



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas

Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS CÓDIGOS ELÉCTRICOS DE ENERGÍA
SOLAR FOTOVOLTAICA DE CHILE, PUERTO RICO Y ECUADOR**

Trabajo de grado presentado ante la Universidad Técnica del Norte previo a la
obtención del título de grado de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico

Autor:

Jonathan Fernando Proaño Fuentes

Tutor:

PhD. Ana Karina Cabrera Tobar

Ibarra – Ecuador

2020



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

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

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

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

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1004022230		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Proaño Fuentes Jonathan Fernando		
DIRECCIÓN:	Antonio Ante, Flores Vásquez y Vencedores		
EMAIL:	jfproanof@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	06535490	TELÉFONO MÓVIL:	0969872748

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS CÓDIGOS ELÉCTRICOS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE CHILE, PUERTO RICO Y ECUADOR
AUTOR (ES):	Proaño Fuentes Jonathan Fernando
FECHA: DD/MM/AAAA	26/02/2020
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSTGRADO
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico
ASESOR/DIRECTOR	PhD. Ana Cabrera

2. CONSTANCIAS

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

Ibarra, a los 26 días del mes de febrero de 2020

EL AUTOR:



.....
Proaño Fuentes Jonathan Fernando
1004022230



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO

Yo, Ana Cabrera en calidad de tutor del señor estudiante, Proaño Fuentes Jonathan Fernando certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado: **“ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS CÓDIGOS ELÉCTRICOS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE CHILE, PUERTO RICO Y ECUADOR”**. Para la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico; aprobando la defensa, impresión y empastado.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Ana Cabrera', is written over a horizontal dotted line.

PhD. Ana Cabrera

DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO

DEDICATORIA

El presente trabajo de grado se lo dedico a mi madre Rita Fuentes, quien con su ejemplo que ha reflejado en mi de su esfuerzo, sacrificio y dedicación, me han permitido culminar esta etapa de preparación profesional en mi vida.

A mi hija, Doménica Proaño, quien ha sido la motivación en mi vida para culminar este trabajo de grado y así poder ser un ejemplo a seguir para ella.

A mis hermanos y mi padre que me han impulsado a culminar esta etapa de mi formación profesional y siempre me han estado junto a mí en todo momento.

A mis familiares y amigos, que durante el transcurso de esta etapa de mi vida me han acompañado siempre con voz de aliento.

Jonathan Fernando Proaño Fuentes

AGRADECIMIENTOS

Les agradezco a mi padre, hermanos y en especial a mi madre, quienes fueron el pilar fundamental de mis estudios, que siempre me han brindado su confianza y apoyo durante esta etapa de preparación profesional.

Agradezco a la Universidad Técnica del Norte por brindarme gratos momentos en el transcurso de mi formación profesional, tanto en el ámbito académico como social.

Agradezco a la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas, en especial a la Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico, que, mediante sus docentes, impartieron sus vastos conocimientos para el desarrollo de mis estudios.

Así también expreso un muy grato agradecimiento a mi tutora y opositores, quienes gracias al tiempo invertido y su guía han permitido que pueda desarrollar y culminar el presente trabajo de grado.

Jonathan Fernando Proaño Fuentes

TABLA DE CONTENIDO

IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA.....	i
CONSTANCIAS.....	ii
CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
TABLA DE CONTENIDO.....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	ix
ÍNDICE DE TABLAS.....	xi
RESUMEN.....	xii
ABSTRACT.....	xiii
INTRODUCCIÓN.....	xiv
A1. ANTECEDENTES.....	xiv
A2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	xvi
A3. PROBLEMA.....	xvi
A4. JUSTIFICACIÓN.....	xvi
A5. ALCANCE.....	xvii
A6. OBJETIVO GENERAL.....	xvii
A7. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	xviii
CAPÍTULO 1.....	1
1. Fundamento teórico.....	1
1.1. Reseña histórica de la generación eléctrica en el Ecuador.....	1
1.2. Tipos de tecnologías para generación eléctrica del Ecuador.....	2
1.2.1. Generación térmica.....	2
1.2.2. Generación hidráulica.....	3
1.2.3. Generación eólica.....	3
1.2.4. Generación fotovoltaica.....	4
1.2.5. Generación por bioenergía.....	5
1.3. Realidad de la generación eléctrica en el Ecuador.....	5
1.3.1. La generación hidráulica.....	6
1.3.2. La generación renovable no convencional (fotovoltaica, biomasa y eólica) 8	
1.3.3. La generación no renovable.....	10

1.4.	Comparativa de la generación eléctrica en el Ecuador.....	11
1.5.	Realidad de la generación fotovoltaica en el Ecuador	13
1.5.1.	Proyectos de generación fotovoltaica.....	17
1.6.	Institutos de regulación de la generación de energía eléctrica en Ecuador. 18	
1.6.1.	Reseña histórica de la estructura eléctrica institucional del Ecuador	19
1.6.2.	Naturaleza jurídica del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (Sector Eléctrico)	20
1.6.3.	Naturaleza jurídica de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad.....	21
1.6.4.	Naturaleza jurídica del Centro Nacional del Control de la Energía....	21
1.7.	Regulación vigente para generación eléctrica en el Ecuador.	21
CAPÍTULO 2		23
2.	Comparación de códigos eléctricos.....	23
2.1.	Normativa vigente en el Ecuador	23
2.1.1.	Regulación de energía hidráulica	23
2.1.2.	Regulación de energía renovable.....	23
2.1.3.	Regulación de energía convencional	23
2.2.	Normativa vigente de Chile	24
2.3.	Normativa vigente de Puerto Rico	24
2.4.	Comparación de códigos eléctricos	24
2.4.1.	Requisitos de manejo de fallas (RMF) o Fault ride through requirements (FRT)	25
2.4.2.	Límites de voltaje y frecuencia	31
2.4.2.1.	Límites de voltaje	31
2.4.2.2.	Límites de frecuencia.....	32
2.4.3.	Control de potencia activa y frecuencia.....	34
2.4.3.1.	Control de potencia activa	34
2.4.3.2.	Control de frecuencia.....	36
2.4.4.	Control de voltaje y potencia reactiva.....	37
2.5.	Desafíos para la integración a la red de centrales o plantas de generación solar fotovoltaica de gran escala	40
2.5.1.	La estabilidad del voltaje	41
2.5.2.	La estabilidad de la frecuencia.....	42

2.5.3. La regulación de la potencia activa	42
2.5.4. La regulación de la potencia reactiva	43
2.6. Aplicabilidad de los códigos de Puerto Rico y Chile con respecto a la regulación de energía solar fotovoltaica del país.....	43
CAPÍTULO 3	45
3. Propuesta de código eléctrico para la interconexión de energía fotovoltaica .	45
3.1. Considerando	45
3.2. Aspectos generales	46
3.2.1. Objetivo	46
3.2.2. Alcance	46
3.2.3. Definiciones.....	47
3.3. Propuesta de requisitos operativos.....	48
3.3.1. Recuperación del sistema en caso de fallas de voltaje	48
3.3.2. Límites de frecuencia	50
3.3.3. Control de potencia activa	50
3.3.4. Control de potencia reactiva.....	51
3.3.5. Tecnología permitida.....	51
3.4. Disposiciones.....	52
CONCLUSIONES.....	53
RECOMENDACIONES	54
REFERENCIAS.....	55

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Porcentaje de potencia que suministra las fuentes de generación hidráulica del total de energía renovable.....	7
Figura 2 Crecimiento anual de la potencia nominal entregada a la red mediante generación hidráulica	8
Figura 3 Tendencia anual de la potencia nominal en generación renovable mediante uso de tecnología solar fotovoltaica, bioenergía y eólica.	9
Figura 4 Porcentaje de la potencia nominal total producida por centrales térmicas (generación convencional)	10
Figura 5 Tipos de tecnología de centrales térmicas del Ecuador y su potencia nominal producida en MW.....	11
Figura 6 Potencia nominal generada en MW por tipo de central de generación en el Ecuador.....	12
Figura 7 Potencia planificada de ingreso a la red hasta el año 2025 por tipo de tecnología.....	13
Figura 8 Potencia Nominal Generada por Centrales Fotovoltaicas (MW).....	14
Figura 9 Porcentaje de centrales conectadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI).....	16
Figura 10 Potencia Instalada del Ecuador por Generación Fotovoltaica (MW) entregada al SNI	16
Figura 11 Potencia nominal fotovoltaica generada por provincia	17
Figura 12 Porcentaje por provincia de potencia que aportan del total de generación solar fotovoltaica	17
Figura 13 Características de construcción del proyecto solar fotovoltaico “EL AROMO”	18
Figura 14 Estructura institucional y empresarial del sector eléctrico ecuatoriano	19
Figura 15 Curva básica para los requerimientos de FRT	26
Figura 16 Diagrama base de FTR establecidos por la normativa chilena	27
Figura 17 Curva de requerimientos para FTR con un T2 para los diferentes tipos de fallas establecidos por la normativa chilena	28

Figura 18 Comparación de los requerimientos para FRT de los códigos bajo análisis	29
Figura 19 Comparación de los requerimientos para HVRT de los códigos bajo análisis	30
Figura 20 Restricciones de control de potencia activa para plantas de generación fotovoltaica	35
Figura 21 Curva de capacidad de potencia reactiva para centrales solar fotovoltaica de Puerto Rico	39
Figura 22 Unidad fotovoltaica con configuración central	40
Figura 23 Estructura típica de una unidad fotovoltaica conectada en una red interna de una planta de generación solar fotovoltaica a gran escala.....	41
Figura 24 Propuesta de curva de requerimientos para FTR con T2 dinámico de acuerdo al tipo de falla	49
Figura 25 Propuesta de curva de capacidad de potencia reactiva para centrales solar fotovoltaica	51

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Categoría de plantas eléctricas según su capacidad instalada	3
Tabla 2 Capacidad instalada fotovoltaica solar global por año	4
Tabla 3 Clasificación de la generación de energía en el Ecuador	6
Tabla 4 Fuentes de generación solar fotovoltaica del Ecuador	14
Tabla 5 Códigos de red bajo estudio.....	25
Tabla 6 Tiempos establecidos para diferentes fallas del T2 de la curva para requerimientos de FRT de la norma chilena	27
Tabla 7 Resumen de requerimientos para FRT de los códigos bajo estudio	28
Tabla 8 Resumen de requerimientos para HVRT de los códigos bajo análisis	29
Tabla 9 Límites de frecuencia y tiempo de restablecimiento para unidades de generación	32
Tabla 10 Límites de frecuencia de los códigos bajo estudio	33
Tabla 11 Restricciones de potencia activa requeridos por los códigos bajo estudio	35
Tabla 12 Tasa de rampa para inyección de potencia inyectada requerida por los códigos bajo estudio.....	36
Tabla 13 Límites de frecuencia requeridos únicamente para plantas de generación solar fotovoltaica	50

RESUMEN

El presente trabajo de grado detalla los tipos de centrales de generación eléctrica que existen en el Ecuador, incluye así también información de la capacidad de generación y la cantidad de potencia nominal que produce cada uno de estos tipos de centrales. Se explican datos relevantes de las fuentes de generación renovable no convencional y como estas han aumentado con el pasar del tiempo. De la misma manera se incluye datos de la estructura institucional del sector eléctrico del Ecuador.

Se desarrolla el análisis de los códigos, regulaciones o normas con respecto a la instalación y puesta en funcionamiento de las centrales solares fotovoltaicas, se compara los diferentes requerimientos técnicos de los códigos, normas o regulaciones de Ecuador, Chile y Puerto Rico para la interconexión con el sistema de transmisión. Contiene información relevante de cómo actúan este tipo de centrales renovables no convencionales ante fallas de generación y de la red.

Se detalla los resultados del análisis de los códigos bajo estudio, mediante la proposición de códigos eléctricos que permitirán a las fuentes de energía solar aprovechar su capacidad tecnológica. Los códigos que propuestos en el presente trabajo de grado también permitirán que este tipo de centrales de generación eléctrica renovable, mejoren su interconexión con el sistema de transmisión del Ecuador.

Palabras clave: análisis, códigos de red, fotovoltaico, regulación, requerimientos.

ABSTRACT

This degree work details the types of power generation plants that exist in Ecuador, also includes information on the generation capacity and the amount of nominal power produced by each of these types of power plants. Relevant data from the sources of non-conventional renewable generation are explained and how they have increased over time. Similarly, data on the institutional structure of the electricity sector in Ecuador is included.

The analysis of codes, regulations or standards regarding the installation and commissioning of photovoltaic solar plants is developed, comparing the different technical requirements of the codes, standards or regulations of Ecuador, Chile and Puerto Rico for interconnection with the transmission system. It contains relevant information on how these types of non-conventional renewable power plants operate in case of generation and network failures.

The results of the analysis of the codes under study are detailed, by proposing electrical codes that will allow solar energy sources to take advantage of their technological capacity. The codes proposed in this degree work will also allow this type of renewable power generation plants to improve their interconnection with the transmission system of Ecuador.

Keywords: analysis, grid codes, photovoltaic, regulation, requirements.

INTRODUCCIÓN

A1. ANTECEDENTES

Los códigos, estándares y regulaciones eléctricas establecidas en el pasado se han considerado como base para la correcta implementación de nuevos códigos, de tal manera que promuevan la competencia minorista y se enfoque en crear incentivos para la utilización de servicios eléctricos. La diferencia entre los estándares, códigos y regulaciones es el incremento de exigibilidad para que un gobierno de cualquier país haga que un código sea parte del código nacional y este se convierta en una regulación (Thumann & Mehta, 2013).

La palabra código se define como: "Conjunto de normas legales sistemáticas que regulan unitariamente una materia determinada" (RAE, 2017). En la actualidad existen una gran cantidad de políticas energéticas, las cuales contienen normas, códigos y regulaciones establecidas por cada país, todas estas se enfocan a diferentes categorías como generación, transmisión, distribución, entre otros. Para las energías renovables existe poca literatura sobre el mecanismo de adopción y difusión de políticas de energía renovable aplicables a un país en desarrollo (Alizada, 2018).

En Estados Unidos existen políticas que apoyan el desarrollo de las energías renovables, mediante la regulación del Plan de Energía Limpia propuesto por el país, el cual exige a las empresas que proporcionan servicios eléctricos a generar un porcentaje mínimo de energía renovable, aumentando la eficiencia energética considerando factores técnicos, sociales, económicos y ambientales (Okioga, Wu, Sireli, & Hendren, 2018).

Las Directivas 2009/28/CE, 2001/77/CE y 2003/30/CE, del Parlamento Europeo, establecen un marco común para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables, donde se establece que una cierta cantidad de energía eléctrica debe ser proveniente de fuentes de generación renovable y define criterios de sostenibilidad para los biocarburantes y biolíquidos (UE, 2009).

El desarrollo de las nuevas tecnologías y la implementación de normas de seguridad se establecen con las normas IEEE 1547 y las cuales han sido desarrolladas en el año 2003 para mejorar la calidad de los sistemas de energías renovables, incluyendo las tecnologías usadas en las mismas (IEEE, 2009).

Se debe recalcar que países como Islandia, suministran 100% de energía eléctrica mediante sus fuentes geotérmicas e hidroeléctricas (Halla, 2015). Otros países como Noruega, Costa Rica, Brasil y Canadá utilizan plantas hidroeléctricas, las cuales también se consideran fuentes renovables eficientes y baratas, pero según leyes establecidas en algunos países alrededor del mundo las hidroeléctricas no deben exceder los 500kW y en otros países no excederán los 10MW para que sean consideradas como fuentes de energía renovable (Yilmaz, 2016).

Existen fuentes de energía renovables como las eólicas y las solares, las cuales en muchos de los países latinoamericanos han adoptado las leyes y normas de Estados Unidos, estas no incluyen normas que regulen correctamente el uso y aplicación de las fuentes de generación renovable a excepción de Costa Rica y Brasil, donde sus normas, regulaciones y códigos son más consolidados pero basados en los mismos códigos norteamericanos (Kroposki et al., 2017).

En agosto de 2008 en Puerto Rico, la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (PREPA) promulgó reglas de interconexión para todos los proyectos de generación distribuida, los cuales deben cumplir con todos los estándares de seguridad y rendimiento establecidos por la norma IEEE 1547 (PREPA, 2018). En el mismo año Chile implementó la Ley de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC), con el objetivo de fomentar el desarrollo de fuentes de generación renovables tales como plantas solares, eólicas, de biomasa, geotérmicas, de mareas e hidroeléctricas (GlobalData, 2019).

En el Ecuador en enero 16 de 2015 se presentó un modelo de regulación y control para el sector eléctrico y que el país se desarrolle para alcanzar la soberanía energética y tendrá la capacidad de autoabastecimiento a través de una producción limpia, con un componente hídrico que supera el 90% (ARCONEL, n.d.-b).

Debido a los cambios climáticos y las nuevas leyes que protegen el medio ambiente, en el país se requirió que la componente de generación de energía renovable aumente, en especial el uso de energías fotovoltaicas, eólicas, etc., y estas deben ser correctamente normadas para que su uso sea efectivo y no se vea afectado en la integración con los sistemas ya existentes (Cabrera, Bullich, Aragüés, & Gomis, 2016a).

A2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad los códigos y estándares eléctricos han permitido mejorar el desarrollo de los sistemas convencionales de generación eléctrica, el Ecuador posee fuentes de generación eléctrica convencionales y no convencionales, entre las cuales la principal fuente de generación es la hidroeléctrica con un 49,72% en todo el país (ARCONEL, 2018).

El uso de energías renovables a nivel nacional para la producción de energía eléctrica es muy baja en comparación con las centrales eléctricas convencionales, en los últimos años se ha visto la necesidad de creación de fuentes de generación renovables para reducir las emisiones de carbono, por lo cual estos tipos de fuentes de generación necesitan códigos y estándares para la mejor regularización de los sistemas renovables y los códigos o regulaciones para estos tipos de sistemas de generación renovable no aprovechan de mejor manera estos sistemas dentro del Ecuador.

A3. PROBLEMA

¿Cómo mejorar la interconexión de los sistemas de generación de energía renovable mediante la adopción códigos o regulaciones?

A4. JUSTIFICACIÓN

Las normas y códigos eléctricos son muy necesarios en el ámbito de ingreso de energía de fuentes renovables hacia un sistema eléctrico que ya se encuentran fuerte mente establecidas bajo una regulación propuesta por el ARCONEL. En la actualidad las fuentes de energía renovable fotovoltaica en el Ecuador ocupan un 0,14% del total de generación de energía eléctrica, y estas no están debidamente reguladas ni normalizadas (ARCONEL, 2016).

Las normas establecidas para estos sistemas de generación de energía solar fotovoltaica no se encuentran correctamente definidos, estos deben asegurar que las fuentes mencionadas sean ingresadas a los sistemas de transmisión haciendo que el equipamiento que poseen estas fuentes de generación sea usada de mejor manera.

Con esta investigación se podrá mejorar la interconexión de las fuentes de energía solar fotovoltaica con el Sistema Nacional Interconectado mediante la proposición de códigos y regulaciones basadas en normas IEEE y asegurar un mejor funcionamiento de este tipo de fuentes y de los equipos que las componen.

Al evaluar los requerimientos técnicos de funcionamiento de las centrales de generación no convencionales como las fuentes de generación de energía solar fotovoltaica, permitirá detallar normativas nacionales para atender las necesidades que actualmente requieran estas fuentes para que funcionen en condiciones adecuadas en el Sistema Nacional Interconectado.

A5. ALCANCE

Se realizará un análisis comparativo de los códigos eléctricos de energía solar fotovoltaica de Chile, Puerto Rico y Ecuador, lo cual permitirá proponer normas y regulaciones para el ingreso de nuevas fuentes renovables de generación en el Ecuador. Se tomará en cuenta si existen códigos actuales que se consideran las normas IEEE 1547 que especifica los estándares para la interconexión de recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica.

Se compararán con los códigos y estándares de Puerto Rico, Chile y Ecuador con respecto a la regularización de la energía solar fotovoltaica, para poder observar si las normas, códigos o regulaciones establecidas en el país cumplen con los requerimientos para el mejor funcionamiento de los equipos que conforman las fuentes de generación de energía solar fotovoltaica y cómo se maneja el ingreso de las diferentes potencias al sistema eléctrico, al caracterizar diversas formas de tecnologías de recursos distribuidos y sus problemas de interconexión asociados.

Se propondrá códigos que puedan ser adoptados por las regulaciones actuales del país para mejorar la capacidad de acoplamiento de sistemas de energía renovables no convencionales (fuentes de energía solar fotovoltaica) al Sistema Nacional Interconectado SNI y que otras fuentes de generación renovable puedan basarse en el uso de estos códigos para mejorar su capacidad de interconexión.

A6. OBJETIVO GENERAL

Analizar los códigos eléctricos de energía solar fotovoltaica de Chile, Puerto Rico y Ecuador.

A7. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar la tendencia actual de las fuentes de generación del país y los códigos empleados.
- Analizar la aplicabilidad de los códigos de Puerto Rico y Chile con respecto a la regularización de la energía solar fotovoltaica en el país.
- Proponer códigos eléctricos que permitan la interconexión de las fuentes de generación de energía solar fotovoltaica con el sistema eléctrico.

CAPÍTULO 1

1. Fundamento teórico

El presente capítulo detalla los tipos de centrales de generación eléctrica que existen en el Ecuador, información de la capacidad de generación y la cantidad de potencia nominal que produce cada uno de estos tipos de centrales. En este capítulo se incluyen datos relevantes de las fuentes de generación renovable no convencional del Ecuador.

1.1. Reseña histórica de la generación eléctrica en el Ecuador

En la ciudad de Loja se realizó la instalación de la primera generadora hidroeléctrica del país. El tiempo de construcción de la planta generadora fue de 2 años desde que se concibió la SSE y estaba constituida por dos generadores de 14 kW de 140 voltios, 100 amperios y 1100 rpm. La energía producida por esta planta se destinaba para el alumbrado público, abastecimiento de energía a molinos, aserraderos y para uso domiciliario (EERSSA, n.d.).

En la ciudad de Quito en el mismo año se fundaba “La Eléctrica” con el fin de proveer a la ciudad con electricidad, esta central tenía una capacidad de 200 kW. Su principal función era alimentar el alumbrado público de la ciudad y proveer de electricidad a usuarios selectos. En 1900 “La Eléctrica” fue adquirida por accionistas norteamericanos y paso a llamarse “The Quito Electric Light and Power Company” la cual trascurrido unos años instaló una nueva planta hidroeléctrica de 200 kW (EEQ, 2015).

En el año 1905, la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica (ELFE) dotaba de electricidad para alumbrado público en Guayaquil. Esta empresa fue fundada en 1904 y luego fue adquirida por Electric Bond & Share Co en el año de 1925. Toda la energía que se generaba en la ciudad de Guayaquil se realizaba mediante la quema de combustibles. En 1961 se presentaron resultados de los análisis realizados al río Paute para la llevar el agua por túneles y precipitarlas sobre una casa de máquinas. El 12 de marzo de 1976 se firmó el acuerdo para iniciar las fases A y B del proyecto Paute el cual contemplaban la instalación de cinco turbinas con capacidad de generación de 100 MW (CELEC EP, 2013b).

Según estadísticas tomadas por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), al año 1979 el 33% de los 855.000 kW de la potencia instalada en el país era de energía hidráulica. El proyecto Paute cambio la matriz de producción de energía eléctrica permitiendo hacer énfasis para la creación de nuevos proyectos con bases en las energías renovables y renovables no convencionales.(CELEC EP, 2013b).

Se debe tomar en cuenta que desde la creación del proyecto Paute se han planificado y construido en mayor cantidad centrales de generación hidráulica. En la actualidad el país genera un aproximado de 58% de su potencia nominal mediante centrales hidroeléctricas. Las centrales más importantes se encuentra la central de Paute y Coca Codo Sinclair (MEER, 2017a).

En contexto de energía renovable, en el año 2007 se inauguró el primer parque eólico del Ecuador en la isla San Cristóbal del archipiélago de Galápagos con una potencia instalada de 2,4 MW. El proyecto ha permitido planificar la instalación de más parques eólicos y solares en Ecuador (IDAE, 2009).

En el año 2013 en el Ecuador, en la provincia de Imbabura, ciudad de Paragachi entra en funcionamiento la primera central de generación fotovoltaica con una potencia de 998 kW, esta energía es producida mediante 4.160 paneles solares (BIESS, 2012).

1.2. Tipos de tecnologías para generación eléctrica del Ecuador

En el Ecuador, actualmente, se utilizan cinco tipos de tecnologías para la generación eléctrica, estas son: térmica, hidráulica, solar fotovoltaica, eólica y bioenergía. A continuación, se detallan los tipos de tecnologías mencionados.

1.2.1. Generación térmica

Las centrales termoeléctricas generan electricidad mediante un grupo de turbinas o turbogeneradores que son accionados mediante vapor de agua a alta presión y temperatura (entalpía). La rotación de las turbinas en conjunto con los campos magnéticos y eléctricos del generador produce energía eléctrica (Núñez, 2015).

Las centrales termoeléctricas pueden ser:

- Centrales termoeléctricas a vapor o turbovapor
- Centrales termoeléctricas a gas o turbogás
- Centrales termoeléctricas de ciclo combinado
- Centrales termoeléctricas con motores de combustión interna (MCI)

En la actualidad la capacidad de generación térmica en el Ecuador es de 2449,62 MW de potencia nominal y una potencia efectiva de 2148.19 MW, esta potencia esta acoplada al Sistema Nacional Interconectado (MEER, 2017a).

En el Balance Nacional de Energía Eléctrica (BNEE) de julio de 2019 la potencia producida por las principales centrales de turbovapor, turbogás y MCI comprende un total de 3394.63 MW de potencia nominal y una potencia efectiva total de 2824.13 MW (ARCONEL, 2019).

1.2.2. Generación hidráulica

Las centrales hidroeléctricas funcionan en base a la caída de agua a una altura determinada, las cuales golpean las turbinas en la casa de máquinas. La potencia en la barra del generador es en función a la energía potencial en el embalse (Núñez, 2015).

Este tipo de centrales se pueden categorizar dependiendo la capacidad de potencia instalada. Los límites que se presentan en la tabla 1, pueden variar según cada país. En algunos casos estos límites varían desde los 5 MW hasta los 50MW como grandes plantas de generación hidráulica (Breeze, 2019d).

Tabla 1

Categoría de plantas eléctricas según su capacidad instalada

Categoría de Plantas Hidroeléctricas	
Micro	1 kW a 100 kW
Mini	100 kW a 1 MW
Pequeña	1 MW a 10-30 MW
Gran	Sobre los 10-30 MW

Fuente: (Breeze, 2019d)

El Ecuador posee plantas hidroeléctricas en categorías de micro, mini, pequeñas y de gran capacidad. La central hidroeléctrica de mayor capacidad es de 1500 MW la cual está ubicada en la provincia de Napo (ARCONEL, 2018).

En la actualidad, Ecuador posee una potencia nominal instalada de 5073.65 MW producida por generación hidráulica lo cual representa más del 58% de la generación eléctrica del país. Se debe recalcar que este tipo de generación en Ecuador es considerada como energía renovable (ARCONEL, 2019).

1.2.3. Generación eólica

Las granjas eólicas o centrales de generación eólica están constituidas por varias torres aerogeneradoras, las cuales tiene como elementos principales sus álabes, un eje principal,

una caja de transmisión, freno y un generador. Los álabes de estos aerogeneradores son accionados por viento y el movimiento rotacional causado por los álabes es transmitido al eje principal. El eje mueve a la caja de transmisión para convertir la velocidad y el torque que llegan al generador (Breeze, 2019a).

El Ecuador posee una capacidad total de 21.15 MW de potencia nominal generada por energía eólica, la mayor parte de esta potencia es producida por la central eólica Villonaco la cual tiene una capacidad de 16.5 MW (ARCONEL, 2018a).

1.2.4. Generación fotovoltaica

Las centrales de generación fotovoltaica (FV) están compuestas de varios paneles fotovoltaicos que se encargan de convertir la energía lumínica (rayos solares) en energía eléctrica. Los paneles están conectados entre sí, en configuraciones de serie o paralelo para obtener la potencia y voltajes necesarios según la aplicación. Para poder obtener energía eléctrica estable estas centrales poseen módulos convertidores e inversores, en conjunto de baterías para poder almacenar la energía (Messenger & Abtahi, 2017).

A nivel mundial la generación fotovoltaica ha crecido rápidamente, cada año la capacidad de potencia instalada globalmente se encuentra por encima de los 400 000 MW. La potencia generada por los sistemas de FV en el año 2010 se estimaba alrededor de los 40000 MW y se puede afirmar que la energía fotovoltaica ha crecido rápidamente a partir de ese año. Los datos antes mencionados se pueden observar en la tabla 2 (Breeze, 2019b).

Tabla 2
Capacidad instalada fotovoltaica solar global por año

Capacidad Instalada Fotovoltaica Solar Global por Año	
Año	Capacidad total global instalada (MW)
2010	40 336
2011	70 469
2012	100 504
2013	138 856
2014	178 391
2015	228 800
2016	305 400
2017	404 500

Fuente: (Breeze, 2019b)

El Ecuador actualmente posee una potencia instalada de 27.63 MW por centrales de generación fotovoltaica. La central fotovoltaica con mayor capacidad de generación se encuentra ubicada en la provincia de Imbabura con una potencia nominal de 2 MW. La central fotovoltaica Salinas se encuentra conectado al Sistema Nacional Interconectado, al igual que las plantas Tren Salinas y Paragachi (ARCONEL, 2018a).

1.2.5. Generación por bioenergía

La generación por bioenergía se clasifica en dos categorías: tradicional y moderna. La bioenergía tradicional es la combustión de la biomasa y la moderna incluye biocombustibles líquidos producto de bagazo y otras plantas, bio-refinerías, biogás, etc (IRENA, 2018).

En el Ecuador las dos principales fuentes de generación por bioenergía son por biomasa y biogás. La biomasa es un combustible derivado de plantas y animales, la madera y sus derivados también pueden ser incluidos como biomasa. En la actualidad existen varias formas de generar energía por biomasa. La forma más común es quemar el combustible en un horno y el calor producido se usa para generar vapor que acciona una turbina de vapor (Breeze, 2019c). El biogás se obtiene mediante digestores que se aplican a los desechos orgánicos, esto se convierte en gas metano. El gas generado puede ser utilizado para generar calor o para accionar el movimiento de turbinas de gas para la generación de electricidad (Hua & He, 2011).

El Ecuador posee 3 fuentes de generación por biomasa y 3 por biogás, las cuales se encuentran ubicadas en las provincias de Guayas, Cañar, Azuay y Pichincha. La potencia nominal de generación por biomasa es de 144.30 MW y por biogás es de 7.26 MW, siendo la generación por biomasa la potencia más grande generada por energía renovable dentro del país (ARCONEL, 2018a).

1.3. Realidad de la generación eléctrica en el Ecuador

En el país existe dos tipos de generación eléctrica, la generación mediante tecnologías de energía renovable y no renovable (convencional). En la tabla 3 se puede observar como se ha dividido el tipo de tecnología usada para la generación de electricidad en Ecuador (ARCONEL, 2018a).

Tabla 3*Clasificación de la generación de energía en el Ecuador*

Tipo de energía	
Generación Convencional	Generación Renovable No Convencional
Hidroeléctricas > 10 MW	Solar Fotovoltaica
Termoeléctricas (combustibles fósiles o nucleares)	Hidroeléctricas < 10 MW Mini Hidráulicas Eólica Biomasa Biogás

1.3.1. La generación hidráulica

La generación de electricidad por centrales hidráulicas juega un rol muy importante en el mundo, este tipo de generación es considerada como energía renovable tradicional. La tecnología hidroeléctrica es dinámica, esto se debe a que el uso del agua y otros factores es estático frente a los otros tipos de tecnologías de generación renovable (Vaca-Jiménez, Gerbens-Leenes, & Nonhebel, 2019).

Asia, América Latina tanto como América del Norte contribuyen con más del 70% de la energía eléctrica producida por hidroeléctricas en el mundo. Medio Oeste y África producen menor al 5% de la generación global por energías renovables (Zhang et al., 2018).

La tecnología hidroeléctrica en el Ecuador es de gran importancia, ya que esta tecnología tiene el 96,2% de la componente total de la generación por energía renovable. Las centrales de generación hidráulicas en el país han aumentado la capacidad y existen varios proyectos que están en proceso de construcción (ARCONEL, 2018a; MEER, 2017a).

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) especifica en sus regulaciones que las hidroeléctricas con una potencia mayor a 10 MW son energías renovables convencionales. Esta clasificación se puede encontrar en la regulación 004/15 emitida para regular la generación fotovoltaica (ARCONEL, 2015).

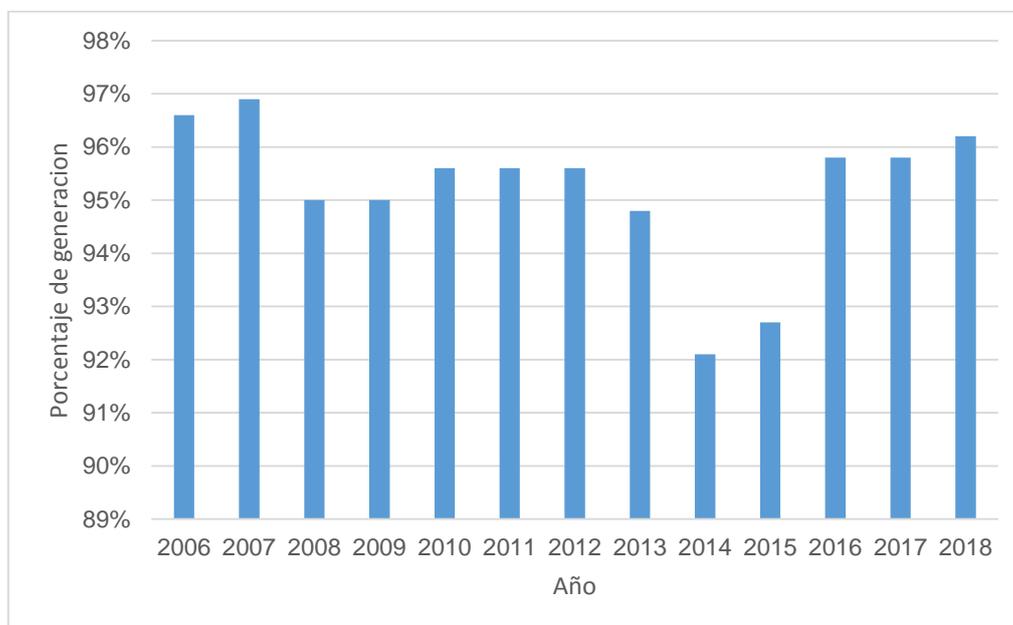
En países como Noruega, Costa Rica, Brasil y Canadá utilizan plantas hidroeléctricas, las cuales también se consideran fuentes renovables eficientes y baratas. Existen leyes establecidas en algunos países alrededor del mundo, en las cuales las hidroeléctricas no deben exceder los 500 kW hasta 10 MW para que sean consideradas como fuentes de energía renovable (Yilmaz, 2016).

En el Ecuador existen 11 centrales con una potencia nominal mayor a 50 MW. La central Manduriacu es la más pequeña en cuanto a capacidad con una potencia nominal de 63.36 MW. En cuanto a generadoras menores a 50 MW actualmente existen 58 centrales con potencia nominal entre 0.1 MW y 48.58 MW (ARCONEL, 2018a).

En la figura 1 se observa como la generación hidroeléctrica se encuentra por debajo del 97% de la potencia nominal total de las energías renovables en el año 2018. En los años 2014 y 2015 la energía hidráulica se mantuvo por debajo del 93% debido a la integración de fuentes renovables como fotovoltaica, eólica y bioenergía. Los siguientes años al 2015, la potencia nominal en generación hidroeléctrica aumento debido a la integración de centrales hidráulicas de gran capacidad.

Figura 1

Porcentaje de potencia que suministra las fuentes de generación hidráulica del total de energía renovable

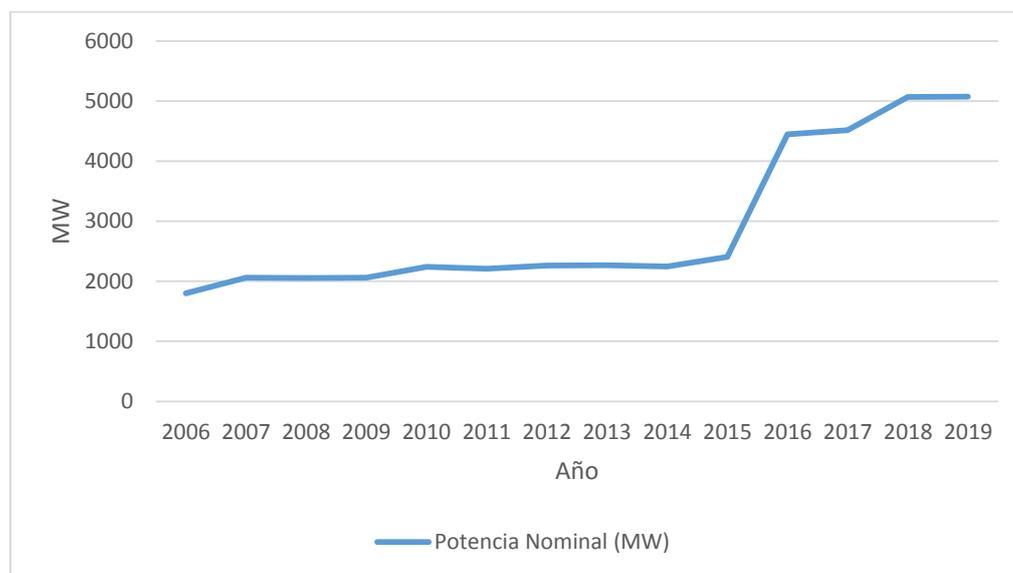


Se debe recalcar que la generación hidráulica y su potencia nominal no aumentaron en gran parte hasta el año 2015 como muestra la figura 2. Gracias a la entrada de varias centrales hidroeléctricas de gran capacidad la potencia nominal aumento hasta alcanzar 5073,65 MW.

Las centrales de tecnología hidráulica con mayor inyección de potencia nominal al sistema eléctrico son las centrales hidroeléctricas: Paute con una potencia nominal de 1.075 MW y Coca Codo Sinclair con 1500 MW. Las centrales se encuentran ubicadas en Azuay y Napo respectivamente (ARCONEL, 2018a).

Figura 2

Crecimiento anual de la potencia nominal entregada a la red mediante generación hidráulica



Como se puede observar en la figura 1, se puede mencionar que en los años del 2013 al 2015 la caída de del porcentaje mediante la generación hidráulica del total de energía renovable se debe al ingreso de otras fuentes de generación renovable. En la figura 2 podemos aseverar que la potencia nominal generado por centrales hidráulicas no disminuyo en esos años.

1.3.2. La generación renovable no convencional (fotovoltaica, biomasa y eólica)

El calentamiento global ha permitido crear estrategias políticas para acelerar la transición de energías convencionales a renovables, en la mayor parte de países a nivel mundial existen políticas o planes que permitan la reducción del cambio climático (Hess, 2019). El gobierno ecuatoriano junto con las diferentes entidades que regulan y gestionan la energía en el país, se creó el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016 – 2035 (PLANEE). Este plan le ha permitido gestionar para futuro la eficiencia energética y explotar adecuadamente las fuentes de generación (MEER, 2017b).

La generación renovable son aquellos recursos que provienen directamente de la naturaleza, de este se derivan 3 principales tipos de recursos: radiación solar, calor interno de la tierra y la marea (Morales, 2015). Otras principales energías renovables son: viento, bioenergía e hidráulica. Las ventajas de uso de energía renovable es que estas son energías sostenibles y no contaminantes, que se encuentran alrededor del mundo y no dependen de combustibles fósiles (Vaughn, 2011).

En contexto de planificación y gestión de las centrales de generación de energía renovable en el Ecuador, el Plan Maestro de Electrificación 2016 – 2025 (PME) ha permitido evaluar estadísticamente el crecimiento de las fuentes de generación renovable hasta el año 2025. El PME contiene información relevante acerca de la expansión de generación renovable en el país y datos estadísticos del mismo (MEER, 2017a).

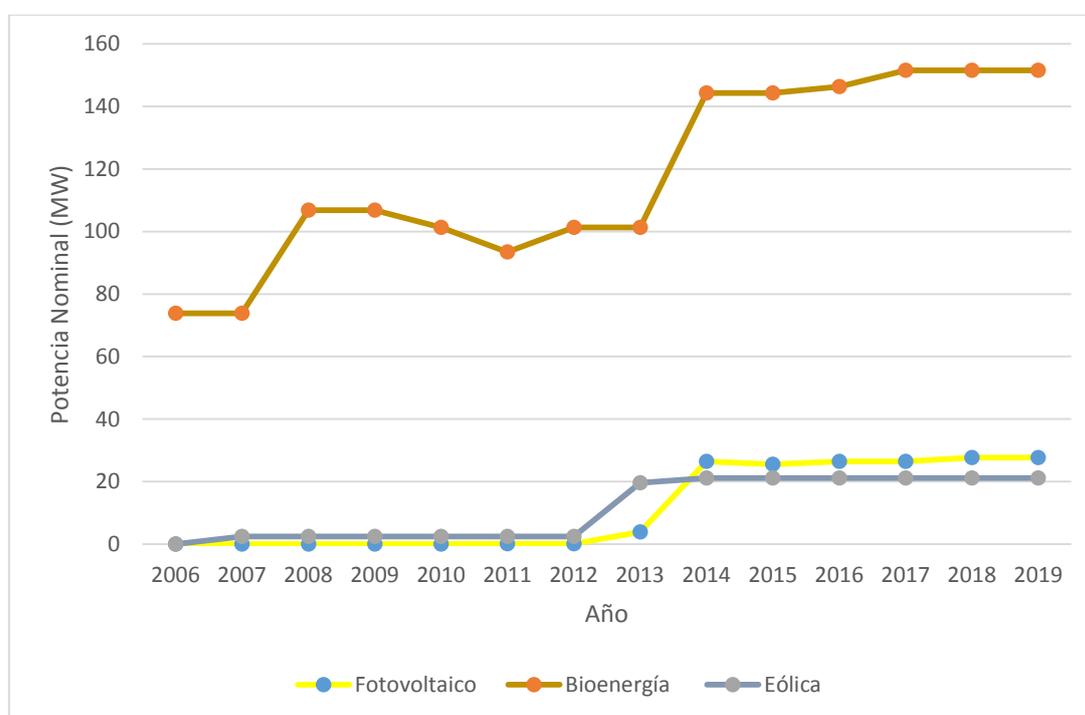
Al año 2018 el uso de energía renovable por centrales de generación como: eólica, fotovoltaica, biomasa y biogás, era del 3,8% del total de la potencia nominal generada mediante estas centrales. Actualmente existen 58 fuentes de generación hidráulicas menores a los 50 MW, de estas 41 centrales de generación hidroeléctrica son menores a los 10MW y son consideradas como generación renovable no convencional (ARCONEL, 2018a).

Desde el año 2006 la potencia nominal producida por fuentes de energía renovables era relativamente 0, en el 2007 la energía por Biomasa aumento la potencia nominal en 73.8 MW. La potencia nominal producida por bioenergía se mantenía entre los 100 MW hasta el año 2013, este año fue esencial para la producción de energía eólica y fotovoltaica dentro del país.

En la figura 3 se puede observar el incremento anual de potencia nominal que se ingresa a la red mediante el uso de fuentes de generación renovable como la solar fotovoltaica, eólica y bioenergía.

Figura 3

Tendencia anual de la potencia nominal en generación renovable mediante uso de tecnología solar fotovoltaica, bioenergía y eólica.



Actualmente las energías eólicas y fotovoltaicas han a partir del año 2014 se mantienen en una potencia no mayor a los 30 MW. Se ha planificado la construcción de centrales de generación renovables con tecnología solar y eólica mediante uso de recursos privados y públicos.

1.3.3. La generación no renovable

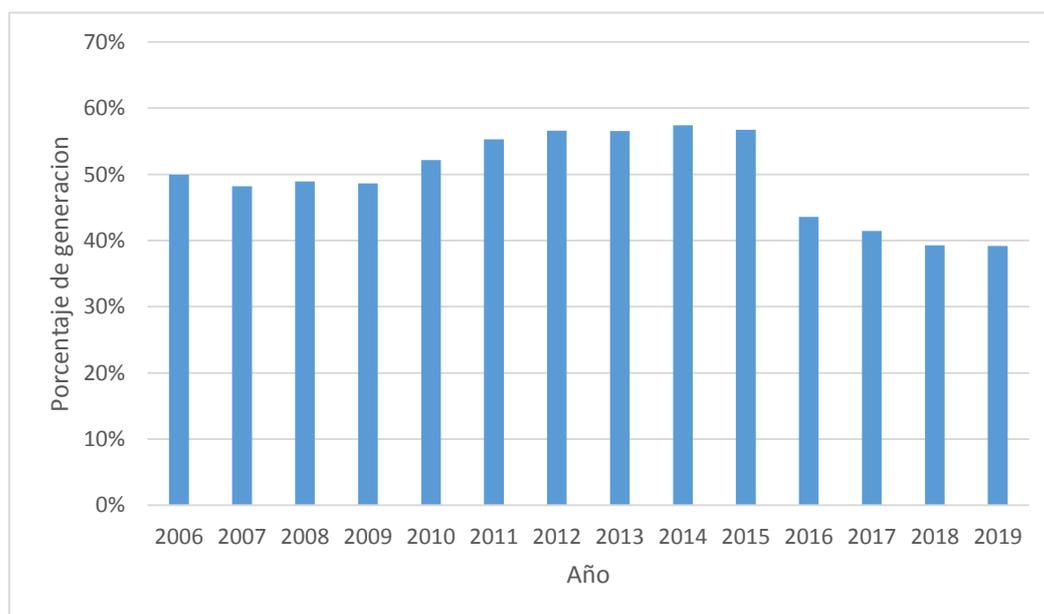
En el siglo XX y a inicios del siglo XXI la energía eléctrica era producida mediante combustibles fósiles. Al año 2006 la principal fuente de producción de electricidad era mediante estos con un 80% de la generación mundial. El uso de combustibles fósiles para generación eléctrica ha sido altamente cuestionado por la alta emisión de CO₂ (González, 2009).

El Ecuador en la actualidad subsidia los combustibles como el diésel, gasolina y gas licuado de petróleo. Al igual que los combustibles derivados del petróleo, también se subsidia la electricidad. Estos subsidios han permitido a que las centrales térmicas puedan continuar aportando una gran potencia nominal al SIN (Ponce-Jara, Castro, Pelaez-Samaniego, Espinoza-Abad, & Ruiz, 2018).

La generación térmica en el país cumple un rol muy importante, desde el año 2006 hasta el año 2019 la potencia nominal total se ha mantenido dentro de un rango de 35% a 60%. En la figura 4 se puede observar que la energía térmica desde el año 2010 hasta el año 2015 aportó más del 50% de la potencia nominal total del país.

Figura 4

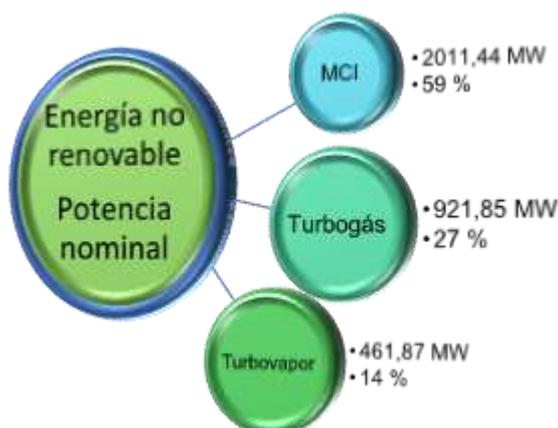
Porcentaje de la potencia nominal total producida por centrales térmicas (generación convencional)



La energía no renovable producida en el país por las tres principales centrales térmicas con tecnología MCI, turbogás y turbovapor. La potencia nominal producida por cada una de estas tecnologías se puede observar en la figura 5.

Figura 5

Tipos de tecnología de centrales térmicas del Ecuador y su potencia nominal producida en MW



De acuerdo al BNEE publicado en la página web de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, la potencia nominal producida mediante tecnología MCI es de 2010.92 MW. La caída del aporte de potencia por este tipo de centrales no es tan crítica para ser evaluado. De la potencia nominal total del país, la generación por centrales térmicas produce el 39.16 % (ARCONEL, 2019).

1.4. Comparativa de la generación eléctrica en el Ecuador

La generación hidráulica como energía renovable tiene varias ventajas como alto rendimiento y bajo costo de producción, larga vida y capacidad de suministro continua. Estas pueden llegar a producir gigawatts (GW). Las principales desventajas de esta generación, es que, mientras más grande es la central aumenta el impacto ambiental producido y ya se deja de considerar como una fuente de energía renovable (Al-Obaidi & NguyenHuynh, 2018).

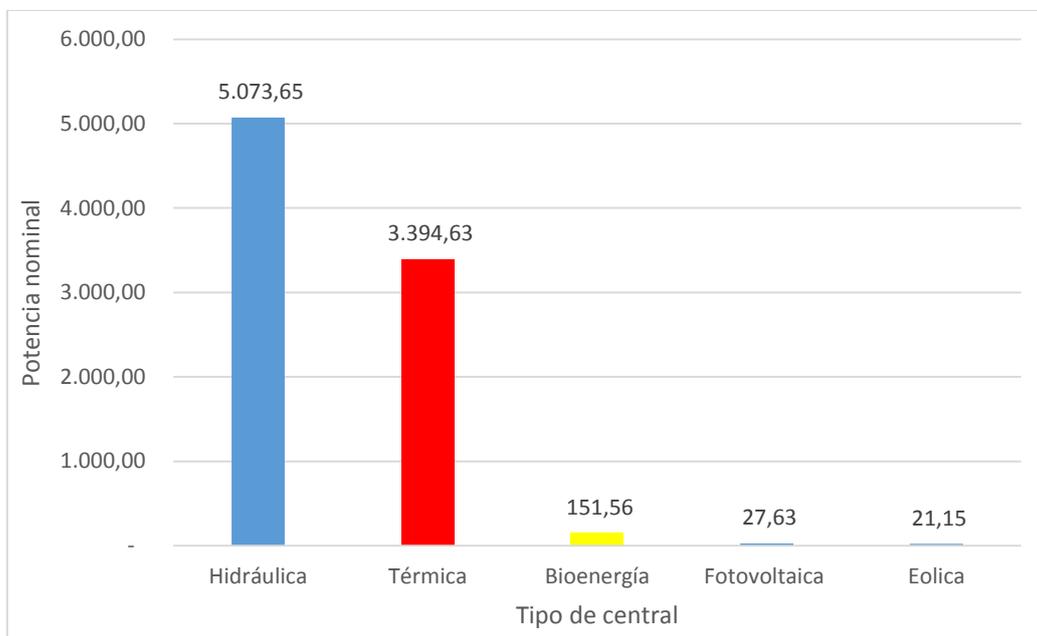
La generación térmica al igual que la generación hidráulica es una de las energías más relevantes y que aportan una gran potencia a los sistemas eléctricos. La desventaja de estos sistemas, es la emisión de gases invernaderos como el CO₂. Estas centrales utilizan combustibles fósiles para la generación de electricidad y la relación costo/producción varía según el precio de los combustibles y la potencia producida (Tzimas & Georgakaki, 2010).

En otro contexto las energías renovables como la eólica y fotovoltaica dependen de factores climatológicos de alta variación, en muchas de las veces predecibles. Al contrario, la bioenergía es producida por desechos orgánicos naturales y pueden ser empleados de manera continua. La importancia de estas energías es que no emiten gases al ambiente en su totalidad y el impacto ambiental es mínimo (Solaun & Cerdá, 2019).

La generación eléctrica en el país tiene un alto componente de generación térmica e hidráulica, las energías renovables como la eólica, fotovoltaica y bioenergía (ARCONEL, 2019). En la figura 6 se puede observar la cantidad de megawatts que produce el país por tipo de central.

Figura 6

Potencia nominal generada en MW por tipo de central de generación en el Ecuador



Las fuentes de energía basadas en uso de derivados de petróleo incluyendo el carbón, aceite y gas natural decrecen su uso debido a políticas para la disminución de emisión de gases invernadero. Al contrario, el uso de fuentes de generación renovables aumentara, entre las más usadas están las que utilizan tecnologías hidráulicas y de bioenergía (Al-Obaidi & NguyenHuynh, 2018).

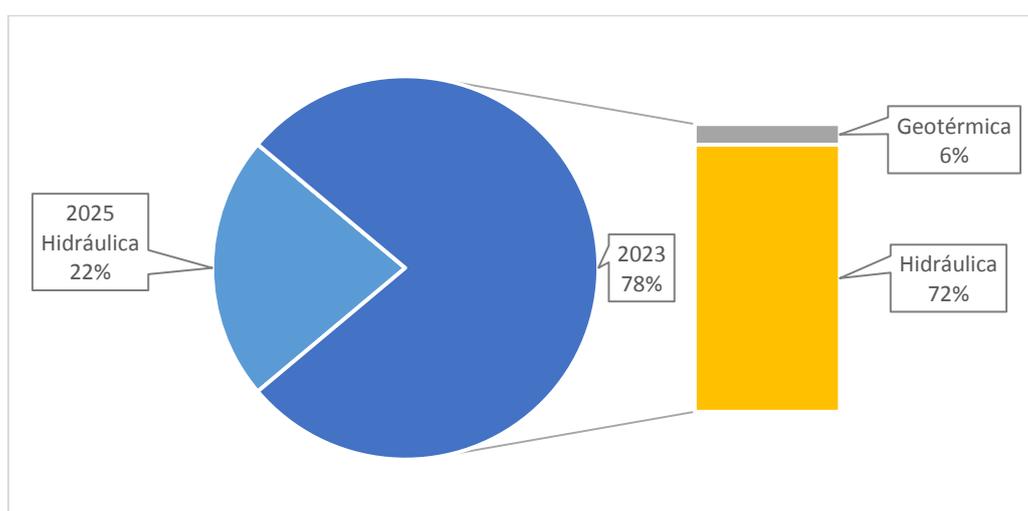
El gobierno de Ecuador, ha propuesto un plan de expansión de la generación que está compuesto en su mayor parte por un bloque de proyectos mediante generación hidráulica. Existe un bloque de proyectos termoeléctricos o geotérmicos. Los proyectos presentados en este plan tienen un alcance para el año 2023 y un proyecto fase en 2025 (MEER, 2017a).

En la figura 7 se muestra que de un 100% de potencia que se generara a futuro mediante las tecnologías antes mencionadas. Para el año 2023 la potencia generada será el 78%, mientras que para el año 2025 se agregara un 22% de potencia generada con un componente 100% hidroeléctrico que ingresara a la red.

El 100% de potencia generada para el año 2023 se subdivide en generación de potencia mediante el uso de tecnología hidráulica comprenderá el 72% y la energía geotérmica el 6%. De esta manera se distribuye la generación de potencia que ingresara a la red hasta el año 2025.

Figura 7

Potencia planificada de ingreso a la red hasta el año 2025 por tipo de tecnología.

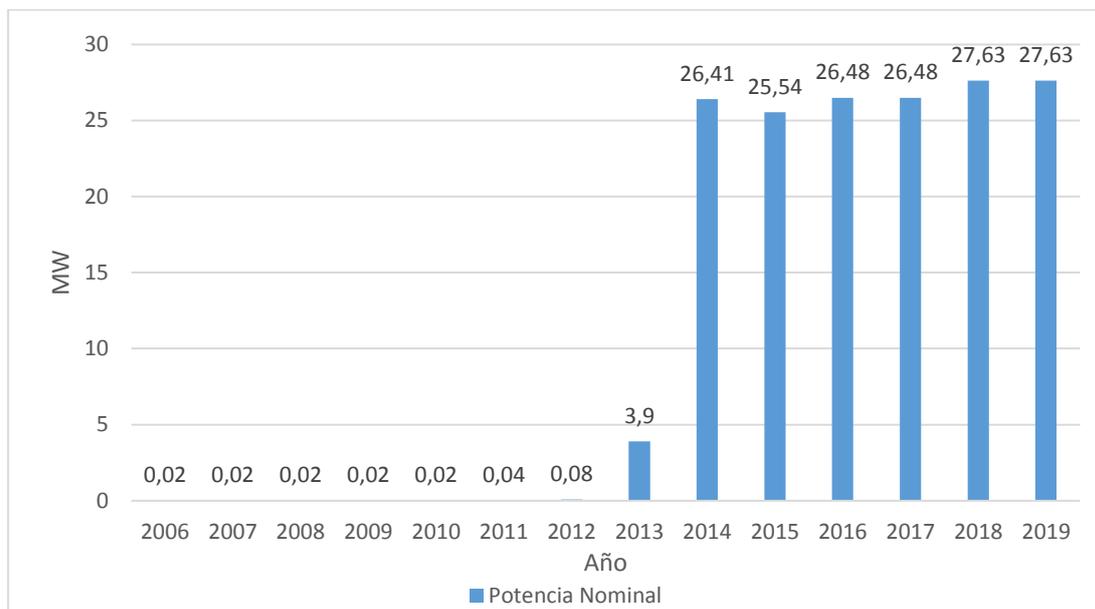


En la actualidad el gobierno de Ecuador se ha enfocado en crear proyectos de generación eléctrica mediante uso de tecnología hidráulica debido a que estas pueden llegar a generar una gran cantidad de potencia con una capacidad de suministro continuo.

1.5. Realidad de la generación fotovoltaica en el Ecuador

Desde el año 2006 la potencia nominal por fuentes de generación fotovoltaica ha tenido poca participación, esta producía 0.02 MW de potencia nominal. Para año 2013 la generación fotovoltaica aumentó 4775%, su potencia nominal sería de 3.9 MW para el mencionado año.

En la figura 8 se puede observar como la potencia generada por fuentes fotovoltaicas ha ido aumentando. Hasta el año 2019 la potencia nominal producida por estas centrales llega hasta los 27.63 MW.

Figura 8*Potencia Nominal Generada por Centrales Fotovoltaicas (MW)*

La componente de generación eléctrica mediante uso de tecnología solar fotovoltaica en el Ecuador ha sido de gran importancia. Actualmente el Ecuador posee 34 proyectos que suman una potencia instalada total de 27.63 MW mediante tecnología solar fotovoltaica (ARCONEL, 2018a).

En la tabla 4 se menciona el número total de centrales de generación solar fotovoltaica que posee el Ecuador, la potencia instalada de cada una, su ubicación y el estado de conexión al SNI.

Tabla 4*Fuentes de generación solar fotovoltaica del Ecuador*

	Nombre del proyecto	Ubicación	Potencia Instalada (MW)	Conectado al (SNI)
1	Isabela Solar Aislados	Galápagos	0,01	No
2	Santa Cruz Solar Puerto Ayora	Galápagos	1,52	No
3	Santa Cruz Solar Aislados	Galápagos	0,01	No
4	San Cristóbal Solar Eolicsa	Galápagos	0,01	No
5	Floreana Solar Aislados	Galápagos	0,01	No
6	Floreana Perla Solar	Galápagos	0,02	No
7	Baltra Solar	Galápagos	0,07	No
8	Isabela Solar Aislados	Galápagos	0,95	No
9	Tren Salinas	Imbabura	1	Si
10	Salinas	Imbabura	2	Si
11	Paragachi	Imbabura	1	Si
12	Electrisol	Pichincha	1	Si

13	Pastocalle	Cotopaxi	1	Si
14	Mulaló	Cotopaxi	1	Si
15	Brineforcorp	Manabí	1	Si
16	Enersol	Manabí	0,5	Si
17	Altgenotec	Guayas	0,99	Si
18	Genrenotec	Guayas	0,99	Si
19	Wildtecsa	Guayas	1	Si
20	Sansau	Guayas	1	Si
21	Panel Fotovoltaico	Morona Santiago	0,37	No
22	Saracaysol	El Oro	1	Si
23	Solsantros	El Oro	1	Si
24	Sanersol	El Oro	1	Si
25	Solchacras	El Oro	1	Si
26	Solhuaqui	El Oro	1	Si
27	Solsantonio	El Oro	0,99	Si
28	San Pedro	Loja	1	Si
29	Lojaenergy	Loja	1	Si
30	Surenergy	Loja	1	Si
31	Renova Loja	Loja	1	Si
32	Gonzanergy	Loja	1	Si
33	Sabiango Solar	Loja	0,99	Si
34	Panel Fotovoltaico	Pastaza	0,2	No
Potencia Total			27,63	
Potencia Total conectada al S.N.I.			24,46	
Potencia Total no conectada al S.N.I.			3,17	

Al Sistema Nacional Interconectado (SNI) ingresa una potencia de 24.46 MW aportada por 24 centrales de generación fotovoltaica. Las 10 centrales restantes se encuentran aisladas del SNI, 8 pertenecientes a la península de Galápagos y 2 ubicadas en la amazonia (ARCONEL, 2018a).

Se debe recalcar que la mayor potencia que inyectan las centrales de generación solar fotovoltaica es entregada al S.N.I., a la red se entrega el 71 % del total de la potencia nominal generada por las centrales de generación solar fotovoltaica que posee el país. El 29 % de esta potencia no entregada se debe a que las centrales no se encuentran conectadas a la red.

En las figuras 9 y 10 se puede observar el porcentaje de centrales que están conectadas al Sistema Nacional Interconectado y cuanta potencia aportan estas centrales que se encuentran conectadas. De igual manera se puede observar la potencia que no es aportada al sistema.

Figura 9

Porcentaje de centrales conectadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI)

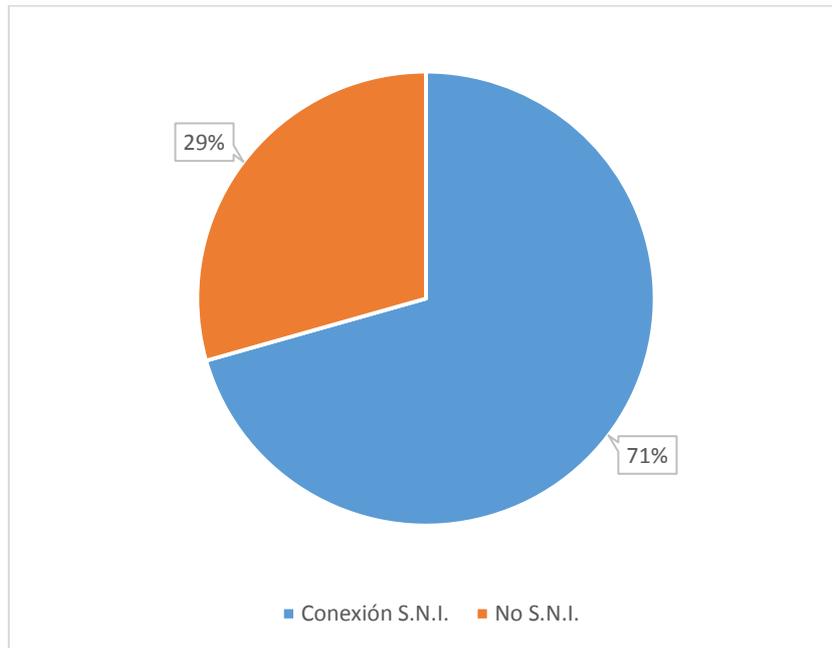
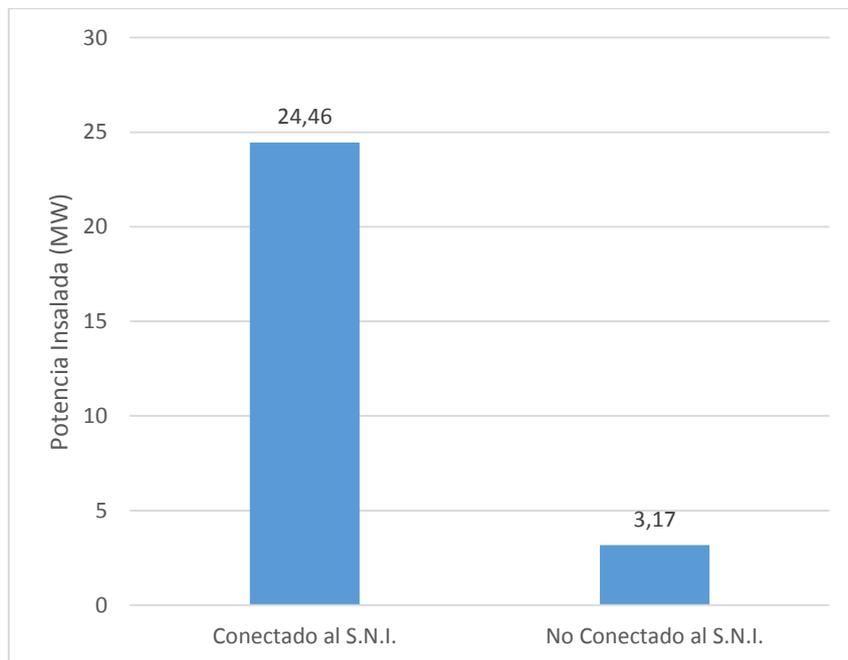


Figura 10

Potencia Instalada del Ecuador por Generación Fotovoltaica (MW) entregada al SNI



En el país tan solo 10 provincias generan electricidad mediante centrales fotovoltaicas, de las cuales solo 2 tienen la mayor producción. En la figura 1 y la figura 2, se observa las provincias que más potencia generan mediante este tipo de centrales renovables y cuanto es su porcentaje del total generado.

Figura 11

Potencia nominal fotovoltaica generada por provincia

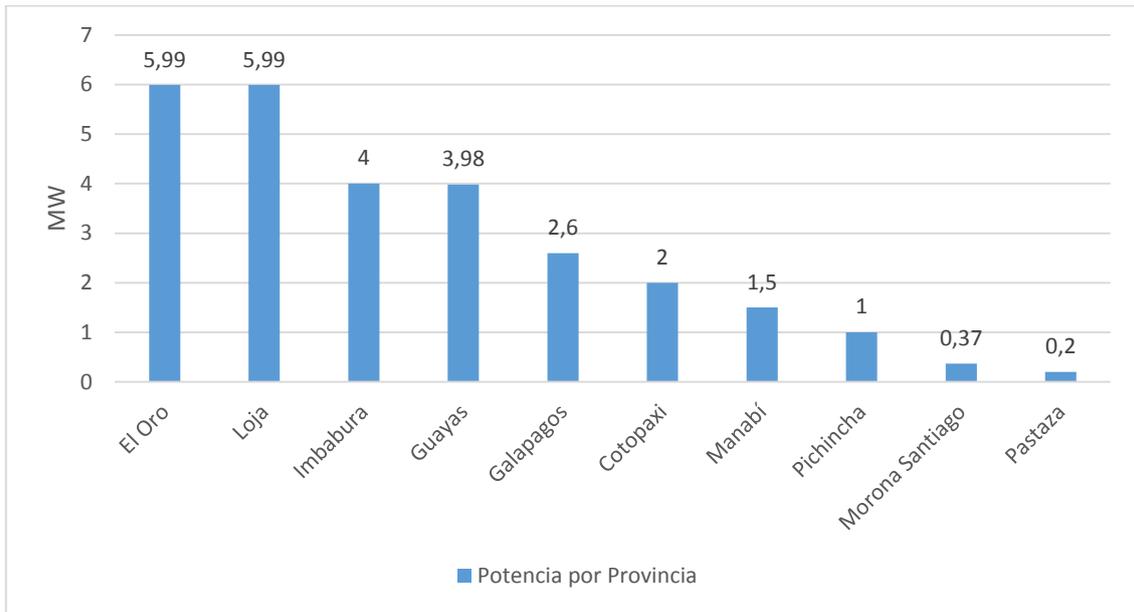
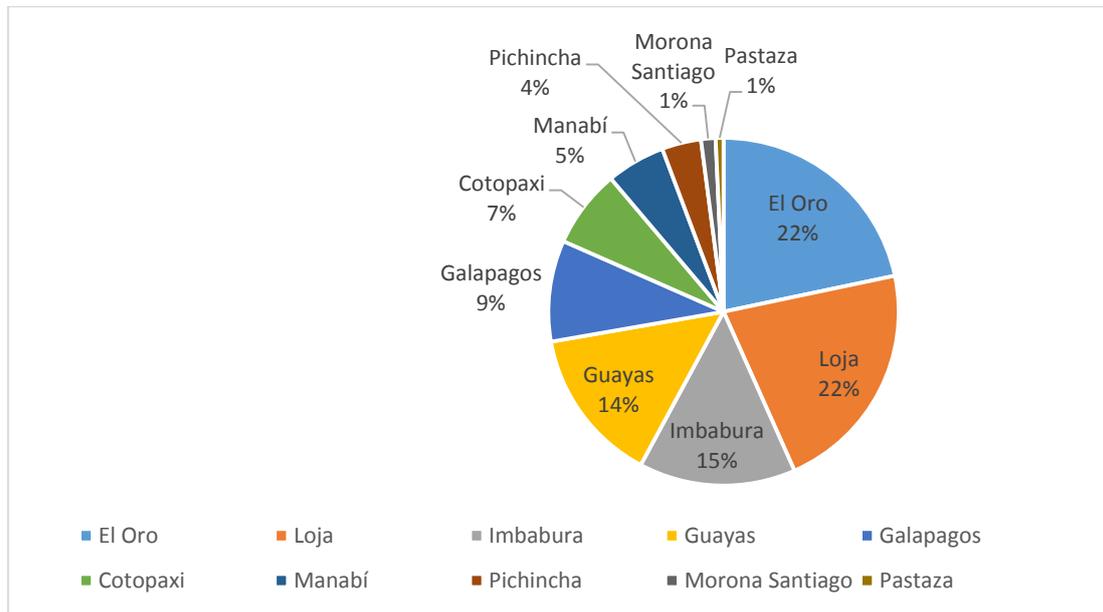


Figura 12

Porcentaje por provincia de potencia que aportan del total de generación solar fotovoltaica



1.5.1. Proyectos de generación fotovoltaica

El 27 de septiembre de 2019 se realizaron los formularios y la documentación respectiva para la precalificación del proyecto “Aromo” el cual se ubica en la provincia de Manabí. Este proyecto se licitó el 30 de julio del mencionado año y se desarrolló mediante capital privado con un aproximado de 200 millones de dólares (CELEC EP, 2019).

Este proyecto se construyó en una extensión de terreno de 290 ha en el sector el Aromo ubicado a 20 km de Manta, provincia de Manabí. Su potencia instalada es de 200 MW +/- 2% y se conectara al SIN a través de la subestación San Juan ubicada a 10 km del Aromo. El plazo de construcción de este proyecto será de 28 a 24 meses (MERNNR, 2019).

El proyecto cuenta con certificados según normas IEC 61215, 61730, 61701, 62804, 62109, 62116, 62103 y EN 60529. El certificado de fabricante del cumplimiento de calidad de energía se realizará en base a la regulación ARCONEL 004/15 (MERNNR, 2019).

En la figura 13 se encuentra un resumen rápido de las características que poseerá la central solar fotovoltaica “EL AROMO”.

Figura 13

Características de construcción del proyecto solar fotovoltaico “EL AROMO”



1.6. Institutos de regulación de la generación de energía eléctrica en Ecuador.

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), se encarga de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica.(ARCONEL, n.d.-b) La institución se permite declarar regulaciones a las que se ajustan las empresas eléctricas, tanto como en generación, transmisión y distribución. Las regulaciones y normas son previamente aprobadas y expedidas por un directorio perteneciente a la institución (ARCONEL, n.d.-a).

En la figura 14 se puede observar cómo se estructura de forma institucional y empresarial el manejo y regulación del sector eléctrico en el Ecuador. El principal ente rector es el

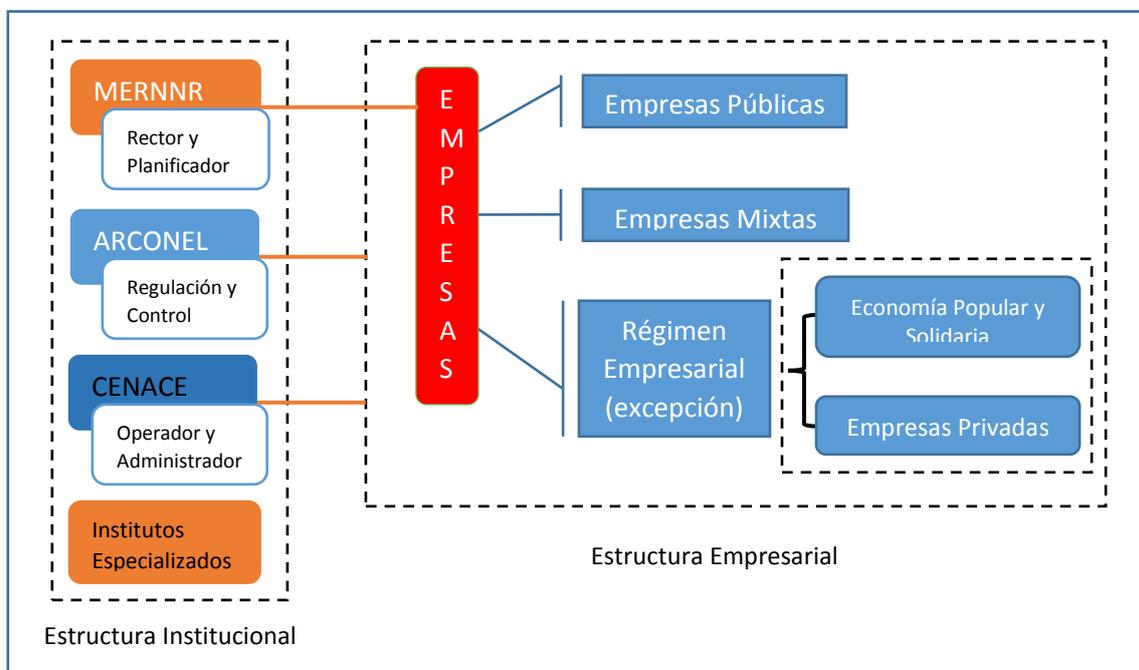
Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR) el cual decreta leyes a partir de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica; el actual ministerio antes era nombrado como Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER). (Ecuador, 2015)

La Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) establece la estructura eléctrica del Ecuador. Se especifica en el artículo 9 la estructura Institucional y en el artículo 10 la estructura empresarial (Ecuador, 2015). Las instituciones que se encuentran dentro de la estructura Institucional son:

- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR).
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL).
- Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Figura 14

Estructura institucional y empresarial del sector eléctrico ecuatoriano



1.6.1. Reseña histórica de la estructura eléctrica institucional del Ecuador

En 1961 se crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), la cual funcionaba como una institución pública para el control del sistema eléctrico del Ecuador (CELEC EP, 2017). Esta institución fue creada debido a que en aquel año los municipios eran los encargados de la gestión del servicio eléctrico (CELEC EP, 2013).

En 1973, el Colegio de Ingenieros Eléctricos de Pichincha (CIEPI) en conjunto con ayuda financiera del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) se crea el primer Código Eléctrico Ecuatoriano. Este código se basó en documentos como: Código Eléctrico Americano

(NEC), Código Eléctrico Peruano, Reglamentos Eléctricos Chilenos y publicaciones de la Comisión Internacional de Electricidad (CIEPI, 1973).

En 1984, bajo la presidencia del Sr. León Febres Cordero entraba en funciones el Ing. Javier Espinoza a cargo del Ministerio de Energía y Minas. Este ministerio fue seccionado en el año 2007 bajo la presidencia del economista Rafael Correa y se creó el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) (CELEC EP, 2013a).

En 1996 mediante la Ley de Régimen de Sector Eléctrico, con la publicación de un suplemento se dispone que el sector eléctrico nacional estaría estructurado por el Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE, 2014).

En 1997 entra en funcionamiento el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), el cual se encargaba del control y la regulación de las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica (Chávez, 2018).

En 2015 mediante la resolución de la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), reemplaza en funciones la Agencia Nacional de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL). El Consejo Nacional de Electricidad cesa sus funciones y desaparece la institución (Chávez, 2018).

En 2018 bajo la presidencia del Lic. Lenín Moreno en Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), es unificado al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR) (MERNNR, 2018).

Las instituciones que se encuentran dentro del actual ministerio son:

- Hidrocarburos.
- Minas.
- Electricidad y Energía Renovable.

1.6.2. Naturaleza jurídica del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (Sector Eléctrico)

La Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrico establece que el ministerio es un órgano rector y planificador del sector eléctrico al cual le corresponde cumplir con las actividades impuestas por esta ley (Ecuador, 2015).

Definir y aplicar las políticas; evaluar las regulaciones y controles para estructurar un eficiente servicio público de energía eléctrica; la Identificación y seguimiento de la ejecución de proyectos; otorgar títulos habilitantes; evaluar la gestión del sector eléctrico; la promoción

y ejecución de planes y programas de energías renovables; y definir los mecanismos para conseguir la eficiencia energética.(Ecuador, 2015)

Adicional se menciona que el ministerio cumple con un total de 18 atribuciones y deberes en materia eléctrica, energía renovable y eficiencia energética (Ecuador, 2015).

1.6.3. Naturaleza jurídica de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad

La agencia es un organismo técnico administrativo que tiene la potestad estatal de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses del consumidor o usuario final (Ecuador, 2015).

La agencia se encuentra adscrita al ministerio y se financia mediante recursos estatales. No ejerce actividades empresariales en el sector eléctrico, adicional cumple con 17 atribuciones y deberes (Ecuador, 2015).

1.6.4. Naturaleza jurídica del Centro Nacional del Control de la Energía

El operador nacional es otra institución adscrita al ministerio, actúa como operador técnico del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) y administrador comercial de la transacción del sector energético. Esta institución debe proveer un flujo continuo de energía eléctrica al menor costo posible (CENACE, 2014).

La institución también cumple con las funciones de resguardar las condiciones de seguridad y calidad de operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) bajo las regulaciones expedidas bajo la ARCONEL (Ecuador, 2015).

El operador nacional es una institución de derecho público, de carácter técnico, con patrimonio propio, autonomía operativa, administrativa, económica y técnica. La institución se financiaría mediante presupuesto estatal y de aportes de las empresas participantes en el sector eléctrico. Cumple con 9 atribuciones y deberes dispuesto en la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica (Ecuador, 2015).

1.7. Regulación vigente para generación eléctrica en el Ecuador.

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad, especifica en la regulación ARCONEL 004/15 los requerimientos técnicos para la conexión de fuentes de generación

renovable no convencional a las redes de transmisión y distribución del país (ARCONEL, 2015).

La regulación 004/15 es únicamente específica para los generadores que se conectaran o se encuentran conectados en medio o alto voltaje, y cuya potencia nominal sea mayor o igual a 100 kW, sin límite superior de potencia, excepto para pequeñas centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima es de 10 MW (ARCONEL, 2015).

En la actualidad existen 60 regulaciones vigentes, las cuales se han emitido por las agencias CONELEC y ARCONEL. Las regulaciones más relevantes en tema de generación eléctrica con respecto a requerimientos técnicos para la operación y control son: CONELEC 006/00 y ARCONEL 004/15 (ARCONEL, n.d.-b).

CAPÍTULO 2

2. Comparación de códigos eléctricos

En este capítulo se desarrolla el análisis de los códigos, regulaciones o normas con respecto a la instalación y puesta en funcionamiento de las centrales solar fotovoltaicas. Se compara los diferentes requerimientos técnicos de los códigos, normas o regulaciones de Ecuador, Chile y Puerto Rico para la interconexión con el sistema de transmisión.

2.1. Normativa vigente en el Ecuador

El Ecuador para normar el sector eléctrico ha optado por el uso de la palabra “regulación”, por consiguiente, en la investigación se observara el uso de las palabras código, norma o regulación para referirse a la regulación eléctrica.

- **Regulación de energía hidráulica**

En la actualidad, la generación de electricidad mediante el uso de tecnología hidráulica está precedida bajo la Regulación CONELEC N° 006/00 “Procedimiento de Despacho y Operación”. La regulación se encuentra vigente desde el año 2000, en esta se encuentran información normativa referentes a potencia, voltaje, frecuencia, etc.

- **Regulación de energía renovable**

En el caso de la energía renovable, la regulación vigente es la ARCONEL 004/15 que especifica los requerimientos técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución. Esta regulación se encuentra vigente desde el año 2015 y establece criterios con el fin de no degradar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica. (ARCONEL, 2015)

- **Regulación de energía convencional**

La regulación para la generación de energía convencional al igual que la energía hidráulica se encuentra precedida bajo la regulación CONELEC N° 006/00. En esta regulación se declaran las normas y requisitos técnicos para la incorporación de nuevas instalaciones (generadores).

2.2. Normativa vigente de Chile

La normativa vigente en Chile es la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), esta normativa fue realizada por el Comisión Nacional de Energía (CNE). La normativa contiene en su capítulo 3 las exigencias mínimas para el diseño de Instalaciones, el título 3-3 establecen todas las características que debe poseer una planta de generación.

En el caso de estudio de las plantas de generación fotovoltaico o como se menciona en la normativa “parques fotovoltaicos” contiene datos relevantes acerca de control de frecuencia, voltaje, absorción y producción de potencia reactiva, límites de voltajes, etc.

2.3. Normativa vigente de Puerto Rico

Puerto Rico posee una normativa técnica exclusiva para la interconexión de las fuentes de generación fotovoltaica, esta norma fue realizada por la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico por sus siglas en ingles PREPA.

La normativa es nombrada como Requisitos Técnicos Mínimos Para La Interconexión De Instalaciones Fotovoltaicas (Pv) o en inglés Minimum Technical Requirements For Interconnection Of Photovoltaic (Pv) Facilities.

La Normativa contiene temas y datos relevantes para la interconexión de sistemas fotovoltaicos, se mencionan las curvas de caída de voltaje, límites de frecuencia, absorción y producción de potencia reactiva, control de voltaje, etc.

2.4. Comparación de códigos eléctricos

En esta sección se compara los diferentes requerimientos técnicos mediante el uso de códigos, normas o regulaciones de Ecuador, Chile y Puerto Rico para la interconexión con el sistema de transmisión. En la comparación se consideran cuatro categorías específicas:

- a) Requisitos de manejo de fallas (RMF) o Fault-ride through requirements (FRTR).
- b) Límites de desviación de voltaje y frecuencia.
- c) Control de potencia activa y frecuencia.
- d) Control de potencia reactiva y voltaje.

Estas son las cuatro categorías que se consideran dentro de la comparación, debido que estas son las más relevantes para la interconexión a un sistema de transmisión. La mayor parte de generadoras convencionales y generadoras renovables no convencionales hacen alusión de estas categorías.

En el tema de calidad de producto que se menciona en la regulación 004/15, no se hace mención en este trabajo de grado debido a que la regulación posee una adecuada limitación de máximos permisibles de contenido armónico, variaciones periódicas de voltaje (Flicker) y desbalances de voltaje introducidos por los generadores renovables no convencionales.

En la empresa EMELNORTE la evaluación de calidad de producto, conforme al contenido de armónicos, variaciones de voltaje y desbalances de voltaje se realiza periódicamente por el órgano de control. En este caso el ARCONEL realiza la solicitud de las mediciones de los límites impuestos en la regulación para los generadores convencionales no renovables.

De igual manera el capítulo de requisitos de acceso que se hace mención en la regulación, no se realiza un análisis debido a que en esta sección se hace alusión a los estudios que debe realizar la o las personas encargadas del proyecto de generación renovable no convencional.

En el capítulo de requisitos de acceso se encuentra detallado los siguientes puntos:

- Estudios para el acceso.
- Pruebas y certificaciones de quipos.
- Señales de comunicación y control.

2.4.1. Requisitos de manejo de fallas (RMF) o Fault ride through requirements (FRT)

Los requisitos para el manejo de fallas establecidas en los códigos ARCONEL, PREPA y CNE, estos están considerados para fallas simétricas y asimétricas. En la tabla 5 se resume los códigos que se encuentran bajo estudio.

Las fallas simétricas son aquellas donde intervienen las tres fases, y el resto de fallas que ocasionan desbalance entre las fases se llaman fallas asimétricas (Grainger & Stevenson, 1996).

Tabla 5

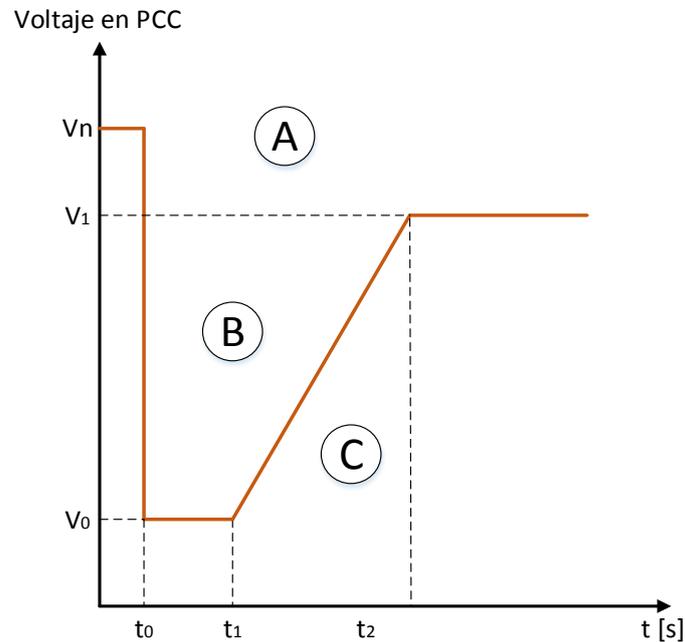
Códigos de red bajo estudio

País	Agencia de Regulación	Título de código o denominación	Año
Ecuador	ARCONEL	Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables No Convencionales a las Redes de Transmisión y Distribución	2015
Chile	CNE	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio	2015
Puerto Rico	PREPA	Minimum Technical Requirements for Interconnection Of Photovoltaic (Pv) Projects	2012

En la figura 15 puede observar la curva básica para los requerimientos de FRT.

Figura 15

Curva básica para los requerimientos de FRT



Fuente: (Cabrera et al., 2016a)

El perfil de voltaje normal en el punto común de conexión o point of common coupling (por sus siglas en inglés: PCC) es representada por el área A, esta área es cuando una planta de generación fotovoltaica está trabajando continuamente. Si el perfil de voltaje en el PCC se encuentra en el área B, la planta de generación fotovoltaica permanecerá conectada por un periodo de tiempo. En el caso de que el perfil de voltaje de la planta de generación fotovoltaica se encuentre dentro del área C, no es obligatorio que la planta permanezca conectada al PCC (Cabrera et al., 2016a).

En la ARCONEL y la PREPA el perfil de caída de voltaje soportado es de hasta el 100%, en el caso de las regulaciones establecidas. Para la regulación ecuatoriana, el tiempo considerado es de 0.15s y el tiempo para la regulación establecida en Puerto Rico se considera hasta los 0.6s, en ambos casos el voltaje se mantienen en 0[pu] durante el tiempo establecido.

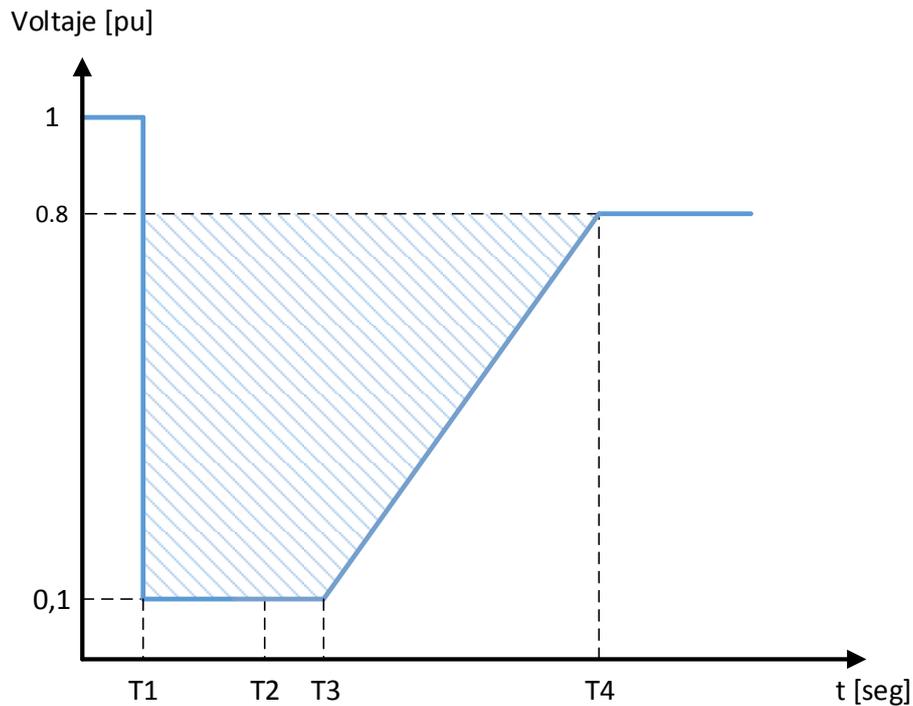
En la regulación ecuatoriana el voltaje aumenta de 0 a 0.3 [pu] en 0.65 s, el voltaje se mantiene en cero únicamente hasta 0.15 segundos, mientras que el voltaje se estabiliza hasta alcanzar 0.9 [pu] en 3 segundos.

Para la regulación vigente en Chile, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) establece que la caída de voltaje soportado será hasta un 90% con un tiempo

considerado T3. Los tiempos establecidos en la norma chilena es de $T1=0$ s, $T2=$ (conforme a los literales del artículo 5-44) los cuales se presentan en la tabla 6, $T3=T2+0.02$ s y $T4=1$ s tiempo de estabilización. En la figura 16 se observa el diagrama base para las fallas de caída de voltaje establecido por la normativa chilena.

Figura 16

Diagrama base de FTR establecidos por la normativa chilena



Fuente: (CNE, 2015)

El tiempo establecido en T2 para las conexiones en el Sistema de Transmisión (ST) de acuerdo a la norma chilena se especifica según se muestra en la tabla 6:

Tabla 6

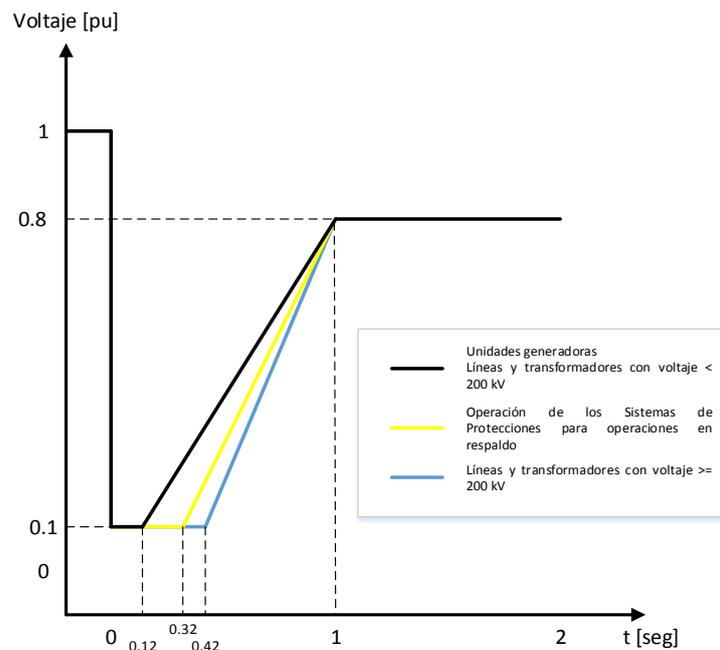
Tiempos establecidos para diferentes fallas del T2 de la curva para requerimientos de FRT de la norma chilena

Tiempo T2 (s)	Ciclos	Tipo de falla
0.12	6	Unidades generadoras conectadas al ST
0.40	20	Líneas y transformadores de ST con voltaje nominal inferior a 200kV
0.12	6	Líneas y transformadores de ST con voltaje nominal igual o superior a 200kV
0.30	15	Operación de los Sistemas de Protecciones para operaciones en respaldo.

En la figura 17 se puede observar cómo se configuran los diferentes perfiles de voltaje en el PCC para los diferentes tipos de fallas en la normativa Chilena. En cualquiera de los casos el voltaje que se encuentra en 1[pu], cae hasta 0.1 [pu] y el tiempo máximo para la recuperación es de 1 segundo y se estabiliza en 0.8 [pu].

Figura 17

Curva de requerimientos para FTR con un T2 para los diferentes tipos de fallas establecidos por la normativa chilena



El tiempo y los límites de voltaje se encuentran resumidos en la tabla 7 y la figura 18 donde se muestra el perfil de voltaje para el requerimiento de caída de voltaje para la norma, código o regulación de Ecuador, Chile y Puerto Rico.

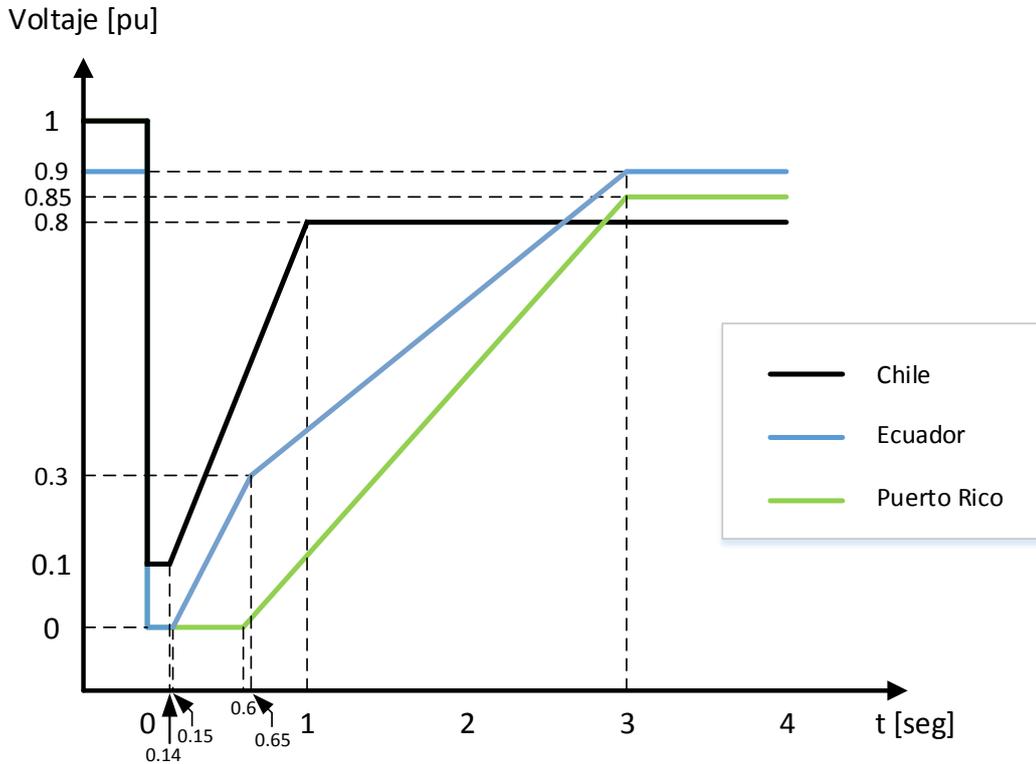
Tabla 7

Resumen de requerimientos para FRT de los códigos bajo estudio

Código	Durante la falla		Después de la falla	
	V_0 (pu)	t_1 (s)	V_1 (pu)	t_2 (s)
ARCONEL	0	0,15	0,9	3
PREPA	0	0,6	0,85	3
CNE	0,1	0,14	0,8	1

Figura 18

Comparación de los requerimientos para FRT de los códigos bajo análisis



Las centrales de generación fotovoltaica también deben permanecer conectadas al sistema cuando existe sobre-voltajes, se denomina high voltage ride through requirements (HVRT) o requerimientos para el manejo de alto voltaje. El HVRT se encuentra propuesto en la norma, regulación o código vigente de Ecuador y Puerto Rico, Chile solo menciona en su normativa el voltaje normal al cual debe funcionar mientras está conectado al sistema de transmisión.

En la tabla 8 se encuentra resumido los requerimientos para HVRT de los códigos, normas o regulaciones presentadas por el ARCONEL, CNE y PREPA.

Tabla 8

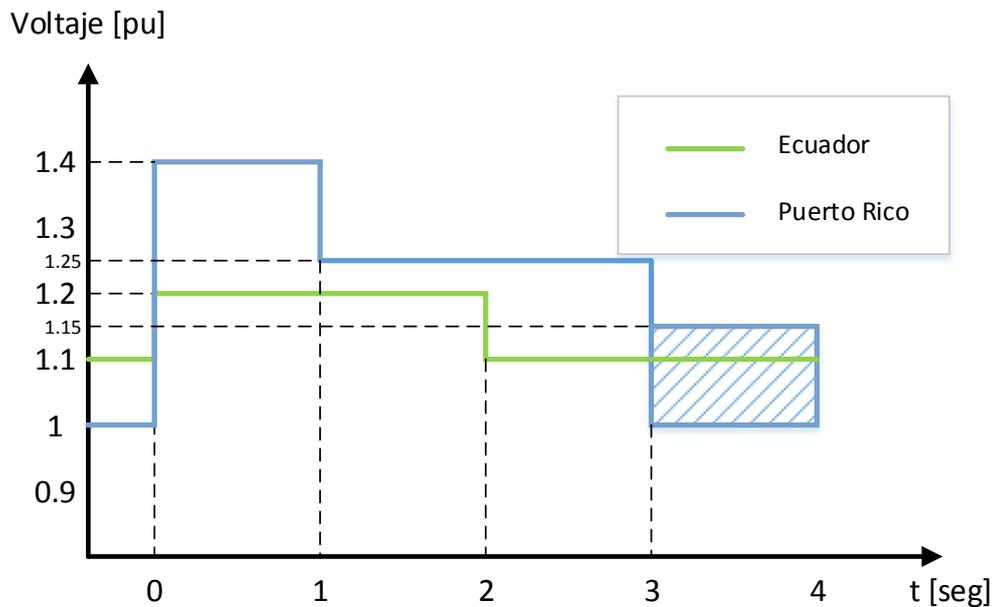
Resumen de requerimientos para HVRT de los códigos bajo análisis

Código	V(pu)	t(s)
ARCONEL	1,2	2
PREPA	1,4 - 1,25	1
	1,25 - 1,15	3
	1,15 o menor	Indefinido
CNE	NC	NC

La figura 19 nos muestra el diagrama de la comparación de los requerimientos para HVRT de los códigos bajo análisis, en este caso los códigos presentes en la figura son de Ecuador y Puerto Rico. Chile no posee diagrama de requerimiento para fallas por sobre-voltaje.

Figura 19

Comparación de los requerimientos para HVRT de los códigos bajo análisis



La normativa chilena no contiene información que soporte el HVRT. La regulación ecuatoriana en caso de sobre-voltaje en el sistema, este deberá tardar un tiempo máximo de 2s. El sistema no requiere de soporte de fallas cuando el sistema opera a menos del 10% de su capacidad nominal.

La normativa de Puerto Rico depende del voltaje en por unidad que se halle en sobre-voltaje y el tiempo establecido para cada uno de estos se puede observar en la anterior figura, para voltajes con 1.15 [pu] o menores el tiempo es indefinido.

La estabilidad del voltaje es asistida mediante un soporte de potencia reactiva. La normativa chilena especifica que debe suministrar una cantidad igual al 2% I_{nom} por cada 1% de V/V_{nom} con límite de 100% I_{nom} , con una banda muerta del 10% para V/V_{nom} . El código existente en Puerto Rico requiere una pendiente variable que va del 0% al 10%.

En el caso del Ecuador la inyección de corriente reactiva mínima será del 90% y la máxima del 100% cuando V/V_n sea menor al 50%, si V/V_n permanece de 85% a 100% la inyección de corriente requerida mínima será del 0% y la máxima de 100%. Si V/V_n cae

menos del 85%, por cada 1% que cae V/V_n , la inyección de corriente requerida mínima aumentara 2.5%.

En el caso de fallas permanentes, la regulación ecuatoriana indica que el parque generador debe desconectarse, con el objeto que no funcione como isla eléctrica y no poner en riesgo la integridad del equipamiento.

Para sobre-voltajes el código de Puerto Rico permite la absorción de potencia reactiva cuando el voltaje alcanza el 120%, al contrario que la norma chilena y la regulación ecuatoriana no especifican la absorción de potencia reactiva cuando existe sobre-voltaje.

2.4.2. Límites de voltaje y frecuencia

En los códigos eléctricos de cualquier país poseen límites en cuanto a voltaje y frecuencia, estos se encuentran establecidos para que las plantas de generación eléctrica solar fotovoltaica produzcan energía continuamente. En esta sección se realiza el análisis de los límites de voltaje y frecuencia establecidos en los códigos bajo estudio.

2.4.2.1. Límites de voltaje

La regulación de Procedimientos de Despacho y Operación, menciona que los límites de voltaje serán establecidos en la regulación N° CONELEC 004/02, "Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM" (CONELEC, 2000).

La regulación (CONELEC, 2002) menciona que: "Los límites de voltajes serán determinados por un estudio realizado conjuntamente el CENACE y el TRANSMISOR, tomando como referencia el plan de expansión del transmisor y el plan de operación del MEM".

En la regulación ecuatoriana ARCONEL N° 005/18 no se menciona los límites de voltaje, el nivel de voltaje no deberá exceder la tolerancia de $\pm 5\%$ del voltaje nominal, ya sea en voltaje de 138kV y 230 kV (grupo 1 y grupo 2). Los límites de voltajes se encuentran establecidos en la regulación N° ARCONEL 005/18 que expide sobre la calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Al igual que la normativa chilena y el código expedido por Puerto Rico donde se especifica que las bandas de voltaje admisible serán de $\pm 5\%$, y no especifica para que tipo de voltaje se aplicara. Esta banda de voltaje admisible será en el punto de conexión.

2.4.2.2. Límites de frecuencia

Los límites de frecuencia, en la regulación ecuatoriana N° ARCONEL 004/15 especifica que la frecuencia nominal es de 60 Hz, pero para la operación en el sistema se deberá considerar los límites de frecuencia establecidos en los procedimientos de despacho y operación establecidos de la regulación N° ARCONEL 006/00.

La variación de la frecuencia en estado de operación normal no excederá ± 0.15 Hz, esto con referencia a la frecuencia nominal. Los rangos de variación de frecuencia admisibles de operación de generadores se observan en la tabla 9, la regulación ARCONEL N° 006/00 no especifica para que tipo de generador o planta generadora se presentan los rangos de variación.

Tabla 9

Límites de frecuencia y tiempo de restablecimiento para unidades de generación

Tiempo (seg)	Frecuencia (Hz)		Observación
	Límite Inferior	Limite Superior	
S/T	57,5	62	Sin la actuación de relés instantáneos de desconexión propios del mismo generador
10	57,5	58	
10	61,5	62	
20	58	59	
20	61	61,5	
Sin Limite	59	61	

Chile y Puerto Rico al contrario que la regulación ecuatoriana, se encuentra establecido los rangos de frecuencia únicamente para parques de generación de energía eléctrica solar fotovoltaica, donde se evalúa si es necesaria la desconexión del parque o si puede permanecer conectado al sistema.

A continuación, se presenta en la tabla 10 en la cual se resumen los límites de frecuencia presentados por la normativa, regulación o código expedida por cada país. Se encuentran los valores de frecuencia nominal, límites de frecuencia (superior en inferior) y además el tiempo máximo que el generador podrá funcionar bajo ese límite de frecuencia.

Tabla 10

Límites de frecuencia de los códigos bajo estudio

Código, Regulación o Norma	Frecuencia Nominal (Hz)	Límite de Frecuencia (Hz)		Duración Máxima (seg)
		Límite Inferior	Limite Superior	
ARCONEL	60	57,5	62	Desconexión forzada
		57,5	58	10
		61,5	62	10
		58	59	20
		61	61,5	20
		59	61	Permanente
PREPA	60	57,5	61,5	Permanente
		61,5	62,5	30
		56,5	57,5	10
CNE	50	<56,5	>62,5	Desconexión forzada
		49	50	Permanente
		48	49	150
		47,5	48	15
		47	47,5	Desconexión opcional
		50	51	Permanente
		51	51,5	Permanente
		51,5	52	
52	52,5	Desconexión forzada		
	52,5	53		

El código de Puerto Rico contiene el límite de frecuencia más admisible el límite inferior a la frecuencia nominal puede reducirse hasta -3.5 Hz con un tiempo límite de 10 segundos. El límite superior que puede elevarse sobre la frecuencia nominal es de +2.5 Hz con un tiempo límite de 30 segundos.

En cuanto a Ecuador y Chile, el límite inferior con respecto a la frecuencia nominal es de -2.5 Hz, para la regulación ecuatoriana con un tiempo límite de 10 segundos y para la normativa chilena con un límite de 15 segundos.

El límite superior para cada país antes mencionado difiere un poco, para la regulación ecuatoriana este límite no superar el +2 Hz de la frecuencia nominal en un tiempo límite de 10 segundos. La normativa chilena menciona que el límite no deberá superar +1.5 Hz de la frecuencia nominal.

2.4.3. Control de potencia activa y frecuencia

Las centrales de generación eléctrica poseen control de potencia activa, este control les permite regular la inyección de potencia que ingresa al PCC. Así también poseen sistemas para el control de la frecuencia. A continuación se analiza estos tipos de controles en las centrales de generación solar fotovoltaica.

2.4.3.1. Control de potencia activa

El control de potencia activa de las plantas de generación solar fotovoltaica debe coincidir con la variabilidad de la cantidad de energía solar durante el día y de la cantidad de potencia que requiera la red (Cabrera et al., 2016a).

Existen tres principales requerimientos para el control de la potencia activa. La primera restricción es acerca de la producción completa de potencia activa requerida por el sistema de transmisión que la planta de generación solar fotovoltaica (Cabrera et al., 2016a).

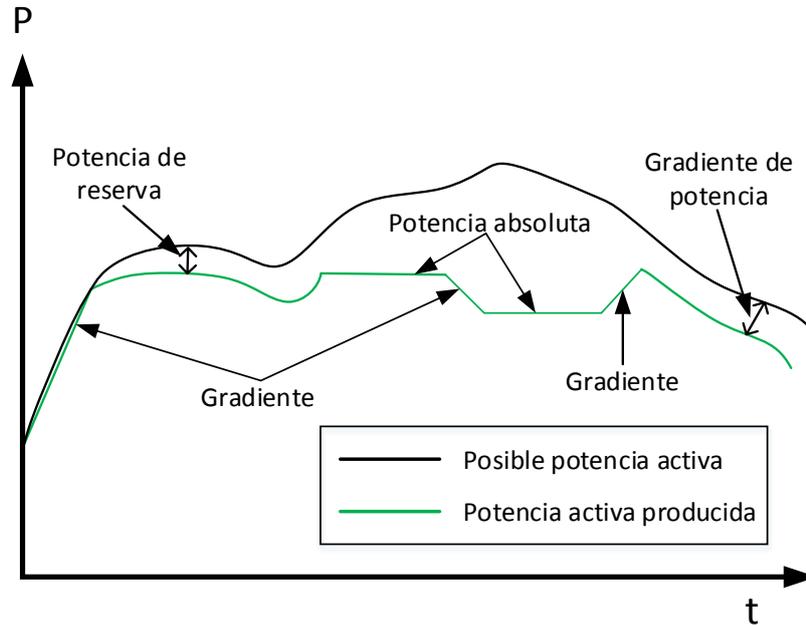
La segunda restricción determina la potencia activa de reserva que debe poseer la planta solar fotovoltaica, es un porcentaje de potencia que puede suplir la planta en condiciones normales. Esta permite controlar la planta de generación solar fotovoltaica de las desviaciones de frecuencia o voltaje (Cabrera et al., 2016a).

La tercera restricción es la degradación de potencia o tasa de rampa, limita los valores de generación de energía al que tiene que aumentar o disminuir potencia activa con valores de MW por minuto. La planta de generación debe cumplir con estos tres requerimientos a pesar de los cambios de radiación o la cobertura de las nubes sobre los paneles (Cabrera et al., 2016a).

En la figura 20 se ilustran los requerimientos antes mencionados para el control de potencia activa.

Figura 20

Restricciones de control de potencia activa para plantas de generación fotovoltaica



La tabla 11 resume los requerimientos utilizados para el control de potencia activa según el código, regulación o norma establecida por Ecuador, Chile y Puerto Rico, el cual se aplica para la integración de plantas de generación solar fotovoltaica.

Tabla 11

Restricciones de potencia activa requeridos por los códigos bajo estudio

Código, Regulación o Norma	Restricción	Reserva	Tasa de rampa
ARCONEL	X	-	-
CNE	X	X	X
PREPA	X	X	X

Para el código ecuatoriano la primera restricción se la realiza de acuerdo al requerimiento de potencia que necesite la red. La segunda restricción se establece en la regulación que el operador (CENACE) solicitara de manera intencionada, para que la planta de generación solar fotovoltaica trabaje con una potencia activa menor a la potencia que puede producir la planta, esta maniobra se realiza debido a los cambios de frecuencia que se pueda producir en la red.

La tercera restricción (tasa de rampa) debe esperar a la regulación del agente operador (CENACE) para tomar la acción respectiva con la tasa de rampa para poder obtener un incremento o disminución de potencia por minuto.

Chile y Puerto Rico al contrario usan los tres tipos de restricciones, las cuales se encuentran establecidas en sus códigos y normas específicos para los sistemas o plantas de generación solar fotovoltaica.

La tercera restricción en la normativa chilena establece la tasa de rampa de la potencia inyectada, la cual no supera el valor ajustable de 0 a 20% de la potencia nominal del parque por minuto, durante el arranque y la operación normal del sistema o parque de generación solar fotovoltaica. En cuanto al código de Puerto Rico se establece que para el valor ajustable se encuentra de 0 a 10% de la potencia nominal del parque por minuto.

En la tabla 12 se encuentra resumido los límites de tasa de rampa que tienen establecido el valor de potencia inyectada en la regulación, código o norma de los países que se encuentran bajo el estudio.

Tabla 12

Tasa de rampa para inyección de potencia inyectada requerida por los códigos bajo estudio

Código, Regulación o Norma	Tasa de rampa (% capacidad de energía/min)
ARCONEL	controlado por el operador
CNE	20
PREPA	10

2.4.3.2. Control de frecuencia

El control de la frecuencia depende de la variación de la potencia activa durante un pequeño periodo de tiempo. En cuanto a la regulación de frecuencia en Chile y Ecuador, la norma y regulación respectiva vigente no exige a los sistemas o plantas de generación solar fotovoltaica la participación en la regulación primaria de frecuencia.

El código establecido en Puerto Rico las plantas de generación renovable deberán de disponer de equipo que les permitan tener un control de frecuencia primario, y estas deberán poseer controles que proporcionen tanto regulaciones descendentes como reservas de regulación ascendentes.

El control de la frecuencia dependerá del operador de sistema de transmisión, en general el operador se encargara de establecer las acciones que se deberá tomar para la regulación de frecuencia ante los estados transitorios de la red.

2.4.4. Control de voltaje y potencia reactiva

Las plantas de generación eléctrica convencional tienen que superar las desviaciones de voltaje y proporcionar soporte de reactivos a la red. Generalmente, el voltaje funciona en una banda del 10% del voltaje nominal (Cabrera et al., 2016a).

La complementación para este requisito depende de las características de soporte de potencia reactiva del inversor fotovoltaico y de los dispositivos auxiliares que poseen las plantas de generación solar fotovoltaica como los STATCOM o los bancos de capacitores (Cabrera et al., 2016a).

Los inversores fotovoltaicos inicialmente estaban diseñados para ser conectados a nivel de sistemas de distribución y no incluían nuevas características para el control de voltaje y potencia reactiva. En la actualidad existen varias empresas fabricantes de inversores fotovoltaicos que han incluido características que permiten a los inversores controlar las fluctuaciones de voltaje y soporte de potencia reactiva (Cabrera et al., 2016a).

La conexión de sistemas o plantas de generación solar fotovoltaica a gran escala con la red tiene dos grandes desafíos: en primer lugar el voltaje debe mantenerse dentro de una banda muerta establecida por el operador del sistema de transmisión; en segundo lugar, la planta de generación solar fotovoltaica a gran escala deberá cumplir con la curva de capacidad dada por el operador del sistema de transmisión para la relación entre potencia activa y potencia reactiva (Cabrera et al., 2016a).

Existen varios métodos para el control de voltaje de las plantas de generación solar fotovoltaica a gran escala como: regulación de voltaje, regulación del factor de potencia o el control de potencia reactiva. La regulación de voltaje controla el valor de voltaje que se basa en una función de caída, la caída es la variación de voltaje debido a un cambio de la potencia reactiva (Morjaria et al., 2014).

El control por regulación del factor de potencia depende del valor de la potencia activa. El método por control de potencia reactiva, gestiona directamente la potencia reactiva en el PCC. Las plantas de generación solar fotovoltaica podrán realizar el control de voltaje y potencia reactiva con cualquiera de los tres métodos antes mencionados (Morjaria et al., 2014).

No todos los códigos, regulaciones o normas permiten que las plantas de generación solar fotovoltaicas usen estos tres métodos de control. En el caso de Ecuador el control de voltaje y potencia reactiva debe cumplir con ciertos requerimientos que se menciona en la regulación 004/15. Los principales requerimientos que se mencionan son:

- Que la planta pueda absorber y entregar potencia reactiva, para poder entregar potencia activa según solicite el operador de la red.
- La planta de generación solar fotovoltaica deberá tener control del factor de potencia, con 0.95 en retraso hasta 0.95 en adelanto. Este factor de potencia deberá encontrarse dentro del rango de potencia activa que va desde el 0.2 pu hasta el 1 pu en operación de estado estable.

Para el caso de las plantas de generación solar fotovoltaica que se encuentren conectadas a la red de transmisión, el voltaje que se requiere en el PCC debe encontrarse dentro de los límites que se establecen en la regulación N° ARCONEL 006/00.

La codificación de Puerto Rico el control de voltaje solo existe un método nombrado “punto de ajuste de voltaje” o por su nombre en inglés “voltage setpoint”. Este tipo de control aplicado se basa en la variable de control de caída que se establece desde 0 al 10%. El tiempo de respuesta de este control es de 1s para un total de potencia reactiva del 95%.

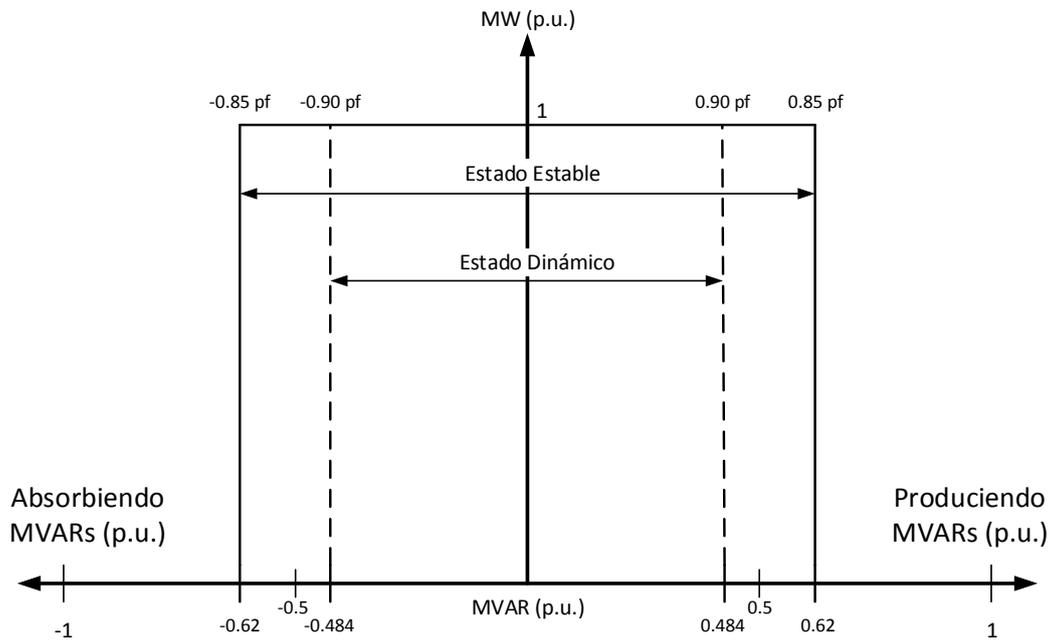
En la figura 21 se puede observar los requerimientos de la potencia reactiva y como se definen bajo las condiciones de estado estable y dinámico del sistema para el código establecido en Puerto Rico.

En estado estable, la fuente de generación solar fotovoltaica debe ser capaz de trabajar de forma continua o estado estable con un factor de potencia de 0.85 en retraso y 0.85 en adelanto. En estado dinámico, el factor de potencia se deberá encontrar entre 0.95 en retraso y 0.95 en adelanto. La potencia activa se encuentra en un rango de 0 pu a 1 pu.

A partir de esta figura, también se establece en el código de Puerto Rico que se podría establecer estudios que puedan permitir que el factor de potencia pueda tener una compensación dinámica adicional a la mostrada si el sistema o la red lo requieran.

Figura 21

Curva de capacidad de potencia reactiva para centrales solar fotovoltaica de Puerto Rico



Fuente: (PREPA, 2012)

La norma chilena especifica que para el control de voltaje se encargará el Centro de Despacho y Control del Centro de Despacho Económico de Carga (CDC). En Estado de Emergencia, el CDC deberá recuperar el Control de Tensión realizando las acciones de coordinación necesarias sobre las instalaciones de generación.

EL control del voltaje será exclusivo de la Dirección de Operación del CDEC (DO) en coordinación con el CDC. El parque fotovoltaico deberá asegurar que pueden operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el Punto de Conexión al sistema de transmisión, siempre y cuando esté disponible su recurso primario para tensiones en el rango de Estado Normal.

En la normativa (CNE, 2015) se menciona que los parques fotovoltaicos deberán operar entregando y absorbiendo reactivos en las siguientes zonas:

- Potencia activa y potencia reactiva nula.
- Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.
- Potencia activa nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.
- Potencia activa nula y potencia reactiva correspondiente al literal c) precedente.

2.5. Desafíos para la integración a la red de centrales o plantas de generación solar fotovoltaica de gran escala

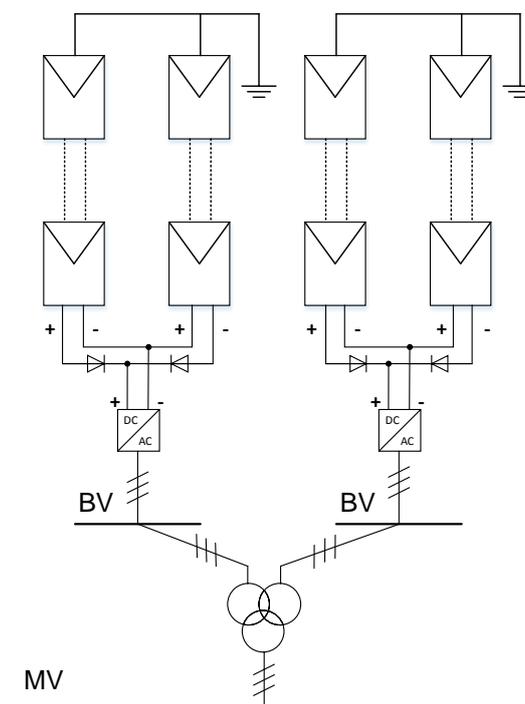
Una planta de generación solar fotovoltaica debe cumplir con los requisitos establecidos por los códigos de red de los diferentes países, en este análisis es necesario comprender la topología y los componentes de las plantas de generación solar fotovoltaica a gran escala.

El autor (Cabrera et al., 2016b) menciona que las plantas de generación solar fotovoltaica se construyen en configuración radial, anillo o estrella, cada una de estas unidades está compuesta por una matriz de paneles fotovoltaicos, un inversor y un transformador.

Existen diferentes topologías que dependen de la distribución de los componentes principales de la planta, estas topologías son: central, multicadena, cadena y de módulo integrado. La topología más usada es la configuración central por su simplicidad (figura 22). Las unidades fotovoltaicas a pesar de que se use cualquier tipo de topología se enfrentan al desafío del control del voltaje en CC, corriente, sincronización, potencia activa y reactiva que permitan la integración de la planta a la red eléctrica (Cabrera et al., 2016a).

Figura 22

Unidad fotovoltaica con configuración central



Fuente: (Cabrera et al., 2016a)

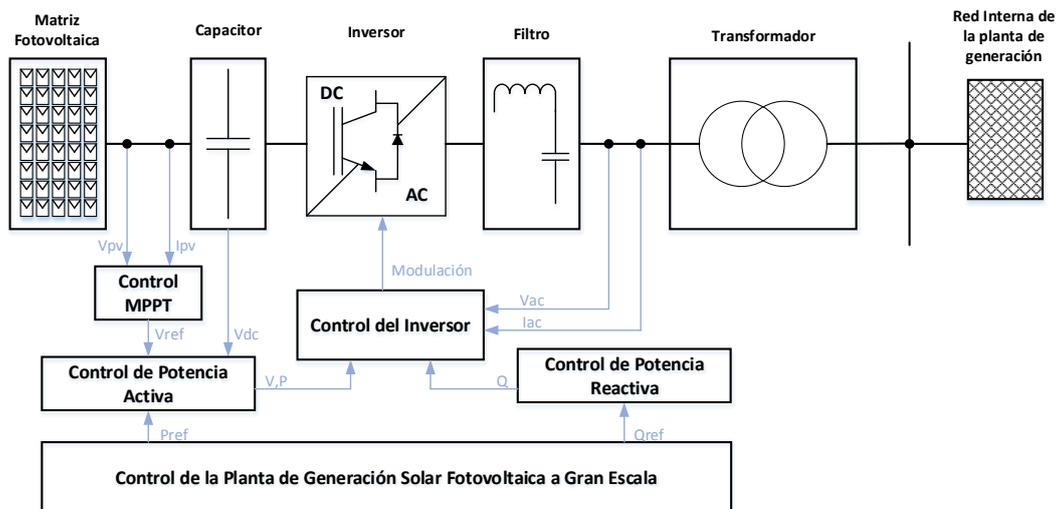
Existe un control central de la planta de generación solar fotovoltaica a gran escala, esta recibe información del operador del sistema de transmisión, del operador de la planta fotovoltaica y de la unidad de generación. Este control central envía el punto de ajuste de potencia activa o

reactiva a cada inversor dependiendo de la potencia total requerida por el sistema eléctrico. Luego, cada inversor debe realizar el control de acuerdo con los puntos de ajuste dados por el control central (Bullich et al., 2016).

En la figura 23 se observa cómo se estructura de control típico de una unidad fotovoltaica conectada a la red trifásica en una central de generación solar fotovoltaica a gran escala, así también se puede observar los equipos que conforman la unidad de fotovoltaica.

Figura 23

Estructura típica de una unidad fotovoltaica conectada en una red interna de una planta de generación solar fotovoltaica a gran escala.



Fuente:(Cabrera et al., 2016a)

Considerando las topologías antes mencionadas y la arquitectura de control para los sistemas de generación solar fotovoltaica, se presenta los desafíos que la tecnología actual debe enfrentar para cumplir con los códigos, regulaciones o normas para la integración a la red.

2.5.1. La estabilidad del voltaje

Inicialmente los sistemas de generación fotovoltaica fueron desarrollados para generación residencial, comercial y hasta industrial, existen varios estudios que han permitido analizar el efecto que tienen estos sistemas que se encuentran conectados a la red de distribución (Cabrera et al., 2016a).

En el caso de los sistemas o plantas de generación solar fotovoltaica a gran escala no existen muchos estudios que analicen el efecto de la estabilidad del voltaje. El impacto del perfil de voltaje por la instalación de sistemas solar fotovoltaico en diferentes puntos de la red muestran que el voltaje en el alimentador presenta una tendencia parabólica cuando aumenta

la potencia de salida del sistema fotovoltaico. El punto máximo del perfil de voltaje dependerá de la impedancia total del sistema solar fotovoltaico y la línea de transmisión (Omran, Kazerani, & Salama, 2010).

Actualmente el principal desafío, es comprender como las plantas de generación solar fotovoltaica afectan el perfil de voltaje en el PCC debido a la cobertura de las nubes, la radiación y la temperatura. Para esto se deben realizar estudios que permitan analizar la variabilidad de este tipo de fuentes de generación al igual que las topologías que se implementan para el control de las mismas en estado estable y dinámico.

2.5.2. La estabilidad de la frecuencia

Los sistemas de generación eléctrica rotativos dependen en gran parte de la potencia aportada por las turbinas, de la misma manera la velocidad que generan las turbinas permite el control adecuado de la frecuencia. Se debe tomar en cuenta que la carga o potencia absorbida del generador provocan que la turbina disminuya su velocidad. Para las disminuciones de velocidad de las turbinas existe el control de frecuencia primaria y el control de frecuencia secundario.

La penetración de sistemas fotovoltaicos en la red de transmisión no afecta de manera drástica a la estabilidad de frecuencia de la red, pero no se considera la reducción de la generación convencional. Por otro lado, una evaluación estadística de los sistemas eléctricos con alta penetración de sistemas fotovoltaicos muestra que el incremento de la potencia de estos sistemas afecta la estabilidad de la frecuencia de la red (Wang, Silva, & Lopez-Botet-Zulueta, 2016).

En la actualidad, la falta de inercia del sistema eléctrico proporciona un desafío para las centrales de generación fotovoltaica a gran escala, esto se debe a que para la mayor parte de estas el control de frecuencia primaria y secundario no es aplicable. Además estos tipos de centrales al funcionar a máxima potencia no tienen reserva de potencia para controlar la disminución de la frecuencia (Rahmann & Castillo, 2014).

2.5.3. La regulación de la potencia activa

Los códigos analizados, requieren por lo menos dos tipos de control de potencia activa, estos pueden ser mediante la reducción de potencia y el control de la tasa de rampa. Además de estos controles, requieren de una reserva de energía. En varios códigos, las plantas de generación fotovoltaica no trabajan a su máxima potencia en todo el día, pero deben estar al tanto de la potencia que requiere el operador del sistema de transmisión.

Los puntos de estudios más importantes como se menciona en párrafos anteriores es la problemática que produce la caída de potencia por falta de radiación, la cobertura de las nubes sobre los paneles fotovoltaicos y la temperatura. Estos puntos deben ser cuidadosamente estudiados debido a en sistemas fotovoltaicos a gran escala, la pérdida de potencia puede provocar inestabilidad de la red.

2.5.4. La regulación de la potencia reactiva

La regulación de la potencia reactiva a nivel de distribución para los inversores fotovoltaicos no tiene un control PQ, estos no son requeridos por la normativa IEEE 1547. Los inversores pueden realizar este tipo de controles, pero debido a que las centrales de generación fotovoltaicas a gran escala y los requerimientos de los códigos de la red, estos deben no solo controlar la potencia activa, también deben ser capaces de controlar la potencia reactiva (Cagnano, Torelli, Alfonzetti, & De Tuglie, 2011).

El desafío principal para el control o regulación de la potencia reactiva, radica en el tipo de tecnologías que se usan para el adecuado aprovechamiento de la energía. La investigación y desarrollo de dispositivos que permitan controlar la potencia reactiva en centrales de generación solar fotovoltaica a gran escala deberá ser un punto de vital importancia para desarrolladores e investigadores.

2.6. Aplicabilidad de los códigos de Puerto Rico y Chile con respecto a la regulación de energía solar fotovoltaica del país.

La regulación ecuatoriana con respecto a las GRNC puede adoptar y adaptar las regulaciones, códigos o normas establecidas en Chile y Puerto Rico. Estos países tienen vasta experiencia en el uso de fuentes de energía renovable y sus normas son mucho más concretas para el uso de la generación eléctrica mediante parques solares fotovoltaicos.

El Ecuador aún carece de una regulación más específica para el caso de las GRNC, el desafío más importante para adoptar y adaptar las normativas, regulaciones o códigos de estos dos países es la parte tecnológica, de desarrollo y requisitoria. Estos 3 puntos son los más importantes para realizar una codificación o regulación más consolidada en el Ecuador y que permita el aprovechamiento de esos sistemas de generación.

Existe información en la regulación ecuatoriana que no complementa adecuadamente para el control de una fuente de generación solar fotovoltaica. La adopción y adaptación de estas normativas o códigos que proporciona los países mencionados ayudaran a que este tipo de fuentes renovables sean explotadas adecuadamente. Así también se podrá asegurar

que estos al conectarse a la red de transmisión puedan permanecer estables ante las variaciones que requieran el sistema y sus perturbaciones.

Se puede adoptar el soporte del control primario de frecuencia que posee la normativa de Puerto Rico, así también se pueden incluir varios datos técnicos que presentan tanto la normativa de Puerto Rico como Chile. De igual manera se puede incluir datos de regulación y límites de frecuencia para exclusivos para las fuentes de generación con tecnología solar fotovoltaica.

Separar ciertos aspectos de las unidades de generación hidráulica y convencional de las unidades de generación por energías renovables que se encuentran en la regulación de Procedimientos de Despacho y Operación. Esto permitirá aprovechar de mejor manera los recursos y la tecnología disponibles en los GRNC.

CAPÍTULO 3

3. Propuesta de código eléctrico para la interconexión de energía fotovoltaica

El presente capítulo presenta una propuesta para reformar ciertas bases del código (regulación) eléctrico ecuatoriano para que se permita la integración de energía fotovoltaica al sistema eléctrico. Para ello en este capítulo se presenta la propuesta en cuatro puntos fundamentales: fallas de voltaje, límites de frecuencia, control de potencia activa y reactiva. Además, se presenta un análisis de la tecnología que se debe permitir dentro del reglamento para nuevas instalaciones fotovoltaica. Esta propuesta nace del análisis desarrollado en el capítulo 2.

3.1. Considerando

Que, en el artículo 26 de la LOSPEE, se establece que el ministerio que representa el sector eléctrico promoverá el uso de tecnologías limpias o energías alternativas, amparando en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía (Ecuador, 2015).

Que, el ministerio que representa el sector eléctrico debe considerar la diversificación y participación de las energías renovables no convencionales, a efectos de disminuir la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles.

Que, la participación de energía renovable no convencional debe ser mayormente considerada para reducir los niveles de contaminación que producen las energías convencionales dentro del país y estas aportan 39.19 % de la potencia nominal instalada del país.

Que, en base al análisis desarrollado en este trabajo de grado se propone un código eléctrico que permita mejorar la interconexión de las plantas de generación solar fotovoltaica en base a la reforma de cuatro puntos fundamentales como: fallas de voltaje, límites de frecuencia, control de potencia activa y reactiva; los cuales se encuentran establecidos en la regulación 004/15.

Que, debido a la implementación de proyectos de generación de energía renovable no convencional, es necesario contar adecuado con un código, regulación o normativa que permitan la integración de tecnologías de generación solar fotovoltaica a los sistemas de transmisión o distribución que pueden ser basados o adoptados de otros códigos, normas o regulaciones que rigen en países más desarrollados.

Mediante estas consideraciones se resuelve la propuesta de código (regulación en el caso ecuatoriano) donde se consideran los aspectos generales, la propuesta de requisitos operativos con la reforma de los cuatro puntos mencionados y una disposición. Esta propuesta de regulación es en base a los modelos de regulaciones establecidos en el Ecuador.

3.2. Aspectos generales

Aquí se detallan todos los aspectos como objetivos, alcance y definiciones que se incluyen en la propuesta de código eléctrico que se realiza en base a los cuatro puntos fundamentales: fallas de voltaje, límites de frecuencia, control de potencia activa y reactiva.

3.2.1. Objetivo

Proponer una reforma del código ecuatoriano (regulación N° ARCONEL 004/15) para que permita la integración de energía solar fotovoltaica al sistema eléctrico, mediante la propuesta de modificación en cuatro puntos fundamentales: fallas de voltaje, límites de frecuencia, control de potencia activa y reactiva.

3.2.2. Alcance

Establecer las normas y requerimientos técnicos que tengan relación a la conexión de los generadores solares fotovoltaicos que se conectara o se encuentren conectados en medio o alto voltaje, y cuya potencia nominal sea mayor o igual a 100 kW. En esta propuesta se incita a realizar el estudio respectivo para modificar las fallas de voltaje, límites de frecuencia, control de potencia activa y reactiva para que se permita la integración de energía fotovoltaica al sistema eléctrico.

La propuesta tiene el fin de permitir la mejora de la confiabilidad del servicio eléctrico, en la red donde influye el generador solar fotovoltaico; estableciendo una gráfica para el estudio de un tiempo de recuperación dinámica en caso de falla de voltajes; limitar la frecuencia y el tiempo en el que puede mantenerse conectado el generador; proponer un estudio para mejorar el control de la potencia activa y reactiva; y, asegurar la operación eficiente y segura de la red.

3.2.3. Definiciones

Punto común de conexión (PCC): es el nodo del sistema eléctrico donde el generador se conecta con la red de transmisión o de distribución. En este punto se mide los requisitos de calidad (ARCONEL, 2015).

Soporte de falla: Es la capacidad de un generador para mantenerse en servicio durante una falla, es decir para soportar el hueco de voltaje en bornes producido por la misma (ARCONEL, 2015).

Compensador sincrónico estático (STATCOM): Es un dispositivo de control utilizado en redes de transmisión de corriente alterna que permite inyectar o consumir dinámicamente un determinado valor de potencia reactiva a partir de la modulación correspondiente de un convertidor electrónico controlado por voltaje (ARCONEL, 2015).

Compensador estático de potencia reactiva (SVC): Dispositivo de control de potencia reactiva utilizado en redes de transmisión de corriente alterna. Permite inyectar o consumir potencia reactiva mediante la conmutación automática de inductores o condensadores controlados por tiristores (ARCONEL, 2015).

Operador de la red: Empresa encargada de la administración, operación, mantenimiento y expansión de las redes de transmisión o distribución (ARCONEL, 2015).

Operador del Sistema: corresponde al Operador Nacional de Electricidad, quien es el operador técnico del Sistema Nacional Interconectado (ARCONEL, 2015).

Generador renovable no convencional: Son todas aquellas fuentes de generación de energía las cuales no incurrir en el consumo, gasto o agotamiento de un combustible. Generan impactos ambientales significativamente inferiores que aquellas producidas por las fuentes energéticas convencionales. Entre estas fuentes de generación se encuentran:

- Solar fotovoltaica y solar termoeléctrica;
- Eólica;
- Pequeñas centrales hidroeléctricas (potencia nominal menor o igual a 10 MW);
- Geotérmica;
- Biomasa;
- Biogás; y
- Mareomotriz;

Energía Solar fotovoltaica: Es la transformación de manera directa de la luz solar en electricidad empleando una tecnología basada en el efecto fotovoltaico (ARCONEL, 2015).

Hueco de voltaje: Disminución brusca del voltaje a un valor situado entre el 10% y 90% del voltaje nominal, con una duración de 0,5 ciclos hasta 1 minuto, seguida del restablecimiento del voltaje (ARCONEL, 2015).

Isla eléctrica: Sección o parte del Sistema Nacional Interconectado que puede operar en forma autónoma y, además cuenta con capacidad de generación, autogeneración y control de frecuencia (ARCONEL, 2015).

3.3. Propuesta de requisitos operativos

En esta sección se presenta la propuesta para reformar los cuatro puntos fundamentales de los requisitos operativos de la regulación vigente de “Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovable No Convencionales a las Redes de Transmisión y Distribución”.

3.3.1. Recuperación del sistema en caso de fallas de voltaje

Actualmente el generador solar fotovoltaico ante los requerimientos de fallas de voltaje posee un solo tiempo de recuperación siendo el $T1=0$ s y el $T2=0.15$ s. Existe un tiempo tres donde el sistema de generación alcanza el 30 % del voltaje en 0.3 segundos, y el tiempo final donde se estabiliza al 90 % del voltaje es de 3 segundos.

El $T2$ deberá ser acorde al sistema de transmisión al cual esté conectado el sistema de generación solar fotovoltaica. Se propone que el $T2$ sea establecido de acuerdo a cuatro factores importantes de la red y del sistema de generación asegurando que sea efectivo el despeje de las fallas teniendo en cuenta:

- Fallas en unidades de generación conectadas directamente al sistema de transmisión.
- Fallas en líneas y transformadores del sistema de transmisión con voltaje nominal mayor a 40 kV y menor o igual a 138 kV.
- Fallas en líneas y transformadores del sistema de transmisión con voltaje nominal mayor a 138 kV.
- Tiempo establecido para las operaciones de los sistemas de protecciones en el sistema generador y el sistema de transmisión.

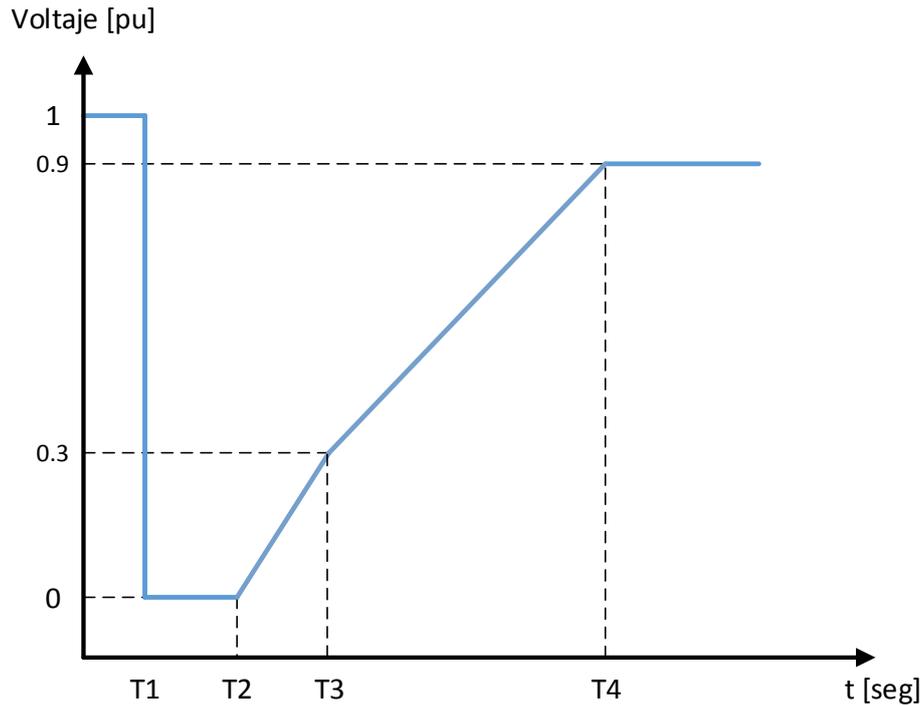
Además, se propone que el tiempo final o $T4$ sea igual a 1 segundo para asegurar la rápida recuperación del voltaje en el sistema. Se deberá tomar en cuenta la disponibilidad de equipo que posea el sistema de generación solar fotovoltaico para la realización de este

cambio. De igual manera el voltaje nominal al momento de ocurrida la falla se establecerá en 1pu y la recuperación del sistema se mantendrá en 0.9 pu.

En la figura 24 se puede observar la propuesta de cómo se constituirán los tiempos para la gráfica con T2 dinámico de acuerdo a los tiempos de los cuatro factores mencionados anteriormente de igual manera se podrá observar el cambio del tiempo final.

Figura 24

Propuesta de curva de requerimientos para FTR con T2 dinámico de acuerdo al tipo de falla



T1= 0 segundos.

T2= (Tiempo establecido por los cuatro factores o tipos de fallas mencionados).

T3= 0.3 segundos.

T4= 1 segundo.

Al momento de que exista sobre-voltaje mayor al 110 % del voltaje nominal, se propone que la planta de generación deberá absorber potencia reactiva del sistema de transmisión. A demás se deberá analizar la obligatoriedad o requerimiento de equipo que permita realizar la absorción de reactivos en este tipo de falla de voltaje.

3.3.2. Límites de frecuencia

Los límites de frecuencia están establecidos de forma general para cualquier tipo de planta o central generadora. La propuesta consiste en usar límites de frecuencia y sus tiempos deberán ser exclusivos para las plantas de generación solar fotovoltaica en los límites superiores e inferiores de frecuencia que se establezcan.

La tabla 13 resume las frecuencias a las que las plantas solares fotovoltaicas podrán operar, así también se observa los tiempos límite que estos podrán permanecer conectados y cuando superan los límites se optará por la desconexión obligatoria o forzada de la planta de generación.

Tabla 13

Límites de frecuencia requeridos únicamente para plantas de generación solar fotovoltaica

Frecuencia Nominal (Hz)	Límite de Frecuencia (Hz)		Duración Máxima (seg)
	Límite Inferior	Limite Superior	
60	<57,5	>62	Desconexión forzada
	57,5	58	60
	61,5	62	15
	58	59	60
	61	61,5	20
	59	61	Permanente

3.3.3. Control de potencia activa

Se propone se realice un estudio en estado estable y dinámico del sistema, para conocer el efecto que puede presentar el acceso de las plantas de generación solar fotovoltaica en la red. El estudio debe permitir añadir los tiempos y las rampas para determinar la energía a la que debe aumentar o disminuir potencia activa con valores de MW por minuto.

De igual manera, se propone realizar un estudio para reserva de potencia debido a la alta nubosidad que presenta en ciertos periodos climáticos el país, esto podrá permitir que la planta pueda tener un control ante las desviaciones de voltaje y frecuencia. El estudio también permitirá que la planta pueda suplir parte de la potencia que sea requerida por el operador mediante el uso de un banco de baterías.

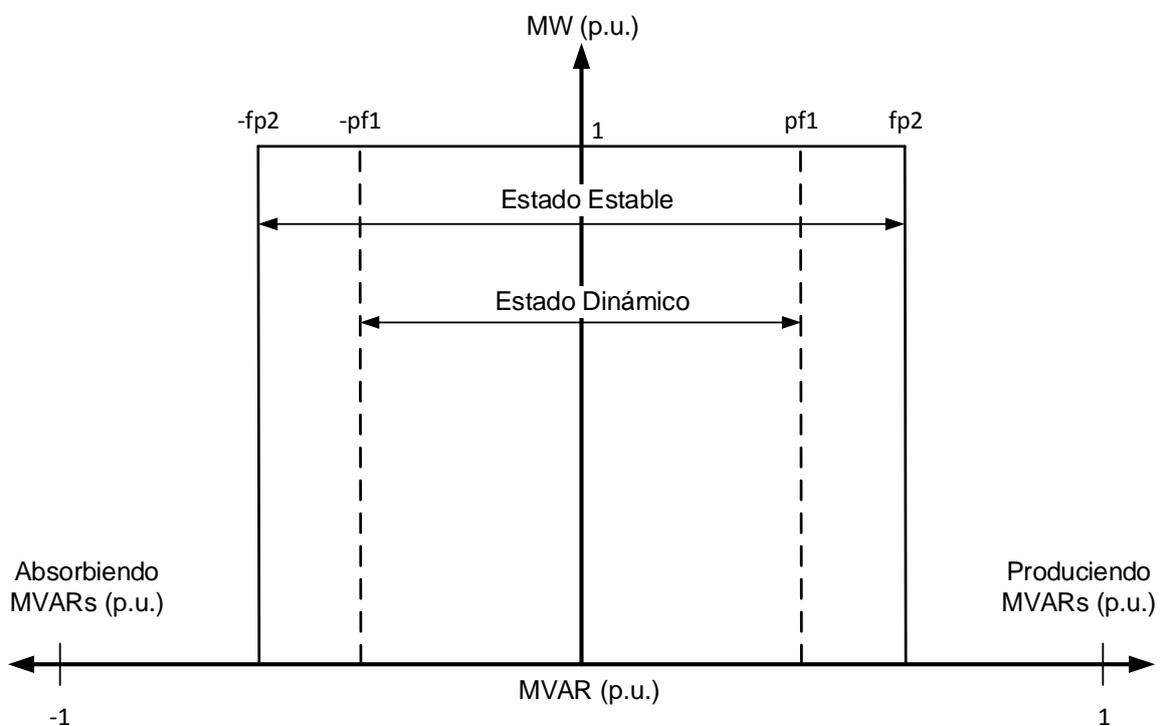
3.3.4. Control de potencia reactiva

Se recomienda realizar un diagrama de curva de capacidad de potencia reactiva (PQ) para centrales solar fotovoltaica, tal como posee la normativa de Puerto Rico. Para los valores límites de este diagrama se recomienda realizar un estudio de las cargas reactivas que posee el sistema así también como un estudio de estabilidad.

En la figura 25 se puede observar un ejemplo del diagrama PQ para las fuentes de generación solar fotovoltaica que puede ser adoptado por la regulación ecuatoriana. Se debe agregar un límite de factor de potencia en el cual el sistema pueda entregar o absorber potencia reactiva.

Figura 25

Propuesta de curva de capacidad de potencia reactiva para centrales solar fotovoltaica



3.3.5. Tecnología permitida

La necesidad de actualizar las plantas de generación solar fotovoltaica con equipo nuevo o a su vez aumentar el equipamiento de la misma, no permite que este tipo de centrales funcionen de forma eficiente. Se propone que la regulación establezca que sea de manera obligatoria u opcional el añadir o actualizar el equipamiento de las centrales de generación solar fotovoltaica.

Se deberá tomar en cuenta todos los aspectos analizados anteriormente para poder establecer la obligatoriedad del caso para la actualización o adición de equipos de las centrales de generación solar fotovoltaica.

Entre los equipos que pueden ser añadidos como; generadores a diésel para poder establecer un control primario de frecuencia, equipos electrónicos para control de potencia activa y reactiva como: STATCOM's, SVC's, filtros, sensores, bancos de baterías para almacenamiento de la energía, etc.

Entre los diferentes tipos de tecnología para el almacenamiento de energía pueden ser:

- Banco de baterías de Plomo-acido (lead-acid),
- Banco de baterías de iones de litio,
- Banco de baterías a base de níquel,
- Almacenamiento por hidrogeno,
- Entre otros,

3.4. Disposiciones

Única: Los requisitos de la presente propuesta deben ser una causa de estudio de otros códigos, normas o regulaciones de diferentes países para fortalecer la normativa que se exige para la interconexión de generadores solares fotovoltaicos con la red.

CONCLUSIONES

En esta tesis se realizó un análisis completo de los códigos eléctricos de energía solar fotovoltaica de Chile, Puerto Rico y Ecuador. Para ello se estudió la regulación vigente ecuatoriana como también la tecnología base de la matriz energética. Después de ello se realizó una comparación del código ecuatoriano con los códigos presentados en Chile y Puerto Rico. Finalmente, se presentó una propuesta de código eléctrico para futuras instalaciones.

Se analizó la tendencia de las fuentes de generación del país y los códigos empleados. De este análisis se observó que la matriz energética se basa en energía hidráulica, mientras que la energía fotovoltaica no ha tenido un gran desarrollo. Pero se espera que a futuro varias instalaciones de más de 10 MW se instalen en algunas regiones en Ecuador.

Se analizó la aplicabilidad de los códigos de Puerto Rico y Chile con respecto a la regularización de la energía solar fotovoltaica. Actualmente el Ecuador posee un reglamento que no asegura que la energía fotovoltaica a gran escala afecte a la red eléctrica, mientras que Puerto Rico y Chile tienen códigos eléctricos robustos en este tema. En ambos códigos presentan restricciones en el control de potencia activa, reactiva como también la respuesta ante fallas. El Ecuador puede implementar este tipo de códigos para mejorar la respuesta de nuevas instalaciones fotovoltaicas y que no afecten al sistema eléctrico.

Se propuso varios lineamientos para mejorar el código eléctrico actual de Ecuador que permita la interconexión de las fuentes de energía fotovoltaica. La propuesta es en base a cuatro puntos fundamentales: respuesta ante fallas, límites de frecuencia, control de potencia activa y reactiva.

RECOMENDACIONES

Se debe realizar un estudio del efecto que provoca la nubosidad en las plantas de generación solar fotovoltaica en el Ecuador, este fenómeno es primordial para poder realizar un control efectivo de la potencia activa que entrega la planta a la red a la que se conecta la central. Esto también permitirá tomar acciones ante las solicitudes de potencia que realice el operador a la central.

En el Ecuador debe realizarse estudios para la implementación de nuevas centrales de generación eléctrica a partir del recurso solar, ya que contiene una componente de radiación solar que puede ser explotada en diferentes zonas del país. Así también se debe realizar un análisis del comportamiento climático del país para poder situar las plantas de generación solar fotovoltaicas en lugares estratégicos.

Se debe realizar un estudio del control de frecuencia que permita a las plantas solares fotovoltaicas participar del control primario de frecuencia, esto se debe analizar adecuadamente debido a que estas centrales no rompen la inercia como lo hacen las fuentes convencionales y la entrada de frecuencia es instantánea. Se debe considerar la incorporación de motores a diésel para realizar un control de frecuencia adecuado en este tipo de centrales renovables.

REFERENCIAS

- Al-Obaidi, A. S. M., & NguyenHuynh, T. (2018). Renewable vs. conventional energy: which wins the race to sustainable development? *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 434, 012310. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/434/1/012310>
- Alizada, K. (2018). Rethinking the diffusion of renewable energy policies: A global assessment of feed-in tariffs and renewable portfolio standards. *Energy Research & Social Science*, 44, 346–361. <https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2018.05.033>
- ARCONEL, (Agencia De Regulación y Control de Electricidad). (n.d.-a). Regulación del Sector Eléctrico – ARCONEL. Retrieved November 29, 2019, from https://www.regulacionelectrica.gob.ec/introduccion_regulacion/
- ARCONEL, (Agencia De Regulación y Control de Electricidad). (n.d.-b). Regulaciones – ARCONEL. Retrieved December 9, 2019, from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>
- ARCONEL, (Agencia De Regulación y Control de Electricidad). *Regulacion No. ARCONEL - 004/15.* , Pub. L. No. 004/15, 36 (2015).
- ARCONEL, (Agencia De Regulación y Control de Electricidad). (2016). *Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano* (p. 208). p. 208. Retrieved from <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/08/Estadística-anual-y-multianual-sector-eléctrico-2016.pdf>
- ARCONEL, (Agencia De Regulación y Control de Electricidad). (2018a). *Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano*. Retrieved from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/08/Atlas2018.pdf>
- ARCONEL, (Agencia De Regulación y Control de Electricidad). (2018b). Mapas del Sector Eléctrico. Retrieved October 22, 2019, from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/mapas-del-sector-electrico/>
- ARCONEL, (Agencia De Regulación y Control de Electricidad). (2019). *Balance Nacional de Energía Eléctrica*. Retrieved from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/balance-nacional/>
- BIESS, (Banco del Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social). (2012). Proyecto Fotovoltaico Inició sus Operaciones. Retrieved October 21, 2019, from <https://www.biess.fin.ec/sala-de-prensa/noticias/noticia/archive/noticias/2013/02/01/proyecto-fotovoltaico-inicio-sus-operaciones>

- Breeze, P. (2019a). Chapter 11 - Wind Power. In P. Breeze (Ed.), *Power Generation Technologies (Third Edition)* (Third Edit, pp. 251–273). <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102631-1.00011-0>
- Breeze, P. (2019b). Chapter 13 - Solar Power. In P. Breeze (Ed.), *Power Generation Technologies (Third Edition)* (Third Edit, pp. 293–321). <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102631-1.00013-4>
- Breeze, P. (2019c). Chapter 15 - Biomass-Based Power Generation. In P. Breeze (Ed.), *Power Generation Technologies (Third Edition)* (Third Edit, pp. 351–374). <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102631-1.00015-8>
- Breeze, P. (2019d). Chapter 8 - Hydropower. In P. Breeze (Ed.), *Power Generation Technologies (Third Edition)* (Third Edit, pp. 173–201). <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102631-1.00008-0>
- Bullich, E., Ferrer, R., Aragüés, M., Serrano, L., Pacheco, C., & Gomis, O. (2016). Power plant control in large-scale photovoltaic plants: design, implementation and validation in a 9.4 MW photovoltaic plant. *IET Renewable Power Generation*, *10*(1), 50-62(12). Retrieved from <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2015.0113>
- Cabrera, A., Bullich, E., Aragüés, M., & Gomis, O. (2016a). Review of advanced grid requirements for the integration of large scale photovoltaic power plants in the transmission system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *62*, 971–987. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2016.05.044>
- Cabrera, A., Bullich, E., Aragüés, M., & Gomis, O. (2016b). Topologies for large scale photovoltaic power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *59*, 309–319. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.12.362>
- Cagnano, A., Torelli, F., Alfonzetti, F., & De Tuglie, E. (2011). Can PV plants provide a reactive power ancillary service? A treat offered by an on-line controller. *Renewable Energy*, *36*(3), 1047–1052. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2010.08.036>
- CELEC EP, (Corporación Eléctrica del Ecuador). (2013a). Cronología. Retrieved December 4, 2019, from <https://www.celec.gob.ec/hidropaute/perfil-corporativo/cronologia.html>
- CELEC EP, (Corporación Eléctrica del Ecuador). (2013b). Reseña Histórica. Retrieved October 15, 2019, from <https://www.celec.gob.ec/hidropaute/galeria/11-espanol/perfil-corporativo/5-resena-historica.html>
- CELEC EP, (Corporación Eléctrica del Ecuador ENERJUBONES). (2019). Manabí tendrá la central de energía fotovoltaica más grande del país. Retrieved November 25, 2019, from

<https://www.celec.gob.ec/enerjubones/index.php/sala-prensa/noticias/123-manabi-tendra-la-central-de-energia-fotovoltaica-mas-grande-del-pais>

CELEC EP, (Corporación Eléctrica del Ecuador TERMOPICHINCHA). (2017). Historia. Retrieved December 3, 2019, from <https://www.celec.gob.ec/termopichincha/index.php/informacion-coorporativa/historia>

CENACE, (Centro Nacional de Control de la Energía). (2014). ¿Quiénes somos? Retrieved December 4, 2019, from http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=264&I

Chávez, A. (2018). *INFORME DE RENDICIÓN DE CUENTAS 2017*. Retrieved from <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/04/abr/RendicionCuentas2017.pdf>

CIEPI, (Colegio de Ingenieros Eléctricos de Pichincha). *Código Eléctrico Ecuatoriano*. , (1973).

CNE, (Comisión Nacional de Energia). *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*. , (2015).

CONEELEC, (Consejo Nacional de Electricidad). *Regulacion No. CONEELEC - 006/00*. , (2000).

CONEELEC, (Consejo Nacional de Electricidad). *Regulacion N° CONEELEC - 004/02*. , (2002).

Ecuador, (Gobierno del Ecuador). *Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica*. , Pub. L. No. N° 418, 28 (2015).

EEQ, (Empresa Electrica Quito). (2015). Historia de la EEQ - Empresa Eléctrica Quito. Retrieved October 15, 2019, from <https://www.eeq.com.ec:8443/nosotros/historia>

EERSSA, (Empresaa Eléctrica Regional Del Sur S. A.). (n.d.). Historia. Retrieved October 15, 2019, from <http://www.eerssa.gob.ec/historia-de-la-empresa-electrica-regional-del-sur-s-a-eerssa/#>

GlobalData. (2019). *Chile Renewable Energy Policy Handbook 2019*. Retrieved from <https://www.asdreports.com/market-research-sample-483425/chile-renewable-energy-policy-handbook>

González, J. M. G. (2009). La generación eléctrica a partir de combustibles fósiles. *Boletín IIE*, 143–151.

Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia* (Primera).

Halla, L. (2015). Iceland's Sustainable Energy Story: A Model for the World? Retrieved January 30, 2020, from <https://unchronicle.un.org/article/iceland-s-sustainable-energy->

story-model-world

- Hess, D. J. (2019). Cooler coalitions for a warmer planet: A review of political strategies for accelerating energy transitions. *Energy Research & Social Science*, 57, 101246. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.101246>
- Hua, G., & He, W. (2011). The status of biomass power generation and its solutions in our country. *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, 1, 157–161. <https://doi.org/10.1109/APAP.2011.6180402>
- IDAE. (2009). La energía eólica en Ecuador. *OLADE*, 23. Retrieved from <http://fier.olade.org/cgi-bin/koha/opac-MARCdetail.pl?biblionumber=8497>
- IEEE, I. of E. and E. E. (2009). IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. *IEEE Std 1547.2-2008*, pp. 1–217. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2008.4816078>
- IRENA, (International Renewable Energy Agency). (2018). Bioenergy. Retrieved October 24, 2019, from /bioenergy website: <https://www.irena.org/bioenergy>
- Kroposki, B., Johnson, B., Zhang, Y., Gevorgian, V., Denholm, P., Hodge, B., & Hannegan, B. (2017). Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy. *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(2), 61–73. <https://doi.org/10.1109/MPE.2016.2637122>
- MEER, (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable). (2017a). *Plan Maestro de Electricidad 2016 - 2025*. Retrieved from <https://www.celec.gob.ec/hidroagoyan/index.php/plan-maestro-de-electricidad-2016-2025>
- MEER, (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable). (2017b). *Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035*. Retrieved from https://www.celec.gob.ec/hidroagoyan/images/PLANEE_ESPANOL/PLANEERmaqueta_digitalflip_2017-05-17_17-10-53.html
- MERNNR, (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables). (2018). Históricos Institucionales – Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables. Retrieved December 4, 2019, from <https://www.recursosyenergia.gob.ec/historicos-institucionales/>
- MERNNR, (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables). (2019). *El Aroma*. 9. Retrieved from <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=10&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjyzzawobmAhWk2FkKHVZMAU8QFjAJegQIAhAC&url=http%3A%2>

F%2Fproyectos.recursosyenergia.gob.ec%2FdescargaAromoEspañol.php&usg=AOvVaw1TIsR8nMQQR-A68W39qu79

- Messenger, R. A., & Abtahi, A. (2017). *Photovoltaic Systems Engineering* (4th Edition). <https://doi.org/10.1201/9781315151434>
- Morales, J. (2015). *Electrical Energy Generation in Europe*. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-16083-2>
- Morjaria, M., Anichkov, D., Chadliev, V., & Soni, S. (2014). A Grid-Friendly Plant: The Role of Utility-Scale Photovoltaic Plants in Grid Stability and Reliability. *IEEE Power and Energy Magazine*, 12(3), 87–95. <https://doi.org/10.1109/MPE.2014.2302221>
- Núñez, F. H. (2015). *Centrales de Generación y Subestaciones Eléctricas*. Retrieved from <http://expertosenred.olade.org/wp-content/uploads/sites/6/2016/07/Centrales-de-Generacion-y-Subestaciones-Elctricas-Francisco-H.-Nunez-Ramirez.pdf>
- Okioga, I. T., Wu, J., Sireli, Y., & Hendren, H. (2018). Renewable energy policy formulation for electricity generation in the United States. *Energy Strategy Reviews*, 22, 365–384. <https://doi.org/10.1016/J.ESR.2018.08.008>
- Omran, W., Kazerani, M., & Salama, M. (2010). A Clustering-Based Method for Quantifying the Effects of Large On-Grid PV Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 25(4), 2617–2625. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2009.2038385>
- Ponce-Jara, M. A., Castro, M., Pelaez-Samaniego, M. R., Espinoza-Abad, J. L., & Ruiz, E. (2018). Electricity sector in Ecuador: An overview of the 2007–2017 decade. *Energy Policy*, 113, 513–522. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2017.11.036>
- PREPA, (Puerto Rico Electric Power Authority). *Minimum Technical Requirements for Photovoltaic Generation (PV) Projects*. , (2012).
- PREPA, (Puerto Rico Electric Power Authority). *Puerto Rico - Interconnection Standard*. , (2018).
- RAE, R. A. E. (2017). No Title. Retrieved from <https://dle.rae.es/código?m=form>
- Rahmann, C., & Castillo, A. (2014). Fast Frequency Response Capability of Photovoltaic Power Plants: The Necessity of New Grid Requirements and Definitions. *Energies*, 7(10), 6306–6322. <https://doi.org/10.3390/en7106306>
- Solaun, K., & Cerdá, E. (2019). Climate change impacts on renewable energy generation. A review of quantitative projections. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 116, 109415. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2019.109415>
- Thumann, A., & Mehta, D. P. (2013). *Handbook of Energy Engineering* (7ma ed.). CRC Press.

- Tzimas, E., & Georgakaki, A. (2010). A long-term view of fossil-fuelled power generation in Europe. *Energy Policy*, 38(8), 4252–4264. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2010.03.055>
- UE, U. E. *DIRECTIVAS.* , (2009).
- Vaca-Jiménez, S., Gerbens-Leenes, P. W., & Nonhebel, S. (2019). Water-electricity nexus in Ecuador: The dynamics of the electricity's blue water footprint. *Science of The Total Environment*, 696, 133959. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.133959>
- Vaughn, C. N. (2011). *Introduction to Renewable Energy* (First). <https://doi.org/https://doi.org/10.1201/9781439891209>
- Wang, Y., Silva, V., & Lopez-Botet-Zulueta, M. (2016). Impact of high penetration of variable renewable generation on frequency dynamics in the continental Europe interconnected system. *IET Renewable Power Generation*, 10(1), 10-16(6). Retrieved from <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2015.0141>
- Yilmaz, G. (2016). Are hydroelectric power plants really renewable? A comparative study in Turkey, UNFCCC and European law. *Alternatif Politika*, (1), 18. Retrieved from <https://www.ceeol.com/search/article-detail?id=535419>
- Zhang, X., Li, H.-Y., Deng, Z. D., Ringler, C., Gao, Y., Hejazi, M. I., & Leung, L. R. (2018). Impacts of climate change, policy and Water-Energy-Food nexus on hydropower development. *Renewable Energy*, 116, 827–834. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.030>