

REVISIÓN DE LAS DISPOSICIONES ASOCIADAS AL CONSUMO DE ENERGÍA
REACTIVA POR PARTE DE AUTOGENERADORES DE PEQUEÑA ESCALA EN SDL

Ing. Gilberto Alonso Vera Pabón

Ing. Wilmer De Jesús Tuta Torres

Monografía presentada como requisito para optar al título de Especialista en Sistemas de
Distribución de Energía

Director

German Alfonso Osma Pinto

Doctor en Ingeniería – Área Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

Gilberto Alonso Vera:

A María Isabel y Yury, por su amor.

A Wilmer, por el trabajo en equipo, compañerismo y amistad.

A los Ing's German y Gabriel, por sus orientaciones y revisiones de esta monografía

Wilmer de Jesús Tuta:

Primeramente, a Dios, quien guía cada paso de mi camino.

A mis padres, Víctor Rafael y Anaceli, por su amor inquebrantable.

A mis hermanos, Edison, Carolina, Esteban y Estefanía, son mi mayor motivación.

A Angie, gracias por ser mi compañera incondicional y por brindarme todo su apoyo.

A Gilberto, por su colaboración y trabajo en equipo, que hizo posible este logro.

Al Ing. Germán, por su orientación, apoyo y valiosas revisiones a esta monografía.

A todos ustedes, mi más profundo agradecimiento.

Tabla de contenido

		Pág.
Introducción		12
1.	Objetivos	13
1.1	Objetivo General	13
1.2	Objetivos Específicos.....	13
2	Conceptos generales y marco de referencia.....	14
2.1	Sistemas de autogeneración a pequeña escala solar fotovoltaica	14
2.2	Energía reactiva	14
2.3	Sistemas de compensación de energía reactiva en AGPE	15
2.3.1	Generadores estáticos de compensación continua	15
2.3.2	Generadores estáticos de compensación fija.....	16
2.4	Medidores de energía bidireccionales.....	16
2.5	Control de tensión	18
2.6	Excedentes de energía.....	18
3	Identificación de disposiciones referentes al transporte de energía reactiva en AGPE	19
3.1	Disposiciones regulatorias	19
3.1.1	Descripción de disposiciones regulatorias más relevantes	21
3.1.1.1	Resolución CREG 015 de 2018	21
3.1.1.2	Resolución CREG 174 de 2021	22
3.1.1.3	Resolución CREG 135 de 2021	23
3.1.1.4	Resolución CREG 701 027 de 2022	23

3.1.1.5	Resolución CREG 038 de 2014	24
3.1.1.6	Resolución CREG 101 011 de 2022	24
3.1.1.7	Conceptos CREG 355 de 2022, 2669 de 2023, 1119 de 2023.....	24
3.1.1.8	Resolución CREG 101 034 DE 2024: Modificación de Resolución CREG 070 de 1998 25	
3.2	Disposiciones regulatorias	26
3.2.1	Ley 1715 de 2014.....	26
3.2.2	Decreto MINMINAS 0929 de 2023	27
3.2.3	RETIE	27
3.2.4	Estatutos tributarios en alcaldías.....	27
3.3	Disposiciones normativas	28
3.3.1	Contrato de condiciones uniformes	29
3.3.2	GTC 300.....	29
3.3.3	NTC 2050.....	29
3.4	Disposiciones técnicas	30
3.4.1	Supervisión en tiempo real del perfil de tensión y de la energía reactiva en nivel de tensión 1	31
3.4.2	Sistema de medición avanzada	31
3.5	Disposiciones financieras.....	32
3.5.1	Costos por el cobro de energía reactiva e inversiones en equipos de compensación	32
4	Revisión de impactos asociados al transporte de energía reactiva en AGPE	33
5	Análisis de impactos sobre el transporte de energía reactiva en AGPE	35
5.1	Impactos regulatorios.....	35

5.1.1	Modificaciones regulatorias para establecer elementos de supervisión y control del SDL por parte de los OR.....	35
5.1.2	Modificaciones regulatorias para normar el control de tensión.....	36
5.1.3	Modificaciones regulatorias para la coordinación del OR con plantas AGPE	36
5.2	Impactos reglamentarios	36
5.2.1	Procedimientos de revisión y aprobación de las solicitudes de estudios de conexión de AGPE	37
5.2.2	Reportes a SSPD y SIC.....	37
5.2.3	Competencias en certificación RETIE de montajes y materiales de AGPE.....	38
5.3	Impactos técnicos.....	38
5.3.1	Efectos de la energía reactiva en calidad del servicio y perfil de tensión.....	42
5.3.2	Desarrollo de sistemas de compensación de energía reactiva para cargas pequeñas	42
5.3.3	Control de tensión	43
5.3.4	Manuales de operación	43
5.3.5	Implementación de MDM soporte a Sistemas de operación y monitoreo del SDL en baja tensión	44
5.3.6	Capacidad operativa de los OR.....	44
5.3.7	Coordinación de mantenimientos de los AGPE con el OR	44
5.3.8	Implementación de un sistema de medición avanzada con equipos de medida que permitan el censo y medición multivariable y multi-periódico	45
5.4	Impactos normativos.....	45
5.4.1	Requisitos de productos	46
5.4.2	Normas técnicas y CCU de los OR.....	46

5.4.3	Normas técnicas ICONTEC.....	46
5.5	Impactos financieros	47
5.5.1	Impactos financieros hacia los usuarios.....	47
5.5.2	Impactos financieros hacia los OR	49
5.5.3	Impactos en el gremio de servicios.....	49
5.6	Matriz DOFA de impactos.....	49
5.6.1	Debilidades	50
5.6.2	Oportunidades	51
5.6.3	Fortalezas	52
5.6.4	Amenazas.....	52
6	Conclusiones.....	54
	Referencias bibliográficas.....	56

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Canales parametrizables en medidores bidireccionales en AGPE</i>	17
Tabla 2 <i>Disposiciones regulatorias</i>	19
Tabla 3 <i>Límites de energía reactiva</i>	25
Tabla 4 <i>Disposiciones legales y reglamentarias.</i>	26
Tabla 5 <i>Disposiciones normativas.</i>	28
Tabla 6 <i>Disposiciones técnicas.</i>	30
Tabla 7 <i>Disposiciones financieras.</i>	32
Tabla 8 <i>Identificación de impactos.</i>	33
Tabla 9 <i>Características del circuito de nivel de tensión 1 del caso de estudio.</i>	39
Tabla 10 <i>Resultado del flujo de carga en estado inicial del circuito del caso de estudio</i>	39
Tabla 11 <i>Resultados flujo de carga del circuito del caso de estudio considerando AGPE</i>	41
Tabla 12 <i>Resultados en pérdidas de potencia del circuito del caso de estudio</i>	41
Tabla 13 <i>Resultado de evaluación financiera de proyecto AGPE con energía reactiva</i>	48

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Esquema de autogenerador con exporte e importe [2]</i>	14
Figura 2 <i>Cuadrantes de medición de energía</i>	16
Figura 3 <i>Límites de energía reactiva inductiva y capacitiva.</i>	22
Figura 4 <i>Diagrama unifilar del circuito de nivel de tensión 1 del caso de estudio</i>	38
Figura 5 <i>Implementación de un AGPE en el circuito del caso de estudio</i>	40
Figura 6 <i>Flujo de caja de proyectos AGPE con cobro de energía reactiva.</i>	48
Figura 7 <i>Matriz DOFA impactos del transporte de energía no activa en AGPE</i>	50

Lista de siglas, acrónimos y abreviaturas

OR	Operador de red del sistema
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
AGPE	Autogeneradores a pequeña escala
FNCER	Fuentes no convencionales de energías renovables
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
HES	<i>Head end system</i> – Plataforma gestora de sistemas de medición
MDM	<i>Meter Data Management</i> – Sistema gestor de datos de medición
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
CGM	Centro de gestión de la medida
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
SIC	Superintendencia de Industria y Comercio
SDL	Sistema de distribución local de energía eléctrica
NT1	Nivel de Tensión 1

Resumen

Título: Revisión de las disposiciones asociadas al consumo de energía reactiva por parte de autogeneradores de pequeña escala en SDL

Autor: Ing. Gilberto Alonso Vera Pabón, Ing. Wilmer de Jesús Tuta Torres

Palabras Clave: AGPE, Energía Reactiva, Resolución CREG 015.

Descripción: La masificación de los AGPE solar fotovoltaicos apalanca su expansión basados en la venta de excedentes a la red y en costos evitados por compra de energía para consumo. Sin embargo, pueden surgir para el AGPE costos adicionales en cumplimiento a la Resolución CREG 015 de 2018, la cual establece penalización por transporte de energía reactiva, para aquellos AGPE que presenten esta variable. Sin embargo, establece la excepción para aquellos AGPE que cuenten con la funcionalidad de control de tensión. Lo anterior motiva a los AGPE a participar en el control de tensión para acceder a la excepción a la penalización, y direcciona a los OR a establecer los elementos para coordinar y validar la aplicación del control de tensión. Por lo anterior, en esta monografía se identifican las disposiciones técnicas, financieras, regulatorias y normativas, tales como requerimientos y procedimientos operativos para los OR, requerimientos en los sistemas de medida, necesidades en sistemas comerciales y de operación, actualizaciones en requisitos de productos y normas de diseños, con el fin que la expansión de AGPE fotovoltaicos no se restrinja por el cobro de energía reactiva y que el SDL en nivel de tensión 1 no se vea impactado en la calidad y continuidad del servicio al garantizar la supervisión de la operación dentro de límites de tensiones, factores de potencia y cargabilidad.

ABSTRACT

Title: Review of the provisions associated with the consumption of reactive energy by small scale self-generators in SDL

Author(s): Eng. Gilberto Alonso Vera Pabón, Eng Wilmer de Jesús Tuta Torres

Key Words: Self-generation, Reactive Energy, CREG Resolution 015.

Description: The massification of solar photovoltaic AGPE leverages their expansion based on the sale of surpluses to the grid and avoided costs for the purchase of energy for consumption. However, additional costs may arise for the AGPE in compliance with Resolution CREG 015 of 2018, which establishes penalties for reactive energy transport, for those AGPE that present this variable. However, it establishes the exception for those AGPE that have voltage control functionality. This motivates the AGPE to participate in voltage control to access the exception to the penalty and directs the OR to establish the elements to coordinate and validate the application of voltage control. Therefore, this monograph identifies the technical, financial, regulatory and normative provisions, such as requirements and operating procedures for OR, requirements in metering systems, needs in commercial and operating systems, updates in product requirements and design standards, so that the expansion of photovoltaic AGPE is not restricted by the charging of reactive power penalty in the reactive energy bill and that the SDL at voltage level 1 is not impacted in the quality and continuity of service by ensuring the supervision of the operation within voltage limits, power factors and loadability.

Introducción

La expansión de sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE) con tecnología solar fotovoltaica, en los sistemas de distribución de nivel de tensión 1, ha permitido apuntarle a motivar la transición energética del país, incluyendo desarrollos en las tecnologías de generación, elementos de control y protección, al igual que desarrollos en sistemas de medición de energía avanzada.

Sin embargo, surgen desafíos en aristas económicas, técnicas y organizacionales en cuanto a la capacidad de respuesta a eventualidades y de control y flexibilidad de los sistemas de distribución por parte de los operadores de red, para lo cual requerirán inversiones en infraestructura y en ampliación de capacidad operativa que permitan atender oportunamente las condiciones dinámicas de la red de nivel de tensión 1.

A su vez, desde frentes normativos y regulatorios, nacen oportunidades para ajustar e incorporar criterios que apalanquen la introducción de estas tecnologías de generación y brinden elementos de control para los OR como incentivos para los promotores.

Por lo anterior, esta monografía busca realizar un análisis de impactos económicos, técnicos, normativos y regulatorios de los elementos que actualmente se cuentan en cuanto a los sistemas de autogeneración de energía solar fotovoltaica en SDL de nivel de tensión 1 considerando el escenario actual de transporte de energía reactiva.

1. Objetivos

A continuación, se enunciarán los objetivos de esta monografía.

1.1 Objetivo General

Identificar las disposiciones asociadas al transporte de potencia reactiva en autogeneradores residenciales y comerciales con integración de sistemas fotovoltaicos a pequeña escala y su impacto en los usuarios y operadores de red.

1.2 Objetivos Específicos

Realizar la identificación de disposiciones y requerimientos regulatorios, reglamentarios, normativos y técnicos asociados al transporte de potencia reactiva en AGPE FV residenciales y comerciales que entreguen excedentes a la red.

Realizar la revisión de los potenciales impactos regulatorios, reglamentarios, técnicos, normativos y financieros asociados al transporte de potencia reactiva en AGPE FV.

Analizar los impactos en AGPE FV con excedentes a la red que presenten transporte de potencia reactiva.

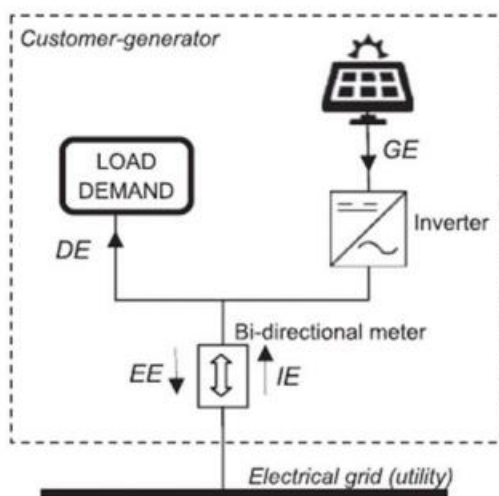
2 Conceptos generales y marco de referencia

Este capítulo muestra un compendio de elementos de referencia y generalidades asociadas a la energía reactiva en sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE) solar fotovoltaica en sistemas de distribución de energía en nivel de tensión 1.

2.1 Sistemas de autogeneración a pequeña escala solar fotovoltaica

Los sistemas de AGPE con tecnología solar fotovoltaica están compuestos por paneles solares FV, equipo inversor y equipo de medición. Asimismo, si se proyecta que el AGPE entregue excedentes de energía generada a la red, se deberá contar con un equipo de medición bidireccional de energía eléctrica, según los requerimientos de código de medida. [1]. En la Figura 1 se muestra el esquema de un autogenerador que exporta e importa energía a la red.

Figura 1 Esquema de autogenerador con exporte e importe [2]



2.2 Energía reactiva

La energía reactiva [3] es energía que no es posible ser transformada en trabajo, pero es requerida para el desarrollo de los sistemas de distribución tanto en campos eléctricos como en

campos magnéticos [4], la cual se subdivide en energía reactiva inductiva y energía reactiva capacitiva. En los sistemas de distribución de energía, históricamente los generadores eran responsables de suministrar toda la energía reactiva necesaria para la operación del sistema eléctrico, sin embargo actualmente ha cambiado esta dinámica debido a los requerimientos de transporte de esta energía, mediante la generación y absorción de energía reactiva, condición que permite reducir la cantidad de energía reactiva que debe fluir a través de las redes de distribución y sus efectos en cargabilidad, pérdidas técnicas y control de tensión [5].

El transporte de energía reactiva en el SDL presenta impactos asociados en la restricción o disminución de la capacidad de transporte de energía activa, al igual que, un aumento en las pérdidas técnicas de energía en la red y disminuyendo el perfil de tensión y, por tanto, en la calidad del servicio. Además, este flujo de energía reactiva puede ocasionar costos adicionales en la operación del sistema debido a reducir la optimización y eficiencia en el despacho de los recursos de generación [6].

2.3 Sistemas de compensación de energía reactiva en AGPE

A continuación, se presentan los tipos de sistemas de compensación de energía reactiva.

Generadores estáticos de compensación continua

2.3.1 *Generadores estáticos de compensación continua*

Comercialmente, en el sector eléctrico se encuentran alternativas de compensación basadas en electrónica de potencia como los generadores estáticos de energía reactiva, los cuales están compuestos por contactores, tiristores y transistores IGBT, compensando mediante la generación de corrientes modificando el factor de potencia en el punto de instalación [7].

2.3.2 Generadores estáticos de compensación fija

Asimismo, dentro de los sistemas de compensación se cuentan dispositivos de compensación fija compuestos por capacitores interconectadas en bancos de condensadores. Estos elementos fijos entregan energía reactiva capacitiva fija según esté dimensionado el banco de compensación [8].

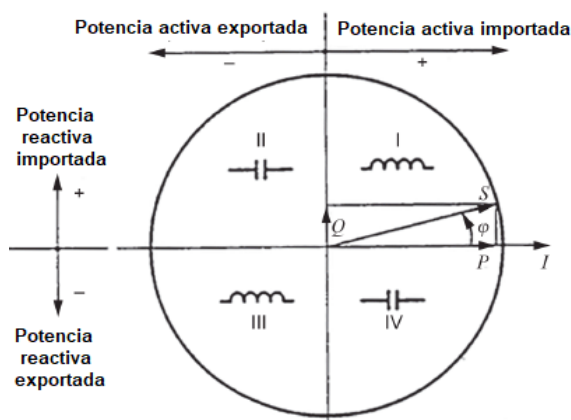
2.4 Medidores de energía bidireccionales

Según lo establecido en la Resolución CREG 038 de 2014, dentro de los requisitos establecidos en los sistemas de medición, según el nivel de tensión, consumo y transferencia de energía, caso de los puntos de conexión de un sistema AGPE con el SDL, si se prevén flujos de energía en ambos sentidos (carga y red de uso), se deben instalar medidores bidireccionales [9]. Esta condición aplica si el AGPE entrega excedentes de energía generada a la red de uso, dado que, si no entrega excedentes, no está obligado a modificar la topología de su sistema de medición hasta tanto sea incluido en el plan de despliegue de medición avanzada [10].

Para la condición en que el AGPE entregue excedentes de energía en un punto de conexión en SDL en nivel 1, los medidores deben tener la capacidad de registrar energía activa y energía reactiva. tanto importada como exportada, según se comporte la generación y el consumo de la carga conectada. Lo anterior se diagrama en la Figura 2 según se establece en la guía técnica GTC 300:2022 y en la norma IEC 62053-23:200.

Figura 2

Cuadrantes de medición de energía



Tomado de [11]

Para que el medidor de energía bidireccional permita exportar las variables por cuadrantes referentes a exportación e importación de energía activa y reactiva inductiva y reactiva capacitiva, la parametrización de los medidores debe realizarse con las siguientes variables mostradas en la Tabla 1, según lo establecido en la GTC 300-2022 [12].

Tabla 1

Canales parametrizables en medidores bidireccionales en AGPE

Canal	Descripción	Unidad de medida	
1	Energía activa importada	kWh +	
2	Energía activa exportada	kWh -	
3	Energía reactiva importada	kVARh +	
4	Energía reactiva exportada	kVARh -	
5	Energía reactiva del cuadrante I (Q1)	kVARh I (Q1)	kVARh +
6	Energía reactiva del cuadrante II (Q2)	kVARh II (Q2)	
7	Energía reactiva del cuadrante III (Q3)	kVARh III (Q3)	kVARh -
8	Energía reactiva del cuadrante IV (Q4)	kVARh IV (Q4)	

Nota. Esta tabla muestra los canales parametrizables en medidores bidireccionales en AGPE y su unidad de medida.

Los sistemas AGPE conectados a la red, de acuerdo con su dimensionamiento, permiten la entrega a la red de excedentes de energía no consumida por la carga asociada. Esta entrega de

energía es vista como venta de energía. Según la naturaleza de la instalación, con cargas resistivas, inductivas y capacitivas, al acogerse al cambio de medidor por ser un AGPE con excedentes, y pasar de tener un medidor electromecánica clase 2 o electrónico clase 1, los cuales eran unidireccionales y miden energía activa y no medían la energía reactiva de las demás cargas inductivas o capacitivas de la instalación, pasarán a medir además del flujo de generación de exportación, la importación de energía reactiva requerida por las cargas.

2.5 Control de tensión

El control de tensión hace parte de la funcionalidad de los inversores en los sistemas AGPE, el cual, mediante un estatismo configurable, controla la tensión en el punto de conexión mediante la absorción o entrega de energía reactiva desde la generación hacia la red de distribución [13]. Esto implica que la tecnología del inversor del sistema AGPE cuente con la capacidad de variar el factor de potencia de manera dinámica, manteniéndose dentro de un rango de tensión configurable. Esta funcionalidad es relevante en los AGPE, dado que las plantas de generación que participen en control de tensión serán exentas de cobro de transporte energía reactiva [14].

2.6 Excedentes de energía

Los excedentes de energía se consideran como la energía activa en kWh entregada a la red por parte de un AGPE, energía dimensionada adicional al autoconsumo de las cargas conectadas en el punto de conexión. Estos excedentes en cuanto a sus condiciones de venta se encuentran regidas según lo establecido en la Resolución CREG 135 de 2021 [15].

3 Identificación de disposiciones referentes al transporte de energía reactiva en AGPE

En este capítulo, se realiza la identificación y detalle de las disposiciones en los ámbitos regulatorios, normativos, técnicos y financieros, asociados al transporte de energía reactiva en AGPE.

3.1 Disposiciones regulatorias

De acuerdo con lo establecido en la regulación del sector eléctrico, se referencian a continuación disposiciones regulatorias asociadas al consumo de energía reactiva en AGPE, los cuales se resumen en la Tabla 2:

Tabla 2

Disposiciones regulatorias

Elemento	Temática	Descripción
Resolución CREG 009 de 1996	Precisa forma de cobros en servicio de energía eléctrica	“Cuando la energía reactiva registrada, sea mayor o igual al 50% de la energía activa consumida, durante el mismo período de facturación, las empresas liquidarán los excedentes sobre este 50% de esta energía reactiva con la tarifa de la respectiva energía activa.” [6]
Resolución CREG 070 de 1998	Reglamento de distribución	“El Operador de Red, OR, es el responsable por la correcta operación del sistema a su cargo, y quien debe coordinar todos los elementos instalados en su red” [7]
Resolución CREG 015 de 2018	Costos del transporte de energía reactiva	Costos de transporte de energía reactiva inductiva al superar el 50% de la energía activa y cuando registre energía reactiva capacitiva. Igualmente presenta excepciones si la planta de generación participa en control de tensión con estatismo configurable y en coordinación con el OR[8]
Resolución CREG 199 de 2019	Modificación de Resolución CREG 015 de 2018 en el transporte de energía reactiva	El OR podrá instalar equipos de medición de energía reactiva para identificar usuarios que presenten consumos de esta. Asimismo, la variable M de penalización de consumo de reactiva se mantiene en 1 si no supera los 10 días en el mes superando los límites. Asimismo, si el transporte de energía reactiva en exceso se suspende en más de tres meses consecutivos, la variable M se reinicia a 1.
Resolución CREG 135 de 2021	Entrega de excedentes de AGPE	Condiciones para la comercialización por parte del AGPE de excedentes de energía al comercializador del

Elemento	Temática	Descripción
		sector, sea el incumbente (OR) u otro.
Resolución CREG 101 011 de 2022	Conexión y operación de plantas solares en SDL con capacidad entre 1 MW y 5 MW	Aspectos técnicos para la integración de plantas eólicas y solares fotovoltaicas en el SDL con capacidad entre 1 MW y 5 MW [9]
Resolución CREG 174 de 2021	Actividad de AGPE	Condiciones para la integración a la red de AGPE, definiendo estándares técnicos para la conexión en Nivel de tensión 1
Resolución CREG 038 de 2014	Sistemas de medición en AGPE con excedentes	Establece que puntos de conexión con flujo bidireccional de energía, se tendrá que incorporar un medidor bidireccional
Concepto CREG 2669 de 2023	Coordinación del control de tensión entre AGPE y OR	No existe un procedimiento para la coordinación del control de tensión entre el AGPE y el OR. El ajuste del control de tensión está a cargo del OR como administrador de la red [10].
Concepto CREG 3858 de 2021	Ratificación que los AGPE participan en el control de tensión	“Los cogeneradores y autogeneradores que participen en el control de tensión mediante la utilización de un regulador automático de tensión debidamente instalado en coordinación con el operador de red, se encuentra exento del pago de transporte de energía reactiva, tanto capacitiva como inductiva” [11].
Concepto CREG 355 de 2022	Excepción del cobro de reactiva por tener un sistema de control de tensión en el AGPE	“Se exceptúa de pago del costo de transporte de energía reactiva a las plantas generadoras, las cuales están obligadas a participar en el control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva” [12].
Concepto CREG 1119 de 2023	Procedimiento para la Coordinación del control de tensión	“No existe un procedimiento paso a paso para coordinar con el OR y el AGPE el control de tensión. El OR debe indicar al AGPE los ajustes a implementar en el control de tensión” [13].
Concepto CREG S2022002594 de 2022	Procedimiento para la coordinación del control de tensión y función del OR en el planeamiento y control del SDL	No existe un procedimiento explícito y/o documentación a entregar en la regulación para que un AGPE participe en el control de tensión y sea exonerado del cobro de energía reactiva. Si los equipos del sistema AGPE tienen la función de control de tensión y están en funcionamiento, entonces el AGPE se encuentra exceptuado. Es responsabilidad del OR realizar la planeación y programación operativa de su red y, por tanto, informar al AGPE cómo debe procederse para un debido control de tensión en la red, o qué ajustes en el control deben hacerse, o para aclararle cómo debe ajustar su control

Elemento	Temática	Descripción
		existente.
Proyecto de Resolución 701 027 de 2022	Requerimientos técnicos y operativos para la validación del control de tensión y potencia reactiva para usuarios AGPE	Consulta pública para modificar la Resolución CREG 174 de 2021, considerando que el AGPE tenga un modo de configuración del control de tensión basado en el factor de potencia, y la liquidación de energía reactiva será horaria. El OR realizará visitas de supervisión al control de tensión, verificación del control suministrado por el AGPE y verificación de rangos de operación [14].
Resolución CREG 101 001 de 2020	Condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada	Las transferencias de energía y variables eléctricas, registros de interrupciones registradas podrán ser consultadas por usuarios y agentes. En la fase de despliegue los medidores de los AGPE entrarán en la fase I del despliegue de medición avanzada [15].
Resolución CREG 101 035 de 2024	Modificación CREG 070 de 1998	Establecimiento de límites porcentuales de energía reactiva sobre la energía activa y habilitante a los OR para solicitar instalación de equipos de compensación y medición

3.1.1 Descripción de disposiciones regulatorias más relevantes

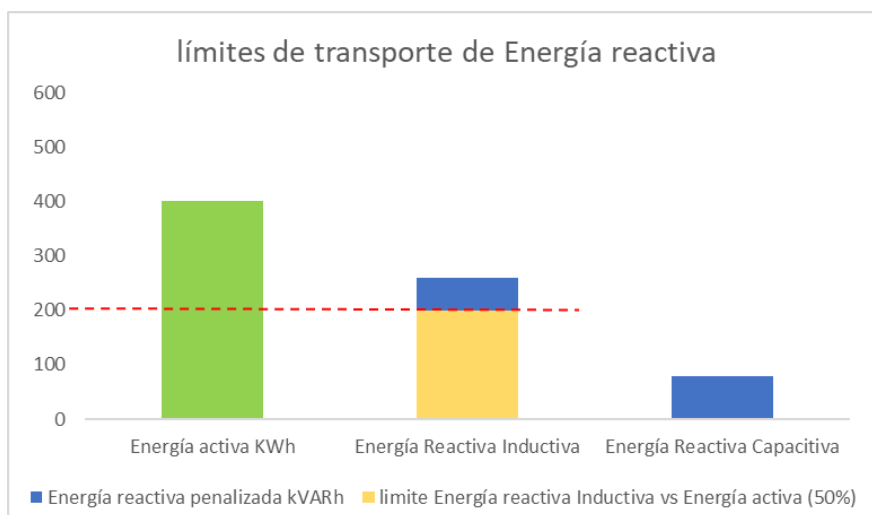
A continuación, se realiza una descripción más detallada sobre las disposiciones regulatorias más relevantes sobre el tema.

3.1.1.1 Resolución CREG 015 de 2018

En el Capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018 se establece que, si un OR o usuario en su frontera presenta un transporte de energía reactiva inductiva que supera el 50% de la energía activa, esta deberá cobrarse cuando supere el 50% mencionado. Asimismo, cuando presente transporte de energía reactiva capacitiva, esta se deberá cobrar el 100% independiente del valor de la energía activa consumida [14]. A su vez, se establece la excepción de este cobro si las plantas generadoras participan en el control de tensión a través de generación o absorción de potencia reactiva. En la Figura 3 se muestra un caso de cobro por superar límites de energía reactiva capacitiva e inductiva.

Figura 3

Límites de energía reactiva inductiva y capacitiva.



En la fórmula de cobro, se cuenta con una variable “M” de penalización que multiplica el valor del cobro, la cual aumenta según el número de periodos en meses que el cliente o OR presenta exceso en el transporte de energía reactiva tanto inductiva como capacitiva.

3.1.1.2 Resolución CREG 174 de 2021

Mediante esta resolución se establecieron estándares técnicos para la conexión de AGPE en los SDL. Para el caso de conexiones en redes de nivel de tensión 1 con entrega de excedentes, el promotor del proyecto debe verificar la disponibilidad de entrega de potencia máxima según la capacidad del transformador de distribución o circuito donde solicita el punto de conexión, entre otras disposiciones, al igual que establece las condiciones de medición, como es el caso del requerimiento de implementar medición bidireccional en el escenario de entrega de excedentes [25]. Asimismo, el OR debe disponer de un sistema de información con los parámetros técnicos asociados al punto de conexión. El procedimiento y condiciones descritas en esta resolución son la base para el diseño técnico de los proyectos de AGPE y de las características de la tecnología a

utilizar con el fin que no genere afectaciones a la red y a los demás usuarios del circuito la implementación del AGPE.

3.1.1.3 Resolución CREG 135 de 2021

Mediante esta resolución se formaliza la transacción de venta de excedentes entre el AGPE, sea usuario regulado o no regulado y el OR. La energía activa entregada a la red como excedentes, debe estar formalizada mediante un contrato, con condiciones establecidas ofrecidas por el agente comercializador para la compra de estos excedentes. Dentro de las condiciones de formalización, se declara la cantidad de energía activa máxima a entregar a la red, los procedimientos de medición, condiciones de pago, liquidación, plazo del contrato, entre otros [26].

El componente económico de ingresos para el AGPE mediante la venta de excedentes de energía activa generada entregada a la red se considera como uno de los elementos principales para el retorno de inversión de los proyectos de AGPE y se apalanca mediante esta resolución.

3.1.1.4 Resolución CREG 701 027 de 2022

En este proyecto de resolución, busca incluir un anexo técnico a la resolución CREG 174 de 2021 sobre límites, variables, procedimientos y requisitos a tener en cuenta desde el AGPE y el OR para dar aplicación, validación y seguimiento a la funcionalidad del control de tensión en AGPE y consiga soportar técnicamente la excepción al cobro de transporte de energía reactiva. Esto implica que desde el OR se realicen visitas técnicas a los AGPE con el fin de validar ajustes, programaciones y el funcionamiento del estatismo configurable del control de tensión. Asimismo, define unos límites en términos operativos del factor de potencia (0,9 inductivo, 1, 0,9 capacitivo) para que la planta AGPE opere. Salir de este rango será causal para la aplicación del cobro de energía reactiva.

3.1.1.5 Resolución CREG 038 de 2014

En esta resolución donde se actualiza el código de medida, en el cual menciona que si en un punto de conexión se presentarán flujos de energía bidireccionales, se deberán instalar medidores bidireccionales con el fin de determinar de forma independiente cada flujo. Este requerimiento aplica a los AGPE con entrega de excedentes a la red, donde se mida la energía activa y reactiva importada y exportada [9].

Bajo este requerimiento de medición, es que se permite por parte del OR determinar el cumplimiento a los límites de transporte de energía reactiva establecidos en la resolución CREG 015 de 2018.

3.1.1.6 Resolución CREG 101 011 de 2022

Define la función a los OR de supervisar a los generadores y coordinar la regulación de tensión, para generadores con capacidad entre 1 MW y 5 MW [27]. Asimismo, modifica la Resolución CREG 148 de 2021 en cuanto a los procedimientos operativos y manuales de operación.

3.1.1.7 Conceptos CREG 355 de 2022, 2669 de 2023, 1119 de 2023

Debido a la interpretación dada desde los promotores y desde los OR a lo establecido en las resoluciones CREG 015 de 2018, 070 de 1998, 174 de 2021 y al código de medida, desde los promotores y OR se solicitaron consultar a la CREG con el fin de dirimir las ambigüedades relacionadas en temas de AGPE. Por lo tanto, en estos conceptos se aclara que los AGPE cuentan con la funcionalidad de plantas generadoras en la participación en el control de tensión, que pueden ser coordinados con los OR y que tienen la excepción del pago de reactiva tanto inductiva como capacitiva.

Asimismo, aclaran que no existe un procedimiento formal donde establezca la coordinación del control de tensión entre el OR y el AGPE, ni requerimientos de equipos o documentación específica para tal fin y traslada competencia al OR de esta responsabilidad por ser el encargado de planear y operar la red de distribución. Asimismo, es el OR quien debe ratificar de la funcionalidad y excepción al AGPE.

3.1.1.8 Resolución CREG 101 034 DE 2024: Modificación de Resolución CREG 070 de 1998

Mediante esta resolución se modifica en la resolución CREG 070 de 1998 el proceder en cuanto a la compensación de energía reactiva. Lo anterior, cuando un usuario requiera compensar en nivel de tensión II, III y IV, esta conexión es aprobada y verificada por el OR suministrándole las características técnicas del compensador y de la instalación interna si se requiere.

Asimismo, establece límites de factores de potencia según la equivalencia porcentual de energía reactiva respecto de la energía activa, donde si no se cumplen estos límites, el OR podrá exigir al usuario instalación de equipos para la compensación y medición de la energía reactiva [28], los límites se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3

Límites de energía reactiva.

<i>Factor de potencia</i>	<i>Energía reactiva / Energía activa</i>
<i>0,9</i>	<i>50%</i>
<i>0,95</i>	<i>33%</i>
<i>0,98</i>	<i>20%</i>

3.2 Disposiciones regulatorias

A continuación, se identifican en la Tabla 4 las disposiciones reglamentarias referentes al transporte de energía reactiva en los SDL de nivel de tensión 1:

Tabla 4

Disposiciones legales y reglamentarias.

Elemento	Temática	Descripción
Ley 1715 de 2014	Política pública para promover el desarrollo de las FNCE y entrega de excedentes por autogeneradores	Mecanismos de incentivación para la introducción de sistemas de AGPE. Delega competencia en la CREG para que regule los AGPE [16].
Acuerdo 006 de 2023 – Alcaldía de Barranquilla	Gravámenes tributarios por ingresos en venta de energía en AGPE	Por el cual se adecúa y se ajusta el estatuto tributario en el Distrito Especial, Industrial y Portuario de Barranquilla, considerando en las tarifas del impuesto de industria y comercio, actividades de comercialización de energía eléctrica y generación de energía eléctrica Asimismo, incluye a los AGPE dentro del impuesto del alumbrado público [17].
Decreto MINMINAS 0929 de 2023	Modificación Decreto 1073 de 2015 en eficiencia y competitividad del servicio de energía eléctrica	Excepción general del cobro de energía reactiva a usuarios que cuenten con AGPE con tecnología de FNCER, sin considerar restricciones técnicas en la red.
RETIE	Requisitos de producto	En el reglamento técnico de instalaciones eléctricas se considera los requisitos de productos en instalaciones eléctricas.

A continuación, se detallan los elementos relevantes de las disposiciones reglamentarias identificadas.

3.2.1 Ley 1715 de 2014

Esta ley abre las puertas a la transición energética, incentivando la integración de fuentes de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes no convencionales y fuentes renovables.

Esta ley permitió incentivar la articulación entre entes públicos y entes privados para la incorporación y masificación de sistemas de generación AGPE en la red, condición que derivó en la expedición de reglamentos técnicos asociados a la AGPE y entrega de excedentes de energía a la red [31]. A su vez, esta ley promueve incentivos tributarios como la deducción de renta, exclusión del impuesto de IVA, incentivos arancelarios, depreciación acelerada de activos para los clientes que incorporen fuentes de generación no convencional [32]. Por lo anterior, con estos incentivos mencionados aportan a rentabilizar las inversiones en sistemas AGPE.

3.2.2 *Decreto MINMINAS 0929 de 2023*

El ministerio de Minas y Energía, considerando apuntarle a la eficiencia de la prestación de los servicios públicos y motivando políticas que apalanquen la transición energética, expide el Decreto 0929 de 2023, en el cual modifica el Decreto 1073 de 2015, en el cual establece que los usuarios que cuenten con AGPE con FNCER, caso solar fotovoltaica, están exentos del cobro de energía reactiva [33].

3.2.3 *RETIE*

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE establece dentro de sus lineamientos, requisitos de producto mínimos y elementos de certificación de instalaciones que permitan salvaguardar la preservación de la vida animal, personas, medio ambiente, minimizando el riesgo eléctrico [34]. En ese sentido, para los productos asociados a las instalaciones internas e instalaciones de sistemas AGPE, considera estos criterios de requisitos de productos que minimicen el riesgo eléctrico, más aún con la expansión en introducción de AGPE en los SDL.

3.2.4 *Estatutos tributarios en alcaldías*

Aunque la Ley 1715 de 2014 establece incentivos tributarios para la implementación y desarrollo de FNCER, desde alcaldías y distritos especiales administrativos se considera la

actividad de AGPE y sus ingresos dentro de gravámenes tributarios en impuestos de industria y comercio como en impuestos de alumbrado público.

3.3 Disposiciones normativas

A continuación, en la Tabla 5 se relacionan y describen las disposiciones normativas identificadas para el transporte de energía reactiva en AGPE en los SDL de nivel de tensión 1.

Tabla 5

Disposiciones normativas.

Elemento	Temática	Descripción
GTC 300	Medidores de energía	Criterios de parametrización de canales de medición por cuadrantes de energía reactiva inductiva, reactiva capacitiva, energía reactiva importada y reactiva exportada
Contrato de Condiciones Uniformes de OR	Condiciones entre AGPE y OR	Criterios de operatividad, cumplimientos, sanciones en la transacción comercial de venta de energía y prestación del servicio entre el OR y el AGPE
NTC 2050:2019	Diseños de instalaciones	En la norma de referencia para diseños de instalaciones eléctricas residenciales o comerciales en nivel de tensión 1, se considera la potencia activa para el dimensionamiento y diseño.
Normas Técnicas de los OR	Diseños de instalaciones y redes de distribución	En las normas de diseño y construcción de los OR consideran criterios para la adecuada construcción de redes de distribución en el SDL de nivel de tensión 1, al igual que requerimientos de diseño para la adecuada conexión de cargas y AGPE.

A continuación, se detallan los elementos relevantes de las disposiciones normativas identificadas.

3.3.1 Contrato de condiciones uniformes

Los contratos de condiciones uniformes (CCU) entre usuarios AGPE y los OR deben considerar los elementos claros y necesarios para el funcionamiento, operatividad y criterios de sanciones y finalización de la transacción comercial entre las partes. Lo anterior indica que el CCU contiene los requisitos para la migración a AGPE, requisitos para la entrega de excedentes, procedimientos para tramitar las solicitudes de conexión y condiciones de fronteras operativas, entre otros ítems. Asimismo, debe establecer las condiciones para la medición de la energía reactiva [35].

3.3.2 GTC 300

La Guía Técnica Colombiana GTC 300 trata sobre la programación de medidores de energía eléctrica multifunción. Cuenta con los lineamientos para la parametrización y programación de los medidores bidireccionales en variables de energía, por cuatro cuadrantes, tanto para la energía activa, como para la energía reactiva inductiva y capacitiva. Con esta guía, se da el lineamiento para la correcta parametrización de medidores de energía utilizados para la frontera comercial entre OR y AGPE [12].

3.3.3 NTC 2050

La NTC 2050 contiene los lineamientos mínimos de diseño para instalaciones eléctricas internas tanto residenciales, comerciales, industriales como de instalaciones especiales, al igual que y requerimientos de productos.

3.4 Disposiciones técnicas

A continuación, en la Tabla 6 se relacionan y describen las disposiciones técnicas asociadas al transporte de energía reactiva en los sistemas de distribución en nivel de tensión 1, a tener en cuenta por parte de los OR y de los usuarios AGPE.

Tabla 6

Disposiciones técnicas.

Elemento	Temática	Descripción
Supervisión en tiempo real de variables	Gestión y maniobrabilidad en el transporte de energía reactiva y del perfil de tensión	Elemento para validar el estado del control de tensión en el punto de conexión y en la red de BT
Sistema de medición avanzada	Incorporar una infraestructura de medición avanzada que permita la toma de registros y su integración con los sistemas SCADA	Medición con capacidad de censo multi-periódico Medición con capacidad multivariable HES de equipos de medida interoperable MDM con capacidad de balances y crítica de lecturas multi-periódico
Capacidad operativa de SCADA	Requerimientos en los SCADA de los OR para poder maniobrar entradas y salidas de flujo de energía reactiva en BT.	Capacidad de integrar los centros de gestión de medida y gestores de medición (CGM-MDM) con el SCADA del OR para lograr supervisión y gestión de la red en nivel de tensión 1 en los SDL, en atención de eventos y restablecimiento del servicio en AGPE.

A continuación, se detallan los elementos relevantes de las disposiciones técnicas identificadas.

3.4.1 Supervisión en tiempo real del perfil de tensión y de la energía reactiva en nivel de tensión 1

Con el fin de garantizar la calidad del servicio dentro de los límites de operación nominales, al igual que supervisar la cargabilidad de la red con el aumento en el transporte de energía reactiva, se requiere que los OR realicen supervisión en cada punto de conexión de los usuarios y en los transformadores de distribución para garantizar la realización de maniobras de ajuste de tensiones. Actualmente, se cuenta con supervisión en media tensión de manera segmentada en la red a través de medidas en cabeceras de circuito, en reconectores y en elementos de medida tele gestionado o telemedidos. En cuanto a nivel de tensión 1, se cuentan con algunos usuarios tele medidos o con medición avanzada pero no se cuenta con la disponibilidad de supervisión en la totalidad de la red de baja tensión del OR.

3.4.2 Sistema de medición avanzada

Con la entrada en vigencia de la Resolución 101 001 de 2022, con la implementación de la infraestructura de medición avanzada AMI, se busca que se tenga por parte del OR telemedido multi-periódico los usuarios en nivel de tensión 1, y consigo lograr gestionar las variables de energías, tensiones y corrientes, al igual que contar con información relacionada con la atención de eventos y restablecimiento del servicio. Asimismo, con la implementación de AMI, se contará con herramientas de gestión de información, crítica y validación e integraciones en los sistemas comerciales y de facturación de los OR con el fin de generar la facturación multi-periódico de consumos, excedentes de energía y penalizaciones por transporte de energía reactiva [36].

3.5 Disposiciones financieras

A continuación, en la Tabla 7 se identifican las disposiciones financieras referentes al transporte de energía reactiva en usuarios con AGPE en nivel de tensión 1.

Tabla 7

Disposiciones financieras.

Elemento	Temática	Descripción
Costos del cobro de energía reactiva	Cobro por penalización de transporte de energía reactiva inductiva y capacitiva	Cobro de transporte de energía reactiva inductiva y capacitiva superior a los límites establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018.
Costos de implementación de equipos de compensación de reactiva	Implementación de equipos de compensación reactiva y capacitiva	Inversiones en equipos de compensación de energía reactiva inductiva y capacitiva, para mitigar la demanda de energía reactiva inductiva de las cargas al igual que compensar la energía reactiva capacitiva generada por el AGPE.

3.5.1 *Costos por el cobro de energía reactiva e inversiones en equipos de compensación*

En la implementación del AGPE, al realizar el cambio de medidor de energía unidireccional clase 2 o clase 1, a un medidor bidireccional, empieza a registrar energía reactiva inductiva asociada a las cargas inductivas con las que cuenta naturalmente las instalaciones eléctricas, junto con la energía reactiva capacitiva de equipos o cargas con componente capacitivos al igual que la energía capacitiva generada por el AGPE para compensar el factor de potencia. Esto implica que se requieran considerar costos en implementación de equipos de compensación o que se requiera asumir el costo de penalización de energía reactiva.

4 Revisión de impactos asociados al transporte de energía reactiva en AGPE

A continuación, en la Tabla 8 se realiza una consolidación de los impactos asociados identificados al transporte de energía reactiva en usuarios con AGPE en nivel de tensión 1:

Tabla 8

Identificación de impactos.

Tipo de Impacto	Identificación de impactos
Regulatorio	<p>Modificación de Resolución CREG 015 de 2018 en la excepción de cobro de reactiva incluyendo controles de verificación para el control de tensión.</p> <p>Modificación de Resolución de AGPE (174 y 135 de 2021) en cuanto a incentivos, excedentes de energía.</p> <p>Definición de Resolución de validación del control de tensión y requisitos operativos de los AGPE (Proyecto de resolución 701 027 de 2022).</p> <p>Modificación de Resolución CREG 070 de 1998 en límites de energía reactiva (Resolución CREG 101 035 de 2024) y herramientas/acuerdos de coordinación operativa entre OR y AGPE.</p> <p>Modificación de código de medida considerando requisito de telemedida para clientes AGPE.</p>
Reglamentario	<p>Homologar acuerdos CNO de control de tensión homologando estas funcionalidades de control con los OR en nivel de tensión 1.</p> <p>Ajuste al Decreto MINMINAS 0929 de 2023 incluyendo restricciones a la excepción del pago de reactiva en AGPE con FNCER considerando los impactos técnicos y operativos en la red de nivel de tensión 1.</p> <p>Ley 1715 de 2014 considerando excepciones tributarias en impuestos de industria y comercio y en impuestos de alumbrado público por ingresos en excedentes de energía en AGPE.</p> <p>Reportes a la SSPD y SIC de información de operación, lecturas, fallas y consignas entre OR y AGPE.</p> <p>Actualización del RETIE en requisitos de productos para sistemas AGPE e inclusión de competencias en sistemas AGPE en inspectores de certificación RETIE.</p>
Técnico	<p>Requerimientos constructivos de compensaciones capacitivas y compensaciones activas para cargas pequeñas en nivel de tensión 1.</p> <p>Requerimientos, inversiones y capacidad operativa de los OR para garantizar el control de la operación de AGPE.</p> <p>Ajuste de coordinación y protecciones por aumento de flujos de energía reactiva.</p>

Tipo de Impacto	Identificación de impactos
	<p>Requerimientos de diseño de instalaciones eléctricas internas en nivel de tensión 1, residenciales y comerciales considerando balance de cargas activas y reactivas.</p> <p>Implementación de un sistema de medición avanzada con equipos de medida que permitan el censo y medición multivariable y multiperíodico.</p> <p>Ajuste e integración de los sistemas de gestión comercial de los OR con los sistemas de medición para la validación de consumos con reglas de incentivos por exportación de energía y por periodos de descuento con control de tensión.</p> <p>Aumento de la capacidad operativa en los Centros de control de los OR por gestión de la operación.</p>
Normativo	<p>Modificación de Norma técnica ICONTEC de medida bidireccional GTC 300 incluyendo cuadrantes de energía.</p> <p>Modificación de normas técnicas de OR considerando balance de cargas inductivas y capacitivas al igual que requerimientos de instalaciones en AGPE.</p> <p>Modificación de protocolos de calibración y parametrización de medidores en laboratorios de medidores de OR y de proveedores considerando cuadrantes de energía reactiva importada y exportada.</p> <p>Modificación de los contratos de condiciones uniformes de los OR.</p> <p>Modificación de la norma NTC 2050 incluyendo elementos de diseño con cargas inductivas y capacitivas.</p>
Financiero	<p>Retorno de la inversión en los proyectos de AGPE por asumir penalizaciones por energía reactiva e instalación de equipos de compensación, al igual que por asumir gravámenes tributarios y de industria y comercio.</p> <p>Costos en sistemas de telemedición y telegestión por parte del OR y del AGPE</p> <p>Costos de fortalecimiento del centro de operaciones de los OR para garantizar el control y operación en BT.</p> <p>Costos de parametrización de los sistemas comerciales y de facturación con los sistemas de gestión de medida.</p> <p>Costos operativos en brigadas de operación y mantenimiento ante aumento de eventos en BT por aumento del flujo de energía reactiva.</p>

5 Análisis de impactos sobre el transporte de energía reactiva en AGPE

En este capítulo, se consolida el análisis de impactos identificados en los componentes regulatorio, reglamentario, técnico, normativo y financiero asociado al transporte de energía reactiva en AGPE y se desglosan los impactos más relevantes a ser tenidos en cuenta en el sector eléctrico colombiano.

5.1 Impactos regulatorios

Dentro de los impactos regulatorios identificados, a continuación, se describen los tópicos asociados a la regulación del sector eléctrico que requieren ser tenidos en cuenta para atender los efectos o implicaciones del transporte de energía reactiva en AGPE.

5.1.1 Modificaciones regulatorias para establecer elementos de supervisión y control del SDL por parte de los OR

El regulador debe definir los procedimientos y elementos técnicos para el control y supervisión de la red de Baja Tensión (BT), con el objetivo de evitar que la inyección o consumo de energía reactiva cause afectaciones en los perfiles de tensión e inducción de fallas que afecten la calidad del servicio de energía eléctrica a otros usuarios. A la fecha, no se han establecido procedimientos detallados por parte del regulador para coordinar la operación del sistema entre el Operador de Red (OR) y las plantas de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) en nivel de tensión 1, al igual que los requerimientos de telemedida, telecontrol, supervisión e identificación y atención de fallas. Esta coordinación es necesaria para garantizar el funcionamiento adecuado del control de tensión y eximir el cobro de energía reactiva.

5.1.2 *Modificaciones regulatorias para normar el control de tensión*

La Resolución CREG 015 de 2018 establece un límite operativo para el transporte de la energía reactiva inductiva del 50% de la energía activa, basado en los requerimientos de la energía reactiva inductiva en los campos eléctricos y efectos inductivos del sistema de distribución, elementos de transformación de energía, y cargas rotativas inductivas. Sin embargo, la demanda de equipos y cargas con campos eléctricos requieren de energía reactiva capacitiva para su normal funcionamiento, lo cual presenta la necesidad de una excepción en porcentaje de uso respecto a la energía activa demandada para esta variable. Claro es, que en la Resolución CREG 101 035 de 2024, se realiza un ajuste a la resolución CREG 070 de 1998, este ajuste deberá ser concordante con la Resolución CREG 015 de 2018.

5.1.3 *Modificaciones regulatorias para la coordinación del OR con plantas AGPE*

Se requiere que se estipulen los alcances, procedimientos y parámetros para garantizar que se coordinen todos los elementos que operan en el sistema del SDL en nivel de tensión 1 de manera bidireccional y en tiempo real, en este caso no solo los medidores de fronteras sino elementos de protección, corte y maniobra, ya que actualmente desde los sistemas SCADA de los OR se ve desde nivel 2 en adelante. Asimismo, se requerirá incluir en el alcance de la Resolución 070 de 1998 y Resolución 101 011 de 2022, funciones en cuanto a la supervisión, control y coordinación entre el OR y los AGPE con capacidades menores a 1 MW.

5.2 Impactos reglamentarios

Con respecto a los impactos reglamentarios identificados, a continuación, se relacionan temáticas asociadas a los requerimientos o necesidades para tener en cuenta en la reglamentación del sector eléctrico y de los OR en cuanto a disponibilidad de información para el desarrollo de

estudios de conexión, requerimientos de gestión de información a entes de control al igual que la actualización de reglamentos técnicos que consideren los elementos asociados al control de tensión y sistemas de AGPE

5.2.1 Procedimientos de revisión y aprobación de las solicitudes de estudios de conexión de AGPE

La revisión de los estudios de conexión de AGPE en los SDL, parten del procedimiento estipulado en la Resolución 174 de 2021 para que los usuarios puedan conectarse a la red del SDL como AGPE. Dentro de este procedimiento, además de garantizar la disponibilidad de transporte de energía en nivel de tensión 1, el estado de la red, las características técnicas del punto de conexión también deberán estar disponibles los límites o rangos de voltajes de operación a entregar al usuario que realizará el estudio de conexión, insumo para el dimensionamiento y configuración de los estatismos de control de tensión en los inversores [37].

Adicionalmente, por parte del OR, en la revisión de las solicitudes de conexión, además de la revisión del impacto en las variables técnicas asociadas a pérdidas, calidad de potencia, cargabilidad de la red, entre otros, se deberá verificar el impacto en el perfil de tensión al validar la funcionalidad de control de tensión por consumo o inyección de energía reactiva a la red de nivel de tensión 1. Asimismo, en la solicitud de documentos, el promotor deberá suministrar documentación técnica avalada por un ente certificador que certifique la funcionalidad del control de tensión en los equipos inversores de las plantas AGPE fotovoltaicas.

5.2.2 Reportes a SSPD y SIC

La gestión de control y coordinación del OR de la red de NT1 con la operación de las plantas AGPE, requerirá que los sistemas de operación y medición del OR permitan obtener y consolidar el registro periódico de variables eléctricas tanto de los AGPE como de la red de NT1

y sus usuarios asociados, con el fin de permitir emitir los reportes de eventos de calidad del servicio y reportes de consumos de energía hacia la SSPD y SIC. Asimismo, que el OR cuente con sistemas de información que permitan gestionar y certificar la información reportada, en caso de que se presenten afectaciones por eventos en AGPE a los usuarios asociados al circuito de NT1.

5.2.3 Competencias en certificación RETIE de montajes y materiales de AGPE

Ante el aumento en introducción de sistemas AGPE en el SDL, se debe garantizar la competencia en la instalación y certificación RETIE tanto de los equipos (equipos de compensación de energía reactiva, inversores con función de control de tensión, cables, conectores, paneles solares), demás materiales y elementos instalados, como en la instalación y protocolos o requisitos de pruebas y puesta en servicio, con el fin que se garantice la seguridad de la instalación, de quien la opera y de los demás usuarios asociados.

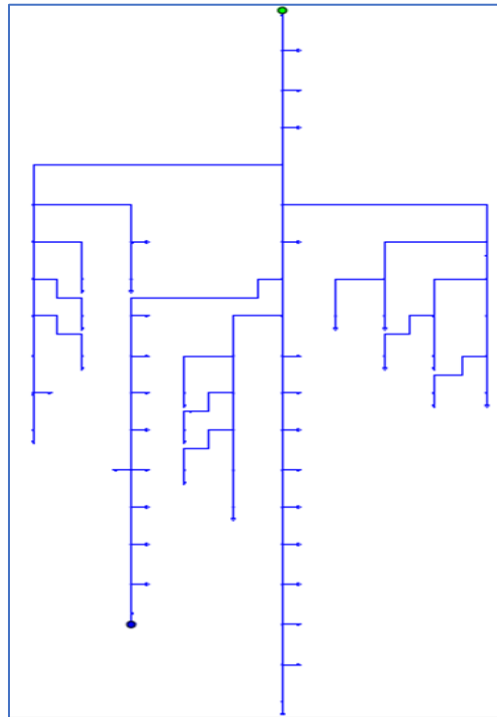
5.3 Impactos técnicos

La implementación de un sistema de AGPE en un SDL, presenta impactos en el desempeño de la operación al mostrarse reducción de pérdidas técnicas por reducir el transporte de energía desde las cabeceras de circuitos hasta los centros de carga, mejora del perfil de tensión.

Para evidenciar el impacto en energía reactiva se realiza simulación en el software de ingeniería DIGSILENT PowerFactory caso ejemplo red de baja tensión “*LV Distribution Network*” circuito de 0,4 kV modelado en el software PowerFactory de DIGSILENT. La Figura 4 presenta el diagrama unifilar del circuito de nivel de tensión 1.

Figura 4

Diagrama unifilar del circuito de nivel de tensión 1 del caso de estudio



Las características del circuito se muestran en la Tabla 9

Tabla 9

Características del circuito de nivel de tensión 1 del caso de estudio.

Item	Magnitud
Transformador	640 kVA
Total de Clientes	40
Longitud Total	481 metros

Los resultados en cabecera del circuito al ejecutar flujo de carga en el circuito se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10

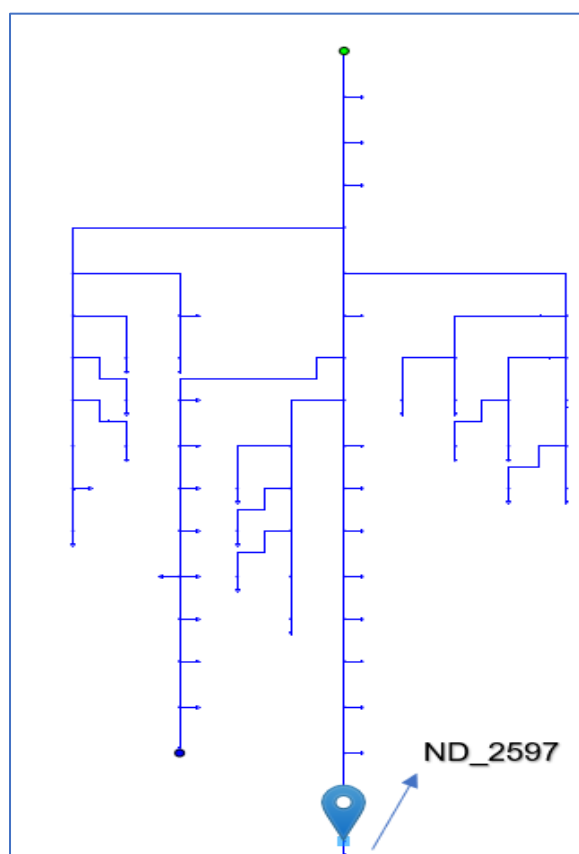
Resultado del flujo de carga en estado inicial del circuito del caso de estudio

S [kVA]	P [kW]	Q [kVAR]	FP	Cargabilidad máxima [%]	Pérdidas [kW]	Tensión mínima [pu]
201,73	191,59	63,15	0,95	94,62	1,58	0,99

Para realizar la simulación se instalará en el circuito una AGPE fotovoltaico de 100 kW en el apoyo ND_2597 con factor de potencia unitario, ubicado al final de la troncal del circuito, la ubicación se muestra en la Figura 5.

Figura 5

Implementación de un AGPE en el circuito del caso de estudio



Los resultados en cabecera del circuito al ejecutar flujo de carga en el circuito considerando la conexión del AGPE se presentan en la Tabla 11.

Tabla 11

Resultados flujo de carga del circuito del caso de estudio considerando AGPE

S [kVA]	P [kW]	Q [kVAR]	FP	Cargabilidad máxima [%]	Pérdidas [kW]	Tensión mínima [pu]
110,36	90,79	62,74	0,82	52,23	0,78	0,99

Con los resultados obtenidos al realizar la simulación, se evidencia que con la implementación del AGPE, se reduce la cargabilidad máxima en líneas, se reducen las pérdidas técnicas, se mantiene la tensión en el rango permitido, sin embargo, en la salida del alimentador de la red el factor de potencia se reduce a 0,82, considerando el flujo de energía reactiva disminuido desde la cabecera del circuito. En la Tabla 12 se muestra la variación en las pérdidas técnicas considerando el caso base y la conexión del AGPE.

Tabla 12

Resultados en pérdidas de potencia del circuito del caso de estudio

Comparación pérdidas	
Pérdidas Caso base [kW]	1,58
Pérdidas GD_ND_2597 [kW]	0,78
Reducción Pérdidas [%]	51%

En la Tabla 12 se muestra como las pérdidas de potencia se reducen en un 51 % respecto al caso base, se evidencia en la cabecera del circuito una disminución del factor de potencia de 0,95 a 0,82; esto debido a que se reduce la demanda de energía activa suministrada desde el transformador y que el sistema fotovoltaico simulado al compensar el factor de potencia en el punto de conexión requiere la inyección o consumo de reactivos del sistema.

5.3.1 Efectos de la energía reactiva en calidad del servicio y perfil de tensión

Al inyectar energía reactiva capacitiva en los sistemas de distribución asociada a la instalación de AGPE, presentan el efecto compensar la energía reactiva inductiva requerida por las cargas y elementos inductivos de la red de distribución. Este efecto reduce las pérdidas de potencia y mejora el perfil de tensión del circuito. A contraparte de este aporte, si no se cuenta con un control adecuado de la inyección de energía reactiva capacitiva, esta podrá generar efectos en aumento de la cargabilidad de la red al copar la capacidad de transporte de energía y elevar el nivel de la tensión del circuito.

5.3.2 Desarrollo de sistemas de compensación de energía reactiva para cargas pequeñas

En la actualidad, se cuenta con sistemas de compensación de energía reactiva, mediante compensaciones pasivas con condensadores, y compensaciones dinámicas mediante electrónica de potencia para compensar tanto energía reactiva inductiva como energía reactiva capacitiva. Sin embargo, comercialmente se debe desarrollar compensaciones ajustadas a pequeñas cargas residenciales para nivel de tensión 1.

Adicionalmente, otro elemento de impacto en los SDL en NT1 es el aumento de conexión a la red de cargas no lineales las cuales contienen componentes armónicos que generan distorsión de voltaje afectando la calidad del suministro de energía [43]. Lo anterior, es debido cuando las cargas conectadas no son puramente resistivas, capacitivas o inductivas, sino que además de ello,

contienen elementos electrónicos que controlan el funcionamiento de la carga lo cual conlleva a la generación de armónicos cuyo impacto además de la distorsión de onda produce sobrecalentamientos en conductores, corrientes en neutro, fenómenos de resonancia, entre otros. Estos impactos requieren esquemas de compensación diferentes a las cargas lineales, requiriendo un estudio de compensación aplicado para identificar el tipo de filtro de armónicos requerido para evitar efectos adversos en la calidad del servicio.[44]

5.3.3 Control de tensión

En los sistemas de distribución de baja tensión, en algunos OR no se cuenta con la supervisión en tiempo real para determinar el estado de las variables eléctricas tensión y corriente y las variaciones de estos en condiciones específicas de demanda y de generación. Por tanto, se requerirá que se fortalezcan los elementos de medida avanzada que permitan supervisar variables tanto en la seguridad de la operación como en las liquidaciones de excedentes mediante la visualización del estado de la tensión por condiciones de generación en AGPE.

El OR debe garantizar que los AGPE en su proceso de control de tensión, no modifiquen las tensiones de operación del sistema sin autorización o instrucción del OR. Asimismo previo a la puesta en servicio de la planta AGPE, debe definir los rangos operativos mínimos y máximos en cuanto a tensión, factor de potencia y frecuencia y supervisar que la planta se mantenga dentro de los mismos [38].

5.3.4 Manuales de operación

Los OR tendrán que implementar manuales operativos y procedimientos de operación acorde con los requerimientos del control, regulación de tensión y límites operativos en el SDL para coordinar la generación inyectada a la red y sus efectos, en los AGPE. Lo anterior acorde con lo estipulado para plantas mayores a 1 MW [39] y deberá extrapolarse a nivel de tensión 1.

5.3.5 Implementación de MDM soporte a Sistemas de operación y monitoreo del SDL en baja tensión

Los OR tendrán que implementar un MDM que permita validar las variables de tensión, corriente y transporte de energía y resultado de ello integrar estos elementos a los sistemas de operación y sistemas comerciales a efectos de validar la integridad de la operación y realizar adecuadamente las liquidaciones a las excepciones del cobro de transporte de energía reactiva.

Además, se debe fortalecer la teled medida mediante la implementación de un sistema de medición avanzada multivariable que permita sensor el efecto del control de tensión en los puntos de conexión de los AGPE y de su impacto en el sistema de distribución. Lo anterior para tener debidamente monitoreado y coordinado entre el OR y el AGPE el control automático de tensión, según lo solicitado por la regulación.

5.3.6 Capacidad operativa de los OR

Los OR tendrán que ampliar su capacidad en brigadas operativas para garantizar atención de daños causados por variaciones en el perfil de tensión ante aumento de energía reactiva en el sistema y variaciones de la demanda, al igual que tener consolidado y verificado el registro de eventos.

Adicionalmente, requerirán capacidad operativa en brigadas operativas para garantizar la verificación y puesta en servicio de los sistemas de control de tensión, en los AGPE, considerando parámetros de programación, parametrización y revisión. Esto implicará la formación y capacitación de brigadas especializadas en sistemas de generación AGPE.

5.3.7 Coordinación de mantenimientos de los AGPE con el OR

Los OR deberán establecer el control y supervisión de la red y planificar consignas de conexión y desconexión de plantas AGPE cuando estas presenten requerimientos de desconexión

para atender mantenimientos en el sistema de generación. Lo anterior para planificar cambios en el perfil de tensión dado el aporte al control de tensión que realiza la planta AGPE y garantizar que no se presenten afectaciones en los demás usuarios asociados al circuito.

5.3.8 Implementación de un sistema de medición avanzada con equipos de medida que permitan el censo y medición multivariable y multi-periódico

Los OR deberán implementar un sistema de medición avanzada que permita sensar en periodos, el estado de las variables de operación, entre ellas corrientes y tensiones, con el fin de validar estado de cargabilidad de la red para su adecuada coordinación de protecciones y el estado del perfil de tensión. Lo anterior, dado a que ante intermitencias en el ingreso y salida de AGPE, no impacten el perfil de tensión [40]. Esto impacta además de la operación, en el planeamiento del diseño de redes de distribución en nivel de tensión 1, donde la capacidad de atención de la demanda de clientes no solo se deberá considerar la regulación de tensión de diseño, sino también la capacidad de transporte de energía excedente entregada a la red.

5.4 Impactos normativos

En la identificación de impactos normativos, se consideraron elementos a tener en cuenta dentro del análisis de impactos del transporte de energía reactiva en AGPE, como lo es el establecimiento de requisitos de productos en procesos de certificación y fortalecimiento de las normas técnicas colombianas asociadas al diseño de instalaciones eléctricas que consideren cargas no lineales y el dimensionamiento de su compensación. Asimismo, se relacionan los impactos en los OR en cuanto a su normatividad y relación con los usuarios.

5.4.1 *Requisitos de productos*

Se deberán exigir especificaciones técnicas validadas por entes de certificación, de la idoneidad de equipos que cumplan con la característica del control de tensión, considerando pruebas en fabrica, pruebas en sitio, para los sistemas de control de generación y sistemas de medición [41].

5.4.2 *Normas técnicas y CCU de los OR*

Los OR deberán modificar o ajustar sus normas técnicas de sistemas de autogeneración al igual que los contratos de condiciones uniformes, en el cual consideren las excepciones de cobro de energía reactiva por la aplicabilidad de la función del control de tensión por parte del AGPE. Además, deberá ser claro en sus procedimientos, el método y los soportes correspondientes para la validación y supervisión de la funcionalidad del control de tensión en los AGPE, junto con sus procedimientos de configuración, ajuste y puesta en servicio.

5.4.3 *Normas técnicas ICONTEC*

Debido a que la NTC:2050, en el dimensionamiento de elementos para el diseño de instalaciones eléctricas residenciales y comerciales, solamente considera la potencia activa diversificada según el tipo de consumo y tipo de carga resistiva a atender, surge la necesidad que se incluyan elementos para que el diseño de instalaciones eléctricas sea más integral e incluya la potencia no activa dentro de los lineamientos del diseño. Lo anterior, debido al incremento de las cargas no lineales en los usuario residenciales o comerciales en nivel de tensión 1, donde dichas cargas al no ser debidamente compensadas, al instalar una medida bidireccional, se evidenciará el transporte de energía reactiva la cual tendrá el componente de penalización.

Por otra parte, en cuanto a normativa asociada a medición, la guía técnica GTC 300 ha sido actualizada en 2022 considerando en la parametrización de canales, los cuadrantes de energía reactiva inductiva y capacitiva importada y exportada, en concordancia con los flujos bidireccionales en AGPE y en cargas que tengan en su diseño componentes de energía no activa.

5.5 Impactos financieros

En cuanto a impactos financieros, a continuación, se relacionan los impactos identificados hacia los usuarios del SDL de NT1 que optan por migrar a ser AGPE y presentan penalización por el cobro de energía reactiva, así como los impactos financieros que tendría el OR para la operación y supervisión en AGPE con transporte de energía reactiva. Finalmente, se consideran impactos sobre el gremio del sector eléctrico

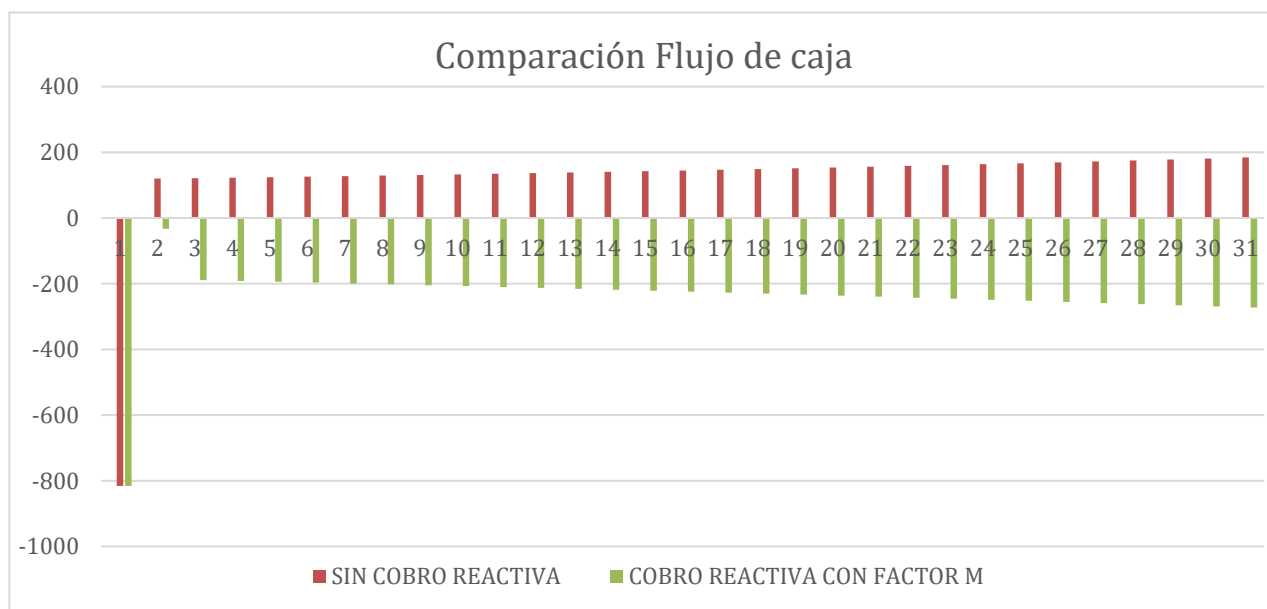
5.5.1 Impactos financieros hacia los usuarios

La implementación de un sistema de AGPE, viene asociado a un proyecto de inversión, con un costo de implementación y un retorno de inversión, basado en una evaluación financiera, cuyos ingresos están apalancados en la venta de excedentes de energía y en los costos evitados por consumo de energía.

Posteriormente, considerando la penalización por transporte de energía reactiva, el modelo de retorno de inversión se ve impactado, como se muestra en la Figura 6.

Figura 6

Flujo de caja de proyectos AGPE con cobro de energía reactiva.



En la Tabla 13 se presenta los resultados de la evaluación financiera considerando la penalización por transporte de energía reactiva.

Tabla 13

Resultado de evaluación financiera de proyecto AGPE con energía reactiva

Caso	VPN	B/C	TIR
Sin cobro de Energía reactiva	\$ 576.176.391	1,31	12,20%
Con cobro de Energía reactiva con factor M	-\$ 2.833.904.046	-1,87	-

En el análisis presentado en la Tabla 13, se considera un proyecto típico de AGPE de 156 kWp, para un usuario residencial de nivel de tensión 1. Se refleja que, con los costos de inversión y el retorno de inversión esperado por venta de excedentes de energía, el proyecto es viable, sin

embargo, al asumir costos de penalización por transporte de energía reactiva, el proyecto no tiene cierre financiero.

5.5.2 Impactos financieros hacia los OR

Los OR requerirán prever el aumento en su AOM al tener que implementar brigadas operativas especializadas en medida especial y generación AGPE, considerando la capacitación, herramientas y certificaciones correspondientes, ya que el OR deberá garantizar la correcta parametrización, pruebas, puesta en servicio de los sistemas AGPE para garantizar que la excepción de control de tensión técnicamente funcione y se mantenga.

Ahora bien, se presentaría impactos financieros en inversiones no reconocidas como unidades constructivas en su plan de inversiones, asociado a inversiones en los sistemas SCADA y en un centro de gestión de la medida CGM, al igual que inversiones en integraciones en medición avanzada y teledadida en los AGPE con el fin de tener herramientas para realizar la supervisión y control de la red.

5.5.3 Impactos en el gremio de servicios

La aplicación de la excepción del cobro de energía reactiva asociado a la funcionalidad del control de tensión promueve la oportunidad de continuar con la masificación de los AGPE en los SDL. Sin embargo, ampliaría la necesidad operativa tanto de los OR como del sector contratista, para la validación en campo, configuración y seguimiento del estado del estatismo de control de tensión en las plantas de generación.

5.6 Matriz DOFA de impactos

A continuación, en la Figura 7, se presenta una matriz DOFA que consolida las principales debilidades, oportunidades, fortalezas y amenazas, resultado de la identificación de disposiciones e impactos asociados al transporte de energía reactiva en usuarios AGPE fotovoltaicos.

Figura 7

Matriz DOFA impactos del transporte de energía no activa en AGPE



5.6.1 Debilidades

Actualmente los OR no cuentan con supervisión en tiempo real de todas las variables eléctricas en NT1, excepto en clientes destacados telemedidos o en puntos de control en transformadores de distribución con macromedición con perfil telemedido y en redes donde se desarrollen pilotos de implementación de medida AMI. Esta condición implica que los OR no tendrían actualmente la capacidad operativa para maniobrar y validar en tiempo real el estado de la red en NT1 con el ingreso masivo de AGPE.

Asimismo, los OR que no cuenten en su matriz de servicios la venta de servicios de sistemas de generación, no cuentan con la experiencia en diseño, instalación, puesta en servicio, operación y mantenimiento de sistemas AGPE lo cual impediría realizar una supervisión y validación del estado de los AGPE. A su vez, el aumento de costos operativos para atención en campo de puesta

en servicio y operación de sistemas AGPE por parte del OR, requiere la remuneración vía tarifa o ser trasladada al usuario con el fin de que no se aumente el valor de AOM en el OR.

En cuanto al componente regulatorio, se identifica como debilidad que los análisis técnicos realizados como soporte para la definición del macro regulatorio en energía reactiva, no haya considerado el término “*potencia no activa*” ya que consigo se tendría en cuenta los impactos asociados a las cargas no lineales, las cuales requieren otro tipo de sistemas de compensación tanto en potencia como en forma de onda y armónicos, ya que este tipo de cargas se encuentran en masificación en usuarios residenciales, comerciales e industriales en NT1.

Finalmente, se identifica como debilidad adicional, la expedición de decretos y lineamientos gubernamentales sin contar con bases técnicas explícitas no permite definir reglas claras para la operación e interacción entre AGPE y OR.

5.6.2 Oportunidades

La interacción AGPE – OR para validar los requisitos de operación en NT1, apalanca la introducción de sistemas de supervisión en la red como lo es la medición avanzada y su despliegue en los OR de sistemas de gestión de la medición y sistemas de operación del sistema, aportando beneficios adicionales en detección de eventos, en gestión de información del SDL y oportunidad de gestión en mantenimiento, corte y reconexión en los demás usuarios asociados.

Adicionalmente, permite motivar la actualización en certificaciones de productos, actualización de acreditación de competencias de certificación en el sector eléctrico al incluir instalaciones y equipos de operación y control de AGPE dentro del alcance de reglamentos y normas técnicas, dando un valor agregado en el sector.

Adicionalmente, ante nuevos requerimientos de diseño de instalaciones eléctricas en NT1, se motiva la oportunidad para que se desarrollen elementos de compensación de reactivos a pequeña

escala en usuarios del SDL, que se implementen controles en el diseño de equipos que contengan cargas no lineales y cargas con incidencia en energía reactiva, que cuenten con compensación propia ante estos efectos en la red.

5.6.3 Fortalezas

Se evidencia que en el sector se cuenta con asociatividad y organización en el gremio de AGPE y en el gremio de OR lo cual permite la construcción de acuerdos y apalancamiento de acciones técnicas para la masificación de los AGPE en el SDL. Asimismo, el gremio promotor de AGPE ha avanzado en profesionalización y certificación que permite la mejora continua y exposición de lecciones aprendidas.

Igualmente, por parte de los OR han avanzado en estandarizar la atención de solicitudes de conexión al igual que han incursionado como promotores de AGPE por lo cual genera mas competencias en el sector. Asimismo, los OR en atención a las señales regulatorias, han desarrollado sus pruebas de concepto para avanzar en la implementación y despliegue de medición avanzada e implementación de sistemas de gestión de la medición que permita tener herramientas tecnológicas para la supervisión y gestión del SDL.

5.6.4 Amenazas

La aplicación de penalizaciones en los AGPE asociado al transporte de energía reactiva presenta una amenaza en la desincentivación de estas plantas de generación y de la transición energética misma, dado que no cerrarían financieramente los proyectos de AGPE.

Por parte de los OR, al no tener sistemas SCADA robustos, sistemas de gestión de medida y sistemas de medición avanzada no contarían con la capacidad de gestionar en NT1 el impacto asociado en tensiones, cargabilidad, factores de potencia y continuidad del servicio, por eventos que se generen por los AGPE, al igual que para validar las excepciones de facturación asociadas

al control de tensión. Esto conlleva a que desde los OR realicen inversiones para fortalecer estos sistemas y que las mismas no se vean reflejadas en remuneración por parte de la CREG, impactando en la rentabilidad de la actividad de distribución y comercialización de energía.

Finalmente, continuar con la emisión de decretos o lineamientos estatales y gubernamentales generando tanto excepciones como cobros asociados a la actividad de AGPE, sin considerar criterios técnicos de operación, presentaría amenaza para la calidad y continuidad del servicio en NT1 ya que no se tendrían reglas claras para la operación en el SDL.

Por otra parte, en la aprobación por parte de los OR de factibilidad de conexión de cargas que se conectan al SDL en usuarios residenciales y comerciales en NT1, no se cuenta con controles y supervisiones específicos adicionales a la interventoría al diseño, medición y facturación, ante la entrada en operación de cargas no lineales o a cargas que tengan incluida la compensación del factor de potencia [42]. Esta condición permite que se conecten a la red cargas con incidencia en el transporte de energía reactiva.

6 Conclusiones

El presente documento ha alcanzado con éxito el cumplimiento de los objetivos planteados en el plan de trabajo esta monografía, donde se logró realizar una exhaustiva identificación de disposiciones técnicas, financieras, regulatorias, reglamentarias y normativas, junto con la consolidación de los potenciales impactos generados en el sector eléctrico, debido al transporte de energía reactiva en AGPE en el SDL en NT1. Dicha identificación de disposiciones permite generar un marco de análisis y de referencia que permita evaluar de manera integral los posibles efectos y desafíos con que se enfrente el sector eléctrico ante la masificación de los AGPE y contribuyan al avance tecnológico y a motivar la transición energética en el país.

En cuanto a los tópicos identificados, se encontró que en los sistemas de AGPE se tiene como elemento de apalancamiento para su desarrollo, el retorno a la inversión por la venta de excedentes y la disminución en costos evitados del consumo de energía eléctrica tomada de la red de distribución. Sin embargo, su implementación representa tener en cuenta disposiciones asociadas a la calidad del servicio, a la interacción con otros usuarios, responsabilidades de operación y supervisión con el OR y requerimientos regulatorios.

Dentro de los requerimientos regulatorios se encuentran establecidos elementos asociados al transporte de energía reactiva, la cual es penalizada por sus efectos en la red de distribución, sin embargo, no se consideran aun elementos de penalización sobre cargas no lineales y efectos en la potencia no activa. Asimismo, al aplicar al modelo de AGPE con venta de excedentes, un usuario de nivel de tensión 1, cambia su sistema de medición a bidireccional, el cual inicia a registrar variables que con la medida anterior no registraba, tales como energía reactiva capacitiva de sus cargas RLC y RC junto con la energía capacitiva generada por el inversor para lograr compensar el factor de potencia en la instalación. Dicho transporte de energía reactiva registrado en el medidor

del AGPE generó que se cobrara la penalización de energía reactiva, impactando la rentabilidad de los proyectos de AGPE.

Esta coyuntura derivó en revisiones normativas, en emisión de conceptos CREG, en propuestas de modificaciones de resoluciones, y en emisiones de decretos gubernamentales, con el fin de generar condiciones para permitir la ampliación de cobertura de AGPE en el SDL. Sin embargo, la excepción general al cobro de penalización por transporte de energía reactiva en AGPE, potencia la oportunidad de desarrollar ajustes normativos y técnicos, regulatorios para continuar con la operación de los AGPE y avanzar hacia la transición energética, la medición avanzada y la mejora de la prestación del servicio de energía. Asimismo, se genera la oportunidad que desde los ámbitos regulatorios y técnicos, se consideren controles adicionales a los efectos de la energía reactiva y a la energía no activa dado el aumento de cargas con componentes no lineales en los sistemas de distribución en usuarios de NT1, dado que estas por sus efectos requieren un diseño y una estructura de compensación de estos efectos que abarque los impactos no solo de la energía reactiva sino de los efectos de distorsiones armónicas.

Referencias bibliográficas

- [1] W. Medina, “Tecnologías de Infraestructura de Medición Avanzada para sistemas eléctrico de distribución urbanos y rurales”, en *Primer Ciclo Internacional de Webinars Sobre Eficiencia Energética en Hogares y Sistemas de Medición Inteligente y Prepago*, Perú: Energising development, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.ende.bo/public/publicaciones/pdf/03-ami-experiencias-peru-250520-.pdf>
- [2] R. Gomez Calvet y J. Martinez Duarte, “Current Trends in Energy and Sustainability 2017 Edition”, *Symp. Energy Sustain. XXXVI Biennial. Spanish R. Phys. Soc.*, 2017.
- [3] “IEC 60050 - Vocabulario electrotécnico internacional - Detalles para el número IEV 131-11-43: ‘potencia no activa’”, International Electrotechnical Commission IEC. Consultado: el 16 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=131-11-43>
- [4] International Electrotechnical Commission IEC, “IEC 60050 - International Electrotechnical Vocabulary - Details for IEV number 601-01-20: ‘reactive energy’”, 1985. Consultado: el 16 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=601-01-20>
- [5] F. D. Moya Chaves, “Estudio del marco para regulación de energía reactiva en Colombia: Modelo de simulación de mercados”, Universidad de los andes, 2005.
- [6] A. Rodrigues Hernandez, *Circular CREG 087 de 2010- Gestión del flujo de potencia reactiva*. Bogotá D.C.: Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2010.
- [7] Circutor - INPEL S.A., “Generador estático de reactiva”. Consultado: el 3 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://circutor.com/productos/compensacion-de-energia-reactiva-y-filtrado-de-armonicos/generador-estatico-de-reactiva/product/R4P4MA./>
- [8] D. Borges y V. Leon, “Evolución y desarrollo de los dispositivos compensadores de potencia reactiva”, *Ing. Energética*, 2005, [En línea]. Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=329127736010>
- [9] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Artículo 8. Requisitos generales de los sistemas de medición”, en *Resolucion CREG 038 de 2014*, Ministerio de Minas y Energía, Ed., Bogota D.C., 2014.
- [10] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Artículo 19. Sistemas de medición para los AGPE y GD”, en *Resolución CREG 174 de 2021*, Ministerio de Minas y Energía, Ed., Bogotá D.C., 2021.
- [11] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación Icontec, “NTC 4569:2022 Equipos de medición de energía eléctrica. Requisitos particulares. Medidores estáticos de energía”, Bogotá D.C., 2022.
- [12] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación Icontec, “GTC 300:2022 Programación de medidores de energía eléctrica multifuncion”, Bogotá D.C., 2022.
- [13] IEEE, *IEEE Guide for Using IEEE Std 1547 for Interconnection of Energy Storage Distributed Energy Resources with Electric Power Systems*. 2022.
- [14] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Capítulo 12. Costos de transporte de energía reactiva”, en *Resolución CREG 015 de 2018*, Bogotá D.C., 2018. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.htm
- [15] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Resolución CREG 135 de 2021”.

- Bogotá D.C., 2021. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0135_2021.htm#0
- [16] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Resolución CREG 9 DE 1996”. Ministerio de Minas y Energía, Bogotá D.C., 1996. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0009_1996.htm
- [17] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Resolución CREG 70 de 1998”, *Diario Oficial No. 43.318 de 10 de junio de 1998*. Bogota D.C., 1998. Consultado: el 28 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0070_1998.htm
- [18] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Resolución CREG 101 011 de 2022”. Bogotá D.C., 2022. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-11_2022.htm#inicio
- [19] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Concepto CREG 2669 de 2023”. Bogotá D.C., 2023. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0002669_2023.htm
- [20] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Concepto CREG 3858 de 2021”. Ministerio de Minas y Energía, Bogotá D.C., 2021. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0003858_2021.htm#0
- [21] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Concepto CREG 355 de 2022”. Ministerio de Minas y Energía, Bogotá D.C., 2022. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0000355_2022.htm#0
- [22] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Concepto CREG 1119 de 2023”. Bogotá D.C., 2023. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0001119_2023.htm?resaltar=%22control+de+tensi%F3n%22
- [23] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Proyecto de resolución CREG 701 027 de 2022”. Bogotá D.C., 2022. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_701-27_2022.htm#0
- [24] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Resolucion CREG 101 001 de 2022”. Bogotá D.C., 2022. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-1_2022.htm
- [25] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Artículo 6 Estándares técnicos de disponibilidad en el sistema en el nivel de tensión 1.”, en *Resolución CREG 174 de 2021*, Bogotá D.C., 2021. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm
- [26] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Artículo 14. Contenido mínimo de los contratos de entrega o venta de excedentes de energía”, en *Resolución CREG 135 de 2021*, Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía, 2021. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0135_2021.htm

- #0
- [27] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Artículo 5. Funciones de los operadores de red para supervisión y coordinación”, en *Resolución CREG 101 011 de 2022*, Bogotá D.C., 2022. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-11_2022.htm#inicio
- [28] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Resolución CREG 101 035 de 2024”. Bogotá D.C., 2024. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Resolución_CREG_101_035_2024/
- [29] Congreso de la República de Colombia, “Ley 1715 de 2014”. Bogotá D.C., 2014. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_1715_2014.htm#INICIO
- [30] Alcaldía de Barranquilla, “Acuerdo 0006 de 2023”, en *Gaceta Distrital 1033 de 2023 Alcaldía de Barranquilla*, Barranquilla: Alcaldía de Barranquilla, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.barranquilla.gov.co/transparencia/normatividad/normativa-de-la-entidad/gaceta-distrital/gaceta-distrital-2023?#>
- [31] Congreso de la República de Colombia, “Artículo 2 - Finalidad de la ley”, en *Ley 1715 de 2014*, Bogotá D.C., 2014. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_1715_2014.htm#INICIO
- [32] Congreso de la República de Colombia, “Artículo 11. Incentivos a la generación de energía eléctrica con fuentes no convencionales y a la gestión eficiente de la energía.”, en *Ley 1715 de 2014*, Bogotá D.C., 2014. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_1715_2014.htm#INICIO
- [33] Ministerio de Minas y Energía, *Decreto 0929 de 2023*. República de Colombia, 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.minenergia.gov.co/documents/10237/DECRETO_0929_DEL_7_DE_JUNIO_DE_2023.pdf
- [34] Ministerio de Minas y Energía, “Artículo 1. Objeto”, en *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - Resolución 9 0708 de Agosto 30 de 2013*, Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía, 2013. [En línea]. Disponible en: https://www.minenergia.gov.co/documents/3809/Anexo_General_del_RETIE_vigente_actualizado_a_2015-1.pdf
- [35] Compañía Energética de Occidente SA ESP, *Contrato de condiciones uniformes CEO S.A. E.S.P. Popayán.*, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ceoesp.com.co/documents/1115535/3493652/CCU+MODIFICACIONES+22+de+Enero+de+2023.pdf>
- [36] L. Quintero B., “Análisis de impacto regulatorio Resolución CREG 101 001 de 2022”, Universidad Externado de Colombia, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://bdigital.uexternado.edu.co/server/api/core/bitstreams/9990d85a-3ffa-463b-9290-7a7e9d02e2d7/content>
- [37] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Artículo 7. Sistema de información de disponibilidad de red.”, en *Resolución CREG 174 de 2021*, Bogotá D.C., 2021. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm

- [38] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “12.3.1. Supervisión y coordinación de la operación”, en *Resolución CREG 101 011 de 2022*, Bogotá D.C., 2022.
- [39] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Artículo 8. Modificar el artículo 7 de la resolución CREG 148 de 2021”, en *Resolución CREG 101 011 de 2022*, Bogotá D.C., 2022. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-11_2022.htm#inicio
- [40] V. Corona Cruz, L. Ricalde Castellanos, B. Cruz Jimenez, y A. Razo Miranda, “Control de voltaje mediante inversores fotovoltaicos en redes eléctricas inteligentes.”, en *Memorias del XVI congreso latinoamericano de control automático, CLCA 2014*, Cancún, Mexico., 2014.
- [41] Ministerio de Minas y Energía, “Capítulo 3. Requisitos de Productos”, en *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - Resolución 9 0708 de Agosto 30 de 2013*, 2013a ed., Bogotá D.C., 2013, pp. 85–137. [En línea]. Disponible en: https://www.minenergia.gov.co/documents/3809/Anexo_General_del_RETIE_vigente_actualizado_a_2015-1.pdf
- [42] CHEC S.A. E.S.P., Reglas de vinculación de clientes servicio de energía eléctrica. Manizales, Caldas, 2021. [En línea]. Disponible en: https://almeras3filetemp.s3.amazonaws.com/sgichec/portal/Reglas_OR_CHEC.pdf?X-Amz-Content-Sha256=UNSIGNED-PAYLOAD&X-Amz-Security-Token=IQoJb3JpZ2luX2VjEFIaCXVzLWVhc3QtMSJHMEUCIQDI2ye%2F5ZFqi174qk yYoyHNDM6Iha6w%2FcGVGypxpuOeQwIgaAw7BefHPM1MXGswBCP3SfjmXquUu
- [43] N. Muñoz Galeano, J. Lopez Lezama, y E. Rivas Trujillo, “Análisis detallado del Standard IEEE 1459-2010 para sistemas eléctricos monofásicos lineales y no lineales”, *Rev. Vínculos - Univ. Dist. Fr. Jose Caldas*, 2019, [En línea]. Disponible en: <https://revistas.udistrital.edu.co/index.php/vinculos/article/view/16661/15912>
- [44] P. I. Kotkoff Villegas, “Compensación de reactivos en presencia de cargas no lineales”, Instituto Tecnológico y de estudios superiores de Monterrey, 2005.