

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**DESARROLLO DE UNA PROPUESTA TÉCNICO - COMERCIAL
PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN
EN BASE A RECURSOS RENOVABLES PARA AUTOCONSUMO
ELÉCTRICO DE EDIFICIOS DE CONDOMINIOS RESIDENCIALES
EN ECUADOR**

**ANÁLISIS TÉCNICO DE ESQUEMAS DE DESARROLLO DE
GENERACIÓN RENOVABLE PARA AUTOCONSUMO EN
CONDOMINIOS RESIDENCIALES**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

GABRIEL ZUFFEREY PALAGUERRA

gabriel.zufferey@epn.edu.ec

DIRECTOR: GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

gabriel.salazar@epn.edu.ec

DMQ, febrero 2024

CERTIFICACIONES

Yo, Gabriel Zufferey Palaguerra declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

GABRIEL ZUFFEREY PALAGUERRA

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Gabriel Zufferey Palaguerra, bajo mi supervisión.

GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

GABRIEL ZUFFEREY PALAGUERRA

GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

DEDICATORIA

A mis padres, quienes con su esfuerzo, educación y amor han hecho posible mi formación hasta este punto.

A mis abuelos y tíos, quienes siempre han deseado lo mejor para mí.

AGRADECIMIENTO

A mis padres Elba y Philippe, quienes me brindaron todo lo que un hijo puede desear y de cuyo amor es producto lo que hoy soy y lo que seré.

A mi hermano Nahuel, quien me ha acompañado durante toda la vida y especialmente durante una infancia inolvidable.

A mi novia Anthonela, por ser mi apoyo y acompañante durante toda esta etapa.

Al resto de mis familiares, abuelos, tíos y primos, que siempre me han mostrado su cariño.

A mi grupo de amigos por haber estado presentes durante estos años, compartiendo experiencias que me han ayudado a recorrer esta etapa de la mejor forma.

A los profesores presentes en mi formación académica, mentes brillantes en personas de gran valor que han inculcado en mí la búsqueda de mi mejor versión.

A los amigos que he cosechado en la universidad y trabajo, excelentes personas y de quienes he aprendido mucho.

A Gabriel Salazar, por su apoyo en el desarrollo del presente trabajo y por ser una referencia personal y profesional para mí.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	9
1.1	Objetivo general	10
1.2	Objetivos específicos	10
1.3	Alcance	11
2	MARCO TEÓRICO.....	12
2.1	Sistemas eléctricos	12
2.2	Redes eléctricas inteligentes	14
2.3	Generación distribuida	17
2.4	Implicaciones/Impactos técnicas de la generación distribuida.....	19
2.5	Autoconsumo	20
2.5.1	Modalidades de autoconsumo	21
2.5.2	Beneficios del autoconsumo	23
2.5.3	Métodos de compensación de energía.....	24
2.6	Tecnología fotovoltaica	25
3	METODOLOGÍA.....	32
3.1	Estándares técnicos para el diseño, instalación y mantenimiento de DER de tecnología fotovoltaica	32
3.1.1	IEEE 1547-2018: “Estándar para la Interconexión de Recursos de Energía Distribuidos con Sistemas de Energía Eléctrica”	33
3.1.2	IEC 60364-7-712:2017: “Requisitos para instalaciones especiales: Sistemas de Suministro de Energía Solar Fovoltaica (FV)”	40
3.1.3	IEC 61730-1:2023: “Calificación de Seguridad de Módulos Fovoltaicos (FV) - Parte 1: Requisitos para la construcción”	43
3.1.4	IEC 62446-2016: “Requisitos mínimos para la documentación, la comprobación de inspección y la puesta en servicio de Sistemas Fovoltaicos”	46
3.1.5	Resumen.....	48
3.2	Procedimientos técnicos para autoconsumo en condominios con tecnología FV	50
3.2.1	España	50
3.2.2	Chile.....	57
3.3	Implicaciones técnicas de esquemas de autoconsumo en condominios.....	64
3.3.1	Capacidad de alojamiento	64
3.3.2	Flujo inverso.....	65
3.3.1	Pérdidas eléctricas.....	66
3.3.2	Regulación de voltaje.....	67
3.3.3	Confiabilidad	67
3.3.4	Calidad del producto	68
3.3.5	Almacenamiento de la energía	69
3.3.6	Factores ambientales.....	69
3.3.7	Flexibilidad	71
3.4	Propuesta técnica para el autoconsumo en condominios.....	71

3.4.1	Consideraciones generales	72
3.4.2	Diseño de la central FV.....	73
3.4.3	Equipos de medición.....	84
3.4.4	Calidad de la energía.....	85
3.4.5	Requerimientos para la conexión con la red.....	86
3.4.6	Documentación	87
3.4.7	Pruebas de verificación para la puesta en marcha.....	87
3.4.8	Mantenimiento	88
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	89
4.1	Conclusiones.....	89
4.2	Recomendaciones	90
5	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91

RESUMEN

El presente trabajo presenta una propuesta técnica para la implementación de esquemas de autoconsumo de energía eléctrica aplicable a condominios residenciales en Ecuador. Como parte investigativa para el planteamiento de la propuesta, se recopilaron y analizaron diferentes estándares en vigencia que establecen los requerimientos técnicos para el diseño, instalación y mantenimiento de centrales de generación distribuida con tecnología fotovoltaica, así como también procedimientos técnicos relacionados que se aplican en otros países.

Los beneficios de la incorporación de estos esquemas tienen connotaciones ambientales, técnicas y económicas que han impulsado su desarrollo a nivel mundial. Esto también se extiende a Ecuador en la actualidad, ahora que la regulación nacional lo permite.

La presente propuesta establece los lineamientos técnicos para el desarrollo de la central fotovoltaica, desde su dimensionamiento (basado en los consumos de energía históricos o proyecciones), la selección de equipamiento (módulos, inversor/es, protecciones, etc.) hasta directrices para su operación y mantenimiento con el fin de garantizar una interacción segura con la red eléctrica.

PALABRAS CLAVE: autoconsumo, sistemas fotovoltaicos, condominios residenciales, generación distribuida.

ABSTRACT

This technical proposal serves as a guide for implementing self-consumption schemes for electrical energy in residential condominiums in Ecuador. Research was conducted to formulate this proposal, involving the analysis of different current standards that establish the technical requirements for the design, installation, and maintenance of distributed generation systems with photovoltaic technology. These standards, along with related technical procedures governing in other countries.

The environmental, technical, and economic benefits by incorporating these schemes have driven their worldwide development. This will also extend to Ecuador at present now that the national regulations allow this.

The present proposal establishes technical guidelines for the development of the photovoltaic system, its sizing (based on historical energy consumption or projections), selection of equipment (modules, inverter/s, protections, etc.), as well as guidelines for its operation and maintenance to ensure safe interaction with the electrical grid.

KEYWORDS: self-consumption, photovoltaic systems, residential condominiums, distributed generation.

1 INTRODUCCIÓN

A partir de la invención de los medidores automáticos, las redes eléctricas inteligentes se han incorporado a los sistemas eléctricos de potencia en los últimos años como respuesta a la necesidad de mejorar, optimizar y monitorear el consumo de energía eléctrica y al sistema eléctrico como tal. De esta manera, las redes inteligentes permiten mejorar los índices de calidad y confiabilidad de la energía suministrada a los consumidores, reducir las emisiones contaminantes a la atmósfera, disminuir pérdidas debido al transporte de energía e involucrar más al consumidor por medio de la conocida generación distribuida [1].

La generación distribuida, a su vez, nace como respuesta al aumento de la demanda energética, la eliminación de la dependencia de sistemas de generación centralizados y la integración de nuevas tecnologías de generación no contaminantes [1].

El desarrollo de las redes inteligentes y generación distribuida se ha impulsado y regulado inicialmente en Ecuador mediante la Regulación Nro. ARCONEL 003/18, misma que establece las condiciones para consumidores que cuenten con sistemas de generación fotovoltaica para autoconsumo con capacidad de hasta 100 kW [2].

Posteriormente la Regulación ARCONEL 001/21 establece el marco normativo para el autoconsumo de energía mediante generación distribuida con capacidad de hasta 1 MW, y con la posibilidad de implementar un esquema de autoconsumo remoto, bajo el cual la central de generación se encuentra en un inmueble distinto al del consumidor (dentro de la misma zona de concesión de la empresa distribuidora) [3]. Este último aspecto permite colocar las centrales de generación en puntos de mayor aprovechamiento de los recursos energéticos y con mejores alternativas de conexión con el resto de la red eléctrica.

En el año 2023 se emitió la regulación 008/23 por la Agencia de Regulación y Control de Recursos Naturales No Renovables ARCERNR, que bajo esta línea también permite la instalación de centrales de hasta 2 MW y a su vez propone varias modalidades para el autoconsumo (local, remota, individual, compartida, entre otras).

Gracias a estas reformas regulatorias, se posibilita el desarrollo de esquemas de autoconsumo para condominios residenciales que no cuentan con espacio en el inmueble para la construcción de la planta de generación, y que anteriormente se encontraban en inferioridad de derechos respecto a otros consumidores que sí podían implementar autoconsumo.

Tomando en cuenta lo mencionado anteriormente, el presente Trabajo de Integración Curricular propondrá un esquema técnico aplicable a Ecuador para el autoconsumo en condominios residenciales.

Para alcanzar esto, se realizó una investigación detallada recopilatoria de los estándares técnicos relacionados con el diseño, instalación y operación de sistemas de generación distribuida con tecnología fotovoltaica. Los estándares internacionales proporcionan una buena referencia para el desarrollo de estos esquemas. Algunos ejemplos son: IEEE 1547-2018 [4], que establece los requisitos técnicos para la interconexión de generación distribuida con los sistemas eléctricos de potencia; o el estándar IEC 60364-7-712:2017 [5], que otorga directrices para el diseño de instalaciones de sistemas fotovoltaicos y su mantenimiento, así como también los requisitos para la conexión y operación con la red.

Además, esta investigación presenta un detalle de las implicaciones técnicas derivadas de implementar esquemas de autoconsumo para condominios en Ecuador, tomando como referencia una investigación de estos procedimientos que se apliquen actualmente en otros países (por ejemplo, Chile [6], Brasil [7], etc.).

1.1 Objetivo general

Realizar un análisis técnico de los esquemas para autoconsumo de energía eléctrica en condominios residenciales con tecnología fotovoltaica.

1.2 Objetivos específicos

1. Describir los estándares técnicos relacionados con el diseño, instalación y operación de sistemas de generación distribuida con tecnología fotovoltaica.
2. Describir los procedimientos técnicos que se apliquen en otros países para el desarrollo de esquemas de autoconsumo para condominios residenciales.
3. Analizar las implicaciones técnicas derivadas de implementar esquemas de autoconsumo para condominios residenciales en Ecuador.
4. Elaborar una propuesta técnica para el desarrollo de esquemas de autoconsumo para condominios residenciales en Ecuador.

1.3 Alcance

Este trabajo busca realizar una investigación técnica referente de los esquemas para autoconsumo de energía eléctrica que sean aplicables en Ecuador para condominios residenciales que incorporen generación distribuida con tecnología fotovoltaica.

Para ello, se realizará una investigación detallada de los estándares y normativas vigentes que establezcan las condiciones necesarias para llevar a cabo las diferentes etapas derivadas de la implementación de un sistema de generación distribuida que utilice como recurso primario la energía solar, partiendo desde su diseño y dimensionamiento, hasta su instalación y operación una vez implementados.

Adicionalmente, se analizarán de las implicaciones técnicas que estos estándares determinan para desarrollar sistemas de generación distribuida fotovoltaicos, tomando como referencia esquemas técnicos que se apliquen actualmente para el desarrollo de este tipo de proyectos en otros países del mundo. Esto con el fin de identificar los desafíos técnicos asociados, tales como la integración a la red eléctrica, la gestión de excedentes de energía y la infraestructura requerida.

Finalmente, y como resultado de las investigaciones previamente mencionadas, se elabora se presenta una propuesta de esquema técnico que se pueda aplicar a sistemas de autoconsumo en condominios residenciales de Ecuador con énfasis en centrales de generación fotovoltaicas.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Sistemas eléctricos

La electricidad corresponde a uno de los principales recursos de la sociedad actual, siendo una de las formas de energía más utilizadas en el mundo, ha impulsado el desarrollo de la humanidad desde su invención. Su importancia es tal, que se hace presente en todos los ámbitos y sectores, abarcando el transporte, la industria, la salud, la iluminación, etc. Con esto, la electricidad permite mejorar la calidad de vida de las personas; gracias a la electricidad la energía puede ser transportada y transformada en otras formas, como luz, calor o energía mecánica. Esto se logra a través de una infraestructura compleja conocida como sistema eléctrico.

Los sistemas eléctricos comienzan su desarrollo luego de la inserción de la energía eléctrica comercial en la década de 1880, durante sus inicios estos sistemas consistían en un generador conectado a la carga. Un ejemplo de esto es la famosa central de Pearl Street, que fue la primera central termoeléctrica de Estados Unidos y la primera central térmica comercial de la historia, creada por Thomas Alva Edison. Esta central poseía un generador de corriente continua y utilizaba carbón como recurso primario, con el objetivo de comercializar la invención de Edison de 1879, abasteciendo clientes a menos de un kilómetro a la redonda [8, 9].

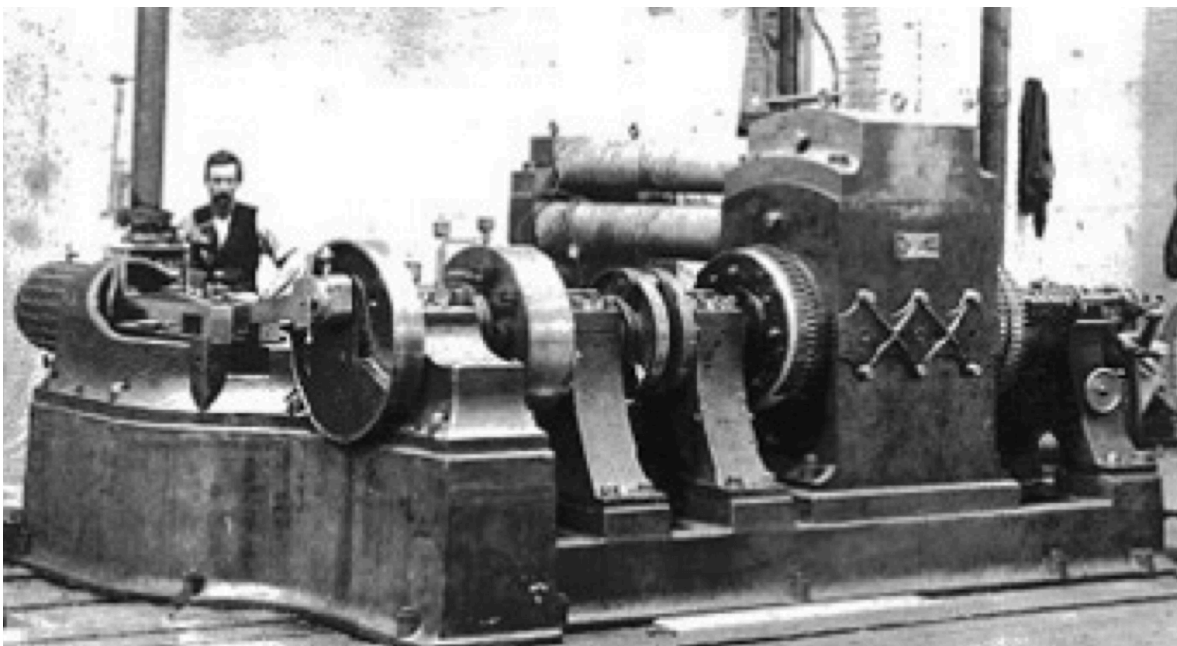


Figura 2.1. Generador de corriente continua de 100 kW de la central de Pearl Street. [9]

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP), han basado su desarrollo en respuesta a la continua expansión de la demanda de electricidad. Estos tienen como objetivo suministrar energía eléctrica a todos los sectores, garantizando tanto la calidad del servicio como la del producto entregado. Para lograr esto, dichos sistemas se componen de tres segmentos interrelacionados que permiten la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

El SEP tradicional, basa su estructura en grandes centrales de generación ubicadas en sitios de alto aprovechamiento de los recursos primarios (como pueden ser ríos de gran caudal en el caso de centrales hidroeléctricas), y extensas líneas de transmisión para transferir la energía hacia los centros de consumo (esto mediante redes de distribución). Un ejemplo de este esquema se aprecia en la Figura 2.2.

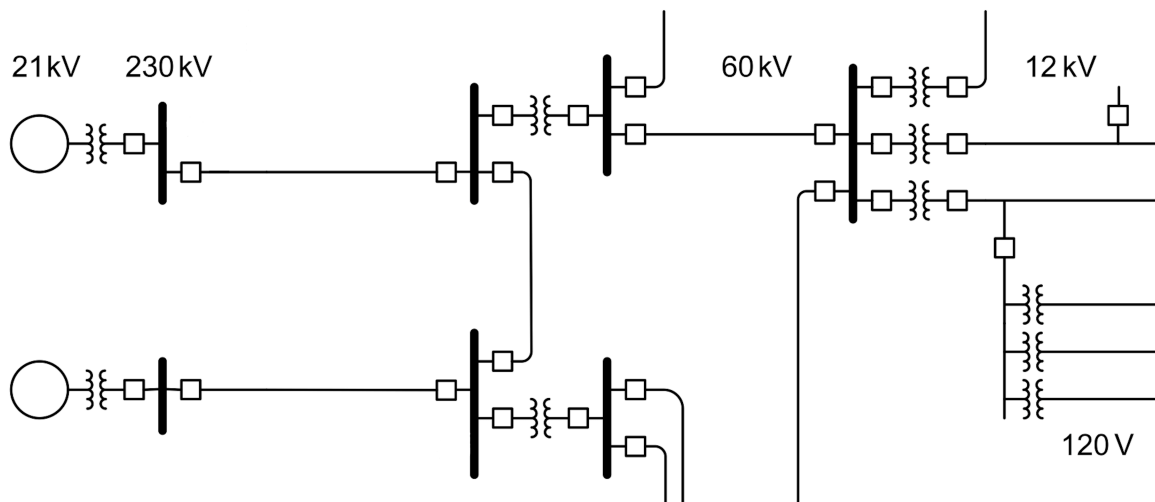


Figura 2.2. Diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia convencional. [8]

Este tipo de disposición posee ciertas implicaciones técnicas, derivadas de la alta concentración de generación en sitios alejados a la demanda. De esta forma, el transporte de la electricidad tiene consecuencias ambientales, implica pérdidas de energía e implica dependencia de las grandes unidades de generación y de las extensas líneas de transmisión, lo que finalmente repercute en la confiabilidad del SEP. Adicionalmente, el modelo tradicional de sistema eléctrico a menudo involucra la utilización de fuentes de energía no renovables (como las centrales térmicas de combustión a carbón o derivados del petróleo), que pueden significar emisiones contaminantes a la atmósfera o residuos nocivos para el medio ambiente.

Otro aspecto negativo de esta estructura es que, la infraestructura e inversión requeridas para concebir grandes centrales de generación y largas redes de transmisión, poseen

diversas afectaciones sociales, ambientales y económicas. Desde el punto de vista social, los proyectos de generación en Ecuador han tenido repercusiones negativas en los poblados cercanos a las hidroeléctricas. Un ejemplo es el caso de Hidrotambo, una central hidroeléctrica ubicada en San Pablo de Amalí, que privó del caudal del río a los pobladores que lo utilizaban para cubrir sus necesidades básicas, provocando inundaciones, pérdida de cultivos, falta de agua y hasta la pérdida de vidas humanas [10]. Las consecuencias ambientales derivadas de la construcción de obras de esta magnitud abarcan la afectación al paisaje, flora y fauna y alteración de caudales [11]. Finalmente, la inmensa inversión requerida para estos proyectos y el tiempo de ejecución que conllevan, son problemas que se acentúan en países en vías de desarrollo, donde el Estado no puede asumir estos gastos y los procesos burocráticos y corrupción dificultan la integridad de los proyectos.

En este contexto, considerando las necesidades ambientales, los avances tecnológicos y la transición energética actual; los sistemas eléctricos han experimentado una gran transformación, modificando su estructura. Esto se ha llevado a cabo mediante varios mecanismos como, por ejemplo, la adición de fuentes de energía renovables no convencionales o el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes.

2.2 Redes eléctricas inteligentes

Las redes eléctricas inteligentes aparecen como respuesta a la necesidad de mejorar y optimizar el consumo de energía eléctrica, así como también el monitoreo de las redes eléctricas.

En el año 1980 surgen los medidores automáticos, que posteriormente permitieron llevar un seguimiento del consumo de millones de clientes, lo que sirvió como base para la creación de una infraestructura capaz de cuantificar la energía consumida en diferentes momentos del día [1].

La forma más sencilla de definir una red inteligente o *Smart Grid*, es que esta, es la evolución de la red eléctrica tradicional. De esta manera, mejora aspectos como la conectividad y automatización entre el proveedor, la red y el consumidor. Esto incluye un sistema preciso que permite el control de toda la energía que fluye por el sistema. [1]

Dentro de los objetivos de las redes inteligentes, se pueden destacar los siguientes:

- Permitir una mayor participación del usuario, desarrollando generación distribuida, pasando de ser consumidor a ser prosumidor (consumidor y productor de energía)

- Facilitar la integración de nuevas tecnologías de generación y almacenamiento de energía
- Mejorar los índices de calidad y confiabilidad de la energía distribuida, así como robustez de la red, disminuyendo pérdidas técnicas
- Reducir emisiones contaminantes
- Reducción de pérdidas no técnicas debidas al hurto de energía [1].

Las redes inteligentes se componen de diversos elementos para alcanzar estos objetivos. Entre estos se encuentran la infraestructura avanzada de monitoreo de la red, los sistemas de almacenamiento de energía, sistemas de comunicaciones, software de análisis de datos avanzado, recursos de generación de energía distribuida, entre otros. En la Figura 2.3 se presenta la estructura que poseen este tipo de redes.

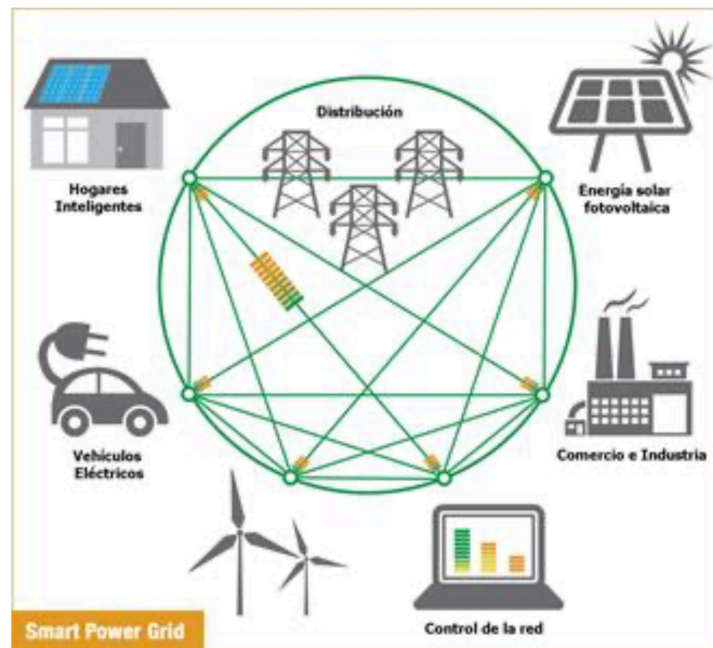


Figura 2.3. Estructura de una red eléctrica inteligente. [12]

En países desarrollados se ha llevado a cabo una integración exitosa de las redes eléctricas inteligentes en los sistemas de distribución, respondiendo a las exigencias medioambientales, energéticas y tecnológicas de la actualidad. Por otro lado, los desafíos técnicos que conlleva este cambio abarcan desde la intermitencia en la generación, hasta problemas ocasionados por la optimización del consumo y almacenamiento de energía. Adicionalmente, desde el punto de vista económico, en países en vía de desarrollo este proceso se ve afectado por la limitación de recursos, limitaciones tecnológicas y de infraestructura.

Bajo el contexto actual de transición hacia la digitalización de los sistemas eléctricos, y considerando la alta penetración de fuentes de recursos renovables en forma de GD, han aparecido las conocidas como VPPs (por las siglas en inglés que corresponden a *Virtual Power Plants*). Estas tienen como objetivo controlar y monitorear a un grupo de unidades de pequeña generación de manera conjunta mediante un solo sistema de control. De esta forma, las plantas virtuales de energía permiten optimizar tanto el consumo como la producción de electricidad, contribuyendo a la integración equilibrada de GD. Las VPPs logran su objetivo evitando desequilibrios entre producción y demanda, reduciendo penalizaciones por estas desviaciones. Esto es posible, por ejemplo, mediante la gestión de la carga de vehículos eléctricos [13].

Existen dos tipos de VPPs que se clasifican dependiendo de su objetivo, se tienen las Plantas Virtuales de Energía Comerciales y las Plantas Virtuales de Energía Técnicas (CVPPs y TVPPs respectivamente por sus siglas en inglés). Las CVPPs buscan una mejor participación en el mercado eléctrico en países donde aplica. Por otro lado, las TVPPs se centran en ofrecer servicios auxiliares a la red eléctrica, sobre todo desde el punto de vista de calidad del suministro (participando y contribuyendo en la regulación de voltaje y control de frecuencia) [13].

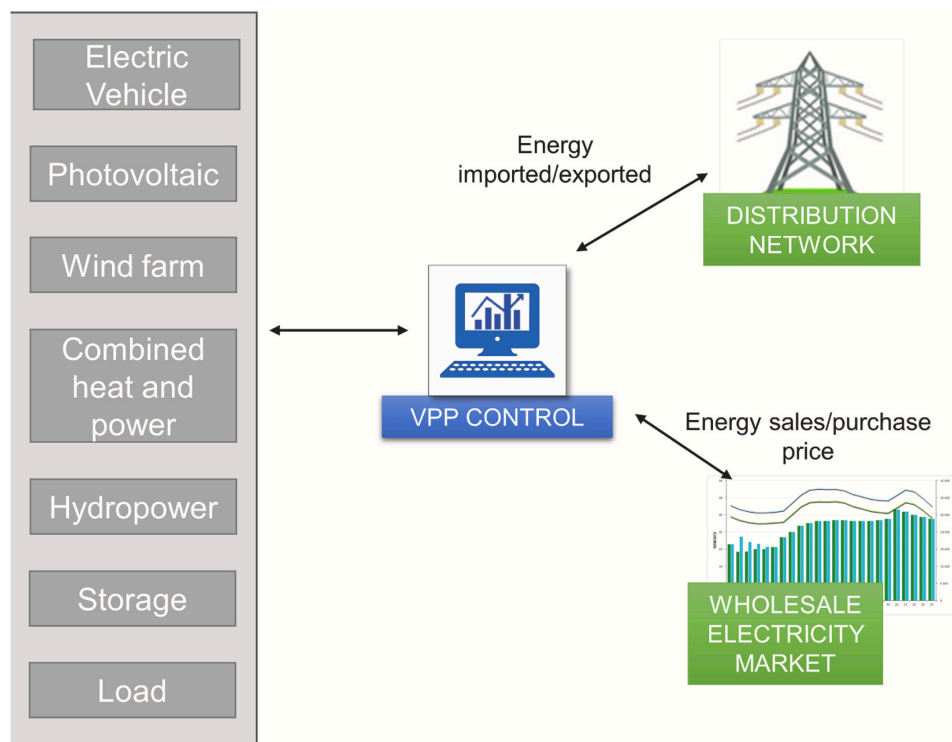


Figura 2.4. Diagrama de interacción de la VPP con la red de distribución y el mercado de electricidad. [13]

2.3 Generación distribuida

La generación distribuida (GD) se puede definir como: “la provisión de electricidad, pasando de un sistema de generación centralizado a uno que incorpora muchas pequeñas fuentes de generación (generalmente renovables) e instaladas cerca del consumo”. Además de que la GD debe “incorporar tecnología moderna y tener el respaldo de la red de los sistemas eléctricos consolidados” [14].

La GD nace como respuesta a diferentes desafíos: el incremento de demanda de energía eléctrica, la inserción de redes eléctricas inteligentes a los sistemas eléctricos, mejorar la confiabilidad de las redes de distribución, eliminar la dependencia de sistemas de generación centralizados, proteger el medio ambiente, combatir la variación de precios en los mercados eléctricos [15].

Por otro lado, desde el punto de vista legal, se tiene que en algunos países pueden existir marcos regulatorios restrictivos que impiden su incorporación a la red [15]. Debido a esto es importante que la generación distribuida esté acompañada de políticas que impulsen su desarrollo (en el ámbito económico y regulatorio).

Las fuentes de GD se incorporan a los sistemas de potencia tradicionales junto a los puntos de consumo de energía, esto se ilustra en la Figura 2.5.

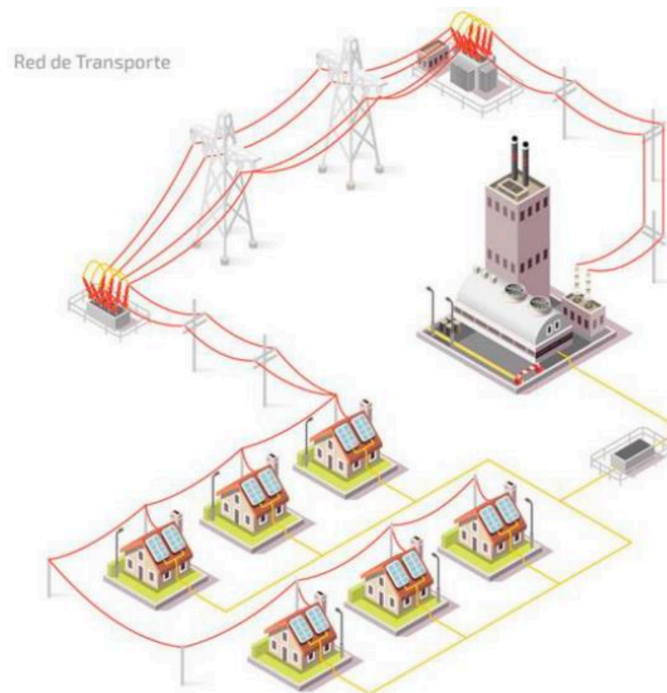


Figura 2.5. Fuentes de generación distribuida conectadas a la red eléctrica. [16]

Como ya fue mencionado, la GD está caracterizada por la utilización de fuentes de energía renovable, entre las cuales se encuentran:

- Solar (fotovoltaica, térmica)
- Viento (eólica)
- Agua (hidroeléctrica)
- Biomasa
- Geotérmica [15].

Cabe mencionar que los avances tecnológicos han incrementado la eficiencia y disminuido el costo de instalación de cada tecnología, en especial de la solar fotovoltaica (FV), cuyo costo de instalación por kW entre 2010 y 2021 se ha reducido en un 83%, según el reporte de costos de generación renovable publicado en agosto de 2023 por la Agencia Internacional de Energía Renovable IRENA. Este detalle se presenta en la Tabla 2.1, donde puede apreciarse como la energía Solar FV pasó de ser la más cara de producir, a poder ser una opción muy competitiva, razón por la cual es la más utilizada en esquemas de GD en todo el mundo actualmente.

Tabla 2.1. Promedio ponderado mundial de costos totales de instalación y de LCOE por tecnología en 2010 y 2021. [17]

Tecnología	Costo total de Instalación			Coste Nivelado de Electricidad (LCOE)		
	(2021 USD/kW)			(2021 USD/kWh)		
	2010	2021	Cambio Porcentual	2010	2021	Cambio Porcentual
Bioenergía	2904	2162	-26%	0,082	0,061	-25%
Geotérmica	2904	3478	20%	0,053	0,056	6%
Hidroeléctrica	1407	2881	105%	0,042	0,061	47%
Solar FV	5124	876	-83%	0,445	0,049	-89%
Energía Solar de Concentración	10082	4274	-58%	0,38	0,118	-69%
Eólica <i>Onshore</i>	2179	1274	-42%	0,107	0,033	-69%
Eólica <i>Offshore</i>	5217	3461	-34%	0,197	0,081	-59%

2.4 Implicaciones/Impactos técnicas de la generación distribuida

Las ventajas que representa la incorporación de GD a las redes de distribución, como parte de una transición a las redes eléctricas, se encuentran alineadas con los objetivos de estos sistemas de generación mencionados anteriormente. Desde el punto de vista técnico, la generación distribuida permite disminuir pérdidas por efecto Joule debido a la reconfiguración de flujos de potencia en alimentadores de distribución, lo que reduce las corrientes que provienen de las subestaciones. Por otro lado, se mejora la confiabilidad y calidad del producto en el abastecimiento de electricidad, ya que la generación se encuentra cerca de los puntos de consumo y se reduce la distancia de transporte de la energía.

Dentro de los inconvenientes técnicos que la adición de la adición de fuentes de GD a los sistemas tradicionales, se pueden destacar los siguientes:

- Las fuentes de energía renovables pueden fluctuar de manera drástica en su disponibilidad en función de las condiciones climáticas, esta intermitencia presenta problemas operativos debido a las variaciones bruscas en la generación [15].
- Las centrales de GD utilizan convertidores para interactuar con el resto de la red, estos al estar compuestos por elementos de electrónica de potencia insertan armónicos al sistema. Debido a esto deben instalarse sistemas de control y supresores de armónicos [15].
- La inserción de GD causa que el flujo de potencia sea redefinido, lo que afecta al sistema de protecciones de la red de distribución lo que implica un reajuste o cambio de equipos por parte de los agentes operadores de estas redes [15]. Esto se puede evidenciar en la Figura 2.6.

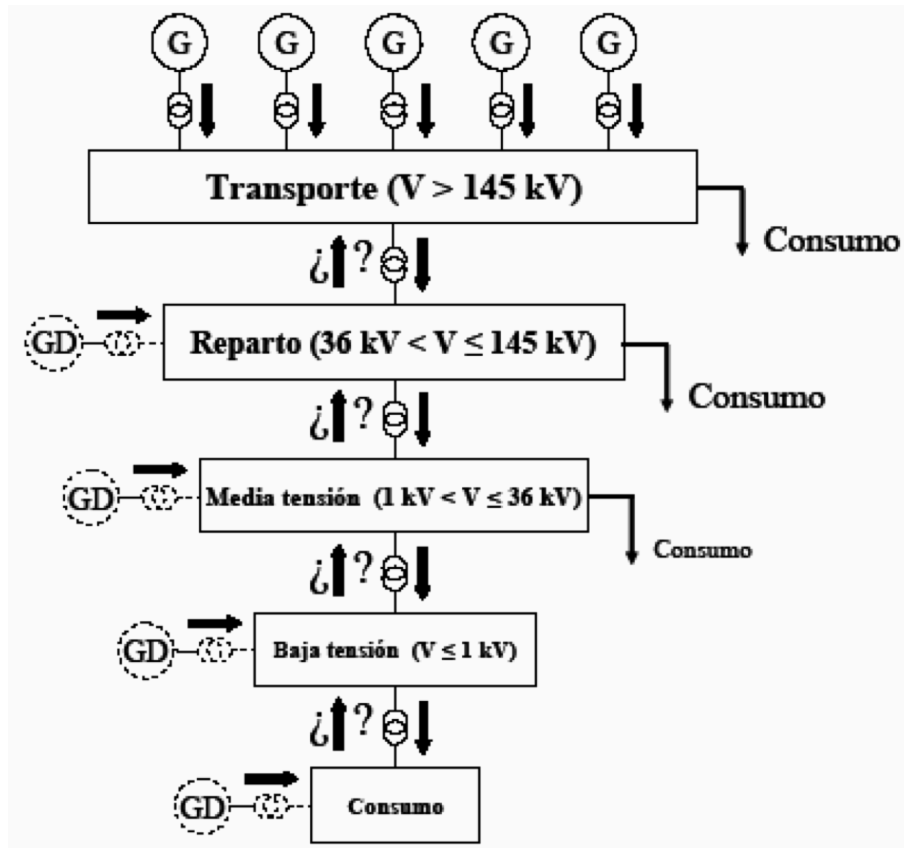


Figura 2.6. Penetración de la generación distribuida a los sistemas de potencia. [18]

Adicionalmente, desde el punto de vista de estabilidad de los SEP, al desplazar la generación con máquinas rotativas sincrónicas con la utilización de fuentes de energías renovables, se tiene una pérdida de inercia que puede perjudicar a la estabilidad transitoria del sistema. Esto debido a que la energía cinética almacenada en los rotores de las grandes máquinas sincrónicas impide cambios bruscos en la velocidad de giro, lo que se traduce en una oposición a la aceleración ante perturbaciones.

Una de las soluciones para contrarrestar la falta de inercia rotacional mencionada, es mediante la denominada inercia virtual. Esto se define como la idea de dotar al sistema eléctrico de inercia virtual mediante el uso de un inversor, un sistema de almacenamiento de energía y un control específico para emular la inercia virtual. Este enfoque también se lo conoce como máquina síncrona virtual (VISMA por sus siglas en inglés) [19].

2.5 Autoconsumo

Como ya se ha mencionado, la generación distribuida ha sido parte fundamental de la transición energética actual puesto que su incorporación a los sistemas de distribución posee muchas ventajas desde el punto de vista técnico, ambiental y económico. Los

sistemas de GD se han introducido mediante diferentes mecanismos, desde pequeñas centrales conectadas a la red, hasta centrales residenciales que tienen como objetivo abastecer a la demanda de un consumidor. Esto se conoce como autoconsumo, y se puede definir formalmente como el mecanismo mediante el cual, un consumidor de una empresa distribuidora tiene la posibilidad de generar energía de forma autónoma con el fin de satisfacer su propia demanda.

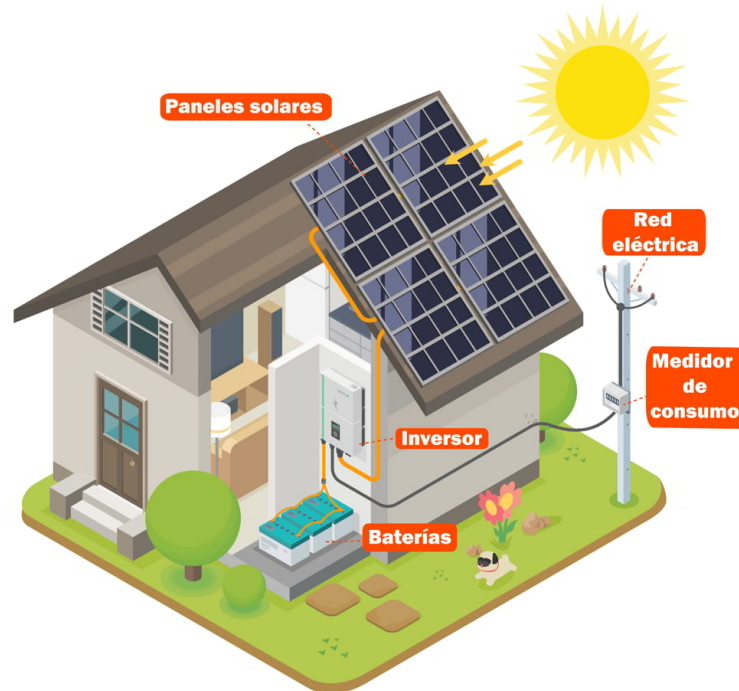


Figura 2.7. Autoconsumo de energía eléctrica en una vivienda. [20]

Existen diferentes modalidades que se aplican alrededor del mundo donde, por ejemplo, el sistema de generación puede o no estar ubicado en el mismo predio del propietario.

2.5.1 Modalidades de autoconsumo

Respondiendo al desarrollo del autoconsumo y con el objetivo de que todos los usuarios de la red eléctrica puedan acceder a los beneficios de la implementación de estos esquemas, las regulaciones de los distintos países permiten diferentes modalidades, en la Figura 2.8 se presentan los diferentes tipos de modalidades de autoconsumo que la regulación ecuatoriana considera (Regulación 008/23 de Agencia de Regulación y Control de Recursos Naturales No Renovables ARCERNR).

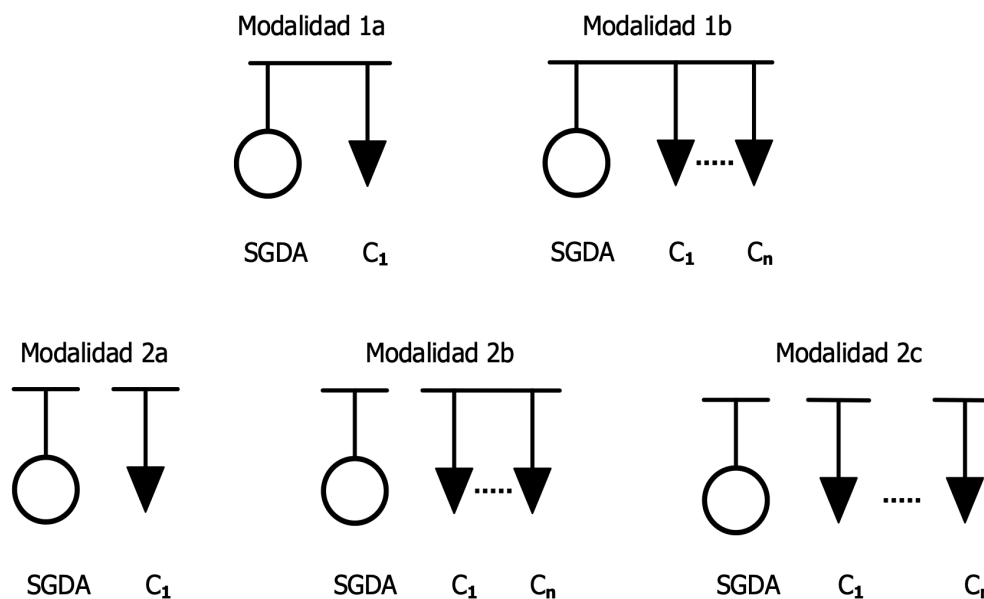


Figura 2.8. Modalidades de autoconsumo. [21]

2.5.1.1 Autoconsumo local

Bajo esta modalidad de autoconsumo, tanto la central de autogeneración como el consumidor se encuentran en el mismo predio. Se presentan dos casos.

a) Modalidad 1a: autoconsumo local individual

Este corresponde al esquema más simple, donde un consumidor pasa a ser prosumidor mediante una planta de autogeneración que se ubica dentro del mismo predio, un ejemplo de esto es lo visto en la Figura 2.7 [21].

b) Modalidad 1b: autoconsumo local conjunto

En este esquema varios consumidores que viven en un mismo condominio pasan a ser prosumidores mediante una planta de autogeneración ubicada dentro del mismo predio [21].

2.5.1.2 Autoconsumo remoto

En esta modalidad de autoconsumo, la central de autogeneración y el consumidor se encuentran en predios diferentes. Se presentan varios casos.

c) Modalidad 2a: autoconsumo remoto individual

Bajo esta modalidad, un consumidor pasa a ser prosumidor mediante una planta de autogeneración que se ubica en un predio distinto, siempre que ambas partes se ubiquen dentro del área de concesión de la empresa distribuidora [21]. El autoconsumo remoto

permite que un cliente pase al autoconsumo a pesar de no disponer del área suficiente para desarrollar una modalidad local, y en algunos casos, pudiendo aprovechar mejor el recurso solar.

d) Modalidad 2b: autoconsumo remoto conjunto (consumidores concentrados)

Varios consumidores que viven en un mismo condominio pasan a ser prosumidores mediante una planta de autogeneración que se ubica en un predio distinto, siempre que ambas partes se ubiquen dentro del área de concesión de la empresa distribuidora [21]. Esta modalidad es de especial interés para condominios residenciales urbanos.

e) Modalidad 2c: autoconsumo remoto conjunto (consumidores dispersados)

Con esquema varios consumidores que viven en diferentes inmuebles pasan a ser prosumidores mediante una planta de autogeneración que se ubica en un predio distinto, siempre que ambas partes se ubiquen dentro del área de concesión de la empresa distribuidora [21]. Esto puede resultar beneficioso para empresas con franquicias, o urbanizaciones con casas relativamente separadas.

2.5.2 Beneficios del autoconsumo

Los esquemas de autoconsumo tienen varios beneficios tanto para el sistema eléctrico, como para el consumidor. Entre estos se puede mencionar los siguientes.

- Disminución de los costos de producción de la electricidad: se ha demostrado que existe una reducción de alrededor del 20 % en los costos adicionales de integración de tecnología FV en los países donde se ha implementado autoconsumo y sistemas de almacenamiento [22].
- Alivio del sistema eléctrico: manejados de manera correcta, los recursos distribuidos de autoconsumo son beneficiosos para disminuir la presión de la red en sistemas con gran penetración de energías renovables. Esto debido al manejo de pequeños sistemas de generación y almacenamiento de energía en lugar de grandes centrales [22].
- Empoderamiento de los consumidores: permitiéndoles tomar mayor responsabilidad sobre su consumo de energía, mediante el mejoramiento de sus hábitos para el beneficio propio [22].

- Generación de empleo: la construcción de sistemas de autoconsumo, significan una fuente de ingresos para familias de todos los países y ciudades [22].

De esta manera el autoconsumo por fuentes de GD conectadas a la red busca incorporar las energías renovables permitiendo una participación del usuario. Cabe mencionar que el autoconsumo puede desarrollarse para cualquiera de las tecnologías de GD, sin embargo, y debido a las ventajas que presentan los sistemas FV, esta es la fuente que más se implementa para autoconsumo.

2.5.3 Métodos de compensación de energía

Debido a la naturaleza del recurso solar, las centrales de generación de autoconsumo no pueden satisfacer hora a hora la demanda de un cliente, un ejemplo de esto se ilustra en la Figura 2.9. Teniendo esto en cuenta, se requiere establecer un sistema de compensación que considere el balance que se tiene entre la energía consumida vs la generada. De esta forma, a pesar de que las plantas de generación se dimensionan con la intención de cubrir el total de la demanda mensual y reducir a cero la planilla de servicio eléctrico, existen excedentes de energía inyectada o consumida de la red.

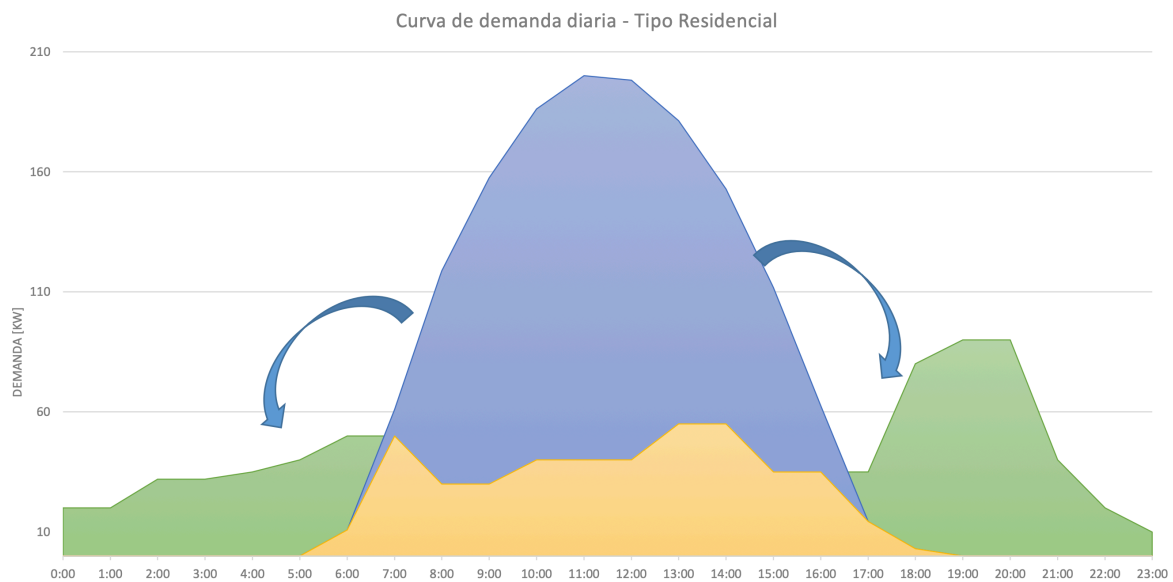


Figura 2.9. Curva de demanda diaria tipo residencial (color verde) y generación FV (azul). [16]

En este contexto, *net metering* y *net billing* son métodos utilizados por las empresas distribuidoras u operadores para compensar al usuario por excedentes de la energía

generada para autoconsumo que se inyecta a la red. Cabe mencionar que en sistemas aislados los excedentes de energía deben almacenarse para lograr este objetivo [23].

La diferencia entre estos métodos radica en qué es lo que el consumidor recibe por el excedente de energía inyectado a la red.

- *Net metering*: En este método se considera que la energía inyectada a la red tiene el mismo valor que la que el usuario compraría, de tal forma que este recibe un crédito por cada kWh que se entregue a la red. Este crédito puede ser utilizado cuando el cliente lo necesite en los meses posteriores cuando exista mayor consumo que generación. Este método beneficia a los consumidores con GD, debido a que se podría considerar como un servicio de almacenamiento de energía gratuito [23].
- *Net billing*: En este caso el excedente de energía es vendido a la distribuidora, pero por un valor mejor al que le costaría comprarlo como consumidor. El valor de la energía es el mismo que se le otorga a un productor de gran escala. De tal forma que, en lugar de un crédito de energía, el consumidor obtiene un valor en dólares por su energía suministrada. Por lo tanto, cuando el cliente requiera comprar energía lo hará a un precio mayor al que la vendió, por lo que el almacenamiento de la energía deja de ser gratuito respecto al esquema de *net metering* [23].

Finalmente, comparando ambos métodos resulta evidente por lo mencionado anteriormente, que el sistema que beneficia más a los prosumidores y por ende al desarrollo de generación distribuida en las redes inteligentes, es el de *net metering*. Esta es la razón de que, en muchos países incluido Ecuador, se haya incorporado este esquema para regular el autoconsumo en el país mediante la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNR) y sus regulaciones emitidas.

2.6 Tecnología fotovoltaica

La invención de la tecnología fotovoltaica (FV), que permite la conversión de la luz del sol en energía eléctrica y su uso para la generación de electricidad, parte de los avances en los campos de los semiconductores y el entendimiento de la física cuántica en el siglo XX.

Las celdas fotovoltaicas que permiten generar energía en la actualidad se fabrican de materiales semiconductores, cuyas propiedades permiten el efecto fotovoltaico cuando se exponen a la irradiancia solar. La primera celda FV fue desarrollada por Western Electric

en el año 1941, esto impulsado por la necesidad de encontrar una fuente de energía que pueda ser utilizada en los satélites, respondiendo a las exigencias de peso, costo y confiabilidad implicadas. Uno de los primeros satélites puestos en órbita de toda la historia y el artefacto más antiguo en el espacio actualmente, el Vanguard 1, fue el primero en utilizar un módulo fotovoltaico [24].

Las celdas FV se conectan en arreglos en serie y paralelo para formar lo que se conoce como módulo FV, que a su vez al agruparse en arreglos del mismo tipo componen una planta de generación FV. Estas celdas se han desarrollado a lo largo de la historia mediante la utilización de diferentes materiales, buscando maximizar la eficiencia y disminuyendo los costes de fabricación, siendo las de Silicio las más utilizadas hoy en día (ocupando la mayor parte del mercado mundial en los últimos años, como puede verse en la Figura 2.10).

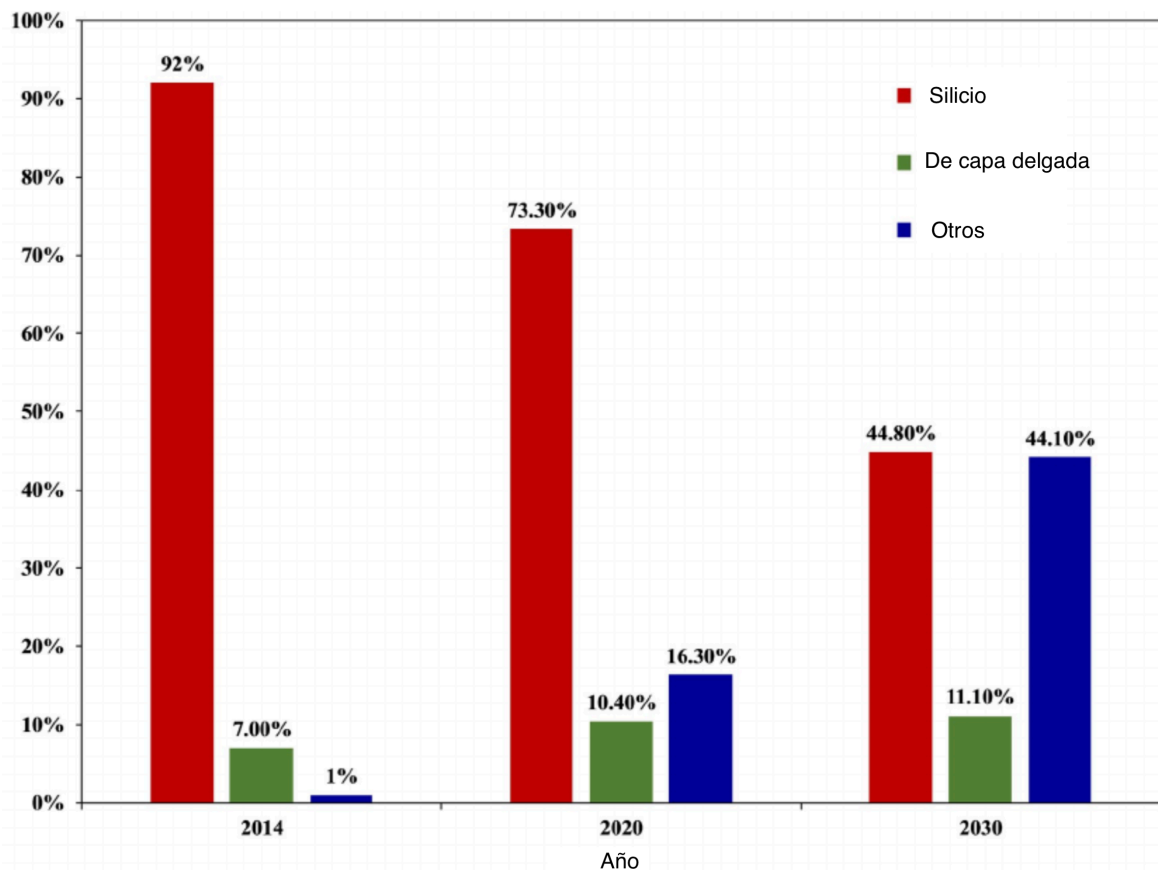


Figura 2.10. Mercado de las tecnologías de celdas fotovoltaicas en el mundo. [25]

A medida que su eficiencia ha ido en aumento y con una disminución de su costo, esta tecnología abarca actualmente desde productos de consumo, como por ejemplo relojes o juguetes; hasta dispositivos complejos de señalización, control de procesos, alumbrado público y centrales de generación de energía de pequeña.

Inicialmente, las centrales fotovoltaicas se enfocaban en la alimentación de sistemas aislados, correspondientes a cargas rurales de pequeña escala, a las cuales el acceso mediante líneas de transmisión de energía no era posible. Este panorama se ha visto modificado, llegando a una actualidad donde las centrales FV de pequeña y gran escala tienen una alta penetración en los sistemas eléctricos en todo el mundo.

El crecimiento del aprovechamiento de energía solar fotovoltaica a nivel mundial se debe principalmente a los avances tecnológicos en las celdas fotovoltaicas e incentivos gubernamentales que fomentan este hecho. En la Figura 2.11 se presenta un gráfico que indica cómo han disminuido los costos por cada Watt de instalación en módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologías y fabricantes.

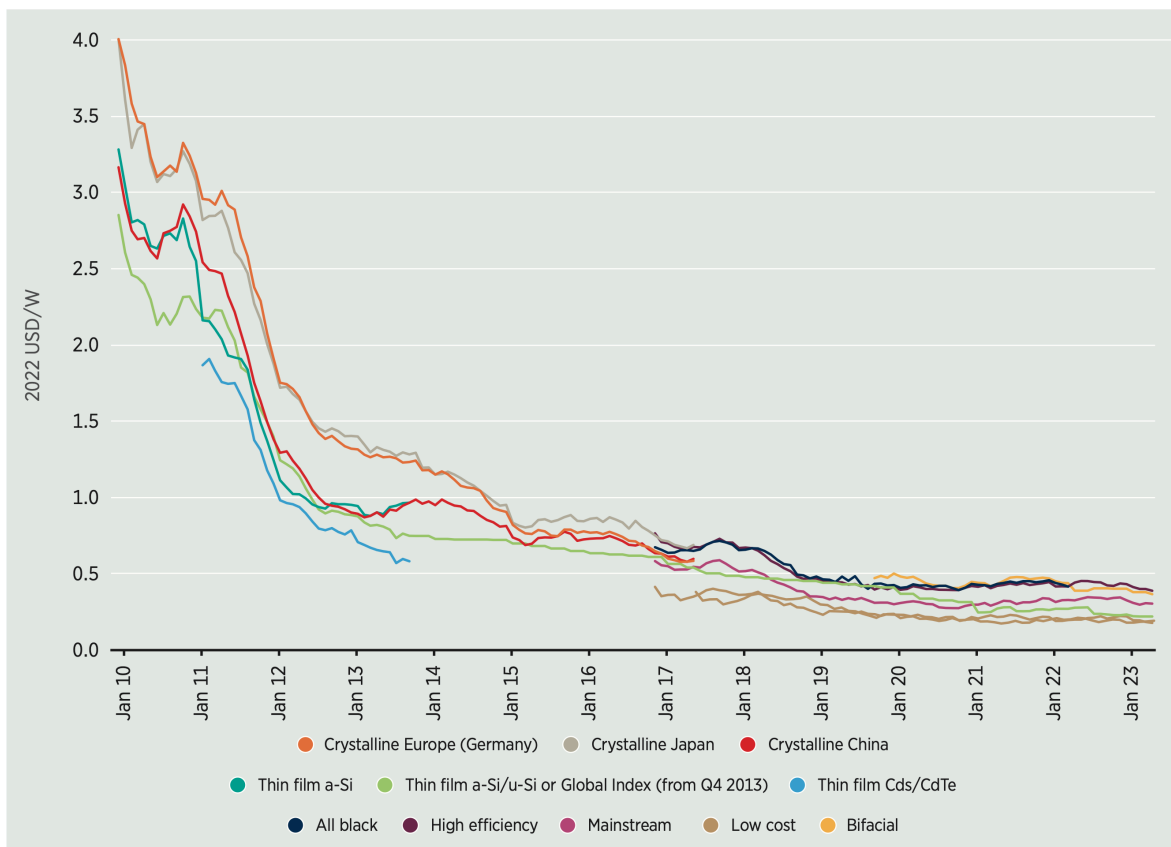
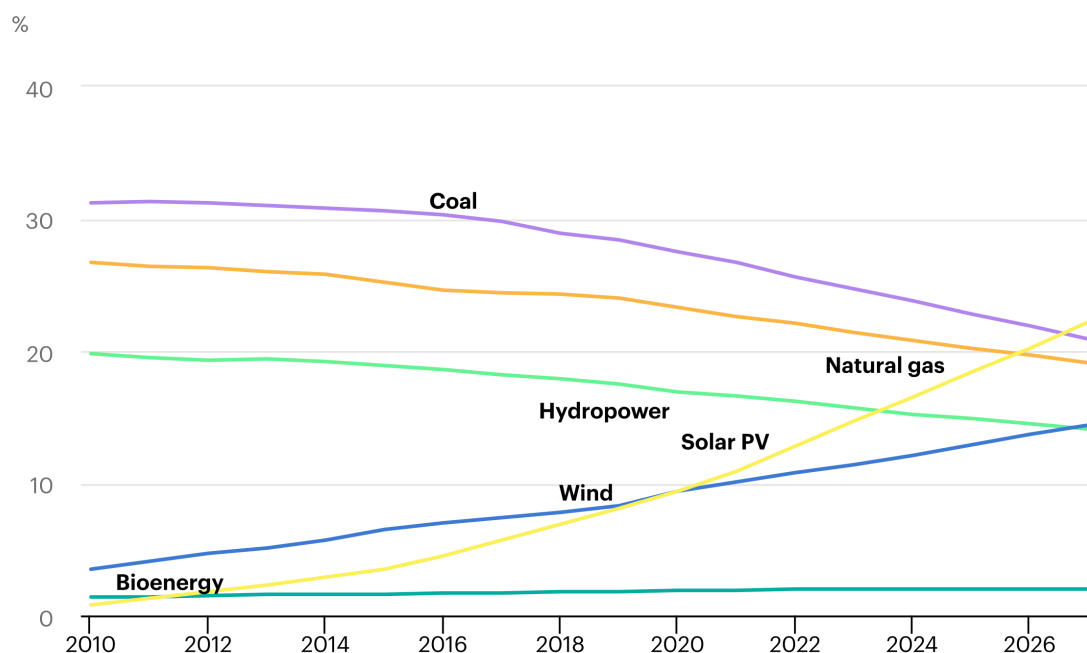


Figura 2.11. Costo mensual promedio de módulos fotovoltaicos por tecnología y fabricantes presentes en el mercado europeo de 2010 a 2023. [17]

Este decrecimiento del costo de instalación de los módulos fotovoltaicos, sumado a una vida útil y mantenimiento favorables, posicionan a la tecnología fotovoltaica en el lugar dónde se encuentra hoy en día y proyectándose a ser la mayor fuente de energía a nivel mundial.

Se espera que para 2027 la capacidad instalada de fuentes de energía fotovoltaica a nivel mundial sobrepase a aquellas de carbón. Suponiendo un 22,2 % frente al 20,9 % esperado por parte de centrales a carbón. Estas proyecciones se presentan en la Figura 2.12, donde se evidencia que las tecnologías de generación FV y eólicas son las únicas que muestran un crecimiento y se dirigen a abarcar la mayoría de la capacidad instalada en todo el mundo [26].



IEA. Licence: CC BY 4.0

● Solar PV ● Wind ● Hydropower ● Bioenergy ● Coal ● Natural gas

Figura 2.12. Porcentaje de la capacidad acumulativa de energía por tecnología, 2010-2027. [26]

A pesar del crecimiento significativo presentado en los últimos años, existen ciertos problemas asociados con la alta penetración de energía solar desde el punto de vista eléctrico. Partiendo de los ya mencionados anteriormente (debido a la intermitencia del recurso primario, lo que conlleva problemas en la operación de los sistemas eléctricos), hasta problemas energéticos.

La intermitencia de la irradiancia se debe principalmente a la presencia de nubes, cuyas sombras afectan directamente la producción de energía de una central FV. Un ejemplo de esto se presenta en la Figura 2.13 que presenta las mediciones de irradiancia de una

estación meteorológica en la ciudad de Mildura en ciertos días del año y con presencia de nubes en el sitio, según datos de la Oficina Australiana de Meteorología (BOM).

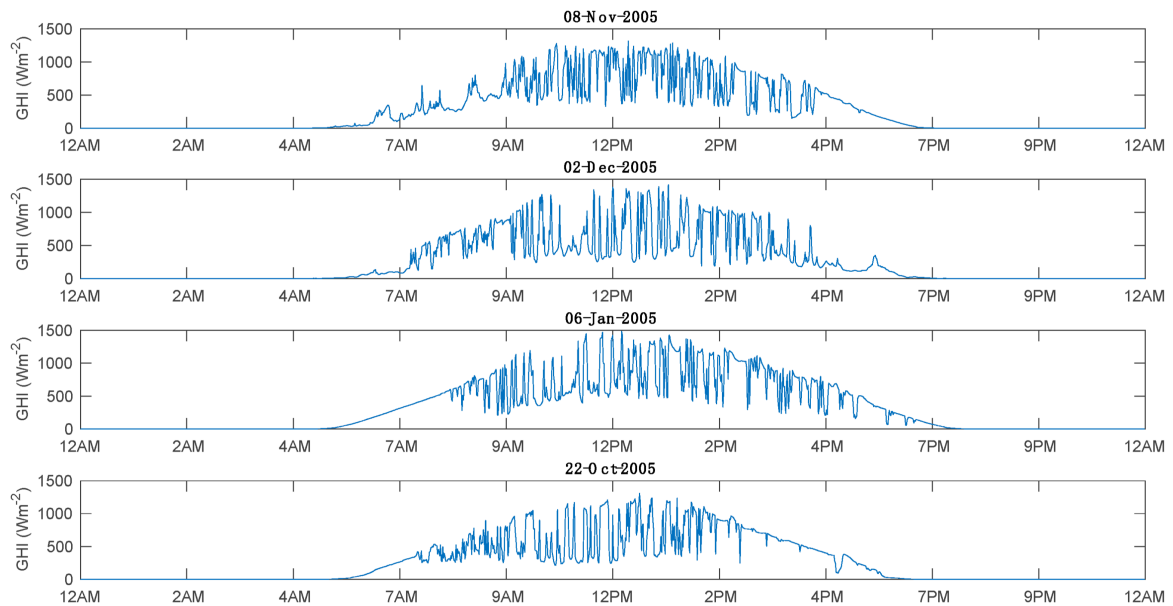


Figura 2.13. Mediciones de irradiancia en días con alta nubosidad. [27]

Considerando que la potencia que generan los módulos FV es proporcional a la irradiancia que reciben, en un día con alta nubosidad, se presentará una alta intermitencia en la generación de la central. Esto sumado a que durante horas de la noche no existirá generación eléctrica.

Es importante considerar el efecto de las condiciones ambientales, puesto que la temperatura e irradiancia pueden tener gran influencia en los parámetros de los paneles FV. Este concepto se evidencia en las curvas de característica de corriente – voltaje (Figura 2.14) y potencia – voltaje (Figura 2.15).

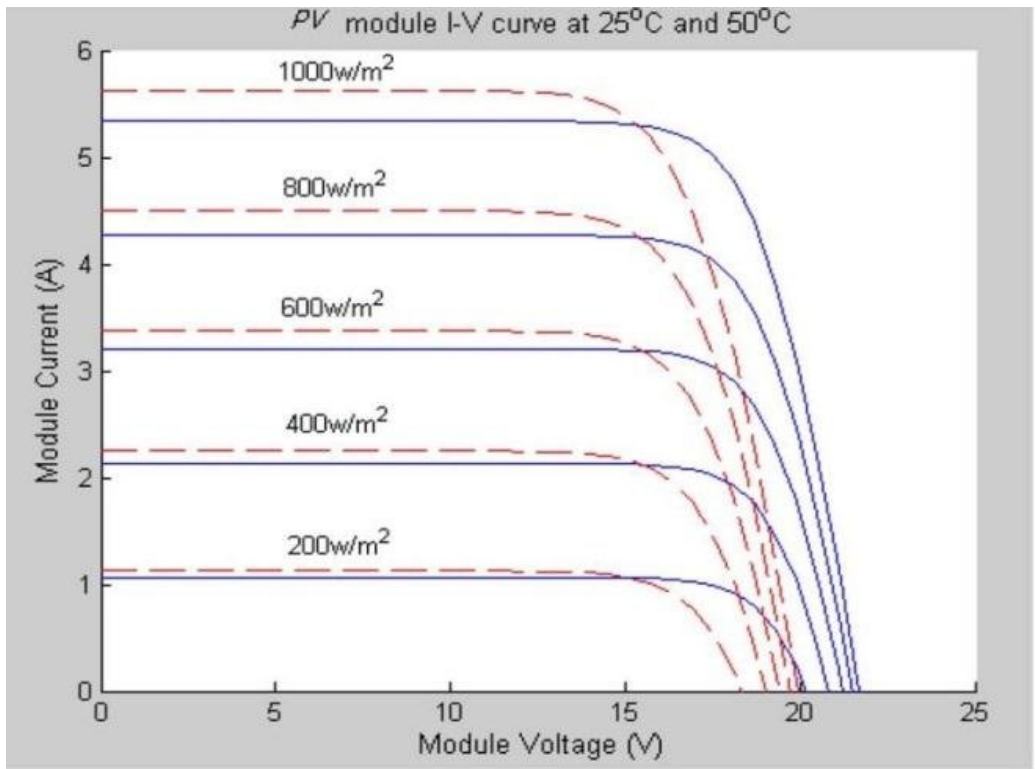


Figura 2.14. Efecto de la irradiancia y temperatura en la curva I-V de un módulo FV. [28]

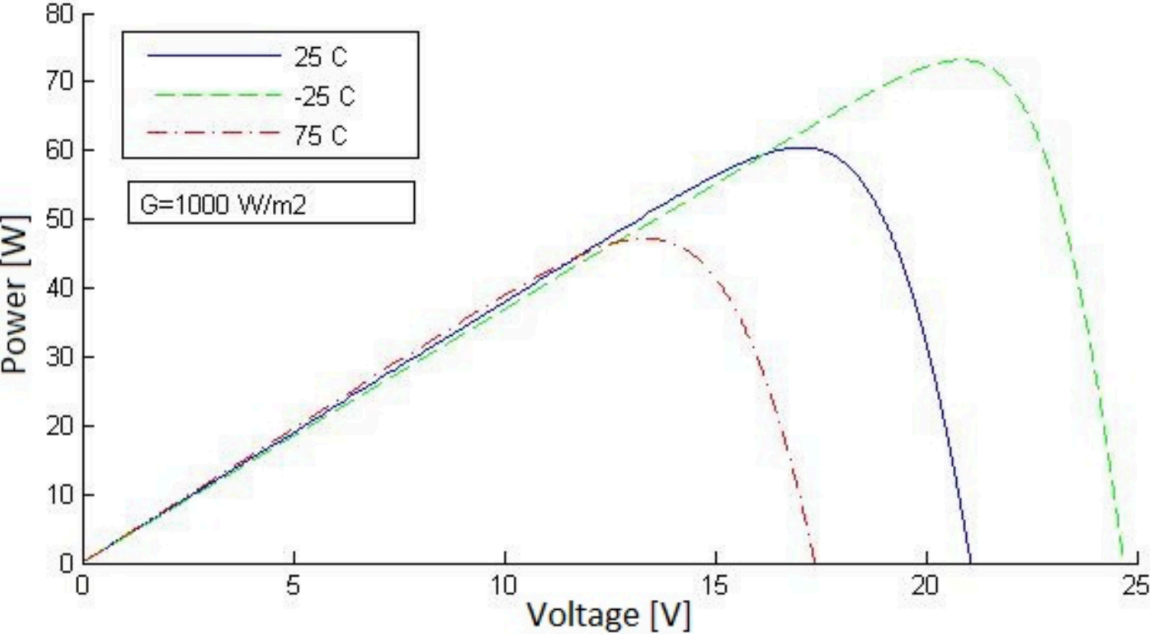


Figura 2.15. Efecto de la temperatura en la curva P-V de un módulo FV. [29]

Desde el punto de vista operativo la creciente incorporación a gran escala de la generación FV y eólica, acompañada de una reducción en la instalación de capacidad de generación convencional (con generadores sincrónicos), implica la necesidad de responder a grandes cambios de generación de energía en las horas finales del día cuando la demanda crece y el recurso primario desaparece. Este concepto se ilustra mediante la conocida “curva del pato”, que ilustra la diferencia entra la generación y demanda de electricidad de un sistema eléctrico.

En la Figura 2.16 se presenta un ejemplo de curva del pato, obtenida de las condiciones de carga neta más bajas para los días de primavera por parte del operador del sistema de California CAISO (por las siglas de *California Independent System Operator*).

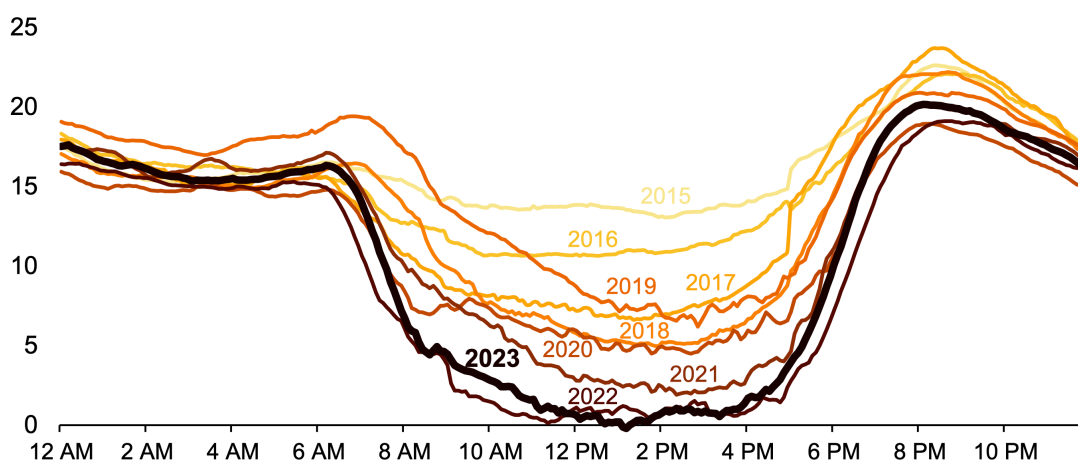


Figura 2.16. Carga neta más baja de cada día de primavera, sistema de California – Estados Unidos [GW]. [30]

Aquí se verifica el problema a afrontar, donde en horas de la noche en las cuales la demanda de energía llega a su punto máximo y las plantas de generación fotovoltaicas dejar de producir energía, se requiere un brusco aumento en forma de rampa que debe ser corregido por las demás fuentes de energía convencionales. Para el caso de California, se requiere de aproximadamente 13 giga watts en 3 horas [30]. Debido a esto se tiene un límite de generación no convencional frente a la convencional lo que impide una transición total a la generación solar y eólica. Para responder a esto, se han desarrollado lo que se conoce como sistemas de almacenamiento de energía, que permiten el despacho de energía limpia en los horarios cuando esta ya no es generada.

3 METODOLOGÍA

Para el desarrollo de la presente propuesta técnica se lleva a cabo un componente investigativo para el cumplimiento del alcance y objetivos planteados. Para lo cual se lleva a cabo una minuciosa investigación de estándares y procedimientos técnicos que se apliquen actualmente en el desarrollo de esquemas de autoconsumo con centrales de generación FV en el mundo. Adicionalmente se establece un análisis de estos documentos, orientado a la identificación de puntos clave que permitan el desarrollo de una propuesta técnica con aplicación a Ecuador, para desarrollar estos esquemas en condominios residenciales, considerando las implicaciones técnicas que esto posea, las cuales también serán investigadas a detalle.

En este marco, el enfoque utilizado para la realización del presente trabajo es principalmente cualitativo; basado en la investigación y análisis de literatura relevante para la comprensión de los conceptos tratados, así como también de estándares y procedimientos técnicos relacionados.

Tomando esto en consideración, se clasifica la metodología de realización de esta propuesta como descriptiva y exploratoria. De forma tal que el componente descriptivo consiste en la identificación de los conceptos y elementos relevantes para este caso de estudio que son producto de la instancia exploratoria.

Esto se logra mediante la herramienta principal de la investigación; que es la revisión bibliográfica de fuentes confiables y de documentación vigente aplicada en el contexto mundial actual; seguida de un enfoque crítico para el análisis y extracción de componentes relevantes; para su aplicación al contexto nacional y de condominios residenciales.

3.1 Estándares técnicos para el diseño, instalación y mantenimiento de DER de tecnología fotovoltaica

A continuación, se presenta una descripción de los principales estándares técnicos aplicables a las diferentes etapas involucradas en el desarrollo de proyectos de sistemas de generación distribuida, abarcando desde su diseño hasta su construcción y mantenimiento.

3.1.1 IEEE 1547-2018: “Estándar para la Interconexión de Recursos de Energía Distribuidos con Sistemas de Energía Eléctrica”

El estándar para la interconexión de recursos de energía distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) con sistemas eléctricos, establece los diferentes requerimientos para la incorporación de proyectos de generación distribuida para diferentes tecnologías a la infraestructura existente de la red eléctrica. Esto con el objetivo de garantizar una implementación segura y confiable que cumpla con los requisitos de calidad de la energía y no comprometa la estabilidad y la operación del sistema eléctrico.

De esta forma se posiciona como una de las referencias en la implementación de sistemas de generación para autoconsumo con fuentes de energías renovables y es aplicado alrededor de todo el mundo en la ejecución de proyectos de este tipo, incluyendo a Ecuador. Este estándar abarca los siguientes puntos.

3.1.1.1 Especificaciones técnicas generales de interconexión y requisitos de rendimiento

En esta sección se establecen los requerimientos técnicos generales que se aplican al PCC (punto de acoplamiento común entre la central de GD y la red), los principales son los indicados a continuación.

- Precisión de medición: se establecen los mínimos requerimientos de precisión en la medición de diferentes magnitudes en el PCC (voltaje, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva y tiempo). Estos requerimientos varían en cuanto a mediciones de estado estacionario o transitorio, como se indica en la Tabla 3.1 [31].

Tabla 3.1. Requerimientos mínimos de precisión de medición. [31]

Parámetro	Estado estacionario			Estado transitorio		
	Precisión mínima	Ventana de medición	Rango	Precisión mínima	Ventana de medición	Rango
Voltaje (RMS)	$\pm 1 \% V_{nom}$	10 ciclos	0.5 – 1.2 p.u.	$\pm 2 \% V_{nom}$	5 ciclos	0.5 – 1.2 p.u.
Frecuencia	10 mHz	60 ciclos	50 - 66 Hz	100 mHz	5 ciclos	50 - 66 Hz
Potencia activa y reactiva	$\pm 5 \% S_{nom}$	10 ciclos	0.2 – 1 p.u.	No requerido	-	-
Tiempo	1 % de la duración de la medición	-	5 – 600 s	2 ciclos	-	100 ms - 5 s

Analizando los requerimientos presentados en el estándar para la precisión de la medición, se tiene que es directamente aplicable a la selección del medidor en el diseño de un sistema de generación distribuida de pequeña escala.

- Regulación de voltaje: se indica que los sistemas de generación distribuida no realizarán una regulación activa de voltaje en el PCC
- Puestas a tierra: se establece que el sistema de puesta a tierra de la fuente de generación distribuida no provocará sobrevoltajes mayores a los que se presentaban antes de la incorporación de la fuente en el área y no afectará la coordinación de protecciones de falla a tierra
- Sincronización: las fuentes de generación distribuida se conectan en paralelo al sistema y con fluctuaciones en el nivel de voltaje que no sobrepasen el $\pm 5\%$ del presente en el Área del Sistema Eléctrico (EPS por sus siglas en inglés). Sin embargo, se establecen los requerimientos para que el generador distribuido entre en servicio con la red, es importante considerar que no se debe energizar el área hasta que el voltaje y frecuencia de la red se encuentren dentro de los rangos indicados en la Tabla 3.2. Adicionalmente, para la sincronización debe cumplirse lo establecido en la Tabla 3.3 [31].

Tabla 3.2. Criterios de voltaje y frecuencia del sistema para la puesta en servicio de un DER. [31]

Criterio		Ajuste por defecto	Rangos de ajuste permitidos
Rango de voltaje	Valor mínimo	≥ 0.917 p.u.	0.88 – 0.95 p.u.
	Valor máximo	≤ 1.05 p.u.	1.05 – 1.06 p.u.
Rango de frecuencia	Valor mínimo	≥ 59.5 Hz	59.0 – 59.9 Hz
	Valor máximo	≤ 60.1 Hz	60.1 – 61.0 Hz

Tabla 3.3. Criterios de voltaje y frecuencia para la sincronización de un DER con la red. [31]

Potencia del DER (kVA)	Diferencia de frecuencia (Hz)	Diferencia de voltaje (%)	Diferencia de ángulo de fase (°)
0-500	0.3	10	20
500-1500	0.2	5	15
>1500	0.1	3	10

- Energización inadvertida de la EPS: se indica que en caso de que la EPS esté desenergizada, el sistema de generación no debe energizarla [31].

3.1.1.2 Requisitos de capacidad de control

En este apartado se especifican los requerimientos de control al DER ante entradas externas del área al que se conecta.

El DER, dependiendo de su categoría, deberá o no aportar al control de voltaje - potencia activa/ reactiva según los modos indicados en la Tabla 3.4. Cabe mencionar que el estándar otorga una guía para la asignación de categorías de los DER, esto a partir del desempeño del sistema de generación distribuida. También se menciona que, para contrarrestar los problemas de calidad energética ocasionados por una alta penetración de DER con generación variable, la mayoría de estos recursos deberían pertenecer a la categoría B. La categoría A implica que el DER cumple los requerimientos mínimos para regulación de voltaje y es suficiente para áreas del sistema con una baja cantidad de recursos distribuidos. Por otro lado, la categoría B, además de cumplir con esto, posee las capacidades necesarias para integrar el DER a un área con gran penetración de este tipo de recursos en las redes de distribución [31].

Tabla 3.4. Requerimientos de modos de control. [31]

Modo de control	Categoría A	Categoría B
Factor de potencia constante	Obligatorio	Obligatorio
Voltaje – potencia reactiva	Obligatorio	Obligatorio
Potencia activa – potencia reactiva	No requerido	Obligatorio
Potencia reactiva constante	Obligatorio	Obligatorio
Voltaje – Potencia activa	No requerido	Obligatorio

Se establece como requerimiento que los modos de control de potencia reactiva indicados deben ser dados por el generador y debe ser capaz de activarlos de manera excluyente. Estos modos se especifican a continuación.

- Modo de factor de potencia constante: el DER deberá operar a un factor de potencia (fp) constante definido por el operador del área
- Modo de voltaje – potencia reactiva: el DER deberá controlar su salida de potencia reactiva en función del voltaje de forma lineal

- c) Modo de potencia activa – reactiva: el DER deberá controlar su salida de potencia reactiva en función de su salida de potencia activa bajo una característica lineal, sin un retardo de tiempo intencional
- d) Modo de potencia reactiva constante: bajo este modo el DER deberá mantener una potencia reactiva constante, ya sea en inyección o absorción, determinado por el operador del EPS
- e) Modo de voltaje – potencia reactiva: el DER limitará la potencia activa máxima entregada en función del voltaje, de forma lineal [31].

En cuanto a los requerimientos mínimos de capacidad de inyección y absorción de potencia reactiva, dependen también de la categoría del generador como se indica en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Requerimientos de inyección y absorción de reactivos. [31]

Categoría	Capacidad de inyección en % de la potencia aparente nominal	Capacidad de absorción en % de la potencia aparente nominal
A	44	25
B	44	44

Esto permite definir que el DER puede producir potencia activa siempre y cuando pueda inyectar o absorber la potencia reactiva en los porcentajes dados.

3.1.1.3 Respuesta a las condiciones anormales del EPS

Para aportar a la estabilidad del sistema al que se conecta la fuente de generación distribuida, a la seguridad de personal de mantenimiento y la de los usuarios, se establecen los requerimientos en el PCC ante condiciones anormales del área.

En esta sección se agrupan a los DER en tres categorías ante perturbaciones. La Categoría I cumple con los requerimientos mínimos de confiabilidad de algunos estándares, sin embargo, para sistemas con una alta penetración con DER que solo posean capacidades de Categoría I pueden ser perjudiciales para la estabilidad del sistema. La Categoría II proporciona mayores capacidades alineándose a los requerimientos de diversos estándares. Por último, la Categoría III otorga el nivel más alto de desempeño ante perturbaciones, idónea para sistemas con alta penetración de recursos distribuidos [31].

- Ante fallas en el EPS: la fuente de generación distribuida debe cortar el suministro de energía al área

- Ante condiciones anormales de voltaje: en caso de presentarse sobrevoltajes o bajo voltajes en el PCC, el generador distribuido debe dejar de energizar el EPS al que se conecta; los límites de variación de voltaje y tiempos de disparo se establecen dependiendo la categoría del generador. En la Tabla 3.6 se indica el ejemplo para la primera categoría de estos requerimientos [31].

Tabla 3.6. Respuesta del generador distribuido ante condiciones anormales de voltaje. [31]

Función	Ajuste por defecto		Rangos de ajuste permitidos	
	Voltaje (p.u. del Vnom)	Tiempo de despeje (s)	Voltaje (p.u. del Vnom)	Tiempo de despeje (s)
SV2	1.20	0.16	Ajustado a 1.20	Ajustado a 0.16
SV1	1.10	2.0	1.10-1.20	1.0-13.0
BV1	0.70	2.0	0.0-0.88	2.0-21.0
BV2	0.45	0.16	0.0-0.50	0.16-2.0

- Ante condiciones anormales de frecuencia: de manera similar a la descrita para los requerimientos de disparo ante condiciones anormales de voltaje en el PCC, se establece lo propio ante condiciones irregulares de frecuencia. Sin embargo, en este caso no se realiza una diferenciación ante las categorías de los generadores como se puede apreciar en la Tabla 3.7 [31].

Tabla 3.7. Respuesta del generador distribuido ante condiciones anormales de frecuencia. [31]

Función	Ajuste por defecto		Rangos de ajuste permitidos	
	Frecuencia (Hz)	Tiempo de despeje (s)	Frecuencia (Hz)	Tiempo de despeje (s)
OF2	62.0	0.16	61.8-66.0	0.16-1000.0
OF1	61.2	300.0	61.0-66.0	180.0-1000.0
UF1	58.5	300.0	50.0-59.0	180.0-1000.0
UF2	56.5	0.16	50.0-57.0	0.16-1000.0

- Requerimientos de reconexión luego del disparo: la reconexión ante el disparo por condiciones anormales en el PCC debe cumplir con requerimientos de voltaje y frecuencia de la red y del DER, según lo descrito en la Tabla 3.2 y la Tabla 3.3 [31].

3.1.1.4 Requisitos de calidad de energía

La fuente de generación distribuida no deberá perjudicar la calidad de la energía en el PCC mediante aportes indeseados de: corrientes DC (mayor al 0,5 % de la corriente de salida nominal), cambios rápidos de voltaje (de 3 % a 5 % por segundo), distorsión de corriente (en la Tabla 3.8 y Tabla 3.9 se indican los valores máximos de distorsión armónica para armónicos impares y pares respectivamente), sobrevoltajes, etc [31].

Tabla 3.8. Límites de armónicos impares y distorsión armónica total (THD). [31]

Orden de armónico	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	THD
Porcentaje (%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

Tabla 3.9. Límites de armónicos pares y distorsión armónica total (THD). [31]

Orden de armónico	$h = 2$	$h = 4$	$h = 6$	$8 \leq h < 50$
Porcentaje (%)	1.0	2.0	3.0	De acuerdo con el rango asociado de la Tabla 3.8

1.4.1.1. Requisitos ante la operación en isla

Se determinan los requerimientos para la coordinación de reconexión ante la operación intencional o no intencional en isla del EPS. De forma general el DER debe poder detectar y dejar de energizar el EPS mediante un disparo de máximo dos segundos desde la formación de la isla, sin embargo, este tiempo puede extenderse mediante lo indicado por el operador [31].

3.1.1.5 Interoperabilidad, intercambio de información, modelos de información y protocolos

Se indican en esta sección los requerimientos para el intercambio de información con el resto de la red por parte del generador de acuerdo con cuatro categorías establecidas por tipo de información a intercambiarse.

- a) Información de placa de identificación: es indicativa de las características construidas del DER (Recurso de Energía Distribuida). Esta información puede ser leída

- b) Información de configuración: muestra de la capacidad actual y la capacidad del DER para realizar funciones. Esta información puede ser leída o escrita
- c) Información de monitoreo: es indicativa de las condiciones operativas actuales del DER. Esta información puede ser leída
- d) Información de gestión: se utiliza para actualizar la configuración funcional y los ajustes de modo para el DER. Esta información puede ser leída o escrita [31].

3.1.1.6 Requerimientos de prueba y verificación

Mediante este apartado se establecen los requerimientos de prueba para poder demostrar una correcta interconexión que cumpla con los puntos establecidos en este estándar.

- Pruebas de diseño: para esto se sigue la secuencia indicada en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10. Secuencia para las pruebas de diseño. [31]

Orden	Cláusula de prueba
1	Respuesta de voltajes y frecuencia anormales
2	Sincronización
3	Aislamiento automático de la red
4	Limitación de inyección CC
5	Armónicos

Otras de las pruebas que deben realizarse son: prueba de mínima potencia; prueba de funcionalidad en isla involuntaria y voluntaria; prueba de funcionalidad ante corte de energía; prueba de interconexión periódica [31].

A partir de la publicación del presente estándar, la IEEE ha publicado una serie de estándares complementarios. Uno de ellos y que se encuentra en vigencia es el IEEE 1547.1, publicado en el 2005 y revisado en 2020, que establece los procedimientos de prueba de los equipos que interconectan los DER con los sistemas eléctricos de potencia. Esto es importante para que los operadores de los sistemas de potencia y redes de distribución puedan aplicar este estándar a los generadores de recursos distribuidos que quieran conectarse a la red.

Con lo mencionado, se tiene que este estándar constituye una de las principales referencias de las regulaciones para el desarrollo de sistemas de generación distribuida y fotovoltaicos en los países de todo el mundo. Esto incluye a Ecuador, donde en la

regulación Nro. ARCERNNR-008/2023 que establece las disposiciones para la generación distribuida para autoabastecimiento, se hace referencia al estándar IEEE 1547 para aplicar los requisitos técnicos y pruebas que deben hacerse a un SGDA (Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento) para su conexión con la red.

3.1.2 IEC 60364-7-712:2017: “Requisitos para instalaciones especiales: Sistemas de Suministro de Energía Solar Fotovoltaica (FV)”

Este estándar de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), establece los requisitos de diseño para instalaciones FV para garantizar la seguridad. Esto ya que los sistemas de corriente directa tienen la capacidad de producir arcos eléctricos y mantenerlos con corrientes no superiores a las nominales. De esta forma este estándar es una referencia aplicable al diseño de centrales de generación FV, con importantes pautas en cuanto a protección (contra pérdida de aislamiento, contra sobre corrientes por cortocircuito o sobrecarga, etc.), así como también requisitos para la instalación de puesta a tierra [32].

3.1.2.1 Requerimientos de protecciones

Dentro de lo que contempla a equipos de protección, se presentan los siguientes puntos.

3.1.2.1.1 Protección contra descargas eléctricas

Para evitar descargas eléctricas y garantizar la seguridad, se exige tomar dos medidas de protección:

- Que el aislamiento del material eléctrico sea doble o reforzado (clase II o equivalente). Adicionalmente se debe disponer de un dispositivo controlador de aislamiento, conocido como (IMD)
- Seguridad MBTS (Bajo voltaje de seguridad) y protección MBTP (bajo voltaje de protección), cuando se tenga voltajes en CC de entre 30 V y 120 V [32].

3.1.2.1.2 Protección contra fallos térmicos

Se debe garantizar el cumplimiento de protección contra incendios acorde a las exigencias de cada país [32].

3.1.2.1.3 Protección ante sobrecorrientes

Para arreglos fotovoltaicos de una o dos cadenas en paralelo no es necesario incorporar un dispositivo de protección contra sobrecorriente. Sin embargo, en caso de existir más cadenas y considerando que cada cadena posee el mismo número de módulos en serie

(mismo voltaje nominal), se exige la colocación de un dispositivo de protección por cada cadena que cumpla con la siguiente característica [32].

$$1,35 * I_{m\acute{a}x_OCPR} < (N_p - 1)I_{sc_max} \quad (3.1)$$

Donde:

$I_{m\acute{a}x_OCPR}$: Corriente máxima de la protección de sobrecorriente, [A].

N_p : Número de cadenas en paralelo.

I_{sc_max} : Corriente de cortocircuito máxima de las cadenas, [A].

Por otro lado, la corriente nominal de la protección debe cumplir con la siguiente expresión, que toma en consideración un margen de seguridad del 10 %.

$$1,1 * I_{sc_m\acute{a}x} \leq I_n \leq I_{m\acute{a}x_OCPR} \quad (3.2)$$

Donde:

I_n : Corriente nominal de la protección de sobrecorriente, [A].

Adicionalmente se especifica que el dispositivo de protección debe estar en concordancia con la resistencia térmica de los módulos fotovoltaicos [32].

La protección general de varias cadenas que se encuentren en paralelo debe cumplir la siguiente condición, referente a su corriente nominal de operación [32].

$$N_p * 1,1 * I_{sc_max} \leq I_n \leq I_{m\acute{a}x_OCPR} - (N_p - 1)I_{sc_max} \quad (3.3)$$

Como consideraciones adicionales se tiene:

- Que, en cuanto a las protecciones del lado de corriente continua, ambas polaridades deben protegerse de manera independiente
- Que los diodos de derivación no deben ser considerados como protección ante sobrecorrientes
- Las protecciones del lado de CC deben cumplir con lo establecido en la normativa correspondiente (IEC 60269-6: “Fusibles de bajo voltaje” o IEC 60898-2: “Interruptores Automáticos para Sobrecorrientes”) [32].

3.1.2.1.4 Protección ante sobrecarga

Esta cláusula se divide en requerimiento para la protección de los cables que conectan cadenas, subgrupos y el grupo FV como tal. A continuación, se especifica cada uno de estos.

- Cadenas

Existen dos casos, el primero en el cual solo existen una o dos cadenas conectadas en paralelo; y el segundo, cuando existen tres o más cadenas. En el primer caso, la capacidad máxima permanente de corriente del cable debe ser mayor o igual a la máxima corriente de cortocircuito de la cadena. En el segundo, la corriente nominal de los cables de la cadena debe ser igual o mayor que la corriente nominal de la protección [32].

- Subgrupos FV

De igual forma se consideran dos casos, cuando se presentan uno o dos subgrupos y cuando existen más. En el primer caso el cable del subgrupo debe poseer una corriente nominal mayor o igual a la corriente de cortocircuito máxima del subgrupo. En el segundo caso, la corriente nominal del cable debe cumplir la siguiente condición [32].

$$1,1 * I_{sc_{m\acute{a}x}} \leq I_n \leq I_z \quad (3.4)$$

Donde:

I_z : Corriente permanente admisible de los cables

- Conjunto FV

La corriente permanente máxima admisible del cable debe ser igual o mayor a la corriente máxima del conjunto FV [32].

Finalmente, para la protección ante sobrecorrientes en el conductor del lado de corriente alterna debe estar acorde a la corriente máxima indicada por el fabricante del inversor. En caso de no poseer este dato será un 110 % del valor de su corriente nominal [32].

3.1.2.1.5 Protección ante cortocircuitos

Esto debe llevarse a cabo mediante un dispositivo de protección de sobrecorriente que se disponga en el tablero de distribución de la instalación [32].

3.1.2.1.6 Protección ante perturbaciones de voltaje y perturbaciones electromagnéticas

Para proteger la instalación de sobrevoltajes transitorios debido a descargas atmosféricas o efectos de conmutación, debe incorporarse una protección contra sobrevoltajes en CC y,

en dependencia de la distancia existente entre el inversor y los módulos FV, puede ser necesario complementar con un dispositivo de protección en CA. Todo esto se realiza en concordancia con el estándar IEC 60364-4-44: “Protección para la seguridad - protección contra perturbaciones de voltaje y perturbaciones electromagnéticas de instalaciones eléctricas”. [32].

3.1.2.2 Requerimientos para la instalación de puesta a tierra

Dentro de esta cláusula se mencionan los siguientes requerimientos importantes para el diseño de la puesta a tierra de la instalación:

- La conexión equipotencial entre las estructuras metálicas de los paneles FV debe realizarse en conjunto con los sistemas de soporte de cables como canaletas, hacia un punto de tierra. En el caso de estructuras de aluminio, se debe garantizar la conexión a tierra de los componentes metálicos
- La conexión a tierra en CC puede realizarse solo si existe aislamiento tipo galvánico entre ambos lados del inversor y debe realizarse en un único punto
- Los conductores deben ser de una sección mínima de 4 mm² [32].

3.1.3 IEC 61730-1:2023: “Calificación de Seguridad de Módulos Fotovoltaicos (FV) - Parte 1: Requisitos para la construcción”

El estándar 61730-1 publicado en el año 2016 por parte de la IEC, establece requerimientos para el diseño y construcción de centrales de generación que utilicen módulos fotovoltaicos. El objetivo de este documento es garantizar que las instalaciones fotovoltaicas que se construyan bajo este estándar no presenten un peligro para el usuario o el medio ambiente [33].

De manera general se mencionan algunas directrices, un ejemplo es que los módulos fotovoltaicos deben poder cumplir con las exigencias de las condiciones ambientales de la aplicación, como irradiancia, temperatura (en un rango desde -40 grados centígrados a +40), humedad relativa (de hasta un 100 %), lluvia, contaminación, etc. Otro aspecto que define el estándar está relacionado con el montaje, las estructuras y cableado de estos módulos [33].

A continuación, se detallan los requerimientos clave que define el estándar:

3.1.3.1 Etiquetado y documentación

Se especifica que los módulos fotovoltaicos deben poseer la siguiente información marcada y visible, misma que debe ser verificada mediante la inspección que asegure su legibilidad y durabilidad del etiquetado o grabado:

- a) Especificaciones generales: tales como el fabricante, modelo, número de serie
- b) Especificaciones eléctricas: parámetros técnicos como la polaridad en terminales, voltaje máximo en terminales, voltaje de circuito abierto V_{oc} , corriente de cortocircuito I_{sc} y potencia máxima P_{max} . Datos que deben estar especificados en condiciones estándar de prueba, conocidas como STC por sus siglas en inglés. Adicionalmente se indica que los conectores y conductores de los módulos deben estar identificados correctamente y en concordancia con el estándar IEC 62852. “Conectores para Aplicaciones DC en Sistemas Fotovoltaicos ” [33].

Dentro de los requerimientos de documentación, es necesario contar con la documentación técnica de los módulos que describan el procedimiento de instalación tanto eléctrica como mecánica, así como parámetros y las condiciones bajo las cuales se clasificó al módulo FV. Esta documentación estará disponible para los instaladores y operadores del sistema para garantizar que la instalación, operación y mantenimiento se lleven a cabo correctamente [33].

Dentro de los datos que deben incluirse en esta documentación constan los mencionados en el punto anterior, así como también el máximo número de módulos en serie o paralelo recomendados y coeficientes de temperatura que afecten los parámetros eléctricos como V_{oc} , I_{sc} y P_{max} (conocidos como β , α y g respectivamente) [33].

De igual forma, dentro de la documentación se debe incluir el método de cableado que será utilizado, el cual debe contener: datos técnicos de conductores (diámetro, tipo, material, etc., diodos de derivación compatibles, máxima altitud para la cual el módulo está diseñado, entre otros.

Referente a la instalación de módulos FV en techos y junto a esto un procedimiento o las instrucciones necesarias para el montaje, se debe incluir una declaración de los medios requeridos para asegurar mecánicamente al módulo y su fijación al techo o estructura de soporte y clasificación contra incendios. Como puede que el módulo experimente condiciones de generación de corrientes mayores a las de condiciones STC, se recomienda multiplicar las especificaciones de voltaje y corriente por un factor de 1,25 [33].

3.1.3.2 Requerimientos del equipamiento eléctrico y aislamiento

Se establecen los requerimientos para los componentes eléctricos y de aislamiento que poseen los módulos FV. Se detallan los siguientes:

- a) Cableado interno: Se debe garantizar la capacidad de corriente requerida y tener precauciones contra la corrosión en caso de ser necesario
- b) Cableado externo: deben responder al estándar EN 50618: "Cables para Sistemas FV"
- c) Conectores: deberán cumplir con el estándar IEC 62852
- d) Cajas de conexión de los módulos: deberán alinearse al estándar IEC 62790: "Cajas de Conexión de Módulos FV: Requerimientos de Seguridad y Pruebas"
- e) Láminas frontal y trasera: deberán ser resistentes a tensiones de índole eléctrica, mecánica, ambientales, etc.
- f) Barreras de aislamiento: deberán resistir tensiones de índole eléctrica, mecánica, ambientales, etc.
- g) Conexiones eléctricas: estas deben realizarse de manera segura, garantizando que los terminales y empalmes no se muevan
- h) Encapsulante: el rango de temperatura de operación segura debe incluir a la temperatura esperada, y los aislamientos deben ser adecuados para la aplicación
- i) Diodos de derivación: deben poder resistir la corriente y voltaje previstos en la aplicación [33].

3.1.3.3 Requerimientos de conexiones mecánicas y electromecánicas

Se establece que las conexiones mecánicas que permiten dar estabilidad a los módulos FV deben ser resistentes a las condiciones del ambiente, térmicas y mecánicas de la aplicación en particular [33].

3.1.3.4 Requerimientos para materiales

Los materiales que compongan a los módulos fotovoltaicos deberán estar alineados a los requerimientos del estándar IEC 61730-2, esto garantiza su resistencia a estrés eléctrico, mecánico y térmico [33].

3.1.3.5 Protección contra descargas eléctricas

En esta cláusula se establece que los módulos FV no deben poseer riesgo de descargas eléctricas, considerando que las partes con voltajes peligrosos no sean de fácil acceso y

se encuentren aisladas en los casos pertinentes. En cuanto al aislamiento, se tiene que los requerimientos y distancias mínimas deben estar acordes a lo dictado en el estándar IEC 60664-1: “Coordinación de Aislamiento en Sistemas de Bajo Voltaje” [33].

3.1.4 IEC 62446-2016: “Requisitos mínimos para la documentación, la comprobación de inspección y la puesta en servicio de Sistemas Fotovoltaicos”

El estándar IEC 62446, establece los requisitos mínimos para la documentación, la inspección, la puesta en servicio, el funcionamiento y el mantenimiento de sistemas fotovoltaicos conectados a redes eléctricas de bajo voltaje. Este estándar tiene como objetivo garantizar la seguridad, la eficiencia y la confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos durante su ciclo de vida completo, abarcando desde la instalación hasta el funcionamiento y el mantenimiento [34]. Este documento se divide en dos partes, correspondientes a dos cláusulas (requerimientos de documentación y requerimientos de pruebas).

3.1.4.1 Requerimientos de documentación del sistema

En esta cláusula se establecen cual es la documentación técnica mínima que debe disponerse ante la instalación de un sistema fotovoltaico con el objetivo de asegurar una correcta operación, mantenimiento e inspección del sistema. Entre esta información se tiene documentación del sistema, diagrama, hojas de datos, del diseño mecánico, de operación y mantenimiento y de resultados de pruebas.

- a) Documentación del sistema: se debe otorgar al menos la siguiente información del sistema fotovoltaico
 - Potencia nominal (kW DC o kVA AC).
 - Fabricante de los módulos fotovoltaicos e inversores, así como también su cantidad.
 - Fecha de instalación del sistema
 - Fecha de puesta en marcha del sistema
 - Nombre del cliente
 - Dirección
- b) Documentación del diseñador del sistema:
 - Compañía diseñadora
 - Nombre de la persona encargada del diseño de la plata
 - Contacto de esta persona
- c) Documentación del constructor del sistema:
 - Compañía constructora
 - Nombre de la persona encargada de la construcción de la plata

- Contacto de esta persona
- d) Documentación del diagrama de conexión: se debe entregar el diagrama unifilar correspondiente con la siguiente información.
 - Tipos de módulos fotovoltaicos
 - Número de módulos
 - Número de cadenas
 - Módulos por cadena
 - Especificación del cableado
 - Especificación de protecciones de sobrecorriente
 - Tipo de diodo de bloqueo
 - Localización y valores nominales del aislador DC y AC
 - Detalle de conductores de tierra
 - Conexión de pararrayos
- e) Hojas de datos: se debe disponer de las hojas de datos de los siguientes equipos.
 - Módulos fotovoltaicos
 - Inversores
- f) Documentación del diseño mecánico: se debe disponer de una hoja de datos del sistema de montaje de la planta.
- g) Documentación de operación y mantenimiento: al menos se debe otorgar la siguiente información al respecto.
 - Formas de verificar que el sistema esté operando correctamente
 - Una lista de pasos a seguir en caso de que el sistema falle
 - Instrucciones para apagar el sistema de manera rápida y segura en situaciones de emergencia
 - Sugerencias sobre cómo mantener y limpiar el sistema, si se requiere
 - Aspectos para tener en cuenta si se planean trabajos futuros en el edificio que puedan afectar la matriz fotovoltaica, como trabajos en el techo
 - Documentos que certifican la garantía de los módulos fotovoltaicos e inversores, indicando garantía
 - Información detallada sobre cualquier garantía relacionada con la calidad de la mano de obra o la resistencia a las condiciones climáticas
- h) Documentación de los resultados de pruebas de puesta en marcha: esto debe incluir lo indicado en el siguiente apartado correspondiente a pruebas [34].

3.1.4.2 Pruebas de verificación

En esta cláusula se hace referencia a que los procedimientos que deben seguirse para las pruebas a sistemas fotovoltaicos van en concordancia con lo establecido para cualquier instalación eléctrica de bajo voltaje en el estándar IEC 60364-6: “Parte 6: verificación” [34]. Adicionalmente se detallan los siguientes puntos.

- a) Inspección de:
 - Sistema AC y DC: se debe verificar que el diseño e instalación estén en concordancia con el estándar IEC 60364 (cableado, protecciones, aislamiento, etc.)
 - Protección de sobrevoltaje: de igual forma se debe cumplir con el estándar IEC 60364 (separación entre el lado AC y DC del inversor, conexiones a tierra, etc.)
 - Etiquetado e identificación: verificar que todos los equipos de la instalación se encuentren correctamente identificados.
- b) Pruebas: se deben realizar las pruebas a la instalación eléctrica en base a lo establecido en el estándar IEC 60364
 - Prueba a todos los circuitos AC y DC
 - Continuidad de conductores de tierra
 - Polaridad
 - Medición de voltaje en circuito abierto
 - Medición de corriente y prueba de cortocircuito
 - Resistencia de aislamiento de los módulos fotovoltaicos
- c) Reportes de verificación: se debe presentar un reporte inicial y reportes periódicos de acuerdo con lo descrito en el apartado de pruebas [34].

Analizando los requerimientos de presente estándar se puede mencionar que este constituye una referencia ideal para una correcta operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos. Esto debido a que siguiendo las directrices dadas se garantiza que el cliente, operador e inspector relacionados al sistema de generación fotovoltaico, puedan disponer de la información necesaria para estos fines.

3.1.5 Resumen

Con el fin de establecer una guía de la aplicación de cada uno de los estándares consultados para las diferentes etapas de desarrollo de sistemas de generación FV conectados a la red, se presenta el cuadro resumen de la Tabla 3.11.

Tabla 3.11. Resumen de la aplicación y requisitos principales de los estándares investigados.

Estándar	Aplicación	Requisitos principales
IEEE 1547-2018	Conexión con la red	<ul style="list-style-type: none"> - Modos de control - Respuesta ante fallas de la red - Calidad de la energía - Intercambio de información y protocolos - Pruebas y verificación
IEC 60364-7-712:2017	Diseño de la instalación	<ul style="list-style-type: none"> - Protección contra descargas eléctricas - Protección ante fallos térmicos - Protección de sobrecorrientes - Protección de sobrecarga - Protección de cortocircuitos - Protección dante perturbaciones de voltaje y electromagnéticas - Instalación de puesta a tierra
IEC 61730-1:2023	Construcción de la instalación	<ul style="list-style-type: none"> - Etiquetado y documentación de módulos - Equipamiento eléctrico y aislamiento de módulos - Conexiones mecánicas y electromecánicas de módulos - Materiales de los módulos - Protección ante descargas en los módulos
IEC 62446-2009	Puesta en marcha y mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> - Documentación técnica de la instalación - Documentación de operación y mantenimiento - Pruebas de verificación

3.2 Procedimientos técnicos para autoconsumo en condominios con tecnología FV

Los procedimientos técnicos que se aplican en las etapas de implementación de sistemas de generación FV para autoconsumo y específicamente en condominios, se basan principalmente en los estándares internacionales pertinentes analizados en el apartado anterior, esto permite garantizar su calidad. De manera general, estos procedimientos brindan una guía para desarrollar este tipo de proyectos, siempre dentro del marco regulatorio y normativo de cada país.

3.2.1 España

Las autoridades españolas competentes han emitido una serie de documentos que regulan las condiciones técnicas referentes al autoconsumo de energía eléctrica en el país, tanto en sus modalidades individuales como colectivas. Esta última de especial interés para el presente trabajo investigativo, debido a que esta modalidad es aplicable a esquemas de autoconsumo para condominios residenciales.

3.2.1.1 Real decreto 244/20219

Emitido por el Ministerio para la Transición Ecológica de España, el 6 de abril de 2019, establece las directrices para el autoconsumo de energía, de índole administrativo, económico y técnico. Los aspectos técnicos involucrados en este documento tienen especial relevancia y son referencia para las instrucciones técnicas de este país.

Gracias a este decreto, se ha impulsado el desarrollo de la generación renovable para el autoconsumo de energía, teniendo efectos positivos en el medio ambiente, independencia energética de los usuarios y otros aspectos beneficiosos de estos esquemas ya mencionados en el marco teórico.

Dentro de los esquemas permitidos, se tiene que, para condominios residenciales, el que se aplica es el denominado como “modalidad de autoconsumo colectivo con excedentes acogida a compensación”. Dentro de las exigencias técnicas para esta configuración, se establece:

- Que la fuente de energía de la planta de generación debe ser renovable.
- La potencia instalada de cada consumidor no debe ser mayor a 100 kW (condición para acceder a la modalidad acogida a compensación).

- Se debe disponer de un equipo de medición tipo bidireccional en cada punto frontera o medidores convencionales en cada punto frontera. Adicionalmente, se debe poseer de un equipo de medición de generación neta cuando se realice autoconsumo colectivo. Estos dispositivos y puntos de medición deben cumplir con lo establecido en el Real Decreto 1110/2007 (bajo el título de “reglamento unificado de puntos de medida”), aquí se detallan requisitos de precisión y comunicación.

Adicionalmente, se actualiza el reglamento electrotécnico para bajo voltaje, conocido como guía técnica a las disposiciones del Real Decreto 244/2019.

3.2.1.2 Guía técnica de aplicación: “Instalaciones Generadoras de Baja Tensión”

La instrucción técnica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo de España, bajo el acrónimo IT-BT-40, dicta los requerimientos técnicos aplicables a instalaciones de generación de bajo voltaje. Sin embargo y debido a la creciente penetración de fuentes de generación solar fotovoltaica, se hace especial énfasis en la aplicación de la guía a este tipo de centrales. Cabe mencionar que el documento es aplicable a otros tipos de generación, así como también a plantas tanto aisladas como conectadas al sistema eléctrico de distribución.

Considerando el esquema de autoconsumo de energía eléctrica en condominios se presenta una recopilación de las pautas relevantes para este caso de aplicación.

Dentro de la categoría de instalaciones generadoras interconectadas con el sistema de distribución se define la configuración de “Acometida de centralización de medidores. Método de doble medición”, que se aplica a conjuntos habitacionales tipo condominios, este esquema se aprecia en la Figura 3.1.

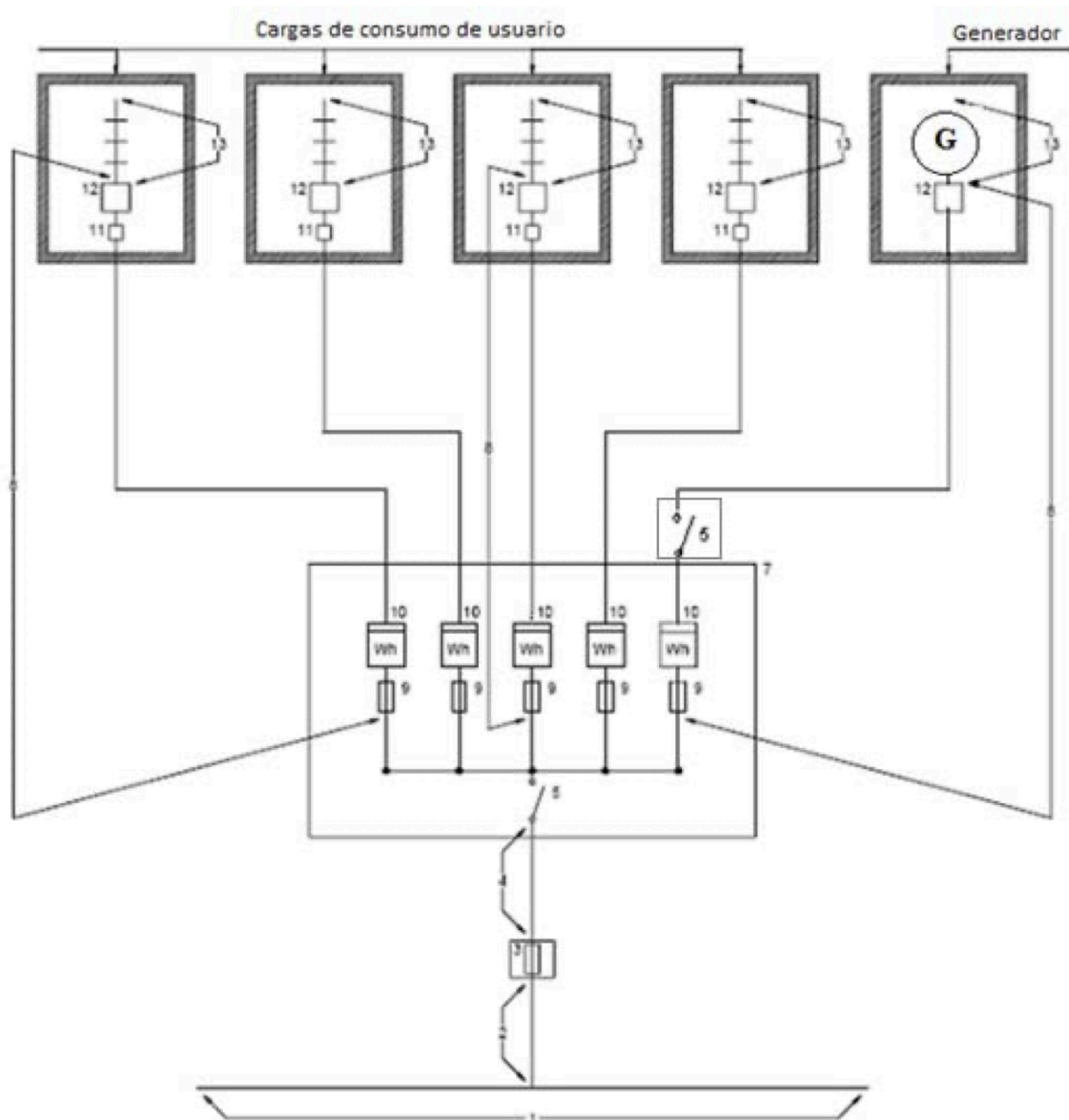


Figura 3.1. Configuración con medidores centralizados y doble medición. [35]

Otro esquema de interés es el de “Método de medida doble”, también aplicable a conjuntos tipo condominio, cuyo esquemático se presenta en la Figura 3.2.

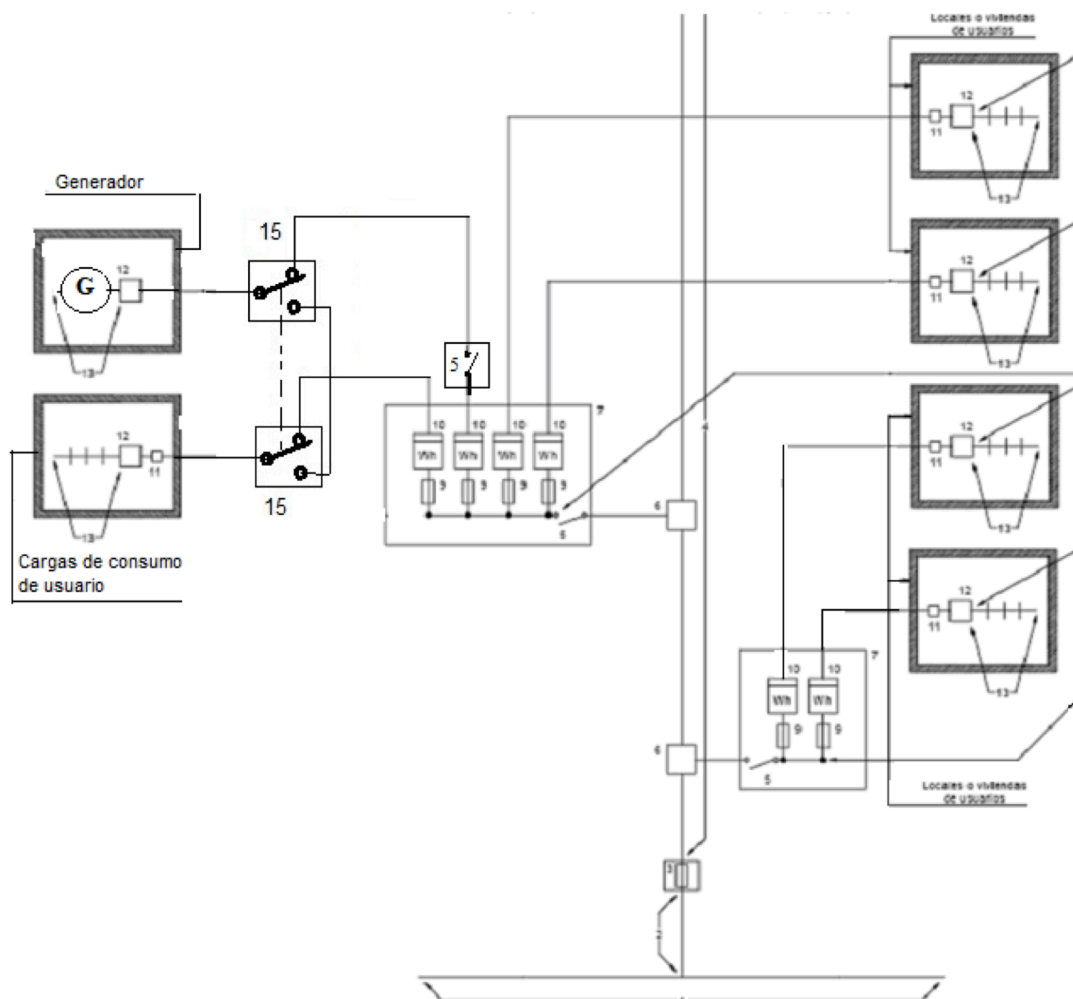


Figura 3.2. Método de doble medición. [35]

3.2.1.2.1 Requerimientos generales para centrales conectadas a la red

La interconexión de una central de generación de este tipo no deberá presentar afectaciones a la red de distribución en cuanto a calidad del suministro y operación normal. Adicionalmente, no debe presentar cambios en las filosofías de protecciones y desarrollo establecidas [35].

En el PCC se debe garantizar la desconexión eficaz de la central en caso de ser requerido por la empresa distribuidora.

3.2.1.2.2 Potencias máximas de centrales conectadas a bajo voltaje

La potencia nominal del generador no debe exceder los 100 kVA ni a la mitad de la capacidad del transformador del alimentador de bajo voltaje (3x400/230 V) al que se conecta [35].

El aumento de voltaje en los alimentadores de distribución no debe superar el 2,5 % [35].

3.2.1.2.3 Arranque y conexión con el sistema de distribución

La conexión en paralelo de la central con el sistema de distribución se debe efectuar cuando las diferencias de voltaje, frecuencia y ángulo de fase no superen los siguientes límites:

- Diferencia de voltaje: $\pm 8 \%$
- Diferencia de frecuencia: $\pm 0,1 \text{ Hz}$
- Diferencia de ángulo de fase: $\pm 10^\circ$ [35].

3.2.1.2.4 Equipos de medición y maniobra en el PCC

Es necesario instalar un interruptor automático en el PCC, esto con el objetivo de las fallas internas no afecten a la red, y que, en caso de presentarse fluctuaciones en la red, la conexión también se interrumpa (en un tiempo inferior a 1 segundo). Cabe mencionar que las protecciones necesarias pueden incorporarse en el propio interruptor, en relés externos, o el propio inversor [35].

Los equipos para la medición deben disponerse al final de la instalación de generación, y los registros de energía inyectada y consumida deben efectuarse independientemente [35].

3.2.1.2.5 Control de potencia reactiva

Los generadores deben entregar energía con un factor de potencia lo más cercano a la unidad, mayor a 0,98 cuando se entregue una potencia superior a la cuarta parte de la potencia nominal [35].

3.2.1.2.6 Conductores

Los conductores de conexión de la planta de generación deben dimensionarse para, al menos, un 125 % de la máxima corriente del generador. Mientras que la caída de voltaje entre este y el PCC, no debe superar el 1,5 % del valor nominal [35].

3.2.1.2.7 Contenido armónico

Se debe garantizar una forma de onda de voltaje generado lo más sinusoidal posible, con los siguientes límites máximos.

- Armónicos pares: $4/n$
- Armónicos triples: 5
- Armónicos impares (de orden 5 o mayores): $25/n$ [35].

Siendo esta tasa máxima, un valor porcentual entre el valor rms del armónico de orden “n” vs el valor rms de la componente fundamental.

3.2.1.2.8 Inyección de corriente continua

No debe superarse una inyección de CC correspondiente al 0,5 % de la corriente nominal [35].

3.2.1.2.9 Sobrevoltajes

A continuación, en la Tabla 3.12 y Tabla 3.13 se presentan los valores máximos de sobrevoltajes instantáneos permitidos.

Tabla 3.12. Requerimientos para instalaciones con conexión en bajo voltaje. [35]

Duración de la perturbación (s)	Valor admisible instantáneo (% Vnom pico)
0.0002	280
0.0006	218
0.002	178
0.006	145
0.02	129
0.06	120
0.2	120
0.6	120

Tabla 3.13. Requerimientos para instalaciones con conexión en alto voltaje. [35]

Duración de la perturbación t (ms)	Valor admisible instantáneo (% Vnom pico)
$0 < t < 1 \text{ ms}$	200
$1 \text{ ms} \leq t < 3 \text{ ms}$	140
$3 \text{ ms} \leq t < 500 \text{ ms}$	120
$500 \geq \text{ms}$	110

3.2.1.2.10 Protecciones

Se deben contar con protecciones contra sobrevoltajes transitorios y temporales. De ser necesario debe incorporarse un pararrayos (campos FV). Un conjunto de protecciones

debe estar ligado al interruptor principal para permitir la desconexión de la central. Cabe mencionar que las protecciones utilizadas deben contar con certificaciones de acuerdo con la normativa aplicable, esto aplica también para las protecciones incorporadas en los inversores y no se requerirán protecciones adicionales [35].

En el caso de generadores fotovoltaicos se requiere incorporar protecciones contra las conocidas como corrientes de defecto, que garantizan la protección ante fallas de aislamiento y sobrecorrientes. El listado de protecciones mínimas requeridas es el siguiente:

- Protecciones de sobrecorriente (relés termomagnéticos)
- Protección de sobrevoltaje entre una fase y neutro (ante un aumento del 10 % de voltaje, la actuación debe ser en un tiempo inferior a 500 ms)
- Protección de bajo voltaje instantáneo entre las tres fases y el neutro (ante una disminución del 15 %, la actuación debe ser en un tiempo inferior a 500 ms)
- Protección de frecuencia conectado entre las fases (que, si se superan los límites de 49 Hz o 51 Hz, actúe en menos de 5 ciclos)
- Protección diferencial (para garantizar la seguridad de las personas ante una falla a tierra) [35].

3.2.1.2.11 Reconexión ante falla de la red

La reconexión solo debe producirse una vez se hayan establecido los valores de voltaje y frecuencia dentro de los límites normales de operación durante tres minutos [35].

3.2.1.2.12 Operación en isla

Ante la pérdida de la red, los sistemas de generación deben poder operar en isla, para no afectar al mantenimiento del sistema o seguridad de los operadores [35].

3.2.1.2.13 Puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra de la planta generadora tiene como objetivo evitar la transferencia de fallas hacia el sistema, para esto se deben conectar a tierra los elementos de la instalación de manera independiente respecto al neutro de la red. En caso de que la corriente nominal del neutro se supere en un 50 %, una protección debe desconectar al generador [35].

3.2.1.2.14 Puesta en marcha

Se debe presentar el proyecto de generación a la distribuidora para su aprobación y puesta en marcha, esto luego de que se verifiquen que las instalaciones en cuestión y sus elementos están alineados con el reglamento [35].

3.2.2 Chile

El gobierno chileno ha incentivado el autoconsumo mediante la Ley para la Generación Distribuida (Ley número 20.571), esta establece la posibilidad de inyectar los excedentes de energía a la red y venderlos a un valor regulado (*Net Billing*). En consecuencia, se han emitido normativa técnica que define los requisitos para el diseño y ejecución de proyectos de autogeneración con tecnología FV, de aquí se puede mencionar:

- El pliego técnico normativo RIC 09: que presenta una guía técnica para proyectos de autogeneración que no inyectan energía a la red.
- La instrucción técnica RGR 02/2020: establece los requerimientos técnicos para proyectos de generación fotovoltaicas que interactúan con la red, con el fin de garantizar la calidad del servicio, así como también la integridad de las personas y del sistema.

Este último documento de especial interés para la elaboración de esquemas de autoconsumo en condominios residenciales que poseen conexión con la red eléctrica. A continuación, se detalla el procedimiento técnico respectivo.

3.2.2.1 Instrucción Técnica RGR 02/2020: “Diseño y Ejecución de las Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a redes de distribución”

3.2.2.1.1 Condiciones para las instalaciones

El primer apartado de la presenta regulación técnica establece algunos requisitos generales para las instalaciones de generación FV. Se menciona que para garantizar un mantenimiento seguro se deben instalar equipos que permitan el seccionamiento o desconexión de los elementos correspondientes, así como también se debe contar con el acceso necesario para realizar estas labores.

3.2.2.1.2 Estructuras de soporte

De manera general las estructuras de soporte para los módulos fotovoltaicos deben cumplir con la normativa vigente en Chile, garantizando su resistencia a las condiciones ambientales (temperatura, corrosión, viento, nieve, etc.) y sísmicas a lo largo de la vida útil de la instalación. Para esto se exigen estructuras de material metálico que deben conectarse a tierra y que tengan características que garanticen lo mencionado [36].

3.2.2.1.3 Módulos FV

Los módulos fotovoltaicos deben cumplir con el estándar IEC 61730, que ya fue descrito anteriormente, y autorizados por la autoridad competente (Superintendencia). Dentro de los requerimientos de los módulos se menciona que:

- Los cables y conectores deben estar identificados con su polaridad
- Deben tener una placa con al menos los datos de: V_{oc} , I_{sc} , P_{max} , V_{max} , Voltaje y corriente de operación
- Deben poseer diodos de derivación
- Los marcos deben ser de un material resistente a las condiciones ambientales necesarias, al igual que las estructuras de soporte
- Todos los módulos deben ser de las mismas características, a no ser que sus valores nominales no difieran en más de un 1 %
- Se debe utilizar la misma orientación, en caso de utilizar dos orientaciones de los módulos cada grupo deberá conectarse a un MPPT independiente (seguidor del punto de máxima potencia) [36].

3.2.2.1.4 Conexiones eléctricas

Las conexiones en el lado de CC deben realizarse con conectores tipo MC4 y que cumplan con las normas IEC 62852 y está prohibido realizar conexiones mediante algún tipo de enroscamiento de los elementos conductores [36].

Las conexiones entre los módulos y el inversor se realizan mediante cajas de conexión localizadas bajo los paneles, cabe mencionar que estas deben ser de tramos lo más cortos posibles para evitar pérdidas [36].

Los conectores deben ubicarse de modo de evitar un fácil acceso, deben permitir su enclavamiento y no deben exponerse a la luz del sol [36].

Los arreglos deben realizarse para evitar que las corrientes inversas excedan las capacidades de los módulos FV [36].

La conexión de cadenas hacia el inversor puede realizarse de manera directa (cuando se utilicen inversores con configuración de cadena) o mediante las conocidas como cajas de conexión (cuando se utilicen un inversor central o se deban agrupar varios inversores de cadena) [36].

Estas cajas de conexión deben poseer los siguientes elementos:

- Seccionador que permita la operación con carga
- Descargadores de sobrevoltajes
- Fusibles o interruptores automáticos (en positivo y negativo)
- Conectores para el inversor y puesta a tierra [36].

Todas las conexiones deben realizarse para que los cables entren por la parte inferior de los elementos (inversor, cajas, tableros).

3.2.2.1.5 Corrientes máximas para el dimensionamiento de cables

La corriente máxima de la instalación FV debe ser del 125 % de la suma de las I_{sc} de los módulos FV conectados en paralelo. Para los cables de salida del inversor se toma la corriente de salida del inversor a 30 °C, para los de entrada se considera la corriente a potencia nominal y menor voltaje del inversor [36].

3.2.2.1.6 Conductores y canalizaciones

Las canalizaciones deben efectuarse en concordancia con las normativas nacionales (RIC N°04 del DS N°8/2020), esto con el fin de soportar exigencias ambientales y mecánicas. Todos los conductores deben canalizarse [36].

Las canalizaciones de circuitos de CC y CA deben realizarse de manera independiente y de manera ordenada. En caso de realizarse a la intemperie, las canalizaciones además de soportar condiciones ambientales como la radiación UV y corrosión, deben impedir la acumulación de agua y escombros. Adicionalmente deben conectarse a tierra en caso de ser metálicas [36].

Los conductores de la instalación deben resistir las mismas exigencias ambientales que se expone el resto de la instalación, deben garantizar que la caída de voltaje en CC no supere el 1,5 % del valor nominal de la instalación, en el lado de CA hasta el PCC no debe excederse el 3 % [36].

En caso de que se requiera una línea aérea en el lado de CA para conectarse a la red, se deben contar con aisladores, conductores de cobre o aluminio y deben estar en cumplimiento con la normativa aplicable a este tipo de líneas o alimentadores [36].

La sección transversal mínima de conductores es de 2,5 mm² para aquellos activos, y de 4 mm² para conductores del sistema de puesta a tierra [36].

Las instalaciones FV deben cumplir con las mínimas resistencias de aislamiento, para diferentes voltajes de ensayo, según la Tabla 3.14.

Tabla 3.14. Requerimientos de mínima resistencia de aislamiento. [36]

Método de ensayo	Voltaje del sistema ($V_{oc_{stc}}$ * 1,25) [V]	Voltaje de ensayo [V]	Resistencia mínima de aislamiento [MΩ]
Separando los ensayos de los terminales positivo y negativo	< 120	250	0.5
	120 – 500	500	1
	> 500	1000	1
Terminales positivo y negativo cortocircuitados	< 120	250	0.5
	120 – 500	500	1
	> 500	1000	1

3.2.2.1.7 Inversor

Los inversores deben estar alineados a los requerimientos de la norma IEC 62109. Deben tener las siguientes características:

- Protección para evitar la operación en isla
- Debe situarse en un sitio que permita su mantenimiento
- Altura mínima y máxima de instalación: 0,6 m y 2 m respectivamente
- Los inversores de configuración en cadena deben poseer protección ante descargas eléctricas, sobre voltajes y sobre corriente. En caso de poseer varios inversores en paralelo es necesario coordinar las protecciones [36].

3.2.2.1.8 Protecciones

El sistema de protecciones debe garantizar la desconexión del sistema FV ante fallas internas o provenientes de la red de distribución. Las protecciones de CC y de CA deben estar en tableros separados [36].

Las protecciones ante sobre corrientes del lado de CC deben dimensionarse para una corriente superior al 125 % de la máxima corriente de la cadena de módulos FV y que no supere la máxima corriente inversa de estos [36].

En cuanto a los requerimientos de fusibles y portafusibles utilizados en el lado de CC, estos deben cumplir con:

- Poder actuar ante las condiciones de funcionamiento menos favorables.
- Poder soportar el voltaje máximo de la instalación
- Cumplir con la normativa IEC 60269-6 e IEC 60947-3: "Aparata de bajo voltaje" [36].

Los interruptores y seccionadores automáticos y los descargadores de sobrevoltaje deben cumplir con la normativa IEC aplicable.

En caso de incorporarse diodos de bloqueo su voltaje debe ser del doble del V_{oc} de la cadena [36].

En el lado de CA debe implementarse una protección diferencial o bien un interruptor termomagnético que cumpla con la I_{sc} establecida por la distribuidora [36].

La protección diferencial para instalaciones menores a 10 kW debe ajustarse a una corriente diferencial menor a 30 mA, mientras que para instalaciones más grandes este valor no debe superar los 300 mA. Esta protección debe incorporarse a cada circuito o a su vez, si se superan los 30 kW instalados, hasta máximo cada tres circuitos. El tiempo de actuación debe ser menor a 20 ms y debe desconectar todas las fases [36].

En caso de utilizar el interruptor termomagnético es necesario un ajuste tomando en cuenta la potencia máxima del inversor. Este debe ser operable de forma manual y responder a la capacidad de cortocircuito del alimentador de distribución [36].

3.2.2.1.9 Protecciones de red y de la instalación (RI)

Esta protección para instalaciones conectadas a la red debe incorporar este tipo de protección. En caso de que la potencia de la central sea mayor a 100 kW la protección de RI es centralizada, mientras que para capacidades menores esta protección puede estar integrada en o los inversores. Los ajustes de límites de voltajes y frecuencias se establecen en la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación (NT *Net billin*) [36].

3.2.2.1.10 Sistema de limitación de potencia inyectada a la red

Este sistema permite un control de la potencia de generación para evitar una inyección superior a la permitida, esta debe instalarse en los casos donde la potencia instalada difiera de los excedentes autorizados [36].

3.2.2.1.11 Sistema de puesta a tierra

Para garantizar la seguridad de las personas y operadores de la instalación FV se deben cumplir los siguientes requisitos de puesta a tierra:

- Todos los elementos metálicos deben estar conectados a tierra
- La puesta a tierra de la instalación no afectará a las condiciones de puesta a tierra del sistema de distribución
- Se debe garantizar la conexión equipotencial de los elementos a tierra en caso de que se requiera quitar un módulo.
- Los módulos e inversores deben conectarse a tierra según las recomendaciones de los fabricantes
- En el caso de instalaciones con separación galvánica, ningún conductor activo debe colocarse a tierra, mientras que si no se tiene separación galvánica el neutro se conecta a tierra.
- El valor resultante de la resistencia de puesta a tierra no debe superar los 20 Ohm, en instalaciones mayores a los 10 kW y 80 Ohm en instalaciones menores a este valor de potencia. La medición de este parámetro se realiza según lo establecido en el estándar IEEE 81-2012: "Guía IEEE para la Medición de la Resistividad del Terreno, Impedancia de Tierra y Potenciales de Superficie de la Tierra de un Sistema de Puesta a Tierra" [36].

3.2.2.1.12 Rotulación y señalética

Estas etiquetas deben ser fácilmente legibles e imborrables mientras dure la vida útil del equipo que identifican [36].

3.2.2.1.13 Conexión con la red eléctrica

Se establecen los siguientes requisitos para la conexión en paralelo de la instalación FV:

- Tener la capacidad de desconexión ante fallas o interrupciones de mantenimiento de la red. Para esto se utilizan dos interruptores: uno general de la central y otro en el PCC
- El sistema FV, a no ser que esté autorizado por la distribuidora, no puede quedar en isla con la red [36].

3.2.2.1.14 Equipo de medición

Los requerimientos para la medición de los parámetros eléctricos serán establecidos por la distribuidora [36].

3.2.2.1.15 Sistema de almacenamiento

Estos sistemas, en caso de incorporarse, se acogen a Ley de GD [36].

3.2.2.1.16 Calidad de la energía

Estas exigencias se establecen en la NT *Net billing* 2019 [36].

3.2.2.1.17 Pruebas y verificación

Una vez completados los requerimientos de construcción, la central será puesta en funcionamiento por el personal responsable y personal de la distribuidora. Se establecen una serie de pruebas para garantizar la correcta construcción en los anexos e instructivo RGR N° 01/2020 [36].

Se debe verificar, antes de poner en funcionamiento la central, lo siguiente:

- El correcto etiquetado de los elementos
- La fijación adecuada de los módulos FV y sus estructuras de soporte
- El estado físico de los módulos
- La conexión equipotencial a tierra de elementos mecánicos y continuidad entre estos elementos
- La calidad de las canalizaciones de conductores y conexiones
- El conductor en CC posee una capacidad de corriente mayor a la protección de sobre corriente
- Polaridad y códigos de colores
- Medición de resistencia de aislamiento y de puesta a tierra
- Funcionamiento de interruptores, protección diferencial, cajas de conexión, etc.
- Que no se excedan los rangos de operación del inversor y alimentador
- Pruebas al inversor (marcha y paro automáticos, prueba de desconexión ante isla y reconexión exitosa en menos de 60 segundos)
- Pruebas a la protección RI centralizada (que el botón de prueba funcione, funcionamiento de conductores de comunicación con interruptores).

- Pruebas al sistema de limitación de potencia inyectada a la red (en un tiempo menor a 5 segundos)
- Frecuencia, voltaje y ajuste de protecciones del sistema
- Existencia de documentación (procedimientos de apagado y funcionamiento, diagrama unifilar, etc.) [36].

3.2.2.1.18 Mantenimiento

- Es responsabilidad del propietario el mantenimiento de la central FV, garantizando la seguridad de las personas y de las instalaciones
- Es necesario que el propietario posea un procedimiento de mantenimiento, operación, análisis de riesgo y emergencia de la instalación [36].

3.3 Implicaciones técnicas de esquemas de autoconsumo en condominios

Dentro de las implicaciones técnicas de llevar a cabo la implementación de esquemas de autoconsumo en condominios residenciales, se pueden mencionar tanto ventajas como desventajas. Cabe mencionar que varias de las implicaciones técnicas se relacionan directamente con los impactos técnicos que posee la generación distribuida. Bajo este contexto se pueden mencionar los siguientes puntos.

3.3.1 Capacidad de alojamiento

La capacidad de alojamiento se define como la potencia máxima de fuentes de generación distribuida que puede incorporarse a los sistemas eléctricos antes de que el rendimiento de este se vea afectado y que se requieran actualizaciones significativas [37]. De esta forma, este concepto es de vital importancia y debe ser analizado para verificar que la implementación de nuevos sistemas de autoconsumo puede llevarse a cabo. En la Figura 3.3, se presenta de manera gráfica el concepto de capacidad de alojamiento.

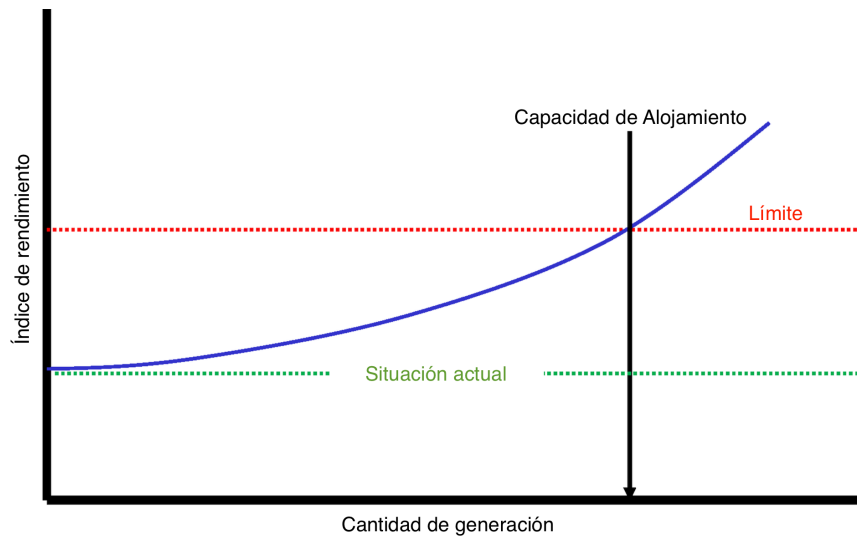


Figura 3.3. Concepto de la capacidad de alojamiento en sistemas eléctricos. [38]

La capacidad de alojamiento depende de varios factores, entre los que se incluyen:

- La ubicación de las centrales de autoconsumo
- Características del inversor
- Las características energéticas de la zona a lo largo del día
- Los equipos eléctricos presentes en la zona y sus características
- La filosofía de planificación y expansión de las redes de distribución [37].

De esta manera, la alta penetración de fuentes de generación para autoconsumo puede poner en riesgo la integridad de los sistemas de distribución, por lo que es una de las implicaciones técnicas más relevantes que deben evaluarse por parte de las empresas distribuidoras mediante estudios eléctricos de capacidad de alojamiento.

3.3.2 Flujo inverso

Como ya fue mencionado una de las implicaciones técnicas de la GD corresponde al redireccionamiento del flujo de potencia en los sistemas eléctricos, lo cual afecta principalmente a las redes de distribución por la localización de este tipo de fuentes y que puede significar un cambio en el ajuste de los sistemas de protecciones presentes.

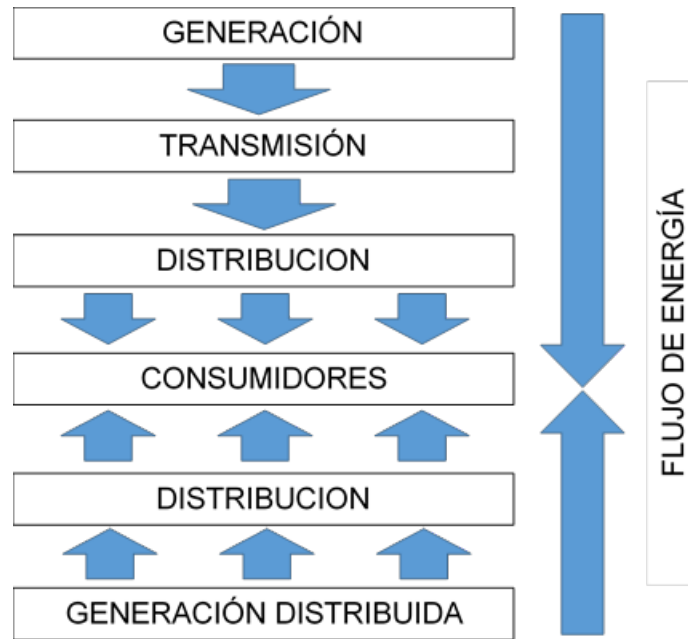


Figura 3.4. Flujo inverso en sistemas eléctricos debido a fuentes de generación distribuida para autoconsumo. [39]

Sin embargo, a pesar de las implicaciones de capacidad de alojamiento y flujo inverso que afectan a las redes de distribución, cabe mencionar que la integración de fuentes de generación para autoconsumo conectadas al sistema también presenta beneficios referentes a las pérdidas eléctricas y reducción en las sobrecargas de alimentadores.

3.3.1 Pérdidas eléctricas

Al incorporar sistemas de autoconsumo existen beneficios en la reducción de las pérdidas eléctricas, también conocidas como pérdidas técnicas, que son producto del transporte de la energía a través de alimentadores de distribución o líneas de transmisión. Al incorporar estos esquemas, se reduce el flujo de potencia en circulación lo que tiene como efecto una reducción de las pérdidas en estos elementos. Con lo cual, se logra una mejor eficiencia energética en términos del transporte de la electricidad.

Esto es beneficioso para los sistemas de transmisión y distribución, donde por ejemplo en el caso de España, alrededor del 10 % de la energía eléctrica generada se disipa en forma de pérdidas en dichos sistemas [40].

Por otro lado, las pérdidas en redes de distribución evolucionan en forma de la conocida curva tipo U ante la penetración de recursos de generación distribuida para el autoconsumo. Esto significa que hasta cierto punto de penetración se pueden reducir considerablemente las pérdidas, sin embargo, existe un punto de inflexión donde este

efecto se revierte debido al exceso de generación. Teniendo esto en cuenta es necesario que el crecimiento de la generación distribuida sea acorde al aumento de la demanda [40]. Este concepto se ilustra en la Figura 3.5.

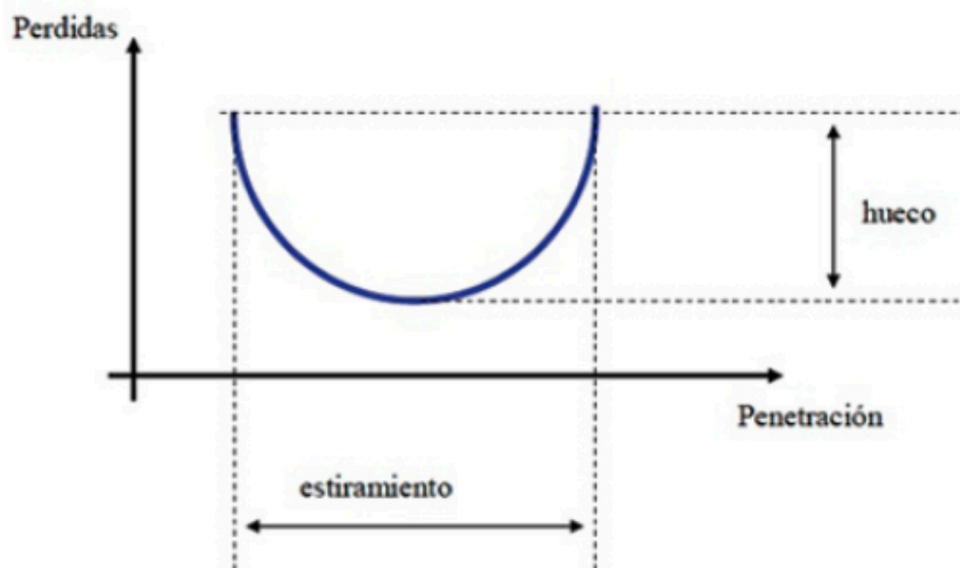


Figura 3.5. Curva tipo "U". [40]

Adicionalmente y como consecuencia de la reducción de pérdidas, se tiene que la capacidad de los alimentadores y líneas aumenta gracias a la implementación de estos esquemas. La disminución de pérdidas también permite reducir las caídas de voltaje y mejorando los perfiles en las redes de distribución.

3.3.2 Regulación de voltaje

Gracias a la implementación de centros de autoconsumo en las redes de distribución se pueden mejorar los perfiles de voltaje. Cabe destacar que la intermitencia de las fuentes de energía renovables puede tener implicaciones relevantes en este aspecto; sin embargo, esto puede solventarse mediante una ubicación adecuada de estos sistemas y con la implementación de consignas de control específicas, según los requerimientos de la red.

Adicionalmente, los inversores de estas fuentes de generación usualmente poseen diferentes funciones de control que permiten el control de diferentes variables eléctricas, lo que es beneficioso para la regulación de voltaje en la zona [40].

3.3.3 Confiabilidad

Ante la penetración del autoconsumo en los sistemas eléctricos, se presenta un aumento en la confiabilidad debido a la eliminación de la dependencia de las grandes centrales de

generación y líneas de transmisión, gracias a la ubicación cercana a la demanda de estas nuevas unidades generadoras. Cabe mencionar que la intermitencia del recurso primario puede afectar a la confiabilidad, sin embargo, esto puede solucionarse mediante la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía en conjunto con las centrales de autoconsumo.

Una de las principales ventajas técnicas de los sistemas de autoconsumo conectados a la red es su contribución al mejoramiento de disponibilidad del servicio de energía eléctrica, que pueden deberse a la ocurrencia de fallas en las líneas de alto voltaje. De esta manera se puede reducir el número de interrupciones [40].

Se ha demostrado, mediante el análisis de los diferentes índices de confiabilidad, que la GD aporta positivamente a la confiabilidad de sistemas de distribución [41]. Esto puede apreciarse en el siguiente cuadro comparativo de la Tabla 3.15, donde se presentan los resultados con y sin GD en alimentadores de CNEL EP – El Oro y donde se evidencia la mejora de estos índices.

Tabla 3.15. Comparación de índices de confiabilidad con y sin GD. [41]

Índice de confiabilidad	Sin GD	Con GD
Índice medio de frecuencia de interrupción del sistema (fallas/cliente.año)	14.6336	14.634
Índice medio de frecuencia de interrupción del sistema (horas/cliente_año)	8.986	5.640
Índice medio de duración de interrupción a los usuarios (fallas/cliente.año)	0.614	0.385
Energía no suministrada (MWh/año)	20.456	12.148

3.3.4 Calidad del producto

Al incorporar centrales de generación cerca de los puntos de demanda del sistema se logra una disminución del componente reactivo de la energía producto del transporte de la electricidad, además que las formas de onda presentan una menor deformación, otorgando al usuario un producto de mayor calidad [40].

Al utilizarse inversores para la conexión de sistemas de autoconsumo con la red, estos poseen espectros de armónicos que se inyectan afectando la calidad de la energía en su zona de influencia. Esto se debe a que estos sistemas basan su funcionamiento en la

conmutación de dispositivos de electrónica de potencia para convertir la potencia DC en AC. Adicionalmente, estos dispositivos pueden inyectar corriente con componente DC, desbalance de voltaje en el caso de inversores monofásicos [42].

Debido a esto es importante una modelación correcta de las unidades de generación de autoconsumo para evaluar, mediante estudios de calidad de energía, su afectación a la red eléctrica. Para lo cual se pueden utilizar los espectros armónicos de los inversores dados en las hojas de datos de estos equipos, entre otros parámetros.

3.3.5 Almacenamiento de la energía

Uno de los mayores inconvenientes técnicos que presenta la utilización de esquemas de autoconsumo de electricidad, se relaciona con la necesidad de almacenar la energía generada en horas del día por las fuentes de energía renovables para su aprovechamiento en horas cuando la demanda de energía crece. En sistemas con baja penetración de fuentes renovables esto no es relevante, puesto que se utiliza como respaldo a la red, lo que da origen a los esquemas de compensación (*net metering* y *net billing*). Sin embargo, en sistemas con alta presencia de este tipo de fuentes, existe la necesidad de utilizar sistemas de almacenamiento de energía para solventar este problema.

3.3.6 Factores ambientales

En el contexto actual, existen restricciones ambientales y sociales que impiden la expansión de los sistemas eléctricos, sobre todo en las áreas de generación y transmisión. Entendiéndose a estas como grandes estructuras con afectaciones al paisaje, ríos y emisiones nocivas a la atmósfera de gran magnitud, entre otras.

Sin embargo, el crecimiento de la demanda en el país ha ido en aumento en los últimos años, como puede evidenciarse en la Figura 3.6, ante esta problemática los esquemas de autoconsumo presentan una solución con beneficios medioambientales y energéticos de implementación relativamente rápida.

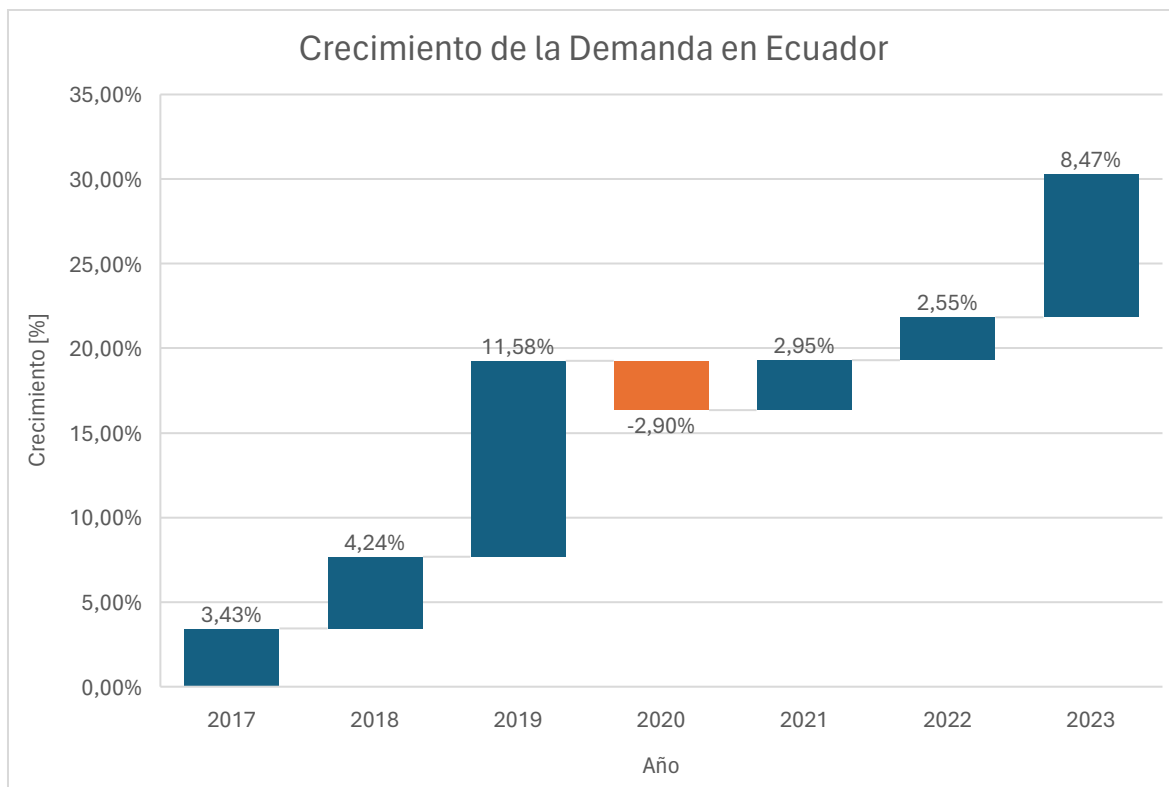


Figura 3.6. Crecimiento porcentual de la demanda de energía 2017 a 2023 en Ecuador.

[43]

Adicionalmente, las fuentes de generación para autoconsumo hacen uso de fuentes de energía alternativas, reduciendo así las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera y por lo tanto su impacto ambiental. Esto se ilustra en la Figura 3.7, donde puede apreciarse como la fuente de energía solar FV se encuentra muy por debajo de fuentes de energía convencionales como la térmica.

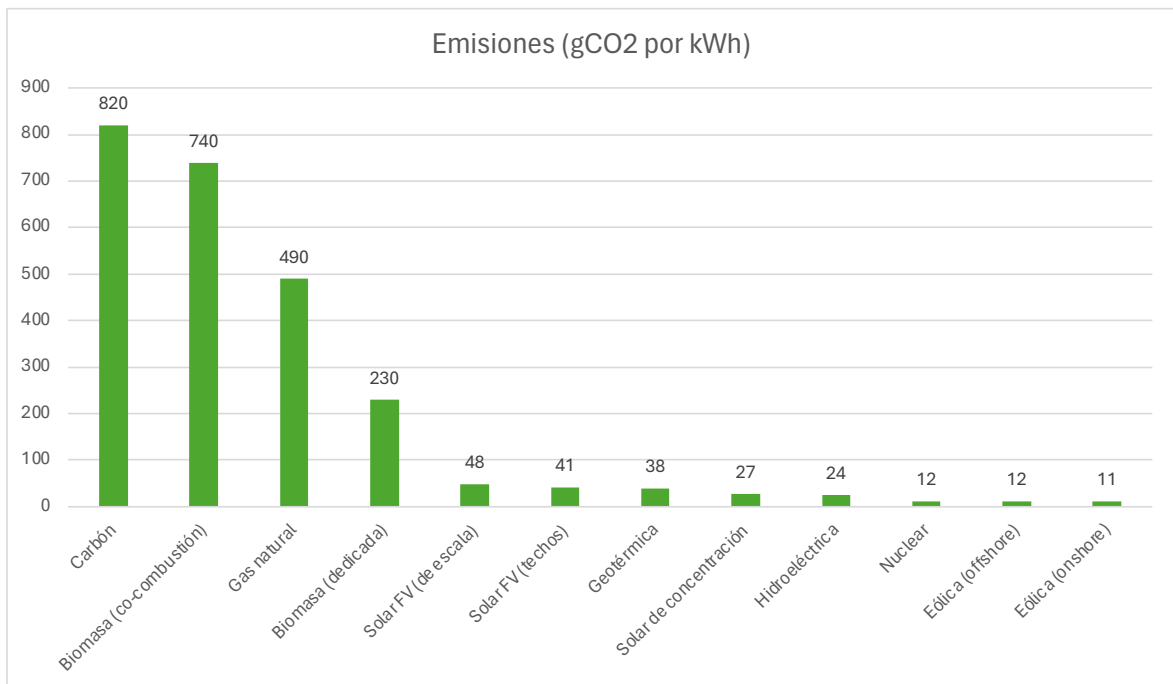


Figura 3.7. Emisiones de CO₂ de distintas fuentes de energía. [44]

3.3.7 Flexibilidad

Gracias a la versatilidad y rapidez de instalación de centrales de generación para el autoconsumo, se aumenta la flexibilidad del sistema, puesto que se pueden incorporar generadores de diferentes capacidades en prácticamente cualquier punto de la red. Esto se debe principalmente a que estos sistemas pueden ser modulares y permiten realizar un seguimiento de la demanda en cuanto a su crecimiento se refiere, sin la necesidad de una planeación tan exhaustiva como se tiene por la construcción de centrales de generación convencionales de muy alta capacidad.

3.4 Propuesta técnica para el autoconsumo en condominios

Se plantea la siguiente propuesta técnica para el desarrollo de esquemas de autoconsumo de energía eléctrica en condominios residenciales en Ecuador, abarcando el siguiente índice:

1. Condiciones generales
2. Diseño de la central FV
 - 2.1. Dimensionamiento de la central FV

- 2.2. Inversor
- 2.3. Módulos FV
- 2.4. Estructuras de soporte y ángulo de inclinación de los módulos FV
- 2.5. Área requerida para la instalación de los módulos FV
- 2.6. Conductores y conexiones
- 2.7. Sistema de puesta a tierra
- 2.8. Sistema de protecciones
 - 2.8.1. Protección de sobrecorriente
 - 2.8.2. Protección de cortocircuitos
 - 2.8.3. Protección ante perturbaciones de voltaje y electromagnéticas
3. Calidad de la energía
4. Equipo de medición
5. Requerimientos para la conexión con la red
6. Documentación
7. Pruebas de verificación para la puesta en marcha
8. Mantenimiento

A continuación, se detalla cada uno de los apartados para establecer una guía clara que permita el correcto diseño, instalación y puesta en marcha de centrales fotovoltaicas para el autoconsumo en condominios, basada en la investigación previa de estándares y procedimientos que se aplican en otros países donde ya se llevan a cabo este tipo de proyectos.

3.4.1 Consideraciones generales

De manera general, para garantizar la integridad de las redes de distribución a las cuales se conecten las centrales fotovoltaicas destinadas a abastecer la demanda de condominios residenciales en Ecuador, estas no deben presentar ningún tipo de afectación a la operación ni calidad del producto de las empresas distribuidoras.

Dentro de las modalidades de autoconsumo aplicables, se tiene que tanto la modalidad local como remota son válidas. La primera solo en el caso que la superficie disponible en

la propiedad lo permita (por ejemplo, en condominios de casas en zonas rurales), mientras que la segunda es de especial interés para edificios residenciales ubicados en los centros de las ciudades.

Esta guía debe complementarse con todos los procedimientos, trámites, certificados, responsabilidades y demás directrices para las empresas distribuidoras y propietarios, descritos en la normativa ecuatoriana vigente.

3.4.2 Diseño de la central FV

A continuación, se detallan las consideraciones para el diseño de la central FV para el autoabastecimiento de energía, partiendo desde su dimensionamiento y abarcando la selección de sus componentes.

3.4.2.1 Dimensionamiento de la central FV

El dimensionamiento de la central de generación se realiza con el fin de abastecer la demanda total del condominio residencial, de forma tal que la energía estimada producida sea igual o menor a la energía consumida anualmente [21]. Para esto pueden presentarse dos situaciones.

- a) Que existan registros de consumo: se deben tomar en cuenta para el dimensionamiento los registros de consumo de energía de todos los consumidores y áreas comunales de al menos el último año. Adicionalmente se puede considerar la proyección de la demanda.
- b) Que no existan registros de consumo: en este caso, se recomienda realizar una estimación del consumo de energía del condominio una vez que se disponga de los diseños arquitectónicos definitivos de las instalaciones. Se recomienda contrastar las proyecciones con consumos típicos de instalaciones similares, como por ejemplo otros departamentos o casas de similares características.

Para garantizar la cobertura de la demanda a lo largo de un año, se puede utilizar la siguiente expresión para determinar la potencia nominal de la instalación.

$$P_n = \frac{\sum_{i=1}^{12} E_{mensual_i}}{FP_{FV} * 8760 [h]} \quad (3.5)$$

Donde:

$E_{mensual_i}$: Energía mensual consumida en el mes i , [kWh].

FP_{FV} : Factor de planta de las centrales de generación con tecnología FV, [p.u.].

El factor de planta de la instalación puede determinarse mediante la utilización de software especializado o bien a partir de los datos de irradiancia que se disponga en la zona mediante las siguientes expresiones.

$$FP_{FV} = \frac{HSP}{24} * EG \quad (3.6)$$

Donde:

HSP : Horas solar pico, [h].

EG : Eficiencia global del sistema FV.

$$HSP = \frac{IGH}{1 \left[\frac{kWh}{m^2} \right]} \quad (3.7)$$

Donde:

IGH : Irradiancia global horizontal, $\left[\frac{kWh}{m^2} \right]$.

El cálculo de la potencia nominal de la central sirve determinar el número de paneles necesarios, así como también las características de el o los inversores y en consecuencia la superficie requerida para la construcción de la central.

Es importante mencionar que existe software especializado que permite estimar la energía anual producida por una central de generación FV, este tipo de verificaciones realizan la estimación considerando las condiciones ambientales de irradiancia y temperatura del sitio, inclinación de paneles, área requerida, etc. lo que permite realizar diferentes pruebas cambiando equipamiento hasta conseguir la producción energética que se busca. Un ejemplo de esto es el software *PVsyst*, que tiene como funciones principales, la determinación de la producción de electricidad y análisis de pérdidas en un sistema FV [45].

3.4.2.2 Inversor

La selección del inversor que permite el acople de la central FV con la red eléctrica, se basa en la potencia nominal de la instalación determinada en el apartado 3.4.2.1. Para lo cual, el inversor debe tener una capacidad de potencia de salida (en el lado de corriente alterna) acorde con este valor.

Adicionalmente, en caso de utilizarse más de un inversor, la cantidad de estos equipos se determina mediante la Ecuación 3.8.

$$N_{inv} = \frac{P_n}{P_{ACinv}} \quad (3.8)$$

Donde:

N_{inv} : Cantidad de inversores

P_n : Potencia nominal de la instalación, [kW]

P_{ACinv} : Potencia nominal de salida del inversor, [kW]

Las características de los inversores deben estar alineados a los requerimientos de la norma IEC 62109:2010: “Seguridad de convertidores de potencia para uso en sistemas de energía fotovoltaica”. Deben garantizar un suministro de potencia que no afecte a la calidad de la energía de la red, para lo cual deben tener las siguientes características:

- Su eficiencia debe ser de al menos 80 %
- Impedir la operación en isla de la central FV
- Bloquear la inyección de corriente continua
- Pueden poseer protecciones internas ante: descargas eléctricas, sobre voltajes y sobre corriente, las cuales deben coordinarse en caso de existir varios inversores en la instalación
- Deben generar una onda sinusoidal y garantizando la calidad del producto inyectado a la red, según los requerimientos de calidad indicados en esta guía
- Su ubicación debe ser favorable para su mantenimiento o cambio

3.4.2.3 Módulos fotovoltaicos

Los módulos FV, para poder ser parte de la instalación, deben cumplir con los requisitos establecidos en el estándar IEC 61730-1:2023, descrito anteriormente. Para lo cual deben cumplir con lo siguiente:

- Documentación y etiquetado: Se debe contar con un certificado emitido por el fabricante donde consten los datos generales (modelo, número de serie, dimensiones, altitud máxima, etc.), manual de instalación (mecánica y eléctrica) y especificaciones técnicas del módulo (parámetros en condiciones STC, diodos de derivación compatibles, etc.). Adicionalmente, la información principal debe ubicarse en forma de los datos de placa que sea visible.
- Los componentes eléctricos como cableado, cajas de conexión, barreras de aislamiento, conexiones, diodos de derivación, entre otros, deben ser resistentes a

las tensiones ambientales, eléctricas y mecánicas a las que se expondrá el módulo. Esto en cumplimiento con los requerimientos específicos del estándar.

- No deben representar un riesgo de descargas eléctricas para las personas, para esto los componentes con voltajes peligrosos no deben ser de fácil acceso y tienen que encontrarse debidamente aislados.

La selección del modelo de los módulos fotovoltaicos debe realizarse tomando en consideración los parámetros básicos de estos equipos como: tecnología, eficiencia, potencia máxima, etc. Es importante considerar que los datos de placa que poseen los módulos vienen dados en Condiciones Estándar de Prueba "STC" (25° C, 1000 W/m² y 1.5 AM) y por lo tanto deben corregirse para las condiciones propias de la zona donde se vayan a instalar. Un ejemplo de esto, son los conocidos como coeficientes de temperatura que vienen dados por el fabricante y que afectan a los parámetros de corriente, voltaje y la potencia de los módulos FV según las siguientes expresiones [46].

$$I_{sc} = I_{sc(STC)} * [1 + \alpha * (T - 25^\circ)] \quad (3.9)$$

Donde:

I_{sc} : Corriente de cortocircuito del módulo, [A]

$I_{sc(STC)}$: Corriente de cortocircuito en condiciones STC, [A]

α : Coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito, [%/°C]

T : Temperatura ambiente, [°]

$$V_{oc} = V_{oc(STC)} [1 + \beta * (T - 25^\circ)] \quad (3.10)$$

Donde:

V_{oc} : Voltaje de circuito abierto del módulo, [V]

$V_{oc(STC)}$: Voltaje de circuito abierto en condiciones STC, [V]

β : Coeficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto, [%/°C]

$$V_{MPP} = V_{MPP(STC)} [1 + \delta * (T - 25^\circ)] \quad (3.11)$$

V_{MPP} : Voltaje del punto de máxima potencia, [V]

$V_{MPP(STC)}$: Voltaje del punto de máxima potencia en condiciones STC, [V]

δ : Coeficiente de temperatura de voltaje del punto de máxima potencia, [%/°C]

$$I_{MPP} = I_{MPP(STC)} * [1 + \sigma * (T - 25^\circ)] \quad (3.12)$$

I_{MPP} : Corriente del punto de máxima potencia, [V]

$I_{MPP(STC)}$: Voltaje del punto de máxima potencia en condiciones STC, [V]

σ : Coeficiente de temperatura de voltaje del punto de máxima potencia, [%/°C]

$$P_{MPP} = P_{MPP(STC)}[1 + g * (T - 25^\circ)] \quad (3.13)$$

P_{MPP} : Potencia máxima de entrega del panel, [kW]

$P_{MPP(STC)}$: Potencia máxima de entrega del panel en condiciones STC, [kW]

g : Coeficiente de temperatura de potencia de máximo punto de entrega, [%/°C]

Adicionalmente la irradiancia afecta de manera proporcional a la corriente generada y en consecuencia a la potencia. De forma matemática la relación proporcional entre irradiancia y corriente de cortocircuito puede expresarse de la siguiente forma.

$$I_{sc} = I_{sc(STC)} \frac{B}{1000 \left[\frac{W}{m^2} \right]} \quad (3.14)$$

Donde

B : Irradiancia sobre el panel FV.

Es importante realizar estos ajustes, puesto que la temperatura e irradiancia pueden tener gran influencia en los parámetros de los paneles FV, de acuerdo con lo investigado en el Marco Teórico.

Para determinar el número de paneles en serie y paralelo requeridos para cumplir con la potencia nominal de la instalación, así como también con las características máximas y mínimas del inversor, se utilizan las siguientes expresiones. Cabe mencionar que es necesario haber corregido los parámetros de los módulos por temperatura e irradiancia.

El número de módulos FV en serie se determina como el promedio entre el número mínimo y máximo de módulos que pueden conectarse en serie, según las características del inversor. Esto con el fin de evitar daños en el equipo.

$$N_{serie} = \frac{\frac{V_{mínMPPinv}}{V_{MPPpanel}} + \frac{V_{máxMPPinv}}{V_{MPPpanel}}}{2} \quad (3.15)$$

Donde:

N_{serie} : Número de paneles en serie

$V_{mín_{MPPinv}}$: Voltaje mínimo requerido por el inversor, [V]

$V_{máx_{MPPinv}}$: Voltaje máximo permitido por el inversor, [V]

$V_{MPPpanel}$: Voltaje del punto de máxima potencia del panel, [V]

Por otro lado, el número de paneles en paralelo para cumplir con la potencia nominal de la central puede calcularse de la siguiente manera.

$$N_{paralelo} = \frac{P_{inv}}{P_{n\ módulo} * N_{serie}} \quad (3.16)$$

Donde:

$N_{paralelo}$: Número de paneles paralelo

P_{inv} : Potencia nominal del inversor, [kW]

$P_{n\ módulo}$: Potencia nominal de los módulos FV, [kW]

Adicionalmente se debe verificar el cumplimiento de la siguiente condición para evitar daños en el inversor.

$$N_{paralelo} < \frac{I_{max\ inv}}{I_{SC\ módulo}} \quad (3.17)$$

Donde:

$I_{max\ inv}$: Máxima corriente del inversor, [A]

$I_{SC\ módulo}$: Corriente de cortocircuito del panel, [A]

3.4.2.4 Estructuras de soporte y ángulo de inclinación de los módulos FV

Es importante que las estructuras de soporte garanticen un buen desempeño a lo largo de la vida útil de la planta de generación, para lo cual es importante que su material sea resistente a las exigencias ambientales características de la zona, así como también las tensiones mecánicas derivadas.

Para lo cual, es necesario utilizar estructuras con suficiente resistencia a la temperatura, viento, corrosión y peso proyectados, información que debe corroborarse con los datos del fabricante. Se recomienda utilizar estructuras de soporte de acero inoxidable para este efecto, adicionalmente los elementos de conexión entre estructuras como tornillos y tuercas deberán cumplir con los mismos requerimientos.

Cabe mencionar que en otros países puede resultar beneficioso el uso de estructuras de soporte con tecnología de seguimiento del sol, sin embargo, para Ecuador se presenta un buen aprovechamiento del recurso solar con estructuras de tipo fijas. Esto, debido a la su ubicación geográfica, donde se tiene que el ángulo de inclinación de máximo aprovechamiento es de 0° [47]. En la Figura 3.8 se aprecia un mapa de ángulo óptimo de inclinación de paneles a nivel mundial.

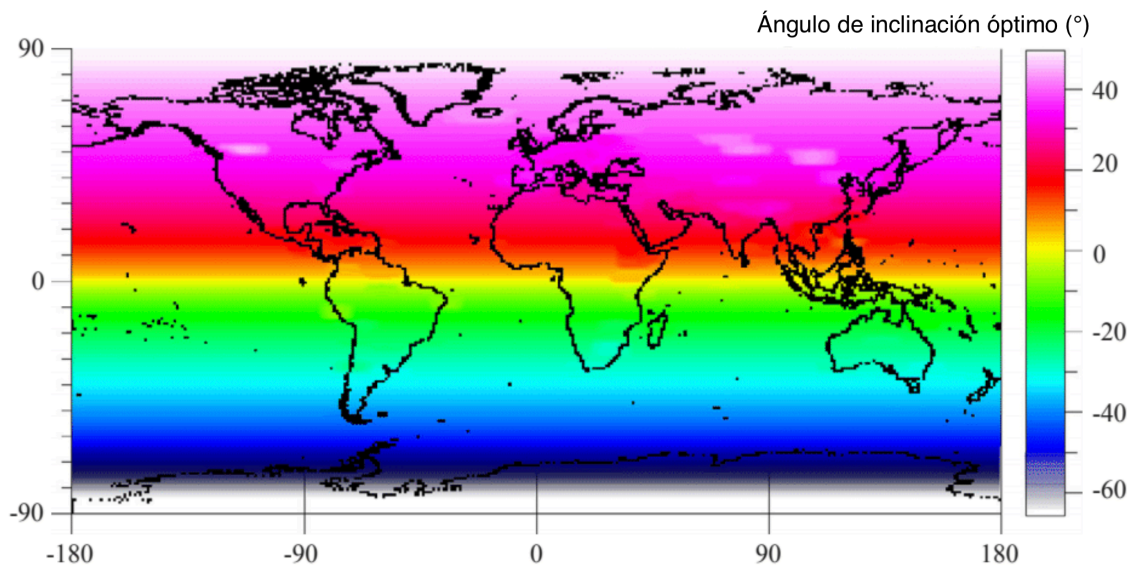


Figura 3.8. Mapa mundial del ángulo de inclinación óptimo de paneles solares. [47]

Teniendo esto en cuenta, se recomienda una inclinación de 10° para evitar la acumulación de polvo y residuos que puedan afectar la producción de energía, esto también permitirá además la auto limpieza de los módulos cuando se presenten lluvias. De esta forma la inclinación deberá realizarse apuntando hacia el norte en ubicaciones por encima del paralelo 0° y apuntando hacia el sur para ubicaciones por debajo de este paralelo.

3.4.2.5 Área requerida para la instalación de los módulos FV

A partir del número de paneles requeridos determinado con anterioridad, es posible estimar el área requerida para la construcción de la instalación generadora, considerando una distancia de separación entre paneles. Esta distancia se calcula considerando las sombras que pueden producirse en los solsticios y la altura que tendrán los paneles como resultado de su ángulo de inclinación (en este caso 10°).

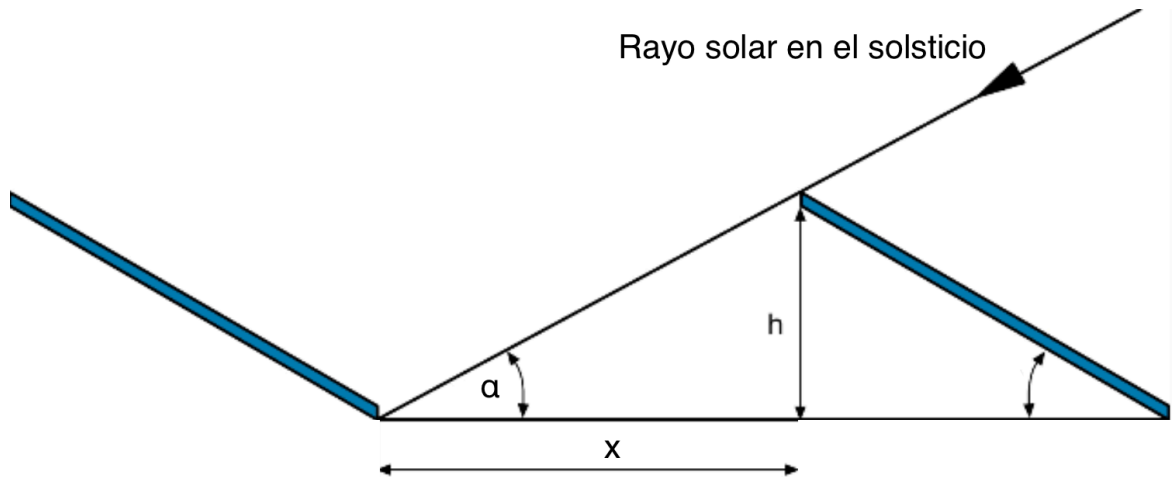


Figura 3.9. Distancia mínima entre paneles FV. [48]

De esta forma la distancia mínima entre filas de módulos se determina de la siguiente forma.

$$h = \text{sen}(\beta) * L_p \quad (3.18)$$

$$x = \frac{h}{\tan(\alpha)} \quad (3.19)$$

Donde:

h : Proyección de altura del módulo, [m]

β : Ángulo de inclinación de los módulos, [°]

L_p : Longitud del módulo, [m]

x : Distancia mínima de separación entre filas de módulos, [m]

α : Ángulo de incidencia del rayo solar en el solsticio, [°]

Para el cálculo del área requerida por los módulos se puede utilizar la siguiente expresión, sin embargo, cabe mencionar que para los diseños definitivos es necesario utilizar software de dibujo técnico (como por ejemplo AutoCAD) para establecer la distribución espacial de los equipos en el área disponible.

$$A = N_p * (A_p + x * l_p) \quad (3.20)$$

Donde:

A : Área requerida para la instalación de los módulos, [m²]

N_p : Número total de módulos FV

A_p : Área del módulo

l_p : Ancho del módulo

Adicionalmente, se puede utilizar una configuración conocida como “a dos aguas” de los módulos, lo que permite un mejor aprovechamiento de la superficie. Esto se recomienda para proyectos cercanos al paralelo 0° . De esta forma se elimina la necesidad de dejar un espacio entre filas y optimizando el área de construcción requerida. En este caso el área total requerida se determina de la siguiente manera.

$$A = N_p * (2 * \cos(\beta) * L_p * l_p) \quad (3.21)$$

3.4.2.6 Conductores y conexiones

Las conexiones eléctricas deben realizarse mediante conectores apropiados (con enclavado) y no mediante algún tipo de enroscamiento de los cables.

Entre módulos las conexiones se realizan mediante las respectivas cajas de conexión que poseen estos elementos. Las conexiones hacia el inversor de las cadenas se deben llevar a cabo mediante cajas de conexión o de forma directa. Esto dependiendo si se utilizan inversores de cadena o centrales.

Las cajas de conexión deben contener al menos lo siguiente:

- Seccionador que permita la operación con carga
- Descargadores de sobrevoltajes
- Fusibles o interruptores automáticos
- Conectores para el inversor y puesta a tierra

Finalmente es necesario que los cables entren por la parte inferior de los elementos conectados (inversor, cajas, tableros, etc). Esto con el fin de proteger a las conexiones de las condiciones climáticas.

Por otro lado, los conductores, además de resistir a las exigencias ambientales, deben garantizar que la caída de voltaje en el lado de CC no supere el 1,5 % del valor nominal, mientras que del lado de CA este valor no debe superar el 3 %. Adicionalmente los cables deben tomar en consideración para su dimensionamiento el 125 % de la corriente de cortocircuito de la cadena, grupo o subgrupo.

La capacidad máxima de corriente permanente del cable debe ser mayor o igual a la máxima corriente de cortocircuito de la cadena y que de la corriente nominal de la protección. Para el caso en el que existan varios subgrupos de cadenas en paralelo, se debe seguir el mismo criterio, pero considerando un margen de seguridad del 10 % por sobre la máxima corriente de cortocircuito y de la protección.

3.4.2.7 Sistema de puesta a tierra

Para salvaguardar la integridad de las personas ante descargas eléctricas por fallas de aislamiento, se debe incorporar una conexión equipotencial a tierra de todas las partes metálicas de la instalación (estructuras de soporte, cajas, canaletas, etc.), siguiendo las recomendaciones de los fabricantes.

La puesta a tierra de la fuente de generación no debe afectar la configuración de puesta a tierra no debe afectar las condiciones de puesta a tierra del sistema de distribución. Es decir, no debe producir sobrevoltajes mayores a los que se presentaban antes de la incorporación de la fuente en el área y no influirá en la coordinación de protecciones de falla a tierra.

Los conductores deben ser de una sección mínima de 4 mm². La resistencia de la puesta a tierra no debe superar los 10 Ohm [49]. La medición de la resistencia de puesta a tierra debe realizarse acorde a la normativa aplicable.

La malla de puesta a tierra debe encontrarse a al menos 60 cm, y su resistencia no debe superar los 5 Ohm. Para su diseño y verificación se recomienda la utilización de software especializado como ETAP [50].

La puesta a tierra para la protección de descargas atmosféricas se recomienda en instalaciones que se encuentren expuestas a estos fenómenos donde no se presente en su cercanía un equipo pararrayos, la altura de este equipo viene determinada por el área de protección que se desee y por lo tanto de la superficie utilizada por la instalación FV [50].

3.4.2.8 Protecciones

Dentro del sistema de protecciones, una de las funciones principales que se deben cumplir es la desconexión de la planta de generación ante fallas internas del sistema o bien de la red. Esto se debe realizar mediante un interruptor termomagnético o bien una protección diferencial que actúe sobre un interruptor general en el lado de CA y que posea un tiempo de desconexión menor a 20 ms.

En cumplimiento con los requisitos de protecciones indicados en el estándar IEC 60364-7-712:2017, se debe cumplir con lo siguiente en el sistema de protecciones:

3.4.2.8.1 Protección de sobrecorriente

La protección de sobrecorriente debe colocarse por cadena y en caso de que se conecten varias cadenas en paralelo, una protección general.

Considerando que cada cadena posee el mismo número de módulos en serie, se requiere una protección por cada cadena que cumpla con la siguiente ecuación:

$$1,35 * I_{m\acute{a}x_OCPR} < (N_p - 1)I_{sc_m\acute{a}x} \quad (3.22)$$

Donde:

$I_{m\acute{a}x_OCPR}$: Corriente máxima de protección de sobrecorriente, [A].

N_p : Número de cadenas en paralelo.

$I_{sc_m\acute{a}x}$: Corriente de cortocircuito máxima de los módulos, [A].

Por otro lado, la corriente nominal de la protección debe cumplir con la siguiente expresión, que toma en consideración un margen de seguridad del 10 %.

$$1,1 * I_{sc_m\acute{a}x} \leq I_n \leq I_{m\acute{a}x_OCPR} \quad (3.23)$$

Donde:

I_n : Corriente nominal de la protección, [A].

Finalmente, la protección general de varias cadenas que se encuentren en paralelo debe cumplir la siguiente condición, referente a su corriente nominal de operación.

$$N_p * 1,1 * I_{sc_m\acute{a}x} \leq I_n \leq I_{m\acute{a}x_OCPR} - (N_p - 1)I_{sc_m\acute{a}x} \quad (3.24)$$

3.4.2.8.2 Protección ante cortocircuitos

Esto debe llevarse a cabo mediante un dispositivo de protección de sobrecorriente que se disponga en el tablero de distribución de la instalación.

3.4.2.8.3 Protección ante perturbaciones de voltaje y perturbaciones electromagnéticas

Para proteger la instalación de sobrevoltajes transitorios debido a descargas atmosféricas o efectos de conmutación, debe incorporarse una protección contra sobrevoltajes en el lado de CC. Todo esto se realiza en concordancia con el estándar IEC 60364-4-44.

3.4.3 Equipos de medición

Los requisitos en cuanto al equipo de medición requerido varían dependiendo de la modalidad de autoconsumo de la que se desarrolle (local o remota).

Para definir los requerimientos del equipo de medición cabe realizar un análisis de las opciones disponibles: un solo medidor bidireccional, o un medidor bidireccional más un medidor adicional (de carga o generación).

La utilización de un solo medidor bidireccional posee desventajas. Esto implica una pérdida de la información del consumo y producción de energía (información importante para la estadística y operación), debido a que el medidor solo registra el balance de energía. Por otro lado, impide la evaluación efectiva del factor de potencia; esto debido a que la generación solo aporta con potencia activa, lo que puede conducir a sanciones al consumidor por la relación entre P y Q a fin de mes, a pesar de que la carga inductiva no haya sido modificada.

Para abordar esta problemática se recomienda la instalación de dos medidores, dependiendo de la modalidad de autoconsumo, estos pueden tener diferentes características.

- Medición en modalidad local: puede instalarse un medidor bidireccional general y uno de carga por cada usuario; o bien dos medidores convencionales, uno de inyección y otro de consumo por cada cliente.
- Medición en modalidad remota: en este caso, se debe poseer de dos medidores, uno de generación ubicado en el PCC de la instalación FV y el medidor tradicional de consumo en la carga por cada residencia.

Los medidores deben cumplir con lo establecido por el estándar IEEE 1547, esto incluye la medición de voltaje, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva y tiempo; así como también la precisión requerida en su medición según lo detallado en la Tabla 3.16.

Tabla 3.16. Requisitos de precisión de medición. [31]

Parámetro	Estado estacionario			Estado transitorio		
	Precisión mínima	Ventana de medición	Rango	Precisión mínima	Ventana de medición	Rango
Voltaje (RMS)	$\pm 1 \% V_{nom}$	10 ciclos	0.5 – 1.2 p.u.	$\pm 2 \% V_{nom}$	5 ciclos	0.5 – 1.2 p.u.

Frecuencia	10 mHz	60 ciclos	50 - 66 Hz	100 mHz	5 ciclos	50 - 66 Hz
Potencia activa y reactiva	$\pm 5 \% S_{nom}$	10 ciclos	0.2 – 1 p.u.	No requerido	-	-
Tiempo	1 % de la duración de la medición	-	5 – 600 s	2 ciclos	-	100 ms - 5 s

Adicional a los medidores de energía eléctrica, se recomienda incorporar la medición de irradiancia sobre la planta de generación mediante un dispositivo conocido como piranómetro. Esto con el fin de verificar la generación de la central y evitar ataques en las mediciones.

3.4.4 Calidad de la energía

Para garantizar que la integración de la instalación FV no presente ninguna afectación a la calidad de la energía del sistema de distribución, se deben cumplir con las siguientes condiciones:

- Entregar energía a un factor de potencia cercano a la unidad, cuyo valor será definido por la distribuidora.
- Que la inyección de la componente DC de la corriente no supere el valor máximo correspondiente al 0,5 % de la corriente nominal de la instalación.
- Que la distorsión armónica total de corriente no supere el 5 % y que el espectro armónico no supere los siguientes límites para cada orden de armónico respecto a la componente fundamental, según la Tabla 3.17.

Tabla 3.17. Límites de componentes armónicas de corriente, en porcentaje de la fundamental.

Límites de armónicos impares					
Orden de armónico	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$
Límite (%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3
Límites de armónicos pares					
Orden de armónico	$h = 2$	$h = 4$	$h = 6$	$8 \leq h < 50$	
Límite (%)	1.0	2.0	3.0	Acorde al rango de armónicos impares	

3.4.5 Requerimientos para la conexión con la red

Para garantizar que la integración de la instalación FV no presente ninguna afectación al sistema de distribución, para lo cual deben garantizar:

- Impedir la operación en isla con la zona de conexión con la red de distribución, para lo cual el sistema deberá desconectarse ante fallas internas o externas mediante su sistema de protecciones.
- Que la sincronización con la red se realice únicamente cuando el voltaje se encuentre dentro del 5 % de diferencia con el valor nominal, la frecuencia entre 59 Hz y 61 Hz.
- Que, dependiendo las consignas de la distribuidora y del marco regulatorio, la central posea al menos alguno de los siguientes tipos de control con la intención de aportar a la red de distribución según lo que se requiera:
 - a) Factor de potencia constante
 - b) Potencia reactiva constante
 - c) Voltaje - potencia reactiva
 - d) Potencia activa – reactiva
 - e) Voltaje – potencia activa
- Que, ante variaciones de voltaje o frecuencia en la zona por fuera de los límites operativos de la red de distribución, se requiere que la central de generación se desconecte según los siguientes tiempos de despeje, acorde con la Tabla 3.18.

Tabla 3.18. Requerimientos de despeje ante variaciones de voltaje y frecuencia

Variaciones de voltaje		Variaciones de frecuencia	
Voltaje (p.u. del Vnom)	Tiempo de despeje (s)	Frecuencia (Hz)	Tiempo de despeje (s)
1.20	0.16	62.0	0.16
1.10	2.0	61.2	300.0
0.70	2.0	58.5	300.0
0.45	0.16	56.5	0.16

- Que la capacidad de inyección y absorción de potencia reactiva sea de al menos un 25 % de la potencia nominal de la central de generación.

3.4.6 Documentación

La documentación técnica requerida debe responder a las directrices del estándar IEC 62446-2009 y contempla al menos lo siguiente:

- Diagrama unifilar
- Procedimientos de instalación, operación y mantenimiento de la central
- Documentación con la información general y parámetros eléctricos de la central, equipos y materiales

3.4.7 Pruebas de verificación para la puesta en marcha

La verificación del cumplimiento de los requerimientos establecidos en esta guía debe llevarse a cabo por parte de la empresa distribuidora. Para esto se llevará a cabo una verificación del cumplimiento de los siguientes puntos:

- Diseño de la central FV
- Equipo de medición
- Calidad de la energía
- Requerimientos para la conexión con la red
- Documentación

Adicionalmente se realizarán las pruebas necesarias por parte de la distribuidora para verificar que la conexión del sistema no presente afectaciones a la red de distribución y autorizar su puesta en marcha, dentro de las cuales se tiene:

- Respuesta ante variaciones anormales de voltaje y frecuencia: se verificará que ante diferentes perturbaciones de voltaje y frecuencia que excedan los límites establecidos en esta guía se despeje desconecte la central en los tiempos respectivos.
- Sincronización con la red: se comprobará que la sincronización con la red y conexión de la central FV se realice únicamente bajo las condiciones de voltaje y frecuencia establecidas.

- Prueba ante operación en isla: se verificará que, ante la interrupción del servicio, la central FV se desconecta evitando la operación en isla según los requerimientos de esta guía.
- Inyección de corriente DC: se verificará que la inyección de la componente DC de corriente no sobrepase lo establecido en esta guía.
- Calidad de energía: se verificará mediante la utilización de un equipo analizador de redes la inyección a la red de armónicos y otros fenómenos que afecten la calidad de la energía, verificando que se cumpla con los límites establecidos en los estándares citados.
- Continuidad del sistema de puesta tierra: para garantizar la seguridad

3.4.8 Mantenimiento

El mantenimiento preventivo de los equipos debe realizarse acorde a las recomendaciones de los fabricantes, estos procedimientos y los mantenimientos correctivos deben llevarse a cabo por parte del propietario de la instalación; para garantizar el correcto funcionamiento y seguridad de las personas e instalaciones. Esto se realizará en base a la documentación de mantenimiento.

Cabe mencionar que es importante mantener en buenas condiciones los componentes eléctricos y mecánicos, así como también la limpieza de los paneles y también evitar que la maleza afecte a los equipos.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- Se cumplió con la investigación y análisis de los diferentes estándares técnicos vigentes que se aplican al diseño, instalación y operación de generadores de tecnología fotovoltaica, permitiendo una identificación de los aspectos principales con aplicación al autoconsumo de energía eléctrica.
- Se realizó una correcta descripción y análisis de las guías técnicas aplicadas en otros países referentes a la implementación del autoconsumo dentro de su marco normativo respectivo, lo que condujo a la identificación de estructuras y pautas importantes para la elaboración de la presente propuesta.
- Se identificaron y analizaron las implicaciones técnicas derivadas de la penetración de esquemas de autoconsumo de electricidad en los sistemas eléctricos para su consideración en la formulación de la guía planteada, garantizando una implementación adecuada de estos esquemas que minimice las afectaciones a la red.
- La propuesta técnica planteada presenta una guía detallada con consideración de las implicaciones técnicas para el diseño, la construcción y el mantenimiento de centrales de generación fotovoltaicas para el autoconsumo de energía eléctrica, en cumplimiento con estándares internacionales aplicables. Esto permite un desarrollo propicio de estas etapas y una incorporación a la red minimizando las afectaciones técnicas.
- La incorporación del autoconsumo de energía eléctrica a los sistemas eléctricos de distribución posee múltiples beneficios técnicos, ambientales y económicos que justifican su implementación. Esto a pesar de las implicaciones técnicas que estos esquemas conllevan y que requieren de soluciones para garantizar la integridad de las redes eléctricas y de sus componentes.
- Gracias a los cambios regulatorios de Ecuador y los avances tecnológicos de los últimos años, es posible llevar a cabo el autoconsumo de energía eléctrica para condominios residenciales de manera eficiente, aprovechando las bondades de los sistemas de generación distribuida con fuentes renovables.

4.2 Recomendaciones

- Se recomienda la publicación de una guía técnica a nivel nacional por parte de las empresas distribuidoras competentes con lineamientos referentes a la implementación de proyectos de autoconsumo de energía eléctrica para salvaguardar la seguridad de las personas y de los sistemas de distribución.
- Se recomienda promover la capacitación de técnicos que implementen este tipo de proyectos con base a los requerimientos de los estándares correspondientes para garantizar su correcta ejecución.
- Se recomienda la exigencia de certificaciones que garanticen las capacitaciones mencionadas para el personal involucrado tanto en el diseño, construcción y mantenimiento de instalaciones de autoconsumo.
- Se recomienda que las políticas nacionales que fomenten la implementación de energías renovables reduzcan los procesos burocráticos y atraigan la inversión privada para el desarrollo de nuevos proyectos de autoconsumo, permitiendo satisfacer el crecimiento de la demanda y disminuyendo el impacto de las crisis energéticas.

5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. V. Herrera García, “Descripción de redes inteligentes (Smart Grids) y su aplicación en los sistema de distribución eléctrica”, bachelorThesis, QUITO/EPN/2013, 2013. Consultado: el 12 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/5542>
- [2] “Resolución N° ARCONEL-003/18 – Regulación para la Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica. | FAOLEX”. Consultado: el 3 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.fao.org/faolex/results/details/es/c/LEX-FAOC186444/>
- [3] Agencia de regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, “Resolución Nro. ARCERNNR-001/2021”. el 5 de abril de 2021. Consultado: el 3 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/09/resolucion_nro._arcernnr-013-2021ed.pdf
- [4] “IEEE Standards Association”, IEEE Standards Association. Consultado: el 24 de febrero de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://standards.ieee.org>
- [5] “IEC 60364-7-712-2017 Requisitos para instalaciones o ubicaciones especiales”, Surge Protection Device. Consultado: el 20 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.lsp-international.com/es/iec-60364-7-712-2017-requirements-for-special-installations-or-locations-solar-photovoltaic-pv-power-supply-systems/>
- [6] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, “INSTRUCCIÓN TÉCNICA RGR N°02/2020: DISEÑO Y EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A REDES DE DISTRIBUCIÓN”. 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/11/RGR-N-02-2020-v5-1.pdf>
- [7] “Resolução Normativa ANEEL N° 482 DE 17/04/2012 - Federal - LegisWeb”. Consultado: el 20 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=342518>
- [8] A. von Meier, *Electric Power Systems: A Conceptual Introduction*. John Wiley & Sons, 2006.
- [9] Sulzberger, C, “Thomas Edison’s 1882 Pearl Street Generating Station”. IEEE Global History Network, 2010.
- [10] P. Y. Gaona, “Extractivismo y el progreso obligatorio – Inredh”. Consultado: el 18 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://inredh.org/extractivismo-y-el-progreso-obligatorio/>
- [11] A. Moreno y P. Margarita, “Afectación ambiental y socioeconómica de la construcción de una central hidroeléctrica en la zona de impacto: El caso del proyecto Hidroeléctrico Angamarca”, bachelorThesis, Quito: USFQ, 2009, 2009. Consultado: el 18 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.usfq.edu.ec/handle/23000/702>
- [12] V. A. Gómez, C. Hernández, E. Rivas, V. A. Gómez, C. Hernández, y E. Rivas, “Visión General, Características y Funcionalidades de la Red Eléctrica Inteligente (Smart Grid)”, *Inf. Tecnológica*, vol. 29, núm. 2, pp. 89–102, mar. 2018, doi: 10.4067/S0718-07642018000200089.
- [13] N. Naval y J. M. Yusta, “Virtual power plant models and electricity markets - A review”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 149, p. 111393, oct. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111393.
- [14] “Generación distribuida: retos y oportunidades en España e Hispanoamérica”, Endesa. Consultado: el 12 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/centrales-electricas/generacion-distribuida-retos-oportunidades-espana-hispanoamerica>
- [15] V. S. Ribadeneira Ramírez, “Mejoramiento de Redes Eléctricas de Distribución por medio de Generación Distribuida utilizando una metodología Probabilística Bivariada”,

- bachelorThesis, Quito, 2020., 2020. Consultado: el 12 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21267>
- [16] Gabriel Salazar Yépez, “Oportunidades de autoabastecimiento de energía eléctrica en el Ecuador”, presentado en Jornada de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Escuela Politécnica Nacional, dic. 2023.
- [17] “Renewable Power Generation Costs in 2022”. Consultado: el 18 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- [18] David Trebelle, “La Generación Distribuida en España”, Instituto de Postgrado y Formación Continua, Univerisdad Pontificia Comillas, Madrid, 2006.
- [19] N. Hosseinzadeh, A. Aziz, A. Mahmud, A. Gargoom, y M. Rabbani, “Voltage Stability of Power Systems with Renewable-Energy Inverter-Based Generators: A Review”, *Electronics*, vol. 10, núm. 2, Art. núm. 2, ene. 2021, doi: 10.3390/electronics10020115.
- [20] “Autoconsumo residencial”, Solar España. Consultado: el 12 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://solar-espana.com/autoconsumo-residencial/>
- [21] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), “REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-008/23”. el 1 de noviembre de 2023.
- [22] J. Dehler *et al.*, “Chapter 27 - Self-Consumption of Electricity from Renewable Sources”, en *Europe’s Energy Transition*, M. Welsch, S. Pye, D. Keles, A. Faure-Schuyer, A. Dobbins, A. Shivakumar, P. Deane, y M. Howells, Eds., Academic Press, 2017, pp. 225–236. doi: 10.1016/B978-0-12-809806-6.00027-4.
- [23] S. Wolf, “Net Billing vs. Net Metering For Solar Overproduction”. Consultado: el 12 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.paradisolarsolarenergy.com/blog/net-billing-vs-net-metering-for-solar>
- [24] “Vanguard 1: la energía solar en el espacio cumple 60 años- El Periódico de la Energía”. Consultado: el 15 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/vanguard-1-la-energia-solar-en-el-espacio-cumple-60-anos/>
- [25] M. Chowdhury *et al.*, “An overview of solar photovoltaic panels’ end-of-life material recycling”, *Energy Strategy Rev.*, vol. 27, p. 100431, ene. 2020, doi: 10.1016/j.esr.2019.100431.
- [26] Piotr Bojek, “Solar PV”, IEA. Consultado: el 13 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>
- [27] A. A. Prasad y M. Kay, “Assessment of Simulated Solar Irradiance on Days of High Intermittency Using WRF-Solar”, *Energies*, vol. 13, núm. 2, Art. núm. 2, ene. 2020, doi: 10.3390/en13020385.
- [28] A. Mohsin y I. Abdulbaqi, “Analysis of an irrigation pump driver fed by solar PV panel”, ene. 2018, pp. 92–97. doi: 10.1109/ISCES.2018.8340534.
- [29] “Temperature and PV Performance Optimization | AE 868: Commercial Solar Electric Systems”. Consultado: el 14 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.e-education.psu.edu/ae868/node/878>
- [30] “As solar capacity grows, duck curves are getting deeper in California”. Consultado: el 13 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56880>
- [31] “IEEE Standards Association”, IEEE Standards Association. Consultado: el 15 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://standards.ieee.org>
- [32] “IEC 60364-7-712:2017 | IEC Webstore | rural electrification, LVDC”. Consultado: el 15 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/publication/28213>
- [33] “IEC 61730-1:2023 | IEC Webstore | solar panel, photovoltaic, PV, solar power, rural electrification, smart city, LVDC”. Consultado: el 17 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/publication/59803>

- [34] “IEC 62446-1:2016 | IEC Webstore | rural electrification, solar power, LVDC”. Consultado: el 15 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/publication/24057>
- [35] Ministerio Industria, Energía y Turismo, “Guía Técnica de Aplicación: Instalaciones Generadoras de Baja Tensión”. septiembre de 2013. [En línea]. Disponible en: https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/Guia_bt_40_sep13R1.pdf
- [36] “INSTRUCCIÓN TÉCNICA RGR N°02/2020: DISEÑO Y EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS”, Natura Energy es especialista en paneles solares e importador Victron Energy, Growatt, Pylontech, Ultracell, Voltronic. Consultado: el 16 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.naturaenergy.cl/article/instruccion-tecnica-rgr-n-02-2020-diseno-y-ejecucion-de-las-instalaciones-fotovoltaicas>
- [37] “Advanced Hosting Capacity Analysis”. Consultado: el 15 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.nrel.gov/solar/market-research-analysis/advanced-hosting-capacity-analysis.html>
- [38] M. H. J. Bollen y S. K. Rönnerberg, “Hosting Capacity of the Power Grid for Renewable Electricity Production and New Large Consumption Equipment”, *Energies*, vol. 10, núm. 9, Art. núm. 9, sep. 2017, doi: 10.3390/en10091325.
- [39] A. de J. Vargas-Soplín y J. M. Ramírez-Candia, “Determinación de polos de generación distribuida a partir de biomasa residual agrícola en la región Madre de Dios, Perú”, *Tecnura*, vol. 21, núm. 53, pp. 61–77, 2017.
- [40] “GENERACIÓN DISTRIBUIDA, AUTOCONSUMO Y REDES INTELIGENTES - COLMENAR SANTOS Antonio , BORGE DIEZ David , COLLADO FERNÁNDEZ Eduardo , CASTRO GIL Manuel Alonso - Google Libros”. Consultado: el 16 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: https://books.google.com.ec/books?hl=es&lr=&id=9fOiCgAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=generaci%C3%B3n+distribuida&ots=wsqalCQhAn&sig=FomBEXfY_iBXfv22JhLbzIjdVfM&redir_esc=y#v=onepage&q=generaci%C3%B3n%20distribuida&f=false
- [41] G. B. Salazar, L. Chusin, y S. Escobar, “Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica con penetración de Generación Distribuida”, *Rev. Politécnica*, vol. 36, núm. 1, Art. núm. 1, sep. 2015.
- [42] “Power quality - impact of solar self-consumption - Electrical Installation Guide”. Consultado: el 15 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.electrical-installation.org/en/wiki/Power_quality_-_impact_of_solar_self-consumption#
- [43] “¿Es culpa del crecimiento de la demanda de energía el riesgo de los apagones?”, El Universo. Consultado: el 16 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.eluniverso.com/noticias/economia/es-culpa-del-crecimiento-de-la-demanda-de-energia-el-riesgo-de-los-apagones-nota/>
- [44] G. Kilgore, “Carbon Footprint of Solar Panel 4x More Than Carbon Footprint of Nuclear Power”, 8 Billion Trees: Carbon Offset Projects & Ecological Footprint Calculators. Consultado: el 16 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://8billiontrees.com/carbon-offsets-credits/carbon-footprint-of-nuclear-power/>
- [45] *PVsyst 7 _ Presentation of the PVsyst Software*, (2022). Consultado: el 14 de febrero de 2024. [En línea Video]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=J4dyNv-PApM>
- [46] M. Alvarez, M. Maldonado, S. F. Lovera, y F. Magnago, “Plataforma de ensayo para caracterización de módulos fotovoltaicos comerciales”, *Av. En Energ. Renov. Medio Ambiente*, vol. 21, 2017, Consultado: el 14 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/140696>
- [47] M. Z. Jacobson y V. Jadhav, “World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels”, *Sol. Energy*, vol. 169, pp. 55–66, jul. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.04.030.

- [48] ceen, “Distancia mínima entre filas de captadores”, Eficiencia Energética. Consultado: el 15 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://certificacionenergetica.info/distancia-minima-entre-filas-de-captadores/>
- [49] D. Moongilan, “Residential solar system bonding and grounding methods for lightning protection”, en *2013 IEEE Symposium on Product Compliance Engineering (ISPCE)*, oct. 2013, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISPCE.2013.6664164.
- [50] P. S. Garay Córdova y C. M. Toledo Illescas, “Análisis de normativa de puesta a tierra para sistemas fotovoltaicos”, bachelorThesis, 2023. Consultado: el 16 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/24679>