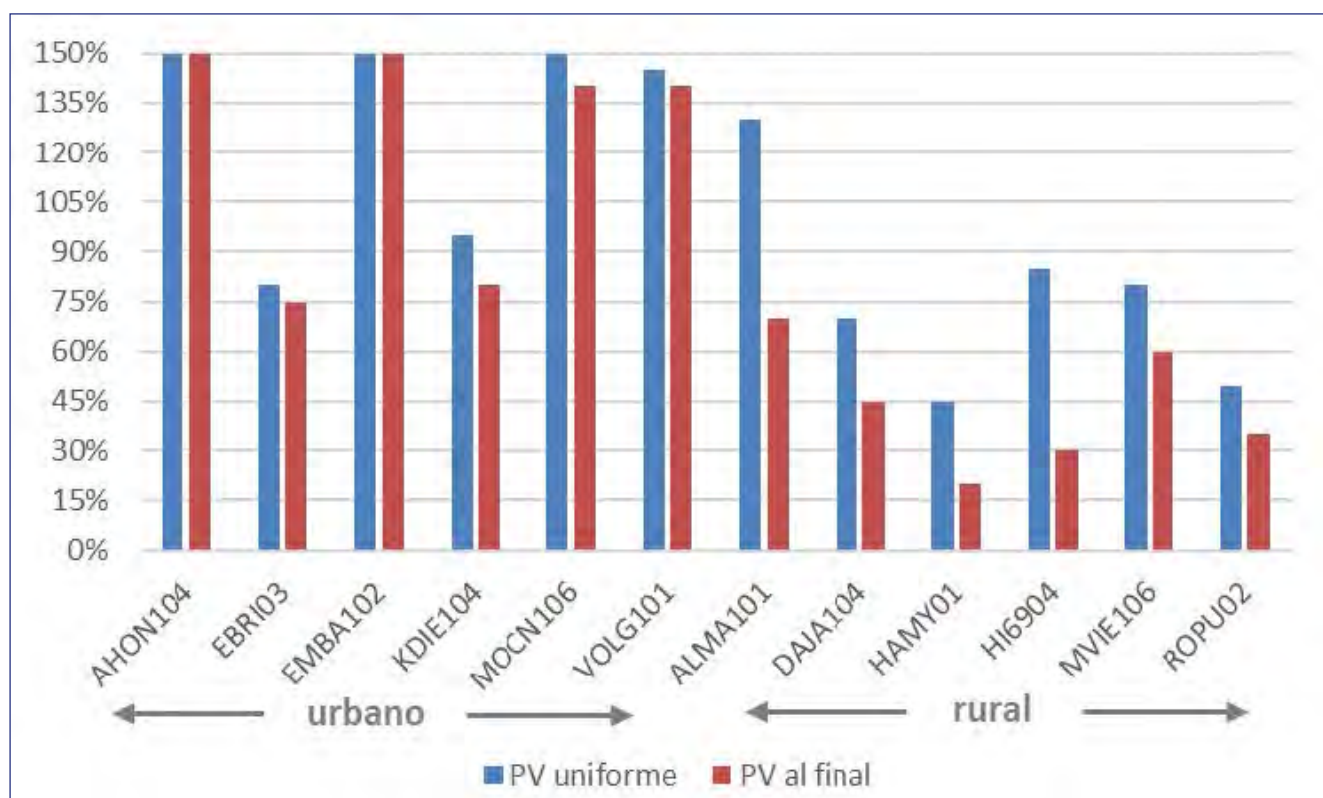
Figura 1: Ilustración del voltaje máximo y mínimo durante el pico de demanda y el pico de generación. Ejemplo en un alimentador rural con un rango de voltaje de $\pm 10\%$.



Los resultados de las simulaciones mostrados en la Figura 2 muestran que la mayoría de los alimentadores tienen un nivel de penetración FV mucho más alto que el límite actualmente aplicado del 15% de la carga máxima. Los alimentadores urbanos son generalmente capaces de acomodar un nivel de penetración FV distribuida muy alta, con el caso más desfavorable analizado

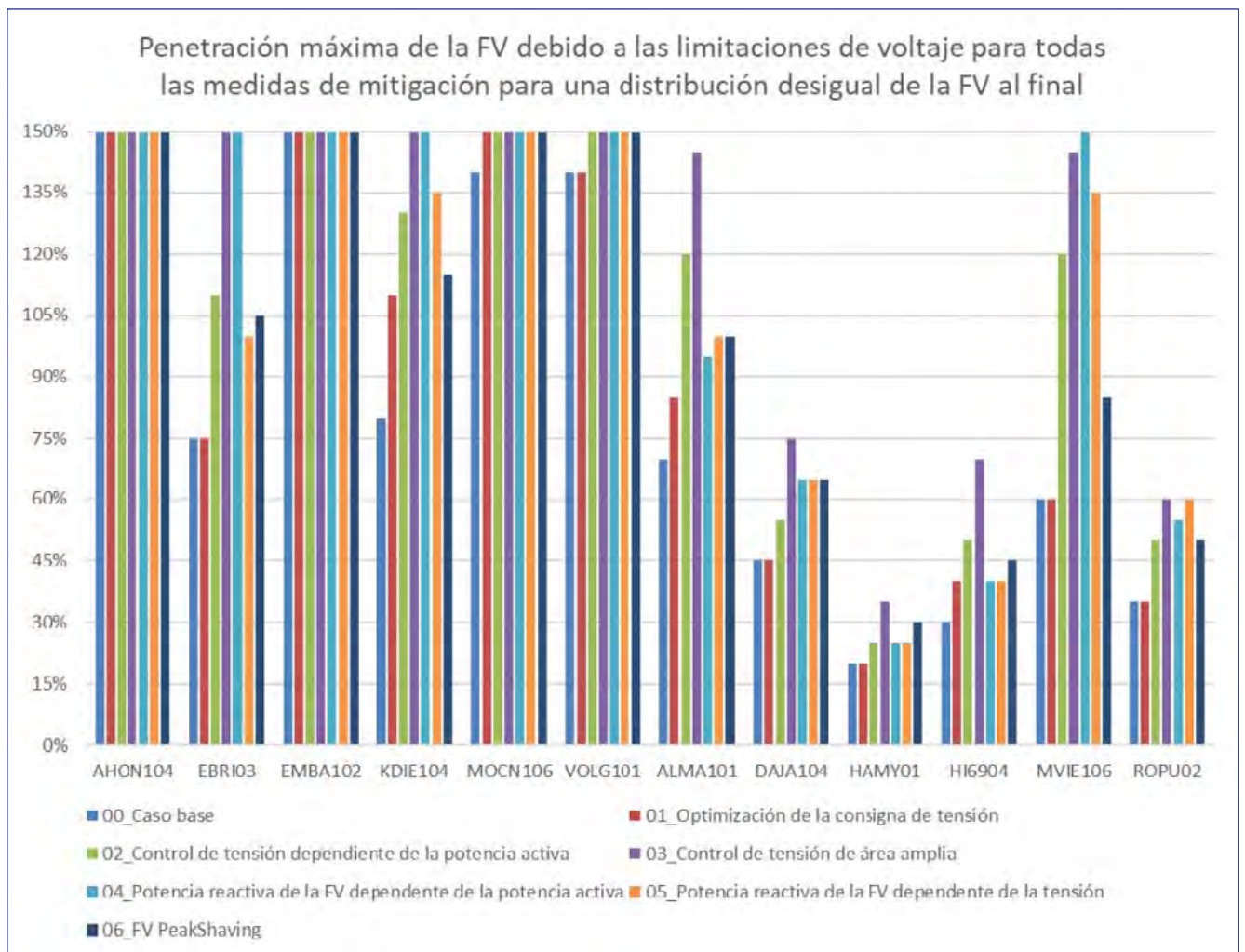
teniendo un nivel de penetración del 75% para una distribución “FV al final”. En el caso de los alimentadores rurales, los niveles de penetración son generalmente mucho más bajos, pero en la mayoría de los casos siguen siendo mucho más altos que el límite del 15%. Sólo un alimentador muestra un nivel de penetración real de sólo el 20% para una distribución “FV al final”.

Figura 2: Niveles máximos de penetración de la FV de los 12 alimentadores de distribución para una distribución uniforme de la FV y una distribución al final de la FV



Posteriormente, se analizan las medidas de mitigación que, en la mayoría de los casos, pueden aumentar aún más la capacidad de alojamiento del alimentador para la generación FV, a veces de manera significativa. La Figura 3 muestra los resultados para una distribución “FV al final” y considerando las violaciones de voltaje.

Figura 3: Comparación de los niveles máximos de penetración FV para todas las medidas de mitigación, considerando las violaciones de voltaje y una distribución FV al final



De entre las diferentes medidas de mitigación, el estudio identifica las siguientes como las de mejor relación costo-beneficio, ya que su aplicación conlleva muy bajos o ningún costo:

- control de tensión dependiente de la potencia activa en el transformador AT/MT,
- utilizar el control de la energía reactiva de los inversores FV, y
- recorte del pico de FV a través de un tope de generación FV al 70% u 80% de la capacidad instalada del panel FV, limitando así el tamaño del inversor.

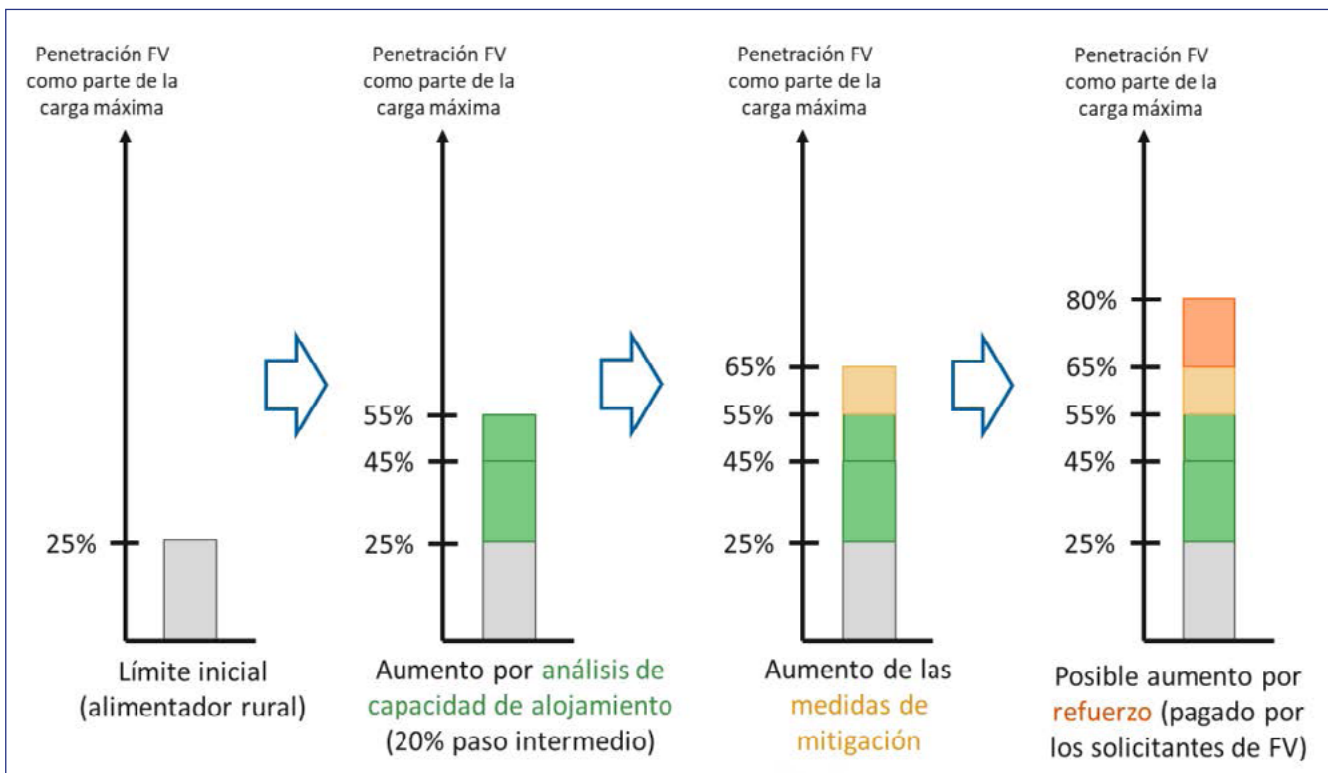
Con la aplicación de estas medidas, incluso en la situación más desfavorable, se puede lograr un nivel de penetración de al menos el 25% de la demanda máxima.

En conclusión, el estudio sugiere que se deberían aplicar mejores medidas para lograr una evaluación más dinámica del nivel de penetración máxima de la generación FV de un alimentador, en lugar de un límite reglamentario fijo.

Esto se aborda en el capítulo final, en el que se ofrecen recomendaciones sobre los actuales procesos de interconexión y se sugiere que el límite actual del 15% se aumente al 50% para los alimentadores urbanos y al 25% para los alimentadores rurales. Después de superar este umbral, se debería realizar un análisis técnico (“estudio de la capacidad de alojamiento”) para determinar el nuevo límite. Sólo si el estudio de la capacidad de alojamiento no da lugar a un nuevo aumento de los niveles de penetración de la generación FV y se han aplicado las medidas de mitigación antes mencionadas, se debería disuadir a los proyectos de generación FV de interconectarse. A continuación, se debería realizar un nuevo estudio para determinar el costo de cualquier mejora de la red de distribución para aumentar la capacidad de alojamiento de la generación FV. El costo de las mejoras necesarias de la red de distribución debiera comunicarse a los solicitantes y dividirse entre todos los solicitantes que estén dispuestos a hacerlo, a fin de permitir una distribución más justa de los costos y lograr niveles de penetración FV más altos.

En la Figura 4 se ilustra el procedimiento necesario para el análisis de la capacidad de alojamiento. En la Figura 62 y Figura 63 del capítulo 12.8 presentan descripciones detalladas del proceso de interconexión y capacidad de alojamiento.

Figura 4: Ilustración de las medidas de capacidad de alojamiento, incluidas las medidas de mitigación y el refuerzo de la red



Finalmente se formulan otras recomendaciones sobre los detalles del proceso de interconexión en relación con los plazos, se propone incluir un margen de desviación de la tensión para los alimentadores de BT del 3% adicional a las desviaciones que tenga lugar en la MT, se proponen opciones de recuperación de costos para los estudios de la capacidad de alojamiento y la publicación de los estudios de la capacidad de alojamiento. Se recomienda que los requisitos técnicos, ya examinados en

el capítulo 2.2, se apliquen mediante la adopción de la norma IEEE 1547-2018 o normas equivalentes. También se señalan alternativas para manejar los niveles máximos de penetración de la generación FV distribuida y el refuerzo de la red desde una perspectiva reglamentaria.

Todas las recomendaciones pueden comprenderse y trazarse fácilmente recorriendo los cuadros de color verde del capítulo 12.




1. Introducción

El siguiente documento es el informe final del estudio sobre “Nivel de penetración fotovoltaica permisible en las redes de distribución dominicanas” y cuenta con el apoyo de GIZ y del Ministerio de Energía y Minas de la República Dominicana.

El documento abarca los siguientes capítulos:

- Capítulo 2: Características técnicas del sistema de distribución dominicano
- Capítulo 3: Factores limitantes para la penetración de la energía fotovoltaica distribuida
- Capítulo 4: Proceso de selección del alimentador de distribución
- Capítulo 5: Metodología de simulación para determinar los límites máximos de penetración fotovoltaica en los alimentadores de MT
- Capítulo 6: Configuración del modelo de los alimentadores investigados
- Capítulo 7: Resultados detallados de la simulación de la capacidad de alojamiento de la energía fotovoltaica en el ejemplo de tres alimentadores
- Capítulo 8: Resultados consolidados de la simulación que abarcan todos los alimentadores
- Capítulo 9: Resultados de la simulación de las medidas de mitigación para aumentar la capacidad de hospedaje de la FV
- Capítulo 10: Investigación de cuestiones de protección
- Capítulo 11: Conclusiones y recomendaciones técnicas
- Capítulo 12: Recomendaciones para mejorar el actual proceso de interconexión



2. Recopilación e interpretación de las características técnicas del sistema de distribución dominicano

2.1 Revisión de los parámetros técnicos en la regulación relacionados con la integración de la ER en el nivel de distribución

Este proyecto se centrará en el nivel del sistema de distribución de la República Dominicana y, por lo tanto, en los niveles de media y baja tensión, correspondiendo el primero principalmente a tensiones nominales de línea a línea entre 4.16 kV y 34.5 kV y el segundo principalmente a tensiones de 208 V, 220 V, 120/240 V y 480 V. Para esta tarea se examinaron los siguientes documentos pertinentes:

- Ley General de Electricidad No. 125-01 y su Reglamento de Aplicación (2001) en adelante denominado **Ley General**;
- Ley número 57-07 Sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (2007), en adelante denominado **Ley de Incentivos de la ER**;
- Procedimiento complementario para la integración y operación de las centrales de generación de régimen especial en el SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI) (2011), en adelante denominado **Procedimiento complementario**;
- Reglamento Interconexión Generación Distribuida (2012), en adelante denominado **Reglamento Generación Distribuida**;

- Reglamento Medición Neta (2012), en adelante denominado **Reglamento Medición Neta**;
- **Proyecto de reglamento (no está en vigor)**: Reglamento para la aprobación y operación de instalaciones de generación distribuida a partir de fuentes renovables de energía (2019- Borrador), en adelante denominado **Proyecto de reglamento de 2019**.

Estos documentos rigen las conexiones de las instalaciones de ER con la Red de Distribución Dominicana. También se consultaron otros documentos para complementar los documentos arriba mencionados¹.

El objetivo de esta tarea es examinar esos documentos y compararlos con ejemplos internacionales pertinentes. A partir de la comparación se generan recomendaciones de alto nivel que servirán de base para el debate con GIZ y los interesados pertinentes (los operadores de los sistemas de distribución, el regulador, etc.).

2.2 Análisis de los parámetros técnicos de la interconexión de la ER al sistema de distribución de la República Dominicana, comparación con las mejores prácticas y recomendaciones internacionales

Para esta tarea, se comparó la reglamentación actual de la República Dominicana con la de Alemania, Irlanda y Barbados. Se seleccionó a Alemania por tener una mayor experiencia en la interconexión de sistemas FV descentralizados a su red, una elevada penetración de la energía fotovoltaica, así como por haber establecido y reconocido internacionalmente buenas prácticas. Irlanda y Barbados fueron seleccionados por sus características de sistema insular, así como por sus buenas prácticas. Irlanda es un sistema insular débilmente interconectado, con sólo unos pocos GW de capacidad instalada (aproximadamente 2 o 3 veces más grande que la República Dominicana) y una EDE con un control mucho más estricto de la generación distribuida en comparación con otros sistemas desagregados. Barbados representa un pequeño sistema insular en un país caribeño, integrado verticalmente e interesado en armonizar los códigos de red en la región del Caribe.

La comparación de alto nivel se estructuró en siete (7) temas principales: control de la frecuencia, control del voltaje, comportamiento de las fallas, controlabilidad/previsión, proceso de interconexión, cumplimiento y medición. Estos temas se analizarán a continuación. Para cada tema analizado, se considerarán las regulaciones vigentes y se añade un comentario sobre el Proyecto de Regulación de la Generación Distribuida de 2019 cuando se identifican cambios en las regulaciones actuales.

¹ Entre los demás documentos consultados para complementar el análisis figuraban: Procedimiento Certificación Sistemas Fotovoltaicos (2015); Resolución SIE-029-2015-MEMI; Resolución SIE-030-2015-MEMI; Resolución SIE-056-2016-MEMI (Artículo 690); Consulta sobre el cálculo del factor de potencia en clientes con Medición Neta (Consulta EdeEste y respuesta SIE, 2017).

2.2.1 Relacionados con la frecuencia

2.2.1.1 Gama de funcionamiento de la frecuencia

<p>Disposiciones actuales</p>	<p>Según el artículo 150 de la Ley General, la frecuencia nominal en los sistemas de corriente eléctrica alterna será de 60 Hz. Las condiciones técnicas para regular la frecuencia deben ser tales que la frecuencia se mantenga dentro del rango de:</p> <p>a) 59.85 a 60.15 Hz durante el 99.0% del tiempo b) 59.75 a 60.25 Hz durante el 99.8% del tiempo</p> <p>Además, en el Reglamento de Generación Distribuida, se establece que, en caso de variaciones de frecuencia, el Sistema de Generación se desconectará considerando:</p> <p>Frecuencia / Tiempo de desconexión (s) $F > 60.5 / 0.16$ s $57.7 < f < 59.2 /$ Ajustable (0.16 -300 s) $F < 57.7 / 0.16$ s</p>
<p>Experiencia internacional</p>	<p>La buena práctica internacional consiste en especificar el funcionamiento ilimitado de los generadores dentro de una gama de frecuencias relativamente estrecha y el funcionamiento limitado en el tiempo dentro de una gama de frecuencias más amplia. El requisito de una mayor duración del funcionamiento en bandas de frecuencia más amplias aumenta considerablemente la seguridad del sistema al evitar la desconexión de cantidades potencialmente grandes de capacidad fotovoltaica en los tejados al mismo tiempo durante las perturbaciones. En Alemania se habían exigido al principio umbrales demasiado estrictos, que más tarde requirieron costosos planes de reconversión (los problemas se conocieron como el "problema de los 50.2 hercios" y el "problema de los 49.5 hercios").</p> <p>En Alemania, las unidades fotovoltaicas en los tejados debían desconectarse inmediatamente si la frecuencia superaba los 50.2 Hz. Este requisito se estableció cuando las cuotas de energía fotovoltaica eran pequeñas en el sistema y, en caso de problema, éstas debían desconectarse y dejar el problema a las centrales eléctricas convencionales más controlables. Sin embargo, el plan alemán de incentivos para la energía fotovoltaica en los tejados demostró ser tan exitoso que la capacidad fotovoltaica instalada pronto cruzó el umbral de los 3,000 MW, que es la cantidad de FCR (reservas primarias) siempre disponible en la zona síncrona de Europa central. Un evento con una frecuencia superior a 50.2 Hz en un día soleado llevaría a la pérdida de toda esa capacidad de generación y, por lo tanto, a un severo evento de subfrecuencia que la FCR podría no ser capaz de afrontar. Con el aumento de la capacidad fotovoltaica (actualmente superior a 40 GW), se modificó el requisito y se introdujo un costoso plan de adaptación con el costo sufragado por los operadores de la red. El requisito del MRPFL-0 alemán apareció primero en los códigos de transmisión alemanes y se aplicó sólo a la ERV, pero luego también se añadió a todos los demás códigos a raíz de la cuestión de los 50.2 Hz.</p>
<p>Recomendación</p>	<p>El Reglamento de la Generación Distribuida ya especifica rangos de operación ilimitados y limitados en el tiempo. Sin embargo, se recomienda encarecidamente incluir un requisito de MRPFL-0 para los inversores de sistemas fotovoltaicos para frecuencias superiores a 60.5 Hz a fin de evitar que muchas unidades fotovoltaicas se desconecten simultáneamente y se agrave el problema (véase la recomendación de requisitos de MRPFL-0 en el cuadro siguiente). Las especificaciones pertinentes también figuran en la reciente norma IEEE 1547-2018.</p>

2.2.1.2 Respuesta a las desviaciones de frecuencia y control de la potencia activa

Disposiciones actuales	En el artículo 123 del Reglamento de Aplicación de la Ley de Incentivos de la ER, se establece que los generadores del Régimen Especial podrán prestar servicios de reserva primaria y secundaria, sin embargo no están obligados a participar en la regulación de la frecuencia.
Experiencia internacional	<ul style="list-style-type: none"> • Requisitos recomendados: • 1. Al menos para las plantas más grandes (tamaño a especificar), permitir el ajuste de la potencia de salida bajo el comando del Operador del Sistema. En Alemania, esto ya se aplica a las plantas de energía renovable conectadas a nivel de BT (para tamaños superiores a 30 kW para generadores fotovoltaicos y convencionales, y 100 kW para otras energías renovables). En el caso de las unidades de ERV, este ajuste se hace de acuerdo con la variación de la fuente de energía primaria. La instalación de generación de energía sólo puede volver al modo de generación libre cuando el operador de distribución levanta el modo de control de la energía. • 2. Para todas las plantas, ser capaz de reducir la potencia activa con una frecuencia creciente (MRPFL-0) • 3. Para todas las plantas (que ya están reducidas) ser capaz de un aumento de potencia activa con una frecuencia decreciente (MRPFL-U) • 4. Limitaciones del gradiente de potencia activa • Las grandes instalaciones de generación de ERV que implementan el modo de control de potencia deben estar equipadas para recibir los valores objetivo correspondientes del operador de distribución. <p>Exigir a los generadores la posibilidad de controlar la potencia activa, incluso a bajo nivel de tensión, es una práctica internacional común. Por ejemplo, ya hace varios años que se exige en Alemania y Dinamarca. La exención condicional para las unidades de menos de 30 kW (puede implementar un tope permanente si no se desea un recorte dinámico) está modelada en el ejemplo alemán.</p>
Recomendación	<ul style="list-style-type: none"> • No se encontraron requisitos directos sobre los métodos de respuesta en frecuencia para el INGERE no despachables (incluye plantas fotovoltaicas). <p>Se recomienda encarecidamente introducir las buenas prácticas internacionales enumeradas, especialmente los requisitos del MRPFL-0 para todos los sistemas fotovoltaicos y del MRPFL-U sólo para los que estén operando por debajo de su potencia máxima realizable. La mayoría de los sistemas fotovoltaicos ya son capaces de funcionar en el modo MRPFL, por lo que esto no supondría ningún coste adicional. No es necesaria la intervención de la EDE durante el funcionamiento del sistema en este modo. Las especificaciones pertinentes también figuran en la reciente norma IEEE 1547-2018.</p>

2.2.2 Relacionados con la tensión

2.2.2.1 Rango de operación de tensión

Disposiciones actuales	<p>Según el artículo 149 de la Ley General, La operación del SENI deberá mantener niveles de tensión, en las distintas subestaciones, dentro de un rango de más o menos cinco por ciento ($\pm 5\%$) en torno a la tensión nominal. Las variaciones de la tensión en la Red de Distribución deberán estar dentro de un rango de más o menos siete punto cinco por ciento ($\pm 7.5\%$) de la tensión nominal en zonas urbanas y de más o menos diez por ciento ($\pm 10\%$) en zonas rurales, salvo caso fortuito o fuerza mayor.</p> <p>El Reglamento de la Generación Distribuida establece que, en caso de variaciones en la magnitud del voltaje del servicio eléctrico en el Punto de Conexión Común, el equipo se desconectará del Sistema de Distribución Eléctrica como se indica a continuación:</p> <p>Rango de tensión (% de la tensión nominal) / Tiempo de desconexión (s):</p> <p>$V < 50 / 0.16$ s $50 < V < 88 / 0.2$ s $110 < V < 120 / 1$ s $V > 120 / 0.16$ s</p>
Experiencia internacional	Funcionamiento ilimitado de los generadores dentro de un rango de voltaje ligeramente mayor que el rango de funcionamiento normal, funcionamiento limitado en el tiempo dentro de un rango de voltaje más amplio.
Recomendación	El Reglamento de la Generación Distribuida ya especifica rangos de operación ilimitados y limitados en el tiempo. Se recomienda ajustar los tiempos de desconexión que figuran en el Reglamento de la Generación Distribuida teniendo en cuenta la capacidad de permanecer conectados a la red durante huecos de tensión (LVRT) y sobretensiones temporales (HVRT). Esta capacidad se recomienda en el capítulo 2.2.3.1.

2.2.2.2 Rangos de potencia reactiva y modos de control

Disposiciones actuales	<p>El Reglamento de la Generación Distribuida establece en la página 63 que el Sistema de Generación no regulará la tensión en el Punto Común de Conexión al Sistema de Distribución Eléctrica.</p> <p>Además, el artículo 124 de la Ley de Incentivos de ER define los requisitos de control de tensión (requisitos de potencia reactiva) para las plantas eólicas y solares, sin embargo, para las plantas solares fotovoltaicas, los requisitos sólo se definen para las que están conectadas a nivel de alta tensión.²</p> <p>El Reglamento de Generación Distribuida establece que el factor de potencia de funcionamiento de los generadores de ER interconectados a las redes de distribución no debe superar los límites establecidos en el reglamento de remuneración de la energía reactiva que emitirá la SIE.</p>
Proyecto de reglamento de 2019	<p>Toda instalación con generación distribuida debe mantener un factor de potencia mínimo de 0.9 tanto en su consumo como en su generación de manera que no perturbe la estabilidad del sistema.</p>
Experiencia internacional	<p>La especificación de los requisitos mínimos para la potencia reactiva tiene sentido para hacer la situación más previsible para los operadores de distribución.</p> <p>Es una buena práctica común exigir a los generadores conectados a la red de distribución de media y baja tensión la capacidad de funcionar al menos con un factor de potencia fuera de la unidad. Se recomienda que las plantas fotovoltaicas sean capaces de funcionar en los modos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Factor de potencia fijo y 2. Al menos una característica basada en la potencia activa y otra basada en la tensión: <ul style="list-style-type: none"> A) $\cos\phi(U)$ o $\cos\phi(P)$ (recomendado para nivel de conexión de 10 kV e inferior) B) $Q(U)$ o $Q(P)$ (recomendado para nivel de conexión superior a 10 kV). <p>En Alemania, todos los generadores conectados al nivel de BT deben ser capaces de realizar una característica de $\cos\phi$ fija, así como una característica de $\cos\phi(P)$. También se requiere que los generadores de más de 4.6 kVA sean capaces de funcionar con $Q(U)$.</p>
Recomendación	<p>Especificar claramente la potencia reactiva y el control de tensión para los generadores. Especificar el rango mínimo de potencia reactiva requerida para todos los generadores (según el Proyecto 2019). Para baja tensión, se recomienda un rango de $\cos\phi$, para la media tensión, se recomienda un rango de $Q(P)$ o $Q(U)$. Aunque las regulaciones deberían exigir la capacidad de los sistemas fotovoltaicos para funcionar en varios de los modos de control, la decisión de qué modo activar en cada generador se deja a la EDE. Esto se ajusta a las buenas prácticas alemanas. Las especificaciones pertinentes también figuran en la reciente norma IEEE 1547-2018.</p>

² Las partes interesadas que han examinado el informe han indicado que hay un error en el reglamento 57- 07. En efecto, los apartados b) de los párrafos 1 y 2 del artículo 124 fueron derogados por el Decreto 646- 2011 de 21 de octubre de 2011.

2.2.3 Comportamiento durante las fallas

2.2.3.1 Huecos de tensión y sobretensiones temporales

<p>Disposiciones actuales</p>	<p>El Reglamento de Generación Distribuida establece que en las instalaciones de los Sistemas de Generación Renovable Trifásica, el equipo de protección desconectará el Sistema de Generación contra las fluctuaciones de la corriente o la tensión de cualquier fase, en cumplimiento de las recomendaciones de los requisitos operativos y de protección de la Norma IEEE 1547. Esto incluye que el equipo resistirá la sobrecorriente y el sobrevoltaje de acuerdo con los estándares IEEE C62.41.2-2002 o IEEE C37.90.1-2002. El equipo soportará el 220 por ciento de la tensión nominal de interconexión al momento de energizar.</p> <p>Además, como se ha mencionado anteriormente, en caso de variaciones en la magnitud de la tensión del servicio eléctrico en el Punto de Conexión Común, el equipo se desconectará del Sistema de Distribución Eléctrica como se indica a continuación:</p> <p>Rango de tensión (% de la tensión nominal) / Tiempo de desconexión (s):</p> <p>$V < 50 / 0.16 \text{ s}$ $50 < V < 88 / 0.2 \text{ s}$ $110 < V < 120 / 1 \text{ s}$ $V > 120 / 0.16 \text{ s}$</p>
<p>Experiencia internacional</p>	<p>Capacidades recomendadas según las buenas prácticas alemanas:</p> <p>1. Huecos de tensión (LVRT) y sobretensiones temporales (HVRT).</p> <p>El código debería proporcionar descripciones exactas de las condiciones en las que los generadores deben permanecer conectados a la red después de la caída o incremento inicial de tensión para diferentes tipos de fallas. El LVRT y el HVRT son requisitos comunes para el nivel de MT. Sin embargo, estos han sido añadidos al nivel de BT en Alemania sólo recientemente (en 2018). Los perfiles de LVRT y HVRT (tensión vs tiempo) de MT y BT difieren, siendo el perfil de MT más estricto.</p> <p>2. Durante las perturbaciones de tensión, las instalaciones de generación de ERV por debajo de un cierto tamaño o nivel de tensión (típicamente las que están conectadas al BT) no deben generar ninguna corriente, mientras permanecen conectadas a la red de distribución. Esto se debe a la alta impedancia de la red y a la interacción potencialmente perjudicial con la protección de la red (detección de fallos). En cuanto a las unidades fotovoltaicas conectadas al MT, a menudo se les exige que inyecten o consuman corriente reactiva y/o activa con una magnitud proporcional a la variación de voltaje con respecto al voltaje normal de funcionamiento.</p>
<p>Recomendación</p>	<p>Introducir requerimientos de respuesta ante huecos de tensión y sobretensiones temporales claros, así como de inyección/absorción de potencia reactiva durante fallas basados en las características del sistema de la República Dominicana. La definición debería especificar la aplicabilidad a los inversores conectados a los niveles de BT y MT. Las especificaciones pertinentes también figuran en la reciente norma IEEE 1547-2018.</p>

2.2.3.2 Reconexión automática

<p>Disposiciones actuales</p>	<p>El Reglamento de la Generación Distribuida establece que, una vez desconectado del Sistema de Distribución Eléctrica, el Sistema de Generación medirá la tensión y la frecuencia en el Punto de Conexión Común. El Sistema de Generación se reconectará una vez que la tensión y la frecuencia permanezcan en niveles adecuados durante al menos cinco minutos.</p>
<p>Experiencia internacional</p>	<p>Deben especificarse las condiciones para la reconexión automática después de la desconexión debido a perturbaciones. La especificación de las condiciones de reconexión y las tasas de rampa es una práctica internacional común. En Alemania, las instalaciones de los generadores de ERV pueden reconectarse automáticamente cuando: Tanto los voltajes de línea a neutro en la red de distribución en el punto de conexión como la frecuencia en la red de distribución, han permanecido en el rango de funcionamiento normal durante un período de tiempo predefinido. Después de la reconexión automática según las condiciones anteriores, debe limitarse el aumento de la generación de energía activa de la instalación de generación de energía solar (no es necesario después de la reconexión manual).</p>
<p>Recomendación</p>	<p>El requisito actual está de acuerdo con los requisitos internacionales. Sin embargo, se recomienda definir claramente el "nivel adecuado", es decir, definir las condiciones en que se ha de considerar que la perturbación ha terminado.</p>

2.2.3.3 Protección Anti-Isla

Disposiciones actuales	El artículo 24 del Reglamento de la Generación Distribuida incluye un requisito para la Protección Anti-Isla. El Sistema de Generación tendrá la protección necesaria para evitar que energice un circuito desactivado del Distribuidor. En caso de que se produzca una situación de isla, el Sistema de Generación deberá ser desconectado del Sistema de Distribución en menos de 2 segundos. Específica además que el Distribuidor puede requerir al solicitante, y estará obligado a proporcionarle, un canal de comunicación entre el Sistema de Generación del Solicitante y los dispositivos de protección del Distribuidor, en caso de que el Sistema de Generación del Solicitante sea capaz de mantener una Isla Eléctrica. Este canal de comunicación servirá para coordinar la desconexión automática del Sistema de Generación cuando funcione la protección del alimentador de distribución.
Experiencia internacional	Si un alimentador o una sección de la red con generadores distribuidos conectados es desconectado del sistema eléctrico por una falla o manualmente por el operador por cualquier otra razón, los generadores en ese alimentador necesitan detectarlo y desconectarse.
Recomendación	De acuerdo con los requisitos internacionales (Norma IEEE 1547-2018).

2.2.4 Monitoreo/ Controlabilidad/ Previsión

2.2.4.1 Monitoreo/ Controlabilidad

Disposiciones actuales	El artículo 23 del Reglamento Complementario de INGERE incluye que todo INGERE, conectado al sistema de Transmisión y/o al sistema de Distribución, debe contar con sistemas de comunicación adecuados para transmitir la información requerida por el Supervisor del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA) del CCE de acuerdo con las especificaciones establecidas en el Código de Conexión. El IEEE 1547 incluye directrices sobre las posibilidades de aplicación de la supervisión y el control, proporcionando ejemplos (estudios de casos). Las necesidades de supervisión varían según el tamaño y la ubicación del sistema fotovoltaico.
Experiencia internacional	Las instalaciones de generación de energía solar que implementen el modo de control de potencia deben estar equipadas para poder recibir las consignas correspondientes del operador de distribución y/o del operador del sistema de transmisión. En Alemania, las unidades fotovoltaicas de menos de 30 kWp deben ser controlables o estar siempre restringidas al 70% ³ de su potencia de pico. Todas las unidades más grandes deben ser controlables a distancia, lo que significa que la unidad debe tener las disposiciones para el control remoto.
Recomendación	Requerir que al menos los sistemas fotovoltaicos más grandes sean capaces de establecer comunicación entre los controles del generador incorporado y la compañía de distribución. Debe definirse el tamaño en términos de capacidad instalada del sistema fotovoltaico por encima del cual se aplican los requisitos. Este límite de tamaño debe reducirse gradualmente con el tiempo a medida que aumente la penetración de la energía fotovoltaica en el sistema general.

3 Aunque esto pueda parecer un requisito estricto, la reducción de la energía fotovoltaica al 70% de la capacidad de los paneles no es un requisito tan estricto porque, de todos modos, los paneles fotovoltaicos no suelen alcanzar más del 75-80% de su producción nominal (principalmente debido a la pérdida de eficiencia a temperaturas exteriores más altas). Por lo tanto, en realidad se pierde muy poca energía al utilizar este requisito (alrededor del 2-4% de la energía perdida anualmente). Por favor, consulte la literatura donde varios países han tratado de calcular un número exacto para su respectivo país. Por el lado positivo, al reducir esta potencia máxima en las pocas ocasiones en que se alcanza en un año, se obtendría el beneficio de permitir un aumento significativo de la cantidad de energía fotovoltaica que puede integrarse (por ejemplo, suponiendo que la producción máxima de energía fotovoltaica del 70% en lugar de la producción máxima del 100% aumenta el nivel de penetración de energía fotovoltaica permitido a $100/70 = 143\%$).

2.2.4.2 Programación/ Previsión de recurso

Disposiciones actuales	<p>El ARTÍCULO 31 del Reglamento INGERE Complementario establece que las instalaciones solares conectadas tanto al sistema de Transmisión como al de Distribución, entregarán al OC, en el caso de que éste lo requiera, la curva de potencia y el despacho de hora neta, para ser considerados en el Programa de la Operación Diaria (PDO), en la reprogramación y durante la Operación en Tiempo Real realizada por el CCE.</p> <p>El artículo 33 establece que el Agente no gestor del INGERE, actualizará diariamente sus previsiones y las remitirá al OC, en el plazo establecido en el Art. 208 del RLGE. En base a estas previsiones, estas instalaciones serán incluidas en la DOP realizada por el OC.</p>
Experiencia internacional	<p>Los códigos de operación suelen contener requisitos de previsión a medio y corto plazo, destinados a ayudar al EDE a preparar sus propias previsiones de carga diarias o semanales para el ETED y/o las partes responsables del balance. Normalmente son bastante básicos, y se centran en que los generadores y los grandes consumidores deben notificar al EDE las grandes desviaciones de los patrones habituales de carga o generación, pero también suelen incluir una disposición que permite al EDE exigir previsiones más detalladas a los distintos agentes del sistema si lo considera necesario.</p> <p>En el Reino Unido e Irlanda, por ejemplo, los requisitos se suelen imponer a los generadores conectados directamente al nivel de media tensión (10 - 50 kV), o a los generadores por encima de una cierta capacidad (entre 1 y 5 MW). Los datos típicos requeridos incluyen la no disponibilidad prevista de una instalación en los próximos seis o doce meses, y las desviaciones previstas de la demanda habitual o los patrones de generación sobre una base diaria o semanal.</p> <p>Los requisitos de previsión de generación para los generadores de energía renovable sobre una base diaria (a corto plazo) no suelen exigirse en los códigos de la red de distribución. La previsión diaria tanto de la carga como de la alimentación de energía renovable en la red de distribución es responsabilidad la EDE o del ETED, dependiendo del contexto del país y de la estructura del mercado de la electricidad.</p>
Recomendación	<p>Definir el nivel de tensión y el tamaño de la capacidad del generador por encima de los cuales se aplican los requisitos. Definir claramente los requisitos para éstos. Se recomienda que la EDE haga pronósticos de ERV por área de la red de distribución con porcentajes cada vez mayores de energía fotovoltaica en el sistema, sin embargo, esto no debe regirse por el código de distribución. No es necesario que la EDE prevea pequeñas instalaciones individuales conectadas al nivel de distribución. Sólo es necesario que el ETED las incluya en su previsión, por ejemplo, escalando la previsión de grandes plantas fotovoltaicas por un factor para incluir las instalaciones fotovoltaicas de pequeña escala.</p>

2.2.5. Proceso de interconexión

2.2.5.1 Proceso de interconexión simple

<p>Disposiciones actuales</p>	<p>Como se establece en el Reglamento de Generación Distribuida, el Proceso de Revisión de Interconexión Simple se aplica al Solicitante cuyo Sistema de Generación cumpla con los criterios del Artículo 22 de este Reglamento, Certificación y Aprobación de Equipos. Las principales condiciones que deben cumplirse para ser elegible para el “proceso de interconexión simple” son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La Capacidad Agregada de todos los Sistemas de Generación Renovables conectados a un mismo alimentador, incluyendo el Sistema de Generación propuesto, no deberá exceder el quince por ciento (15%) de la Demanda Máxima anual de dicho alimentador; • La capacidad del sistema deberá ser inferior a 25kW (equipo monofásico) o inferior a 200kW (equipo trifásico) • Tienen una capacidad agregada inferior a la capacidad del transformador de distribución (kVA) • Tienen una capacidad agregada inferior al 1% de la demanda máxima del sistema; • Cumplir todos los requisitos adicionales de alimentación y protección. Indicado en el Capítulo VII del mismo documento.
<p>Proyecto de reglamento de 2019</p>	<p>En el nuevo borrador no se encontró ninguna mención a las condiciones para ser elegible para el proceso de interconexión simple. Se menciona que los solicitantes de la interconexión incluyen: a) sistemas con una capacidad de hasta 25 kW (monofásicos) y que puedan conectarse tras una evaluación técnica realizada por la EDE o b) solicitantes con un sistema de capacidad superior a 25 kW (monofásico) y de 200 kW a 1.500 kW (trifásico), que se evaluarán sobre la base de un estudio suplementario que realizará el EDE.</p>
<p>Experiencia internacional</p>	<p>Alemania cuenta con un procedimiento de solicitud y aprobación por vía rápida para las instalaciones fotovoltaicas en tejados de menos de 135 kW, que permite la interconexión de nuevas instalaciones en el mejor de los casos en pocos días. Esto está relacionado con la Ley de Energías Renovables de Alemania, en la que la EDE no puede rechazar una solicitud de interconexión, sino sólo posponerla si la red tiene que ser reforzada primero, lo cual tiene que ser pagado por la EDE (“cargo de interconexión superficial”). Esto no es sólo una cuestión de código de red y está también vinculada a la política nacional de energía renovable.</p> <p>Barbados tiene un sistema de vía rápida para generadores distribuidos con una capacidad agregada de hasta 150kW. El posible propietario presenta una solicitud de interconexión propuesta, a la que la EDE analiza y responde en un plazo de 6 semanas si la solicitud fue aprobada y si se requieren modificaciones, esto último en caso de que se determine que el sistema fotovoltaico tiene un impacto negativo en la estabilidad y/o seguridad del sistema eléctrico. La EDE también puede rechazar la solicitud de interconexión en caso de que las modificaciones se consideren insuficientes como medidas de mitigación (se debe presentar una justificación al cliente). Si se aprueba la solicitud, el proceso continúa con la obtención de licencias, presentación de documentos, instalación del sistema, inspecciones/pruebas e interconexión. En el caso de las solicitudes de generadores de más de 150 kW, la EDE llevará a cabo una evaluación del impacto de la interconexión y dará una respuesta a la solicitud en un plazo de 6 meses.</p>
<p>Recomendación</p>	<p>Se recomienda tener filtros adicionales en el proceso de interconexión⁴, que permitan un proceso más rápido para pequeños sistemas que deseen conectarse al nivel de BT. AA</p>

⁴ Hay una tarea específica en este proyecto para proponer un proceso detallado de interconexión teniendo en cuenta el modelo de simulación desarrollado y los resultados.

2.2.5.3 Validez del acuerdo de interconexión

Disposiciones actuales	Según el Reglamento de Generación Distribuida, el acuerdo de interconexión es válido por 5 años. El acuerdo puede ser renovado cada 5 años, tras la presentación de pruebas por parte del Cliente de mantenimiento y pruebas del equipo a la Protección.
Proyecto de reglamento de 2019	En el nuevo borrador, ya no se especifica la validez de 5 años. En su lugar, se establece que el Acuerdo será tan efectivo como el Acuerdo de Suministro de Energía del Cliente, a menos que: (a) sea rescindido por acuerdo mutuo de las Partes, (b) sea reemplazado por otro Acuerdo de Generación Distribuida, (c) rescinda el contrato de servicio eléctrico del Cliente, o (d) sea rescindido por el incumplimiento por cualquiera de las Partes de cualquiera de los Términos y Condiciones de este Acuerdo.
Experiencia internacional	Los acuerdos de interconexión suelen ser de 20 años, en consonancia con la vida útil de los sistemas fotovoltaicos. Los períodos más bajos producen incertidumbre para la inversión. En los códigos de red alemanes, por ejemplo, no se especifica la validez del acuerdo de interconexión, sin embargo, la tarifa de alimentación (Feed-in Tariff) o la bonificación se conceden por 20 años. El incumplimiento de las pruebas periódicas es un motivo para poner fin al acuerdo. La buena práctica consiste en hacer que las pruebas periódicas se ajusten al código vigente cuando se conectó cada unidad (es decir, no utilizar pruebas periódicas para hacer cumplir a las unidades más antiguas los códigos publicados después de que se haya conectado la unidad). Para ello, el código aplicable a cada unidad debe mantenerse en una base de datos de la EDE.
Recomendación	El nuevo borrador se ajusta a las buenas prácticas internacionales. La aplicabilidad retroactiva de los códigos de la red debe ser verificada y evitada (si existe).

2.2.6. Conformidad

2.2.6.1. Certificación y aprobación del equipo

Disposiciones actuales	El Reglamento de la Generación Distribuida establece que un equipo se considera certificado y aprobado cuando cumple con los requisitos de la norma IEEE 1547 o UL 1741, así como con la norma IEEE 519 (que incluye requisitos relacionados con los armónicos y el flicker) y con los procedimientos de Certificación de Requisitos Mínimos de Eficiencia emitidos por la autoridad correspondiente para los equipos que operan en paralelo con la Distribución. El fabricante, distribuidor o propietario del equipo es responsable de presentar los documentos y muestras requeridos por el Departamento Técnico del Distribuidor y de verificar y demostrar que el equipo cumple con los requisitos establecidos en las normas mencionadas. La EDE dispondrá de una lista de equipos aprobados, de tal forma que la documentación de certificación no deberá ser presentada de nuevo si el modelo de equipo propuesto es previamente aprobado.
Proyecto de reglamento de 2019	La unidad generadora cumplirá los requisitos establecidos en IEEE 519, IEC-61000-3-2: Requisitos de contenido armónico y control de flicker.
Experiencia internacional	La buena práctica alemana establece que el cumplimiento de los requisitos técnicos para las instalaciones de los generadores de energía solar y las funciones de protección se demostrará mediante declaraciones escritas de conformidad del fabricante para el modelo/tipo de producto correspondiente.
Recomendación	De acuerdo con los requisitos internacionales (IEEE 1547/ Normas UL 1741). Podrían añadirse más normas IEC.

2.2.6.2 Pruebas de puesta en funcionamiento

Disposiciones actuales	Como se indica en el Reglamento de Generación Distribuida, antes de operar en paralelo con el Sistema Eléctrico del Distribuidor, el Solicitante o su representante realizará pruebas en el Equipo de Protección de su Sistema de Generación. Cumplirán con las normas y códigos aplicables, incluyendo los requisitos de operación y protección de las normas IEEE 1547 y IEEE 519. Estas pruebas serán responsabilidad del Solicitante y serán certificadas por un ingeniero colegiado. Se ofrece una lista de pruebas.
Experiencia internacional	Poner en marcha pruebas de control y parámetros de rendimiento técnico.
Recomendación	En consonancia con las buenas prácticas internacionales. Podrían añadirse normas IEC.

2.2.6.3 Pruebas periódicas

Disposiciones actuales	Como se establece en el Artículo 27 del Reglamento de Generación Distribuida, el Cliente probará todo el Equipo de Protección, incluyendo el Interruptor Manual, en el momento de la instalación y dentro de un período no mayor de seis meses antes de renovar el Acuerdo de Interconexión. Las pruebas cumplirán los requisitos operacionales y de protección del estándar IEEE 1547 presentado ANEXO B de este reglamento. El Distribuidor tendrá derecho a desconectar preventivamente el Sistema de Generación, si el Cliente modifica el Sistema de Generación sin su consentimiento, hasta que verifique que las modificaciones no comprometen la seguridad y confiabilidad del Sistema de Distribución Eléctrica.
Proyecto de reglamento de 2019	Las pruebas periódicas ya no se ajustan al plazo de renovación de 5 años del acuerdo de interconexión. No se encontró ninguna mención a las pruebas periódicas en el nuevo borrador.
Experiencia internacional	Vigilancia a posteriori del rendimiento y señalización de los incumplimientos durante la operación. La EDE tiene el derecho de desconectar las plantas que no cumplen con las normas hasta que se demuestre su cumplimiento. En el Reino Unido, Irlanda y Malasia, los EDE suelen estar autorizados y/o obligados a supervisar la calidad del suministro en el sistema y a realizar pruebas periódicas de cumplimiento [1], [2], [3]. En el caso de Barbados [4], se requiere adicionalmente que los clientes lleven a cabo el monitoreo de la calidad de la energía y proporcionen los resultados de las mediciones a la EDE/empresa de servicios públicos.
Recomendación	Las pruebas periódicas se requieren en la regulación actual y siguen las directrices de la norma IEEE 1547. Se recomienda definir las responsabilidades de la EDE y del cliente, así como un marco temporal.

2.2.7 Medición

2.2.6.1 Requisitos del equipo de medición

Disposiciones actuales	<p>De acuerdo con las regulaciones de la generación distribuida, la medición de clientes se mejorará para incluir funciones de lectura bidireccional y perfil de carga histórica. El distribuidor instalará un medidor con las siguientes características:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Medidores para clientes residenciales conectados a nivel de tensión de distribución secundaria: <ol style="list-style-type: none"> a. Completamente electrónico. b. Bi-direccional, con lecturas de energía separadas recibidas y entregadas. c. Con memoria para registrar el consumo a intervalos de una hora con un mínimo de dos canales de memoria, kWh entregados y kWh recibidos. d. Capaz de comunicarse a través del sistema de medición remoto de la Distribuidora. 2. Los medidores para los Clientes de Media Tensión conectados (4.16, 7.2, 12.47, 34.5 kV, o cualquier otro voltaje de distribución utilizado) son alimentados por Transformadores de Corriente y Transformadores de Potencia. Los puntos a y d son idénticos a los anteriores, y: <ol style="list-style-type: none"> b. Con medición en cuatro cuadrantes, midiendo la energía activa y reactiva, recibida y entregada. c. Con memoria para registrar un mínimo de 60 días continuos de consumo a intervalos de 15 minutos con un mínimo de cinco canales de memoria, kWh entregados, kvarh entregados, kWh recibidos, kvarh recibidos.
Proyecto de reglamento de 2019	<p>El punto 1 se modifica para referirse a los clientes conectados al sistema de distribución de baja tensión, y no se define la duración del intervalo.</p> <p>El punto 2 se modifica para referirse a los clientes conectados a la baja tensión con la demanda y a la media tensión con la medición indirecta. Los requisitos adicionales son registrar los kW y kvar entregados y recibidos.</p>
Experiencia internacional	<p>En Alemania se utilizan dos medidores independientes (para la energía fotovoltaica y la carga). Mientras que para los países con esquemas de medición neta, a menudo se utiliza un solo medidor capaz de medir flujos bidireccionales.</p> <p>En países como el Reino Unido e Irlanda, también se publican códigos de prácticas [5] que ofrecen con gran detalle los procedimientos relacionados con la medición. Sin embargo, estos códigos se establecen para unificar la medición entre muchos operadores de medidores, mejorando así la competencia en dichos mercados. En el contexto de los países con pocos operadores de medidores, puede que no sean necesarias tales disposiciones detalladas.</p>
Recomendación	<p>Se aconseja referirse a las normas relacionadas con los medidores, por ejemplo, de la IEC, que fomentan la alineación con otros países que se refieren a normas similares. Las normas comunes se encuentran, por ejemplo, en los Códigos de Medición de la Unión Europea y sus estados miembros.</p>

2.2.6.2 Esquema de medición neta

<p>Disposiciones actuales</p>	<p>Según el Reglamento de Medición Neta, la medición neta es posible para: clientes residenciales con sistemas de energía renovable de hasta 25 kW o clientes comerciales/industriales (o clientes agrícolas, instituciones educativas o hospitales médicos) con sistemas de energía renovable de hasta 1 MW. La empresa distribuidora instalará un dispositivo de medición bidireccional. El cliente pagará la diferencia entre dicho dispositivo y el dispositivo estándar.</p> <p>Las características requeridas del dispositivo de medición se enumeran e incluyen que debe ser capaz de comunicarse a través del sistema de medición remoto del Distribuidor.</p> <p>Cuando el cliente consume más de lo que produce, paga: energía neta, cuota fija mensual, cuota de demanda (demanda máxima, demanda máxima en horas punta, demanda máxima fuera de horas punta). En caso de que el cliente produzca más de lo que consume: aún pagara el cargo de demanda (basado en la potencia máxima de exportación) así como el cargo fijo, y recibirá un crédito por el exceso de energía entregada a la red, que será considerado en la próxima factura. Si en diciembre aún queda un crédito, la empresa distribuidora pagará el 75% del crédito antes del 31 de enero. El otro 25% se utilizará en el programa de eficiencia y reducción de pérdidas de la compañía de distribución.</p>
<p>Proyecto de reglamento de 2019</p>	<p>Cualquier instalación de generación de energía mayor o igual a su consumo no podrá inyectar más del 10% de su demanda en la red y en el caso de que la EDE requiera más inyección, tendrá la potencia para gestionar su descarga a la red de manera que no perturbe el circuito al que estaría inyectando.</p> <p>En el caso de clientes habituales con autogeneración, la potencia solicitada para su instalación no debe ser superior a la potencia demandada por el solicitante. En el caso de que se supere este valor, para suministrar la energía a la red no se puede descargar más que la POTENCIA AUTORIZADA, que se determina tras los estudios realizados por la EDE en respuesta a una solicitud de interconexión de generación distribuida.</p> <p>Además, en lo que respecta a la transacción económica de la medición neta:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La facturación de los consumos de energía y potencia realizadas por el cliente, y el crédito por la energía que exporte, se realizará en base a la metodología de "FACTURACIÓN NETA". • El cargo fijo se cobrará al cliente teniendo en cuenta la tarifa asignada o el nivel de consumo, independientemente de que el consumo sea cero. • La penalización por Factor de Potencia se calculará con las energías demandadas a la red. • En el caso de la energía inyectada en la red de distribución, se valorará con el precio medio de compra de energía del distribuidor. A este precio se le aplicará un factor de expansión de las pérdidas de energía. • Una vez valoradas la energía y la potencia retirada y la energía inyectada, la diferencia entre estos componentes (retiradas menos inyecciones) será: i) Si como resultado de la sustracción el valor obtenido es un saldo a favor del EDE, este valor deberá ser pagado por el cliente; ii) Si como resultado de la sustracción el valor obtenido es un saldo a favor del cliente, entonces se hará el siguiente arreglo: El distribuidor acreditará al cliente el saldo a favor durante el período de facturación y lo aplicará a la factura del siguiente período de facturación. • Al final del año, se acreditará al usuario la energía inyectada, acumulada y no utilizada al final del período de facturación. El distribuidor reconocerá este crédito, antes del 31 de enero de cada año, y pagará al cliente el 100% del crédito acumulado por la energía inyectada en las redes del distribuidor, de acuerdo con el mecanismo de pago factible de que disponga el distribuidor.

<p>Experiencia internacional</p>	<p>Las mejores prácticas basadas en un examen de la AIE de varios países en los que la medición neta funciona incluyen [6]:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Adaptar el marco reglamentario a medida que aumente el número de prosumidores; • Disponer de reglamentos claros y precisos (condiciones de elegibilidad, procedimiento de interconexión, responsabilidades de las partes implicadas, especificaciones técnicas); • Simplificar los procedimientos administrativos en la medida de lo posible (también en relación con los estudios requeridos); • Reforzar las competencias de las empresas de distribución (para ocuparse del nuevo sistema de facturación, los estudios de impacto, etc.) • Optimizar el esquema de compensación con un valor que no penalice a la empresa distribuidora y que al mismo tiempo sea atractivo para los clientes. Las soluciones para no penalizar a la empresa de distribución se han enumerado como: el valor de los kWh inyectados debe ser inferior o igual al costo medio de la electricidad; o la cantidad de energía inyectable debe estar limitada por los reglamentos; o las empresas de distribución reciben una ayuda financiera (puede dar lugar a un impuesto). • Sólo se compensa la energía realmente inyectada (es decir, no hay compensación cuando se produce un problema en la red que impide la inyección de energía); • Asegurar el pago de impuestos sobre el consumo de electricidad (pago de impuestos sobre el consumo total de energía de un cliente independientemente de si fue producida por el prosumidor o por la empresa de servicios públicos) • La potencia inyectable no debe superar el máximo mencionado en el contrato de venta, siendo el consumidor un importador neto de la empresa de servicios públicos durante un período de tiempo (independientemente del autoconsumo). <p>Además, en [7] se describe un mecanismo de facturación neta para abordar algunas de las limitaciones de un mecanismo de medición neta. Se recomiendan tarifas basadas en el tiempo o el lugar, para reflejar el costo de la electricidad en el momento de la inyección a la red (por ejemplo, más valiosa para el sistema durante las horas punta) y en los diferentes nodos (por ejemplo, basadas en la congestión de la red). Esto da lugar a una mayor flexibilidad en el sistema y permite a los prosumidores apoyar la red basándose en las señales de precios. En caso de tarifas dinámicas de tiempo de uso, se requiere una infraestructura de medición avanzada que permita la comunicación bidireccional sobre los precios entre los minoristas, los operadores del sistema y los prosumidores.</p>
<p>Recomendación</p>	<p>El actual mecanismo de medición neta se ajusta en general a las buenas prácticas mencionadas anteriormente.</p> <p>Se puede analizar la idoneidad de la aplicación de otros mecanismos de compensación para el contexto de la República Dominicana, con el fin de permitir una mayor participación de las energías renovables en el sistema. El límite de inyección en el Proyecto de reglamento de 2019 (límite del 10% de la demanda de la instalación de generación cuando sea mayor o igual a su consumo) podría ser incrementado o reemplazado en el futuro de manera de permitir una mayor inyección sin que ello resulte en un exceso de oferta en el sistema y en los consiguientes desafíos de integración de la red. Además, podría aclararse el método en el que, si la EDE requiere más inyección, tendrá la capacidad de gestionar la descarga del generador a la red para que no perturbe el circuito al que se inyectaría.</p>

3. Evaluación de los factores que limitan la penetración de la energía fotovoltaica distribuida en la república dominicana



3.1 Factores limitantes identificados para la interconexión descentralizada de la energía fotovoltaica al sistema de distribución de la República Dominicana

Sobre la base de la evaluación del documento (descrita en el capítulo 2), se han identificado los factores que podrían limitar la interconexión de la energía fotovoltaica. Se trata de factores que reducen el atractivo de los sistemas fotovoltaicos para los promotores de proyectos o que limitan técnicamente la capacidad que se permite instalar. Estos se resumirán a continuación.

Factores limitantes relacionados con el proceso de interconexión:

- En los reglamentos vigentes, cuando la capacidad agregada de todos los sistemas de generación renovable conectados a un mismo alimentador, incluido el sistema de generación propuesto, supera el 15% de la demanda máxima anual de dicho alimentador, el sistema de generación no reúne las condiciones para el **proceso de interconexión simple**. Esto significa que incluso las unidades pequeñas estarían obligadas a pagar por estudios suplementarios si éstos conducen a superar el **límite del 15%** establecido. Este límite no se menciona en el Proyecto de Reglamento de 2019. Se necesitan filtros adicionales para el proceso de interconexión en la Re-

pública Dominicana, especialmente para los pequeños sistemas residenciales conectados al sistema de BT (por ejemplo, los usuarios con facturación monómica, BTS-1 y BTS-2). Se recomienda añadir un filtro rápido inicial para los pequeños sistemas que deseen conectarse al nivel de BT para superar el problema del límite del 15% mencionado anteriormente (por ejemplo, un filtro para los sistemas de menos de 10 kW, según el ejemplo de lecciones aprendidas de la FERC). Esta cuestión se aborda en detalle en el capítulo 12, en el que se propone un nuevo proceso de interconexión detallado.

- Actualmente se aplican **cargos por interconexión ampliados**, es decir, el costo de cualquier cambio necesario en el sistema de distribución debe ser cubierto por el solicitante. Esto puede representar un gran obstáculo para el solicitante que tendría que pagar el costo del refuerzo y también podría representar cierta injusticia si sistemas de tamaño similar se han conectado anteriormente al mismo alimentador, pero este es el sistema adicional que conduce al requisito de refuerzo. Puede discutirse la posibilidad de pasar a tener cargos de interconexión limitados, por ejemplo, con los solicitantes que pagan por refuerzos de red en el nivel de BT pero no en el de MT. Los costos relacionados con la MT podrían recuperarse de todos los consumidores y/o de la agrupación de solicitantes a través de las tarifas de la red.
- [Modificado en el Proyecto de reglamento de 2019]: El **acuerdo de interconexión tiene una validez de 5 años** y puede ser renovado tras la presentación de pruebas por parte del Cliente de mantenimiento y pruebas del equipo a la Protección. Este corto horizonte de tiempo de 5 años, cuando se compara con los 20 años de vida útil típica de un sistema fotovoltaico, trae incertidumbre para la inversión y podría desalentar a los desarrolladores del proyecto. El Proyecto de Reglamento de 2019 elimina esta validez del acuerdo de 5 años y establece la validez que se alineará con el Acuerdo de Suministro de Energía del Cliente. Esto está alineado con las buenas prácticas internacionales.

Otros factores limitantes:

- El Proyecto de Reglamento de 2019 especifica **un límite de inyección a las plantas de generación del 10% de la demanda** de la instalación de generación (cuando sea mayor o igual a su consumo). Aunque se trata de un límite que afecta al funcionamiento de la planta, puede pesar negativa-

mente en la decisión de interconexión del cliente. Este límite podría aumentarse, o sustituirse cuando se combine con otras medidas, de manera que permita una mayor inyección sin que ello dé lugar a un exceso de oferta en el sistema y a los consiguientes problemas de integración de la red. También debe especificarse a lo largo de qué período de tiempo se aplica este límite de inyección (por ejemplo, un año).

- Durante la reunión de inicio de la consultoría se mencionó la existencia de **instalaciones de ER** conectadas al sistema de distribución en el pasado y actualmente en funcionamiento, que **no están registradas y, por lo tanto, no son completamente visibles para los EDE y el regulador**. Se indicó que estas instalaciones más antiguas tenían un significativo tamaño total agregado (estimado en el orden de los 30 MW acumulados). Por lo tanto, es muy importante desarrollar una estrategia para registrar estas unidades a fin de aumentar la visibilidad de las EDE en todas las ER instaladas en sus sistemas, lo que permitirá avanzar hacia mayores cuotas de ERV.
- **Retroactividad:** La buena práctica internacional es que las unidades que cumplen con las versiones anteriores no deben ser adaptadas con carácter retroactivo para cumplir con el nuevo código cuando entre en vigor un nuevo código de red. Las instalaciones conectadas a la red deben seguir el código de la red vigente en la fecha de interconexión. Es posible que se exija a las instalaciones existentes que cumplan con los requisitos del código de red actualizado en caso de que se produzcan cambios o renovaciones importantes en la instalación. En este caso, los “cambios importantes” deben definirse claramente. La aplicabilidad retroactiva de los nuevos requisitos del código de red puede ser un obstáculo importante para la participación de productores independientes de energía (*Independent Power Producers*). El riesgo de tener que mejorar una instalación, especialmente una unidad generadora, a un costo potencialmente elevado, disuade las inversiones debido a la menor seguridad de planificación financiera. En el Proyecto de 2019 se establece que su finalidad es establecer los procedimientos que rigen los requisitos de los proyectos **interesados en conectarse** a las redes de media y/o baja tensión. Por lo tanto, indica la aplicabilidad a las nuevas unidades y la no aplicabilidad retroactiva. No obstante, es importante verificar y asegurar que no exista aplicabilidad retroactiva en todas las demás reglamentaciones pertinentes, ya que ello representaría un

factor limitante para la interconexión. Esto puede aclararse con los interesados.

3.2 Examen de los problemas más frecuentes para la integración de grandes cantidades de generación fotovoltaica descentralizada

La integración de altas cuotas de generación fotovoltaica al nivel de distribución puede tener impactos negativos, que incluyen:

- **Los Flujos de energía inversa**, que pueden causar **aumentos de tensión** y también pueden causar una **sobrecarga de ciertos componentes de la red** y la necesidad de expansión. Sin embargo, una distribución uniforme de las instalaciones fotovoltaicas en el sistema de distribución reduce los flujos de potencia inversa y las necesidades de expansión;
- **Cambios en los requisitos de protección**: Altos niveles de penetración de ERV conducen a la reducción de la corriente de falla en el sistema y pueden impactar negativamente en los esquemas de protección (por ejemplo, la formación de una isla no intencional, el disparo diferencial por simpatía, etc.). Los cambios en los requisitos de protección pueden solucionarse en su mayor parte a nivel de planta fotovoltaica mediante el establecimiento de requisitos técnicos adecuados (como la desconexión inmediata durante los fallos de la red o, en el caso de altas proporciones de ERV en todo el sistema, la capacidad de eliminación de fallos en combinación con el modo de corriente cero);
- **Cambios necesarios en las estrategias de control** en el funcionamiento de la red;
- Los sistemas fotovoltaicos pequeños tienen un **impacto menor en los requisitos de reserva** ante contingencias en comparación con las plantas más grandes. Sin embargo, los fenómenos meteorológicos inesperados de gran amplitud geográfica (como los frentes de nubes) que afectan a muchos sistemas simultáneamente tienen el potencial de variar la generación de energía solar fotovoltaica de manera considerable e inesperada en el plazo de una hora. Los sistemas fotovoltaicos, cuando se combinan con sistemas de almacenamiento, tienen el potencial de reducir las necesidades de reservas rodante de los generadores convencionales;

- **Necesidad de una mayor cooperación** (e intercambio de información) entre los operadores de los sistemas de transmisión y distribución, así como entre los proveedores de servicios auxiliares.

Algunos de estos impactos pueden reducirse solicitando ciertas capacidades a los propios sistemas fotovoltaicos. Las tecnologías solares fotovoltaicas ya son capaces de proporcionar varios servicios de apoyo a la red descritos en los códigos de la red. Los principales servicios que se utilizan hoy en día a nivel internacional son el control de la tensión y la frecuencia. La viabilidad técnica y económica de los servicios de apoyo a la red que prestan los sistemas fotovoltaicos también varía entre los sistemas de distribución y transmisión, en relación con los niveles de voltaje y el tamaño de las plantas en ellos. La necesidad de servicios de apoyo a la red se define para cada sistema eléctrico, en función del tamaño y la robustez de cada sistema, así como de los niveles de penetración de la ERV, la dispersión y las capacidades implementadas. Éstas pueden evaluarse mediante estudios basados en la simulación (véase el capítulo 3.3).

No todos los generadores de un sistema necesitan proporcionar servicios de apoyo a la red para garantizar el funcionamiento seguro del sistema. Exigir ciertas capacidades técnicas avanzadas puede ser económicamente inviable y, dependiendo de las características del sistema y de las cuotas actuales de ERV, a menudo innecesario. Por consiguiente, para cada posible servicio de apoyo que deba prestar un sistema fotovoltaico, se debe hacer una comparación con otros métodos de prestación de servicios a fin de determinar la solución más viable desde el punto de vista económico.

Además, se recomienda establecer los requisitos técnicos en función de las necesidades actuales del sistema, evitando los costos innecesarios asociados a la aplicación de capacidades más complejas. No obstante, también deberían tenerse en cuenta las necesidades futuras previstas, ya que los sistemas fotovoltaicos tienen una vida útil de 20 años y la adaptación del equipo es costosa.

3.3 Rol de los estudios basados en simulación en el análisis de los impactos de las altas proporciones de generación fotovoltaica descentralizada en el sistema de distribución

Los estudios de simulación son muy recomendables para la fase de planificación y diseño de un sistema eléctrico, a fin de evaluar el impacto de las altas cuotas de generación renovable, como las identificadas en la sección anterior. Los objetivos del estudio de simulación incluyen:

- Identificación del impacto de las nuevas tecnologías instaladas en la red y la sensibilidad de los parámetros de la red;
- Identificación de la capacidad de alojamiento de la red en su estado actual;
- Identificación de soluciones como las tecnologías de habilitación para aumentar la capacidad de alojamiento de la red fotovoltaica o la necesidad de refuerzos de la red;
- Verificar los beneficios de los requisitos actuales y potenciales del código de la red en los escenarios con porcentajes cada vez mayores de generación renovable y permitir la identificación temprana de la necesidad de modificaciones/mejoras.

El IEEE 1547 recomienda estudios de simulación para evaluar el impacto de la generación distribuida en el sistema. Éstos permiten analizar: la contribución de la corriente de falla del sistema fotovoltaico para las fallas en cualquier ubicación dentro del lado secundario; la comparación de las cargas con la generación fotovoltaica dentro de las diferentes áreas de la red; la respuesta de los sistemas fotovoltaicos a las desviaciones de tensión y frecuencia, entre otros.

Los tipos de estudio en el nivel de distribución suelen incluir:

- Estudios de flujo de carga para evaluar la sobrecarga de la red, la sensibilidad de la tensión en un alimentador y los requerimientos de energía reactiva;
- Estudios de cortocircuito estático y dinámico para evaluar la protección y los requisitos ante huecos de tensión (LVRT) y ante sobretensiones (HVRT).

Para estos estudios, un modelo de sistema eléctrico más preciso dará mejores resultados. Se obtienen modelos más precisos cuando los detalles de la red están bien representados, incluyendo los modelos de las unidades de generación. Mientras que los modelos de simulación de generadores normalmente sólo se solicitan en los códigos de la red para que los proporcionen los grandes generadores (normalmente conectados a un nivel de alta tensión), cuando las cuotas de generación de ERV en el sistema de distribución son significativamente altas y contribuyen a una porción significativa de la capacidad de generación en todo el país, también se pueden solicitar para niveles de tensión más bajos. Este modelo incluirá típicamente capacidades de energía activa y reactiva, ajustes de protección y comportamiento en caso de fallo (respuestas ante huecos de tensión, respuesta ante variaciones de frecuencia).

Además, no es necesario modelar todo un sistema de distribución para verificar el impacto de las mayores proporciones de generación de ERV. La selección y modelización de alimentadores representativos permite tener una visión general de los impactos del sistema sin aumentar el tiempo y la complejidad de las simulaciones. Los problemas del sistema de transmisión y el impacto en todo el sistema de energía son de menor interés para la mayoría de los estudios de las redes de distribución. Por esta razón, la red de transmisión se modela en su mayor parte como un “*slack bus*”, determinándose la ubicación del *slack bus* según el enfoque del estudio (generalmente en el transformador de potencia que conecta el sistema de distribución con el sistema de transmisión). Además, a menudo no se dispone de datos detallados de la red para los niveles de tensión más bajos. En esos casos, y cuando el foco del estudio no se centra en cuestiones relativas a la red de baja tensión, es práctica común representar los alimentadores o las zonas de la red abastecidas por una sola conexión en las redes de baja tensión por sus equivalentes de carga/generación (un nodo PQ, que refleja la potencia activa y reactiva que fluye en un alimentador de distribución).

Los estudios basados en simulaciones y su complejidad varían según su objetivo. Los estudios a los que se hace referencia en esta sección tienen por objeto analizar el impacto de la ERV en el sistema de distribución en su conjunto y difieren de los estudios suplementarios específicos de los alimentadores que se requieren para ciertas instalaciones que solicitan la interconexión al sistema (mencionados en el capítulo 3.1).

La metodología de selección de alimentadores, los alimentadores reales seleccionados, la metodología de simulación y las soluciones técnicas propuestas para ser analizadas en los estudios de simulación del nivel de distribución de la República Dominicana se esbozan en los capítulos 4 y 5.



4. Selección del alimentador de distribución

Se han seleccionado los siguientes alimentadores de media tensión. La explicación de la elección de los alimentadores se describe en los capítulos siguientes.

EdeNorte:

- ALMA101
- DAJA104
- MOCN106
- VOLG101

EdeSur:

- AHON104
- EMBA102
- KDIE104
- MVIE106

EdeEste:

- EBRI03
- HAMY01
- HI6904
- ROPU02



4.1 Selección de alimentadores representativos

El objetivo era seleccionar una muestra representativa de los alimentadores de MT que se utilizarán en el análisis de simulación posterior (descrito en el capítulo 2). En la medida de lo posible, la selección debe representar las diferentes características de los alimentadores en la República Dominicana.

Debido a las limitaciones de tiempo y esfuerzo, se decidió que el estudio examinará un total de 12 alimentadores, es decir, 4 alimentadores por Empresa Distribuidora de Electricidad (EDE). Sin embargo, la selección de una muestra representativa de 4 alimentadores para cada EDE individualmente es un desafío, ya

que las características de los alimentadores pueden ciertamente variar ampliamente.

Sin embargo, muchos alimentadores de MT tendrán características similares para todas las EDEs debido a los similares criterios de planificación y a los tipos de línea utilizados. Por lo tanto, se sugiere utilizar la base de datos completa de alimentadores de todas las EDEs y seleccionar entre dicha base de datos una muestra representativa de 12 alimentadores.

La gama total de alimentadores de todas las EDEs puede ser caracterizada y agrupada en diferentes categorías (hasta un total de 4) en función de las características de los diferentes alimentadores. Un alimentador es seleccionado para cada EDE y categoría

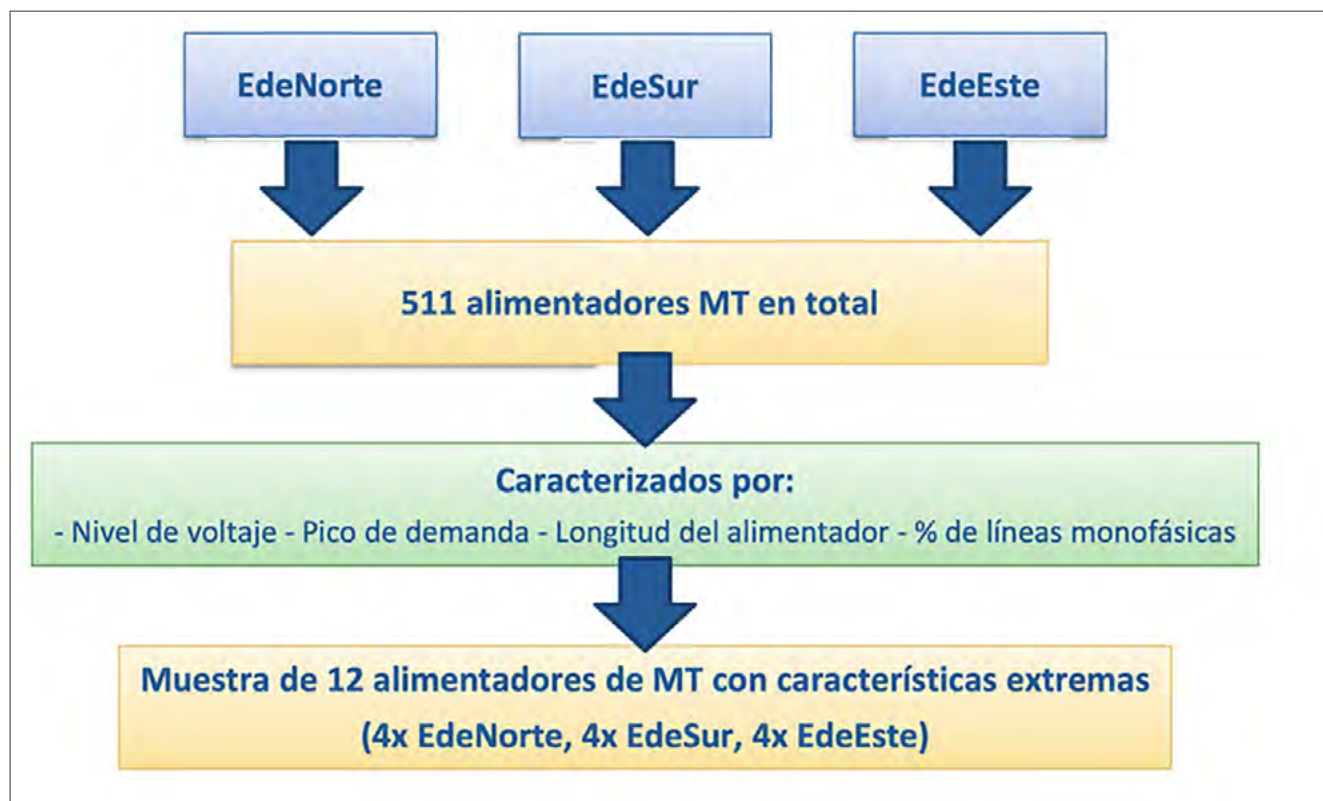
dando como resultado la selección de 4 alimentadores por cada EDE. Esto permite representar los alimentadores de todas las EDE, al tiempo que proporciona un análisis más completo. Por lo tanto, cuando se analizan los resultados, es importante tener en cuenta el análisis completo y no sólo los resultados de los alimentadores de una de las EDEs.

Figura 5 ilustra el proceso.

4.2 Caracterización del alimentador

Al caracterizar los alimentadores de MT, ciertos factores son particularmente cruciales. Se trata, por ejemplo, de las diferencias entre las zonas rurales y urbanas. En las zonas urbanas puede haber una mayor demanda y más clientes industriales, mientras que en las zonas rurales las longitudes de las líneas suelen ser más largas, ya que los clientes y los pueblos están más entremezclados y más clientes pueden estar conectados por líneas monofásicas. También se aplican diferentes consignas y umbrales de control de voltaje entre las zonas rurales y urbanas.

Figura 5: Proceso de selección del alimentador de MT



Por lo tanto, los alimentadores se caracterizaron por las siguientes categorías:

- Nivel de tensión
- Longitud acumulada del alimentador y de los ramales
- La proporción de líneas monofásicas vs. trifásicas
- Carga máxima

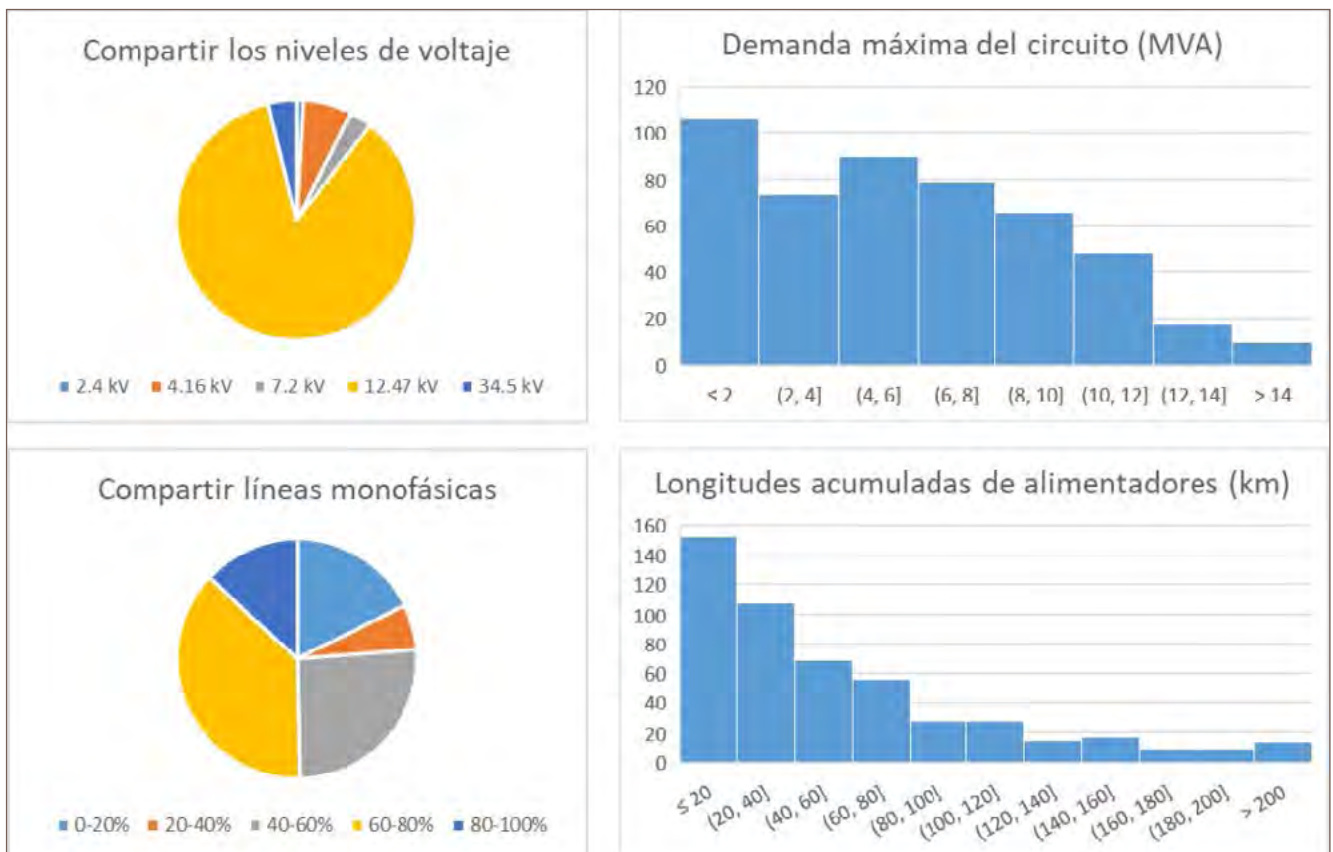
Estos consisten también en las características más importantes para el análisis FV. Cuanto más bajo es el nivel de voltaje y más larga la longitud del alimentador, mayor es el impacto de la FV, por ejemplo, en el aumento del voltaje. Las líneas monofásicas pueden sobrecargarse a niveles de penetración FV más bajos y provocar desequilibrios. El nivel de carga del alimentador, por otra parte, puede aliviar los impactos de la FV. La Figura 6 muestra cómo se distribuyen los diferentes alimentadores entre las distintas categorías.

Como se muestra en la Figura 6, los alimentadores de 12.47 kV representan casi el 90% de todos los alimentadores MT. La mayoría son relativamente cortos y normalmente consisten en un solo ramal. Sin embargo, también hay algunas líneas con una longitud total de alimentador muy larga y con muchos ramales. En cuanto a la proporción entre las líneas monofásicas y trifásicas dentro de cada alimentador, se pueden encontrar de todo tipo, desde los sistemas puramente trifásicos hasta los sistemas puramente monofásicos. Además, la demanda máxima varía mucho, y algunos alimentadores (normalmente a niveles de voltaje más altos y longitudes más cortas) tienen más de 14 MVA de demanda máxima.

4.3 Selección del alimentador

Se tomó una selección de alimentadores que muestran tanto aquellos con características extremas como características comu-

Figura 6 Características de todos los alimentadores de 511 MT



nes.. El objetivo de esta selección es mostrar, por un lado, qué niveles de penetración fotovoltaica serían siempre seguros de integrar (mirando los casos extremos/más problemáticos) y, en el otro lado, qué niveles de penetración fotovoltaica son aplicables en la mayoría de los alimentadores (mirando los alimentadores que se encuentran comúnmente). Los resultados del análisis general se utilizarán luego para encontrar nuevas definiciones para regular el nivel máximo de penetración fotovoltaica.

En lo que respecta a los alimentadores con características extremas, para cada categoría de características (descritas en el capítulo 2.2), se han considerado los casos extremos. Por ejemplo, dentro de la categoría de “longitud del alimentador” se han elegido tanto líneas muy cortas como muy largas.

La selección de cada posible combinación de categorías puede verse en la Tabla 1. Esto excluye las diferentes combinaciones para los niveles de voltaje: Debido a que los niveles de tensión son predominantemente 12.47 kV, solo se ha elegido un alimentador con un nivel de tensión bajo, es decir, 4.16 kV para mostrar los límites FV en tal caso.

Para cada combinación de categorías, se eligió un alimentador de la lista de alimentadores recomendados para la selección, que ha sido proporcionada por las EDEs. En la medida de lo posible, se eligieron alimentadores que ya tienen una alta proporción de FV. Los alimentadores seleccionados también se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1: Combinación de categorías extremas con un alimentador MT seleccionado por combinación

NIVEL DE TENSIÓN	CARGA MÁXIMA	LONGITUD DEL ALIMENTADOR	COMPARTE UNA FASE	ALIMENTADOR SELECCIONADO	EDE
12.47 kV	Bajo	Corto	Bajo	EMBA102	EdeSur
12.47 kV	Bajo	Corto	Alto	MOCN106	EdeNorte
12.47 kV	Bajo	Largo	Bajo	DAJA104	EdeNorte
12.47 kV	Bajo	Largo	Alto	ALMA101	EdeNorte
12.47 kV	Alto	Corto	Bajo	MVIE106	EdeSur
12.47 kV	Alto	Corto	Alto	AHON104	EdeSur
12.47 kV	Alto	Largo	Bajo	HI6904	EdeEste
12.47 kV	Alto	Largo	Alto	HAMY01	EdeEste
4.16 kV	Bajo	Largo	Alto	ROPU02	EdeEste

Además, se eligieron tres alimentadores adicionales que mostraban características comunes y que fueron recomendados por las EDEs. Estos son alimentadores que también muestran ya niveles muy altos de penetración fotovoltaica. La Tabla 2 muestra la selección final de los alimentadores incluyendo sus características.

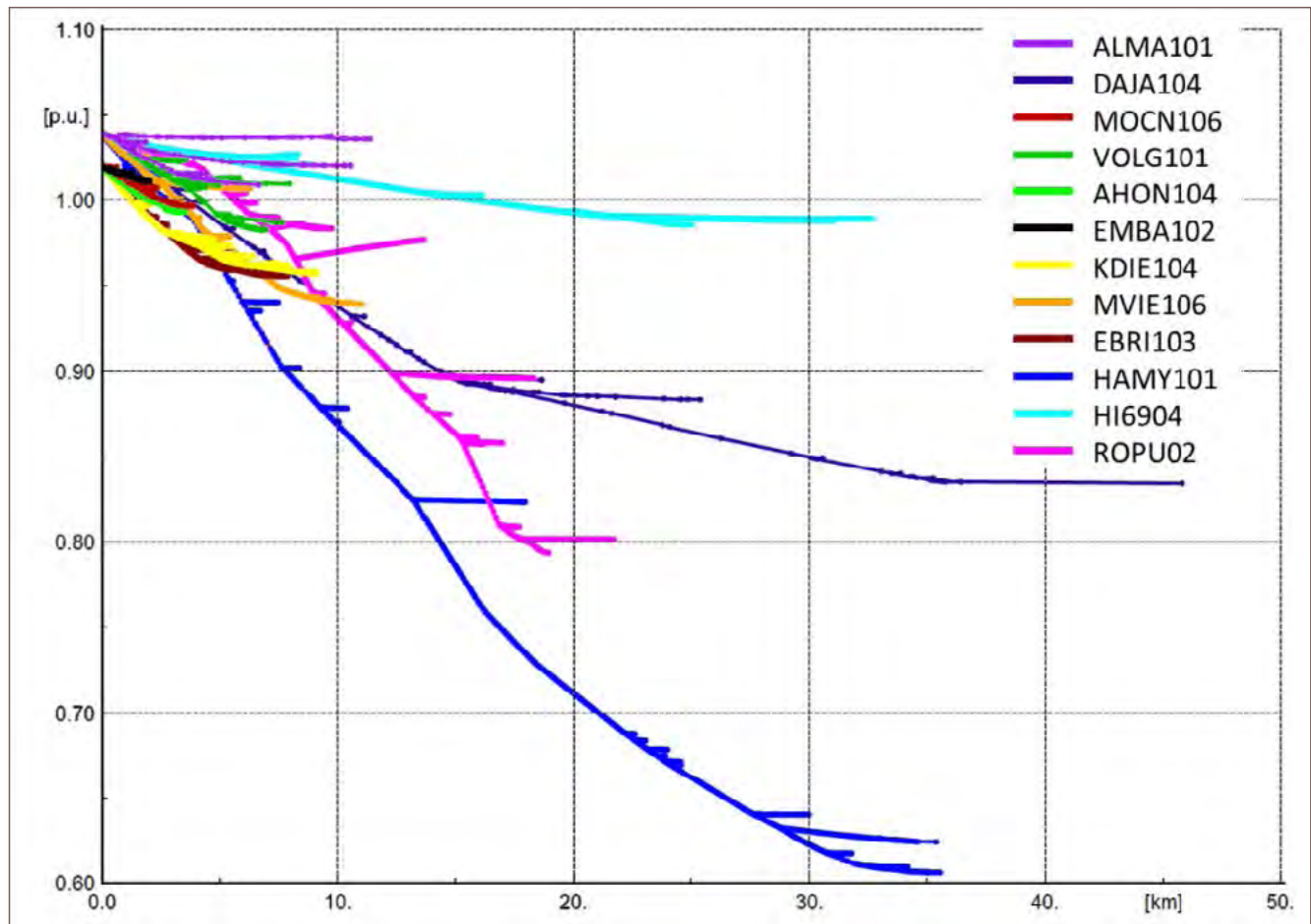
Tabla 2: Características de los 12 alimentadores MT seleccionados

ALIMENTADOR SELECCIONADO	NIVEL DE TENSIÓN	CARGA MÁXIMA	LONGITUD DEL ALIMENTADOR	COMPORTE UNA FASE	LA CUOTA DE FV
EMBA102 (EdeSur)	12.47 kV	4.7 MVA	12 km	22%	9.1%
MOCN106 (EdeNorte)	12.47 kV	4.4 MVA	29 km	63%	20.6 %
DAJA104 (EdeNorte)	12.47 kV	2.8 MVA	153 km	68%	1.7 %
ALMA101 (EdeNorte)	12.47 kV	1.8 MVA	132 km	90%	4.1 %
MVIE106 (EdeSur)	12.47 kV	8.3 MVA	31 km	26%	15.5 %
AHON104 (EdeSur)	12.47 kV	7.1 MVA	27 km	44%	17.4 %
HI6904 (EdeEste)	12.47 kV	5.4 MVA	117 km	41%	0.9 %
HAMY01 (EdeEste)	12.47 kV	7.9 MVA	187 km	81%	10.4 %
ROPU02 (EdeEste)	4.16 kV	3.6 MVA	95 km	64%	0 %
Alimentadores adicionales con altos porcentajes de FV					
EBRI03 (EdeEste)	12.47 kV	9.7 MVA	66 km	53%	19.7 %
KDIE104 (EdeSur)	12.47 kV	10.1 MVA	119 km	72%	10.7 %
VOLG101 (EdeNorte)	12.47 kV	6.7 MVA	76 km	66%	69.4 %

La Figura 3 muestra los gráficos de voltaje-distancia durante la demanda máxima de todos los alimentadores seleccionados. Como puede verse, los alimentadores pueden variar con respecto a su distancia de la subestación, la gravedad de la caída de voltaje, el número de ramificaciones y el nivel de carga de las líneas (no se muestra). Todos ellos están influidos por las categorías descritas en el capítulo 2.2.

Ya aquí se puede ver que los problemas de voltaje son más críticos en algunos alimentadores, lo que también limita la cantidad de FV a añadir, mientras que en otros alimentadores (cortos) no hay problemas de voltaje, por lo que la penetración de la FV está limitada en su mayor parte por la carga máxima de la línea.

Figura 7: Perfiles de voltaje-distancia de los alimentadores seleccionados durante el pico de demanda. Solo se representa una fase, no las tres.

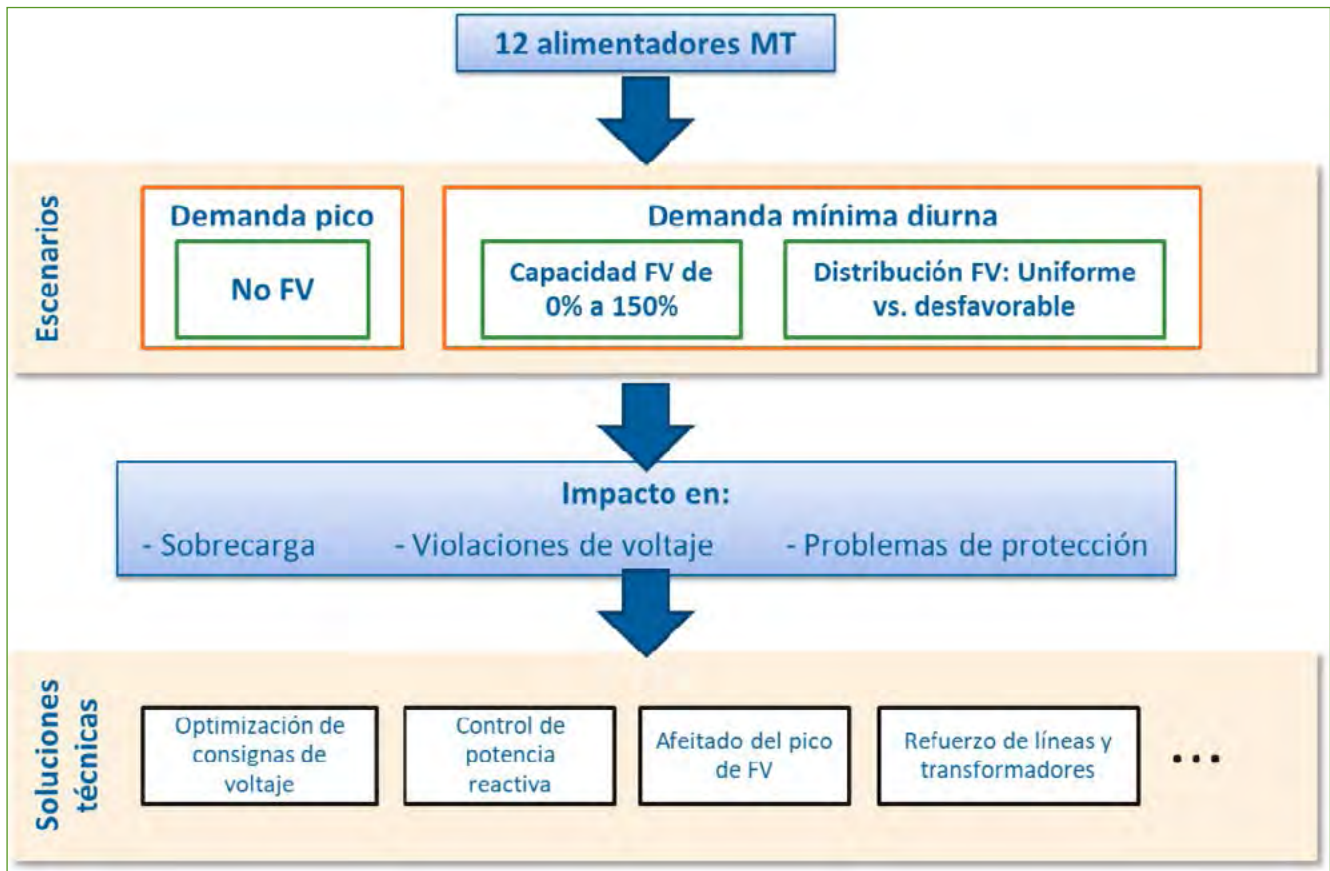




5. Metodología de simulación del alimentador

La Figura 8 muestra una visión general del proceso de simulación. Se simuló cada alimentador para el caso de máxima demanda, así como diferentes escenarios de FV, variando la cantidad y distribución de FV. Se analizaron los impactos en la sobrecarga, las violaciones de voltaje y la clasificación de la corriente de cortocircuito y se determinarán los niveles máximos de penetración de la FV. Por último, se simularon diferentes tecnologías para aumentar el nivel de penetración de la energía fotovoltaica a fin de mostrar las mejores soluciones tecno-económicas.

Figura 8: Visión general del proceso de simulación



A continuación, se describe con más detalle la metodología de simulación.

5.1 Escenarios de demanda y FV

Se llevaron a cabo varios escenarios diferentes para estimar la capacidad máxima de alojamiento de energía fotovoltaica en los alimentadores de MT analizados.

En primer lugar, se analizaron las dos simulaciones más desfavorables en cuanto a la demanda y la generación de energía fotovoltaica (véase Figura 9):

- Pico de demanda, sin generación de energía fotovoltaica
- Demanda diurna mínima, generación fotovoltaica máxima

Además, se varió la cantidad de capacidad fotovoltaica en el alimentador y se determinó la máxima penetración fotovoltaica (véase Figura 10).

Figura 9: Ilustración de la demanda máxima y del escenario de generación máxima analizados

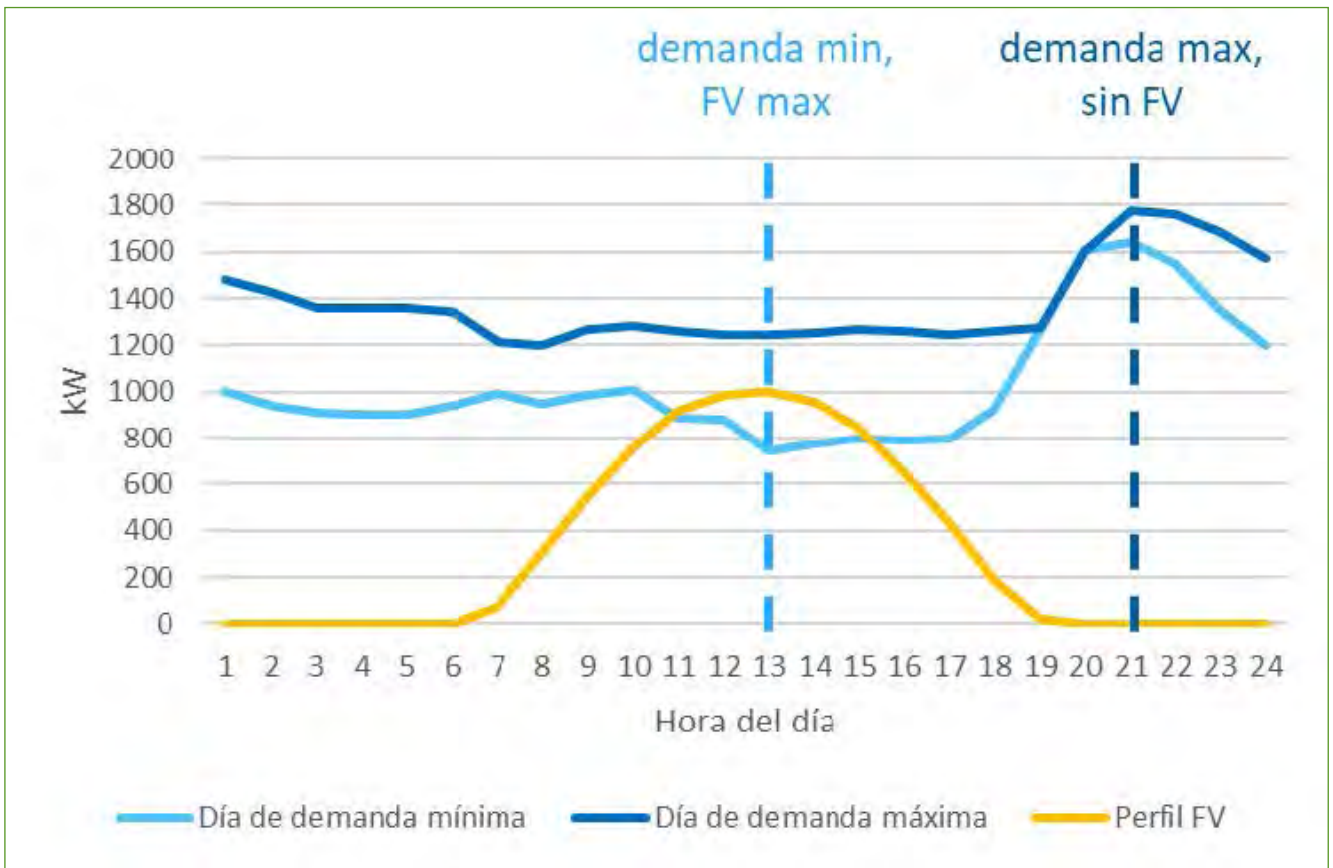
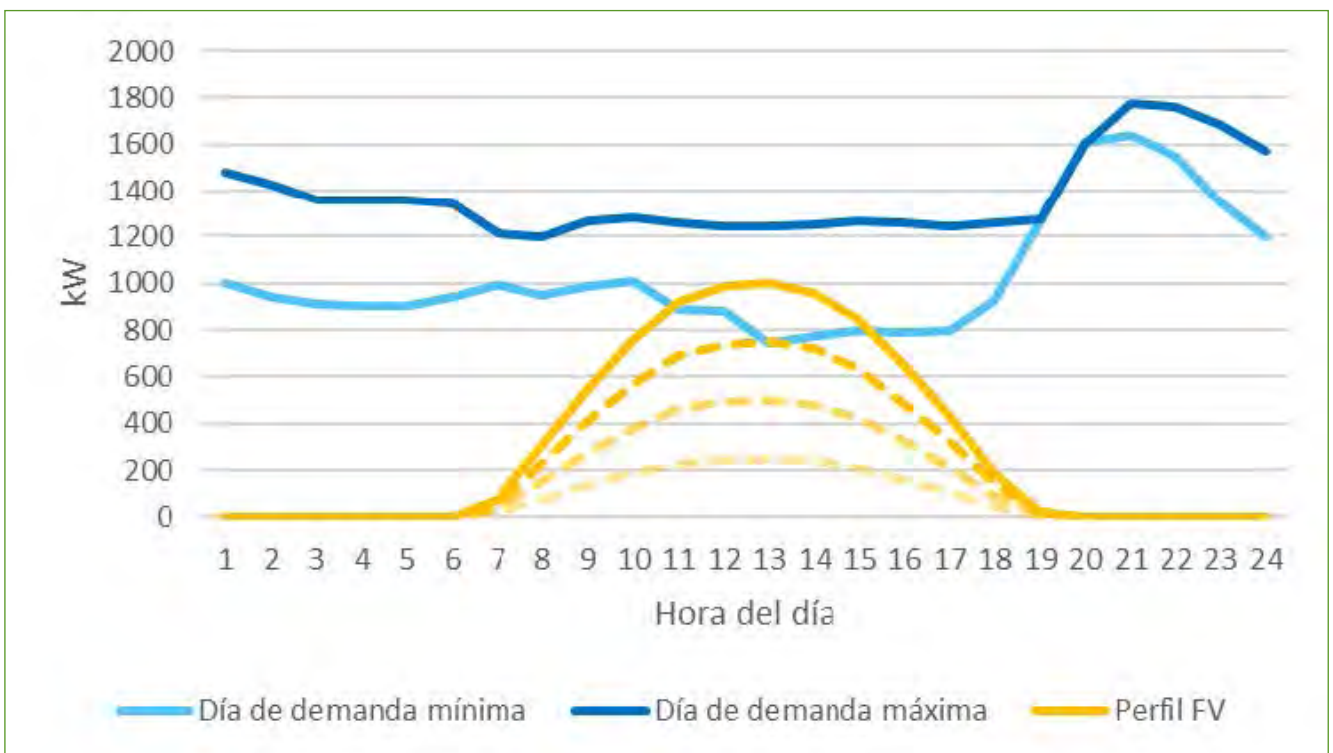


Figura 10: Ilustración de los escenarios fotovoltaicos



Con respecto a la máxima penetración de la energía fotovoltaica, se analizaron diferentes escenarios de distribución de la energía fotovoltaica (véase Figura 11):

Distribución uniforme de la energía fotovoltaica en todos los transformadores de MT/BT, escalada según el tamaño del transformador de distribución respectivo

Distribución desfavorable de la FV hacia el final del alimentador (25% de la FV en el primer tercio, 25% en el segundo tercio, 50% en el último tercio del alimentador)

5.2 Impactos fotovoltaicos analizados

Los siguientes impactos en los alimentadores se analizaron mediante la simulación de los alimentadores en DIGSILENT PowerFactory:

- La sobrecarga de las líneas de MT y los transformadores de AT/MT (este último no fue evaluado ya que sólo se analizaron los alimentadores individuales)
- Violaciones de voltaje durante la demanda máxima contra la generación máxima con demanda mínima durante el día

Problemas de protección debido a la contribución de la corriente de cortocircuito de la energía fotovoltaica.

Se aplican los siguientes criterios:

- Sobrecarga (líneas de MT, transformador AT/MT) < 100%
- Rango de tensión en las líneas urbanas de MT: $\pm 4.5\%$.
- Rango de tensión en las líneas rurales de MT: $\pm 7\%$.

El rango de voltaje se ha reducido de los valores originales definidos en la Ley General de Electricidad (urbano: $\pm 7.5\%$; rural: $\pm 10\%$) para dejar una caída/incremento de voltaje de reserva en la red de BT del 3%. Esto corresponde a los principios de planificación actuales identificados en la República Dominicana.

La Figura 12 muestra las máximas fluctuaciones de voltaje. Un control adecuado del voltaje debe asegurar que no surjan problemas de subvoltaje durante el pico de demanda, así como tampoco problemas de sobrevoltaje durante el pico de generación de energía fotovoltaica.

Figura 11: Ilustración de los escenarios de distribución de la energía fotovoltaica

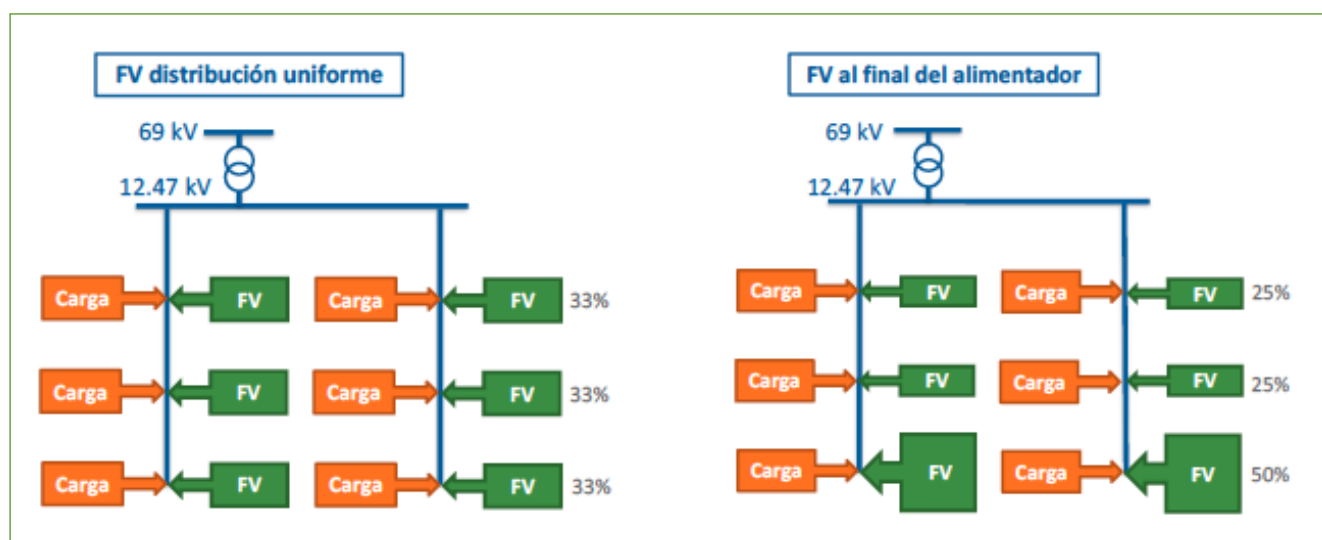
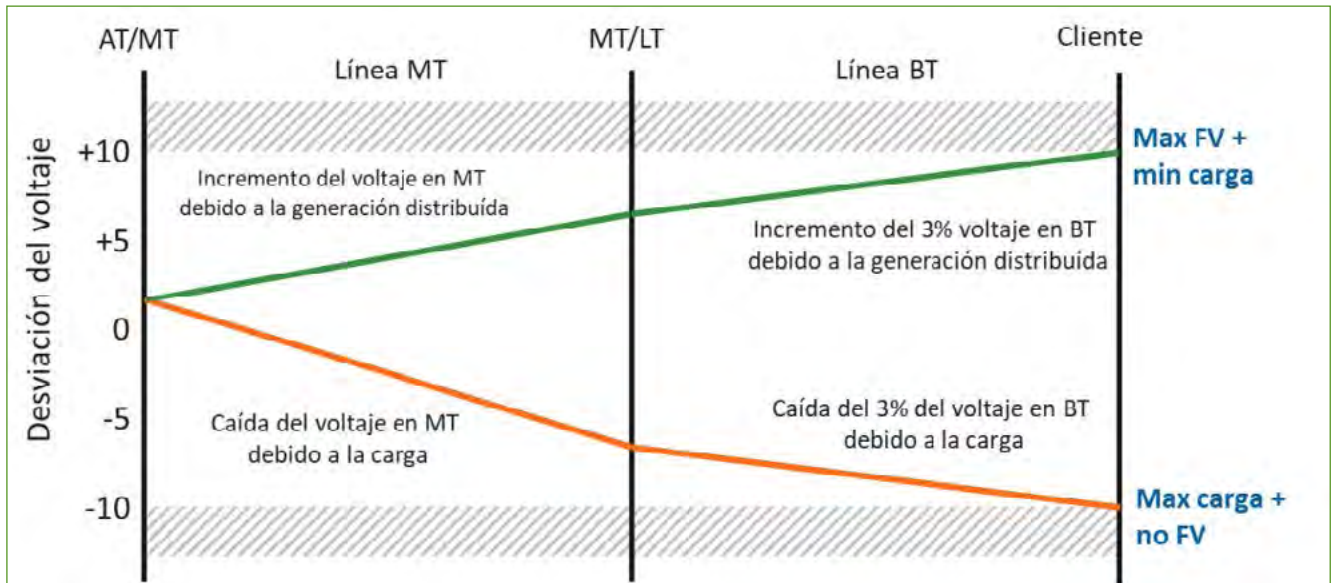


Figura 12: Voltaje máximo y mínimo durante el pico de demanda y el pico de generación. Ejemplo en un alimentador rural con un rango de voltaje de $\pm 10\%$.





6. Configuración del modelo

Como se describe en el capítulo 4, los siguientes alimentadores se seleccionaron mediante un proceso de criba. Estos alimentadores comprenden una amplia gama de posibles topologías de alimentación en la República Dominicana. Son adecuados

para destacar a qué niveles de penetración fotovoltaica es más probable que surjan problemas y qué características de los alimentadores son más cruciales para determinar el nivel máximo de penetración fotovoltaica.

EdeNorte:

- ALMA101
- DAJA104
- MOCN106
- VOLG101

EdeSur:

- AHON104
- EMBA102
- KDIE104
- MVIE106

EdeEste:

- EBRI03
- HAMY01
- HI6904
- ROPU02

6.1 Importación de modelos

Todos los alimentadores fueron simulados en el software de análisis de sistemas eléctricos DIGSILENT PowerFactory. Actualmente, las EDEs están en el proceso de usar PowerFactory para la planificación de sistemas eléctricos, sin embargo, en el momento del proyecto, no había todavía modelos de PowerFactory disponibles.

Los modelos para EdeNorte y EdeSur fueron importados del programa PSS ADEPT, con una importación/exportación intermedia a través de PSS SINICAL. Las interfaces automáticas para importar datos de PSS ADEPT a PSS SINICAL y de PSS SINICAL a PowerFactory están disponibles en los respectivos programas.

En el caso de EdeEste, no se utilizó ningún software de análisis de sistemas eléctricos en el momento del proyecto. Por tal motivo los modelos de PowerFactory se construyeron a partir de hojas de datos de Excel que se obtuvieron del Sistema de Información Geográfica (SIG) de EdeEste.

6.2 Características generales del alimentador

Como es común en los sistemas eléctricos de todo el mundo, también en la República Dominicana los alimentadores suelen ser operados de forma radial. Además, la mayoría de las líneas de MT son alimentadas por conductores aéreos. La mayoría de los tipos de conductores consisten en conductores de aleación de aluminio (AAAC) y cables de aluminio-conductor de acero reforzado (ACSR) en tamaños típicos de 1/0, 2/0 y 4/0, así como 477 ASCR y 559.5 ASCR.

6.3 Características de las redes de baja tensión

Las redes de baja tensión suelen alimentarse mediante transformadores monofásicos, en particular en las zonas rurales. En las zonas urbanas, también los transformadores trifásicos son bastante comunes. Las líneas de BT suelen estar dimensionadas de tal manera que sólo se espera una pequeña caída de voltaje menor al 3%. Del mismo modo, también para las instalaciones fotovoltaicas, un aumento máximo de voltaje del 3% desde el

transformador hasta la instalación fotovoltaica debe tomarse como principio de planificación.

Una fórmula simple para calcular el aumento de voltaje inducido por el FV dentro de la red de bajo voltaje es la siguiente:

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

SFV es la capacidad instalada del inversor fotovoltaico. Rlínea y Xlínea son la resistencia y la reactancia de todas las líneas entre el generador fotovoltaico y el transformador de distribución. Cos() es el factor de potencia de la planta de energía fotovoltaica a la potencia nominal y U es el voltaje de línea a tierra.

6.4 Control del voltaje

Los transformadores de subestación de todos los alimentadores permiten el cambio automático de tomas, lo que permite a su vez controlar el voltaje en el lado de baja tensión del transformador.

Según la actual regulación dominicana, los rangos de voltaje aplicables en las redes urbanas son de $\pm 7.5\%$, mientras que para las redes rurales es de $\pm 10\%$.

Las consignas de voltaje de los transformadores primarios de subestación son típicamente de aproximadamente 1.02 p.u. para las redes urbanas y 1.04 p.u. en las redes rurales, de acuerdo con la información y los datos de medición obtenidos.

6.5 Características de carga mínima

Como se describe en el capítulo 3, los alimentadores se analizaron con respecto a su escenario de máxima demanda, así como a su escenario de mínima demanda en combinación con la máxima alimentación de FV. El tamaño de la demanda mínima es un factor crucial en la penetración máxima de la FV: Con una demanda muy baja, los niveles de penetración fotovoltaica ya bajos pueden dar lugar a flujos de energía inversa y, por lo tanto, a problemas de tensión y sobrecarga en la red de distribución. Por otra parte, si la demanda mínima se encuentra en una proporción elevada de la demanda máxima, entonces se puede

integrar una gran cantidad de energía fotovoltaica sin afectar significativamente al alimentador.

De ahí que se obtuvieran datos sobre la demanda mínima de los alimentadores. La Figura 13 muestra la relación entre la demanda mínima y máxima para EdeNorte. Como puede verse, la mayoría de los alimentadores tienen una demanda mínima del 20% al 50% en comparación con la demanda máxima. En promedio, la proporción es del 38%.

En el caso de EdeEste, no se disponía de datos detallados sobre la demanda mínima. Tomando una estimación conservadora, considerando las cifras de la demanda de las otras EDEs, se ha supuesto que la demanda mínima es el 20% de la demanda máxima.

6.6 Datos de medición

Se han analizado algunos datos de medición para verificar los modelos de la red de distribución y recibir más información sobre las curvas de carga con respecto a la demanda mínima y máxima, analizar el impacto actual que la energía fotovoltaica

tiene en algunos alimentadores y examinar los alimentadores en términos de desequilibrios de fase.

6.6.1 Curva de carga diaria

La Figura 14 muestra el desarrollo de la carga del alimentador ALMA101 en un período de tiempo de 1.25 años. Cuanto más oscuro sea el color, más tarde será el momento de la respectiva curva de carga diaria. Como se puede observar, hay un crecimiento moderado de la carga durante el período de tiempo analizado. Además, la demanda es relativamente constante a lo largo del día, con un pequeño pico típico en la hora de la tarde. La demanda mínima se produce típicamente durante el día y coincide con la producción de energía fotovoltaica. Esto verifica el enfoque de seleccionar la demanda mínima en combinación con la producción máxima de energía fotovoltaica, lo que representa el peor de los casos. Sin embargo, en algunos alimentadores, la reducción de la carga se realiza durante el día, lo que conduce a una reducción de la demanda mínima diurna. En este caso, esto no se tuvo en cuenta, lo que llevó a una estimación conservadora (más pequeña) de la demanda mínima, es decir, el impacto simulado de la generación fotovoltaica será más grave.

Figura 13: Demanda mínima como parte de la demanda máxima para todos los alimentadores de EdeNorte. La línea negra indica la proporción media

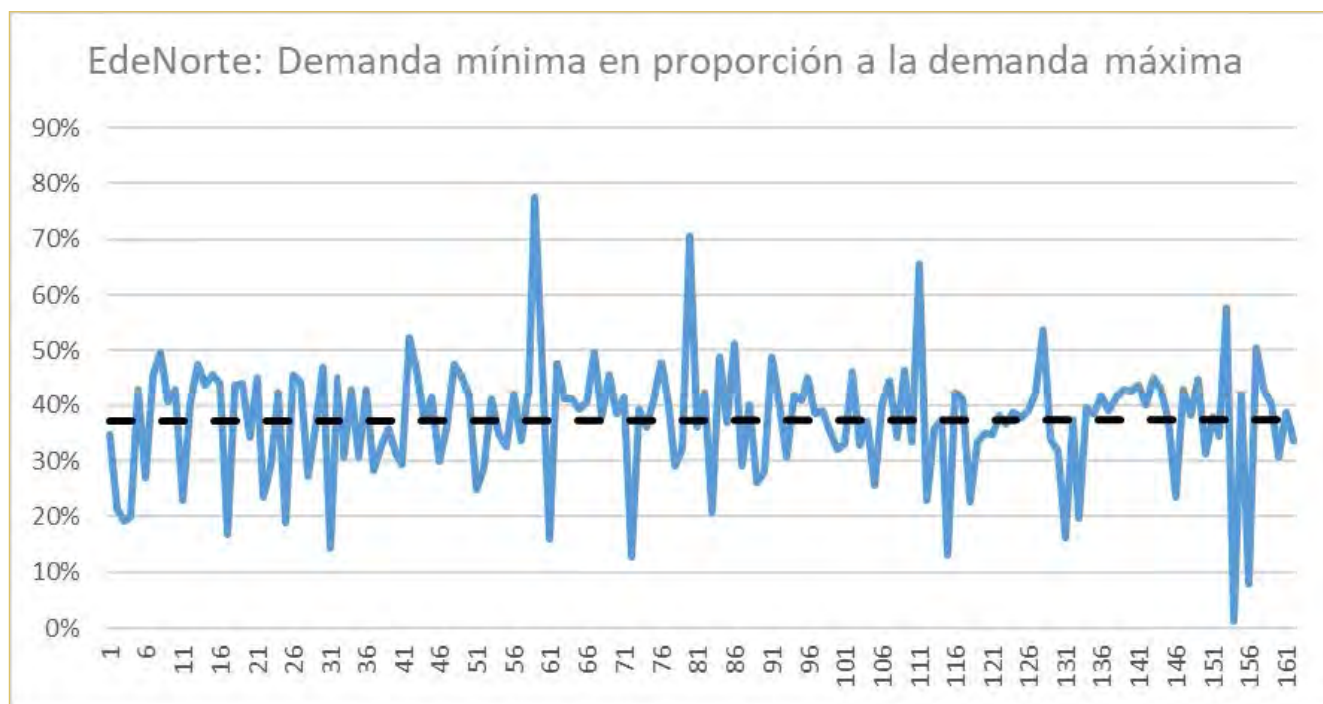
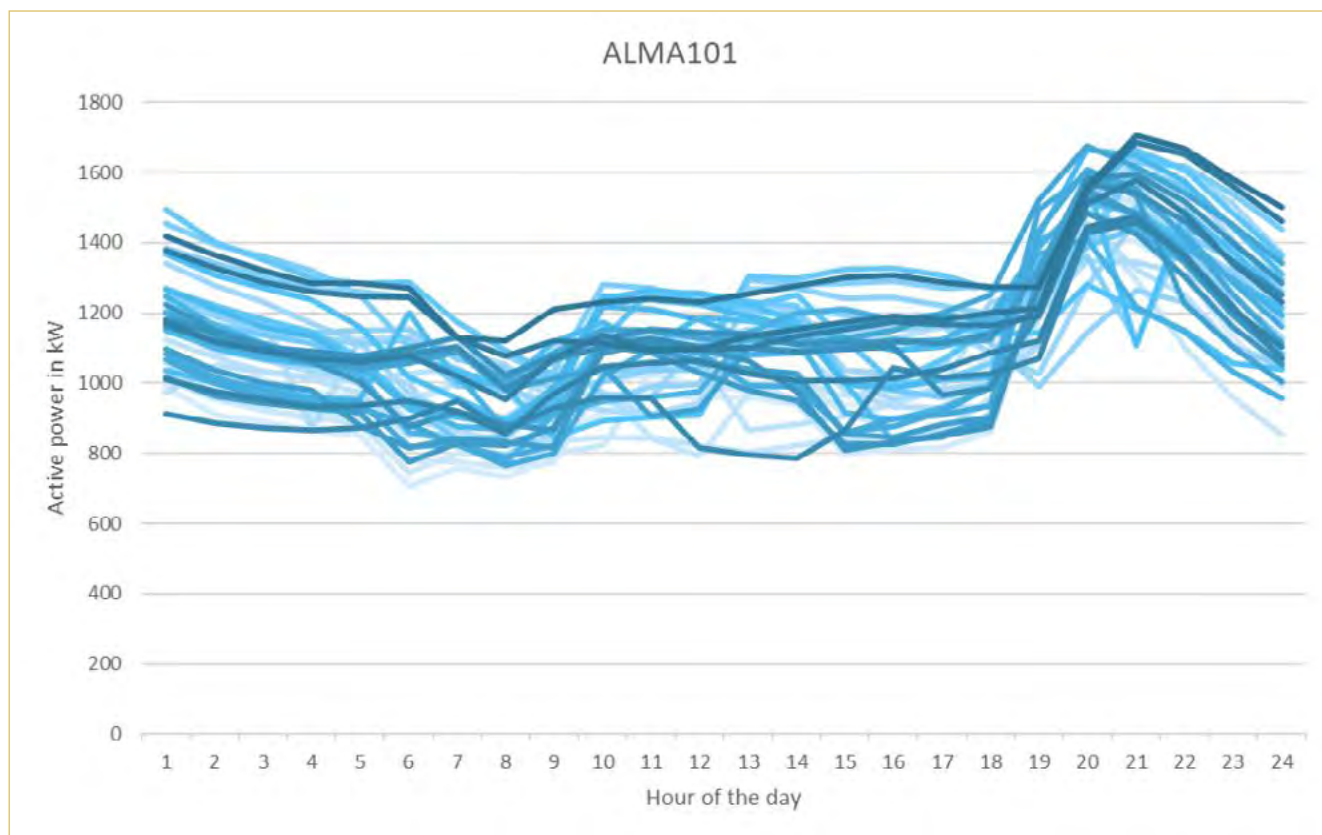


Figura 14: Tendencia de la curva de carga diaria a lo largo de 1.25 años para el alimentador ALMA101

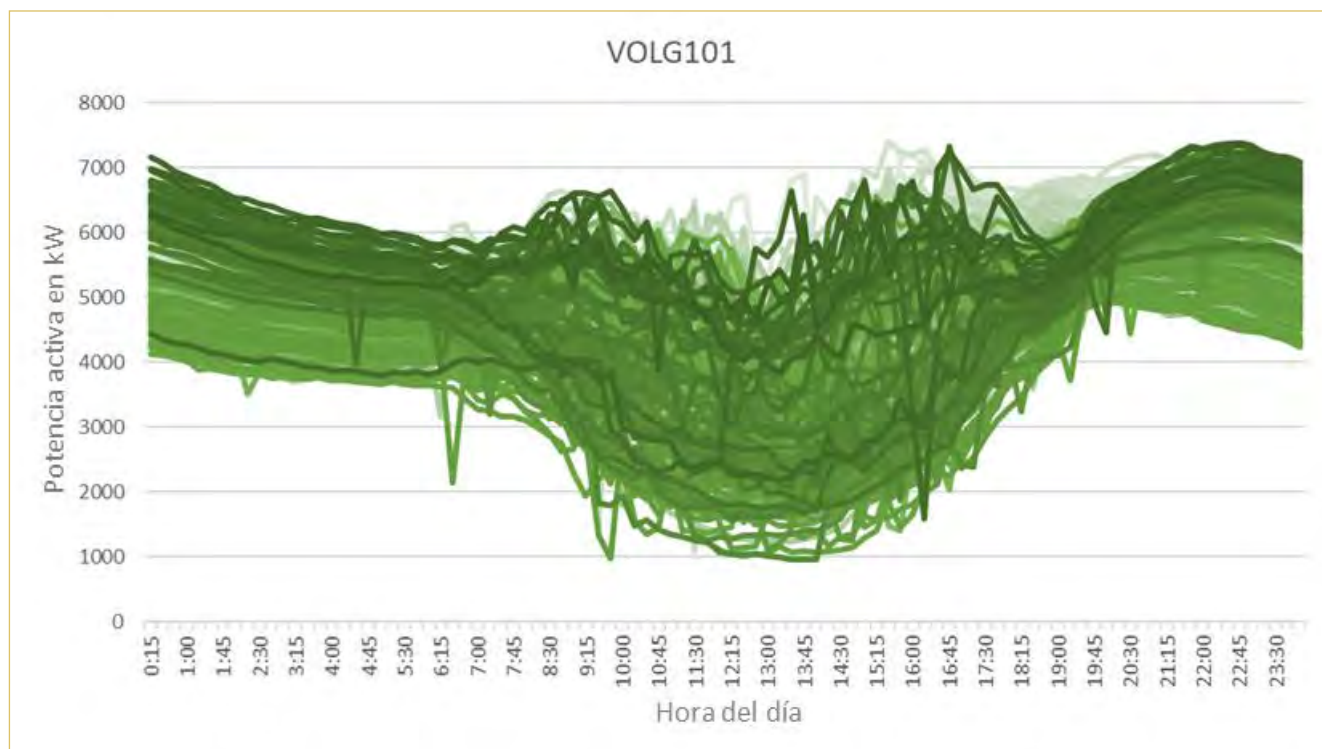


6.6.2 El impacto del FV en la curva de carga diaria

La mayoría de los alimentadores de la República Dominicana tienen todavía niveles de penetración fotovoltaica muy bajos. Por lo tanto, el impacto en la mayoría de los alimentadores es difícil de observar. En el caso de EdeNorte, algunos alimentadores ya tienen niveles de penetración fotovoltaica por encima del 25% e incluso hasta más del 100%. Uno de esos casos se presenta en la Figura 15. El alimentador VOLG101 tiene un nivel de penetración fotovoltaica de aproximadamente el 27%. Como puede verse, la penetración fotovoltaica reduce la carga mínima, pero por el momento no produce ningún flujo de potencia inversa.

Sin embargo, en este estudio, debido a los aún bajos niveles de penetración fotovoltaica, no se consideró el impacto actual de la energía fotovoltaica en la carga mínima. Esto conduce de hecho a una estimación conservadora o del peor de los casos del impacto de la FV: Considerar estas plantas fotovoltaicas significaría aumentar la carga mínima, ya que la demanda mínima actual puede ser ya disminuida por la FV existente. Una carga mínima más alta significa a su vez un mayor nivel de penetración fotovoltaica posible. Sin embargo, debido a la insuficiencia de datos sobre la distribución de la FV existente en los alimentadores, este impacto no se tuvo en cuenta.

Figura 15: Tendencia de la curva de carga diaria en el transcurso de 1.25 años para el alimentador VOLG101, que ya tiene una penetración del 27% de la energía fotovoltaica, que se ve en la reducción de la demanda diurna.



6.6.3 Desequilibrios de fase

Se obtuvieron más datos de medición de los alimentadores analizados con respecto al flujo de corriente en cada fase. Éstos indicaron que las cargas en los alimentadores de distribución se distribuyen uniformemente a través de las diferentes fases. El mayor desequilibrio de fase se observó en el alimentador DAJA104 con un desequilibrio del 31% / 36% / 33% durante la carga máxima.

Por lo tanto, en las simulaciones se asumió una distribución uniforme de la carga en las tres fases.



7. Resultados detallados de la simulación de la evaluación de la capacidad de hospedaje de la energía fotovoltaica

En el siguiente capítulo se eligen algunos alimentadores seleccionados para describir los modelos en detalle y el impacto de la FV en estos alimentadores seleccionados. Los alimentadores seleccionados muestran diferentes tipos de alimentadores y qué problemas y situaciones típicas pueden surgir con el aumento de los niveles de penetración de la energía fotovoltaica.

7.1 ALMA101 (EdeNorte)

La Figura 16 muestra el detallado diagrama geográfico de una sola línea del alimentador. Los colores indican las diferentes fases de las líneas monofásicas y trifásicas, así como la subestación AT/MT indicada por el círculo negro. Como se puede ver, el alimentador consiste en su mayoría en líneas monofásicas, que se ramifican en diferentes direcciones.

Figura 16: Diagrama geográfico de línea única de ALMA101

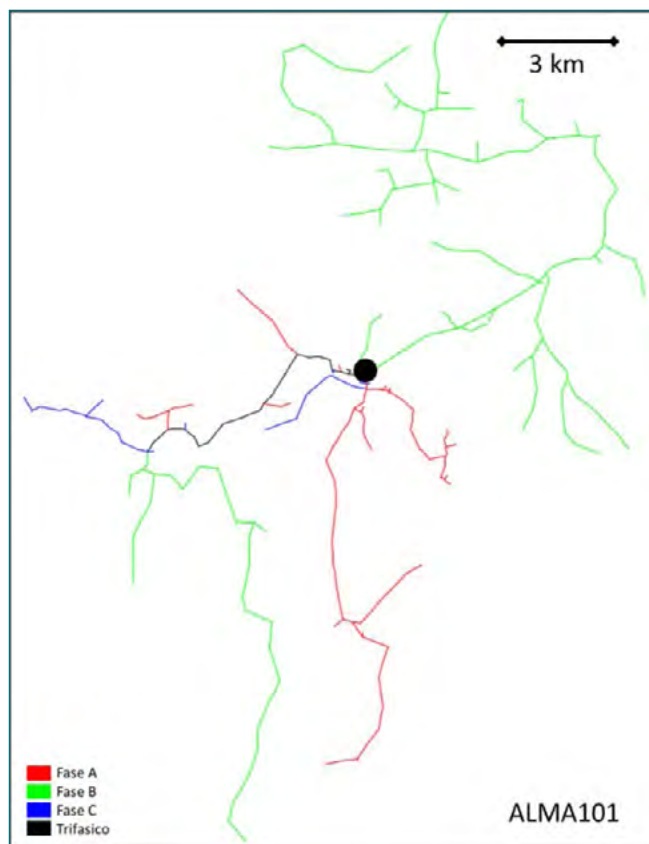
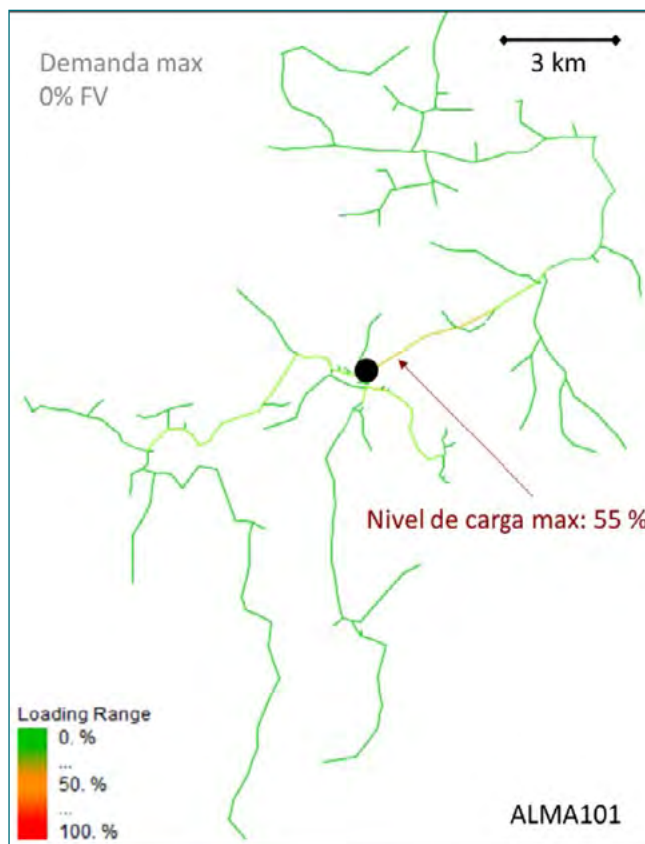


Figura 17: Cargas de línea durante el pico de demanda de ALMA101



7.1.1 Comportamiento del alimentador durante el pico de demanda sin FV

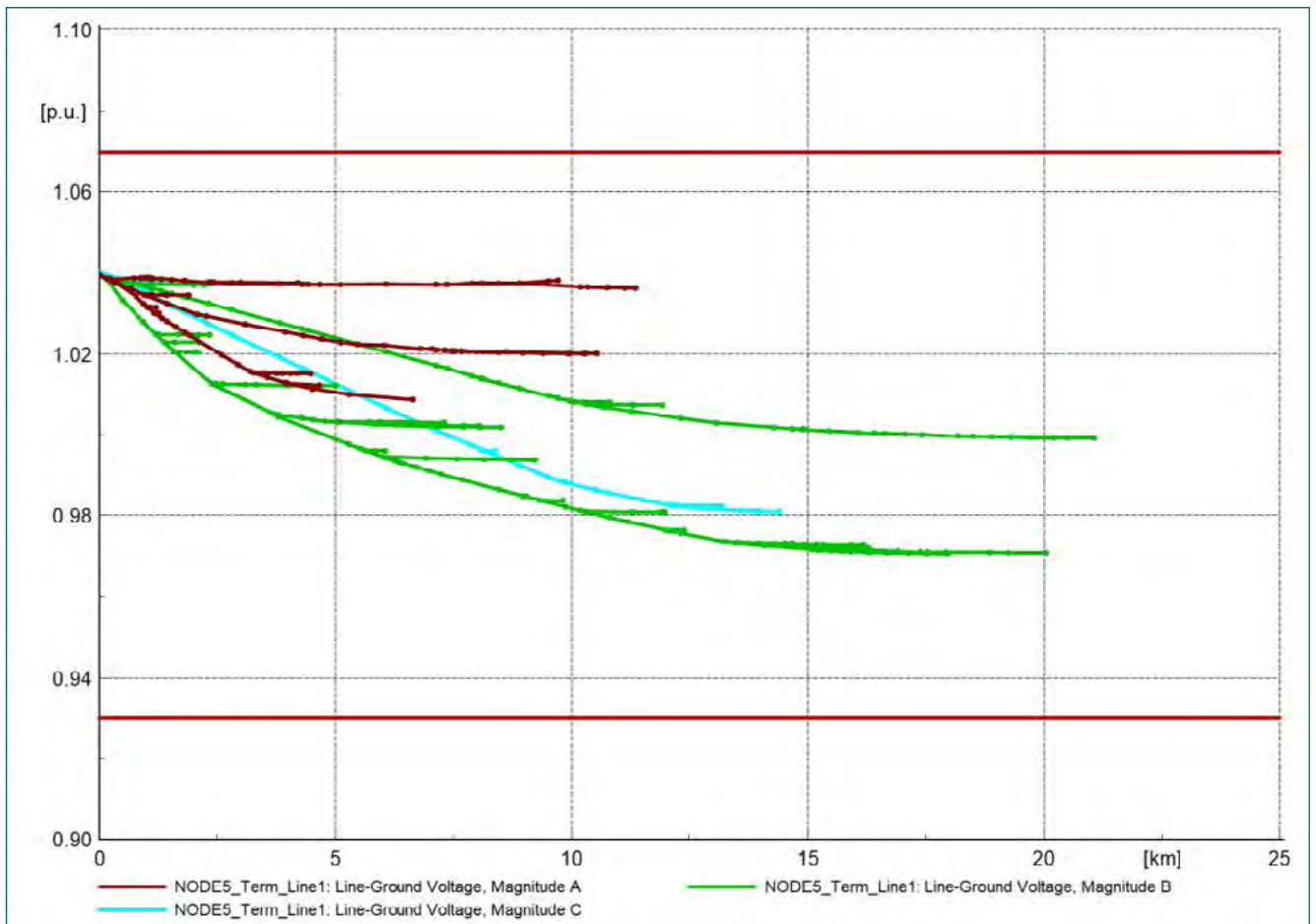
Durante el pico de demanda el alimentador exhibe bajos niveles de carga de línea, como se puede ver en la Figura 17. La mayoría de las líneas están cargadas por debajo del 30%, con el nivel de carga máxima que ocurre en el ramal alimentador que va hacia el este con un 55% de carga de línea.

La Figura 18 muestra el perfil de voltaje del alimentador durante el pico de demanda. En el eje x se indica la distancia de la subestación primaria, mientras que en el eje y se muestra el nivel

de tensión. Los diferentes colores representan las tres fases del alimentador. La consigna de tensión para la subestación primaria se ha elegido para que sea de 1.04 p.u. Como se puede observar, la tensión cae un 7% hasta aproximadamente 0.97 p.u. en la fase B. En esta fase se encuentran los ramales más largos, con distancias de más de 20 km de la subestación.

Indicado por las líneas rojas a 1.07 p.u. y 0.93 p.u. son las limitaciones de voltaje definidas para la red de media tensión. Esto permite una caída o aumento de voltaje adicional en la red de baja tensión, con el fin de mantener los niveles de voltaje de 0.9 p.u. a 1.1 p.u. en las instalaciones de los clientes.

Figura 18: Perfil de voltaje durante el pico de demanda sin FV para ALMA101



En resumen, se pueden observar las siguientes características para el alimentador de ALMA101:

- Largas líneas monofásicas
- Gran parte de las cargas de una fase
- La parte de la red de la fase B es considerablemente más larga que las otras fases
- Hasta 21 km de distancia del alimentador de la subestación primaria
- Caída de voltaje simulada del 7% durante el pico de demanda
- Nivel de carga máxima simulada del 55%

- Demanda máxima de 1.8 MVA, demanda mínima de 0.8 MVA (43%)

7.1.2 Comportamiento del alimentador durante la demanda mínima con una creciente penetración de la energía fotovoltaica

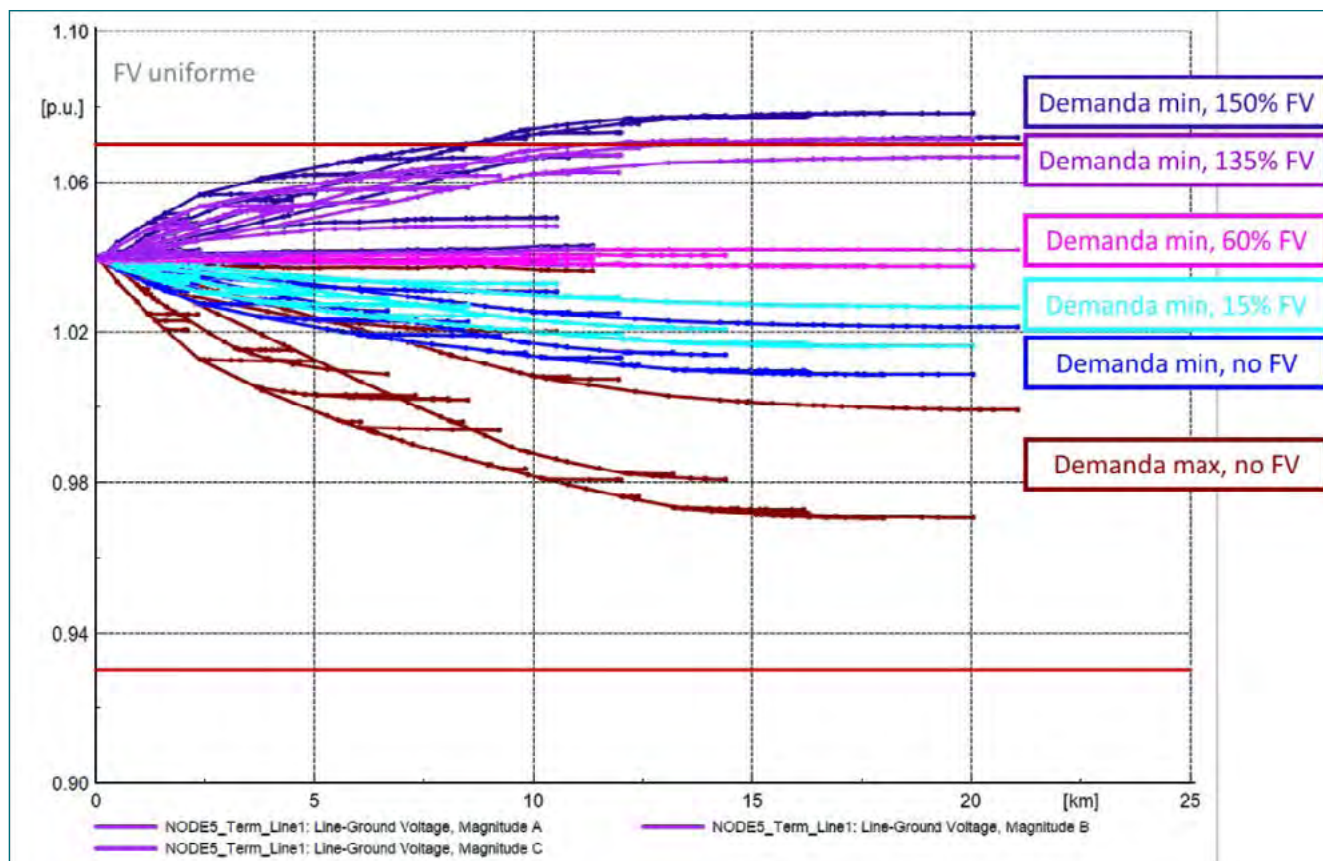
Con el aumento de los niveles de penetración de la energía fotovoltaica, el flujo de energía descendente se reduce hasta el punto en que se produce un flujo de energía inverso y la energía se exporta desde el troncal a los otros ramales de alimentación o a la red aguas arriba. Los flujos de potencia inversa provocan un aumento del voltaje en el alimentador, en contraposición a la típica caída de voltaje cuando la carga es mayor que la inyección fotovoltaica. Además, si la penetración de la energía fotovoltaica es lo suficientemente alta o se concentra en pocos lugares, puede dar lugar a la sobrecarga de las líneas.

La Figura 19 muestra el impacto de un aumento gradual de la penetración de la energía fotovoltaica en el alimentador de ALMA101, considerando una distribución uniforme de las plantas fotovoltaicas a través de los alimentadores, como se describe en el capítulo 5.1. Durante la demanda mínima, la caída de voltaje es considerablemente menor en comparación con la situación durante la demanda máxima. Si la penetración fotovoltaica durante el tiempo de demanda mínima, el voltaje del alimentador se incrementa aún más.

Sin embargo, con un nivel de penetración fotovoltaica del 15%, el voltaje sigue cayendo a lo largo de la longitud del alimentador, ya que la carga mínima con el 43% de la demanda máxima sigue

superando la producción fotovoltaica. A un nivel de penetración fotovoltaica del 60%, hay ligeros flujos de potencia inversa y la caída de voltaje resultante es relativamente plana. La limitación de voltaje superior de 1.07 p.u. (lo que deja un aumento de voltaje del 3% para la red de BT) sólo se alcanza a un nivel de penetración fotovoltaica de aproximadamente el 135%. El alimentador fue analizado hasta un nivel de penetración fotovoltaica del 150%. En este caso, el aumento de tensión resultante es de aproximadamente un 4% o 1.08 p.u. y puede dar lugar a sobretensiones superiores a 1.10 p.u. en la red de BT. Por lo tanto, ese nivel de penetración fotovoltaica sólo sería posible aplicando medidas de mitigación, que se describen en el capítulo 9.

Figura 19: Perfil de tensión con un nivel de penetración fotovoltaica creciente para ALMA101, distribución fotovoltaica uniforme

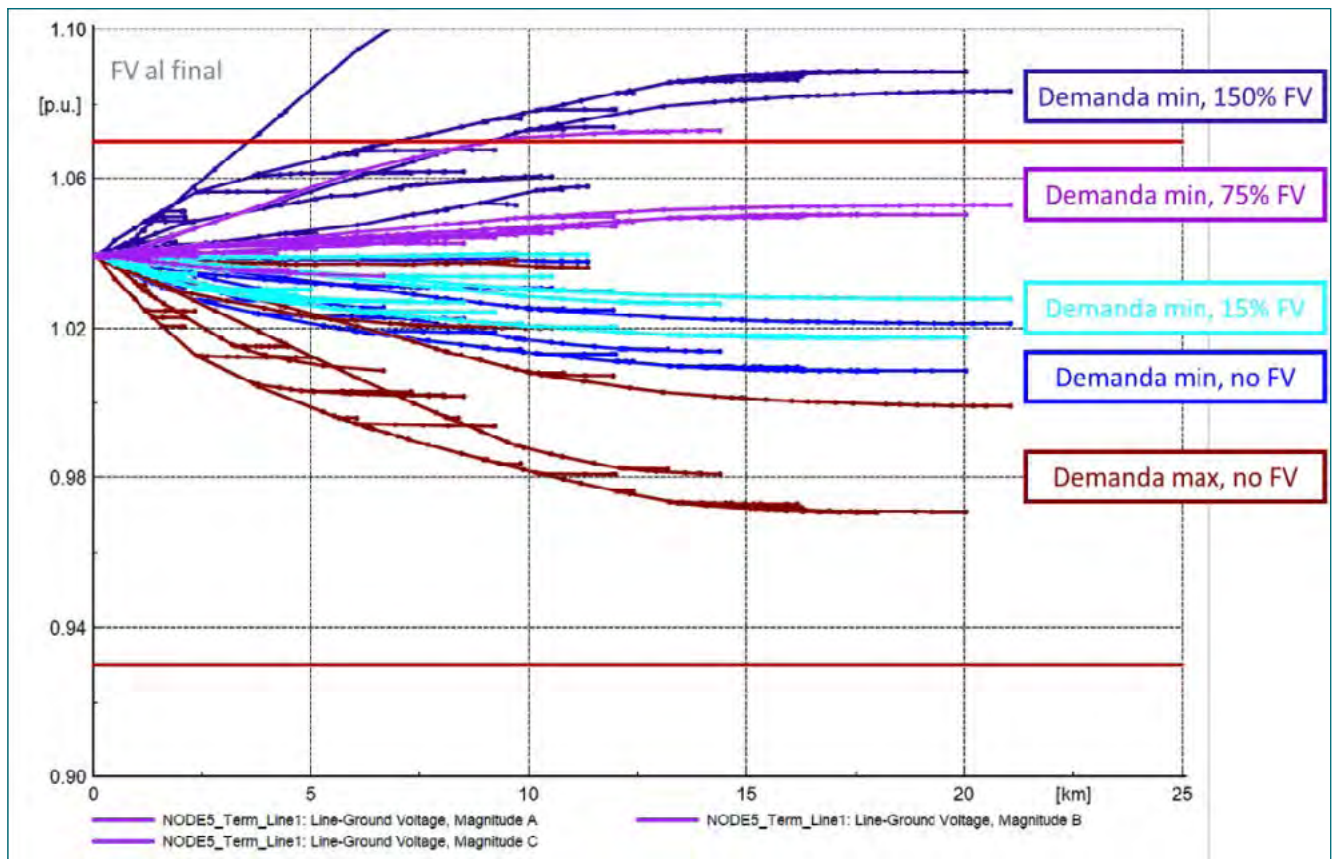


La Figura 20 muestra el perfil de voltaje para una distribución fotovoltaica al final en el alimentador. En este caso, la mayoría de las plantas fotovoltaicas están conectadas al extremo del alimentador, como se describe en el capítulo 5.1.

Los perfiles de voltaje de demanda máxima y mínima son iguales a la Figura 19, ya que no se añade ningún FV. Como puede observarse, en este caso sólo puede añadirse al alimentador una penetración máxima de FV de aproximadamente el 75%, antes de que se supere el límite de tensión de 1.07 p.u. La distribución

al final de las plantas fotovoltaicas hace que uno de los ramales tenga considerablemente más plantas fotovoltaicas que el otro alimentador, lo que da lugar a un gran aumento de la tensión en ese ramal. En el caso de una distribución fotovoltaica uniforme, este desequilibrio de tensión no se observa. Una penetración fotovoltaica del 150% llevaría a una violación del voltaje en las tres fases, con una de las fases mostrando niveles de voltaje de hasta 1.13 p.u. (fuera del alcance de la Figura 20).

Figura 20: Perfil de tensión con un nivel de penetración fotovoltaica creciente para ALMA101, distribución fotovoltaica al final

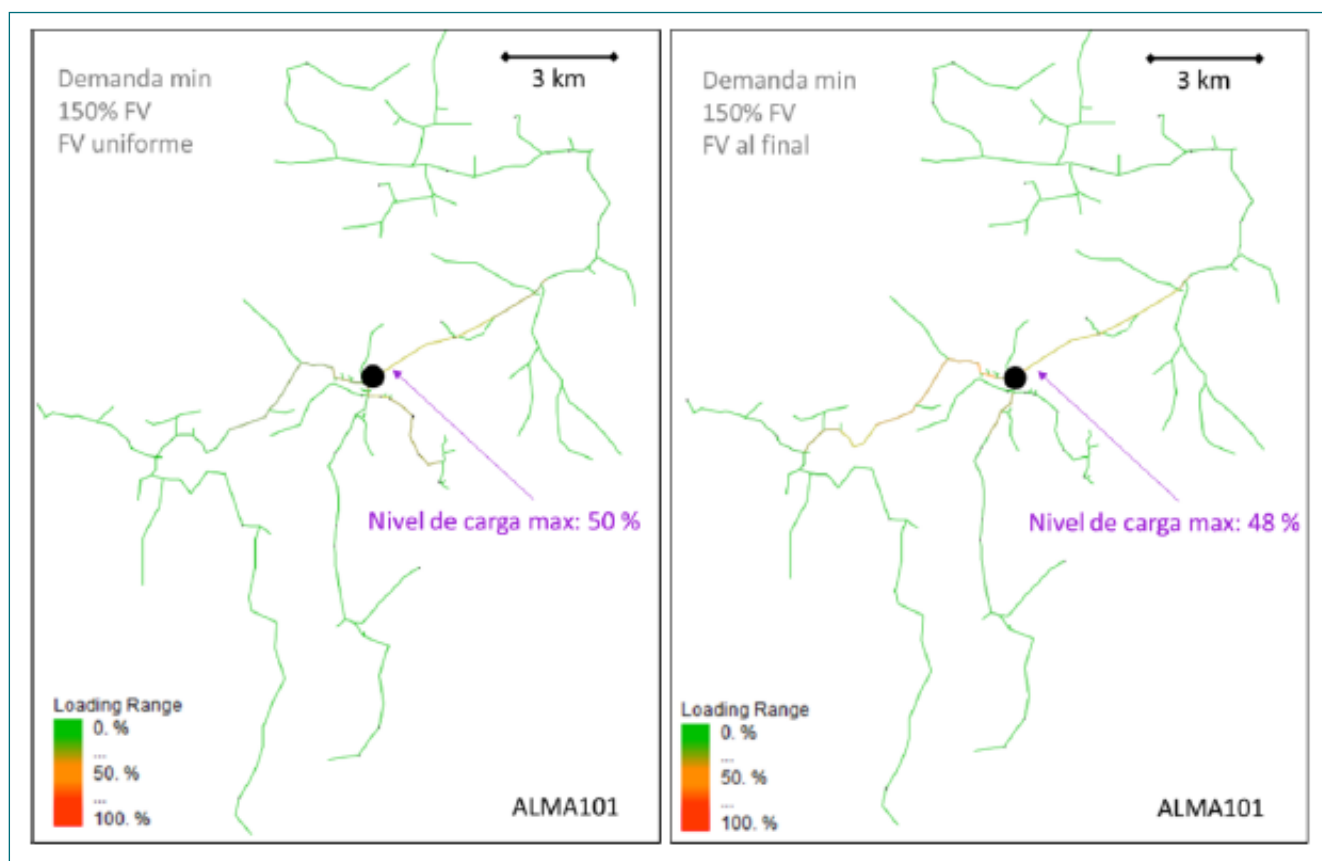


La Figura 21 muestra el alimentador coloreado por el nivel de carga tanto para el escenario de distribución FV uniforme como para el desigual para un escenario de nivel de penetración FV del 150%. En ambos casos, el nivel de carga máxima observada en las líneas es de aproximadamente el 50%, que de hecho es inferior a la carga máxima durante la demanda máxima. Por lo tanto, el nivel de carga de la línea no supone una restricción para la penetración fotovoltaica.

En resumen, se puede observar lo siguiente:

- No hay violación de las cargas de la línea, incluso a niveles de penetración del 150% de FV
- Nivel máximo de penetración fotovoltaica del 135% (distribución fotovoltaica uniforme) o del 75% (distribución fotovoltaica al final) antes de que se violen los umbrales de voltaje

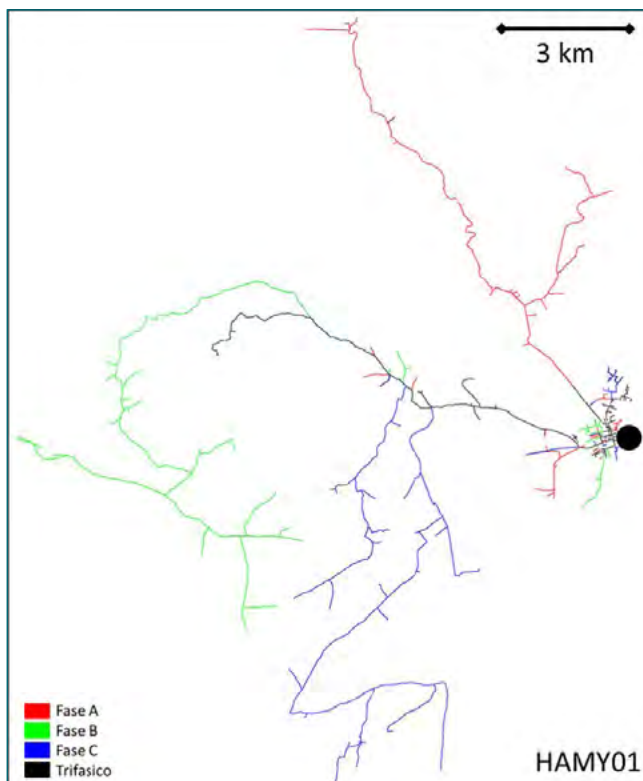
Figura 21: Máxima carga de la línea durante 150% de FV para ALMA101. Izquierda: Distribución FV uniforme, derecha: distribución FV al final



7.2 HAMY01 (EdeEste)

La Figura 22 muestra el diagrama geográfico unifilar para el alimentador HAMY01. Cerca de la subestación primaria se encuentra el pequeño pueblo Hato Mayor del Rey, con múltiples ramales muy largos, en su mayoría monofásicos, que conducen a otros pueblos en el campo.

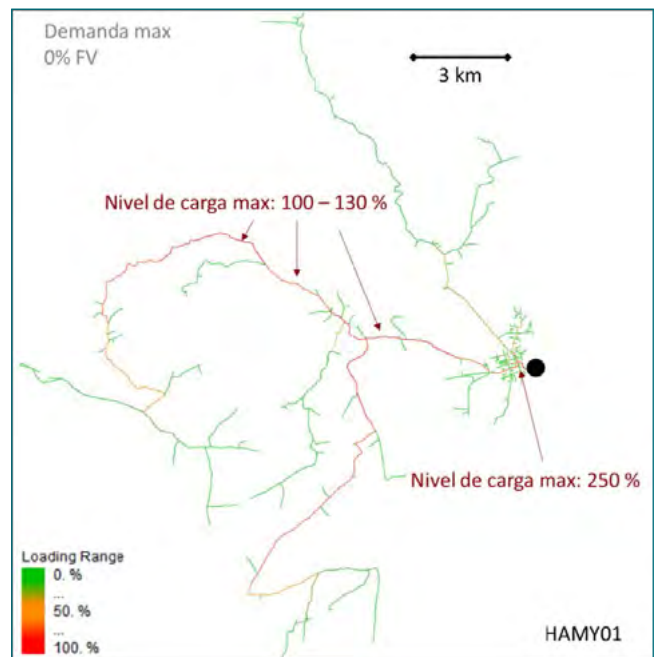
Figura 22: Diagrama geográfico de una sola línea de HAMY01



7.2.1 Comportamiento del alimentador durante el pico de demanda sin FV

Este alimentador exhibe niveles de carga muy altos durante el pico de demanda. De acuerdo con la información obtenida de EdeEste, una gran parte de las líneas ya está sobrecargada, con algunas líneas cercanas a la subestación sobrecargadas hasta en un 250%.

Figura 23: Carga de líneas durante el pico de demanda de HAMY01



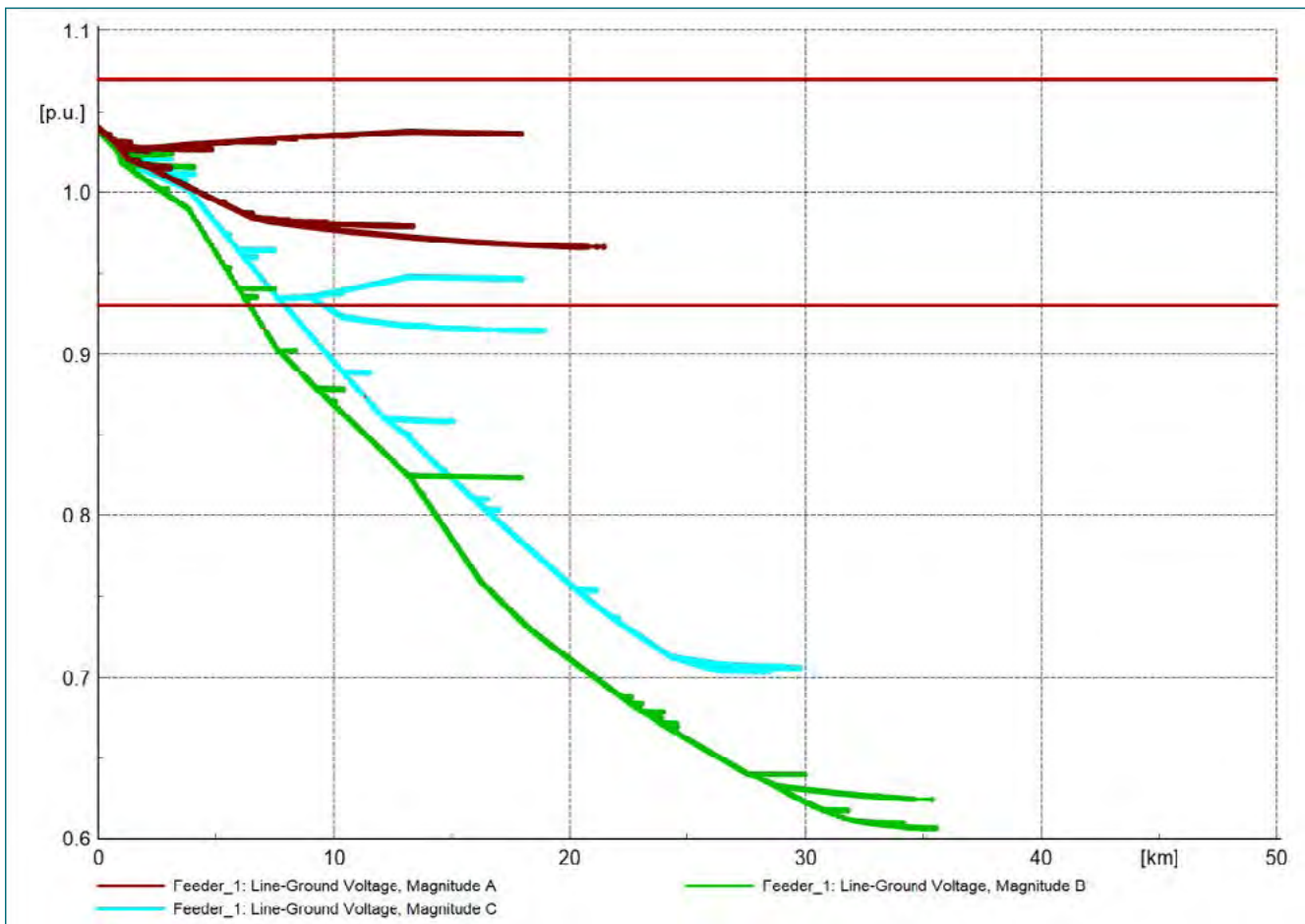
Las largas longitudes de las líneas en combinación con la alta carga de las mismas dan como resultado una gran caída de voltaje a través del alimentador, como se puede ver en la Figura 24. Los niveles de voltaje simulados son tan bajos como 0.6 p.u. en las zonas rurales. Tales niveles de bajo voltaje también fueron reportados por las EDEs. Sin embargo, para verificar se necesitarían más datos de medición que actualmente no están disponibles. Por lo tanto, los resultados de la simulación obtenidos deben tratarse con cuidado y los niveles de voltaje podrían ser significativamente más altos o más bajos. Ya se han realizado algunas adaptaciones al modelo actual, suponiendo que los transformadores de distribución rurales están en promedio un

20% menos cargados que los transformadores de distribución de la ciudad. Una mayor diferencia entre las zonas rurales y urbanas daría lugar a un menor nivel de carga en las zonas rurales y, por lo tanto, a una menor caída de voltaje.

En resumen, se pueden observar las siguientes características para el alimentador HAMY01:

- Largas líneas monofásicas
- Gran parte de las cargas de una fase

Figura 24: Perfil de tensión durante el pico de demanda sin FV para HAMY01

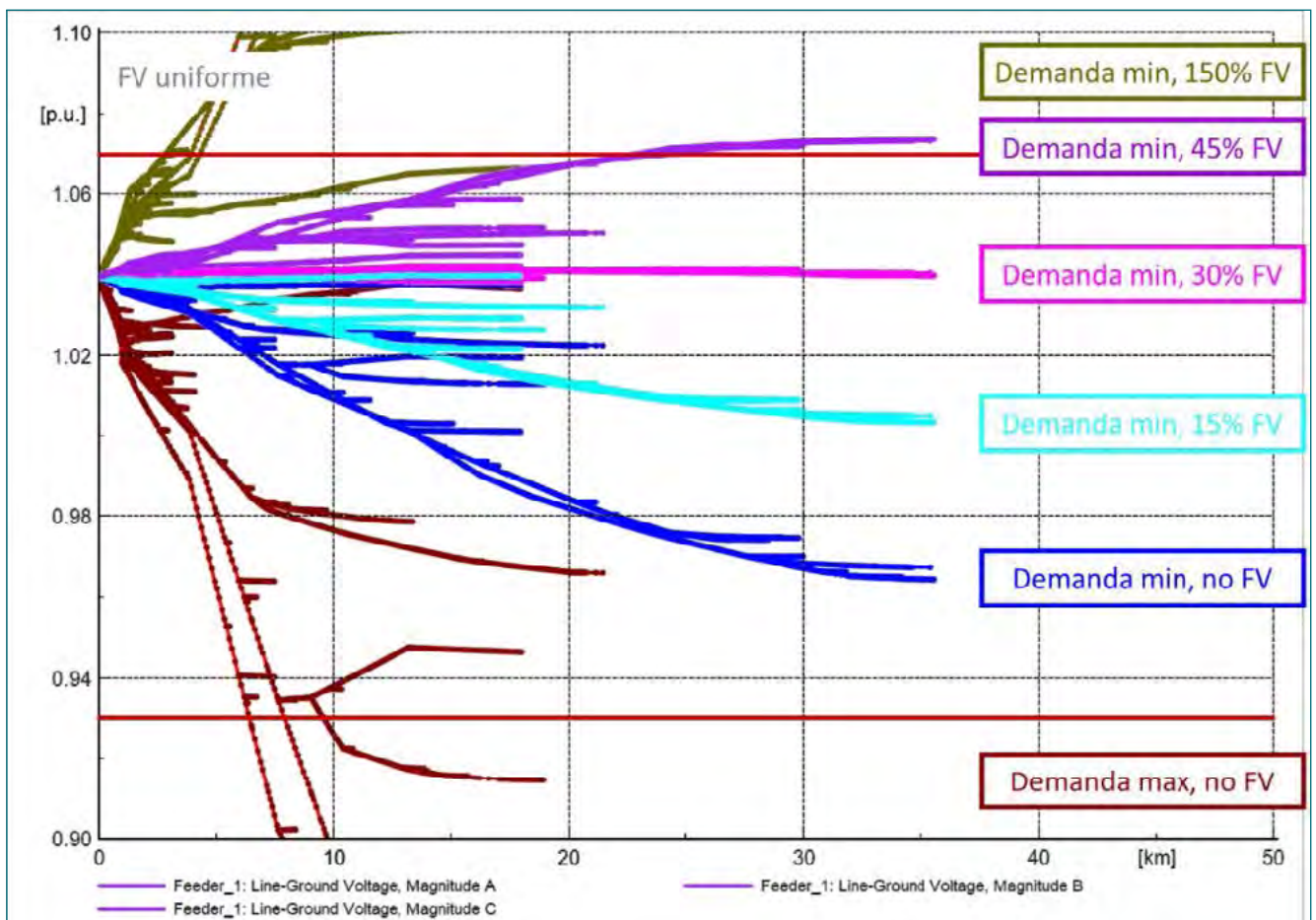


- La parte de la red de la fase B es considerablemente más larga que las otras fases
- Hasta 36 km de distancia del alimentador de la subestación primaria
- Caída de tensión simulada hasta 0.6 p.u. durante el pico de demanda
- Nivel de carga máxima simulada hasta el 250%
- Demanda máxima de 7.9 MVA, se supone que la demanda mínima es del 20% debido a la insuficiencia de datos (1.6 MVA)

7.2.2 Comportamiento del alimentador durante la demanda mínima con una creciente penetración de la energía fotovoltaica

Dado que el alimentador muestra caídas de voltaje muy altas durante el pico de demanda, también es más sensible a los aumentos en el nivel de penetración de la energía fotovoltaica. La Figura 25 muestra el perfil de voltaje con niveles de penetración fotovoltaica crecientes para el escenario de penetración fotovoltaica uniforme. Hasta un nivel de penetración fotovoltaica del 30% no se violan los umbrales de voltaje. Sin embargo, a un nivel de penetración fotovoltaica del 45%, el nivel de voltaje aumenta justo por encima de 1.07 p.u.

Figura 25: Perfil de tensión con un nivel de penetración fotovoltaica creciente para HAM01, distribución uniforme de la energía fotovoltaica



La Figura 26 muestra los perfiles de voltaje durante una penetración fotovoltaica al final. La distribución al final hace que la mayoría de las plantas fotovoltaicas estén conectadas al final de las líneas en las zonas rurales. En este caso, el nivel máximo de penetración fotovoltaica es sólo algo superior al 15% y las violaciones de voltaje se producen ya a una penetración fotovoltaica del 30%. No obstante, la probabilidad de que se produzca esa situación puede ser menor, ya que es más probable que las plantas fotovoltaicas sean instaladas por personas que viven en la ciudad

debido a su mayor poder adquisitivo. Por lo tanto, los niveles de penetración fotovoltaica en este caso se ven gravemente afectados por la distribución de las plantas de energía fotovoltaica y pueden ser considerablemente más altos.

Finalmente, la Figura 27 muestra las cargas de línea para el alimentador para una penetración fotovoltaica uniforme del 45%. Como puede verse, la FV compensa las cargas y conduce a niveles de cargas de línea muy bajos.

Figura 26: Perfil de tensión con un nivel de penetración fotovoltaica creciente para HAMY01, distribución fotovoltaica al final

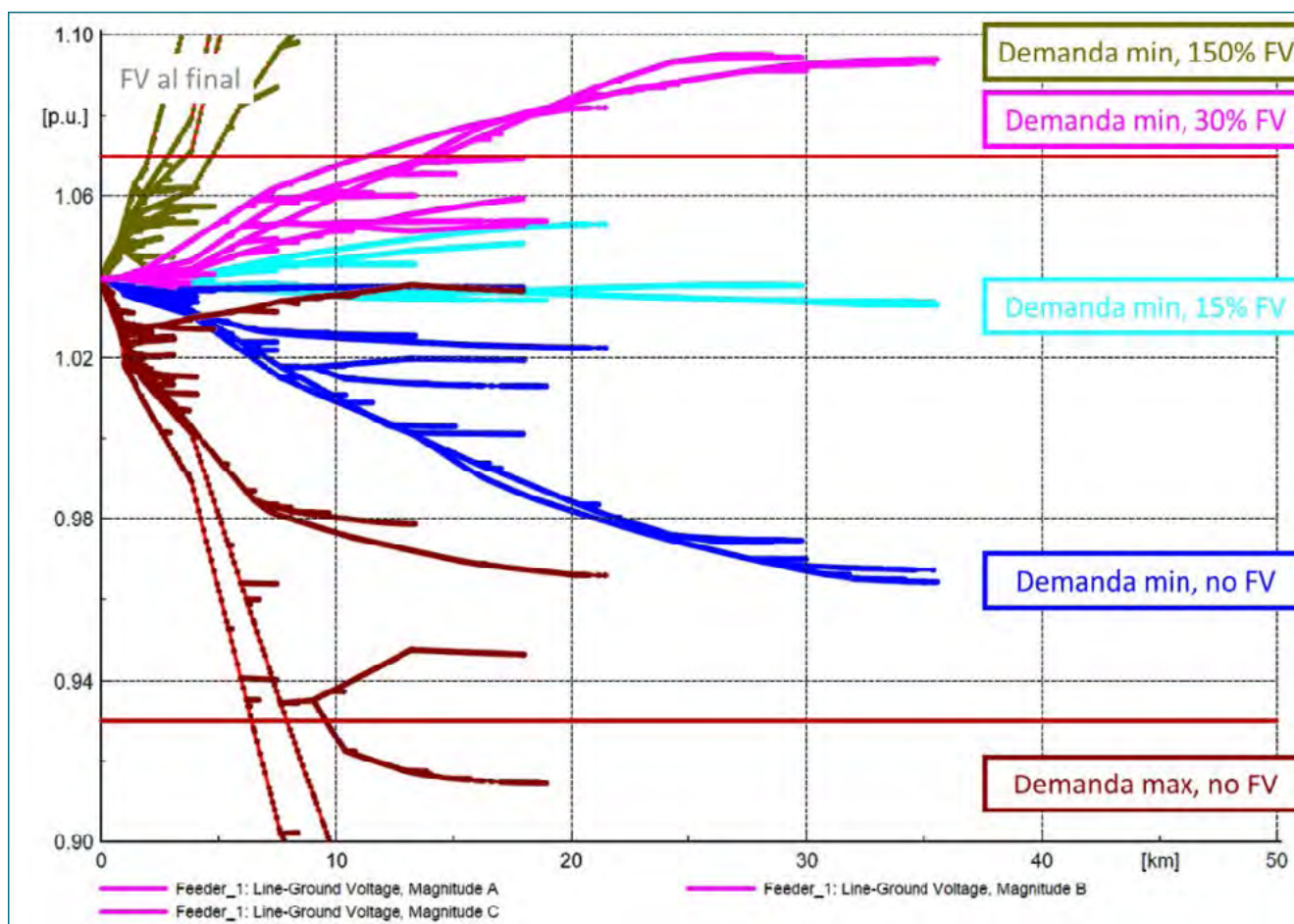
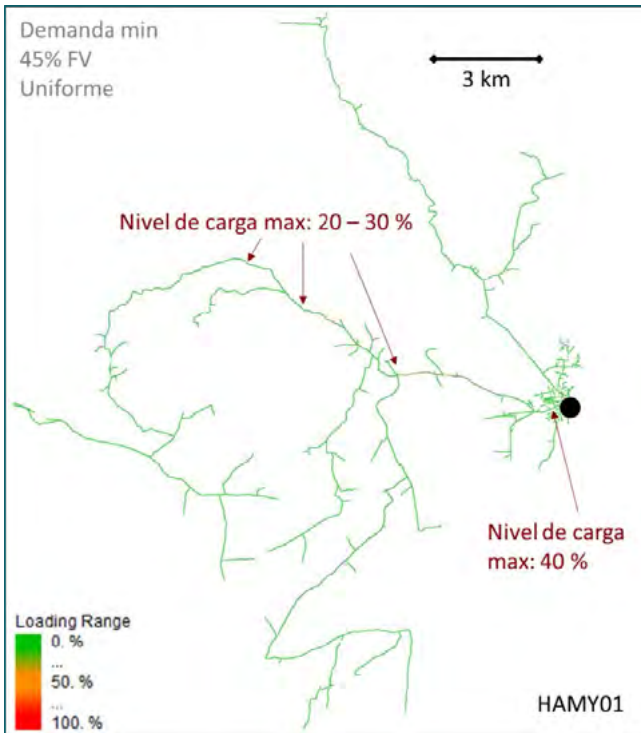


Figura 27: Carga máxima de la línea durante el 45% de FV para HAMY01, distribución uniforme de FV



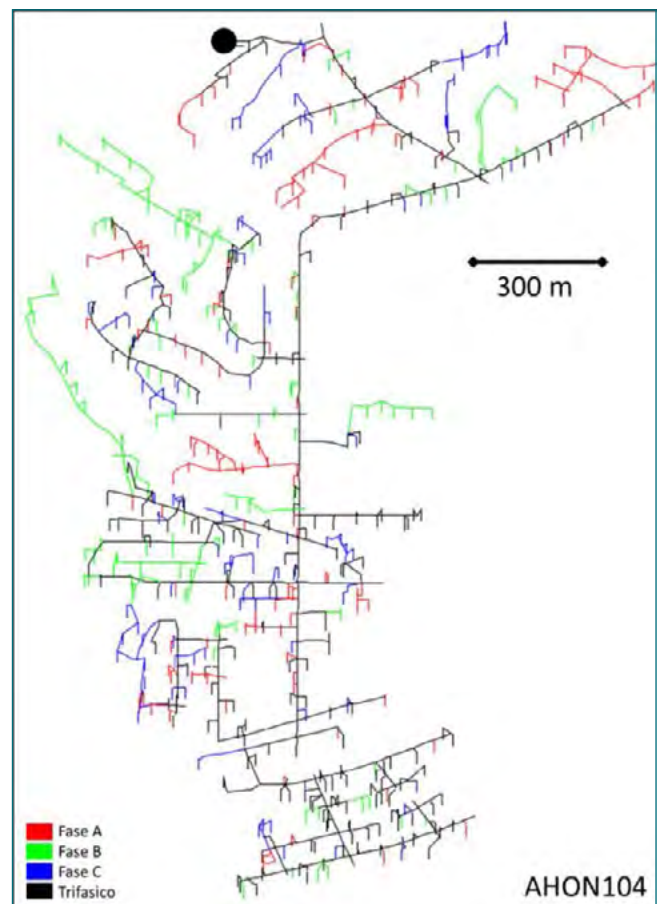
En resumen, se puede observar lo siguiente:

- Los niveles de penetración fotovoltaica están severamente limitados por los aumentos de voltaje debido a la alimentación fotovoltaica
- Considerando una distribución uniforme de la FV, la penetración de la FV es cercana al 45%.
- Considerando una distribución al final de la energía fotovoltaica, la penetración de la energía fotovoltaica es aproximadamente del 15% al 30%.
- A estos niveles de penetración de la energía fotovoltaica, los niveles de carga de la línea son muy bajos, ya que la demanda es atendida localmente por la producción fotovoltaica
- La distribución de la ubicación de las plantas fotovoltaicas tiene un gran impacto en el nivel de penetración de la energía fotovoltaica

7.3 AHON104 (EdeSur)

La Figura 28 muestra el diagrama geográfico de una sola línea del alimentador AHON104. Este alimentador tiene, al contrario que los dos ejemplos anteriores, longitudes de línea mucho más cortas y sólo cortos ramales monofásicos, siendo el conductor troncal un conductor trifásico. Se trata de una configuración de alimentador más típica situada en las zonas urbanas de las grandes ciudades. Este alimentador en particular está situado en Santo Domingo.

Figura 28: Diagrama geográfico de una sola línea de AHON104



7.3.1 Comportamiento del alimentador durante el pico de demanda sin FV

Para los alimentadores urbanos, se aplica un rango de voltaje más estricto de 0.925 p.u. a 1.075 p.u. Considerando también aquí un rango de voltaje adicional del 3% para la red de bajo voltaje, esto deja un rango de voltaje para la red de medio voltaje de 0.955 p.u. a 1.045 p.u. ($\pm 4.5\%$) como se indica por los umbrales rojos de la Figura 29. Como se puede ver, la corta longitud del alimentador sólo provoca una pequeña caída de tensión durante

el pico de demanda. Además, casi no existen desequilibrios de voltaje.

La consigna de tensión del transformador es típicamente más baja comparado con las zonas rurales y se ha fijado en 1.02 p.u.

Los niveles de carga de la línea en comparación con eso son moderados, con valores tan altos como el 68% en la línea troncal, como se puede ver en la Figura 30.

Figura 29: Perfil de voltaje durante el pico de demanda sin FV para AHON104

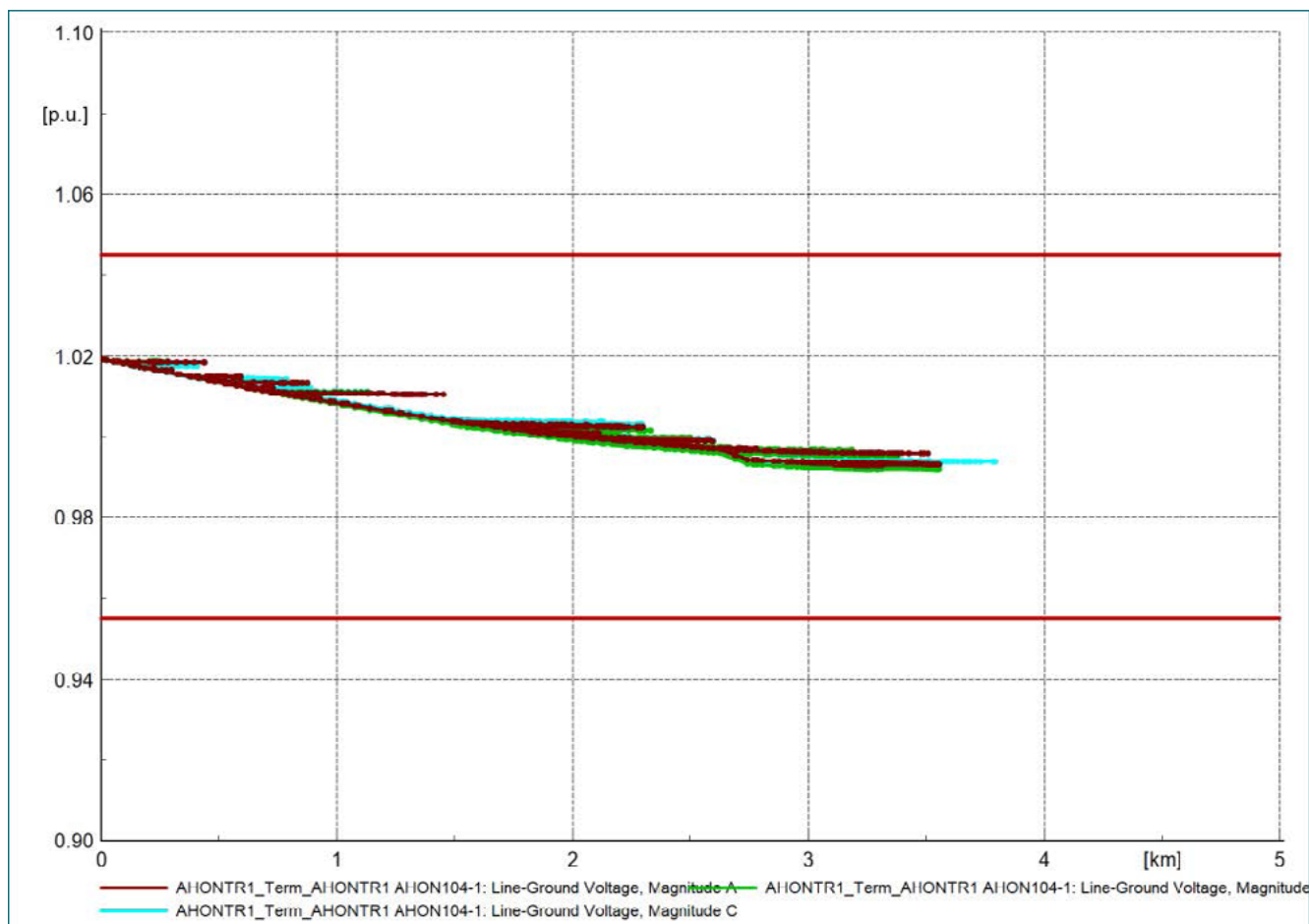
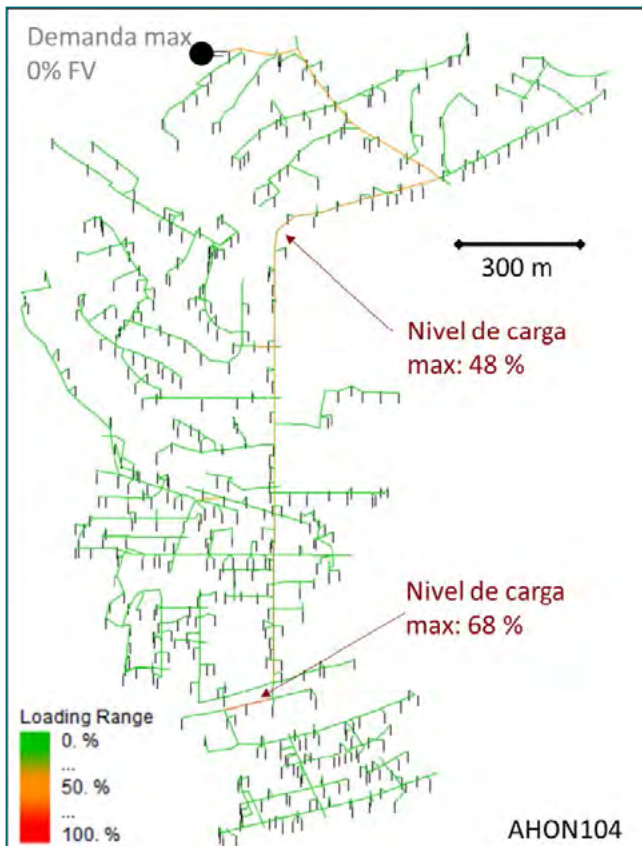


Figura 30: Cargas de línea durante el pico de demanda de AHON104



Las siguientes características pueden resumirse para este alimentador:

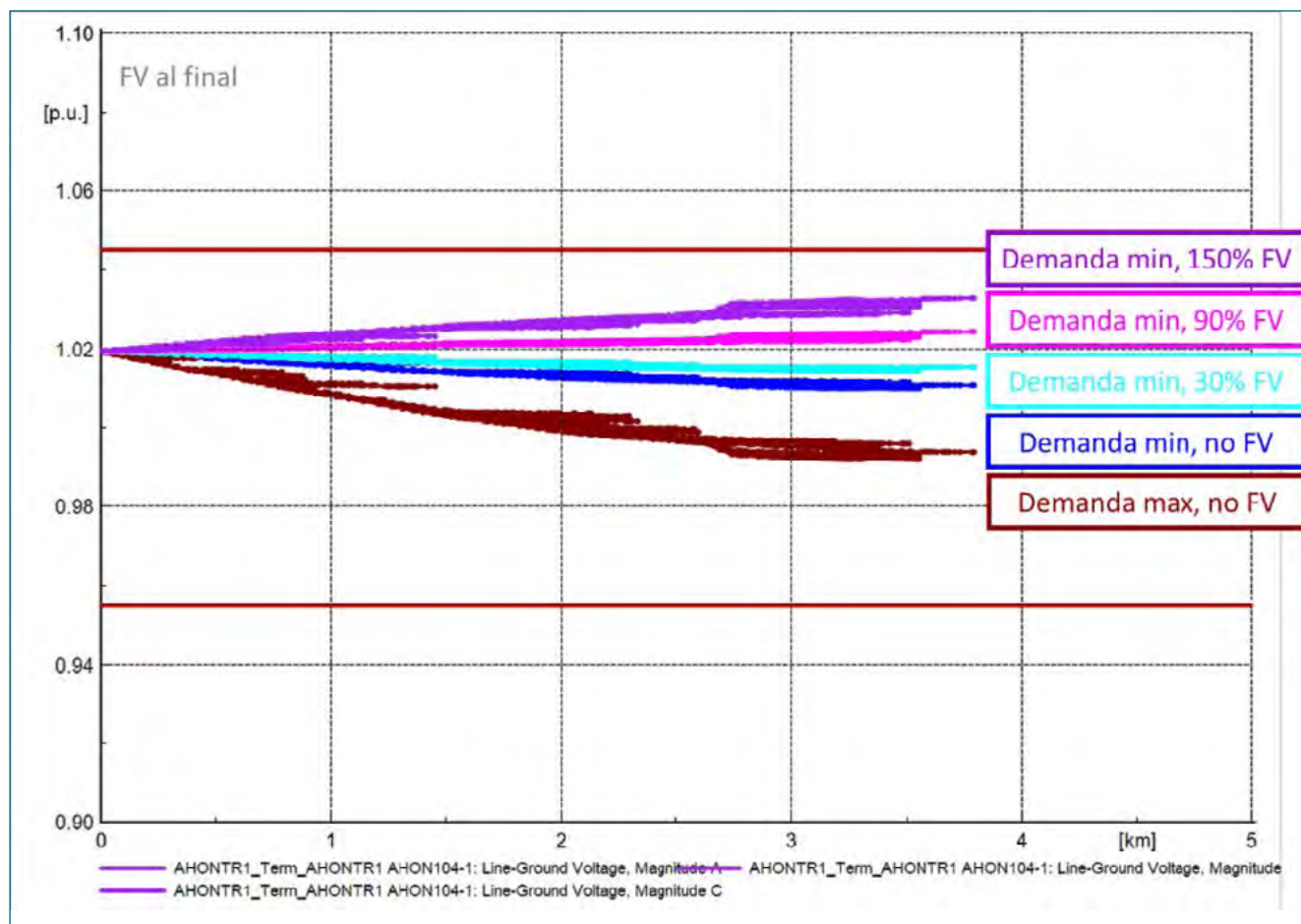
- La mayoría de las líneas trifásicas con sólo líneas monofásicas cortas

- Aproximadamente dos tercios de los transformadores están conectados trifásicamente
- Sólo hasta 4 km de distancia del alimentador de la subestación primaria
- Caída de voltaje simulada de ca. 3% durante el pico de demanda
- El nivel de carga máxima simulada hasta el 68%
- Demanda máxima de 7.1 MVA, demanda mínima de 2.5 MVA (35%)

7.3.2 Comportamiento del alimentador durante la demanda mínima con una creciente penetración de la energía fotovoltaica

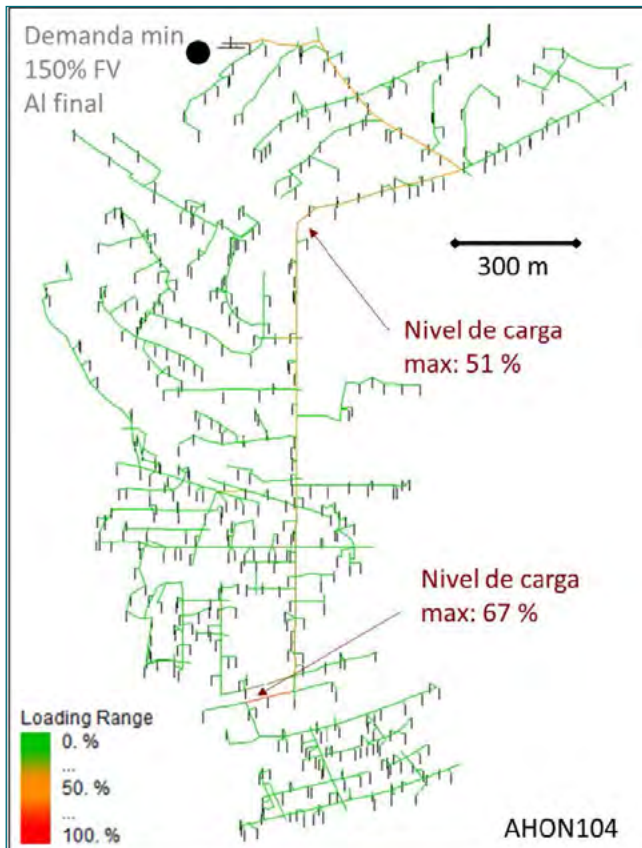
El aumento de los niveles de penetración de la energía fotovoltaica tiene un impacto mucho menor en el voltaje, ya que las líneas tienen secciones transversales más grandes en comparación con las zonas rurales y son muy cortas. Como puede verse en la Figura 31, incluso el aumento de los niveles de penetración fotovoltaica hasta el 150% sigue sin violar el umbral superior de voltaje de 1.045 p.u., a pesar de una distribución fotovoltaica al final. La distribución uniforme de la energía fotovoltaica muestra una desviación de voltaje aún menor (no se muestra).

Figura 31: Perfil de tensión con un nivel de penetración fotovoltaica creciente para el AHON104, distribución fotovoltaica al final



Además, los niveles de carga de las líneas se mantienen dentro de sus límites aplicables, como se ve en la Figura 32. Los niveles de cargas máximos de las líneas están en el mismo orden de magnitud que durante la demanda máxima y no se esperan problemas significativos.


Figura 32: Máxima carga de la línea durante 150% de FV para AHON104, distribución al final de FV



En resumen, se puede afirmar lo siguiente:

- Ni las violaciones de voltaje ni las cargas de línea presentan una limitación para los niveles de penetración fotovoltaica hasta el 150%. Por lo tanto, las plantas de energía fotovoltaica en tal alimentador de MT podrían ser instaladas incluso por encima de un nivel de 150%.

8. Resultados consolidados de la simulación de la evaluación de la capacidad de hospedaje de la energía fotovoltaica

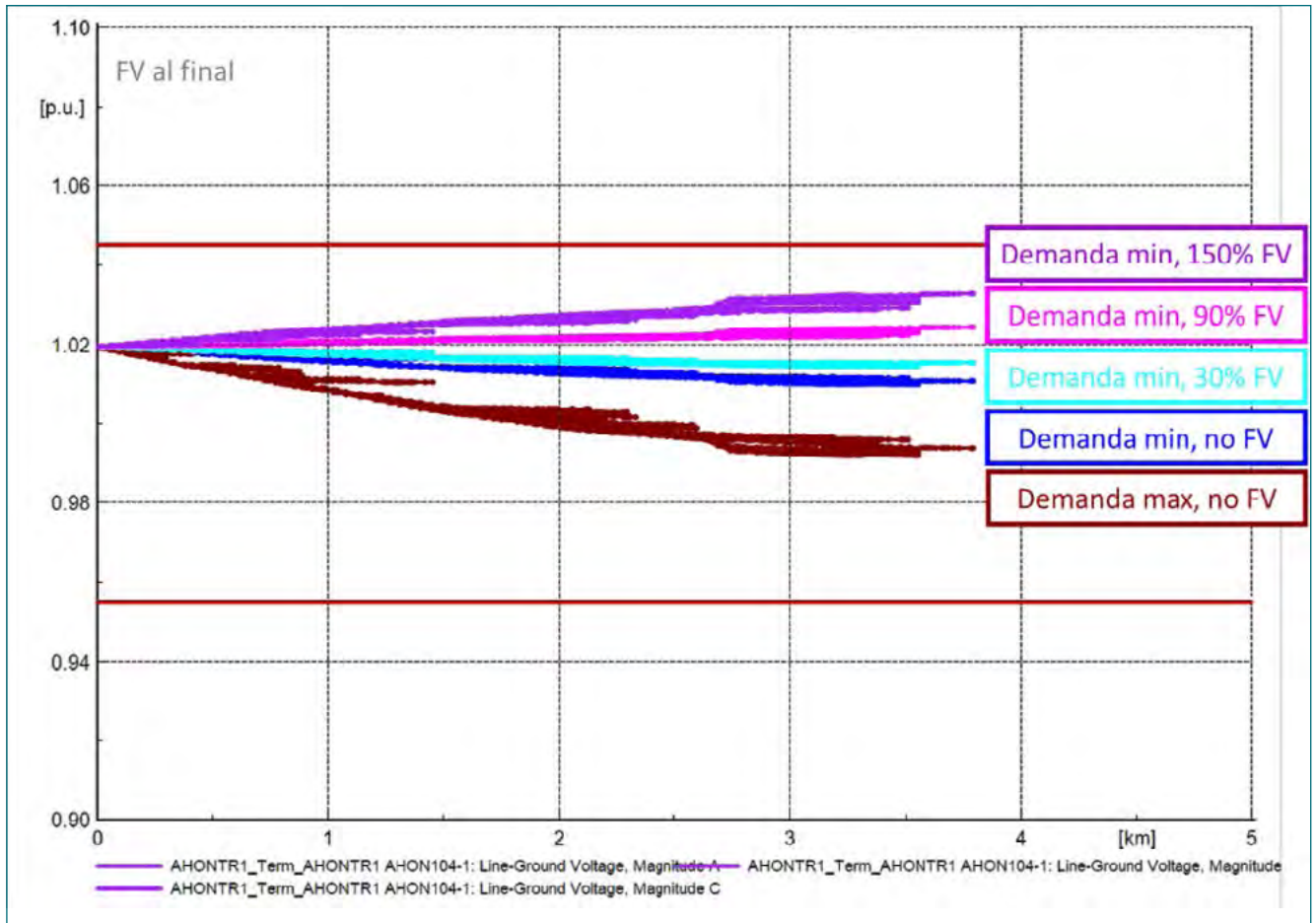


Las siguientes figuras muestran los resultados consolidados del impacto en los niveles de carga de las líneas y los niveles de voltaje para los niveles de penetración de la energía fotovoltaica hasta el 150%. La representación se ha dividido en alimentadores urbanos y rurales, ya que se aplican diferentes umbrales de tensión y se han elegido diferentes consignas de tensión para el transformador, siguiendo las prácticas actuales de las EDEs y los datos de medición analizados.

8.1 Alimentadores urbanos

La Figura 33 muestra los resultados de la distribución uniforme de la FV. Como puede verse, el umbral de tensión de 1.045 p.u. sólo lo alcanzan tres de los seis alimentadores. Para estos tres alimentadores, EBRI03, KDIE104 y VOLG101, son posibles niveles de penetración de la FV de hasta el 80%, 90% y 145% respectivamente. En ninguno de estos alimentadores se producen

Figura 33: Máxima tensión de alimentación y cargas de línea con una creciente penetración fotovoltaica para los alimentadores urbanos, distribución uniforme de la energía fotovoltaica

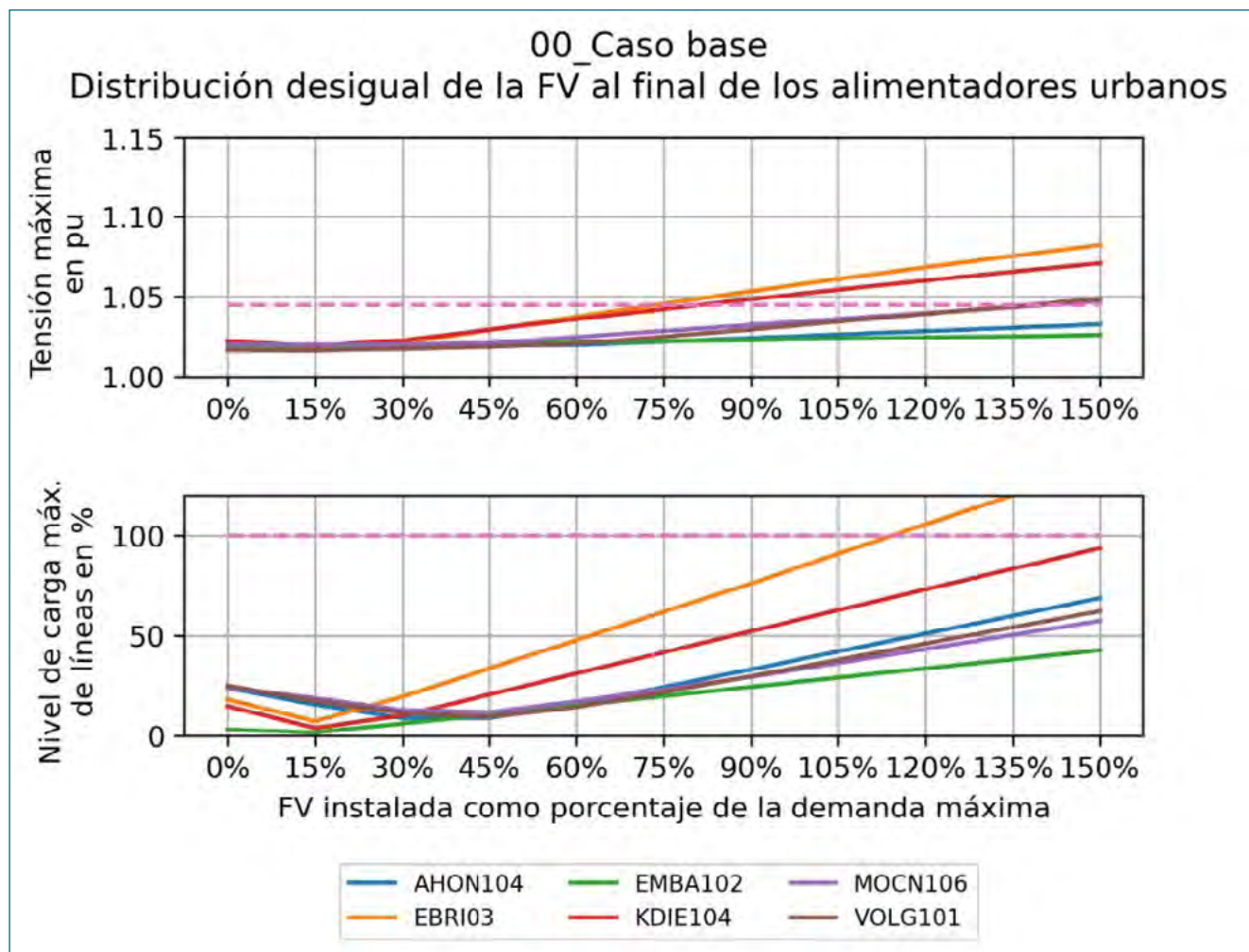


violaciones del nivel de carga de la línea. De hecho, los bajos niveles de penetración fotovoltaica primero alivian la carga, pero a niveles de penetración fotovoltaica por encima del 45% típicamente la alimentación fotovoltaica es más alta que la carga mínima, lo que lleva a un aumento de los niveles de carga violados.

Con una distribución al final de la FV, que se muestra en la Figura 34, los impactos de la FV son sólo ligeramente menos favorables en comparación con la distribución uniforme de la FV. En algunos de los alimentadores, la distribución de la carga ya

es desfavorable, con la mayoría de la carga situada hacia el final de los alimentadores. Por lo tanto, también la distribución de la FV hacia el final de los alimentadores no da resultados mucho peores. Los niveles máximos de penetración de la FV para los alimentadores EBRI03, KDIE104 y VOLG101 son ligeramente menores en comparación con la distribución uniforme de la FV, en aproximadamente el 75%, 80% y 140% respectivamente. Aquí también, las violaciones del nivel de carga sólo ocurren en el 110% para el EBRI03, con violaciones de voltaje que ocurren antes de eso a niveles de penetración FV más bajos.

Figura 34: Voltaje máximo del alimentador y cargas de línea con una creciente penetración fotovoltaica para los alimentadores urbanos, distribución fotovoltaica al final

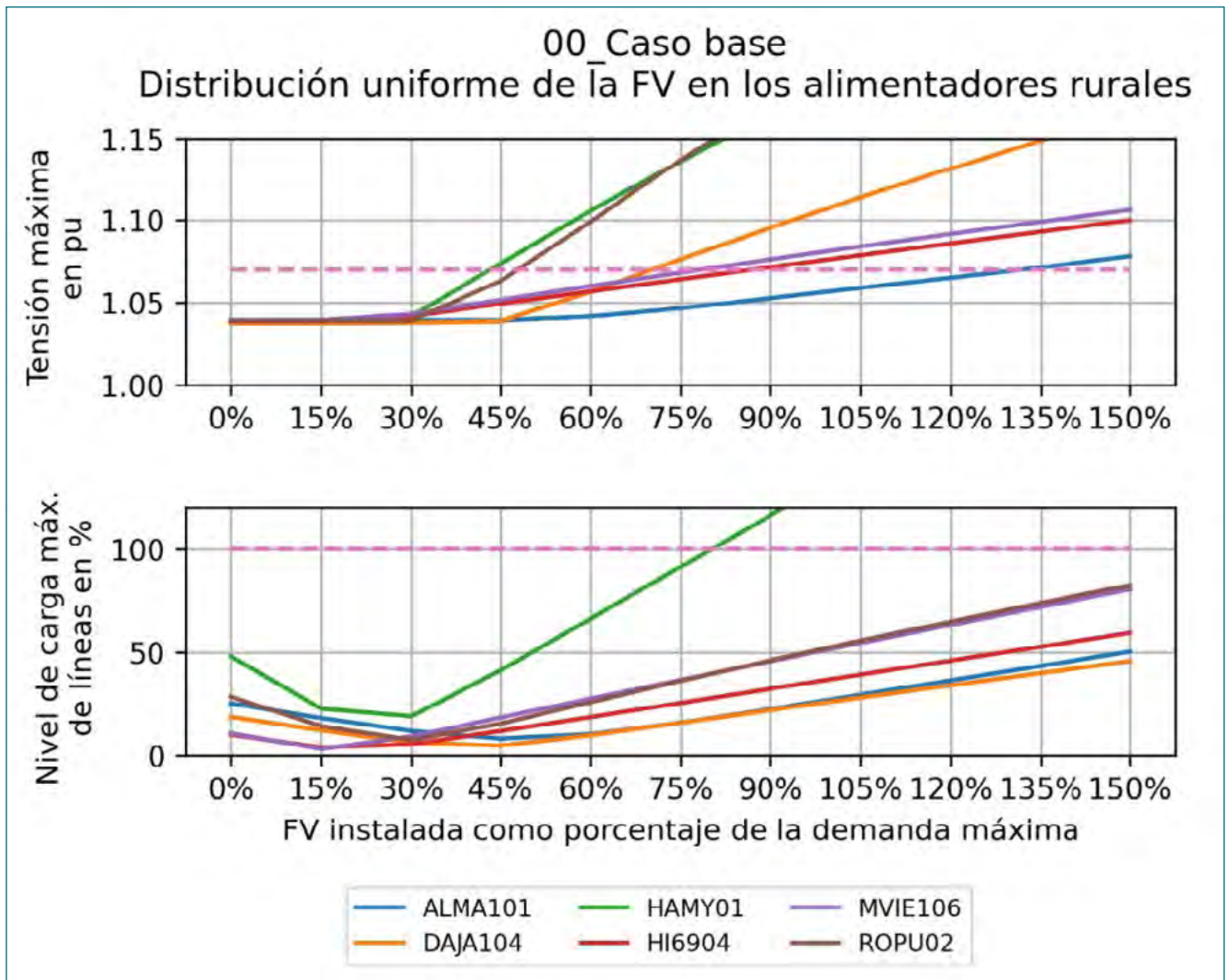


8.2 Alimentadores rurales

Los alimentadores rurales suelen ser mucho más largos y tienen una sección transversal más pequeña. Por lo tanto, es mucho más probable que se produzcan violaciones del voltaje en estos casos. La Figura 35 muestra los resultados de los alimentadores rurales en el caso de una distribución fotovoltaica uniforme. En estos casos, el umbral de tensión se fija en 1.07 p.u., dejando un rango de tensión del 3% para la red de BT, de modo que la tensión se mantiene por debajo de 1.1 p.u.

Como se puede ver, los niveles máximos de penetración fotovoltaica con respecto a las violaciones de voltaje son muy diversos, y van desde aproximadamente el 45% para HAMY01 y ROPU02 hasta el 130% para ALMA101. En términos de sobrecarga, sólo HAMY01 muestra problemas. Sin embargo, las violaciones de voltaje se alcanzan antes de que ocurra la sobrecarga.

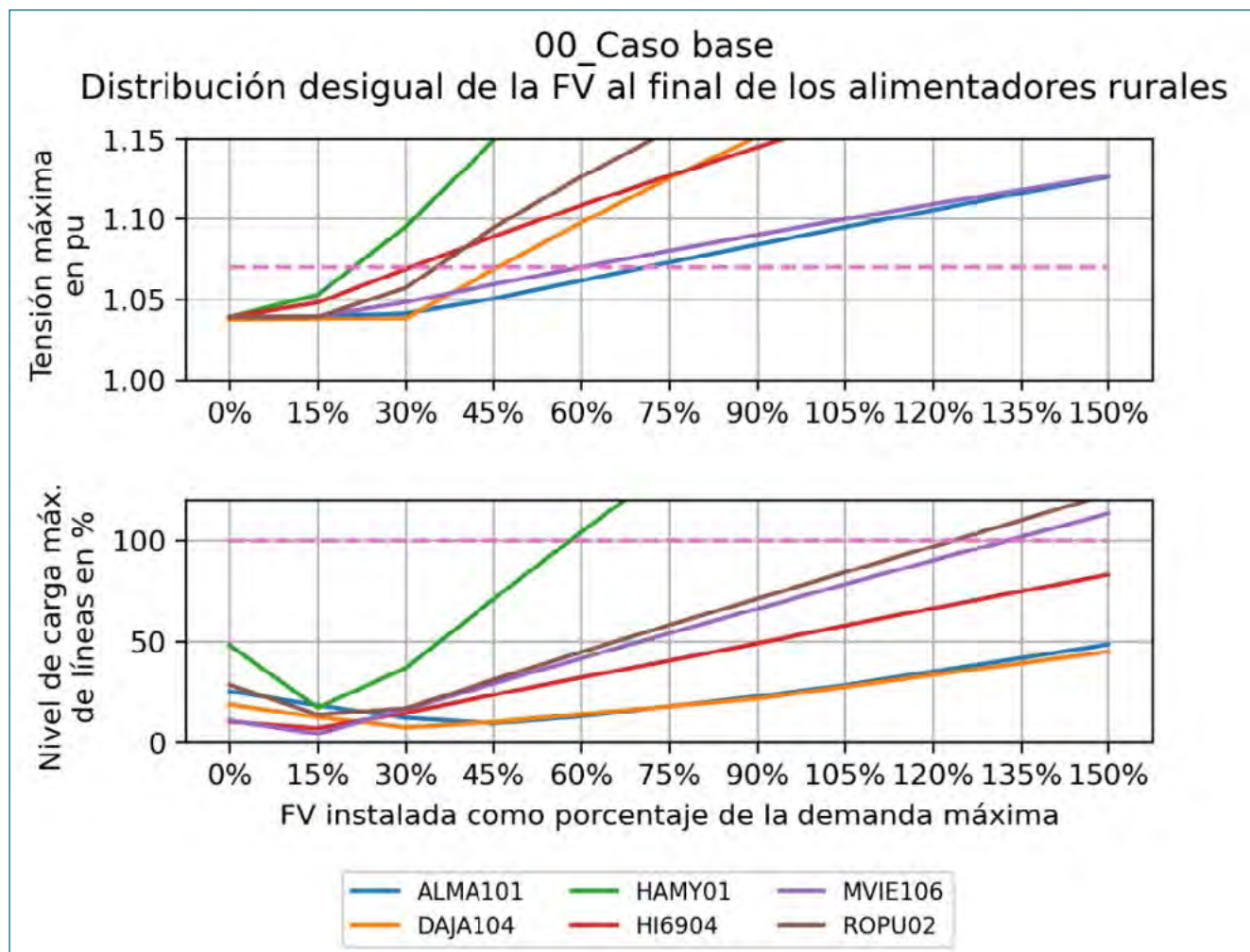
Figura 35: Tensión máxima de los alimentadores y cargas de línea con una creciente penetración fotovoltaica para los alimentadores rurales, distribución uniforme de la energía fotovoltaica



En el escenario de distribución fotovoltaica al final que se muestra en la Figura 36, las violaciones de voltaje ocurren mucho antes, lo que indica la fuerte influencia de la localización de la distribución fotovoltaica en el nivel máximo de penetración fotovoltaica. Todos los alimentadores se limitan a un nivel de penetración fotovoltaica de entre el 20% y el 75% aproximadamente.

Los niveles de carga de las líneas son peores comparados con el escenario de distribución uniforme de la energía fotovoltaica, pero aún así las violaciones de voltaje ocurren antes de que las sobrecargas de las líneas lo hagan.

Figura 36: Voltaje máximo del alimentador y cargas de línea con una creciente penetración fotovoltaica para los alimentadores rurales, distribución fotovoltaica al final



8.3 Resumen

La Tabla 3 muestra la visión general de los alimentadores seleccionados, incluyendo sus niveles máximos de penetración fotovoltaica para los escenarios de penetración fotovoltaica uniforme y al final. Como puede observarse, los niveles máximos de penetración fotovoltaica varían ampliamente. En particular, los alimentadores que se encuentran a gran distancia de la

subestación primaria muestran niveles de penetración FV bajos. Por otra parte, los alimentadores con distancias cortas desde las subestaciones primarias, que se encuentran más comúnmente en las zonas urbanas, muestran límites de penetración fotovoltaica incluso superiores al 150%. No hay indicaciones claras con respecto a la carga máxima o la proporción de líneas monofásicas si es más probable que éstas provoquen una capacidad de alojamiento de energía fotovoltaica alta o baja.

Tabla 3: Características del alimentador y niveles máximos de penetración de la FV para una distribución uniforme y al final de la FV

ALIMENTADOR SELECCIONADO	NIVEL DE TENSIÓN	CARGA MÁXIMA	LONGITUD DEL ALIMENTADOR	COMPARTE UNA FASE	LA CUOTA DE FV	URBANO/RURAL	DISTANCIA MÁXIMA DE LA SUBESTACIÓN	MÁXIMO UNIFORME DE FV	MÁXIMO DE FV AL FINAL
EMBA102 (EdeSur)	12.47 kV	4.7 MVA	12 km	22%	9.1%	Urbano	2 km	> 150%	> 150%
MOCN106 (EdeNorte)	12.47 kV	4.4 MVA	29 km	63%	20.6 %	Urbano	4 km	> 150%	140%
DAJA104 (EdeNorte)	12.47 kV	2.8 MVA	153 km	68%	1.7 %	Rural	46 km	70%	45%
ALMA101 (EdeNorte)	12.47 kV	1.8 MVA	132 km	90%	4.1 %	Rural	21 km	130%	70%
MVIE106 (EdeSur)	12.47 kV	8.3 MVA	31 km	26%	15.5 %	Rural	14 km	80%	60%
AHON104 (EdeSur)	12.47 kV	7.1 MVA	27 km	44%	17.4 %	Urbano	4 km	> 150%	> 150%
HI6904 (EdeEste)	12.47 kV	5.4 MVA	117 km	41%	0.9 %	Rural	34 km	85%	30%
HAMY01 (EdeEste)	12.47 kV	7.9 MVA	187 km	81%	10.4 %	Rural	36 km	45%	20%
ROPU02 (EdeEste)	4.16 kV	3.6 MVA	95 km	64%	0 %	Rural	22 km	50%	35%
EBRI03 (EdeEste)	12.47 kV	9.7 MVA	66 km	53%	19.7 %	Urbano	9 km	80%	75%
KDIE104 (EdeSur)	12.47 kV	10.1 MVA	119 km	72%	10.7 %	Urbano	9 km	95%	80%
VOLG101 (EdeNorte)	12.47 kV	6.7 MVA	76 km	66%	69.4 %	Urbano	9 km	145%	140%

9. Resultados de la simulación de las medidas de mitigación



Las siguientes soluciones tecnológicas se simulan para mostrar su potencial para aumentar la capacidad de alojamiento de energía fotovoltaica en los alimentadores simulados.

Tabla 4: Lista de opciones tecnológicas para aumentar la capacidad de alojamiento de la energía fotovoltaica.

Solución	Descripción
Optimización de la consigna de tensión AT/MT	Los transformadores de AT/MT funcionan actualmente a 1.04 p.u. en las redes rurales y a 1.02 p.u. en las redes urbanas. Estas consignas de tensión pueden ser reducidas, si no hay problemas de baja tensión en el alimentador. Esto permite una mayor generación de energía fotovoltaica, sin violar el límite superior de voltaje.
Control de tensión dependiente de la potencia activa en el transformador AT/MT	La consigna de tensión del transformador AT/MT puede ser regulada dinámicamente dependiendo del flujo de energía activa. Por ejemplo, con una demanda alta, la consigna puede fijarse en alto (por ejemplo, 1.05 p.u.), mientras que con una demanda baja debido a la generación de energía fotovoltaica o incluso a los flujos de potencia inversa, la consigna puede fijarse en un valor más bajo (por ejemplo, 1.0 p.u.).
Control de tensión de área amplia en el transformador AT/MT	Refinando la regulación automática de voltaje por el transformador AT/MT añadiendo un sistema de monitoreo de área amplia, que mide el voltaje en diferentes puntos de la red y conmuta el cambiador de tomas del transformador en consecuencia. Por ejemplo, si se mide una alta tensión por encima de un determinado umbral, se reduce el punto de consigna; si se mide una baja tensión, se aumenta el punto de consigna. Esto requiere una comunicación adicional entre el punto o puntos de medición de la tensión y el transformador AT/MT.
Control de la potencia reactiva de los inversores fotovoltaicos (control Q(P) y Q(U))	El consumo de energía reactiva reduce el voltaje de la línea. Si el inversor fotovoltaico consume energía reactiva durante una alta alimentación fotovoltaica, esto mitiga parte del aumento de voltaje inducido. La característica puede ser constante, dependiente de la potencia activa (control Q(P)) o dependiente de la tensión (control Q(U)).
Tapa de generación fotovoltaica al 70% de la capacidad instalada del panel	Los inversores fotovoltaicos se pueden limitar a un determinado porcentaje de la capacidad de los paneles fotovoltaicos instalados. La producción máxima del panel fotovoltaico no suele alcanzarse nunca debido a las pérdidas de eficiencia y a la menor producción fotovoltaica a temperaturas más altas en comparación con las condiciones de laboratorio. Al limitar el inversor fotovoltaico a aproximadamente el 70% de la capacidad del panel fotovoltaico, sólo se pierde entre el 2 y el 5% de la energía anual.
Peak shaving de FV por el uso de la batería	Una batería también puede proporcionar una reducción de los picos de energía fotovoltaica. Por ejemplo, con la batería adicional, el inversor fotovoltaico puede limitarse al 50%, lo que incentiva el funcionamiento de la batería para que sólo se cargue durante una alta producción fotovoltaica, en lugar de cargar la batería tan pronto como la producción fotovoltaica supere la demanda del hogar. El hecho de no requerir el tapón fotovoltaico puede no aliviar la red, ya que la máxima potencia fotovoltaica se sigue alimentando en la red tan pronto como la batería está llena.
Refuerzo de líneas y transformadores	Las líneas y el transformador pueden actualizarse para permitir una mayor proporción de energía fotovoltaica. Esta suele ser la solución menos económica y sólo es necesaria en cuotas muy altas de FV.

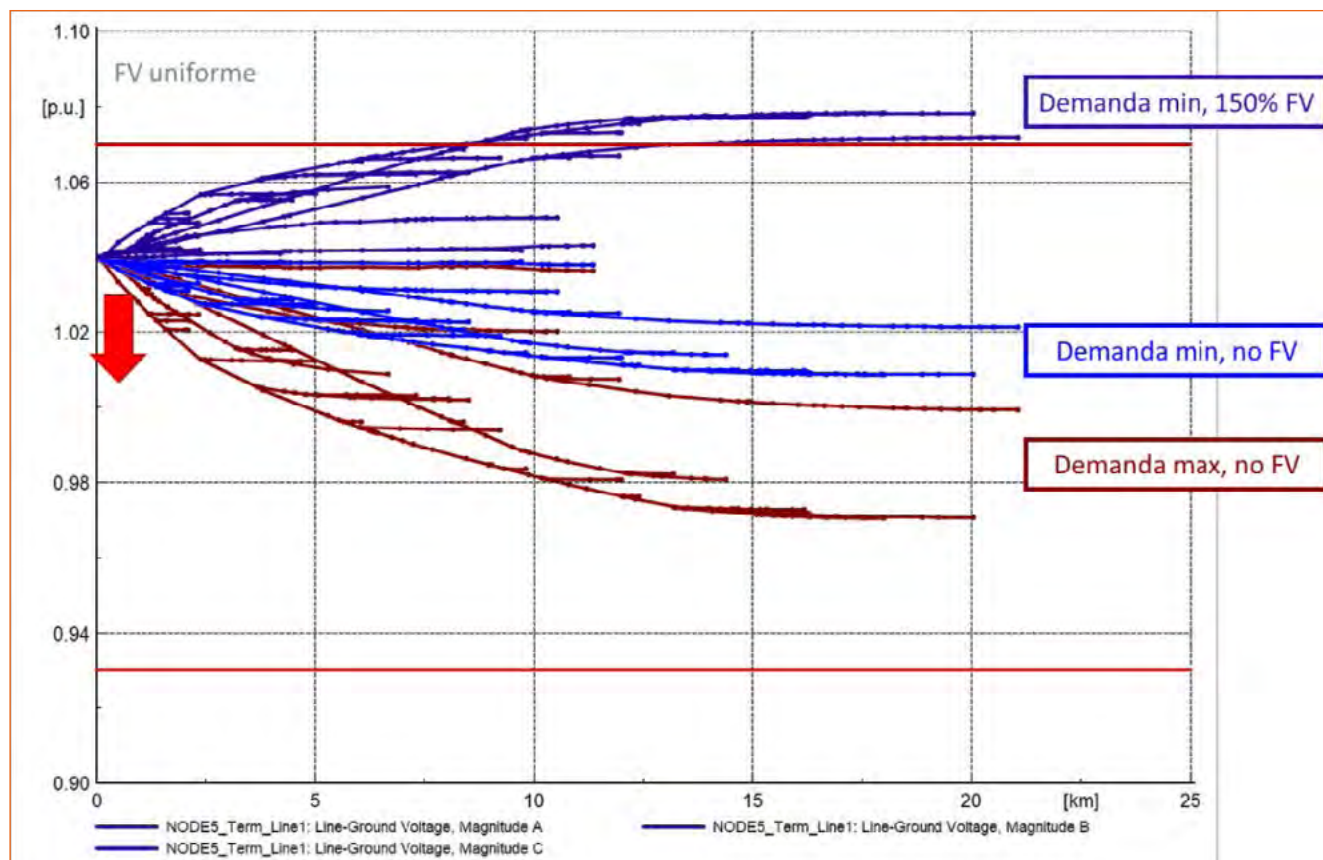
Se compara la capacidad de hospedaje de la energía fotovoltaica antes y después de la aplicación de cada una de las medidas. Las soluciones se clasifican en función de su potencial técnico y su atractivo económico.

Para una mejor visualización, en las siguientes secciones sólo se muestran los resultados de los alimentadores rurales para el escenario de distribución uniforme de la FV. Los resultados completos para todos los alimentadores y escenarios de distribución FV pueden encontrarse en el capítulo resumen 9.8.

9.1 Optimización de la consigna de tensión AT/MT

La consigna de tensión para los alimentadores se ha fijado en 1.04 p.u. en el caso de los alimentadores rurales, y 1.02 p.u. en el caso de los alimentadores urbanos. Dependiendo de la caída de voltaje para cada alimentador respectivo, se puede encontrar una consigna de tensión más óptima. Esto se ilustra en el siguiente ejemplo en la Figura 37 con el alimentador ALMA101.

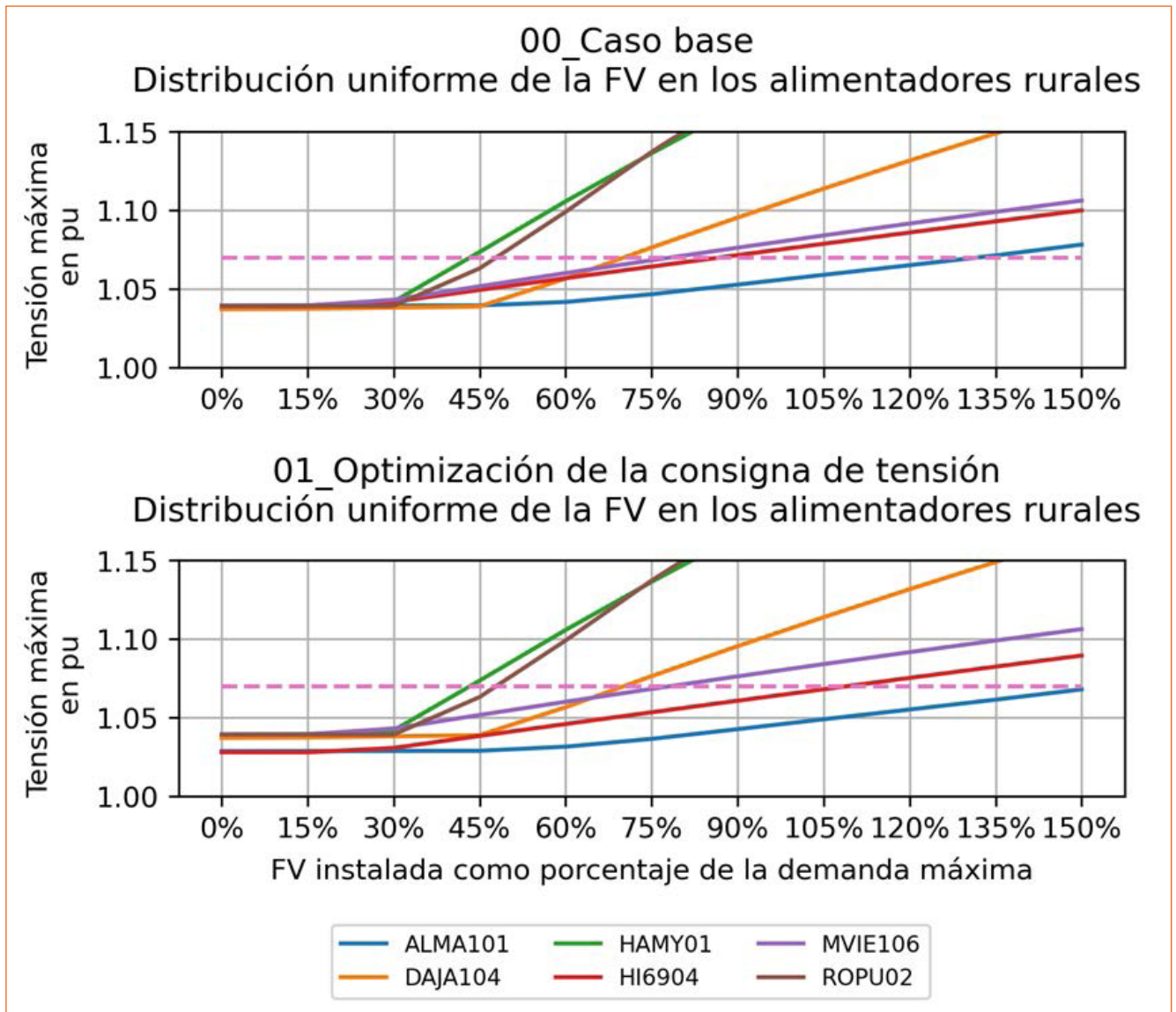
Figura 37: Ilustración de la optimización de la consigna. La flecha roja indica el potencial de reducción de la consigna de la tensión para que se pueda integrar la máxima cantidad de FV sin crear problemas de subtensión durante la demanda máxima



Reduciendo la consigna de tensión del transformador primario, es posible mantenerse dentro de los límites del voltaje tanto durante la demanda máxima como durante el escenario de un nivel de penetración del 150% de la energía fotovoltaica. En este caso, el voltaje se reduce aproximadamente un 2%. En tal caso, se necesita un buen conocimiento de los voltajes mínimos reales en el alimentador, que puede obtenerse mediante simulación y verificarse mediante mediciones.

La Figura 38 muestra el impacto en el voltaje máximo de los alimentadores rurales y una distribución uniforme de la energía fotovoltaica. Como puede verse, sólo algunos de los alimentadores pueden hospedar una mayor capacidad fotovoltaica al aplicar esta medida de mitigación. La razón es que en algunos alimentadores ya existen problemas de subtensión, lo que impide una reducción del punto de ajuste del voltaje. En otros casos, sin embargo, es posible un aumento de aproximadamente el 15% en la penetración de la energía fotovoltaica.

Figura 38: Comparación de los voltajes máximos para el caso base y la medida de mitigación „Optimización de la consigna de tensión AT/MT”



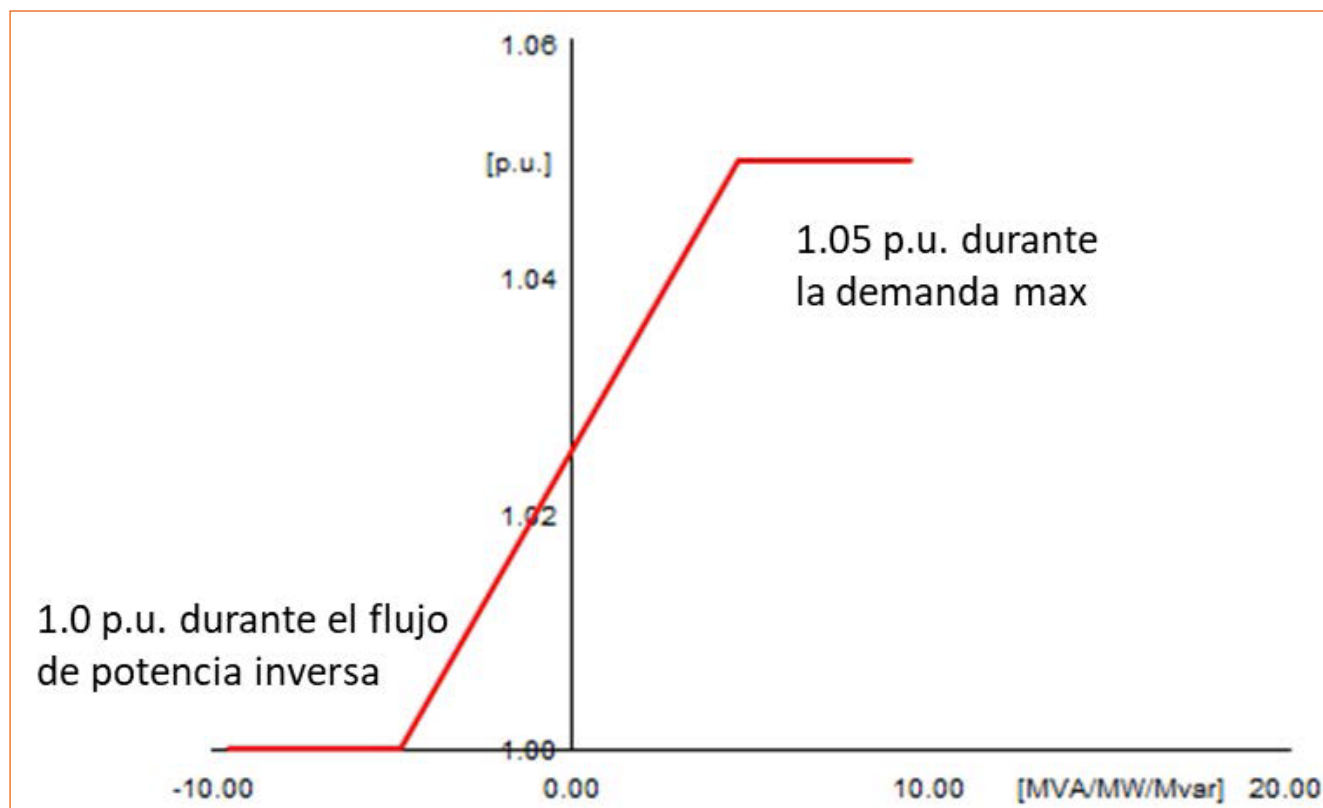
9.2 Control de tensión dependiente de la potencia activa en el transformador AT/MT

Con un control apropiado, la consigna de tensión en la subestación primaria puede ser ajustada de manera variable dependiendo del flujo de energía en la red de distribución. Este control a veces también se denomina “regulación compuesta”. El control aplicado en el caso de los alimentadores seleccionados mantiene el voltaje en una consigna de alto voltaje de 1.05 si el flujo de

energía es superior al 50% de la demanda máxima. Cuando el flujo de energía se reduce o incluso se invierte, la consigna se reduce gradualmente hasta una consigna de tensión mínima de 1.0 p.u.

En la Figura 39 control del alimentador EBRI03, que tiene una demanda máxima de 9.7 MVA. La consigna de tensión se reduce por debajo del 50% de la demanda máxima (4.85 MVA).

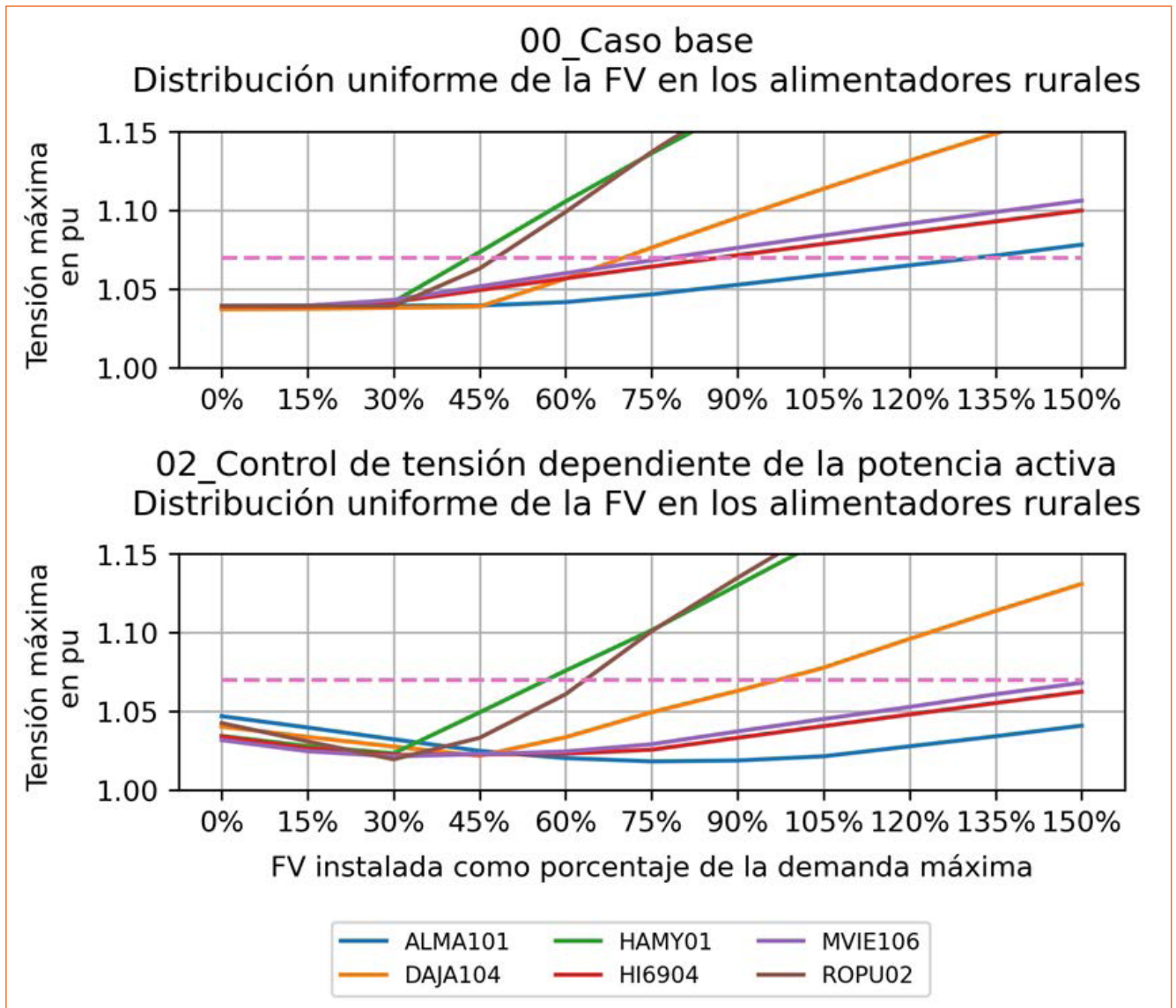
Figura 39: Curva de control de tensión dependiente de la potencia activa en la subestación primaria para el EBRI03



La Figura 40 el aumento resultante de los niveles de penetración de la FV. Como puede observarse, las capacidades de hospedaje de la energía fotovoltaica resultantes son entre un 15% y un 30% más altas, ya que el voltaje sólo puede reducirse cuando la alimentación de la energía fotovoltaica es alta, a diferencia de la

primera medida de mitigación en la que la consigna de tensión se reduce permanentemente independientemente del flujo de energía a través del transformador.

Figura 40: Comparación de los voltajes máximos para el caso base y la medida de mitigación „Control de voltaje dependiente de la potencia activa“



9.3 Control de tensión de área amplia en el transformador AT/MT

El control de tensión de área amplia se define como el uso de mediciones de voltaje de diferentes puntos de la red como entrada al transformador de cambio de toma de control de voltaje en carga, que tendrá como objetivo una consigna que permita que todos los puntos incluidos en el esquema de control operen dentro del rango de voltaje permitido.

En los alimentadores seleccionados, el voltaje de la subestación primaria se reguló de tal manera entre 0.98 y 1.04 p.u. (subestaciones rurales) o 0.98 y 1.02 p.u. (subestaciones urbanas) que el voltaje en el alimentador de distribución se mantuvo en la medida de lo posible dentro del rango de voltaje permitido.

Por lo tanto, si la caída de tensión durante el pico de demanda de un alimentador rural es del 5%, la tensión se fija en un valor entre 1.03 y 1.04 p.u. Si se produce un aumento de tensión del 5% debido a la alimentación fotovoltaica, entonces la tensión de la subestación primaria se reduce a un nivel de 0.98 a 0.99 p.u.

En los alimentadores, donde la caída o el aumento de tensión es mayor que el rango de tensión (por ejemplo, el 10%), la consigna de tensión se desplaza en la medida de lo posible, respetando el rango de regulación de tensión permitido en el transformador de la subestación primaria.

Figura 41 muestra una ilustración del perfil de voltaje resultante para el alimentador ALMA101.

En comparación con el control de tensión dependiente de la potencia activa, el control de tensión de área amplia mejora aún más las sobretensiones de los alimentadores. Esto se muestra en la Figura 42. Los límites de penetración de la energía fotovoltaica pueden aumentar más del 30% en la mayoría de los casos. Sin embargo, el control de tensión de área amplia también es mucho más caro que las dos medidas de mitigación anteriores, ya que requiere una infraestructura de medición y comunicación con los nodos más vulnerables de un alimentador, donde se esperan las mayores desviaciones de tensión.

Figura 41: Perfil de tensión durante la demanda máxima y una penetración fotovoltaica al final del 135% con control de tensión de área amplia aplicada

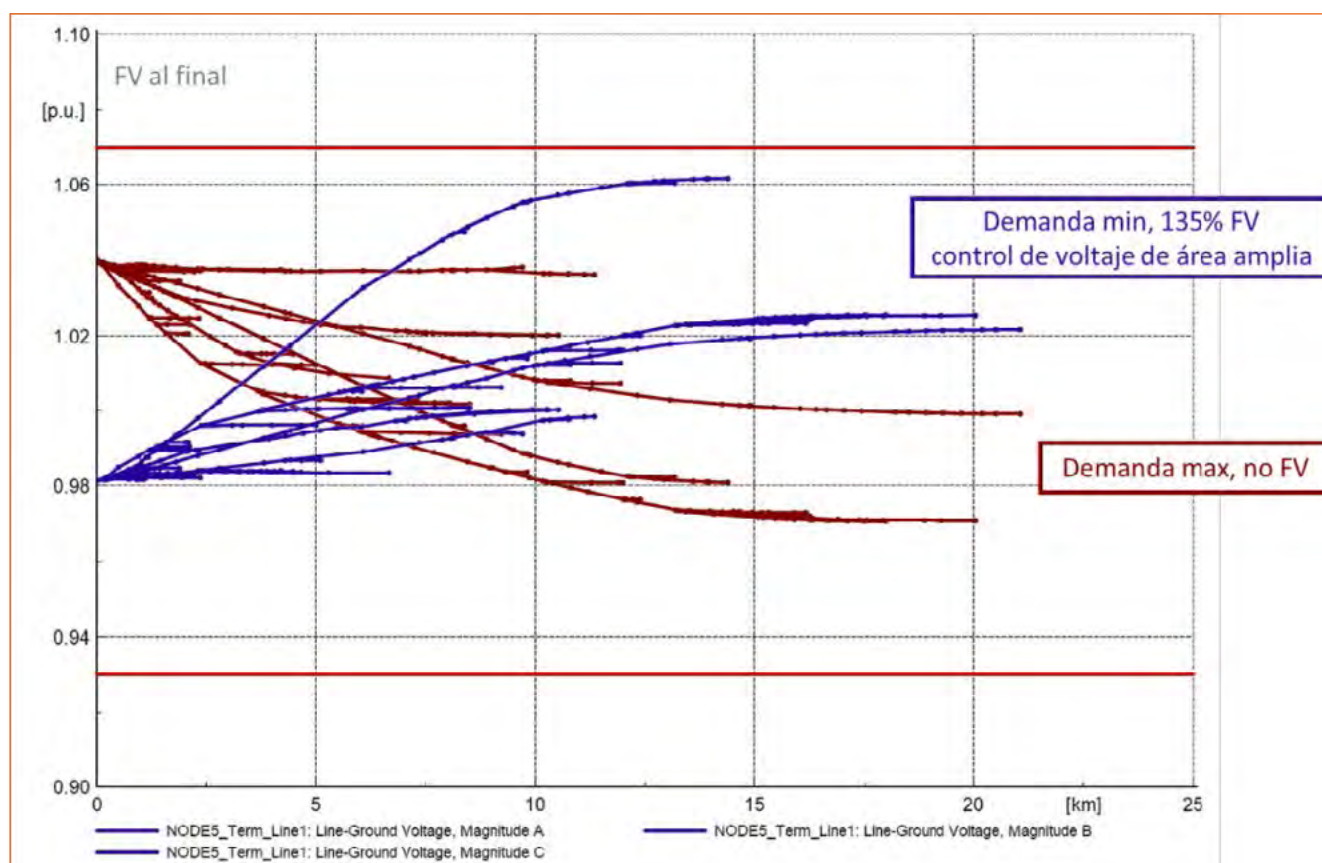
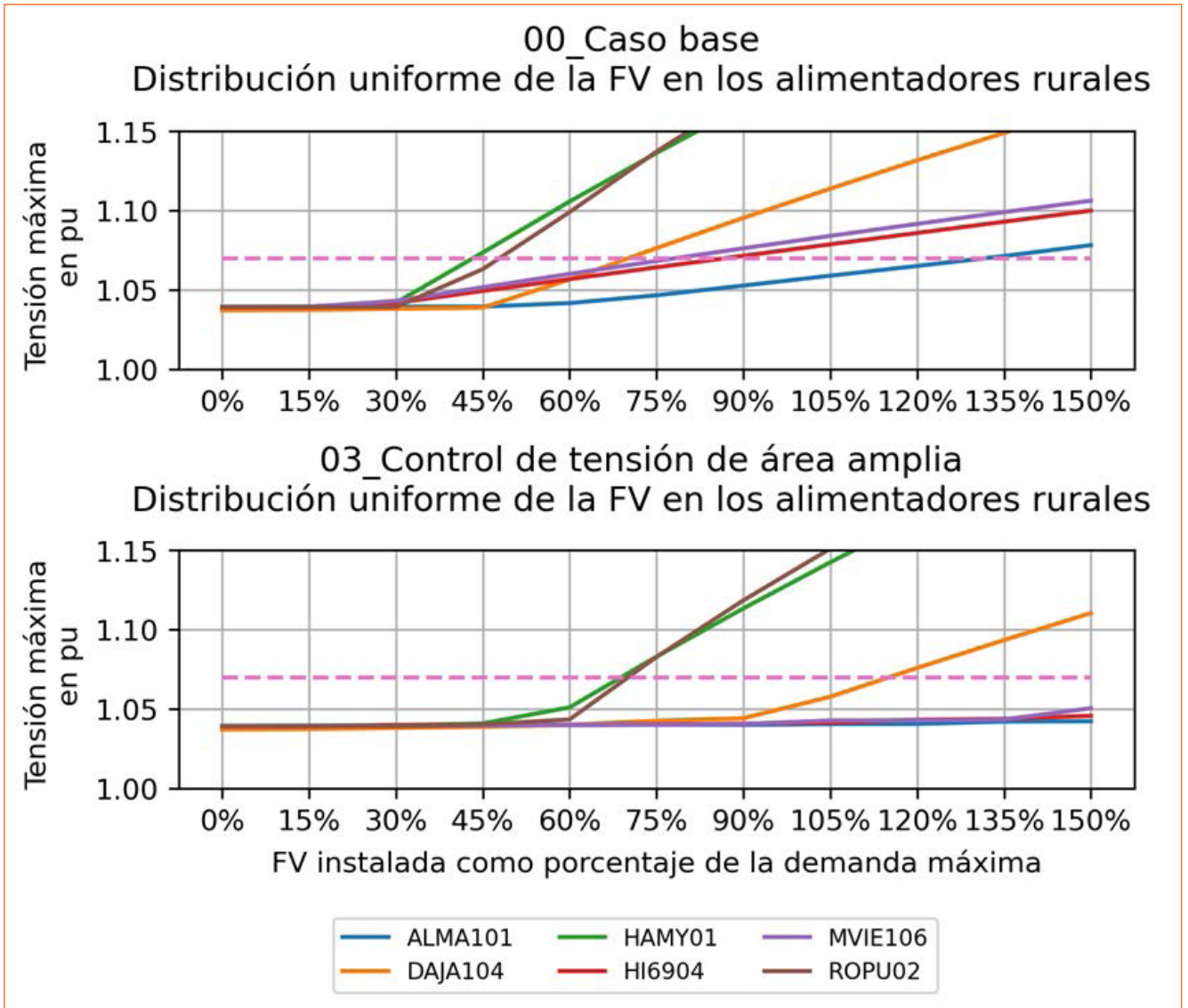


Figura 42: Comparación de los voltajes máximos para el caso base y la medida de mitigación „Control de voltaje de área amplia”



9.4 Control de la potencia reactiva de los inversores fotovoltaicos (control de $\cos\phi(P)$ y $Q(U)$)

Para reducir el aumento de voltaje en el punto de conexión que se produce por la inyección de potencia activa en el punto de conexión de una unidad fotovoltaica, el inversor puede funcionar con un factor de potencia subexcitado. Tomará corriente reactiva y, por tanto, reducirá el voltaje. Se simuló dos curvas de control de la potencia reactiva para mostrar el impacto respectivo, con cada una de ellas con un factor de potencia inferior a 0.95 subexcitado.

Figura 43: Control aplicado de $\cos\phi(P)$

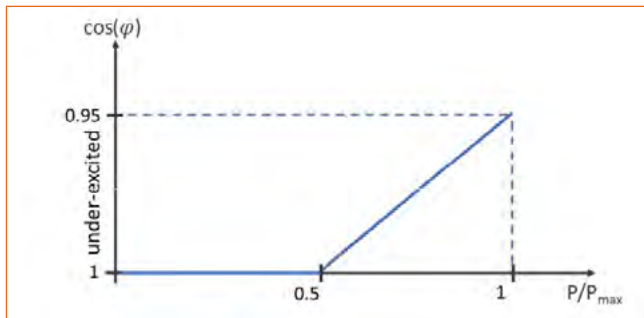
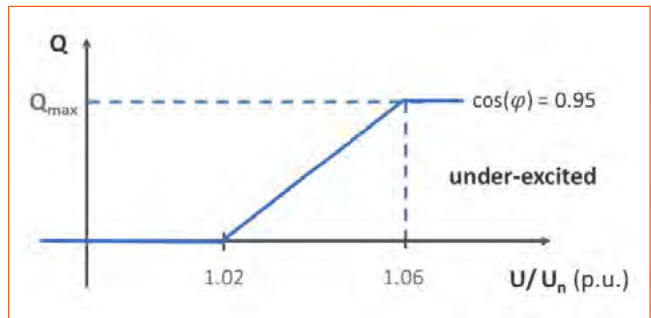


Figura 44: Control Q(U) aplicado

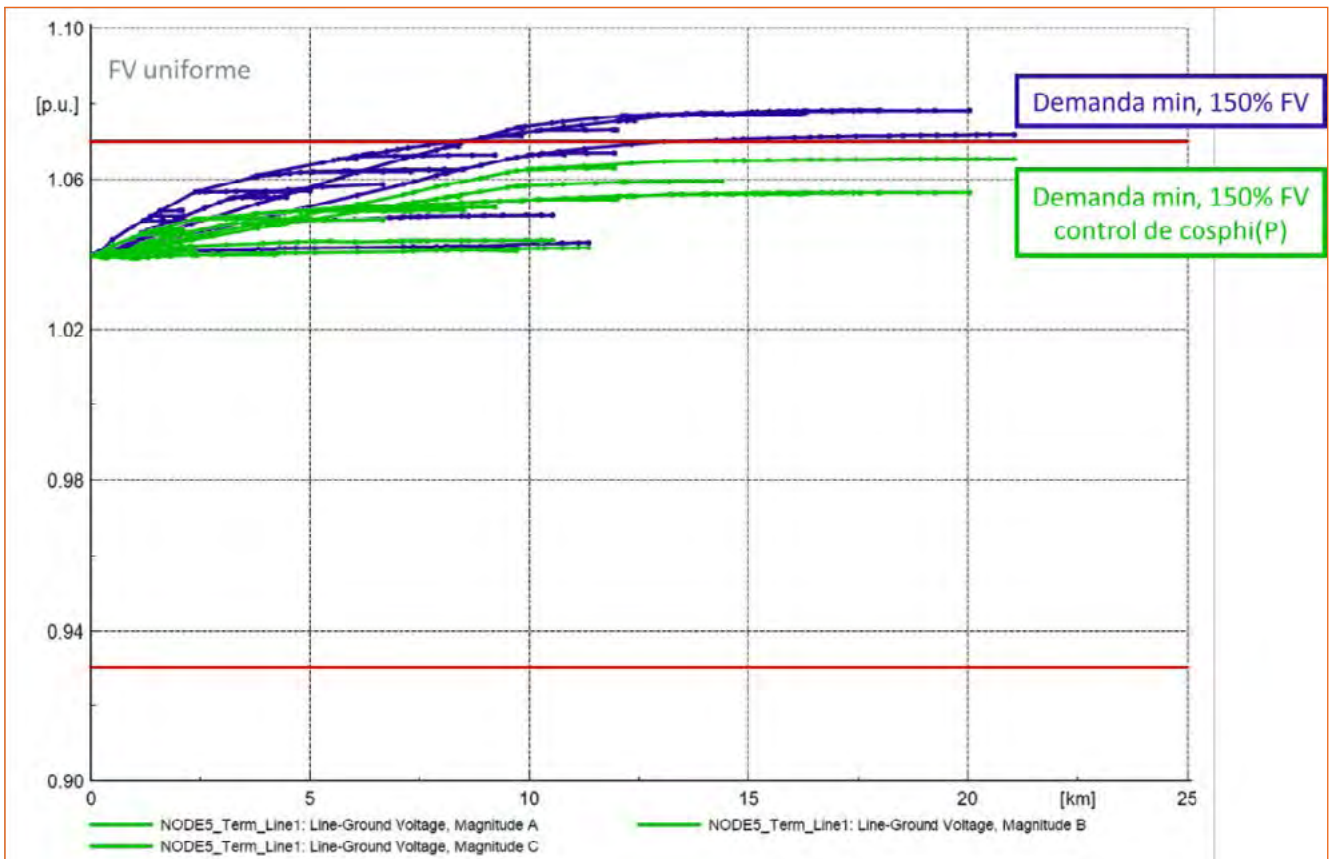


Este comportamiento de los inversores fotovoltaicos se requiere de varios operadores de red alemanes, por ejemplo, y el actual código de red de bajo voltaje alemán requiere estas capacidades de los inversores fotovoltaicos. Sin embargo, las corrientes reactivas aumentarán la carga de la línea y del transformador mientras reducen el voltaje. Dado que los problemas de tensión son

más prominentes en la República Dominicana en comparación con la sobrecarga, esta medida puede ser un requisito apropiado.

Figura 45 muestra una ilustración de la reducción de voltaje debido al control del $\cos\phi(P)$:

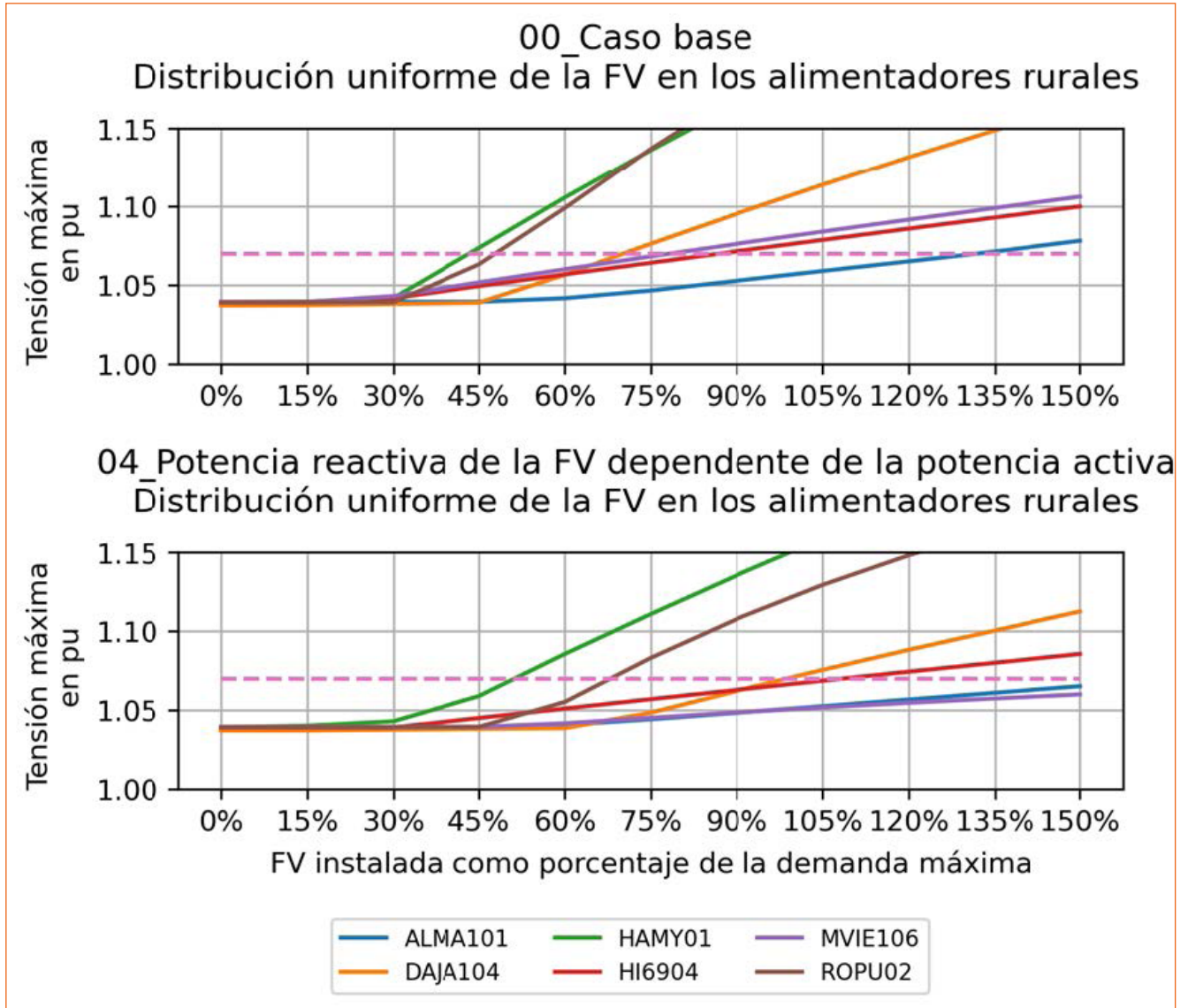
Figura 45: Perfil de voltaje de ALMA104 durante la penetración del 150% de FV (uniforme) y el control de $\cos\phi(P)$ aplicado



La Figura 46 muestra los resultados con respecto al aumento de los niveles de penetración de la FV con el control aplicado de $\cos\phi(P)$. Los resultados para el control $Q(U)$ se describen en el capítulo 9.8 resumen.

Los problemas de tensión se reducen, lo que lleva a un aumento de la capacidad de alojamiento de la energía fotovoltaica de alrededor del 10% al 30%.

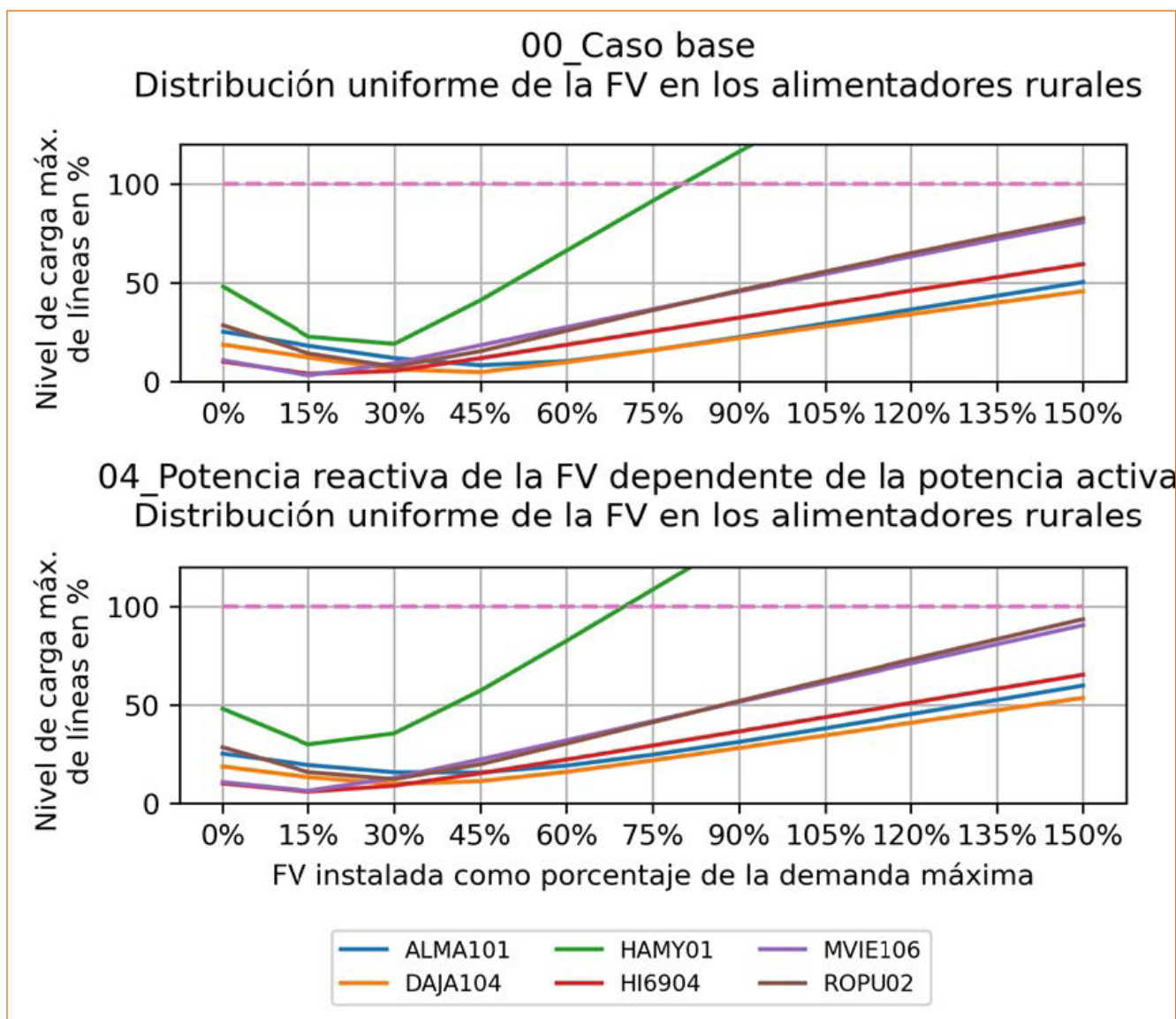
Figura 46: Comparación de las tensiones máximas para el caso base y la medida de mitigación „Control de la potencia reactiva con característica de $\cos\phi(P)$ “.



Sin embargo, debido al aumento del flujo de energía reactiva, las cargas de la línea se agravan. En cuanto al nivel de cargas de las líneas, la capacidad de hospedaje de energía fotovoltaica para HAMY01 se reduce, por ejemplo, en aproximadamente un

10%. Sin embargo, como los niveles de carga de línea son menos preocupantes en los alimentadores seleccionados, estos ajustes de potencia reactiva para los inversores fotovoltaicos seguirían siendo adecuados.

Figura 47: Comparación de las cargas máximas de línea para el caso base y la medida de mitigación „Control de la potencia reactiva con característica de cosphi(P)“.



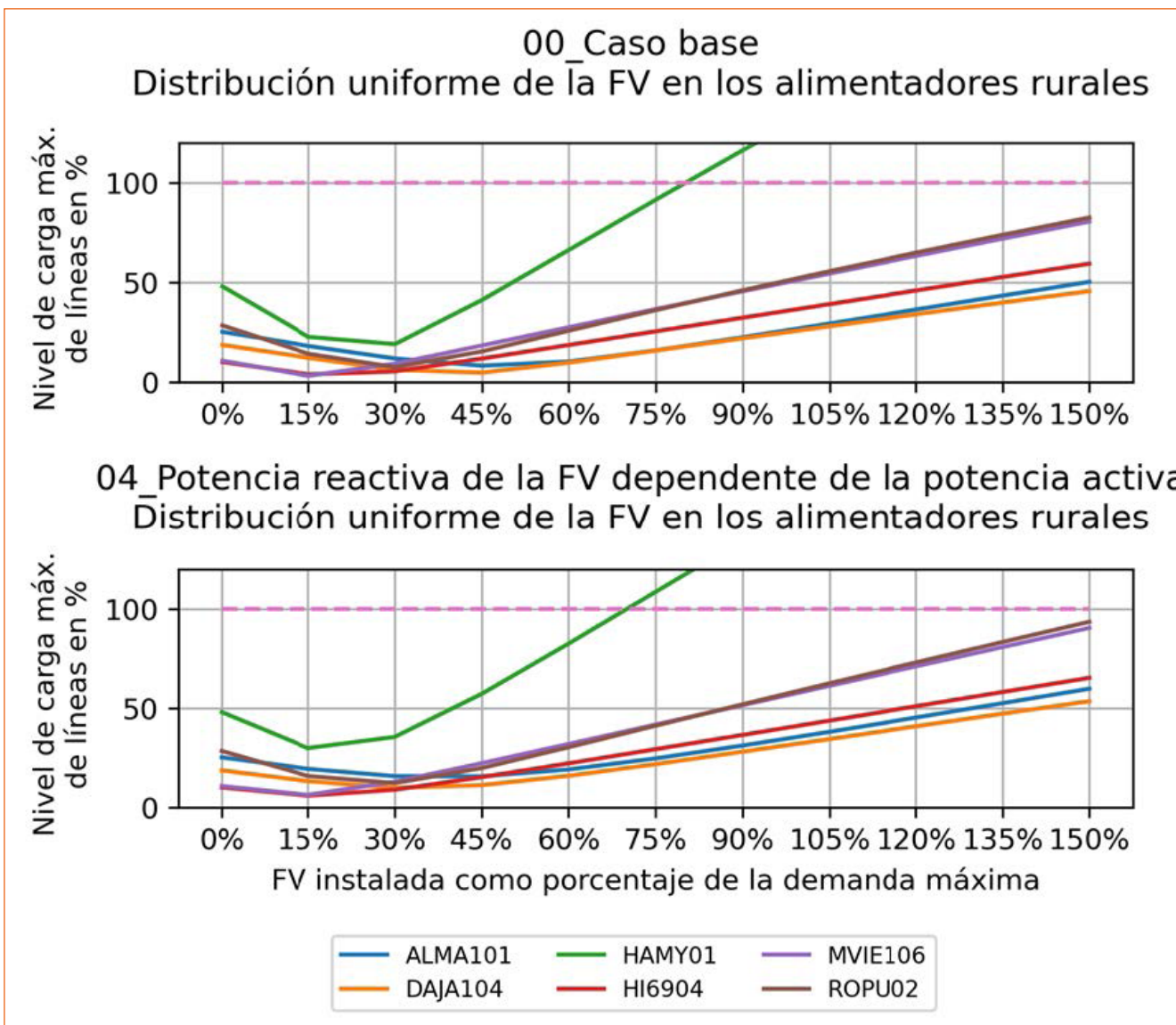
9.5 Tapa de generación fotovoltaica al 70% de la capacidad instalada del panel

Los paneles fotovoltaicos no suelen alcanzar su capacidad instalada durante el funcionamiento normal debido al calor y al polvo. Típicamente, la máxima potencia de salida alcanza sólo aproximadamente entre el 70% y el 90% de la capacidad instalada. Además, la potencia máxima real suele alcanzarse sólo unas pocas veces al año. Si se establece el requisito de que la red debe ser capaz de absorber la potencia máxima, el impacto de la energía fotovoltaica se sobreestimaré durante gran parte del año.

Por lo tanto, la potencia máxima de las unidades fotovoltaicas puede limitarse al 70 u 80% con pérdidas anuales de energía relativamente bajas. Estas pérdidas suelen situarse en un rango del 2 al 4% de la energía perdida anualmente y se consideran generalmente un valor aceptable para la reducción de la energía renovable y/o el establecimiento de un tope para reducir el impacto en la red eléctrica.

La Figura 48 muestra que sólo se pierde poca energía en comparación con la producción total de energía fotovoltaica durante un día soleado.

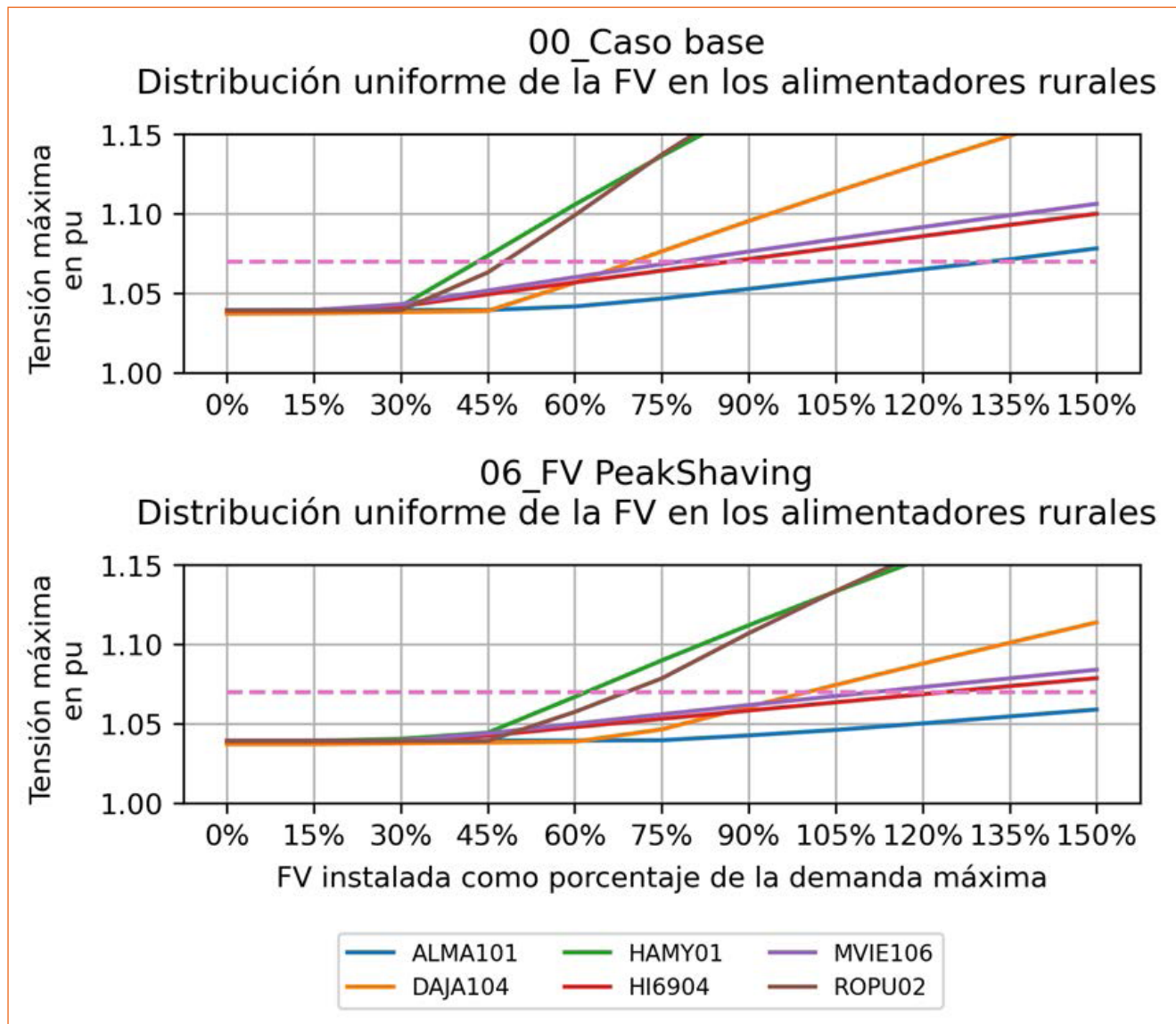
Figura 48: Ilustración de un tope de generación fotovoltaica al 70% de la capacidad instalada del panel



La Figura 49 muestra los resultados con respecto al aumento de los niveles de penetración de la energía fotovoltaica. Como puede verse, esta reducción efectiva de la penetración de la energía fotovoltaica en un 30% conduce a un aumento de la capacidad

de alojamiento de la energía fotovoltaica del 15% al 30%. Al mismo tiempo, también se reducen las cargas máximas de las líneas, como puede verse en la Figura 50.

Figura 49: Comparación de los voltajes máximos para el caso base y la medida de mitigación „tope de generación FV 70%”.



9.6 Peak Shaving de FV por el uso de la batería

Un efecto similar al del tope de generación del 70% de la energía fotovoltaica puede alcanzarse utilizando baterías para reducir el pico de la generación fotovoltaica.

Si se establece un incentivo para las baterías para el autoconsumo, los propietarios de las baterías normalmente intentarán

cargar su batería lo más rápidamente posible tan pronto como sus unidades fotovoltaicas empiecen a generar. Esto lleva al comportamiento descrito en la Figura 51, donde la batería se carga por la mañana, pero ya está llena en el momento en que la unidad fotovoltaica alcanza su potencia máxima. Esto no tiene un impacto positivo en la red, aunque el autoconsumo se maximiza.

Figura 50: Comparación de las cargas máximas de línea para el caso base y la medida de mitigación „tope de generación FV 70%“.

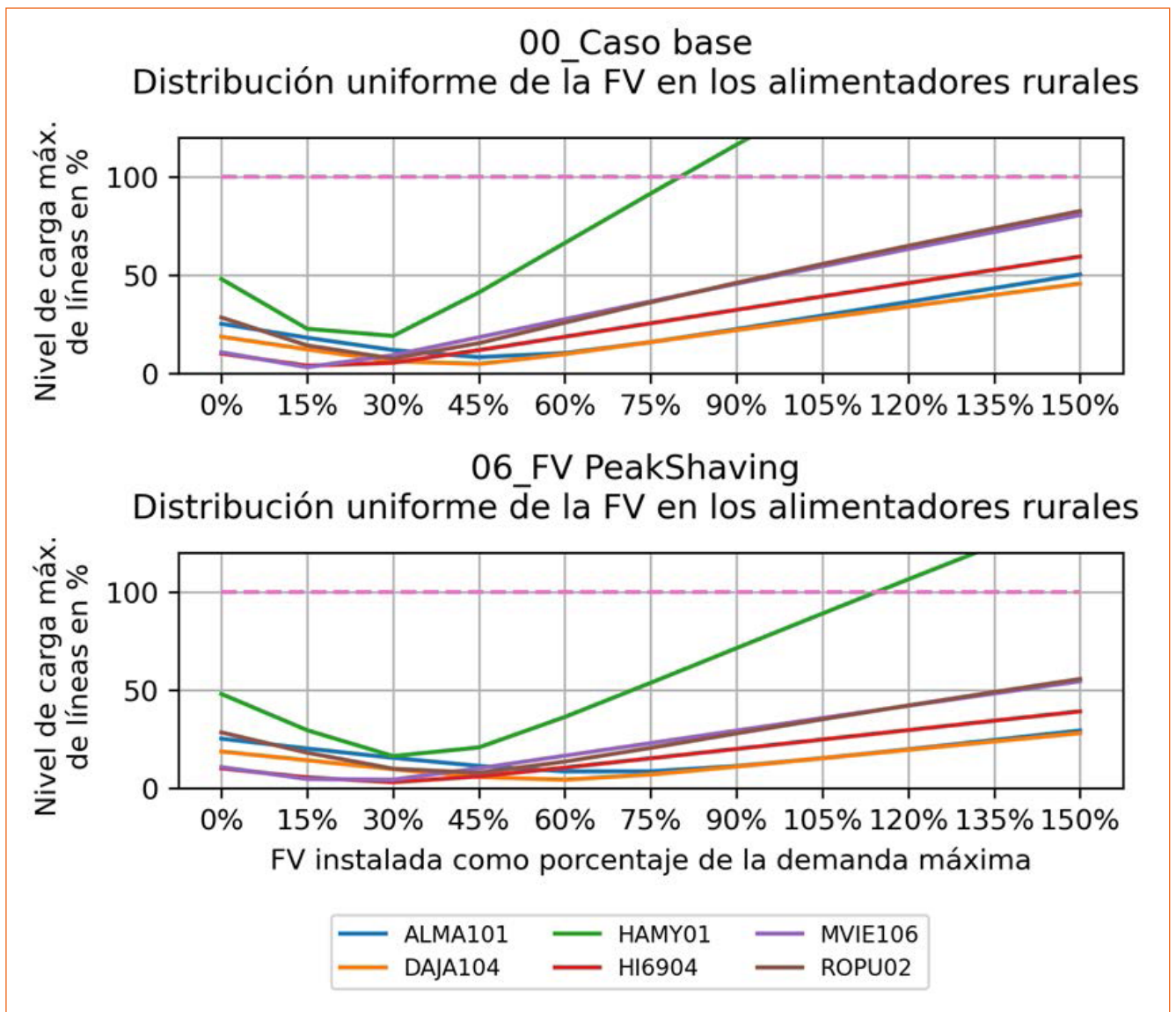
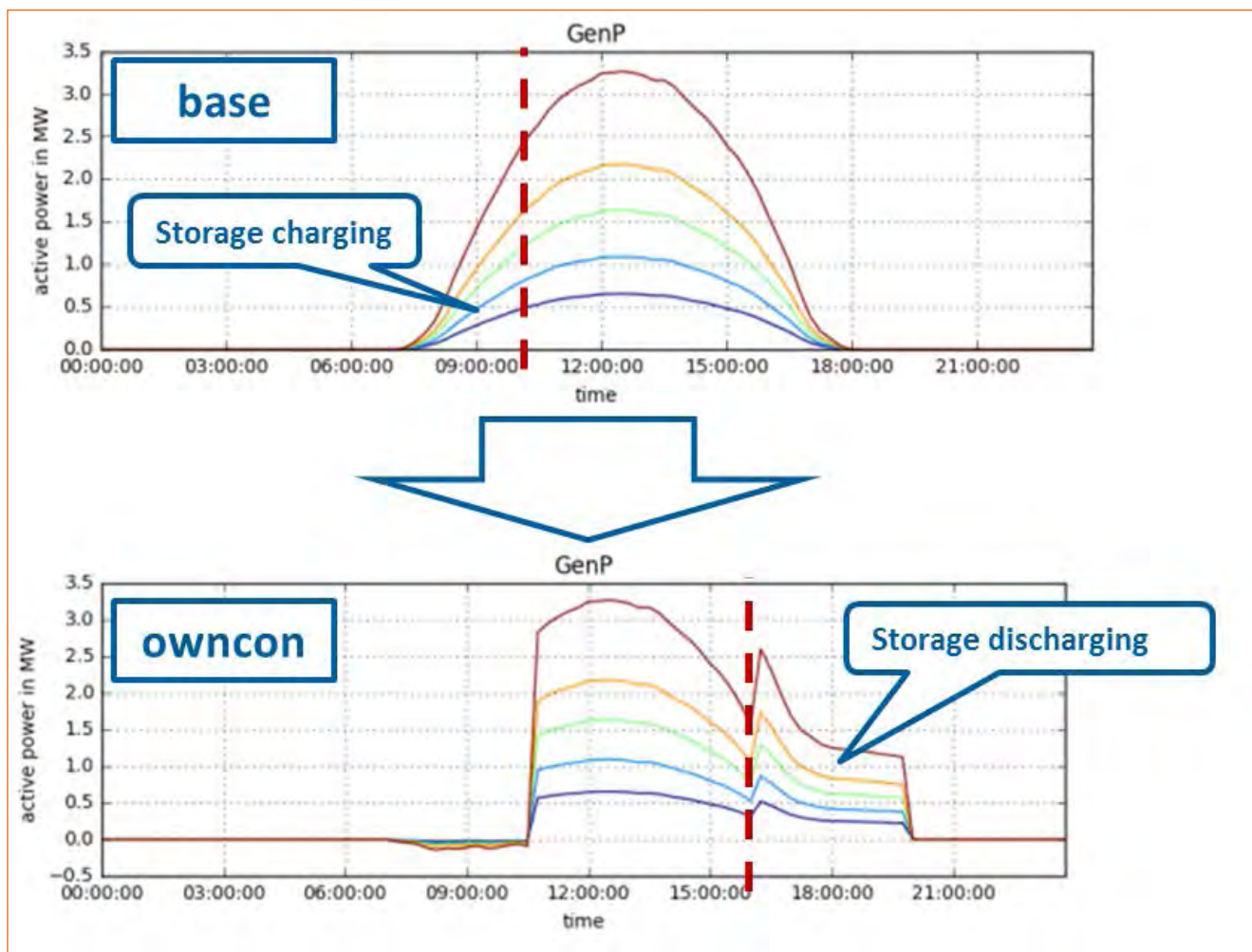


Figura 51: Funcionamiento de la batería con la optimización del consumo propio, que no alivia el impacto de la red de distribución. En su lugar, debe acoplarse a un tope fotovoltaico como el descrito en el capítulo anterior u otras medidas de incentivo



Para observar un impacto positivo en el funcionamiento de la red, las baterías deben funcionar en el modo peak shaving, en el que la batería comienza a cargarse algún tiempo antes del mediodía y “afeita” el pico de la curva FV. Esto da como resultado el mismo perfil que para el tope de generación del 70% de la energía fotovoltaica, como se muestra en la Figura 48. Por lo general, el operador de la red tendrá que establecer algún incentivo para que este comportamiento sea aplicado por los propietarios del sistema.

Un incentivo podría ser, por ejemplo, el tope del tamaño del inversor como en la medida de mitigación descrita en el capítulo anterior. Si el tope se fija aún más bajo, por ejemplo, en el 50% o 60%, esto incentiva al propietario de la planta fotovoltaica a instalar una batería para no perder la electricidad que de otro

modo se generaría libremente. Debe encontrarse un buen equilibrio entre el tope de la energía fotovoltaica y los incentivos de la batería para no penalizar demasiado la producción de energía fotovoltaica y, al mismo tiempo, liberar a la red de distribución del pico de alimentación de energía fotovoltaica.

9.7 Refuerzo de líneas y transformadores

El refuerzo de la red es el remedio más sencillo y eficaz, pero también a menudo el más costoso, para aumentar la penetración de la energía fotovoltaica en la red de distribución. Esta solución ayuda a aliviar tanto los problemas de tensión como los de sobrecarga. Debido a la insuficiencia de datos sobre los costos

y la complejidad con respecto a las líneas que tendrían que ser reforzadas para permitir una mayor penetración de la energía fotovoltaica, este escenario no fue simulado explícitamente.

9.8 Resumen de las medidas de mitigación

En los dos capítulos siguientes se resumen los resultados de las medidas de mitigación. Algunas de estas medidas de mitigación ofrecen buenas alternativas en comparación con los refuerzos de red que de otro modo serían necesarios. Este último suele considerarse la opción más costosa para aumentar la capacidad FV, ya que la sustitución de las líneas implica un alto costo de capital y de explotación.

9.8.1 Distribución uniforme de la FV

En la Figura 52 se muestran los niveles máximos de penetración fotovoltaica con respecto a las violaciones del voltaje y la sobrecarga, respectivamente, para todos los alimentadores en la distribución uniforme de la energía fotovoltaica y en la Figura 53 se comparan todas las diferentes medidas de mitigación, así como el caso base. Los cinco alimentadores de la izquierda son los alimentadores urbanos, mientras que los siete de la derecha presentan los alimentadores rurales.

Comparando las diferentes medidas de mitigación se pueden hacer las siguientes observaciones:

- La optimización de la consigna de tensión puede aumentar la capacidad de hospedaje de la energía fotovoltaica en algunos pero no en todos los alimentadores;
- El control del voltaje dependiente de la potencia activa aumenta enormemente la capacidad de alojamiento de la energía fotovoltaica en la mayoría de los casos, y es una posibilidad de control fácil de aplicar y eficaz para compensar los aumentos de voltaje inducidos por la energía fotovoltaica cuando se parametriza cuidadosamente;
- El control del voltaje de área amplia es aún más eficaz para aumentar la capacidad de alojamiento de la energía fotovoltaica, sin embargo, es una medida mucho más complicada y

costosa ya que se deben tomar medidas en el alimentador de distribución;

- Las medidas de control de la potencia reactiva de los inversores fotovoltaicos son una medida de mitigación muy eficaz, ya que reducen el aumento de voltaje inducido por la energía fotovoltaica a nivel local. El control de la potencia reactiva dependiente de la potencia activa (control $\cos\phi(P)$) resulta en algunos casos más eficaz que el control de la potencia reactiva dependiente de la tensión (control $Q(U)$). En el caso del control $Q(U)$, no todos los FV pueden ver un aumento de alta tensión y por lo tanto no contribuyen mucho al consumo de potencia reactiva. Como los problemas de sobrecarga son menos preocupantes (véase la Figura 53), el control del $\cos\phi(P)$ es, por lo tanto, más recomendable que el control de $Q(U)$;
- El tope de generación al 70% de la capacidad fotovoltaica es también un medio eficaz para aumentar la capacidad fotovoltaica, aunque no tan eficaz como algunas de las otras medidas.

Cabe mencionar que algunas de estas medidas de mitigación no son exclusivas entre sí, sino que pueden aplicarse simultáneamente. En particular, las siguientes medidas pueden aplicarse conjuntamente, a fin de lograr una integración máxima de la energía fotovoltaica en la red de distribución:

- Control de tensión dependiente de la potencia activa u optimización del punto de consigna de tensión en el transformador de la subestación primaria
- Control de la potencia reactiva con una característica de $\cos\phi(P)$
- Un tope de generación a un 70% u 80% de la capacidad fotovoltaica.

En cuanto a los problemas de sobrecarga, la mayoría de los alimentadores parecen tener un tamaño adecuado para albergar también altos niveles de penetración fotovoltaica.

Figura 52: Comparación de los niveles máximos de penetración fotovoltaica para todas las medidas de mitigación, considerando las violaciones de voltaje y una distribución fotovoltaica uniforme

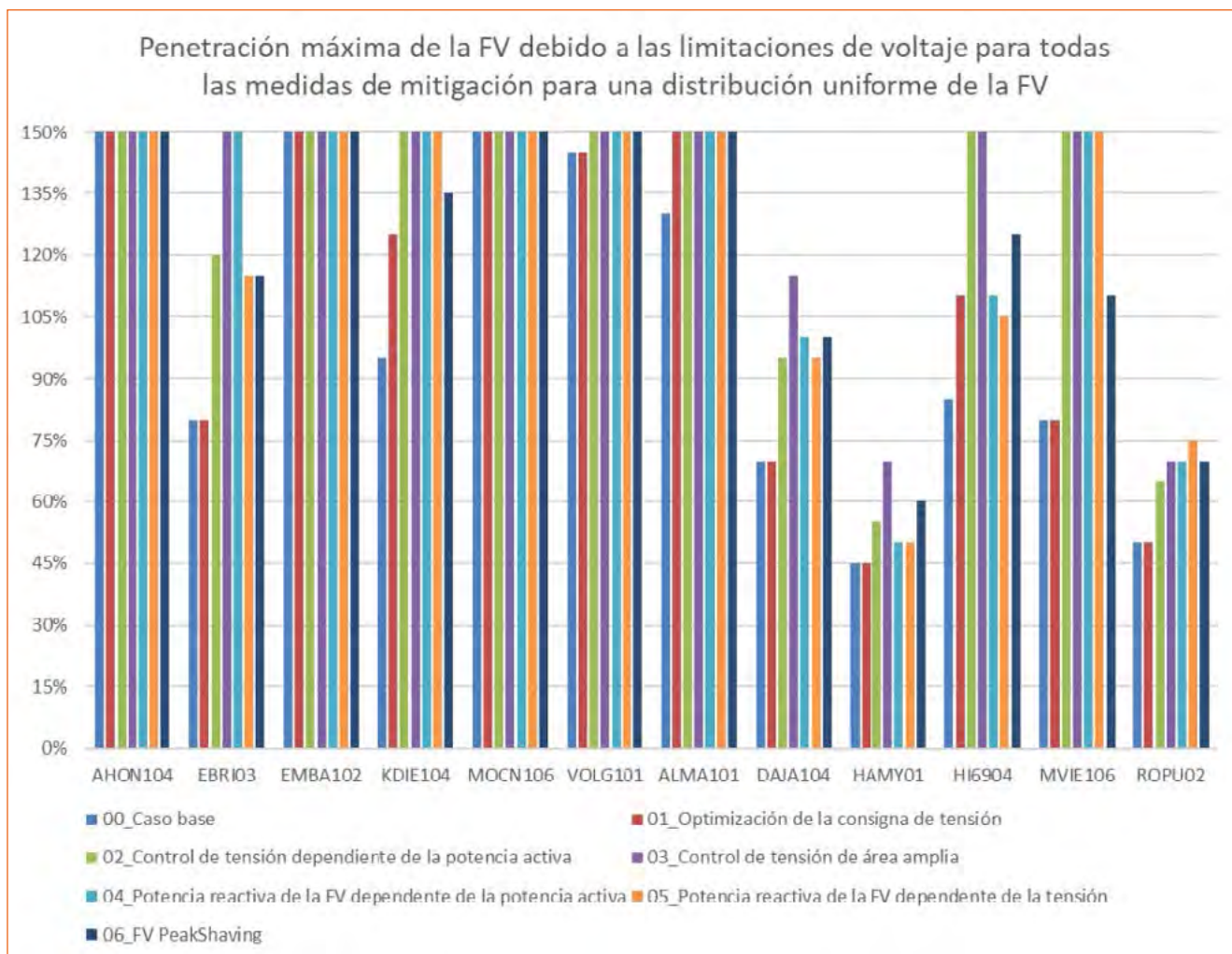
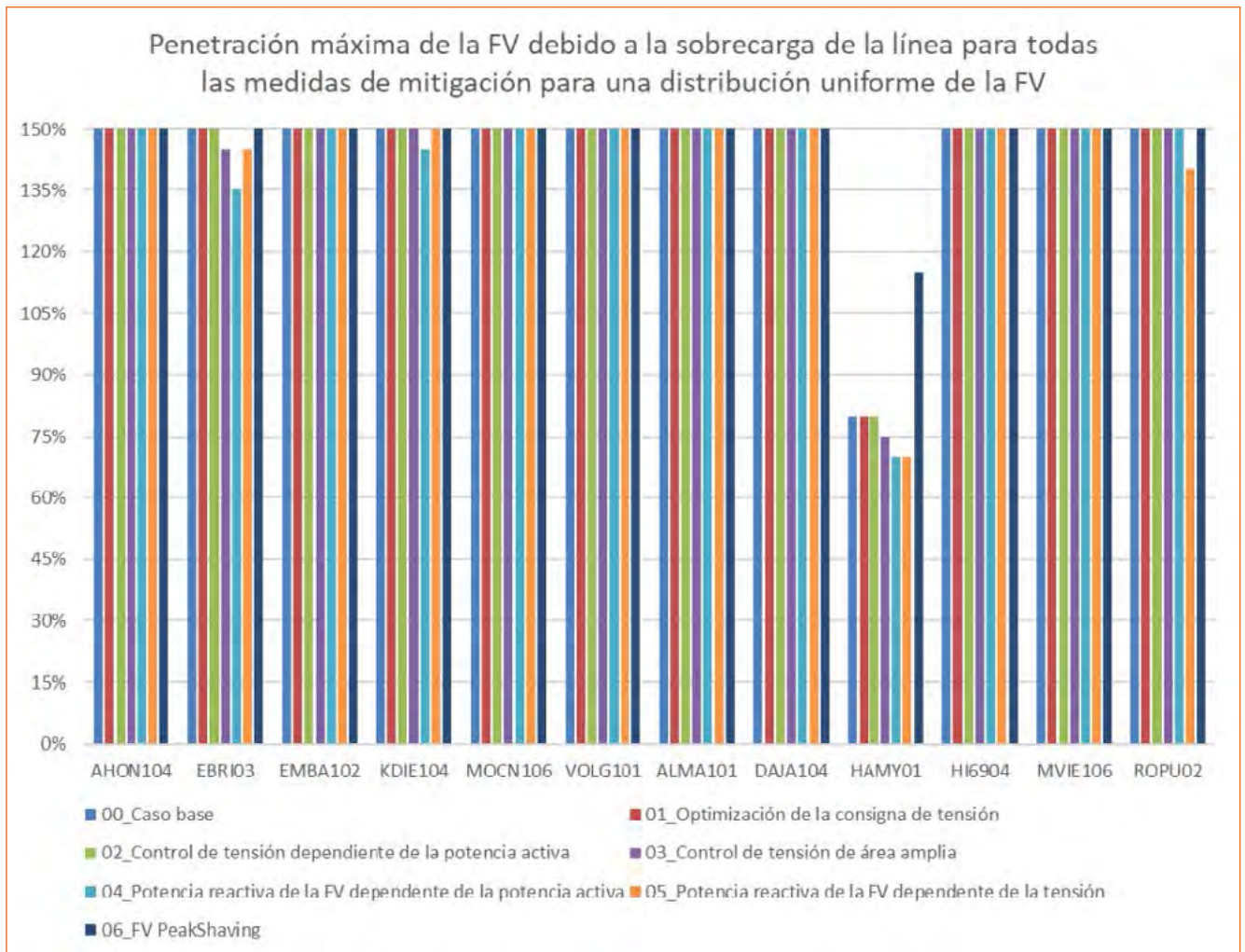


Figura 53: Comparación de los niveles máximos de penetración fotovoltaica para todas las medidas de mitigación, teniendo en cuenta la sobrecarga de las líneas y una distribución uniforme de la energía fotovoltaica



9.8.2 Distribución al final de la FV

La Figura 54 y la Figura 55 muestran también los resultados de la distribución de la energía fotovoltaica al final. En comparación con la distribución uniforme de la FV, los alimentadores muestran capacidades de hospedaje de la FV mucho más bajas. Sin embargo, también en estos casos, los problemas de voltaje son mucho más prominentes que los problemas de sobrecarga de la línea. Con respecto a la eficacia de las diferentes medidas de mitigación, surge un cuadro similar que respalda aún más las afirmaciones del capítulo anterior.

Sin embargo, en el caso de HAMY01, la capacidad de hospedaje de la energía fotovoltaica sólo puede aumentarse hasta el 35%. En este caso, una combinación de diferentes medidas de mitigación puede ser más eficaz y aumentar aún más la capacidad de alojamiento de la energía fotovoltaica. De lo contrario, pueden utilizarse métodos convencionales como el refuerzo de la línea para aumentar aún más la capacidad de alojamiento de la energía fotovoltaica, ya que este alimentador también está limitado severamente por la sobrecarga de la línea.

Figura 54: Comparación de los niveles máximos de penetración fotovoltaica para todas las medidas de mitigación, considerando las violaciones de voltaje y una distribución fotovoltaica al final

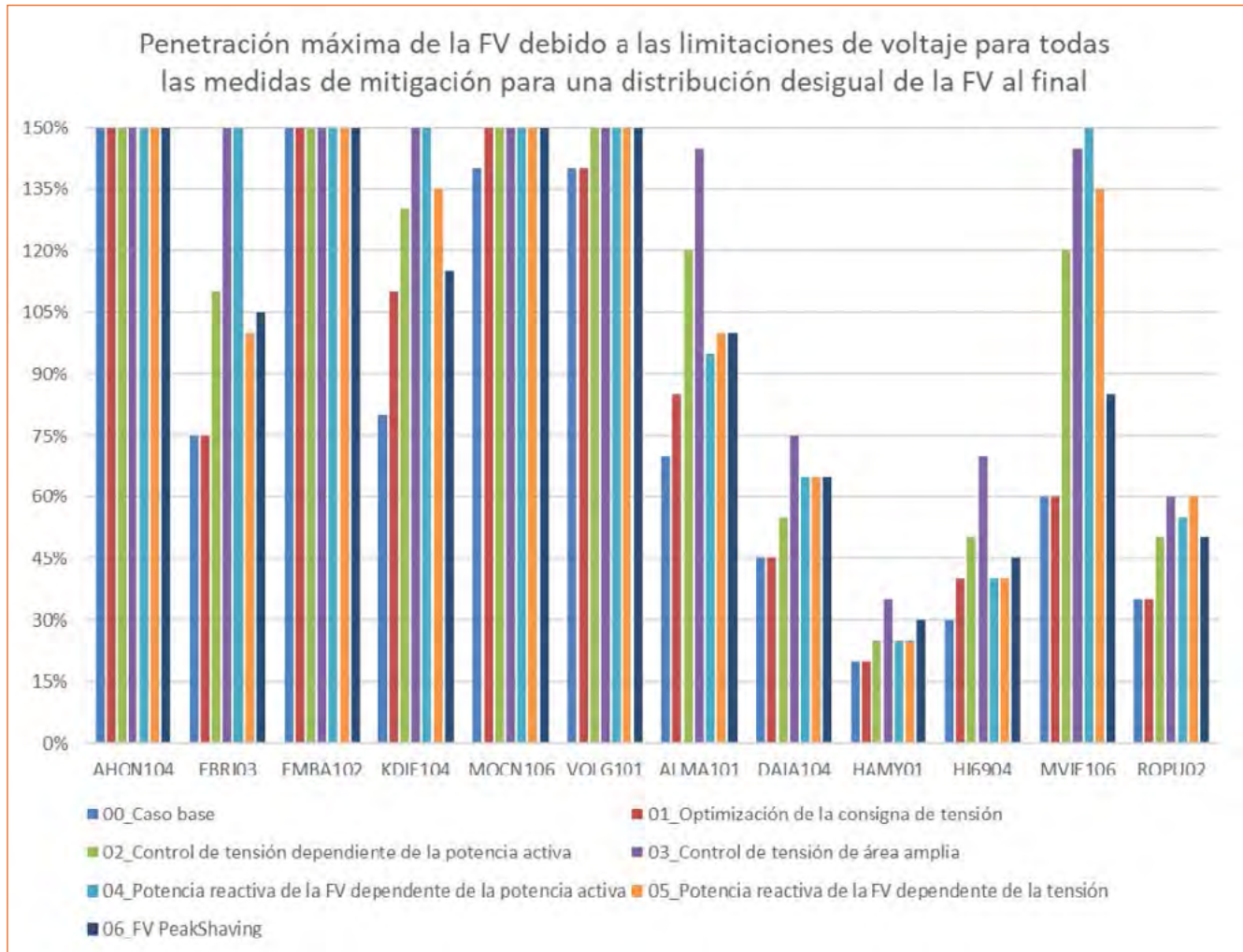
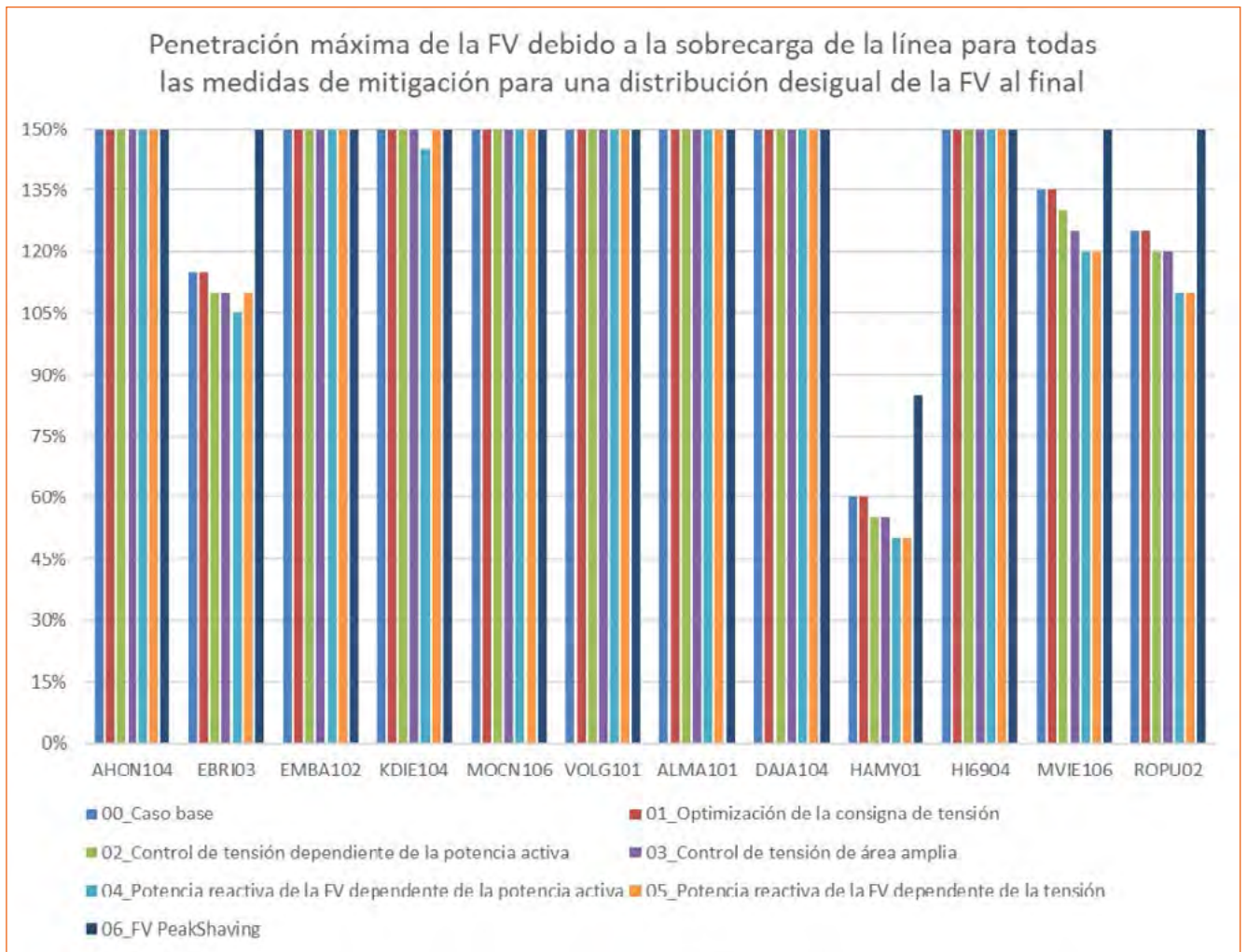


Figura 55: Comparación de los niveles máximos de penetración fotovoltaica para todas las medidas de mitigación, teniendo en cuenta la sobrecarga de la línea y una distribución fotovoltaica al final





10. Cuestiones de protección

Además de los problemas de sobrecarga y sobretensión, también pueden surgir problemas de protección con un aumento gradual de las centrales fotovoltaicas en la red de distribución e impactar en el esquema de protección. Típicamente, durante un cortocircuito en la distribución, la contribución de la corriente de cortocircuito sólo es proporcionada por la red aguas arriba. Sin embargo, si las centrales eléctricas fotovoltaicas están presentes en la red de distribución, también pueden contribuir a la corriente de falla en el caso de un cortocircuito.

Dependiendo de la ubicación de la falla y de la planta de energía fotovoltaica, la contribución de la corriente de falla puede aumentar o disminuir la corriente de falla. Por lo tanto, el

diseño de la protección debe hacer frente a dos cuestiones que se plantean:

- **Diseño del equipo: Corriente de falla máxima**
 - El equipo debe ser capaz de soportar la máxima corriente de falla sin sufrir daños para evitar el riesgo de personal y la pérdida de inversiones.
- **Diseño del sistema de protección: Corriente de falla mínima**
 - El sistema de protección debe detectar selectiva y rápidamente un fallo y desconectar el equipo afectado.



Sin embargo, en comparación con las centrales eléctricas convencionales, la contribución al cortocircuito de los generadores basados en inversores, como las centrales eléctricas fotovoltaicas, está limitada por la potencia del inversor del generador. Por lo tanto, a diferencia de un generador convencional, en el que la corriente de cortocircuito puede ser de 3 a 5 veces la corriente nominal, la contribución de la corriente de falla de las plantas de energía fotovoltaica es mucho menor. Sin embargo, si se conecta a la red de distribución otra generación distribuida no basada en inversores, deben tenerse en cuenta las corrientes de cortocircuito más elevadas.

Hay una serie de problemas típicos que pueden aparecer en el sistema de distribución con grandes cantidades de generación distribuida. Algunos de ellos se describen en los capítulos siguientes, así como las medidas de mitigación más comunes.

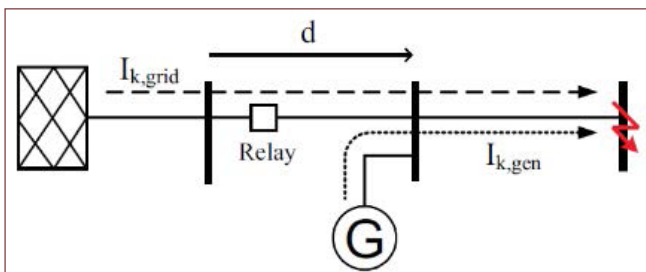
- Cegamiento de la protección
- Problemas con el reconectador
- Detección de pérdida de la red principal (detección de islas)
- Disparo Simpático
- Reducción del alcance de los relés de impedancia

10.1 Cegamiento de la protección

Si el cortocircuito se produce aguas abajo del punto de conexión del generador fotovoltaico, la contribución al cortocircuito del FV da lugar a una reducción de la corriente de cortocircuito a través del relé de protección. Por lo tanto, el cortocircuito puede permanecer sin ser detectado ya que la corriente de cortocircuito nunca alcanza su valor de detección.

Este problema se resuelve mediante los ajustes adecuados del inversor, desconectando el inversor fotovoltaico cuando se detecta un cortocircuito (es decir, una caída de tensión). Esto ya es necesario según la normativa vigente [8], que exige que el generador distribuido se desconecte tan pronto como se detecte una perturbación eléctrica. En este caso, después de que se detecte el cortocircuito, las plantas de energía fotovoltaica dejan de contribuir a la corriente de falla y el cortocircuito es detectado correctamente por el relé de protección. A mayores proporciones de energía fotovoltaica se debe considerar que se requiere la capacidad de paso de fallos de los inversores en combinación con el modo de corriente cero. En este caso, el inversor fotovoltaico permanece conectado durante todo el fallo, pero reduce su contribución de corriente a cero tan pronto como sea posible de acuerdo con su capacidad y los requisitos técnicos. A niveles de penetración fotovoltaica bajos o medios en el país, esta capacidad sólo debería solicitarse a las plantas de generación basadas en inversores a gran escala. A niveles de penetración fotovoltaica altos esto también puede aplicarse a plantas de energía fotovoltaica más pequeñas. Se pueden encontrar más detalles sobre este asunto en el informe final del informe de examen del código de la red de transmisión⁵, ya que la contribución de la falla es también un tema pertinente para la red de transmisión.

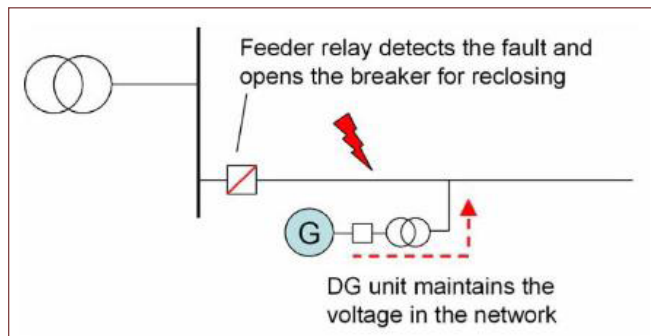
Figura 56: Ilustración del cegamiento de la protección debido a la FV



10.2 Problemas con el reconectador

Un cortocircuito temporal (por ejemplo, la caída de una rama de árbol en la línea y su combustión) antes del inversor fotovoltaico y después de un reconectador, como se indica en la figura siguiente, puede hacer que el inversor fotovoltaico siga manteniendo el voltaje en el alimentador de distribución, manteniendo eficazmente el arco eléctrico en el reconectador. Por lo tanto, el cortocircuito aparece como permanente en el reconectador y el alimentador de distribución se abre permanentemente, aumentando el tiempo de interrupción. De manera similar al punto 10.1 esto se resuelve mediante la desconexión directa de la planta fotovoltaica durante un cortocircuito o, alternativamente, la capacidad de fallo en combinación con el modo de corriente cero.

Figura 57: Ilustración de los problemas de los reconectores debido a la energía fotovoltaica



10.3 Detección de pérdida de la red principal (detección de islas)

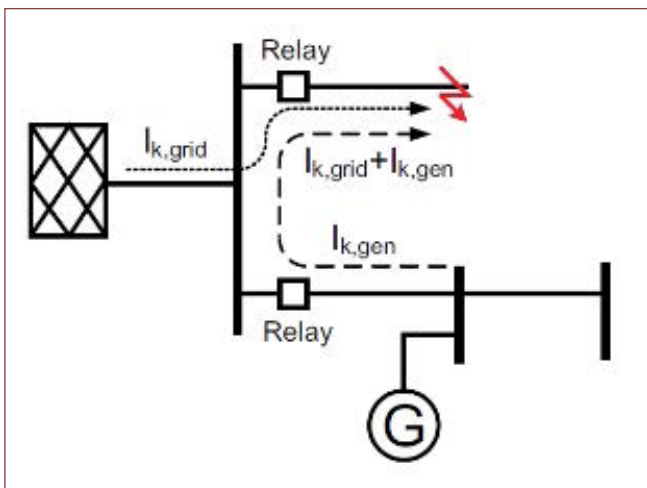
En las redes de distribución puede aparecer una isla eléctrica de forma involuntaria, cuando el alimentador se desconecta de la red aguas arriba (por ejemplo, para mantenimiento) y la FV sigue alimentando la carga existente en el alimentador de distribución. Esto puede aparecer en particular si la FV y la carga en este caso están equilibradas. Puede suponer una amenaza para la vida humana si se realizan trabajos de mantenimiento en la línea y la línea sigue estando energizada. Por lo tanto, se requiere una protección anti-isla para los inversores fotovoltaicos. Tal es también el caso según la normativa dominicana [8].

⁵ Este informe se está redactando actualmente y se espera para finales de 2020. El nombre oficial del proyecto es “Revisión de los códigos de red del sistema eléctrico dominicano”.

10.4 El disparo por simpatía...

Un cortocircuito en un alimentador adyacente a la planta fotovoltaica puede dar lugar a una contribución de cortocircuito de ese inversor fotovoltaico que supere el valor de detección en el alimentador sano (donde se conecta la planta fotovoltaica). Esto puede dar lugar a que el alimentador sano se dispare antes de que se elimine el fallo real. Si aparece este problema, puede resolverse mediante una mejor parametrización de los tiempos de eliminación de fallos de los relés de protección o la protección de sobrecorriente direccional. Sin embargo, este es un problema que rara vez se ve y, por lo general, otros factores limitan la penetración de la FV mucho antes de que aparezca este problema. Por ejemplo, esto también se evidencia en [9] donde se evaluó que el disparo por simpatía no era un problema para 16 alimentadores representativos en California.

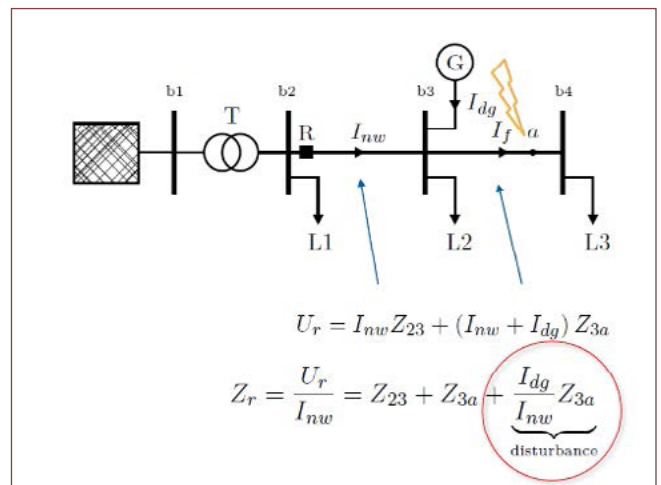
Figura 58: Ilustración del disparo por simpatía debido a la corriente de falla de FV



10.5 Reducción del alcance de los relés de impedancia

En caso de que se utilicen relés de impedancia como sistema de protección, la contribución al cortocircuito del inversor fotovoltaico reduce el área activa en la que se detecta un cortocircuito. Mediante el aumento de la sensibilidad del relé, el área activa puede aumentarse, sin embargo, reduciendo la selectividad. De lo contrario, pueden utilizarse relés de protección adicionales. En [9], sin embargo, esto sólo se analizó como un problema en los alimentadores en los que también había reguladores de línea, mientras que la mayoría de los alimentadores no se vieron afectados significativamente por esto.

Figura 59: Ilustración de un alcance reducido de los relés de impedancia debido a la FV





11. Conclusiones y recomendaciones técnicas

11.1 Conclusiones y recomendaciones generales

Los resultados de la simulación de los doce alimentadores muestran que los niveles de penetración fotovoltaica pueden variar ampliamente entre cada uno de estos. Dentro del estudio, se han elegido deliberadamente alimentadores con características extremas para encontrar límites seguros o límites mínimos de penetración fotovoltaica, en los que la integración fotovoltaica puede considerarse sin problemas. Al mismo tiempo, el objetivo del estudio era mostrar los alimentadores más comúnmente encontrados y qué límites de penetración fotovoltaica típicos se aplican en estos casos.

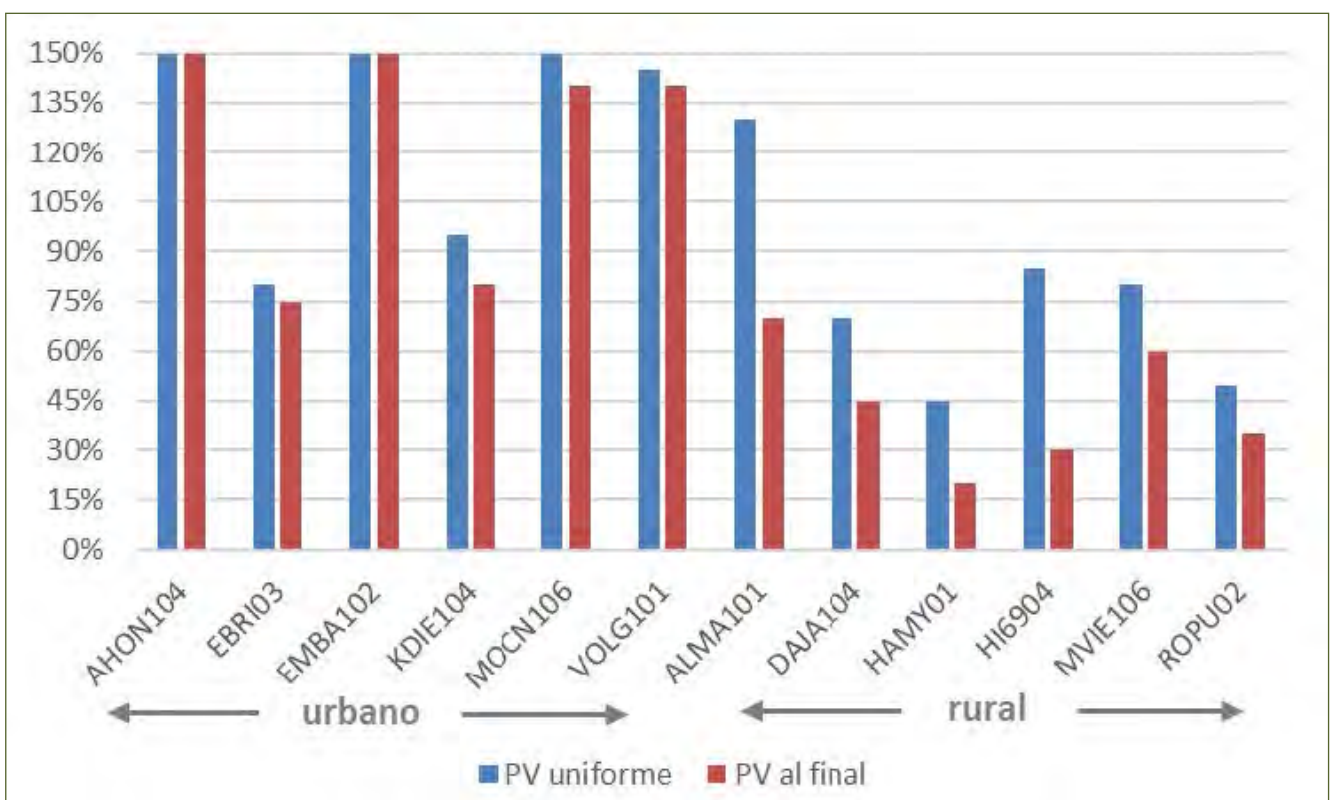
Los alimentadores con características extremas, en particular el alimentador HAMY01, muestran que hay algunos alimentadores específicos que tienen líneas que se ramifican lejos de la subestación primaria y que muestran niveles de tensión muy bajos y sobrecargas de la línea durante los picos de demanda. Por lo tanto, estos débiles alimentadores de distribución también limitan fuertemente la integración fotovoltaica, ya que en particular las sobretensiones debidas a la alimentación fotovoltaica pueden surgir rápidamente. En el caso de HAMY01, se determinó que los niveles máximos de penetración fotovoltaica eran sólo del 20% en el escenario de distribución FV al final y del 45% en el escenario de distribución fotovoltaica uniforme.

Sin embargo, la mayoría de los demás alimentadores muestran capacidades de hospedaje de energía fotovoltaica muy altas, incluso por encima del nivel más alto de penetración fotovoltaica simulada de 150%. Esto muestra el importante potencial sin explotar de la integración fotovoltaica en los alimentadores de distribución dominicanos. En particular, los alimentadores urbanos suelen ser más fuertes que los rurales y sólo tienen ramales cortos, y la distancia máxima de la subestación primaria suele

ser inferior a 10 km. En estos casos, es mucho menos probable que se produzcan problemas de tensión y los niveles máximos de penetración de la energía fotovoltaica podrían aumentar en una multitud.

En la Figura 60 se puede ver un resumen de los límites máximos de penetración de la FV obtenidos.

Figura 60: Niveles máximos de penetración de la FV de los 12 alimentadores de distribución para una distribución uniforme de la FV y una distribución al final de la FV



En lo que respecta a las cuestiones de protección, algunos de los problemas que se plantean ya están resueltos gracias a las capacidades de vanguardia del inversor, la desconexión del inversor fotovoltaico en caso de cortocircuito (ya exigida por la normativa dominicana) o el cambio al modo de corriente cero mientras se mantiene conectado (posible mejora en futuras revisiones del código de la red de distribución). Otras capacidades, como la protección anti-isla, también son ya requeridas por la reglamentación dominicana y las normas comunes, reduciendo los riesgos asociados. Siguen existiendo algunos problemas de protección,

por ejemplo, la posibilidad de un disparo por simpatía o el incremento de la corriente de cortocircuito por encima de los límites del relé de protección. Sin embargo, como la corriente de falla de los inversores fotovoltaicos está limitada por la potencia del inversor, es poco probable que esos problemas se produzcan a niveles de penetración fotovoltaica más bajos y en la mayoría de los casos pueden solucionarse mediante una mejor parametrización o, de ser necesario, la actualización/sustitución de algunos relés de protección. Se considera que estas medidas son mucho menos costosas que los problemas derivados de las sobreten-

siones o la sobrecarga de las líneas y, por lo tanto, no deberían considerarse como factores limitantes para la integración de la energía fotovoltaica.

Para encontrar una restricción más precisa para los límites de penetración de la energía fotovoltaica, debe realizarse un análisis de la capacidad de alojamiento una vez que se alcance el límite de penetración actual de la energía fotovoltaica. En el capítulo 12 se describen en detalle las recomendaciones para el proceso de interconexión a fin de establecer esos análisis de la capacidad de alojamiento de los alimentadores en la regulación.

Como se ha demostrado, en muchos casos se pueden elevar los límites de penetración de la energía fotovoltaica. Esto también se evidencia en los límites de penetración fotovoltaica en algunos de los alimentadores de distribución de EdeNorte, donde se han instalado niveles de penetración fotovoltaica de hasta el 114%. Esto puede verse en la Tabla 5, que muestra los alimentadores con los niveles más altos de penetración fotovoltaica por encima del 15% de la demanda máxima.

Tabla 5: Niveles de penetración fotovoltaica por encima del 15% de la demanda máxima en el caso de EdeNorte. Los niveles de penetración son en algunos casos considerablemente más altos que el límite regulado del 15%.

CIRCUITO	POTENCIA MÁXIMA	KW INSTALADA	%
PIME102	876,13	998,08	113,9
MCRI103	730,78	526,5	72,05
RINC103	1326,88	870,71	65,62
MAON102	5 482,32	2 367,36	43,18
CANA106	7 523,81	3141,12	41,75
APPL101	1436,32	542,75	37,79
SOSU101	3 388,49	1 020,12	30,11
VOLG101	12461,72	3 380,48	27,13
CHIV101	12 791,43	2298,55	17,97
CHIV104	4889,47	746,38	15,26
RINC102	3 653,00	552,07	15,11

11.2 Desempeño de las medidas técnicas de mitigación

La mayoría de las medidas de mitigación lograron aumentar significativamente los niveles máximos de penetración de la energía fotovoltaica, en particular mejorando cualquier problema de voltaje inducido por la energía fotovoltaica.

11.2.1 Control de tensión en la subestación primaria

Las tres primeras medidas (optimización de la consigna de tensión AT/MT, control de tensión dependiente de la potencia activa del transformador AT/MT y control de tensión de área amplia) tienen como objetivo mejorar el funcionamiento del cambiador automático de tomas en la subestación primaria. El transformador de reducción común tiene la capacidad de habilitar la segunda opción, un control de tensión dependiente de la potencia activa que utiliza el flujo de potencia medido localmente para regular la tensión, en particular reduciendo la tensión cuando se miden grandes flujos de potencia inversa. Si se dispone de esta opción, puede considerarse mucho más eficaz que un ajuste de la consigna la tensión (medida de mitigación 1) y mucho más barata que un control de tensión de área amplia (medida de mitigación 3). Por lo tanto, aumentar significativamente los límites de penetración fotovoltaica puede ser una posibilidad adecuada.

11.2.2 Control de la energía reactiva por medio de inversores fotovoltaicos

Además, la posibilidad de establecer características de potencia reactiva en los inversores fotovoltaicos debería aplicarse mediante un código de red de distribución actualizado o como parte del proceso de interconexión, al menos en el caso de los inversores fotovoltaicos de mayor tamaño (por ejemplo, de más de 5 kW). El control de la potencia reactiva es una capacidad que la mayoría de los inversores del mercado ya pueden cumplir y los códigos de red internacionales comunes exigen que los inversores FV tengan la capacidad de establecer un factor de potencia no uniforme, una característica de $\cos\phi(P)$ (watt-var) o una característica de $Q(U)$ (volt-var). En la instalación del inversor fotovoltaico, el operador del sistema de distribución puede entonces elegir libremente si desea utilizar una de estas opciones o si el inversor fotovoltaico debe funcionar con un factor de potencia uniforme. Esta decisión debe basarse en las características del alimentador de distribución y si los problemas

de tensión son una preocupación. Para el propietario de la planta fotovoltaica, el control de la potencia reactiva no suele suponer ningún coste adicional.

11.2.3 Tapa de generación fotovoltaica del inversor al 70% u 80% de la capacidad instalada del panel fotovoltaico

Por último, otra opción para reducir el impacto de las plantas de energía fotovoltaica en la red de distribución es limitar el inversor fotovoltaico al 70% u 80% de la capacidad de los paneles fotovoltaicos instalados. En la mayoría de los países, un tope de la alimentación fotovoltaica al 70 - 80% del valor máximo da lugar a una pérdida de sólo el 2 - 4% de la energía fotovoltaica producida anualmente, ya que la producción fotovoltaica máxima sólo se alcanza durante unas pocas horas con cielos azules y a menudo se reduce por los efectos del polvo y la temperatura.

El tamaño del inversor fotovoltaico es el parámetro crucial para que el operador del sistema de distribución determine el máximo impacto de las plantas fotovoltaicas en un alimentador de distribución. Por lo tanto, también este tipo de información debería recogerse mediante hojas de datos durante la instalación fotovoltaica y utilizarse en los estudios de planificación de la EDE sobre el impacto de la energía fotovoltaica. En Alemania también es práctica común establecer un tope fotovoltaico aún más estricto en el 60% o incluso en el 50% y asociarlo a un

incentivo en el despliegue de la batería. En esta configuración, se incentiva a la batería para que se cargue con energía fotovoltaica durante el pico de producción, ya que de lo contrario se pierde esta producción de energía debido al tapón fotovoltaico. Esto proporciona esencialmente una posibilidad de incentivar el comportamiento de la batería que proporciona un pico de generación fotovoltaica, en contraposición a una batería que se carga tan pronto como la generación fotovoltaica excede la carga local, lo que puede no aliviar la alimentación fotovoltaica durante la generación máxima.

11.2.4 Combinación de diferentes medidas de mitigación

Las medidas de mitigación de las secciones A a C pueden combinarse, a fin de tener un aumento máximo de la capacidad de alojamiento de la energía fotovoltaica. La combinación más eficaz en función de los costos en ese caso sería:

- El control de tensión dependiente de la potencia activa en el transformador de la subestación primaria;
- Control de la potencia reactiva de los inversores fotovoltaicos a través de una característica de $\cos\phi(P)$; y
- Un tope de generación fotovoltaica del inversor al 70% u 80% de la capacidad de los paneles fotovoltaicos instalados.



12. Recomendaciones sobre el proceso de interconexión

El límite del 15% como proporción de la demanda máxima es una regulación que muy probablemente fue adoptada de la regulación de los EE.UU. En los EE.UU., el límite del 15% fue establecido en 1999 por la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC) y posteriormente adoptado por la Comisión Federal Reguladora de Energía de EE.UU. (FERC) [10]. El fundamento de la regla del 15% fue motivado por una demanda mínima promedio del 30% en los alimentadores de distribución de los EE.UU. Tomando un margen de seguridad del 50% para la carga mínima, la limitación resultante se puso en el 15%. Esto se hizo para prevenir cualquier tipo de flujo de energía inversa y los subsiguientes impactos de la operación en isla no intencional, desviaciones de tensión, descoordinación de la protección, y otros impactos potencialmente negativos.

Este límite del 15% ha sido utilizado como modelo por muchos estados de EE.UU. para su proceso de interconexión, pero desde entonces ha pasado por múltiples revisiones. En particular, este límite del 15% no es un límite duro, que no permite niveles de penetración más altos, sino más bien un límite blando después del cual se deben realizar estudios suplementarios.

En una revisión de 2012, se añadieron filtros adicionales a la regla del 15%, a fin de permitir niveles de penetración fotovoltaica más altos sin realizar un estudio detallado. Estos procesos de revisión suplementarios utilizan, por ejemplo, una Pantalla de Carga Mínima, que comprueba si la capacidad fotovoltaica agregada está por debajo del 100% de la carga mínima. Si es así, el límite de penetración fotovoltaica también puede elevarse por encima del 15%.



Las especificaciones exactas del proceso de selección pueden encontrarse, por ejemplo, en la Regla 21 [11] de California y en la Regla 14H [12] de la HECO de Hawái. En la actualidad, estos procesos de selección están siendo sometidos a nuevos procesos de revisión para aumentar el límite y/o definir nuevos filtros para los alimentadores, en los que es posible un mayor nivel de penetración. Por ejemplo, en las islas de Hawái, bajo ciertas condiciones, ya se permiten niveles de penetración fotovoltaica de hasta el 250% de la demanda mínima [13].

La Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC) en los EE.UU. está examinando actualmente una propuesta para sustituir el límite del 15% por un método basado en el análisis de la capacidad de alojamiento [14].

12.1 Recomendaciones del NREL

El Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos (NREL) ha redactado un breve informe de recomendación sobre la mejora de los criterios para el proceso de interconexión. En la Figura 61 se muestra un resumen de las deficiencias más relevantes dentro del proceso de interconexión dominicano y las recomendaciones que deberían aplicarse.

Las recomendaciones destacan las principales prácticas actuales en los EE.UU. durante un proceso de interconexión. Por lo tanto, constituyen un buen punto de partida para la mejora del proceso de interconexión dominicano. Sin embargo, las recomendaciones del informe que nos ocupa van un paso más allá al

tener en cuenta los debates y prácticas actuales en los procesos de interconexión de California y Hawái (que son los más avanzados en cuanto al desarrollo de la energía fotovoltaica en los Estados Unidos), así como las experiencias de países fuera de América del Norte.

Se recomienda seguir de cerca las actualizaciones previstas del proceso de interconexión en California [14] para alinear y adoptar cualquier buena práctica pertinente.

Figura 61: Principales diferencias entre la normativa de interconexión de la República Dominicana y las mejores prácticas regulatorias para la interconexión de generación distribuida [15]



12.2 Mejoras a la regla del 15% del límite de carga máxima

En la actualidad, la normativa exige que se realice un nuevo estudio suplementario por cada sistema fotovoltaico que supere el límite de carga máxima del 15% del alimentador de distribución. El costo adicional de ese estudio constituye un obstáculo para la instalación de nuevos sistemas fotovoltaicos, en particular para los sistemas fotovoltaicos de pequeña escala en los que el costo es desproporcionadamente alto. Además, crea un atraso en los estudios del lado del EDE, ya que necesita procesar un gran número de estudios a través de las aplicaciones por encima del límite del 15%.

Además, el presente estudio muestra que esta limitación es técnicamente injustificada, ya que la mayoría de los alimentadores ofrecen potenciales de niveles de penetración fotovoltaica significativamente más altos. Por lo tanto, ese límite restringiría innecesariamente el desarrollo de la energía fotovoltaica distribuida en el país.

Así pues, se sugiere que las siguientes recomendaciones sustituyan al límite del 15%. Junto con cada recomendación se incluye una justificación en el cuadro que figura a continuación:

Recomendaciones	
(1)	Tanto para los alimentadores rurales como para los alimentadores por debajo de un nivel de voltaje de 12.47 kV, aumente el límite inicial al 25% de la demanda máxima o al 100% de la demanda mínima diurna (entre las 10 de la mañana y las 3 de la tarde) del alimentador respectivo, lo que sea mayor.
(2)	Para alimentadores urbanos con un nivel de voltaje de 12.47 kV o superior, aumentar la pantalla inicial al 50% de la demanda máxima.
(3)	El equipo del inversor debe ser capaz de funcionar con un factor de potencia ≥ 0.9 (inductivo y capacitivo) y los modos de funcionamiento factor de potencia constante, voltios-var (Q(U)) y vatios-var (Q(P)). El modo de funcionamiento utilizado es decisión del oscilador digital y puede cambiarse. ⁶
(4)	Es responsabilidad de la EDE optimizar el funcionamiento de la red a fin de garantizar los límites iniciales de capacidad de alojamiento de la recomendación (1) y (2).

Justificaciones	
(1)	Incluso los alimentadores extremos con distribución fotovoltaica al final muestran al menos un 25% de capacidad de alojamiento con medidas de mitigación como la optimización de la consigna de tensión o el control de la potencia reactiva. Sólo se analizó un alimentador con un nivel de tensión inferior a 12.47 kV, por lo que los alimentadores urbanos con niveles de tensión inferiores a 12.47 kV también deben tratarse de forma conservadora con un límite de capacidad de alojamiento inicial del 25% de la carga máxima. El límite de demanda mínima del 100% durante el día es un límite alternativo suplementario aplicado en los EE.UU.[11]
(2)	Las simulaciones mostraron que, incluso con una distribución fotovoltaica al final, es factible una capacidad de alojamiento de al menos el 50%, sin aplicar ninguna medida de mitigación como la optimización de la consigna de tensión o el control de la potencia reactiva. Sin embargo, debido a las incertidumbres con otras características de los alimentadores urbanos, la pantalla inicial no se fija en más del 50%. Es responsabilidad de la EDE comprobar especialmente los alimentadores excepcionales para que tampoco se vean afectados negativamente por los niveles de penetración de la energía fotovoltaica.
(3)	El control de la energía reactiva tiene un impacto significativo en la capacidad de alojamiento del alimentador, como se muestra en los resultados de la simulación. En la mayoría de los países europeos, los Estados Unidos, Australia y otros países de todo el mundo se aplican capacidades de potencia reactiva similares, así como modos de potencia reactiva, mediante códigos de red, que se especifican en normas como la IEEE 1547-2018 [16]. En el capítulo 12.6 se describen otras capacidades avanzadas de los inversores que también deberían ser necesarias.
(4)	En el funcionamiento no optimizado de la red, muy pocos alimentadores con características de alimentación extremas pueden experimentar problemas a niveles de penetración fotovoltaica más bajos que los de la pantalla inicial. Sin embargo, como se ha analizado en este estudio, éstos pueden mitigarse con medidas de optimización de la red, como el control de la potencia reactiva o la optimización del punto de ajuste del voltaje. Por lo tanto, para las características extremas de los alimentadores (por ejemplo, alimentadores con líneas monofásicas muy largas) la EDE debería utilizar estas medidas de optimización de la red para garantizar el límite de capacidad de alojamiento inicial sin necesidad de costosas actualizaciones de la distribución. En la recomendación (7) se mencionan medidas adecuadas de optimización de la red.

⁶ Los requisitos técnicos para los generadores distribuidos deben especificarse en el reglamento de interconexión de generadores distribuidos. En el capítulo 12.6 se especifican otros requisitos técnicos.

12.3 rocedimientos recomendados en caso de incumplimiento del Límite inicial

La pantalla inicial del capítulo anterior proporciona el límite mínimo de capacidad de alojamiento de la FV. Por debajo de éste, sólo en casos muy raros y excepcionales se esperan impactos negativos de la energía fotovoltaica.

Sin embargo, la mayoría de los alimentadores de distribución tendrán un nivel de penetración que sigue siendo significativamente más alto que el límite elevado propuesto de 25% o 50% de la carga máxima, dependiendo del tipo de alimentador en cuestión. Por lo tanto, se debe establecer un procedimiento para aumentar con precisión la capacidad de alojamiento de un alimentador hasta que se alcancen los límites técnicos reales.

Se sugieren las siguientes recomendaciones para establecer este procedimiento:

Recomendaciones	
(5)	<p>Cuando se supera o esté a punto de superarse el límite máximo de penetración fotovoltaica actual, la EDE realiza un análisis de la capacidad de alojamiento del alimentador de distribución, teniendo en cuenta la distribución actual de los sistemas fotovoltaicos en el alimentador. Este análisis determina un nuevo límite máximo de FV, tomando el que sea menor de los dos casos siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Resultados del análisis de la capacidad de alojamiento menos un margen de seguridad del 5% de la demanda máxima • Anterior límite de capacidad de alojamiento aumentó en un 20% de la demanda máxima⁷ <p>Debería considerarse la posibilidad de expresar el nuevo límite de capacidad de alojamiento como un valor fijo de MVA, en lugar de un valor relativo a la demanda máxima.</p>
(6)	<p>El nuevo límite máximo de penetración fotovoltaica se determina aumentando la distribución actual de la energía fotovoltaica. Por razones justificadas, pueden adoptarse diferentes supuestos para escalar la capacidad fotovoltaica.</p> <p><u>Opcional:</u> Se puede establecer un comité de revisión que examine los análisis de la capacidad de alojamiento y establezca los requisitos sobre los supuestos (véase también el capítulo siguiente). El comité debe estar formado por los interesados directos pertinentes a las EDEs, el organismo regulador, los promotores y asociaciones de energía fotovoltaica, la universidad y los consultores externos.</p>
(7)	<p>Si el análisis de la capacidad de alojamiento no da lugar a un nuevo aumento de la capacidad FV, la EDE debe investigar y aplicar medidas de optimización de la red para aumentar la capacidad de alojamiento. Estas medidas incluyen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Uso del control de la potencia reactiva de las FV para reducir la sobretensión (capítulo 9.4, recomendación (3)) • Optimizar de la consigna de tensión en la subestación primaria (capítulo 9.1) • Aplicar un control de tensión dependiente de la potencia activa en la subestación primaria (capítulo 9.2) • Optimizar el control de los condensadores
(8)	<p>Si la capacidad de alojamiento no se puede aumentar más utilizando medidas de optimización de la red, la EDE debe investigar las opciones de mejora de la distribución (por ejemplo, en los capítulos 9.3 y 9.7) para aumentar la capacidad de alojamiento. Se debe informar al solicitante de la FV sobre los resultados del análisis de la capacidad de alojamiento y el costo de las mejoras de la distribución. Además, se le debe poner en una lista de espera y se debe iniciar un proceso de evaluación recurrente para determinar si los solicitantes de FV están dispuestos a pagar por la actualización de la distribución, con los costos compartidos entre los solicitantes de FV de acuerdo con su capacidad de equipo de interconexión, es decir, la capacidad del inversor.⁸</p>
(9)	<p>Publicar los estudios de capacidad de alojamiento de cada alimentador en un sitio web, que será consultado por los solicitantes de FV y otras organizaciones interesadas para garantizar la transparencia.</p>

⁷ Consulte el ejemplo del capítulo 12.8 para una explicación más detallada.

⁸ Un proceso similar se está discutiendo actualmente en California [14].

Justificaciones	
(5)	<p>Para aumentar el nivel máximo de penetración fotovoltaica de un alimentador, se inicia un proceso iterativo, aumentando el nivel de penetración fotovoltaica en incrementos del 20% hasta alcanzar la limitación técnica, determinada por el análisis de la capacidad de alojamiento. Se proporciona un margen de seguridad del 5% en el análisis de la capacidad de alojamiento, a fin de tener en cuenta una distribución potencialmente desfavorable de cualquier otra capacidad fotovoltaica instalada e incertidumbres en los resultados de la simulación.</p> <p>Dado que la carga máxima está cambiando con el tiempo, puede tener sentido definir sólo el límite inicial de la capacidad de alojamiento en relación con el pico de demanda, y utilizar valores fijos en MVA como umbrales subsiguientes de capacidad de alojamiento. De ese modo se evita la incertidumbre en el lado de las EDEs, cuando la capacidad de alojamiento está cerca de los límites técnicos y la demanda máxima está aumentando, ya que la capacidad de alojamiento no aumenta necesariamente junto con el aumento de la demanda máxima. También reduce la carga administrativa para actualizar continuamente los límites de la capacidad de alojamiento, ya que éstos cambian con la creciente demanda.</p>
(6)	<p>Dado que el nivel de penetración de la energía fotovoltaica aumenta como máximo en incrementos del 20%, se espera que la distribución de la capacidad fotovoltaica instalada adicional sea típicamente similar a la distribución de la energía fotovoltaica existente. Sin embargo, pueden surgir excepciones, por ejemplo, si la distribución FV existente está compuesta por unas pocas instalaciones más grandes de entre 250 kW y 1 MW.</p> <p>Además, puede haber cierta ambigüedad en los supuestos adoptados para los resultados del análisis de la capacidad de alojamiento, por lo que los resultados del análisis deben ser transparentes para el solicitante del FV (véase la recomendación 9) y puede ser aconsejable contar con un comité de revisión que examine estos supuestos adoptados y tenga la autoridad para prescribir ajustes al proceso de análisis de la capacidad de alojamiento.</p>
(7)	<p>La EDE dispone de varias medidas de optimización que no requieren ninguna mejora en la infraestructura de la red de distribución y por lo tanto no incurren en ningún costo adicional en el lado del EDE, por lo que esas medidas de optimización de la red deben utilizarse antes de aumentar la red de distribución.</p>
(8)	<p>Se deben investigar las medidas de mejora de la distribución más eficaces en función de los costos para aumentar la capacidad de alojamiento. Los costos debidos a estas mejoras en la infraestructura de la red distribución pueden ser muy elevados, pero si se distribuyen entre un mayor número de solicitantes de la FV, todavía pueden realizarse, permitiendo niveles de penetración de la FV más altos, así como compensando la EDE por el costo del aumento de la red.</p>
(9)	<p>Es importante que los resultados del estudio sean transparentes para los solicitantes de la energía fotovoltaica, de modo que cualquier objeción a las instalaciones fotovoltaicas esté justificada.</p>

En los alimentadores, en los que cabe esperar problemas de tensión en el futuro a niveles de penetración fotovoltaica más altos, es responsabilidad de la EDE seleccionar proactivamente el modo de potencia reactiva más adecuado durante la puesta en servicio, de modo que no tenga que cambiar los ajustes retrospectivamente mediante costosas visitas sobre el terreno. Esto no es necesario si el inversor está conectado mediante comunicación y los ajustes pueden cambiarse a distancia, lo que permite al EDE cambiar los ajustes de forma flexible según las necesidades del respectivo alimentador de distribución.⁹

El capítulo 12.8 ilustra el proceso de interconexión propuesto, incluido el proceso para determinar la capacidad de alojamiento del alimentador, y explica el proceso mediante un ejemplo.

12.4 Directrices de planificación para los estudios de capacidad de alojamiento de la FV

Para reducir la ambigüedad en los estudios de la capacidad de alojamiento de la energía fotovoltaica, puede ser aconsejable establecer directrices e hipótesis también en el documento sobre el proceso de interconexión. Estos lineamientos y supuestos pueden ser revisados y modificados por un comité de revisión, como se sugiere en el capítulo anterior. También pueden cambiar con el tiempo, ya que pueden aparecer nuevos problemas o se resuelven otros problemas mediante nuevas capacidades de los inversores.

⁹ En algunos sistemas de energía, hay requisitos adicionales para el rango de potencia reactiva o el factor de potencia en la subestación primaria. El consumo de energía reactiva de los inversores fotovoltaicos influye en ello, por lo que la regulación debe actualizarse en estos casos para reflejar esto.

Se recomienda establecer las siguientes pautas de planificación:

Recomendaciones	
(10)	Para las limitaciones de sobretensión en régimen permanente, la tensión máxima en la red de MT debe mantenerse por debajo de 1.07 p.u. (alimentadores rurales) o 1.045 p.u. (alimentadores urbanos), dejando un rango de tensión del 3% en la red de BT (véase la recomendación (13)). ¹⁰
(11)	Limitaciones de carga de los conductores y transformadores del 100%
(12)	Si el impacto de la energía fotovoltaica en las corrientes de cortocircuito y el equipo de protección limita la capacidad de alojamiento, la EDE investigará las medidas de optimización de la red para aumentar la capacidad de alojamiento. Si las medidas de optimización no son suficientes, podrá exigir que los nuevos inversores de ese alimentador de distribución sean certificados de acuerdo con las normas que limitan el impacto de la energía fotovoltaica en las corrientes de cortocircuito y los equipos de protección.
Justificaciones	
(10)	En este caso, hay que asegurarse de que el aumento de tensión en las redes de BT no supere el 3%. Por lo tanto, se requiere una pantalla adicional que se discute en el capítulo 12.5.
(11)	Para dejar un margen de seguridad, también se pueden establecer valores más bajos de 80% o 90%.
(12)	Las posibles medidas de optimización de la red incluyen una mejor parametrización de la protección o diferentes esquemas de protección. En los casos en que no se dispone de opciones adecuadas, pueden requerirse capacidades avanzadas de inversión. Por ejemplo, los inversores que cumplen con la categoría III de la norma IEEE 1547-2018 [16] deben reducir su producción fotovoltaica a cero en un plazo de 83 ms después de un fallo de la red. Asimismo, todos los inversores conectados a BT en Alemania deben reducir su potencia FV a cero en un plazo de 60 ms según la normativa alemana [17]. ¹¹

12.5 Nuevas mejoras en el proceso de interconexión

Se recomienda incluir las siguientes mejoras en el proceso de interconexión:

Recomendaciones	
(13)	Límite adicional para criterio de tensión $\Delta U < 3\%$ en las redes de BT: El nuevo sistema fotovoltaico, incluida la capacidad fotovoltaica existente agregada en la misma red de BT, no puede aumentar la tensión en más de un 3% entre el lado del transformador de distribución de BT y la conexión fotovoltaica. Puede utilizarse la siguiente fórmula (véase también el capítulo 6.3): $\Delta u [p.u.] = \frac{S_{FV}[VA] \cdot (R_{línea}[Ohm] \cdot \cos(\varphi) - X_{línea}[Ohm] \cdot \sin(\varphi))}{3 \cdot U^2[V]}$
(14)	Abolir la regulación actual, para limitar la capacidad agregada del sistema en un alimentador al 1% de la demanda máxima total del sistema. Debe especificarse en qué circunstancias el operador del sistema de transmisión puede limitar la cantidad de generación distribuida en un área específica. Las restricciones deben estar técnicamente justificadas y se deben analizar las opciones de mitigación.
(15)	Definir plazos claros para los estudios sobre la capacidad de alojamiento.
(16)	Establecer definiciones claras para los alimentadores rurales y urbanos para evitar la ambigüedad.
(17)	Recuperar el costo adicional de los estudios sobre la capacidad de alojamiento mediante un ligero aumento de los costos de las aplicaciones u otras opciones adecuadas de recuperación de costos, con el fin de distribuir el costo adicional de albergar estudios de capacidad entre todos los solicitantes de FV.
(18)	Mejorar las capacidades de los EDE para utilizar el software de análisis de sistemas eléctricos y realizar análisis de la capacidad de alojamiento.
(19)	Opcional: Se pueden establecer Mapas de Valor de Localización (<i>Locational Value Maps, LVM</i>). Se trata de mapas en línea que pueden ser consultados por el solicitante de una licencia de explotación para comprobar cuánta más capacidad de alojamiento hay disponible en la zona donde tiene previsto instalar un sistema fotovoltaico.

¹⁰ Debería discutirse si el rango de tensión en los alimentadores urbanos puede aumentarse de 0.925 – 1.075 p.u. a 0.9 – 1.1 p.u. permitiendo un funcionamiento con tensión más flexible, aumentando así significativamente la capacidad de alojamiento de la energía fotovoltaica. Esto también se ajustaría mejor a las buenas prácticas internacionales, que normalmente no diferencian entre los umbrales de tensión en las redes de distribución urbanas y rurales.

¹¹ Alternativamente, la regulación dominicana puede especificar que tales requisitos son aplicables a todos los inversores en una de las próximas revisiones del proceso de interconexión.

Justificaciones	
(13)	Limitando claramente la banda de tensión disponible al 3% en la red de BT, la banda de tensión completa hasta 1.07 p.u. (alimentadores rurales) o 1.045 p.u. (alimentadores urbanos) puede ser utilizada en la red de MT. De lo contrario, una sola planta fotovoltaica que resulte en un aumento de tensión del 5% en la red de BT limitará innecesariamente la banda de tensión de MT y, por lo tanto, la capacidad fotovoltaica en otras redes de BT. El cálculo requiere una información topológica limitada sobre las longitudes y tipos de línea, y también se utiliza en la normativa alemana [17]. En la fórmula se tiene en cuenta la capacidad del inversor para reducir la tensión mediante el consumo de energía reactiva. Si se incumple el criterio del 3%, debe realizarse un estudio suplementario para encontrar una medida de mitigación adecuada (por ejemplo, mejora de la línea, nueva línea o limitación de la potencia fotovoltaica).
(14)	Limitar la capacidad agregada del sistema al 1% de la demanda máxima total del sistema inhibe significativamente el desarrollo de la energía fotovoltaica sin justificación técnica. Cualquiera de esas limitaciones debe ser suprimida o justificada técnicamente a partir de los cálculos del operador del sistema de transmisión o del operador independiente del sistema en el caso de los sistemas aislados (por ejemplo, CTSPC), ya que normalmente dependerán de las necesidades de transmisión y del sistema.
(15)	Deben definirse plazos claros para realizar los estudios de capacidad de alojamiento, así como para informar al solicitante de la FV sobre la evaluación de su solicitud, a fin de no crear un atraso en las solicitudes de la FV. La reducción de los plazos requiere que la EDE realice el estudio antes de que se alcance el actual límite máximo de penetración de la energía fotovoltaica, lo que no tiene un gran impacto en la validez de los resultados de la capacidad de alojamiento. Los plazos estrictos también son comunes en otros sistemas de energía, dando al solicitante la posibilidad de demandar si no se cumplen los plazos.
(16)	Debe quedar claro qué alimentadores se consideran urbanos y cuáles rurales, al determinar el límite de capacidad de alojamiento inicial.
(17)	Dado que los estudios sobre la capacidad de alojamiento sustituirían a los estudios suplementarios y no serían atribuibles a un único solicitante de la FV, se recomienda cubrir los costos adicionales mediante los costos de la solicitud. Sin embargo, como sólo es necesario realizar una fracción de los estudios en comparación con la gran cantidad de estudios suplementarios, se espera que el costo y la carga resultantes para la EDE se reduzcan significativamente, incluso si el estudio requiere un análisis más profundo. Las soluciones adecuadas para la recuperación de los costos deberían discutirse entre las EDE y el regulador.
(18)	Normalmente, los operadores de sistemas de distribución gestionan los datos de la estructura de su red de MT en un Sistema de Información Geográfica (SIG). Es posible importar automáticamente desde esos sistemas SIG a un software de análisis de sistemas de energía como DlgSILENT PowerFactory mediante interfaces apropiadas que pueden permitir al EDE recibir un modelo de red actualizado del alimentador de distribución. Naturalmente, esto requiere que la información del sistema SIG esté actualizada, así como información precisa sobre la asignación de la energía fotovoltaica a los transformadores de distribución. Las opciones de importación típicas, por ejemplo, en DlgSILENT PowerFactory, pueden realizarse a través de una importación DGS, que también se utilizó en el caso de EdeEste para este estudio. En el documento IEEE 1547.7-2013 [18] se proporcionan también directrices adicionales para realizar estudios de interconexión.
(19)	En Hawái, los operadores del sistema de las islas individuales ya proporcionan tales Mapas de Valor de Localización (Locational Value Maps, LVM) para los clientes. [19]

12.6 Requisitos del inversor inteligente

En el actual documento sobre el proceso de interconexión no está claro qué especificaciones exactas deben seguir los inversores según la normativa vigente. Se hace referencia a las normas IEEE 1547 y UL 1741, pero tampoco queda claro qué versiones de las normas deben seguirse.

En particular, las recientes revisiones de esas normas, como la IEEE 1547-2018 [16], la IEEE 1547.1-2020 y la UL 1741 Suplemento A (SA), especifican las capacidades avanzadas de los inversores y los procedimientos de prueba que son esenciales para la fiabilidad del sistema eléctrico y el aumento de la capacidad de alojamiento de la energía renovable variable en el sistema eléctrico.

California y Hawái han liderado el camino en el desarrollo de estas normas en los EE.UU. En particular, Hawái ya experimenta altos niveles de penetración de la generación basada en inversores, siendo la tecnología que más contribuye a ello las instalaciones solares fotovoltaicas de pequeña escala. La isla más poblada, Oahu, tiene una demanda máxima de alrededor del 50% de la de la República Dominicana y el 10% de la generación procede actualmente de la energía fotovoltaica en pequeña escala [20]. Esto hace que muchos alimentadores de distribución en Oahu tengan niveles de penetración fotovoltaica superiores al 250% de la carga mínima. Por estas razones, el Estado sirve de buena referencia para los desarrollos en la República Dominicana y se pueden extraer importantes lecciones.

Debido a la creciente cantidad de energía fotovoltaica, la empresa eléctrica Hawaiana Electric Industries Inc. tuvo que cambiar retroactivamente y ampliar los ajustes de frecuencia y voltaje de los inversores heredados, ya que estos inversores estaban contribuyendo a una gran parte de la capacidad y se habrían desconectado al mismo tiempo durante una excursión de frecuencia o voltaje más grande [21]. La capacidad de comunicación de los inversores heredados de uno de los fabricantes que dominan el mercado de las islas permitió realizar el proceso a distancia para la mayoría de los inversores (800,000 inversores en un plazo de 2 días [22]), que de otro modo habría sido mucho más costoso. En Alemania, ya se encontró el mismo problema en 2005, con más de 200,000 inversores que se instalaron por un costo de más de 170 millones de euros [22].

Por lo tanto, se recomienda encarecidamente que se exija desde el principio las capacidades avanzadas de los inversores, por ejemplo, adoptando ya las revisiones más actualizadas de la norma IEEE 1547-2018 o normas equivalentes cuando estén disponibles. Los inversores deberían estar certificados de acuerdo con estas normas. Las listas existentes de equipo certificado en Hawái o California pueden adoptarse en parte.¹² Sólo se debería exigir que el inversor cumpla con las capacidades del mismo estipuladas durante la puesta en marcha y no con las capacidades del inversor especificadas en las versiones más recientes del reglamento de interconexión de generación distribuida. De lo contrario, los inversores fotovoltaicos tendrían que ser adaptados retroactivamente durante una prueba periódica, lo que provocaría incertidumbre en el solicitante.

En el Tabla 6 se especifican las recomendaciones sobre las capacidades avanzadas de los inversores que actualmente no se requieren en la República Dominicana. Los requisitos deben ser revisados periódicamente (aproximadamente cada 2-3 años) para reflejar los requisitos del sistema con los crecientes niveles de penetración de energía renovable variable y los últimos avances en las capacidades de los inversores.

12 Véase la lista de equipo certificado de Hawái: https://www.hawaiianelectric.com/documents/clean_energy_hawaii/qualified_equipment_list.pdf o la lista de equipo certificado de California: <https://www.energy.ca.gov/programs-and-topics/topics/renewable-energy/solar-equipment-lists>

Tabla 6 (véase también la información adicional en el capítulo 2.2)

CAPACIDAD DEL INVERSOR	¿RECOMENDADO?	RESPONSABLE DE LA DEFINICIÓN DE LA CONFIGURACIÓN PREDETERMINADA
Capacidad de soportar baja / alta frecuencia (capítulo 2.2.1.1)	Altamente recomendado	ETED
Respuesta a las desviaciones de frecuencia / modo frecuencia-vatio (capítulo 2.2.1.2)	Altamente recomendado	ETED
Capacidad de soportar huecos de tensión y sobre tensiones (capítulo 2.2.3.1)	Altamente recomendado	ETED
Capacidad de potencia reactiva (capítulo 2.2.2.2)	Altamente recomendado	EDE
Modos de control de energía reactiva (factor de potencia constante, voltios-var (Q(U)) y vatios-var (Q(P))) (capítulo 2.2.2.2)	Altamente recomendado	EDE
Modos de control de potencia activa / modo de voltios-vatios (P(U))	Opcional	EDE
Limitaciones de la velocidad de rampa	Opcional	ETED
Capacidad de comunicación (capítulo 2.2.4.1)	Se recomienda el tamaño definido arriba	ETED/EDE

Más información sobre estos temas también se describió en el capítulo 2.2.

12.7 Opciones alternativas para mejorar los procesos de interconexión

12.7.1 Levantando el límite del 15% basado en las características técnicas del alimentador

En lugar de realizar estudios sobre la capacidad de alojamiento, una opción alternativa podría ser el uso de fórmulas sencillas para calcular los límites aproximados de penetración de la energía fotovoltaica basados en las características técnicas más importantes del alimentador.

Los posibles candidatos para las características más importantes de los alimentadores que desempeñan un papel importante en la determinación del nivel máximo de penetración son los siguientes:

- Máxima distancia de alimentación desde la subestación primaria (también puede etiquetarse como “longitud de alimentación” en lugar de “longitud de alimentación agregada”)
- Resistencia y reactancia media en el conductor troncal o en la sección de alimentación que conduce al punto del sistema con mayor distancia de la subestación primaria. Este indicador puede ser inadecuado en los alimentadores que tienen múltiples ramas largas, lo que puede ser particularmente el caso en las zonas rurales.
- Proporción de líneas trifásicas en comparación con la longitud de línea agregada
- Factores que describen la falta de homogeneidad de la distribución de la carga en el alimentador

Sin embargo, una fórmula que logre captar con éxito las diferentes características de los alimentadores y que cubra casos excepcionales es difícil y requiere ser verificada por un gran número de alimentadores. El menor número de alimentadores en el presente estudio no pudo derivar esa fórmula con gran certeza, lo que subestimaría gravemente las capacidades reales

de alojamiento de la FV. Por consiguiente, no se siguió adelante con esta opción.

También en los EE.UU., enfoques similares fueron sugeridos por NREL [9], [23], [24] pero nunca han sido adoptados. En cambio, los estudios de capacidad de alojamiento parecen ser el camino a seguir y es probable que se adopten en futuras revisiones de los requisitos de interconexión.[14]

12.7.2 Esquema de tarifas de conexión superficial y experiencia en el proceso de interconexión en los países europeos

En comparación con los Estados Unidos, la experiencia con la generación distribuida en los alimentadores de distribución es muy diferente en los países europeos. En la mayoría de los países europeos, los costos de actualización de la red de distribución suelen correr a cargo del operador de la red de distribución y se compensan mediante cargos de la red que forman parte de la factura de electricidad del consumidor.

Este esquema se suele denominar “cargos de conexión superficial” en contraposición a los “cargos de conexión profunda” que es el sistema que se aplica, por ejemplo, en los Estados Unidos y la República Dominicana, donde los costos de las actualizaciones de la red corren por cuenta del solicitante. También existen sistemas mixtos, en los que, por ejemplo, los costos de actualización de la red de BT corren por cuenta del solicitante y los costos de actualización de la red de MT corren por cuenta de la EDE.

El esquema de cargos por conexión superficial elimina la barrera regulatoria de un límite del 15% y en su lugar transfiere la responsabilidad a la EDE de determinar con precisión el límite de penetración máxima de la FV y la evaluación en cuyo momento

necesita reforzar el alimentador de distribución o encontrar otras medidas para mitigar el impacto de la generación distribuida. Las tarifas de la red suelen estar reguladas por el regulador del sistema eléctrico del país respectivo y se establecen de tal manera que proporcionan un incentivo para mantener los costos de los refuerzos de la red por parte de la EDE lo más bajos posible.

La clara ventaja de las tarifas de conexión poco profundas es que eliminan la complejidad regulatoria para encontrar umbrales apropiados en los niveles máximos de penetración de la energía fotovoltaica y fomentan el crecimiento de la generación fotovoltaica distribuida. La desventaja es que se pierde la señal de precios de localización de las tarifas de conexión profunda, lo que da lugar a un exceso de instalaciones fotovoltaicas en algunas zonas, lo que aumenta los costos de actualización de la distribución local y, por lo tanto, los costos totales del sistema, ya que la energía fotovoltaica no se instala en las zonas en que se dispone de capacidad suficiente.

Esto dificulta la presentación de ejemplos de buenas prácticas desde la perspectiva europea; sin embargo, el esquema de tarifas de conexión poco profundas puede examinarse como un enfoque alternativo a fin de eliminar los obstáculos reglamentarios para el despliegue de la energía fotovoltaica.

12.8 Resumen de las recomendaciones del proceso de interconexión

En la Figura 62 y la Figura 63 se muestra un proceso de interconexión actualizado, así como el proceso propuesto para determinar el límite de capacidad de alojamiento con las recomendaciones que se sugieren en los capítulos 12.2 a 12.6.

Figura 62: Proceso de interconexión propuesto. Los cambios en el antiguo proceso de interconexión están resaltados en verde.

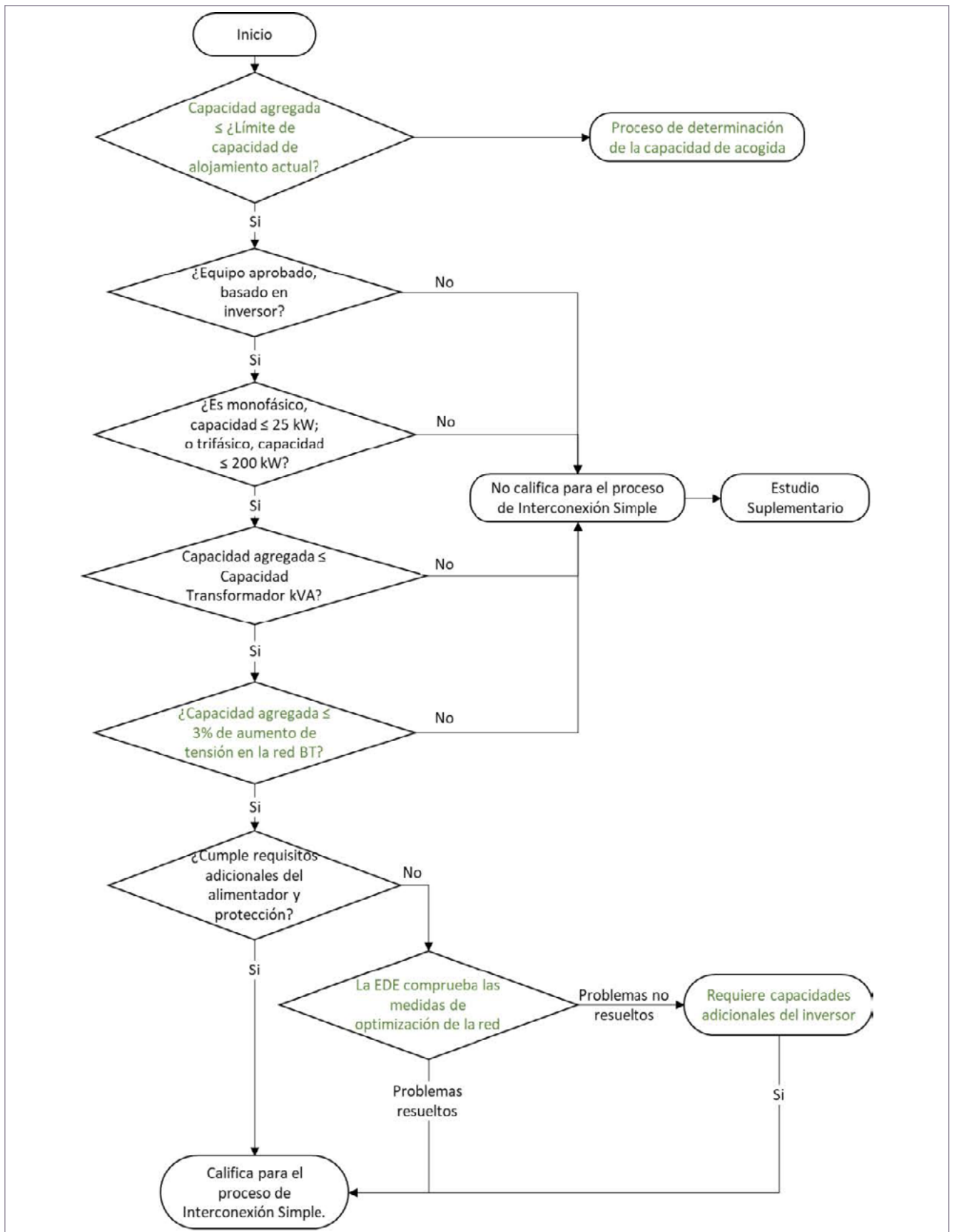
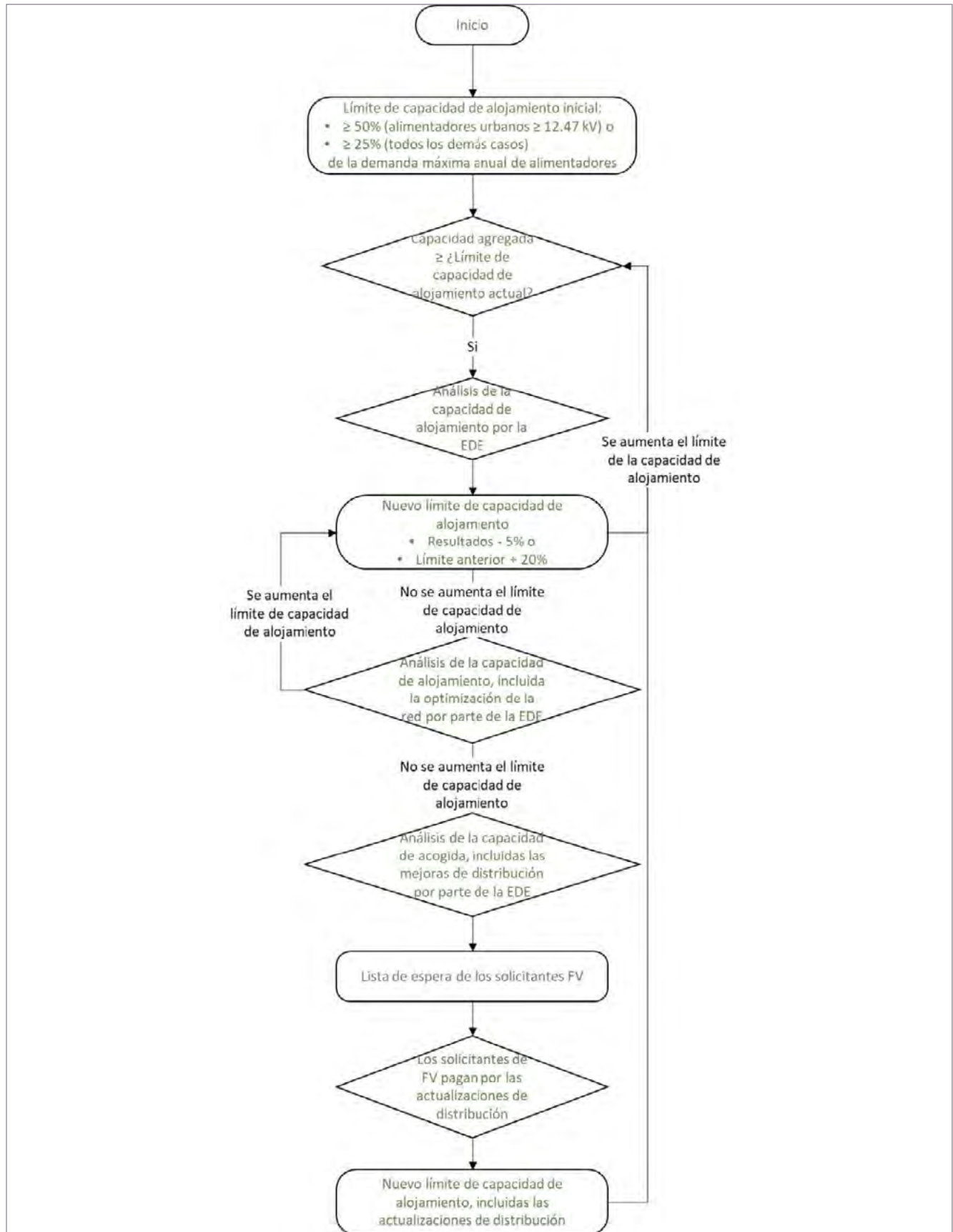


Figura 63: Proceso propuesto para determinar el límite actual de capacidad de alojamiento de un alimentador de distribución

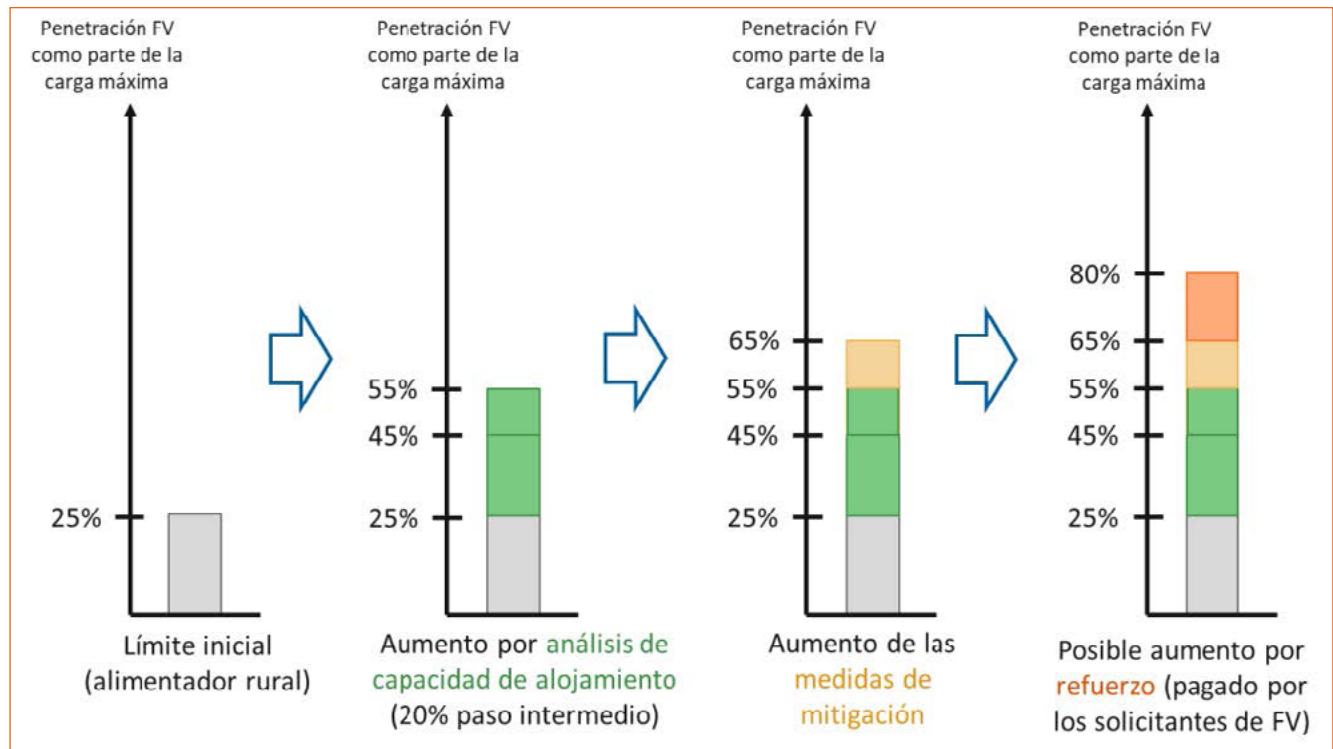


Por último, para mejor ilustración, a continuación, se da un ejemplo para describir el proceso de determinación del límite de capacidad de alojamiento de un alimentador:

- El alimentador ABCD101 es un alimentador rural. El límite inicial de capacidad de alojamiento se establece en el 25% de la demanda máxima / 100% de la demanda mínima diurna.
- Se espera que los problemas de voltaje se conviertan en un problema, por lo que las nuevas plantas de energía fotovoltaica funcionan en modo voltios-var.
- La capacidad fotovoltaica supera el umbral. La EDE realiza un estudio de la capacidad de alojamiento.
- Los resultados de la capacidad de alojamiento muestran una mejora significativa superior al 20%. El límite de la capacidad de alojamiento aumenta en un 20%.
- La capacidad fotovoltaica supera el nuevo umbral del 45% de la demanda máxima. Nuevo estudio de capacidad de alojamiento.
- Los resultados de la capacidad de alojamiento muestran una mejora del 15%. El límite de capacidad de alojamiento se incrementa en un 10%, manteniendo el margen de seguridad en un 5%.
- La capacidad fotovoltaica supera el nuevo umbral del 55% de la demanda máxima. Se realiza un nuevo estudio de la capacidad de alojamiento que incluye medidas de optimización de la red.
- Utilizando el control de voltios-var ($Q(U)$) en los inversores y optimizando el control de voltaje en la subestación primaria se puede mejorar la capacidad de alojamiento en un 10%. Para mantener el margen de seguridad del 5%, el límite de capacidad de alojamiento se incrementa en un 5%.
- La capacidad fotovoltaica supera el nuevo umbral del 60% de la demanda máxima. Se realiza un nuevo estudio de la capacidad de alojamiento que incluye mejoras de distribución rentables.
- Las actualizaciones de la línea resultarían en una mejora de la capacidad de alojamiento del 20%.
- Los solicitantes del FV son puestos en una lista de espera.
- En algún momento, los solicitantes de FV deciden pagar por la mejora de la distribución.
- Se lleva a cabo una actualización de la distribución y se actualizan los resultados de la capacidad de alojamiento. El nuevo límite de capacidad de alojamiento se aumenta en un 15% (incluido el margen de seguridad del 5%) hasta el 75% de la demanda máxima.

En la Figura 64 se ilustra el proceso anterior.

Figura 64: Ilustración de las medidas de capacidad de alojamiento, incluidas las medidas de mitigación y el refuerzo de la red



BIBLIOGRAFÍA

- [1] Licensed Distribution Network Operators of Great Britain, "THE DISTRIBUTION CODE OF LICENSED DISTRIBUTION NETWORK OPERATORS OF GREAT BRITAIN," 2020.
- [2] ESB Networks Limited, "Distribution Code," 2016.
- [3] Suruhanjaya Tenaga Energy Commission, "Distribution Code For Peninsular Malaysia, Sabah & F.T. Labuan (Amendments) 2017," Kuala Lumpur, Malaysia, 2017.
- [4] Barbados Light & Power Company Limited, "Barbados GRID CODE Interconnection Requirements At Voltages 24.9 kV and below," 2017.
- [5] ELEXON, "UK Codes of Practice." [Online]. Available: <https://www.elexon.co.uk/bsc-and-codes/bsc-related-documents/codes-of-practice/>.
- [6] International Energy Agency IEA, "Net metering and PV self-consumption in emerging countries," 2018.
- [7] International Renewable Energy Agency, NET BILLING SCHEMES INNOVATION LANDSCAPE BRIEF. 2019.
- [8] C. N. de Energía, "Reglamento interconexión generación distribuida 1," vol. 1, p. 84, 2012.
- [9] J. (EPRI) Smith, M. (EPRI) Rylander, R. (Sandia N. L. Broderick, and B. (NREL) Mather, "Alternatives to the 15% Rule - Modeling and Hosting Capacity Analysis of 16 Feeders," Epr, 2015.
- [10] FERC, "Order No 792. RM13-2-000 Small Generator Interconnection Agreements and Procedures," no. 792, 2013.
- [11] Southern California Edison, "Rule 21," no. 2987, pp. 1-192, 2017.
- [12] Hawaiian Electric Company, "Hawaiian Rule No. 14," no. 29, 1988.
- [13] M. M. Matsuura, "Hawaii Case Study: Solutions to Facilitate Successful RE Integration on the Distribution System," 2018. [Online]. Available: <https://pronto-core-cdn.prontomarketing.com/581/wp-content/uploads/sites/2/2018/06/Mark-Matsuura-Photovoltaic-Distributed-Generation-Hawaii-Case-Study.pdf>. [Accessed: 07-Sep-2020].
- [14] CPUC, Order Instituting Rulemaking to Consider Streamlining Interconnection of Distributed Energy Resources and Improvements to Rule 21. 2017.
- [15] NREL, "Criterios de Interconexión," 2020.
- [16] Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE Std 1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. 2018.
- [17] VDE FNN, "VDE-AR-N 4105: Generators connected to the low-voltage distribution network - Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks." VDE FNN, Berlin, Germany, 2018.
- [18] IEEE Standard Association, 1547.7-2013 - IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection. 2013.
- [19] Hawaiian Electric Company, "Locational Value Maps." [Online]. Available: <https://www.hawaiielectric.com/clean-energy-hawaii/integration-tools-and-resources/locational-value-maps>. [Accessed: 17-Sep-2020].
- [20] Hawaiian Electric Industries, "Hawaiian Electric - 2018 Sustainability Report - Page 6-7." [Online]. Available: <https://view.hawaiielectric.com/2018-sustainability-report/page/6-7>. [Accessed: 07-Sep-2020].
- [21] A. Hoke, "Smart Inverter Utility Experience in Hawaii," 2019. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1557415>.
- [22] Sandia National Laboratories, "Changing Grid Codes Around the World," 2015. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1249284>. [Accessed: 17-Sep-2020].
- [23] M. Coddington et al., "Updating Interconnection Screens for PV System Integration," Natl. Renew. Energy Lab., 2012.
- [24] J. Smith et al., "Alternatives to the 15% Rule: Modified Screens and Validation," Electr. Power Res. Inst., no. June 2016, 2015.



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
I www.giz.de