Unidad de Planeación
Minero Energética

COMUNIDADES ENERGÉTICAS

Análisis para la definición del límite máximo de **potencia y dispersión de la autogeneración colectiva y generación distribuida colectiva**

Documento de discusión

Octubre de 2024

República De Colombia
Ministerio De Minas Y Energía
Unidad De Planeación Minero Energética – **UPME**

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME

Carlos Adrián Correa Flórez
Director General

Autores:

Manuel Peña Suarez
Jefe de la Oficina de Gestión de Proyectos de Fondos

Dora Castaño Ramírez
Oscar Eduardo Escobar
Profesionales especializados, Oficina de Gestión de Proyectos de Fondos

Colaboradores:

Johanna Castellanos Arias
Subdirectora de Gestión de la Información
Maximiliano Bueno López
Paola Andrea Zambrano
Asesores de dirección

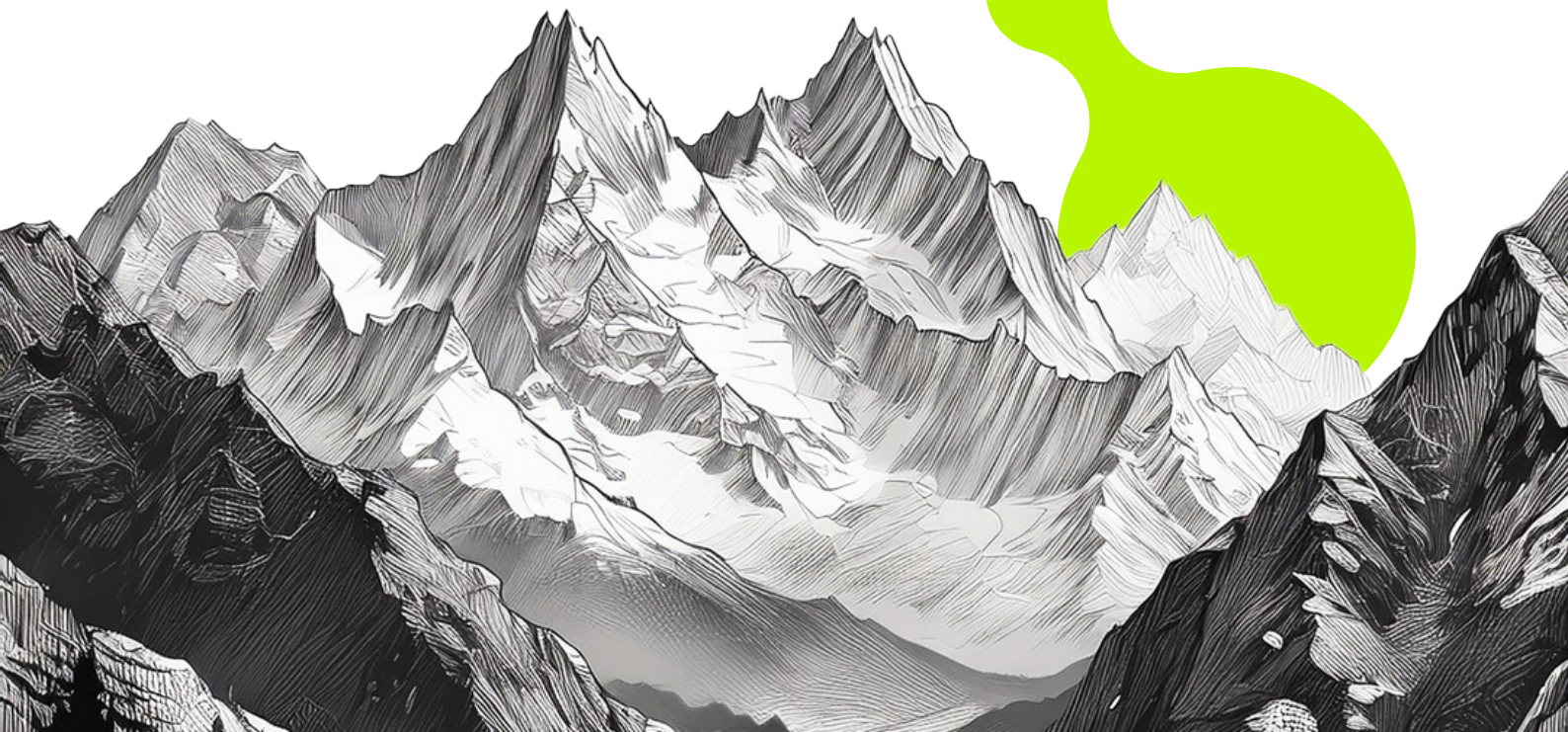
Comunicaciones:

Linda Cárdenas Ramírez
Asesora de Comunicaciones

María Fernanda Corredor Benavides
Diseño y diagramación

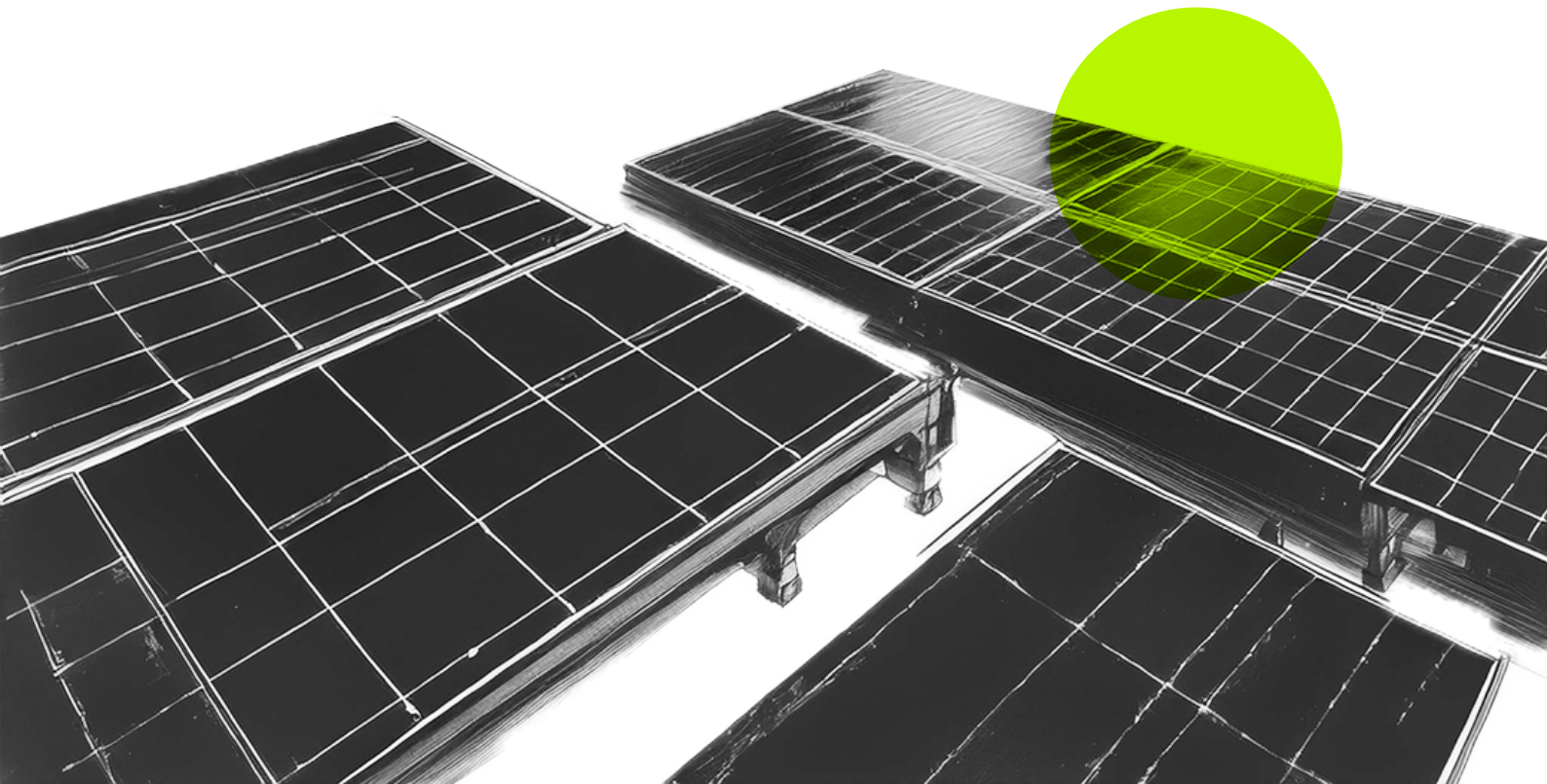
Unidad de Planeación Minero Energética

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME
30 años



Contenido

ÍNDICE DE TABLAS 4
ÍNDICE DE FIGURAS 5
GLOSARIO Y SIGLAS 6
INTRODUCCIÓN 7
1. REFERENTE INTERNACIONAL 8
2. NORMATIVA NACIONAL 11
3. CONTEXTO HISTÓRICO NACIONAL 14
4. LÍMITES DE POTENCIA Y DISPERSIÓN 18
4.1 Análisis Estadístico de Consumos 19
Sector Industrial 22
Resumen sectores 24
4.2 Análisis Espacial 25
5. PROPUESTA DE CRITERIOS PARA EL LÍMITE MÁXIMO DE POTENCIA Y DISPERSIÓN DE AGRC Y GDC 29
6. LIMITACIONES DEL ANÁLISIS DE ESTA PROPUESTA 30
BIBLIOGRAFÍA 31



Índice de tablas

Tabla 1. Referentes internacionales sobre límite de capacidad y dispersión.....10

Tabla 2. Registro de Proyectos 2020-2024.....15

Tabla 3. Capacidad instalada acumulada de las principales FNCER, 2014 - 2023 [GW].19

Tabla 4. Consumo de energía eléctrica 2023 [GWh/año] y número de usuarios a diciembre de 2023 por sector de consumo en el SIN.....20

Tabla 5. Municipios con usuarios industriales por NT, con los mayores consumos de energía eléctrica promedios típicos en el año 2023 y SSFV con capacidad de cubrir el 100%, 50% y 35% de dicho consumo.....23

Tabla 6. Consumos de energía eléctrica promedios año 2023, por nivel de tensión y SSFV con capacidad de cubrir el 100%, 50% y 35% de dicho consumo. 24

Tabla 7. Registro de transformadores del SDL 27

Tabla 8. Datos promedios al intersectar los transformados en los polígonos de municipios...27

Tabla 9. Promedios de potencia por porcentaje de penetración [MW] 28

Índice de figuras

Figura 1. Proyectos instalados 2020-2024 14

Figura 2. Histograma capacidad generación AG, GD, AGPE, PM [MW]....15

Figura 3. Histograma capacidad de generación, registro de proyectos [MW] 16

Figura 4. Potencia acumulada proyectos menores a 5MW, periodo 2020 - feb 2024 17

Figura 5. Potencia acumulada proyectos mayores a 5MW, periodo 2020 - feb 2024 17

Figura 6. Histograma capacidad de generación ZNI [KW]....17

Figura 7. Capacidad instalada ZNI por departamentos [KW] 18

Figura 8. Tendencias y proyecciones por fuente de generación de energía a nivel global. (a) Capacidad instalada de FNCER en el año 2024 (IRENA). (b) Proyección de capacidad eléctrica por fuente de generación 2010 – 2027 (IEA). 19

Figura 9. Porcentaje de consumo de energía eléctrica y porcentaje de usuarios registrados. Diciembre de 2023 por sector....21

Figura 10. Mapa del promedio multianual de radiación solar de Colombia. 21

Figura 11. Cantidad de empresas industriales por municipio. 22

Figura 12. Niveles de concentración industrial por municipio....22

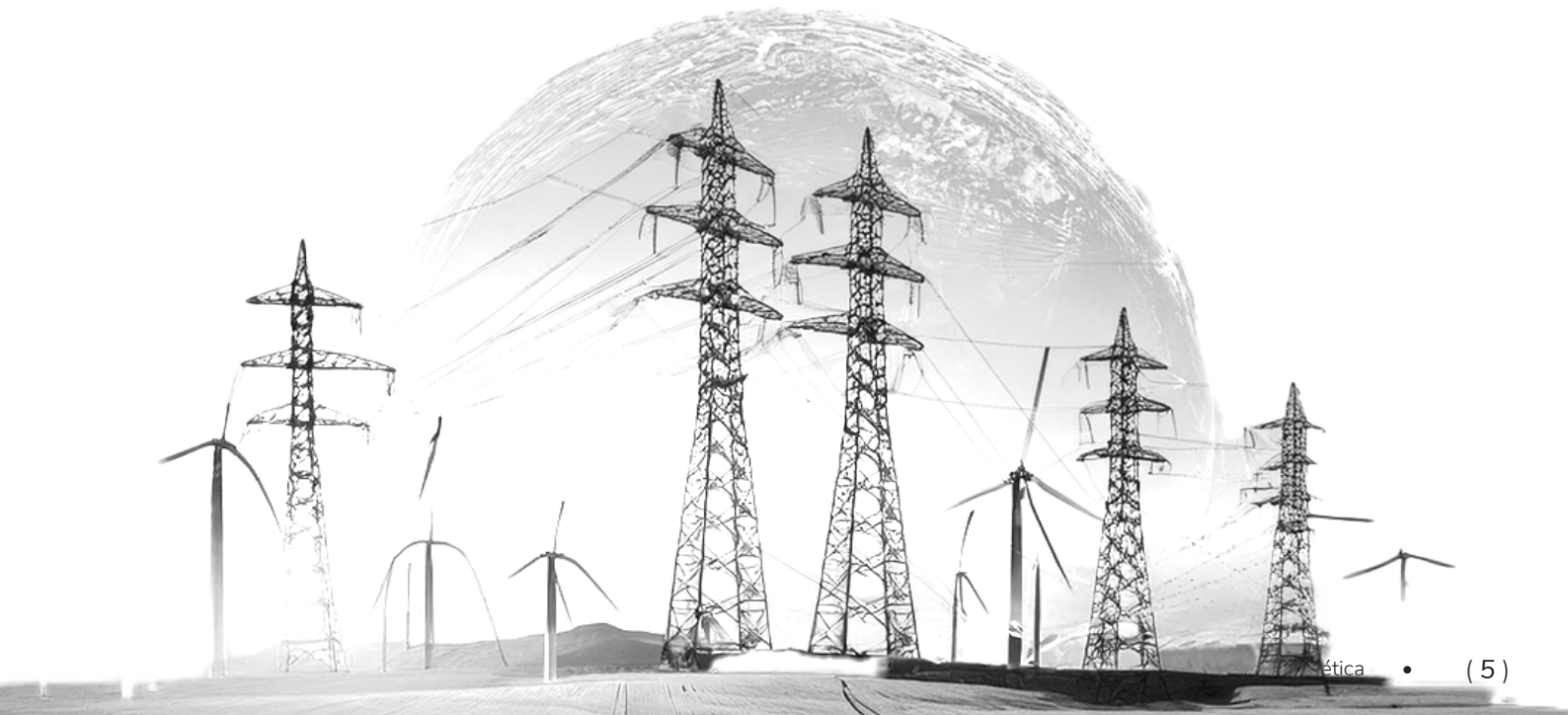
Figura 13. Diagramas de cajas y bigotes solo con datos típicos por consumo promedio [kWh/año] por usuario industrial en los niveles de tensión: (a) NT1, (b) NT2 y (c) NT3.....23

Figura 14. Densidad de viviendas [viv/km²]....26

Figura 15. Distribución de municipios por rangos de densidad de viviendas [viv/km2]....26

Figura 16. Transformadores SDL, dic.2018....26

Figura 17. Resultados promedios al variar la potencia por usuario 28



Glosario y siglas

Autogenerador colectivo (AGRC): Usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos que constituyen una comunidad energética para desarrollar la actividad de autogeneración colectiva.

CER: Comunidad Energética Renovable

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

CNM: Centro Nacional de Monitoreo.

FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

Generación Distribuida Colectiva (GDC): Es la producción de energía eléctrica realizada por la comunidad energética, cerca de los centros de consumo, conectada a un sistema de distribución local (SDL) o a una microrred. La entrega de la energía al Sistema de Distribución Local (SDL) se rige bajo la regulación que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)[1], para tal fin, dentro del plazo de tres (3) meses siguientes a la expedición del presente decreto.

IPSE: Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas - IPSE

Límite máximo de potencia: Límite de potencia instalada, establecido por la Unidad de Planeación Minero-Energética -UPME, para un autogenerador colectivo y un generador distribuido colectivo.

MME: Ministerio de Minas y Energía.

Marco Geoestadístico Nacional -MGN: Es un sistema para referenciar la información estadística a su localización geográfica. Está constituido por áreas geoestadísticas (departamentos, municipios, cabeceras municipales, centros poblados, rural disperso, entre otras), delimitadas principalmente por accidentes naturales y culturales, identificables en terreno y su respectiva codificación

Mercado de comercialización: Conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local, servido por un mismo operador de red, y los conectados al sistema de transmisión nacional del área de influencia del respectivo operador de red.

REC: Renewable Energy Certificates (por sus siglas en ingles)

SSFV: Sistema Solar Fotovoltaico.

Sección rural: división cartográfica creada por el DANE para fines estadísticos. Corresponde en promedio a extensiones geográficas de 20 kilómetros cuadrados, cuyas áreas se encuentran delimitadas por límites político-administrativos, así como por elementos naturales y culturales del paisaje.

Sección urbana: división cartográfica creada por el DANE para fines estadísticos. En la mayoría de los casos, contiene o agrupa un promedio de 20 a 22 manzanas, contiguas y pertenecientes al mismo sector urbano.

UE: Unión Europea

UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

SDL: Sistema de Distribución Local.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

SUI: Sistema único de información.

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

ZNI: Zonas no Interconectadas

1 PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG No.701 051 DE 2024, https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_701_051_2024/

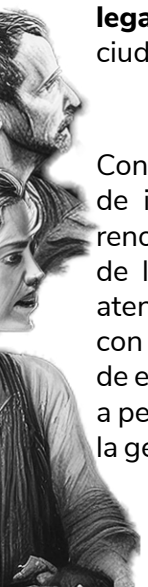
Introducción

La evolución del panorama energético global, impulsada por las nuevas tecnologías, ha propiciado una reconfiguración en la gestión, operación y prestación de servicios públicos, especialmente en el sector eléctrico. La transición hacia fuentes de generación sostenibles, como la energía solar, eólica, hidrógeno, biomasa, geotermia, entre otras, ha marcado un hito crucial en la búsqueda de soluciones ambientalmente responsables y económicamente viables.

En este contexto, el fenómeno de las comunidades energéticas se crea como un instrumento jurídico innovador con el potencial de empoderar a los ciudadanos y redefinir su papel en la cadena energética. Este cambio paradigmático, evidenciado en la transformación de consumidores pasivos a consumidores activos, demuestra que la participación ciudadana puede ser clave en la mitigación de desafíos globales como el cambio climático, la contaminación y la sostenibilidad ambiental.

Las comunidades energéticas, al posibilitar la gestión, producción y consumo participativo de energía, ofrecen una serie de beneficios significativos. Desde proveer servicios eléctricos locales y promover la eficiencia energética hasta impulsar el uso de fuentes de energía renovable, estas comunidades se erigen como agentes de cambio para el desarrollo sostenible. Además, al incentivar la participación democrática de los ciudadanos, contribuyen al fortalecimiento de las comunidades y a la creación de nuevas fuentes de ingreso.

En Colombia se ha dado **un paso significativo al integrar las comunidades energéticas en su marco legal,** reconociendo el papel crucial de la participación ciudadana en la transición energética.



Con la adopción de la ley 1715 de 2014, se declara de interés nacional la integración de las energías renovables al sector eléctrico, se redefine el papel de la autogeneración como de uso exclusivo para atender el consumo de un usuario al de uso principal con la posibilidad de entregar al sistema excedentes de energía. Se establece allí mismo la autogeneración a pequeña escala, la autogeneración de gran escala y la generación distribuida como nuevas actividades en la cadena del servicio, con condiciones regulatorias específicas de tal manera que se facilite su integración al sistema y dando, nuevos instrumentos que permiten la toma de decisiones por parte de la demanda. Es decir, una demanda más activa en el desarrollo de un mercado eficiente y competitivo.

En desarrollo de este mandato el MME expidió algunos decretos fijando: i) la política de simetría para la Autogeneración a Gran Escala - AGGE y ii) un tratamiento diferencial para la Autogeneración a Pequeña Escala -AGPE y Generación Distribuida -GD. Lo cual fue interpretado y desarrollado en el actual marco regulatorio expedido por la CREG[2]. A su vez la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME expidió la resolución por medio de la cual determinó la capacidad límite de Autogeneración a Pequeña Escala -AGPE[3].

Más recientemente, el gobierno toma la decisión de avanzar un poco más en este impulso de la participación y toma de decisiones considerando al consumidor final (demanda) y en la ley del Plan Nacional de Desarrollo – Ley 2499 de 2023, crea la figura de las Comunidades Energéticas, con el fin de permitir la asociación y unión de comunidades para aprovechar recursos energéticos locales y tener mejores condiciones de cobertura y eficiencia en el servicio a un precio más competitivo, y democratizar la generación en el sector eléctrico.

Específicamente, en el caso de la gestión de la demanda, los modelos de prestación basados en las nuevas tecnologías, permiten que los usuarios asuman un rol más activo, alejado de la actitud pasiva que ejercían como consumidor del recurso eléctrico; y, por el contrario, pueden desempeñarse como productores, consumidores y vendedores de excedentes de energía (prosumidores); con lo cual, además, contribuyen a mejorar las acciones ante las preocupaciones existentes en relación con el cambio climático, la contaminación, y la sostenibilidad medio ambiental.

2 RESOLUCIÓN 24 DE 2015, Resolución CREG 174 de 2021

3 RESOLUCIÓN UPME 281 DE 2015, https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_upme_0281_2015.htm

Con el propósito de encauzar dicha participación ciudadana, las comunidades energéticas se constituyen como uno de los nuevos instrumentos jurídicos idóneos para:

1. **Aprovechar recursos energéticos locales** con el propósito de tener un sistema energético más sostenible, eficiente y con mayor seguridad en el suministro.
2. Permitir a la demanda un rol más activo en la cadena de **atención del servicio de energía.**
3. **El acceso al servicio eléctrico de las poblaciones económicamente vulnerables** que, mediante esquemas de asociatividad colectiva, se hacen cargo de gestionar, producir, consumir, y, vender los excedentes, de su propia energía generada.
4. Participar efectivamente en el **uso eficiente de la energía.**

Democratizar la energía es el propósito central de la figura de las Comunidades Energéticas, incluida en el Plan Nacional de Desarrollo, al empoderar a las poblaciones económicamente vulnerables mediante esquemas de asociación colectiva, estas comunidades se erigen como instrumentos jurídicos clave para garantizar el acceso equitativo al servicio de energía eléctrica.

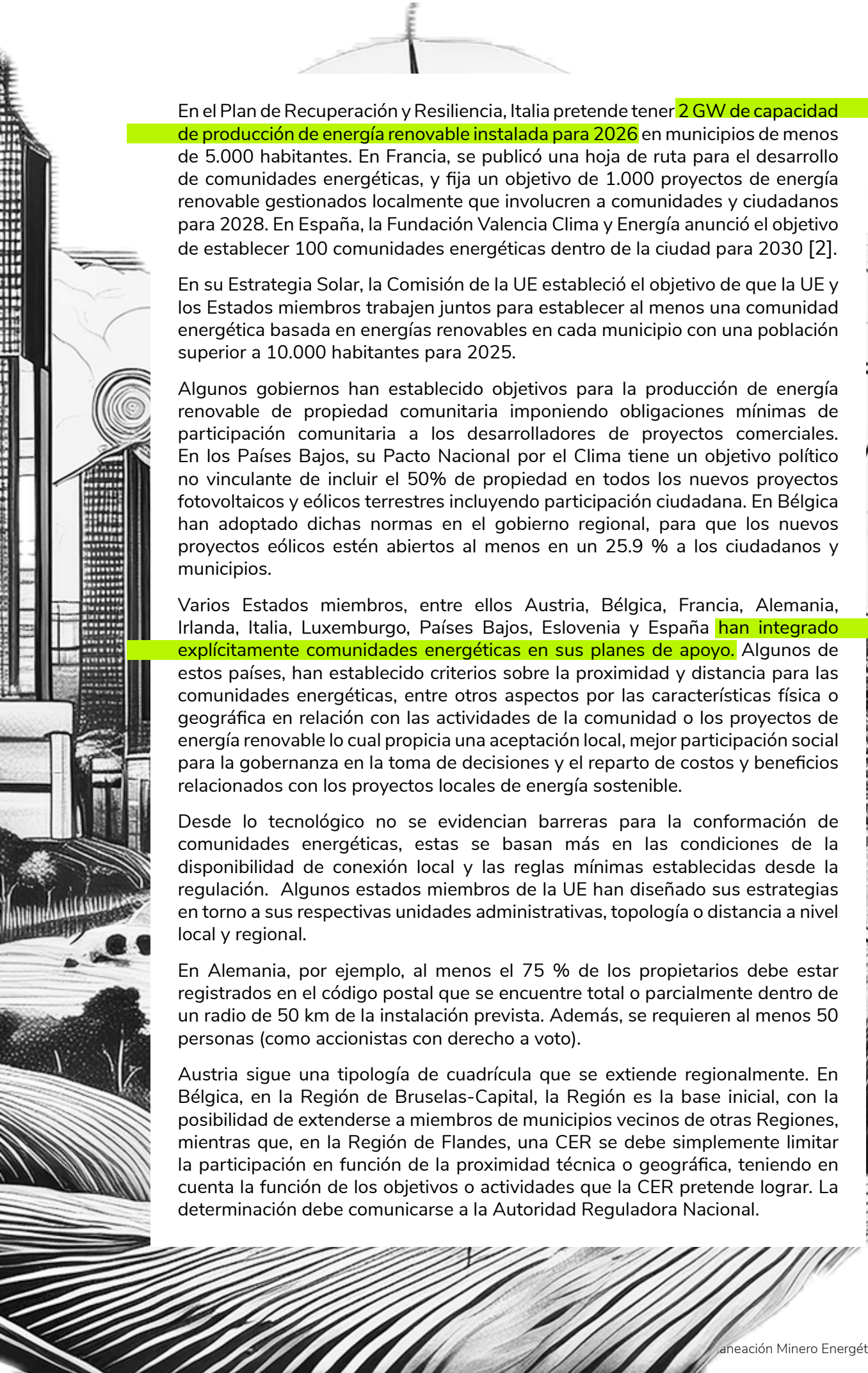
El presente documento técnico describe aspectos relevantes en la definición del límite máximo de potencia y dispersión para la Autogeneración Colectiva y Generación Distribuida Colectiva de las Comunidades Energéticas, puerta de entrada al desarrollo de este nuevo esquema en el sistema eléctrico nacional, este contiene información de la revisión internacional, avances en las políticas de comunidades energéticas, autogeneración colectiva y generación distribuida colectiva, se presenta una revisión normativa nacional y algunas estadísticas del Sistema Interconectado Nacional y de las Zonas No Interconectadas.

Posteriormente se hace un análisis de los consumos típicos de los usuarios clasificados por los sectores y niveles de tensión y análisis espaciales con escenarios de la probable penetración de la AGC y GDC a nivel municipal y residencial con fines de establecer unos criterios de límite de potencia y dispersión, finalmente se plantean las consideraciones que conllevan a proponer dichos límites de acuerdo con lo solicitado en la normatividad.

1. REFERENTE INTERNACIONAL

En el subsector de la energía eléctrica, la producción se ha concentrado en muy pocos actores, de tal forma que las comunidades energéticas o como se han denominado en Europa Comunidades de Energía Renovable (RECs), permiten transitar hacia un modelo más inclusivo y sostenible, razón por la cual muchos países han optado por modificar la normatividad existente y algunas políticas para favorecer el modelo de comunidades energéticas.

Hay un número creciente de países dentro y fuera de la Unión Europea -UE que han adoptado objetivos políticos relacionados con las comunidades energéticas. El primer país que fijó un objetivo energético comunitario explícito fue Escocia, este gobierno estableció un objetivo de 500 MW de capacidad de producción instalada de propiedad comunitaria o local para 2020, el objetivo se alcanzó rápidamente y el gobierno ha fijado 2GW para el 2030.



En el Plan de Recuperación y Resiliencia, Italia pretende tener 2 GW de capacidad de producción de energía renovable instalada para 2026 en municipios de menos de 5.000 habitantes. En Francia, se publicó una hoja de ruta para el desarrollo de comunidades energéticas, y fija un objetivo de 1.000 proyectos de energía renovable gestionados localmente que involucren a comunidades y ciudadanos para 2028. En España, la Fundación Valencia Clima y Energía anunció el objetivo de establecer 100 comunidades energéticas dentro de la ciudad para 2030 [2].

En su Estrategia Solar, la Comisión de la UE estableció el objetivo de que la UE y los Estados miembros trabajen juntos para establecer al menos una comunidad energética basada en energías renovables en cada municipio con una población superior a 10.000 habitantes para 2025.

Algunos gobiernos han establecido objetivos para la producción de energía renovable de propiedad comunitaria imponiendo obligaciones mínimas de participación comunitaria a los desarrolladores de proyectos comerciales. En los Países Bajos, su Pacto Nacional por el Clima tiene un objetivo político no vinculante de incluir el 50% de propiedad en todos los nuevos proyectos fotovoltaicos y eólicos terrestres incluyendo participación ciudadana. En Bélgica han adoptado dichas normas en el gobierno regional, para que los nuevos proyectos eólicos estén abiertos al menos en un 25.9 % a los ciudadanos y municipios.

Varios Estados miembros, entre ellos Austria, Bélgica, Francia, Alemania, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Países Bajos, Eslovenia y España han integrado explícitamente comunidades energéticas en sus planes de apoyo. Algunos de estos países, han establecido criterios sobre la proximidad y distancia para las comunidades energéticas, entre otros aspectos por las características física o geográfica en relación con las actividades de la comunidad o los proyectos de energía renovable lo cual propicia una aceptación local, mejor participación social para la gobernanza en la toma de decisiones y el reparto de costos y beneficios relacionados con los proyectos locales de energía sostenible.

Desde lo tecnológico no se evidencian barreras para la conformación de comunidades energéticas, estas se basan más en las condiciones de la disponibilidad de conexión local y las reglas mínimas establecidas desde la regulación. Algunos estados miembros de la UE han diseñado sus estrategias en torno a sus respectivas unidades administrativas, topología o distancia a nivel local y regional.

En Alemania, por ejemplo, al menos el 75 % de los propietarios debe estar registrados en el código postal que se encuentre total o parcialmente dentro de un radio de 50 km de la instalación prevista. Además, se requieren al menos 50 personas (como accionistas con derecho a voto).

Austria sigue una tipología de cuadrícula que se extiende regionalmente. En Bélgica, en la Región de Bruselas-Capital, la Región es la base inicial, con la posibilidad de extenderse a miembros de municipios vecinos de otras Regiones, mientras que, en la Región de Flandes, una CER se debe simplemente limitar la participación en función de la proximidad técnica o geográfica, teniendo en cuenta la función de los objetivos o actividades que la CER pretende lograr. La determinación debe comunicarse a la Autoridad Reguladora Nacional.

Por otra parte, Eslovaquia considera que se debe tener la residencia permanente o sede en el territorio de la unidad territorial superior en la que se poseen los equipos para la producción de electricidad renovable. Cuando existan múltiples instalaciones de producción, la mayoría de las instalaciones deberían estar ubicadas en esta área. Si no pudiera determinarse una unidad territorial superior conforme a lo anterior, se determinará según la sede de la CER.

Francia, por su parte, establece que se debe tener la residencia o ubicación en el departamento o departamento limítrofe donde se está implementando el proyecto (hay excepciones para departamentos que no tienen más de dos departamentos vecinos). También existen normas elaboradas para autoridades locales y para empresas con propiedad mayoritaria (directa e indirecta) de autoridades locales.

Irlanda ha propuesto otorgar autonomía a las CER para adoptar su propia interpretación de la "proximidad del proyecto renovable". Esta interpretación, así como la información sobre qué miembros pueden participar en el control, deben incluirse en sus documentos constitutivos. Al establecer los requisitos, el REC debe considerar las necesidades de la comunidad y las actividades que pretende realizar principalmente. La Comisión de Regulación de Servicios Públicos - CRU sugiere que, en áreas con una menor densidad de población, una comunidad puede tener una interpretación más amplia de "local" y puede optar por establecer requisitos de proximidad más amplios, extendiéndose al pueblo, ciudad, o condados.

Para Italia la delimitación está dada por la estación de media tensión. Y finalmente, en Lituania se da por la residencia en el municipio donde está prevista la construcción o instalación de la producción de energía o en otros ayuntamientos limítrofes con el municipio. Además, al menos el 51% de los votos en la junta general de accionistas deben pertenecer a accionistas que sean personas que vivan en las proximidades de la CER.

En la **Tabla 1** se presentan algunos referentes internacionales relacionados con la capacidad y dispersión establecidos para la incorporación de energías renovables al sistema y la participación de las comunidades en el desarrollo de éstas.

Tabla 1. Referentes internacionales sobre límite de capacidad y dispersión para una CER

País	Límite de capacidad	Límite de dispersión
Alemania		50 km
Grecia	3 MW	Existe la generación virtual. En la región de Atenas debido a su producción limitada, la proximidad geográfica se expanda a regiones vecinas.
Bélgica	No se especifica	Diferentes aproximaciones de acuerdo con sus regiones: - Bruselas: proximidad geográfica establecida a nivel de región por su limitado espacio para instalar energía renovable. - Wallonia: RECs pueden determinar la participación de sus miembros con base a la proximidad técnica y geográfica y dependiendo de los objetivos de la comunidad energética.
Francia	3 MW	2 km cuando son servidos por la misma subestación, se expande a 20 km cuando están situados en áreas de baja densidad.

Italia	< 200 kW (no es claro si por individuo o el total) previsto subirlo a 1 MW	El ámbito geográfico también ha evolucionado con el fin de evitar distinciones arbitrarias entre los hogares (por ejemplo, en lados opuestos de la misma calle) pueden participar en una iniciativa de intercambio de energía. Actualmente está a nivel de subestación secundaria (nivel de barrios), pero con cambios en proceso esperan expandirlo a subestación primaria (1 o 2 km)
España	100 kW (autoconsumo y simplificación de procesos) >100kW tiene cargos diferentes	Existen tres opciones: dentro de una circunferencia de 2 km (antes era de 500m), dentro de la misma subestación y dentro de la misma propiedad
Portugal	>30 kW	Depende del nivel de tensión: 2 km para tensión baja, 4 km media tensión, 10 km alta tensión y 20 km para extra alta tensión.
Finlandia	1 MW	
Brasil	5 MW	
México	0.5 MW	
Chile	9 MW y autoconsumo sin límite	

Fuente: 2023 Energy Communities Repository – Barriers and Action Drivers for the Development of Different Activities by Renewable and Citizen Energy Communities.

2. NORMATIVA NACIONAL

En primer lugar, procede referir que la democratización en la prestación del servicio de energía por parte de las comunidades ha sido un ejercicio que Colombia ha procurado desarrollar en la última década como estrategia para alcanzar los objetivos de universalización del servicio en las denominadas Zonas No Interconectadas – ZNI. No obstante, es igualmente importante señalar que las limitaciones en materia de tecnologías adaptables y su costo de implementación en áreas dispersas y de difícil acceso, condicionó en alto grado su sostenibilidad.

En la actualidad, el momento resulta propicio pues no solo se han desarrollado nuevas, diversas y más económicas tecnologías de generación con fuentes no convencionales de energía renovable, sino que, además, el país ha logrado desarrollar un marco normativo de base que las viabiliza y permite soportar su sostenibilidad desde el punto de vista financiero, con apoyo estatal y participación privada [1].

Estos avances, en su versión más reciente, propenden por empoderar aún más la participación no solo de usuarios en áreas urbanas sino de aquellas comunidades apartadas y con características socio culturales más diversas, con condiciones económicas de mayor vulnerabilidad y especiales limitaciones de acceso.

El Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 contenido en la Ley 2294 de 2023, "Colombia Potencia Mundial de la Vida", hace especial énfasis en la reorientación de las políticas establecidas para el sector energético, en especial, en las actividades que comprenden la cadena de valor del sector eléctrico. En este sector la búsqueda de nuevas fuentes de generación, que permitan la sustitución de los recursos tradicionales (fósiles), es un objetivo clave en la transición energética, que se ha iniciado en nuestro país. En este propósito, la Ley 2294, en el artículo 3º establece los 5 ejes de transformación del Plan Nacional, siendo el 4º, el de la Transformación productiva, internacionalización y acción climática, cuyo texto es el siguiente:

> *"4. Transformación productiva, internacionalización y acción climática. Apunta a la diversificación de las actividades productivas que aprovechen el capital natural y profundicen en el uso de energías limpias, que sean intensivas en conocimiento e innovación, que respeten y garanticen los derechos humanos, y que aporten a la construcción de la resiliencia ante los choques climáticos. Con ello, se espera una productividad que propicie el desarrollo sostenible y la competitividad del país, aumentando la riqueza al tiempo que es incluyente, dejando atrás de manera progresiva la dependencia de actividades extractivas y dando paso a una economía reindustrializada con nuevos sectores soportados en las potencialidades territoriales en armonía con la naturaleza".*

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), que pretenden "garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos"; propugnan por el mayor incremento del uso de la energía procedente de fuentes renovables, además de promover tecnologías de eficiencia energética.

El Objetivo de Desarrollo Sostenible ODS 7, señala metas para el acceso universal a la energía, el crecimiento de las energías renovables, la mejora en la eficiencia energética, la cooperación internacional en el desarrollo de infraestructura para la energía sostenible y la mejora tecnológica y la expansión de los sistemas energéticos.

El Plan Nacional de Desarrollo también promueve la **participación ciudadana en la vida pública**, en las decisiones que les atañen, en el mejoramiento de la vida de las comunidades, así como en la gestión, supervisión y control de los servicios públicos, con sujeción a los mandatos establecidos en la Constitución Política, que definen a Colombia como una "democracia participativa y pluralista".

Con fundamento en las normas constitucionales y legales que garantizan la participación ciudadana en el logro de sus fines e intereses comunes, el Plan Nacional de Desarrollo consagra en su artículo 235, inc. 25, las Comunidades Energéticas, como un instrumento, mediante el cual se promueve la colaboración ciudadana en la realización de las actividades de producción, comercialización y/o uso eficiente de la energía a través del uso de fuentes no convencionales de energía renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.

Como se enuncia a continuación: "Artículo 235. Modifíquese los numerales 10 y 23 y adiciónense los numerales 25 y 26 al artículo 5° de la Ley 1715 de 2014, así:

> Artículo 5°. Definiciones. (...) 25. Comunidades Energéticas. Los usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos podrán constituir Comunidades Energéticas para generar, comercializar y/o usar eficientemente la energía a través del uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER), combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos. Las Comunidades Energéticas podrán ser conformadas por personas naturales y/o jurídicas. En el caso de las personas naturales y de las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras que se constituyan como Comunidades Energéticas, podrán ser beneficiarias de recursos públicos para el financiamiento de inversión, operación y mantenimiento de infraestructura, con base en los criterios de focalización que defina el Ministerio de Minas y Energía. La infraestructura que se desarrolle con recursos públicos podrá cederse a título gratuito a las Comunidades Energéticas, en las condiciones que defina el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con las entidades competentes. Los parámetros de capacidad instalada, dispersión en áreas urbanas y en áreas rurales, y mecanismos de sostenibilidad serán definidos por el Ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

De acuerdo con el Decreto 2236 de 2023 “Por el cual se adiciona al Decreto 1073 de 2015 con el fin de reglamentar parcialmente el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 del Plan Nacional de Desarrollo 2022 - 2026 en lo relacionado con las Comunidades Energéticas en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia” en su Artículo 2.2.9.1.13. Condiciones de acceso y conexión a las redes eléctricas, de la Autogeneración Colectiva (AGRC) y de la Generación Distribuida Colectiva (GDC), la UPME definirá lo relativo al límite máximo de potencia y dispersión en áreas urbanas y rurales en un plazo no mayor a (3) meses a partir de la entrada en vigor de este Decreto.

La CREG establecerá los términos y condiciones para asegurar el acceso y conexión a las redes eléctricas de conformidad con los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio.

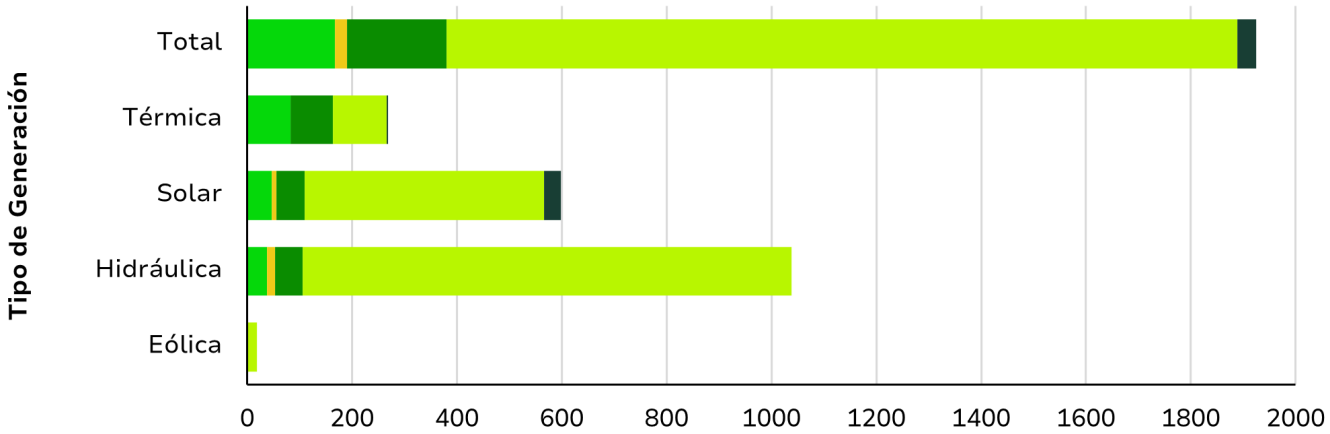
Parágrafo transitorio- En forma transitoria, mientras se adoptan las disposiciones definitivas, el límite máximo de potencia para la actividad de autogeneración colectiva y para la actividad de generación distribuida colectiva, será el límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya”

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) definirá en el marco de sus competencias las condiciones asociadas a los términos de la prestación del servicio de la Comunidad Energética. Así las cosas, mediante la definición incorporada por el Plan Nacional de Desarrollo, se otorga entidad jurídica a la figura de las Comunidades Energéticas y se ofrecen los criterios básicos para su constitución y operación, así como para la prestación de sus servicios, y la conformación especial de sus patrimonios.

3. CONTEXTO HISTÓRICO NACIONAL

En esta sección se presentan de manera consolidada los inventarios de autogeneración y generación distribuida integrados al sistema en el país. En la **Figura 1**, se realizó el análisis estadístico de los proyectos de AG y GD y de plantas menores que se han instalado en el sistema a febrero de 2024 en MW, estos valores son una referencia acerca de las tecnologías que se han instalado. Estas capacidades han estado muy marcadas por las normas de participación establecidas en este momento en la regulación.

Figura 1. Proyectos instalados 2020-2024



	Eólica	Hidráulica	Solar	Térmica	Total
AG		38	47	82	167
GD		15	8		23
AG+GD	0	53	55	82	190
Plantas Menores	18	932	456	102	1.509
AGPE			32,7	2,5	35,2

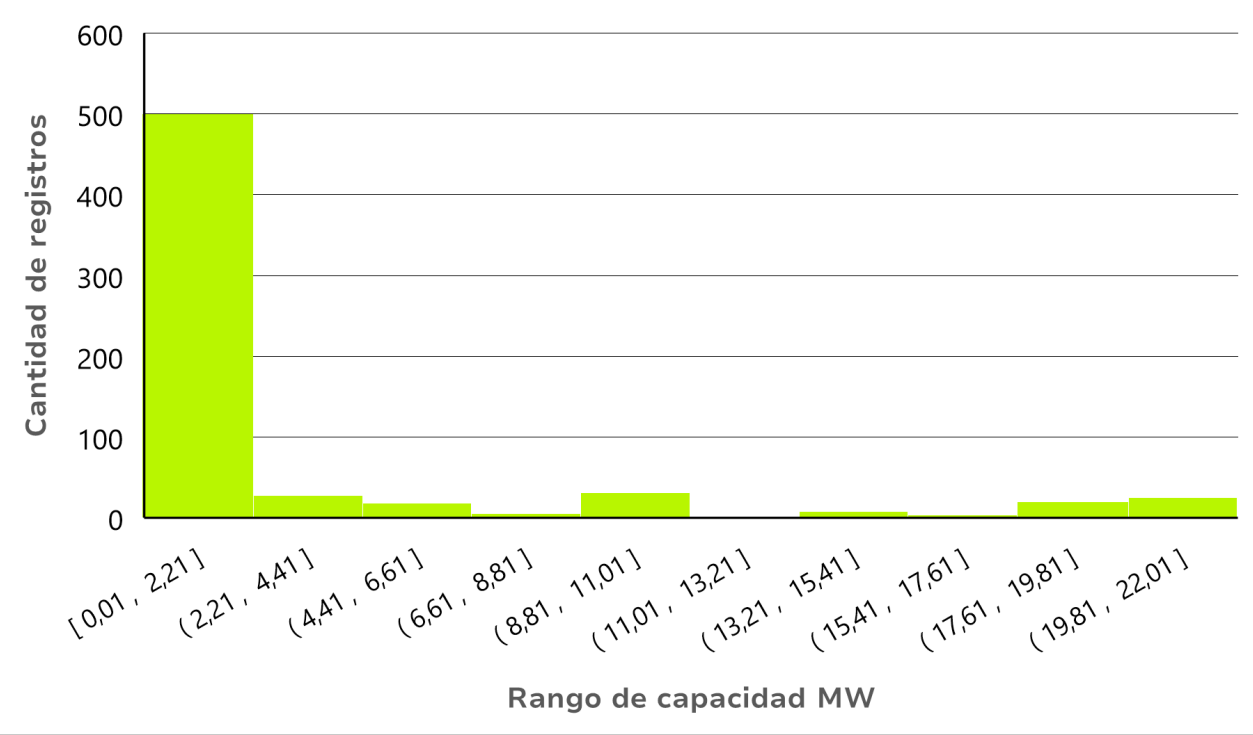
Cantidad de Proyectos instalados 2020-2024

Fuente: datos PARATEC-XM[4], elaboración propia

4 https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad

Los registros del Sistema de Información de Parámetros Técnicos de elementos del Sector Eléctrico Colombiano-PARATEC presentados en el histograma de la Figura 2 indican que la mayor cantidad de proyectos registrados se ubican por debajo de 2,2 MW, con una media de 2,7 MW.

Figura 2. Histograma capacidad generación AG, GD, AGPE, PM [MW]



Fuente: datos PARATEC-XM, elaboración propia

Por su parte, en el registro de proyectos de generación de la UPME para el periodo comprendido entre 2020 a febrero de 2024, las soluciones con generación fotovoltaica son las más representativas tanto en Autogeneración a Pequeña Escala y a Gran Escala como se presenta en la Tabla 2.

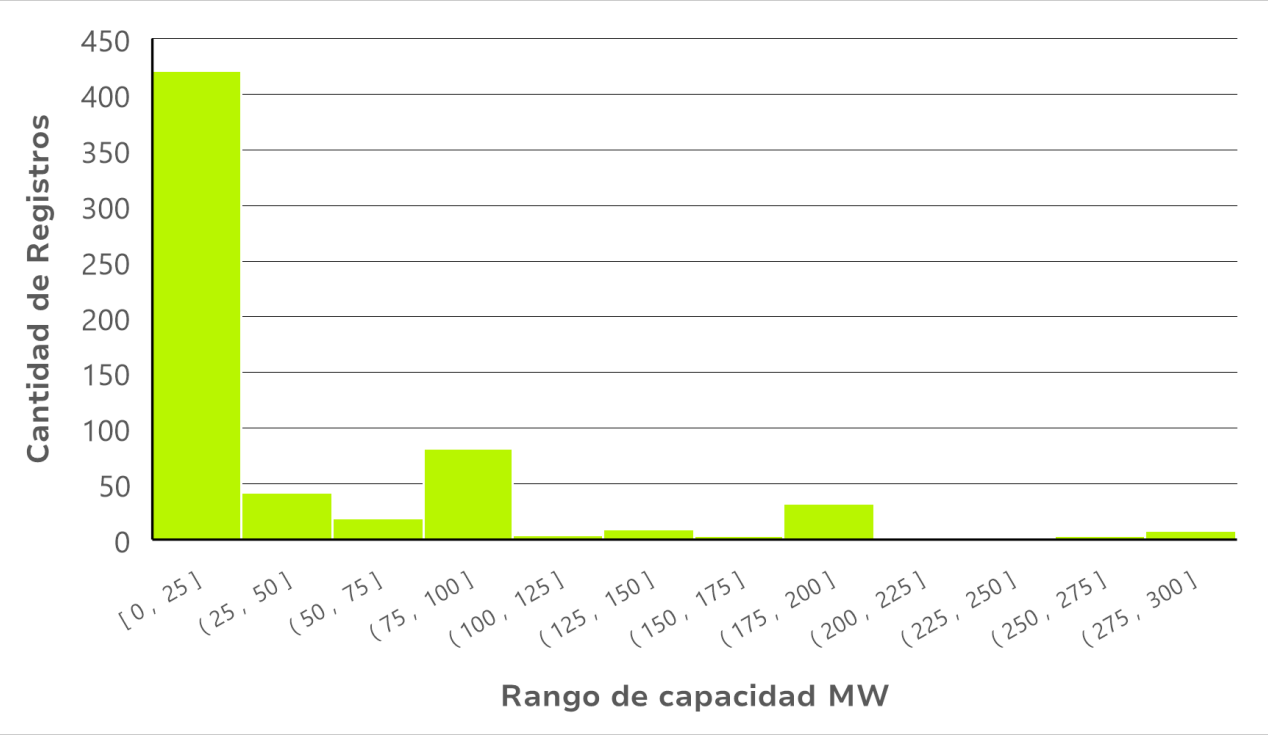
Tabla 2. Registro de Proyectos 2020-2024

	AGPE <= 1MW	AGGE 1-5 MW	Mayor a 5MW	Total General
Solar	5	131	23.542	23.678
Eólico			11.419	11.419
Hidráulica	1	121	3.852	3.974
Térmico			3.932	3.932
Biomasa		16	33	49
Geotérmico			10	10
Total General	6	268	42.789	43.063

Fuente: datos UPME, elaboración propia

Los registros de la **UPME** que se resumen en la **Figura 3**, indican que la mayor cantidad de proyectos registrados en las diferentes fases de estudio, se ubican por debajo de 25 MW, siendo 9,9 MW el valor que aparece con mayor frecuencia.

Figura 3. Histograma capacidad de generación, registro de proyectos [MW]



Excluyendo los proyectos superiores a 5 MW, la Figura 4 muestra la distribución de los registros a nivel departamental para el periodo 2020 a febrero de 2024, siendo Antioquia el departamento con mayor potencia acumulada en el periodo con un valor de 67 MW, seguido de Valle del Cauca con 34 MW y Risaralda con 27 MW. No obstante, si se tiene en cuenta el registro de proyectos mayores a 5 MW, Figura 5, la Guajira es el departamento con mayor potencia en el registro.

Figura 4. Potencia acumulada proyectos menores a 5 MW, periodo 2020 - feb 2024

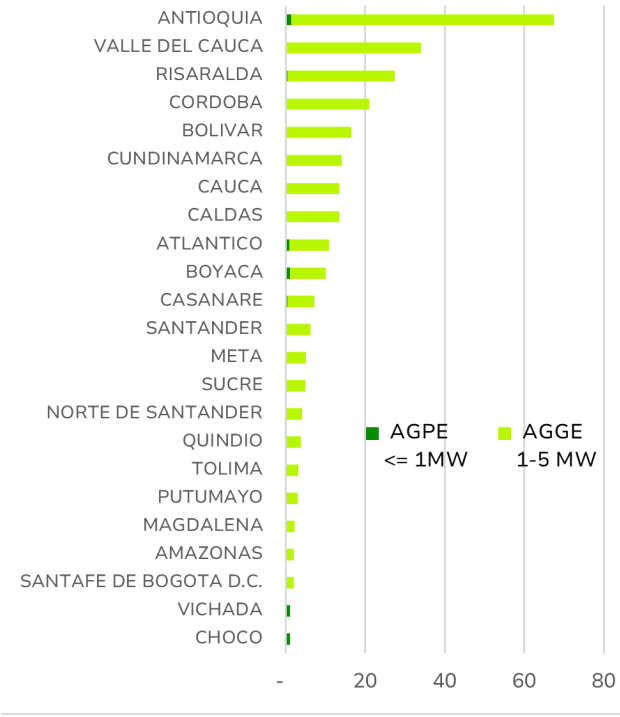
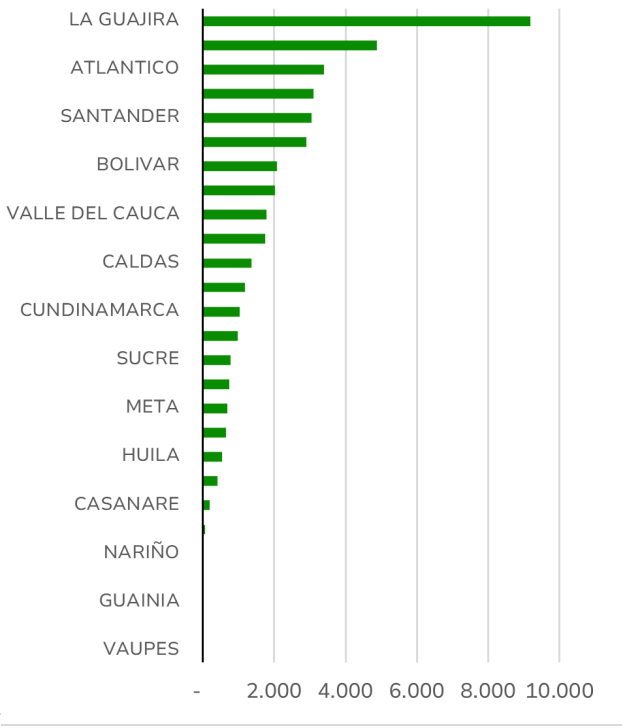


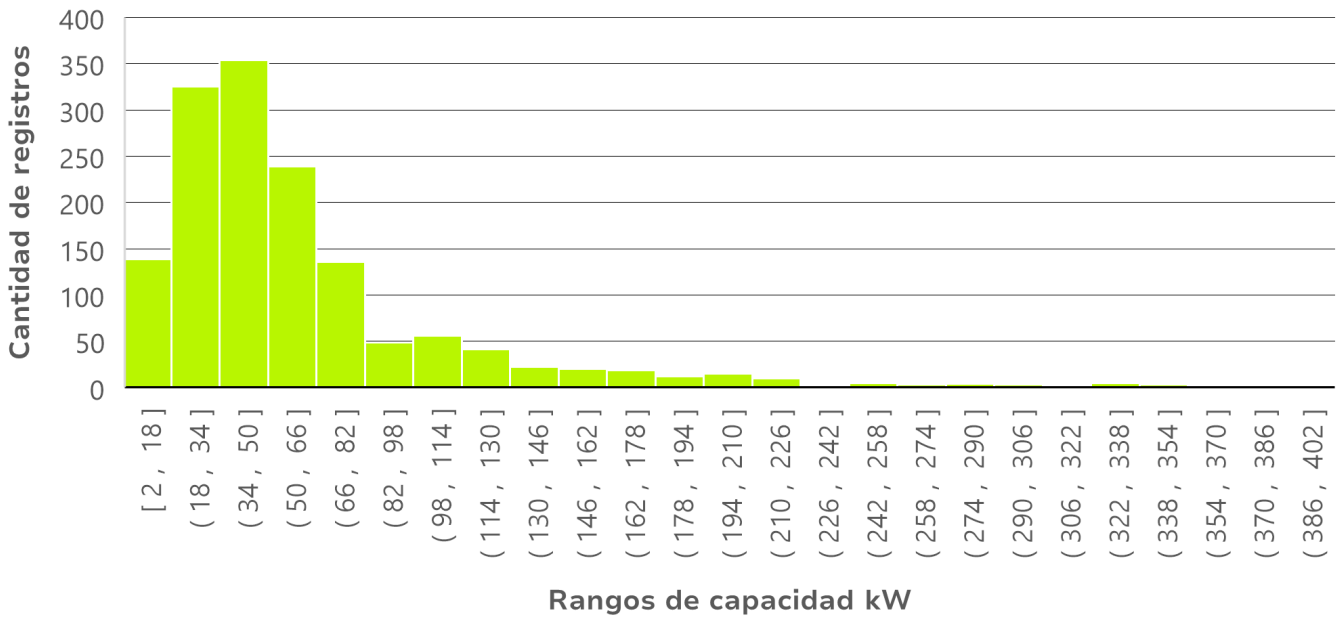
Figura 5. Potencia acumulada proyectos mayores a 5 MW, periodo 2020 - feb 2024



Fuente: datos UPME, elaboración propia

Respecto al histórico de los proyectos instalados en la ZNI, con corte a junio de 2023, la Figura 6 presenta el histograma de la capacidad de generación, la mayoría de éstos se ubican por debajo de 130 kW, siendo la moda de 40 kW y la media de 167,2 kW.

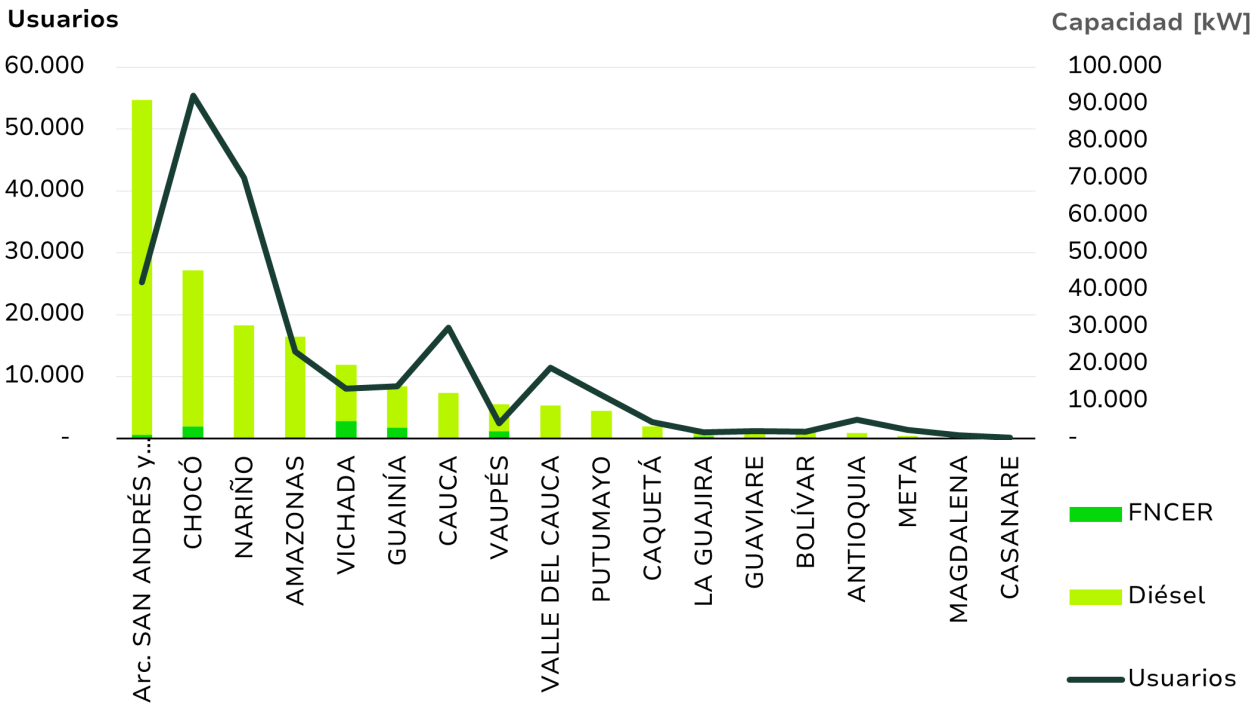
Figura 6. Histograma capacidad de generación ZNI [KW]



Fuente: CNM IPSE, elaboración propia

La Figura 7 representa la capacidad instalada vs la cantidad de usuarios a junio de 2023 por departamento en la ZNI, siendo el Archipiélago de San Andrés y Providencia el departamento con mayor potencia instalada, seguido de Chocó, Nariño y Amazonas.

Figura 7. Capacidad instalada ZNI por departamentos [kW]



Fuente: datos CNM-IPSE, elaboración propia

4. LIMITES DE POTENCIA Y DISPERSIÓN

Los análisis y desarrollos regulatorios y operativos establecidos para los autogeneradores distribuidos y la generación distribuida, desde la Ley 1715 de 2014 y las Resoluciones CREG 030 y CREG 038 de 2018 y 174 de 2021, permiten establecer que el límite de capacidad o de potencia, tiene como finalidad definir un tamaño de proyectos que puedan ser sujetos de una regulación más flexible en materia de:

- Trámites de conexión
- Manejo y venta de excedentes
- Señal de inversión

En este capítulo se explica el procedimiento de la revisión realizada para dar cumplimiento a lo encomendado en el Decreto 2236 de 2023: definir el límite máximo de potencia y dispersión urbana y rural. Se abordó la propuesta a partir de los siguientes análisis:

1. Análisis estadístico de consumos: A partir de la información disponible de la demanda de energía eléctrica de los usuarios del SIN, se caracterizaron consumos típicos por usuario por nivel de tensión y sector y se estimaron sistemas solares fotovoltaicos –SSFV- simulando que se cubre la demanda bajo tres escenarios: 100%, 50% y 35% de la demanda típica por tipo de usuario de cada sector.
2. Análisis espacial: A partir de la densidad de viviendas por km² y la estadística del reporte de la demanda atendida asociada en cada transformador del SDL, se plantean diferentes escenarios de participación de sistemas solares fotovoltaicos –SSFV que sustituye porcentualmente parte de la demanda agregada municipal.

4.1 Análisis Estadístico de Consumos

Al final del ejercicio, se pretende encontrar un tamaño de proyecto de generación de energía con **Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER)** que tenga la capacidad de cubrir el consumo de energía de un usuario promedio, por sector de consumo, en cada uno de los niveles de tensión del SDL.

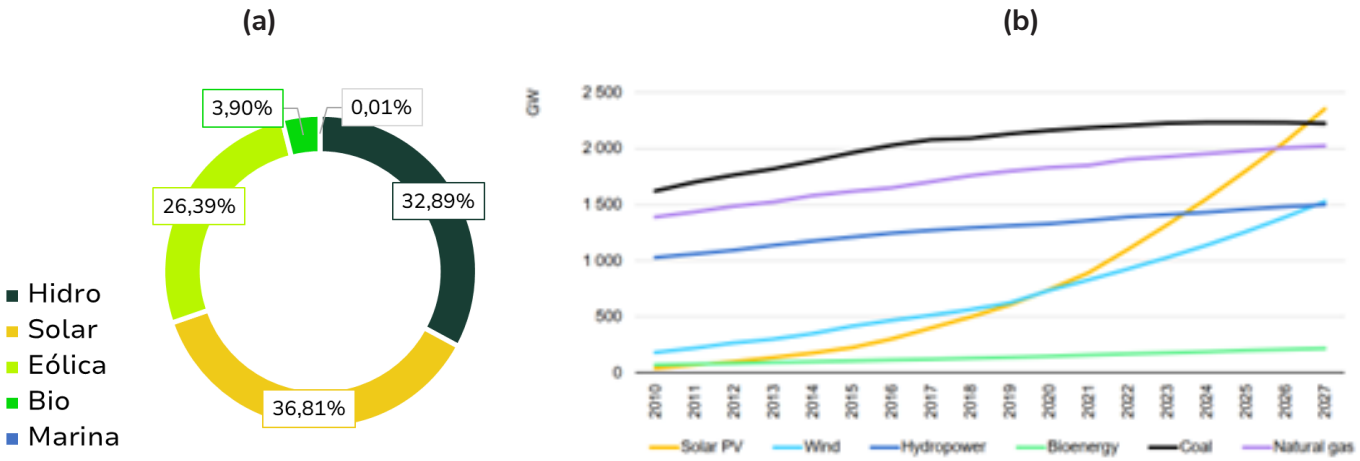
Se realiza una revisión de las tendencias mundiales; la **Tabla 3**, muestra la evolución de la capacidad instalada en GW de los últimos 10 años de las principales FNCER. Por primera vez, la capacidad instalada en sistemas solares supera la capacidad instalada en plantas hidroeléctricas, de acuerdo con la información publicada por la International Renewable Energy Agency (IRENA).

Tabla 3. Capacidad instalada acumulada de las principales FNCER, 2014 - 2023 [GW][5]

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Solar	180,76	229,06	301,19	396,32	492,64	595,49	728,41	873,86	1.073,14	1.418,97
Hidro	1.067,33	1.099,51	1.130,04	1.151,05	1.173,73	1.192,46	1.212,93	1.235,88	1.260,88	1.267,90
Eólica	349,42	416,34	466,96	515,05	563,84	622,77	733,72	824,60	901,23	1.017,20
Bio	90,84	96,84	105,68	111,41	118,61	125,24	133,20	139,51	145,90	150,26
Marina	0,51	0,51	0,52	0,53	0,53	0,53	0,53	0,52	0,53	0,53
Total	**1.689**	**1.842**	**2.004**	**2.174**	**2.349**	**2.536**	**2.809**	**3.074**	**3.382**	**3.855**

La International Energy Agency (IEA), que examina el espectro energético, oferta y demanda de tecnologías renovables y mercados de electricidad a nivel global, proyecta un incremento en la generación eléctrica con energía solar a 2027, que supera otras fuentes de generación eléctrica tal como se muestra en la **Figura 8.** [4]

Figura 8. Tendencias y proyecciones por fuente de generación de energía a nivel global. (a) Capacidad instalada de FNCER en el año 2023 (IRENA). (b) Proyección de capacidad eléctrica por fuente de generación 2010 – 2027 (IEA[6]).



Dadas las consideraciones anteriores y al conocer el potencial crecimiento en zonas urbanas de la energía solar, se plantea establecer una Potencia Pico Instalada (kWp) del SSFV que cubra la demanda de energía eléctrica promedio por usuario anual de cada sector de consumo, en cada uno de los niveles de tensión del SDL, conforme con la radiación promedio de cada municipio de Colombia del SIN.

5 Información extraída de *Estadísticas de Capacidad Renovable 2024*, por *International Renewable Energy Agency (IRENA)* - https://www.irena.org/Data

6 Gráfica obtenida del documento *Renewables 2022: Analysis and forecast to 2027*, publicado por *International Energy Agency (IEA)* - https://www.iea.org/reports/renewables-2022

Para ello, se revisa la demanda de energía eléctrica, de acuerdo con los últimos consumos reportados en el Sistema Único de Información (SUI), de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, durante el año 2023[7], conformada por los siguientes campos:

1. Consumo de Energía Eléctrica en kWh (enero a diciembre de 2023).
2. Número de Usuarios del SIN (corte a diciembre de 2023).
3. Sector de Consumo: Industrial, Comercial, Oficial y Residencial (por estratos).
4. Nivel de Tensión del Consumo: 1, 2, 3, 4 y Sistema de Transmisión Nacional (STN).

La **Tabla 4**, indica el consumo por sector en todos los niveles de tensión; sin embargo, considerando que la normativa de Comunidades Energéticas acota su alcance al Sistema de Distribución Local (SDL), sólo se tendrán en cuenta los usuarios asociados a los niveles de tensión: Nivel de Tensión 1 -N1 (tensión menor a 1kV), Nivel de Tensión 2 -N2 (tensión igual o mayor a 1 kV y menor a 30 kV) y Nivel de Tensión 3 -N3 (igual o mayor a 30 kV y menor a 57,5 kV). Sólo se consideran lo sectores que cubren más del 80% de la demanda.

Tabla 4. Consumo de energía eléctrica 2023 [GWh/año] y número de usuarios a diciembre de 2023 por sector de consumo en el SIN

Sector	Consumo 2023 [GWh/año]	% Sobre el total de Consumo	% Acumulado	Número de usuarios
Industrial	22.201,39	30,29%	30,29%	166.496
Comercial	15.746,80	21,48%	51,77%	1.496.729
Residencial Estrato 1	9.610,92	13,11%	64,88%	4.910.701
Residencial Estrato 2	9.332,99	12,73%	77,62%	6.405.486
Residencial Estrato 3	6.588,95	8,99%	86,60%	4.165.754
Oficial	2.969,76	4,05%	90,66%	95.188
Residencial Estrato 4	2.809,96	3,83%	94,49%	1.565.439
Alumbrado Público	1.501,97	2,05%	96,54%	4.468
Residencial Estrato 5	1.255,87	1,71%	98,25%	563.675
Residencial Estrato 6	1.160,10	1,58%	99,83%	337.732
Provisional	121,02	0,17%	100,00%	12.017
Total	**73.299,77**			**19.723.685**

Una vez segmentados los niveles de tensión, se obtiene nuevamente el consumo acumulado anual [GWh/año] del número de usuarios por municipio. De esta información se obtiene el promedio de energía eléctrica consumida al año, por sector de consumo, en cada uno de los niveles de tensión, tal como se muestra en la Figura 9.

7 Tener en cuenta las notas de consulta del aplicativo O3: "1. Los valores reflejados en la herramienta de análisis O3 son datos actualizados diariamente y tomados directamente del Sistema Único de Información (SUI); 2. Los datos disponibles en la herramienta de análisis O3 pueden presentar cambios debido a las solicitudes de modificación (reversión) presentadas por los prestadores del servicio.

Figura 9. Porcentaje de consumo de energía eléctrica y porcentaje de usuarios registrados. Diciembre de 2023 por sector

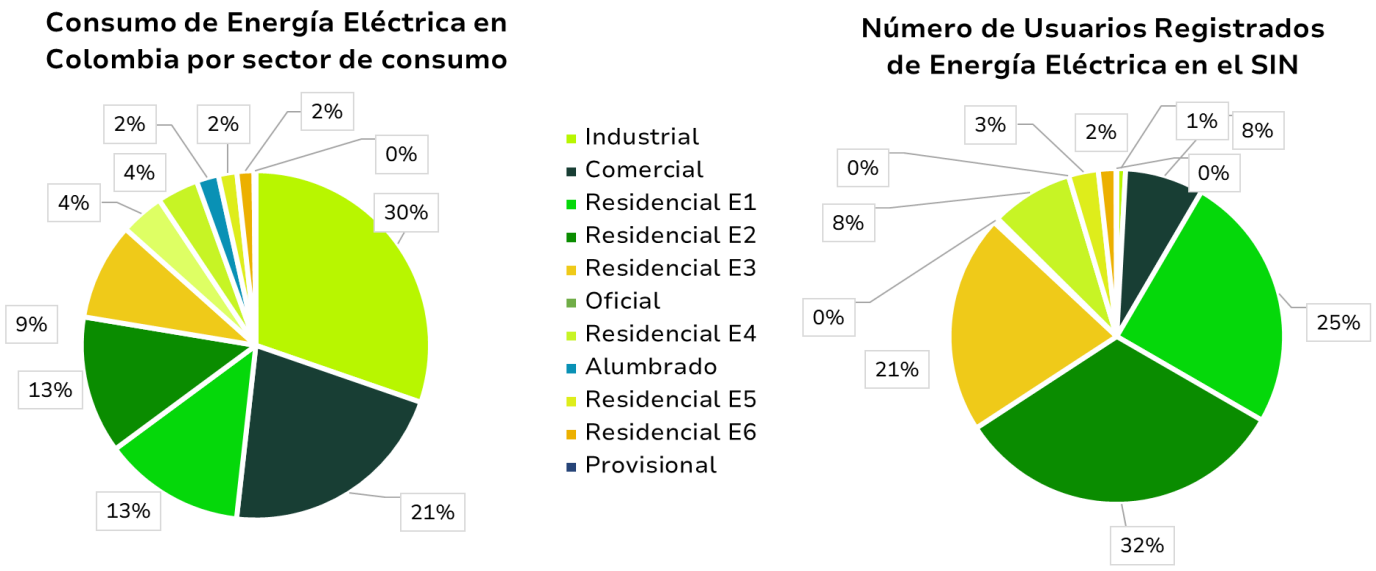
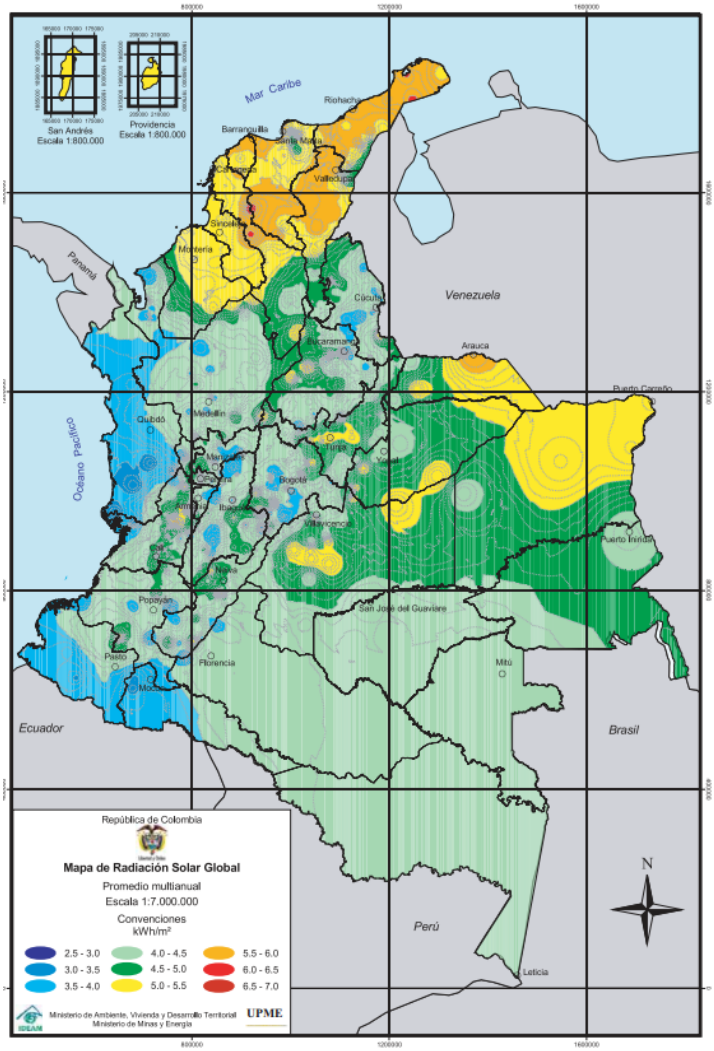


Figura 10. Mapa del promedio multianual de radiación solar de Colombia.



Se utiliza como herramienta estadística el diagrama de cajas y bigotes, para examinar el conjunto de datos; con ello se excluyen los valores atípicos y se visualiza donde ocurre la mayor concentración de consumo promedio.

Se utilizan los datos concentrados en el segundo y tercer cuartil, es decir dónde está el 50% de la información típica.

Posteriormente, se construye la expresión Rendimiento Anual Específico [kWh/kWp] por municipio, partiendo de la información extraída de los Mapas de Radiación Solar sobre una superficie plana publicados por UPME en el año 2015 (Figura 10) [5], usando los datos de radiación y energía por metro cuadrado [kWh/m^2] y las características típicas de un módulo solar comercial del año 2024 (potencia, área y eficiencia).

Esta información permite realizar un cálculo estimado, del Sistema Solar Fotovoltaico, con capacidad de cubrir el 100%, 50% y 35% (los porcentajes consideran diferentes alternativas de entrega de excedentes) de la demanda anual promedio obtenida del consumo acumulado típico por usuario, en cada sector de consumo y nivel de tensión.

Sector Industrial

Para el sector Industrial, se consideran los municipios con vocación industrial en Colombia, en concordancia con los datos presentados por el DANE en el Atlas de la Geografía Industrial en Colombia publicado en el año 2019[8].

En la Figura 11 se pueden observar los municipios por cantidad de empresas industriales y por concentración de industria; de allí se obtiene un listado de 110 municipios con mayor concentración industrial, Figura 12. [6]

Figura 11. Cantidad de empresas industriales por municipio.

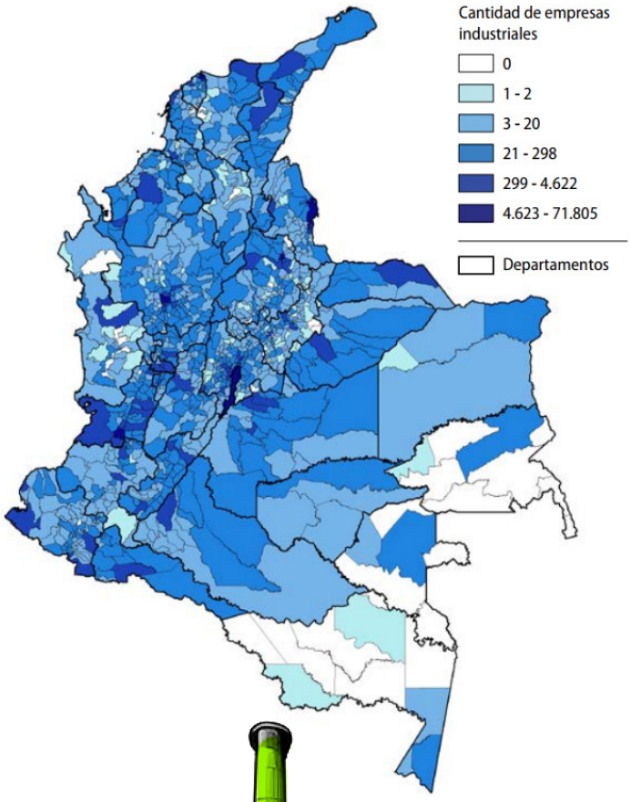
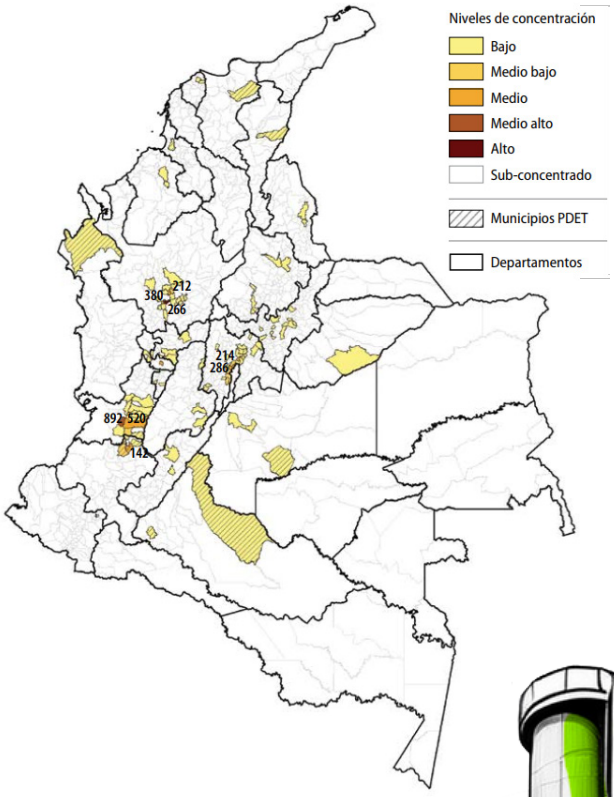


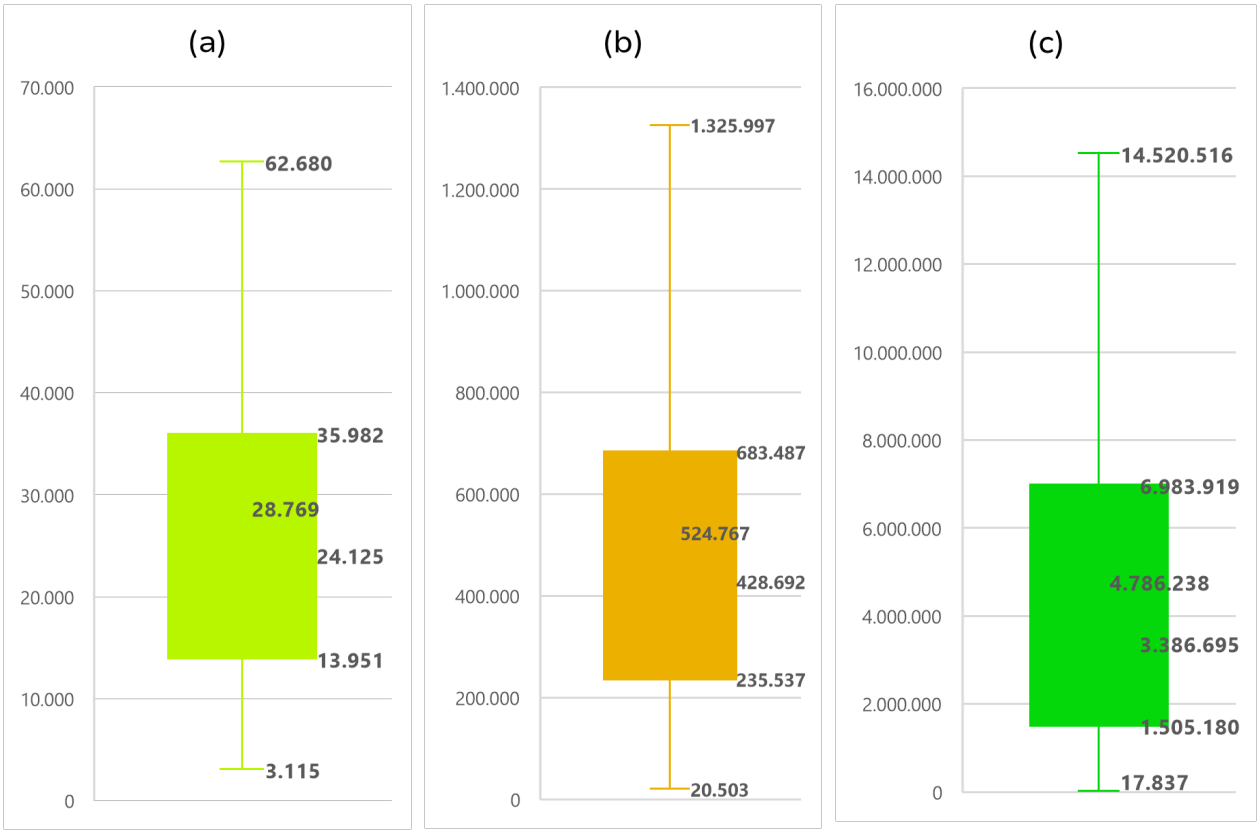
Figura 12. Niveles de concentración industrial por municipio.



8 Información reportada por el Departamento Nacional de Estadística (DANE) en el ATLAS DE LA GEOGRAFÍA INDUSTRIAL DE COLOMBIA: Especialización sectorial, concentración y competitividad territorial de la industria manufacturara colombiana – 2019.

De la base de datos, se filtran los 110 municipios y se construyen los diagramas para cada nivel de tensión, como se observa en la Figura 13.

Figura 13. Diagramas de cajas y bigotes solo con datos típicos por consumo promedio [kWh/año] por usuario industrial en los niveles de tensión: (a) NT1, (b) NT2 y (c) NT3.



(a) NT1 (b) NT2 (c) NT3

En la Tabla 5 se citan los 5 municipios de cada nivel de tensión, con consumo promedio típico, donde sus usuarios industriales tienen mayor demanda de energía eléctrica anual y los SSFV calculados, en cada uno de los niveles de tensión.

Tabla 5. Municipios con usuarios industriales por NT, con los mayores consumos de energía eléctrica promedios típicos en el año 2023 y SSFV con capacidad de cubrir el 100%, 50% y 35% de dicho consumo.

Nivel de tensión	Municipios con usuarios industriales en NT1 de mayor consumo promedio típico	Consumo promedio [kWh/año]	SSFV [kWp] 100%	SSFV [kWp] 50%	SSFV [kWp] 35%
NT1	Mosquera	35.979	29,02	14,51	10,16
	Funza	35.807	32,55	16,28	11,39
	Puerto Tejada	35.778	25,74	12,87	9,01
	Cali	34.504	22,55	11,28	7,89
	Ginebra	34.151	31,05	15,52	10,87

NT2	Tenjo	675.124	613,75	306,87	214,81
	Chía	663.393	477,26	238,63	167,04
	Rionegro	662.691	534,43	267,21	187,05
	Sabaneta	659.770	599,79	299,90	209,93
	Medellín	657.123	472,75	236,38	165,46
NT3	Piedecuesta	6.855.281	7.216,08	3.608,04	2525,63
	Medellín	6.516.446	4.688,09	2.344,05	1640,83
	Guarne	6.317.395	5.743,09	2.871,54	2010,08
	Sopo	6.148.083	4.423,08	2.211,54	1548,08
	Galapa	5.516.033	3.283,35	1.641,68	1149,17

Resumen sectores

La Tabla 6 resume el consumo promedio por nivel de tensión, en los sectores de mayor consumo y los sistemas solares fotovoltaicos probables para atender los porcentajes de demanda declarados:

Tabla 6. Consumos de energía eléctrica promedios año 2023, por nivel de tensión y SSFV con capacidad de cubrir el 100%, 50% y 35% de dicho consumo.

Sector	Consumo Promedio Anual por usuario [kWh/año]	SSFV [kWp] 100%	SSFV [kWp] 50%	SSFV [kWp] 35%
Industrial N3	3.642.510	2.842,11	1.421,06	994,74
Industrial N2	446.341	348,04	174,02	121,82
Industrial N1	25.436	19,96	9,98	6,98
Comercial N3	454.916	355,83	177,92	124,54
Comercial N2	137.441	101,31	50,65	35,46
Comercial N1	4.489	3,53	1,76	1,23
Residencial E1 N1	910	0,72	0,36	0,25
Residencial E2 N1	1.058	0,84	0,42	0,29
Residencial E3 N1	1.316	1,04	0,52	0,36

Los dos primeros sectores, Industrial y Comercial y en particular, los usuarios conectados en nivel de tensión 3, representan los mayores consumos promedio del ejercicio. Se identifica que, incluso para cubrir un 35% de la demanda de un usuario Industrial promedio conectado a nivel de tensión 3, se estiman proyectos del orden de los Megavatios-MW.

En caso de considerar el último cuartil (25% de los datos típicos) del análisis estadístico de cajas y bigotes, presentado en la Figura 12, encontraríamos sistemas de generación del orden de las decenas de MW para cubrir la demanda de un solo usuario Industrial; siendo así, los esquemas asociativos que se puedan presentar en actividades de Autogeneración Colectiva AGRC y Generación Distribuida Colectiva GDC podrían igualmente estar dicho orden de capacidad de potencia, desde el punto de vista de la demanda.

Los usuarios residenciales no ofrecen información concluyente, por lo cual se desarrolla un análisis espacial adicional, explorando características de la infraestructura propia de los sistemas de distribución.

4.2 Análisis Espacial

Para revisar condiciones territoriales complementarias a los consumos se realiza un análisis espacial que nos permite determinar la relación entre la información de infraestructura eléctrica (transformadores) y la información de demanda atendida a diferentes niveles geográficos que faciliten la toma de decisiones.

Entre la información que reportan los Operadores de Red al SUI, se encuentra la información espacial y algunas características asociada a los transformadores, entre ellas la demanda mensual, cantidad de usuarios y características eléctricas. Esta información se consolida por entidad territorial municipal con el objeto de agrupar la demanda total asociada a ellas y determinar posibles escenarios de penetración con participación de estos nuevos agentes (AGRC – GDC) en el SDL.

A fin de comprender el comportamiento de sustituir la demanda atendida por el OR por nuevos AGRC y GDC, se ha clasificado dicha penetración en cinco rangos de acuerdo con la densidad municipal de viviendas.

La densidad de vivienda se entiende como la relación entre el número de viviendas que existen en un territorio y su extensión, lo que se puede expresar en m^2, km^2, ha u otra unidad[9]. En este caso se determinó como la cantidad de viviendas proyectadas por el DANE a 2023 dividido en el área de los polígonos municipales y como resultado se obtuvo el indicador de viviendas por km^2. La densidad poblacional permite a las autoridades municipales promover el ordenamiento de su territorio y consecuentemente la ejecución de acciones urbanísticas eficientes, entre ellas la planeación de los servicios públicos. Una densidad alta necesita garantizar que desde el diseño hasta la ejecución de proyectos de los AGRC y GDC encajen con el tejido urbano existente, así como su crecimiento urbanístico y por supuesto con la función social del territorio a intervenir.

Con la categorización según la densidad de viviendas a nivel municipal, como se ilustra en la Figura 14, se observa que entre las ciudades capitales que presentan densidades superiores a 100 hab/km^2, están Bogotá, Medellín, Cali, Barranquilla, Bucaramanga entre otras; mientras que varios municipios de los departamentos de Amazonas, Guainía, Vaupés tienen densidades inferiores a 10 hab/km^2. Se recomienda considerar el catastro municipal vigente a fin de planear con mayor precisión el desarrollo de proyectos de infraestructura, para nuestro caso, el ingreso de potenciales agentes de generación al mercado eléctrico.

9 https://storymaps.arcgis.com/stories/1b-9d35a61879474c93f597471fdea507

Figura 14. Densidad de viviendas [viv/km²]

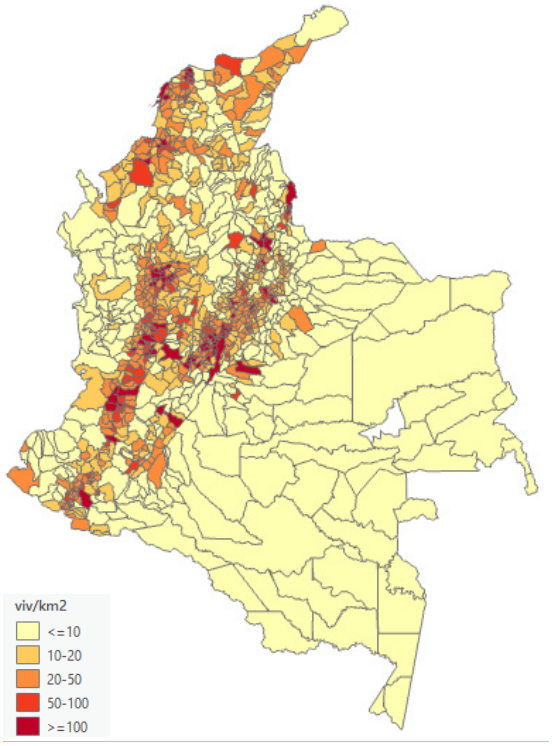
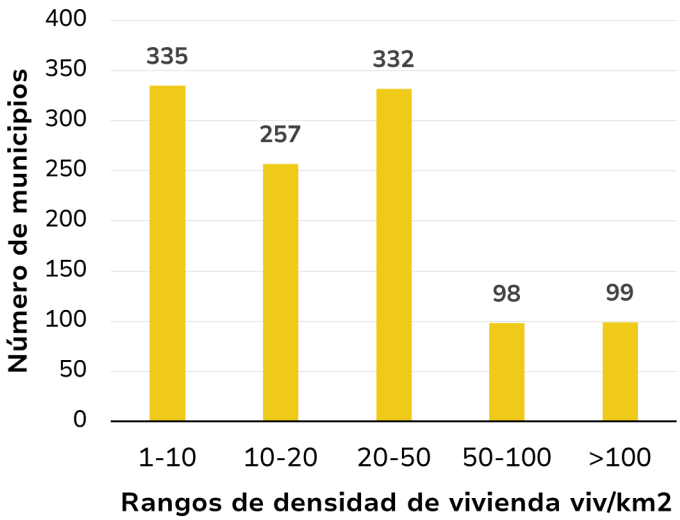
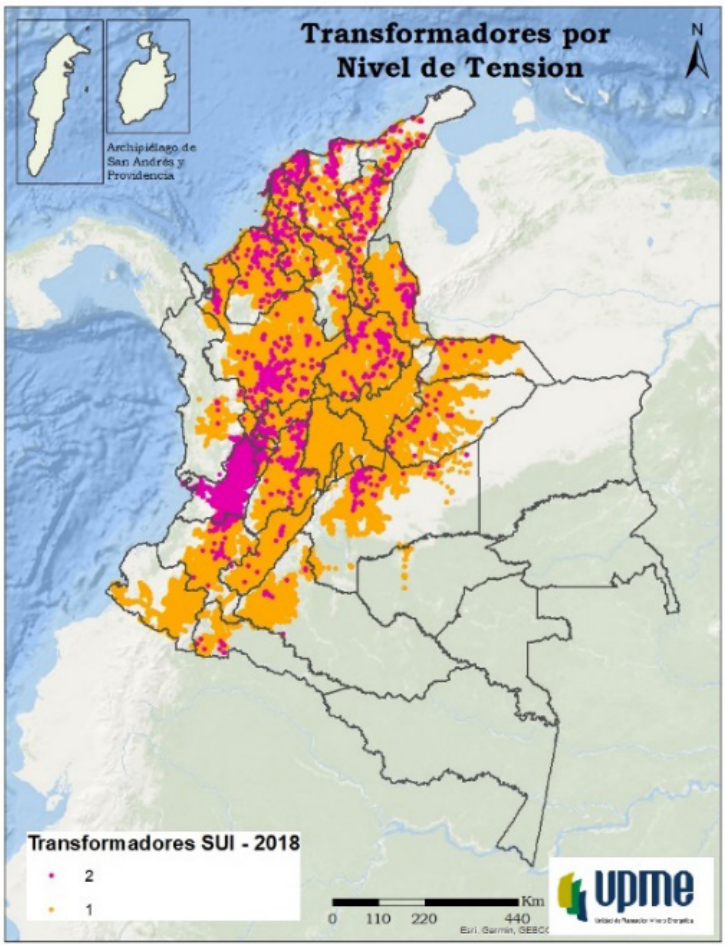


Figura 15. Distribución de municipios por rangos de densidad de viviendas [viv/km²]



En la Figura 16 se presenta la ubicación espacial de los transformadores que los Operadores de Red reportan al SUI y que fue utilizada en la elaboración del PIEC 2019-2023. La mayoría de éstos se encuentran ubicados en el Nivel de Tensión 1.

Figura 16. Transformadores SDL, dic.2018



Con dicha información se realizó la estadística de la capacidad instalada, la cantidad de usuarios, total de demanda de energía mensual y, la demanda de energía promedio por usuario y por nivel de tensión, en la Tabla 7 se presenta las cantidades totales del sistema para cada nivel de tensión - NT.

Tabla 7. Registro de transformadores del SDL

	NT 0	NT1	NT2	NT3	NT4	Total
Capacidad [kVA]	355	27.495.113	4.408.150	1.693.049	463.405	34.060.072
Usuarios	25	14.267.778	738.088	9.783	2.654	15.018.328
Dda[kWh-mes]	7.805	2.802.572.167	476.665.969	214.146.880	27.525.418	3.520.918.239
Dda/usuario	312	196	646	21.890	10.371	234

Fuente: PIEC 2019-2023, elaboración propia

Cabe señalar que en el reporte de transformadores se encuentra la totalidad de los usuarios (15.018.328), y se estima que los usuarios conectados en el NT1 (14.267.778) corresponden en su mayoría a usuarios residenciales. De acuerdo con las estadísticas de los transformadores del SDL se encuentra que la mediana de los datos de potencia por usuario es de 1,35 kW. En la Tabla 8 se muestran las cifras promedio clasificadas por los rangos de densidad de vivienda.

Tabla 8. Datos promedios al intersectar los transformados en los polígonos de municipios

Rangos de densidad de viviendas/km²	Usuarios	Demanda kWh-mes	Capacidad KVA	Demanda/ usuario	Potencia/ usuario
1-10	1.058.326	179.473.490	1.782.964	169,6	1,7
10-20	1.395.963	211.747.653	2.473.386	151,7	1,8
20-50	2.140.051	380.914.010	3.937.766	178,0	1,8
50-100	1.361.503	313.227.468	3.009.960	230,1	2,2
>100	9.062.485	2.435.555.618	22.855.996	268,8	2,5
	15.018.328	3.520.918.239	34.060.072	234,4	2,3

Fuente: elaboración propia

Con el fin de identificar posible participación de la demanda existente en el SIN conectadas a los transformadores del SDL, se establecieron porcentajes de su participación en 5%, 10%, 15% y 20% y sustituir así la atención de dicha demanda con generación solar fotovoltaica considerando un Rendimiento Anual Específico [kWh/kWp], como resultado se obtiene la potencia agregada municipal de AGRC y GDC estimada. Existe una relación directa entre la densidad de viviendas y la participación de la demanda en este nuevo agente. La Tabla 9 presenta los valores promedio acorde con la clasificación municipal por densidad de vivienda.

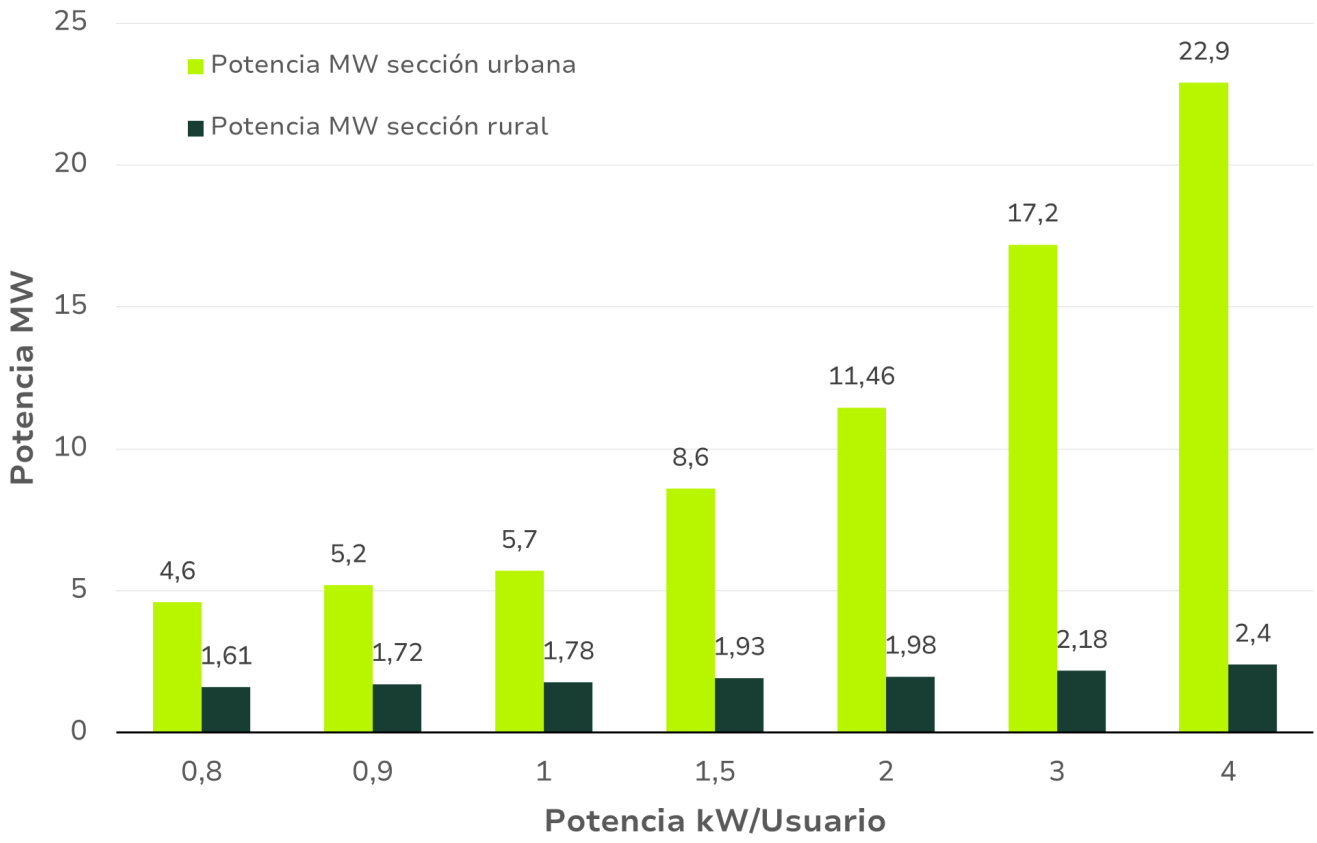
Tabla 9. Promedios de potencia por porcentaje de penetración [MW]

Rangos de densidad de viviendas/km2	5%	10%	15%	20%	30%
1-10	0,3	0,6	0,9	1,2	1,8
10-20	0,4	0,8	1,2	1,6	2,5
20-50	0,6	1,2	1,9	2,5	3,7
50-100	1,6	3,2	4,8	6,4	9,6
>100	12,6	25,1	37,7	50,2	75,3
Promedio Nacional	1,7	3,3	5,0	6,6	9,9

Fuente: elaboración propia

Como un análisis complementario y con el fin de evaluar los potenciales a nivel residencial y dado que la AGRC y la GDC pueden tener diferentes tipos de agrupamiento geográfico y diferentes tipologías energéticas, se calculó el promedio de potencia por sección urbana y sección rural al considerar diferentes escenarios de capacidad por usuario, como se presenta en la Figura 17. Lo anterior, permite identificar potenciales tamaños para los AGRC y GDC en zonas residenciales según estos agrupamientos geográficos, observándose por supuesto, tamaños mayores en las secciones urbanas por su alta densidad de población a diferencia de las secciones rurales.

Figura 17. Resultados promedios al variar la potencia por usuario



5. PROPUESTA DE CRITERIOS PARA EL LÍMITE MÁXIMO DE POTENCIA Y DISPERSIÓN DE AGRC Y GDC

Democratizar la energía es un mecanismo que permite a los ciudadanos ser activos en la transición energética permitiendo el paso hacia un modelo más sostenible y descentralizado incentivando el control del consumo energético, esto es viable porque el aprovechamiento de los recursos se encuentra distribuidos en todo nuestro territorio con tecnologías mundialmente probadas y con costos con tendencia a la baja.

A partir de los referentes internacionales, de la evolución del mercado nacional, de los lineamientos establecidos en la Ley 2294 de 2023 y el Decreto 2236 de 2023 y de la información disponible, se establece las siguientes propuestas:

Si bien se busca definir un límite máximo de potencia para los AGRC y la GDC, debe ser claro que la implementación de éstos dependerá de las características específicas de la composición y tipología de cada uno.

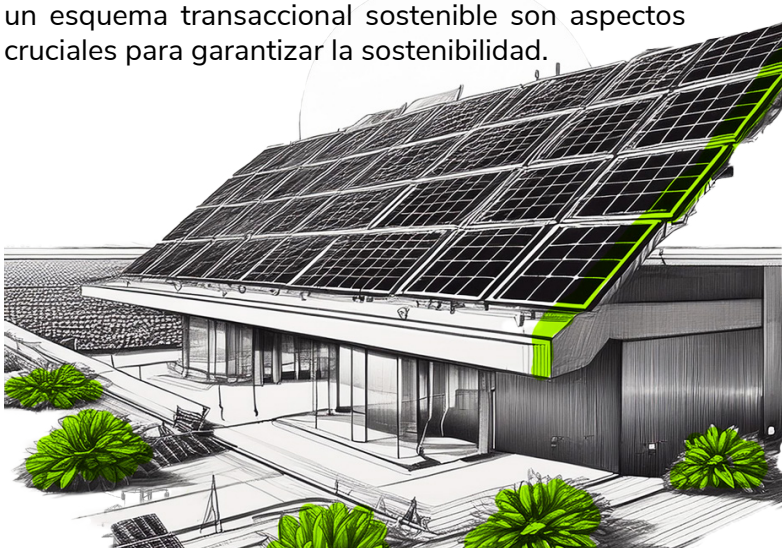
De otra parte, los AGRC y la GDC deben garantizar la eficiencia técnica – económica y la estabilidad de la red eléctrica involucrada, estas características están condicionadas al estudio de conexión y las condiciones específicas de la configuración de cada una, es decir debe existir un equilibrio que permita cumplir con requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad para atender la demanda de los diferentes usuarios conforme lo establece la regulación para los servicios públicos.

La tecnología fotovoltaica tiene una masiva penetración dentro de las fuentes renovables, sin embargo, es importante considerar el gran potencial que tiene el país en otras tecnologías de pequeña y mediana escala como son pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y eólicos que se pueden instalar cerca a los centros de consumo y que sus tamaños en potencia están en escalas superiores a los kilovatios, con beneficio en el aprovechamiento local y complementariedad de los recursos.

En este análisis se consideró la potencialidad que existe en la articulación de varios usuarios que se agrupan con el objeto de consolidarse como AGRC y GDC, considerando los promedios de consumos y la densidad geográfica, de acuerdo con los análisis del comportamiento de los autogenerados que se han incorporado al sistema como usuarios individuales, y sus tipologías de capacidad, así como los consumos de los usuarios de los diferentes sectores (comercial, industrial, residencial), se estima que es factible bajo ciertas condiciones la agrupación de usuarios cuya sumatoria en potencia representan capacidades del orden de megavatios.

En este sentido, **el límite máximo de potencia de la actividad de Autogeneración Colectiva (AGRC) y Generación Distribuida Colectiva (GDC) propuesta es de capacidades menores a 5 MW (Megavatios)** considerando la articulación con los mecanismos normativos, regulatorios y operativos que existe y con las características de la estadísticas y análisis presentados anteriormente y corresponderá a la capacidad del sistema de generación o a la sumatoria de las capacidades de los sistemas de generación de estos agentes.

En el ámbito de la dispersión, se enfatiza la importancia de una planificación sólida desde la fase de diseño. Esto implica la cuidadosa selección de fuentes de energía renovable, un análisis exhaustivo de la demanda energética, la elaboración de diseños técnicos detallados y la formulación de planes de operación y mantenimiento. La elección de operadores competentes y la implementación de un esquema transaccional sostenible son aspectos cruciales para garantizar la sostenibilidad.



En relación con el parámetro de dispersión de los usuarios o potenciales usuarios de los AGRC y GDC y desde el punto de vista técnico, se entiende que la misma está asociada, en el caso del SIN, a las normas y prácticas de diseño y construcción de las redes de distribución que son de obligatorio cumplimiento para los SDL y las condiciones de conexión a la red. Para facilitar las transacciones comerciales entre los usuarios y/o potenciales usuarios del AGRC y GDC se establece conveniente la participación de este agente en el mismo mercado de comercialización. Por lo anterior, se propone que la dispersión de los usuarios y/o potenciales usuarios del AGRC y GDC, estará limitada a los usuarios inmersos en el mismo Sistema de Distribución Local (SDL) y que pertenezcan al mismo mercado de comercialización.

Para el caso de las ZNI, dependerá de las condiciones propias de ubicación y cantidad de usuarios que garantice la sostenibilidad técnica-financiera de cada proyecto y sus normas técnicas. La dispersión de los usuarios y/o potenciales usuarios del AGRC y GDC ubicados en la ZNI, no estará limitada espacialmente y dependerá de los diseños y condiciones técnicas y económicas propias de cada proyecto.

6.LIMITACIONES DEL ANÁLISIS DE ESTA PROPUESTA

1. **Información de la infraestructura eléctrica del SDL**

   Una de las limitaciones del análisis, fue la disponibilidad de la información detallada de la infraestructura eléctrica del SDL. Un aspecto a mejorar en los futuros análisis es contar con información articulada, oportuna e interoperable entre las entidades del sector (MME, SSPD, CREG, IPSE, UPME) de tal forma que se pueda analizar integralmente la penetración de AGRC y GDC en diferentes nodos del sistema eléctrico.

   Fortalecer dicha información, permitirá realizar el seguimiento a las disposiciones establecidas en el marco normativo de la AG y GD e igualmente realizar seguimiento y control de la incorporación de estos nuevos agentes AGRC y GDC al mercado, que conllevará a ajustar las estrategias de la planeación, política y de regulación en el corto y mediano plazo.

2. **Simulaciones eléctricas de penetración de AGRC y GDC**

   Las recomendaciones internacionales, así como algunos análisis realizados en el sector y en la academia, es la de realizar simulaciones optimizando la incorporación de generación distribuida en diferentes nodos con el fin de analizar el impacto en el sistema eléctrico. En esta versión del análisis no se incluye este tipo de simulaciones debido a la falta de información del SDL.

3. **Incorporación en el SIN del AGRC y GDC**

   Si bien se realizó un ejercicio con escenarios estimados de penetración de estos nuevos agentes al sistema, es necesarios establecer mecanismo de seguimiento y recolección de información con el fin de permitir una evaluación del impacto en la demanda de energía del SIN y poder incorporar su crecimiento en la planeación de la generación y la transmisión en el mediano plazo con sus respectivos impactos en la expansión del SDL, STN, STR.

Bibliografía

[1] USAENE. Estudio para proponer los parámetros de capacidad instalada, dispersión en áreas urbanas y en áreas rurales, y mecanismos de sostenibilidad asociados a las Comunidades Energéticas según lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 “Colombia potencia mundial de la vida”. 2023

[2] Energy Communities Repository – Barriers and Action Drivers for the Development of Different Activities by Renewable and Citizen Energy Communities. 2023.

[3] ESTADÍSTICAS DE CAPACIDAD RENOVABLE 2024, for International Renewable Energy Agency (IRENA).

[4] Renewables 2022: Analysis and forecast to 2027, for International Energy Agency (IEA).

[5] Mapas de Radiación Solar sobre una superficie plana, por UPME, 2015.

[6] ATLAS DE LA GEOGRAFÍA INDUSTRIAL DE COLOMBIA: Especialización sectorial, concentración y competitividad territorial de la industria manufacturara colombiana, por DANE, 2019.