Barrera Rey
Economic Advisory

Fundesarrollo

Noviembre 2025

Solución empresarial al mercado de Caribe Sol

Noviembre 2025

Solución empresarial al mercado de Caribe Sol

Este estudio fue elaborado por *Barrera Rey – Economic Advisory* y la *Fundación para el Desarrollo del Caribe (Fundesarrollo).*

Equipo de trabajo

Barrera | Rey

Fernando Barrera Rey

Fundesarrollo

Oriana Alvarez Vos

Valentina Anillo Yepes

Jorge Guerra España

Diagramación

Esteban Ortiz Pérez

Barrera Rey Economic Advisory

Fundesarrollo

Tabla de contenido

1. Introducción 8
2. Fundamentos metodológicos y su aplicación para la determinación de la solución empresarial 10
2.1. Modelos teóricos 10
2.2.1. Modelo tecnológico 10
2.2.2. Modelo de mercado 11
2.2. Inductores del tamaño de la empresa 12
2.3. Aplicación de la metodología en otros países 13
2.3.1. Economías de Escala 13
2.3.1.2. Revisión bibliográfica 16
2.4. Economías de alcance 19
2.4.1. Fuente de economías de alcance en el sector eléctrico 21
2.4.2. Aplicaciones en la literatura económica 23
2.4.3. Separación vertical en la política regulatoria 25
2.4.4. Posible aplicación a la D-C 26
2.4.5. Lecciones para el caso local 28
3. Caracterización del mercado de la región Caribe 30
3.1. Factores de demanda 30
3.1.1. Demanda de energía en los últimos años 30
3.1.2. Caracterización de la demanda de energía en la región Caribe 32
3.2. Factores de oferta 43
3.3. Análisis de clústeres 49
4. Modelos de prestación del servicio para el mercado del Atlántico, La Guajira y Magdalena 51
4.1. Punto de partida 51
4.2. Barrios sin normalizar 53
4.2.1. Modelo Empresarial 54
4.2.2. Modelos exitosos 55
4.2.3. Propuesta de Modelo 57
4.2.4. Tarifas 60
4.2.5. Separación contable 61
4.2.6. Transición a la normalización 61

4.3. Zonas de Alta Dispersión....61
4.3.1. Definición y ámbito geográfico....61
4.3.2. Propuesta de Modelo....67
4.3.3. Responsabilidad de la prestación del servicio....67
4.3.4. Agentes intervinientes: rol y responsabilidades....68
4.3.5. Selección del mini-OR....69
4.3.6. Tarifas....69
4.3.7. Separación contable....69
4.3.8. Transición al OR....70
4.4. Empresa tradicional (OR Departamental)....70
4.4.1. Definición y ámbito geográfico....70
4.4.2. Actividades de la Empresa....72
4.4.3. Acuerdos administrativos para la prestación del servicio....74
4.5. Empresas resultantes....76
5. Propuestas para la transición a la solución empresarial....77
6. Bibliografía....79
7. Anexos.... 81

Tabla de gráficos

Gráfico 1: Economías de escala y costo medio 14
Gráfico 2: Efectos del cambio de tecnología en la escala 15
Gráfico 3: Demanda comercial de energía eléctrica 31
Gráfico 4: Demanda de energía eléctrica por tipo, región Caribe, en GWh 32
Gráfico 5: Consumo promedio de energía por suscriptor, por uso (2012-2024) 33
Gráfico 6: Consumo promedio residencial por suscriptor en las principales regiones del país, por estrato, 2021-2024 34
Gráfico 7: Principales actividades económicas industriales según valor agregado en la región Caribe, 2023. 37
Gráfico 8: Consumo de energía promedio por establecimiento industrial, 2015-2023. 37
Gráfico 9: Ingresos laborales promedio (2021-2024) 38
Gráfico 10: Participación porcentual de las regiones en las personas en condición de pobreza monetaria extrema 39
Gráfico 11: Distribución de la población pobre por quintil de ingreso (2024) 39
Gráfico 12: Indicador de capacidad de pago por región 40
Gráfico 13: Usuarios en cada OR 44
Gráfico 14: Kilómetros de red por OR 44
Gráfico 15: Proporción de redes rurales/totales 45
Gráfico 16: Composición de redes de distribución de los ORs 46
Gráfico 17: Proporción de redes en STR del SDL 47
Gráfico 18: Dispersión en STR y SDL 47
Gráfico 19: Energía y kilómetros de red por usuario en los ORs 48
Gráfico 20: Proporción de kilómetros de red en SDL y STR 49
Gráfico 21: Factores de recaudo por OR (2024) 51
Gráfico 22: Distribución del número de barrios subnormales 52

Glosario de siglas

- **ADDs:** Áreas de Distribución como se establecen en el Decreto 1073 de 2015.
- **A&G:** Costos de Administración y Generales
- **ANDESCO:** Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones
- **ARMD:** Áreas Rurales de Menor Desarrollo
- **ASIC:** Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
- **ASOCODIS:** Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica
- **CCEE:** Comunidades Energéticas
- **CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas
- **CU:** Costo Unitario de prestación del servicio
- **DANE:** Departamento Administrativo Nacional de Estadística
- **DNP:** Departamento Nacional de Planeación
- **EPM:** Empresas Públicas de Medellín
- **FOES:** Fondo de Energía Social
- **FOGA-EN:** Fondo de Garantías de Energía
- **GEIH:** Gran Encuesta Integrada de Hogares
- **GWh:** Gigavatio-hora
- **IPEM:** Índice de Pobreza Energética Multidimensional
- **LCOE:** Levelized Cost of Energy
- **MDM:** Medición del Desempeño Municipal
- **MiPyme:** Micro, Pequeñas y Medianas Empresas
- **MWh:** Megavatio-hora
- **MME:** Ministerio de Minas y Energía
- **MEE (concepto):** Mínima Escala Eficiente
- **O&M:** Costos de Operación y Mantenimiento
- **OR:** Operador de Red
- **OS:** Operación del Sistema
- **OSD:** Operador del Sistema de Distribución
- **PDET:** Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial
- **PPA:** Power Purchase Agreement (Contrato de Compra de Energía)
- **PRONE:** Programa de Normalización de Redes Eléctricas

- **SDL:** Sistema de Distribución Local
- **SENA:** Servicio Nacional de Aprendizaje
- **SIN:** Sistema Interconectado Nacional
- **SSPD:** Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
- **STR:** Sistema de Transmisión Regional
- **UPME:** Unidad de Planeación Minero-Energética
- **ZAD:** Zonas de Alta Dispersión
- **ZNI:** Zonas No Interconectadas

1. Introducción

El modelo de prestación del servicio de suministro eléctrico en la región Caribe ha atravesado múltiples transformaciones desde la promulgación de las Leyes 142 y 143 de 1994. Se ha transitado desde un modelo de electrificadoras departamentales, pasando por un esquema de dos empresas, luego por uno de cuatro empresas segmentadas por mercado, y finalmente por otro de dos empresas bajo un régimen de excepción; sin embargo, el problema persiste. El fracaso recurrente de este mercado evidencia una falla significativa del modelo de liberalización implementado en Colombia desde 1994 y, dada su magnitud e importancia, representa un riesgo creciente para la estabilidad del sistema eléctrico.

En este contexto, el presente estudio tiene como objetivo desarrollar una propuesta de esquema empresarial para la prestación del servicio de suministro de energía en el mercado de Caribe Sol[1], que comprende los departamentos del Atlántico, La Guajira y Magdalena. El análisis se fundamenta en dos estudios previos que examinaron la problemática derivada del régimen singular y transitorio establecido por la Ley 155 de 2019 y se propusieron alternativas para su solución.

El presente documento plantea una solución empresarial y estructural para implementar después de la liquidación de la empresa operadora actual y del pago de sus acreencias. Esta propuesta se construye a partir de un análisis detallado de la viabilidad económica del negocio, de las lecciones aprendidas de modelos previos, de las mejores prácticas regulatorias nacionales e internacionales y del entendimiento de las particularidades del mercado eléctrico en la región Caribe. El enfoque metodológico parte por identificar mercados según sus condiciones de oferta y demanda, para luego agregarlos cuando exista homogeneidad y avanzar progresivamente hasta el ámbito departamental.

Sostenemos que el tamaño óptimo de las empresas debe corresponder al ámbito departamental, por las siguientes razones:

- Las economías de escala no aumentan de manera significativa en empresas de mayor tamaño.
- La topología de las redes de distribución y transmisión se ha desarrollado, principalmente, siguiendo criterios departamentales.
- El marco institucional vigente (Leyes 142 y 143 de 1994) otorga facultades tanto a municipios como a departamentos.
- Las sinergias entre departamentos pueden aprovecharse especialmente en generación.

[1] En 2020, se estableció que el reemplazo de Electricaribe serían dos empresas: Caribe Mar, adjudicada a Empresas Públicas de Medellín (EPM), y Caribe Sol, al Consorcio Energía de la Costa. La primera se proyectó para atender a 1,5 millones de usuarios en Bolívar, Cesar, Sucre y Córdoba. La segunda atendería los mercados de Magdalena, La Guajira y el Atlántico, prestando el servicio a 1,2 millones de personas (Andesco – Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones, 2020).

• La figura de concesión prevista en la Ley 143 de 1994 permite la prestación del servicio a nivel departamental de manera excepcional.
• La concentración de obligaciones en empresas de gran escala incrementa el riesgo sistémico.

Consideramos que un enfoque que reconozca las diferencias en la estructura de costos para atender demandas locales es más sostenible que el modelo actual, el cual agrega regiones amplias y refleja las variaciones locales bajo esquemas de excepción. Por ejemplo, la prestación del servicio en barrios subnormales presenta altos costos de gestión y operación, y menores costos de capital, en comparación con los modelos tradicionales de distribución. Si a esto se suman los factores institucionales y territoriales —de naturaleza esencialmente municipal—, la metodología adecuada consiste en agregar mercados desde lo local, en la medida en que sean homogéneos, hasta llegar al nivel departamental, donde se agotan las economías de escala.

En esta perspectiva, el estudio presenta un conjunto de propuestas que reconocen la heterogeneidad del mercado y se apoyan en marcos regulatorios que han demostrado ser eficientes en la práctica. Estas propuestas se agrupan en dos categorías:

• Propuestas diferenciales para los mercados de los departamentos que conforman Caribe Sol.
• Propuestas de carácter regulatorio.

En las primeras se analizan modelos de prestación del servicio diseñados específicamente para cada mercado objetivo, mientras que en las segundas se examinan decisiones regulatorias aplicables a estos contextos. El propósito final es desarrollar un modelo sostenible e integral, que considere sus condiciones socioeconómicas dado que, hasta la fecha, las soluciones adoptadas han sido temporales y no han ofrecido una respuesta que refleje las condiciones económicas e institucionales bajo las cuales se presta el servicio.

La propuesta presentada busca reconfigurar el esquema de prestación del servicio eléctrico en los departamentos del Atlántico, La Guajira y Magdalena, a partir de una visión técnica y sostenible del negocio de la energía. Su fundamentación se apoya en la economía del sector, en experiencias internacionales exitosas y en las lecciones aprendidas de los distintos modelos implementados en la región desde los años noventa.

2. Fundamentos metodológicos y su aplicación para la determinación de la solución empresarial

A continuación, se presenta la metodología empleada para estimar el tamaño óptimo de la empresa encargada de la prestación del servicio eléctrico en el mercado que abarca los departamentos del Atlántico, La Guajira y Magdalena. El objetivo es determinar tanto los servicios que debería asumir la entidad - Generación (G), Transmisión (T), Distribución (D) o Comercialización (C) - como la extensión territorial en la que operaría.

La delimitación del tamaño empresarial se fundamenta en los modelos tecnológicos y en los de costos de transacción abordados por la literatura económica sobre organización industrial. La primera sección describe dichos enfoques, mientras que la segunda analiza los factores que los sustentan. La tercera sección recopila los resultados de estudios empíricos relacionados con estos temas, y una cuarta aborda el concepto de economías de alcance.

Todos estos modelos parten de la premisa de que la prestación del servicio de energía genera bienestar, es decir, que la disposición a pagar por él supera el costo marginal de su provisión. Sin embargo, en las zonas más pobres puede ocurrir que la capacidad de pago de la población sea inferior al costo del servicio, lo que indicaría que, si se considerara únicamente la disposición a pagar, el servicio no debería prestarse.

En el caso de la energía, esta limitación no ha constituido un obstáculo para su provisión, debido a las externalidades positivas asociadas a su acceso. Está ampliamente demostrado que contar con este servicio puede aumentar el ingreso disponible de los hogares, por ejemplo, mediante la apertura de pequeños negocios que requieran electricidad o el acceso a equipos de computación que mejoren la productividad de los trabajadores. Precisamente por estos efectos indirectos y por el vínculo entre el uso energético y el crecimiento económico, se ha optado por subvencionar el servicio.

2.1. Modelos teóricos

La determinación del tamaño óptimo de una empresa suele abordarse desde dos perspectivas: la tecnológica y la de mercado, que se describen a continuación:

2.2.1. Modelo tecnológico

Desde la perspectiva tecnológica, el tamaño de una empresa se determina considerando las economías de escala y las economías de alcance. En términos más formales, una economía de escala se manifiesta en el rango de producción donde:

$$\frac{C(q_1)}{q_1} > \frac{C(q_2)}{q_2} \qquad q_1 < q_2$$

Donde C(q) representa el costo total de producir la cantidad q de producto: a medida que aumenta la producción, el costo promedio cae. Si se producen dos productos *q* y *y*, es posible definir las economías de alcance en determinado rango de producción como:

$$C(q, y) < C(q) + C(y)$$

Esto significa que producir ambos bienes de manera conjunta resulta más económico que hacerlo por separado. Las economías de alcance son un aspecto central de la actividad de distribución, donde la empresa se dimensiona de forma que se minimice el costo unitario de prestación del servicio. Por el contrario, la actividad de generación presenta bajas economías de escala, lo que ha permitido la liberalización de este segmento.

En general, una empresa se estructura para minimizar el costo de prestación del servicio en un mercado determinado. En este caso el mercado considerado abarca los departamentos del Atlántico, La Guajira y Magdalena, y el objetivo es determinar tanto el tamaño de la empresa como los servicios que debe ofrecer (generación, comercialización, distribución o transmisión) para atender eficientemente a esta región.

2.2.2. Modelo de mercado

Desde el influyente artículo de Ronald Coase (1937) se buscó responder a una pregunta fundamental: ¿por qué existe una empresa si, en principio, todo el sistema de producción podría organizarse a través del mercado? En otras palabras, si los mercados son tan eficientes en la asignación de recursos, ¿cuál es la necesidad de coordinar estas actividades internamente dentro de una firma?

La propuesta de Coase sostiene que, en ciertas circunstancias, utilizar el mercado implica costos. En estos casos, resulta más eficiente que la empresa realice internamente ciertas tareas, especialmente cuando es difícil detallar todas las condiciones en un contrato.

En mercados inmaduros o con baja especialización, gestionar las transacciones internamente permite desarrollar capacidades que serían costosas de adquirir a través del mercado. Esto implica que algunas actividades se gestionen mejor dentro de la empresa que mediante mecanismos de mercado.

Estas consideraciones limitan la aplicabilidad de la teoría de economías de escala y alcance, tradicionalmente utilizada para definir los límites de la empresa. Por ello, al determinar las actividades de una firma, es fundamental considerar tanto la participación del sector privado y público como la influencia del orden territorial en sus operaciones.

2.2. Inductores del tamaño de la empresa

En todo mercado, las características de la oferta y de la demanda determinan su funcionamiento. Para que una empresa logre economías de escala, son determinantes la tecnología, que define cómo evolucionan los costos con la producción, y la demanda, que establece el precio que los usuarios están dispuestos a pagar.

El análisis de la interacción entre oferta y demanda, a través de economías de escala y alcance, permite identificar el costo mínimo del servicio. En la distribución de energía, la tecnología implica altos costos fijos —como líneas y transformadores— con largos períodos de recuperación debido a su vida útil de varias décadas. Los costos variables representan una fracción menor del total, lo que eleva el tamaño mínimo eficiente de la empresa en términos de número de consumidores.

En los estudios de costos, los inductores incluyen medidas de output y variables ambientales. Para las empresas de distribución, el output puede medirse en kilómetros de red, número de clientes o demanda de energía; sin embargo, los reguladores suelen utilizar la dispersión geográfica de los clientes ("sparsity"), que se relaciona mejor con los costos de distribución que otros indicadores.

La dispersión se refiere a cuán separados están los consumidores y la demanda de energía en el territorio. **Por ejemplo, una red dispersa atiende pocos consumidores por kilómetro de red o consumidores con bajo consumo per cápita, y suele encontrarse en zonas rurales, remotas o con topografía compleja.** Contrasta con redes urbanas densas, donde muchos consumidores concentran alta demanda en un área geográfica reducida.

Cuando realizan estudios de costos de distribución, los reguladores suelen incorporar variables que reflejen la dispersión, tales como:

$\text{Densidad de usuario} = \frac{\text{Número de Usuarios}}{\text{Longitud de red (km)}}$, decreciente en dispersión.

$\text{Densidad de carga} = \frac{\text{Demanda Total (MWh)}}{\text{Longitud de red (km)}}$, también decreciente en dispersión.

Estas variables pueden definirse de manera inversa para reflejar la dispersión de forma creciente:

$$\text{Dispersión de usuario} = \frac{\text{Longitud de red}}{\text{Número de usuarios}};$$

$$\text{Dispersión de carga} = \frac{\text{Longitud de red}}{\text{Demanda Total}}$$

En la práctica los reguladores también analizan indicadores como:

- Usuarios por transformador;
- Demanda por subestación;

- Longitud de la red por km² de territorio.

Se espera que las economías de escala sean mayores cuanto más alto sea el consumo de energía por usuario, mayor sea la densidad poblacional y menores sean los obstáculos naturales. Todos los inductores de costo reflejan la demanda que se desea atender, ya que las empresas de distribución se ajustan al mercado que deben abastecer.

En este análisis, los factores de demanda adquieren especial importancia, dado que la tecnología de distribución es altamente estandarizada. Incluso las innovaciones más recientes tienen un impacto limitado en el modelo tradicional, ya que requieren bidireccionalidad y ofrecen retornos a escala similares.[2]

2.3. Aplicación de la metodología en otros países

2.3.1 Economías de Escala

Las economías de escala son fundamentales para la estructura de una industria y para la determinación de precios. Cuando estas son altas, resulta más eficiente que una sola empresa abastezca todo el mercado. El tamaño óptimo de una empresa se alcanza cuando se minimiza su costo medio de producción.

La distribución eléctrica es generalmente un monopolio natural, lo que significa que una sola empresa puede atender el mercado de manera más eficiente. En este contexto, la economía de escala depende de dos elementos clave:

- El mercado relevante; y
- La tecnología de producción.

La escala de una empresa depende del tamaño del mercado y de la tecnología de producción: un cambio en el mercado o en la tecnología puede alterar la escala mínima eficiente y la posibilidad de que múltiples empresas suministren el mercado.

En economía, este concepto se representa mediante la función de costos, que relaciona el producto q con los precios de los factores de producción W_i (salarios, rentas, tipos de interés):

$$C = C(q, W_i);$$

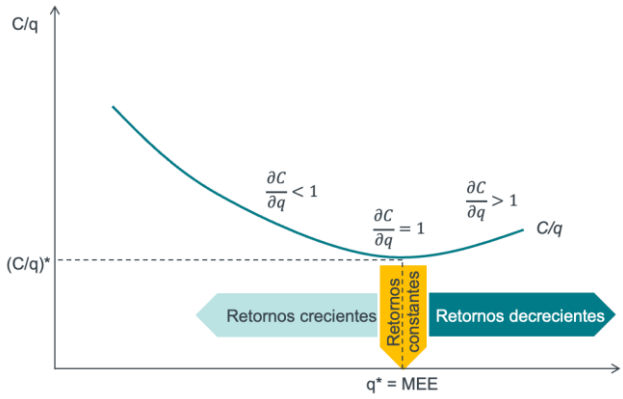
Se distinguen tres tipos de retornos a escala: crecientes, decrecientes y constantes.

$$\frac{\partial C}{\partial q} < 1; \frac{\partial C}{\partial q} > 1; \frac{\partial C}{\partial q} = 1$$

[2] Ver el estudio del MIT Utility of the Future. Disponible en https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf

Cuando el costo total aumenta menos que proporcional al output, se dice que hay retornos crecientes; si aumenta más que proporcional, retornos decrecientes; y si aumenta en la misma proporción, retornos constantes (Gráfico 1).

Gráfico 1: Economías de escala y costo medio



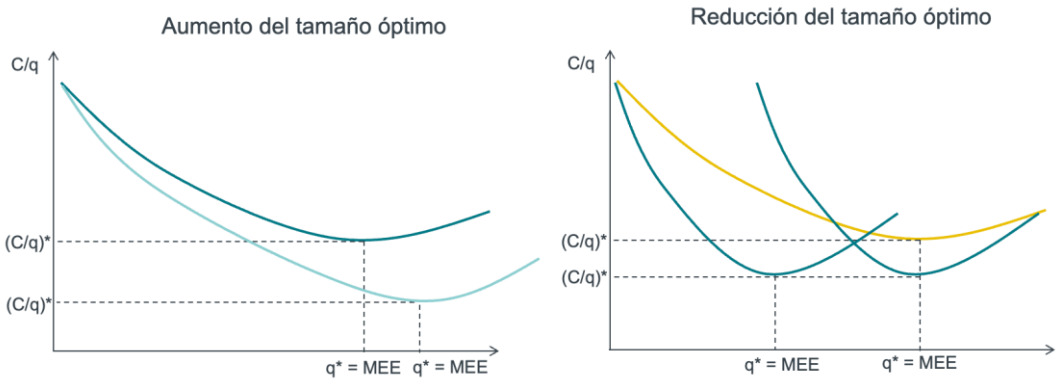
Fuente: Elaboración propia.

La función de costo medio de una tecnología muestra cómo las economías de escala dependen del tamaño del mercado relevante. Inicialmente, el costo medio disminuye, lo que indica que el costo total crece menos que el output (retornos crecientes). Luego, alcanza un mínimo, denominado Mínima Escala Eficiente (MEE), donde el costo y el output crecen a la misma tasa localmente. Finalmente, el costo medio aumenta, lo que refleja retornos decrecientes, es decir, que el costo crece más que el output.

La zona en la que los retornos son crecientes se denomina economías de escala, donde una sola empresa resulta más eficiente, ya que su costo incremental de producción disminuye. Se supone que una empresa debe crecer hasta alcanzar su Mínima Escala Eficiente (MEE); cualquier crecimiento adicional sería más eficiente a través de la entrada de una nueva empresa.

Cuando la tecnología cambia, la forma de la curva de costos medios también se modifica, lo que afecta el tamaño óptimo de la empresa, pudiendo hacerlo aumentar o disminuir según el caso. El Gráfico 2 ilustra este comportamiento.

Gráfico 2: Efectos del cambio de tecnología en la escala



Fuente: Elaboración propia.

En el lado izquierdo, se muestra un ejemplo de tecnología con mayores costos fijos, lo que genera una reducción pronunciada del costo medio a medida que aumenta el output. En el lado derecho, se presenta un ejemplo de tecnología con menores costos fijos, lo que reduce el tamaño óptimo de la empresa; en este caso, resulta más eficiente tener dos empresas que una sola, ya que se alcanza un menor costo medio.

2.3.1.1. Las economías de escala en la distribución eléctrica

La tecnología de la distribución eléctrica ha permanecido prácticamente inalterada durante décadas. Sin embargo, se trata de una actividad típicamente caracterizada por economías de escala, y por ello se regula como un monopolio natural. En consecuencia, el principal factor que condiciona el tamaño de la empresa es el output.

Los estudios sobre economías de escala **identifican diversos inductores (outputs) que determinan el costo de producción**:

- La energía distribuida;
- El número de clientes; y
- El territorio.

El primer inductor busca cuantificar cómo cambian los costos cuando aumenta el consumo por cliente. Es decir, manteniendo constante el número de clientes y la extensión del territorio, aumenta el consumo total de MWh. En otras palabras, los clientes existentes en una determinada zona incrementan su consumo sin que el costo total crezca en la misma proporción.

El segundo inductor mide cómo cambian los costos cuando aumenta el número de clientes. Es decir, manteniendo constante el tamaño de la zona de servicio, se incrementa el número de clientes, quienes tienen el mismo consumo promedio que los clientes existentes. Como

resultado, el consumo total aumenta de manera proporcional al número de nuevos clientes. Este indicador refleja la eficiencia de que una sola empresa suministre el servicio en zonas con mayor densidad poblacional.

El tercer inductor, mide cómo cambian los costos cuando se incrementa el área geográfica de servicio. Es decir, el área aumenta mientras se mantiene constante la relación clientes/m^2 y el consumo por cliente. Las condiciones de prestación del servicio permanecen iguales, pero la extensión geográfica se amplía. Esta medida permite evaluar si resulta más eficiente que una sola empresa suministre un área grande o si es preferible que una nueva firma cubra la nueva zona, en lugar de expandir la cobertura de la empresa existente.[3]

2.3.1.2. Revisión bibliográfica

Como se abordó anteriormente, cuando existen economías de escala, los resultados de un mercado competitivo no son eficientes desde un punto de vista económico, ya que los costos incurridos por una única empresa en prestar un servicio son menores que los costos que tendrían dos empresas en prestar la mitad de los servicios cada una. Por esta razón, en estas situaciones se justifica la existencia de monopolios.

Durante el periodo de liberalización del mercado eléctrico se realizaron trabajos en numerosos países para determinar el alcance de las economías de escala en el sector. A pesar de que los resultados apuntaron a un agotamiento de las economías de escala en la parte de generación (Filippini, 1998), la mayoría de los trabajos coinciden en afirmar que las actividades de distribución y transmisión están sujetas a economías de escala y, por lo tanto, deben seguir siendo actividades reguladas.

El análisis de las economías de escala es, por lo tanto, útil para analizar la organización territorial y legal de las actividades de distribución, así como las fusiones y los procesos de re-centralización. La Tabla 1 sintetiza los trabajos internacionales llevados a cabo en esta área.

[3] Vale la pena aclarar que los estudios al respecto no encuentran muchas economías de escala asociadas a aumento del territorio (ver, por ejemplo, Kwoka (2005).

Tabla 1: Resumen de los principales estudios publicados

Estudio	Forma funcional	Variables	Economías de escala
Farsi et al., 2010 (Francia).	Latent-class Cobb- Douglas	Número de consumidores (*) Tamaño del territorio Valor neto contable del total de activos Efectos temporales Efectos empresa	➢ Se encuentran Economías de Escala con respecto al número de usuarios. ➢ El tamaño de las economías varía debido a factores inobservables relacionados con la red y las tecnologías.
Kwoka, 2005 (EE.UU.)	Función cuadrática	KWh (*) Número de consumidores Tamaño del territorio Metros de cable subterráneos % KWh alto voltaje % KWh auto producidos Precio trabajo Precio capital Precio adquisición energía Compañía pública o privada Venta de gas y electricidad	➢ No se encuentran evidencias fuertes de que el costo unitario decrezca con el tamaño del territorio. ➢ Por el contrario, sí encuentran economías de escala con respecto a MWh y número de consumidores. ➢ Encuentran economías de escala en costos de Operación y Mantenimiento y casi nada en comercialización.
Yatchew, 2000, (Canadá)	Función translog semi-paramétrica.	Cantidad total de consumidores (*) Cantidad total de electricidad vendida a cada cliente (KWh/cliente) Vida remanente de los activos Factor de carga Densidad de los consumidores (km de cable entre número de consumidores) Si ofrecen servicios adicionales Salario Costo del capital (inversión bruta acumulada por planta entre kilómetros totales de cable)	➢ Economías de escala con respecto al número de consumidores. ➢ La escala mínima eficiente se encuentra en compañías con 20.000 consumidores. ➢ Con más consumidores las economías de escala son constantes o decrecientes. ➢ Evidencias de economías de alcance en compañías que ofrecen otros servicios como agua.
Filippini, 1998 (Suiza)	Translog	KWh (*) Factor de carga Tamaño del territorio Número de consumidores (número de hogares unifamiliares, apartamentos, y empresas) Año Salarios Costo de capital (capacidad total de distribución instalada en KW) Precio energía	➢ Economías de densidad en la mayor parte de compañías ➢ Economías de escala solo en empresas pequeñas y medianas.
Roberts, 1986.	Translog	MWh Bajo Voltaje MWh Alto Voltaje Costos de generación, transmisión y distribución Salario Costo del capital Número de clientes Área del territorio	➢ La reducción en el costo marginal es resultado de la disminución del consumo de cada cliente y no del número de clientes ni del tamaño del territorio. ➢ No existen eficiencias por tener pocos distribuidores sirviendo un área grande.
Triebs, Saal, Arocena y Kumbhakar, 2016. (EE.UU.)	Función flexible porque introduce diferencias en tecnologías para empresas integradas y separadas	Costo total (capital, combustible—para empresas con generación, opex) Electricidad generada Demanda punta (*) Demanda distribuida (*) Precios para capital, combustible y otros.	➢ Se encuentran economías de escala (demanda punta y distribuida) en empresas integradas y especializadas. ➢ La economía de escala existe para todas las empresas.

Estudio	Forma funcional	Variables	Economías de escala
Mydland, &., Haugom, E., & Lien, G., 2018. (Noruega)	Translog Estimación por quintiles	Costo total, incluido costos de interrupciones Tamaño de la red (km) Número de clientes	➢ Se encuentran altas economías de escala, pero sobre todo para empresas pequeñas (1.089). ➢ Se encuentran tanto en clientes como en tamaño de la red. ➢ Aumentan con el tiempo.
Mydlanda, Kumbhakara, Liena, Amundsveen y Kvile, 2020. (Noruega)	Curva cuadrática de costo. Interés de diferencias con empresas integradas con generación	Costo operativo Longitud de red; Número de consumidores Generación Energía distribuida	➢ Economías de escala encontradas para todos los tamaños, pero principalmente para las más grandes. ➢ Economías de escala más pertinentes en empresas integradas.

Fuente: Elaboración propia.
Nota: *Medida principal de "output".

Las investigaciones de economías de escala en la distribución eléctrica coinciden en señalar que, en los países analizados (Francia, EE.UU., Canadá, Suiza y Noruega), existen economías de escala para consumo y/o número de usuarios y, en algunos casos, con respecto al territorio.

Como en la práctica existe una fuerte relación entre número de consumidores y el consumo, presentando multicolinealidad, algunos investigadores solo incluyen una de las dos variables. Es entonces normal que aquellos que solo incluyen consumo encuentren economías de escala en consumo y aquellos que solo incluyen usuarios encuentren economías de escala en usuarios. Sin embargo, el trabajo pionero de Roberts en el año 1986 incluye ambas variables y concluye que las economías se deben al consumo y no al número de usuarios.

También es normal que los investigadores diverjan en la forma en que asumen para la función de costos (generalmente del tipo Cobb-Douglas o alguna variante de la translog). Sin embargo, los resultados obtenidos son robustos a la forma funcional. Asimismo, los hallazgos internacionales también permanecen inalterados con respecto al número de variables externas que cada investigación incluye dentro de la función de costos. En Noruega, por la introducción de legislación que exigía la separación de generación y distribución, un par de estudios también se centran en economías de alcance y concluyen que para empresas pequeñas las economías de alcance con generación son importantes.

Uno de los trabajos más citados (Farsi et al., 2010) sobre economías de escala en la distribución de electricidad tiene por objetivo determinar los beneficios de la re-centralización de los distribuidores en Francia. Según los resultados de este análisis, existen economías de escala con respecto al número de usuarios, sin embargo, el tamaño de dichas economías varía significativamente debido, posiblemente, a factores inobservables relacionados con la red y las tecnologías. Además, los resultados apuntan a que aquellos distribuidores situados en zonas metropolitanas con alta densidad poblacional ya han agotado las economías de escala.

Debido a los múltiples resultados obtenidos y a la amplia muestra de empresas, el trabajo cuyo objetivo era el análisis de las fusiones de distribuidores en los EE.UU., ha sido muy

referenciado en el sector (Kwoka, 2005). Los resultados que se desprenden de este estudio coinciden en afirmar la existencia de economías de escala en el sector de la distribución eléctrica, sin embargo, afirma que esas economías se agotan a niveles muy bajos de producción, medida esta como MWh suministrados.

Kwoka no encuentra evidencias fuertes de que el costo unitario decrezca con el tamaño del territorio. Por el contrario, sólo encuentra economías de escala con respecto a MWh y número de consumidores. El origen de estas economías se encontraría en los costos de operación y gestión (O&M) y casi nada en los costos relacionados con administración y general (A&G).

Otro trabajo de referencia es el llevado a cabo por Yatchew en el año 2000 para analizar las economías de escala en la distribución eléctrica. Este trabajo utiliza el número de consumidores como la medida principal de expansión de la producción y encuentra que la escala mínima eficiente se encuentra en compañías con apenas 20.000 consumidores. Es decir, en el caso estudiado, aumentar el número de clientes por encima de los 20.000 no conlleva importantes reducciones de costos. Cuando el número de consumidores sobrepasa esta cifra, las economías de escala son constantes o decrecientes. Además, la investigación encuentra evidencias de economías de alcance en compañías que ofrecen otros servicios como agua.

Siguiendo con el debate sobre la necesidad de desregular el sector eléctrico, en 1998, Filippini lleva a cabo un estudio para analizar cuál es la situación en Suiza. Sus resultados coinciden en la existencia de economías de escala con respecto a las tres medidas de output: consumo, número de clientes y tamaño del territorio. Sin embargo, sólo encuentra economías de escala con respecto al tamaño del territorio en compañías pequeñas y muy poco en compañías medianas. Es decir, solo para empresas con un tamaño pequeño y mediano, aumentar el territorio manteniendo constante la proporción de clientes por metro cuadrado y el consumo por cliente, conlleva una reducción de los costos.

El trabajo pionero de Roberts en 1986, también utiliza las tres medidas de producción y encuentra que las economías de escala solo se deben a un aumento del consumo per cápita y no a la densidad poblacional ni al área del territorio cubierto.

Anteriormente se encontraron resultados similares en Noruega y Nueva Zelanda en 1994 (Salvanes y Tjotta) y 1993 (Giles y Wyatt), respectivamente. En el caso de Noruega, los resultados apuntan hacia un tamaño óptimo de 20.000 clientes por empresa y descartan que existan ganancias de eficiencia cuando existe una única empresa distribuidora con muchos clientes. Los resultados de Nueva Zelanda descartan la existencia de economías de escala en empresas grandes.

2.4. Economías de alcance

La reforma de los sectores eléctricos a inicios de los años 90 consideraba que los beneficios de integrar actividades eran inferiores a los de separar la generación, transmisión,

distribución y comercialización. En consecuencia, como se estableció en las Leyes 142 y 143 de 1994, las actividades del sector fueron separadas.

Los años posteriores demostraron las ventajas de este paradigma, y los países más reformistas profundizaron la separación de actividades. En Colombia, la ley permitió la integración de actividades para las empresas existentes en el momento de la reforma, reflejada en regiones como Antioquia, Bogotá y el Valle, con la notable excepción de la región Caribe. La profundización observada en otros mercados no se materializó; por el contrario, el sector ha tendido a integrarse verticalmente en electricidad **y** horizontalmente con el sector de gas natural.

Esta sección del documento analiza las economías de alcance, con énfasis en aspectos centrales para el mercado de Caribe Sol, como son las economías de alcance en distribución y comercialización.

Las economías de alcance se refieren a que es más eficiente realizar dos actividades de manera conjunta que por separado. Para su análisis, es fundamental definir los mercados involucrados, que en el caso del sector eléctrico están estrechamente relacionados con las siguientes actividades:

- Generación (G);
- Transmisión (T);
- Distribución (D); y
- Comercialización (C).

En algunos países, como el Reino Unido, se ha promovido una mayor división de actividades, por ejemplo, en aspectos como la medición. Con los cambios tecnológicos en la industria, algunos países han separado nuevas actividades segmentos específicos, como la generación distribuida, el almacenamiento, la generación de datos de clientes y la agregación de demanda, entre las más habituales.

Sin embargo, a pesar de la aparición de estos nuevos rubros, los principios para separar actividades permanecen: dividir los segmentos que puedan ser competitivos de aquellos sujetos a economías de escala y asegurar acceso libre a terceros a las actividades consideradas esenciales.

Definir la economía de alcance es sencillo. Siguiendo la convención tradicional de Baumol et al (1982)[4], las economías de alcance del producto T se representan como:

[4] Baumol, W., Panzar, J. C., and Willig, R. D. (1982). Contestable Markets and the Theory of Industry Structure. Harcourt, Brace, and Javanovich, New York.

$$EDA_T = \frac{C(Q_T) + C(Q_{-T}) - C(Q)}{C(Q)}$$

Donde $C(Q)$ es el costo de producir todo el vector de productos Q, mientras que $C(Q_T)$ y $C(Q_{-T})$ representan los costos autónomos de producir T y los demás productos diferentes a T. Es decir, en el caso de dos productos (1, y 2 de T), existen economías de alcance cuando:

$$C(Q_{1,}Q_2) < C(Q_{1,}) + C(Q_2)$$

Es decir, es más barato producir los bienes de manera conjunta que separada.

2.4.1. Fuente de economías de alcance en el sector eléctrico

Para analizar la fuente de economías de alcance en el sector eléctrico es importante considerar las cuatro etapas de la producción: Generación (G), Transmisión (T), Distribución (D) y Comercialización (C).

El siguiente gráfico muestra las sinergias posibles en las diferentes fases de la cadena, diferenciadas en:

Economías de coordinación: reflejan el costo de equilibrar en tiempo real el sistema, dado que la demanda y la oferta de electricidad deben estar alineadas en todo momento, en comparación con los efectos de las externalidades de red. El argumento central es que los flujos de información funcionan de manera más eficiente dentro de una misma empresa que fuera de ella.

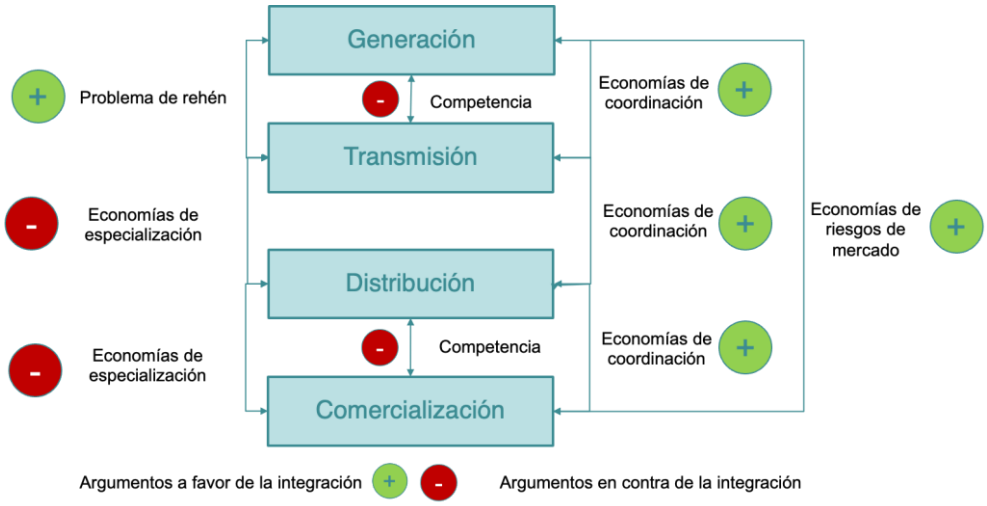
Estas economías surgen debido a altos costos de transacción, generados por asimetrías de información e incentivos divergentes. Por ejemplo, en generación y transmisión, la coordinación de inversiones puede fallar porque conectar a un generador tiene efectos sobre otros usuarios o infraestructuras (externalidades de red). Los costos de coordinación se vuelven relevantes cuando existen costos comunes que se deben duplicar al separar dos actividades.

Economías de riesgo de mercado: Estas economías tienen dos fuentes principales. La primera se relaciona con que los activos de generación (G), transmisión (T) y distribución (D) son altamente específicos a su uso y complementarios. Una vez construidos, tienen pocos usos alternativos, lo que los hace susceptibles al "problema del rehén" (hold-up problem), donde la contraparte puede intentar remunerarlos a un costo bajo.

Dado que los contratos diseñados para mitigar este problema suelen ser incompletos —es decir, no contemplan todas las contingencias posibles—, puede resultar más eficiente integrar los negocios dentro de una misma empresa[5].

Economías de especialización. En este caso, se considera que separar actividades permite concentrar labores y reducir costos. Este argumento es similar al que se aplica en las economías de escala[6], donde centralizar la producción reduce el costo promedio por unidad.

Figura 1: Las economías de alcance (integración de actividades)



Fuente: Elaboración propia.

Aunque en Colombia aún no se han desarrollado nuevas actividades, algunos estudios señalan que el principal desafío en estos casos es integración de la Operación del Sistema. Un estudio realizado para la Misión de Transformación Energética enfatiza que la teoría de las ventajas de la integración vertical es más relevante en mercados, donde los costos de utilizar el mercado pueden internalizarse dentro de la empresa.

Esto sugiere que es más económico integrar:

- Entre actividades competitivas; y
- En mercados nuevos.

Por lo tanto, resulta más factible y razonable integrar dos actividades nuevas y competitivas, o, en menor medida, una actividad competitiva existente con una nueva actividad

[5] En el caso de comercialización y generación, por ejemplo, suelen tener ventajas de integración porque la volatilidad de precios suele ser difícil de cubrir si no se tienen activos de generación

[6] Para argumentos más detallados consulte a Meyer, R. (2010). Economies of Scope in Electricity Supply and the Cost of Vertical Separation for Different Unbundling Scenarios. Enero de 2010, Journal of Regulatory Economics 42, (1) pp: 1-20.

competitiva. Como ejemplo, se puede analizar el caso de la generación centralizada y la descentralizada.

La generación descentralizada compite con la centralizada, aunque la primera presenta complementariedades con la red de distribución, mientras que la segunda con la de transmisión. Por lo tanto, no parece necesario separarlas si existe competencia en ambas actividades.

Sin embargo, en un escenario descentralizado, impulsado por nuevas tecnologías como vehículos eléctricos, almacenamiento, generación distribuida, medición inteligente y respuesta de la demanda, el vínculo de estas actividades potencialmente competitivas con las redes de distribución hace que la integración vertical sea menos deseable.

La razón radica en que, en el nuevo modelo descentralizado, la figura central es el Operador del Sistema de Distribución (OSD). El OSD cumple funciones clave, como mantener el equilibrio entre oferta y demanda en baja tensión, y gestionar mercados de energía y servicios complementarios provenientes de actividades que aportan flexibilidad y se prestan de manera competitiva, a veces compitiendo con recursos del distribuidor si éste está integrado.

El conflicto de interés es evidente, y los países que han implementado la figura del OSD, como en la Unión Europea, no permiten su integración vertical con otras actividades competitivas.

Un modelo alternativo consiste en crear un OSD independiente, encargado únicamente de la operación del sistema y la plataforma de mercados. Sin embargo, existen numerosas sinergias entre la distribución y el OSD, debido a la cantidad de elementos involucrados, por lo que no se considera razonable separar completamente estas funciones.

Esto implica que, en un modelo más moderno, en el que surjan múltiples recursos descentralizados, la separación de las actividades competitivas del OSD resulta fundamental para el desarrollo de mercados eficientes y la participación de los consumidores.

2.4.2. Aplicaciones en la literatura económica

Existen estudios de integración vertical basados en diferentes enfoques. Los primeros analizaban la existencia de complementariedades entre las diferentes etapas de la producción. La conclusión de estos era unánime y demostraba que existían altas complementariedades.

Los primeros análisis de economías de alcance se basan en la estimación de funciones de costo de mercados eléctricos de los EE.UU. Los estudios de Kaserman y Mayo (1991), Kwoka (2002) y Arocena et al (2012) estiman funciones cuadráticas de costo de diferentes segmentos de la cadena y encuentran altas economías de alcance entre generación y redes (incluyendo transmisión y distribución). Estos modelos utilizan datos transversales de empresas americanas.

Los siguientes estudios analizan datos de panel de los EE. UU. Meyer (2012) y Triebs et al. (2016) analizaron empresas americanas en 2001–2008 y 2000–2003. Los estudios en cuestión encuentran evidencia de economías de alcance en las que los costos totales de realizar de manera conjunta las dos actividades pueden reducir los costos totales entre 4% y 27%[7].

Un problema de estos estudios es que suponían la misma tecnología para las empresas integradas que las separadas y, como anota Meyer (2011), las empresas especializadas suelen utilizar tecnologías diferentes.

Los estudios europeos utilizan datos de panel y también encuentran altas economías de alcance. Jara-Díaz et al. (2004) analizan empresas españolas de generación y distribución en el período 1985–1996. Piacenza y Vannoni (2009) el mercado italiano entre 1994–2000 y Fetz y Filippini (2010) empresas suizas de generación y distribución entre 1997–2005. Gugler et al. (2017) analizaron 28 empresas de generación y distribución en 16 países en el período 2000-2010. Todos estos estudios encontraron evidencia de economías de alcance con valores superiores a los encontrados en los EE.UU. (desde 6,5% hasta el 60%)[8].

El estudio más reciente sobre el tema de economías de alcance, Mydlanda et al. (2020) también analiza en el mismo artículo el tema de economías de escala y lo aplica al mercado noruego, uno de los primeros países en liberalizar el sector. Los autores utilizan una tecnología flexible que les permite analizar diferencias entre empresas integradas y especializadas, y encuentran evidencia de economías de escala y de alcance, pero la forma flexible les permite apreciar que las empresas pequeñas se benefician de las economías de alcance y las grandes de las economías de escala.

En un resultado que replica la observación hecha por Adam Smith que el tamaño del mercado dictaba la especialización, los autores encuentran que "*las firmas con menores tamaños en distribución y generación tienen los mayores valores de economías de alcance. Estos análisis sugieren que, para las empresas más pequeñas de la muestra, la política de separación estricta de la propiedad puede ser costosa.*" (pág. 46)

Los autores reconocen las bondades de introducir competencia en el sector, pero sugieren que en mercados pequeños el peso de la prueba de la competencia es mayor que en mercados grandes. Se reproducen los resultados de este modelo por encontrarlos de interés para el presente estudio.

[7] Tanto Arocena et al. (2012) como Triebs et al. (2016) reportan evidencia de economías de escala entre 1.01-1.134

[8] Jara-Díaz et al. (2004) y Fetz and Filippini (2010) encontraron evidencia de economías de escala de 1.07 y 1.4–1.7.

Tabla 2. Economías de alcance por tamaño

G (MWh) \D (km)	200 km	400	600	800	1.000	1.200
5.000 MWh	51%	18%	10%			
10.000	51%	17%	18%			
20.000	36%	14%	10%		1%	
50.000	28%	10%	8%			
100.000	29%	3%	5%	-0.8%	-8%	-3%
300.000	-	0.7%	9%	4%	11%	7%

Fuente: (Mydland, Kumbhakar, Lien, Amundsveen, & Kvile, 2020).

2.4.3. Separación vertical en la política regulatoria

La separación de actividades en el sector eléctrico respondía a la lógica de que los primeros beneficiarios de la liberalización del mercado serían los grandes consumidores. Por lo tanto, era necesario que los generadores, en los segmentos donde la competencia era posible y deseable, tuvieran libre acceso a los mercados que les permitieran atender a estos grandes clientes.

Esto implicaba separar las actividades de transmisión y operación del sistema, de modo que todos los generadores contaran con igualdad de oportunidades de acceso a la red.

Los resultados del modelo inicial en la Unión Europea mostraron mejores precios para los clientes de gran tamaño, pero con el tiempo se observó que las tarifas no disminuían para los clientes de baja tensión. Esto llevó a profundizar el modelo mediante una reforma minorista, que separó legalmente la distribución, la gestión y la operación.

Sin embargo, los resultados de esta segunda reforma no cumplieron las expectativas, debido a la imposición de obstáculos que limitaron la competencia.

La Comisión identifica que, aun bajo reglas de separación legal (separación contable y empresas independientes dentro de un holding), las empresas incumbentes tienen incentivos y la habilidad de dificultar la entrada de competidores para favorecer sus intereses comerciales. El aspecto esencial de este problema es el acceso a las redes que permite a los incumbentes "cerrar el mercado" aguas abajo. Esto puede tomar la forma de discriminación de precios o la utilización de subsidios cruzados pasando costos de la parte liberalizada a la parte regulada. Esto último lleva a distorsión de la competencia porque el costo de acceso aumenta en proporción a la subvención cruzada en lo que se conoce como la práctica anticompetitiva de "aumentar costos de los rivales".

En Colombia la práctica regulatoria comenzó con excepciones. La Ley Eléctrica permitió que las empresas integradas, antes de la vigencia de la nueva Ley 143 de 1994, permanecieran integradas. Esto incluyó a los mercados de Bogotá, Medellín y Cali, pero no en el caso de la región Caribe, donde Corelca quedó separada de las electrificadoras departamentales. Urrá tampoco formaba parte de este conglomerado.

Pero la Ley permitió la integración de la D y la C sobre todo para las empresas que atienden los mercados regulados. La separación de estas dos actividades ha sido muy blanda hasta la fecha, limitándose, en el mejor de los casos, a una separación contable. También se han visto situaciones en las cuales las empresas DC adoptan una marca independiente con la que compiten en mercados de otros DCs y hasta en mercados propios (Enel-X, de Enel, Enerco de EPM, o Ener-Bit de CELSIA).

La parte más estricta es la de transmisión, en la cual las empresas que realicen la actividad no pueden realizar de manera directa otra. También parecía estricta la Operación del Sistema (OS), pero la Ley no se desarrolló y el OS es XM cuyo único accionista es ISA. Además, el propietario de ISA es Ecopetrol que desarrolla actividades de generación bajo la figura de productor independiente y quien es representado por Gecelca en el Mercado Mayorista.

De esta manera la separación vertical de la Ley se ha ido relajando hasta alcanzar su máxima expresión en la Ley 155 de 2019 que permitió la integración de actividades sectoriales (D-C-G).

2.4.4. Posible aplicación a la D-C

No existen artículos académicos de las economías de alcance en D-C, en especial porque la mayoría de las empresas que atienden a usuarios que no han elegido comercializador suelen ser las distribuidoras habituales (incumbentes). Sin embargo, la existencia de usuarios que cambia de comercializador es evidencia que esas ganancias no deberían ser muy altas en mercados con una larga historia de liberalización del mercado minorista.

Dado que el sector de distribución es un monopolio natural la pregunta obvia es si hay sinergias entre distribución y comercialización. Para eso lo mejor es analizar las actividades que lleva a cabo un comercializador y entender la naturaleza de los costos, pero es mejor comenzar analizando la naturaleza del negocio de comercialización.

El negocio del comercializador es similar al de un intermediario financiero, recoge dinero de los usuarios y gira más del 80% del dinero recaudado a los agentes aguas arriba. Los ingresos son de dos tipos, capital de trabajo y el margen de comercialización, y sus costos son la gestión del cliente, la facturación, el recaudo y la gestión comercial con el mercado mayorista. Puede decirse que es un negocio de intermediación con riesgo de contraparte en el cual la gestión financiera es clave, así como el conocimiento del mercado y sus clientes. Las

economías de escala en este mercado son más bien bajas, pero existe un efecto portafolio de juntar clientes con diferentes riesgos[9].

Las actividades típicas de un comercializador pueden verse a continuación. A estas se añade la medición, porque en Colombia se le adjudica:

1) **Suministro de contador.** Incluye todas las actividades anteriores a la instalación como compra e inventario.
2) **Operación del contador.** Instalación y mantenimiento.
3) **Lectura.** Lectura de la información del consumo.
4) **Procesamiento de la información.** Esto incluye validación, verificación y entrega de la información procesada.
5) **Agregación de información.** Información agregada para propósitos de liquidación.
6) **Liquidación.** Asignar compras y ventas a cada comercializador.
7) **Facturación y recaudo de cuentas.**
8) **Compra de energía en bloque.**

- La actividad 1 tiene posibles economías de escala, sobre todo por la fabricación de los contadores y por todo el costo de gestión en la instalación. En Colombia esta actividad se ha asignado, para la medición inteligente, al distribuidor. No tiene relación con la actividad de comercialización.

- La actividad 2 tiene altas economías de densidad por la posibilidad de ahorrar cuadrillas y tiene una importante economía de alcance con la actividad comercial porque puede utilizarse para reducir el riesgo de recaudo. En Colombia, el distribuidor está a cargo de esta actividad y podrá beneficiarse de las economías de alcance ya sea en contadores inteligentes o en los contadores del tipo prepago que están siendo instalados para mejorar el recaudo.

- La actividad 3 tiene algunos costos compartidos con el distribuidor porque permite identificar manipulaciones del contador y mejora las pérdidas que le son imputadas. Esto ocurre tanto en versión de lectura remota, como lectura in situ, aunque la primera tiene altas economías de escala y la segunda de densidad.

- La actividad 4 es muy automatizada y tiene algunas economías de alcance con la distribución para cruzar información y mejorar gestión del cliente, pero no son muy altas.

[9] El sector en países más liberalizados se caracteriza por un número reducido de comercializadores (5-6) y una masa amplia de entrantes que buscan alcanzar una mínima escala eficiente. Los entrantes suelen ser absorbidos por empresas más grandes y, al ser un negocio de márgenes bajos, la captura de clientes suele ser su costo más representativo. Este costo es evitado por las empresas incumbentes y tiende a ser menor para comercializadores libres asociados a las comercializadoras incumbentes.

- La actividad 5 es similar, pero quizá las economías de alcance sean ligeramente inferiores a las de la actividad 4.
- La actividad 6 de liquidación es poco costosa (hoy día el servicio se presta por parte de terceros) y lo que tiene de economías de alcance es porque algunas distribuidoras cuentan con un sistema específico, pero con la liberalización las economías de alcance desaparecerán porque las plataformas se estandarizarán.
- La actividad 7 sí tiene economías de alcance con distribución porque la mejora en pérdidas y en recaudo suelen ir de la mano.
- La compra de energía en bloque no tiene actividades de alcance con la distribución porque, en Colombia, la realiza el Administrador Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC.

Tabla 3: Economías de escala y alcance en actividades de comercializador-distribuidor

Actividad	Escala	Alcance (negocio tradicional)	Alcance (nuevo negocio)
Suministro contador	Altas	Bajas	Bajas
Instalación/mantenimiento	Altas	Medias	Altas
Lectura	Altas	Alta	Alta
Procesamiento info.	Medias	Bajas	Bajas
Agregación info.	Bajas	Bajas	Bajas
Liquidación	Medias	Medias	Bajas
Facturación/recaudo	Medias	Medias	Bajas
Compra de energía	Medias	Bajas	Bajas

Fuente: (Barrera & Hunt, 2005). Para mayor detalle leer el texto. Elaboración propia.

2.4.5. Lecciones para el caso local

En discusiones sectoriales se sostiene que el negocio integrado de generación y comercialización presenta altas economías de alcance. Se citan como ejemplos exitosos a ENEL y EPM (aunque en menor medida el caso de EMCALI) para sustentar esta afirmación, y se sugiere que la región Caribe podría beneficiarse con la integración con Gecelca.

El argumento tradicional para agrupar estas dos actividades está relacionado con la gestión de riesgos: una empresa de comercialización que también genera energía puede vender contratos a precio fijo a sus clientes más fácilmente que una empresa que no cuenta con capacidad de generación propia.

Pero para que esto funcione, las empresas de generación deben vender su propia energía, lo que implica que la integración vertical es viable únicamente si el precio del contrato está por encima del costo variable de generación de la planta. Esto se cumple en empresas con bajos

costos variables, como las centrales hidráulicas, de carbón y algunas renovables. Por lo tanto, la afirmación de que conviene integrar generación y comercialización solo es válida para fuentes de generación de bajo costo variable.

En este escenario se generan dos efectos importantes, especialmente para las plantas hidráulicas. Como estas no tienen costos de combustible, todos sus ingresos de mercado se destinan a cubrir inversiones, lo que genera un rendimiento financiero corriente que puede ayudar al negocio de comercialización.

Ceteris paribus, como señalan los estudios analizados, integrar generación y suministro parece razonable para empresas pequeñas, pero no necesariamente para las grandes. Estas últimas deben comprar energía a terceros, por lo que lo fundamental es contar con un mercado líquido. Si existen contratos de energía para el comercializador y el regulador los reconoce, no deberían existir mayores sinergias. No obstante, la discusión sugiere posibles sinergias con generación renovable distribuida en mercados más pequeños.

Asimismo, la revisión de economías de alcance en distribución y comercialización (indica que, en entornos como el mercado actual de Caribe Sol, caracterizado por bajo recaudo, altas pérdidas, altos costos de gestión y necesidad de contacto directo con los usuarios, resulta prudente que las actividades de distribución y comercialización permanezcan integradas, o al menos sean gestionadas por la misma empresa.

3. Caracterización del mercado de la región Caribe

3.1. Factores de demanda

Para comprender la dinámica de la demanda de energía en la región Caribe, es necesario ir más allá de las cifras agregadas de consumo y analizar su composición interna y los factores estructurales que la determinan. Este enfoque permite caracterizarla considerando tanto las diferencias territoriales como las particularidades socioeconómicas que condicionan el uso de la energía.

Asimismo, se examina la estructura industrial regional, identificando los sectores con mayor participación en la producción y su intensidad en el uso energético. Esto permite reconocer cómo la especialización económica y la configuración del aparato productivo inciden en la presión sobre el sistema eléctrico.

Finalmente, se incorporan elementos sociales y territoriales, como la presencia de barrios subnormales y los niveles de pobreza, para comprender de qué manera las condiciones de ingreso y el acceso efectivo a los servicios básicos moldean los patrones actuales de consumo y las perspectivas futuras de la demanda energética en el Caribe colombiano.

3.1.1. Demanda de energía en los últimos años

En Colombia, la demanda promedio de energía entre 2018 y 2024 alcanzó 74.510 GWh, de los cuales el 69% correspondió al mercado regulado y el 31% al no regulado. En la región Caribe, el consumo promedio fue de 19.978 GWh, lo que representa aproximadamente el 27% del total nacional. Esta magnitud posiciona al Caribe como una cuarta parte del mercado eléctrico colombiano, con un peso estructural significativo que no puede ser ignorado.

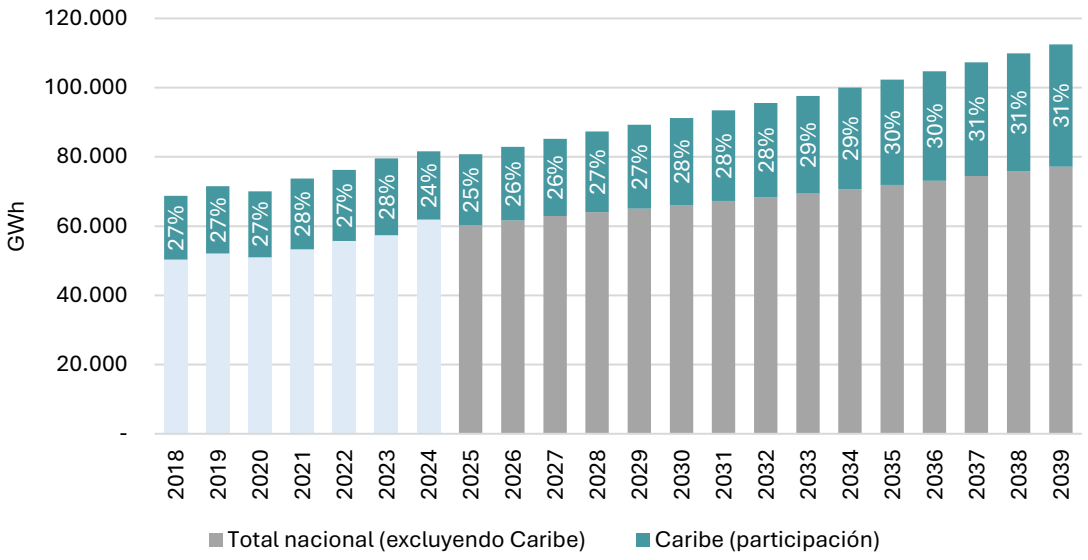
Entre 2018 y 2023, la demanda de energía en la región Caribe creció a un ritmo ligeramente superior al del resto del país, con un aumento promedio del 4% frente al 3% nacional. Sin embargo, en 2024 se registró una caída de aproximadamente 11% en la demanda regional, mientras que en el resto del país la demanda continuó creciendo.

Esta disminución podría explicarse por varios factores. Entre ellos, la desaceleración de la actividad económica en la región, cambios en los patrones de consumo debido a aumentos en las tarifas o al uso más eficiente de la energía, así como factores climáticos o estacionales que pueden haber reducido temporalmente la necesidad de electricidad. Además, variaciones en la población o en la composición industrial de la región también podrían haber influido en esta tendencia.

Mirando hacia el futuro, las proyecciones de la UPME indican que la participación del Caribe en la demanda energética podría aumentar hasta el 31% hacia 2039, lo que significa que uno de cada tres GWh demandados en Colombia provendría de la región (Gráfico 3). Este escenario subraya la importancia de diseñar un modelo de prestación del servicio sólido,

competitivo y sostenible, capaz de responder a la creciente presión de la demanda y garantizar un suministro confiable para todos los usuarios.

Gráfico 3: Demanda comercial de energía eléctrica



Fuente: XM y UPME. Elaboración propia.
Nota: Los porcentajes en las barras corresponden a la participación de la región sobre la demanda nacional. A partir de 2025, los datos corresponden a proyecciones de la UPME.

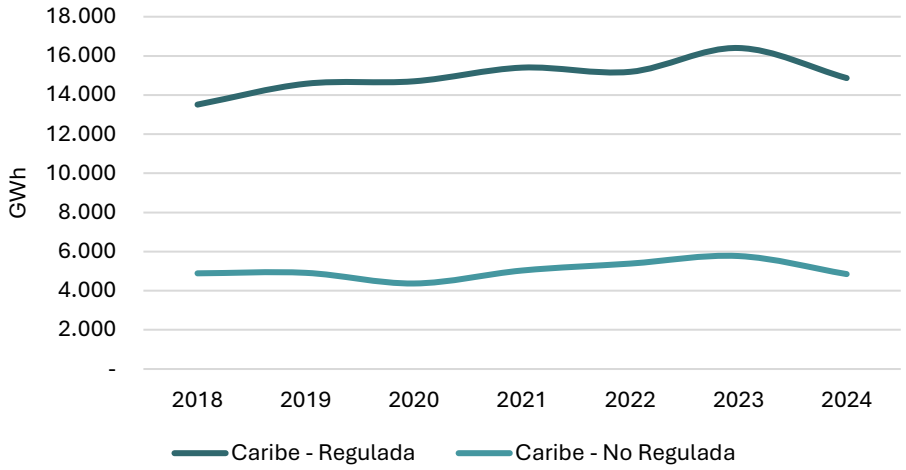
De acuerdo con la Ley 143 de 1994, la demanda de energía en Colombia se divide en dos grandes segmentos: usuarios regulados y usuarios no regulados.

Los usuarios regulados corresponden a personas naturales o jurídicas cuyos consumos están sujetos a las tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG); en este grupo se encuentran principalmente los hogares y las pequeñas empresas. Por su parte, los usuarios no regulados agrupan a aquellos cuya demanda máxima supera los 2 MW por instalación legalizada, y cuyas compras de energía se realizan a precios libremente pactados con los comercializadores.

Teniendo en cuenta lo anterior, en la región Caribe el consumo eléctrico se caracteriza por la predominancia del mercado regulado, cuya participación se ha mantenido estable a lo largo del tiempo y representa cerca del 75% del total consumido.

El mercado no regulado, por su parte, concentra el 25% restante. Aunque su participación es menor en volumen, su estabilidad durante el periodo analizado y su contribución a los ingresos del sistema lo convierten en un componente estratégico para la sostenibilidad financiera y operativa del mercado regional (Gráfico 4).

Gráfico 4: Demanda de energía eléctrica por tipo, región Caribe, en GWh



Fuente: XM. Elaboración propia.

3.1.2. Caracterización de la demanda de energía en la región Caribe

Comprender la demanda energética en la región Caribe, y en particular en los departamentos del Atlántico, La Guajira y Magdalena, requiere analizar no solo cuánta energía se consume, sino también en qué condiciones se configura ese consumo. Más allá de su peso dentro del total nacional, la demanda regional obedece a un entramado de factores estructurales —sociales, económicos y productivos— que inciden tanto en el nivel como en la estabilidad del consumo.

Por un lado, la región enfrenta altos niveles de pobreza e informalidad laboral, factores que reducen la capacidad de pago real de una parte importante de los hogares y condicionan su relación con el servicio eléctrico. Al mismo tiempo, se caracteriza por una alta intensidad energética en el sector industrial y un elevado promedio de consumo residencial, lo que refuerza su dependencia del suministro eléctrico para mantener tanto la actividad doméstica como la productiva.

En conjunto, estos factores configuran una demanda energética estructuralmente elevada y heterogénea en la que coexisten usuarios con limitaciones de pago y sectores con alto consumo productivo. Este contexto plantea la necesidad de repensar el modelo de prestación del servicio de manera diferenciada y de diseñar estrategias de eficiencia desde una mirada integral, que articule las dimensiones sociales y económicas del territorio con las de sostenibilidad del sistema eléctrico regional.

3.1.2.1. El consumo eléctrico en los departamentos de Caribe Sol

El análisis del consumo promedio por suscriptor refuerza el papel destacado de la región Caribe en la demanda del servicio, y permite comparar la intensidad del consumo energético entre regiones. Como se observa en el Gráfico 5, los departamentos del Atlántico, La Guajira

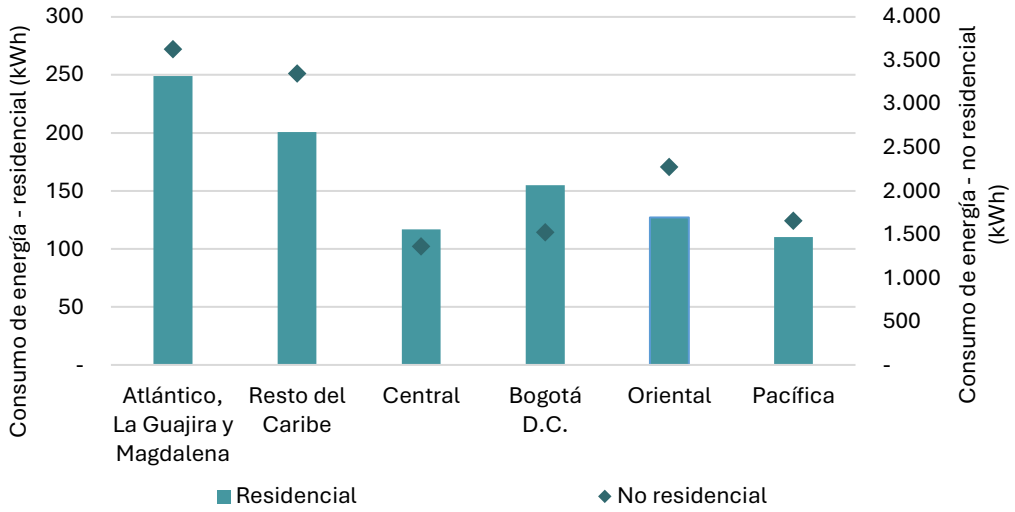
y Magdalena —que conforman el mercado Caribe Sol— registran, entre 2012 y 2024, los niveles más altos de consumo promedio residencial por suscriptor en el país, superando ampliamente el de otras regiones[10].

Mientras que el consumo promedio en estos tres departamentos se ubicó en 249 kWh, en el resto del Caribe fue 1,2 veces menor, y en las regiones Central, Oriental y Pacífica, fue menos del doble (Gráfico 5).

Este comportamiento confirma que la demanda energética del Caribe es estructuralmente elevada, incluso a nivel de los hogares, lo que refleja una alta dependencia del servicio eléctrico para el desarrollo de actividades domésticas y productivas de pequeña escala.

En el caso del consumo no residencial, la tendencia es similar: los mismos departamentos se sitúan nuevamente por encima de la media nacional, evidenciando la relevancia del sector comercial y de servicios en la configuración de la demanda. En conjunto, esto muestra que la intensidad del uso energético en el territorio es superior tanto en los segmentos residenciales como productivos, sugiriendo un patrón de consumo alto estrechamente vinculado con las características socioeconómicas y productivas locales.

Gráfico 5: Consumo promedio de energía por suscriptor, por uso (2012-2024)



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SUI. Elaboración propia.

Dentro del segmento de demanda residencial, se observa una relación directamente proporcional entre el estrato socioeconómico y la intensidad del uso de la energía. En todos los grupos regionales analizados, entre 2021 y 2024, el consumo promedio por suscriptor

[10] Las regiones fueron agrupadas de la siguiente manera: Caribe (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre); Central (Antioquia, Caldas, Caquetá, Huila, Quindío, Risaralda, Tolima); Bogotá D.C., Oriental (Boyacá, Cundinamarca, Meta, Norte de Santander, Santander); y Pacífica (Cauca, Chocó, Nariño, Valle del Cauca).

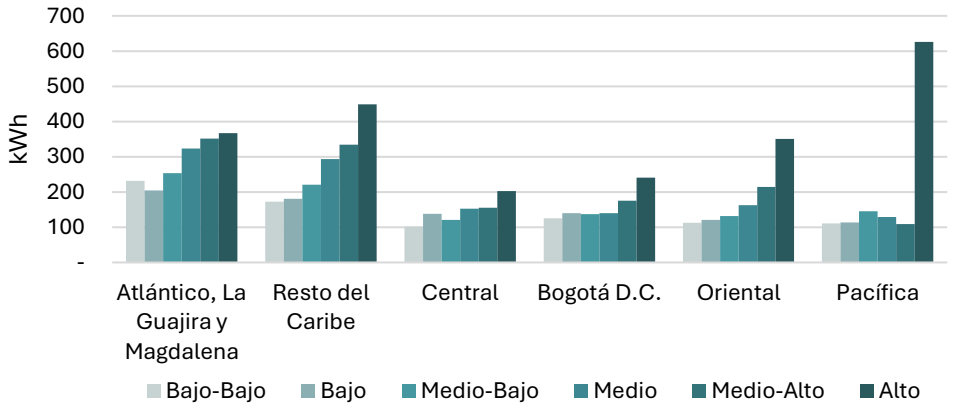
aumenta progresivamente con el estrato, lo que probablemente refleja que los hogares de mayores ingresos cuentan con más equipos eléctricos, mayor tiempo de uso y/o viviendas con mayores requerimientos energéticos (Gráfico 6).

En la región Caribe, y particularmente en los departamentos del Atlántico, La Guajira y Magdalena, los suscriptores de todos los estratos consumen en promedio más energía que sus equivalentes en el resto del país, manteniendo una brecha constante a lo largo de la distribución (con la excepción de la región Pacífica en estrato 6). Esta diferencia indica que la demanda elevada en la región no se limita a los hogares de mayores ingresos, sino que constituye una característica estructural que presentan todos los niveles socioeconómicos.

El comportamiento general muestra que el consumo crece de forma sostenida con el nivel de ingreso, y que incluso los hogares de estratos bajos en el Caribe presentan niveles superiores a los observados en otras regiones. Esto sugiere que, además del nivel de ingreso, factores como los hábitos de uso y la menor eficiencia de los equipos eléctricos podrían estar influyendo significativamente en la magnitud del consumo del servicio.

En el mercado de Caribe Sol, así como en el resto de la región, los suscriptores de los estratos más altos registran los mayores promedios de consumo por usuario. En contraste, los estratos medios y bajos muestran consumos más contenidos, pero siguen siendo superiores a los observados en el resto del país, posiblemente debido a que el precio que pagan por el consumo es menor que el costo real del servicio, como resultado de los subsidios otorgados a estos estratos. Esta situación reduce el incentivo para moderar el consumo, ya que los hogares no perciben directamente el costo total de la energía utilizada.

Gráfico 6: Consumo promedio residencial por suscriptor en las principales regiones del país, por estrato, 2021-2024.



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SUI. Elaboración propia.

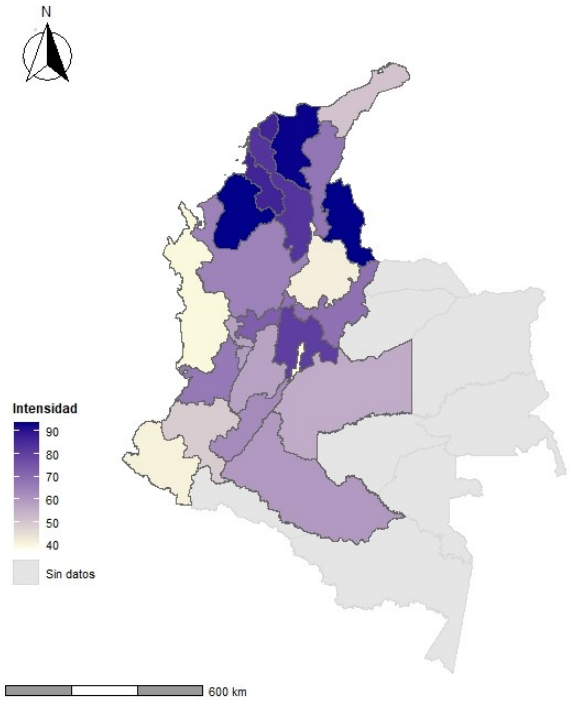
En este contexto, también resulta fundamental analizar la relación entre el consumo de energía y el nivel de producción económica de los territorios. Para ello se calcula la intensidad energética, definida como la cantidad de energía utilizada para producir un millón de pesos

del PIB (a precios constantes de 2015). Un valor más elevado implica que se requiere mayor uso de energía para generar la misma unidad de producto, lo que puede reflejar patrones de producción intensivos en energía y/o menores niveles de eficiencia tecnológica y productividad del capital en los procesos productivos.

Los resultados muestran que la región Caribe presenta una alta intensidad energética, particularmente en los departamentos del Atlántico y Magdalena, donde el consumo de energía por millón de pesos del PIB supera el promedio nacional. En comparación, estos dos territorios requieren, en promedio, 1,4 veces el volumen de energía de Antioquia y Valle del Cauca, 1,6 veces el del agregado nacional, 2,3 veces el de Santander y 2,4 veces el de Bogotá para generar el mismo nivel de producción económica (Figura 2).

En conjunto, estos resultados confirman que el alto consumo energético local no se limita al ámbito residencial, sino que también se refleja en la energía necesaria para generar valor económico. Desde una perspectiva técnica, esto implica que la productividad energética relativa es menor en estos territorios, es decir, producir un mismo nivel de PIB demanda más energía que el promedio del país. Este patrón tiene implicaciones directas sobre la eficiencia del sistema, dado que niveles elevados de intensidad eléctrica podrían restringir la capacidad de incorporar mejoras tecnológicas y dificultar la convergencia hacia procesos productivos más competitivos.

Figura 2: Intensidad energética promedio en los principales departamentos del país, 2012-2024.



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SUI y DANE – Cuentas Nacionales. Elaboración propia.

El consumo energético en la región Caribe se mantiene por encima del promedio nacional, incluso cuando se consideran factores climáticos. La Tabla 4 muestra que, pese a que ciudades como Barranquilla, Riohacha, Santa Marta y Cartagena presentan temperaturas máximas y mínimas similares a otras ciudades cálidas del país, sus consumos promedio por suscriptor son significativamente mayores (por ejemplo, 480 kWh en Barranquilla frente a 170 kWh en Buenaventura o 173 kWh en Quibdó).

Estos datos evidencian que la alta demanda energética residencial en el Caribe no se explica únicamente por el efecto clima, sino que responde a factores socioeconómicos y productivos propios del territorio, que sostienen un consumo elevado aún bajo condiciones térmicas comparables.

Tabla 4: Temperatura y consumo de energía promedio por suscriptor

Ciudad	Temperatura Máxima (°C)	Temperatura Mínima (°C)	Consumo promedio por suscriptor (kWh)
Barranquilla	32°	25°	480
Riohacha	31°	24°	347
Santa Marta	31°	24°	439
Cartagena	31°	24°	438
Valledupar	36°	22°	352
Montería	35°	24°	314
Sincelejo	34°	22°	267
Buenaventura	32°	24°	170
Neiva	33°	23°	231
Quibdó	31°	23°	173

Fuente: WeatherSparks y Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SUI. Elaboración propia.

3.1.2.2. Estructura del tejido industrial

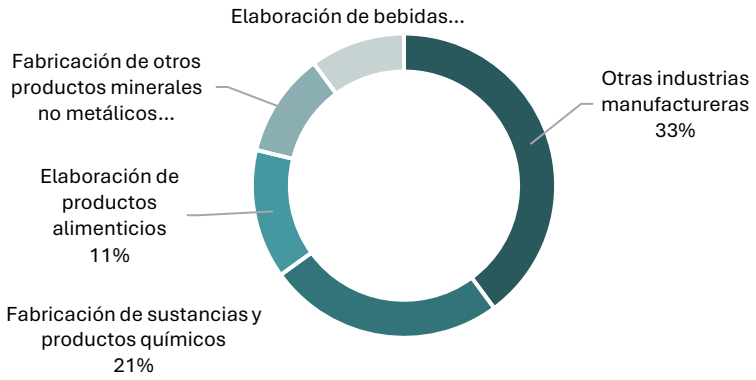
La estructura productiva del Caribe colombiano contribuye a explicar parte de su alta intensidad en el uso de energía. Según datos del DANE, la actividad industrial regional[11] concentra el 82% de su valor agregado en cinco ramas: fabricación de sustancias y productos químicos, otras industrias manufactureras[12], la elaboración de bebidas, elaboración de productos alimenticios, y fabricación de otros productos minerales no metálicos (Gráfico 7). Además de su peso económico, estas ramas, con excepción de la alimenticia, presentan mayores requerimientos energéticos por establecimiento, debido a la naturaleza de sus

[11] No se cuenta con información desagregada de la EAM para La Guajira, por lo que este análisis abarca los seis departamentos restantes de la región.

[12] Bajo definición del CIIU Rev. 4 del DANE (2022), esta división abarca actividades como la fabricación de bisutería, joyas, instrumentos musicales, artículos y equipo de deporte, juegos y juguetes, instrumentos médicos y odontológicos, entre otras.

procesos productivos, que son intensivos en calor, electricidad y transformación de materias primas. En consecuencia, la configuración industrial del Caribe, dominada por actividades de alta demanda energética, incide directamente en los niveles de consumo observados en la región.

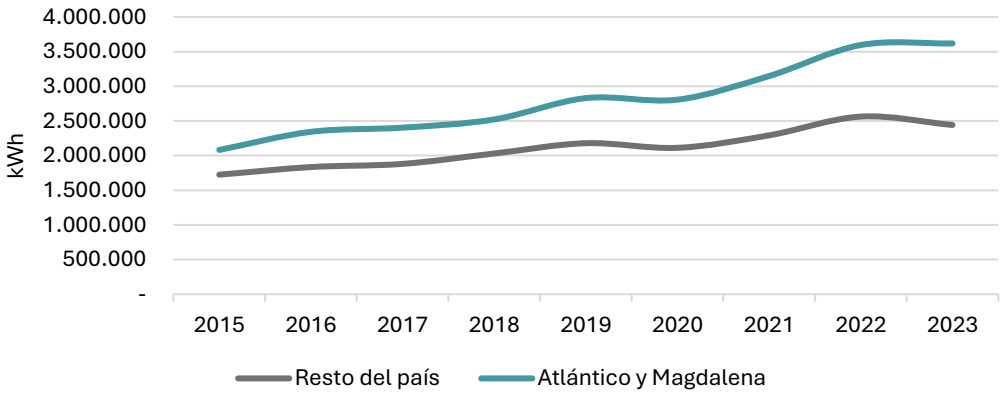
Gráfico 7: Principales actividades económicas industriales según valor agregado en la región Caribe, 2023.



Fuente: DANE – EAM. Elaboración propia.

De manera similar, en los departamentos del Atlántico y Magdalena, el valor agregado manufacturero se concentra en la fabricación de sustancias y productos químicos, otras industrias manufactureras, elaboración de bebidas, productos alimenticios y otros productos minerales no metálicos. El impacto de esta estructura se refleja claramente al comparar el consumo promedio por establecimiento industrial: mientras que en el resto del país un establecimiento consumió, entre 2015 y 2023, alrededor de 2,1 millones de kWh en promedio anual, en el agregado de Atlántico y Magdalena la cifra ascendió a 2,8 millones de kWh, es decir, un 33% más que el promedio nacional. Esta brecha ha ido incrementándose a lo largo del tiempo, pasando del 21% al inicio del periodo al 48% en el último año, lo que evidencia la alta intensidad energética de la actividad industrial en estos departamentos (Gráfico 8).

Gráfico 8: Consumo de energía promedio por establecimiento industrial, 2015-2023.



Fuente: DANE – EAM. Elaboración propia.

3.1.2.3. Subnormalidad, pobreza e informalidad laboral

El mercado Caribe Sol —Atlántico, Magdalena y La Guajira— se caracteriza por un contexto socioeconómico marcado por altos niveles de informalidad laboral y bajos ingresos, factores que condicionan de manera estructural la dinámica de la demanda energética.

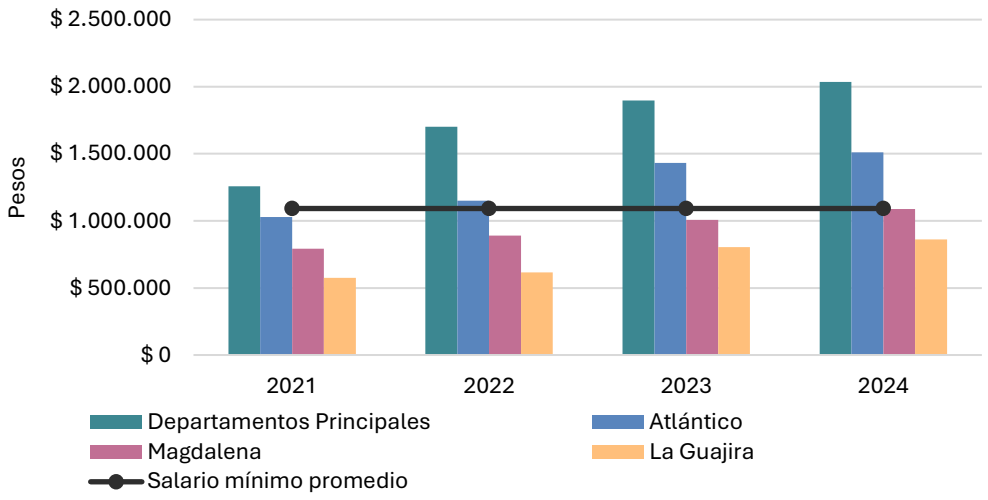
Entre 2021 y 2024, la tasa promedio de informalidad laboral en estos tres departamentos fue de 74%, frente a un promedio nacional de 57%. Mientras en los Departamentos Principales del país —Antioquia, Bogotá D.C., Santander y Valle del Cauca— las tasas rondan el 45%, en el Atlántico alcanzan en promedio el 62%, y en La Guajira y Magdalena ascienden a niveles críticos de 84% y 76%, respectivamente.

Esta brecha evidencia la persistencia de una estructura laboral predominantemente informal, caracterizada por empleos de baja productividad y con ingresos altamente volátiles.

El Gráfico 9 muestra el ingreso laboral promedio por trabajador. En La Guajira y Magdalena, este se encuentra por debajo de un salario mínimo, mientras que en el Atlántico apenas se aproxima a ese umbral. Aunque el Atlántico presenta las cifras más altas dentro del mercado Caribe Sol, continúan siendo inferiores a las de los principales departamentos del país.

Al diferenciar por condición laboral, se observa que un trabajador formal percibe, en promedio, tres veces más que uno informal, lo que evidencia la magnitud de la brecha salarial y su impacto directo en la capacidad de pago de los hogares frente a servicios esenciales como la energía eléctrica.

Gráfico 9: Ingresos laborales promedio (2021-2024)

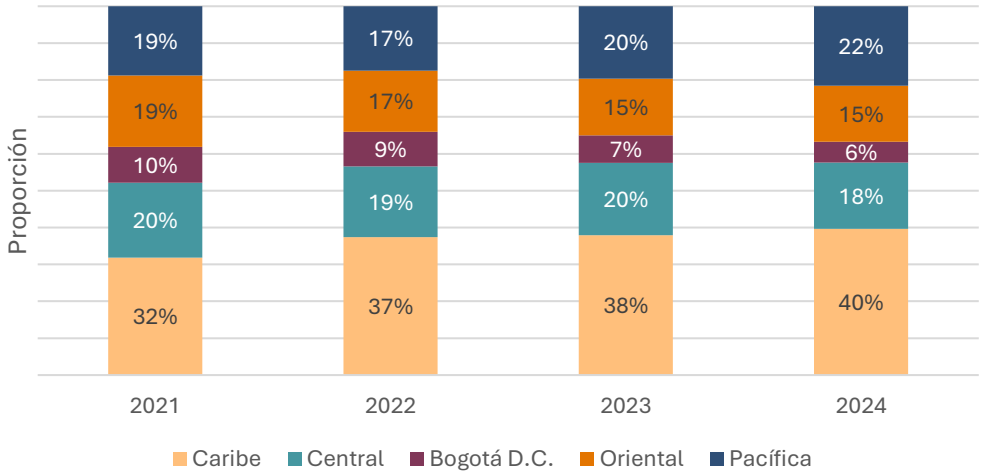


Fuente: DANE - GEIH. Elaboración propia.

El panorama de pobreza y distribución del ingreso refuerza las condiciones de vulnerabilidad previamente descritas. El porcentaje de personas en pobreza extrema en la región Caribe ha venido incrementándose en los últimos años. Para 2024, cerca del 40% de las personas en pobreza extrema en Colombia se encontraban en esta región (Gráfico 10). Es decir, de los

aproximadamente 5 millones de personas en pobreza extrema en el país, alrededor de 2 millones se concentran en el Caribe, a pesar de que esta región representa solo el 23% de la población nacional. Con unas heterogeneidades importantes a nivel de departamentos en donde en la Guajira cerca de 4 de cada 10 personas se encuentran en condición de pobreza extrema, mientras que en el Atlántico y Magdalena esta cifra es de 1 y 2 de cada 10, respectivamente.

Gráfico 10: Participación porcentual de las regiones en las personas en condición de pobreza monetaria extrema

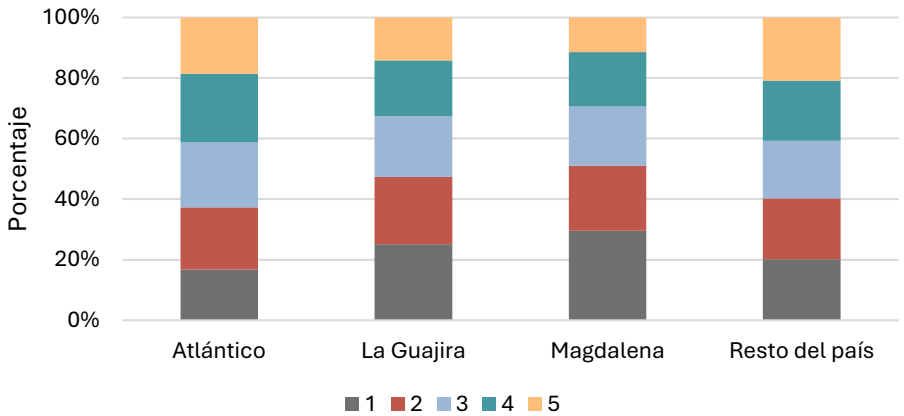


Fuente: DANE - GEIH. Elaboración propia.

Además, al analizar la distribución de la población pobre por quintiles de ingreso, se observa que en La Guajira y Magdalena cerca del 50% de los hogares se ubican en los quintiles más bajos (1 y 2) (Gráfico 11).

Esta estructura refleja una alta concentración de hogares en los grupos de menores ingresos, particularmente en territorios con más altos niveles de informalidad laboral.

Gráfico 11: Distribución de la población pobre por quintil de ingreso (2024)



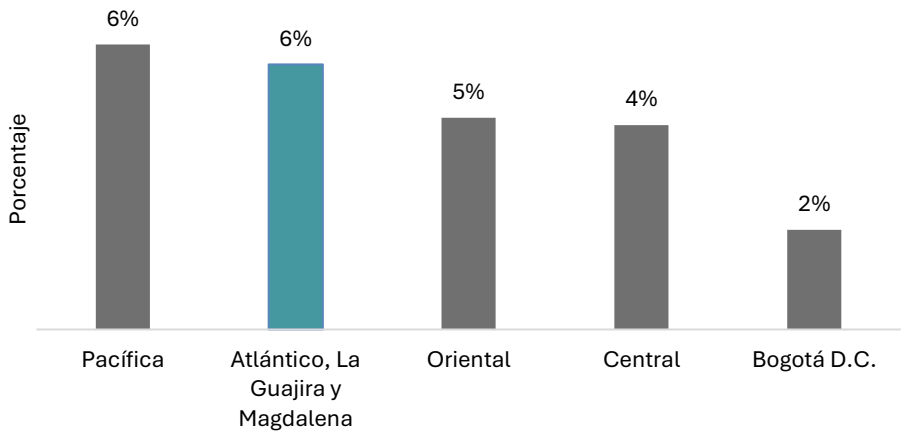
Fuente: DANE - GEIH. Elaboración propia.

Las personas ubicadas en el quintil más bajo perciben ingresos entre $209.000 y $245.000 mensuales, mientras que en la pobreza extrema estos se reducen a $45.000–$70.000, sin que siquiera los hogares con mayores ingresos dentro de esta categoría superen los $223.000. Esta combinación de altas concentraciones de población en los quintiles inferiores y niveles de ingreso particularmente bajos limita estructuralmente la capacidad de los hogares para cubrir gastos esenciales, incluida la energía eléctrica, haciendo que la demanda residencial sea altamente sensible al precio y dependiente de subsidios.

En este contexto de pobreza e ingresos reducidos, resulta importante contar con una aproximación de la carga que representa el pago del servicio de energía para los hogares del territorio. Para ello, se construyó un indicador de capacidad de pago que relaciona la facturación residencial del servicio respecto al número de hogares con el ingreso promedio de estos, considerando únicamente aquellos que reportan acceso a la energía[13]. Este ejercicio otorga un panorama general del esfuerzo económico relativo que realizarían los hogares para cubrir un servicio esencial y, por tanto, contribuye a entender mejor las condiciones de presión presupuestal en los distintos territorios.

Los resultados evidencian brechas significativas entre regiones (Gráfico 12). En el Atlántico, La Guajira y Magdalena, los hogares destinarían en promedio un 6% de su ingreso al pago de la factura eléctrica. Este nivel de esfuerzo es 1,3 veces mayor que el observado en las regiones Oriental y Central, y 2,7 veces superior al de Bogotá D.C., donde la carga relativa es del 2%. Estas diferencias sugieren que, en los territorios con ingresos más bajos —como el Pacífico y el mercado de Caribe Sol—, una proporción considerablemente mayor del presupuesto del hogar se destina a financiar el servicio, profundizando su fragilidad con respecto al resto del país.

Gráfico 12: Indicador de capacidad de pago por región



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SUI y DANE – GEIH. Elaboración propia.

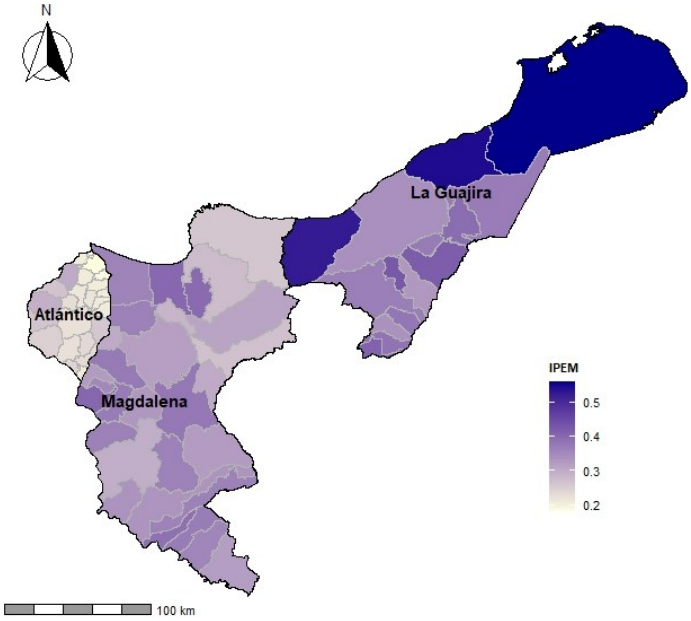
[13] Para lo relacionado a facturación, se utilizó información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, y en el caso de los hogares, de la GEIH del DANE.

A esta vulnerabilidad económica se suma la pobreza energética, medida por el Índice de Pobreza Energética Multidimensional (IPEM), que evalúa privaciones en acceso y calidad de la energía, vivienda funcional, aprendizaje y comunicación, y territorio equipado. Los resultados, evidenciados en la Figura 3, revelan una marcada concentración de pobreza energética en La Guajira y amplias zonas del Magdalena, donde numerosos municipios se ubican en los niveles *Alto* y *Muy Alto*. Estas condiciones reflejan restricciones estructurales tanto en el servicio energético como en las condiciones materiales de los hogares.

En contraste, el Atlántico presenta valores predominantemente *Medios* o *Muy Bajos* en el IPEM, lo que evidencia una fuerte heterogeneidad interna dentro del mercado Caribe Sol y demuestra que las brechas de acceso y calidad energética no se distribuyen de manera uniforme en la región.

En conjunto, estos resultados muestran que la región Caribe enfrenta una combinación simultánea de bajos ingresos, alta concentración de hogares vulnerables y privaciones energéticas persistentes, especialmente en La Guajira y el Magdalena. Esta realidad implica que cualquier nuevo diseño institucional o esquema de comercialización debe considerar factores que condicionan tanto la sostenibilidad del sistema eléctrico como la equidad en su prestación.

Figura 3: Índice de Pobreza Energética Multidimensional 2025



Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Elaboración propia.

A su vez, para comprender de manera integral la configuración de la demanda de energía en la región Caribe, es fundamental considerar la presencia de barrios subnormales El Ministerio de Minas y Energía (2021) los define como asentamientos humanos ubicados en cabeceras municipales o distritales que no cuentan con servicio de energía, o que lo reciben

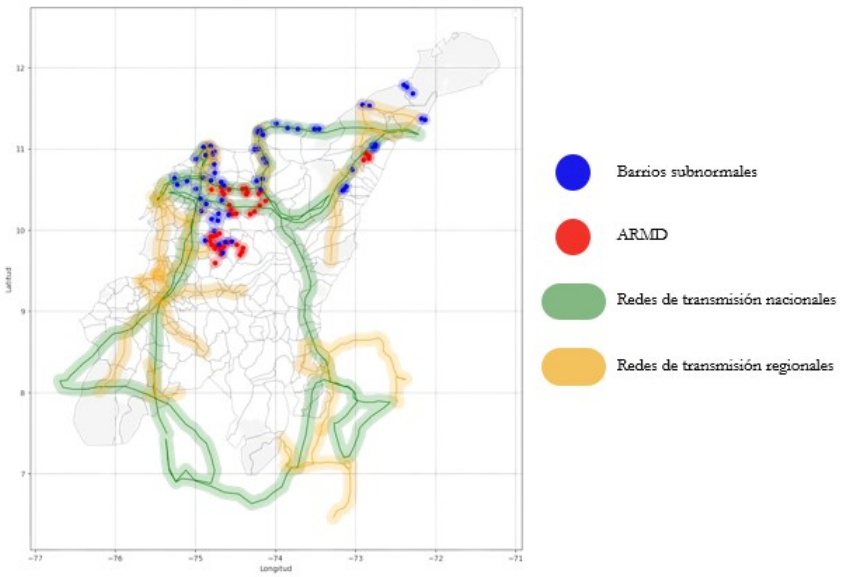
a través de derivaciones del Sistema de Distribución Local o de una acometida sin la aprobación del Operador de Red correspondiente[14].

Sus principales características incluyen conexiones precarias a la red —generalmente de propiedad del usuario—, la ausencia de instalaciones internas adecuadas, la falta de contadores individuales y la carencia de otros servicios públicos básicos, como vías de acceso.

La relevancia de este fenómeno en la región Caribe radica en las distorsiones que introduce en la medición y gestión de la demanda energética. Por un lado, la cobertura formal del servicio en estos sectores suele ser más baja que en el resto de la ciudad, lo que dificulta la inclusión de estos hogares en las estadísticas oficiales de consumo. Por otro lado, el uso de conexiones no regularizadas aumenta las pérdidas del sistema y genera presiones adicionales sobre la sostenibilidad técnica y financiera de las redes y de los operadores.

Además, su distribución territorial evidencia brechas urbanas y sociales persistentes, que afectan tanto el acceso equitativo a la energía como la planeación del servicio. En consecuencia, la presencia de barrios subnormales constituye un factor estructural que debe incorporarse al análisis de la demanda, pues revela desafíos críticos de cobertura, calidad y sostenibilidad en el suministro eléctrico de la región.

Figura 4: Barrios subnormales, Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD), y redes de transmisión en la región Caribe.



Fuente: Elaboración propia.

[14] Ver https://www.minenergia.gov.co/documents/5910/2-2021-0103501646875174152.pdf

En síntesis, los patrones observados indican que la demanda energética del Caribe no puede entenderse únicamente como un resultado del volumen agregado de consumo, sino como el producto de una combinación específica de condiciones estructurales: (i) altos consumos promedio por suscriptor —residencial y no residencial—, (ii) requerimientos energéticos elevados por unidad de producto, y (iii) heterogeneidades socio-urbanas que generan fricciones en la gestión del servicio.

Este conjunto de atributos —que no se reproduce con igual intensidad ni simultaneidad en el resto del país— configura un mercado cuya demanda es, al mismo tiempo, intensiva y condicionada por restricciones de ingreso, informalidad laboral y déficits territoriales.

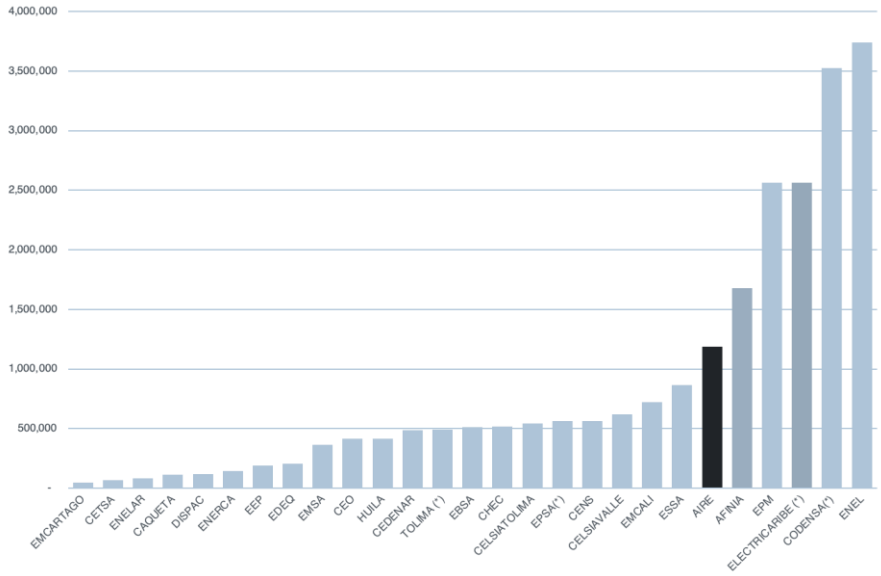
Lejos de reflejar solo un "mayor consumo", el Caribe presenta un perfil de demanda energéticamente intenso con limitaciones distributivas, lo que implica que el diseño comercial y operativo no puede basarse en supuestos de homogeneidad nacional ni en promedios sectoriales. Por ello, las decisiones sobre organización industrial, segmentación de usuarios y reglas de comercialización requieren una consideración territorial explícita. En este contexto, la demanda no solo indica el tamaño del mercado, sino que define las condiciones necesarias para que el sistema sea eficiente y financieramente sostenible.

3.2. Factores de oferta

Para entender los factores que impulsan la tecnología, se utiliza información de los operadores de red sobre kilómetros de red, número de usuarios y energía consumida. ASOCODIS publica un compendio muy útil sobre los operadores que forman parte de la asociación; la edición más reciente, con motivo de sus 25 años, incluye datos desde 2010 hasta 2023.

Un indicador clave para analizar la situación de Air-e es el tamaño del mercado. Las empresas reportan el número total de usuarios en sus redes, y a continuación, en el Gráfico 13 se muestra un ranking según este criterio.

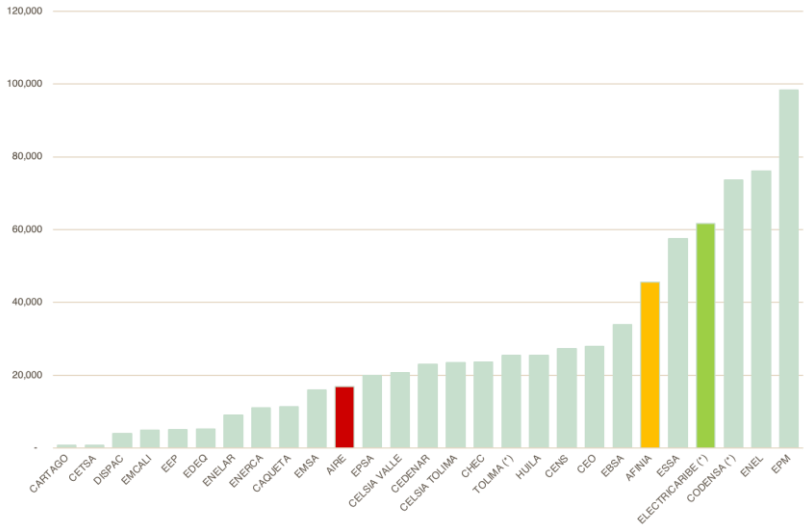
Gráfico 13: Usuarios en cada OR



Fuente: ASOCODIS. Nota: (*) empresas no activas en la actualidad.

En la región Caribe, las dos empresas principales, Afinia y Air-e, ocupan el tercer y cuarto lugar a nivel nacional, detrás de ENEL y EPM. (Codensa fue absorbida por ENEL, que también integró el antiguo mercado de Cundinamarca, y Electricaribe dio origen a las dos empresas del Caribe). Según ASOCODIS, estas compañías también son grandes si se mide por kilómetros de red.

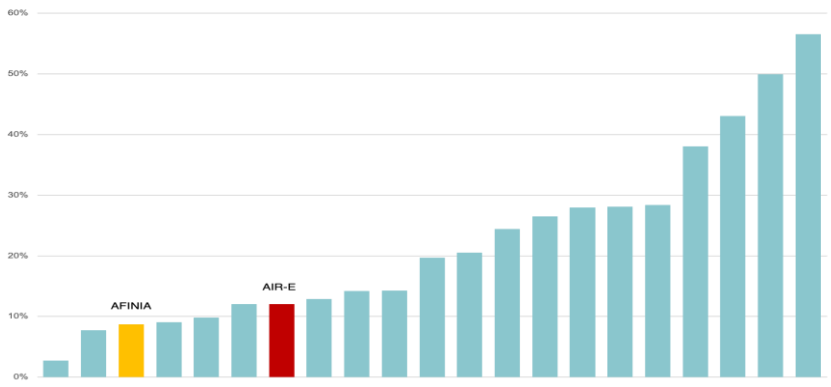
Gráfico 14: Kilómetros de red por OR



Fuente: ASOCODIS. Nota: (*) empresas no activas en la actualidad.

Se observa que Air-e tiene muchos menos kilómetros de red que Afinia y, de hecho, está por debajo de la mediana de la muestra, mientras que Afinia mantiene su posición en el ranking (Gráfico 14). Sería útil también analizar si las redes son rurales o urbanas, para entender mejor su distribución. La siguiente gráfica muestra el ranking, destacando únicamente a Air-e y Afinia.

Gráfico 15: Proporción de redes rurales/totales



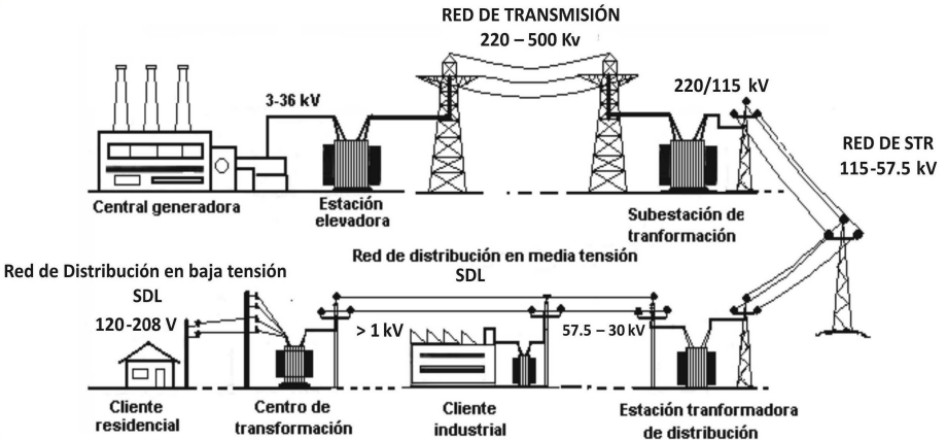
Fuente: CREG.

Las redes de las dos empresas no son de las que tienen el mayor número de kilómetros reales, por el contrario, la mayoría de sus redes parece no-rural. Un indicador más apropiado es el de kilómetros de red en diferentes niveles (la Figura 5 lo explica):

- Nivel 1: Inferior a 1 kV, forma parte del Sistema de Distribución Local SDL;
- Nivel 2: Entre 1 y 30 kV forma parte del SDL;
- Nivel 3: Entre 30 y 57,5 kV forma parte del STR;
- Nivel 4: Entre 57,5 y 220 kV forma parte del STR.

Por eso se agrupan las redes en STR y SDL y se analiza su topología.

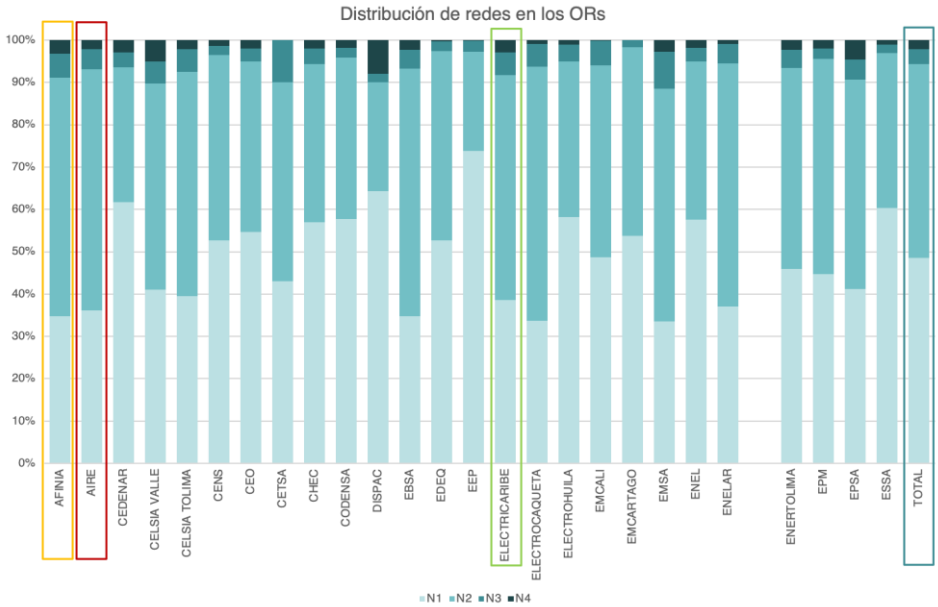
Figura 5: Topología de redes de distribución



Fuente: CREG - Cartilla de distribución de energía eléctrica.

Los ORs en Colombia, dependiendo de la carga que atienden, tienen diferente topología de red. El Gráfico 16 muestra su distribución de kilómetros de línea:

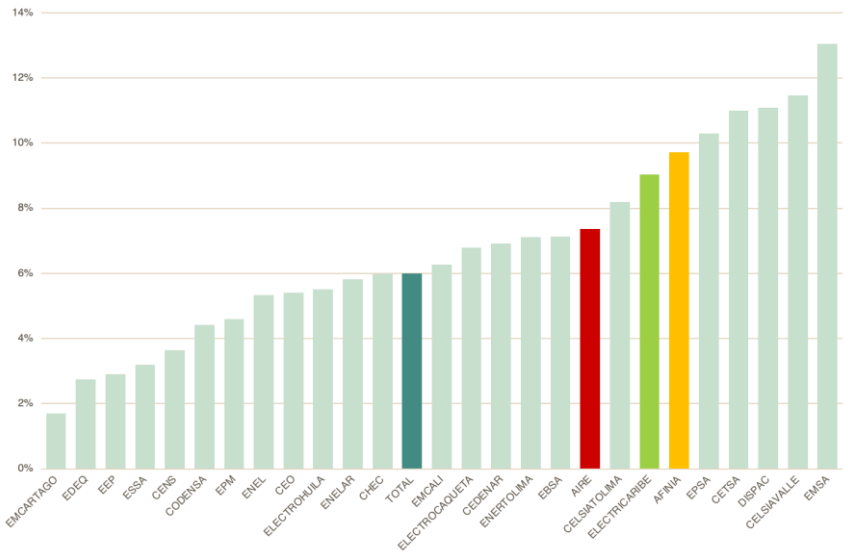
Gráfico 16: Composición de redes de distribución de los ORs



Fuente: ASOCODIS.

Varias cosas llaman la atención de la topología de redes de Afinia y Air-e; primero, su proporción de nivel 1 es tan baja como la de empresas con baja densidad en el territorio como son las empresas de los llanos ElectroCaquetá, EMSA o Enelar quienes también tienen una alta proporción de kilómetros en el SDL (N1 + N2). Por eso es importante analizar la proporción de kilómetros de red en el STR como proporción del SDL.

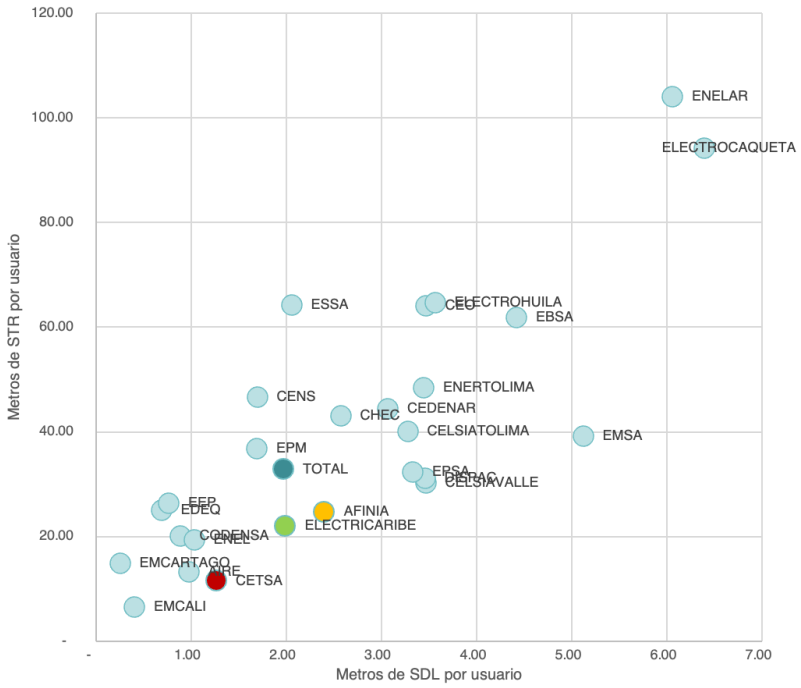
Gráfico 17: Proporción de redes en STR del SDL



Fuente: ASOCODIS.

Las empresas tienen muchos kilómetros de red en nivel 3 y 4 como proporción de los kilómetros en SDL lo que sugiere una dispersión alta. Aquí es fundamental entonces saber si los usuarios están cerca entre sí, analizando entonces los kilómetros de red por usuario en STR y SDL.

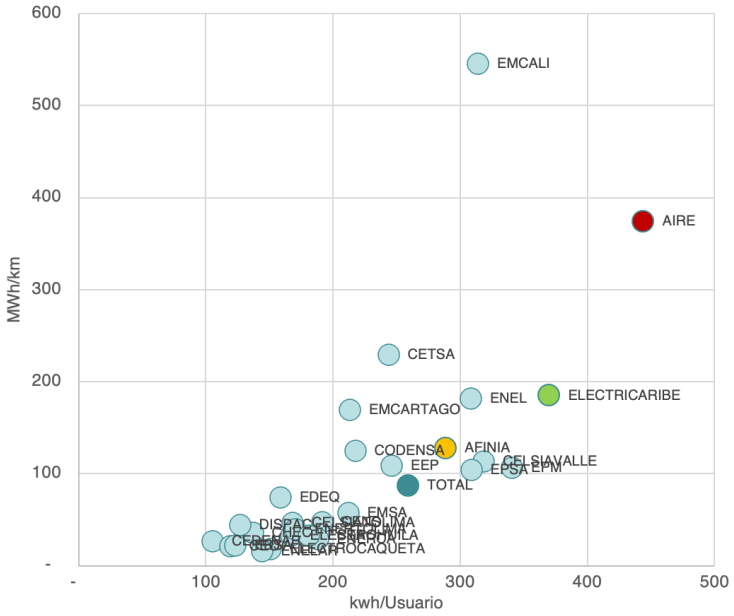
Gráfico 18: Dispersión en STR y SDL



Fuente: ASOCODIS

Puede observarse que las redes de los ORs Afinia y Air-e no parecen estar muy dispersas, confirmando la impresión que la comparación entre redes urbanas y rurales sugería. Otros indicadores de dispersión por OR, como energía por usuario y por kilómetro sugieren la misma conclusión.

Gráfico 19: Energía y kilómetros de red por usuario en los ORs



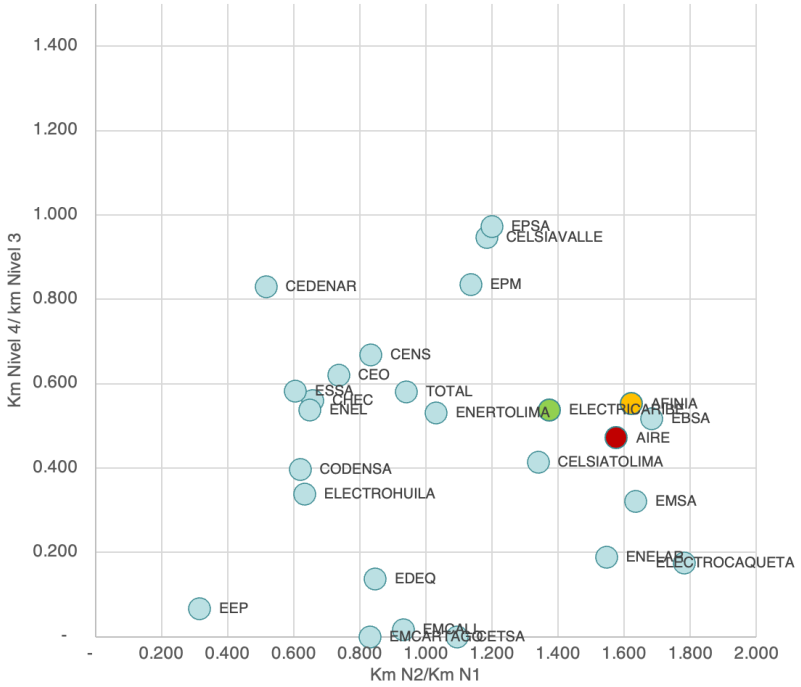
Fuente: ASOCODIS.

La energía consumida en la red es alta, tanto por usuario como por km de red, lo cual sugiere que las economías de escala deberían ser suficientes en Afinia y, en mayor medida, en Air-e.

Finalmente, para hacerse una idea de cómo se configuran las redes en media y baja tensión en los ORs de Colombia, se presenta la proporción de kilómetros de red en SDL y en STR. La empresa Air-e, como puede verse en el Gráfico 20, utiliza pocos activos en nivel 2 para conectar el nivel 1 y muchos activos en nivel 4 para los activos en nivel 3. Esto indica un déficit de inversión en estos niveles de red.[15]

[15] XM en su informe de junio de 2025 "Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN" identifica una serie de inversiones en alta tensión porque la infraestructura de la costa no permite la importación de generación del interior.

Gráfico 20: Proporción de kilómetros de red en SDL y STR



Fuente: ASOCODIS

3.3. Análisis de clústeres

Para analizar el mercado de energía en la región Caribe, se realizó un estudio que agrupó los territorios con características similares en tres clústeres, considerando factores socioeconómicos, de consumo, climáticos y de infraestructura técnica[16].

A lo largo del territorio, y en los departamentos de Atlántico, La Guajira y Magdalena, los resultados del ejercicio reflejan patrones diferenciados en las condiciones socioeconómicas y en la infraestructura energética municipal. Así, estos clústeres ofrecen una aproximación útil para entender las distintas configuraciones territoriales dentro del mercado.

El Clúster 0 reúne municipios con condiciones relativamente más desafiantes, entre ellas mayores niveles de pobreza, menor integración al sistema y una infraestructura energética más limitada. Este perfil aparece principalmente en zonas rurales y dispersas de La Guajira y en Magdalena, y en menor proporción en el Atlántico.

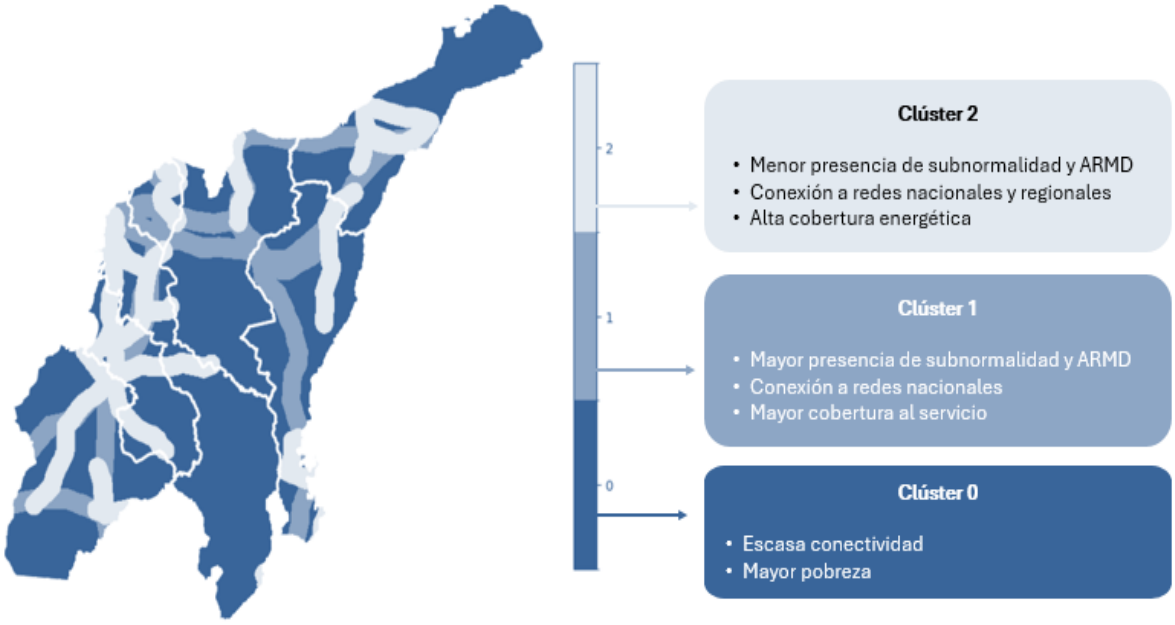
El Clúster 1 agrupa territorios que, si bien cuentan con conexión formal a redes nacionales, presentan mayor presencia de subnormalidad y ARMD, lo que puede generar presiones adicionales sobre la red y generar diferencias en la calidad del servicio.

[16] Ver Anexo 1 para mayor detalle de la metodología.

Por su parte, el Clúster 2 reúne municipios con condiciones relativamente más favorables: menor subnormalidad, conexión a redes nacionales y regionales, y niveles altos de cobertura. Este patrón es más frecuente en municipios con una estructura urbana más consolidada.

En conjunto, los resultados (Figura 6) muestran que el mercado es estructuralmente heterogéneo, en el que coexisten realidades energéticas y socioeconómicas distintas que condicionan la demanda, la operación y la sostenibilidad del servicio. Esta evidencia respalda la necesidad actual de avanzar hacia modelos diferenciados de atención e intervención, capaces de responder a la variedad de contextos locales y de mejorar la pertinencia de las soluciones propuestas.

Figura 6: Resultados del ejercicio de clústeres en la región Caribe



Fuente: Elaboración propia.

4. Modelos de prestación del servicio para el mercado del Atlántico, La Guajira y Magdalena

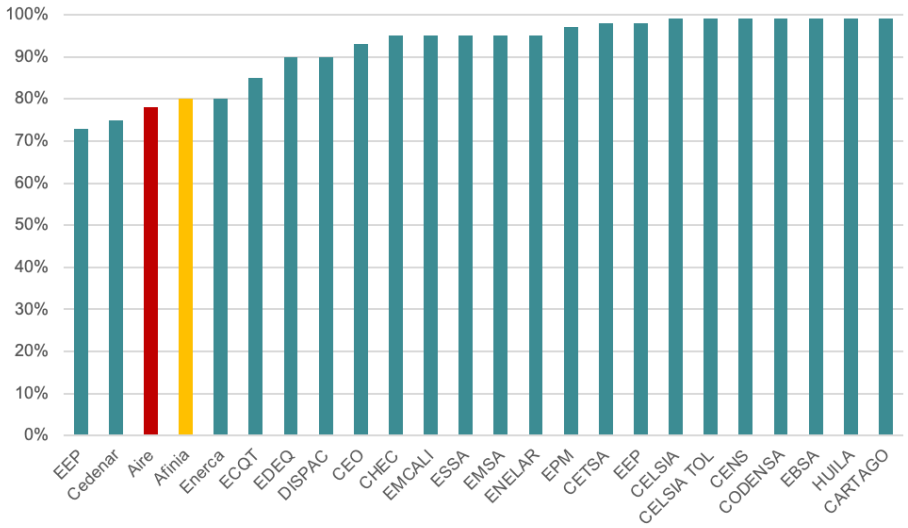
Esta sección del informe expone las propuestas para estructurar la prestación del servicio con base en los resultados del análisis de clúster y en los factores que determinan la oferta y la demanda. Los modelos planteados representan el objetivo final; sin embargo, su implementación requiere partir de un diagnóstico claro de la situación actual y definir los mecanismos que permitirían dotar a la empresa de la liquidez necesaria para avanzar hacia la estructura propuesta.

4.1. Punto de partida

Para contextualizar las propuestas de solución empresarial para el mercado de Caribe Sol, resulta pertinente presentar un balance sintético de la situación operativa y financiera del actual operador, Air-e, con base en la información expuesta ante la Comisión Accidental de Seguimiento a su Intervención (septiembre de 2025)[17].

En lo corrido del año 2025, el indicador de recaudo acumulado alcanza el 74,55%, evidenciando una brecha entre los ingresos teóricos y los ingresos efectivamente devengados. De acuerdo con esta misma fuente, la empresa deja de percibir mensualmente alrededor de $185 mil millones de pesos, por concepto de pérdidas no reconocidas y del no recaudo. Esto contrasta con los indicadores de recaudo de otros ORs (Gráfico 21) y de las pérdidas.

Gráfico 21: Factores de recaudo por OR (2024)



Fuente: SSPD, SUI.

[17] La información sobre los activos de la empresa, sus costos AOM o la situación por municipio no ha sido suministrada por la empresa intervenida a pesar de peticiones por distintos canales de comunicación. Por eso sólo conocemos la situación más reciente a nivel de toda la empresa que se presentó en debate en Comisión V del Senado el pasado mes de septiembre de 2025.

En materia financiera, a julio de 2025, se reporta una deuda total de aproximadamente $3,6 billones de pesos, distribuida entre generadores ($2,4 billones), acreedores ($418 mil millones) y obligaciones financieras ($781 mil millones). A esta situación se suma un déficit operativo mensual de $138 mil millones en promedio durante 2025.

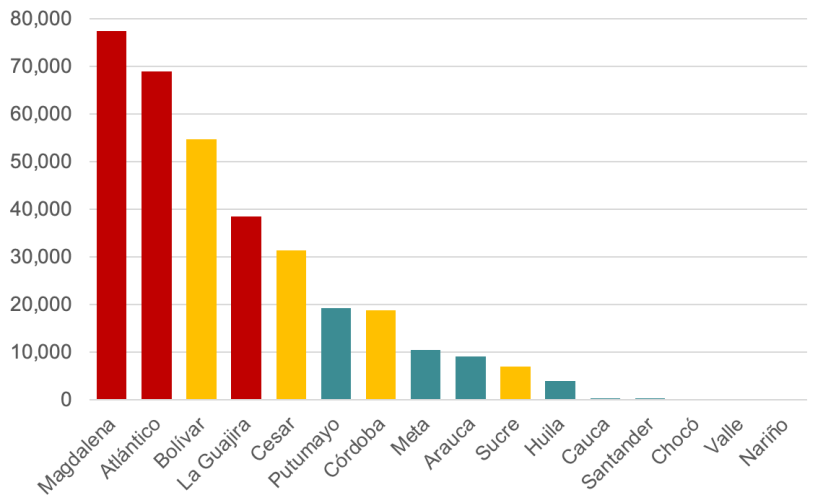
En cuanto a la estructura de clientes, el operador reportó atender a un mercado altamente concentrado en usuarios residenciales de bajos ingresos:

- 73% de los clientes corresponde a estratos 1, 2 y 3,
- 13% son no normalizados,
- 5% comerciales, industriales u oficiales,
- y menos del 0,1% no regulados.

Esta composición refleja un rasgo estructural del mercado, donde confluyen vulnerabilidad socioeconómica, informalidad, urbanización heterogénea y pérdidas asociadas a conexiones no regularizadas, factores que condicionan la sostenibilidad del servicio, por ello las propuestas que se presentan a continuación distinguen tres tipos de mercado.[18]

La empresa abastece 54% de los barrios subnormales del país. El Gráfico 22 muestra la distribución del número de barrios subnormales en Colombia.

Gráfico 22: Distribución del número de barrios subnormales



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

[18] Con respecto a las Zonas de Difícil Gestión, consideramos que su modelo puede mantenerse con su funcionamiento actual.

4.2. Barrios sin normalizar

Los barrios subnormales corresponden a asentamientos en cabecera urbana definida como clientes no conectados a la red por medio de activos propiedad o mantenidos por el OR. En la práctica son usuarios de bajos recursos, desplazados por su condición socioeconómica de su lugar de origen o por la violencia.

La Ley 812 de 2003 creó la figura de los barrios subnormales con objetivos de:

- legalización de usuarios,
- la optimización del servicio; y
- la reducción de pérdidas no técnicas.

Y, para alcanzar estos objetivos autorizó a la CREG la creación de un esquema diferencial de prestación del servicio donde se permitieran iniciativas como "*esquemas de medición y facturación comunitaria, utilización de proyecciones de consumos para facturación, esquemas de pagos anticipados del servicio, y períodos flexibles de facturación*." [Artículo 64 Ley 812 de 2003, que continúa vigente] y reformas en las actividades de prestación del servicio como "*esquemas diferenciales de prestación del servicio en generación, distribución, comercialización, calidad, continuidad y atención del servicio*."

En el Decreto 3735 de 2003, el Ministerio de Minas definió los barrios subnormales como:

"*Es el asentamiento humano ubicado en las cabeceras de municipios o distritos servidos a través del sistema interconectado nacional que reúne las siguientes características: (i) que no tenga servicio público domiciliario de energía eléctrica o que este se obtenga a través de derivaciones del sistema de distribución local o de una acometida, efectuadas sin aprobación del respectivo operador de red y (ii) que no se trate de zonas donde se deba suspender el servicio público domiciliario de electricidad, de conformidad con el artículo 139.2 de la Ley 142 de 1994, las respectivas normas de la Ley 388 de 1997, donde esté prohibido prestar el servicio según lo previsto en el artículo 99 de la Ley 812 de 2003. Corresponde al alcalde municipal o distrital o a la autoridad competente, previa solicitud por parte del operador de red, conforme con la Ley 388 de 1997, clasificar y certificar la existencia de los barrios subnormales, dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de la respectiva solicitud*".

La labor de las alcaldías en la prestación del servicio en los barrios subnormales es crítica, de hecho, el Decreto 388 de 2007 en su Artículo 7º establece dos funciones de las alcaldías, además de su certificación, a saber:

- "Los municipios <u>son los responsables</u> de la prestación directa del servicio público de energía eléctrica en los casos previstos en el artículo 6° de la Ley 142 (cuando no haya operadores que lo puedan hacer de manera económica); y
- "Si la respectiva alcaldía municipal o distrital, no manifiesta en forma expresa su solicitud para que el OR proceda a normalizar las redes de un barrio subnormal, o

habiéndolo hecho, no ejecuta las acciones necesarias para que la normalización sea posible, la alcaldía municipal o distrital, será el prestador del servicio según lo dispone la ley."

Es decir que un barrio por normalizar, si no se normaliza, debe ser responsabilidad del municipio.

Pero la Ley insiste en darles un tratamiento diferente a los barrios subnormales, reconociendo las diferencias en la prestación del servicio en estos lugares. El Decreto 1513 de 2016, en su Artículo 8, permite que el ministerio desarrolle esquemas diferenciales para la cobertura del servicio en el SIN (y en ZNI) en barrios subnormales.

La lógica de la ley colombiana en este caso es clara, las condiciones de demanda y oferta del mercado y los efectos de normalizar un barrio son muy locales, muy asociados al bienestar de un grupo de usuarios en una situación de precariedad que el suministro eléctrico les puede permitir aumentar productividad en el trabajo, dar oportunidades de estudio, etc. La normalización y sostenibilidad del modelo normalizado es apremiante en la Región Caribe por la alta incidencia de estos barrios en la región.

Los barrios subnormales son certificados por los alcaldes y, según información de la SSPD, en el mercado de Caribe Sol se ubican en los siguientes emplazamientos.

Figura 7: Barrios subnormales en el mercado de Caribe Sol

Fuente. SSPD.

4.2.1. Modelo Empresarial

Actualmente, los Operadores de Red (OR) no están obligados a administrar, operar, mantener ni reponer los activos de uso que conforman la red de uso general en los barrios subnormales, según lo establecido en el Decreto 4978 de 2007. Esta responsabilidad recae

en las alcaldías. Sin embargo, los OR sí deben cumplir los estándares de calidad definidos por la CREG, que son los mismos aplicables al resto de los usuarios.

A continuación se presentan algunos modelos exitosos que lograron resultados significativos, pero que se han descontinuado por falta de continuidad institucional.

4.2.2. Modelos exitosos

Aunque varios OR han alcanzado avances importantes en la normalización de barrios dentro de sus zonas de operación, los casos más destacados a gran escala han sido el modelo desarrollado por Unión Fenosa en Electricaribe y el implementado por la Compañía Energética de Occidente en el Cauca[19].

Electricaribe: Energía Social

En este modelo la empresa recurrió al beneficio del FOES que estaba tasado en un subsidio adicional para el estrato 1 de, entonces, 42 $/kwh. El cliente con deuda existente no veía el beneficio en su factura corriente sino en la reducción de la deuda por este monto. El efecto del FOES es la reducción del costo de la energía y la reducción de la deuda lo que tiene un efecto sobre el índice de recaudo.

La operación comercial se contrató con Pymes de empresarios de la región que contrataban trabajadores de los barrios subnormales. Las Pymes se encargaban de la gestión comercial en los barrios; lectura de medidores, atención al cliente, reparto de facturas, gestión de cobro, corte a los morosos, reconexión, revisión de instalaciones, detección de fraude y normalización del servicio.

La capacitación del personal estaba a cargo del OR en alianza con el SENA en temas técnicos y comerciales. El OR también prestaba especial atención al desarrollo comunitario y social con personal experto en trabajo comunitario que soportaba el trabajo de socialización de acuerdos, capacitación, formación de la comunidad en uso racional de la energía y en las características del servicio.

El contrato de prestación se asimilaba a un Acuerdo de Suministro de Energía con participación del alcalde, el suscriptor comunitario (representante de la comunidad) y el comercializador. El acuerdo se presenta a la asociación de municipios y se crea un acuerdo comunitario sobre el cual se establece: i) la forma de facturación, ii) la forma de medición, iii) los períodos de continuidad, iv) las formas de pago y v) el pago de cartera.

A las Mipymes se las contrata para las funciones detalladas arriba y los ORs aportan a las Pymes acompañamiento permanente.

[19] Ver (Guerra, Mantilla, & Cadena, 2006) y (Serrano Rueda, 2019).

El gobierno nacional colaboraba con los subsidios del FOES, PRONE y del Fondo de Solidaridad, además de la colaboración del SENA y de recursos del FOMIPYME (Ley 590 de 2000).

El modelo de gestión tenía tres fases:

Diseño: Certificado de zonas especiales, registro ante SSPD, contratación Mipyme, capacitación Mipyme.

Construcción: normalización de redes e implementación operación comercial; y

Operación: aplicación del FOES, medición y facturación comunitaria, operación Mipymes, adopción de tecnología, programas de uso racional de la energía.

Los resultados del modelo fueron muy exitosos y en su evaluación se constató que es fundamental la implicación de gobiernos nacionales, gobiernos locales, OR, Mipymes y comunidad.

A pesar de los logros del modelo varios factores se juntaron para que el modelo no continuara su consolidación:

Primero: el FOES era con recursos de las rentas de congestión que han ido cayendo en el tiempo y la compensación por Presupuesto (Decreto 111 de 2012) no ha sido suficiente;

Segundo, el riesgo de cartera se amplió a todo el mercado con lo cual la particularidad de la zona especial terminó;

Tercero, con la consolidación de todas las sociedades en un solo grupo con la llegada de Gas Natural; y

Cuarto, la normalización conlleva costos adicionales para el usuario (pe. Alumbrado público, tasas de seguridad, etc.).

CEO en el Cauca

Otro proyecto que ha tenido cierto éxito ha sido el de la Compañía Energética de Occidente en el Cauca, en particular en barrios subnormales de Popayán. La empresa buscó un modelo sostenible para normalizar 41 asentamientos en Popayán. La estrategia tenía varias fases, pero se basaba en el diálogo con las comunidades, articulación con entidades gubernamentales y de control y de policía para permitir acceso a los asentamientos.

El proceso comparte aspectos de la estrategia con el programa de Electricaribe, pero es conveniente resaltar el proceso de socialización con autoridades municipales, personería, líderes sociales, entes de control y comunidad. Además, se utilizó infraestructura moderna

para medida (centralizada) y red, redes trenzadas,[20] transformadores auto protegidos y medidores inteligentes. Este último permite adaptar la facturación a los ciclos de ingresos del cliente y utilizar post o prepago.

El otro aspecto del que se debe aprender, al igual que con Electricaribe, es la participación de múltiples partes:

- Ministerio de Minas y Energía: financiación de PRONEs;
- Oficina Asesora de Planeación de la Alcaldía para certificación de barrios subnormales;
- Secretaría de Infraestructura y Vivienda de Popayán encargada de validar la información de proyectos de infraestructura y vivienda de Popayán.
- Líderes sociales: interlocutores con la comunidad para la negociación del proceso de normalización en los sectores;
- Entes de control (Personería Municipal, Concejo Municipal, Defensoría del Pueblo, SSPD, Procuraduría)
- Secretaría de Gobierno y Fuerza pública (Policía Nacional y ESMAD): apoyo policivo en aquellos sectores más críticos que se oponían a la normalización, después de haber efectuado el proceso de socialización y diálogo con los sectores; y
- Divulgación en medios de comunicación.

Otro aspecto interesante fue la introducción del programa "el cambiatón" en el que se remplazaron bombillos incandescentes por LEDs.

Los resultados han sido elocuentes al normalizar 41 barrios, 2.685 predios, el recaudo aumentó sustancialmente, el consumo medio por usuario se redujo, etc. Sin embargo, tenemos entendido que los resultados del modelo no han mejorado desde los iniciales y algún retroceso se ha experimentado en los últimos años.

4.2.3. Propuesta de Modelo

El modelo empresarial que mejor ha funcionado en los barrios subnormales es un modelo descentralizado con participación de varios entes en diferentes aspectos de la prestación del servicio. Pero las lecciones aprendidas es que la transición a la normalización es compleja. A continuación, se listan los obstáculos del modelo y su posible solución.

[20] Las redes trenzadas son menos susceptibles de manipulación de terceros, menores costos de mantenimiento, menos expuestas a interrupciones por vegetación y menores pérdidas técnicas.

Responsabilidad de la prestación del servicio

El servicio en estos barrios tiene unos elementos diferenciales en cuanto a facturación, medición y recursos del FOES como subsidios adicionales de la demanda. Tradicionalmente ha supuesto un modelo embebido en el modelo del OR, pero que arranca con problemas por la simple razón que los usuarios de los barrios subnormales no están conectados a la red del OR y no son, en términos legales, sus usuarios.

Por ese motivo la prestación del servicio recae en la Alcaldía que debe buscar quien preste el servicio en estos barrios y, de no encontrarlo, prestarlo ella misma. Sugerimos que ese acto se haga de una manera más formal que la actual, en la que se detallen los compromisos de las distintas partes involucradas por medio de un contrato formal, más parecido a un modelo de concesión para así determinar quién es el dueño de los activos y las responsabilidades de las partes.[21]

Agentes intervinientes: rol y responsabilidades

Como ha podido comprobarse en los ejemplos presentados, la participación de múltiples actores locales, regionales y nacionales es muy importante. Aquí se presentan con sus responsabilidades.

Gobierno Nacional

Pone los recursos que se otorgan a todos los ORs sin un tratamiento específico para la región. Así, el MME otorga los subsidios para la normalización de redes en baja tensión de recursos del programa PRONE y los subsidios del FOES. La SSPD vigila la prestación del servicio. La CREG debe regular con carácter singular la prestación del servicio en estas zonas, buscando incentivar la medición en la modalidad de prepago, creando un sistema de riesgo de cartera que minimice el impacto sobre los usuarios que pagan.[22]

También sería conveniente que el MME permitiera la financiación de contadores prepago o contadores inteligentes (para su utilización en los medidores comunitarios) a través de sus programas de comunidades energéticas porque, por el limitado espacio común, o la calidad de los tejados las soluciones de techos solares son limitadas en estos barrios y las soluciones del programa Colombia Solar son, asimismo, de poca aplicabilidad a los mismos.

[21] En el pasado han existido controversias respecto de estos derechos de propiedad y es recomendable que en el proceso de liquidación de la empresa queden claramente establecidos.

[22] Uno de los problemas de la regulación es que se imputan costos de un usuario (pérdidas no técnicas, impago) a los demás usuarios de los mercados. Lo más razonable es cobrar a cada usuario su costo o intentar repartirlo entre una mayor masa de usuarios. Esto es posible posponiendo la recuperación de estos costos en función de un mayor recaudo (en lugar de un menor recaudo).

Alcaldía

Certificación del barrio, habilitación de espacios comunes (vías, aceras, alumbrado público, etc.), asignación de la responsabilidad de la prestación del servicio al OR designado por medio de un contrato de concesión donde las responsabilidades queden establecidas. Asimismo, a través de la secretaria de gobierno, la alcaldía colabora con la fuerza policial para la protección de las cuadrillas y los procesos de desconexión, reconexión de usuarios.

La alcaldía tiene un papel fundamental en facilitar la interacción empresa-comunidad y debe elaborar los contratos para la prestación del servicio en estos barrios.[23]

Gobernación

Los barrios subnormales se ubican en municipios de gran tamaño en la región donde la capacidad institucional es superior a la de municipios más pequeños. Pero la presencia de más de un municipio en el departamento con barrios subnormales y el hecho que el OR del departamento sea el candidato natural para prestar el servicio por designación de la alcaldía hace que la colaboración y coordinación del departamento sea fundamental.[24]

Personero, defensoría del pueblo

Por sus funciones de protección de la comunidad debe trabajar en cercanía con las empresas que presten el servicio.

Mipymes

Como el trabajo con la comunidad debe ser permanente es clave que la comercialización de energía tenga un componente muy importante de trabajadores de la comunidad, organizados como Pyme y que subcontraten los servicios de medición, atención al usuario, facturación, recolección de facturas y, labores comerciales con la comunidad.

Las Mipymes pueden recibir financiación de, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo a través del programa MiPymes y del SENA para formación de personal.

Distribuidor Comercializador

Consideramos que el candidato natural para prestar el servicio en estos barrios es el OR del departamento, pero con cuentas separadas del OR departamental. La razón es que el tipo de subsidios de oferta (PRONE, instalaciones internas, electrodomésticos) debe estar claramente diferenciada y los activos del OR o que hayan sido cedidos por subvenciones

[23] Podría decirse que la capacidad institucional de las alcaldías puede verse desbordada, pero los barrios subnormales suelen ubicarse en las grandes ciudades de la región, primordialmente en Barranquilla, Santa Marta y Riohacha.

[24] La experiencia del modelo emprendido por la Gobernación del Atlántico con la empresa de acueducto nos ha sido citada en varias discusiones como un modelo del cual vale la pena aprender.

también. También se deben considerar las aportaciones del municipio en forma de subvenciones o como capitalización de la empresa departamental.

En el estudio anterior sobre propuestas de prestación del servicio en la región Caribe que realizó este equipo de trabajo "Recomendación para la racionalización de las tarifas de energía en la Región Caribe"[25] documentábamos como la prestación del servicio en estos territorios tiene una alta densidad, pero un bajo número de usuarios y esto requiere un costo de funcionamiento alto y un costo de inversión bajo. Este tipo de tecnología requiere explotar economías de alcance que podrían establecerse si la empresa que presta el servicio es una empresa multiservicio.

Sería entonces recomendable que las empresas de agua, alcantarillado, gas natural, telefonía y electricidad establecieran alianzas para prestar el servicio en estos barrios y optimizar sus costos comunes de facturación, atención al cliente, etc. La alcaldía puede coordinar la creación de estas alianzas.

En el pasado Unión Fenosa desarrolló planes para mejorar instalaciones internas en los barrios subnormales. Esto permitía aumentar la seguridad de los usuarios, aumentar la calidad de la tensión, establecer una relación de confianza con la comunidad, mejorar el uso de la energía, etc.

Dependiendo del costo esto puede ser asumido por las empresas prestadoras del servicio a través de sus programas de responsabilidad social y exento de impuestos.

Elección del OR del Barrio

Ya hemos dicho que el OR natural es el del departamento sobre la base de un contrato en el que se establezcan las responsabilidades de las partes. En el proceso de adjudicación al OR del departamento se deben contemplar los aportes de capital que haga cada municipio a los barrios subnormales, además de los activos que ceda la Nación a los departamentos.

Como la prestación del servicio es una responsabilidad de la alcaldía lo más sensato es que el servicio se preste bajo la modalidad de concesión que establece la Ley 143 de 1994 con un modelo que recoja elementos económicos y de méritos.

4.2.4. Tarifas

La empresa estará a cargo del suministro de energía que no debería ser muy costoso porque los elementos de la red de distribución serán financiados por el PRONE, con lo cual será el cargo de comercialización y la generación y transmisión las que deban sufragarse por el

[25] Disponible en https://www.fundesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2024/01/RECOMENDACIONES-PARA-LA-RACIONALIZACION-DE-LAS-TARIFAS-DE-ENERGIA-EN-LA-REGION-CARIBE.pdf

usuario con los subsidios del FOES y del Fondo de solidaridad de la Ley 142 de 1994. El cargo D y el cargo C de los barrios puede ser inferior al del resto del departamento.

Se debe buscar que el riesgo de cartera se pague con la mejora del recaudo y no se convierta en la espiral habitual que lleva a que el riesgo de cartera lleve a un mayor cargo de comercialización y a un mayor riesgo de cartera. El riesgo de cartera debe reconocerse en una cuenta aparte que se vaya recuperando con mayor demanda no con menor demanda.

4.2.5. Separación contable

Estos esquemas de prestación del servicio requieren completa transparencia de parte de la empresa para que pueda documentarse los bienes financiados por PRONE, cedidos por la Alcaldía, los subsidios, etc.

Por eso se requiere que la empresa que lo lleve a cabo tenga una separación contable total.

4.2.6. Transición a la normalización

Los ejercicios de normalización han tenido algunos problemas de continuidad, porque los costos de la normalización son altos para los usuarios. Una vez normalizados comienzan a pagar los demás cargos que pagan los demás usuarios. Proponemos que el esquema tenga un período de gracia de entre 5 a 10 años antes de entrar en vigor la normalización tarifaria y la integración del Barrio en el OR departamental.

4.3. Zonas de Alta Dispersión

Uno de los mercados que consideramos necesario separar de las operaciones tradicionales del distribuidor-comercializador es lo que se denomina Áreas Rurales de Menor Desarrollo que hemos dado en llamar Zonas de Alta Dispersión para abarcar la nueva definición de éstas que debe sacar al Ministerio de Minas y Energía.

4.3.1. Definición y ámbito geográfico

Las Áreas Rurales de Menor Desarrollo se establecieron, por primera vez, en la Ley 812 de 2003 (Ley del Plan de la primera administración Uribe). La Ley buscaba crear un modelo de prestación del servicio diferente para esos mercados (incluidos los barrios subnormales y las zonas de difícil gestión). La Ley les dio la posibilidad de recibir subsidios adicionales a través del Fondo de Energía Social (FOES).

Las Áreas Rurales de Menor Desarrollo están definidas de la siguiente manera:

"Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD): correspondientes a las áreas del sector rural de un municipio o distrito que presentan un índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) superior a 54.4 y que además están conectadas al circuito de energía eléctrica. Creadas por la Ley 812 de 2003 y certificadas por los alcaldes."

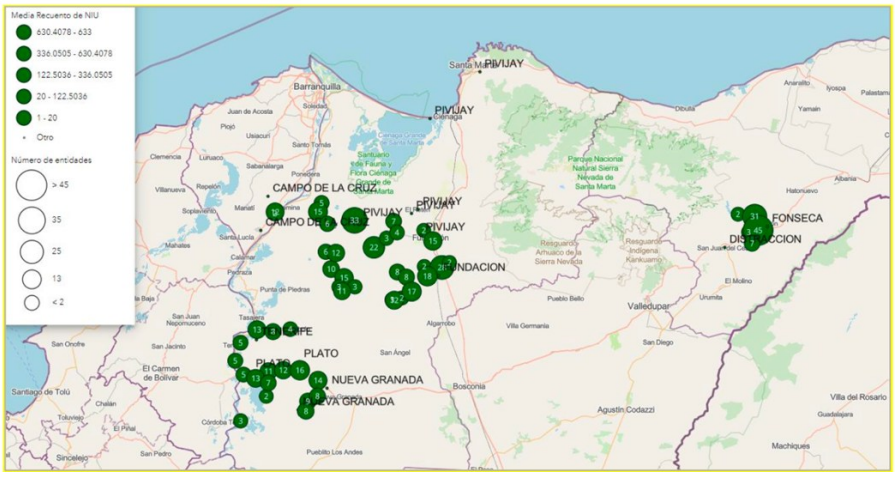
Desde el año 2020, se ha buscado focalizar de mejor manera el FOES y el ministerio reparó en que la nueva metodología del DANE para calcular el NBI (del año 2018) reducía de manera sustancial el número de beneficiarios del FOES. El Ministerio ha buscado subsanar este problema (Decreto 278 de 2020) buscando un indicador que refleje de manera adecuada la realidad socioeconómica del país.

Así, en un borrador de decreto se quiso sustituir dicha definición por la siguiente:

"Área Rural de Menor Desarrollo: Es el área perteneciente al sector rural de un municipio o distrito que reúne las siguientes características: (i) que el indicador final de la Medición del Desempeño Municipal - MDM publicado por el Departamento Nacional de Planeación – DNP, se encuentre clasificado en los rangos de MDM medio (promedio de los municipios) o bajo (menos de 50 pts.), en su último informe publicado y (ii) esté conectada al circuito de alimentación por medio del cual se le suministra el servicio público de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional - SIN."

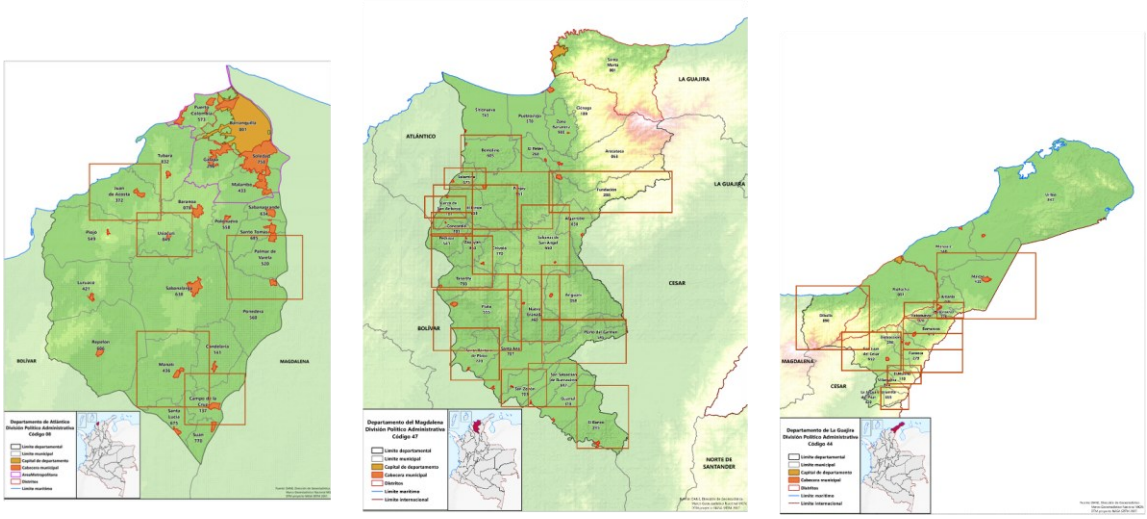
Sin entrar a cuestionar la relevancia del indicador MDM—que no incluye datos eléctricos más allá de la cobertura en el municipio—más pensado para el subsidio FOES, para nuestro propósito es más relevante una definición de un mercado por dispersión, energía por usuario, etc. Por eso definimos un modelo denominado como Zona de Alta Dispersión que proviene de los datos de oferta y demanda de los municipios interconectados el SIN y que cubre el sur del departamento del Magdalena y el sur de La Guajira. Su localización puede apreciarse en la Figura 8. Puede verse cómo estas áreas se concentran en los municipios que hemos identificado y cuyo mapa puede observarse en la Figura 9.

Figura 8: Áreas Rurales de Menor Desarrollo en el mercado de Caribe Sol



Fuente. SSPD.

Figura 9: Zonas de Alta Dispersión Atlántico, Magdalena, La Guajira



Fuente. Ver texto.

Puede verse que Atlántico tiene menos municipios en la situación de dispersión y son vecinos de Magdalena donde la parte sur del departamento es de una muy alta dispersión, al igual que la mayoría de La Guajira, con excepción de Riohacha.

Proyectos Piloto

Como el modelo de ZAD es muy novedoso es mejor incluir algunos proyectos piloto en lugares donde, además de los criterios de selección utilizados, tengan:

- Una alta proporción de usuarios rurales (más del 30%); y
- Una baja cobertura rural (por debajo del 70%).

Esto reduce los municipios identificados, inicialmente a un par de proyectos piloto en:

La Guajira: Dibulla y San Juan del Cesar;[26] y

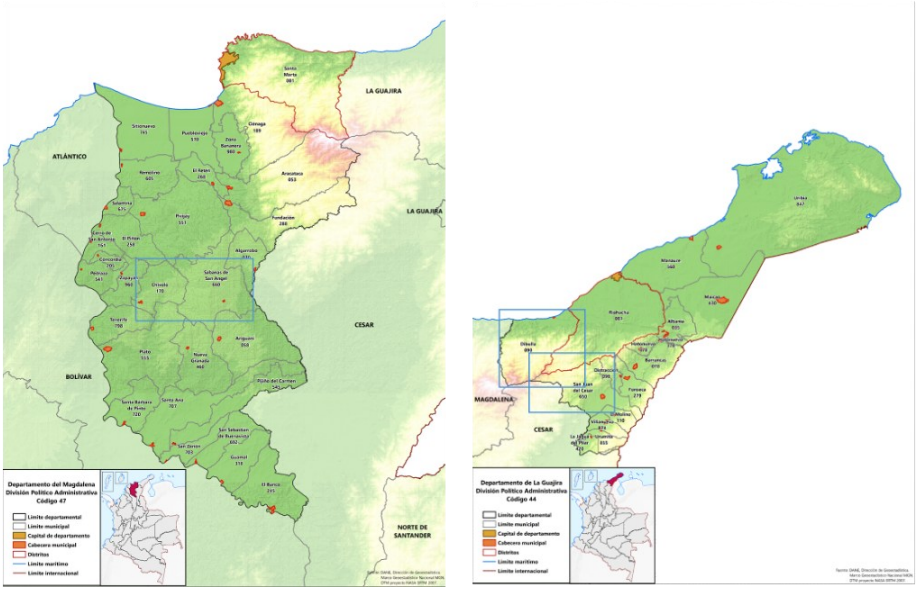
Magdalena: Chivolo y Sabanas de San Ángel.[27]

Además, estos municipios coinciden en concentrar una muy alta pobreza energética, alcanzando el 52% en Dibulla, el 38% en Sabanas de San Ángel, el 37% en San Juan del Cesar, y el 33% en Chivolo (nivel alto).

[26] Estos dos municipios, además de Fonseca, son los tres municipios en La Guajira que han sido identificados como municipios PDET (Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial) que son un instrumento especial de planificación y gestión a 15 años, que tienen como objetivo estabilizar y transformar los territorios más afectados por la violencia, la pobreza, las economías ilícitas y la debilidad institucional.

[27] En el departamento de Magdalena, los municipios PDET son Aracataca, Ciénaga, Fundación y Santa Marta. En los municipios PDET el MME tiene la obligación de crear nuevos usuarios con servicio de energía y dejar capacidad instalada de fuentes no convencionales de energía y de soluciones híbridas (al igual que en las Zonas No Interconectadas)

Figura 10: Proyectos Piloto: Zonas de Alta Dispersión



Fuente. Ver texto.

Las Zonas de Alta Dispersión se caracterizan por:

- Conexión precaria al SIN (circuito único o extenso);
- Pocos usuarios por km^2 de municipio;
- Bajo consumo por usuario;
- Baja calidad;
- Suministro eléctrico discontinuo; y
- Baja capacidad de pago.

Al igual que con los barrios subnormales, la Ley autoriza a la CREG a diseñar un esquema diferencial de prestación del servicio donde se permitieran iniciativas como "*esquemas de medición y facturación comunitaria, utilización de proyecciones de consumos para facturación, esquemas de pagos anticipados del servicio, y períodos flexibles de facturación*." [Artículo 64 Ley 812 de 2003, que continúa vigente] y reformas en las actividades de prestación del servicio como "esquemas diferenciales de prestación del servicio en generación, distribución, comercialización, calidad, continuidad y atención del servicio."

Aprovechando esta situación es posible elaborar unas propuestas de prestación del servicio más orientadas a las características del mercado.

Modelo Sub-Redes

El modelo que vale la pena analizar para estos casos es lo que se denomina modelo sub-red (under-grid). Este modelo viene de la literatura de concesiones, que se ha utilizado con

variado éxito en América Latina y África[28] y comparte algunos elementos con el modelo de Comunidades Energéticas que se ha desarrollado en Colombia.

El modelo under-grid se diseña para comunidades que están en el territorio de servicio del OR, pero que reciben un servicio, poco confiable, inconsistente y de baja calidad.[29] Estos consumidores suelen no estar muy presentes en los modelos tradicionales de prestación del servicio porque ya tienen cobertura y están conectados, nominalmente, al sistema en comparación con los de Zonas no Interconectadas.

En estos mercados las tasas de recaudo son bajas, la medición no es habitual y las empresas incurren costos que no son recuperados, llevando a que las autoridades paguen subsidios o a que la empresa pierda dinero por estos usuarios.[30] Los usuarios terminan por recurrir a generadores locales que son costosos, ruidosos y contaminantes para compensar el mal servicio.

Se considera que el desarrollo de mini-redes puede ayudar a mejorar la gestión de estos territorios y reducir costos. Una mini-red es un territorio dentro del territorio del OR que puede compartir activos con el OR. Los usuarios de estos territorios pueden ya estar conectados o no y, en los proyectos piloto identificados existen clientes de los dos tipos.

Existen diferentes modelos de sub-redes, desde uno en el que la red es una isla hasta un modelo interconectado. En este último la mini-red podría vender excedentes de energía a la red a través de contratos tipo PPA o tomar energía de la red, dependiendo del balance de energía.

La oportunidad de un nuevo modelo surge por las nuevas tecnologías descentralizadas y aisladas, junto con la existencia de recursos distribuidos. En el caso que nos ocupa la integración de estas mini-redes con la red del OR aumentará resiliencia y la integración de recursos distribuidos, participación de la comunidad, mayor medición de uso de la energía, etc.

El modelo para que funcione ha sido analizado para países de África y se han identificado los pilares de su diseño:[31]

- Compromiso con servicio universal: lo que requiere un compromiso de permanencia y no enfocarlo en soluciones coyunturales;

- Integración de soluciones de red y fuera de red (extensiones de red, min-redes y sistemas aislados). Esto requiere planeación integrada de soluciones y modelos de negocio pensados en el usuario.

[28] Ver, por ejemplo, el informe de concesiones del Banco Mundial (Gupta, Loew, & Bui, 2025).
[29] Ver, por ejemplo, (Graber, Mong, & Sherwood, 2018).
[30] En Nigeria, país donde se han implementado algunos experimentos interesantes, el recaudo no llega al 35% de los costos.
[31] Ver, por ejemplo (Pérez-Arriaga, 2023)

- Modelo viable para el distribuidor. Esto requiere una concesión para seguridad legal y la participación de inversionistas externos y, probablemente, privados más subsidios para cerrar la brecha entre costos y tarifas.

- Enfoque en el desarrollo económico para asegurarse que la electrificación produce beneficios socioeconómicos.

El modelo debe estar concebido para que funcione y, en el caso de una interconexión plena, se convierta en parte del modelo del OR del departamento. Pero, en el ínterin, debe contar con autonomía y sostenibilidad financiera lo cual requiere de un modelo comercial y regulatorio apropiado.

El modelo requiere una empresa como el responsable de la provisión del servicio (no personas naturales) porque cuando la propiedad se dispersa suele no funcionar por problemas de coordinación y de derechos de propiedad. El modelo requiere no solo de la instalación de la infraestructura sino, de manera crítica, de su operación y su mantenimiento lo cual requiere que haya sostenibilidad e incentivos a lo largo del tiempo.

La sostenibilidad implica conexión a la red del SIN para dar resiliencia al modelo. Esto significa que la micro-red debe verse como un complemento de la red principal para beneficiarse de la operación diversificada y en dos niveles: centralizado y descentralizado. Sostenibilidad también implica que el servicio se remunere con los aportes de los usuarios.

La organización regulatoria implica la creación de dos roles diferentes:

- El prestador de última instancia: que es el agente que presta el servicio cuando el prestador entra en disolución; y

- El prestador por defecto: el responsable de que el servicio se preste en situaciones normales. El prestador por defecto es el responsable de la instalación y operación de la solución interconectada. Para la instalación de otros elementos, como mini-redes se puede seleccionar un prestador más local por medio de concursos.

Pero esta empresa no tiene por qué ser la que preste el servicio de la min-red y, de hecho, es prudente que esté separada porque el modelo de negocio es diferente ya que se requiere de un trabajo comunitario que a un OR le puede resultar muy costoso. Es factible que la prestación del servicio se haga por medio de alianzas locales entre un OR que se encarga de la compra de energía en bloque y la mini-red que compra energía de respaldo, pero esto no significa que debería ser la misma empresa.

Para que el modelo tenga sentido es necesario explotar la complementariedad de la mini-red y la red, así como de las soluciones aisladas. Esto requiere de un plan de inversiones costo-eficiente que se desarrolle de manera integrada con el OR.

Los proponentes de estos modelos consideran que un modelo privado de concesiones es posible de implementar. Si el esfuerzo inversor es muy grande, una concesión de largo plazo

en el que se establezcan las responsabilidades es necesario. En la concesión los activos se deben devolver al final de la concesión al dueño.

El Banco Mundial en su informe de concesiones identifica 4 casos en África que han funcionado bien (Camerún, Costa de Marfil, Gabón y Uganda). El Banco identifica los siguientes factores para su éxito:

- Viabilidad financiera: que viene de balancear objetivos socioeconómicos y un retorno para la empresa, por medio de subsidios y tarifas bien diseñadas. Esto implica adherirse a un calendario de pagos y un flujo de caja predecible.

- Apoyo previo a la inversión: el período pre-inversión requiere una participación activa de las autoridades. La información necesaria debe ponerse a disposición de los candidatos a la concesión para que puedan hacer su debida diligencia.

- Claridad de derechos y responsabilidades: el contrato de concesión debe ser muy completo y prever contingencias o mecanismos para su resolución. La regulación también debe aplicar como un elemento adicional de gestión de riesgos de la concesión.

4.3.2. Propuesta de Modelo

Creemos que este modelo de mini-redes complementando la conexión al STN es una buena manera de mejorar la prestación del servicio en zonas dispersas. Pero, para ver su funcionamiento hemos seleccionado los municipios para trabajar en proyectos piloto en estas zonas.[32]

4.3.3. Responsabilidad de la prestación del servicio

El servicio en estos municipios, al igual que en los barrios subnormales, debe concebirse desde abajo hacia arriba. Esto implica que debe involucrarse a la comunidad y debe ser la alcaldía la responsable de la prestación del servicio como lo es en el caso de las Áreas Rurales de Menor Desarrollo.

Para el desarrollo de infraestructura distribuida en estos municipios es necesario que se subvencionen paneles solares, baterías y soluciones de eficiencia energética que están cobijadas por la Ley 1715 de 2014. El Decreto de Comunidades Energéticas, CCEE (Decreto 2236 de 2023) contempla también subvenciones para el financiamiento de inversión, operación y mantenimiento de infraestructura. Asimismo, estos municipios parecen ser terreno fértil para el programa de Colombia Solar.

Es decir, contemplamos la posibilidad de que operen varias comunidades energéticas en estos territorios, pero lo ideal es tener una empresa encargada de la prestación del servicio con

[32] Algunos de los municipios forman parte de los municipios PET y puede tener soluciones energéticas con generación in situ.

alguna participación de los usuarios de la Zona de Alta Dispersión, ZAD, como contribuyentes de los activos que hayan sido subvencionados por la Nación a través del programa de CCEE y de Colombia Solar.

Pero la operación y mantenimiento de todos estos elementos en la ZAD debe estar a cargo de la empresa que preste el servicio. Eso se hace bajo la premisa que la empresa también hará inversión en otras soluciones complementarias a la red y a las CCEE y por eso necesita estar a cargo del servicio.

4.3.4. Agentes intervinientes: rol y responsabilidades

Al ser un modelo pensado de abajo hacia arriba es bueno ahondar en los papeles de los diferentes intervinientes.

Gobierno Nacional

Al igual que en otros modelos, el Gobierno Nacional otorga todos los subsidios sin un tratamiento específico para la región. Así, el otorga los subsidios del FOES y del Fondo de Solidaridad. La SSPD vigila la prestación del servicio. La CREG debe regular con carácter singular la prestación del servicio en estas zonas, buscando incentivar modelos de retribución basados en la sustitución de activos de red.[33]

También sería conveniente que el MME permitiera la financiación de contadores prepago y soluciones de generación a través de sus programas de comunidades energéticas porque el emplazamiento es menos problemático que en los barrios subnormales.

El MME también contribuye a través del programa de CCEE y de Colombia Solar.

Alcaldía

La alcaldía debe certificar la zona, asignar la responsabilidad de la prestación del servicio al mini-OR designado. La alcaldía tiene un papel fundamental en facilitar la interacción empresa-comunidad y debe elaborar los contratos para la prestación del servicio en estos barrios.[34]

Personero, defensoría del pueblo

Por sus funciones de protección de la comunidad debe trabajar en cercanía con las empresas que presten el servicio.

---

[33] Uno de los problemas de la regulación es que se imputan costos de un usuario (pérdidas no técnicas, impago) a los demás usuarios de los mercados. Lo más razonable es cobrar a cada usuario su costo o intentar repartirlo entre una mayor masa de usuarios. Esto es posible posponiendo la recuperación de estos costos en función de un mayor recaudo (en lugar de un menor recaudo).

[34] Podría decirse que la capacidad institucional de las alcaldías puede no ser la adecuada y se necesite colaboración de la gobernación, gobierno nacional para elaborar los pliegos y contratos.

Mipymes

Como el trabajo con la comunidad debe ser permanente es clave que la comercialización de energía tenga un componente muy importante de trabajadores de la comunidad, organizados como Pyme y que subcontraten los servicios de medición, atención al usuario, facturación, recolección de facturas y, labores comerciales con la comunidad.

Las Mipymes pueden recibir financiación de, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo a través del programa MiPymes y del SENA para formación de personal.

Distribuidor Comercializador

Por ser un servicio de alcance municipal también es bueno dar la opción que las empresas de agua, alcantarillado, gas natural, telefonía y electricidad pudieran establecer alianzas para prestar el servicio en estas zonas y optimizar sus costos comunes de facturación, atención al cliente, etc.

4.3.5. Selección del mini-OR

Al tener cierta conexión al SIN lo razonable es que el OR tenga la primera opción para prestar el servicio. Es decir, se puede presentar concurso económico para seleccionar el prestador del servicio, pero se permite al OR hacer una oferta en segunda ronda. Esto llevaría a que en un departamento pueda existir un solo OR prestando el servicio en los BSN, en la ZAD y en el departamento.

De no ser el OR del departamento podrá ser cualquier empresa de servicios públicos y será elegida por la alcaldía del municipio, sobre la base de un concurso de méritos de varias dimensiones, como son la social, técnica y económica.

Como la prestación del servicio es una responsabilidad de la alcaldía lo más sensato es que el servicio se preste bajo la modalidad de concesión que establece la Ley 143 de 1994.

4.3.6. Tarifas

La empresa estará a cargo del suministro de energía que no debería ser muy costoso porque los elementos de generación serán financiados por las CCEE/Colombia Solar, con lo cual será el cargo de comercialización y la generación y redes las que deban sufragarse por el usuario con los subsidios del FOES y del Fondo de solidaridad de la Ley 142 de 1994.

Los subsidios forman parte de la discusión de la empresa tradicional en la sección a continuación.

4.3.7. Separación contable

Estos esquemas de prestación del servicio requieren completa transparencia de parte de la empresa para que puedan documentarse los bienes financiados por CCEE, por Colombia Solar, los activos cedidos por la Alcaldía, los subsidios, etc.

Por eso se requiere que la empresa que lo lleve a cabo tenga una separación contable total.

4.3.8. Transición al OR

Se espera que la mini-red se complemente con la red principal en el mediano plazo.

4.4. Empresa tradicional (OR Departamental)

En Colombia se ha avanzado en la regulación y reestructuración de las empresas Distribuidoras Comercializadoras desde la promulgación de la Ley 142 de 1994. Aunque el proceso ha sido lento y con algunos baches en el camino el sector se ha ido graduando de una regulación muy simple a una más sofisticada con empresas que han mejorado su desempeño paulatinamente. La excepción a esta evolución ha sido el modelo de la región Caribe que, tras varios intentos, no ha logrado demostrar sostenibilidad.[35]

4.4.1. Definición y ámbito geográfico

El modelo de la Región Caribe hace ha modificado en varias ocasiones. Del modelo de las electrificadoras (pe. Electranta, Electribol, Electrifi-Cesar), pasando por el modelo de Caribe y Costa de Reliant-Electricidad de Caracas, de las empresas Electricaribe, Electrocosta, energía Confiable, Energía Empresarial de Unión Fenosa al modelo de Electricaribe de Gas Natural-Naturgy y culminando con el modelo de Caribe Mar (Afinia) y Caribe Sol (Air-e), los modelos implantados han demostrado no ser sostenibles. Ha existido propiedad pública, privada, múltiples subvenciones, planes de inversión, etc. pero un modelo exitoso sigue siendo un asunto pendiente en la región.

Nuestro análisis ha encontrado que las condiciones de la demanda en la región son las más heterogéneas dentro de los mercados nacionales y que el modelo regulatorio más utilizado, hasta la fecha, es un modelo impuesto de arriba hacia abajo. Es decir, se dicta regulación, subvenciones, pero no se comprende la dinámica regional, ni mucho menos la local. Por eso consideramos que es necesario entender la dinámica de los mercados locales e involucrar a sus principales actores.

Esto implica que la solución del problema de la prestación del servicio en la región debe venir de los gobiernos regionales y de los gobiernos locales. Los nuevos modelos que estamos proponiendo, Barrios Sin Normalizar y Zonas de Alta Dispersión, tienen estas características:

- Responsabilidad de las alcaldías municipales en la prestación del servicio, sobre todo en el caso de los Barrios Subnormales;
- Subvención de oferta de las alcaldías y los departamentos;

[35] La crisis del Covid también tuvo un efecto importante que se materializó en la Opción Tarifaria, muchas de las empresas ya han salido del cobro de la Opción y sólo Afinia tiene cantidades importantes por recuperar, La crisis actual viene del pago tardío de los subsidios y debe entenderse dentro del contexto fiscal de Colombia y no del modelo regulatorio de la Ley 142 de 1994.

- Trabajo con la comunidad en la creación de pymes que puedan colaborar en modelos de alta utilización de mano de obra;
- Trabajo con la policía y autoridades judiciales para la prestación del servicio;
- Trabajo con personeros municipales, defensores del pueblo, etc.;
- Colaboración en educación ciudadana con los ORs;
- Capacitación en colegios e instituciones de enseñanza sobre el uso racional de la energía;
- Trabajo en cultura ciudadana en la cultura de pago;
- Pago de las deudas vigentes con los prestadores del servicio de instituciones oficiales.

Con este tipo de colaboración y con la segmentación que hemos propuesto el OR destinado el mercado actual, pero sin barrios sin normalizar o Zonas de Alta Dispersión, debería ser viable porque los subsidios nacionales (Fondo de Solidaridad, FOES; Comunidades Energéticas) deberían ser suficientes en mercados cuyas características de oferta son más que razonables.

Es cierto, sin embargo, que se requieren de inversiones importantes en STR que deberán ser identificadas por la UPME y realizadas por los Operadores de Red o, en caso de su no participación, por un tercero. Consideramos que darle la opción el OR es importante para facilitar el acceso a su red y para mantener la integridad de la red, aunque es importante que la decisión de participar se declare de manera temprana para que la obra no se retrase.

Existe la posibilidad[36] de que estas obras salgan a convocatoria en las cuales el OR podría presentarse como cualquier tercero (al igual que ocurre con el STN). La ventaja de esto es que los precios que salgan serían más competitivos y se reflejaría en menores tarifas. La desventaja es que el OR dificulte el acceso o que se desconfigure su red.

Quizá lo mejor sea asignarlas al OR y remunerar estas inversiones al OR con precios de catálogo y precios de otras convocatorias para tener todos los beneficios.

En el ámbito geográfico, nuestra propuesta, en línea con la visión de hacer un modelo de abajo hacia arriba, es crear ORs departamentales, esto permite:

- Una gobernanza más en línea con la solución de abajo hacia arriba;
- La colaboración de las entidades locales para uso del espacio público para zanjado y adecuación de redes;

[36] Esta idea nos la ha sugerido la Dra Carmenza Chahín a quien agradecemos la sugerencia.

- Una topología de red más óptima que con departamentos asignados bajo el criterio de tarifas similares;[37]

- Una participación más activa de los departamentos;

- Una compensación histórica en la transferencia de los activos;

- Mayor descentralización en el gasto tras lo establecido en el Acto Legislativo (AL) 03/2024 que reformó el Sistema General de Participaciones; y

- La posibilidad de concesionar el servicio por parte de los departamentos.

De esta manera consideramos que los ORs—menos los barrios sin normalizar y las zonas de alta dispersión—tendrán los activos de las tres regiones resaltadas en el siguiente mapa.

Figura 11: ORs tradicionales en el mercado de Caribe Sol

Fuente. Instituto Agustín Codazzi.

4.4.2. Actividades de la Empresa

Para definir cuáles son las actividades que deben desarrollar las empresas que presten el suministro en los tres departamentos, recurrimos a los análisis realizados en la Sección sobre economías de alcance.

No existen mayores problemas competitivos en integrar las actividades de red (T y D), pero los problemas surgen cuando se integran actividades competitivas con actividades reguladas. Ahora bien, la actividad potencialmente competitiva de comercialización puede ser ejercida por el OR ya que se trata de una actividad regulada, pero debe operar de manera transparente y autónoma cuando el cliente cambia de comercializador.

[37] Entendemos que ese fue el criterio para dividir los mercados de Caribe Mar y Caribe Sol por parte de las autoridades.

En aras de mayor competencia es natural que el OR desarrolle la actividad de comercialización a través de una empresa separada contable y legalmente. Esta empresa, independiente, puede desarrollar actividades de generación para beneficiarse del efecto portafolio de tener generación y comercialización a clientes no regulados.

Pero no es necesario que la empresa de distribución tenga generación propia. La razón es doble:

- Primero, no hay beneficios, cuando existe un mercado, a realizar estas actividades al interior de una empresa. No existen economías en tener una actividad, como la de distribución, con características de monopolio natural con una actividad competitiva que operan en eslabones separados de la cadena de producción. Realizar las dos actividades puede ser ineficiente;

- Segundo, aunque existen importantes sinergias en la comercialización si se cuenta con activos de generación, esto ocurre para usuarios no regulados, porque en el modelo en el cual el comercializador es pasivo respecto de vender energía al usuario no se tienen ganancias de suministrar a un usuario, ni riesgos por abastecerlo.[38]

Es cierto que uno de los costos más importantes de la actividad de comercialización regulada es el costo financiero de capital de trabajo. Después de todo, las empresas comercializadoras:

- Financian los subsidios del gobierno: reciben con un rezago de entre 1 y 3 meses el monto que pagan a los generadores, transmisores y distribuidores (sin subsidio) y sólo reciben de los usuarios (con 1-3 meses de rezago) el CU subsidiado. Este costo no se reconoce en la regulación.

- Pagan a la Bolsa y al ASIC los pagos de los Gs, Ts y Ds a mes vencido, pero recaudan con un mayor rezago;

- En los casos de ADDs, el OR superavitario (que cobra una tarifa más alta que su costo para recuperar el costo de los ORs más costosos) paga el dinero facturado por el OR más costoso y pierde el riesgo de cartera del recaudo.

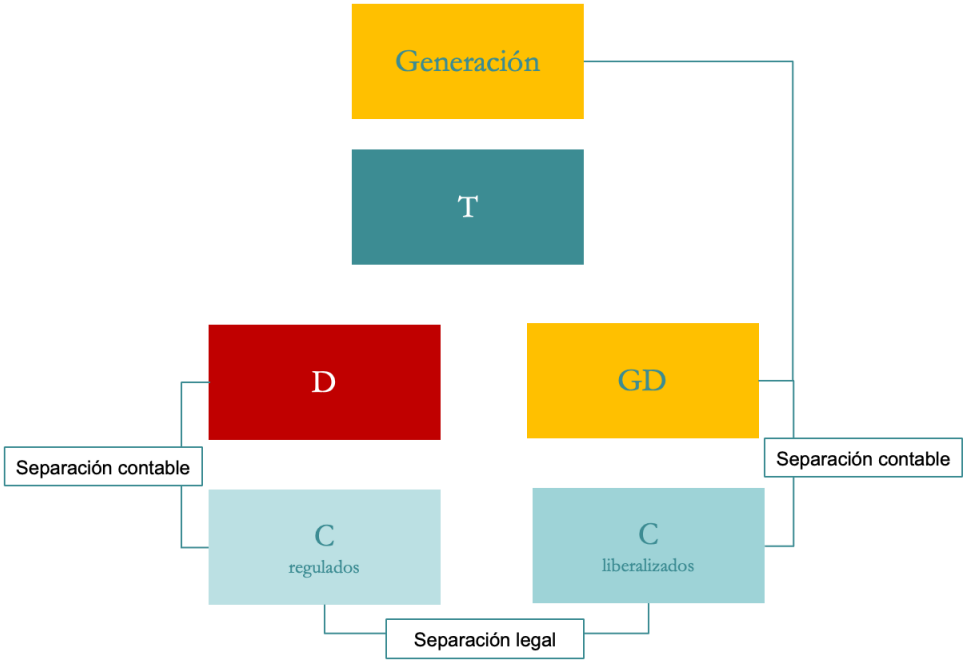
Todos estos costos de capital de trabajo podrían estar reconocidos en tarifa y esperamos la nueva Resolución de la CREG los incluya, aunque no están en el borrador de la Resolución. En caso contrario puede existir alguna sinergia de integrar la comercializadora con alguna actividad sectorial que genere capital de trabajo. La única que podría contemplarse es la generación hidráulica, en Colombia, cuyos gastos corrientes son mucho menores que sus ingresos corrientes. La generación térmica, como la que existe en la Región Caribe, suele no contar con capital de trabajo porque los pagos por combustible suelen ser anteriores a la recuperación de los ingresos.

---

[38] Esto implica que el DC compra toda la energía del usuario regulado en contratos flexibles como proponemos en lo que sigue.

En la sección de economías de alcance pudimos observar que sí existen algunos costos comunes entre Distribución y Comercialización, pero la mayoría de ellos viene de los problemas de atención al cliente. Tanto el Distribuidor como el Comercializador en zonas con alta morosidad o pérdidas no-técnicas se beneficia de interactuar con el cliente. Esto nos permite hacer las propuestas que ilustra la Figura 12.

Figura 12: Integración vertical de actividades



Fuente: Elaboración propia.

Los aspectos centrales de la separación son:

- **Contable**: Cuentas separadas e imputación de costos comunes por criterios regulatorios.

- **Legal**: Empresas diferentes que comparten accionistas, pero que tienen Juntas Directivas diferentes y marca comercial diferente.

Para este tipo de empresas, un esquema de gobernanza moderno y transparente, con miembros independientes de junta, es necesario.

4.4.3. Acuerdos administrativos para la prestación del servicio

En el proceso de liquidación de Air-e, el gobierno pagará las acreencias post toma y dividirá los activos de la empresa de acuerdo con la división departamental propuesta. Las empresas que quieran pujar por la prestación del servicio serán las adjudicatarias de los activos, a sabiendas que la regulación que les aplique será la vigente de la CREG para los mercados de comercialización departamentales—excluyendo los barrios sin normalizar y las Zonas de Alta

Dispersión. En esa puja debe considerarse la posibilidad que no haya pujas por el negocio de alguna de los tres departamentos.[39]

Para ese caso prevemos la posibilidad de una concesión, como las previstas en la Ley 143 de 1994 (ver Capítulo XI: Del contrato de concesión):

"*ARTÍCULO 56. La Nación y las demás entidades territoriales en ejercicio de las competencias que con relación a las distintas actividades del sector eléctrico les asigna la ley, podrán celebrar contratos de concesión sólo en aquellos eventos en los cuales como resultado de la libre iniciativa de los distintos agentes económicos, en un contexto de competencia, no exista ninguna entidad dispuesta a asumir, en igualdad de condiciones, la prestación de estas actividades*".

El esquema previsto por la Ley Eléctrica—y no utilizado a la fecha—tiene las siguientes características.

Primero, en el caso de distribución la competencia es del municipio, de las redes regionales el departamento y de la generación y transmisión la Nación. Para el caso aquí, probablemente La Guajira, serían la gobernación y los municipios, de acuerdo con las competencias, según la Ley, que señale la CREG.

Segundo, el contrato permite confiar, de manera temporal hasta por un máximo de 30 años, la organización, prestación, mantenimiento y gestión mientras que el concedente es el propietario de los activos. El concesionario puede ser privado, mixto o público, pero la asignación se debe dar por medio de un concurso.

Tercero, el concedente pude vigilar la ejecución del contrato, pero los demás entes supervisores y reguladores tienen las competencias que les brinda la Ley. Estos contratos de concesión pueden incorporar las fórmulas tarifarias de la CREG, pero debe respetarse el equilibrio económico del contrato durante su vigencia.

Cuarto, el faltante para la prestación del servicio—en forma de una subvención municipal/departamental y, probablemente Nacional por medio de la cesión de activos—debe ser el criterio de asignación entre empresas que participen en la puja por la concesión. Para esto el departamento contratará una banca de inversión que gestione la adjudicación.

"*ARTÍCULO 55. […] El concesionario deberá reunir las condiciones que requiera el respectivo servicio, de acuerdo con los reglamentos que expida el Ministerio de Minas y Energía. El otorgamiento de la concesión se hará mediante oferta pública a quien ofrezca las mejores condiciones técnicas y económicas para el concedente y en beneficio de los usuarios.*"

Ese modelo es el de una puja por menor subsidio, con tarifas fijadas por la Ley y subsidio con seguridad jurídica. La Ley lo establece en el Artículo 60:

---

[39] No todos los mercados tienen la misma sostenibilidad. La Guajira es una región con una menor capacidad de pago y una alta dispersión de sus usuarios y donde la capacidad de ejecución de los altos recursos de regalías con los que ha contado la región no ha redundado en mejores indicadores de desarrollo.

"*Cuando por razones ajenas a la voluntad del concesionario, no se pudieren fijar las tarifas en niveles que permitan recuperar los costos económicos de prestación del servicio en condiciones óptimas de gestión, el concedente deberá reconocer la diferencia entre los valores correspondientes a la prestación con tales costos y los valores fracturados con las tarifas que efectivamente se apliquen*."

El concesionario es el dueño de los activos con lo cual, al término de la concesión, estos revierten a la entidad concedente pagando al concesionario el valor de salvamento de las instalaciones.

Como el OR departamental puede prestar el servicio con la cesión de activos y subvenciones de oferta de las alcaldías y del departamento, a nivel de los BSN y de las ZADs, éstos activos podrán ser considerados como aportes de capital al OR. Es recomendable que la empresa adjudicataria tenga el control de la gestión y que la participación de las alcaldías y del departamento sea muy orientada a la colaboración y supervisión de la gestión.

Es posible que el OR sea un inversionista estratégico o una empresa netamente financiera en cuyo caso es necesario subcontratar el servicio a gestores de distribución.

4.5. Empresas resultantes

El ejercicio sugiere la conformación de entre tres y cinco empresas resultantes, organizadas según las particularidades territoriales y las necesidades de prestación del servicio.

- En primer lugar, se plantea la creación de tres OR, uno por departamento, que funcionarían bajo un modelo de venta abierta y motivado, en caso de una concesión. La participación de los departamentos y municipios se daría en proporción a los subsidios aportados por la gobernación o la alcaldía o cedidos tras la liquidación de la empresa actual. Estos OR podrían adoptar un modelo con un inversionista financiero —con la gestión operativa subcontratada— o un inversionista estratégico.

- Adicionalmente, un OR especializado en la normalización de barrios subnormales en cada departamento cuyo candidato natural es el OR del departamento. Este operador funcionaría mediante un mecanismo de concesión municipal, coordinado con la gobernación y con contribuciones de subsidios de la alcaldía/departamento, garantizado la administración por cuentas separadas.

- Finalmente, dos empresas orientadas a atender las Zonas de Mayor Dispersión en La Guajira y Magdalena, asignadas por los municipios agrupados por la Gobernación. La primera opción sería que estas zonas sean administradas directamente por el OR mediante cuentas independientes; en caso contrario, podrían ser concesionadas a una empresa distinta por el departamento.

.

5. Propuestas para la transición a la solución empresarial

Como resultado de la preparación de una propuesta sobre el nuevo modelo de prestación del servicio público de energía en la Región Caribe, para Caribe Sol, es necesario conocer la transición que pueda producirse entre la situación actual y la implantación del nuevo modelo.

La situación financiera de la empresa Air-e y sus Key Performance Indicators no es conocida a la fecha. Los informes que la SSPD suele publicar sobre empresas intervenidas y sobre el programa de gestión acordado con la empresa son de mediados de 2024 y el último informe de seguimiento trimestral es de enero de 2025. Esto coincide con la expedición de la Resolución 20251000004725 del 9 de enero de 2025 que muestra la situación apremiante de la empresa con un saldo negativo esperado para finales de 2026 de -6,3 billones de pesos. El último informe que se conoce fue el presentado a Comisión V en septiembre de 2025, pero el detalle del mismo no permite conocer la salud financiera de la empresa.

La expectativa de los modelos presentados es que por medio de la creación de modelos de negocio y subvenciones acordes con los mercados abastecidos se tenga un modelo sostenible en el mediano plazo. Para el corto plazo se necesitan de medidas regulatorias como son: (i) la reducción del umbral de usuarios regulados, (ii) la creación de cargos de comercialización escalonados o con parte fija y variable; (iii) la cobertura obligatoria del mercado regulado por medio de contratación a plazo con generadores en cualquier parte del país y con generadores locales incentivados; (iv) tarifas nacionales para el STR (Niveles 3 y 4) y (v) la posibilidad de ADDs en los tres departamentos.

Sin embargo, en el muy corto plazo es necesario reconocer que los mercados de Caribe Sol parten de condiciones complejas, caracterizadas por altos niveles de pérdidas y bajos niveles de recaudo. En este contexto, las empresas que inicien la prestación del servicio requerirán una inyección de liquidez que les permita mantener la operación durante los primeros años, mientras se estabiliza la gestión comercial y se implementan las estrategias de reducción de pérdidas.

En el pasado la manera en que se ha solucionado este problema es por medio de un mecanismo que implica una subvención de los clientes al corriente con sus obligaciones, para los clientes en situación de impago. Esto es ineficiente desde la perspectiva asignativa porque ninguno de los usuarios paga el costo marginal del servicio, y porque el esquema se puede volver insostenible ya que el incentivo consiste en ingresar al grupo de los morosos y no permanecer en el primer grupo que es lo que todo negocio necesita.

Claramente no es conveniente premiar el impago de la manera en que se hace hoy día. Desde la perspectiva económica la gestión de estos impagos debe cumplir las siguientes condiciones:

- Primero, para disuadir el impago la manera de mejorar la efectividad es por medio de aumentar la probabilidad de detección de la conducta. Aunque es menos importante la sanción una vez detectada—ver Becker (1968) la sanción en Colombia puede ser

efectiva si el cumplimiento opera. Claramente la probabilidad de detección es un aspecto esencial de la labor del operador.

- Segundo, la eficiencia en la imputación de estos costos señala que se debe hacer por medio de precios Ramsey, en los cuales los costos se imputan a los consumidores con menor elasticidad de demanda. En un mercado en crecimiento, como los mercados de gas en proceso de penetración, la regla Ramsey dice que la recuperación de los costos iniciales de inversión se haga a lo largo del tiempo, imputando los costos cuando la demanda crezca.
- Tercero, los costos marginales se debe imputar al usuario que los genera. Es decir que los impagos deberían imputarse al usuario moroso. Si es difícil de detectar deberían imputarse a los usuarios más inelásticos o permitir que el usuario moroso vaya poniéndose al día en el futuro.

Desafortunadamente no siempre es posible identificar al usuario moroso a lo largo del tiempo, pero las reglas apuntan a que sería conveniente posponer los impagos a una vigencia posterior. Para asegurarse que estos impagos serán recuperados a lo largo del tiempo, pero que el operador de red podrá tener acceso a ellos en el corto plazo, los mecanismos de titularización de estas deudas han demostrado ser adecuados.

Otra manera de posponer estos pagos se puede hacer en los contratos donde opere una concesión. Dichos saldos pueden recuperarse a lo largo del período de concesión o también liquidados al final de concesión.

La propuesta consiste en los siguientes pasos:

- Determinar el monto del crédito de financiación de capital de trabajo con base en el punto de partida de las pérdidas y del recaudo.
- Establecer el calendario de pagos (en porcentaje) de este crédito para 10-20 años;
- Titularizar dicho monto para que terceros pueden adquirirlo;
- De ser necesario, otorgar garantía de la Nación a este crédito;
- Financiar al operador en el monto obtenido en la venta a terceros y aplicar el porcentaje del calendario a este monto.
- Permitir la compraventa de estos derechos en los mercados financieros.

En los casos de las concesiones dicho monto puede considerarse un descuento de los montos pagados al concesionario.

6. Bibliografía

Andesco – Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones. (5 de Octubre de 2020). *¿Quiénes están detrás del negocio energético en el Caribe?* Obtenido de https://andesco.org.co/quienes-estan-detras-del-negocio-energetico-en-el-caribe/

Arocena, P. S., & Coelli, T. (2012). Vertical and horizontal scope economies in the regulated US electric power industry. *The Journal of Industrial Economics, 60*(3), 434-467.

Barrera, F., & Hunt, S. (2005). *Aspectos fundamentales de la introducción de competencia en el mercado minorista eléctrico. Informe para Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de Colombia* . Preparado por NERA.

Coase, R. (Noviembre de 1937). The nature of the firm. *Economica, 4*(16), 386-405.

Farsi, M., Filippini, M., Plagnet, M. A., & Saplacan, R. (2010). *The economies of scale in the French power distribution utilities.* CEPE Working Paper No. 73.

Fetz, A., & Filippini, M. (2010). Economies of vertical integration in the Swiss electricity sector. *Energy Economics, 32*(6), 1325-1330.

Filippini, M. (1998). Are municipal electricity distribution utilities natural monopolies? *Annals of Public and Cooperative Economics, 69*, 157–174.

Giles, D. E., & Wyatt, N. S. (1993). Economies of scale in the New Zealand electricity distribution industry.

Graber, S., Mong, P., & Sherwood, J. (2018). *Under the Grid: Improving the Economics and Reliability of Rural Electricity Service with Undergrid Minigrids.* Rocky Mountain Institute.

Guerra, R., Mantilla, A., & Cadena, Á. (2006). *Propuesta de comercialización de energía en zonas de difícil gestión de la costa Atlántica.* Trabajo de grado. Facultad de Administración Universidad de los Andes.

Gugler, K., Liebensteiner, M., & Schmitt, S. (2017). Vertical disintegration in the European electricity sector: Empirical evidence on lost synergies. *International Journal of Industrial Organization, 52*(5), 450-478.

Gupta, A., Loew, D., & Bui, I. (2025). *Operations Concessions for Electricity Distribution.* Washington, DC: International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank.

Jara-Díaz, S., Ramos-Real, F., & Martínez-Budría, E. (2004). Economies of integration in the Spanish electricity industry using a multistage cost function. *Energy Economics, 26*(6), 995-1013.

Kaserman, D., & Mayo, J. (1991). The Measurement of Vertical Economies and the Efficient Structure of the Electric Utility Industry. *The Journal of Industrial Economics, 39*(5), 483–502.

Kwoka Jr., J. E. (2005). Electric power distribution: economies of scale, mergers, and restructuring. *Applied Economics, 37*, 2373–2386.

Kwoka, J. E. (2002). Vertical Economies in Electric Power: Evidence on Integration and its Alternatives. *International Journal of Industrial Organization*, 653–671.

Meyer, R. (2011). Vertical Economies of Scope in Electricity Supply—Analysing the cost of ownership unbundling. *PhD Thesis*. School of Humanities and Social Sciences, Jacobs University.

Meyer, R. (2012). Economies of scope in electricity supply and the costs of vertical separation for different unbundling scenarios. *Journal of Regulatory Economics, 42*(1), 95–114.

Mydland, Ø., Haugom, E., & Lien, G. (2018). Economies of scale in Norwegian electricity distribution: A quantile regression approach. *Applied Economics, 50*(40), 4360–4372.

Mydland, Ø., Kumbhakar, S. C., Lien, G., Amundsveen, R., & Kvile, H. M. (2020). Economies of scope and scale in the Norwegian electricity industry. *Economic Modelling, 88*, 39-46.

Pérez-Arriaga, I. J. (2023). *The Integrated Framework for Electrification: A comprehensive Apprach to universal electricity access.* African School of Regulation.

Piacenza, M., & Vannoni, D. (2009). Vertical and horizontal economies in the electric utility industry: an integrated approach. *Journal of Political Economy, 80*(3), 431–450.

Roberts, M. J. (1986). Economies of density and size in the production and delivery of electric power. *Land Economics, 62*, 378–387.

Salvanes, K. G., & Tjotta, S. (1994). Productivity differences in multiple output industries: An empirical application to electricity distribution. *Journal of Productivity Analysis, 5*, 23–43.

Serrano Rueda, Ó. (2019). "ENERGÍA SEGURA ES CALIDAD DE VIDA": ESTRATEGIA PARA LA NORMALIZACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA EN BARRIOS SUBNORMALES DE LA CIUDAD DE POPAYÁN, CAUCA. *Revista De Ingeniería*, 94-103.

Triebs, T. P., Saal, D. S., Arocena, P., & Kumbhakar, S. C. (2016). Estimating economies of scale and scope with flexible technology. *Journal of Productivity Analysis, 45*, 173–186.

Yatchew, A. (2000). Scale economies in electricity distribution: A semiparametric analysis. *Journal of Applied Econometrics, 15*, 187–210.

7. Anexos

Anexo 1. Metodología de Análisis de Clústeres

Primero, se recopiló información de distintas fuentes: datos sobre pobreza, necesidades básicas, consumo de energía, cobertura del servicio, clima, geografía y la presencia de redes eléctricas y zonas vulnerables. Todos los datos se adaptaron a un mismo formato para facilitar la comparación y se destacaron las áreas cercanas a infraestructura o a comunidades más vulnerables.

Luego, se asignó importancia a cada tipo de información según el objetivo del análisis: para estudiar la demanda se valoraron más los factores socioeconómicos y de consumo, para la oferta se priorizó la infraestructura, y en un análisis integral se combinó todo, dando mayor peso a la infraestructura.

Finalmente, se aplicó un método de agrupamiento que permitió identificar cuatro patrones territoriales de demanda y oferta energética, y los resultados fueron validados con un segundo método, confirmando la consistencia de los grupos obtenidos.

Este enfoque permite identificar patrones claros de consumo y capacidad energética en la región, proporcionando información valiosa para mejorar la cobertura y calidad del servicio y orientar el desarrollo de soluciones integrales.

La metodología aplicada para el clústering del mercado de energía en la región Caribe se desarrolló en tres etapas: **recopilación y procesamiento de información**, **asignación de pesos a las variables** y **estimación de clústeres**.

1. **Recopilación y procesamiento de información**

Se integraron variables clasificadas en cuatro categorías principales:

Socioeconómicas: pobreza multidimensional y necesidades básicas insatisfechas.

Consumo: consumo y facturación promedio, cobertura del servicio y tamaño poblacional.

Climáticas y geográficas: altitud, temperatura promedio, distancia a la costa, velocidad del viento y precipitaciones anuales.

Técnicas: redes de transmisión nacionales y regionales, barrios subnormales y Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD).

Las dos primeras categorías se recopilaron a nivel municipal (192 municipios), mientras que las dos últimas se procesaron a nivel de cuadrícula de 1 km². Para garantizar comparabilidad, las variables municipales fueron desagregadas a esta misma resolución espacial.

En el caso de la categoría técnica, se generó información a partir de registros de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), aplicando zonas de influencia (buffers) de 7 km alrededor de barrios subnormales y ARMD, y de 20 km en torno a las redes de transmisión. Las celdas dentro de dichas áreas recibieron valor 1 y las demás 0.

Todas las variables fueron normalizadas en el rango [0,1] y procesadas con herramientas de análisis geoespacial (Geopandas, RasterIO en Python). El ámbito de estudio se restringió a la región Caribe mediante la intersección de los shapefiles oficiales del DANE con cada variable considerada.

2. Asignación de pesos

La ponderación de las variables se estableció de acuerdo con el enfoque del análisis:

Clustering de demanda: todas las categorías ponderadas con valor 1, excepto la técnica.

Clustering de oferta: mayor peso para la categoría técnica.

Clustering integral: todas ponderadas en 1, salvo las variables técnicas con valor 2, priorizando la infraestructura de capacidad instalada.

3. Estimación de clústeres

Se empleó el algoritmo **K-means**, cuyo objetivo es minimizar la varianza intra-clúster e incrementar la separación entre grupos. Formalmente, resuelve el siguiente problema de optimización:

$$\min_{C} \sum_{k=1}^{K} \sum_{x_i \in C_k} |x_i - \mu_k|^2$$

Donde C_k representa el conjunto de observaciones asignadas al clúster k, x_i es una observación individual y $\mu_k$es el centroide del clúster k. El objetivo es minimizar la suma de las distancias cuadradas entre cada punto y el centroide de su grupo correspondiente

En este contexto, cada grupo representa una configuración territorial particular de demanda u oferta energética, caracterizada por una combinación específica de condiciones técnicas, geográficas, socioeconómicas y de consumo.

- El número óptimo de clústeres se determinó a partir de dos técnicas complementarias: **El método del codo**, que evalúa la suma de los errores cuadráticos dentro de los clústeres (inertia):

$$Inertia_k = \sum_{i=1}^{n} |x_i - \mu_{c(i)}|^2$$

Donde $\mu_{c(i)}$ es el centroide del clúster asignado al punto x_i. A medida que k aumenta, la inercia disminuye, pero con retornos decrecientes. El "codo" indica el punto óptimo donde agregar más clústeres no mejora significativamente la segmentación.

- **El índice de silueta**, que mide la cohesión y separación de los clústeres:

$$s(i) = \frac{b(i) - a(i)}{\max\{a(i), b(i)\}}$$

Donde $a(i)$ es la distancia media del punto i a los otros puntos de su mismo clúster, y $b(i)$ es la menor distancia media a puntos de otros clústeres. El índice varía entre -1 y 1, siendo valores cercanos a 1 indicativos de una mejor cohesión y separación entre clústeres.

Ambos indicadores coincidieron en que el valor óptimo de clústeres es K=4

Validación de resultados

Para verificar la robustez de la segmentación obtenida con K-means, se aplicó el algoritmo **BIRCH (Balanced Iterative Reducing and Clustering using Hierarchies)**, que organiza los datos en una estructura jerárquica denominada *CF tree*. El radio de cada subclúster se calcula como:

$$R = \sqrt{\frac{SS}{N} - \left(\frac{LS}{N}\right)^2}$$

Donde N es número de puntos en el subclúster, LS = $\sum x_i$, corresponde a la suma de los vectores de variables, y SS = $\sum x_i^{(2)}$ a la suma de los cuadrados. Este enfoque permite una segmentación eficiente, especialmente útil para grandes conjuntos de datos como las grillas espaciales de 1 km² empleadas. Los resultados obtenidos con BIRCH fueron, en líneas generales, consistentes con los del modelo K-means, lo que refuerza la estabilidad de los patrones identificado.

Anexo 2. Costos nivelados de generación de electricidad (LCOE) para municipios de Caribe Sol

Con respecto a las compras de energía contempladas en los modelos propuestos, resulta pertinente tener en cuenta también los costos asociados a fuentes renovables. En esta línea, se presentan los valores estimados del LCOE para proyectos solares y eólicos en los municipios del mercado de Caribe Sol.

SOLAR				
Descripción	Unidad			
Ubicación del proyecto	Lugar	Malambo	San Juan del Cesar	Chivolo
Capacidad del proyecto	MW	20,000	20	20
WACC	%	8,1	8,1	8,1

SOLAR				
Factor de Planta	%	16,0	16,2	15,1
Energía Anual	MWh	28.062	28.377	26.381
Obras Civiles	US$/kW	318	318	318
Equipos Mecánicos	US$/kW	939	941	939
Equipos Eléctricos	US$/kW	674	674	674
Costos Indirectos	US$/kW	748	743	743
Costos del Propietario	US$/kW	1.151	1.128	1.128
Costo de Inversión Total	US$/MW	3.829.678	3.803.790	3.801.257
Costos Fijos Anuales	US$/MW-año	66.014	65.266	65.276
Costos Ocasionales	US$/MW	13	13	13
Costos Variables	US$/kWh	-	-	-
LCOE de la Inversión	USD/MWh	298	293	315
LCOE de los Combustibles	USD/MWh	-	-	-
LCOE de las Externalidades	USD/MWh	-	-	-
LCOE de los O&M Fijos	USD/MWh	72	71	76
LCOE de los O&M Variables	USD/MWh	-	-	-
LCOE Total	USD/MWh	370	364	391
Vida útil	Años	25	25	25
Impuesto de Renta	%	34	34	34
EÓLICA				
Descripción	Unidad			
Ubicación del proyecto	Lugar	Barranquilla	Uribia	Ciénaga
Capacidad del proyecto	MW	20	20	20
WACC	%	8,1	8,1	8,1
Factor de Planta	%	35,6	17,8	3,5
Energía Anual	MWh	62.376	31.260	6.133
Obras Civiles	US$/kW	205	205	205
Equipos Mecánicos	US$/kW	2.140	2.140	2.140
Equipos Eléctricos	US$/kW	115	115	115
Costos Indirectos	US$/kW	431	431	431
Costos del Propietario	US$/kW	2.389	2.384	2.384
Costo de Inversión Total	US$/MW	5.281.431	5.275.445	5.275.618
Costos Fijos Anuales	US$/MW-año	67.725	67.399	67.416
Costos Ocasionales	US$/MW	4	4	4
Costos Variables	US$/kWh	-	-	-
LCOE de la Inversión	USD/MWh	167	334	1.701
LCOE de los Combustibles	USD/MWh	-	-	-
LCOE de las Externalidades	USD/MWh	-	-	-
LCOE de los O&M Fijos	USD/MWh	31	62	317
LCOE de los O&M Variables	USD/MWh	-	-	-
LCOE Total	USD/MWh	199	396	2.017
Vida útil	Años	30	30	30
Impuesto de Renta	%	34	34	34
COL/USD		4000	4000	4000

Fuente: UPME. Elaboración propia.

Barrera Rey
Economic Advisory

Fundesarrollo

2025

Propuesta parcial

Solución empresarial al mercado de Caribe Sol

2025

Propuesta parcial

Solución empresarial al mercado de Caribe Sol

Este estudio fue elaborado por *Barrera Rey – Economic Advisory* y la *Fundación para el Desarrollo del Caribe (Fundesarrollo).*

Equipo de trabajo

Barrera | Rey

Fernando Barrera Rey

Fundesarrollo

Oriana Alvarez Vos

Valentina Anillo Yepes

Jorge Guerra España

Diagramación

Esteban Ortiz Pérez

Barrera Rey
Economic Advisory

Fundesarrollo

Tabla de contenido

1. Introducción 8
2. Fundamentos metodológicos y su aplicación para la determinación de la solución empresarial 10
2.1. Modelos teóricos 10
2.2.1. Modelo tecnológico 10
2.2.2. Modelo de mercado 11
2.2. Inductores del tamaño de la empresa 12
2.3. Aplicación de la metodología en otros países 13
2.3.1 Economías de Escala 13
2.3.1.2. Revisión bibliográfica 16
2.4. Economías de alcance 19
2.4.1. Fuente de economías de alcance en el sector eléctrico 21
2.4.2. Aplicaciones en la literatura económica 23
2.4.3. Separación vertical en la política regulatoria 25
2.4.4. Posible aplicación a la D-C 26
2.4.5. Lecciones para el caso local 28
3. Caracterización del mercado de la región Caribe 30
3.1. Factores de demanda 30
3.1.1. Demanda de energía en los últimos años 30
3.1.2. Caracterización de la demanda de energía en la región Caribe 32
3.2. Factores de oferta 43
3.3. Análisis de clústeres 49
4. Modelos de prestación del servicio para el mercado del Atlántico, La Guajira y Magdalena 51
4.1. Barrios sin normalizar 51
4.1.1. Modelo Empresarial 52
4.1.2. Modelos exitosos 53
4.1.3. Propuesta de Modelo 55
4.1.4. Tarifas 58
4.1.5. Separación contable 59
4.1.6. Transición a la normalización 59
4.2. Zonas de Alta Dispersión 59

4.2.1. Definición y ámbito geográfico 59
4.2.2. Propuesta de Modelo.....65
4.2.3. Responsabilidad de la prestación del servicio 65
4.2.4. Agentes intervinientes: rol y responsabilidades 66
4.2.5. Selección del mini-OR.....67
4.2.6. Tarifas 67
4.2.7. Separación contable 67
4.2.8. Transición al OR 68
4.3. Empresa tradicional (OR Departamental) 68
4.3.1. Definición y ámbito geográfico 68
4.3.2. Actividades de la Empresa.....70
4.3.3. Acuerdos administrativos para la prestación del servicio.....72
5. Bibliografía.....75
6. Anexos.....77

TABLA DE CONTENIDO

Tabla de gráficos

Gráfico 1: Economías de escala y costo medio 14
Gráfico 2: Efectos del cambio de tecnología en la escala 15
Gráfico 3: Demanda comercial de energía eléctrica 31
Gráfico 4: Demanda de energía eléctrica por tipo, región Caribe, en GWh 32
Gráfico 5: Consumo promedio de energía por suscriptor, por uso (2012-2024) 33
Gráfico 6: Consumo promedio residencial por suscriptor en las principales regiones del país, por estrato, 2021-2024 34
Gráfico 7: Principales actividades económicas industriales según valor agregado en la región Caribe, 2023. 37
Gráfico 8: Consumo de energía promedio por establecimiento industrial, 2015-2023. 37
Gráfico 9: Ingresos laborales promedio (2021-2024) 38
Gráfico 10: Participación porcentual de las regiones en las personas en condición de pobreza monetaria extrema 39
Gráfico 11: Distribución de la población pobre por quintil de ingreso (2024) 39
Gráfico 12: Indicador de capacidad de pago por región 40
Gráfico 13: Usuarios en cada OR 44
Gráfico 14: Kilómetros de red por OR 44
Gráfico 15: Proporción de redes rurales/totales 45
Gráfico 16: Composición de redes de distribución de los ORs 46
Gráfico 17: Proporción de redes en STR del SDL 47
Gráfico 18: Dispersión en STR y SDL 47
Gráfico 19: Energía y kilómetros de red por usuario en los ORs 48
Gráfico 20: Proporción de kilómetros de red en SDL y STR 49

Glosario de siglas

- **ADDs:** Áreas de Distribución como se establecen en el Decreto 1073 de 2015.
- **A&G:** Costos de Administración y Generales
- **ANDESCO:** Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones
- **ARMD:** Áreas Rurales de Menor Desarrollo
- **ASIC:** Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
- **ASOCODIS:** Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica
- **CCEE:** Comunidades Energéticas
- **CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas
- **CU:** Costo Unitario de prestación del servicio
- **DANE:** Departamento Administrativo Nacional de Estadística
- **DNP:** Departamento Nacional de Planeación
- **EPM:** Empresas Públicas de Medellín
- **FOES:** Fondo de Energía Social
- **FOGA-EN:** Fondo de Garantías de Energía
- **GEIH:** Gran Encuesta Integrada de Hogares
- **GWh:** Gigavatio-hora
- **IPEM:** Índice de Pobreza Energética Multidimensional
- **LCOE:** Levelized Cost of Energy
- **MDM:** Medición del Desempeño Municipal
- **MiPyme:** Micro, Pequeñas y Medianas Empresas
- **MWh:** Megavatio-hora
- **MME:** Ministerio de Minas y Energía
- **MEE (concepto):** Mínima Escala Eficiente
- **O&M:** Costos de Operación y Mantenimiento
- **OR:** Operador de Red
- **OS:** Operación del Sistema
- **OSD:** Operador del Sistema de Distribución
- **PDET:** Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial
- **PPA:** Power Purchase Agreement (Contrato de Compra de Energía)
- **PRONE:** Programa de Normalización de Redes Eléctricas

- **SDL:** Sistema de Distribución Local
- **SENA:** Servicio Nacional de Aprendizaje
- **SIN:** Sistema Interconectado Nacional
- **SSPD:** Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
- **STR:** Sistema de Transmisión Regional
- **UPME:** Unidad de Planeación Minero-Energética
- **ZAD:** Zonas de Alta Dispersión
- **ZNI:** Zonas No Interconectadas

1. Introducción

El modelo de prestación del servicio de suministro eléctrico en la región Caribe ha atravesado múltiples transformaciones desde la promulgación de las Leyes 142 y 143 de 1994. Se ha transitado desde un modelo de electrificadoras departamentales, pasando por un esquema de dos empresas, luego por uno de cuatro empresas segmentadas por mercado, y finalmente por otro de dos empresas bajo un régimen de excepción; sin embargo, el problema persiste. El fracaso recurrente de este mercado evidencia una falla significativa del modelo de liberalización implementado en Colombia desde 1994 y, dada su magnitud e importancia, representa un riesgo creciente para la estabilidad del sistema eléctrico.

En este contexto, el presente estudio tiene como objetivo desarrollar una propuesta de esquema empresarial para la prestación del servicio de suministro de energía en el mercado de Caribe Sol[1], que comprende los departamentos del Atlántico, La Guajira y Magdalena. El análisis se fundamenta en dos estudios previos que examinaron la problemática derivada del régimen singular y transitorio establecido por la Ley 155 de 2019 y se propusieron alternativas para su solución.

El presente documento plantea una solución empresarial y estructural para implementar después de la liquidación de la empresa operadora actual y del pago de sus acreencias. Esta propuesta se construye a partir de un análisis detallado de la viabilidad económica del negocio, de las lecciones aprendidas de modelos previos, de las mejores prácticas regulatorias nacionales e internacionales y del entendimiento de las particularidades del mercado eléctrico en la región Caribe. El enfoque metodológico parte por identificar mercados según sus condiciones de oferta y demanda, para luego agregarlos cuando exista homogeneidad y avanzar progresivamente hasta el ámbito departamental.

Sostenemos que el tamaño óptimo de las empresas debe corresponder al ámbito departamental, por las siguientes razones:

- Las economías de escala no aumentan de manera significativa en empresas de mayor tamaño.
- La topología de las redes de distribución y transmisión se ha desarrollado, principalmente, siguiendo criterios departamentales.
- El marco institucional vigente (Leyes 142 y 143 de 1994) otorga facultades tanto a municipios como a departamentos.
- Las sinergias entre departamentos pueden aprovecharse especialmente en generación.

[1] En 2020, se estableció que el reemplazo de Electricaribe serían dos empresas: Caribe Mar, adjudicada a Empresas Públicas de Medellín (EPM), y Caribe Sol, al Consorcio Energía de la Costa. La primera se proyectó para atender a 1,5 millones de usuarios en Bolívar, Cesar, Sucre y Córdoba. La segunda atendería los mercados de Magdalena, La Guajira y el Atlántico, prestando el servicio a 1,2 millones de personas (Andesco – Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones, 2020).

• La figura de concesión prevista en la Ley 143 de 1994 permite la prestación del servicio a nivel departamental de manera excepcional.
• La concentración de obligaciones en empresas de gran escala incrementa el riesgo sistémico.

Consideramos que un enfoque que reconozca las diferencias en la estructura de costos para atender demandas locales es más sostenible que el modelo actual, el cual agrega regiones amplias y refleja las variaciones locales bajo esquemas de excepción. Por ejemplo, la prestación del servicio en barrios subnormales presenta altos costos de gestión y operación, y menores costos de capital, en comparación con los modelos tradicionales de distribución. Si a esto se suman los factores institucionales y territoriales —de naturaleza esencialmente municipal—, la metodología adecuada consiste en agregar mercados desde lo local, en la medida en que sean homogéneos, hasta llegar al nivel departamental, donde se agotan las economías de escala.

En esta perspectiva, el estudio presenta un conjunto de propuestas que reconocen la heterogeneidad del mercado y se apoyan en marcos regulatorios que han demostrado ser eficientes en la práctica. Estas propuestas se agrupan en dos categorías:

• Propuestas diferenciales para los mercados de los departamentos que conforman Caribe Sol.
• Propuestas de carácter regulatorio.

En las primeras se analizan modelos de prestación del servicio diseñados específicamente para cada mercado objetivo, mientras que en las segundas se examinan decisiones regulatorias aplicables a estos contextos. El propósito final es desarrollar un modelo sostenible e integral, que considere sus condiciones socioeconómicas dado que, hasta la fecha, las soluciones adoptadas han sido temporales y no han ofrecido una respuesta que refleje las condiciones económicas e institucionales bajo las cuales se presta el servicio.

La propuesta presentada busca reconfigurar el esquema de prestación del servicio eléctrico en los departamentos del Atlántico, La Guajira y Magdalena, a partir de una visión técnica y sostenible del negocio de la energía. Su fundamentación se apoya en la economía del sector, en experiencias internacionales exitosas y en las lecciones aprendidas de los distintos modelos implementados en la región desde los años noventa.

2. Fundamentos metodológicos y su aplicación para la determinación de la solución empresarial

A continuación, se presenta la metodología empleada para estimar el tamaño óptimo de la empresa encargada de la prestación del servicio eléctrico en el mercado que abarca los departamentos del Atlántico, La Guajira y Magdalena. El objetivo es determinar tanto los servicios que debería asumir la entidad - Generación (G), Transmisión (T), Distribución (D) o Comercialización (C) - como la extensión territorial en la que operaría.

La delimitación del tamaño empresarial se fundamenta en los modelos tecnológicos y en los de costos de transacción abordados por la literatura económica sobre organización industrial. La primera sección describe dichos enfoques, mientras que la segunda analiza los factores que los sustentan. La tercera sección recopila los resultados de estudios empíricos relacionados con estos temas, y una cuarta aborda el concepto de economías de alcance.

Todos estos modelos parten de la premisa de que la prestación del servicio de energía genera bienestar, es decir, que la disposición a pagar por él supera el costo marginal de su provisión. Sin embargo, en las zonas más pobres puede ocurrir que la capacidad de pago de la población sea inferior al costo del servicio, lo que indicaría que, si se considerara únicamente la disposición a pagar, el servicio no debería prestarse.

En el caso de la energía, esta limitación no ha constituido un obstáculo para su provisión, debido a las externalidades positivas asociadas a su acceso. Está ampliamente demostrado que contar con este servicio puede aumentar el ingreso disponible de los hogares, por ejemplo, mediante la apertura de pequeños negocios que requieran electricidad o el acceso a equipos de computación que mejoren la productividad de los trabajadores. Precisamente por estos efectos indirectos y por el vínculo entre el uso energético y el crecimiento económico, se ha optado por subvencionar el servicio.

2.1. Modelos teóricos

La determinación del tamaño óptimo de una empresa suele abordarse desde dos perspectivas: la tecnológica y la de mercado, que se describen a continuación:

2.2.1. Modelo tecnológico

Desde la perspectiva tecnológica, el tamaño de una empresa se determina considerando las economías de escala y las economías de alcance. En términos más formales, una economía de escala se manifiesta en el rango de producción donde:

$$\frac{C(q_1)}{q_1} > \frac{C(q_2)}{q_2} \qquad q_1 < q_2$$

Donde C(q) representa el costo total de producir la cantidad q de producto: a medida que aumenta la producción, el costo promedio cae. Si se producen dos productos *q* y *y*, es posible definir las economías de alcance en determinado rango de producción como:

$$C(q, y) < C(q) + C(y)$$

Esto significa que producir ambos bienes de manera conjunta resulta más económico que hacerlo por separado. Las economías de alcance son un aspecto central de la actividad de distribución, donde la empresa se dimensiona de forma que se minimice el costo unitario de prestación del servicio. Por el contrario, la actividad de generación presenta bajas economías de escala, lo que ha permitido la liberalización de este segmento.

En general, una empresa se estructura para minimizar el costo de prestación del servicio en un mercado determinado. En este caso el mercado considerado abarca los departamentos del Atlántico, La Guajira y Magdalena, y el objetivo es determinar tanto el tamaño de la empresa como los servicios que debe ofrecer (generación, comercialización, distribución o transmisión) para atender eficientemente a esta región.

2.2.2. Modelo de mercado

Desde el influyente artículo de Ronald Coase (1937) se buscó responder a una pregunta fundamental: ¿por qué existe una empresa si, en principio, todo el sistema de producción podría organizarse a través del mercado? En otras palabras, si los mercados son tan eficientes en la asignación de recursos, ¿cuál es la necesidad de coordinar estas actividades internamente dentro de una firma?

La propuesta de Coase sostiene que, en ciertas circunstancias, utilizar el mercado implica costos. En estos casos, resulta más eficiente que la empresa realice internamente ciertas tareas, especialmente cuando es difícil detallar todas las condiciones en un contrato.

En mercados inmaduros o con baja especialización, gestionar las transacciones internamente permite desarrollar capacidades que serían costosas de adquirir a través del mercado. Esto implica que algunas actividades se gestionen mejor dentro de la empresa que mediante mecanismos de mercado.

Estas consideraciones limitan la aplicabilidad de la teoría de economías de escala y alcance, tradicionalmente utilizada para definir los límites de la empresa. Por ello, al determinar las actividades de una firma, es fundamental considerar tanto la participación del sector privado y público como la influencia del orden territorial en sus operaciones.

2.2. Inductores del tamaño de la empresa

En todo mercado, las características de la oferta y de la demanda determinan su funcionamiento. Para que una empresa logre economías de escala, son determinantes la tecnología, que define cómo evolucionan los costos con la producción, y la demanda, que establece el precio que los usuarios están dispuestos a pagar.

El análisis de la interacción entre oferta y demanda, a través de economías de escala y alcance, permite identificar el costo mínimo del servicio. En la distribución de energía, la tecnología implica altos costos fijos —como líneas y transformadores— con largos períodos de recuperación debido a su vida útil de varias décadas. Los costos variables representan una fracción menor del total, lo que eleva el tamaño mínimo eficiente de la empresa en términos de número de consumidores.

En los estudios de costos, los inductores incluyen medidas de output y variables ambientales. Para las empresas de distribución, el output puede medirse en kilómetros de red, número de clientes o demanda de energía; sin embargo, los reguladores suelen utilizar la dispersión geográfica de los clientes ("sparsity"), que se relaciona mejor con los costos de distribución que otros indicadores.

La dispersión se refiere a cuán separados están los consumidores y la demanda de energía en el territorio. **Por ejemplo, una red dispersa atiende pocos consumidores por kilómetro de red o consumidores con bajo consumo per cápita, y suele encontrarse en zonas rurales, remotas o con topografía compleja.** Contrasta con redes urbanas densas, donde muchos consumidores concentran alta demanda en un área geográfica reducida.

Cuando realizan estudios de costos de distribución, los reguladores suelen incorporar variables que reflejen la dispersión, tales como:

$\text{Densidad de usuario} = \frac{\text{Número de Usuarios}}{\text{Longitud de red (km)}}$, decreciente en dispersión.

$\text{Densidad de carga} = \frac{\text{Demanda Total (MWh)}}{\text{Longitud de red (km)}}$, también decreciente en dispersión.

Estas variables pueden definirse de manera inversa para reflejar la dispersión de forma creciente:

$$\text{Dispersión de usuario} = \frac{\text{Longitud de red}}{\text{Número de usuarios}};$$

$$\text{Dispersión de carga} = \frac{\text{Longitud de red}}{\text{Demanda Total}}$$

En la práctica los reguladores también analizan indicadores como:

- Usuarios por transformador;
- Demanda por subestación;

- Longitud de la red por km² de territorio.

Se espera que las economías de escala sean mayores cuanto más alto sea el consumo de energía por usuario, mayor sea la densidad poblacional y menores sean los obstáculos naturales. Todos los inductores de costo reflejan la demanda que se desea atender, ya que las empresas de distribución se ajustan al mercado que deben abastecer.

En este análisis, los factores de demanda adquieren especial importancia, dado que la tecnología de distribución es altamente estandarizada. Incluso las innovaciones más recientes tienen un impacto limitado en el modelo tradicional, ya que requieren bidireccionalidad y ofrecen retornos a escala similares.[2]

2.3. Aplicación de la metodología en otros países

2.3.1 Economías de Escala

Las economías de escala son fundamentales para la estructura de una industria y para la determinación de precios. Cuando estas son altas, resulta más eficiente que una sola empresa abastezca todo el mercado. El tamaño óptimo de una empresa se alcanza cuando se minimiza su costo medio de producción.

La distribución eléctrica es generalmente un monopolio natural, lo que significa que una sola empresa puede atender el mercado de manera más eficiente. En este contexto, la economía de escala depende de dos elementos clave:

- El mercado relevante; y
- La tecnología de producción.

La escala de una empresa depende del tamaño del mercado y de la tecnología de producción: un cambio en el mercado o en la tecnología puede alterar la escala mínima eficiente y la posibilidad de que múltiples empresas suministren el mercado.

En economía, este concepto se representa mediante la función de costos, que relaciona el producto q con los precios de los factores de producción W_i (salarios, rentas, tipos de interés):

$$C = C(q, W_i);$$

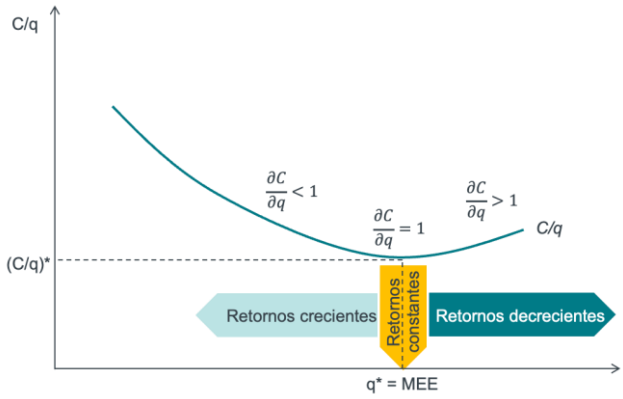
Se distinguen tres tipos de retornos a escala: crecientes, decrecientes y constantes.

$$\frac{\partial C}{\partial q} < 1; \frac{\partial C}{\partial q} > 1; \frac{\partial C}{\partial q} = 1$$

[2] Ver el estudio del MIT Utility of the Future. Disponible en https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf

Cuando el costo total aumenta menos que proporcional al output, se dice que hay retornos crecientes; si aumenta más que proporcional, retornos decrecientes; y si aumenta en la misma proporción, retornos constantes (Gráfico 1).

Gráfico 1: Economías de escala y costo medio



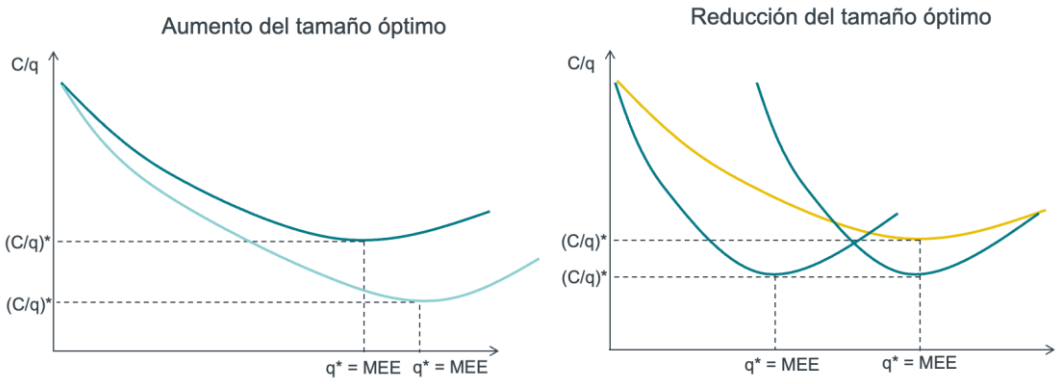
Fuente: Elaboración propia.

La función de costo medio de una tecnología muestra cómo las economías de escala dependen del tamaño del mercado relevante. Inicialmente, el costo medio disminuye, lo que indica que el costo total crece menos que el output (retornos crecientes). Luego, alcanza un mínimo, denominado Mínima Escala Eficiente (MEE), donde el costo y el output crecen a la misma tasa localmente. Finalmente, el costo medio aumenta, lo que refleja retornos decrecientes, es decir, que el costo crece más que el output.

La zona en la que los retornos son crecientes se denomina economías de escala, donde una sola empresa resulta más eficiente, ya que su costo incremental de producción disminuye. Se supone que una empresa debe crecer hasta alcanzar su Mínima Escala Eficiente (MEE); cualquier crecimiento adicional sería más eficiente a través de la entrada de una nueva empresa.

Cuando la tecnología cambia, la forma de la curva de costos medios también se modifica, lo que afecta el tamaño óptimo de la empresa, pudiendo hacerlo aumentar o disminuir según el caso. El Gráfico 2 ilustra este comportamiento.

Gráfico 2: Efectos del cambio de tecnología en la escala



Fuente: Elaboración propia.

En el lado izquierdo, se muestra un ejemplo de tecnología con mayores costos fijos, lo que genera una reducción pronunciada del costo medio a medida que aumenta el output. En el lado derecho, se presenta un ejemplo de tecnología con menores costos fijos, lo que reduce el tamaño óptimo de la empresa; en este caso, resulta más eficiente tener dos empresas que una sola, ya que se alcanza un menor costo medio.

2.3.1.1. Las economías de escala en la distribución eléctrica

La tecnología de la distribución eléctrica ha permanecido prácticamente inalterada durante décadas. Sin embargo, se trata de una actividad típicamente caracterizada por economías de escala, y por ello se regula como un monopolio natural. En consecuencia, el principal factor que condiciona el tamaño de la empresa es el output.

Los estudios sobre economías de escala **identifican diversos inductores (outputs) que determinan el costo de producción**:

- La energía distribuida;
- El número de clientes; y
- El territorio.

El primer inductor busca cuantificar cómo cambian los costos cuando aumenta el consumo por cliente. Es decir, manteniendo constante el número de clientes y la extensión del territorio, aumenta el consumo total de MWh. En otras palabras, los clientes existentes en una determinada zona incrementan su consumo sin que el costo total crezca en la misma proporción.

El segundo inductor mide cómo cambian los costos cuando aumenta el número de clientes. Es decir, manteniendo constante el tamaño de la zona de servicio, se incrementa el número de clientes, quienes tienen el mismo consumo promedio que los clientes existentes. Como

resultado, el consumo total aumenta de manera proporcional al número de nuevos clientes. Este indicador refleja la eficiencia de que una sola empresa suministre el servicio en zonas con mayor densidad poblacional.

El tercer inductor, mide cómo cambian los costos cuando se incrementa el área geográfica de servicio. Es decir, el área aumenta mientras se mantiene constante la relación clientes/m^2 y el consumo por cliente. Las condiciones de prestación del servicio permanecen iguales, pero la extensión geográfica se amplía. Esta medida permite evaluar si resulta más eficiente que una sola empresa suministre un área grande o si es preferible que una nueva firma cubra la nueva zona, en lugar de expandir la cobertura de la empresa existente.[3]

2.3.1.2. Revisión bibliográfica

Como se abordó anteriormente, cuando existen economías de escala, los resultados de un mercado competitivo no son eficientes desde un punto de vista económico, ya que los costos incurridos por una única empresa en prestar un servicio son menores que los costos que tendrían dos empresas en prestar la mitad de los servicios cada una. Por esta razón, en estas situaciones se justifica la existencia de monopolios.

Durante el periodo de liberalización del mercado eléctrico se realizaron trabajos en numerosos países para determinar el alcance de las economías de escala en el sector. A pesar de que los resultados apuntaron a un agotamiento de las economías de escala en la parte de generación (Filippini, 1998), la mayoría de los trabajos coinciden en afirmar que las actividades de distribución y transmisión están sujetas a economías de escala y, por lo tanto, deben seguir siendo actividades reguladas.

El análisis de las economías de escala es, por lo tanto, útil para analizar la organización territorial y legal de las actividades de distribución, así como las fusiones y los procesos de re-centralización. La Tabla 1 sintetiza los trabajos internacionales llevados a cabo en esta área.

[3] Vale la pena aclarar que los estudios al respecto no encuentran muchas economías de escala asociadas a aumento del territorio (ver, por ejemplo, Kwoka (2005).

Tabla 1: Resumen de los principales estudios publicados

Estudio	Forma funcional	Variables	Economías de escala
Farsi et al., 2010 (Francia).	Latent-class Cobb- Douglas	Número de consumidores (*) Tamaño del territorio Valor neto contable del total de activos Efectos temporales Efectos empresa	➢ Se encuentran Economías de Escala con respecto al número de usuarios. ➢ El tamaño de las economías varía debido a factores inobservables relacionados con la red y las tecnologías.
Kwoka, 2005 (EE.UU.)	Función cuadrática	KWh (*) Número de consumidores Tamaño del territorio Metros de cable subterráneos % KWh alto voltaje % KWh auto producidos Precio trabajo Precio capital Precio adquisición energía Compañía pública o privada Venta de gas y electricidad	➢ No se encuentran evidencias fuertes de que el costo unitario decrezca con el tamaño del territorio. ➢ Por el contrario, sí encuentran economías de escala con respecto a MWh y número de consumidores. ➢ Encuentran economías de escala en costos de Operación y Mantenimiento y casi nada en comercialización.
Yatchew, 2000, (Canadá)	Función translog semi-paramétrica.	Cantidad total de consumidores (*) Cantidad total de electricidad vendida a cada cliente (KWh/cliente) Vida remanente de los activos Factor de carga Densidad de los consumidores (km de cable entre número de consumidores) Si ofrecen servicios adicionales Salario Costo del capital (inversión bruta acumulada por planta entre kilómetros totales de cable)	➢ Economías de escala con respecto al número de consumidores. ➢ La escala mínima eficiente se encuentra en compañías con 20.000 consumidores. ➢ Con más consumidores las economías de escala son constantes o decrecientes. ➢ Evidencias de economías de alcance en compañías que ofrecen otros servicios como agua.
Filippini, 1998 (Suiza)	Translog	KWh (*) Factor de carga Tamaño del territorio Número de consumidores (número de hogares unifamiliares, apartamentos, y empresas) Año Salarios Costo de capital (capacidad total de distribución instalada en KW) Precio energía	➢ Economías de densidad en la mayor parte de compañías ➢ Economías de escala solo en empresas pequeñas y medianas.
Roberts, 1986.	Translog	MWh Bajo Voltaje MWh Alto Voltaje Costos de generación, transmisión y distribución Salario Costo del capital Número de clientes Área del territorio	➢ La reducción en el costo marginal es resultado de la disminución del consumo de cada cliente y no del número de clientes ni del tamaño del territorio. ➢ No existen eficiencias por tener pocos distribuidores sirviendo un área grande.
Triebs, Saal, Arocena y Kumbhakar, 2016. (EE.UU.)	Función flexible porque introduce diferencias en tecnologías para empresas integradas y separadas	Costo total (capital, combustible—para empresas con generación, opex) Electricidad generada Demanda punta (*) Demanda distribuida (*) Precios para capital, combustible y otros.	➢ Se encuentran economías de escala (demanda punta y distribuida) en empresas integradas y especializadas. ➢ La economía de escala existe para todas las empresas.

Estudio	Forma funcional	Variables	Economías de escala
Mydland, &., Haugom, E., & Lien, G., 2018. (Noruega)	Translog Estimación por quintiles	Costo total, incluido costos de interrupciones Tamaño de la red (km) Número de clientes	➢ Se encuentran altas economías de escala, pero sobre todo para empresas pequeñas (1.089). ➢ Se encuentran tanto en clientes como en tamaño de la red. ➢ Aumentan con el tiempo.
Mydlanda, Kumbhakara, Liena, Amundsveen y Kvile, 2020. (Noruega)	Curva cuadrática de costo. Interés de diferencias con empresas integradas con generación	Costo operativo Longitud de red; Número de consumidores Generación Energía distribuida	➢ Economías de escala encontradas para todos los tamaños, pero principalmente para las más grandes. ➢ Economías de escala más pertinentes en empresas integradas.

Fuente: Elaboración propia.
Nota: *Medida principal de "output".

Las investigaciones de economías de escala en la distribución eléctrica coinciden en señalar que, en los países analizados (Francia, EE.UU., Canadá, Suiza y Noruega), existen economías de escala para consumo y/o número de usuarios y, en algunos casos, con respecto al territorio.

Como en la práctica existe una fuerte relación entre número de consumidores y el consumo, presentando multicolinealidad, algunos investigadores solo incluyen una de las dos variables. Es entonces normal que aquellos que solo incluyen consumo encuentren economías de escala en consumo y aquellos que solo incluyen usuarios encuentren economías de escala en usuarios. Sin embargo, el trabajo pionero de Roberts en el año 1986 incluye ambas variables y concluye que las economías se deben al consumo y no al número de usuarios.

También es normal que los investigadores diverjan en la forma en que asumen para la función de costos (generalmente del tipo Cobb-Douglas o alguna variante de la translog). Sin embargo, los resultados obtenidos son robustos a la forma funcional. Asimismo, los hallazgos internacionales también permanecen inalterados con respecto al número de variables externas que cada investigación incluye dentro de la función de costos. En Noruega, por la introducción de legislación que exigía la separación de generación y distribución, un par de estudios también se centran en economías de alcance y concluyen que para empresas pequeñas las economías de alcance con generación son importantes.

Uno de los trabajos más citados (Farsi et al., 2010) sobre economías de escala en la distribución de electricidad tiene por objetivo determinar los beneficios de la re-centralización de los distribuidores en Francia. Según los resultados de este análisis, existen economías de escala con respecto al número de usuarios, sin embargo, el tamaño de dichas economías varía significativamente debido, posiblemente, a factores inobservables relacionados con la red y las tecnologías. Además, los resultados apuntan a que aquellos distribuidores situados en zonas metropolitanas con alta densidad poblacional ya han agotado las economías de escala.

Debido a los múltiples resultados obtenidos y a la amplia muestra de empresas, el trabajo cuyo objetivo era el análisis de las fusiones de distribuidores en los EE.UU., ha sido muy

referenciado en el sector (Kwoka, 2005). Los resultados que se desprenden de este estudio coinciden en afirmar la existencia de economías de escala en el sector de la distribución eléctrica, sin embargo, afirma que esas economías se agotan a niveles muy bajos de producción, medida esta como MWh suministrados.

Kwoka no encuentra evidencias fuertes de que el costo unitario decrezca con el tamaño del territorio. Por el contrario, sólo encuentra economías de escala con respecto a MWh y número de consumidores. El origen de estas economías se encontraría en los costos de operación y gestión (O&M) y casi nada en los costos relacionados con administración y general (A&G).

Otro trabajo de referencia es el llevado a cabo por Yatchew en el año 2000 para analizar las economías de escala en la distribución eléctrica. Este trabajo utiliza el número de consumidores como la medida principal de expansión de la producción y encuentra que la escala mínima eficiente se encuentra en compañías con apenas 20.000 consumidores. Es decir, en el caso estudiado, aumentar el número de clientes por encima de los 20.000 no conlleva importantes reducciones de costos. Cuando el número de consumidores sobrepasa esta cifra, las economías de escala son constantes o decrecientes. Además, la investigación encuentra evidencias de economías de alcance en compañías que ofrecen otros servicios como agua.

Siguiendo con el debate sobre la necesidad de desregular el sector eléctrico, en 1998, Filippini lleva a cabo un estudio para analizar cuál es la situación en Suiza. Sus resultados coinciden en la existencia de economías de escala con respecto a las tres medidas de output: consumo, número de clientes y tamaño del territorio. Sin embargo, sólo encuentra economías de escala con respecto al tamaño del territorio en compañías pequeñas y muy poco en compañías medianas. Es decir, solo para empresas con un tamaño pequeño y mediano, aumentar el territorio manteniendo constante la proporción de clientes por metro cuadrado y el consumo por cliente, conlleva una reducción de los costos.

El trabajo pionero de Roberts en 1986, también utiliza las tres medidas de producción y encuentra que las economías de escala solo se deben a un aumento del consumo per cápita y no a la densidad poblacional ni al área del territorio cubierto.

Anteriormente se encontraron resultados similares en Noruega y Nueva Zelanda en 1994 (Salvanes y Tjotta) y 1993 (Giles y Wyatt), respectivamente. En el caso de Noruega, los resultados apuntan hacia un tamaño óptimo de 20.000 clientes por empresa y descartan que existan ganancias de eficiencia cuando existe una única empresa distribuidora con muchos clientes. Los resultados de Nueva Zelanda descartan la existencia de economías de escala en empresas grandes.

2.4. Economías de alcance

La reforma de los sectores eléctricos a inicios de los años 90 consideraba que los beneficios de integrar actividades eran inferiores a los de separar la generación, transmisión,

distribución y comercialización. En consecuencia, como se estableció en las Leyes 142 y 143 de 1994, las actividades del sector fueron separadas.

Los años posteriores demostraron las ventajas de este paradigma, y los países más reformistas profundizaron la separación de actividades. En Colombia, la ley permitió la integración de actividades para las empresas existentes en el momento de la reforma, reflejada en regiones como Antioquia, Bogotá y el Valle, con la notable excepción de la región Caribe. La profundización observada en otros mercados no se materializó; por el contrario, el sector ha tendido a integrarse verticalmente en electricidad **y** horizontalmente con el sector de gas natural.

Esta sección del documento analiza las economías de alcance, con énfasis en aspectos centrales para el mercado de Caribe Sol, como son las economías de alcance en distribución y comercialización.

Las economías de alcance se refieren a que es más eficiente realizar dos actividades de manera conjunta que por separado. Para su análisis, es fundamental definir los mercados involucrados, que en el caso del sector eléctrico están estrechamente relacionados con las siguientes actividades:

- Generación (G);
- Transmisión (T);
- Distribución (D); y
- Comercialización (C).

En algunos países, como el Reino Unido, se ha promovido una mayor división de actividades, por ejemplo, en aspectos como la medición. Con los cambios tecnológicos en la industria, algunos países han separado nuevas actividades segmentos específicos, como la generación distribuida, el almacenamiento, la generación de datos de clientes y la agregación de demanda, entre las más habituales.

Sin embargo, a pesar de la aparición de estos nuevos rubros, los principios para separar actividades permanecen: dividir los segmentos que puedan ser competitivos de aquellos sujetos a economías de escala y asegurar acceso libre a terceros a las actividades consideradas esenciales.

Definir la economía de alcance es sencillo. Siguiendo la convención tradicional de Baumol et al (1982)[4], las economías de alcance del producto T se representan como:

[4] Baumol, W., Panzar, J. C., and Willig, R. D. (1982). Contestable Markets and the Theory of Industry Structure. Harcourt, Brace, and Javanovich, New York.

$$EDA_T = \frac{C(Q_T) + C(Q_{-T}) - C(Q)}{C(Q)}$$

Donde $C(Q)$ es el costo de producir todo el vector de productos Q, mientras que $C(Q_T)$ y $C(Q_{-T})$ representan los costos autónomos de producir T y los demás productos diferentes a T. Es decir, en el caso de dos productos (1, y 2 de T), existen economías de alcance cuando:

$$C(Q_{1,}Q_2) < C(Q_{1,}) + C(Q_2)$$

Es decir, es más barato producir los bienes de manera conjunta que separada.

2.4.1. Fuente de economías de alcance en el sector eléctrico

Para analizar la fuente de economías de alcance en el sector eléctrico es importante considerar las cuatro etapas de la producción: Generación (G), Transmisión (T), Distribución (D) y Comercialización (C).

El siguiente gráfico muestra las sinergias posibles en las diferentes fases de la cadena, diferenciadas en:

Economías de coordinación: reflejan el costo de equilibrar en tiempo real el sistema, dado que la demanda y la oferta de electricidad deben estar alineadas en todo momento, en comparación con los efectos de las externalidades de red. El argumento central es que los flujos de información funcionan de manera más eficiente dentro de una misma empresa que fuera de ella.

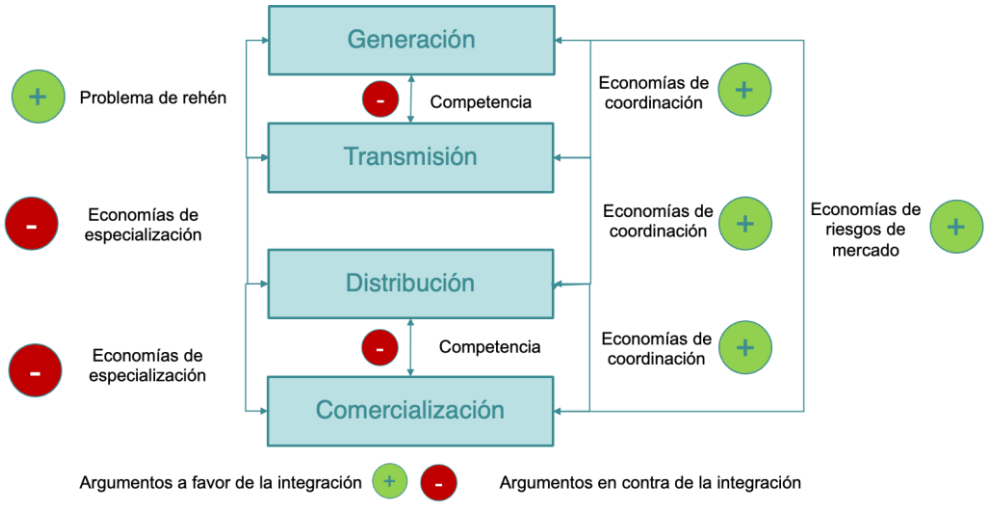
Estas economías surgen debido a altos costos de transacción, generados por asimetrías de información e incentivos divergentes. Por ejemplo, en generación y transmisión, la coordinación de inversiones puede fallar porque conectar a un generador tiene efectos sobre otros usuarios o infraestructuras (externalidades de red). Los costos de coordinación se vuelven relevantes cuando existen costos comunes que se deben duplicar al separar dos actividades.

Economías de riesgo de mercado: Estas economías tienen dos fuentes principales. La primera se relaciona con que los activos de generación (G), transmisión (T) y distribución (D) son altamente específicos a su uso y complementarios. Una vez construidos, tienen pocos usos alternativos, lo que los hace susceptibles al "problema del rehén" (hold-up problem), donde la contraparte puede intentar remunerarlos a un costo bajo.

Dado que los contratos diseñados para mitigar este problema suelen ser incompletos —es decir, no contemplan todas las contingencias posibles—, puede resultar más eficiente integrar los negocios dentro de una misma empresa[5].

Economías de especialización. En este caso, se considera que separar actividades permite concentrar labores y reducir costos. Este argumento es similar al que se aplica en las economías de escala[6], donde centralizar la producción reduce el costo promedio por unidad.

Figura 1: Las economías de alcance (integración de actividades)



Fuente: Elaboración propia.

Aunque en Colombia aún no se han desarrollado nuevas actividades, algunos estudios señalan que el principal desafío en estos casos es integración de la Operación del Sistema. Un estudio realizado para la Misión de Transformación Energética enfatiza que la teoría de las ventajas de la integración vertical es más relevante en mercados, donde los costos de utilizar el mercado pueden internalizarse dentro de la empresa.

Esto sugiere que es más económico integrar:

- Entre actividades competitivas; y
- En mercados nuevos.

Por lo tanto, resulta más factible y razonable integrar dos actividades nuevas y competitivas, o, en menor medida, una actividad competitiva existente con una nueva actividad

[5] En el caso de comercialización y generación, por ejemplo, suelen tener ventajas de integración porque la volatilidad de precios suele ser difícil de cubrir si no se tienen activos de generación

[6] Para argumentos más detallados consulte a Meyer, R. (2010). Economies of Scope in Electricity Supply and the Cost of Vertical Separation for Different Unbundling Scenarios. Enero de 2010, Journal of Regulatory Economics 42, (1) pp: 1-20.

competitiva. Como ejemplo, se puede analizar el caso de la generación centralizada y la descentralizada.

La generación descentralizada compite con la centralizada, aunque la primera presenta complementariedades con la red de distribución, mientras que la segunda con la de transmisión. Por lo tanto, no parece necesario separarlas si existe competencia en ambas actividades.

Sin embargo, en un escenario descentralizado, impulsado por nuevas tecnologías como vehículos eléctricos, almacenamiento, generación distribuida, medición inteligente y respuesta de la demanda, el vínculo de estas actividades potencialmente competitivas con las redes de distribución hace que la integración vertical sea menos deseable.

La razón radica en que, en el nuevo modelo descentralizado, la figura central es el Operador del Sistema de Distribución (OSD). El OSD cumple funciones clave, como mantener el equilibrio entre oferta y demanda en baja tensión, y gestionar mercados de energía y servicios complementarios provenientes de actividades que aportan flexibilidad y se prestan de manera competitiva, a veces compitiendo con recursos del distribuidor si éste está integrado.

El conflicto de interés es evidente, y los países que han implementado la figura del OSD, como en la Unión Europea, no permiten su integración vertical con otras actividades competitivas.

Un modelo alternativo consiste en crear un OSD independiente, encargado únicamente de la operación del sistema y la plataforma de mercados. Sin embargo, existen numerosas sinergias entre la distribución y el OSD, debido a la cantidad de elementos involucrados, por lo que no se considera razonable separar completamente estas funciones.

Esto implica que, en un modelo más moderno, en el que surjan múltiples recursos descentralizados, la separación de las actividades competitivas del OSD resulta fundamental para el desarrollo de mercados eficientes y la participación de los consumidores.

2.4.2. Aplicaciones en la literatura económica

Existen estudios de integración vertical basados en diferentes enfoques. Los primeros analizaban la existencia de complementariedades entre las diferentes etapas de la producción. La conclusión de estos era unánime y demostraba que existían altas complementariedades.

Los primeros análisis de economías de alcance se basan en la estimación de funciones de costo de mercados eléctricos de los EE.UU. Los estudios de Kaserman y Mayo (1991), Kwoka (2002) y Arocena et al (2012) estiman funciones cuadráticas de costo de diferentes segmentos de la cadena y encuentran altas economías de alcance entre generación y redes (incluyendo transmisión y distribución). Estos modelos utilizan datos transversales de empresas americanas.

Los siguientes estudios analizan datos de panel de los EE. UU. Meyer (2012) y Triebs et al. (2016) analizaron empresas americanas en 2001–2008 y 2000–2003. Los estudios en cuestión encuentran evidencia de economías de alcance en las que los costos totales de realizar de manera conjunta las dos actividades pueden reducir los costos totales entre 4% y 27%[7].

Un problema de estos estudios es que suponían la misma tecnología para las empresas integradas que las separadas y, como anota Meyer (2011), las empresas especializadas suelen utilizar tecnologías diferentes.

Los estudios europeos utilizan datos de panel y también encuentran altas economías de alcance. Jara-Díaz et al. (2004) analizan empresas españolas de generación y distribución en el período 1985–1996. Piacenza y Vannoni (2009) el mercado italiano entre 1994–2000 y Fetz y Filippini (2010) empresas suizas de generación y distribución entre 1997–2005. Gugler et al. (2017) analizaron 28 empresas de generación y distribución en 16 países en el período 2000-2010. Todos estos estudios encontraron evidencia de economías de alcance con valores superiores a los encontrados en los EE.UU. (desde 6,5% hasta el 60%)[8].

El estudio más reciente sobre el tema de economías de alcance, Mydlanda et al. (2020) también analiza en el mismo artículo el tema de economías de escala y lo aplica al mercado noruego, uno de los primeros países en liberalizar el sector. Los autores utilizan una tecnología flexible que les permite analizar diferencias entre empresas integradas y especializadas, y encuentran evidencia de economías de escala y de alcance, pero la forma flexible les permite apreciar que las empresas pequeñas se benefician de las economías de alcance y las grandes de las economías de escala.

En un resultado que replica la observación hecha por Adam Smith que el tamaño del mercado dictaba la especialización, los autores encuentran que "*las firmas con menores tamaños en distribución y generación tienen los mayores valores de economías de alcance. Estos análisis sugieren que, para las empresas más pequeñas de la muestra, la política de separación estricta de la propiedad puede ser costosa.*" (pág. 46)

Los autores reconocen las bondades de introducir competencia en el sector, pero sugieren que en mercados pequeños el peso de la prueba de la competencia es mayor que en mercados grandes. Se reproducen los resultados de este modelo por encontrarlos de interés para el presente estudio.

[7] Tanto Arocena et al. (2012) como Triebs et al. (2016) reportan evidencia de economías de escala entre 1.01-1.134

[8] Jara-Díaz et al. (2004) y Fetz and Filippini (2010) encontraron evidencia de economías de escala de 1.07 y 1.4–1.7.

Tabla 2. Economías de alcance por tamaño

G (MWh) \D (km)	200 km	400	600	800	1.000	1.200
5.000 MWh	51%	18%	10%			
10.000	51%	17%	18%			
20.000	36%	14%	10%		1%	
50.000	28%	10%	8%			
100.000	29%	3%	5%	-0.8%	-8%	-3%
300.000	-	0.7%	9%	4%	11%	7%

Fuente: (Mydland, Kumbhakar, Lien, Amundsveen, & Kvile, 2020).

2.4.3. Separación vertical en la política regulatoria

La separación de actividades en el sector eléctrico respondía a la lógica de que los primeros beneficiarios de la liberalización del mercado serían los grandes consumidores. Por lo tanto, era necesario que los generadores, en los segmentos donde la competencia era posible y deseable, tuvieran libre acceso a los mercados que les permitieran atender a estos grandes clientes.

Esto implicaba separar las actividades de transmisión y operación del sistema, de modo que todos los generadores contaran con igualdad de oportunidades de acceso a la red.

Los resultados del modelo inicial en la Unión Europea mostraron mejores precios para los clientes de gran tamaño, pero con el tiempo se observó que las tarifas no disminuían para los clientes de baja tensión. Esto llevó a profundizar el modelo mediante una reforma minorista, que separó legalmente la distribución, la gestión y la operación.

Sin embargo, los resultados de esta segunda reforma no cumplieron las expectativas, debido a la imposición de obstáculos que limitaron la competencia.

La Comisión identifica que, aun bajo reglas de separación legal (separación contable y empresas independientes dentro de un holding), las empresas incumbentes tienen incentivos y la habilidad de dificultar la entrada de competidores para favorecer sus intereses comerciales. El aspecto esencial de este problema es el acceso a las redes que permite a los incumbentes "cerrar el mercado" aguas abajo. Esto puede tomar la forma de discriminación de precios o la utilización de subsidios cruzados pasando costos de la parte liberalizada a la parte regulada. Esto último lleva a distorsión de la competencia porque el costo de acceso aumenta en proporción a la subvención cruzada en lo que se conoce como la práctica anticompetitiva de "aumentar costos de los rivales".

En Colombia la práctica regulatoria comenzó con excepciones. La Ley Eléctrica permitió que las empresas integradas, antes de la vigencia de la nueva Ley 143 de 1994, permanecieran integradas. Esto incluyó a los mercados de Bogotá, Medellín y Cali, pero no en el caso de la región Caribe, donde Corelca quedó separada de las electrificadoras departamentales. Urrá tampoco formaba parte de este conglomerado.

Pero la Ley permitió la integración de la D y la C sobre todo para las empresas que atienden los mercados regulados. La separación de estas dos actividades ha sido muy blanda hasta la fecha, limitándose, en el mejor de los casos, a una separación contable. También se han visto situaciones en las cuales las empresas DC adoptan una marca independiente con la que compiten en mercados de otros DCs y hasta en mercados propios (Enel-X, de Enel, Enerco de EPM, o Ener-Bit de CELSIA).

La parte más estricta es la de transmisión, en la cual las empresas que realicen la actividad no pueden realizar de manera directa otra. También parecía estricta la Operación del Sistema (OS), pero la Ley no se desarrolló y el OS es XM cuyo único accionista es ISA. Además, el propietario de ISA es Ecopetrol que desarrolla actividades de generación bajo la figura de productor independiente y quien es representado por Gecelca en el Mercado Mayorista.

De esta manera la separación vertical de la Ley se ha ido relajando hasta alcanzar su máxima expresión en la Ley 155 de 2019 que permitió la integración de actividades sectoriales (D-C-G).

2.4.4. Posible aplicación a la D-C

No existen artículos académicos de las economías de alcance en D-C, en especial porque la mayoría de las empresas que atienden a usuarios que no han elegido comercializador suelen ser las distribuidoras habituales (incumbentes). Sin embargo, la existencia de usuarios que cambia de comercializador es evidencia que esas ganancias no deberían ser muy altas en mercados con una larga historia de liberalización del mercado minorista.

Dado que el sector de distribución es un monopolio natural la pregunta obvia es si hay sinergias entre distribución y comercialización. Para eso lo mejor es analizar las actividades que lleva a cabo un comercializador y entender la naturaleza de los costos, pero es mejor comenzar analizando la naturaleza del negocio de comercialización.

El negocio del comercializador es similar al de un intermediario financiero, recoge dinero de los usuarios y gira más del 80% del dinero recaudado a los agentes aguas arriba. Los ingresos son de dos tipos, capital de trabajo y el margen de comercialización, y sus costos son la gestión del cliente, la facturación, el recaudo y la gestión comercial con el mercado mayorista. Puede decirse que es un negocio de intermediación con riesgo de contraparte en el cual la gestión financiera es clave, así como el conocimiento del mercado y sus clientes. Las

economías de escala en este mercado son más bien bajas, pero existe un efecto portafolio de juntar clientes con diferentes riesgos[9].

Las actividades típicas de un comercializador pueden verse a continuación. A estas se añade la medición, porque en Colombia se le adjudica:

1) **Suministro de contador.** Incluye todas las actividades anteriores a la instalación como compra e inventario.
2) **Operación del contador.** Instalación y mantenimiento.
3) **Lectura.** Lectura de la información del consumo.
4) **Procesamiento de la información.** Esto incluye validación, verificación y entrega de la información procesada.
5) **Agregación de información.** Información agregada para propósitos de liquidación.
6) **Liquidación.** Asignar compras y ventas a cada comercializador.
7) **Facturación y recaudo de cuentas.**
8) **Compra de energía en bloque.**

- La actividad 1 tiene posibles economías de escala, sobre todo por la fabricación de los contadores y por todo el costo de gestión en la instalación. En Colombia esta actividad se ha asignado, para la medición inteligente, al distribuidor. No tiene relación con la actividad de comercialización.

- La actividad 2 tiene altas economías de densidad por la posibilidad de ahorrar cuadrillas y tiene una importante economía de alcance con la actividad comercial porque puede utilizarse para reducir el riesgo de recaudo. En Colombia, el distribuidor está a cargo de esta actividad y podrá beneficiarse de las economías de alcance ya sea en contadores inteligentes o en los contadores del tipo prepago que están siendo instalados para mejorar el recaudo.

- La actividad 3 tiene algunos costos compartidos con el distribuidor porque permite identificar manipulaciones del contador y mejora las pérdidas que le son imputadas. Esto ocurre tanto en versión de lectura remota, como lectura in situ, aunque la primera tiene altas economías de escala y la segunda de densidad.

- La actividad 4 es muy automatizada y tiene algunas economías de alcance con la distribución para cruzar información y mejorar gestión del cliente, pero no son muy altas.

[9] El sector en países más liberalizados se caracteriza por un número reducido de comercializadores (5-6) y una masa amplia de entrantes que buscan alcanzar una mínima escala eficiente. Los entrantes suelen ser absorbidos por empresas más grandes y, al ser un negocio de márgenes bajos, la captura de clientes suele ser su costo más representativo. Este costo es evitado por las empresas incumbentes y tiende a ser menor para comercializadores libres asociados a las comercializadoras incumbentes.

- La actividad 5 es similar, pero quizá las economías de alcance sean ligeramente inferiores a las de la actividad 4.
- La actividad 6 de liquidación es poco costosa (hoy día el servicio se presta por parte de terceros) y lo que tiene de economías de alcance es porque algunas distribuidoras cuentan con un sistema específico, pero con la liberalización las economías de alcance desaparecerán porque las plataformas se estandarizarán.
- La actividad 7 sí tiene economías de alcance con distribución porque la mejora en pérdidas y en recaudo suelen ir de la mano.
- La compra de energía en bloque no tiene actividades de alcance con la distribución porque, en Colombia, la realiza el Administrador Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC.

Tabla 3: Economías de escala y alcance en actividades de comercializador-distribuidor

Actividad	Escala	Alcance (negocio tradicional)	Alcance (nuevo negocio)
Suministro contador	Altas	Bajas	Bajas
Instalación/mantenimiento	Altas	Medias	Altas
Lectura	Altas	Alta	Alta
Procesamiento info.	Medias	Bajas	Bajas
Agregación info.	Bajas	Bajas	Bajas
Liquidación	Medias	Medias	Bajas
Facturación/recaudo	Medias	Medias	Bajas
Compra de energía	Medias	Bajas	Bajas

Fuente: (Barrera & Hunt, 2005). Para mayor detalle leer el texto. Elaboración propia.

2.4.5. Lecciones para el caso local

En discusiones sectoriales se sostiene que el negocio integrado de generación y comercialización presenta altas economías de alcance. Se citan como ejemplos exitosos a ENEL y EPM (aunque en menor medida el caso de EMCALI) para sustentar esta afirmación, y se sugiere que la región Caribe podría beneficiarse con la integración con Gecelca.

El argumento tradicional para agrupar estas dos actividades está relacionado con la gestión de riesgos: una empresa de comercialización que también genera energía puede vender contratos a precio fijo a sus clientes más fácilmente que una empresa que no cuenta con capacidad de generación propia.

Pero para que esto funcione, las empresas de generación deben vender su propia energía, lo que implica que la integración vertical es viable únicamente si el precio del contrato está por encima del costo variable de generación de la planta. Esto se cumple en empresas con bajos

costos variables, como las centrales hidráulicas, de carbón y algunas renovables. Por lo tanto, la afirmación de que conviene integrar generación y comercialización solo es válida para fuentes de generación de bajo costo variable.

En este escenario se generan dos efectos importantes, especialmente para las plantas hidráulicas. Como estas no tienen costos de combustible, todos sus ingresos de mercado se destinan a cubrir inversiones, lo que genera un rendimiento financiero corriente que puede ayudar al negocio de comercialización.

Ceteris paribus, como señalan los estudios analizados, integrar generación y suministro parece razonable para empresas pequeñas, pero no necesariamente para las grandes. Estas últimas deben comprar energía a terceros, por lo que lo fundamental es contar con un mercado líquido. Si existen contratos de energía para el comercializador y el regulador los reconoce, no deberían existir mayores sinergias. No obstante, la discusión sugiere posibles sinergias con generación renovable distribuida en mercados más pequeños.

Asimismo, la revisión de economías de alcance en distribución y comercialización (indica que, en entornos como el mercado actual de Caribe Sol, caracterizado por bajo recaudo, altas pérdidas, altos costos de gestión y necesidad de contacto directo con los usuarios, resulta prudente que las actividades de distribución y comercialización permanezcan integradas, o al menos sean gestionadas por la misma empresa.

3. Caracterización del mercado de la región Caribe

3.1. Factores de demanda

Para comprender la dinámica de la demanda de energía en la región Caribe, es necesario ir más allá de las cifras agregadas de consumo y analizar su composición interna y los factores estructurales que la determinan. Este enfoque permite caracterizarla considerando tanto las diferencias territoriales como las particularidades socioeconómicas que condicionan el uso de la energía.

Asimismo, se examina la estructura industrial regional, identificando los sectores con mayor participación en la producción y su intensidad en el uso energético. Esto permite reconocer cómo la especialización económica y la configuración del aparato productivo inciden en la presión sobre el sistema eléctrico.

Finalmente, se incorporan elementos sociales y territoriales, como la presencia de barrios subnormales y los niveles de pobreza, para comprender de qué manera las condiciones de ingreso y el acceso efectivo a los servicios básicos moldean los patrones actuales de consumo y las perspectivas futuras de la demanda energética en el Caribe colombiano.

3.1.1. Demanda de energía en los últimos años

En Colombia, la demanda promedio de energía entre 2018 y 2024 alcanzó 74.510 GWh, de los cuales el 69% correspondió al mercado regulado y el 31% al no regulado. En la región Caribe, el consumo promedio fue de 19.978 GWh, lo que representa aproximadamente el 27% del total nacional. Esta magnitud posiciona al Caribe como una cuarta parte del mercado eléctrico colombiano, con un peso estructural significativo que no puede ser ignorado.

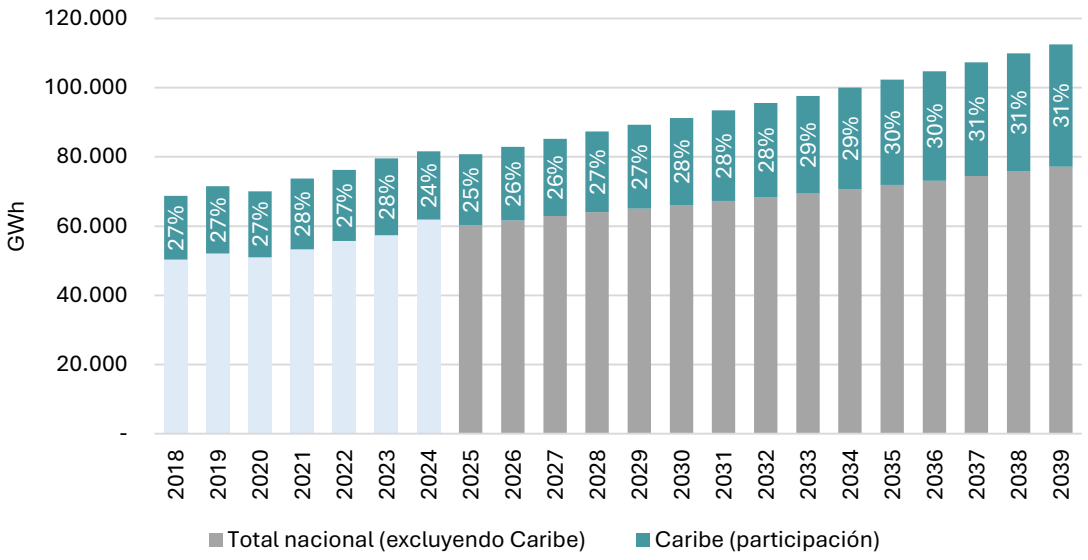
Entre 2018 y 2023, la demanda de energía en la región Caribe creció a un ritmo ligeramente superior al del resto del país, con un aumento promedio del 4% frente al 3% nacional. Sin embargo, en 2024 se registró una caída de aproximadamente 11% en la demanda regional, mientras que en el resto del país la demanda continuó creciendo.

Esta disminución podría explicarse por varios factores. Entre ellos, la desaceleración de la actividad económica en la región, cambios en los patrones de consumo debido a aumentos en las tarifas o al uso más eficiente de la energía, así como factores climáticos o estacionales que pueden haber reducido temporalmente la necesidad de electricidad. Además, variaciones en la población o en la composición industrial de la región también podrían haber influido en esta tendencia.

Mirando hacia el futuro, las proyecciones de la UPME indican que la participación del Caribe en la demanda energética podría aumentar hasta el 31% hacia 2039, lo que significa que uno de cada tres GWh demandados en Colombia provendría de la región (Gráfico 3). Este escenario subraya la importancia de diseñar un modelo de prestación del servicio sólido,

competitivo y sostenible, capaz de responder a la creciente presión de la demanda y garantizar un suministro confiable para todos los usuarios.

Gráfico 3: Demanda comercial de energía eléctrica



Fuente: XM y UPME. Elaboración propia.
Nota: Los porcentajes en las barras corresponden a la participación de la región sobre la demanda nacional. A partir de 2025, los datos corresponden a proyecciones de la UPME.

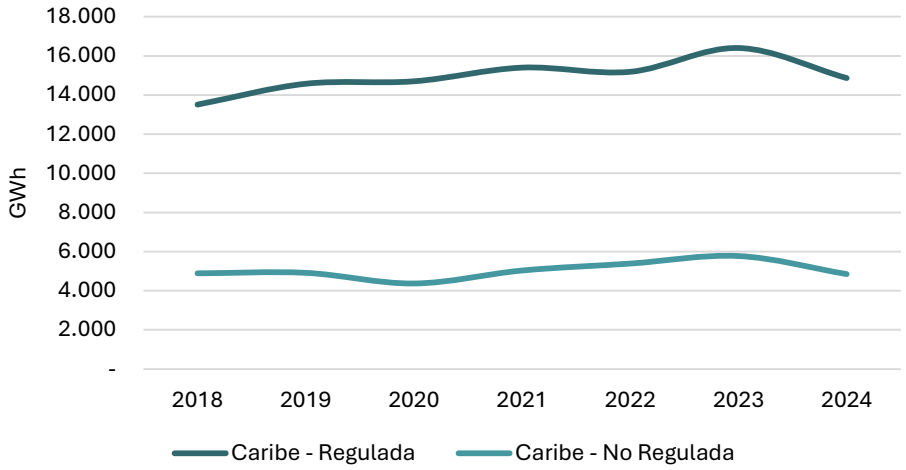
De acuerdo con la Ley 143 de 1994, la demanda de energía en Colombia se divide en dos grandes segmentos: usuarios regulados y usuarios no regulados.

Los usuarios regulados corresponden a personas naturales o jurídicas cuyos consumos están sujetos a las tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG); en este grupo se encuentran principalmente los hogares y las pequeñas empresas. Por su parte, los usuarios no regulados agrupan a aquellos cuya demanda máxima supera los 2 MW por instalación legalizada, y cuyas compras de energía se realizan a precios libremente pactados con los comercializadores.

Teniendo en cuenta lo anterior, en la región Caribe el consumo eléctrico se caracteriza por la predominancia del mercado regulado, cuya participación se ha mantenido estable a lo largo del tiempo y representa cerca del 75% del total consumido.

El mercado no regulado, por su parte, concentra el 25% restante. Aunque su participación es menor en volumen, su estabilidad durante el periodo analizado y su contribución a los ingresos del sistema lo convierten en un componente estratégico para la sostenibilidad financiera y operativa del mercado regional (Gráfico 4).

Gráfico 4: Demanda de energía eléctrica por tipo, región Caribe, en GWh



Fuente: XM. Elaboración propia.

3.1.2. Caracterización de la demanda de energía en la región Caribe

Comprender la demanda energética en la región Caribe, y en particular en los departamentos del Atlántico, La Guajira y Magdalena, requiere analizar no solo cuánta energía se consume, sino también en qué condiciones se configura ese consumo. Más allá de su peso dentro del total nacional, la demanda regional obedece a un entramado de factores estructurales —sociales, económicos y productivos— que inciden tanto en el nivel como en la estabilidad del consumo.

Por un lado, la región enfrenta altos niveles de pobreza e informalidad laboral, factores que reducen la capacidad de pago real de una parte importante de los hogares y condicionan su relación con el servicio eléctrico. Al mismo tiempo, se caracteriza por una alta intensidad energética en el sector industrial y un elevado promedio de consumo residencial, lo que refuerza su dependencia del suministro eléctrico para mantener tanto la actividad doméstica como la productiva.

En conjunto, estos factores configuran una demanda energética estructuralmente elevada y heterogénea en la que coexisten usuarios con limitaciones de pago y sectores con alto consumo productivo. Este contexto plantea la necesidad de repensar el modelo de prestación del servicio de manera diferenciada y de diseñar estrategias de eficiencia desde una mirada integral, que articule las dimensiones sociales y económicas del territorio con las de sostenibilidad del sistema eléctrico regional.

3.1.2.1. El consumo eléctrico en los departamentos de Caribe Sol

El análisis del consumo promedio por suscriptor refuerza el papel destacado de la región Caribe en la demanda del servicio, y permite comparar la intensidad del consumo energético entre regiones. Como se observa en el Gráfico 5, los departamentos del Atlántico, La Guajira

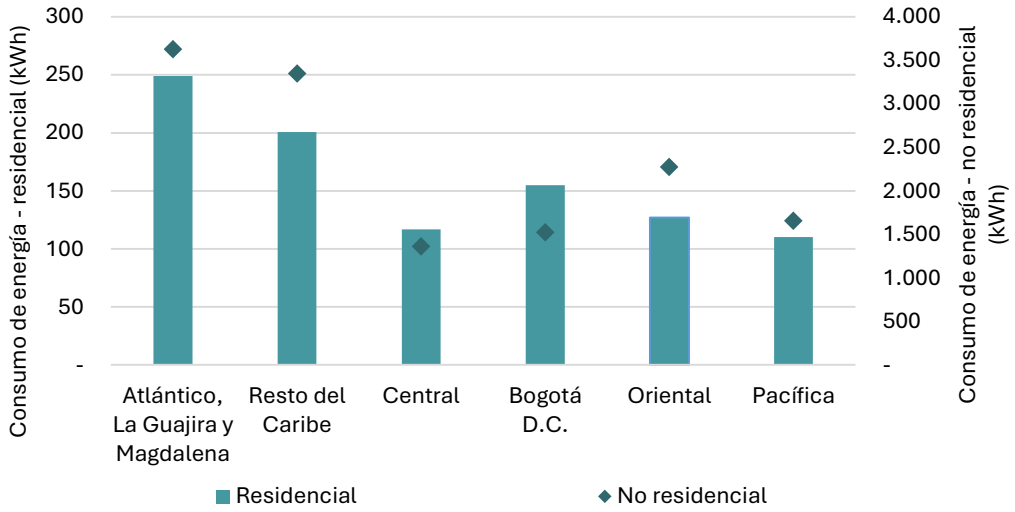
y Magdalena —que conforman el mercado Caribe Sol— registran, entre 2012 y 2024, los niveles más altos de consumo promedio residencial por suscriptor en el país, superando ampliamente el de otras regiones[10].

Mientras que el consumo promedio en estos tres departamentos se ubicó en 249 kWh, en el resto del Caribe fue 1,2 veces menor, y en las regiones Central, Oriental y Pacífica, fue menos del doble (Gráfico 5).

Este comportamiento confirma que la demanda energética del Caribe es estructuralmente elevada, incluso a nivel de los hogares, lo que refleja una alta dependencia del servicio eléctrico para el desarrollo de actividades domésticas y productivas de pequeña escala.

En el caso del consumo no residencial, la tendencia es similar: los mismos departamentos se sitúan nuevamente por encima de la media nacional, evidenciando la relevancia del sector comercial y de servicios en la configuración de la demanda. En conjunto, esto muestra que la intensidad del uso energético en el territorio es superior tanto en los segmentos residenciales como productivos, sugiriendo un patrón de consumo alto estrechamente vinculado con las características socioeconómicas y productivas locales.

Gráfico 5: Consumo promedio de energía por suscriptor, por uso (2012-2024)



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SUI. Elaboración propia.

Dentro del segmento de demanda residencial, se observa una relación directamente proporcional entre el estrato socioeconómico y la intensidad del uso de la energía. En todos los grupos regionales analizados, entre 2021 y 2024, el consumo promedio por suscriptor

[10] Las regiones fueron agrupadas de la siguiente manera: Caribe (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre); Central (Antioquia, Caldas, Caquetá, Huila, Quindío, Risaralda, Tolima); Bogotá D.C., Oriental (Boyacá, Cundinamarca, Meta, Norte de Santander, Santander); y Pacífica (Cauca, Chocó, Nariño, Valle del Cauca).

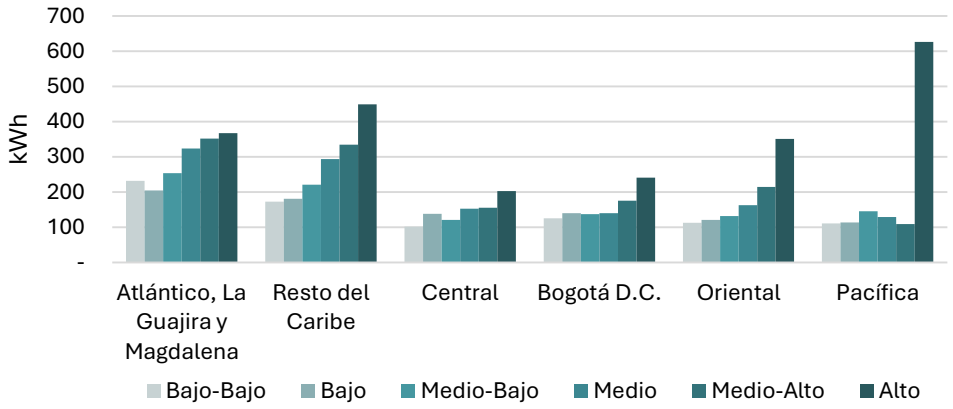
aumenta progresivamente con el estrato, lo que probablemente refleja que los hogares de mayores ingresos cuentan con más equipos eléctricos, mayor tiempo de uso y/o viviendas con mayores requerimientos energéticos (Gráfico 6).

En la región Caribe, y particularmente en los departamentos del Atlántico, La Guajira y Magdalena, los suscriptores de todos los estratos consumen en promedio más energía que sus equivalentes en el resto del país, manteniendo una brecha constante a lo largo de la distribución (con la excepción de la región Pacífica en estrato 6). Esta diferencia indica que la demanda elevada en la región no se limita a los hogares de mayores ingresos, sino que constituye una característica estructural que presentan todos los niveles socioeconómicos.

El comportamiento general muestra que el consumo crece de forma sostenida con el nivel de ingreso, y que incluso los hogares de estratos bajos en el Caribe presentan niveles superiores a los observados en otras regiones. Esto sugiere que, además del nivel de ingreso, factores como los hábitos de uso y la menor eficiencia de los equipos eléctricos podrían estar influyendo significativamente en la magnitud del consumo del servicio.

En el mercado de Caribe Sol, así como en el resto de la región, los suscriptores de los estratos más altos registran los mayores promedios de consumo por usuario. En contraste, los estratos medios y bajos muestran consumos más contenidos, pero siguen siendo superiores a los observados en el resto del país, posiblemente debido a que el precio que pagan por el consumo es menor que el costo real del servicio, como resultado de los subsidios otorgados a estos estratos. Esta situación reduce el incentivo para moderar el consumo, ya que los hogares no perciben directamente el costo total de la energía utilizada.

Gráfico 6: Consumo promedio residencial por suscriptor en las principales regiones del país, por estrato, 2021-2024.



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SUI. Elaboración propia.

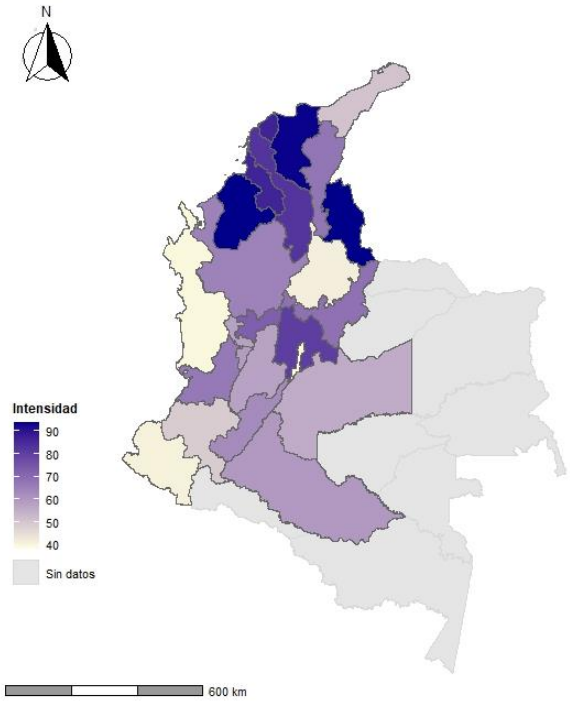
En este contexto, también resulta fundamental analizar la relación entre el consumo de energía y el nivel de producción económica de los territorios. Para ello se calcula la intensidad energética, definida como la cantidad de energía utilizada para producir un millón de pesos

del PIB (a precios constantes de 2015). Un valor más elevado implica que se requiere mayor uso de energía para generar la misma unidad de producto, lo que puede reflejar patrones de producción intensivos en energía y/o menores niveles de eficiencia tecnológica y productividad del capital en los procesos productivos.

Los resultados muestran que la región Caribe presenta una alta intensidad energética, particularmente en los departamentos del Atlántico y Magdalena, donde el consumo de energía por millón de pesos del PIB supera el promedio nacional. En comparación, estos dos territorios requieren, en promedio, 1,4 veces el volumen de energía de Antioquia y Valle del Cauca, 1,6 veces el del agregado nacional, 2,3 veces el de Santander y 2,4 veces el de Bogotá para generar el mismo nivel de producción económica (Figura 2).

En conjunto, estos resultados confirman que el alto consumo energético local no se limita al ámbito residencial, sino que también se refleja en la energía necesaria para generar valor económico. Desde una perspectiva técnica, esto implica que la productividad energética relativa es menor en estos territorios, es decir, producir un mismo nivel de PIB demanda más energía que el promedio del país. Este patrón tiene implicaciones directas sobre la eficiencia del sistema, dado que niveles elevados de intensidad eléctrica podrían restringir la capacidad de incorporar mejoras tecnológicas y dificultar la convergencia hacia procesos productivos más competitivos.

Figura 2: Intensidad energética promedio en los principales departamentos del país, 2012-2024.



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SUI y DANE – Cuentas Nacionales. Elaboración propia.

El consumo energético en la región Caribe se mantiene por encima del promedio nacional, incluso cuando se consideran factores climáticos. La Tabla 4 muestra que, pese a que ciudades como Barranquilla, Riohacha, Santa Marta y Cartagena presentan temperaturas máximas y mínimas similares a otras ciudades cálidas del país, sus consumos promedio por suscriptor son significativamente mayores (por ejemplo, 480 kWh en Barranquilla frente a 170 kWh en Buenaventura o 173 kWh en Quibdó).

Estos datos evidencian que la alta demanda energética residencial en el Caribe no se explica únicamente por el efecto clima, sino que responde a factores socioeconómicos y productivos propios del territorio, que sostienen un consumo elevado aún bajo condiciones térmicas comparables.

Tabla 4: Temperatura y consumo de energía promedio por suscriptor

Ciudad	Temperatura Máxima (°C)	Temperatura Mínima (°C)	Consumo promedio por suscriptor (kWh)
Barranquilla	32°	25°	480
Riohacha	31°	24°	347
Santa Marta	31°	24°	439
Cartagena	31°	24°	438
Valledupar	36°	22°	352
Montería	35°	24°	314
Sincelejo	34°	22°	267
Buenaventura	32°	24°	170
Neiva	33°	23°	231
Quibdó	31°	23°	173

Fuente: WeatherSparks y Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SUI. Elaboración propia.

3.1.2.2. Estructura del tejido industrial

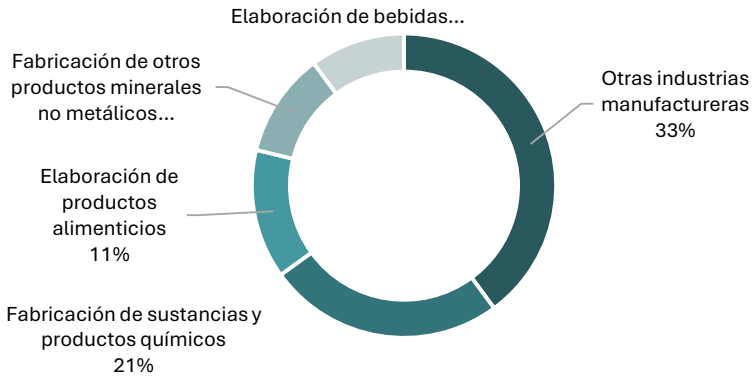
La estructura productiva del Caribe colombiano contribuye a explicar parte de su alta intensidad en el uso de energía. Según datos del DANE, la actividad industrial regional[11] concentra el 82% de su valor agregado en cinco ramas: fabricación de sustancias y productos químicos, otras industrias manufactureras[12], la elaboración de bebidas, elaboración de productos alimenticios, y fabricación de otros productos minerales no metálicos (Gráfico 7). Además de su peso económico, estas ramas, con excepción de la alimenticia, presentan mayores requerimientos energéticos por establecimiento, debido a la naturaleza de sus

[11] No se cuenta con información desagregada de la EAM para La Guajira, por lo que este análisis abarca los seis departamentos restantes de la región.

[12] Bajo definición del CIIU Rev. 4 del DANE (2022), esta división abarca actividades como la fabricación de bisutería, joyas, instrumentos musicales, artículos y equipo de deporte, juegos y juguetes, instrumentos médicos y odontológicos, entre otras.

procesos productivos, que son intensivos en calor, electricidad y transformación de materias primas. En consecuencia, la configuración industrial del Caribe, dominada por actividades de alta demanda energética, incide directamente en los niveles de consumo observados en la región.

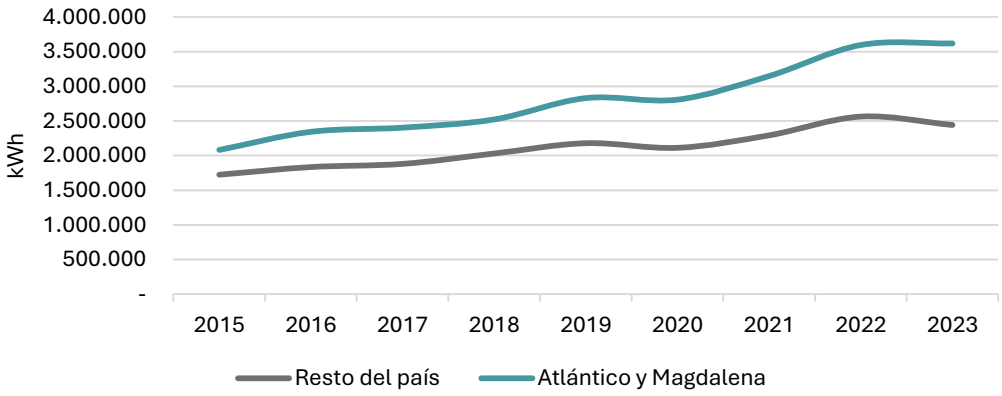
Gráfico 7: Principales actividades económicas industriales según valor agregado en la región Caribe, 2023.



Fuente: DANE – EAM. Elaboración propia.

De manera similar, en los departamentos del Atlántico y Magdalena, el valor agregado manufacturero se concentra en la fabricación de sustancias y productos químicos, otras industrias manufactureras, elaboración de bebidas, productos alimenticios y otros productos minerales no metálicos. El impacto de esta estructura se refleja claramente al comparar el consumo promedio por establecimiento industrial: mientras que en el resto del país un establecimiento consumió, entre 2015 y 2023, alrededor de 2,1 millones de kWh en promedio anual, en el agregado de Atlántico y Magdalena la cifra ascendió a 2,8 millones de kWh, es decir, un 33% más que el promedio nacional. Esta brecha ha ido incrementándose a lo largo del tiempo, pasando del 21% al inicio del periodo al 48% en el último año, lo que evidencia la alta intensidad energética de la actividad industrial en estos departamentos (Gráfico 8).

Gráfico 8: Consumo de energía promedio por establecimiento industrial, 2015-2023.



Fuente: DANE – EAM. Elaboración propia.

3.1.2.3. Subnormalidad, pobreza e informalidad laboral

El mercado Caribe Sol —Atlántico, Magdalena y La Guajira— se caracteriza por un contexto socioeconómico marcado por altos niveles de informalidad laboral y bajos ingresos, factores que condicionan de manera estructural la dinámica de la demanda energética.

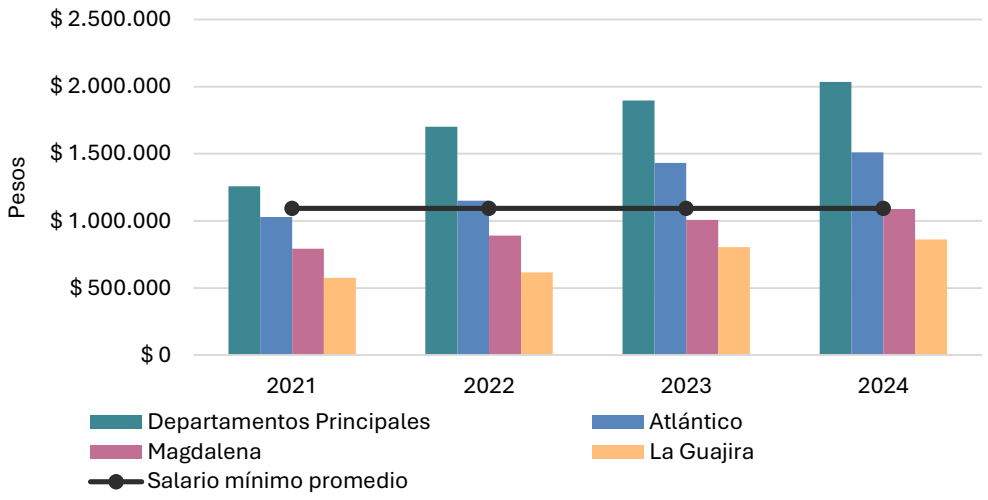
Entre 2021 y 2024, la tasa promedio de informalidad laboral en estos tres departamentos fue de 74%, frente a un promedio nacional de 57%. Mientras en los Departamentos Principales del país —Antioquia, Bogotá D.C., Santander y Valle del Cauca— las tasas rondan el 45%, en el Atlántico alcanzan en promedio el 62%, y en La Guajira y Magdalena ascienden a niveles críticos de 84% y 76%, respectivamente.

Esta brecha evidencia la persistencia de una estructura laboral predominantemente informal, caracterizada por empleos de baja productividad y con ingresos altamente volátiles.

El Gráfico 9 muestra el ingreso laboral promedio por trabajador. En La Guajira y Magdalena, este se encuentra por debajo de un salario mínimo, mientras que en el Atlántico apenas se aproxima a ese umbral. Aunque el Atlántico presenta las cifras más altas dentro del mercado Caribe Sol, continúan siendo inferiores a las de los principales departamentos del país.

Al diferenciar por condición laboral, se observa que un trabajador formal percibe, en promedio, tres veces más que uno informal, lo que evidencia la magnitud de la brecha salarial y su impacto directo en la capacidad de pago de los hogares frente a servicios esenciales como la energía eléctrica.

Gráfico 9: Ingresos laborales promedio (2021-2024)

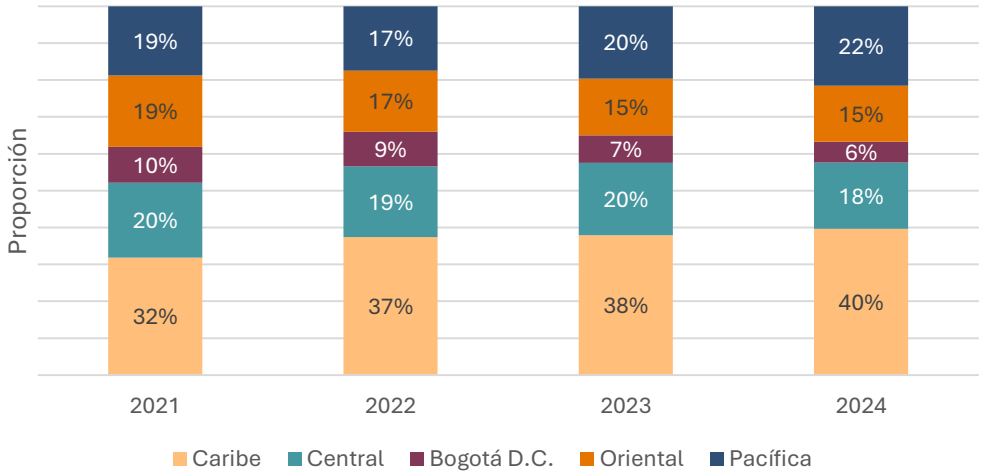


Fuente: DANE - GEIH. Elaboración propia.

El panorama de pobreza y distribución del ingreso refuerza las condiciones de vulnerabilidad previamente descritas. El porcentaje de personas en pobreza extrema en la región Caribe ha venido incrementándose en los últimos años. Para 2024, cerca del 40% de las personas en pobreza extrema en Colombia se encontraban en esta región (Gráfico 10). Es decir, de los

aproximadamente 5 millones de personas en pobreza extrema en el país, alrededor de 2 millones se concentran en el Caribe, a pesar de que esta región representa solo el 23% de la población nacional. Con unas heterogeneidades importantes a nivel de departamentos en donde en la Guajira cerca de 4 de cada 10 personas se encuentran en condición de pobreza extrema, mientras que en el Atlántico y Magdalena esta cifra es de 1 y 2 de cada 10, respectivamente.

Gráfico 10: Participación porcentual de las regiones en las personas en condición de pobreza monetaria extrema

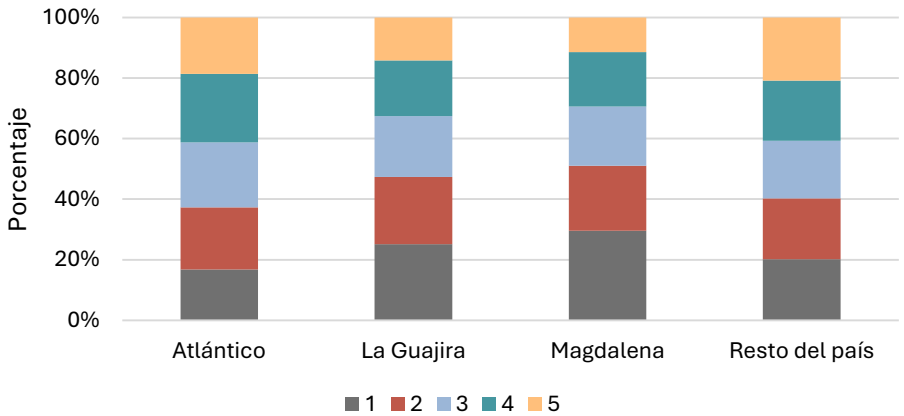


Fuente: DANE - GEIH. Elaboración propia.

Además, al analizar la distribución de la población pobre por quintiles de ingreso, se observa que en La Guajira y Magdalena cerca del 50% de los hogares se ubican en los quintiles más bajos (1 y 2) (Gráfico 11).

Esta estructura refleja una alta concentración de hogares en los grupos de menores ingresos, particularmente en territorios con más altos niveles de informalidad laboral.

Gráfico 11: Distribución de la población pobre por quintil de ingreso (2024)



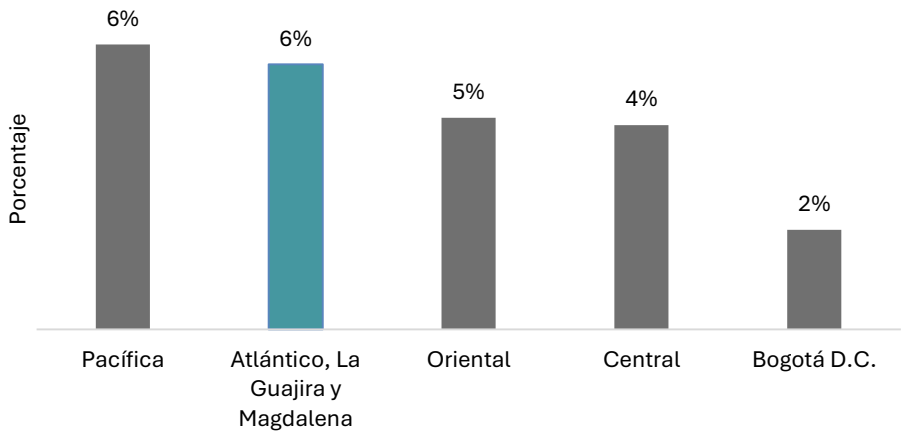
Fuente: DANE - GEIH. Elaboración propia.

Las personas ubicadas en el quintil más bajo perciben ingresos entre $209.000 y $245.000 mensuales, mientras que en la pobreza extrema estos se reducen a $45.000–$70.000, sin que siquiera los hogares con mayores ingresos dentro de esta categoría superen los $223.000. Esta combinación de altas concentraciones de población en los quintiles inferiores y niveles de ingreso particularmente bajos limita estructuralmente la capacidad de los hogares para cubrir gastos esenciales, incluida la energía eléctrica, haciendo que la demanda residencial sea altamente sensible al precio y dependiente de subsidios.

En este contexto de pobreza e ingresos reducidos, resulta importante contar con una aproximación de la carga que representa el pago del servicio de energía para los hogares del territorio. Para ello, se construyó un indicador de capacidad de pago que relaciona la facturación residencial del servicio respecto al número de hogares con el ingreso promedio de estos, considerando únicamente aquellos que reportan acceso a la energía[13]. Este ejercicio otorga un panorama general del esfuerzo económico relativo que realizarían los hogares para cubrir un servicio esencial y, por tanto, contribuye a entender mejor las condiciones de presión presupuestal en los distintos territorios.

Los resultados evidencian brechas significativas entre regiones (Gráfico 12). En el Atlántico, La Guajira y Magdalena, los hogares destinarían en promedio un 6% de su ingreso al pago de la factura eléctrica. Este nivel de esfuerzo es 1,3 veces mayor que el observado en las regiones Oriental y Central, y 2,7 veces superior al de Bogotá D.C., donde la carga relativa es del 2%. Estas diferencias sugieren que, en los territorios con ingresos más bajos —como el Pacífico y el mercado de Caribe Sol—, una proporción considerablemente mayor del presupuesto del hogar se destina a financiar el servicio, profundizando su fragilidad con respecto al resto del país.

Gráfico 12: Indicador de capacidad de pago por región



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SUI y DANE – GEIH. Elaboración propia.

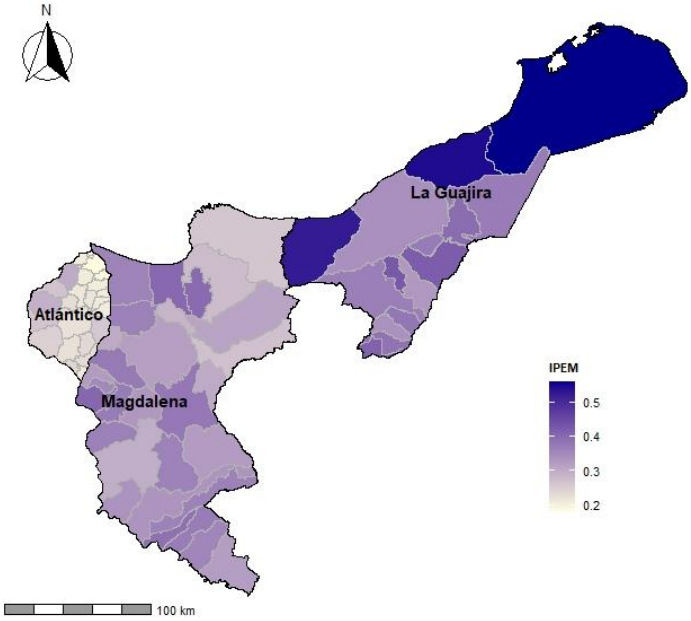
[13] Para lo relacionado a facturación, se utilizó información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, y en el caso de los hogares, de la GEIH del DANE.

A esta vulnerabilidad económica se suma la pobreza energética, medida por el Índice de Pobreza Energética Multidimensional (IPEM), que evalúa privaciones en acceso y calidad de la energía, vivienda funcional, aprendizaje y comunicación, y territorio equipado. Los resultados, evidenciados en la Figura 3, revelan una marcada concentración de pobreza energética en La Guajira y amplias zonas del Magdalena, donde numerosos municipios se ubican en los niveles *Alto* y *Muy Alto*. Estas condiciones reflejan restricciones estructurales tanto en el servicio energético como en las condiciones materiales de los hogares.

En contraste, el Atlántico presenta valores predominantemente *Medios* o *Muy Bajos* en el IPEM, lo que evidencia una fuerte heterogeneidad interna dentro del mercado Caribe Sol y demuestra que las brechas de acceso y calidad energética no se distribuyen de manera uniforme en la región.

En conjunto, estos resultados muestran que la región Caribe enfrenta una combinación simultánea de bajos ingresos, alta concentración de hogares vulnerables y privaciones energéticas persistentes, especialmente en La Guajira y el Magdalena. Esta realidad implica que cualquier nuevo diseño institucional o esquema de comercialización debe considerar factores que condicionan tanto la sostenibilidad del sistema eléctrico como la equidad en su prestación.

Figura 3: Índice de Pobreza Energética Multidimensional 2025



Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Elaboración propia.

A su vez, para comprender de manera integral la configuración de la demanda de energía en la región Caribe, es fundamental considerar la presencia de barrios subnormales El Ministerio de Minas y Energía (2021) los define como asentamientos humanos ubicados en cabeceras municipales o distritales que no cuentan con servicio de energía, o que lo reciben

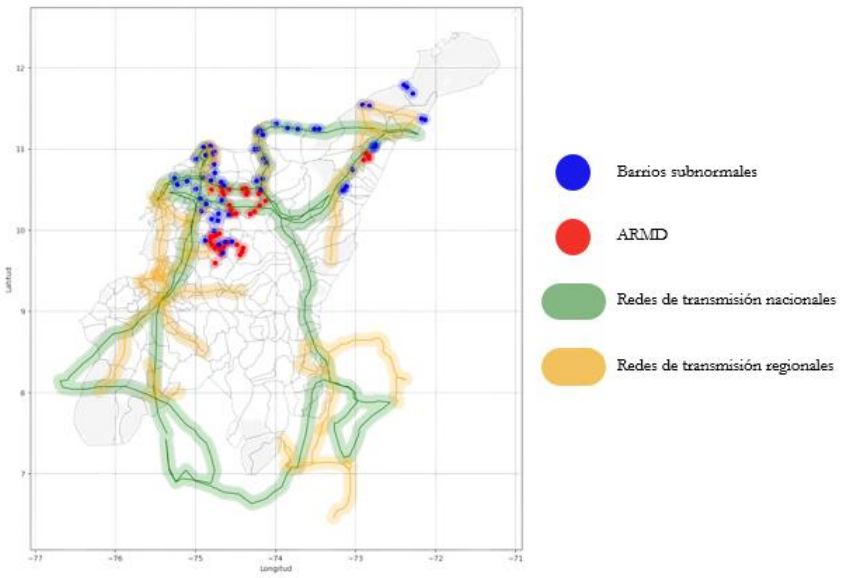
a través de derivaciones del Sistema de Distribución Local o de una acometida sin la aprobación del Operador de Red correspondiente[14].

Sus principales características incluyen conexiones precarias a la red —generalmente de propiedad del usuario—, la ausencia de instalaciones internas adecuadas, la falta de contadores individuales y la carencia de otros servicios públicos básicos, como vías de acceso.

La relevancia de este fenómeno en la región Caribe radica en las distorsiones que introduce en la medición y gestión de la demanda energética. Por un lado, la cobertura formal del servicio en estos sectores suele ser más baja que en el resto de la ciudad, lo que dificulta la inclusión de estos hogares en las estadísticas oficiales de consumo. Por otro lado, el uso de conexiones no regularizadas aumenta las pérdidas del sistema y genera presiones adicionales sobre la sostenibilidad técnica y financiera de las redes y de los operadores.

Además, su distribución territorial evidencia brechas urbanas y sociales persistentes, que afectan tanto el acceso equitativo a la energía como la planeación del servicio. En consecuencia, la presencia de barrios subnormales constituye un factor estructural que debe incorporarse al análisis de la demanda, pues revela desafíos críticos de cobertura, calidad y sostenibilidad en el suministro eléctrico de la región.

Figura 4: Barrios subnormales, Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD), y redes de transmisión en la región Caribe.



Fuente: Elaboración propia.

[14] Ver https://www.minenergia.gov.co/documents/5910/2-2021-0103501646875174152.pdf

En síntesis, los patrones observados indican que la demanda energética del Caribe no puede entenderse únicamente como un resultado del volumen agregado de consumo, sino como el producto de una combinación específica de condiciones estructurales: (i) altos consumos promedio por suscriptor —residencial y no residencial—, (ii) requerimientos energéticos elevados por unidad de producto, y (iii) heterogeneidades socio-urbanas que generan fricciones en la gestión del servicio.

Este conjunto de atributos —que no se reproduce con igual intensidad ni simultaneidad en el resto del país— configura un mercado cuya demanda es, al mismo tiempo, intensiva y condicionada por restricciones de ingreso, informalidad laboral y déficits territoriales.

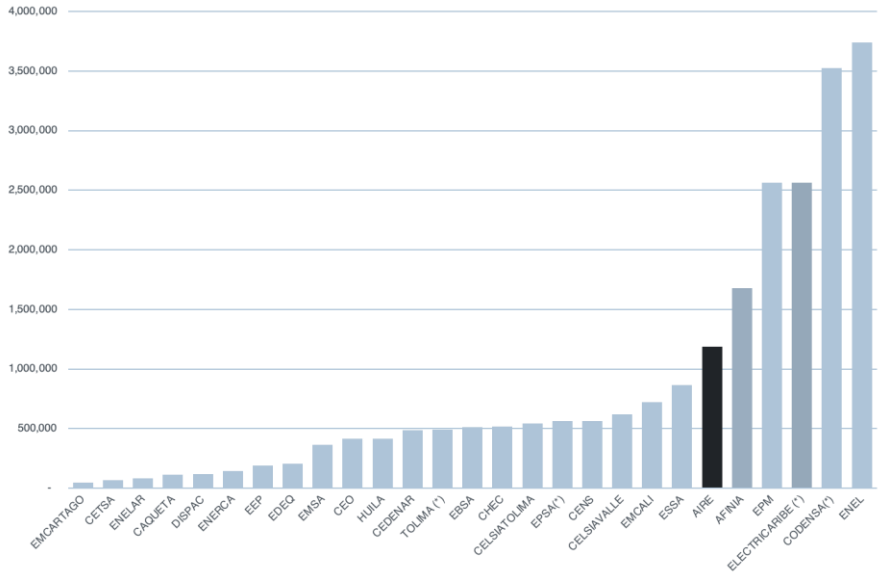
Lejos de reflejar solo un "mayor consumo", el Caribe presenta un perfil de demanda energéticamente intenso con limitaciones distributivas, lo que implica que el diseño comercial y operativo no puede basarse en supuestos de homogeneidad nacional ni en promedios sectoriales. Por ello, las decisiones sobre organización industrial, segmentación de usuarios y reglas de comercialización requieren una consideración territorial explícita. En este contexto, la demanda no solo indica el tamaño del mercado, sino que define las condiciones necesarias para que el sistema sea eficiente y financieramente sostenible.

3.2. Factores de oferta

Para entender los factores que impulsan la tecnología, se utiliza información de los operadores de red sobre kilómetros de red, número de usuarios y energía consumida. ASOCODIS publica un compendio muy útil sobre los operadores que forman parte de la asociación; la edición más reciente, con motivo de sus 25 años, incluye datos desde 2010 hasta 2023.

Un indicador clave para analizar la situación de Air-e es el tamaño del mercado. Las empresas reportan el número total de usuarios en sus redes, y a continuación, en el Gráfico 13 se muestra un ranking según este criterio.

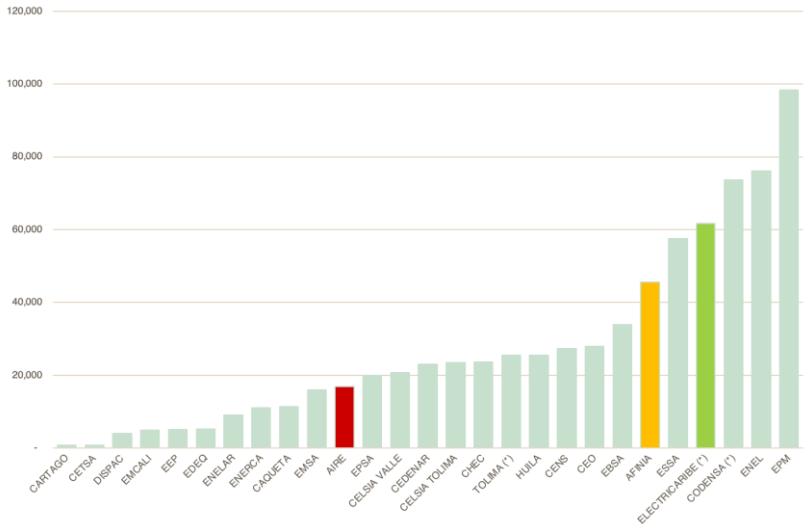
Gráfico 13: Usuarios en cada OR



Fuente: ASOCODIS. Nota: (*) empresas no activas en la actualidad.

En la región Caribe, las dos empresas principales, Afinia y Air-e, ocupan el tercer y cuarto lugar a nivel nacional, detrás de ENEL y EPM. (Codensa fue absorbida por ENEL, que también integró el antiguo mercado de Cundinamarca, y Electricaribe dio origen a las dos empresas del Caribe). Según ASOCODIS, estas compañías también son grandes si se mide por kilómetros de red.

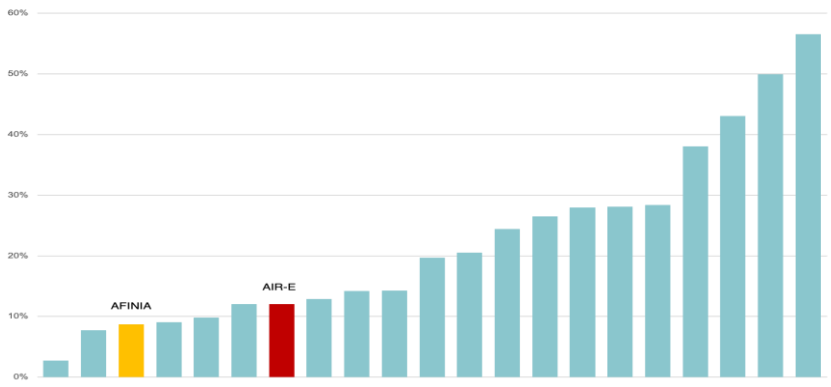
Gráfico 14: Kilómetros de red por OR



Fuente: ASOCODIS. Nota: (*) empresas no activas en la actualidad.

Se observa que Air-e tiene muchos menos kilómetros de red que Afinia y, de hecho, está por debajo de la mediana de la muestra, mientras que Afinia mantiene su posición en el ranking (Gráfico 14). Sería útil también analizar si las redes son rurales o urbanas, para entender mejor su distribución. La siguiente gráfica muestra el ranking, destacando únicamente a Air-e y Afinia.

Gráfico 15: Proporción de redes rurales/totales



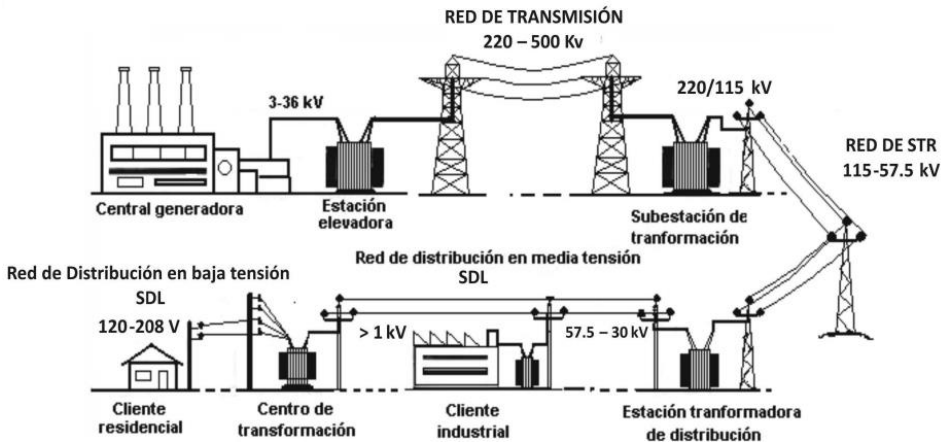
Fuente: CREG.

Las redes de las dos empresas no son de las que tienen el mayor número de kilómetros reales, por el contrario, la mayoría de sus redes parece no-rural. Un indicador más apropiado es el de kilómetros de red en diferentes niveles (la Figura 5 lo explica):

- Nivel 1: Inferior a 1 kV, forma parte del Sistema de Distribución Local SDL;
- Nivel 2: Entre 1 y 30 kV forma parte del SDL;
- Nivel 3: Entre 30 y 57,5 kV forma parte del STR;
- Nivel 4: Entre 57,5 y 220 kV forma parte del STR.

Por eso se agrupan las redes en STR y SDL y se analiza su topología.

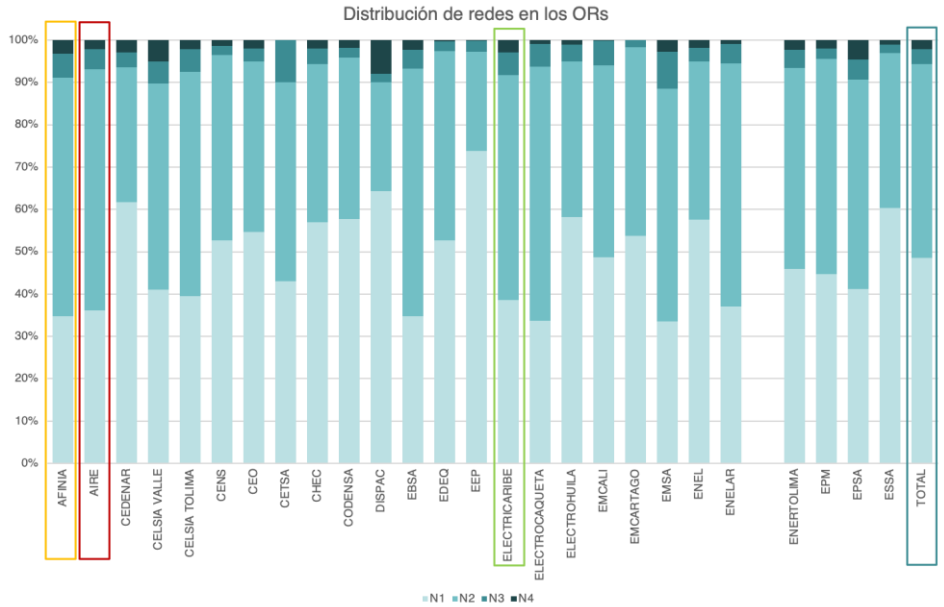
Figura 5: Topología de redes de distribución



Fuente: CREG - Cartilla de distribución de energía eléctrica.

Los ORs en Colombia, dependiendo de la carga que atienden, tienen diferente topología de red. El Gráfico 16 muestra su distribución de kilómetros de línea:

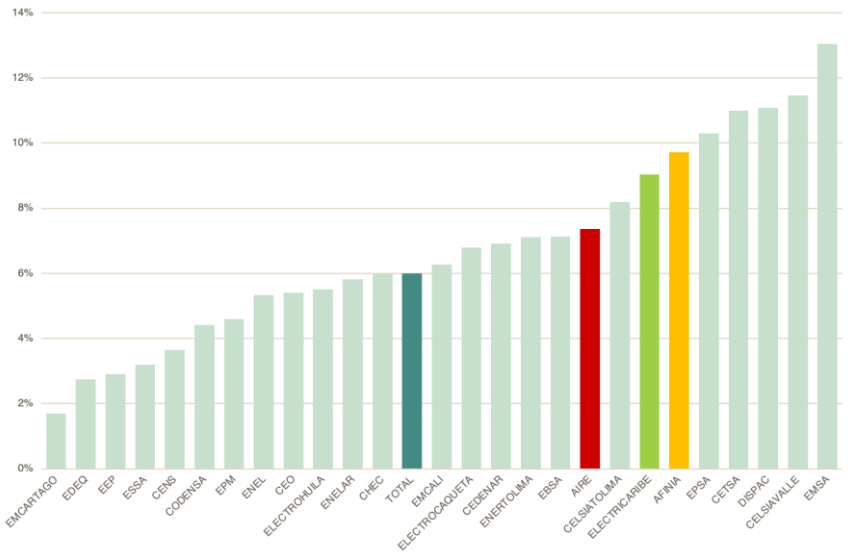
Gráfico 16: Composición de redes de distribución de los ORs



Fuente: ASOCODIS.

Varias cosas llaman la atención de la topología de redes de Afinia y Air-e; primero, su proporción de nivel 1 es tan baja como la de empresas con baja densidad en el territorio como son las empresas de los llanos ElectroCaquetá, EMSA o Enelar quienes también tienen una alta proporción de kilómetros en el SDL (N1 + N2). Por eso es importante analizar la proporción de kilómetros de red en el STR como proporción del SDL.

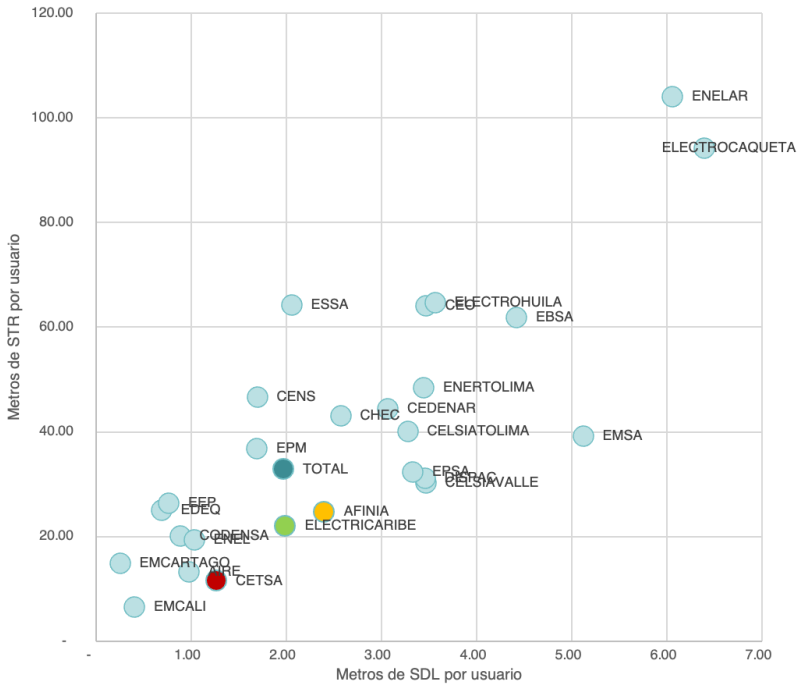
Gráfico 17: Proporción de redes en STR del SDL



Fuente: ASOCODIS.

Las empresas tienen muchos kilómetros de red en nivel 3 y 4 como proporción de los kilómetros en SDL lo que sugiere una dispersión alta. Aquí es fundamental entonces saber si los usuarios están cerca entre sí, analizando entonces los kilómetros de red por usuario en STR y SDL.

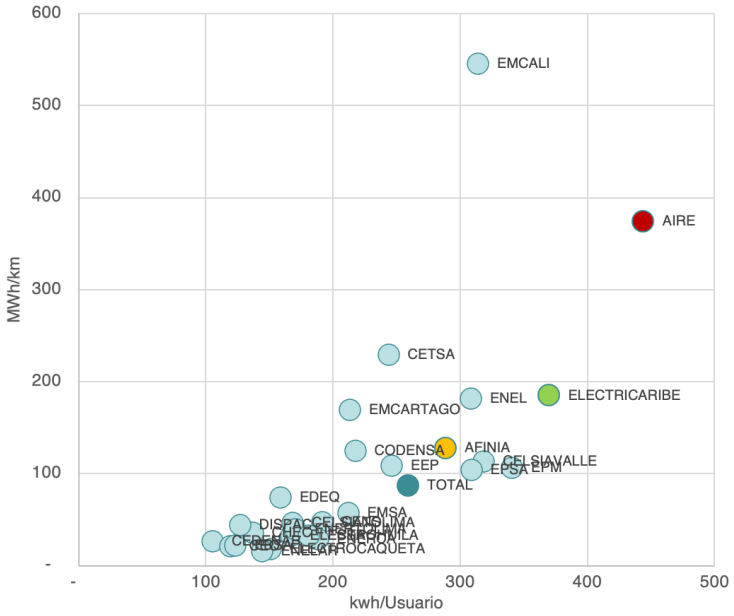
Gráfico 18: Dispersión en STR y SDL



Fuente: ASOCODIS

Puede observarse que las redes de los ORs Afinia y Air-e no parecen estar muy dispersas, confirmando la impresión que la comparación entre redes urbanas y rurales sugería. Otros indicadores de dispersión por OR, como energía por usuario y por kilómetro sugieren la misma conclusión.

Gráfico 19: Energía y kilómetros de red por usuario en los ORs



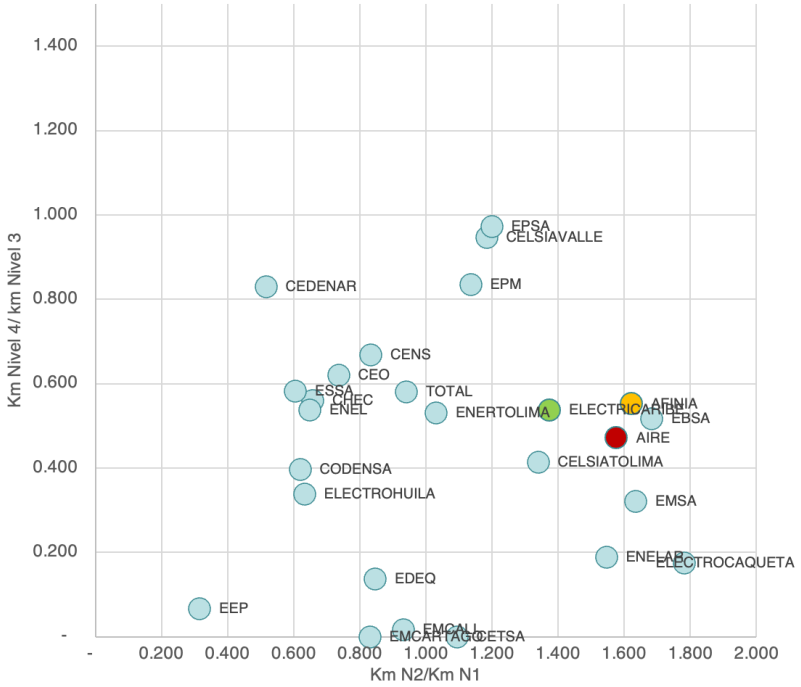
Fuente: ASOCODIS.

La energía consumida en la red es alta, tanto por usuario como por km de red, lo cual sugiere que las economías de escala deberían ser suficientes en Afinia y, en mayor medida, en Air-e.

Finalmente, para hacerse una idea de cómo se configuran las redes en media y baja tensión en los ORs de Colombia, se presenta la proporción de kilómetros de red en SDL y en STR. La empresa Air-e, como puede verse en el Gráfico 20, utiliza pocos activos en nivel 2 para conectar el nivel 1 y muchos activos en nivel 4 para los activos en nivel 3. Esto indica un déficit de inversión en estos niveles de red.[15]

[15] XM en su informe de junio de 2025 "Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN" identifica una serie de inversiones en alta tensión porque la infraestructura de la costa no permite la importación de generación del interior.

Gráfico 20: Proporción de kilómetros de red en SDL y STR



Fuente: ASOCODIS

3.3. Análisis de clústeres

Para analizar el mercado de energía en la región Caribe, se realizó un estudio que agrupó los territorios con características similares en tres clústeres, considerando factores socioeconómicos, de consumo, climáticos y de infraestructura técnica[16].

A lo largo del territorio, y en los departamentos de Atlántico, La Guajira y Magdalena, los resultados del ejercicio reflejan patrones diferenciados en las condiciones socioeconómicas y en la infraestructura energética municipal. Así, estos clústeres ofrecen una aproximación útil para entender las distintas configuraciones territoriales dentro del mercado.

El Clúster 0 reúne municipios con condiciones relativamente más desafiantes, entre ellas mayores niveles de pobreza, menor integración al sistema y una infraestructura energética más limitada. Este perfil aparece principalmente en zonas rurales y dispersas de La Guajira y en Magdalena, y en menor proporción en el Atlántico.

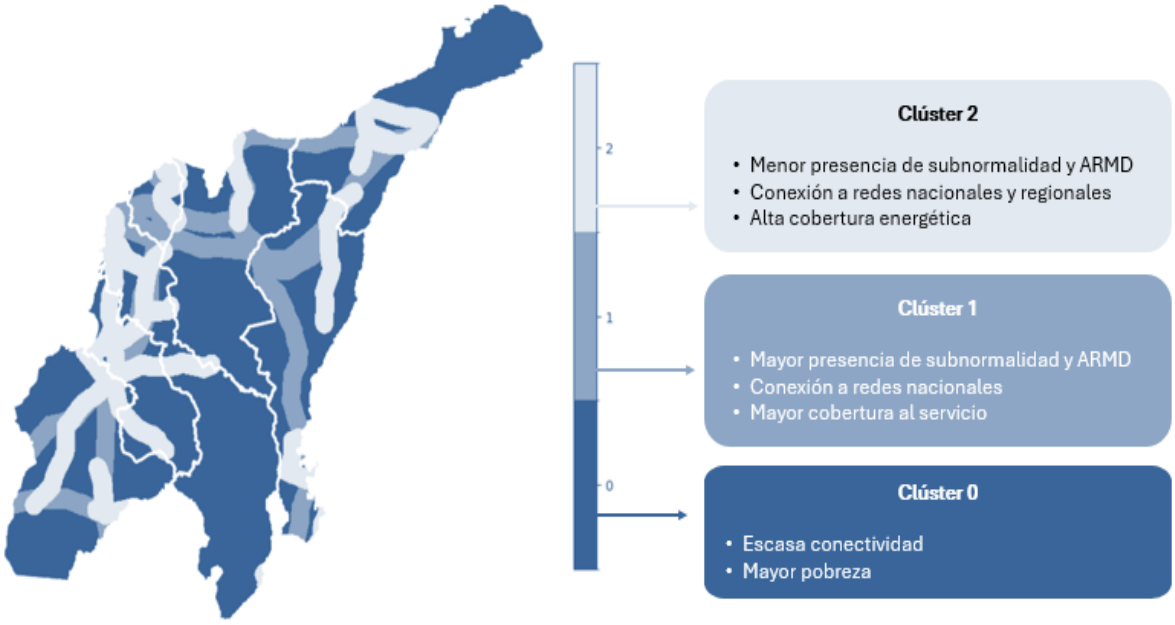
El Clúster 1 agrupa territorios que, si bien cuentan con conexión formal a redes nacionales, presentan mayor presencia de subnormalidad y ARMD, lo que puede generar presiones adicionales sobre la red y generar diferencias en la calidad del servicio.

[16] Ver Anexo 1 para mayor detalle de la metodología.

Por su parte, el Clúster 2 reúne municipios con condiciones relativamente más favorables: menor subnormalidad, conexión a redes nacionales y regionales, y niveles altos de cobertura. Este patrón es más frecuente en municipios con una estructura urbana más consolidada.

En conjunto, los resultados (Figura 6) muestran que el mercado es estructuralmente heterogéneo, en el que coexisten realidades energéticas y socioeconómicas distintas que condicionan la demanda, la operación y la sostenibilidad del servicio. Esta evidencia respalda la necesidad actual de avanzar hacia modelos diferenciados de atención e intervención, capaces de responder a la variedad de contextos locales y de mejorar la pertinencia de las soluciones propuestas.

Figura 6: Resultados del ejercicio de clústeres en la región Caribe



Fuente: Elaboración propia.

4. Modelos de prestación del servicio para el mercado del Atlántico, La Guajira y Magdalena

Esta sección del informe expone las propuestas para estructurar la prestación del servicio con base en los resultados del análisis de clúster y en los factores que determinan la oferta y la demanda.

4.1. Barrios sin normalizar

Los barrios subnormales corresponden a asentamientos en cabecera urbana definida como clientes no conectados a la red por medio de activos propiedad o mantenidos por el OR. En la práctica son usuarios de bajos recursos, desplazados por su condición socioeconómica de su lugar de origen o por la violencia.

La Ley 812 de 2003 creó la figura de los barrios subnormales con objetivos de:

- legalización de usuarios,
- la optimización del servicio; y
- la reducción de pérdidas no técnicas.

Y, para alcanzar estos objetivos autorizó a la CREG la creación de un esquema diferencial de prestación del servicio donde se permitieran iniciativas como "*esquemas de medición y facturación comunitaria, utilización de proyecciones de consumos para facturación, esquemas de pagos anticipados del servicio, y períodos flexibles de facturación*." [Artículo 64 Ley 812 de 2003, que continúa vigente] y reformas en las actividades de prestación del servicio como "*esquemas diferenciales de prestación del servicio en generación, distribución, comercialización, calidad, continuidad y atención del servicio*."

En el Decreto 3735 de 2003, el Ministerio de Minas definió los barrios subnormales como:

"*Es el asentamiento humano ubicado en las cabeceras de municipios o distritos servidos a través del sistema interconectado nacional que reúne las siguientes características: (i) que no tenga servicio público domiciliario de energía eléctrica o que este se obtenga a través de derivaciones del sistema de distribución local o de una acometida, efectuadas sin aprobación del respectivo operador de red y (ii) que no se trate de zonas donde se deba suspender el servicio público domiciliario de electricidad, de conformidad con el artículo 139.2 de la Ley 142 de 1994, las respectivas normas de la Ley 388 de 1997, donde esté prohibido prestar el servicio según lo previsto en el artículo 99 de la Ley 812 de 2003. Corresponde al alcalde municipal o distrital o a la autoridad competente, previa solicitud por parte del operador de red, conforme con la Ley 388 de 1997, clasificar y certificar la existencia de los barrios subnormales, dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de la respectiva solicitud*".

La labor de las alcaldías en la prestación del servicio en los barrios subnormales es crítica, de hecho, el Decreto 388 de 2007 en su Artículo 7º establece dos funciones de las alcaldías, además de su certificación, a saber:

- "Los municipios son los responsables de la prestación directa del servicio público de energía eléctrica en los casos previstos en el artículo 6° de la Ley 142 (cuando no haya operadores que lo puedan hacer de manera económica); y

- "Si la respectiva alcaldía municipal o distrital, no manifiesta en forma expresa su solicitud para que el OR proceda a normalizar las redes de un barrio subnormal, o habiéndolo hecho, no ejecuta las acciones necesarias para que la normalización sea posible, la alcaldía municipal o distrital, será el prestador del servicio según lo dispone la ley."

Es decir que un barrio por normalizar, si no se normaliza, debe ser responsabilidad del municipio.

Pero la Ley insiste en darles un tratamiento diferente a los barrios subnormales, reconociendo las diferencias en la prestación del servicio en estos lugares. El Decreto 1513 de 2016, en su Artículo 8, permite que el ministerio desarrolle esquemas diferenciales para la cobertura del servicio en el SIN (y en ZNI) en barrios subnormales.

La lógica de la ley colombiana en este caso es clara, las condiciones de demanda y oferta del mercado y los efectos de normalizar un barrio son muy locales, muy asociados al bienestar de un grupo de usuarios en una situación de precariedad que el suministro eléctrico les puede permitir aumentar productividad en el trabajo, dar oportunidades de estudio, etc. La normalización y sostenibilidad del modelo normalizado es apremiante en la Región Caribe por la alta incidencia de estos barrios en la región.

Los barrios subnormales son certificados por los alcaldes y, según información de la SSPD, en el mercado de Caribe Sol se ubican en los siguientes emplazamientos.

Figura 7: Barrios subnormales en el mercado de Caribe Sol

Fuente. SSPD.

4.1.1. Modelo Empresarial

Actualmente, los Operadores de Red (OR) no están obligados a administrar, operar, mantener ni reponer los activos de uso que conforman la red de uso general en los barrios

subnormales, según lo establecido en el Decreto 4978 de 2007. Esta responsabilidad recae en las alcaldías. Sin embargo, los OR sí deben cumplir los estándares de calidad definidos por la CREG, que son los mismos aplicables al resto de los usuarios.

A continuación se presentan algunos modelos exitosos que lograron resultados significativos, pero que se han descontinuado por falta de continuidad institucional.

4.1.2. Modelos exitosos

Aunque varios OR han alcanzado avances importantes en la normalización de barrios dentro de sus zonas de operación, los casos más destacados a gran escala han sido el modelo desarrollado por Unión Fenosa en Electricaribe y el implementado por la Compañía Energética de Occidente en el Cauca[17].

Electricaribe: Energía Social

En este modelo la empresa recurrió al beneficio del FOES que estaba tasado en un subsidio adicional para el estrato 1 de, entonces, 42 $/kwh. El cliente con deuda existente no veía el beneficio en su factura corriente sino en la reducción de la deuda por este monto. El efecto del FOES es la reducción del costo de la energía y la reducción de la deuda lo que tiene un efecto sobre el índice de recaudo.

La operación comercial se contrató con Pymes de empresarios de la región que contrataban trabajadores de los barrios subnormales. Las Pymes se encargaban de la gestión comercial en los barrios; lectura de medidores, atención al cliente, reparto de facturas, gestión de cobro, corte a los morosos, reconexión, revisión de instalaciones, detección de fraude y normalización del servicio.

La capacitación del personal estaba a cargo del OR en alianza con el SENA en temas técnicos y comerciales. El OR también prestaba especial atención al desarrollo comunitario y social con personal experto en trabajo comunitario que soportaba el trabajo de socialización de acuerdos, capacitación, formación de la comunidad en uso racional de la energía y en las características del servicio.

El contrato de prestación se asimilaba a un Acuerdo de Suministro de Energía con participación del alcalde, el suscriptor comunitario (representante de la comunidad) y el comercializador. El acuerdo se presenta a la asociación de municipios y se crea un acuerdo comunitario sobre el cual se establece: i) la forma de facturación, ii) la forma de medición, iii) los períodos de continuidad, iv) las formas de pago y v) el pago de cartera.

A las Mipymes se las contrata para las funciones detalladas arriba y los ORs aportan a las Pymes acompañamiento permanente.

[17] Ver (Guerra, Mantilla, & Cadena, 2006) y (Serrano Rueda, 2019).

El gobierno nacional colaboraba con los subsidios del FOES, PRONE y del Fondo de Solidaridad, además de la colaboración del SENA y de recursos del FOMIPYME (Ley 590 de 2000).

El modelo de gestión tenía tres fases:

Diseño: Certificado de zonas especiales, registro ante SSPD, contratación Mipyme, capacitación Mipyme.

Construcción: normalización de redes e implementación operación comercial; y

Operación: aplicación del FOES, medición y facturación comunitaria, operación Mipymes, adopción de tecnología, programas de uso racional de la energía.

Los resultados del modelo fueron muy exitosos y en su evaluación se constató que es fundamental la implicación de gobiernos nacionales, gobiernos locales, OR, Mipymes y comunidad.

A pesar de los logros del modelo varios factores se juntaron para que el modelo no continuara su consolidación:

Primero: el FOES era con recursos de las rentas de congestión que han ido cayendo en el tiempo y la compensación por Presupuesto (Decreto 111 de 2012) no ha sido suficiente;

Segundo, el riesgo de cartera se amplió a todo el mercado con lo cual la particularidad de la zona especial terminó;

Tercero, con la consolidación de todas las sociedades en un solo grupo con la llegada de Gas Natural; y

Cuarto, la normalización conlleva costos adicionales para el usuario (pe. Alumbrado público, tasas de seguridad, etc.).

CEO en el Cauca

Otro proyecto que ha tenido cierto éxito ha sido el de la Compañía Energética de Occidente en el Cauca, en particular en barrios subnormales de Popayán. La empresa buscó un modelo sostenible para normalizar 41 asentamientos en Popayán. La estrategia tenía varias fases, pero se basaba en el diálogo con las comunidades, articulación con entidades gubernamentales y de control y de policía para permitir acceso a los asentamientos.

El proceso comparte aspectos de la estrategia con el programa de Electricaribe, pero es conveniente resaltar el proceso de socialización con autoridades municipales, personería, líderes sociales, entes de control y comunidad. Además, se utilizó infraestructura moderna

para medida (centralizada) y red, redes trenzadas,[18] transformadores auto protegidos y medidores inteligentes. Este último permite adaptar la facturación a los ciclos de ingresos del cliente y utilizar post o prepago.

El otro aspecto del que se debe aprender, al igual que con Electricaribe, es la participación de múltiples partes:

- Ministerio de Minas y Energía: financiación de PRONEs;
- Oficina Asesora de Planeación de la Alcaldía para certificación de barrios subnormales;
- Secretaría de Infraestructura y Vivienda de Popayán encargada de validar la información de proyectos de infraestructura y vivienda de Popayán.
- Líderes sociales: interlocutores con la comunidad para la negociación del proceso de normalización en los sectores;
- Entes de control (Personería Municipal, Concejo Municipal, Defensoría del Pueblo, SSPD, Procuraduría)
- Secretaría de Gobierno y Fuerza pública (Policía Nacional y ESMAD): apoyo policivo en aquellos sectores más críticos que se oponían a la normalización, después de haber efectuado el proceso de socialización y diálogo con los sectores; y
- Divulgación en medios de comunicación.

Otro aspecto interesante fue la introducción del programa "el cambiatón" en el que se remplazaron bombillos incandescentes por LEDs.

Los resultados han sido elocuentes al normalizar 41 barrios, 2.685 predios, el recaudo aumentó sustancialmente, el consumo medio por usuario se redujo, etc. Sin embargo, tenemos entendido que los resultados del modelo no han mejorado desde los iniciales y algún retroceso se ha experimentado en los últimos años.

4.1.3. Propuesta de Modelo

El modelo empresarial que mejor ha funcionado en los barrios subnormales es un modelo descentralizado con participación de varios entes en diferentes aspectos de la prestación del servicio. Pero las lecciones aprendidas es que la transición a la normalización es compleja. A continuación, se listan los obstáculos del modelo y su posible solución.

[18] Las redes trenzadas son menos susceptibles de manipulación de terceros, menores costos de mantenimiento, menos expuestas a interrupciones por vegetación y menores pérdidas técnicas.

Responsabilidad de la prestación del servicio

El servicio en estos barrios tiene unos elementos diferenciales en cuanto a facturación, medición y recursos del FOES como subsidios adicionales de la demanda. Tradicionalmente ha supuesto un modelo embebido en el modelo del OR, pero que arranca con problemas por la simple razón que los usuarios de los barrios subnormales no están conectados a la red del OR y no son, en términos legales, sus usuarios.

Por ese motivo la prestación del servicio recae en la Alcaldía que debe buscar quien preste el servicio en estos barrios y, de no encontrarlo, prestarlo ella misma. Sugerimos que ese acto se haga de una manera más formal que la actual, en la que se detallen los compromisos de las distintas partes involucradas por medio de un contrato formal, más parecido a un modelo de concesión para así determinar quién es el dueño de los activos y las responsabilidades de las partes.[19]

Agentes intervinientes: rol y responsabilidades

Como ha podido comprobarse en los ejemplos presentados, la participación de múltiples actores locales, regionales y nacionales es muy importante. Aquí se presentan con sus responsabilidades.

Gobierno Nacional

Pone los recursos que se otorgan a todos los ORs sin un tratamiento específico para la región. Así, el MME otorga los subsidios para la normalización de redes en baja tensión de recursos del programa PRONE y los subsidios del FOES. La SSPD vigila la prestación del servicio. La CREG debe regular con carácter singular la prestación del servicio en estas zonas, buscando incentivar la medición en la modalidad de prepago, creando un sistema de riesgo de cartera que minimice el impacto sobre los usuarios que pagan.[20]

También sería conveniente que el MME permitiera la financiación de contadores prepago o contadores inteligentes (para su utilización en los medidores comunitarios) a través de sus programas de comunidades energéticas porque, por el limitado espacio común, o la calidad de los tejados las soluciones de techos solares son limitadas en estos barrios y las soluciones del programa Colombia Solar son, asimismo, de poca aplicabilidad a los mismos.

---

[19] En el pasado han existido controversias respecto de estos derechos de propiedad y es recomendable que en el proceso de liquidación de la empresa queden claramente establecidos.

[20] Uno de los problemas de la regulación es que se imputan costos de un usuario (pérdidas no técnicas, impago) a los demás usuarios de los mercados. Lo más razonable es cobrar a cada usuario su costo o intentar repartirlo entre una mayor masa de usuarios. Esto es posible posponiendo la recuperación de estos costos en función de un mayor recaudo (en lugar de un menor recaudo).

Alcaldía

Certificación del barrio, habilitación de espacios comunes (vías, aceras, alumbrado público, etc.), asignación de la responsabilidad de la prestación del servicio al OR designado por medio de un contrato de concesión donde las responsabilidades queden establecidas. Asimismo, a través de la secretaria de gobierno, la alcaldía colabora con la fuerza policial para la protección de las cuadrillas y los procesos de desconexión, reconexión de usuarios.

La alcaldía tiene un papel fundamental en facilitar la interacción empresa-comunidad y debe elaborar los contratos para la prestación del servicio en estos barrios.[21]

Gobernación

Los barrios subnormales se ubican en municipios de gran tamaño en la región donde la capacidad institucional es superior a la de municipios más pequeños. Pero la presencia de más de un municipio en el departamento con barrios subnormales y el hecho que el OR del departamento sea el candidato natural para prestar el servicio por designación de la alcaldía hace que la colaboración y coordinación del departamento sea fundamental.[22]

Personero, defensoría del pueblo

Por sus funciones de protección de la comunidad debe trabajar en cercanía con las empresas que presten el servicio.

Mipymes

Como el trabajo con la comunidad debe ser permanente es clave que la comercialización de energía tenga un componente muy importante de trabajadores de la comunidad, organizados como Pyme y que subcontraten los servicios de medición, atención al usuario, facturación, recolección de facturas y, labores comerciales con la comunidad.

Las Mipymes pueden recibir financiación de, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo a través del programa MiPymes y del SENA para formación de personal.

Distribuidor Comercializador

Consideramos que el candidato natural para prestar el servicio en estos barrios es el OR del departamento, pero con cuentas separadas del OR departamental. La razón es que el tipo de subsidios de oferta (PRONE, instalaciones internas, electrodomésticos) debe estar claramente diferenciada y los activos del OR o que hayan sido cedidos por subvenciones

[21] Podría decirse que la capacidad institucional de las alcaldías puede verse desbordada, pero los barrios subnormales suelen ubicarse en las grandes ciudades de la región, primordialmente en Barranquilla, Santa Marta y Riohacha.

[22] La experiencia del modelo emprendido por la Gobernación del Atlántico con la empresa de acueducto nos ha sido citada en varias discusiones como un modelo del cual vale la pena aprender.

también. También se deben considerar las aportaciones del municipio en forma de subvenciones o como capitalización de la empresa departamental.

En el estudio anterior sobre propuestas de prestación del servicio en la región Caribe que realizó este equipo de trabajo "Recomendación para la racionalización de las tarifas de energía en la Región Caribe"[23] documentábamos como la prestación del servicio en estos territorios tiene una alta densidad, pero un bajo número de usuarios y esto requiere un costo de funcionamiento alto y un costo de inversión bajo. Este tipo de tecnología requiere explotar economías de alcance que podrían establecerse si la empresa que presta el servicio es una empresa multiservicio.

Sería entonces recomendable que las empresas de agua, alcantarillado, gas natural, telefonía y electricidad establecieran alianzas para prestar el servicio en estos barrios y optimizar sus costos comunes de facturación, atención al cliente, etc. La alcaldía puede coordinar la creación de estas alianzas.

En el pasado Unión Fenosa desarrolló planes para mejorar instalaciones internas en los barrios subnormales. Esto permitía aumentar la seguridad de los usuarios, aumentar la calidad de la tensión, establecer una relación de confianza con la comunidad, mejorar el uso de la energía, etc.

Dependiendo del costo esto puede ser asumido por las empresas prestadoras del servicio a través de sus programas de responsabilidad social y exento de impuestos.

Elección del OR del Barrio

Ya hemos dicho que el OR natural es el del departamento sobre la base de un contrato en el que se establezcan las responsabilidades de las partes. En el proceso de adjudicación al OR del departamento se deben contemplar los aportes de capital que haga cada municipio a los barrios subnormales, además de los activos que ceda la Nación a los departamentos.

Como la prestación del servicio es una responsabilidad de la alcaldía lo más sensato es que el servicio se preste bajo la modalidad de concesión que establece la Ley 143 de 1994 con un modelo que recoja elementos económicos y de méritos.

4.1.4. Tarifas

La empresa estará a cargo del suministro de energía que no debería ser muy costoso porque los elementos de la red de distribución serán financiados por el PRONE, con lo cual será el cargo de comercialización y la generación y transmisión las que deban sufragarse por el

[23] Disponible en https://www.fundesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2024/01/RECOMENDACIONES-PARA-LA-RACIONALIZACION-DE-LAS-TARIFAS-DE-ENERGIA-EN-LA-REGION-CARIBE.pdf

usuario con los subsidios del FOES y del Fondo de solidaridad de la Ley 142 de 1994. El cargo D y el cargo C de los barrios puede ser inferior al del resto del departamento.

Se debe buscar que el riesgo de cartera se pague con la mejora del recaudo y no se convierta en la espiral habitual que lleva a que el riesgo de cartera lleve a un mayor cargo de comercialización y a un mayor riesgo de cartera. El riesgo de cartera debe reconocerse en una cuenta aparte que se vaya recuperando con mayor demanda no con menor demanda.

4.1.5. Separación contable

Estos esquemas de prestación del servicio requieren completa transparencia de parte de la empresa para que pueda documentarse los bienes financiados por PRONE, cedidos por la Alcaldía, los subsidios, etc.

Por eso se requiere que la empresa que lo lleve a cabo tenga una separación contable total.

4.1.6. Transición a la normalización

Los ejercicios de normalización han tenido algunos problemas de continuidad, porque los costos de la normalización son altos para los usuarios. Una vez normalizados comienzan a pagar los demás cargos que pagan los demás usuarios. Proponemos que el esquema tenga un período de gracia de entre 5 a 10 años antes de entrar en vigor la normalización tarifaria y la integración del Barrio en el OR departamental.

4.2. Zonas de Alta Dispersión

Uno de los mercados que consideramos necesario separar de las operaciones tradicionales del distribuidor-comercializador es lo que se denomina Áreas Rurales de Menor Desarrollo que hemos dado en llamar Zonas de Alta Dispersión para abarcar la nueva definición de éstas que debe sacar al Ministerio de Minas y Energía.

4.2.1. Definición y ámbito geográfico

Las Áreas Rurales de Menor Desarrollo se establecieron, por primera vez, en la Ley 812 de 2003 (Ley del Plan de la primera administración Uribe). La Ley buscaba crear un modelo de prestación del servicio diferente para esos mercados (incluidos los barrios subnormales y las zonas de difícil gestión). La Ley les dio la posibilidad de recibir subsidios adicionales a través del Fondo de Energía Social (FOES).

Las Áreas Rurales de Menor Desarrollo están definidas de la siguiente manera:

"Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD): correspondientes a las áreas del sector rural de un municipio o distrito que presentan un índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) superior a 54.4 y que además están conectadas al circuito de energía eléctrica. Creadas por la Ley 812 de 2003 y certificadas por los alcaldes."

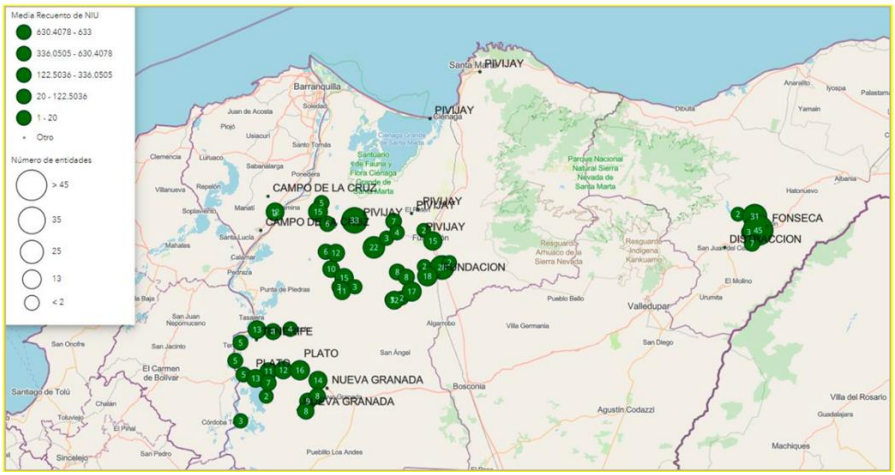
Desde el año 2020, se ha buscado focalizar de mejor manera el FOES y el ministerio reparó en que la nueva metodología del DANE para calcular el NBI (del año 2018) reducía de manera sustancial el número de beneficiarios del FOES. El Ministerio ha buscado subsanar este problema (Decreto 278 de 2020) buscando un indicador que refleje de manera adecuada la realidad socioeconómica del país.

Así, en un borrador de decreto se quiso sustituir dicha definición por la siguiente:

"Área Rural de Menor Desarrollo: Es el área perteneciente al sector rural de un municipio o distrito que reúne las siguientes características: (i) que el indicador final de la Medición del Desempeño Municipal - MDM publicado por el Departamento Nacional de Planeación – DNP, se encuentre clasificado en los rangos de MDM medio (promedio de los municipios) o bajo (menos de 50 pts.), en su último informe publicado y (ii) esté conectada al circuito de alimentación por medio del cual se le suministra el servicio público de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional - SIN."

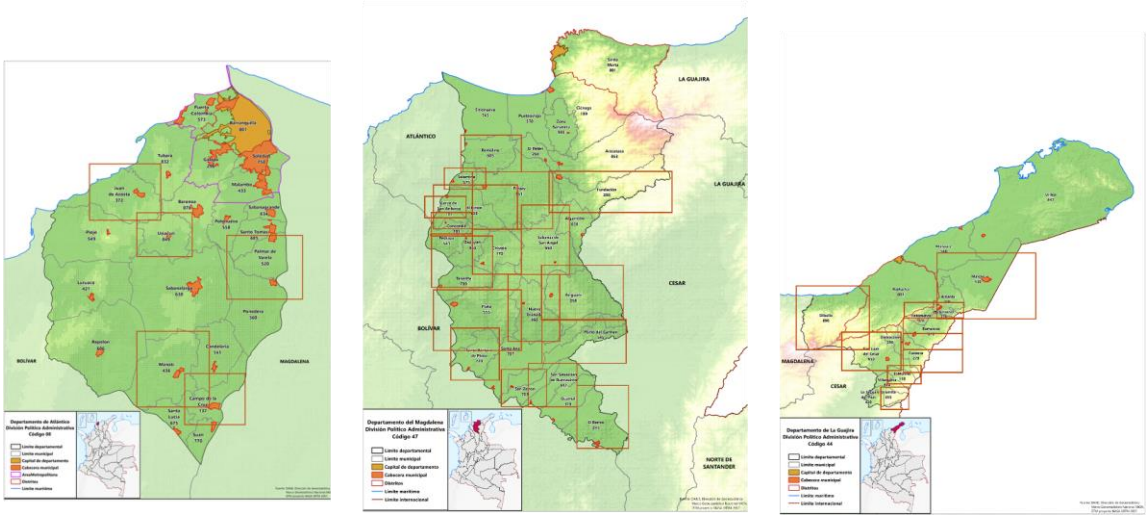
Sin entrar a cuestionar la relevancia del indicador MDM—que no incluye datos eléctricos más allá de la cobertura en el municipio—más pensado para el subsidio FOES, para nuestro propósito es más relevante una definición de un mercado por dispersión, energía por usuario, etc. Por eso definimos un modelo denominado como Zona de Alta Dispersión que proviene de los datos de oferta y demanda de los municipios interconectados el SIN y que cubre el sur del departamento del Magdalena y el sur de La Guajira. Su localización puede apreciarse en la Figura 8. Puede verse cómo estas áreas se concentran en los municipios que hemos identificado y cuyo mapa puede observarse en la Figura 9.

Figura 8: Áreas Rurales de Menor Desarrollo en el mercado de Caribe Sol



Fuente. SSPD.

Figura 9: Zonas de Alta Dispersión Atlántico, Magdalena, La Guajira



Fuente. Ver texto.

Puede verse que Atlántico tiene menos municipios en la situación de dispersión y son vecinos de Magdalena donde la parte sur del departamento es de una muy alta dispersión, al igual que la mayoría de La Guajira, con excepción de Riohacha.

Proyectos Piloto

Como el modelo de ZAD es muy novedoso es mejor incluir algunos proyectos piloto en lugares donde, además de los criterios de selección utilizados, tengan:

- Una alta proporción de usuarios rurales (más del 30%); y
- Una baja cobertura rural (por debajo del 70%).

Esto reduce los municipios identificados, inicialmente a un par de proyectos piloto en:

La Guajira: Dibulla y San Juan del Cesar;[24] y

Magdalena: Chivolo y Sabanas de San Ángel.[25]

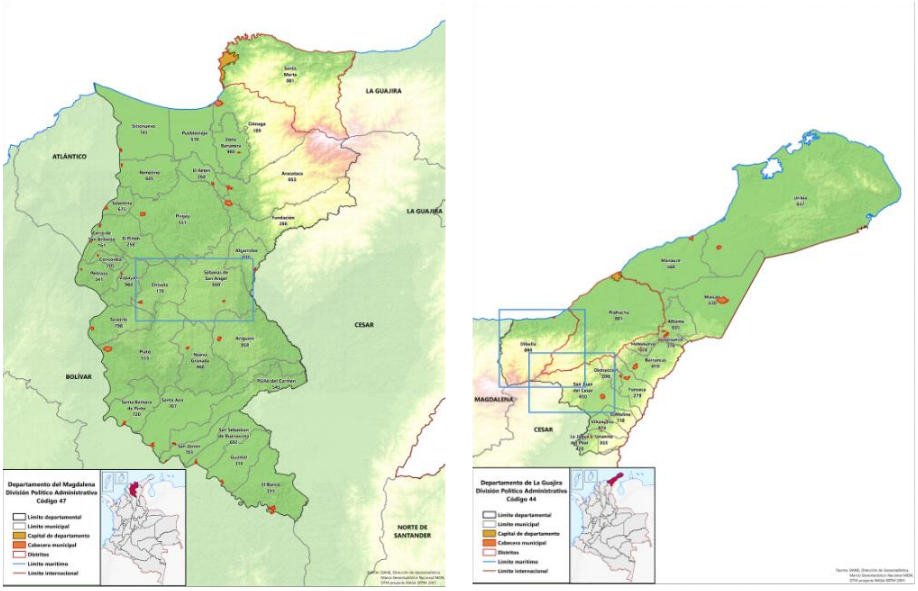
Además, estos municipios coinciden en concentrar una muy alta pobreza energética, alcanzando el 52% en Dibulla, el 38% en Sabanas de San Ángel, el 37% en San Juan del Cesar, y el 33% en Chivolo (nivel alto).

---

[24] Estos dos municipios, además de Fonseca, son los tres municipios en La Guajira que han sido identificados como municipios PDET (Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial) que son un instrumento especial de planificación y gestión a 15 años, que tienen como objetivo estabilizar y transformar los territorios más afectados por la violencia, la pobreza, las economías ilícitas y la debilidad institucional.

[25] En el departamento de Magdalena, los municipios PDET son Aracataca, Ciénaga, Fundación y Santa Marta. En los municipios PDET el MME tiene la obligación de crear nuevos usuarios con servicio de energía y dejar capacidad instalada de fuentes no convencionales de energía y de soluciones híbridas (al igual que en las Zonas No Interconectadas)

Figura 10: Proyectos Piloto: Zonas de Alta Dispersión



Fuente. Ver texto.

Las Zonas de Alta Dispersión se caracterizan por:

- Conexión precaria al SIN (circuito único o extenso);
- Pocos usuarios por km^2 de municipio;
- Bajo consumo por usuario;
- Baja calidad;
- Suministro eléctrico discontinuo; y
- Baja capacidad de pago.

Al igual que con los barrios subnormales, la Ley autoriza a la CREG a diseñar un esquema diferencial de prestación del servicio donde se permitieran iniciativas como "*esquemas de medición y facturación comunitaria, utilización de proyecciones de consumos para facturación, esquemas de pagos anticipados del servicio, y períodos flexibles de facturación*." [Artículo 64 Ley 812 de 2003, que continúa vigente] y reformas en las actividades de prestación del servicio como "esquemas diferenciales de prestación del servicio en generación, distribución, comercialización, calidad, continuidad y atención del servicio."

Aprovechando esta situación es posible elaborar unas propuestas de prestación del servicio más orientadas a las características del mercado.

Modelo Sub-Redes

El modelo que vale la pena analizar para estos casos es lo que se denomina modelo sub-red (under-grid). Este modelo viene de la literatura de concesiones, que se ha utilizado con

variado éxito en América Latina y África[26] y comparte algunos elementos con el modelo de Comunidades Energéticas que se ha desarrollado en Colombia.

El modelo under-grid se diseña para comunidades que están en el territorio de servicio del OR, pero que reciben un servicio, poco confiable, inconsistente y de baja calidad.[27] Estos consumidores suelen no estar muy presentes en los modelos tradicionales de prestación del servicio porque ya tienen cobertura y están conectados, nominalmente, al sistema en comparación con los de Zonas no Interconectadas.

En estos mercados las tasas de recaudo son bajas, la medición no es habitual y las empresas incurren costos que no son recuperados, llevando a que las autoridades paguen subsidios o a que la empresa pierda dinero por estos usuarios.[28] Los usuarios terminan por recurrir a generadores locales que son costosos, ruidosos y contaminantes para compensar el mal servicio.

Se considera que el desarrollo de mini-redes puede ayudar a mejorar la gestión de estos territorios y reducir costos. Una mini-red es un territorio dentro del territorio del OR que puede compartir activos con el OR. Los usuarios de estos territorios pueden ya estar conectados o no y, en los proyectos piloto identificados existen clientes de los dos tipos.

Existen diferentes modelos de sub-redes, desde uno en el que la red es una isla hasta un modelo interconectado. En este último la mini-red podría vender excedentes de energía a la red a través de contratos tipo PPA o tomar energía de la red, dependiendo del balance de energía.

La oportunidad de un nuevo modelo surge por las nuevas tecnologías descentralizadas y aisladas, junto con la existencia de recursos distribuidos. En el caso que nos ocupa la integración de estas mini-redes con la red del OR aumentará resiliencia y la integración de recursos distribuidos, participación de la comunidad, mayor medición de uso de la energía, etc.

El modelo para que funcione ha sido analizado para países de África y se han identificado los pilares de su diseño:[29]

- Compromiso con servicio universal: lo que requiere un compromiso de permanencia y no enfocarlo en soluciones coyunturales;

- Integración de soluciones de red y fuera de red (extensiones de red, min-redes y sistemas aislados). Esto requiere planeación integrada de soluciones y modelos de negocio pensados en el usuario.

[26] Ver, por ejemplo, el informe de concesiones del Banco Mundial (Gupta, Loew, & Bui, 2025).
[27] Ver, por ejemplo, (Graber, Mong, & Sherwood, 2018).
[28] En Nigeria, país donde se han implementado algunos experimentos interesantes, el recaudo no llega al 35% de los costos.
[29] Ver, por ejemplo (Pérez-Arriaga, 2023)

- Modelo viable para el distribuidor. Esto requiere una concesión para seguridad legal y la participación de inversionistas externos y, probablemente, privados más subsidios para cerrar la brecha entre costos y tarifas.

- Enfoque en el desarrollo económico para asegurarse que la electrificación produce beneficios socioeconómicos.

El modelo debe estar concebido para que funcione y, en el caso de una interconexión plena, se convierta en parte del modelo del OR del departamento. Pero, en el ínterin, debe contar con autonomía y sostenibilidad financiera lo cual requiere de un modelo comercial y regulatorio apropiado.

El modelo requiere una empresa como el responsable de la provisión del servicio (no personas naturales) porque cuando la propiedad se dispersa suele no funcionar por problemas de coordinación y de derechos de propiedad. El modelo requiere no solo de la instalación de la infraestructura sino, de manera crítica, de su operación y su mantenimiento lo cual requiere que haya sostenibilidad e incentivos a lo largo del tiempo.

La sostenibilidad implica conexión a la red del SIN para dar resiliencia al modelo. Esto significa que la micro-red debe verse como un complemento de la red principal para beneficiarse de la operación diversificada y en dos niveles: centralizado y descentralizado. Sostenibilidad también implica que el servicio se remunere con los aportes de los usuarios.

La organización regulatoria implica la creación de dos roles diferentes:

- El prestador de última instancia: que es el agente que presta el servicio cuando el prestador entra en disolución; y

- El prestador por defecto: el responsable de que el servicio se preste en situaciones normales. El prestador por defecto es el responsable de la instalación y operación de la solución interconectada. Para la instalación de otros elementos, como mini-redes se puede seleccionar un prestador más local por medio de concursos.

Pero esta empresa no tiene por qué ser la que preste el servicio de la min-red y, de hecho, es prudente que esté separada porque el modelo de negocio es diferente ya que se requiere de un trabajo comunitario que a un OR le puede resultar muy costoso. Es factible que la prestación del servicio se haga por medio de alianzas locales entre un OR que se encarga de la compra de energía en bloque y la mini-red que compra energía de respaldo, pero esto no significa que debería ser la misma empresa.

Para que el modelo tenga sentido es necesario explotar la complementariedad de la mini-red y la red, así como de las soluciones aisladas. Esto requiere de un plan de inversiones costo-eficiente que se desarrolle de manera integrada con el OR.

Los proponentes de estos modelos consideran que un modelo privado de concesiones es posible de implementar. Si el esfuerzo inversor es muy grande, una concesión de largo plazo

en el que se establezcan las responsabilidades es necesario. En la concesión los activos se deben devolver al final de la concesión al dueño.

El Banco Mundial en su informe de concesiones identifica 4 casos en África que han funcionado bien (Camerún, Costa de Marfil, Gabón y Uganda). El Banco identifica los siguientes factores para su éxito:

- Viabilidad financiera: que viene de balancear objetivos socioeconómicos y un retorno para la empresa, por medio de subsidios y tarifas bien diseñadas. Esto implica adherirse a un calendario de pagos y un flujo de caja predecible.

- Apoyo previo a la inversión: el período pre-inversión requiere una participación activa de las autoridades. La información necesaria debe ponerse a disposición de los candidatos a la concesión para que puedan hacer su debida diligencia.

- Claridad de derechos y responsabilidades: el contrato de concesión debe ser muy completo y prever contingencias o mecanismos para su resolución. La regulación también debe aplicar como un elemento adicional de gestión de riesgos de la concesión.

4.2.2. Propuesta de Modelo

Creemos que este modelo de mini-redes complementando la conexión al STN es una buena manera de mejorar la prestación del servicio en zonas dispersas. Pero, para ver su funcionamiento hemos seleccionado los municipios para trabajar en proyectos piloto en estas zonas.[30]

4.2.3. Responsabilidad de la prestación del servicio

El servicio en estos municipios, al igual que en los barrios subnormales, debe concebirse desde abajo hacia arriba. Esto implica que debe involucrarse a la comunidad y debe ser la alcaldía la responsable de la prestación del servicio como lo es en el caso de las Áreas Rurales de Menor Desarrollo.

Para el desarrollo de infraestructura distribuida en estos municipios es necesario que se subvencionen paneles solares, baterías y soluciones de eficiencia energética que están cobijadas por la Ley 1715 de 2014. El Decreto de Comunidades Energéticas, CCEE (Decreto 2236 de 2023) contempla también subvenciones para el financiamiento de inversión, operación y mantenimiento de infraestructura. Asimismo, estos municipios parecen ser terreno fértil para el programa de Colombia Solar.

Es decir, contemplamos la posibilidad de que operen varias comunidades energéticas en estos territorios, pero lo ideal es tener una empresa encargada de la prestación del servicio con

[30] Algunos de los municipios forman parte de los municipios PET y puede tener soluciones energéticas con generación in situ.

alguna participación de los usuarios de la Zona de Alta Dispersión, ZAD, como contribuyentes de los activos que hayan sido subvencionados por la Nación a través del programa de CCEE y de Colombia Solar.

Pero la operación y mantenimiento de todos estos elementos en la ZAD debe estar a cargo de la empresa que preste el servicio. Eso se hace bajo la premisa que la empresa también hará inversión en otras soluciones complementarias a la red y a las CCEE y por eso necesita estar a cargo del servicio.

4.2.4. Agentes intervinientes: rol y responsabilidades

Al ser un modelo pensado de abajo hacia arriba es bueno ahondar en los papeles de los diferentes intervinientes.

Gobierno Nacional

Al igual que en otros modelos, el Gobierno Nacional otorga todos los subsidios sin un tratamiento específico para la región. Así, el otorga los subsidios del FOES y del Fondo de Solidaridad. La SSPD vigila la prestación del servicio. La CREG debe regular con carácter singular la prestación del servicio en estas zonas, buscando incentivar modelos de retribución basados en la sustitución de activos de red.[31]

También sería conveniente que el MME permitiera la financiación de contadores prepago y soluciones de generación a través de sus programas de comunidades energéticas porque el emplazamiento es menos problemático que en los barrios subnormales.

El MME también contribuye a través del programa de CCEE y de Colombia Solar.

Alcaldía

La alcaldía debe certificar la zona, asignar la responsabilidad de la prestación del servicio al mini-OR designado. La alcaldía tiene un papel fundamental en facilitar la interacción empresa-comunidad y debe elaborar los contratos para la prestación del servicio en estos barrios.[32]

Personero, defensoría del pueblo

Por sus funciones de protección de la comunidad debe trabajar en cercanía con las empresas que presten el servicio.

---

[31] Uno de los problemas de la regulación es que se imputan costos de un usuario (pérdidas no técnicas, impago) a los demás usuarios de los mercados. Lo más razonable es cobrar a cada usuario su costo o intentar repartirlo entre una mayor masa de usuarios. Esto es posible posponiendo la recuperación de estos costos en función de un mayor recaudo (en lugar de un menor recaudo).

[32] Podría decirse que la capacidad institucional de las alcaldías puede no ser la adecuada y se necesite colaboración de la gobernación, gobierno nacional para elaborar los pliegos y contratos.

Mipymes

Como el trabajo con la comunidad debe ser permanente es clave que la comercialización de energía tenga un componente muy importante de trabajadores de la comunidad, organizados como Pyme y que subcontraten los servicios de medición, atención al usuario, facturación, recolección de facturas y, labores comerciales con la comunidad.

Las Mipymes pueden recibir financiación de, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo a través del programa MiPymes y del SENA para formación de personal.

Distribuidor Comercializador

Por ser un servicio de alcance municipal también es bueno dar la opción que las empresas de agua, alcantarillado, gas natural, telefonía y electricidad pudieran establecer alianzas para prestar el servicio en estas zonas y optimizar sus costos comunes de facturación, atención al cliente, etc.

4.2.5. Selección del mini-OR

Al tener cierta conexión al SIN lo razonable es que el OR tenga la primera opción para prestar el servicio. Es decir, se puede presentar concurso económico para seleccionar el prestador del servicio, pero se permite al OR hacer una oferta en segunda ronda. Esto llevaría a que en un departamento pueda existir un solo OR prestando el servicio en los BSN, en la ZAD y en el departamento.

De no ser el OR del departamento podrá ser cualquier empresa de servicios públicos y será elegida por la alcaldía del municipio, sobre la base de un concurso de méritos de varias dimensiones, como son la social, técnica y económica.

Como la prestación del servicio es una responsabilidad de la alcaldía lo más sensato es que el servicio se preste bajo la modalidad de concesión que establece la Ley 143 de 1994.

4.2.6. Tarifas

La empresa estará a cargo del suministro de energía que no debería ser muy costoso porque los elementos de generación serán financiados por las CCEE/Colombia Solar, con lo cual será el cargo de comercialización y la generación y redes las que deban sufragarse por el usuario con los subsidios del FOES y del Fondo de solidaridad de la Ley 142 de 1994.

Los subsidios forman parte de la discusión de la empresa tradicional en la sección a continuación.

4.2.7. Separación contable

Estos esquemas de prestación del servicio requieren completa transparencia de parte de la empresa para que puedan documentarse los bienes financiados por CCEE, por Colombia Solar, los activos cedidos por la Alcaldía, los subsidios, etc.

Por eso se requiere que la empresa que lo lleve a cabo tenga una separación contable total.

4.2.8. Transición al OR

Se espera que la mini-red se complemente con la red principal en el mediano plazo.

4.3. Empresa tradicional (OR Departamental)

En Colombia se ha avanzado en la regulación y reestructuración de las empresas Distribuidoras Comercializadoras desde la promulgación de la Ley 142 de 1994. Aunque el proceso ha sido lento y con algunos baches en el camino el sector se ha ido graduando de una regulación muy simple a una más sofisticada con empresas que han mejorado su desempeño paulatinamente. La excepción a esta evolución ha sido el modelo de la región Caribe que, tras varios intentos, no ha logrado demostrar sostenibilidad.[33]

4.3.1. Definición y ámbito geográfico

El modelo de la Región Caribe hace ha modificado en varias ocasiones. Del modelo de las electrificadoras (pe. Electranta, Electribol, Electrifi-Cesar), pasando por el modelo de Caribe y Costa de Reliant-Electricidad de Caracas, de las empresas Electricaribe, Electrocosta, energía Confiable, Energía Empresarial de Unión Fenosa al modelo de Electricaribe de Gas Natural-Naturgy y culminando con el modelo de Caribe Mar (Afinia) y Caribe Sol (Air-e), los modelos implantados han demostrado no ser sostenibles. Ha existido propiedad pública, privada, múltiples subvenciones, planes de inversión, etc. pero un modelo exitoso sigue siendo un asunto pendiente en la región.

Nuestro análisis ha encontrado que las condiciones de la demanda en la región son las más heterogéneas dentro de los mercados nacionales y que el modelo regulatorio más utilizado, hasta la fecha, es un modelo impuesto de arriba hacia abajo. Es decir, se dicta regulación, subvenciones, pero no se comprende la dinámica regional, ni mucho menos la local. Por eso consideramos que es necesario entender la dinámica de los mercados locales e involucrar a sus principales actores.

Esto implica que la solución del problema de la prestación del servicio en la región debe venir de los gobiernos regionales y de los gobiernos locales. Los nuevos modelos que estamos proponiendo, Barrios Sin Normalizar y Zonas de Alta Dispersión, tienen estas características:

- Responsabilidad de las alcaldías municipales en la prestación del servicio, sobre todo en el caso de los Barrios Subnormales;
- Subvención de oferta de las alcaldías y los departamentos;

[33] La crisis del Covid también tuvo un efecto importante que se materializó en la Opción Tarifaria, muchas de las empresas ya han salido del cobro de la Opción y sólo Afinia tiene cantidades importantes por recuperar, La crisis actual viene del pago tardío de los subsidios y debe entenderse dentro del contexto fiscal de Colombia y no del modelo regulatorio de la Ley 142 de 1994.

- Trabajo con la comunidad en la creación de pymes que puedan colaborar en modelos de alta utilización de mano de obra;
- Trabajo con la policía y autoridades judiciales para la prestación del servicio;
- Trabajo con personeros municipales, defensores del pueblo, etc.;
- Colaboración en educación ciudadana con los ORs;
- Capacitación en colegios e instituciones de enseñanza sobre el uso racional de la energía;
- Trabajo en cultura ciudadana en la cultura de pago;
- Pago de las deudas vigentes con los prestadores del servicio de instituciones oficiales.

Con este tipo de colaboración y con la segmentación que hemos propuesto el OR destinado el mercado actual, pero sin barrios sin normalizar o Zonas de Alta Dispersión, debería ser viable porque los subsidios nacionales (Fondo de Solidaridad, FOES; Comunidades Energéticas) deberían ser suficientes en mercados cuyas características de oferta son más que razonables.

Es cierto, sin embargo, que se requieren de inversiones importantes en STR que deberán ser identificadas por la UPME y realizadas por los Operadores de Red o, en caso de su no participación, por un tercero. Consideramos que darle la opción el OR es importante para facilitar el acceso a su red y para mantener la integridad de la red, aunque es importante que la decisión de participar se declare de manera temprana para que la obra no se retrase.

Existe la posibilidad[34] de que estas obras salgan a convocatoria en las cuales el OR podría presentarse como cualquier tercero (al igual que ocurre con el STN). La ventaja de esto es que los precios que salgan serían más competitivos y se reflejaría en menores tarifas. La desventaja es que el OR dificulte el acceso o que se desconfigure su red.

Quizá lo mejor sea asignarlas al OR y remunerar estas inversiones al OR con precios de catálogo y precios de otras convocatorias para tener todos los beneficios.

En el ámbito geográfico, nuestra propuesta, en línea con la visión de hacer un modelo de abajo hacia arriba, es crear ORs departamentales, esto permite:

- Una gobernanza más en línea con la solución de abajo hacia arriba;
- La colaboración de las entidades locales para uso del espacio público para zanjado y adecuación de redes;

[34] Esta idea nos la ha sugerido la Dra Carmenza Chahín a quien agradecemos la sugerencia.

- Una topología de red más óptima que con departamentos asignados bajo el criterio de tarifas similares;[35]

- Una participación más activa de los departamentos;

- Una compensación histórica en la transferencia de los activos;

- Mayor descentralización en el gasto tras lo establecido en el Acto Legislativo (AL) 03/2024 que reformó el Sistema General de Participaciones; y

- La posibilidad de concesionar el servicio por parte de los departamentos.

De esta manera consideramos que los ORs—menos los barrios sin normalizar y las zonas de alta dispersión—tendrán los activos de las tres regiones resaltadas en el siguiente mapa.

Figura 11: ORs tradicionales en el mercado de Caribe Sol

Fuente. Instituto Agustín Codazzi.

4.3.2. Actividades de la Empresa

Para definir cuáles son las actividades que deben desarrollar las empresas que presten el suministro en los tres departamentos, recurrimos a los análisis realizados en la Sección sobre economías de alcance.

No existen mayores problemas competitivos en integrar las actividades de red (T y D), pero los problemas surgen cuando se integran actividades competitivas con actividades reguladas. Ahora bien, la actividad potencialmente competitiva de comercialización puede ser ejercida por el OR ya que se trata de una actividad regulada, pero debe operar de manera transparente y autónoma cuando el cliente cambia de comercializador.

[35] Entendemos que ese fue el criterio para dividir los mercados de Caribe Mar y Caribe Sol por parte de las autoridades.

En aras de mayor competencia es natural que el OR desarrolle la actividad de comercialización a través de una empresa separada contable y legalmente. Esta empresa, independiente, puede desarrollar actividades de generación para beneficiarse del efecto portafolio de tener generación y comercialización a clientes no regulados.

Pero no es necesario que la empresa de distribución tenga generación propia. La razón es doble:

- Primero, no hay beneficios, cuando existe un mercado, a realizar estas actividades al interior de una empresa. No existen economías en tener una actividad, como la de distribución, con características de monopolio natural con una actividad competitiva que operan en eslabones separados de la cadena de producción. Realizar las dos actividades puede ser ineficiente;

- Segundo, aunque existen importantes sinergias en la comercialización si se cuenta con activos de generación, esto ocurre para usuarios no regulados, porque en el modelo en el cual el comercializador es pasivo respecto de vender energía al usuario no se tienen ganancias de suministrar a un usuario, ni riesgos por abastecerlo.[36]

Es cierto que uno de los costos más importantes de la actividad de comercialización regulada es el costo financiero de capital de trabajo. Después de todo, las empresas comercializadoras:

- Financian los subsidios del gobierno: reciben con un rezago de entre 1 y 3 meses el monto que pagan a los generadores, transmisores y distribuidores (sin subsidio) y sólo reciben de los usuarios (con 1-3 meses de rezago) el CU subsidiado. Este costo no se reconoce en la regulación.

- Pagan a la Bolsa y al ASIC los pagos de los Gs, Ts y Ds a mes vencido, pero recaudan con un mayor rezago;

- En los casos de ADDs, el OR superavitario (que cobra una tarifa más alta que su costo para recuperar el costo de los ORs más costosos) paga el dinero facturado por el OR más costoso y pierde el riesgo de cartera del recaudo.

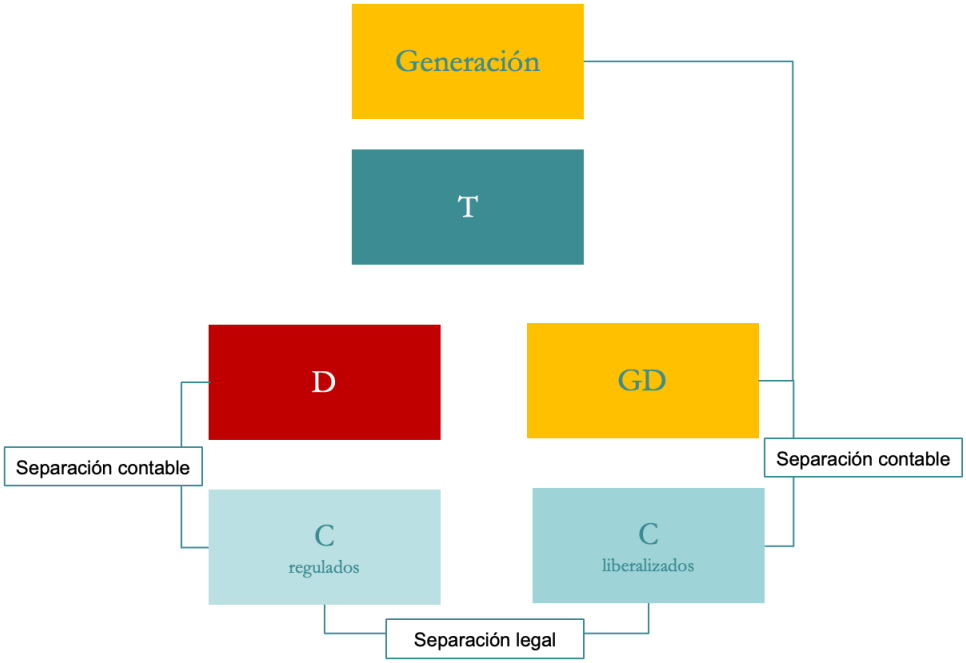
Todos estos costos de capital de trabajo podrían estar reconocidos en tarifa y esperamos la nueva Resolución de la CREG los incluya, aunque no están en el borrador de la Resolución. En caso contrario puede existir alguna sinergia de integrar la comercializadora con alguna actividad sectorial que genere capital de trabajo. La única que podría contemplarse es la generación hidráulica, en Colombia, cuyos gastos corrientes son mucho menores que sus ingresos corrientes. La generación térmica, como la que existe en la Región Caribe, suele no contar con capital de trabajo porque los pagos por combustible suelen ser anteriores a la recuperación de los ingresos.

---

[36] Esto implica que el DC compra toda la energía del usuario regulado en contratos flexibles como proponemos en lo que sigue.

En la sección de economías de alcance pudimos observar que sí existen algunos costos comunes entre Distribución y Comercialización, pero la mayoría de ellos viene de los problemas de atención al cliente. Tanto el Distribuidor como el Comercializador en zonas con alta morosidad o pérdidas no-técnicas se beneficia de interactuar con el cliente. Esto nos permite hacer las propuestas que ilustra la Figura 12.

Figura 12: Integración vertical de actividades



Fuente: Elaboración propia.

Los aspectos centrales de la separación son:

- **Contable**: Cuentas separadas e imputación de costos comunes por criterios regulatorios.

- **Legal**: Empresas diferentes que comparten accionistas, pero que tienen Juntas Directivas diferentes y marca comercial diferente.

Para este tipo de empresas, un esquema de gobernanza moderno y transparente, con miembros independientes de junta, es necesario.

4.3.3. Acuerdos administrativos para la prestación del servicio

En el proceso de liquidación de Air-e, el gobierno pagará las acreencias post toma y dividirá los activos de la empresa de acuerdo con la división departamental propuesta. Las empresas que quieran pujar por la prestación del servicio serán las adjudicatarias de los activos, a sabiendas que la regulación que les aplique será la vigente de la CREG para los mercados de comercialización departamentales—excluyendo los barrios sin normalizar y las Zonas de Alta

Dispersión. En esa puja debe considerarse la posibilidad que no haya pujas por el negocio de alguna de los tres departamentos.[37]

Para ese caso prevemos la posibilidad de una concesión, como las previstas en la Ley 143 de 1994 (ver Capítulo XI: Del contrato de concesión):

"*ARTÍCULO 56. La Nación y las demás entidades territoriales en ejercicio de las competencias que con relación a las distintas actividades del sector eléctrico les asigna la ley, podrán celebrar contratos de concesión sólo en aquellos eventos en los cuales como resultado de la libre iniciativa de los distintos agentes económicos, en un contexto de competencia, no exista ninguna entidad dispuesta a asumir, en igualdad de condiciones, la prestación de estas actividades*".

El esquema previsto por la Ley Eléctrica—y no utilizado a la fecha—tiene las siguientes características.

Primero, en el caso de distribución la competencia es del municipio, de las redes regionales el departamento y de la generación y transmisión la Nación. Para el caso aquí, probablemente La Guajira, serían la gobernación y los municipios, de acuerdo con las competencias, según la Ley, que señale la CREG.

Segundo, el contrato permite confiar, de manera temporal hasta por un máximo de 30 años, la organización, prestación, mantenimiento y gestión mientras que el concedente es el propietario de los activos. El concesionario puede ser privado, mixto o público, pero la asignación se debe dar por medio de un concurso.

Tercero, el concedente pude vigilar la ejecución del contrato, pero los demás entes supervisores y reguladores tienen las competencias que les brinda la Ley. Estos contratos de concesión pueden incorporar las fórmulas tarifarias de la CREG, pero debe respetarse el equilibrio económico del contrato durante su vigencia.

Cuarto, el faltante para la prestación del servicio—en forma de una subvención municipal/departamental y, probablemente Nacional por medio de la cesión de activos—debe ser el criterio de asignación entre empresas que participen en la puja por la concesión. Para esto el departamento contratará una banca de inversión que gestione la adjudicación.

"*ARTÍCULO 55. […] El concesionario deberá reunir las condiciones que requiera el respectivo servicio, de acuerdo con los reglamentos que expida el Ministerio de Minas y Energía. El otorgamiento de la concesión se hará mediante oferta pública a quien ofrezca las mejores condiciones técnicas y económicas para el concedente y en beneficio de los usuarios.*"

Ese modelo es el de una puja por menor subsidio, con tarifas fijadas por la Ley y subsidio con seguridad jurídica. La Ley lo establece en el Artículo 60:

---

[37] No todos los mercados tienen la misma sostenibilidad. La Guajira es una región con una menor capacidad de pago y una alta dispersión de sus usuarios y donde la capacidad de ejecución de los altos recursos de regalías con los que ha contado la región no ha redundado en mejores indicadores de desarrollo.

"*Cuando por razones ajenas a la voluntad del concesionario, no se pudieren fijar las tarifas en niveles que permitan recuperar los costos económicos de prestación del servicio en condiciones óptimas de gestión, el concedente deberá reconocer la diferencia entre los valores correspondientes a la prestación con tales costos y los valores fracturados con las tarifas que efectivamente se apliquen*."

El concesionario es el dueño de los activos con lo cual, al término de la concesión, estos revierten a la entidad concedente pagando al concesionario el valor de salvamento de las instalaciones.

Como el OR departamental puede prestar el servicio con la cesión de activos y subvenciones de oferta de las alcaldías y del departamento, a nivel de los BSN y de las ZADs, éstos activos podrán ser considerados como aportes de capital al OR. Es recomendable que la empresa adjudicataria tenga el control de la gestión y que la participación de las alcaldías y del departamento sea muy orientada a la colaboración y supervisión de la gestión.

Es posible que el OR sea un inversionista estratégico o una empresa netamente financiera en cuyo caso es necesario subcontratar el servicio a gestores de distribución.

5. Bibliografía

Andesco – Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones. (5 de Octubre de 2020). *¿Quiénes están detrás del negocio energético en el Caribe?* Obtenido de https://andesco.org.co/quienes-estan-detras-del-negocio-energetico-en-el-caribe/

Arocena, P. S., & Coelli, T. (2012). Vertical and horizontal scope economies in the regulated US electric power industry. *The Journal of Industrial Economics, 60*(3), 434-467.

Barrera, F., & Hunt, S. (2005). *Aspectos fundamentales de la introducción de competencia en el mercado minorista eléctrico. Informe para Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de Colombia* . Preparado por NERA.

Coase, R. (Noviembre de 1937). The nature of the firm. *Economica, 4*(16), 386-405.

Farsi, M., Filippini, M., Plagnet, M. A., & Saplacan, R. (2010). *The economies of scale in the French power distribution utilities.* CEPE Working Paper No. 73.

Fetz, A., & Filippini, M. (2010). Economies of vertical integration in the Swiss electricity sector. *Energy Economics, 32*(6), 1325-1330.

Filippini, M. (1998). Are municipal electricity distribution utilities natural monopolies? *Annals of Public and Cooperative Economics, 69*, 157–174.

Giles, D. E., & Wyatt, N. S. (1993). Economies of scale in the New Zealand electricity distribution industry.

Graber, S., Mong, P., & Sherwood, J. (2018). *Under the Grid: Improving the Economics and Reliability of Rural Electricity Service with Undergrid Minigrids.* Rocky Mountain Institute.

Guerra, R., Mantilla, A., & Cadena, Á. (2006). *Propuesta de comercialización de energía en zonas de difícil gestión de la costa Atlántica.* Trabajo de grado. Facultad de Administración Universidad de los Andes.

Gugler, K., Liebensteiner, M., & Schmitt, S. (2017). Vertical disintegration in the European electricity sector: Empirical evidence on lost synergies. *International Journal of Industrial Organization, 52*(5), 450-478.

Gupta, A., Loew, D., & Bui, I. (2025). *Operations Concessions for Electricity Distribution.* Washington, DC: International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank.

Jara-Díaz, S., Ramos-Real, F., & Martínez-Budría, E. (2004). Economies of integration in the Spanish electricity industry using a multistage cost function. *Energy Economics, 26*(6), 995-1013.

Kaserman, D., & Mayo, J. (1991). The Measurement of Vertical Economies and the Efficient Structure of the Electric Utility Industry. *The Journal of Industrial Economics, 39*(5), 483–502.

Kwoka Jr., J. E. (2005). Electric power distribution: economies of scale, mergers, and restructuring. *Applied Economics, 37*, 2373–2386.

Kwoka, J. E. (2002). Vertical Economies in Electric Power: Evidence on Integration and its Alternatives. *International Journal of Industrial Organization*, 653–671.

Meyer, R. (2011). Vertical Economies of Scope in Electricity Supply—Analysing the cost of ownership unbundling. *PhD Thesis*. School of Humanities and Social Sciences, Jacobs University.

Meyer, R. (2012). Economies of scope in electricity supply and the costs of vertical separation for different unbundling scenarios. *Journal of Regulatory Economics, 42*(1), 95–114.

Mydland, Ø., Haugom, E., & Lien, G. (2018). Economies of scale in Norwegian electricity distribution: A quantile regression approach. *Applied Economics, 50*(40), 4360–4372.

Mydland, Ø., Kumbhakar, S. C., Lien, G., Amundsveen, R., & Kvile, H. M. (2020). Economies of scope and scale in the Norwegian electricity industry. *Economic Modelling, 88*, 39-46.

Pérez-Arriaga, I. J. (2023). *The Integrated Framework for Electrification: A comprehensive Apprach to universal electricity access.* African School of Regulation.

Piacenza, M., & Vannoni, D. (2009). Vertical and horizontal economies in the electric utility industry: an integrated approach. *Journal of Political Economy, 80*(3), 431–450.

Roberts, M. J. (1986). Economies of density and size in the production and delivery of electric power. *Land Economics, 62*, 378–387.

Salvanes, K. G., & Tjotta, S. (1994). Productivity differences in multiple output industries: An empirical application to electricity distribution. *Journal of Productivity Analysis, 5*, 23–43.

Serrano Rueda, Ó. (2019). "ENERGÍA SEGURA ES CALIDAD DE VIDA": ESTRATEGIA PARA LA NORMALIZACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA EN BARRIOS SUBNORMALES DE LA CIUDAD DE POPAYÁN, CAUCA. *Revista De Ingeniería*, 94-103.

Triebs, T. P., Saal, D. S., Arocena, P., & Kumbhakar, S. C. (2016). Estimating economies of scale and scope with flexible technology. *Journal of Productivity Analysis, 45*, 173–186.

Yatchew, A. (2000). Scale economies in electricity distribution: A semiparametric analysis. *Journal of Applied Econometrics, 15*, 187–210.

6. Anexos

Anexo 1. Metodología de Análisis de Clústeres

Primero, se recopiló información de distintas fuentes: datos sobre pobreza, necesidades básicas, consumo de energía, cobertura del servicio, clima, geografía y la presencia de redes eléctricas y zonas vulnerables. Todos los datos se adaptaron a un mismo formato para facilitar la comparación y se destacaron las áreas cercanas a infraestructura o a comunidades más vulnerables.

Luego, se asignó importancia a cada tipo de información según el objetivo del análisis: para estudiar la demanda se valoraron más los factores socioeconómicos y de consumo, para la oferta se priorizó la infraestructura, y en un análisis integral se combinó todo, dando mayor peso a la infraestructura.

Finalmente, se aplicó un método de agrupamiento que permitió identificar cuatro patrones territoriales de demanda y oferta energética, y los resultados fueron validados con un segundo método, confirmando la consistencia de los grupos obtenidos.

Este enfoque permite identificar patrones claros de consumo y capacidad energética en la región, proporcionando información valiosa para mejorar la cobertura y calidad del servicio y orientar el desarrollo de soluciones integrales.

La metodología aplicada para el clústering del mercado de energía en la región Caribe se desarrolló en tres etapas: **recopilación y procesamiento de información**, **asignación de pesos a las variables** y **estimación de clústeres**.

1. **Recopilación y procesamiento de información**

Se integraron variables clasificadas en cuatro categorías principales:

Socioeconómicas: pobreza multidimensional y necesidades básicas insatisfechas.

Consumo: consumo y facturación promedio, cobertura del servicio y tamaño poblacional.

Climáticas y geográficas: altitud, temperatura promedio, distancia a la costa, velocidad del viento y precipitaciones anuales.

Técnicas: redes de transmisión nacionales y regionales, barrios subnormales y Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD).

Las dos primeras categorías se recopilaron a nivel municipal (192 municipios), mientras que las dos últimas se procesaron a nivel de cuadrícula de 1 km². Para garantizar comparabilidad, las variables municipales fueron desagregadas a esta misma resolución espacial.

En el caso de la categoría técnica, se generó información a partir de registros de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), aplicando zonas de influencia (buffers) de 7 km alrededor de barrios subnormales y ARMD, y de 20 km en torno a las redes de transmisión. Las celdas dentro de dichas áreas recibieron valor 1 y las demás 0.

Todas las variables fueron normalizadas en el rango [0,1] y procesadas con herramientas de análisis geoespacial (Geopandas, RasterIO en Python). El ámbito de estudio se restringió a la región Caribe mediante la intersección de los shapefiles oficiales del DANE con cada variable considerada.

2. Asignación de pesos

La ponderación de las variables se estableció de acuerdo con el enfoque del análisis:

Clustering de demanda: todas las categorías ponderadas con valor 1, excepto la técnica.

Clustering de oferta: mayor peso para la categoría técnica.

Clustering integral: todas ponderadas en 1, salvo las variables técnicas con valor 2, priorizando la infraestructura de capacidad instalada.

3. Estimación de clústeres

Se empleó el algoritmo **K-means**, cuyo objetivo es minimizar la varianza intra-clúster e incrementar la separación entre grupos. Formalmente, resuelve el siguiente problema de optimización:

$$\min_{C} \sum_{k=1}^{K} \sum_{x_i \in C_k} |x_i - \mu_k|^2$$

Donde C_k representa el conjunto de observaciones asignadas al clúster k, x_i es una observación individual y $\mu_k$es el centroide del clúster k. El objetivo es minimizar la suma de las distancias cuadradas entre cada punto y el centroide de su grupo correspondiente

En este contexto, cada grupo representa una configuración territorial particular de demanda u oferta energética, caracterizada por una combinación específica de condiciones técnicas, geográficas, socioeconómicas y de consumo.

- El número óptimo de clústeres se determinó a partir de dos técnicas complementarias: **El método del codo**, que evalúa la suma de los errores cuadráticos dentro de los clústeres (inertia):

$$Inertia_k = \sum_{i=1}^{n} |x_i - \mu_{c(i)}|^2$$

Donde $\mu_{c(i)}$ es el centroide del clúster asignado al punto x_i. A medida que k aumenta, la inercia disminuye, pero con retornos decrecientes. El "codo" indica el punto óptimo donde agregar más clústeres no mejora significativamente la segmentación.

- **El índice de silueta**, que mide la cohesión y separación de los clústeres:

$$s(i) = \frac{b(i) - a(i)}{\max\{a(i), b(i)\}}$$

Donde $a(i)$ es la distancia media del punto i a los otros puntos de su mismo clúster, y $b(i)$ es la menor distancia media a puntos de otros clústeres. El índice varía entre -1 y 1, siendo valores cercanos a 1 indicativos de una mejor cohesión y separación entre clústeres.

Ambos indicadores coincidieron en que el valor óptimo de clústeres es K=4

Validación de resultados

Para verificar la robustez de la segmentación obtenida con K-means, se aplicó el algoritmo **BIRCH (Balanced Iterative Reducing and Clustering using Hierarchies)**, que organiza los datos en una estructura jerárquica denominada *CF tree*. El radio de cada subclúster se calcula como:

$$R = \sqrt{\frac{SS}{N} - \left(\frac{LS}{N}\right)^2}$$

Donde N es número de puntos en el subclúster, LS = $\sum x_i$, corresponde a la suma de los vectores de variables, y SS = $\sum x_i^{(2)}$ a la suma de los cuadrados. Este enfoque permite una segmentación eficiente, especialmente útil para grandes conjuntos de datos como las grillas espaciales de 1 km² empleadas. Los resultados obtenidos con BIRCH fueron, en líneas generales, consistentes con los del modelo K-means, lo que refuerza la estabilidad de los patrones identificado.

Anexo 2. Costos nivelados de generación de electricidad (LCOE) para municipios de Caribe Sol

Con respecto a las compras de energía contempladas en los modelos propuestos, resulta pertinente tener en cuenta también los costos asociados a fuentes renovables. En esta línea, se presentan los valores estimados del LCOE para proyectos solares y eólicos en los municipios del mercado de Caribe Sol.

SOLAR				
Descripción	Unidad			
Ubicación del proyecto	Lugar	Malambo	San Juan del Cesar	Chivolo
Capacidad del proyecto	MW	20,000	20	20
WACC	%	8,1	8,1	8,1

SOLAR				
Factor de Planta	%	16,0	16,2	15,1
Energía Anual	MWh	28.062	28.377	26.381
Obras Civiles	US$/kW	318	318	318
Equipos Mecánicos	US$/kW	939	941	939
Equipos Eléctricos	US$/kW	674	674	674
Costos Indirectos	US$/kW	748	743	743
Costos del Propietario	US$/kW	1.151	1.128	1.128
Costo de Inversión Total	US$/MW	3.829.678	3.803.790	3.801.257
Costos Fijos Anuales	US$/MW-año	66.014	65.266	65.276
Costos Ocasionales	US$/MW	13	13	13
Costos Variables	US$/kWh	-	-	-
LCOE de la Inversión	USD/MWh	298	293	315
LCOE de los Combustibles	USD/MWh	-	-	-
LCOE de las Externalidades	USD/MWh	-	-	-
LCOE de los O&M Fijos	USD/MWh	72	71	76
LCOE de los O&M Variables	USD/MWh	-	-	-
LCOE Total	USD/MWh	370	364	391
Vida útil	Años	25	25	25
Impuesto de Renta	%	34	34	34
EÓLICA				
Descripción	Unidad			
Ubicación del proyecto	Lugar	Barranquilla	Uribia	Ciénaga
Capacidad del proyecto	MW	20	20	20
WACC	%	8,1	8,1	8,1
Factor de Planta	%	35,6	17,8	3,5
Energía Anual	MWh	62.376	31.260	6.133
Obras Civiles	US$/kW	205	205	205
Equipos Mecánicos	US$/kW	2.140	2.140	2.140
Equipos Eléctricos	US$/kW	115	115	115
Costos Indirectos	US$/kW	431	431	431
Costos del Propietario	US$/kW	2.389	2.384	2.384
Costo de Inversión Total	US$/MW	5.281.431	5.275.445	5.275.618
Costos Fijos Anuales	US$/MW-año	67.725	67.399	67.416
Costos Ocasionales	US$/MW	4	4	4
Costos Variables	US$/kWh	-	-	-
LCOE de la Inversión	USD/MWh	167	334	1.701
LCOE de los Combustibles	USD/MWh	-	-	-
LCOE de las Externalidades	USD/MWh	-	-	-
LCOE de los O&M Fijos	USD/MWh	31	62	317
LCOE de los O&M Variables	USD/MWh	-	-	-
LCOE Total	USD/MWh	199	396	2.017
Vida útil	Años	30	30	30
Impuesto de Renta	%	34	34	34
COL/USD		4000	4000	4000

Fuente: UPME. Elaboración propia.