UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE ELECTRICIDAD

“PROPUESTA DE NORMATIVA NACIONAL PARA LA INCORPORACIÓN OBLIGATORIA DE SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADOS EN ENERGÍAS RENOVABLES EN NUEVAS RESIDENCIAS URBANAS.”

Trabajo de grado previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

Línea de investigación: Biotecnología, energía y recursos renovables

AUTOR:

Alex Vinicio Vallejo Limaico

DIRECTOR:

PhD. Gerardo Isaias Collaguazo Galeano Msc.

Ibarra – 2026

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO	
APELLIDOS Y NOMBRES:	Vallejo Limaico Alex Vinicio

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Propuesta de normativa nacional para la incorporación obligatoria de sistemas de generación eléctrica basados en energías renovables en nuevas residencias urbanas.
AUTOR (ES):	Vallejo Limaico Alex Vinicio
FECHA: DD/MM/AAAA	31/08/2026
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	■ **PREGRADO** □ **POSGRADO**
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero electrico
DIRECTOR /ASESOR:	Ing. Collaguazo Galeano Gerardo Isaías PhD Ing. Guerra Massón Julio Esteban Msc.

2. CONSTANCIAS

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 04 días del mes de septiembre de 2026

EL AUTOR:

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
ALEX VINICIO
VALLEJO LIMAICO

(Firma)……
Nombre: Vallejo Limaico Alex Vinicio

CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

Yo, Collaguazo Galeano Gerardo Isaías en calidad de director del señor estudiante Vallejo Limaico Alex Vinicio, certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: "PROPUESTA DE NORMATIVA NACIONAL PARA LA INCORPORACIÓN OBLIGATORIA DE SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADOS EN ENERGÍAS RENOVABLES EN NUEVAS RESIDENCIAS URBANAS".

Para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, aprobado la defensa, impresión y empastado.

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
GERARDO ISAIAS
COLLAGUAZO GALEANO

.....

Ing. Collaguazo Galeano Gerardo Isaías PhD.

DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación, con profundo amor y gratitud, a mi familia, por ser el pilar fundamental a lo largo de este camino académico y personal.

A quienes, con su cariño, comprensión y apoyo incondicional, estuvieron presentes en cada etapa de este proceso, brindándome palabras de aliento en los momentos difíciles y compartiendo conmigo cada logro alcanzado. Su confianza en mis capacidades fue una fuente constante de motivación para continuar avanzando y no rendirme ante las dificultades.

Este logro no representa únicamente el resultado de mi esfuerzo, sino también el reflejo del amor, los valores y las enseñanzas que he recibido de mi familia a lo largo de mi vida. Por acompañarme, creer en mí y ser mi fortaleza, les dedico con todo mi corazón este importante logro.

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mi familia, quienes han sido parte fundamental de este proceso y han estado presentes durante cada etapa de mi formación académica.

En primer lugar, agradezco profundamente a mis padres por su paciencia, por apoyarme en cada decisión tomada. Gracias por acompañarme sin dejar de confiar en mí, por orientarme cuando lo necesité y por brindarme siempre la oportunidad de aprender, corregir y seguir adelante. Su apoyo, comprensión y esfuerzo han sido esenciales para alcanzar este logro.

A mis hermanos, les agradezco por su compañía, por estar presentes en los momentos buenos y difíciles, y por brindarme su apoyo de distintas maneras a lo largo de este camino. Su presencia ha sido importante para mantenerme motivado y continuar avanzando hasta cumplir esta meta.

De igual manera, agradezco a mis amigos, quienes compartieron conmigo experiencias, preocupaciones, aprendizajes y momentos que hicieron más llevadero este proceso. Gracias por las palabras de ánimo, por escucharme cuando lo necesité y por acompañarme durante esta etapa tan importante de mi vida.

INDICE DE CONTENIDOS

CAPITULO I 15

Introducción 15

1.1 Planteamiento del problema 15

1.2 Formulación del problema 16

1.3 Objetivos 16

1.2.1 Objetivo General 16

1.2.2 Objetivos Específicos *16*

1.4 Alcance del proyecto 16

1.5 Justificación 17

CAPÍTULO II 19

2.1 Antecedentes 19

2.2 Fundamentos globales de la transición energética 24

2.2.1 Crisis climática y transición energética *24*

2.2.2 Rol de las energías renovables en la transición energética *25*

2.2.3 Retos y beneficios de la generación distribuida *27*

2.3 Normativas y compromisos internacionales 28

2.3.1 Objetivos de Desarrollo Sostenible *28*

2.3.2 Acuerdo de París y directrices de la Organización de las Naciones Unidas-Hábitat 29

2.3.3 Normativas internacionales aplicables a edificaciones 30

2.4 Enfoque regional latinoamericano en generación renovable 34

2.4.1 Política energética en América Latina 34

2.4.2 Casos normativos relevantes 35

2.5 Estado actual y marco regulatorio del Ecuador 37

2.5.1 Diagnóstico del sistema eléctrico nacional y cobertura..... 38

2.5.2 Regulaciones vigentes relacionadas con generación distribuida. 38

2.5.3 Limitaciones del marco normativo actual 39

2.5.4 Viabilidad técnica en viviendas urbanas: estudios nacionales 40

CAPITULO III 41

3.1 Lugar de estudio 41

3.1.1 Situación actual del sistema eléctrico ecuatoriano 41

3.1.2 Composición de la matriz de generación eléctrica..... 42

3.2 Metodología de investigación 43

3.2.1 Tipo de investigación 43

3.2.2 Diseño metodológico general 43

3.3 Fase I: Análisis del marco normativo 44

3.3.1 Análisis del marco normativo mediante revisión sistemática..... 44

3.3.2 Análisis del marco normativo mediante análisis bibliométrico con VOSviewer 47

3.3.3 Análisis del marco normativo mediante revisión sistemática y análisis bibliométrico con bibliometrix 51

3.3.4 Fase II: Determinación de criterios técnicos fundamentales 54

CAPÍTULO IV 58

4.1 Resultados del Análisis Sistemático mediante Protocolo PRISMA 58

4.2 Resultados del Análisis Bibliométrico 60

4.2.1 Resultados del análisis bibliométrico con VOSviewer 60

4.2.2 Resultados del análisis bibliométrico con bibliometrix 63

4.2.3 Análisis comparativo de marcos normativos internacionales 67

4.2.4 Síntesis de vacíos normativos en Ecuador 69

4.3 Criterios Técnicos Fundamentales para Implementación 70

4.3.1 Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos tipo 70

4.3.2 Especificaciones técnicas mínimas 71

4.3.3 Requisitos de interconexión a la red 73

4.3.4 Brechas normativas identificadas en Ecuador 73

4.3.5 Síntesis de criterios técnicos fundamentales 75

4.4 Fase III: Propuesta de regulación técnica 77

4.4.1 Contenido de la Regulación Técnica 77

4.4.2 Contenido de la propuesta normativa..... 78

4.5 Validación por el panel de expertos..... 142

Conclusiones..... 144

Recomendaciones..... 145

Referencias bibliográficas..... 146

ANEXOS..... 164

ANEXO1. ENCUESTA..... 164

ANEXO 2: PROPUESTA DE LA NORMATIVA..... 191

Índice de Figuras

Figura 1. Participación de las energías renovables en la matriz energética de Uruguay [34] 26

Figura 2. Diseño metodológico general 44

Figura 3. Ecuación de búsqueda para español e inglés 45

Figura 4. Diagrama de flujo PRISMA para VOSviewer 47

Figura 5. Archivo de texto de exclusión para VOS viewer 49

Figura 6. Ecuación de búsqueda para español e inglés usado para bibliometrix 52

Figura 7. Clusters aplicadas mediante VOSviewer 61

Figura 8. Clusters aplicadas mediante bibliometrix 65

Índice de Tablas

Tabla I. Beneficios y retos de la generación distribuida 27

Tabla II. Composición de la matriz de generación eléctrica 42

Tabla III. Criterios de inclusión y exclusión 46

Tabla IV. Criterios de inclusión y exclusión para selección de estudios 53

Tabla V. Estratificación de EMELNORTE y ajustes para contexto nacional 55

Tabla VI . Evaluación comparativa de escenarios de cobertura fotovoltaica 56

Tabla VII. Proceso de identificación, cribado, elegibilidad e inclusión de documentos según PRISMA 59

Tabla VIII. Características de los clústeres temáticos identificados 62

Tabla IX. Descripción del mapa de coocurrencia de términos generado en Bibliometrix 64

Tabla X. Caracterización de los clústeres temáticos identificados en el mapa de coocurrencia 66

Tabla XI. Síntesis comparativa de mandatos solares internacionales 67

Tabla XII. Brechas normativas identificadas en el contexto ecuatoriano 69

Tabla XIII. Sistemas fotovoltaicos tipo por estrato residencial 70

Tabla XIV. Brechas normativas del marco ecuatoriano actual 74

Tabla XV. Resumen de criterios técnicos establecidos 75

Tabla XVI. Características de Vivienda por Estrato 86

Tabla XVII. Sistemas Fotovoltaicos Tipo por Estrato 88

Tabla XVIII. Viabilidad física de instalación 91

Tabla XIX. Parámetros de operación e interconexión 107

Tabla XX. Estrategia de operación con almacenamiento 118

RESUMEN

Ecuador presenta una elevada dependencia de la generación hidroeléctrica y una incorporación limitada de sistemas fotovoltaicos en el sector residencial urbano. Aunque la normativa vigente permite la generación distribuida para autoabastecimiento, no establece su adopción obligatoria desde la etapa de diseño y construcción de nuevas viviendas. La investigación tuvo como propósito desarrollar una propuesta de regulación técnica para incorporar sistemas fotovoltaicos en nuevas residencias urbanas, considerando criterios técnicos y normativos adaptados al contexto ecuatoriano. Se aplicó un enfoque mixto, descriptivo, analítico y propositivo, organizado en tres fases: revisión sistemática y análisis bibliométrico del marco normativo nacional e internacional, determinación de criterios técnicos fundamentales y elaboración de la propuesta regulatoria. La revisión incluyó ciento cuarenta y seis documentos seleccionados mediante un protocolo estructurado y procesados con las herramientas VOSviewer y Bibliometrix. Los resultados evidenciaron vacíos relacionados con el carácter voluntario de la generación distribuida, la falta de requisitos técnicos mínimos, la limitada coordinación institucional, la ausencia de mecanismos de seguimiento y las restricciones de financiamiento. Se determinó que el dimensionamiento debe considerar el consumo eléctrico proyectado, el recurso solar disponible, la superficie útil, las condiciones estructurales y la capacidad de la red, tomando como referencia una cobertura aproximada del cincuenta por ciento del consumo anual. Finalmente, se elaboró una propuesta con disposiciones sobre dimensionamiento, seguridad, interconexión, medición, fiscalización, implementación progresiva y excepciones, cuya aplicación requiere una revisión jurídica e institucional previa.

Palabras clave: fotovoltaica, regulación, viviendas, interconexión, Ecuador.

ABSTRACT

Ecuador is highly dependent on hydroelectric generation and has limited adoption of photovoltaic systems in the urban residential sector. Although current regulations allow distributed generation for self-supply, they do not require incorporation during the design and construction of new housing. This research aimed to develop a technical regulatory proposal for integrating photovoltaic systems into new urban residences, considering technical and regulatory criteria adapted to the Ecuadorian context. A mixed, descriptive, analytical, and proposal-oriented approach was applied through three phases: a systematic review and bibliometric analysis of national and international regulatory frameworks, the determination of fundamental technical criteria, and the preparation of the regulatory proposal. The review included one hundred forty-six documents selected through a structured protocol and processed using VOSviewer and Bibliometrix. The results revealed gaps related to the voluntary nature of distributed generation, the lack of minimum technical requirements, limited institutional coordination, the absence of monitoring mechanisms, and financing constraints. System sizing was found to require consideration of projected electricity consumption, available solar resources, usable surface area, structural conditions, and distribution network capacity, using an approximate coverage of fifty percent of annual consumption as a reference. Finally, a proposal was developed containing provisions on sizing, safety, interconnection, metering, oversight, gradual implementation, and exemptions. Its application requires prior legal and institutional review.

Keywords: photovoltaics, regulation, housing, interconnection, Ecuador.

CAPITULO I

Introducción

Tema: Propuesta de normativa nacional para la incorporación obligatoria de sistemas de generación eléctrica basados en energías renovables en nuevas residencias urbanas.

1.1 Planteamiento del problema

Actualmente, Ecuador tiene una situación desfavorable en el área del sistema eléctrico nacional, como consecuencia de su excesiva dependencia de la generación hidroeléctrica, que representa más del 70% de la capacidad instalada, y a condiciones hidrológicas deficitarias que han llevado a una reducción brusca de dicha generación a lo largo de los años. Esta vulnerabilidad ha desencadenado racionamientos eléctricos programados en las zonas urbana y rural, lo cual ha provocado no sólo la paralización de actividades sociales y económicas sino también la generación de impactos económicos y sociales importantes.

Pese a que la generación distribuida la generación de electricidad a partir de sistemas eléctricos de energías renovables (solar, eólica, biomasa) ha demostrado ser una opción eficaz, viable y sostenible de contribuir a mejorar la seguridad del abastecimiento eléctrico e incidir en la disminución del uso de combustibles fósiles, su penetración en el ámbito de la residencia de la zona urbana es aún mínima. Las experiencias piloto, como el caso del sistema fotovoltaico autónomo que se ha implementado en zonas sin acceso a la red eléctrica convencional, demuestran la viabilidad técnica y social de esta tecnología para cubrir necesidades básicas, sumando también las investigaciones que demuestran el alto potencial solar existente en diferentes provincias del país: Imbabura, Pichincha, Chimborazo y Cotopaxi.

A pesar de los avances normativos, como la regulación ARCONEL-005/24 que facilita la habilitación e instalación de generación distribuida para autoabastecimiento, la regulación no ha sido suficiente para que las nuevas construcciones de viviendas adopten un sistema de generación

eléctrica en base a energías renovables. Esta situación limita la adopción temprana y generalizada de estas tecnologías, afectando el potencial de reducción de la demanda energética en la red.

1.2 Formulación del problema

¿Qué criterios técnicos y normativos deben considerarse para desarrollar una propuesta de normativa nacional que establezca la incorporación obligatoria de sistemas de generación eléctrica basados en energías renovables en nuevas viviendas urbanas del Ecuador?

1.3 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Desarrollar una propuesta de regulación técnica que establezca la incorporación obligatoria de sistemas de generación eléctrica basados en energías renovables en nuevas viviendas urbanas, mediante un análisis técnico-normativo contextual.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Examinar el marco normativo nacional e internacional relacionado con la incorporación de sistemas de generación eléctrica basados en energías renovables en viviendas urbanas.
2. Determinar los criterios técnicos fundamentales para la implementación obligatoria de sistemas de generación eléctrica renovable en nuevas viviendas urbanas en Ecuador.
3. Elaborar la propuesta de normativa técnica que regule la incorporación obligatoria de estos sistemas en el contexto urbano.

1.4 Alcance del proyecto

La investigación que se presenta en este trabajo se limita a la construcción de una propuesta de una normativa técnica que regule la obligatoriedad de incorporar, en nuevas viviendas urbanas

del Ecuador, sistemas de generación de energía eléctrica basados en energías renovables, sistemas fotovoltaicos. El estudio se enmarca solamente en usuarios residenciales regulados de estratos de consumo medio-alto (estratos A, B y C), definidos con base en criterios de consumo de energía eléctrica establecidos para el trabajo de investigación "estratificación de abonados residenciales por consumo de energía eléctrica en la empresa eléctrica EmelNorte".

La investigación realiza un análisis del marco normativo nacional vigente, analizando la Resolución ARCONEL-005/24 (codificada), junto con un análisis comparativo de experiencias internacionales donde se han implementado regulaciones similares. Estudios que incluyen criterios fundamentales de las especificaciones técnicas de los sistemas fotovoltaicos interconectados con la infraestructura eléctrica urbana existente, tales como el tipo de conexión, capacidad de transformadores, potencia instalada, protecciones necesarias y esquemas de medición. El resultado final consistirá en una propuesta normativa técnica, con carácter nacional, entendida como insumo para futuras políticas energéticas en el sector residencial urbano.

1.5 Justificación

La propuesta normativa que busca la incorporación obligatoria de sistemas eléctricos basados en energías renovables en las nuevas residencias arquitectónicas, urbanas e inclusivas planteadas por la investigación tiene la relevancia debido a la necesidad de cuidar el fortalecimiento de la seguridad energética, además de la sostenibilidad ambiental en el Ecuador. Este trabajo permitirá la aportación de un marco técnico-normativo claro que permita la adopción sistemática de tecnologías renovables, es decir, la disminución significativa de la dependencia respecto con el sistema eléctrico convencional, así como la disminución de los impactos ambientales negativos a partir de aquella tecnología; los principales beneficiarios de la investigación serán los actores intervinientes en el sector energético y residencial, como los desarrolladores de vivienda, asimismo los órganos reguladores, las autoridades públicas y la

ciudadanía en general, siendo todos ellos beneficiarios de mejoras relacionadas con la calidad del suministro eléctrico, el incremento de la eficiencia energética de la misma y la disminución de los costes relacionados con la generación convencional.

La misma propuesta servirá precisamente para dar respuesta a los problemas relacionados con una creciente demanda energética urbana y la vulnerabilidad del sistema eléctrico ante las condiciones climáticas antes citadas en el marco de la diversificación energéticas que implica el uso de tecnologías limpias y renovables; en términos técnicos la investigación aporta criterios mínimos y fases de progresividad en la incorporación de los sistemas eléctricos renovables que se orientan hacia la estandarización y la calidad de los sistemas eléctricos para ayudar a la integración segura y eficiente de tales sistemas.

CAPÍTULO II

Marco Teórico

El desarrollo de este capítulo y los antecedentes científicos, técnicos y normativos que justifican el planteamiento de incorporar de obligatorio cumplimiento sistemas de generación eléctrica a partir de energías renovables mediante la incorporación en las nuevas edificaciones urbanas. Se analizan los fundamentos globales donde se apoya la transición energética en países, los beneficios y dificultades de la generación distribuida, las normativas y compromisos internacionales, regionales y nacionales, en relación a las edificaciones sostenibles, se evalúan las políticas energéticas para América Latina y se revisa el marco regulatorio vigente en Ecuador, para identificar las limitaciones y oportunidades para la incorporación de los proyectos fotovoltaicos en la vivienda unifamiliar y el sector residencial urbano.

2.1 Antecedentes

La transformación del sistema energético mundial se ha convertido en una prioridad estratégica frente a los efectos del cambio climático y la creciente demanda urbana. La Organización de las Naciones Unidas establece, en el Objetivo de Desarrollo Sostenible número 7, que es fundamental garantizar el acceso universal a energía asequible, segura y moderna para lograr el desarrollo sostenible [1]. Esta visión ha impulsado políticas globales orientadas a reemplazar fuentes fósiles por tecnologías limpias, siendo la energía solar una de las opciones más destacadas por su escalabilidad, disponibilidad y bajo impacto ambiental [2].

Según [3] los sistemas solares fotovoltaicos que se incorporan a viviendas están condicionados por aspectos no solo económicos, sino también por aspectos sociales como la percepción de beneficios medioambientales, el deseo de independencia energética, y la aceptación en la comunidad. Proponen un cambio en la cultura del consumidor energético, que pasa de ser un

consumidor pasivo a pasar a ser un prosumidor (productor-consumidor) activo, lo cual puede ser significativo para el éxito de los modelos energéticos descentralizados.

En cuestión económica, [4] demostraron que los sistemas fotovoltaicos descentralizados tienen LCOEs o costes nivelados de energía inferiores a tecnologías convencionales, incluso en escenarios off-grid; de ahí la introducción de los sistemas fotovoltaicos en viviendas nuevas, sobre todo en entornos urbanos. En el escenario ecuatoriano, [5] evaluaron la migración tecnológica a los hogares y concluyeron que el uso de la energía limpia puede reducir las emisiones de CO_2, así como mejorar el rendimiento de los hogares. A nivel de edificación, las investigaciones mostraron que los techos solares provocan un aumento de la eficiencia energética de los edificios, del rendimiento medioambiental y de la integración de edificios y ciudades sostenibles [2].

La generación distribuida se ha posicionado como una solución técnica y económica efectiva para desconcentrar la producción energética y reducir la dependencia de sistemas centralizados. Según [6] este modelo permite a los usuarios residenciales generar su propia energía a través de sistemas fotovoltaicos, lo cual mejora la eficiencia del sistema eléctrico y promueve un uso más racional del recurso energético. De manera complementaria, [7] analizaron la incorporación de sistemas solares en redes de distribución urbanas en Ecuador, concluyendo que su implementación puede mejorar el perfil de voltaje y reducir significativamente las pérdidas técnicas.

La conexión existente entre eficiencia energética y generación distribuida también ha sido calificada en términos geoespaciales y urbanos. Aplicando datos LIDAR, en estudios lograron probar que las ciudades del callejón interandino poseen condiciones técnicas propicias para la recolección de energía a partir de sistemas fotovoltaicos alojados en cajas de edificios residenciales [8]. También esa información ha sido clave para la planificación energética en entornos denso-poblados ya que delata que la generación distribuida, por un lado, es compatible, por otro lado, es posible con las condiciones urbanas que se tengan antecedentes. Por último, el trabajo editado en

la revista Frontiers, pero también resalta que el conocer el potencial solar en entornos urbanos puede permitir priorizar zonas en torno al despliegue de sistemas fotovoltaicos [9].

Más allá del aspecto técnico, los avances en estrategias de gestión energética también han sido claves para mejorar la autogeneración. Se realizo un sistema de control basado en lógica difusa para maximizar el autoconsumo en viviendas equipadas con paneles solares y baterías, logrando una reducción de hasta el 83 % en la facturación mensual de energía [10]. Por su parte, Mogrovejo-Narváez et al. identificaron que uno de los principales desafíos en la adopción de estas tecnologías es la falta de políticas integrales que promuevan la autogeneración de forma sistemática [11]. Estos estudios reflejan que la evolución tecnológica debe ir acompañada de un marco normativo que incentive el uso eficiente y sostenible de los recursos energéticos a nivel residencial.

La promoción de la energía solar en espacios urbanos se ha anclado como una alternativa factible para recudir la dependencia energética de redes centralizadas, en particular en situaciones residenciales. De acuerdo con [12], de los estudios de viabilidad para hogares de Buenos Aires se concluye que la instalación de sistemas fotovoltaicos es viable, tanto en términos técnicos como económicos; permite a las familias disminuir considerablemente su factura eléctrica y finalmente seguir contribuyendo con la mitigación del cambio climático. Esta tendencia ha sido equilibrada por las políticas públicas en países latinoamericanos, como es el caso de Argentina que ha implementado propuestas específicas para la incorporación de energías renovables en viviendas sociales en la intersección de generación eléctrica distribuida y la energía solar térmica [13].

En el contexto europeo, la transición energética en entornos urbanos se vio incluso reforzada por la Directiva (UE) 2024/1275, que incorpora como obligaciones estándares de eficiencia energética para los edificios nuevos y existentes e impulsa intensamente la implementación de tecnologías solares fotovoltaicas [14]. La norma no solo establece marcos de carácter técnico, sino que también supedita el financiamiento y la construcción a criterios de sostenibilidad. En el mismo sentido, en Ecuador la investigación aplicada a tecnologías avanzadas,

como el análisis GIS, ya permite evaluar el potencial de generación urbana fotovoltaica en tejados. Como ejemplo, [15] muestran cómo en ciudades ecuatorianas en el cinturón ecuatorial, como Ibarra, la radiación solar permite una generación eficiente incluso en entornos altamente densos.

Adicionalmente, en Quito y Guayaquil se han llevado a cabo estudios que indican que contar con sistemas solares en los techos de los hogares residenciales puede cubrir entre el 40% y el 60% del consumo energético promedio de una vivienda tipo, dependencia del nivel socioeconómico y de la disponibilidad de espacio [16]. Esta viabilidad técnica ha tenido el respaldo de organismos internacionales como Trade.gov [17] que consideran que el mercado fotovoltaico ecuatoriano tiene potencial para una aplicación residencial. Incluso a nivel de provincia, análisis como el de Manabí que ha publicado ResearchGate [18] muestran cómo, por medio de proyectos piloto de energía solar en viviendas, se consigue mejorar considerablemente la autonomía energética y la percepción de los usuarios, sobre todo en aquellas áreas que se suelen ver afectadas por el hecho de no existir continuidad en el suministro de electricidad. De los estudios se puede concluir que la incorporación de tecnologías fotovoltaicas en viviendas urbanas es una tendencia mundial, justificada no sólo por estudios técnicos que la avalen, sino por marcos regulatorios robustos, y que Ecuador podrá adaptar a su vez como forma de acelerar su transición energética.

Ecuador se encuentra ante un panorama energético cada vez más frágil a raíz de su dependencia de la generación de energía hidráulica, que supone más del 70 % de la capacidad de generación instalada. De acuerdo con CENACE [19], la escasez de agua y la variabilidad climática han provocado la disminución de la generación eléctrica en los últimos años de forma crítica, obligando a aplicar racionamientos programados en diferentes regiones del país. En este orden de cosas, la diversificación de la matriz energética juega un papel determinante y la generación distribuida a través de sistemas fotovoltaicos se plantea como una opción estratégica. Tal y como se demuestra en [20], los sistemas solares han mostrado, incluso en comunidades rurales aisladas, una capacidad técnicamente y socialmente viable de atender los requerimientos mínimos de energía, lo que justifica su utilización también en contextos urbanos más complejos.

Desde el punto de vista del marco normativo, el país ha alcanzado progresos mediante regulaciones como la Resolución ARCONEL-005/24 la cual, en términos generales, ha permitido y promovido la instalación de generación distribuida para autoconsumo [21]. Sin embargo, como el marco normativo no se hace necesario en la normativa para nuevas construcciones residenciales, se encuentran limitaciones en su alcance real. El folleto técnico elaborado por el Ministerio de Energía en 2024 [22] incluye varios proyectos piloto exitosos de energía solar, pero también señala la falta de un marco de coherencia para las políticas públicas y la normativa urbanística vigente. El análisis técnico-jurídico [23] concluye que, aunque el marco legal fije el camino para la generación distribuida, perduran obstáculos al acceso a un financiamiento clásico, la aprobación de aspectos técnicos y los incentivos regulatorios, lo que ralentiza la movilidad de esta adopción a nivel nacional.

La investigación académica se ha ocupado de estudiar las limitaciones estructurales del sistema eléctrico ecuatoriano de manera exhaustiva. El trabajo [24] propone la estratificación de abonados domésticos según el consumo de energía eléctrica, y con ello permite normalmente identificar a los sectores de consumo medio y el alto como los más capacitados para aplicar, si se desea, generación renovable de manera obligada. De igual forma, el artículo [11] sostiene que existen barreras de tipo técnico y social para la adopción de fotovoltaica en entornos urbanos ecuatorianos, y subraya la importancia de incorporar la normativa con estrategias de capacitación y asistencia técnica. Por último, el estudio técnico-económico realizado en la urbanización La Virginia [25] concluyó que, con un diseño adecuado, un sistema solar puede llegar a ser rentable en menos de cinco años, aunque no existan subsidios. Estas evidencias afianzan la conveniencia y la necesidad de elaborar una propuesta normativa específica, coherente con el contexto del país.

En el contexto ecuatoriano, persisten importantes vacíos normativos que dificultan la incorporación obligatoria de sistemas de generación eléctrica renovable en viviendas urbanas nuevas. Según [26], aunque la normativa actual permite la autogeneración, no establece criterios técnicos mínimos ni mecanismos de fiscalización suficientes para asegurar su implementación en

el sector residencial. Este problema también se evidencia en los hallazgos [11], donde se identifican barreras institucionales y sociales que limitan la masificación de tecnologías renovables, especialmente en áreas urbanas sin planificación energética articulada.

De igual manera, investigaciones realizadas en [24] revelan que el diseño actual de políticas energéticas no considera adecuadamente los perfiles de consumo residencial, lo que impide establecer normativas eficientes y realistas para viviendas nuevas. Por su parte, el estudio desarrollado en Manabí [18] resalta la falta de lineamientos técnicos y legales claros para que los gobiernos locales exijan a los constructores la integración de sistemas fotovoltaicos desde la etapa de diseño. Esta ausencia normativa refuerza la necesidad de una propuesta técnica que oriente de forma estandarizada y progresiva la incorporación de energías renovables en nuevas residencias urbanas en Ecuador

2.2 Fundamentos globales de la transición energética

Los fundamentos globales de la transición energética permiten comprender el contexto en el que surgen las iniciativas y normativas para incorporar fuentes renovables en los sistemas eléctricos. Esta transición responde principalmente a la necesidad de mitigar los efectos del cambio climático, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y disminuir la dependencia de los combustibles fósiles. La evolución hacia una matriz energética más limpia y descentralizada ha sido impulsada por organismos internacionales, políticas públicas y avances tecnológicos que promueven la adopción de sistemas como la generación distribuida fotovoltaica.

2.2.1 Crisis climática y transición energética

El calentamiento global, impulsado por las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), ha generado una crisis climática que afecta especialmente al sector energético, responsable del 25 % de las emisiones globales de CO_2 [27], [28]. El IPCC advierte sobre el riesgo de superar un aumento de 1.5 °C en la temperatura media global si no se reducen urgentemente dichas emisiones

[29]. Como respuesta, la transición energética se plantea como un proceso integral para sustituir combustibles fósiles por fuentes renovables bajo criterios de sostenibilidad, eficiencia y equidad [4], [3]. Este cambio requiere innovaciones técnicas, institucionales y normativas, respaldadas por organismos como la IEA, ONU y el Banco Mundial [1], [30].

En América Latina, la transición enfrenta desafíos vinculados tanto al aumento de la demanda energética como a la exposición a fenómenos climáticos extremos. En países como Ecuador, la alta dependencia de la generación hidroeléctrica lo hace vulnerable a las variaciones hidrológicas [31], [19]. Ante ello, la adopción de sistemas fotovoltaicos distribuidos se presenta como una alternativa eficaz para reducir emisiones, diversificar la matriz eléctrica y aumentar la resiliencia energética [8], [32].

2.2.2 Rol de las energías renovables en la transición energética

El aporte de las energías renovables en la transición energética abarca múltiples dimensiones, incluyendo la eficiencia, la diversificación de fuentes y la equidad en el acceso. Tecnologías como la solar y la eólica resultan clave para alcanzar la meta de cero emisiones netas hacia 2050, al sustituir eficientemente los combustibles fósiles [33]. Asimismo, experiencias en países emergentes demuestran que estas fuentes también fortalecen la economía y reducen la dependencia energética [2].

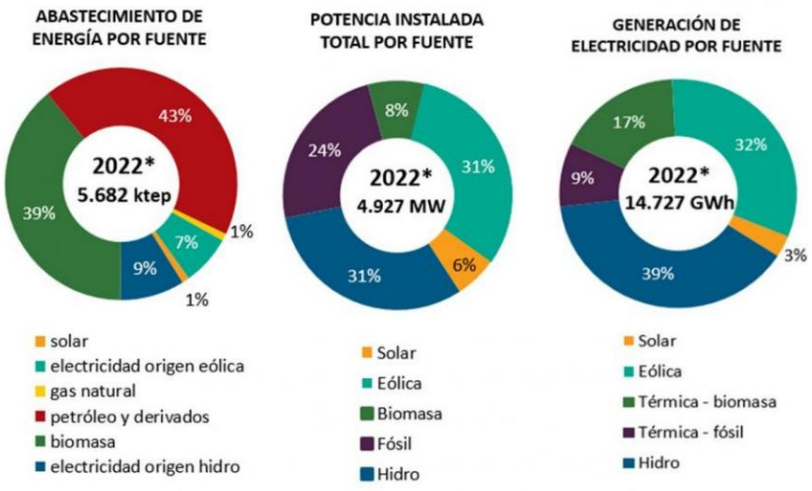

Figura 1. Participación de las energías renovables en la matriz energética de Uruguay **[34]**

La figura 1 muestra cómo las fuentes de energía renovable, particularmente la energía solar y eólica, superaron el 90% de la capacidad de generación eléctrica en Uruguay durante 2022. Este gráfico es crucial para mostrar cómo los países pueden avanzar hacia una matriz energética completamente renovable, destacando a Uruguay como líder en la región. La transición energética exitosa de Uruguay es un ejemplo para otros países de América Latina que buscan implementar soluciones sostenibles.

La energía renovable no solo ayuda a la descarbonización, sino que también crea empleo y dinamiza la economía local. La implementación masiva de estas energías ha promovido una serie de sectores (fabricación, instalación y mantenimiento de tecnologías limpias), por ejemplo, en el campo [3], [4]. Asimismo, los sistemas distribuidos aumentan la resiliencia eléctrica del sistema eléctrico ya que reducen las pérdidas por transmisión y disminuyen la dependencia de sistemas centralizados. Este desarrollo depende fundamentalmente de la existencia de políticas públicas. Los incentivos fiscales, los subsidios y el apoyo a proyectos locales son determinantes para acelerar la adopción de las energías renovables [30], [31], [35].

Por otro lado, la transición energética representa una oportunidad para fomentar la innovación tecnológica. La evolución de la tecnología solar ha permitido mayor eficiencia y menores costos, facilitando su aplicación en contextos residenciales y comerciales [36]. Además, los avances en almacenamiento energético y sistemas fotovoltaicos han mejorado la estabilidad de las redes y favorecido el crecimiento de la generación distribuida [37].

2.2.3 Retos y beneficios de la generación distribuida

La generación distribuida (GD) consiste en producir electricidad cerca del punto de consumo, aprovechando fuentes renovables como la solar o la biomasa. Este modelo mejora la eficiencia del sistema eléctrico, reduce pérdidas y fortalece la autonomía energética de los usuarios [3], [4]. En Ecuador, se considera una alternativa estratégica frente a la vulnerabilidad de la infraestructura y el rápido crecimiento urbano [19]. Sin embargo, su expansión enfrenta barreras como la falta de normativas claras y dificultades de integración a la red [35], además de los altos costos iniciales que limitan su adopción en contextos de bajos ingresos [38].

La tabla I resume los principales beneficios y retos de la generación distribuida (GD). Los beneficios incluyen la reducción de costos de energía y la mejora de la resiliencia del sistema eléctrico, mientras que los retos están relacionados con los costos iniciales, la integración a la red y la falta de normativas claras en algunos países.

Tabla I.

Beneficios y retos de la generación distribuida

Beneficios	Retos
Reducción de costos de energía: Los usuarios generan su propia energía, reduciendo su factura eléctrica **[4]**.	Costos iniciales: La inversión inicial en equipos solares fotovoltaicos y almacenamiento es elevada **[35]**.

Mejora en la resiliencia del sistema eléctrico: Reducción de la vulnerabilidad frente a cortes o fallos de la red principal **[3]**.	Integración a la red: Los sistemas distribuidos deben ser compatibles con las infraestructuras de red existentes **[19]**.
Reducción de pérdidas de transmisión: Al generar energía cerca del lugar de consumo, se minimizan las pérdidas de transmisión **[35]**.	Falta de incentivos y normativas claras: En muchos países, la legislación para la instalación de sistemas fotovoltaicos es aún insuficiente **[38]**.
Contribución a la descarbonización: Menos emisiones de CO_2 por la reducción de la dependencia de fuentes fósiles **[33]**.	Intermitencia de la generación: La generación de energía solar es intermitente, lo que requiere sistemas de almacenamiento o respaldo **[4]**.

Los beneficios de la generación distribuida incluyen la reducción de costos y mejora de la resiliencia, mientras que los retos se centran en los costos iniciales y la integración a la red eléctrica existente.

2.3 Normativas y compromisos internacionales

La transición energética sostenible está respaldada por normativas y compromisos internacionales que promueven el uso de energías renovables, como los Objetivos de Desarrollo Sostenible y el Acuerdo de París. Estas directrices impulsan no solo la adopción tecnológica, sino también la creación de marcos regulatorios que orienten a los países hacia sistemas energéticos limpios, eficientes y adaptados a sus contextos locales.

2.3.1 Objetivos de Desarrollo Sostenible

La transición energética está estrechamente relacionada con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, especialmente el ODS 7 y el ODS 11. El primero promueve el acceso a energía limpia y asequible, mientras que el segundo impulsa la sostenibilidad urbana mediante soluciones

energéticas renovables, fomentando un desarrollo equitativo y resiliente frente al cambio climático.

i. ODS 7 - Energía asequible y no contaminante

El ODS 7 busca garantizar el acceso de todos a energía asequible, confiable, sostenible y moderna. Este objetivo está estrechamente relacionado con la adopción de energías renovables y la reducción de la dependencia de combustibles fósiles, promoviendo tecnologías como la solar fotovoltaica, la eólica y la biomasa. La energía limpia no solo reduce las emisiones de CO_2, sino que también mejora la accesibilidad energética en zonas rurales y urbanas, apoyando el desarrollo económico y social a nivel global. La transición hacia energías renovables es clave para alcanzar los objetivos climáticos establecidos en el Acuerdo de París, especialmente la meta de cero emisiones netas para 2050 [1].

ii. ODS 11 - Ciudades y comunidades sostenibles

El ODS 11 se centra en lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles. En este contexto, las energías renovables juegan un papel esencial al permitir la generación distribuida en viviendas urbanas, reduciendo la dependencia de la red eléctrica y mejorando la resiliencia de las ciudades frente a desastres naturales o interrupciones del servicio. La implementación de sistemas solares fotovoltaicos en edificios y otras tecnologías limpias pueden transformar las zonas urbanas en modelos de sostenibilidad energética, mientras contribuyen al bienestar de las comunidades urbanas y su capacidad de adaptación al cambio climático [39].

2.3.2 Acuerdo de París y directrices de la Organización de las Naciones Unidas-Hábitat

El Acuerdo de París, adoptado en el año 2015, plantea un compromiso internacional de limitar el aumento del calentamiento global por debajo de los 2 °C, impulsando la transición hacia

energías renovables con una fuerte apuesta de estrategia para combatir la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero [40]. Las fuentes energéticas limpias como la solar, eólica y biomasa son protagonistas para cumplir con los objetivos climáticos, al ofrecer alternativas útiles y facilitar la carrera hacia el cumplimiento de los objetivos de cero emisiones netas [1]. Por su parte, las pautas de ONU-Hábitat y el Objetivo de Desarrollo Sostenible 11 promueven la planificación de ciudades más resilientes e inclusivas al apoyar las soluciones energéticas renovables en la ciudad. La generación distribuida, especialmente a través de los sistemas fotovoltaicos de viviendas y edificios, se pone de manifiesto como un medio para estimular la sostenibilidad de la ciudad, fomentar la autonomía energética a escala local y permitir una mejor calidad de vida de sus habitantes [41].

2.3.3 Normativas internacionales aplicables a edificaciones

las regulaciones internacionales sobre edificaciones son esenciales para incluir energías renovables y eficiencia energética en la edificación. Este tipo de normativa (la Directiva de la Unión Europea sobre edificios de cero emisiones, por ejemplo), establece normas que se persiguen y promueven en la construcción; se proponen objetivos que ayudan a reducir el consumo energético y las emisiones de CO_2. Su aplicación es fundamental para la consecución de los objetivos climáticos, como los contemplados en el Acuerdo de París, y para transformar las infraestructuras urbanas en otras más resilientes y sostenibles.

2.3.3.1 Directiva Europea sobre edificios de cero emisiones

La Directiva Europea sobre edificios de cero emisiones establece un marco normativo para lograr que todos los nuevos edificios sean energéticamente eficientes y de cero emisiones para el año 2030. Esta directiva promueve la adopción de tecnologías limpias, como energía solar, geotérmica y eólica, para garantizar que los edificios no solo cumplan con altos estándares de eficiencia energética, sino que también generen la energía que consumen. Además, fomenta la

integración de energías renovables en los edificios existentes mediante reformas que mejoren la eficiencia energética y reduzcan la dependencia de fuentes de energía no renovables. Este marco legal es esencial para cumplir con los compromisos climáticos de la Unión Europea y acelerar la transición hacia un modelo energético más sostenible [14].

2.3.3.2 Normas técnicas aplicables

Las normas técnicas internacionales son básicas e indispensables para conseguir la seguridad, la calidad y el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos o para la integración de energías renovables en el marco de la red eléctrica internacional. Estas normas comprenden, desde los requisitos de seguridad hasta los criterios de rendimiento, desgranando las especificaciones técnicas de referencia que articulan la mayor parte de las holgadas disposiciones de instalación de los sistemas fotovoltaicos, de interconexión, de puesta en servicio y de operación de los sistemas fotovoltaicos garantizando que se ajustan a una serie de requisitos técnicos que varían, dependiendo de sus especificaciones, la calidad, la seguridad y la eficiencia, para la aplicación correcta de las energías renovables.

Las tres normas que se aplican a los sistemas fotovoltaicos y su integración en la red eléctrica son las propuestas por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) y Underwriters Laboratories (UL).

i. IEC 61730 - Seguridad de módulos fotovoltaicos

La IEC 61730 establece los requisitos de seguridad eléctrica para los módulos fotovoltaicos, cubriendo tanto el diseño como las pruebas necesarias para asegurar que los módulos sean seguros durante su uso en condiciones operativas y ambientales diversas. Esta norma es fundamental para evitar riesgos eléctricos y garantizar la fiabilidad de los equipos fotovoltaicos. Se enfoca en aspectos como la protección contra descargas eléctricas, el aislamiento de las celdas y los materiales utilizados, asegurando que los módulos puedan operar en entornos urbanos y

rurales sin comprometer la seguridad de los usuarios. Según [42], esta normativa es clave para la expansión global de los sistemas fotovoltaicos, permitiendo una adopción masiva de la tecnología solar en instalaciones residenciales y comerciales.

ii. IEEE 1547 - Interconexión de energía distribuida

La IEEE 1547 establece los requisitos técnicos para la interconexión de sistemas de generación distribuida (como los fotovoltaicos) con las redes eléctricas. Esta norma regula las interfaces eléctricas, el comportamiento dinámico de los sistemas y las medidas de protección que deben cumplirse para asegurar que los sistemas fotovoltaicos no afecten la estabilidad de la red eléctrica. Además, define los parámetros de calidad de la energía y las condiciones de operación que garantizan que los sistemas fotovoltaicos se integren de manera eficiente y segura a la red sin causar problemas como fluctuaciones de voltaje o interrupciones de suministro [43]. La IEEE 1547 es fundamental para garantizar que la generación distribuida sea confiable y no interfiera con el funcionamiento de la red eléctrica.

iii. UL 1741 - Requisitos de rendimiento y seguridad de inversores fotovoltaicos

La UL 1741 se trata de una norma de seguridad, que contiene los requerimientos para la certificación de los inversores fotovoltaicos y otros equipos de interconexión eléctrica en el marco de los sistemas de energía distribuida. Esta norma garantiza que, efectivamente, los inversores fotovoltaicos cumplen con las normas de rendimiento y seguridad en condiciones normales y de emergencia. A este respecto, esta norma incluye numerosas pruebas sobre la resistencia eléctrica, la protección frente a sobrecargas, la compatibilidad con los equipos de la red eléctrica, de modo que los inversores fotovoltaicos sean seguros y eficientes para su función de transformar la energía que se genera, en corriente continua (DC) a corriente alterna (AC) apropiada para el uso [44]. La UL 1741 es, pues, fundamental para la comercialización y uso seguro de los inversores fotovoltaicos, tanto en las instalaciones residenciales como en las comerciales.

2.3.3.3 Mandatos solares

Los mandatos solares son políticas públicas que exigen la instalación obligatoria de sistemas solares fotovoltaicos en nuevas edificaciones o renovaciones mayores. Estas normativas han sido adoptadas por varios países y regiones como una herramienta regulatoria efectiva para acelerar la transición energética, reducir las emisiones de carbono y fomentar el uso de energías limpias en el sector de la construcción. En esta sección se presentan dos casos emblemáticos: California (Estados Unidos) y Alemania, cuyos modelos normativos han tenido un impacto demostrable en la adopción de energía solar residencial y comercial [45].

i. Caso 1: California

Desde el año 2020, California implementó un mandato solar que obliga la instalación de paneles solares en todas las viviendas unifamiliares nuevas, así como en edificios residenciales de hasta tres pisos. Esta política fue establecida por la California Energy Commission (CEC) dentro del Building Energy Efficiency Standards y representa un hito al ser el primer estado en EE. UU. en imponer este tipo de requerimiento a nivel estatal. El objetivo principal del mandato es reducir la huella de carbono del sector residencial, además de disminuir los costos energéticos a largo plazo para los propietarios. Según [46], esta medida podría aumentar la capacidad solar instalada en más de 1 GW en tan solo unos años, acelerando la descarbonización del estado. Además, reportes recientes muestran que la normativa ha incentivado el desarrollo de nuevas tecnologías solares más eficientes y ha generado un aumento en el empleo local en el sector energético.

ii. Caso 2: Alemania

Alemania, pionera en políticas de fomento a la energía renovable, ha implementado diversos mandatos solares a nivel regional, especialmente en los estados federados de Baden-Württemberg y Baviera, donde desde 2022 es obligatorio instalar paneles solares en nuevas construcciones comerciales y, progresivamente, también en viviendas nuevas. Esta política se

enmarca en el objetivo nacional de neutralidad climática para 2045, conforme a la Ley de Protección Climática del país. La implementación de mandatos solares ha sido acompañada de subvenciones estatales, líneas de crédito verdes y campañas de concienciación ciudadana. Según el Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima de Alemania (BMWK), esta estrategia ha permitido mantener un crecimiento constante de la capacidad solar instalada y ha consolidado a Alemania como uno de los líderes globales en generación solar distribuida [47], [48].

2.4 Enfoque regional latinoamericano en generación renovable

La región latinoamericana, que cuenta con un alto potencial natural y geográfico, se erige en un área propicia para el aprovechamiento de las energías renovables, desde la energía solar en el norte de México y Chile; pasando por la eólica en las costas de Brasil y Uruguay; para terminar, también, con la biomasa preparados en países como Argentina y Colombia, de modo que América Latina está en una posición ideal para llevar a cabo esta transición energética. Aun y así, la región presenta obstáculos importantes de implementación y expansión de proyectos renovables que incluyen limitaciones regulatorias, financieras y la necesidad de contar con la infraestructura adecuada.

2.4.1 Política energética en América Latina

E En muchos países de América Latina, la transición hacia el uso de energías renovables se ha planteado como una necesidad medioambiental, pero también como una oportunidad para robustecer la economía local y generar trabajo. El Banco Interamericano de Desarrollo señala que la inversión en infraestructura para energía limpia ha favorecido notablemente a sectores como la fabricación e instalación de equipos solares, generando miles de puestos de trabajo en zonas rurales [49]. Sin embargo, a pesar de esos avances; la falta de un marco regulatorio claro y la carencia de acceso a financiación son, todavía, limitaciones muy relevantes para la expansión de la energía renovable en regiones como Centroamérica y el Caribe. El trabajo [4] sostiene que las políticas

que aseguran incentivos a largo plazo y protegen la inversión inicial son determinantes para garantizar la estabilidad de los mercados de energía renovable, y que la ausencia de estas condiciones pondría en riesgo el crecimiento de la energía solar y eólica, el cual se vería ahogado por la incertidumbre de carácter económico y político, en particular en países que muestran una alta vulnerabilidad económica.

Además de los retos de tipo económico y regulatorio, América Latina se confronta a una dependencia histórica de fuentes de energía no renovables, especialmente en lo que hace referencia al sector hidroeléctrico; Ecuador o Brasil son ejemplos de países que tienen un alto grado de dependencia de sus reservas hidroeléctricas y esa es la razón por la cual, son los países más vulnerables a sequías y fenómenos climáticos extremos. La diversificación de la matriz energética (de la región) es clave para hacer frente a esta vulnerabilidad y garantizar el suministro de energía en el futuro [38]. Las iniciativas de transición energética deberán abordar al mismo tiempo la educación y formación de la fuerza laboral local para que pueda apoyarse en la generación de oportunidades en energías renovables; por ejemplo, el caso de Chile como líder regional en la energía solar ha desarrollado programas de formación técnica y profesional en energías renovables aportando a la disminución de la brecha de habilidades en el sector energético [40].

2.4.2 Casos normativos relevantes

La política energética en América Latina está en un proceso de transformación hacia un modelo más sostenible y diversificado, con un creciente enfoque en las energías renovables. La región, que posee un gran potencial natural para fuentes de energía como la solar, la eólica y la biomasa, ha comenzado a adoptar estrategias y políticas públicas que buscan reducir la dependencia de fuentes no renovables y mitigar el cambio climático. No obstante, los desafíos económicos, regulatorios y estructurales siguen siendo barreras para una transición más rápida.

2.4.2.1 Chile: Ley de Net Billing

Los hitos en cuanto al desarrollo de la generación distribuida a nivel residencial y comercial en América Latina los marca la Ley de Net Billing en Chile, al ser una ley promulgada en 2015 que permite a los consumidores autogenerar su electricidad a partir de sistemas fotovoltaicos y vender el excedente de energía a la red eléctrica, generando así un crédito en la factura de electricidad. Esta ley, a su vez, determina un sistema de compensación mediante créditos por kilovatio hora (kWh) los cuales son utilizados por los consumidores para disminuir su consumo de energía de la red en el momento en que no están generando suficiente energía. De acuerdo con [23], es Chile el que lidera la región en este tipo de energía solar distribuida derivada por esta ley que potenció la instalación de sistemas fotovoltaicos, en particular en zonas urbanas y comerciales. Pese a ser un éxito, la ley presenta retos respecto a la integración de la generación distribuida a la minería y la formación de los usuarios para el correcto uso de sus instalaciones solares [50].

2.4.2.2 Brasil: Regulación para micro generación distribuida

La ley N° 14.300/2022 promulgada en Brasil presenta un marco legal en el que se regula la micro generación distribuida para que residenciales y comercios sean capaces de generar su propia energía renovable desde fuentes como la solar fotovoltaica y a su vez conectarse a la red [51]. Esta legislación norma la Regulación ANEEL 482/2012, incluyendo unas condiciones más favorables para la interconexión de pequeños sistemas y para la compensación de energía generada por los usuarios. Como se señala en [52], esta ley presenta un marco regulatorio claro del cual se deriva el crecimiento de la energía solar distribuida, principalmente en lugares no interconectados. Esta regulación también tiene efectos positivos en la disminución de costes y en la consolidación de la resiliencia del sistema eléctrico brasileño. En este sentido, la compensación energética establece un sistema en el cual los usuarios de la red eléctrica pueden vender la energía solar que producen y que no utilizan en sus instalaciones, lo que deriva en ahorros significativos en las tarifas de electricidad. Como dice el artículo [53], Brasil se convierte en uno de los líderes mundiales en

la adopción de energía renovable con la ley N° 14.300/2022, un referente de transición energética en América Latina.

2.4.2.3 Colombia: Autogeneración a pequeña escala

En Colombia, la autogeneración a pequeña escala ha ganado un impulso significativo en los últimos años, particularmente en el sector de la energía solar fotovoltaica, gracias a la implementación de marcos regulatorios como la Ley 1715 de 2014 y la Resolución CREG 100 de 2021. La Resolución CREG 100 establece las condiciones para la compensación de energía generada por sistemas fotovoltaicos residenciales y comerciales, permitiendo a los consumidores inyectar su excedente de electricidad a la red pública y recibir compensaciones económicas [54]. Según [55], esta regulación ha permitido que más de 200,000 hogares en Colombia instalen sistemas fotovoltaicos, especialmente en zonas rurales y regiones no interconectadas. De igual forma, vale mencionar que los estímulos fiscales y las líneas de crédito verde impartidas por el Ministerio de Minas Y Energía, han sido esenciales para el acceso a las tecnologías renovables por parte de los sectores más vulnerables. No solamente se ha facilitado a través de la generación distribuida de energía, la reducción de costos energéticos, sino que se ha fortalecido la forma en que los sectores de la energía se enfrentan a fenómenos climáticos adversos, facilitando la reducción de las emisiones del sector eléctrico y la mejora de las condiciones de vida de las comunidades rurales [56].

2.5 Estado actual y marco regulatorio del Ecuador

El panorama energético ecuatoriano se caracteriza por una matriz dominada por fuentes hidroeléctricas, una red de subtransmisión que ha crecido junto con la demanda urbana, y una normativa técnica que regula el desarrollo de proyectos energéticos a diferentes escalas. En el entorno residencial, la incorporación de tecnologías fotovoltaicas depende tanto del acceso a la infraestructura eléctrica como de las disposiciones legales vigentes. Junto a estas condiciones,

diversos estudios han evaluado la factibilidad técnica de implementar generación distribuida en zonas urbanas, considerando variables como radiación solar, consumo promedio y características constructivas.

2.5.1 Diagnóstico del sistema eléctrico nacional y cobertura

Ecuador dispone de una matriz eléctrica nacional eminentemente renovable, en la que la generación hidráulica supone en torno al 80 % del total de la energía generada [57]. Este perfil le ha permitido al país sostener una huella de carbono más bien baja en el sector eléctrico. Sin embargo, la alta dependencia en fuentes hídricas le otorga una vulnerabilidad ante las variaciones climáticas estacionales, sobre todo en los años de sequía, durante los cuales se recurre a generación térmica como respaldo [58]. Esta circunstancia sobre la cobertura es problemática para la estabilidad del suministro, lo que permite abrir oportunidades para diversificar la matriz haciendo uso de sistemas renovables descentralizados.

En conexión con la cobertura, el acceso a la electricidad en zonas urbanas alcanza al 98,9 % de la población, en tanto que en el campo rural la cobertura es del 89,1 % [59]. Esta distancia entre las urbanas y las rurales responde a brechas que podría haber sido posible intervenir mediante soluciones de generación distribuida, especialmente en aquellos contextos de difícil acceso. El sistema de subtransmisión y distribución opera dentro de lo marcado por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), puesto que las políticas públicas se articulan mediante lo que establece el Ministerio de Energía y Minas, que subsidia la posibilidad de que la infraestructura de la energía continúe expandiéndose con criterios de sostenibilidad [60].

2.5.2 Regulaciones vigentes relacionadas con generación distribuida

Ecuador ha desarrollado un marco normativo específico para la generación distribuida con fuentes renovables, en especial para sistemas fotovoltaicos. La regulación principal en este ámbito es la Norma ARCONEL 005/20, emitida por la Agencia de Regulación y Control de Energía y

Recursos Naturales no Renovables. Esta norma establece los procedimientos técnicos y administrativos para la conexión de sistemas de generación distribuida a las redes de distribución eléctrica, bajo el esquema de medición neta [61].

Posteriormente, en 2024, se aprobó la actualización mediante la Resolución ARCONEL 005/24 (codificada), la cual introdujo ajustes para facilitar el acceso de usuarios residenciales a esta modalidad. Entre sus disposiciones se encuentran la reducción de los tiempos de aprobación, la estandarización de requisitos para sistemas menores a 5 kW, y la formalización de la figura del "usuario prosumidor", que permite a los ciudadanos generar y consumir su propia energía, inyectando los excedentes a la red [21].

Además, la regulación ecuatoriana considera como parte de la política pública el impulso a la energía renovable a pequeña escala, según lo establecido en el Plan Maestro de Electricidad (PME) 2023–2032, donde se proyecta la expansión de proyectos de generación distribuida como una estrategia para fortalecer la sostenibilidad del sistema eléctrico [60].

2.5.3 Limitaciones del marco normativo actual

Aunque Ecuador ha avanzado en la formalización de la generación distribuida mediante resoluciones como la ARCONEL 005/20, y su actualización, ARCONEL 005/24 (codificada), aún hay limitaciones normativas relevantes que dificultan su despliegue masivo, sobre todo en el sector residencial. Una de las principales limitaciones que se ha podido determinar es la falta de carácter normativo, que exija la inclusión de sistemas fotovoltaicos en nuevas edificaciones tal como ocurre en países donde se han incorporado mandatos solares; otro aspecto es que el sistema de medición neta vigente no determina un incentivo económico suficiente para el sector de prosumidores que se define por excedentes de energía que se inyectan como cero, y se pueden reconocer con el mismo valor del kWh consumido en el mismo período de facturación mensual (medido en kWh); redondeándose este proceso en la facturación al fin de mes, no existe una estrategia que prevea la

acumulación de excedentes adicionales ni que contemple un sistema de remuneración que lo haga rentable a lo largo del tiempo [21].

Finalmente, las normas actuales no exigen la inclusión obligatoria de protecciones eléctricas, monitoreo remoto o criterios de calidad de equipos fotovoltaicos, lo cual compromete la seguridad técnica y dificulta el control estatal. Tampoco se han definido mecanismos claros de financiamiento público, subsidios o incentivos fiscales que impulsen este tipo de proyectos en los sectores medio y alto del segmento regulado [60].

2.5.4 Viabilidad técnica en viviendas urbanas: estudios nacionales

Un estudio publicado en Redalyc en 2023 utilizó tecnología LIDAR y simulaciones mediante SAM para evaluar el potencial solar de techos residenciales en zonas urbanas ecuatorianas. Los resultados mostraron que aproximadamente el 68 % de los techos analizados en Cuenca cumplen con los requisitos óptimos (orientación, inclinación, sombra) para instalar sistemas fotovoltaicos y que un sistema de 3 kWp puede cubrir una porción importante del consumo eléctrico anual de una vivienda tipo [8].

De manera complementaria, un artículo de 2025 en la Revista Técnica Energética evaluó técnicamente un sistema fotovoltaico on-grid para una vivienda urbana modelada con datos de consumo real y recurso solar estimado a través de PVGIS. El análisis determinó que con una instalación de aproximadamente 2.5 kWp era factible cubrir cerca del 75 % de la demanda energética anual, alcanzando una producción de alrededor de 1 450 kWh/kWp al año [32].

Estos estudios representan una evidencia sólida sobre la viabilidad técnica de los sistemas fotovoltaicos en viviendas urbanas del Ecuador. Ambos confirman que, bajo condiciones reales y tomando en cuenta variables arquitectónicas y climáticas locales, es posible alcanzar altos niveles de autosuficiencia energética, reforzando la justificación técnica de tu propuesta normativa.

CAPITULO III

Materiales y Métodos

En el siguiente capitulo se presenta la metodología usada durante el desarrollo de la propuesta de la normativa técnica, así como la caracterización del contexto energético ecuatoriano de acuerdo con el área de estudio, evidenciando que la matriz eléctrica es predominantemente hidroeléctrica, así como su vulnerabilidad a los efectos climáticos. El capítulo está estructurado a partir del desarrollo del enfoque metodológico mixto como parte de tres fases: el análisis sistemático PRISMA, el análisis bibliométrico del marco normativo internacional que se realizó mediante VOSviewer y el entorno de R Bibliometrix para la determinación de los criterios técnicos fundamentales; y la propuesta de la norma técnica nacional.

3.1 Lugar de estudio

Ecuador se encuentra en la región noroccidental de América del Sur, con una superficie de 283,561 km² y una población estimada de 16.9 millones de habitantes [62]. LA distribución poblacional genera una demanda eléctrica heterogénea e intensa en zonas urbanas del país, donde el consumo residencial representa aproximadamente el 28.6% de la demanda total del Sistema Nacional Interconectado (SNI), convirtiendo la urbanización acelerada y la expansión del parque de viviendas en un desafío para la planificación energética y la sostenibilidad del sistema eléctrico nacional [63].

3.1.1 Situación actual del sistema eléctrico ecuatoriano

El sistema eléctrico del Ecuador se caracteriza por tener una matriz energética mayoritariamente renovable basada en generación hidroeléctrica. Según se detalla en el Balance Energético Nacional 2024, la capacidad instalada nacional alcanza los 9 714 MW, de los cuales el 55.8 % proviene de hidroeléctricas; esta realidad posiciona al Ecuador con una de las matrices

eléctricas más limpias de Latinoamérica [64]. Sin embargo, esta condición genera vulnerabilidad ante fenómenos climáticos adversos como las sequías prolongadas y la variabilidad hidrológica asociada al cambio climático. Durante 2023 y 2024, el Ecuador ha pasado por situaciones en las que se han disminuido las reservas de embalses de las principales centrales (Coca Codo Sinclair, Paute-Molino, Sopladora, Mazar), lo que ha ocasionado restricciones eléctricas programadas que han afectado a los sectores productivos y a la población residencial [65].

3.1.2 Composición de la matriz de generación eléctrica

De acuerdo con los datos del Balance Energético Nacional 2024, la composición porcentual de la matriz de generación eléctrica nacional se distribuye de la siguiente manera:

Tabla II.

Composición de la matriz de generación eléctrica

Tipo de generación	Capacidad instalada (MW)	Porcentaje (%)
Hidroeléctrica	5,420.4	55.8%
Térmica	3,565	36.7%
Grupos Electrógenos de Emergencia	407.9	4.2%
Otras Renovables	320.5	3.3%
Total	9714	100%

Nota: Composición de la matriz de generación eléctrica [66]

La generación hidroeléctrica domina ampliamente la matriz eléctrica nacional. No obstante, la participación de energías renovables no sigue siendo marginal, representando apenas el 3.3% de la capacidad instalada total. Esta baja diversificación limita la resiliencia del sistema eléctrico y justifica la necesidad de impulsar alternativas complementarias como la generación distribuida fotovoltaica en el sector residencial.

3.2 Metodología de investigación

3.2.1 Tipo de investigación

La investigación que aquí se presenta es de enfoque mixto, incorpora métodos cualitativos y cuantitativos. Se considera de tipo descriptiva, analítica y propositiva, ya que tiene por objeto formular una propuesta normativa técnica que tenga como soporte evidencia científica y experiencias internacionales comparables.

El componente descriptivo tiene la función de caracterizar la situación actual del sistema eléctrico ecuatoriano, describir las condiciones técnicas y regulatorias, como igualmente el marco normativo; el componente analítico facilita el procesamiento sistemático de la información científica a través de técnicas bibliométricas que permiten identificar tendencias, relaciones conceptuales y vacíos de conocimiento en la temática de la generación distribuida fotovoltaica en el contexto de áreas residenciales urbanas; y finalmente el componente propositivo integra estos hallazgos anteriores para presentar la propuesta normativa técnica que sea coherente, factible y que se ajuste al contexto nacional.

3.2.2 Diseño metodológico general

El diseño metodológico del estudio se estructura en tres fases secuenciales e interrelacionadas, cada una alineada con los objetivos específicos planteados en el Capítulo 1. La Figura 2 ilustra el esquema general del proceso metodológico adoptado.

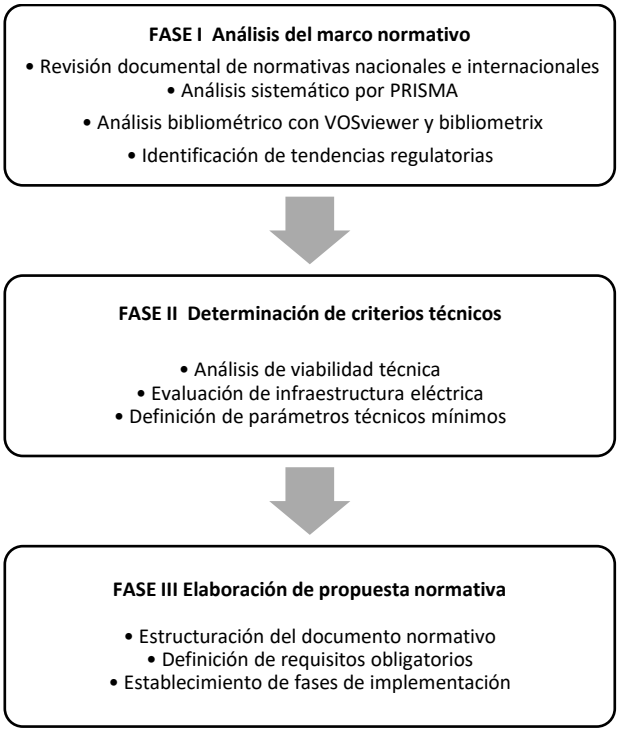

Figura 2. Diseño metodológico general

3.3 Fase I: Análisis del marco normativo

3.3.1 Análisis del marco normativo mediante revisión sistemática

La metodología PRISMA proporciona un marco estructurado para llevar a cabo revisiones sistemáticas transparentes y replicables. Este protocolo garantiza que la selección de estudios sea objetiva, exhaustiva y basada en criterios predefinidos, minimizando sesgos de selección y mejorando la calidad de los hallazgos [67].

Pregunta de investigación PICO:

Siguiendo el formato PICO (Population, Intervention, Comparison, Outcome) adaptado para estudios normativos:

- P (Población): Nuevas edificaciones residenciales urbanas
- I (Intervención): Implementación obligatoria de sistemas de generación eléctrica fotovoltaica
- C (Comparación): Marcos normativos nacionales e internacionales existentes
- (Resultado): Criterios técnicos, regulatorios y de implementación para propuesta normativa

Pregunta de investigación formulada:

¿Qué criterios técnicos, normativos y estrategias de implementación han adoptado los marcos regulatorios nacionales e internacionales para la incorporación obligatoria de sistemas de generación eléctrica fotovoltaica en nuevas viviendas urbanas, y cómo pueden adaptarse al contexto ecuatoriano?

Ecuación de búsqueda principal (Scopus/Web of Science):

En la figura 3 se puede evidenciar la ecuación utilizada

```
TITLE-ABS-KEY (("renewable energy" OR "solar energy" OR "photovoltaic*")
AND ("building*" OR "residential" OR "housing" OR "dwelling*")
AND ("regulation*" OR "policy" OR "standard*" OR "mandatory" OR "code*"
OR "normative" OR "legislation"))
AND PUBYEAR > 2020 AND PUBYEAR < 2025
```

Para bases de datos en español (SciELO, Redalyc):

```
("energía renovable" OR "energía solar" OR "fotovoltaico*")
AND ("edificación*" OR "residencial*" OR "vivienda*")
AND ("normativa*" OR "regulación*" OR "política*" OR "legislación*")
```

Figura 3. Ecuación de búsqueda para español e inglés

Criterios de elegibilidad

Tabla III.

Criterios de inclusión y exclusión

Criterio	Inclusión	Exclusión
Tipo de documento	Artículos revisados por pares, conferencias, informes técnicos oficiales, documentos normativos, tesis	Editoriales, resúmenes sin texto completo, material comercial
Período	2020-2025	Anterior a 2020, sin fecha
Idioma	Inglés, español	Otros idiomas
Temática	Sistemas fotovoltaicos residenciales, marcos normativos, generación distribuida urbana	Aplicaciones industriales >1 MW, off-grid exclusivamente, tecnologías no fotovoltaicas
Calidad	Metodología clara, datos verificables	Revistas depredadoras, conflictos de interés no declarados
Disponibilidad	Texto completo o resumen detallado	Sin acceso al documento

Proceso de selección: Diagrama de flujo PRISMA

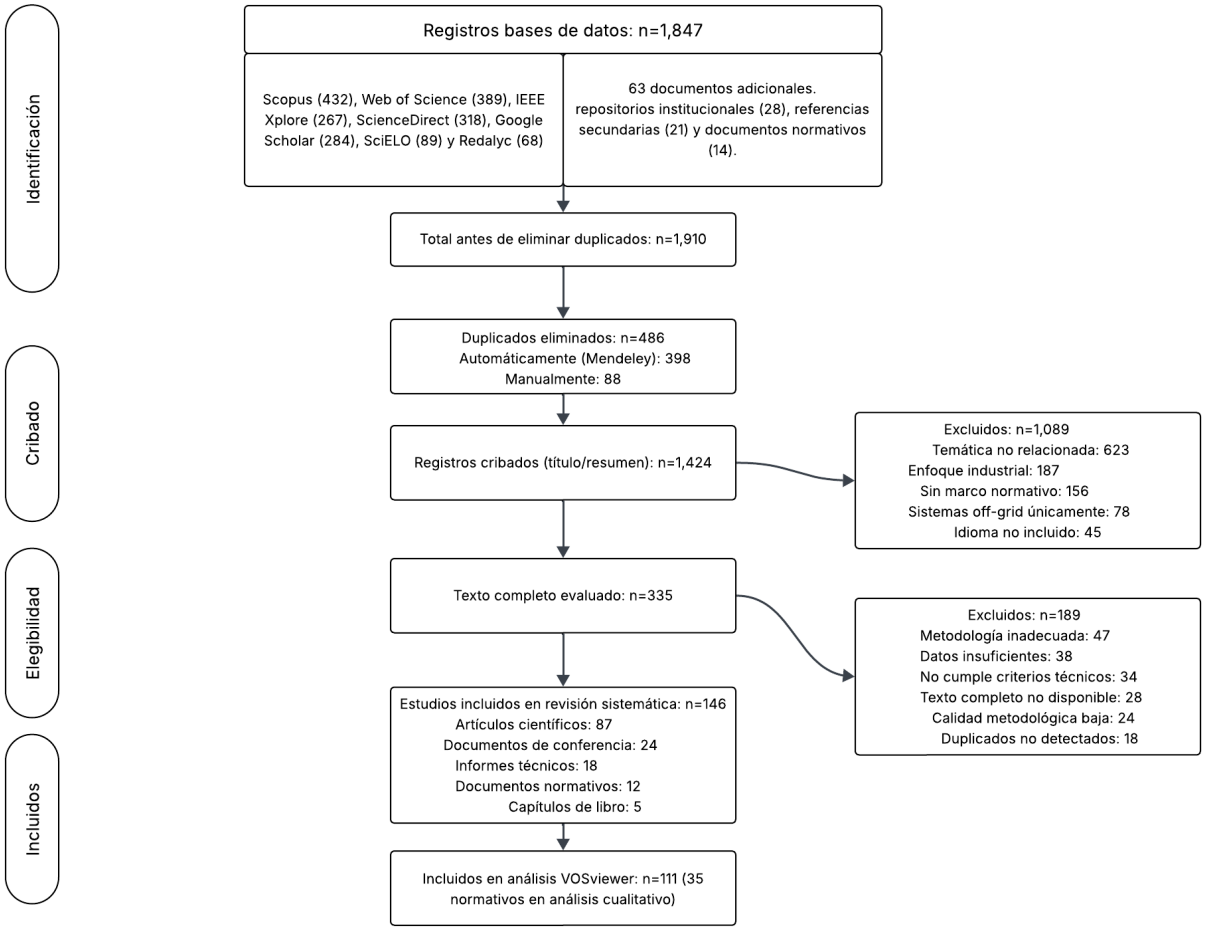

Figura 4. Diagrama de flujo PRISMA

3.3.2 Análisis del marco normativo mediante análisis bibliométrico con VOSviewer

Para ello se opera un análisis bibliométrico sistemático el cual permite identificar, cuantificar y visualizar la producción normativa y científica en el tema del estudio.

Justificación del análisis bibliométrico

El análisis bibliométrico es una técnica cuantitativa que permite estudiar publicaciones científicas e identificar patrones de producción, colaboración, impacto y evolución temática en un campo específico. Para esta investigación resulta fundamental porque permite identificar tendencias globales en políticas y regulaciones sobre energías renovables en edificios, representar las relaciones conceptuales entre términos como "generación distribuida", "sistemas fotovoltaicos", "normas de edificación" y "energía solar residencial", identificar oportunidades de conocimiento para el contexto ecuatoriano, y validar la pertinencia y actualidad del tema mediante indicadores de producción científica.

Software de análisis: VOSviewer

Para el procesamiento y visualización de datos bibliométricos se utiliza el software VOSviewer versión 1.6.20, desarrollado por el Centre for Science and Technology Studies (CWTS) de la Universidad de Leiden, Países Bajos. VOSviewer es una herramienta de acceso libre especializada en la construcción y visualización de redes bibliométricas, ampliamente utilizada en la comunidad científica internacional. VOSviewer se selecciona por su capacidad de procesamiento de grandes volúmenes de datos, su interfaz intuitiva, y su compatibilidad con bases de datos científicas de alto impacto como Scopus, Web of Science y Google Scholar.

Estrategia de búsqueda y recopilación de datos

La recopilación de información se realiza mediante búsquedas sistemáticas en las siguientes bases de datos científicas y repositorios institucionales:

Las principales bases de datos científicas: Scopus, Web of Science, IEEE Xplore Digital Library, ScienceDirect y Google Scholar, seleccionadas por su relevancia en investigación académica y tecnológica.

Repositorios institucionales y normativos: Biblioteca digital de ARCONEL (Ecuador), portal normativo del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables de Ecuador, base de datos de la International Energy Agency (IEA), repositorio de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y portal EUR-Lex (legislación de la Unión Europea)

Procesamiento de datos en VOSviewer

Paso 1: Importación y limpieza de datos

Los registros bibliográficos se exportan desde las bases de datos en formato RIS o BibTeX, formatos compatibles con VOSviewer, sumando un total de 1847 artículos en los cuales se eliminaron los registros duplicados, las entradas con información incompleta y los documentos que no cumplieron los criterios de inclusión tras la revisión del resumen mediante el ingreso de un archivo de texto que contiene los criterios de exclusión como se observa en la figura 5.

```
label   replace by
renewable energy        renewable energy
renewable energies      renewable energy
solar energy    solar energy
photovoltaic    photovoltaic energy
photovoltaics   photovoltaic energy
pv systems      photovoltaic energy
pv system       photovoltaic energy
solar photovoltaic      photovoltaic energy
building        buildings
buildings       buildings
residential     residential buildings
housing residential buildings
dwelling        residential buildings
dwellings       residential buildings
regulation      regulation
regulations     regulation
policy  policy
policies        policy
standard        standards
standards       standards
building code   building codes
building codes  building codes
energy code     energy codes
mandatory       mandatory
legislation     legislation
normative       normative
net zero energy building        net zero energy buildings
nzeb    net zero energy buildings
energy efficiency       energy efficiency
energy performance      energy performance
```

Figura 5. Archivo de texto de exclusión para VOS viewer

Paso 2: Elaboración de completos y extensos mapas de coocurrencia digital de palabras clave

Así, VOSviewer se configuró para que elaborara, a partir de los términos que se extraen de títulos, resúmenes y palabras clave, mapas de red basados en la coocurrencia de los términos que forman parte de este. Los modos de configuración que se determinaron fueron: tipo de análisis de coocurrencia; unidad de análisis -todos los términos; método de conteo completo; número mínimo de cinco ocurrencias por término; y visualización de 100 términos más relevantes.

Paso 3: La detección de clústeres temáticos

El algoritmo de modularidad que se aplica en VOSviewer permite detectar clústeres de términos asociados, considerándose cada uno de los mismos como un área temática o un tema de estudio en el campo, o área de estudio científico. Se detectan los clústeres para así saber qué temas son los más relevantes y cuáles son las relaciones entre componentes técnicos y normativos –temas emergentes en políticas de energías renovables- que pueden estar en la literatura científica emergente.

Paso 4: Análisis temporal de términos

Se genera un análisis de superposición temporal que colorea los nodos según el año promedio de publicación de los documentos que contienen cada término. Esto permite identificar términos históricos versus emergentes, la evolución conceptual del campo, y las áreas de investigación. Y finalmente se presenta el análisis de las redes.

Análisis complementario de normativas específicas

Paralelamente al análisis bibliométrico cuantitativo, se realiza una revisión documental cualitativa de normativas específicas identificadas como referentes internacionales. Las

normativas internacionales analizadas incluyen la Directiva (UE) 2024/1275 sobre eficiencia energética de edificios, los Estándares de Eficiencia Energética de California (Title 24, Part 6), la Ley de Protección Climática de Alemania y sus mandatos solares regionales, la Ley de Net Billing de Chile (Ley 20.571), la Ley 14.300/2022 de Brasil sobre micro generación distribuida, y la Resolución CREG 100/2021 de Colombia.

Las normativas nacionales analizadas comprenden la Resolución ARCONEL-005/20 y su codificación ARCONEL-005/24, el Plan Maestro de Electricidad 2023-2032, las normativas técnicas INEN aplicables a instalaciones fotovoltaicas, y el Reglamento Nacional de Construcción en sus aspectos energéticos [68].

3.3.3 Análisis del marco normativo mediante revisión sistemática y análisis bibliométrico con bibliometrix

Se implementa un análisis bibliométrico mediante el paquete bibliometrix de R, que proporciona herramientas avanzadas para el análisis cuantitativo de la producción científica y la visualización de estructuras de conocimiento.

Análisis bibliométrico con bibliometrix

Para el análisis cuantitativo de 1847 documentos seleccionados se utilizó el paquete bibliometrix versión 4.1.4 del software estadístico R versión 4.3.2 (R Core Team, 2023). Bibliometrix es una herramienta integral de código abierto para análisis científico-métrico que permite realizar análisis descriptivos, construcción de redes bibliométricas, análisis de citas y evaluación del impacto científico [69].

Estrategia de búsqueda y fuentes de información

Bases de datos científicas indexadas:

- Scopus (Elsevier)

- Web of Science (Clarivate Analytics)
- IEEE Xplore Digital Library
- ScienceDirect
- Google Scholar
- SciELO - Literatura latinoamericana
- Redalyc - Producción científica iberoamericana

Repositorios institucionales y normativos:

- Biblioteca digital ARCONEL (Ecuador)
- Portal del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (Ecuador)
- International Energy Agency (IEA)
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)
- EUR-Lex - Legislación de la Unión Europea
- Agencias reguladoras: California Energy Commission, BMWK (Alemania), CNE (Chile), ANEEL (Brasil), CREG (Colombia)

Período de publicaciones incluidas: 2020 - 2025

Ecuaciones de búsqueda:

Se diseñaron códigos en R para que se pueda realizar la exclusión del total documental por años y palabras clave en inglés y español un ejemplo se observa en la figura 6.

```
 filter(PY > 2020 & PY < 2025)
energy_terms <- "renewable energy|solar energy|photovoltaic|pv system|solar power|
                 energía renovable|energía solar|fotovoltaic"
building_terms <- "building|residential|housing|dwelling|home|household|
                   edificación|residencial|vivienda|urbano"
```

Figura 6. Ecuación de búsqueda para español e inglés usado para bibliometrix

Criterios de elegibilidad

Se establecieron criterios rigurosos de inclusión y exclusión para garantizar la pertinencia y calidad de los documentos seleccionados.

Tabla IV.

Criterios de inclusión y exclusión para selección de estudios

Criterio	Inclusión	Exclusión
Tipo de documento	Artículos revisados por pares, conferencias internacionales, informes técnicos oficiales, documentos normativos, capítulos de libro, tesis doctorales	Editoriales, cartas al editor, resúmenes sin texto completo, material promocional, presentaciones sin publicación
Período	2020–2025	Anterior a 2020, sin fecha identificable
Idioma	Inglés, español	Otros idiomas
Temática principal	Sistemas fotovoltaicos residenciales, marcos normativos energéticos, generación distribuida urbana, mandatos solares	Aplicaciones industriales exclusivas (>1 MW), sistemas off-grid únicamente, tecnologías no fotovoltaicas como tema principal
Ámbito geográfico	Estudios urbanos con énfasis en América Latina, Europa, América del Norte	Aplicaciones rurales aisladas sin conexión a red
Calidad metodológica	Metodología clara y replicable, datos verificables, fuentes transparentes	Revistas depredadoras, conflictos de interés no declarados, datos sin sustento

Disponibilidad	Texto completo o resumen estructurado detallado	Sin acceso al documento completo

3.3.4 Fase II: Determinación de criterios técnicos fundamentales

La segunda fase metodológica corresponde al cumplimiento del objetivo específico 2: "Determinar los criterios técnicos fundamentales para la implementación obligatoria de sistemas de generación eléctrica renovable en nuevas viviendas urbanas en Ecuador". Esta fase se estructura en cinco componentes técnicos interrelacionados que permiten establecer los parámetros mínimos necesarios para garantizar la viabilidad, seguridad y eficiencia de los sistemas fotovoltaicos residenciales.

Análisis de la infraestructura eléctrica urbana existente

El primer componente consiste en caracterizar la infraestructura de distribución eléctrica en zonas urbanas ecuatorianas para determinar su capacidad de integrar sistemas de generación distribuida fotovoltaica.

Las fuentes de información utilizadas incluyen datos técnicos de las empresas distribuidoras como CNEL EP, EEQ, EMELNORTE y CENTROSUR, entre otras; información del Operador Nacional de Electricidad (CENACE); estudios de capacidad de transformadores de distribución; y planes de expansión de redes de distribución. [66]

Las variables que se han evaluado han variado desde los niveles de tensión de distribución, que son considerados en media tensión, considerando normalmente tensiones de media tensión de 13.8 kV y 22 kV, y tensiones de baja tensión (120/240 V y 220 V) y la configuración del sistema trifásico, bifásico o monofásico. La capacidad de los transformadores de distribución es analizada considerando los valores nominales típicos que se encuentran en este tipo de sectores residenciales

(15, 25, 37.5 y 50 kVA) corresponden a valores normalizados internacionales para transformadores de distribución conforme a IEEE C57.12.00 (IEEE, 2020) [70], el índice de carga promedio actual, y la capacidad disponible para inyecciones de excedentes. Las características de las redes analizadas han variado con respecto a la longitud promedio de los circuitos secundarios, el calibre de conductor predominante, la configuración de conexión radial o anillada, y finalmente, también se ha evaluado el nivel de pérdidas técnicas al cual actualmente se enfrenta el sistema. Se han considerado, además, los perfiles de carga residencial, utilizando para ello las curvas de demanda típicas de cada estrato (A, B, C), factores de carga y de diversidad, las horas pico de consumo, así como por último el consumo medio mensual por estrato como se observa en la Tabla V.

Tabla V.

Estratificación de EMELNORTE y ajustes para contexto nacional

Estrato	Consumo mensual promedio (kWh)	Consumo diario promedio (kWh/día)
A (alto)	500 – 800	16.7 – 26.7
B (medio-alto)	350 – 499	11.7 – 16.7
C (medio)	250 – 349	8.3 – 11.7

Nota: Consumo diario estimado dividiendo consumo mensual para 30 días [70].

Evaluación del potencial solar en zonas urbanas

Este componente cuantifica el recurso solar disponible en las principales ciudades ecuatorianas y evalúa la viabilidad de generación fotovoltaica en cubiertas residenciales.

Las fuentes empleadas son el Atlas Solar del Ecuador (CONELEC/MEER), PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), NASA POWER, como datos satelitales, y la

información contenida en los estudios locales previos dotados de tecnología LIDAR. Las variables de análisis son: irradiación solar, que se considera a través de la irradiación global horizontal (GHI), irradiación directa normal (DNI) e irradiación difusa horizontal (DHI), en kWh/m²/día y variabilidad estacional. Se tuvieron presentes indicadores geométricos tales como ángulo de inclinación óptimo para cada ciudad, orientación (azimut) y un indicador de sombreado urbano. Finalmente, se evaluaron las condiciones ambientales a través de la temperatura ambiente promedio, el coeficiente de temperatura de módulos fotovoltaicos y las pérdidas por temperatura. [66]

Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos tipo

Con base en los perfiles de consumo identificados y el potencial solar evaluado, se procede al dimensionamiento técnico de sistemas fotovoltaicos representativos para cada estrato objetivo.

Criterio de dimensionamiento:

Se establece como criterio principal cubrir entre el 40% y 60% del consumo eléctrico mensual promedio de las viviendas, porcentaje que equilibra viabilidad técnica, económica y regulatoria según experiencias internacionales analizadas en la Fase I como se observa en Tabla VI.

Tabla VI .

Evaluación comparativa de escenarios de cobertura fotovoltaica

Cobertura del consumo (%)	Potencia instalada relativa	Nivel estimado de autoconsumo (%)	Excedentes a red (%)	Periodo de retorno (años)	Evaluación técnico-económica

40 %	Baja	70 %	30 %	8 – 10	Alta eficiencia, baja inversión
50 %	Media-baja	65 %	35 %	9 – 11	Óptimo balance inversión–retorno
60 %	Media	60 %	40 %	10 – 12	Límite superior recomendable
80 %	Alta	45 %	55 %	13 – 16	Exceso de inyección, menor TIR
100 %	Muy alta	35 %	65 %	15 – 18	Sobredimensionamiento técnico

Nota: La tabla explica que el exceso de generación puede afectar el retorno económico bajo el esquema vigente [72].

El Valor Presente Neto (VPN) se calculó considerando una vida útil del sistema de 25 años, una tasa de descuento del 8% anual, una degradación de módulos del 0.5% anual, y costos de mantenimiento equivalentes al 1% de la inversión anual. La Tasa Interna de Retorno (TIR) se estimó preliminarmente entre 6.5% y 8.5% según el estrato y las condiciones locales [70].

CAPÍTULO IV

Resultados y Análisis

Este capítulo presenta los resultados obtenidos a partir de la aplicación de la metodología descrita en el Capítulo 3. Los hallazgos se estructuran conforme a las tres fases metodológicas establecidas: el análisis bibliométrico del marco normativo internacional, la determinación de criterios técnicos fundamentales para la implementación de sistemas fotovoltaicos en viviendas urbanas ecuatorianas, y finalmente, la propuesta de regulación técnica. Los resultados integran evidencia científica, análisis técnico-económico y experiencias regulatorias comparadas, proporcionando una base sólida para la formulación de políticas energéticas en el sector residencial urbano del Ecuador.

4.1 Resultados del Análisis Sistemático mediante Protocolo PRISMA

El protocolo de Revisión Sistemática desarrollado mediante PRISMA (Preferred Reporting Items for Systematic Reviews and Meta-Analyses) sirvió para identificar y seleccionar estructuradamente la literatura científica existente sobre sistemas fotovoltaicos residenciales y marcos normativos internacionales. La búsqueda inicial que se llevó a cabo en las bases de datos Scopus (432), Web of Science (389), IEEE Xplore (267), ScienceDirect (318), Google Scholar (284), SciELO (89) y Redalyc (68) arrojó un total de 1,847 registros de los cuales 63 eran documentos procedentes de repositorios institucionales (28), referencias secundarias (21) y documentos normativos (14), resultando en un total de 1,910 publicaciones potencialmente elegibles.

Durante la fase de cribado, se quitaron 486 duplicados (398 de forma automática con Mendeley y 88 manualmente) para dar como resultado 1,424 registros únicos que debían ser evaluados por título y resumen. En esta fase se excluyeron 1,089 documentos por diferentes motivos, tales como no estar relacionados (623), por ser de enfoque únicamente industrial (187),

por no contener un marco normativo (156), por ser únicamente sistemas off-grid (78) o por no estar en la lengua incluida (45).

En la fase de elegibilidad se evaluaron 335 documentos en texto completo, excluyéndose 189 publicaciones por tener una metodología no adecuada (47), por contener datos insuficientes (38), por no cumplir con criterios técnicos (34), por no tener texto completo disponible (28), por tener baja calidad metodológica (24), por detectar duplicados no excluidos antes (18).

Finalmente, se incluyeron 146 estudios en la revisión sistemática, compuestos por artículos científicos (87), documentos de conferencia (24), informes técnicos (18), documentos normativos (12) y capítulos de libro (5). De estos, 111 documentos fueron procesados en el análisis de la normativa propuesta, reservando 35 documentos normativos para análisis cualitativo específico.

Tabla VII.

Proceso de identificación, cribado, elegibilidad e inclusión de documentos según PRISMA

Fase	Descripción	Registros (n)
Identificación	Scopus	432
	Web of Science	389
	IEEE Xplore	267
	ScienceDirect	318
	Google Scholar	284
	SciELO	89
	Redalyc	68
	Subtotal bases de datos	1 847
	Repositorios institucionales	28
	Referencias secundarias	21
	Documentos normativos	14
	Total, de documentos identificados	1 910
Cribado	Total, antes de eliminar duplicados	1 910

	Duplicados eliminados (automático)	398
	Duplicados eliminados (manual)	88
	Registros tras eliminación de duplicados	1 424
	Excluidos por título y resumen	1 089
	Aptos para evaluación de texto completo	335
Elegibilidad	Textos completos evaluados	335
	Excluidos tras evaluación completa	189
	Estudios incluidos en la revisión sistemática	146
Inclusión	Incluidos en análisis normativo	111
	Documentos normativos incluidos en análisis cualitativo	35

4.2 Resultados del Análisis Bibliométrico

4.2.1 Resultados del análisis bibliométrico con VOSviewer

Se identificaron inicialmente 1,847 registros en bases de datos científicas y 63 registros adicionales de otras fuentes, totalizando 1,910 documentos. El algoritmo de modularidad de VOSviewer identificó 5 clústeres temáticos, indicando una estructura de red bien definida como se observa en la Figura 7

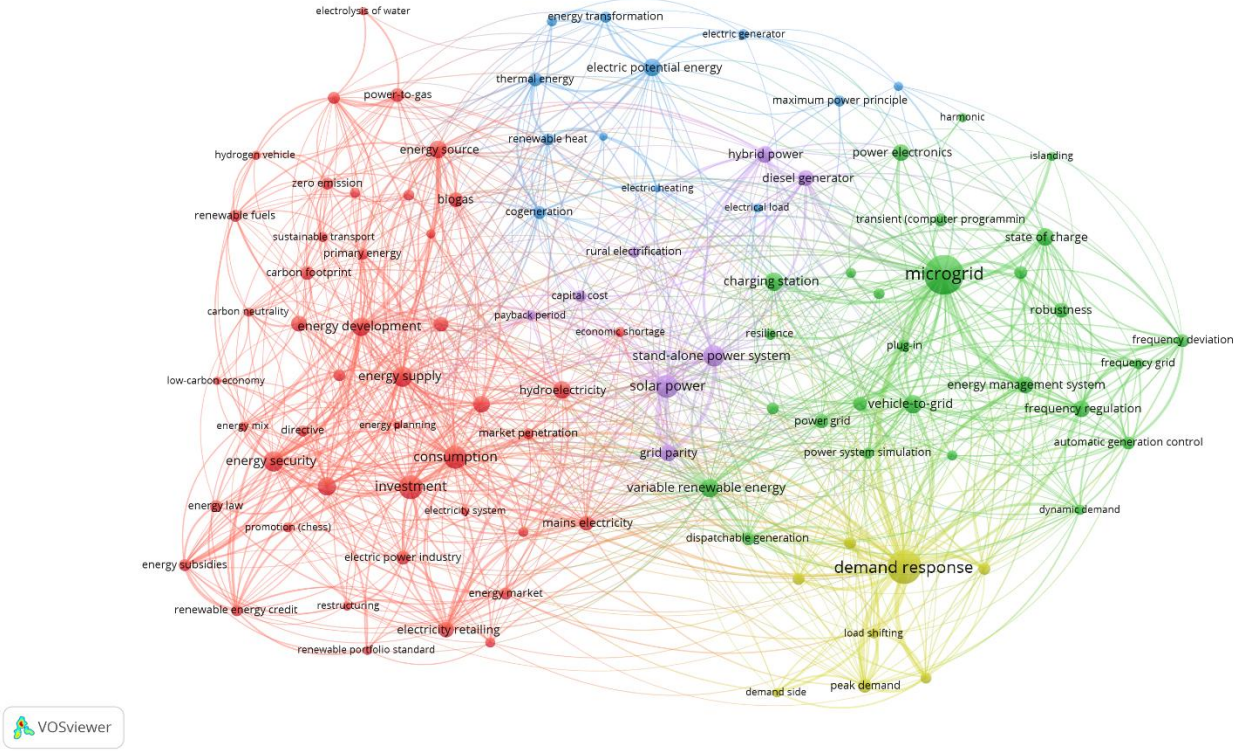

Figura 7. Clusters aplicadas mediante VOSviewer

El examen de coocurrencia de términos identificó cinco clústeres temáticos que estructuran la producción científica analizada. El clúster C1 (rojo), el cual se refiere a las políticas energéticas y la sostenibilidad, acumula la mayor cantidad de publicaciones (512; 27,7 %), indicando un gran interés de la literatura en los marcos regulatorios, instrumentos normativos y políticas públicas sobre la transición energética. Tal predominio pone de manifiesto el papel clave de la regulación en la adopción y la expansión de los sistemas energéticos sostenibles.

El clúster C2 (verde) dividido en micro redes y gestión del sistema eléctrico, supone el 25,3 % de las publicaciones (468 documentos), evidenciando una clara tendencia hacia el desarrollo y la optimización de los sistemas eléctricos descentralizados, abordando aspectos como el control,

la estabilidad, la gestión de la energía y la integración de recursos distribuidos, específicamente en situaciones de generación renovable.

En lo que concierne al clúster C3 (amarillo), de la que corresponde a la respuesta de la demanda y a la gestión del consumo, forma un grupo formado por 327 de las 1.856 publicaciones (17,7 %). En este clúster se identifica la creciente importancia de las estrategias de flexibilidad de la demanda y de reducción de los picos de consumo y de optimización de las aplicaciones energéticas, que son parte de las estrategias para alcanzar la necesidad de equilibrar los sistemas eléctricos con una alta penetración de fuentes renovables variables.

Finalmente, el clúster C4 (azul), que forma el clúster de la conversión y transformación de la energía, cuenta con 298 de las 1.856 publicaciones (16,1 %). Este clúster nos refleja unas investigaciones centradas en los principios físicos y tecnológicos de la conversión de la energía y de los procesos de generación, de transformación y de eficiencia energética, los cuales forman la base técnica para el desarrollo de sistemas energéticos de gran complejidad.

Finalmente, el clúster C5 (morado), asociado a sistemas on-grid y electrificación, reúne 242 publicaciones (13,1 %). Aunque presenta la menor proporción relativa, este clúster resulta estratégico, ya que aborda soluciones híbridas y aplicaciones en electrificación especialmente en sistemas aislados o rurales, enfatizando la resiliencia y la confiabilidad del suministro energético, cada uno de ellos se observa en la Tabla VIII.

Tabla VIII.

Características de los clústeres temáticos identificados

Clúster	Color	Tema principal	Términos representativos	Enfoque conceptual

C1	Rojo	Políticas energéticas y sostenibilidad	energy policy, regulation, energy law, energy security, renewable energy credit, carbon footprint, energy planning	Marco normativo, instrumentos regulatorios, políticas públicas y sostenibilidad energética
C2	Verde	Micro redes y gestión de sistemas eléctricos	microgrid, energy management system, state of charge, vehicle-to-grid, frequency regulation, robustness	Operación, control y estabilidad de sistemas eléctricos descentralizados
C3	Amarillo	Respuesta de la demanda y gestión del consumo	demand response, peak demand, load shifting, demand side, dispatchable generation	Optimización del consumo energético y flexibilidad de la demanda
C4	Azul	Conversión y transformación de energía	energy transformation, electric generator, thermal energy, electric potential energy, maximum power principle	Procesos físicos y tecnológicos de conversión energética
C5	Morado	Sistemas híbridos y electrificación	hybrid power, diesel generator, stand-alone power system, rural electrification, resilience	Soluciones híbridas para electrificación y resiliencia energética

4.2.2 Resultados del análisis bibliométrico con bibliometrix

Con el propósito de describir la estructura y los criterios de construcción del mapa de coocurrencia de términos, se elaboró un análisis bibliométrico mediante la herramienta Bibliometrix, considerando un total de 1 847 publicaciones científicas. La Tabla IX resume los principales elementos metodológicos y visuales del mapa generado, incluyendo el tipo de análisis, la unidad de estudio, la interpretación de los nodos y enlaces, así como el objetivo del mapeo,

proporcionando un marco explicativo que facilita la correcta interpretación de los resultados presentados.

Tabla IX.

Descripción del mapa de coocurrencia de términos generado en Bibliometrix

Elemento	Descripción
Tipo de análisis	Análisis de coocurrencia de palabras clave
Herramienta	Bibliometrix (R)
Unidad de análisis	Palabras clave y términos extraídos del corpus
Tamaño del nodo	Proporcional a la frecuencia de aparición del término
Grosor del enlace	Intensidad de la relación (frecuencia de coocurrencia)
Colores	Representan clústeres temáticos identificados automáticamente
Nodo central	*Renewable energy*, como eje articulador del campo
Número de documentos	1 847 publicaciones científicas
Periodo de análisis	2020–2025

Objetivo del mapa	Identificar la estructura temática y relaciones conceptuales del campo de estudio

La Figura 8 presenta un mapa de coocurrencia de términos construido a partir de 1 847 documentos científicos, el cual permite visualizar la estructura temática y las principales líneas de investigación en el ámbito de las energías renovables. El término renewable energy ocupa una posición central en la red, lo que evidencia su rol articulador dentro del corpus analizado y su fuerte conexión con diversos enfoques disciplinarios.

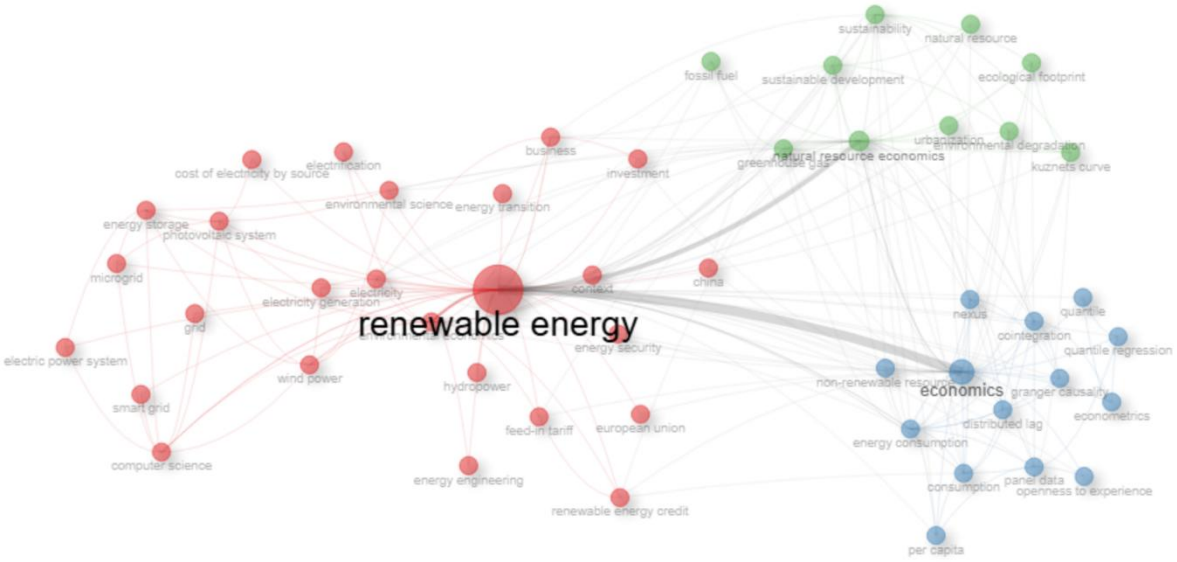

Figura 8. Clústeres aplicados mediante bibliometrix

Este análisis permitió agrupar los términos más relevantes en clústeres temáticos, los cuales reflejan patrones de asociación conceptual y enfoques dominantes dentro de la literatura científica analizada. La Tabla X sintetiza la caracterización de dichos clústeres, destacando los temas principales, los términos representativos y el enfoque de cada grupo, lo que facilita la comprensión de la estructura temática del campo de estudio y su naturaleza multidisciplinaria.

Tabla X.

Caracterización de los clústeres temáticos identificados en el mapa de coocurrencia

Clúster	Color	Tema principal	Términos representativos	Enfoque del clúster
C1	Rojo	Tecnologías y sistemas de energía renovable	renewable energy, electricity generation, photovoltaic system, wind power, smart grid, energy storage, microgrid	Desarrollo tecnológico, integración de sistemas eléctricos y transición energética
C2	Verde	Sostenibilidad ambiental y recursos naturales	sustainable development, ecological footprint, natural resource, greenhouse gas, environmental degradation	Evaluación ambiental, sostenibilidad y uso eficiente de recursos
C3	Azul	Economía y análisis econométrico de la energía	economics, energy consumption, panel data, cointegration, Granger causality, quantile regression	Evaluación económica, modelización y relaciones energía–economía
—	—	Nodo articulador	renewable energy	Eje central que conecta los enfoques tecnológico, ambiental y económico

El clúster rojo incluye términos relacionados con la generación de electricidad, los sistemas eléctricos y la transición energética: electricity generation, photovoltaic system, wind power, smart grid y energy storage. Este cluster simboliza el énfasis tecnológico del área de estudio, el cual tiende al desarrollo, la integración y la optimización de las tecnologías de generación renovables y las redes eléctricas inteligentes.

El clúster verde está relacionado con la sostenibilidad medioambiental y la economía de los recursos naturales: sustainable development, ecological footprint, natural resource economics y greenhouse gas. Su aparición pone de manifiesto la creciente preocupación por los efectos medioambientales y la necesidad de contemplar la transición energética desde un prisma de sostenibilidad y uso eficiente de los recursos.

Finalmente, el clúster azul contempla términos relacionados con el análisis económico y econométrico: economics, energy consumption, panel data, cointegration y Granger causality. Este clúster pone de manifiesto la calidad que tienen los enfoques cuantitativos para evaluar las relaciones existentes entre la energía renovable, el crecimiento económico o el consumo energético.

La interrelación entre los clústeres apunta a una naturaleza multidisciplinaria del ámbito, donde los avances tecnológicos, las preocupaciones ambientales y los análisis económicos confluyen en la resolución de los problemas derivados de la transición energética. Conjuntamente, el mapa justifica que la investigación en energías renovables se ha constituido en un campo integrado, donde la toma de decisiones técnicas y regulatorias cada vez más se apoya en la evidencia económica y ambiental.

4.2.3 Análisis comparativo de marcos normativos internacionales

La revisión documental cualitativa complementaria identificó elementos clave de las experiencias regulatorias más exitosas:

Tabla XI.

Síntesis comparativa de mandatos solares internacionales

País / Región	Normativa	Año	Alcance	Requisito mínimo	Esquema de compensación
California (EE. UU.)	Title 24, Part 6	2020	Todas las viviendas nuevas unifamiliares y edificios hasta 3 pisos	Sistema dimensionado para cubrir consumo anual proyectado	Net Energy Metering (NEM 3.0)

Alemania (Baden-Württemberg)	Klimaschutzgesetz BW	2022	Edificios comerciales nuevos (2022) y residenciales nuevos (2023)	Mínimo 60% de superficie de techo aprovechable	Feed-in tariff + autoconsumo
Brasil	Ley 14.300/2022	2022	Voluntario con compensación (micro y minigeneración distribuida)	—	Sistema de créditos con vigencia 60 meses
Colombia	Resolución CREG 100/2021	2021	Voluntario (autogeneración a pequeña escala)	—	Compensación al precio de bolsa

Nota: Elaboración propia basada en revisión normativa

Los hallazgos más significativos que se han dado a conocer en el análisis comparativo demuestran que los mandatos de generación distribuida más eficientes tienen común denominador un conjunto de prácticas casi comunes. En primer lugar, la implementación gradual es un elemento determinante para los países más exitosos, puesto que siguieron programas escalonados, el caso ejemplar es el de Alemania, quien implantó la obligación en los edificios comerciales y la fue extendiendo a los residenciales. En segundo lugar, el sizing proporcional se puede identificar como una intervención común, es decir, los requerimientos reflejan la situación económica y el perfil de consumo de los usuarios, en este sentido se particulariza en California que las exigencias son diferentes para las viviendas unifamiliares y para los edificios multifamiliares. Del mismo modo, el requisito de flexibilidad técnica es otra característica recurrente, donde se reconocen alternativas como los sistemas solares térmicos o las tecnologías eólicas pequeñas, siempre que se prescriba una equivalencia energética demostrable.

De la misma manera, los países analizados están de acuerdo con que es importante que haya esquemas de compensación claros para asegurar que la energía que sobrepase lo que debe compensar sea compensada mediante mecanismos claros y estables. Finalmente, los marcos regulatorios obligatorios que se han mostrado más aceptados y con mejores resultados se complementan con ayudas directas, en líneas de crédito verde, ayudas parciales a la inversión o deducciones fiscales, que están orientadas a fomentar la adopción de tecnología de estos usuarios, sean residenciales o comerciales. Todos estos elementos en conjunto explican la efectividad y la sostenibilidad de los modelos regulatorios analizados.

4.2.4 Síntesis de vacíos normativos en Ecuador

El análisis identificó las siguientes limitaciones del marco regulatorio ecuatoriano actual:

Tabla XII.

Brechas normativas identificadas en el contexto ecuatoriano

Aspecto	Estado actual	Brecha identificada	Impacto
Obligatoriedad	Resolución ARCONEL 005/24 (Codificada) permite generación distribuida voluntaria	No existe mandato obligatorio para nuevas construcciones	Baja adopción (<0.3% de viviendas con sistemas fotovoltaicos)
Compensación económica	Medición neta mensual sin acumulación	Excedentes no compensados pierden valor al final del mes	Desincentiva la inversión en sistemas con alta generación
Requisitos técnicos mínimos	Normas generales sin especificaciones obligatorias	Ausencia de estándares de calidad, protecciones y monitoreo	Instalaciones de baja calidad y riesgos de seguridad

Integración urbanística	Sin vinculación con códigos de construcción	Permisos no verifican viabilidad fotovoltaica	Oportunidad perdida en el diseño arquitectónico
Financiamiento	Líneas de crédito limitadas del BanEcuador	Tasas no competitivas y requisitos restrictivos	Barrera económica para estratos E y D
Fiscalización	Responsabilidad difusa entre ARCONEL, distribuidoras y municipios	Falta de mecanismos de verificación y sanción	Cumplimiento irregular de la normativa vigente

Nota: Elaboración propia basada en revisión normativa

4.3 Criterios Técnicos Fundamentales para Implementación

4.3.1 Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos tipo

Con base en los datos de consumo, recurso solar y superficie disponible, se proponen tres configuraciones tipo para viviendas unifamiliares en zonas urbanas:

Tabla XIII.

Sistemas fotovoltaicos tipo por estrato residencial

Estrato	Consumo mensual objetivo (kWh)	Porcentaje de cobertura	Producción mensual requerida (kWh)	Potencia nominal del sistema (kWp)	Número de módulos (455 Wp)	Superficie requerida (m²)	Inversión estimada (USD)
A	600	50%	300	3.07	8	18	5,000 – 6,200

B	400	50%	200	2.05	5	13	3,400 – 4,200
C	200	50%	100	1.03	3	8	1,800 – 2,400

Nota: Costos consideran módulos, inversor, estructura, instalación y permisos. Precios mercado ecuatoriano 2024-2025.

El criterio de dimensionar los sistemas fotovoltaicos para cubrir aproximadamente el 50% del consumo mensual promedio responde a una estrategia técnico-económica coherente con el esquema de compensación anual vigente en el Ecuador, conforme a la Resolución ARCONEL-005/24 (Codificada). Bajo este marco regulatorio, los excedentes de energía generados se acumulan como saldo a favor del usuario durante un período anual y se compensan contra consumos futuros; sin embargo, no existe una remuneración económica directa por la energía excedentaria ni acumulación indefinida más allá del período regulatorio, reiniciándose el saldo al cierre del año. En este contexto, dimensionar el sistema para coberturas cercanas al 100% puede generar sobreproducción que no incrementa proporcionalmente el beneficio económico. Como se observa en la Tabla VI, el rango del 40% al 60% permite maximizar el autoconsumo instantáneo (estimado entre 60% y 70%), reducir el volumen de excedentes acumulados y mantener períodos de retorno entre 8 y 12 años, frente a los 12 a 18 años asociados a sistemas sobredimensionados. Adicionalmente, este enfoque mitiga impactos técnicos en la red secundaria y en los transformadores de distribución ante escenarios de alta penetración simultánea de generación distribuida, manteniendo mayor flexibilidad para futuras ampliaciones o incorporación de almacenamiento energético [72].

4.3.2 Especificaciones técnicas mínimas

En primer lugar, el estudio del marco regulatorio ecuatoriano evidenció la necesidad de garantizar seguridad, compatibilidad, desempeño y certificación de los componentes del SGDA, sin atarse a marcas, modelos o tecnologías comerciales específicas. En segundo lugar, el análisis

de capacidad transformadora y calidad de energía confirmó que los parámetros de interconexión (factor de potencia, tensión, frecuencia, armónicos y protección anti-isla) deben regirse por lo que establezcan ARCONEL y la Empresa Distribuidora, y no por valores fijados unilateralmente. Finalmente, el análisis financiero preliminar sugiere periodos de recuperación superiores a una década, lo que refuerza la importancia de exigir certificaciones y memorias de cálculo antes que especificaciones de producto. En consecuencia, las especificaciones técnicas mínimas de la propuesta (artículo 6 de la Ordenanza) se estructuran en torno a normas internacionales de referencia (IEC 61215, IEC 61730, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 62548, IEC 60364-7-712, IEC 62446-1, IEC 61643-31 e IEC 62305) y a la memoria de cálculo del profesional responsable, en lugar de fijar marcas, eficiencias o secciones de cable determinadas.

Módulos, inversores y estructura de soporte:

- Certificación IEC 61215 (rendimiento) e IEC 61730 (seguridad) obligatoria para los módulos;
- Certificación IEC 62109-1 e IEC 62109-2 (seguridad) para los inversores;
- Función anti-isla conforme a IEC 62116;
- Diseño del arreglo fotovoltaico conforme a IEC 62548;
- Sin exigencia de tecnología, eficiencia, garantía o marca específica: los valores de eficiencia, garantía y degradación se acreditan mediante la ficha técnica certificada del fabricante;

Estructura de soporte, instalada conforme a IEC 60364-7-712, sin material ni fabricante determinado;

Protecciones eléctricas:

- Protección contra sobretensiones conforme a IEC 61643-31 y evaluación del riesgo de descargas atmosféricas conforme a IEC 62305;

- Documentación, inspección y pruebas conforme a IEC 62446-1;
- Seccionamiento, fusibles y protecciones DC/AC dimensionados en la memoria de cálculo del profesional responsable, sin sección de cable ni conector fijados por esta propuesta.

Cableado y conexiones:

- La sección de los conductores DC y AC, la canalización y los conectores serán determinados por el profesional responsable mediante memoria de cálculo, considerando corriente máxima, corriente de cortocircuito, temperatura, agrupamiento, longitud, caída de tensión y coordinación con las protecciones, sin sección mínima universal impuesta.

4.3.3 Requisitos de interconexión a la red

El esquema de conexión, el punto de acoplamiento, el sistema de medición y los límites técnicos de interconexión (potencia instalable, relación FV/capacidad de transformador, desbalance de fases) serán los que determine la Empresa Distribuidora en el trámite de factibilidad, conforme al artículo 13 de la Regulación ARCONEL-005/24 (Codificada), y no valores fijados de manera general por esta propuesta.

Los parámetros de calidad de energía (factor de potencia, distorsión armónica, componente DC, variaciones de tensión y frecuencia) serán los establecidos por ARCONEL, la Empresa Distribuidora y las normas técnicas vigentes, sin que esta propuesta fije valores propios, conforme al artículo 13 de la Regulación ARCONEL-005/24 (Codificada).

4.3.4 Brechas normativas identificadas en Ecuador

El análisis contrastivo entre el marco ecuatoriano actual (ARCONEL-005/24 (Codificada)) y las mejores prácticas internacionales reveló las siguientes brechas:

Tabla XIV.

Brechas normativas del marco ecuatoriano actual

Brecha identificada	Situación actual Ecuador	Práctica internacional	Impacto
1. Carácter voluntario	Generación distribuida totalmente voluntaria	California, Alemania, España: obligatoria para construcciones nuevas	Crítico: Limita adopción masiva
2. Ausencia de requisitos mínimos	No especifica potencia mínima o criterios técnicos	California: 40–60% consumo; España: 30% mínimo	Alto: Permite instalaciones simbólicas e ineficientes
3. Falta de coordinación interinstitucional	ARCONEL regula, pero no vincula con permisos de construcción	California/Alemania: integrado en permiso de construcción	Alto: Dificulta la fiscalización
4. Ausencia de certificación de instaladores	No requiere calificación específica	España/Brasil: registro obligatorio de instaladores	Medio: Riesgo en la calidad de las instalaciones
5. Sin mecanismo de financiamiento	Usuario asume 100% del costo inicial	Alemania: subsidios; Brasil: líneas de crédito verde	Alto: Barrera económica para sectores medios
6. Falta de sistema de monitoreo	No hay seguimiento sistemático de instalaciones	California: reporte anual obligatorio	Medio: Imposibilita la evaluación de políticas
7. Compensación no acumulable	Excedentes mensuales se pierden	Algunos países: acumulación hasta 12 meses	Bajo: Aceptable para simplificación administrativa
8. Sin criterios de excepción	No contempla casos especiales	California/España: exenciones técnicas justificadas	Medio: Rigidez innecesaria

Nota: Elaboración propia basada en revisión normativa

4.3.5 Síntesis de criterios técnicos fundamentales

A continuación, se presenta una síntesis de los principales criterios técnicos, normativos y económicos que orientan la propuesta de regulación técnica. La tabla compendia los parámetros de referencia para el dimensionamiento, el equipamiento, la interconexión, la seguridad eléctrica y la viabilidad económica, sin fijar marcas, modelos o valores absolutos que correspondan a la memoria de cálculo del profesional responsable o a la determinación de ARCONEL y la Empresa Distribuidora en cada caso.

Tabla XV.

Resumen de criterios técnicos establecidos

Criterio	Especificación	Fundamento
Dimensionamiento		
Cobertura mínima obligatoria	50% consumo anual	Balance impacto-viabilidad
Sistemas tipo por estrato	Potencia referencial por estrato (kWp); número de módulos según catálogo del instalador	Estimación EMELNORTE, sin mínimo de módulos
Producción específica de diseño	1,200 kWh/kWp/año	Conservador, validado urbano
Equipamiento		
Módulos FV	Certificación IEC 61215 / IEC 61730, sin marca ni eficiencia mínima fijada	Estándar internacional, tecnológicamente neutral
Inversores	On grid, $\eta \geq 96\%$, IEEE 1547, UL 1741	Calidad y seguridad
Garantías	Acreditadas mediante ficha técnica certificada del fabricante	Sin plazo mínimo impuesto por la propuesta
Interconexión		
Esquema obligatorio	On grid sin almacenamiento	Fase inicial, bajo costo

Límite de inyección	Determinado por EMELNORTE en el trámite de factibilidad	Art. 13, ARCONEL-005/24 (Codificada)
Compensación	Energía neta y facturable conforme a los Art. 26 y 27	ARCONEL-005/24 (Codificada)
Medidor	Determinado por la Empresa Distribuidora según modalidad	Art. 25, ARCONEL-005/24 (Codificada)
Protecciones		
Lado DC	Seccionamiento y protecciones dimensionados por memoria de cálculo	IEC 62548, IEC 61643-31
Lado AC	Protecciones dimensionadas por memoria de cálculo	IEC 60364-7-712
Anti-isla	Integrada en inversor, t<2s	IEEE 1547
Puesta a tierra	Unión equipotencial con el sistema de la edificación; electrodos adicionales solo si el diseño lo justifica	Anexo Técnico A
Viabilidad		
Inversión inicial	USD 1.61–1.73/Wp instalado	Mercado ecuatoriano 2025
Payback simple	14–16 años	Aceptable bajo obligatoriedad
VPN (25 años, 8%)	positivo en todos los estratos	Económicamente viable
TIR	6.8–7.9%	Superior a ahorro bancario

Nota: Elaboración propia basada en revisión normativa

4.4 Fase III: Propuesta de regulación técnica

Con base en los hallazgos de las Fases I y II, se presenta la Propuesta de Regulación Técnica para la Incorporación Obligatoria de Sistemas de Generación Eléctrica Fotovoltaica en Nuevas Residencias Urbanas del Ecuador. La propuesta se estructura en los siguientes componentes:

TÍTULO I — Disposiciones Generales (Arts. 1–3)

TÍTULO II — Requisitos Técnicos y Dimensionamiento (Arts. 4–8)

TÍTULO III — Interconexión y Compensación (Arts. 9–14-B)

TÍTULO IV — Implementación Progresiva (Arts. 15–19)

TÍTULO V — Fiscalización y Sanciones (Arts. 20–24)

ANEXO TÉCNICO A — Requisitos Mínimos de Diseño, Instalación, Inspección y Puesta en Servicio

TÍTULO VII — Disposiciones Finales y Transitorias (Arts. 25–28)

4.4.1 Contenido de la Regulación Técnica

Con base en los hallazgos de las Fases I y II, se presenta la Propuesta de Normativa Técnica Nacional para la Incorporación Obligatoria de Sistemas de Generación Eléctrica Fotovoltaica en Nuevas Residencias Urbanas del Ecuador.

La propuesta se estructura en los siguientes componentes:

1. Título y marco legal
2. Objeto y ámbito de aplicación
3. Definiciones

4. Requisitos técnicos obligatorios
5. Criterios de dimensionamiento

4.4.2 Contenido de la propuesta normativa

PROPUESTA DE NORMATIVA TÉCNICA

Considerando:

Que, el artículo 313 de la Constitución de la República del Ecuador establece que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, entre ellos la energía en todas sus formas [71];

Que, el artículo 15 de la Constitución reconoce el derecho de la población a desarrollarse en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice la sostenibilidad y el buen vivir [64];

Que, la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) en su artículo 13 establece que ARCONEL es el organismo técnico-administrativo encargado del ejercicio de la potestad estatal de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica [72];

Que, el Plan Nacional de Desarrollo 2021-2025 y el Plan Maestro de Electricidad 2023-2032 establecen como objetivos estratégicos la diversificación de la matriz energética y la promoción de generación distribuida con fuentes renovables [73];

Que, la Resolución ARCONEL-005/24 (Codificada) regula las transacciones de energía eléctrica en sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento, estableciendo las bases técnicas y comerciales para la conexión de prosumidores [74];

Que, estudios técnicos nacionales e internacionales han demostrado la viabilidad técnica, económica y ambiental de la implementación de sistemas fotovoltaicos en viviendas urbanas del Ecuador;

Que, las crisis energéticas experimentadas en 2023-2024 por factores climáticos evidencian la necesidad urgente de diversificar la matriz eléctrica nacional y reducir la vulnerabilidad ante fenómenos meteorológicos adversos [74];

Que, es necesario establecer requisitos mínimos obligatorios para la incorporación de sistemas de generación eléctrica fotovoltaica en nuevas edificaciones residenciales urbanas, contribuyendo a la sostenibilidad energética y ambiental del país;

En ejercicio de las atribuciones que le confieren la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento General,

Resuelve:

Expedir la siguiente:

PROPUESTA DE REGULACIÓN TÉCNICA PARA LA INCORPORACIÓN OBLIGATORIA DE SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA EN NUEVAS RESIDENCIAS URBANAS

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Objeto y finalidad

La presente propuesta tiene por objeto establecer las disposiciones técnicas, procedimientos administrativos y condiciones obligatorias para la incorporación de Sistemas de

Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA) basados en tecnología fotovoltaica en nuevas edificaciones residenciales urbanas, con las siguientes finalidades [75]:

a) Diversificar la matriz energética nacional mediante generación distribuida renovable [76];

b) Reducir la demanda energética en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) [77];

c) Fortalecer la resiliencia del sistema eléctrico nacional ante variaciones climáticas;

d) Contribuir a los compromisos internacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero;

e) Promover la autogeneración y el modelo de prosumidor energético;

f) Fomentar la sostenibilidad energética y ambiental en el sector residencial urbano.

Artículo 2.- Ámbito de aplicación

2.1. Ámbito territorial: La presente propuesta aplica en todo el territorio nacional ecuatoriano, específicamente en áreas urbanas consolidadas y de expansión urbana definidas en los Planes de Desarrollo y Ordenamiento Territorial (PDOT) de los Gobiernos Autónomos Descentralizados [78].

2.2. Ámbito de aplicación: La presente regulación es aplicable a Consumidores Regulados que construyan nuevas edificaciones residenciales de uso permanente y cumplan las siguientes condiciones:

a) Tipología: Viviendas unifamiliares, bifamiliares y multifamiliares (hasta 4 pisos);

b) Uso: Residencial permanente (excluye uso temporal o recreativo);

c) Estratificación de consumo: Residencias clasificadas en estratos de consumo medio y alto (Estratos C, B y A según metodología de estratificación de la Empresa Distribuidora correspondiente) [74];

d) Período de construcción: Permisos de construcción otorgados a partir de la vigencia de la presente propuesta.

2.3. Ámbito subjetivo: Son sujetos obligados de cumplimiento:

a) Propietarios o promotores inmobiliarios de nuevas edificaciones residenciales;

b) Profesionales responsables del diseño eléctrico;

c) Instaladores eléctricos y empresas ejecutoras de obras eléctricas;

d) Empresas distribuidoras de energía eléctrica (en aspectos de interconexión);

e) Gobiernos Autónomos Descentralizados municipales o metropolitanos (en aspectos de verificación y aprobación).

Artículo 3.- Definiciones

Para efectos de la presente propuesta, se establecen las siguientes definiciones técnicas:

Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA): Conjunto de equipos para la generación de energía eléctrica que aprovechan un recurso energético renovable no convencional (solar fotovoltaico) para el autoabastecimiento de Consumidores Regulados, y que se conectan a una red de distribución operando en sincronismo con la red [74].

Prosumidor: Usuario del servicio de energía eléctrica que, además de consumir energía de la red, genera energía eléctrica mediante fuentes renovables para autoconsumo e inyección de excedentes a la red de distribución [79].

Potencia instalada: Suma de las potencias nominales estandarizadas en condiciones de prueba de todos los módulos fotovoltaicos que integran el sistema, expresada en kilovatios pico (kWp).

Producción específica: Energía eléctrica anual generada por cada kilovatio pico instalado, expresada en kWh/kWp/año, asumiendo las condiciones de irradiancia solar local y pérdidas del sistema.

Cobertura energética: Porcentaje del consumo eléctrico anual de la vivienda que queda cubierto por el suministro del sistema fotovoltaico propio [79].

Medición neta (net metering): Esquema de compensación con el cual la energía eléctrica inyectada a la red por el prosumidor se compensará con el consumo de la red que realiza el prosumidor en el mismo intervalo de facturación.

Autoconsumo: Energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico que es consumida en el instante de su suministro directamente por las cargas eléctricas de la vivienda., sin pasar a través de la red de distribución [79].

Excedente energético: Es la energía eléctrica generada a partir del módulo fotovoltaico una vez consumida instantáneamente por la vivienda y ubicada en la red de distribución.

Inversor on-grid: Equipo electrónico que permite la transformación de la corriente continua (DC) generada por los módulos fotovoltaicos a corriente alterna (AC) sincronizada a la red eléctrica, incluyendo protecciones de interconexión [79].

Performance Ratio (PR): Relación entre la producción de energía real del sistema fotovoltaico y la producción de energía teórica ideal, expresando la eficiencia total del sistema incluyendo todas las pérdidas.

Estratificación de consumo: Clasificación de los usuarios residenciales de acuerdo con el promedio de su consumo energético mensual, según la metodología definida por la empresa distribuidora respectiva, para fines de la aplicación de tarifas y de política energética.

3.1 Principios rectores

La aplicación de la presente propuesta se regirá por los siguientes principios:

a) Sostenibilidad energética: Promover el uso eficiente y racional de recursos energéticos renovables;

b) Subsidiariedad: Las decisiones técnicas se tomarán al nivel más cercano posible al ciudadano (GAD municipal), con soporte técnico de ARCONEL [80];

c) Gradualidad: Implementación progresiva que permita adaptación del mercado y capacitación de actores;

d) No regresividad: Los derechos adquiridos por prosumidores bajo normativa anterior no podrán ser reducidos;

e) Proporcionalidad: Las obligaciones y sanciones serán proporcionales a la capacidad económica de los obligados;

f) Transparencia: Toda la información técnica y administrativa será de acceso público [73];

g) Participación ciudadana: Los afectados tendrán derecho a ser escuchados en procesos de actualización normativa.

3.2 Jerarquía normativa

La presente propuesta se aplicará en armonía con:

a) Constitución de la República del Ecuador (Art. 15, 313, 414) [81];

b) Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) [72];

c) Reglamento General a la LOSPEE;

d) Código Orgánico de Organización Territorial, Autonomía y Descentralización (COOTAD);

e) Código Orgánico del Ambiente (COA);

f) Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC);

g) Resolución ARCONEL-005/24 (Codificada) [74];

h) Ordenanzas municipales aplicables.

3.3. En caso de conflicto normativo, prevalecerá la norma jerárquicamente superior. Las ordenanzas municipales podrán ser más exigentes que la presente propuesta, pero nunca menos exigentes.

3.4 Actualización por avance tecnológico

Las especificaciones técnicas de equipos establecidas en la presente propuesta serán consideradas mínimas y actualizables conforme al avance tecnológico.

3.5. La inclusión en el catálogo será voluntaria para fabricantes e importadores, pero su uso facilitará los trámites de aprobación.

TÍTULO II

REQUISITOS TÉCNICOS OBLIGATORIOS

Artículo 4.- Obligatoriedad de instalación

4.1. Toda edificación residencial nueva construida en área urbana y clasificada en estratos de consumo medio y alto (C, B y A) deberá incluir obligatoriamente un Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA) basado en tecnología fotovoltaica como parte integral de su diseño e instalación eléctrica [82].

4.2. El SGDA deberá estar operativo y conectado a la red de distribución posterior a la obtención del permiso de habitabilidad de la edificación [83].

4.3. La instalación del SGDA es responsabilidad de la empresa de distribución, quien deberá:

a) Incluir el sistema en el proyecto eléctrico aprobado;

b) Obtener la aprobación de la empresa distribuidora para la interconexión;

c) Realizar la solicitud de instalación del medidor bidireccional de la empresa distribuidora;

d) Registrar el sistema como prosumidor ante la empresa de distribución.

4.4 Determinación del consumo por vivienda [82]

Para efectos de aplicación de consumo de una vivienda nueva se determinará mediante el siguiente procedimiento:

a) Método primario - Ubicación geográfica: Si la vivienda se construye en un sector urbano donde la empresa distribuidora tenga estadística de estratificación por manzana o sector censal, se aplicará el estrato predominante del sector;

b) Método secundario - Características constructivas: Si no existe estratificación por sector, se aplicará la siguiente tabla [84]:

Tabla XVI.

Características de Vivienda por Estrato

Característica	Estrato C	Estrato B	Estrato A
Área construida	80–120 m²	120–200 m²	> 200 m²
N° de dormitorios	2–3	3–4	4+
Número de baños	1–2	2–3	3+
Acabados	Medio	Medio–alto	Alto / lujo
Valor comercial	USD 40,000–80,000	USD 80,000–150,000	> USD 150,000

c) Método terciario - Declaración del propietario: En casos ambiguos, el propietario declarará el consumo mensual estimado, sujeto a verificación posterior durante los primeros 12 meses de operación;

4.5. Reclasificación: Si durante los primeros 12 meses de operación el consumo real promedio difiere en más del 30% del estrato asignado, la empresa distribuidora podrá reclasificar la vivienda, sin que ello afecte el SGDA ya instalado (no hay obligación de modificarlo retroactivamente).

4.6 Excepciones por estratificación [86]

Quedan exceptuadas de la obligatoriedad:

a) Viviendas de interés social (VIS) clasificadas por el MIDUVI con valor comercial <$30,000;

b) Viviendas de estratos E y D (consumo mensual <150 kWh);

c) Viviendas de uso temporal o recreativo (menos de 6 meses de ocupación al año);

d) Segundas residencias vacacionales.

4.7. Los propietarios de viviendas exceptuadas podrán voluntariamente instalar sistemas fotovoltaicos acogiéndose a los beneficios de la Resolución ARCONEL-005/24.

Artículo 5.- Criterios de dimensionamiento obligatorio

5.1. Dimensionamiento del SGDA: El dimensionamiento de un SGDA es responsabilidad de los Consumidores Regulados asociados a éste. La Potencia Nominal del SGDA será determinada sobre la base de un estudio técnico, debiendo generar anualmente como mínimo el 50% del consumo eléctrico anual estimado de la vivienda. La producción anual de energía del SGDA deberá ser igual o menor que la demanda de energía anual de los Consumidores Regulados [74] [87] [88].

5.2. Consumo anual estimado: Se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$\boldsymbol{Consumo\ anual\ estimado\ (kWh/año)\ =\ Consumo\ mensual\ promedio\ del\ estrato\ \times\ 12\ meses} \quad (1)$$

Donde el consumo mensual promedio aplicado en (1) del estrato se obtiene de la estadística oficial de la empresa distribuidora zonal para el sector donde se ubicará la vivienda [89].

5.3. Potencia mínima requerida: La potencia nominal mínima del SGDA se calculará mediante:

$$\textbf{\textit{Potencia mínima}}\ (\textbf{\textit{kWp}}) = (\textbf{\textit{Consumo anual estimado}} \times \mathbf{0.50}) \,/\, \textbf{\textit{Producción específica local}}$$

(2)

Donde la producción específica local se establece en 1,200 kWh/kWp/año como valor conservador aplicable a todas las ciudades del Ecuador.

5.4. Sistemas tipo de referencia: Como guía orientativa, se establecen los siguientes sistemas tipo mínimos según estrato:

Tabla XVII.

Sistemas Fotovoltaicos Tipo por Estrato

Estrato	Consumo mensual típico	Consumo anual	Sistema mínimo	Módulos (450 W)
C	200 kWh/mes	2,400 kWh/año	1.0 kWp	3 módulos
B	375 kWh/mes	4,500 kWh/año	1.9 kWp	5 módulos
A	550 kWh/mes	6,600 kWh/año	2.75 kWp	7 módulos

5.5. Flexibilidad de diseño: El diseñador podrá instalar potencia superior a la mínima requerida, siempre que [90]:

a) No exceda la capacidad disponible del transformador de distribución (verificado por la empresa distribuidora);

b) Cumpla con los límites de inyección establecidos en el artículo 11;

c) Cuente con espacio físico adecuado en la cubierta de la edificación.

5.6. Verificación de consumo proyectado

5.7. El consumo anual estimado utilizado para dimensionamiento deberá justificarse técnicamente mediante uno de los siguientes métodos:

a) Método estadístico: Consumo promedio del estrato en el sector según datos de la distribuidora (método preferente);

b) Método de carga instalada: Suma de potencias de todos los equipos eléctricos previstos × horas de uso diario × factor de simultaneidad (0.6-0.8) × 365 días;

c) Método por analogía: Consumo de viviendas similares en la misma urbanización o sector.

5.8. La memoria de cálculo deberá incluir:

a) Método aplicado y justificación de su elección;

b) Cálculos detallados paso a paso;

c) Fuentes de datos utilizadas;

d) Consumo mensual y anual estimado resultante;

e) Clasificación del estrato correspondiente.

5.9. Ajuste por mejoras de eficiencia energética [91]

5.10. Si el diseñador arquitectónico o eléctrico incorpora medidas de eficiencia energética que reduzcan significativamente el consumo proyectado, podrá ajustar el dimensionamiento del SGDA proporcionalmente.

5.11. Medidas de eficiencia considerables:

a) Iluminación 100% LED de alta eficiencia;

b) Electrodomésticos clase A++ o superior;

c) Sistemas de calentamiento de agua solar térmico;

d) Aislamiento térmico en muros y cubierta (reduce consumo de climatización);

e) Ventilación natural cruzada optimizada;

f) Sistemas de gestión energética domótica.

5.12. Descuento aplicable: Máximo 20% de reducción del consumo estimado base, debidamente justificado mediante:

a) Fichas técnicas de equipos eficientes a instalar;

b) Cálculo de ahorro energético por medida;

c) Compromiso contractual de instalación de dichos equipos (verificable en inspección de habitabilidad).

5.13. Este ajuste no exime de instalar SGDA, solo permite reducir su potencia proporcionalmente al ahorro verificable.

5.14 Área mínima de cubierta requerida [92]

Para garantizar viabilidad física de instalación, toda vivienda sujeta a la presente propuesta deberá contar con un área mínima de cubierta disponible según estrato:

Tabla XVIII.

Viabilidad física de instalación

Estrato	Sistema mínimo	Área mínima requerida
C	1.5 kWp	12 m²
B	2.25 kWp	16 m²
A	3.5 kWp	22 m²

5.15. Se considera área disponible aquella que cumple:

a) Orientación Sur ±45° (azimut 135°-225°);

b) Inclinación 5°-30°;

c) Sombreado <20% durante 09:00-15:00;

d) Libre de obstrucciones permanentes (chimeneas, torres, antenas);

e) Estructuralmente apta para soportar sobrecarga 20 kg/m².

5.16. Si el área disponible es insuficiente, aplica la excepción del artículo 32.

Artículo 6.- Especificaciones técnicas de módulos fotovoltaicos

6.1. Tecnología: Los módulos fotovoltaicos deberán ser de tecnología de silicio cristalino (monocristalino o policristalino) [78].

6.2. Especificaciones mínimas obligatorias:

a) Potencia nominal: Entre 400 y 550 Wp por módulo;

b) Eficiencia mínima: 19% en condiciones STC;

c) Tolerancia de potencia: Positiva (+3% / -0%);

d) Coeficiente de temperatura: Máximo -0.40%/°C;

e) Garantía de producto: Mínimo 12 años;

f) Garantía de potencia lineal: Mínimo 25 años, garantizando al menos 80% de la potencia nominal al finalizar dicho período.

6.3. Certificaciones obligatorias:

a) IEC 61215 (Calificación de diseño y aprobación de tipo);

b) IEC 61730 (Requisitos de seguridad eléctrica);

c) Certificado de origen del fabricante.

6.4. Trazabilidad: Cada módulo deberá contar con placa de identificación permanente que incluya: fabricante, modelo, potencia nominal, número de serie, año de fabricación y certificaciones.

6.5. Requisitos adicionales de durabilidad [93]:

a) Resistencia a impacto de granizo: Mínimo 25 mm a 23 m/s (IEC 61215);

b) Carga de viento: 2,400 Pa (presión) / 2,400 Pa (succión);

c) Carga de nieve: 5,400 Pa (aunque no común en Ecuador, garantiza robustez);

d) Resistencia a corrosión por ambiente marino: Grado C5 según ISO 12944 (especialmente para instalaciones costeras).

6.6. Etiquetado obligatorio en idioma español [94]:

Cada módulo deberá incluir etiqueta permanente en español (adicional a la original) que indique:

Nombre del importador/distribuidor en Ecuador

Datos de contacto de servicio técnico local

Garantías aplicables en Ecuador

Instrucciones básicas de seguridad

Artículo 7.- Especificaciones técnicas de inversores

7.1. Tipo obligatorio: Inversor on-grid (grid-tied) sin transformador (transformerless) para conexión a red de distribución monofásica 120/240V, 60 Hz [95].

7.2. Especificaciones mínimas obligatorias:

a) Eficiencia europea mínima: 96%;

b) Eficiencia máxima: 97.5%;

c) Rango de potencia: 1.0 a 10.0 kW para sistemas residenciales;

d) Rango de tensión de entrada DC: 80-600 V;

e) Factor de potencia a potencia nominal: ≥0.99;

f) Distorsión armónica total (THD): <3%;

g) Garantía del fabricante: Mínimo 5 años.

7.3. Protecciones integradas obligatorias:

a) Protección anti-isla con detección y desconexión en tiempo <2 segundos;

b) Protección contra sobretensión y subtensión de red;

c) Protección contra sobre frecuencia y subfrecuencia de red;

d) Protección contra sobre corriente DC y AC;

e) Protección contra sobre temperatura interna;

f) Reconexión automática después de falla de red (tras 5 minutos de estabilidad).

7.4. Funcionalidades requeridas [96]:

a) Monitoreo de producción energética (display o conectividad);

b) Registro de eventos y alarmas;

c) Configuración de límite de potencia de inyección;

d) Comunicación (WiFi, Ethernet o RS485) para monitoreo remoto (opcional pero recomendado).

7.5. Certificaciones obligatorias:

a) IEC 62109-1 y 62109-2 (Seguridad de inversores);

b) IEEE 1547-2018 (Interconexión de energía distribuida);

c) UL 1741 (Seguridad de inversores y equipos de interconexión).

7.6. Requisitos de interoperabilidad [97]:

a) Compatibilidad con protocolos de comunicación estándar: Modbus RTU/TCP o SunSpec;

b) API abierta para integración con sistemas de monitoreo de terceros;

c) Actualización de firmware: Posibilidad de actualización remota o local por técnico calificado.

7.7. Funciones avanzadas recomendadas (opcionales) [98] [99]:

a) Soporte de curvas de potencia reactiva (Q-V, P-Q) para soporte de red;

b) Ramping control (control de rampa de potencia);

c) Frecuency-watt mode (reducción de potencia ante sobre frecuencia);

d) Volt-watt mode (reducción de potencia ante sobretensión).

Estas funciones, aunque opcionales en la fase inicial, podrán ser obligatorias en futuras actualizaciones normativas para mejorar estabilidad de red con alta penetración de generación distribuida.

7.8. Garantía extendida:

El fabricante o importador deberá ofrecer opcionalmente al comprador final la posibilidad de extender la garantía estándar de 5 años hasta 10 años mediante pago adicional. El costo de esta extensión deberá ser transparente y publicado.

7.7. Baterías de almacenamiento (opcional)

Aunque la presente propuesta establece como obligatorio el sistema on-grid sin almacenamiento, los propietarios podrán voluntariamente incorporar baterías para aumentar el autoconsumo.

7.8. Especificaciones mínimas para sistemas con baterías [42]:

a) Tecnología: Ion-Litio (LiFePO4 preferente) o equivalente con ciclo de vida >4,000 ciclos;

b) Capacidad útil mínima: 3 kWh (para sistema tipo estrato C);

c) Profundidad de descarga (DoD): ≥80%;

d) Sistema de gestión de baterías (BMS) integrado;

e) Certificación IEC 62619 (seguridad de baterías de ion-litio);

f) Protección contra sobrecarga, sobre descarga, sobre corriente y cortocircuito;

g) Garantía mínima: 10 años o 10,000 ciclos (lo que ocurra primero).

7.9. Si se instalan baterías, el inversor debe ser de tipo híbrido (on-grid con gestión de baterías), cumpliendo todas las especificaciones del artículo 15.

7.10. Estrategia de operación con baterías [80]:

El sistema deberá priorizar en el siguiente orden:

- Autoconsumo directo (generación FV → cargas)
- Carga de baterías (si hay excedente)

- Inyección a red (solo si baterías llenas)
- Descarga de baterías (cuando no hay generación FV y hay consumo)
- Consumo de red (si baterías descargadas)

7.11. Los sistemas con baterías recibirán el mismo tratamiento de compensación (net metering) que los sistemas sin baterías, no habiendo beneficio adicional en la tarifa.

Artículo 8.- Estructura de montaje

8.1. Materiales: La estructura de soporte deberá ser construida en [74]:

Aluminio anodizado grado marino, o

Acero galvanizado en caliente con tratamiento anticorrosivo

8.2. Resistencia estructural:

a) Resistencia a vientos: Diseñada para soportar vientos de mínimo 120 km/h según ubicación geográfica;

b) Resistencia sísmica: Cumplimiento de la Norma Ecuatoriana de la Construcción NEC-SE-DS, considerando la zona sísmica correspondiente;

c) Cargas permanentes: Soporte del peso propio de módulos, estructura y sobrecarga de mantenimiento (100 kg/m²);

d) Durabilidad: Vida útil esperada mínimo 25 años.

8.3. Parámetros de instalación [100] :

a) Inclinación: Entre 5° y 15° respecto a la horizontal, ajustada según latitud para optimizar generación anual;

b) Orientación: ±15° del Sur geográfico (azimut 180°), tolerando desviaciones justificadas por diseño arquitectónico;

c) Separación entre módulos: Mínimo 2 cm para ventilación y drenaje pluvial;

d) Fijación: Anclaje estructural a elementos portantes de la cubierta (vigas, correas), evitando perforación de impermeabilización directa. Uso obligatorio de tapajuntas y sellantes impermeables en puntos de anclaje.

8.4. Accesibilidad: La disposición de los módulos deberá permitir acceso seguro para mantenimiento, dejando pasillos perimetrales de mínimo 0.50 m según normativa contra incendios.

8.5. Sistemas de montaje aprobados:

a) Montaje sobre techo inclinado: Con rieles de aluminio anodizado y ganchos de fijación a estructura de cubierta;

b) Montaje sobre techo plano: Con sistema lastrado (bloques de concreto) o anclaje químico, inclinación 10°-15° mediante estructura triangular;

c) Montaje integrado (BIPV): Módulos que reemplazan tejas o elementos constructivos, requiere aprobación específica del diseño arquitectónico;

d) Pérgola solar: Estructura independiente tipo pérgola que integra módulos, útil en terraza o jardín cuando techo es inviable (requiere justificación).

8.6. Distancias de seguridad:

a) Distancia mínima a bordes de cubierta: 0.50 m (prevención de caídas);

b) Distancia a chimeneas o extractores: 1.0 m (evitar sombreado y contaminación);

c) Pasillo de acceso para mantenimiento: Mínimo 0.80 m en uno de los lados del arreglo;

d) Distancia a medianeros: 0.30 m (drenaje pluvial).

8.7. Impermeabilización:

a) Toda penetración de anclajes en cubierta deberá sellarse con productos impermeabilizantes de grado exterior (poliuretano, silicona estructural);

b) Instalación de tapajuntas metálicos en zona de penetraciones;

c) Garantía de impermeabilización: Mínimo 5 años, firmada por instalador.

8.9. Cableado eléctrico

Lado DC (corriente continua):

a) Cable solar: Uso obligatorio de cable específico para aplicaciones fotovoltaicas (cable solar), con aislamiento tipo XLPE o EPR, resistente a rayos UV, temperatura (-40°C a +90°C) y humedad;

b) Calibre mínimo:

Por string: 10 AWG (6 mm²) para corrientes hasta 15 A

Bus principal DC: 8 AWG (10 mm²) para corrientes hasta 25 A

c) Código de colores:

Positivo (+): Rojo

Negativo (-): Negro

Tierra: Verde/amarillo

d) Protección mecánica: Canalización en tubería PVC conduit de uso eléctrico o bandeja porta-cables metálica con tapa.

8.10. Lado AC (corriente alterna):

a) Cable tipo: THW o THHN, aislamiento 600 V mínimo;

b) Calibre según potencia del inversor:

Hasta 2.5 kW: 12 AWG (4 mm²)

2.5 - 5.0 kW: 10 AWG (6 mm²)

- 7.5 kW: 8 AWG (10 mm²)

c) Código de colores (monofásico 120/240V):

Línea 1 (L1): Negro

Línea 2 (L2): Rojo

Neutro (N): Blanco

Tierra: Verde o verde/amarillo

d) Protección mecánica: Canalización en tubería EMT o PVC conduit hasta tablero de distribución.

8.11. Cajas de conexión:

a) Grado de protección mínimo: IP65 (para intemperie);

b) Material: Policarbonato o ABS con protección UV;

c) Identificación: Etiqueta "FOTOVOLTAICO - ALTA TENSIÓN DC";

d) Ubicación: Accesible para mantenimiento, protegida de acumulación de agua.

8.12. Longitud máxima de cables DC:

Para minimizar pérdidas por caída de tensión, la distancia entre el arreglo fotovoltaico y el inversor no deberá exceder:

- 15 m para sistemas hasta 3 kWp
- 25 m para sistemas 3-7 kWp

Si se requieren distancias mayores, aumentar el calibre del cable proporcionalmente o ubicar el inversor más cerca del arreglo.

Artículo 9.- Protecciones eléctricas obligatorias

9.1. Lado corriente continua (DC) [80]:

a) Interruptor DC: Un interruptor seccionador DC por cada string de módulos, con tensión nominal ≥1.25×Voc máxima del sistema y corriente nominal ≥1.25×Isc de string. Norma aplicable: IEC 60947-3;

b) Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS) DC: Tipo II, con tensión máxima continua (Uc) ≥Voc máxima del sistema en condiciones de temperatura mínima. Instalación en entrada del inversor. Norma aplicable: IEC 61643-11 [80];

c) Fusibles de string: Obligatorios cuando existan 2 o más strings en paralelo, con corriente nominal In=1.5×Isc. Norma aplicable: IEC 60269.

9.2. Lado corriente alterna (AC):

a) Interruptor termomagnético AC: Bipolar, curva C, corriente nominal según potencia del inversor (In≥1.25×Iinversor_nominal). Instalación en salida AC del inversor. Norma aplicable: IEC 60898;

b) Interruptor diferencial (GFCI): Bipolar, sensibilidad 30 mA, tipo A. Instalación inmediatamente después del interruptor termomagnético. Norma aplicable: IEC 61008;

c) DPS AC: Tipo II, Uc≥255 V. Instalación en tablero principal de distribución. Norma aplicable: IEC 61643-11.

9.3. Sistema de puesta a tierra:

a) Todas las masas metálicas del sistema (estructuras, marcos de módulos, carcasa de inversor) deberán conectarse al sistema de puesta a tierra de la edificación [101];

b) Conductor de puesta a tierra: Cobre desnudo, calibre mínimo 10 AWG (6 mm^2);

c) Resistencia de puesta a tierra: Máximo 10 Ω medidos en la varilla o malla de tierra;

d) Conexión equipotencial entre todas las masas metálicas.

9.4. Etiquetado y señalización:

a) Etiqueta de advertencia "PELIGRO - ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA" en el interruptor DC y en el inversor [101];

b) Diagrama unifilar del sistema visible en el tablero eléctrico;

c) Placa de identificación del sistema con datos: potencia instalada, fecha de instalación, instalador responsable.

9.5. Protección contra rayos (SDPS - Sistema de Protección Contra Descargas Atmosféricas) [102]:

9.5.1. Aunque no obligatorio en todos los casos, se recomienda fuertemente y será obligatorio en las siguientes situaciones:

a) Viviendas ubicadas en zonas con densidad de descargas atmosféricas ≥4 rayos/km²/año (verificar con INAMHI);

b) Viviendas en zonas elevadas o aisladas (mayor riesgo de impacto directo);

c) Arreglos fotovoltaicos que excedan 20 m² de área.

9.5.2. El sistema de protección comprenderá [74]:

a) Protección externa: Pararrayos tipo Franklin o punta activa (si la vivienda no cuenta ya con uno), con radio de protección que cubra el arreglo fotovoltaico;

b) Protección interna (SPD coordinados):

SPD Tipo I (Clase I): En acometida principal, antes del medidor (instalado por distribuidora);

SPD Tipo II (Clase II): En entrada DC del inversor y en salida AC (artículo 19.1-19.2);

SPD Tipo III (Clase III - opcional): En equipos sensibles finales.

c) Sistema de puesta a tierra coordinado: Resistencia ≤10 Ω, con conexión equipotencial entre todas las tierras (estructura, inversor, SPDs, tierra de la vivienda).

9.6. Protección contra incendios:

9.6.1. El SGDA deberá contar con:

a) Rapid Shutdown (desconexión rápida): En sistemas >5 kWp, función integrada en inversor o mediante optimizadores de potencia por módulo que permita desenergizar el arreglo DC en menos de 30 segundos desde un punto de accionamiento accesible para bomberos [103];

b) Etiquetado de seguridad para bomberos:

Diagrama unifilar del sistema visible en tablero principal

Ubicación del inversor y punto de desconexión DC

Advertencia "PELIGRO - PANELES SOLARES EN CUBIERTA - NO CORTAR CABLES"

c) Distancias de seguridad contra incendios: Ya especificadas en artículo 17.6.

9.7. Monitoreo de fallas a tierra (obligatorio en sistemas >5 kWp):

El inversor deberá integrar un dispositivo de monitoreo de corriente de fuga a tierra (Ground Fault Detection), con alarma y desconexión automática si la corriente de fuga excede 300 mA (IEC 62109) [104].

9.8. Sistema de puesta a tierra [105]

Configuración del sistema de tierra:

a) El SGDA se conectará al sistema de puesta a tierra general de la vivienda, garantizando equipotencialidad;

b) Si la vivienda no cuenta con sistema de tierra adecuado (R>25 Ω), deberá mejorarse antes de instalar el SGDA;

c) No se permite tierra independiente para el SGDA (riesgo de diferencias de potencial peligrosas).

9.9. Elementos del sistema de tierra [105]:

a) Electrodo de puesta a tierra: Varilla de cobre o acero recubierto de cobre, diámetro ≥5/8", longitud ≥2.4 m, enterrada verticalmente;

b) Conductor de tierra principal: Cobre desnudo, calibre mínimo 10 AWG, desde electrodo hasta barra equipotencial en tablero;

c) Barra equipotencial: Barra de cobre en tablero principal, mínimo 6 terminales;

d) Conductores de equipotencialidad:

Estructura metálica del arreglo FV: Cu desnudo 10 AWG

Carcasa del inversor: Cu aislado verde 10 AWG

Marco metálico de cada módulo: Puente equipotencial con terminal de tierra

9.10. Medición de resistencia de tierra:

a) Método obligatorio: Telurómetro o megger de tierras (método de caída de potencial);

b) Resistencia máxima permitida: 10 Ω;

c) Si R>10 Ω, instalar varillas adicionales en paralelo o tratamiento químico del suelo;

d) Medición obligatoria: Al momento de instalación y cada 2 años durante mantenimiento.

9.11. Documentación:

El certificado de instalación conforme deberá incluir:

Valor de resistencia de tierra medido (Ω)

Método de medición utilizado

Fecha de medición

Configuración del sistema (número de varillas, profundidad, separación)

TÍTULO III

INTERCONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 10.- Esquema de conexión obligatorio

10.1. El SGDA deberá conectarse a la red de distribución bajo el esquema on-grid sin almacenamiento (sistema conectado a red sin baterías) [106].

10.2. La conexión se realizará en el punto de acometida de la vivienda, antes del tablero principal de distribución y después del medidor bidireccional instalado por la empresa distribuidora [106].

10.3. El prosumidor deberá suscribir un contrato de interconexión con la empresa distribuidora, conforme a lo establecido en la Resolución ARCONEL-005/24 (Codificada) [106] [74].

Artículo 11.- Límites de inyección de potencia [107]

11.1. Para garantizar la estabilidad de la red de distribución y evitar sobrecarga de transformadores, se establece el siguiente límite [107]:

Potencia máxima de inyección = 60% × Potencia nominal del SGDA (3)

11.2. Esta limitación deberá configurarse en el inversor mediante su software de programación, activando la función de "export power limitation" o equivalente [107]

11.3. La potencia no inyectada (40% restante) estará disponible prioritariamente para autoconsumo local en la vivienda [108].

Artículo 12.- Parámetros de operación e interconexión

12.1. El SGDA deberá operar dentro de los siguientes rangos establecidos por la norma IEEE 1547-2018 [105] [109]:

Tabla XIX.

Parámetros de operación e interconexión

Parámetro	Condición / Tipo	Rango de operación normal	Tiempo de desconexión / Acción
Tensión de red	Operación continua	88% – 110% Vnominal	—
	Subtensión severa	< 88% Vnominal	≤ 0.16 segundos
	Sobretensión severa	> 110% Vnominal	≤ 2.0 segundos

Frecuencia de red	Operación continua	59.8 – 60.2 Hz	—
	Subfrecuencia severa	< 59.3 Hz	≤ 0.16 segundos
	Sobrefrecuencia severa	> 60.5 Hz	≤ 0.16 segundos
Calidad de energía	THD de corriente	< 5%	No inyectar
	Factor de potencia	≥ 0.95	Ajuste automático
	Inyección DC	< 0.5% In	Bloqueo inmediato
Protección anti-isla	Detección de isla	—	Desconexión < 2 segundos
Reconexión post-falla	Red estable	> 5 minutos	Reconexión automática

12.2. Estos parámetros están integrados en los inversores certificados según IEEE 1547 y no requieren configuración adicional por parte del instalador.

Artículo 13.- Medición bidireccional

13.1. Medición obligatoria: La empresa distribuidora tendrá que tener instalado un medidor bidireccional electrónico digital [110].

13.2 Las características técnicas del medidor son las siguientes [110] [111]:

a) Clase de precisión: Clase 1.0 o equivalente superior (IEC 62052-11);

b) Protocolo de comunicación: DLMS/COSEM o equivalente AMI/AMR;

c) Memoria: Registro horario de mínimo 90 días;

d) Display: Información que muestra la energía consumida, la inyectada y el balance neto.

13.3. Propiedad y responsabilidad: El medidor es propiedad de la empresa distribuidora, y el usuario prosumidor no podrá manipularlo por ninguna razón. Cualquier anomalía se comunicará a la distribuidora.

Artículo 14.- Esquema de compensación energética

14.1. Se aplicará el esquema de compensación mensual sin acumulación establecido en ARCONEL-005/24 [75]:

a) La energía inyectada en el mes se compensa con la energía consumida en el mismo mes [112];

b) Relación de compensación: 1 kWh inyectado = 1 kWh de crédito;

c) Excedentes no compensados en el mes se pierden (no acumulables al mes siguiente) [113];

d) Facturación: El prosumidor paga únicamente por el consumo neto (consumo - inyección) [114];

e) Cargos fijos: Siempre aplicables, no compensables con excedentes.

14.2. Fórmula de facturación [115]:

$$\boldsymbol{Consumo\ neto\ =\ Energía\ consumida\ de\ red\ -\ Energía\ inyectada\ a\ red} \quad \textbf{(4)}$$

$$Si\ Consumo\ neto\ >\ 0:$$

$$\boldsymbol{Cargo\ variable\ =\ Consumo\ neto\ \times\ Tarifa\ energía} \quad \textbf{(5)}$$

$$\boldsymbol{Total\ a\ pagar\ =\ Cargo\ variable\ +\ Cargos\ fijos} \quad \textbf{(6)}$$

$$Si\ Consumo\ neto\ \leq\ 0:$$

$$Cargo\ variable\ =\ \$0.00$$

$$Total\ a\ pagar\ =\ Cargos\ fijos\ \text{únicamente}$$

$$(El\ excedente\ no\ genera\ crédito\ monetario\ ni\ acumulable)$$

Artículo 14-A.- Sistema de compensación económica por excedentes

14-A.1. Reconocimiento de excedentes energéticos

La energía inyectada a la red de distribución por los Consumidores Regulados con SGDA que supere el consumo energético mensual será reconocida económicamente mediante un sistema de compensación, en adición al esquema de compensación energética establecido en el artículo 14 de la presente regulación [74].

14-A.2. Precio de reconocimiento de excedentes

Los excedentes de energía inyectados a la red serán reconocidos económicamente aplicando el siguiente factor de valorización:

a) Precio base de excedentes: El sesenta por ciento (60%) del costo de energía en bloque medio de la tarifa residencial aplicable al Consumidor Regular;

b) Ajuste horario: La valorización podrá incrementarse hasta un setenta y cinco por ciento (75%) del costo de energía cuando la inyección ocurra durante períodos de demanda pico del sistema eléctrico (18:00-22:00 horas), siempre que el SGDA cuente con sistema de almacenamiento de energía conforme al artículo 14-B [74];

c) Valor mínimo garantizado: El precio de reconocimiento no podrá ser inferior a USD 0.05 por kWh inyectado, independientemente de las variaciones tarifarias.

14-A.3. Forma de pago de excedentes

La compensación económica por excedentes se aplicará mediante las siguientes modalidades [74]:

a) Crédito en planilla: El valor económico de los excedentes se acreditará en la facturación del período siguiente como descuento aplicable a los cargos variables de consumo de energía;

b) Acumulación de créditos: Los créditos no consumidos en un período de facturación se acumularán para los períodos subsiguientes, con vigencia de doce (12) meses contados desde su generación;

c) Pago directo: Cuando los créditos acumulados superen el equivalente a tres (3) meses de facturación promedio del Consumidor Regulado, éste podrá solicitar el pago directo mediante transferencia bancaria, el cual se ejecutará en un plazo máximo de sesenta (60) días calendario [74].

14-A.4. Condiciones de aplicación

Para acceder al sistema de compensación económica por excedentes, el Consumidor Regulado deberá cumplir las siguientes condiciones:

a) Contar con Certificado de Habilitación vigente emitido por la Empresa Distribuidora;

b) Mantener al día sus obligaciones de pago con la Empresa Distribuidora;

c) Disponer de medidor bidireccional con capacidad de registro horario de inyecciones;

d) No superar el límite de producción anual equivalente al ciento cincuenta por ciento (150%) de su consumo anual promedio de los últimos doce (12) meses [74].

14-A.5. Revisión periódica de precios

ARCONEL revisará anualmente los porcentajes de reconocimiento establecidos en el numeral 14-A.2, considerando los siguientes criterios técnico-económicos:

a) Costos evitados de generación en el Sistema Nacional Interconectado;

b) Reducción de pérdidas técnicas en las redes de distribución;

c) Diferimiento de inversiones en expansión del sistema de distribución;

d) Impacto en la sostenibilidad financiera de las Empresas Distribuidoras;

e) Experiencias comparadas en países de la región con mercados eléctricos similares.

14-A.6. Financiamiento del sistema de compensación

Los costos del sistema de compensación económica serán financiados mediante:

a) Los beneficios económicos derivados de la reducción de pérdidas técnicas en las redes de distribución atribuibles a la generación distribuida;

b) El diferimiento de inversiones en expansión de redes de distribución;

c) Un cargo tarifario específico de fomento a la generación distribuida, aplicable a todos los Consumidores Regulados del sistema eléctrico, cuyo monto será determinado anualmente por ARCONEL y no excederá del cero coma cinco por ciento (0.5%) del cargo total de energía.

14-A.7. Límite de penetración del esquema

El sistema de compensación económica por excedentes se aplicará hasta que la potencia instalada acumulada de SGDA residenciales alcance el diez por ciento (10%) de la demanda máxima del Sistema Nacional Interconectado. Alcanzado este umbral, ARCONEL evaluará la continuidad, modificación o suspensión del esquema, previa socialización con los actores del sector eléctrico [74].

Artículo 14-B.- Sistemas de almacenamiento de energía

14-B.1. Objeto y alcance

Los Consumidores Regulados con SGDA podrán incorporar voluntariamente sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (SAEE) con la finalidad de incrementar el autoconsumo, desplazar la generación fotovoltaica hacia períodos de demanda pico del sistema eléctrico, y mejorar la estabilidad de la red de distribución. La incorporación de SAEE permitirá maximizar el aprovechamiento de la generación solar fotovoltaica considerando el desfase temporal entre la generación máxima (período diurno) y la demanda máxima residencial (período nocturno 18:00-22:00).

14-B.2. Carácter voluntario y beneficios

La instalación de SAEE es de carácter voluntario y no constituye requisito obligatorio para el cumplimiento de la presente regulación. Los Consumidores Regulados que instalen SAEE accederán a los siguientes beneficios [74]:

a) Precio preferencial de excedentes: Valorización incrementada hasta un setenta y cinco por ciento (75%) del costo de energía para inyecciones realizadas durante períodos de demanda pico (18:00-22:00), conforme al artículo 14-A.2 literal b);

b) Acceso a líneas de financiamiento preferenciales: Inclusión prioritaria en programas de crédito establecidos en el artículo 21 de la presente regulación, con tasas de interés reducidas en un punto porcentual (1%) respecto a sistemas sin almacenamiento;

c) Incentivo fiscal adicional: Depreciación acelerada del SAEE en tres (3) años para efectos tributarios, conforme establezca el Servicio de Rentas Internas mediante resolución específica;

d) Servicio de respaldo: Capacidad de suministro eléctrico durante interrupciones del servicio de la red de distribución, incrementando la resiliencia energética del Consumidor Regulado.

14-B.3. Especificaciones técnicas mínimas

Los SAEE a ser integrados con SGDA residenciales deberán cumplir las siguientes especificaciones técnicas mínimas [74]:

a) Tecnología de baterías:

• Tipo: Ion-Litio (preferentemente $LiFePO_4$ - Fosfato de hierro y litio) u otras tecnologías con densidad energética equivalente o superior;

• Ciclos de vida útil: Mínimo cuatro mil (4,000) ciclos al ochenta por ciento (80%) de profundidad de descarga (DoD);

• Eficiencia de ciclo redondo: Mínimo noventa por ciento (90%);

• Garantía del fabricante: Mínimo diez (10) años o diez mil (10,000) ciclos completos, lo que ocurra primero;

• Certificación de seguridad: IEC 62619, UL 1973 o equivalente reconocido internacionalmente.

b) Capacidad útil de almacenamiento:

• Estrato C: Mínimo tres kilovatios-hora (3 kWh) de capacidad útil;

• Estrato B: Mínimo cinco kilovatios-hora (5 kWh) de capacidad útil;

• Estrato A: Mínimo siete kilovatios-hora (7 kWh) de capacidad útil.

c) Sistema de gestión de baterías (BMS):

• Protecciones integradas contra sobrecarga, sobre descarga, sobre corriente, cortocircuito y sobre temperatura;

• Balanceo activo de celdas;

• Monitoreo en tiempo real del estado de carga (SOC) y estado de salud (SOH) del banco de baterías;

• Comunicación con el inversor híbrido mediante protocolo CAN, RS485 o equivalente.

14-B.4. Inversor híbrido

Los sistemas con almacenamiento deberán utilizar inversores híbridos (on-grid con gestión de baterías) que cumplan las siguientes especificaciones [116]:

a) Eficiencia mínima: Noventa y seis por ciento (96%) eficiencia europea;

b) Modos de operación configurables: Autoconsumo prioritario, maximización de exportación, modo de respaldo (back-up), y control horario programable;

c) Cumplimiento de todas las especificaciones técnicas establecidas en el artículo 7 de la presente regulación para inversores on-grid;

d) Certificaciones: IEEE 1547-2018, IEC 62109-1/2, UL 1741 o equivalentes.

14-B.5. Estrategia de operación y prioridades de flujo energético

El sistema de gestión energética deberá operar según la siguiente jerarquía de prioridades, salvo configuración alternativa expresa del Consumidor Regulado:

Primera prioridad - Autoconsumo directo: La energía generada por el SGDA se destinará prioritariamente al consumo instantáneo de las cargas de la vivienda;

Segunda prioridad - Carga de baterías: El excedente de generación no consumido instantáneamente se destinará a la carga del SAEE hasta alcanzar su capacidad máxima o el estado de carga objetivo configurado;

Tercera prioridad - Inyección a red: Una vez cubiertas las prioridades anteriores, el excedente remanente se inyectará a la red de distribución con valorización conforme al artículo 14-A;

Cuarta prioridad - Descarga de baterías: Cuando no exista generación fotovoltaica y exista consumo en la vivienda, el SAEE suministrará energía desde el almacenamiento;

Quinta prioridad - Consumo de red: Cuando el SAEE alcance su profundidad de descarga mínima configurada o no esté disponible, el consumo se cubrirá desde la red de distribución.

14-B.6. Estrategia de descarga optimizada para demanda pico

Para maximizar los beneficios del desfase generación-demanda y acceder al precio preferencial establecido en el artículo 14-A.2 literal b), el Consumidor Regulado podrá configurar el SAEE para [82]:

a) Reservar un porcentaje mínimo de carga del SAEE (sugerido: 40-60%) para descarga durante el período de demanda pico del sistema eléctrico (18:00-22:00);

b) Inyectar energía almacenada a la red de distribución durante dichos períodos, recibiendo la valorización preferencial;

c) Programar ventanas horarias de carga/descarga mediante el inversor híbrido o sistema de gestión energética, optimizando económicamente el uso del almacenamiento.

14-B.7. Seguridad e instalación

La instalación de SAEE deberá cumplir requisitos adicionales de seguridad:

a) Ubicación: Espacio ventilado, protegido de la intemperie, temperatura ambiente entre 0°C y 40°C, alejado de fuentes de calor o ignición;

b) Sistemas de seguridad: Extintor tipo ABC ubicado a menos de cinco (5) metros del SAEE, señalética de advertencia de riesgo eléctrico;

c) Desconexión de emergencia: Interruptor de desconexión de baterías accesible y claramente identificado;

d) Certificación de instalación: El certificado de instalación conforme del artículo 16 deberá incluir declaración específica de cumplimiento de normas de seguridad para SAEE.

14-B.8. Fin de vida útil y reciclaje

Los fabricantes, importadores o distribuidores de SAEE en el Ecuador deberán [74]:

a) Implementar un programa de recolección y reciclaje de baterías al final de su vida útil, conforme a la normativa ambiental vigente;

b) Proporcionar al Consumidor Regulado información clara sobre el procedimiento de disposición final segura de las baterías;

c) Reportar anualmente al Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica las cantidades de baterías comercializadas y recuperadas para reciclaje.

14-B.9. Registro de sistemas con almacenamiento

ARCONEL mantendrá un registro diferenciado de SGDA con SAEE en el Sistema Nacional de Información de Generación Distribuida Residencial (SNIGDR), con el fin de

monitorear el desempeño de estos sistemas, evaluar su contribución a la estabilidad de la red en períodos de demanda pico, y generar estadísticas de penetración de tecnologías de almacenamiento en el sector residencial [80].

Tabla XX.

Estrategia de operación con almacenamiento

Período	Generación FV	Flujo Energético
06:00-12:00 Mañana	Media-Alta	1° Autoconsumo directo 2° Carga de baterías 3° Inyección a red
12:00-18:00 Tarde	Alta	1° Autoconsumo directo 2° Carga de baterías (prioritario) 3° Inyección a red
18:00-22:00 Noche (PICO)	Nula	1° Descarga de baterías para autoconsumo 2° Inyección programada a red (precio preferencial 75%) 3° Consumo de red (si baterías agotadas)
22:00-06:00 Madrugada	Nula	1° Descarga de baterías (reserva mínima) 2° Consumo de red

TÍTULO IV

PROCEDIMIENTO DE APROBACIÓN Y VERIFICACIÓN

Artículo 15.- Diseño y documentación técnica

15.1. El diseño del SGDA deberá ser realizado por un ingeniero eléctrico o electrónico colegiado o por un tecnólogo superior en electricidad, quienes serán responsables técnicos del diseño [75].

15.2. Documentación técnica obligatoria que deberá presentarse ante el GAD municipal y la empresa distribuidora [117] [118]:

a) Memoria técnica de cálculo que incluya [119]:

Consumo anual estimado y estrato de la vivienda

Producción específica considerada

Cálculo de potencia mínima requerida

Potencia del sistema diseñado

Generación anual esperada y cobertura energética

b) Planos eléctricos (escala mínima 1:50) que muestren [75]:

Ubicación de módulos fotovoltaicos en cubierta (planta de techos)

Diagrama unifilar del sistema completo

Ubicación de inversor, protecciones, medidor bidireccional

Trayectoria de cableado DC y AC

Detalles de puesta a tierra

c) Fichas técnicas de equipos principales [75]:

- Módulos fotovoltaicos (datasheet del fabricante)
- Inversor on-grid (datasheet del fabricante)

- Certificados IEC, IEEE, UL de módulos e inversor

d) Cálculo estructural de la estructura de soporte (firmado por ingeniero civil o estructural) que demuestre [75]:

- Resistencia a vientos de diseño
- Resistencia sísmica según NEC
- Capacidad de carga de la cubierta

15.3. Esta documentación formará parte del proyecto eléctrico general de la edificación y deberá aprobarse junto con el permiso de construcción.

Artículo 16.- Instalación y puesta en servicio

16.1. Instaladores calificados: La construcción, instalación y puesta en servicio del SGDA deberá ser ejecutada por [120] [121]:

a) Empresas eléctricas calificadas inscritas en el Registro correspondiente del Ministerio del Trabajo, con personal técnico especializado, o

b) Maestros electricistas certificados con capacitación específica en sistemas fotovoltaicos.

16.2. Procedimiento de instalación [79]:

a) Fase 1: Instalación de estructura de soporte y módulos fotovoltaicos;

b) Fase 2: Instalación de inversor, protecciones eléctricas y cableado;

c) Fase 3: Conexión del sistema de puesta a tierra;

d) Fase 4: Pruebas de funcionamiento en modo aislado (antes de conexión a red);

e) Fase 5: Solicitud de instalación de medidor bidireccional a la empresa distribuidora;

f) Fase 6: Conexión final a la red y puesta en servicio.

16.3. Documento de finalización: Al concluir la instalación, el instalador responsable emitirá un Certificado de Instalación Conforme que incluya [79]:

a) Datos del instalador (nombre, cédula, empresa, contacto);

b) Fecha de instalación;

c) Potencia instalada real y número de serie de equipos;

d) Declaración de cumplimiento de la presente propuesta;

e) Resultados de pruebas de funcionamiento;

f) Fotografías del sistema instalado.

Este certificado se adjuntará a la solicitud de permiso de habitabilidad.

Artículo 17.- Verificación municipal

17.1. El Gobierno Autónomo Descentralizado (GAD) municipal o metropolitano, a través de su departamento de control urbano o similar, verificará el cumplimiento de la presente propuesta como requisito para otorgar el permiso de habitabilidad de la edificación [82].

17.2. Aspectos para verificar [122]:

a) Existencia física del SGDA instalado;

b) Concordancia entre lo instalado y lo aprobado en planos;

c) Presentación del Certificado de Instalación Conforme;

d) Contrato de interconexión suscrito con la empresa distribuidora;

e) Medidor bidireccional instalado y operativo.

17.3. No se otorgará permiso de habitabilidad si no se verifica el cumplimiento íntegro de los requisitos anteriores, salvo que aplique alguna de las excepciones del artículo 18.

Artículo 18.- Excepciones justificadas

18.1. Podrán exceptuarse de la obligación de instalar el SGDA las siguientes situaciones debidamente justificadas mediante estudio técnico [123]:

a) Sombreado excesivo: Cubiertas con sombreado superior al 40% del área disponible durante el período de máxima irradiación solar (09:00-15:00), causado por edificaciones adyacentes, elementos naturales protegidos o topografía del terreno. Debe demostrarse mediante simulación de sombras conforme metodología aprobada por ARCONEL [74];

b) Orientación desfavorable: Cubiertas con orientación exclusiva Norte (desviación mayor a 75° respecto al Sur geográfico), que resultaría en producción específica menor a 800 kWh/kWp/año;

c) Insuficiencia de área útil: Superficie de cubierta disponible inferior al área mínima requerida según el estrato correspondiente, considerando los espaciamientos técnicos establecidos en el artículo 8 [74];

d) Limitaciones estructurales: Estructura de cubierta incapaz de soportar la sobrecarga del SGDA (típicamente 15-20 kg/m²), demostrado mediante cálculo estructural;

e) Restricciones patrimoniales: Edificaciones en zonas de patrimonio histórico-cultural donde la autoridad competente (INPC o GAD) prohíba expresamente modificaciones visibles en cubiertas;

f) Capacidad de transformador agotada: Situación excepcional donde la empresa distribuidora certifique que el transformador de distribución no tiene capacidad disponible para integrar el sistema [74].

18.2. Procedimiento de excepción:

a) El propietario o promotor deberá solicitar la excepción ante el GAD municipal adjuntando [124]:

Memoria técnica firmada por profesional responsable que justifique la causal invocada;

Documentación de respaldo (simulaciones, cálculos, certificaciones oficiales);

b) El GAD evaluará la solicitud y podrá:

Aprobar la excepción total;

Aprobar excepción parcial (exigir sistema de menor potencia factible);

Rechazar la excepción si no está suficientemente justificada;

c) La resolución deberá emitirse en plazo máximo de 15 días hábiles;

d) Las excepciones aprobadas deberán registrarse en el permiso de construcción y habitabilidad.

18.3. Compensación por excepción: En casos de excepción aprobada por limitaciones técnicas no atribuibles al diseño (sombreado, orientación, patrimonio), el propietario podrá optar voluntariamente por [125]:

Instalar un sistema de menor potencia técnicamente factible, o

Implementar medidas de eficiencia energética compensatorias (iluminación LED, aislamiento térmico, calentadores solares térmicos).

TÍTULO V

PROGRESIVA APLICACIÓN Y RÉGIMEN DE TRANSICIÓN

Artículo 19.- Etapas de la implementación

19.1. La implementación de la presente propuesta será progresiva, con el siguiente calendario [126] [127]:

ETAPA PILOTO (2026-2027) [81]:

- Carácter: de carácter voluntario con incentivos
- Ámbito de aplicación: proyectos de vivienda de más de diez unidades del mercado inmobiliario en grandes ciudades (Quito, Guayaquil y Cuenca)
- Objetivos: comprobar los procedimientos, formar a los actores implicados, escudriñar las barreras de aplicación
- Incentivo: viabilizar trámites municipales (fast-track)

ETAPA DE TRANSICIÓN (2028-2029) [81]:

- Carácter: de carácter obligatorio para el estrato A (alto consumo)

- Ámbito de aplicación: en todas las ciudades con poblaciones > 100.000 habitantes
- Objetivos: iniciar la obligatoriedad en el estrato de mayor capacidad económica

ETAPA DE CONSOLIDACIÓN (2030 en adelante) [128] [129]:

- Carácter: obligatorio para todos los estratos objeto de la propuesta (C, B, A)
- Ámbito de aplicación: nacional - todas las áreas urbanas
- Objetivos: cumplimiento total de la propuesta

19.2. Los GADs podrán anticipar fases a través de las ordenanzas municipales, pero no retrasarlas en ningún caso.

Artículo 20.- Disposiciones transitorias

20.1. Proyectos en curso: Edificios con permiso de construcción concedido antes de la vigencia de este reglamento quedan excluidos de su aplicación [130].

20.2. Permisos de construcción solicitados, pero no aprobados al momento de la vigencia deben cumplir el reglamento en caso de que su aprobación tenga lugar durante la Fase Transitoria o posterior [130].

20.3. Programa de Capacitación: ARCONEL, en coordinación con el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, los gremios de la construcción e ingeniería, y las organizaciones de instaladores eléctricos, implementará durante el primer año de vigencia (2026) un programa nacional de capacitación en sistemas de generación distribuida fotovoltaica residencial dirigido a [131] [132]:

a) Profesionales responsables del diseño (ingenieros eléctricos, electrónicos y tecnólogos especializados);

b) Instaladores eléctricos y maestros electricistas;

c) Servidores públicos municipales responsables de la aprobación de proyectos eléctricos;

d) Personal técnico de las Empresas Distribuidoras.

20.4. Registro de instaladores calificados: ARCONEL en coordinación con el Ministerio del Trabajo en el año 2026 establecerá un Registro Nacional de Instaladores Calificados en Sistemas Fotovoltaicos que incluirá [133]:

a) Requisitos mínimos de formación y experiencia;

b) Proceso de certificación a través de capacitación y examen práctico;

c) Renovación periódica a través de capacitación continua (cada 3 años);

d) Publicación del registro para su consulta por los ciudadanos a través de internet.

Artículo 21.- Apoyo a la implementación

21.1. Líneas de financiamiento: El Ministerio de Economía y Finanzas, en coordinación con las entidades financieras públicas (BanEcuador EP, Corporación Financiera Nacional BP), establecerá líneas de crédito preferenciales para [134] [135]:

a) Propietarios de viviendas nuevas que requieran financiar el SGDA;

b) Constructoras que desarrollen proyectos de vivienda con sistemas fotovoltaicos incluidos;

c) Empresas instaladoras que requieran capital de trabajo.

Condiciones sugeridas:

Tasa de interés preferencial: 6-8% anual

Plazo: Hasta 10 años

Período de gracia: Hasta 6 meses

Garantía: Hipotecaria sobre el inmueble

21.2. Incentivos fiscales: El Servicio de Rentas Internas (SRI), mediante resolución específica, podrá establecer [136] [137]:

a) Depreciación acelerada: Sistemas fotovoltaicos depreciables en 5 años (en lugar de 10) para efectos de Impuesto a la Renta de personas naturales que arriendan propiedades;

b) Exención de IVA: Exención del 15% de IVA en la importación de módulos fotovoltaicos, inversores y componentes específicos sin producción nacional equivalente [138];

c) Deducción adicional: Deducción del 100% de la inversión en SGDA del Impuesto a la Renta para personas naturales o jurídicas constructoras (aplicable en el año de instalación).

21.3. Coordinación interinstitucional: Se crea la Mesa Técnica Nacional de Generación Distribuida Residencial, integrada por [139]:

a) ARCONEL (coordinación)

b) Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables

c) Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda (MIDUVI)

d) Asociación de Municipalidades Ecuatorianas (AME)

e) Empresas distribuidoras de energía eléctrica

f) Gremios de la construcción (CAMICON, ASOCONPRE)

g) Colegios profesionales (ingenieros, arquitectos)

Funciones de la Mesa Técnica:

- Seguimiento de la implementación de la propuesta
- Resolución de controversias técnicas
- Propuestas de actualización normativa
- Coordinación de campañas de difusión y capacitación
- Elaboración de guías técnicas complementarias

TÍTULO VI

FISCALIZACIÓN Y SANCIONES

Artículo 22.- Responsabilidad de fiscalización

22.1. La fiscalización del cumplimiento de la presente regulación es responsabilidad concurrente de [140]:

a) Gobiernos Autónomos Descentralizados: Verificación en fase de aprobación de proyectos eléctricos y otorgamiento de permisos de habitabilidad;

b) ARCONEL: Supervisión del cumplimiento de las especificaciones técnicas de equipos y sistemas; ejecución de auditorías aleatorias posteriores a la instalación;

c) Empresas Distribuidoras: Verificación técnica de los sistemas en proceso de conexión; monitoreo de la operación de los sistemas conectados a la red de distribución.

22.2. Inspecciones: ARCONEL realizará inspecciones aleatorias al menos al 5% de los sistemas instalados anualmente para verificar [141] :

a) Cumplimiento de especificaciones técnicas de equipos;

b) Correcta instalación de protecciones eléctricas;

c) Funcionamiento del sistema de medición;

d) Calidad de la instalación en general.

Artículo 23.- Infracciones y tipificación

23.1. Constituyen infracciones graves a la presente regulación [142]:

a) Por parte de los Consumidores Regulados o promotores inmobiliarios:

Solicitar permiso de habitabilidad sin haber instalado el SGDA obligatorio, no estando amparado en excepción debidamente aprobada;

- Instalar un SGDA de potencia inferior a la mínima requerida sin justificación técnica aprobada;

- Operar un SGDA sin el correspondiente Contrato de Conexión suscrito con la Empresa Distribuidora.

b) Del profesional diseñador:

- Diseñar sistema que no cumple especificaciones técnicas mínimas de la presente propuesta;
- Omitir cálculos de dimensionamiento o presentar información falsa;
- No supervisar adecuadamente la instalación conforme a diseño aprobado;

c) Del instalador:

- Instalar equipos sin certificaciones obligatorias;
- Omitir protecciones eléctricas requeridas;
- Instalar sistema sin contar con calificación técnica;
- Emitir certificado de instalación conforme sin que el sistema cumpla requisitos;

d) Del GAD municipal:

- Otorgar permiso de habitabilidad sin verificar cumplimiento de la presente propuesta;
- Aprobar excepciones sin justificación técnica suficiente.

23.2. Constituyen infracciones leves [142]:

a) Retrasos en trámites administrativos no atribuibles a incumplimiento técnico;

b) Errores subsanables en documentación técnica;

c) Instalación de equipos con certificaciones en trámite (subsanable en 30 días).

Artículo 24.- Sanciones aplicables

24.1. Para Consumidores Regulados o promotores inmobiliarios [143]:

a) Infracción grave:

- No otorgamiento del permiso de habitabilidad hasta subsanar incumplimiento;
- Multa equivalente al costo completo del sistema no instalado (rango: $2,500 - $6,000);
- Obligación de instalar un sistema retroactivamente dentro de 90 días calendario;

b) Reincidencia:

- Multa multiplicada al doble por ser reincidente;
- Suspensión de servicios básicos (agua, electricidad) hasta hacer efectivo el cumplimiento.

24.2. Para profesionales diseñadores [143]:

a) Primera infracción grave:

- Amonestación escrita registrada en el colegio profesional;
- Inhabilitación temporal de 6 meses para diseñar SGDA;
- Responsabilidad solidaria en la multa en caso de que se llegara a provocar un daño económico

b) Reincidencia:

- Inhabilitación de 2 años;

- Proceso disciplinario en el colegio profesional correspondiente.

24.3. Para instaladores [144]:

a) Primera infracción grave:

- Amonestación escrita;
- Suspensión temporal de 6 meses del registro de instaladores calificados para diseñar SGDA;
- Obligación de subsanar las deficiencias a su costo;

b) Reincidencia:

- No poder renovar su ingreso y ser excluido del registro de instaladores calificados;
- Multa de $1,000 a $3,000 -según el caso-;
- Denuncia penal en caso de que la instalación defectuosa sea la causante de algún daño a las personas o a sus propiedades.

24.4. Para GADs municipales:

a) Una observación formal de ARCONEL para que corrija durante el plazo de 30 días, por delante;

b) Si persiste el incumplimiento, es obligación la intervención de ARCONEL en el proceso de verificación, con el costo asumido por el GAD;

c) Reporte a Contraloría General del Estado para que inicie un proceso administrativo contra los funcionarios irresponsables.

Artículo 25.- Procedimiento sancionador

25.1. El procedimiento sancionador se tramitará conforme a lo establecido en el Código Orgánico Administrativo (COA) y las disposiciones contenidas en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) [145].

25.2. Fases del procedimiento [145]:

a) Detección: Se inicia mediante la inspección, la denuncia de la ciudadanía o el informe de la empresa distribuidora;

b) Notificación: el ARCONEL efectúa la notificación al presunto infractor, le concede un plazo de 15 días hábiles (el que no es un día domingo ni tampoco festivo) para que presente descargos y prueba;

c) Resolución: el ARCONEL emite la resolución motivada en el plazo máximo de los 30 días desde presentación de los descargos, estableciendo la existencia de la infracción y la correspondiente sanción aplicable [145];

d) Apelación: el sancionado podrá interponer el recurso de apelación ante el Directorio del ARCONEL en los 15 días desde la notificación de la resolución;

e) Ejecución: firme la resolución, se ejecutará la sanción, con el correspondiente registro en el sistema de información del ARCONEL [145].

25.3. Las multas económicas se depositarán en una Cuenta Especial de Fomento a las Energías Renovables, libremente administrada por el Ministerio de Energía, dedicada exclusivamente a [146]:

- Los programas de capacitación en energías renovables;

- Los subsidios para la instalación de sistemas en viviendas ubicadas en estratos bajos;
- La investigación y desarrollo en tecnologías fotovoltaicas.

TÍTULO VII

MONITOREO Y EVALUACIÓN

Artículo 26.- Sistema de información

26.1. ARCONEL implementará y administrará el Sistema Nacional de Información de Generación Distribuida Residencial (SNIGDR), el cual registrará la siguiente información [147] [148]:

a) SGDA instalados (ubicación, potencia, fecha);

b) Generación energética acumulada de cada sistema (datos del medidor bidireccional);

c) Datos de empresas instaladoras y profesionales diseñadores;

d) Excepciones aprobadas y sus causales;

e) Inspecciones realizadas y resultados;

f) Infracciones detectadas y sanciones aplicadas.

26.2. El sistema será alimentado automáticamente mediante [149] [150]:

Datos de medidores bidireccionales vía AMI/AMR (empresas distribuidoras);

Registros de GADs municipales (permisos otorgados);

Reportes de instaladores (certificados de instalación).

26.3. Acceso a la información:

Datos agregados y estadísticas: Acceso público vía web;

Datos individuales de sistemas: Acceso del propietario mediante clave personal;

Datos completos: Acceso restringido para ARCONEL, Ministerio de Energía y empresas distribuidoras.

Artículo 27.- Indicadores de seguimiento

27.1 ARCONEL publicará Informes Anuales de Implementación que incluyan los siguientes indicadores de desempeño [151] [152]:

Indicadores de cobertura:

- N° de viviendas nuevas con SGDA instalado / Total de viviendas nuevas construidas (por ciudad, provincia, año);
- Potencia fotovoltaica residencial acumulada instalada (MWp);
- N° de prosumidores residenciales registrales;
- Indicadores de desempeño:
- Generación energética anual acumulada (GWh/año);
- Reducción estimada de demanda pico en el SNI (%);
- Reducción estimada de emisiones de CO_2 (toneladas/año);

- Producción promedio específica real vs. diseño (kWh/kWp/año);
- Indicadores de cumplimiento:
- % de viviendas nuevas que cumplen con la propuesta;
- % de excepciones aprobadas por causal;
- N° de inspecciones realizadas / N° de infracciones determinadas;
- N° de sanciones aplicadas por tipo de infractor;
- Indicadores económicos:
- Inversión privada acumulada en SGDA (USD millones);
- Ahorro promedio facturación eléctrica por prosumidor (USD/mes);
- Empleos generados en la cadena de valor (instalación - mantenimiento).

27.2 El primer Reporte Anual se publicará en enero de 2028, y tendrá como base información correspondiente a los años 2026-2027 (Fase Piloto) [153] [154].

Artículo 28.- Evaluación y actualización normativa

28.1. ARCONEL realizará una Evaluación Integral de la presente regulación cada tres (3) años, siendo la primera evaluación en el año 2029, analizando [155] [156]:

a) Cumplimiento de objetivos de cobertura y desempeño [157];

b) Barreras identificadas en la implementación;

c) Evolución tecnológica de equipos fotovoltaicos (eficiencias, costos) [158];

d) Cambios en tarifas eléctricas y viabilidad económica [159];

e) Impacto real en el sistema eléctrico nacional (reducción de demanda, estabilidad de red).

28.2. Con base en la evaluación, ARCONEL podrá proponer actualizaciones a la regulación, tales como [160] [161]:

- Modificación de potencias mínimas obligatorias;
- Actualización de especificaciones técnicas de equipos;
- Extensión de obligatoriedad a otros sectores (comercial, público);
- Introducción de sistemas on-grid con almacenamiento;
- Ajustes al esquema de compensación energética.

28.3. Las actualizaciones seguirán el proceso de socialización pública establecido en la LOSPEE antes de su aprobación [71].

TÍTULO VIII

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 29.- Vigencia

29.1. La presente regulación entrará en vigencia a partir de su publicación en el Registro Oficial, sin perjuicio de la implementación progresiva establecida en el artículo 19 [82].

29.2. El cronograma de implementación progresiva establecido en el artículo 19 iniciará el 1 de enero de 2026.

Artículo 30.- Derogatorias

La presente regulación no deroga disposición normativa alguna. Se adiciona y complementa la Regulación Nro. ARCONEL-005/24 (Codificada) en lo concerniente a la SGDA de carácter obligatorio [74].

Artículo 31.- Normativa técnica complementaria

31.1. ARCONEL generará las siguientes Guías de Técnicas Complementarias para su aplicación en el futuro 2026 [116] [162] [163]:

a) Guía de Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Residenciales: Procedimiento de cálculo con explicaciones, ejemplos de aplicación, herramientas de software recomendadas [164];

b) Guía de Instalación y Puesta en Servicio: Procedimiento paso a paso, listas de verificación, protocolos de pruebas;

c) Guía de Operación y Mantenimiento: Recomendaciones para usuarios, frecuencia de inspecciones, solución a problemas comunes [165];

d) Guía de Buenas Prácticas Municipales: Indicaciones para GADs en procesos de verificación y aprobación, formatos de documentos, tiempos sugeridos;

e) Manual de Inspección Técnica: Protocolos de inspección para ARCONEL y empresas distribuidoras.

31.2. El contenido de estas guías será de acceso gratuito y público en el portal web de ARCONEL [166].

Artículo 32.- Difusión y socialización

Artículo 32.- Difusión y Socialización de la presente propuesta [167]

32.1. ARCONEL, en coordinación con el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables y los Gobiernos Autónomos Descentralizados, desarrollará una Campaña Nacional de Difusión y Socialización de la presente propuesta que incluirá [168]:

a) La realización de talleres presenciales en las 24 provincias del país;

b) Webinarios y materiales audiovisuales explicativos;

c) Material impreso (trípticos, afiches) para su distribución a niveles de gobiernos autónomos descentralizados GADs y colegios profesionales;

d) Campaña en redes sociales y medios de comunicación;

e) Línea telefónica y correo electrónico de atención.

32.2. Público objetivo [169] [95]:

- Constructoras y promotores inmobiliarios;
- Profesionales de la construcción y de diseño eléctrico;
- Propietarios de predios en proceso de construcción;
- Funcionarios municipales;
- Ciudadanía en general.

Artículo 33.- Recursos presupuestarios

33.1. La implementación de la presente regulación no demandará recursos adicionales del Presupuesto General del Estado, debido a que [170]:

a) Los costos de instalación de los SGDA son asumidos por los Consumidores Regulados;

b) Los costos de los medidores bidireccionales son asumidos por las Empresas Distribuidoras, recuperables vía componente tarifario [171];

c) Las actividades de fiscalización de ARCONEL se financiarán con cargo a su presupuesto operativo regular.

33.2. Los recursos generados por multas (artículo 24) se destinarán a la Cuenta Especial de Fomento según lo dispuesto [172].

Artículo 34.- Interpretación

34.1. ARCONEL es la autoridad competente para la interpretación del contenido y alcance de la presente regulación [80].

34.2. Las consultas de interpretación podrán presentarse por escrito, debiendo ser respondidas en el plazo máximo de quince (15) días hábiles contados a partir de su recepción [173].

Artículo 35.- Casos no previstos

Los casos no previstos expresamente en la presente propuesta serán resueltos por el Directorio de ARCONEL mediante resolución motivada, considerando [174]:

a) Principios de sostenibilidad energética y ambiental;

b) Viabilidad técnica y económica [175];

c) Protección de derechos de usuarios y prosumidores;

d) Mejores prácticas internacionales [176].

DISPOSICIÓN TRANSITORIA ÚNICA. - Sistemas instalados voluntariamente

Los SGDA residenciales instalados voluntariamente bajo el amparo de la Regulación Nro. ARCONEL-005/24 (Codificada), con anterioridad a la vigencia de la presente regulación [177]:

a) Mantendrán plena validez y los derechos adquiridos bajo dicho marco normativo;

b) No estarán obligados a cumplir retroactivamente los nuevos requisitos técnicos establecidos en la presente regulación [178];

c) Podrán actualizarse voluntariamente a las nuevas especificaciones técnicas para acceder a los beneficios contemplados en el artículo 21 [179].

DISPOSICIÓN FINAL. - Responsabilidad de ejecución

ARCONEL, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, los Gobiernos Autónomos Descentralizados municipales y metropolitanos, y las Empresas Distribuidoras de energía eléctrica, en el ámbito de sus respectivas competencias, son responsables de la aplicación y cumplimiento de la presente regulación [180].

Comuníquese y publíquese.

Dado en Quito, Distrito Metropolitano, a los _____ días del mes de _____ de 2026.

[Firmas de autoridades del Directorio de ARCONEL]

4.5 Validación por el panel de expertos

Se realizo un panel Delphi el cual fue integrado por ingenieros expertos en el tema de Sistemas de Generación Distribuida y abogados los cuales revisaron que la propuesta se adapte a la normativa actual, estos aportaron con correcciones y observaciones para la mejor redacción de la propuesta final la cual se adjunta en el anexo 2, estas observaciones fueron:

El trabajo de grado es muy extenso y se enfoca en muchos aspectos tales como:

- Aspectos regulatorios que se contraponen a la regulación ARCONEL 005/24.
- Involucra al consumidor regulado en análisis técnicos el mismo que no está facultado.
- En el presente restringe parámetros eléctricos que pueden limitar a ciertos fabricantes.
- Se indica que no es obligatorio el almacenamiento de energía sin embargo incluye normativa de este equipamiento.
- En este trabajo se incluye el diseño estructural, que no es parte eléctrica y de acuerdo con el diseñador se puede utilizar diferentes criterios de montaje de estructuras dependiendo del diseñador.
- Restringe el calibre de conductores sin considerar el arreglo de numero de paneles en serie y paralelo.
- Por un lado, dice que el excedente no genera ningún crédito monetario y por el otro nos dice explica formas de pago de excedentes (ósea se paga o no se paga), se recomienda solo explicar el sistema actual net metering.

- Las regulaciones deben ser aprobadas por un directorio, da responsabilidades a ARCONEL que no le competen.
- Crea cargos monetarios, y en esta regulación no hay compra ni venta de energía sino como indica la regulación ARCONEL 005/24 un sistema net meterig
- Hay normativa técnica que debe ser aprobada por ARCONEL
- Hay normativa civil que debe ser aprobada por el colegio de ingenieros civiles y arquitectos
- Hay normativa de suelo que debe aprobar el municipio

Eliminar algunas partes haciendo el cambio en vez de técnico normativo a una ordenanza municipal siendo como un manual técnico para la instalación de estos sistemas así ya no topar temas estructurales, de finanzas ni otro tipo sino solo a lo eléctrico con detalles de construcción de estos sistemas tomando como guía igual la resolución ARCONEL 005/24 codificada y ya no especificar parámetros técnicos que son competencias del diseñador y se establecen en el diseño

En el Capítulo 4 (propuesta de normativa) se citan artículos de la Constitución, LOSPEE o COOTAD, es indispensable revisar que la numeración sea la vigente y que ninguno haya sido reformado.

Se necesita explicar lo que dice el COTAAD acerca de los Gobiernos Autonomos Desentralizados GADs.

Conclusiones

El análisis del marco normativo nacional e internacional permitió identificar que la incorporación obligatoria de sistemas fotovoltaicos en nuevas viviendas urbanas requiere disposiciones específicas sobre dimensionamiento, seguridad, interconexión, fiscalización y aplicación progresiva. En Ecuador, la Regulación Nro. ARCONEL-005/24 (Codificada) establece las condiciones para implementar sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento; sin embargo, no determina su incorporación obligatoria desde la etapa de diseño y construcción de nuevas viviendas. Este resultado permitió identificar el principal vacío normativo relacionado con el problema de investigación y cumplir el primer objetivo específico.

La determinación de los criterios técnicos evidenció que la potencia del sistema fotovoltaico no debe establecerse mediante un valor único para todas las viviendas, sino calcularse en función del consumo eléctrico proyectado, el recurso solar disponible, la superficie aprovechable de la cubierta, las condiciones estructurales de la edificación y la capacidad de la red de distribución. Dentro de los escenarios evaluados, la cobertura aproximada del 50 % del consumo anual presentó el equilibrio más adecuado entre inversión, autoconsumo y generación de excedentes, por lo que se estableció como referencia para las viviendas de los estratos A, B y C. Asimismo, se determinó la necesidad de utilizar equipos certificados, protecciones eléctricas, medición bidireccional y estudios previos de factibilidad para garantizar una interconexión segura.

Con base en los resultados técnicos y normativos se elaboró una propuesta que integra disposiciones sobre ámbito de aplicación, dimensionamiento, especificaciones mínimas, interconexión, inspección, implementación progresiva, responsabilidades y excepciones. Su aplicación requiere delimitar claramente las competencias de la autoridad reguladora, las empresas distribuidoras y los gobiernos autónomos descentralizados, por lo que la propuesta constituye un insumo técnico que deberá someterse a revisión jurídica e institucional antes de su adopción.

Recomendaciones

Se recomienda realizar una aplicación piloto de la propuesta en sectores urbanos representativos, considerando viviendas de los estratos A, B y C y diferentes áreas de servicio de las empresas distribuidoras. Esta aplicación deberá utilizar datos reales de consumo, irradiación solar, superficie disponible, capacidad de transformadores y costos de instalación, con la finalidad de verificar el porcentaje de cobertura propuesto, los periodos de recuperación de la inversión y los efectos de la generación distribuida sobre la red eléctrica.

Se recomienda someter la propuesta a una revisión conjunta entre la autoridad reguladora del sector eléctrico, las empresas distribuidoras, los gobiernos autónomos descentralizados, los organismos responsables de la construcción y los colegios profesionales. Esta revisión deberá definir las competencias de cada institución, los procedimientos de aprobación e inspección, los mecanismos de fiscalización y los posibles incentivos económicos, para garantizar que su futura aplicación sea técnica, jurídica y económicamente viable.

Referencias bibliográficas

[1] M. Moran, «Energía,» Desarrollo Sostenible, [En línea]. Available: https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/. [Último acceso: 2025 julio 21].

[2] Q. Yin, A. Li y C. Han, «The Role of Solar Photovoltaic Roofs in Energy-Saving Buildings: Research Progress and Future Development Trends,» *Buildings,* vol. 10, nº 3091, p. 14, 2024.

[3] E. Schulte, F. Scheller, D. Sloot y T. Bruckner, «A meta-analysis of residential PV adoption: the important role of perceived benefits,» *intentions and antecedents in solar energy acceptance,* vol. 84, nº 102339, 2022.

[4] J. M. Weinand, «Global LCOEs of decentralized off-grid renewable energy systems,» 12 marzo 2023.

[5] C. Martínez y A. Poladian, «USE OF PHOTOVOLTAIC ENERGY IN HOUSEHOLDS IN BUENOS AIRES: FEASIBILITY MICROECONOMIC STUDY,» jun 2020.

[6] L. Chabla-Auqui, D. Ochoa-Correa, E. Villa-Ávila y P. Astudillo-Salinas, «DistributedGeneration Applied to Residential Self-Supply in South America in the Decade 2013–2023: A Literature Review,» *Energies,* vol. 16, nº 17, enero 2023.

[7] X. Serrano-Guerrero, B. Marín-Toro, C. Ochoa-Malhaber y A. Barragán-Escandón, «Impact of the incorporation of photovoltaics distributed generation in electric distribution grids in Ecuador,» *Renew. Energy Power Qual,* vol. 20, pp. 387-392, sep 2022.

[8] E. Zalamea-Leon, B. Morocho-Pulla, M. Astudillo-Flores, A. Barragan-Escandon y A. Ordoñez-Castro, «Implicancias de superposición fotovoltaica en entorno urbano ecuatorial andino con LIDAR,» vol. 39, nº 110, 2024.

[9] A. Tian, D. Zünd y L. M. A. Bettencourt, «Estimating Rooftop Solar Potential in Urban Environments: A Generalized Approach and Assessment of the Galápagos Islands,» *Front. Sustain. Cities,* vol. 3, junio 2021.

[10] D. U. C. Tapia, M. Pacheco-Cunduri, J. Hernández-Ambato, J. Rodríguez-Flores y V. Herrera-Perez, «Optimal Fuzzy-Based Energy Management Strategy to Maximize Self-Consumption of PV Systems in the Residential Sector in Ecuador,» *Energies,* vol. 15, nº 14, enero 2022.

[11] A. Barragán-Escandón, D. Jara-Nieves, I. Romero-Fajardo, E. F. Zalamea-Leon y X. Serrano-Guerrero, «Barriers to renewable energy expansion: Ecuador as a case study,» *Energy Strategy Rev,* vol. 43, nº 100903, sep 2022.

[12] J. Martinez, J. Marti-Herrero, S. Villacis, A. J. Riofrio y D. Vaca, «Analysis of energy, CO2 emissions and economy of the technological migration for clean cooking in Ecuador,» *Energy Policy,* vol. 107, pp. 182-187, agosto 2020.

[13] «Argentina.gob.ar,» Estudio “Propuestas de implementación de Energías Renovables en viviendas sociales para la generación de energía eléctrica distribuida y solar térmica, . [En línea]. Available: https://www.argentina.gob.ar/ambiente/desarrollo-sostenible/vivienda/estudio. [Último acceso: 21 julio 2025].

[14] «Directiva - UE - 2024/1275 - EN - EUR-Lex,» [En línea]. Available: https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1275/oj/eng. [Último acceso: 21 julio 2025].

[15] A. Idrovo-Macancela, M. Velecela-Zhindón, A. Barragán-Escandón, E. Zalamea-León y D. Mejía-Coronel, «GIS-based assessment of photovoltaic solar potential on building rooftops in equatorial urban areas,» *Heliyon,* vol. 11, nº 1, enero 2025.

[16] G. Araujo-Vizuete, A. Robalino-López y Á. Mena-Nieto, «Looking beyond subsidies: Understanding the complexity of household energy consumption dynamics of Ecuador’s main cities,» *Cities,* vol. 163, nº 106008, agosto 2025.

[17] «Ecuador - Electric Power and Renewable Energy,» [En línea]. Available: https://www.trade.gov/country-commercial-guides/ecuador-electric-power-and-renewable-energ. [Último acceso: 21 julio 2025].

[18] M. L. .. D. Cedeno, M. G. D. Arteaga, A. V. Perez y M. L. .. D. Arteaga, «Regulatory Framework for Renewable Energy Sources in Ecuador Case Study Province of Manabí,» *ResearchGate,* julio 2025.

[19] «Biblioteca – Operador Nacional de Electricidad CENACE,» [En línea]. Available: https://www.cenace.gob.ec/biblioteca/. [Último acceso: 21 julio 2025].

[20] M. S. M. Ramírez y D. S. V. Almeida, «Implementación de un sistema fotovoltaico para residencias, en la comuna masa 2,» *bachelorThesis,* 2022.

[21] «Regulación Nro. ARCONEL-00X/2X,» [En línea]. Available: https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/10/Regulacion-005_24-Codificada-signed-1.pdf. [Último acceso: 22 julio 2025].

[22] «Folleto PROYECTOS FOTOVOLTAICOS ECU 2024,» [En línea]. Available: https://www.celec.gob.ec/wp-content/uploads/2024/05/Folleto-PROYECTOS-FOTOVOLTAICOS-ECU-2024-2-26-FEB.pdf. [Último acceso: 21 julio 2025].

[23] «Renewable energy sources in Latin America and the Caribbean: two years after the Bonn Conference,» [En línea]. Available: https://repositorio.cepal.org/entities/publication/c7bde80a-3373-4de7-8907-0a6bb01afbef. [Último acceso: 22 julio 2025].

[24] M. D. D. L. C. Morales, «Estratificación de abonados residenciales por consumo energético en la Empresa Eléctrica Emelnorte,» bachelorThesis, 2023. [En línea]. Available: https://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/14488. [Último acceso: 21 julio 2025].

[25] J. Muñoz Campoverde y M. Torres Sanchez, «Techno-Economic Analysis of an Off-Grid Solar PV System for Rural Electrification in La Virginia, Ecuador,» *ResearchGate,* 2025.

[26] M. Mogrovejo-Narvaez, A. Barragán-Escandón, E. Zalamea-León y X. Serrano-Guerrero, «Barriers to the Implementation of On-Grid Photovoltaic Systems in Ecuador,» *Sustain. Switz,* vol. 16, nº 21, nov 2024.

[27] V. Masson-Delmotte, «Summary for policymakers,» *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press,* pp. 3-32, 2021.

[28] IEA, «CO2 Emissions in 2022 – Analysis,» [En línea]. Available: https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2022. [Último acceso: 21 julio 2025].

[29] K. Calvin, «IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report, Summary for Policymakers. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPC,» *Intergovernmental Panel on Climate Change,* jul 2023.

[30] «Open Knowledge Repository,» [En línea]. Available: https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/58f2a409-9bb7-4ee6-899d-be47835c838f. [Último acceso: 21 julio 2025].

[31] D. Icaza, D. Borge-Diez y S. P. Galindo, «Analysis and proposal of energy planning and renewable energy plans in South America: Case study of Ecuador,» *Renew. Energy,* vol. 182, pp. 314-342, enero 2022.

[32] A. V. Jácome, M. Saltos y J. Echever, «Dimensionamiento Óptimo de Sistemas Fotovoltaicos y Baterías en Entornos Residenciales para Reducir la Dependencia de la Infraestructura Eléctrica Centralizada,» *Rev. Téc. Energ.,* vol. 21, nº 2, ene 2025.

[33] IEA, «Overview and key findings – World Energy Investment 2024 – Analysis,» [En línea]. Available: https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2024/overview-and-key-findings. [Último acceso: 21 julio 2025].

[34] E. y. M. Ministerio de Industria, «Las fuentes renovables superaron el 90% de la matriz de generación eléctrica en 2022,» [En línea]. Available: https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/noticias/fuentes-renovables-superaron-90-matriz-generacion-electrica-2022. [Último acceso: 21 julio 2025].

[35] «Distributed photovoltaics provides key benefits for a highly renewable European energy system - ScienceDirect,» [En línea]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261924001041. [Último acceso: 21 julio 2025].

[36] L. Norel-Wilson, «Expert Insights: Photovoltaic Progress In 2023,» The Renewable Energy Institute, [En línea]. Available: https://www.renewableinstitute.org/expert-insights-photovoltaic-progress-in-2023/. [Último acceso: 21 julio 2025].

[37] «RENEWABLES 2023 GLOBAL STATUS REPORT,» [En línea]. Available: https://www.ren21.net/gsr-2023/. [Último acceso: 21 julio 2025].

[38] «Renewable Power Generation Costs in 2023,» [En línea]. Available: https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023. [Último acceso: 22 julio 2025].

[39] M. Moran, «Ciudades,» Desarrollo Sostenible, [En línea]. Available: https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/cities/. [Último acceso: 22 julio 2025].

[40] U. Nations, «El Acuerdo de París | Naciones Unidas,» United Nations, [En línea]. Available: https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement. [Último acceso: 22 julio 2025].

[41] «spanish_4.pdf,» [En línea]. Available: https://unhabitat.org/sites/default/files/2024/04/spanish_4.pdf. [Último acceso: 22 julio 2025].

[42] «IEC 61730-1:2023,» [En línea]. Available: https://webstore.iec.ch/en/publication/59803. [Último acceso: 22 julio 2025].

[43] I. S. Association, «IEEE Standards Association,» [En línea]. Available: https://www.shopulstandards.com/ProductDetail.aspx?productId=UL1741_3_S_20210928. [Último acceso: 22 julio 2025].

[44] «UL 1741 | UL Standards & Engagement | UL Standard,» [En línea]. Available: https://www.shopulstandards.com/ProductDetail.aspx?productId=UL1741_3_S_2021092. [Último acceso: 22 julio 2025].

[45] «Renewable energy in Latin America: Ecuador | Global law firm | Norton Rose Fulbright,» [En línea]. Available: https://www.nortonrosefulbright.com/en-la/knowledge/publications/e9fe5e64/renewable-energy-in-latin-america-ecuador. [Último acceso: 21 julio 2025].

[46] C. E. Commission, «2022 Building Energy Efficiency Standards,» [En línea]. Available: https://www.energy.ca.gov/programs-and-topics/programs/building-energy-efficiency-standards/2022-building-energy-efficiency. [Último acceso: 22 julio 2025].

[47] C. E. Wire, «Solar power in Germany – output, business & perspectives,» [En línea]. Available: https://www.cleanenergywire.org/factsheets/solar-power-germany-output-business-perspectives. [Último acceso: 22 julio 2025].

[48] «Stepping up the PV roll-out,» [En línea]. Available: https://energiewende.bundeswirtschaftsministerium.de/EWD/Redaktion/EN/Newsletter/2023/05/Meldung/direkt-answers.html. [Último acceso: 22 julio 2025].

[49] «BID | Transición Energética en América Latina y el Caribe,» [En línea]. Available: https://www.iadb.org/es/noticias/transicion-energetica-en-america-latina-y-el-caribe. [Último acceso: 22 julio 2025].

[50] Autogeneración, «Net Billing,» [En línea]. Available: https://autoconsumo.minenergia.cl/?page_id=245. [Último acceso: 22 julio 2025].

[51] I. Nacional, «LEI No 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022 - DOU - Imprensa Nacional,» [En línea]. Available: https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821. [Último acceso: 22 julio 2025].

[52] A. d. O. Galvão, «Os impactos da Lei no 14.300/2022 em projetos de microgeração e minigeração fotovoltaica,» julio 2023. [En línea]. Available: https://app.uff.br/riuff/handle/1/29466. [Último acceso: 22 julio 2025].

[53] SolarBlog, «Os desafios e oportunidades da geração distribuída de energia solar no Brasil,» [En línea]. Available: https://sustentoenergiasolar.com.br/blog/desafios-e-oportunidades-da-geracao-distribuida-de-energia-solar-no-brasil. [Último acceso: 22 julio 2025].

[54] «Alejandría - Resolución 100 de 2021 CREG,» [En línea]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0100_2021.htm. [Último acceso: 22 julio 2025].

[55] S. Carvajal y J. D. M. Jiménez, «Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico,» *Rev. Tecnura,* vol. 17, nº 35, p. 77, mar 2023.

[56] «Ley 1715 de 2014 - Gestor Normativo,» [En línea]. Available: https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353. [Último acceso: 22 julio 2025].

[57] «Balance Energético Nacional – BEN 2023 – Ministerio de Energia y Minas,» [En línea]. Available: https://www.recursosyenergia.gob.ec/5900-2/. [Último acceso: 22 julio 2025].

[58] «Parte-1-Informe-Anual-CENACE-2023.pdf,» [En línea]. Available: https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/04/Parte-1-Informe-Anual-CENACE-2023.pdf. [Último acceso: 22 julio 2025].

[59] «BEN_2023-cap_1.pdf,» [En línea]. Available: https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2024/08/BEN_2023-cap_1.pdf. [Último acceso: 22 julio 2025].

[60] «Plan Maestro de Electricidad – Ministerio de Energia y Minas,» [En línea]. Available: https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/. [Último acceso: 22 julio 2025].

[61] «Regulacion-005_20-Transacciones-Comerciales,» [En línea]. Available: https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/05/Regulacion-005_20-Transacciones-Comerciales.pdf. [Último acceso: 23 julio 2025].

[62] Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), « Proyecciones poblacionales Ecuador 2020-2030.,» 2023. [En línea]. Available: https://www.ecuadorencifras.gob.ec/proyecciones-poblacionales/.

[63] Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), «Censo de Población y Vivienda 2022: Resultados,» 2022. [En línea]. Available: https://www.ecuadorencifras.gob.ec/censo-de-poblacion-y-vivienda/.

[64] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables., « Balance Energético Nacional 2023.,» 2024. [En línea]. Available: https://www.recursosyenergia.gob.ec/balance-energetico-nacional/.

[65] Operador Nacional de Electricidad CENACE., «Informe Anual 2023.,» 2024. [En línea]. Available: https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/04/Parte-1-Informe-Anual-CENACE-2023.pdf.

[66] O. N. d. E. CENACE, «Informe diario de operación del Sistema Nacional Interconectado.,» 12 Febrero 2025. [En línea]. Available: https://www.cenace.gob.ec/informes-diarios/.

[67] M. J. Page, J. E. McKenzie y P. M. Bossuyt, «The PRISMA 2020 statement: An updated guideline for reporting systematic reviews.,» *BMJ,* p. 372, 2021.

[68] Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN), Señalización Vial. Parte 1. Señalización Vertical., 2021.

[69] M. Aria y C. Cuccurullo, «bibliometrix: An R-tool for comprehensive science mapping analysis.,» *Journal of Informetrics,* pp. 959-975, 2020.

[70] Institute of Electrical and Electronics Engineers, «IEEE standard for general requirements for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers,» de *IEEE Std C57.12.00-2015*, 2016, pp. 1-74.

[71] M. D. De La Cruz Morales, «Estratificación de abonados residenciales por consumo energético en la Empresa Eléctrica Emelnorte,» *Repositorio Digital UTN,* 2023.

[72] ARCONEL, «Resolución Nro. ARCONEL-005/24 (Codificada) - Transacciones de Energía Eléctrica para Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento de Consumidores Regulados,» de *Agencia de Regulación y Control de Electricidad*, Quito, Ecuador, 2024.

[73] Asamblea Nacional del Ecuador, «Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE),» de *Registro Oficial Suplemento 418,*, Quito, Ecuador, 2020.

[74] M. d. E. y. Minas, Plan Maestro de Electricidad 2023-2032, Quito, Ecuador: Primera Edición, , 2024.

[75] CENACE, «Informe Anual del Operador Nacional de Electricidad 2023,» de *Operador Nacional de Electricidad*, Quito, Ecuador, 2024.

[76] EMELNORTE S.A., Adecuación de las redes de distribución de EMELNORTE, dimensionamiento de transformadores y método de cálculo de caídas de voltaje en redes secundarias de distribución, Ecuador, 2016.

[77] International Electrotechnical Commission (IEC), «EC 61730-2:2023 - Photovoltaic (PV) Module Safety Qualification - Part 2: Requirements for Testing,» de *3rd Edition*, Geneva, Switzerland,, 2023.

[78] Y. Ma y B. Li, «Hybridized Intelligent Home Renewable Energy Management System for Smart Grids,» *Energies,* vol. 14, nº 21, 2021.

[79] J. Kerby y B. Tarekegne, «A guide to residential energy storage and rooftop solar: State net metering policies and utility rate tariff structures,» de *Energy Policy*, 2023.

[80] J. L. Prol y K. W. Steininger, «Photovoltaic self-consumption is now profitable in Spain: Effects of the new regulation on prosumers' internal rate of return,» *Energy Policy,* vol. 146, 2021.

[81] Á. Ordóñez, «Net-metering and net-billing in photovoltaic self-consumption: the cases of Ecuador and Spain,» *Renewable Energy,* vol. 182, pp. 667-681, 2022.

[82] California Energy Commission, «2022 Building Energy Efficiency Standards - Title 24, Part 6 (California Energy Code),» de *CEC-400-2022-020*, Sacramento, CA, 2022.

[83] California Energy Commission, «2025 Building Energy Efficiency Standards - Title 24, Part 6 (Effective January 1, 2026),,» de *CEC-400-2023-010*, Sacramento, CA, 2023.

[84] International Electrotechnical Commission (IEC), «IEC 61730-1:2023 - Photovoltaic (PV) Module Safety Qualification - Part 1: Requirements for Construction,» de *3rd Edition*, Geneva, Switzerland, 2023.

[85] I. E. C. (IEC), «IEC 61215-1:2021 - Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules - Design Qualification and Type Approval - Part 1: Test Requirements,» Geneva, Switzerland, 2021.

[86] IEEE Standards Association, IEEE 1547-2018 (Amendment 2020) - Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, New York, USA, 2020.

[87] Underwriters Laboratories (UL), «UL 1741 Supplement SB (Third Edition) - Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources,» de *Northbrook*, IL, USA, 2021.

[88] J. M. R. Fernandez, «Profitability of household photovoltaic self-consumption in Spain,» *Applied Energy,* vol. 279, 2020.

[89] A. Biancardi, «A distributed and sustainable model for future cities: A profitability analysis of integrated photovoltaic systems with storage under different incentive policies,» *Energy Policy,* vol. 175, 2023.

[90] M. Arun, «Deep learning-enabled integration of renewable energy sources through photovoltaics in buildings,» *Case Studies in Thermal Engineering,* vol. 61, 2024.

[91] R. Saez, «Self-consumption potential and surplus compensation policy impact on rooftop photovoltaic systems in Spain,» *Renewable Energy,* 2023.

[92] F. Johari, «Analysis of large-scale energy retrofit of residential buildings and their impact on the electricity grid using a validated UBEM,» *Applied Energy,* vol. 334, 2023.

[93] P. Basilico, «Renewable energy communities for sustainable cities: Economic insights into subsidies, market dynamics and benefits distribution,» *Sustainable Cities and Society,* vol. 93, 2023.

[94] M. W. Chamout, «Simulation and analysis of hybrid hydrogen-battery renewable energy storage for off-electric-grid Dutch household system,» *Energy Conversion and Management,,* vol. 286, 2022.

[95] Congreso Nacional de Chile, «Ley 20.571 - Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales,» de *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*, 2020.

[96] I. D'Adamo, «Solar collective self-consumption: Economic analysis of a policy mix,» *Energy Policy,* vol. 159, 2022.

[97] Ministerio de Energía de Chile, «Decreto Supremo Nº 8 - Reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica,» de *Ex NCH Eléctrica Nº4*, 2020.

[98] A. Chakraborty, «Photovoltaics for indoor energy harvesting,» *Advanced Energy Materials,* vol. 13, nº 15, 2023.

[99] N. Bunda, «Stage model of the process of solar photovoltaic adoption by residential households in the Philippines,» *Renewable Energy,* vol. 198, pp. 1116-1130, 2023.

[100] W. F. Mbasso, «Technical assessment of a stand-alone hybrid renewable system for energy and oxygen optimal production for fishes farming in a residential building using HOMER pro,» *Sustainable Energy Technologies and Assessments,* vol. 57, 2023.

[101] G. J. M. Chiriboga, «The state of the art of the integration of intelligent systems in buildings and their impact on energy efficiency,» *Sustainable Cities and Society,* vol. 82, 2022.

[102] Congreso Nacional de Brasil, «Ley Nº 14.300 - Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída,» de *Diário Oficial da União*, Brasília, 2022.

[103] L. C. Arellano, «Proyectos Fotovoltaicos en Generación Distribuida ¿Rentabilidad Privada o Sustentabilidad Ambiental?,» *Revista de Ingeniería,* vol. 47, nº 2, pp. 45-58, 2022.

[104] D. E. Ekechukwu y P. Simpa, «A comprehensive review of renewable energy integration for climate resilience,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* vol. 173, 2023.

[105] G. A. Barzegkar-Ntovom, «Assessing the viability of Battery Energy Storage Systems coupled with Photovoltaics under a pure self-consumption scheme,» *Applied Energy,* vol. 328, 2023.

[106] M. V. Longhini y R. F. Ajmat, «New urban environmental sustainability index,» *Sustainable Cities and Society,* vol. 83, 2022.

[107] V. Vega-Garita, «Techno-economic analysis of photovoltaic systems with energy storage for customers with a residential tariff in Costa Rica,» *Renewable Energy,* vol. 195, pp. 1216-1230, 2022.

[108] M. A. M. Rosli, «Design of a Solar Power Plant System for Government Buildings in the Ibu Kota Nusantara of Indonesia Using HOMER Optimization,» *Renewable Energy,* vol. 220, 2024.

[109] S. Escudero-Castañeda, «Centralisation of thermal installations using renewable energies for a group of blocks of flats,» *Energy and Buildings,* vol. 275, 2022.

[110 C. A. Pilar, «Photovoltaic interventions in housing neighborhoods in the cities of Resistencia and Corrientes,» *Revista de Arquitectura,* vol. 23, nº 34, pp. 89-104, 2021.

[111 T. Ahmad, «A review on renewable energy and electricity requirement forecasting models for smart grid and buildings,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* vol. 110, pp. 354-369, 2020.

[112 S. Di Pietro, «Processes of urban transition to autonomous decentralized systems of renewable energy,» *Energy Policy,* 2022.

[113 A. P. A. Frank, «ESTABLECIMIENTOS ESCOLARES: POTENCIALES CENTROS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE. CASOS DE ESTUDIO EN CIUDAD DE SAN JUAN, ARGENTINA,» *Revista de Urbanismo,* nº 45, pp. 67-85, 2021.

[114 G. Kousovista, «Comparative Lifecycle Assessment of Renewable Energy Investments in Public Buildings: A Case Study of an Austrian Kindergarten Under Atypical Operational Conditions,» *Sustainability,* vol. 16, nº 3, 2024.

[115 B. Fina y H. Auer, «Economic Viability of Renewable Energy Communities under the Framework of the Renewable Energy Directive Transposed to Austrian Law,» *Energies,* 2020.

[116 C. S. Castilho, «Study on the Implementation of a Solar Photovoltaic System with Self-Consumption in an Educational Building,» *Energies,* vol. 16, nº 9, 2023.

[117 A. I. M. Ali, «Seven-Level Inverter with Reduced Switches for PV System Supporting Home-Grid and EV Charger,» *Electronics,* vol. 11, nº 18, 2022.

[118 A. H. Siddique, «Renewable Energy Sector in Bangladesh: The Current Scenario, Challenges and the Role of IoT in Building a Smart Distribution Grid,» *Energies,* vol. 14, nº 24, 2021.

[119 M. Trela y A. Dubel, «Net-Metering vs. Net-Billing from the Investors Perspective—Impacts of Changes in RES Financing in Poland on the Profitability of a Joint Photovoltaic Panels and Heat Pump System,» *Energies,* vol. 13, p. 23, 2020.

[120 R. C. D. Chambre, «La transformación del complejo minero Zollverein: un híbrido entre la ciudad difusa y lineal,» *Revista de Urbanismo,* nº 44, pp. 103-118, 2021.

[121 H. Al-Najjar, «Performance Evaluation of a Hybrid Grid-Connected Photovoltaic Biogas-Generator] Power System,» *Sustainability,* vol. 14, nº 6, 2022.

[122 O. O. Apeh, «Contributions of Solar Photovoltaic Systems to Environmental and Socioeconomic] Aspects of National Development—A Review,» *Sustainability,* vol. 13, nº 10, 2021.

[123 K. J. Cieślak, «Multivariant Analysis of Photovoltaic Performance with Consideration of Self-] Consumption,» *Energies,* vol. 15, nº 19, 2022.

[124 S. Amini, «Techno-Economic Analysis of Renewable-Energy-Based Micro-Grids Considering] Incentive Policies,» *Energies,* vol. 14, nº 20, 2021.

[125 C. Marinescu, «Progress in the Development and Implementation of Residential EV Charging] Stations Based on Renewable Energy Sources,» *Energies,* vol. 15, nº 11, 2022.

[126 S. J. Alharbi y A. S. Alaboodi, «A Review on Techno-Economic Study for Supporting Building] with PV-Grid-Connected Systems under Saudi Regulations,» *Sustainability,* vol. 13, nº 22, 2021.

[127 M. Alsalman, «An Economic Analysis of Solar Energy Generation Policies in the UAE,» *Energies,*] vol. 14, nº 15, 2021.

[128 S. A. Alnaqbi y A. H. Alami, «Sustainability and Renewable Energy in the UAE: A Case Study of] Sharjah,» *Sustainability,* vol. 14, nº 2, 2022.

[129 J. Szymiczek, «Simulation of Heat Pump with Heat Storage and PV System—Increase in Self-] Consumption in a Polish Household,» *Energies,* vol. 14, nº 2, 2021.

[130 International Energy Agency (IEA), World Energy Investment 2024 - Renewable Energy Systems] and Distributed Generation, Paris, France, 2024.

[131 F. Z. Peng, «Envisioning the Future Renewable and Resilient Energy Grids—A Power Grid] Revolution Enabled by Renewables, Energy Storage, and Energy Electronics,» *IEEE Transactions on Power Electronics,* vol. 35, nº 10, pp. 10569-10583, 2020.

[132 P. Escobar, «Profitability of self-consumption solar PV system in Spanish households: A] perspective based on European regulations,» *Applied Energy,* vol. 265, 2020.

[133] G. K. Farinis y F. D. Kanellos, «Integrated energy management system for Microgrids of building prosumers,» *Applied Energy,* vol. 304, 2021.

[134] O. Nkuriyingoma y E. Özdemir, «Techno-economic analysis of a PV system with a battery energy storage system for small households: A case study in Rwanda,» *Renewable Energy,* vol. 165, pp. 21-33, 2021.

[135] A. Z. Gabr, «Economic evaluation of rooftop grid-connected photovoltaic systems for residential building in Egypt,» *Renewable Energy,* vol. 164, pp. 555-566, 2020.

[136] R. Galvin, «Why German households won't cover their roofs in photovoltaic panels: And whether policy interventions, rebound effects and heat pumps might change their minds,» *Energy Policy,* vol. 140, 2020.

[137] G. O. Gil, «Optimising renewable energy integration in new housing developments with low carbon technologies,» *Applied Energy,* vol. 308, 2022.

[138] S. Lin y T. Ma, «Prefeasibility study of a distributed photovoltaic system with pumped hydro storage for residential buildings,» *Renewable Energy,* vol. 179, pp. 1595-1608, 2021.

[139] ANEEL - Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil, Resolução Normativa ANEEL Nº 1.059/2023 - Regulamentação da Lei 14.300/2022 sobre Microgeração e Minigeração Distribuída, 2023.

[140] B. Lin y S. Kaewkhunok, «The role of socio-Culture in the solar power adoption: The inability to reach government policies of marginalized groups,» *Energy Policy,* vol. 173, 2023.

[141] X. Liu y Z. Gou, «Optimizing Photovoltaic-Storage Building Energy Systems: A Comparative Study of Rule-Based and Reinforcement Learning Control for Grid Stability and Self-Consumption,» *Journal of Physics: Conference Series,* vol. 3001, 2025.

[142] Z. Chen, «Metal Requirements for Building Electrical Grid Systems of Global Wind Power and Utility-Scale Solar Photovoltaic until 2050,» *Environmental Science & Technology,* vol. 56, nº 15, pp. 11106-11115, 2022.

[143] K. D. Pippi, «Methodology for the Techno-Economic Assessment of Medium-Voltage Photovoltaic Prosumers Under Net-Metering Policy,» *IEEE Access,* vol. 10, 2022.

[144 I. S. Ruiz, «La energía solar como escultura social. El artista como educador y gestor cultural desde los laboratorios ACT (Arte-Ciencia-Tecnología),» *Revista de Arte Contemporáneo,* vol. 35, pp. 112-129, 2021.

[145 C. Mokhtara, «Integrated supply–demand energy management for optimal design of offgrid hybrid renewable energy systems for residential electrification in arid climates,» *Energy Conversion and Management,* vol. 236, 2021.

[146 C. Mokhtara, «Design optimization of grid-connected PV-Hydrogen for energy prosumers considering sector-coupling paradigm: Case study of a university building in Algeria,» *International Journal of Hydrogen Energy,* vol. 46, nº 75, 2022.

[147 J. C. Osorio-Aravena, «Identifying barriers and opportunities in the deployment of the residential photovoltaic prosumer segment in Chile,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* vol. 150, 2021.

[148 F. Pallonetto, «On the assessment and control optimisation of demand response programs in residential buildings,» *Applied Energy,* pp. 370-382, 2019.

[149 R. Chandel, «Perspective of new distributed grid connected roof top solar photovoltaic power generation policy interventions in India,» *Renewable Energy,* vol. 174, 2021.

[150 M. V. Khah, «Optimal sizing of residential photovoltaic and battery system connected to the power grid based on the cost of energy and peak load,» *Journal of Cleaner Production,* vol. 365, 2022.

[151 E. Tarigan, «Rooftop PV System Policy and Implementation Study for a Household in Indonesia,» *Energy Procedia,* vol. 158, pp. 350-355, 2020.

[152 N. Skandalos y D. Karamanis, «Net-zero energy communities at Local Climate Zones: integrating photovoltaics and energy sharing for a social housing neighborhood,» *Solar Energy,* vol. 237, pp. 156-168, 2022.

[153 Ministerio de Energía de Chile, «Decreto Supremo Nº 88 - Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala (PMGD y PMG),» de *Diario Oficial de Chile*, 2020.

[154 K. J. Shapna, «Solar energy integration in off-grid communities: empowering remote areas in] Bangladesh for sustainable development,» *Renewable Energy,* vol. 203, pp. 841-854, 2023.

[155 M. Al-Amayreh y A. Alamayreh, «Impact of EV charging strategies on solar-powered residential] buildings: unidirectional vs. bidirectional charging in Jordan,» *Energy Reports,* vol. 9, 2023.

[156 L. Hellqvist y H. Heubaum, «Setting the sun on off-grid solar?: policy lessons from the Bangladesh] solar home systems (SHS) programme,» *Energy Policy,* vol. 161, 2022.

[157 K. Shivam, «A multi-objective predictive energy management strategy for residential grid-] connected PV-battery hybrid systems based on machine learning technique,» *Energy Conversion and Management,* vol. 237, 2021.

[158 I. Sotnyk, «Solar energy development in households: ways to improve state policy in Ukraine and] Latvia,» *Energy Policy,* vol. 155, 2021.

[159 R. Uddin, «Renewable Energy Perspectives of Pakistan and Turkey: Current Analysis and Policy] Recommendations,» *Sustainability,* vol. 13, nº 6, 2021.

[160 R. A. Almasri, «Investigating the Impact of Integration the Saudi Code of Energy Conservation] with the Solar PV Systems in Residential Buildings,» *Sustainability,* vol. 14, nº 5, 2022.

[161 A. S. Aziz, «Design and Optimization of a Grid-Connected Solar Energy System: Study in Iraq,»] *Sustainability,* vol. 12, nº 9, 2020.

[162 Z. Fan, «Deep Learning and Artificial Intelligence in Sustainability: A Review of SDGs,] Renewable Energy, and Environmental Health,» *Sustainability,* vol. 16, nº 3, 2024.

[163 Y. Noh, «A Review on Harnessing Renewable Energy Synergies for Achieving Urban Net-Zero] Energy Buildings: Technologies, Performance Evaluation, Policies, Challenges, and Future Direction,» *Buildings,* vol. 14, nº 1, 2024.

[164 N. S. Khan, «Enhancing Renewable Energy Integration in Developing Countries: A Policy-] Oriented Analysis of Net Metering in Pakistan Amid Economic Challenges,» *Sustainability,* vol. 15, nº 18, 2023.

[165 N. M. Kumar, «Hybrid Renewable Energy Microgrid for a Residential Community: A Techno-
] Economic and Environmental Perspective in the Context of the SDG7,» *Sustainability,* vol. 12, nº 10, 2020.

[166 W. U. Rehman, «The Penetration of Renewable and Sustainable Energy in Asia: A State-of-the-Art
] Review on Net-Metering,» *IEEE Access,* vol. 8, 2020.

[167 M. A. V. Rad, «A comprehensive study of techno-economic and environmental features of different
] solar tracking systems for residential photovoltaic installations,» *Renewable Energy,* vol. 169, pp. 255-268, 2020.

[168 W. Wu y H. M. Skye, «Residential net-zero energy buildings: Review and perspective,» *Renewable
] and Sustainable Energy Reviews,* vol. 142, 2021.

[169 B. Zakeri, «Policy options for enhancing economic profitability of residential solar photovoltaic
] with battery energy storage,» *Applied Energy,* vol. 290, 2021.

[170 Z. Zheng, «An integrated smart home energy management model based on a pyramid taxonomy for
] residential houses with photovoltaic-battery systems,» *Applied Energy,* vol. 298, 2021.

[171 X. Zhu, «An optimal incentive policy for residential prosumers in Chinese distributed photovoltaic
] market: A Stackelberg game approach,» *Energy,* vol. 232, 2021.

[172 ARCONEL, Regulación Nro. ARCONEL-003/24 - Operación Técnica-Comercial de Grupos
] Electrógenos de Emergencia en Condiciones de Déficit de Generación, Quito, Ecuador, 2024.

[173 ARCONEL, Regulación Nro. ARCONEL-006/24 - Centrales de Generación Distribuida con
] Fuentes de Energía Renovable No Convencional, Quito, Ecuador, 2024.

[174 ARCONEL, Resolución Nro. ARCONEL-002/24 - Presupuesto y Aportaciones del Sector
] Eléctrico, Quito, Ecuador, 2024.

[175 ARCERNNR, Regulación Nro. ARCERNNR-008/23 - Marco Normativo de la Generación
] Distribuida para Autoabastecimiento de Consumidores Regulados, Quito, Ecuador, 2023.

[176 ARCERNNR, Regulación Nro. ARCERNNR-001/24 - Código de Operación del Sistema Eléctrico
] Ecuatoriano, Quito, Ecuador, 2024.

[177 ARCERNNR, Resolución Nro. ARCERNNR-006/21 (Codificada) - Régimen Económico y Tarifario para la Prestación de Servicios Públicos de Energía Eléctrica, Quito, Ecuador, 2024.

[178 Ministerio de Energía y Minas, Acuerdo Ministerial Nro. MEM-MEM-2024-0017-AM - Aprobación del Plan Maestro de Electricidad 2023-2032, Quito, Ecuador, 2024.

[179 Ministerio de Energía y Minas, Acuerdo Ministerial Nro. MEM-MEM-2024-0027-AM - Declaratoria de Emergencia del Sector Eléctrico Nacional, Quito, Ecuador, 2024.

[180 Presidencia de la República del Ecuador, Decreto Ejecutivo Nro. 256 - Escisión de ARCERNNR y Creación de ARCONEL, ARCH y ARCOM, Quito, Ecuador, 2024.

[181 Presidencia de la República del Ecuador, Decreto Ejecutivo Nro. 856 - Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, Quito, Ecuador, 2019.

[182 Ministerio de Energía, Balance Energético Nacional 2023, Quito, Ecuador, 2024.

ANEXOS

ANEXO1. ENCUESTA

INSTRUCCIONES

Estimado/a evaluador/a:

A continuación, se presenta una encuesta diseñada para evaluar la **calidad de la Propuesta de Regulación técnica para la Incorporación Obligatoria de Sistemas de Generación Eléctrica Fotovoltaica en Nuevas Residencias Urbanas del Ecuador**.

Por favor, lea cuidadosamente cada enunciado y marque con una **X** el valor que mejor refleje su opinión, según la siguiente escala:

Valor	Significado
0	Totalmente en desacuerdo / Inadecuado
1	En desacuerdo / Poco adecuado
2	Parcialmente en desacuerdo / Moderadamente inadecuado
3	Neutral / Aceptable
4	De acuerdo / Adecuado
5	Totalmente de acuerdo / Muy adecuado

Perfil del evaluador: (Marque con X)

- ☑ Ingeniero eléctrico/electrónico

- ☐ Arquitecto/urbanista
- ☐ Funcionario público (GAD/ARCONEL/Ministerio)
- ☐ Desarrollador inmobiliario/constructor
- ☐ Académico/investigador
- ☐ Instalador/técnico especializado
- ☐ Otro: _____

CUESTIONARIO

DIMENSIÓN 1: CLARIDAD Y COMPRENSIBILIDAD

P1. La normativa propuesta utiliza un lenguaje técnico claro y comprensible para los actores involucrados (diseñadores, instaladores, funcionarios municipales, propietarios).

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

DIMENSIÓN 2: COHERENCIA Y ESTRUCTURA

P2. La estructura de la normativa (títulos, artículos, disposiciones) es lógica, coherente y facilita su consulta y aplicación práctica.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 3: VIABILIDAD TÉCNICA

P3. Los requisitos técnicos obligatorios establecidos (especificaciones de módulos, inversores, protecciones, interconexión) son técnicamente viables y apropiados para el contexto ecuatoriano.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

DIMENSIÓN 4: VIABILIDAD ECONÓMICA

P4. La implementación progresiva propuesta (fase piloto, evaluación y ampliación sujeta a informe previo) es viable en términos de plazos y de capacidad de respuesta del mercado y de los actores involucrados.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

DIMENSIÓN 5: APLICABILIDAD Y FISCALIZACIÓN

P5. Los procedimientos de aprobación, verificación y fiscalización establecidos son aplicables y factibles de implementar por parte de los Gobiernos Autónomos Descentralizados (GADs) y ARCONEL.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 6: EQUIDAD Y JUSTICIA SOCIAL

P6. La normativa contempla adecuadamente excepciones justificadas y consideraciones de equidad (estratificación, vivienda social, limitaciones técnicas), evitando impactos regresivos.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 7: INTEGRACIÓN CON MARCO REGULATORIO EXISTENTE

P7. La normativa propuesta se integra coherentemente con el marco regulatorio ecuatoriano existente (ARCONEL-005/24 (Codificada), LOSPEE, Plan Maestro de Electricidad, normativas municipales).

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

DIMENSIÓN 8: IMPACTO ESPERADO

P8. Considerando las proyecciones presentadas (capacidad instalada, generación, reducción de demanda, ahorro económico, empleos), la normativa tiene potencial de generar un impacto significativo en la diversificación de la matriz energética nacional.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

DIMENSIÓN 9: RÉGIMEN SANCIONADOR

P9. El régimen sancionador propuesto (de carácter referencial y condicionado a un informe jurídico previo) es proporcional, justo y una base adecuada para garantizar el cumplimiento de la normativa.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 10: EVALUACIÓN GLOBAL

P10. En términos generales, considero que la normativa propuesta es de alta calidad, está técnicamente fundamentada y es recomendable para su implementación en Ecuador.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

SECCIÓN DE COMENTARIOS ADICIONALES

Observaciones o sugerencias generales:

El trabajo de grado es muy extenso y se enfoca en muchos aspectos tales como:

- Aspectos regulatorios que se contraponen a la regulación ARCONEL 005/24.
- Involucra al consumidor regulado en análisis técnicos el mismo que no está facultado.
- En el presente restringe parámetros eléctricos que pueden limitar a ciertos fabricantes.

- Se indica que no es obligatorio el almacenamiento de energía sin embargo incluye normativa de este equipamiento.

- En este trabajo se incluye el diseño estructural, que no es parte eléctrica y de acuerdo con el diseñador se puede utilizar diferentes criterios de montaje de estructuras dependiendo del diseñador.

- Restringe el calibre de conductores sin considerar el arreglo de numero de paneles en serie y paralelo.

- Por un lado, dice que el excedente no genera ningún crédito monetario y por el otro nos dice explica formas de pago de excedentes (ósea se paga o no se paga), se recomienda solo explicar el sistema actual net metering.

- Las regulaciones deben ser aprobadas por un directorio, da responsabilidades a ARCONEL que no le competen.

- Crea cargos monetarios, y en esta regulación no hay compra ni venta de energía sino como indica la regulación ARCONEL 005/24 un sistema net meterig

- Hay normativa técnica que debe ser aprobada por ARCONEL

- Hay normativa civil que debe ser aprobada por el colegio de ingenieros civiles y arquitectos

- Hay normativa de suelo que debe aprobar el municipio

. Segundo Hernán Pérez Cruz, MSc., por medio del presente certifico que
é en la revisión técnica de la propuesta de normativa titulada:

'UESTA DE NORMATIVA NACIONAL PARA LA INCORPORACIÓN
:ATORIA DE SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADOS EN
GÍAS RENOVABLES EN NUEVAS RESIDENCIAS URBANAS"

cionada propuesta fue elaborada por el estudiante **Alex Vinicio Vallejo Limaico**,
arte de su trabajo de titulación.

: la revisión se analizaron específicamente los aspectos técnicos, la estructura, la
ıcia y la pertinencia del contenido de la propuesta normativa, y se emitieron las
ondientes observaciones y recomendaciones para su mejora.

ente certificado se emite a petición del interesado para los fines académicos y
trativos que correspondan.

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz, MSc.
REVISOR DE LA PROPUESTA NORMATIVA

INSTRUCCIONES

Estimado/a evaluador/a:

A continuación, se presenta una encuesta diseñada para evaluar la **calidad de la Propuesta de Regulación técnica para la Incorporación Obligatoria de Sistemas de Generación Eléctrica Fotovoltaica en Nuevas Residencias Urbanas del Ecuador**.

Por favor, lea cuidadosamente cada enunciado y marque con una **X** el valor que mejor refleje su opinión, según la siguiente escala:

Valor	Significado
0	Totalmente en desacuerdo / Inadecuado
1	En desacuerdo / Poco adecuado
2	Parcialmente en desacuerdo / Moderadamente inadecuado
3	Neutral / Aceptable
4	De acuerdo / Adecuado
5	Totalmente de acuerdo / Muy adecuado

Perfil del evaluador: (Marque con X)

- ☑ Ingeniero eléctrico/electrónico
- ☐ Arquitecto/urbanista
- ☐ Funcionario público (GAD/ARCONEL/Ministerio)

- ☐ Desarrollador inmobiliario/constructor
- ☐ Académico/investigador
- ☐ Instalador/técnico especializado
- ☐ Otro: _____

CUESTIONARIO

DIMENSIÓN 1: CLARIDAD Y COMPRENSIBILIDAD

P1. La normativa propuesta utiliza un lenguaje técnico claro y comprensible para los actores involucrados (diseñadores, instaladores, funcionarios municipales, propietarios).

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

DIMENSIÓN 2: COHERENCIA Y ESTRUCTURA

P2. La estructura de la normativa (títulos, artículos, disposiciones) es lógica, coherente y facilita su consulta y aplicación práctica.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 3: VIABILIDAD TÉCNICA

P3. Los requisitos técnicos obligatorios establecidos (especificaciones de módulos, inversores, protecciones, interconexión) son técnicamente viables y apropiados para el contexto ecuatoriano.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

DIMENSIÓN 4: VIABILIDAD ECONÓMICA

P4. La implementación progresiva propuesta (fase piloto, evaluación y ampliación sujeta a informe previo) es viable en términos de plazos y de capacidad de respuesta del mercado y de los actores involucrados.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 5: APLICABILIDAD Y FISCALIZACIÓN

P5. Los procedimientos de aprobación, verificación y fiscalización establecidos son aplicables y factibles de implementar por parte de los Gobiernos Autónomos Descentralizados (GADs) y ARCONEL.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

DIMENSIÓN 6: EQUIDAD Y JUSTICIA SOCIAL

P6. La normativa contempla adecuadamente excepciones justificadas y consideraciones de equidad (estratificación, vivienda social, limitaciones técnicas), evitando impactos regresivos.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 7: INTEGRACIÓN CON MARCO REGULATORIO EXISTENTE

P7. La normativa propuesta se integra coherentemente con el marco regulatorio ecuatoriano existente (ARCONEL-005/24 (Codificada), LOSPEE, Plan Maestro de Electricidad, normativas municipales).

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 8: IMPACTO ESPERADO

P8. Considerando las proyecciones presentadas (capacidad instalada, generación, reducción de demanda, ahorro económico, empleos), la normativa tiene potencial de generar un impacto significativo en la diversificación de la matriz energética nacional.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

DIMENSIÓN 9: RÉGIMEN SANCIONADOR

P9. El régimen sancionador propuesto (de carácter referencial y condicionado a un informe jurídico previo) es proporcional, justo y una base adecuada para garantizar el cumplimiento de la normativa.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

DIMENSIÓN 10: EVALUACIÓN GLOBAL

P10. En términos generales, considero que la normativa propuesta es de alta calidad, está técnicamente fundamentada y es recomendable para su implementación en Ecuador.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

SECCIÓN DE COMENTARIOS ADICIONALES

Observaciones o sugerencias generales:

Eliminar algunas partes haciendo el cambio en vez de técnico normativo a una ordenanza municipal siendo como un manual técnico para la instalación de estos sistemas así ya no topar temas estructurales, de finanzas ni otro tipo sino solo a lo eléctrico con detalles de construcción de estos sistemas tomando como guía igual la resolución ARCONEL 005/24 codificada y ya no especificar parámetros técnicos que son competencias del diseñador y se establecen en el diseño

Yo, **Ing. Vásquez Villarruel Ramiro Mauricio, MSc.**, por medio del presente certifico que colaboré en la revisión técnica de la propuesta de normativa titulada:

"PROPUESTA DE NORMATIVA NACIONAL PARA LA INCORPORACIÓN OBLIGATORIA DE SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADOS EN ENERGÍAS RENOVABLES EN NUEVAS RESIDENCIAS URBANAS"

La mencionada propuesta fue elaborada por el estudiante **Alex Vinicio Vallejo Limaico**, como parte de su trabajo de titulación.

Durante la revisión se analizaron específicamente los aspectos técnicos, la estructura, la coherencia y la pertinencia del contenido de la propuesta normativa, y se emitieron las correspondientes observaciones y recomendaciones para su mejora.

El presente certificado se emite a petición del interesado para los fines académicos y administrativos que correspondan.

Ing. Vásquez Villarruel Ramiro Mauricio, MSc.
REVISOR DE LA PROPUESTA NORMATIVA

INSTRUCCIONES

Estimado/a evaluador/a:

A continuación, se presenta una encuesta diseñada para evaluar la **calidad de la Propuesta de Regulación técnica para la Incorporación Obligatoria de Sistemas de Generación Eléctrica Fotovoltaica en Nuevas Residencias Urbanas del Ecuador**.

Por favor, lea cuidadosamente cada enunciado y marque con una **X** el valor que mejor refleje su opinión, según la siguiente escala:

Valor	Significado
0	Totalmente en desacuerdo / Inadecuado
1	En desacuerdo / Poco adecuado
2	Parcialmente en desacuerdo / Moderadamente inadecuado
3	Neutral / Aceptable
4	De acuerdo / Adecuado
5	Totalmente de acuerdo / Muy adecuado

Perfil del evaluador: (Marque con X)

- ☐ Ingeniero eléctrico/electrónico
- ☐ Arquitecto/urbanista
- ☐ Funcionario público (GAD/ARCONEL/Ministerio)

- ☐ Desarrollador inmobiliario/constructor
- ☐ Académico/investigador
- ☐ Instalador/técnico especializado
- ☑ Otro: Abogados

CUESTIONARIO

DIMENSIÓN 1: CLARIDAD Y COMPRENSIBILIDAD

P1. La normativa propuesta utiliza un lenguaje técnico claro y comprensible para los actores involucrados (diseñadores, instaladores, funcionarios municipales, propietarios).

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

DIMENSIÓN 2: COHERENCIA Y ESTRUCTURA

P2. La estructura de la normativa (títulos, artículos, disposiciones) es lógica, coherente y facilita su consulta y aplicación práctica.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

DIMENSIÓN 3: VIABILIDAD TÉCNICA

P3. Los requisitos técnicos obligatorios establecidos (especificaciones de módulos, inversores, protecciones, interconexión) son técnicamente viables y apropiados para el contexto ecuatoriano.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 4: VIABILIDAD ECONÓMICA

P4. La implementación progresiva propuesta (fase piloto, evaluación y ampliación sujeta a informe previo) es viable en términos de plazos y de capacidad de respuesta del mercado y de los actores involucrados.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 5: APLICABILIDAD Y FISCALIZACIÓN

P5. Los procedimientos de aprobación, verificación y fiscalización establecidos son aplicables y factibles de implementar por parte de los Gobiernos Autónomos Descentralizados (GADs) y ARCONEL.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

DIMENSIÓN 6: EQUIDAD Y JUSTICIA SOCIAL

P6. La normativa contempla adecuadamente excepciones justificadas y consideraciones de equidad (estratificación, vivienda social, limitaciones técnicas), evitando impactos regresivos.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

DIMENSIÓN 7: INTEGRACIÓN CON MARCO REGULATORIO EXISTENTE

P7. La normativa propuesta se integra coherentemente con el marco regulatorio ecuatoriano existente (ARCONEL-005/24 (Codificada), LOSPEE, Plan Maestro de Electricidad, normativas municipales).

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 8: IMPACTO ESPERADO

P8. Considerando las proyecciones presentadas (capacidad instalada, generación, reducción de demanda, ahorro económico, empleos), la normativa tiene potencial de generar un impacto significativo en la diversificación de la matriz energética nacional.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

DIMENSIÓN 9: RÉGIMEN SANCIONADOR

P9. El régimen sancionador propuesto (de carácter referencial y condicionado a un informe jurídico previo) es proporcional, justo y una base adecuada para garantizar el cumplimiento de la normativa.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 10: EVALUACIÓN GLOBAL

P10. En términos generales, considero que la normativa propuesta es de alta calidad, está técnicamente fundamentada y es recomendable para su implementación en Ecuador.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

SECCIÓN DE COMENTARIOS ADICIONALES

Observaciones o sugerencias generales:

En el Capítulo 4 (propuesta de normativa) se citan artículos de la Constitución, LOSPEE o COOTAD, es indispensable revisar que la numeración sea la vigente y que ninguno haya sido reformado.

CEDEÑO Y CEDEÑO
ABOGADOS
EST. 2026

CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN JURÍDICA

Quienes suscribimos, abogados en libre ejercicio profesional, luego de haber realizado una revisión jurídica detallada del trabajo de investigación desarrollado por el señor **Alex Vinicio Vallejo Limaico**, denominado **"Propuesta de Normativa Nacional para la Incorporación Obligatoria de Sistemas de Generación Eléctrica Basados en Energías Renovables en Nuevas Residencias Urbanas"**, presentado como trabajo de grado previo a la obtención del título de **Ingeniero Eléctrico,** certificamos lo siguiente:

Durante el proceso de revisión se efectuó un análisis exhaustivo del contenido jurídico y normativo que sustenta la propuesta de investigación, verificando la coherencia entre las disposiciones legales citadas, la normativa técnica aplicable y el ordenamiento jurídico ecuatoriano vigente.

Como resultado de esta revisión se identificaron determinadas observaciones de forma y de técnica legislativa, así como referencias normativas que requerían actualización. Dichas observaciones fueron oportunamente corregidas y subsanadas por el autor, mejorando la estructura jurídica del documento y fortaleciendo su fundamentación legal.

De igual manera, se verificó la vigencia de la normativa ecuatoriana utilizada como sustento de la investigación, constatándose que las disposiciones legales, reglamentarias y regulatorias incorporadas en la versión final corresponden al marco jurídico vigente. En aquellos casos en los que existían artículos derogados, reformados, codificados o sustituidos, estos fueron actualizados y direccionados hacia las disposiciones actualmente vigentes, efectuando las respectivas citas conforme al ordenamiento jurídico ecuatoriano.

Dirección: Grijalva y Sucre frente al (CDP) Imbabura, Ibarra – Avenida Vuelta Larga, Barrio la Propicia, Frente a Policía Nacional, Esmeraldas.

Correo electrónico: ab.elizabethcedeno@gmail.com

Defensa en asuntos: Civil, Penal, Laboral, Administrativo, Familia, Constitucional, Transito.

CEDEÑO Y CEDEÑO
ABOGADOS
EST. 2026

En consecuencia, desde el ámbito estrictamente jurídico y normativo, se deja constancia de que el contenido legal de la presente investigación ha sido revisado, actualizado y adecuado conforme a la legislación ecuatoriana vigente, constituyendo un documento que mantiene coherencia con el marco normativo aplicable a la fecha de la presente certificación.

La presente certificación se emite a petición del interesado para los fines académicos que estime pertinentes.

Atentamente,

Ab. Elizabeth Jazmin Cedeño Coronel

C.I. 1004493795

Matricula Nro. 17-2022-528

Ab. Jonny Andres Cedeño Coronel

Matricula Nro. 10-2024-187

C.I. 1004493787

Dirección: Grijalva y Sucre frente al (CDP) Imbabura, Ibarra – Avenida Vuelta Larga, Barrio la Propicia, Frente a Policía Nacional, Esmeraldas.

Correo electrónico: ab.elizabethcedeno@gmail.com

Defensa en asuntos: Civil, Penal, Laboral, Administrativo, Familia, Constitucional, Transito.

INSTRUCCIONES

Estimado/a evaluador/a:

A continuación, se presenta una encuesta diseñada para evaluar la **calidad de la Propuesta de Regulación técnica para la Incorporación Obligatoria de Sistemas de Generación Eléctrica Fotovoltaica en Nuevas Residencias Urbanas del Ecuador**.

Por favor, lea cuidadosamente cada enunciado y marque con una **X** el valor que mejor refleje su opinión, según la siguiente escala:

Valor	Significado
0	Totalmente en desacuerdo / Inadecuado
1	En desacuerdo / Poco adecuado
2	Parcialmente en desacuerdo / Moderadamente inadecuado
3	Neutral / Aceptable
4	De acuerdo / Adecuado
5	Totalmente de acuerdo / Muy adecuado

Perfil del evaluador: (Marque con X)

- ☐ Ingeniero eléctrico/electrónico
- ☐ Arquitecto/urbanista
- ☐ Funcionario público (GAD/ARCONEL/Ministerio)

- ☐ Desarrollador inmobiliario/constructor
- ☐ Académico/investigador
- ☐ Instalador/técnico especializado
- ☑ Otro: Abogada

CUESTIONARIO

DIMENSIÓN 1: CLARIDAD Y COMPRENSIBILIDAD

P1. La normativa propuesta utiliza un lenguaje técnico claro y comprensible para los actores involucrados (diseñadores, instaladores, funcionarios municipales, propietarios).

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

DIMENSIÓN 2: COHERENCIA Y ESTRUCTURA

P2. La estructura de la normativa (títulos, artículos, disposiciones) es lógica, coherente y facilita su consulta y aplicación práctica.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 3: VIABILIDAD TÉCNICA

P3. Los requisitos técnicos obligatorios establecidos (especificaciones de módulos, inversores, protecciones, interconexión) son técnicamente viables y apropiados para el contexto ecuatoriano.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 4: VIABILIDAD ECONÓMICA

P4. La implementación progresiva propuesta (fase piloto, evaluación y ampliación sujeta a informe previo) es viable en términos de plazos y de capacidad de respuesta del mercado y de los actores involucrados.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 5: APLICABILIDAD Y FISCALIZACIÓN

P5. Los procedimientos de aprobación, verificación y fiscalización establecidos son aplicables y factibles de implementar por parte de los Gobiernos Autónomos Descentralizados (GADs) y ARCONEL.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☒	☐	☐	☐

DIMENSIÓN 6: EQUIDAD Y JUSTICIA SOCIAL

P6. La normativa contempla adecuadamente excepciones justificadas y consideraciones de equidad (estratificación, vivienda social, limitaciones técnicas), evitando impactos regresivos.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 7: INTEGRACIÓN CON MARCO REGULATORIO EXISTENTE

P7. La normativa propuesta se integra coherentemente con el marco regulatorio ecuatoriano existente (ARCONEL-005/24 (Codificada), LOSPEE, Plan Maestro de Electricidad, normativas municipales).

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 8: IMPACTO ESPERADO

P8. Considerando las proyecciones presentadas (capacidad instalada, generación, reducción de demanda, ahorro económico, empleos), la normativa tiene potencial de generar un impacto significativo en la diversificación de la matriz energética nacional.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☐	☒	☐

DIMENSIÓN 9: RÉGIMEN SANCIONADOR

P9. El régimen sancionador propuesto (de carácter referencial y condicionado a un informe jurídico previo) es proporcional, justo y una base adecuada para garantizar el cumplimiento de la normativa.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☐	☐

DIMENSIÓN 10: EVALUACIÓN GLOBAL

P10. En términos generales, considero que la normativa propuesta es de alta calidad, está técnicamente fundamentada y es recomendable para su implementación en Ecuador.

0	1	2	3	4	5
☐	☐	☐	☒	☒	☐

SECCIÓN DE COMENTARIOS ADICIONALES

Observaciones o sugerencias generales:

Se necesita explicar lo que dice el COTAAD acerca de los Gobiernos Autonomos Desentralizados GADs

MARÍA JOSÉ DÍAZ VILLEGAS

Abogada

CERTIFICADO DE REVISIÓN DE FONDO PARA TRABAJO DE TITULACIÓN

Ibarra, 22 de Julio de 2026

Señores Miembros del Tribunal de Grado
UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Presente.-

De mi consideración:

Yo, **María José Díaz Villegas,** con cédula de ciudadanía Nro. 1004635023, de profesión Abogada, incorporada al Foro de Abogados con matrícula Nro. 17-2023-2537, ante ustedes comparezco para **CERTIFICAR** que:

He realizado la revisión de manera minuciosa del contenido técnico - jurídico incluido en el trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero en Electricidad, desarrollado por el Señor Alex Vinicio Vallejo Limaico, cuyo tema de Tesis es: **PROPUESTA DE NORMATIVA NACIONAL PARA LA INCORPORACIÓN OBLIGATORIA DE SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADOS EN ENERGÍAS RENOVABLES EN NUEVAS RESIDENCIAS URBANAS.**

Mi intervención de carácter profesional se ha concentrado específicamente en la validación jurídica de la estructura normativa que se planteó en la investigación, verificando minuciosamente los siguientes aspectos:

- **Constitucionalidad:** Que el proyecto normativo guarde estricta armonía con la Constitución de la República del Ecuador.

- **Competencia:** Que la materia regulada corresponda legítimamente a las facultades y competencias del sector eléctrico y los Gobiernos Autónomos Descentralizados, bajo el Código Organico de Organizacion Territorial (COOTAD).
- **Técnica Legislativa:** Que la estructura del proyecto (exposición de motivos, considerandos, articulado y disposiciones) cumpla con la coherencia, jerarquía y lenguaje formal del Derecho.

Es así que al haber constatado que la propuesta de ordenanza es jurídicamente viable y técnicamente sólida en su apartado legal, **DECLARO** que el trabajo se encuentra apto para continuar con el proceso de sustentación y defensa pública ante el TRIBUNAL DE GRADO.

Atentamente,

Ab. María José Díaz Villegas
C.I. 1004635023
Mat. 17-2023-2537

ANEXO 2: PROPUESTA DE LA NORMATIVA

REGULACION TÉCNICA N.° XXX-2026

REGULA LA INSTALACIÓN DE

SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA

EL AUTOABASTECIMIENTO (SGDA) FOTOVOLTAICO

EN VIVIENDAS RESIDENCIALES NUEVAS

Alineada con la Regulación N.° ARCONEL-005/24 (Codificada)

Marco Normativo de Generación Distribuida para Consumidores Regulados de Energía Eléctrica

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Exposición de Motivos

TÍTULO I — Disposiciones Generales (Arts. 1–3)

TÍTULO II — Requisitos Técnicos y Dimensionamiento (Arts. 4–8)

TÍTULO III — Interconexión y Compensación (Arts. 9–14-B)

TÍTULO IV — Implementación Progresiva (Arts. 15–19)

TÍTULO V — Fiscalización y Sanciones (Arts. 20–24)

ANEXO TÉCNICO A — Requisitos Mínimos de Diseño, Instalación, Inspección y Puesta en Servicio

TÍTULO VII — Disposiciones Finales y Transitorias (Arts. 25–28)

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

CONSIDERANDO:

El Concejo Municipal de Ibarra, en ejercicio de las facultades conferidas por la Constitución de la República del Ecuador y el Código Orgánico de Organización Territorial, Autonomía y Descentralización (COOTAD), dicta la siguiente ordenanza:

Que la Constitución de la República del Ecuador, en su artículo 314, establece que el Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de energía eléctrica, garantizando que la prestación de los servicios se rija por principios de eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, continuidad y calidad [73];

Que el artículo 413 de la Constitución obliga al Estado a promover la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua [73];

Que la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) faculta a los Gobiernos Autónomos Descentralizados municipales para expedir normativa local complementaria en materia de construcción y urbanismo, siempre que no contravenga la legislación nacional vigente [73];

Que la crisis energética registrada en Ecuador durante los años 2023-2024, provocada principalmente por la dependencia de generación hidroeléctrica y la reducción de los niveles hídricos del sistema Coca Codo Sinclair, expuso la vulnerabilidad estructural del sistema eléctrico nacional y la necesidad imperiosa de diversificar la matriz energética hacia fuentes distribuidas y renovables [74], [75], [66];

Que la Regulación N.° ARCONEL-005/24 (Codificada), denominada Marco Normativo de la Generación Distribuida para el Autoabastecimiento de Consumidores Regulados de Energía Eléctrica, establece los requisitos técnicos, administrativos y comerciales para la conexión de

Sistemas de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento (SGDA) a la red de distribución, habilitando a los municipios a complementarla mediante ordenanzas locales [72];

Que el cantón Ibarra, provincia de Imbabura, cuenta con recurso solar privilegiado con una irradiación solar global horizontal (GHI) promedio de 5,2 kWh/m²/día, condición que hace técnica y económicamente viable la generación fotovoltaica residencial con períodos de recuperación de la inversión de entre 7 y 12 años según el estrato de consumo [8], [15], [32];

Que los estudios de estratificación por consumo eléctrico elaborados con datos de la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE) identifican tres estratos residenciales con alto potencial de instalación: Estrato C (151-250 kWh/mes), Estrato B (251-500 kWh/mes) y Estrato A (mayor a 500 kWh/mes), los cuales representan conjuntamente el 38% del consumo eléctrico residencial del cantón [24], [71];

Que es competencia del Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Ibarra regular el uso del suelo y las edificaciones en su territorio, con la facultad de establecer requisitos adicionales en los permisos de construcción que promuevan la sostenibilidad energética, la resiliencia ante crisis y la reducción de la huella de carbono;

Que el Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial (PDOT) del cantón Ibarra contempla entre sus objetivos estratégicos la promoción de la construcción sostenible y el uso de energías renovables en el sector residencial, en concordancia con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030 [39], [40];

EN USO DE SUS ATRIBUCIONES CONSTITUCIONALES Y LEGALES, EXPIDE:

TÍTULO I — DISPOSICIONES GENERALES

Art. 1.- OBJETO Y FINALIDAD

La presente Ordenanza tiene por objeto regular la instalación obligatoria de Sistemas de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento (SGDA) de tipo fotovoltaico en edificaciones residenciales nuevas ubicadas en el cantón Ibarra, provincia de Imbabura, con la finalidad de [31]:

Diversificar la matriz energética residencial mediante la incorporación de fuentes renovables distribuidas que reduzcan la dependencia de la generación hidroeléctrica centralizada [72];

Reducir la vulnerabilidad del sistema eléctrico ante episodios de déficit hídrico o eventos de fuerza mayor que comprometan la continuidad del servicio de energía eléctrica [75] [66];

Disminuir la demanda de energía eléctrica proveniente de la red de distribución durante las horas de máxima irradiación solar, aliviando la presión sobre la infraestructura de distribución [76];

Promover la eficiencia energética, la conciencia ambiental y la construcción sostenible en el sector edificatorio del cantón [40];

Complementar y desarrollar a nivel local la Regulación N.° ARCONEL-005/24 (Codificada) del Operador Nacional de Electricidad (ARCONEL), en el ámbito de competencia municipal [72].

Art. 2.- ÁMBITO DE APLICACIÓN

Las disposiciones de la presente Ordenanza son de aplicación obligatoria para:

Todas las solicitudes de permiso de construcción de edificaciones residenciales nuevas, unifamiliares o multifamiliares, presentadas a partir de la vigencia de esta normativa en el territorio del cantón Ibarra [72], [76];

Los promotores inmobiliarios, constructores y propietarios de edificaciones residenciales nuevas que requieran permisos de construcción emitidos por el GAD Municipal de Ibarra;

Los proyectos de urbanización y lotización que contemplen la construcción de viviendas dentro del territorio cantonal, sin importar su modalidad de financiamiento o ejecución [62], [63];

Las Empresas Distribuidoras de electricidad que operen en el área de concesión correspondiente al territorio cantonal, en lo relativo a la tramitación de solicitudes de conexión de SGDA [72], [76].

Quedan expresamente excluidas del ámbito de la presente Ordenanza las edificaciones destinadas a usos industriales, comerciales o de servicios, así como las viviendas existentes construidas y habitadas antes de la vigencia de esta norma, salvo lo establecido en el artículo 26 sobre remodelaciones mayores.

Art. 3.- DEFINICIONES

Para los efectos de la presente Ordenanza, se adoptan con carácter vinculante las definiciones establecidas en la Regulación N.° ARCONEL-005/24 (Codificada), y se incorporan adicionalmente las siguientes [72]:

Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento (SGDA) de tecnología fotovoltaico: Instalación fotovoltaica conectada a la red de distribución que permite al consumidor regulado satisfacer parcial o totalmente su demanda eléctrica mediante generación propia, con posibilidad de inyectar excedentes a la red según el esquema de compensación vigente que en el documento se referirá solamente como SGDA [72], [6].

Potencia Pico Instalada (kWp): Potencia máxima que puede generar un sistema fotovoltaico bajo condiciones estándar de medición (irradiancia de 1.000 W/m², temperatura de celda de 25°C, masa de aire AM 1.5) [77].

Medidor Bidireccional: Dispositivo de medición con capacidad para registrar tanto la energía consumida de la red como la energía inyectada por el SGDA, conforme a las especificaciones técnicas de la Empresa Distribuidora y la Regulación ARCONEL-005/24 (Codificada) [72], [78].

Certificado de Habilitación: Documento emitido por la Empresa Distribuidora que certifica que el SGDA cumple con todos los requisitos técnicos para su conexión a la red de distribución y autoriza el inicio de la operación comercial del sistema [72].

Instalador Calificado: Persona natural o jurídica con la formación técnica y la competencia demostrable requeridas para la instalación, puesta en marcha y mantenimiento de sistemas SGDA, que actúa como representante técnico del proyecto conforme al sistema nacional aplicable, sin perjuicio de los registros profesionales que correspondan según la normativa vigente [72].

Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE): Tecnología de acumulación electroquímica de energía eléctrica, compuesta principalmente por baterías de ion-litio o tecnología equivalente, que permite almacenar la energía generada durante las horas de mayor irradiación solar para su consumo en períodos nocturnos o de baja irradiación [32].

Net Metering o Compensación por Medición Neta: Mecanismo regulatorio mediante el cual los excedentes de energía eléctrica inyectados a la red por el titular del SGDA son compensados económicamente o descontados del consumo facturado, conforme a la tarifa y condiciones establecidas por ARCONEL [72], [79], [80], [81].

Estrato de Consumo: Clasificación de los usuarios residenciales según su consumo mensual de energía eléctrica, de acuerdo con la metodología aplicada por la Empresa Distribuidora EMELNORTE para la zona de concesión del cantón Ibarra [76], [24].

TÍTULO II — REQUISITOS TÉCNICOS Y DIMENSIONAMIENTO

Art. 4.- OBLIGATORIEDAD DE INSTALACIÓN

Toda edificación residencial nueva, unifamiliar o multifamiliar, cuya solicitud de permiso de construcción sea presentada a partir de la vigencia de la presente Ordenanza, deberá contar con un Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento (SGDA) de tipo fotovoltaico interconectado a la red de distribución, dimensionado según el estrato de consumo establecido en el artículo 5 de la presente regulación [72], [82], [83].

La obligatoriedad de instalación del SGDA se aplicará progresivamente conforme al cronograma establecido en el Título IV de la presente Ordenanza. Durante la Fase Piloto, la obligatoriedad abarcará únicamente al Estrato A; a partir de la Fase de Ampliación se incorporará el Estrato B; y la incorporación del Estrato C, así como la aplicación universal de la norma, requerirán un informe de evaluación previo y una resolución motivada del Concejo Municipal, conforme al artículo 18 [71][24].

El SGDA deberá estar operativo y con el Certificado de Habilitación emitido por la Empresa Distribuidora como requisito previo para la obtención del permiso de habitabilidad o declaratoria de propiedad horizontal, según corresponda [72].

Art. 5.- DIMENSIONAMIENTO MÍNIMO POR ESTRATO DE CONSUMO

El dimensionamiento mínimo del SGDA se establecerá en función del estrato de consumo eléctrico proyectado de la edificación, expresado en términos de potencia pico mínima (kWp), sin que la producción anual estimada del sistema supere la demanda de energía anual proyectada del Consumidor Regulado, conforme al artículo 9 de la Regulación ARCONEL-005/24 (Codificada). El número de módulos, su potencia unitaria y la configuración del arreglo serán determinados por el profesional responsable conforme al

catálogo de equipos disponible en el mercado, sin que la presente Ordenanza imponga un número mínimo de módulos, conforme a los siguientes parámetros referenciales:

TAB 1.

DIMENSIONAMIENTO MÍNIMO POR ESTRATO DE CONSUMO,

Estrato	Consumo Mensual (kWh/mes)	Sistema Mínimo (kWp)	N.° Módulos (referencial, según potencia comercial)	Cobertura Mínima	Área Ref. (m²)
A	> 500	3,00	8 módulos	50%	18 – 22
B	251 – 500	1,90	5 módulos	50%	11 – 14
C	151 – 250	1,00	3 módulos	50%	6 – 8

Nota: Los valores de potencia son mínimos referenciales. El número de módulos indicado es únicamente ilustrativo y puede variar según la potencia comercial del módulo seleccionado por el instalador. Elaboración propia con base en la metodología de estratificación de consumo de EMELNORTE [76][24][32] [71].

NOTA TÉCNICA IMPORTANTE:

Los valores de la tabla son dimensionamientos mínimos obligatorios, expresados en potencia pico (kWp). El proyectista o instalador calificado podrá dimensionar sistemas de mayor capacidad si las condiciones técnicas del predio, la disponibilidad de área en cubierta o las necesidades energéticas del propietario así lo justifican. El número de módulos y la potencia unitaria del panel dependerán del diseño particular del instalador y de la disponibilidad comercial de equipos, sin que exista un número mínimo de módulos exigible. En edificaciones multifamiliares, la potencia mínima se calculará multiplicando el valor del estrato por el número de unidades habitacionales del proyecto.

Art. 6.- ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÍNIMAS

Los componentes del SGDA deberán garantizar seguridad, compatibilidad, desempeño y certificación, sin que la presente Ordenanza imponga tecnologías, marcas o modelos comerciales específicos. Los módulos, inversores, protecciones, estructuras, conductores, conectores y demás componentes deberán ser adecuados para las condiciones ambientales y eléctricas del lugar, compatibles entre sí, instalados conforme a las instrucciones del fabricante y respaldados por la memoria de cálculo elaborada por el profesional responsable [72], [84], [85].

6.1 Certificaciones y normas técnicas de referencia

En el Anexo Técnico A se utilizarán como referencia, entre otras, las siguientes normas internacionales:

a) IEC 61215 e IEC 61730, para módulos fotovoltaicos [85];
b) IEC 62109-1 e IEC 62109-2, para seguridad de inversores [84];
c) IEC 62116, para la función anti-isla [84];
d) IEC 62548, para el diseño del arreglo fotovoltaico [85];
e) IEC 60364-7-712, IEC 62446-1, IEC 61643-31 e IEC 62305, para instalaciones fotovoltaicas, documentación e inspección, protección contra sobretensiones y evaluación del riesgo de descargas atmosféricas, respectivamente [84] [85].

6.2 Secciones de conductores

No se fijan secciones mínimas universales de conductores. La sección de los conductores DC y AC será determinada por el profesional responsable mediante memoria de cálculo, considerando la corriente máxima, la corriente de cortocircuito, la temperatura ambiente y de cubierta, el agrupamiento, el método de instalación, la longitud, la caída o elevación de tensión, la capacidad de interrupción, la resistencia mecánica y la coordinación con las protecciones [86].

Art. 7.- CONDICIONES DE INSTALACIÓN EN CUBIERTA

La instalación de los módulos fotovoltaicos deberá cumplir con las siguientes condiciones para optimizar la producción energética y garantizar la integridad estructural de la edificación [8][15]:

a) La orientación, inclinación y distribución de los módulos deberán justificarse mediante un análisis de producción energética y de sombras elaborado por el profesional responsable. Se admitirán orientaciones e inclinaciones distintas a las de referencia (sur geográfico, inclinación entre 10° y 20°) siempre que el análisis demuestre una producción anual aceptable [15] [8];

b) No se exigirá la ausencia total de sombras en todo momento, criterio que en la práctica ninguna instalación urbana puede garantizar. En su lugar, deberá cuantificarse la pérdida anual de producción por sombreamiento, las horas solares aprovechables y la producción específica anual (kWh/kWp), comparando la disposición propuesta frente a una alternativa técnicamente óptima [15] [8];

c) El proyectista deberá garantizar en el diseño arquitectónico la reserva del área de cubierta necesaria para la instalación del SGDA, debidamente señalizada en planos [8];

d) El cálculo estructural de la edificación deberá contemplar, además del peso propio de módulos y estructura, la carga concentrada en anclajes, la succión y presión de viento, el levantamiento de los módulos, las acciones sísmicas cuando correspondan, la corrosión ambiental, la fatiga de las fijaciones, la capacidad de la losa, cerchas o correas, la distancia a bordes, la impermeabilización de penetraciones, el drenaje de cubierta, la compatibilidad entre metales y el acceso seguro para mantenimiento. El valor referencial de 15 kg/m² no sustituye este cálculo estructural, que deberá ser elaborado y firmado por un profesional en ingeniería civil o estructural [8].

Art. 8.- PROFESIONALES HABILITADOS PARA LA INSTALACIÓN

El diseño, instalación, puesta en marcha y firma de los planos técnicos del SGDA será de responsabilidad exclusiva de profesionales habilitados, conforme a los siguientes requisitos [72]:

a) El diseño eléctrico será elaborado y suscrito por un profesional con título de tercer nivel en ingeniería eléctrica o formación legalmente habilitante, registrado conforme al sistema nacional aplicable, con competencia demostrable en sistemas fotovoltaicos y actuando como representante técnico del proyecto, figura reconocida en la Regulación ARCONEL-005/24 (Codificada);
b) El diseño estructural y la verificación de la cubierta serán responsabilidad de un profesional competente en ingeniería civil o estructural [72];
   La instalación será ejecutada por personal técnicamente calificado, bajo la responsabilidad del profesional que suscriba la memoria técnica;
c) El propietario deberá exigir al instalador la entrega del informe técnico completo: planos eléctricos, memorias de cálculo, fichas técnicas de los equipos, protocolos de pruebas y manual de operación y mantenimiento [72];
d) El GAD Municipal verificará la habilitación del profesional firmante al momento de la revisión de planos para la obtención del permiso de construcción. No se exigirá la afiliación a un gremio profesional específico, salvo fundamento legal expreso [72].

TÍTULO III — INTERCONEXIÓN A LA RED Y COMPENSACIÓN

Art. 9.- PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN A LA RED

Para la conexión del SGDA a la red de distribución de EMELNORTE, el titular de la edificación deberá cumplir el procedimiento establecido por la Regulación N.° ARCONEL-005/24 (Codificada), que de manera general comprende:

1. Solicitud y obtención de la factibilidad de conexión [72] [76];
2. Solicitud y obtención del Certificado de Habilitación, para lo cual la memoria técnica deberá contener el dimensionamiento, las especificaciones, el diagrama unifilar, el esquema de conexión, el seccionamiento y las protecciones del sistema [72] [76];
3. El diseño eléctrico será elaborado y suscrito por un profesional con título de tercer nivel en ingeniería eléctrica o formación legalmente habilitante, registrado conforme al sistema nacional aplicable, con competencia demostrable en sistemas fotovoltaicos y actuando como representante técnico del proyecto, figura reconocida en el artículo 12 de la Regulación ARCONEL-005/24 (Codificada);
4. Pruebas y verificaciones técnicas, y suscripción o actualización del contrato correspondiente [72];
5. Autorización de conexión e inicio de la operación. La presente Ordenanza no reproduce los plazos administrativos del trámite; estos se sujetarán a los términos previstos en la regulación nacional vigente. El Municipio no creará plazos propios ni distintos para la factibilidad, el Certificado de Habilitación, las pruebas o la conexión [72] [81].

Art. 10.- MEDICIÓN BIDIRECCIONAL

El sistema de medición del SGDA será determinado e instalado por la Empresa Distribuidora de acuerdo con la modalidad de autoabastecimiento, la existencia o no de inyección de excedentes, la categoría tarifaria y la regulación eléctrica vigente.

a) En la modalidad individual local, se utilizará medición bidireccional cuando existan excedentes inyectados a la red, y podrá utilizarse medición unidireccional cuando no existan excedentes, conforme a la determinación de la Empresa Distribuidora [72];

b) Las demás modalidades de autoabastecimiento contempladas en la Regulación ARCONEL-005/24 (Codificada) tendrán el esquema de medición que dicha regulación establezca [76];

c) Para la conexión del SGDA a la red de distribución de EMELNORTE, el titular de la edificación deberá cumplir el procedimiento establecido en los artículos 13 (Factibilidad de Conexión), 15 (Certificado de Habilitación), 17 (Construcción e Instalación) y 18 (Pruebas y Conexión) de la Regulación N.° ARCONEL-005/24 (Codificada), que de manera general comprende:

d) El propietario tendrá acceso a los datos de medición conforme a los canales que disponga la Empresa Distribuidora.

Art. 11.- ESQUEMA DE COMPENSACIÓN ENERGÉTICA

La medición, la determinación de la energía neta, la energía facturable, los créditos energéticos y el tratamiento de los excedentes de energía generados por el SGDA se sujetarán exclusivamente a la regulación emitida por ARCONEL y al pliego tarifario vigente [72] [88] [81].

Art. 12.- REQUISITOS DE PROTECCION Y SEGURIDAD

El SGDA deberá contar con los siguientes dispositivos de protección, instalados y verificados previo a la emisión del Certificado de Habilitación [72], [86]:

a) Interruptor de desconexión de corriente continua accesible y señalizado, ubicado entre el generador fotovoltaico y el inversor [86], [87];

El sistema de medición del SGDA será determinado e instalado por la Empresa Distribuidora de acuerdo con la modalidad de autoabastecimiento, la existencia o no de inyección de excedentes, la categoría tarifaria y la regulación eléctrica vigente, conforme al artículo 25 de la Regulación ARCONEL-005/24 (Codificada).

c) Protección contra sobretensiones en el lado CC (clase II) y en el lado CA (clase II), con nivel de protección conforme a IEC 61643 [86];

d) Sistema de puesta a tierra conforme al esquema de protección de la edificación, sin que se exija de forma general una tierra completamente independiente del sistema de puesta a tierra principal, conforme a lo establecido en el Anexo Técnico A;

e) Función de desconexión automática ante perdida de red (anti-isla) activa en el inversor, conforme a IEC 62116 e IEEE 1547-2018 [86].

Art. 13.- IMPACTO EN LA RED DE DISTRIBUCION

Los parámetros de calidad de energía, la respuesta ante condiciones anormales, el factor de potencia, la tensión, la frecuencia, el contenido armónico y la protección anti-isla serán los establecidos por ARCONEL, la Empresa Distribuidora y las normas técnicas vigentes, sin que la presente Ordenanza fije valores propios. El control del cumplimiento de estos parámetros de calidad del producto corresponde a la Empresa Distribuidora [7] [76].

La medición, la determinación de la energía neta, la energía facturable, los créditos energéticos y el tratamiento de los excedentes de energía generados por el SGDA se sujetarán exclusivamente a los artículos 26 y 27 de la Regulación ARCONEL-005/24 (Codificada) y al pliego tarifario vigente, incluyendo el reinicio del saldo acumulado cada 24 meses, sin compensación económica por la energía restante.

La evaluación de la capacidad disponible para la conexión de nuevos SGDA en cada transformador de distribución corresponde a EMELNORTE, a través del trámite de factibilidad, considerando la impedancia del transformador, la carga mínima y máxima, la longitud y calibre de la red secundaria, la distribución de fases, la elevación de tensión, la regulación de voltaje, las protecciones, el flujo inverso, la capacidad térmica, otros SGDA conectados y la topología del

alimentador. La presente Ordenanza no establece porcentajes fijos de penetración fotovoltaica por capacidad de transformador [76] [7].

En caso de que la conexión de un nuevo SGDA supere la capacidad disponible del transformador, EMELNORTE podrá exigir al titular la realización de un estudio de impacto en la red a costo del solicitante [72] [76].

Art. 14-A.- INCENTIVOS MUNICIPALES (REFERENCIAL)

Una eventual reducción del impuesto predial o de tasas municipales para edificaciones con SGDA podrá analizarse en el futuro, pero requerirá previamente un informe jurídico, un informe financiero, un estudio de impacto presupuestario, la determinación exacta de beneficiarios, la duración y condiciones del beneficio, el mecanismo de verificación y el fundamento tributario municipal correspondiente [72].

Estos incentivos, de aprobarse, deberán regularse en un capítulo independiente o en una ordenanza de incentivos específica, y no incluirán mecanismos de compensación económica por energía excedentaria, los cuales se rigen exclusivamente por la regulación de ARCONEL conforme al artículo 11 de esta Ordenanza.

Art. 14-B.- SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA (SAE)

En atención a la recomendación técnica derivada del análisis de curvas de demanda y generación fotovoltaica en el cantón Ibarra, donde la demanda máxima residencial se concentra en el período nocturno mientras que la generación solar máxima ocurre al mediodía, se establece el siguiente marco normativo, de carácter voluntario, para los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE):

14-B.1 Justificación Técnica del Almacenamiento

TAB 2.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA DEL ALMACENAMIENTO

Período del Día	Generación FV (ref.)	Demanda Residencial	Balance Energético
06h00 – 08h00	Creciente (0–40%)	Alta (preparación)	Déficit
08h00 – 10h00	Media (40–80%)	Baja (laboral)	Superávit inicial
10h00 – 14h00	MÁXIMA (100%)	Muy Baja (laboral)	SUPERÁVIT PICO
14h00 – 17h00	Decreciente (80–20%)	Media (retorno)	Balance neutro
17h00 – 22h00	Mínima / Nula	MÁXIMA (pico nocturno)	DÉFICIT CRÍTICO
22h00 – 06h00	Nula	Baja (nocturna)	Déficit nocturno

Nota: Tabla de horarios para almacenamiento técnico [32], [72]

CONCLUSIÓN TÉCNICA:

La implementación de un SAE permite trasladar la energía generada durante el superávit del mediodía hacia el período de máxima demanda nocturna (18h00-22h00), incrementando la autosuficiencia energética del hogar del 40-50% (sin almacenamiento) al 75-85% (con almacenamiento de 5-10 kWh), reduciendo significativamente la energía importada de la red durante las horas tarifarias más costosas [32].

14-B.2 Requisitos de instalación segura del SAE

La instalación de un Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) en conjunto con el SGDA es voluntaria. La presente Ordenanza no exige una tecnología, capacidad o marca determinada; el SAE deberá cumplir con especificaciones de instalación segura, entre ellas:

a) Ubicación segura y protección contra el acceso no autorizado;
b) Compatibilidad entre la batería y el inversor, verificada mediante ficha técnica;
c) Sistema de gestión de batería (BMS) con protección contra sobrecarga, sobre descarga, sobrecalentamiento y cortocircuito;

d) Protección contra sobre corriente y cortocircuito, y seccionamiento adecuado;
e) Ventilación y condiciones térmicas adecuadas, separación de materiales combustibles, y señalización de riesgo;
f) Protocolo de detección y respuesta ante incendio, protección contra propagación térmica, acceso para emergencias, plan de des energización y manual de emergencia;

Queda prohibida la instalación del SAE en rutas de evacuación, y deberá preverse la gestión adecuada de los equipos al final de su vida útil.

TÍTULO IV — IMPLEMENTACIÓN PROGRESIVA

Art. 15.- FASES DE IMPLEMENTACIÓN

La obligatoriedad establecida en la presente Ordenanza se aplicará de forma progresiva a partir de la fecha de entrada en vigor de la presente Ordenanza, en las siguientes fases [26][89]:

TAB 3.

FASES DE IMPLEMENTACIÓN

Fase	Período	Estratos Obligados	Condición Adicional
Preparatoria	Meses 1–6 desde la vigencia	Ninguno (difusión, capacitación y registro de representantes técnicos)	Publicación de guías técnicas municipales
Piloto	Meses 7–18	Estrato A	Área construida ≥ 180 m²
Evaluación	Meses 19–24	Se mantiene el Estrato A	Elaboración del informe de evaluación de la Fase Piloto

Ampliación	A partir del mes 25, previa resolución motivada del Concejo	Estratos A y B (Estrato C sujeto a nuevo informe de evaluación)	Requiere informe de evaluación previo, conforme al Art. 18

Nota: Los períodos se cuentan en meses desde la entrada en vigor de la presente Ordenanza. La ampliación a estratos adicionales requiere un informe de evaluación previo y resolución motivada del Concejo Municipal. Elaboración propia [89] [72].

Art. 16.- FASE PILOTO

Durante la Fase Piloto, comprendida entre los meses 7 y 18 contados desde la entrada en vigor de la presente Ordenanza, la obligatoriedad de instalación del SGDA aplicará exclusivamente a las edificaciones residenciales nuevas cuyo consumo proyectado corresponda al Estrato A y cuya área de construcción sea igual o superior a 180 m² [26][11].

El GAD Municipal implementará durante esta fase un Programa de Seguimiento Técnico que registrará: producción real versus estimada, ahorros en factura eléctrica, incidencias técnicas y nivel de satisfacción de los propietarios. Los resultados serán publicados como insumo para el informe de evaluación de la siguiente fase [26][11].

Adicionalmente, el GAD Municipal organizará al menos dos ferias anuales de energía solar residencial y un programa de capacitación técnica para instaladores locales en coordinación con el SERCOP y las universidades del cantón [7], [76].

Art. 17.- FASE DE EVALUACIÓN Y AMPLIACIÓN

Entre los meses 19 y 24 contados desde la entrada en vigor, el GAD Municipal elaborará el informe de evaluación de la Fase Piloto, con las lecciones aprendidas, los ajustes normativos identificados y el listado de instaladores calificados disponibles en el cantón [72].

A partir del mes 25, y únicamente con base en dicho informe y mediante resolución motivada del Concejo Municipal, la obligatoriedad podrá extenderse a las edificaciones residenciales nuevas del Estrato B, con área de construcción igual o superior a 120 m². Las edificaciones del Estrato A continuarán sujetas a las condiciones de la Fase Piloto [72] [74].

Art. 18.- APLICACIÓN A ESTRATOS ADICIONALES

La incorporación del Estrato C y, en su caso, la aplicación universal de la obligatoriedad a todos los estratos indicados, requerirán un nuevo informe de evaluación de la fase de ampliación y una resolución motivada del Concejo Municipal. La presente Ordenanza no anticipa una fecha ni una aplicación universal automática sin que exista dicho informe [72].

El GAD Municipal revisará el cronograma de implementación con base en los resultados acumulados de las fases anteriores, los costos reales de los equipos, la disponibilidad del mercado y las recomendaciones técnicas de ARCONEL y EMELNORTE, pudiendo adelantar o prorrogar las fases mediante resolución motivada del Concejo Municipal [86].

Art. 19.- EXCEPCIONES TÉCNICAS JUSTIFICADAS

Quedan exceptuadas de la obligatoriedad establecida en la presente Ordenanza las edificaciones residenciales nuevas que acrediten, ante la Dirección Municipal de Planificación y Control Urbano, alguna de las siguientes condiciones mediante informe técnico del profesional responsable:

a) Informe de inviabilidad estructural de la cubierta, o pérdidas solares que hagan técnicamente ineficiente el sistema, sustentadas en un análisis de sombras y producción energética [72];
b) Negativa de factibilidad de conexión por parte de la Empresa Distribuidora, o restricciones patrimoniales cuando la autoridad competente (INPC) niegue el permiso de intervención en cubierta [72][76];

c) Falta de derecho legal para intervenir la cubierta, propiedad horizontal sin la autorización correspondiente, o cubierta ocupada por equipamiento indispensable de la edificación [72];

d) Vivienda de interés social cuando la obligación resulte desproporcionada, o imposibilidad de cumplir el objetivo energético mínimo por las condiciones del predio. No se establece un número mínimo de módulos como criterio de excepción [72].

En todos los casos de excepción, la solicitud deberá ir acompañada del informe técnico firmado por el profesional responsable y será resuelta por la Dirección Municipal de Planificación en el plazo previsto para este tipo de trámites en el procedimiento administrativo municipal aplicable.

TÍTULO V — FISCALIZACIÓN, CONTROL Y SANCIONES

Art. 20.- ENTIDADES DE CONTROL Y FISCALIZACIÓN

El control del cumplimiento de la presente Ordenanza estará a cargo de las siguientes entidades, en el ámbito de sus respectivas competencias:

a) **GAD Municipal de Ibarra — Dirección de Planificación y Control Urbano:** verificará el cumplimiento de los requisitos de instalación del SGDA como condición para la aprobación del permiso de construcción, el permiso de habitabilidad y la declaratoria de propiedad horizontal;

b) **EMELNORTE — Empresa Distribuidora:** verificará los requisitos técnicos del SGDA para su conexión a la red, emitirá el Certificado de Habilitación y reportará al GAD el incumplimiento de titulares que hayan recibido el permiso de habitabilidad sin el SGDA operativo [76];

c) **ARCONEL —** Agencia de Regulación y Control: se menciona únicamente conforme a las atribuciones que le otorgan la LOSPEE, su reglamento y la

Regulación ARCONEL-005/24 (Codificada), relativas a la emisión de la normativa técnica nacional aplicable al SGDA. ARCONEL no realiza inspecciones de campo, fiscalización directa, pagos ni cobranzas; la revisión del cumplimiento de la normativa técnica en cada conexión corresponde a la Empresa Distribuidora. La actuación de cada entidad se limita a lo señalado: el GAD Municipal a los aspectos constructivos y urbanísticos (planos de cubierta, implantación, verificación estructural, canalizaciones, distancias y accesos, seguridad contra incendios, integración arquitectónica y patrimonio); la Empresa Distribuidora a los aspectos de conexión a la red (factibilidad, punto de conexión, protecciones de interconexión, medición, pruebas, calidad de energía y autorización de conexión); y ARCONEL a la normativa técnica nacional aplicable [72].

Art. 21.- PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN MUNICIPAL

La Dirección Municipal de Planificación y Control Urbano implementará el siguiente procedimiento de verificación en cada etapa del proceso constructivo:

1. **En la aprobación del permiso de construcción:** Verificación de que los planos arquitectónicos y eléctricos incluyan el área reservada para el SGDA, la memoria de cálculo del sistema y la firma del profesional habilitado;
2. **Durante la obra (inspección intermedia):** Constatación de que la estructura de soporte del SGDA fue instalada conforme a los planos aprobados y que la canalización para el cableado eléctrico está prevista;
3. **Para el permiso de habitabilidad:** El titular deberá presentar el Certificado de Habilitación emitido por EMELNORTE como requisito indispensable para obtener el permiso de habitabilidad. Sin este documento, no se otorgará el permiso.

Art. 22.- RÉGIMEN DE SANCIONES

La tipificación y cuantía de las sanciones establecidas a continuación tienen carácter referencial y quedan condicionadas a la elaboración previa de un informe jurídico que determine la competencia sancionadora del GAD, la norma habilitante, la conducta exactamente sancionada, el responsable, la gravedad, la proporcionalidad, la reincidencia, las atenuantes y agravantes, la autoridad instructora y sancionadora, los recursos administrativos y la prescripción aplicable. El GAD Municipal no podrá cancelar contratos privados, imponer sanciones en nombre de ARCONEL ni tipificar delitos; la presunta falsificación documental se remitirá a la autoridad competente, sin que la Ordenanza sustituya el régimen penal.

TAB 4.

RÉGIMEN DE SANCIONES

Infracción	Sanción	Monto / Consecuencia	Instancia
Omisión del SGDA en los planos presentados	Observación y subsanación obligatoria	Rechazo de la solicitud hasta subsanar	Dirección de Planificación
Construcción sin la reserva de área para el SGDA	Multa administrativa	2–5 SBU, según informe jurídico previo	GAD Municipal
Habitabilidad otorgada sin el SGDA operativo	Suspensión del trámite y plazo de subsanación	Multa y plazo, según informe jurídico previo	GAD Municipal
Incumplimiento de las condiciones técnicas verificadas por el profesional responsable	Observación y remisión al colegio profesional o autoridad competente	Según corresponda	GAD Municipal
Presunta falsificación documental	Remisión a la autoridad competente	No aplica sanción municipal directa	Autoridad competente (Fiscalía)

Reincidencia en cualquier infracción administrativa municipal	Agravante conforme al informe jurídico	Según informe jurídico	GAD Municipal

Nota: Cuadro referencial de sanciones por incumplimiento de la normativa, sujeto a la elaboración del informe jurídico señalado en el artículo 22. Elaboración propia [72].

Art. 23.- PROCEDIMIENTO SANCIONATORIO

Las sanciones previstas en el artículo 22 se aplicarán previo el cumplimiento del siguiente procedimiento administrativo, elaborado conforme a los principios generales del debido proceso administrativo y al COOTAD:

1. Notificación escrita al presunto infractor con la descripción detallada de la infracción detectada y los fundamentos normativos aplicables;
2. Plazo de 10 días hábiles para que el notificado presente sus descargos y la documentación que estime pertinente;
3. Resolución motivada de la Dirección Municipal de Planificación en el plazo máximo de 15 días hábiles desde la recepción de los descargos o desde el vencimiento del plazo sin respuesta;
4. Recurso de apelación ante el alcalde o alcaldesa del cantón en el plazo de 3 días hábiles desde la notificación de la resolución, quien resolverá en el plazo de 10 días hábiles.

Art. 24.- FONDO MUNICIPAL DE ENERGÍA RENOVABLE (CONDICIONADO)

La creación del Fondo Municipal de Energía Renovable (FOMER), destinado al financiamiento de programas de incentivo, capacitación y difusión relacionados con la generación distribuida residencial, queda condicionada a la elaboración previa de un informe financiero, la determinación de una partida presupuestaria, un mecanismo de administración,

reglas de auditoría, una fuente estable de recursos, la competencia para otorgar subvenciones y el procedimiento de selección de beneficiarios, en coordinación con la normativa de contratación pública aplicable. Hasta la elaboración de dichos informes, los recursos recaudados por concepto de las sanciones previstas en el artículo 22 se sujetarán al régimen presupuestario municipal general, sin asignación de destinos específicos.

ANEXO TÉCNICO A — REQUISITOS MÍNIMOS PARA DISEÑO, INSTALACIÓN, INSPECCIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE SGDA FOTOVOLTAICOS

MT-1. ALCANCE Y PROPÓSITO DEL MANUAL

El presente Anexo Técnico (antes Manual Técnico de Instalación) tiene por propósito orientar a los representantes técnicos y a los propietarios de edificaciones residenciales del cantón Ibarra en el proceso completo de instalación de un Sistema de Generación Distribuida para el Autoabastecimiento (SGDA) de tipo fotovoltaico, desde la evaluación inicial del sitio hasta la obtención del Certificado de Habilitación de EMELNORTE. Por tratarse de un anexo técnico y no de articulado normativo, sus criterios podrán actualizarse conforme a la evolución tecnológica sin necesidad de modificar la estructura jurídica de la presente Ordenanza [72].

Este manual es de referencia obligatoria para los profesionales que elaboren memorias técnicas de diseño de SGDA destinadas a la aprobación municipal, y complementa las guías técnicas publicadas por ARCONEL y EMELNORTE.

MT-2. EVALUACIÓN PREVIA DEL SITIO

MT-2.1 Análisis de Recurso Solar

Para el cantón Ibarra, los parámetros de referencia de recurso solar son los siguientes, basados en datos de la NASA Surface Meteorology and Solar Energy (SSE) y el Atlas Solar del Ecuador [15]:

TAB 5.

ANÁLISIS DE RECURSO SOLAR

Parámetro	Valor Referencial Ibarra	Fuente
GHI anual promedio	5,2 kWh/m²/día	NASA SSE / INAMHI
Horas de Sol Pico (HSP)	5,0 – 5,4 h/día	Atlas Solar Ecuador
Temperatura promedio anual	18,5 °C	INAMHI Ibarra
Irradiancia máxima (mediodía)	900 – 1.050 W/m²	Medición local
Ángulo de inclinación óptimo	10° (latitud ~0°)	Cálculo astronómico
Orientación óptima	Sur geográfico (azimut 180°)	Hemisferio norte cercano al ecuador

Nota: Cuadro de análisis sobre el recurso solar [32], [24], [15].

MT-2.2 Inspección de Cubierta

El instalador calificado deberá realizar una inspección detallada de la cubierta de la edificación para verificar los siguientes aspectos antes del diseño definitivo del sistema:

- **Área disponible:** Medición del área útil de cubierta con orientación sur, libre de obstáculos permanentes (chimeneas, tanques de agua, antenas, expansiones previstas), con una reserva mínima de 6 m² para el estrato C y hasta 22 m² para el estrato A;
- **Análisis de sombras:** Verificación mediante brújula y clinómetro (o software especializado como PVsyst, SAM o Polysun) de que el área seleccionada no presenta sombras proyectadas por elementos vecinos entre las 09h00 y las 15h00 en el solsticio de diciembre;

- **Capacidad estructural:** Estimación de la carga adicional del sistema (módulos + estructura), en promedio 15 kg/m², y verificación de que la estructura de la cubierta puede soportarla sin intervenciones extraordinarias;
- **Estado de la cubierta:** Verificación de que la cubierta no presenta deterioro, filtraciones o daños estructurales que deban ser reparados antes de la instalación del SGDA.

MT-3. DIMENSIONAMIENTO DEL SGDA

MT-3.1 Metodología de Cálculo

[32]El dimensionamiento del SGDA residencial se realizará conforme a la metodología de cálculo simplificada para sistemas fotovoltaicos residenciales propuesta por Jácome, Saltos y Echeverría (2025) [32], válida para las condiciones de recurso solar del cantón Ibarra:

FÓRMULA DE DIMENSIONAMIENTO:

$$Potencia\ SGDA\ (kWp) = \frac{\left[Consumo\ mensual\ \left(\frac{kWh}{mes}\right) \times\ Cobertura\ objetivo\ (\%)\right]}{\left[HSP\ \left(\frac{h}{día}\right) \times\ Días\ del\ mes\ \times\ Factor\ de\ rendimiento\ (PR)\right]}$$

Donde:

- HSP = 5,2 h/día (promedio Ibarra) [15]

- Días del mes = 30 días

- PR (Performance Ratio) = 0,80 (considerando pérdidas por temperatura, cableado, suciedad e inversor) [10]

Ejemplo

$$Estrato\ B\ (350\ kWh/mes, cobertura\ 50\%):$$

$$Potencia\ = \frac{(350\ \times\ 0{,}50)}{(5{,}2\ \times\ 30\ \times\ 0{,}80)}$$

$$= \frac{175}{124{,}8}$$

$$= 1{,}40\ kWp \rightarrow Redondear\ a\ 1{,}90\ kWp\ (5\ módulos \times 380\ Wp)$$

MT-3.2 Tabla de Dimensionamiento Rápido para Ibarra

TAB 6.

Tabla de Dimensionamiento Rápido para Ibarra

Estrato	Consumo (kWh/mes)	Potencia SGDA (kWp)	N.° Módulos 380 Wp	Área requerida (m²)	Prod. estimada (kWh/mes)	Cobertura aprox.
C	200	1,00	3	6,0	124	62%
B	350	1,90	5	11,0	235	67%
A	600	3,00	8	18,0	373	62%

Nota: Tabla característica sobre el dimensionamiento [32], [24], [15].

MT-4. PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN PASO A PAS0

01 Obtención de la Factibilidad de Conexión

Presentar ante EMELNORTE la solicitud de factibilidad con: copia del permiso de construcción aprobado, diseño preliminar del SGDA firmado por Ing. Eléctrico, plano de ubicación y fotografías del predio. EMELNORTE emitirá el informe de factibilidad en máximo 15 días hábiles, indicando el punto de conexión y las condiciones técnicas requeridas [72], [76].

02 Adquisición de Equipos Certificados

Adquirir módulos fotovoltaicos, inversor, estructura de soporte y cables con las certificaciones requeridas (IEC 61215, IEC 61730, IEC 62109). Verificar que el inversor sea compatible con la tensión de red de EMELNORTE (220/127 V, 60 Hz) y que cuente con protección anti-isla activa conforme a IEC 62116 [84].

03 Instalación de la Estructura de Soporte

Fijar la estructura de aluminio o acero inoxidable a la cubierta con los anclajes apropiados según el tipo de cubierta (losa de hormigón, cubierta metálica o teja). Verificar la nivelación con inclinómetro (10°-20°) y la orientación con brújula (sur geográfico ± 15°). Sellar correctamente todos los puntos de penetración en la cubierta para evitar filtraciones [85], [76], [77].

04 Instalación de Módulos Fotovoltaicos

Colocar y asegurar los módulos sobre la estructura con los conectores y tornillos provistos por el fabricante, verificando el torque especificado. Conectar los módulos en la configuración de cadena (string) determinada por el diseño (serie/paralelo), verificando la polaridad antes de cada conexión. Instalar fusibles DC y descargadores de sobretensión en el generador fotovoltaico [76], [77].

Instalar las protecciones del lado DC: seccionador con capacidad de corte bajo carga, fusibles o interruptores termomagnéticos por cada string, y protección contra sobretensiones (Clase II), verificando la polaridad y el aislamiento antes de energizar el arreglo.

05 Instalación del Inversor y Cableado AC

Instalar el inversor en un lugar ventilado, protegido de la lluvia y el sol directo, preferiblemente en el cuarto de medidores o área técnica de la edificación. Cablear el lado AC del inversor al tablero de distribución principal con cable calibre apropiado según la potencia del sistema (mínimo 2,5 mm² para hasta 2 kWp). Instalar interruptores termomagnéticos bidireccionales en el tablero general [76].

Instalar las protecciones del lado AC: interruptor termomagnético bidireccional, protección diferencial cuando corresponda, y protección contra sobretensiones (Clase II), coordinadas con el tablero principal de la edificación.

06 Puesta a Tierra y Protección

Ejecutar la unión equipotencial de las estructuras metálicas del SGDA, conectar el inversor y las masas al sistema de protección de la edificación, y coordinar con el esquema de puesta a tierra del suministro eléctrico. Evaluar la necesidad de protección contra rayos, dimensionar el conductor de protección, instalar electrodos adicionales solo cuando el diseño técnico los justifique, y medir y registrar el sistema resultante. No se exige de forma general una tierra completamente independiente del sistema de puesta a tierra principal de la edificación, salvo que así lo determine el diseño técnico, conforme a las condiciones de la Empresa Distribuidora [76].

En los casos en que se instale un Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE), verificar adicionalmente la compatibilidad batería-inversor, el sistema de gestión de batería (BMS), la ventilación del recinto, la separación de materiales combustibles y la señalización de riesgo eléctrico, conforme al artículo 14-B.

07 Pruebas de Puesta en Marcha

Antes de conectar el sistema a la red, realizar: medición de aislamiento DC (> 1 MOhm), verificación de polaridad, medición de tensión en circuito abierto de cada string (Voc), medición de corriente de cortocircuito (Isc), verificación de conexiones AC y parámetros del inversor. Registrar todos los valores en el protocolo de pruebas [72], [86].

08 Solicitud de Inspección y Certificado de Habilitación

Presentar ante EMELNORTE la solicitud de inspección técnica adjuntando: protocolo de pruebas firmado, planos eléctricos as-built, fichas técnicas de equipos y registro del instalador calificado. EMELNORTE realizará la inspección en máximo 10 días hábiles y, si el sistema cumple, procederá a instalar el medidor bidireccional y emitir el Certificado de Habilitación [72], [76].

MT-5. MANTENIMIENTO PREVENTIVO (REFERENCIAL)

La frecuencia real de mantenimiento deberá determinarse conforme a las recomendaciones del fabricante, las condiciones ambientales, el nivel de suciedad, la accesibilidad, el historial de alarmas, el riesgo eléctrico y el tipo de cubierta. A título orientativo, para garantizar el óptimo rendimiento y la vida útil del SGDA, se sugiere el siguiente programa de mantenimiento preventivo [84]:

TAB 7.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Frecuencia	Actividad de Mantenimiento	Responsable
Mensual	Limpieza de módulos con agua y paño suave; inspección visual de conexiones y estructura	Propietario
Semestral	Revisión de torque en conexiones eléctricas DC y AC; verificación de parámetros del inversor; inspección de anclajes estructurales	Instalador calificado
Anual	Medición de aislamiento DC; termografía de módulos y conexiones; calibración del sistema de monitoreo; limpieza interna del inversor	Instalador calificado
Cada 5 años	Revisión integral del sistema; cambio de fusibles DC si es necesario; evaluación de degradación de módulos; reporte técnico al propietario	Ing. Eléctrico
Al detectar anomalías	Revisión inmediata por instalador calificado; no intentar reparaciones sin cortar el suministro; contactar al servicio técnico del fabricante	Instalador calificado

Nota: Programa orientativo; la periodicidad definitiva debe ajustarse a las condiciones particulares de cada instalación y a las recomendaciones del fabricante de los equipos. Elaboración propia [85] [72].

MT-6. CONTENIDO MÍNIMO DE LA MEMORIA TÉCNICA

Para que el Anexo Técnico contenga especificaciones completas de instalación, la memoria técnica presentada para el Certificado de Habilitación deberá incluir, como mínimo:

Datos del propietario, ubicación y coordenadas del proyecto, y modalidad de autoabastecimiento;

Potencia DC y AC, proyección de demanda anual, producción anual estimada, análisis de pérdidas y de sombras, y relación DC/AC;

Configuración de strings, compatibilidad módulo-inversor, y diagrama unifilar;

Cálculo de conductores, cálculo de caída y elevación de tensión, y cálculo y coordinación de protecciones;

Sistema de puesta a tierra, evaluación de sobretensiones y descargas atmosféricas, y cálculo estructural;

Plano de implantación, plan de mantenimiento y procedimiento de desconexión de emergencia.

MT-7. PROTECCIONES DEL LADO DC

Deberá regularse, según corresponda: seccionamiento DC, protección contra sobre corriente, fusibles por string cuando sean necesarios, protección contra sobretensiones, aislamiento adecuado para tensión DC, polaridad, protección contra contacto directo, canalización resistente a UV, separación de circuitos, identificación permanente, compatibilidad de conectores, prohibición de mezclar conectores incompatibles, y disposición de cables para

evitar bucles. Deberá además verificarse la corriente máxima por MPPT, la corriente de cortocircuito, el número de strings en paralelo, la corriente inversa admisible del módulo y la necesidad de fusibles por string.

MT-8. PROTECCIONES DEL LADO AC

Deberá exigirse: interruptor de seccionamiento, protección contra sobre corriente con capacidad de interrupción adecuada, protección diferencial cuando corresponda, protección contra sobretensiones, coordinación con el tablero principal, compatibilidad con el sistema de puesta a tierra, balance de fases en sistemas trifásicos, verificación de elevación de tensión, e identificación del circuito de generación.

MT-9. REQUISITOS DE CUBIERTA Y SEGURIDAD

Deberá añadirse: distancias a bordes, pasillos de mantenimiento, acceso de bomberos, separación de claraboyas y salidas, protección de rutas de evacuación, restricciones sobre cubiertas deterioradas, impermeabilización, protección de cables contra abrasión, prohibición de cables apoyados directamente en la cubierta, protección contra roedores y daños mecánicos, y señalización de circuitos energizados con luz solar.

MT-10. SEÑALIZACIÓN

Deberá exigirse señalización en el tablero principal, el punto de medición, el inversor, los seccionadores AC y DC, las canalizaciones, el acceso a cubierta y el sistema de almacenamiento

cuando exista, advirtiendo que el inmueble posee dos posibles fuentes de energía: red y generación fotovoltaica.

MT-11. PROTOCOLO DE PRUEBAS Y DOCUMENTOS DE CIERRE

Deberá incorporarse un protocolo mínimo de pruebas con: inspección visual, continuidad de conductores de protección, verificación de equipotencialidad, polaridad DC, tensión de circuito abierto de cada string, corriente por string, resistencia de aislamiento, funcionamiento de seccionadores y de protecciones, parámetros del inversor, comunicación y monitoreo cuando exista, procedimiento de parada, registro fotográfico y entrega de planos "as built".

El profesional responsable deberá entregar planos definitivos, memoria de cálculo, fichas técnicas, certificados de conformidad, protocolo de pruebas, garantías, manual de operación, plan de mantenimiento, procedimiento de emergencia, datos del responsable técnico y el certificado o autorización de la distribuidora aplicable.

MT-12. CICLO DE VIDA DEL SISTEMA

Además del mantenimiento preventivo, deberá regularse la sustitución de inversores, el cambio de módulos, el incremento de potencia del sistema, los daños estructurales, los incendios, la desconexión definitiva, el retiro de equipos y la gestión de residuos eléctricos, de paneles y de baterías.

TÍTULO VII — DISPOSICIONES FINALES Y TRANSITORIAS

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA — Viviendas con Permiso en Trámite:

Las solicitudes de permiso de construcción presentadas con anterioridad a la vigencia de la presente Ordenanza y que se encuentren en trámite de aprobación en la Dirección de Planificación Municipal, dispondrán de un plazo de gracia de 180 días calendario desde la publicación de esta norma para adecuar sus planos a los requisitos establecidos, sin que ello genere la paralización del proceso de aprobación.

SEGUNDA — Registro Municipal de Representantes Técnicos:

El GAD Municipal de Ibarra, en el plazo de 90 días desde la vigencia de la presente Ordenanza, publicará en su portal web un Registro Municipal de Representantes Técnicos que hayan suscrito memorias técnicas de SGDA en el cantón, con fines de consulta pública, sin que ello constituya un requisito habilitante adicional a los establecidos por el sistema profesional nacional aplicable [72].

TERCERA — Guía Técnica Municipal Complementaria:

La Dirección Municipal de Planificación y Control Urbano elaborará y publicará, en el plazo de 120 días desde la vigencia de esta Ordenanza, la Guía Técnica Municipal Complementaria con los formatos de solicitudes, listas de verificación para inspectores municipales, modelos de memorias técnicas y procedimientos administrativos detallados para la implementación de la presente normativa.

CUARTA — Programa de Capacitación:

El GAD Municipal, en coordinación con la Universidad Técnica del Norte, el SECAP y EMELNORTE, implementará un Programa de Capacitación en Instalación de SGDA Residenciales dirigido a técnicos electricistas del cantón, con el objetivo de garantizar la

disponibilidad de al menos 30 instaladores calificados locales para el inicio de la Fase Piloto en 2026 [26], [11].

DISPOSICIONES FINALES

Art. 25.- REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN PERIÓDICA

La presente Ordenanza será revisada integralmente cada dos años por la Dirección Municipal de Planificación, con la participación de ARCONEL, EMELNORTE, la Universidad Técnica del Norte y representantes de los gremios de la construcción y de instaladores calificados del cantón Ibarra, con el objeto de actualizar los dimensionamientos mínimos, las especificaciones técnicas y los incentivos económicos conforme a la evolución del mercado fotovoltaico y las disposiciones regulatorias nacionales [72], [26].

Art. 26.- REMODELACIONES MAYORES DE VIVIENDAS EXISTENTES

La presente Ordenanza no aplica retroactivamente a viviendas ya construidas y habitadas antes de su vigencia. Sin embargo, en caso de remodelación mayor de una edificación existente, entendida como la ampliación de área construida superior al 30% del área original o la intervención estructural de la cubierta, la porción ampliada o remodelada deberá cumplir los requisitos de instalación del SGDA establecidos en esta normativa, en proporción al área intervenida.

Art. 27.- DEROGATORIA

Quedan expresamente derogadas todas las disposiciones de ordenanzas municipales, resoluciones y acuerdos del Concejo Municipal de Ibarra que se opongan o sean incompatibles con el contenido de la presente Ordenanza, especialmente aquellas referidas a requisitos de

permisos de construcción que pudieran entrar en contradicción con las disposiciones del Título II y III de esta normativa.

Art. 28.- VIGENCIA Y PUBLICACIÓN

La presente Ordenanza Municipal entrará en vigencia a partir de la fecha de su publicación en el Registro Oficial de la República del Ecuador o, en su defecto, a los 30 días de su aprobación por el Concejo Municipal de Ibarra, conforme a lo establecido en el artículo 324 del Código Orgánico de Organización Territorial, Autonomía y Descentralización (COOTAD).

El Secretario General del Concejo Municipal procederá a la publicación de esta Ordenanza en la Gaceta Municipal, en el portal web institucional del GAD Municipal de Ibarra y tramitará su publicación en el Registro Oficial en el plazo de 15 días hábiles desde su aprobación definitiva por el Concejo.

Dado en la Sala de Sesiones del Concejo Municipal de Ibarra,

provincia de Imbabura, República del Ecuador,

a los ____ días del mes de _____ de 2026.

ALCALDE/SA DEL CANTÓN IBARRA	**SECRETARIO/A GENERAL DEL CONCEJO**
f.) _____	f.) _____