

UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Comparación de requisitos técnicos necesarios para la conexión de nuevos proyectos de energía eólica y fotovoltaica a sistemas eléctricos de potencia

Helber Gonzalo Acevedo Cadena

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia
2022

Comparación de requisitos técnicos necesarios para la conexión de nuevos proyectos de energía eólica y fotovoltaica a sistemas eléctricos de potencia

Helber Gonzalo Acevedo Cadena

Trabajo final de maestría presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magíster en Ingeniería Eléctrica

Director:

Ph.D., I.E., Sergio Raúl Rivera Rodríguez

Línea de Investigación:

Sistemas de Potencia - Energías Alternativas

Grupo de Investigación:

EMC-UN

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Bogotá, Colombia

2022

Dedicatoria

A mi abuela, abuelo (D. E. P.) y tíos maternos, por la crianza recibida en medio de tantas dificultades, porque siempre han anhelado éxitos para mi vida y porque han celebrado el alcance de cada uno de mis logros como si fueran propios.

Agradecimientos

Agradezco a la facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional de Colombia sede Bogotá, por darme la oportunidad de pertenecer y participar en el ciclo académico de maestría.

Mis más sinceros agradecimientos a los profesores que aportaron en el proceso de desarrollo de los estudios de maestría y en especial al director del trabajo de grado, I.E. PhD. Sergio Raúl Rivera Rodríguez ya que su orientación, acompañamiento, conocimiento y paciencia permitieron que se ejecutará adecuadamente este trabajo.

Lugar especial merece mi esposa, gracias a su valiosa e incondicional compañía, a su admiración constante y al deseo de verme triunfar, se convirtieron en soporte importante para alcanzar este logro.

A mis hijos Juan David e Isabela, porque tuvieron que compartir el tiempo que les pertenecía.

Agradezco profundamente a mis padres, que me han motivado permanentemente para el logro de los objetivos.

Toda mi gratitud para familiares y amigos que siempre han creído en mí y que me han visto como un buen ejemplo a seguir.

Resumen

En el mundo y Colombia en los últimos años ha tomado mayor importancia la necesidad de incluir las fuentes no convencionales de energías renovables a los sistemas de potencia, tarea que se ha convertido en un gran desafío debido a la poca experiencia y conocimiento respecto al diseño, construcción, operación y mantenimiento de estas tecnologías.

Uno de los aspectos importantes que deben ser tenidos en cuenta para la inclusión de los sistemas de generación no convencional, es la evaluación y análisis del impacto que puede llegar a generar la conexión de una nueva planta sobre la seguridad y operación confiable de un sistema de potencia.

Por esta razón, se considera importante identificar cuáles son los países líderes en el mundo en el desarrollo de este tipo de tecnologías, con el fin de realizar la revisión bibliográfica, primero de las exigencias de requisitos técnicos dispuestas en sus códigos de redes y segundo de los estudios técnicos de propuestas de conexión de nuevas plantas a los sistemas de potencia realizados por expertos en el tema. Todo lo anterior con el fin de extraer información de aspectos y condiciones relevantes que deben ser tenidos en cuenta para la implementación de este tipo de proyectos, la cual podrá servir de soporte técnico a interesados en desarrollar condiciones técnicas relacionadas con la operación y diseño, construcción de la regulación y en general para las empresas interesadas en presentar proyectos de energía renovable para conectar a un sistema eléctrico de potencia.

Palabras clave: Sistemas de potencia, energía renovable, energía eólica, energía fotovoltaica, fuente no convencional de energía, fuente convencional de energía.

Abstract

Comparison of technical requirements necessary for the connection of new wind and photovoltaic energy projects to power systems

In the world and Colombia in recent years, the need to include non-conventional sources of renewable energy in power systems has grown, a task that has become a great challenge due to the lack of experience and knowledge regarding design, construction, operation and maintenance of these technologies.

One of the important aspects that must be taken into account for the inclusion of non-conventional generation systems is the evaluation and analysis of the impact that the connection of a new plant can generate on the safety and reliable operation of an electrical system.

For this reason, it is considered important to identify which are the leading countries in the world in the development of this type of technology, in order to carry out the bibliographic review, first of the requirements of technical requirements disposed in their grid codes and second of technical studies of proposals for connecting new plants to power systems carried out by experts in the field. All of the above in order to extract information on relevant aspects and conditions that must be taken into account for the implementation of this type of project, which may serve as technical support to those interested in developing technical conditions related to operation and design, construction of regulation and in general for companies interested in presenting renewable energy projects to connect to power systems.

Keywords: Power systems, renewable energy, wind energy, photovoltaic energy, non-conventional source of energy, conventional source of energy.

Contenido

	Pág.
Resumen	IX
Lista de figuras.....	XIV
Lista de tablas	XVI
Introducción	1
1. Capítulo 1. Evolución de las energías eólica y solar fotovoltaica	7
1.1 Necesidades de inclusión de las fuentes renovables no convencionales de energía al sistema colombiano	7
1.2 Panorama mundial en energías renovables.....	12
1.2.1 Asia.....	14
1.2.2 Europa	15
1.2.3 América del Norte	16
1.2.4 América del Sur.....	17
1.3 Las energías renovables en Colombia.....	18
1.3.1 Regulación de las energías renovables no convencionales.....	19
1.3.2 Implementación de proyectos.....	22
2. Capítulo 2. Códigos de redes y reglamentación en energías renovables	24
2.1 Alemania.....	24
2.1.1 Control de potencia activa.....	25
2.1.2 Suministro de potencia reactiva	26
2.1.3 Perturbaciones en la red	28
2.2 Dinamarca	31
2.2.1 Suministro de potencia activa.....	32
2.2.2 Perturbaciones en la red	35
2.2.3 Fallas en la red.....	37
2.3 India.....	38
2.3.1 Suministro de potencia activa.....	39
2.3.2 Suministro de potencia reactiva	39
2.3.3 Corto circuito.....	39
2.3.4 Perturbaciones en la red	40
2.3.5 Protecciones y configuración del sistema.....	41
2.4 Irlanda	41
2.4.1 Respuesta en frecuencia.....	42
2.4.2 Suministro de potencia activa.....	44
2.4.3 Suministro de potencia reactiva	44

2.4.4	Corto Circuito.....	45
2.4.5	Perturbaciones en la red.....	46
2.5	Canadá	47
2.5.1	Respuesta en Frecuencia	48
2.5.2	Suministro de potencia reactiva	48
2.5.3	Corto circuito	50
2.5.4	Perturbaciones en la red.....	50
2.5.5	Calidad de energía	51
2.5.6	Protección contra rayos y sobretensiones.....	52
2.6	Colombia.....	52
2.6.1	Potencia activa y control de Frecuencia.....	53
2.6.2	Respuesta rápida de Frecuencia	53
2.6.3	Rampas operativas de entrada y salida	54
2.6.4	Control de tensión.....	54
2.6.5	Suministro de potencia reactiva	55
2.6.6	Perturbaciones en la red.....	55
2.6.7	Control rápido de corriente reactiva	56
3. Capítulo 3. Estudios para la implementación de proyectos de energía eólica y solar fotovoltaica		58
3.1	Proyecto Fotovoltaico Lalackama y Proyecto eólico Taltal	58
3.1.1	Control de potencia activa	59
3.1.2	Control de potencia reactiva	60
3.2	Riverview Wind Power Plant Connection.....	61
3.2.1	Control de potencia activa	62
3.2.2	Control de potencia reactiva	63
3.2.3	Análisis de corto circuito	63
3.2.4	Análisis de estabilidad transitoria.....	63
3.3	Grand Renewable Energy Park Project, Haldimand County, Ontario.....	64
3.3.1	Control de potencia activa	65
3.3.2	Control de potencia reactiva	65
3.3.3	Análisis de corto circuito	66
3.3.4	Análisis de estabilidad transitoria.....	66
3.3.5	<i>Low – Voltage Ride Through Capability (LVRT)</i>	67
3.4	E. ON Grizzly Bear Creek Wind Power Plant Facility Connection	67
3.4.1	Control de potencia activa	69
3.4.2	Control de potencia reactiva	70
3.4.3	Análisis de corto circuito	70
3.4.4	Análisis de estabilidad transitoria.....	71
3.5	McLaughlin Wind Power Plant Connection.....	71
3.5.1	Control de potencia activa	73
3.5.2	Control de potencia reactiva	74
3.5.3	Análisis de corto circuito	74
3.5.4	Análisis de estabilidad transitoria.....	74
4. Capítulo 4. Propuesta de estudios técnicos mínimos requeridos para la conexión de nuevos proyectos de energía eólica y solar fotovoltaica		76
4.1	Requerimientos exigidos por códigos de redes analizados	77
4.2	Estudios realizados para conexión de nuevos proyectos.....	79
4.3	Estudios propuestos.....	80

4.3.1	Análisis de flujo de carga	81
4.3.2	Corto circuito	82
4.3.3	Estabilidad transitoria	84
4.3.4	Low – Voltage Ride Through	86
4.4	Aspectos adicionales	87
4.4.1	Eficiencia en equipos a implementar	88
4.4.2	Características de equipos a implementar.....	90
5.	Conclusiones y recomendaciones.....	93
5.1	Conclusiones	93
5.1.1	Exigencias según códigos de redes	93
5.1.2	Estudios realizados por compañías especialistas.....	94
5.1.3	Estudios técnicos mínimos recomendados.....	94
5.2	Recomendaciones	95
Bibliografía	97

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1.1-1: Emisión de CO2 según sector.....	9
Figura 1.1-2: Distribución de la matriz de generación de energía eléctrica en Colombia.	10
Figura 1.1-3. Entrada Etapa 1 de Hidroituango con un año de atraso.	12
Figura 1.1-4. Entrada Etapa 2 de Hidroituango con un año de atraso.	12
Figura 1.2-1: Energías renovables en el mundo.....	13
Figura 1.2.1-1: Capacidad instalada energía eólica terrestre en Asia.....	15
Figura 1.2.1-2: Capacidad instalada energía solar fotovoltaica en Asia.....	15
Figura 1.2.2-1: Capacidad instalada energía eólica terrestre en Europa.	16
Figura 1.2.2-2: Capacidad instalada energía solar fotovoltaica en Europa.	16
Figura 1.2.3-1: Capacidad instalada energía eólica terrestre en América del Norte.	17
Figura 1.2.3-2: Capacidad instalada energía solar fotovoltaica en América del Norte. ...	17
Figura 1.2.4-1: Capacidad instalada energía eólica terrestre en América del Sur.	18
Figura 1.2.4-2: Capacidad instalada energía solar fotovoltaica en América del Sur.	18
Figura 2.1.1-1. Reducción de potencia activa debido a sobre frecuencia.	25
Figura 2.2.1-1. Requerimientos para producción de potencia activa ante eventos de tensión y frecuencia plantas fotovoltaicas.	33
Figura 2.2.1-2. Requerimientos de potencia activa ante eventos de tensión y frecuencia para generadores eólicos A2.	34
Figura 2.2.1-3. Requerimientos de potencia activa ante eventos de tensión y frecuencia para generadores B, C y D.....	34
Figura 2.2.2-1. Requerimientos de las caídas de tensión para plantas fotovoltaicas.	35
Figura 2.2.2-2. Requerimientos ante las caídas de tensión para los generadores eólicos tipo C y D.	36
Figura 2.2.2-3. Requerimientos de suministro de corriente reactiva durante caídas de tensión para generadores fotovoltaicos y eólicos tipo C y D.....	37
Figura 2.3.4-1. Respuesta de la planta ante fallas en el sistema.	40
Figura 2.4.1-1. Respuesta potencia activa - Frecuencia.....	43
Figura 2.5.1-1. Ajuste de la protección de frecuencia.	48
Figura 2.5.2-1. Potencia reactiva para generadores eólicos.....	49
Figura 2.5.4-1. Requerimientos de tensión ante perturbaciones en la red.	51
Figura 2.6.5-1. Curva de potencia reactiva.....	55
Figura 4.3.4-1. HVRT de códigos de redes para generadores eólicos integrados a la red.	87

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1.1-1. Estado de proyectos según la UPME.....	11
Tabla 1.2-1. Energías renovables en el mundo.....	13
Tabla 1.3.2-1. Cantidad de proyectos vigentes.....	23
Tabla 2.2.3-1. Tipo y duración de las fallas.....	37
Tabla 2.3.1-1. Factor de capacidad para fuentes eólica y/o solar.	39
Tabla 2.3.4-1. Tensiones de referencia y tiempo de disparo.....	41
Tabla 2.4.4-1. Corto circuito mínimo por nivel de tensión.	45
Tabla 2.5.5-1. Límites de Flicker.....	51
Tabla 3.2-1. Escenarios planteados para análisis proyecto Riverview.	61
Tabla 3.4-1. Escenarios planteados para proyecto Grizzly Bear Creek.	68
Tabla 3.5-1. Escenarios planteados para estudios proyecto McLaughlin.	72
Tabla 4.1-1. Parámetros exigidos por los códigos de redes.....	78
Tabla 4.2-1. Estudios realizados en proyectos ejecutados por compañías especializadas.	79

Introducción

Desde hace varios años se ha detectado el impacto negativo sobre el ambiente debido al uso de los combustibles fósiles, por tal razón gran parte de los países del mundo están implementando políticas y medidas tendientes a disminuir el aporte de gases que generan el efecto invernadero y que a su vez son causantes del cambio climático.

Actuando en línea con esta directriz, Colombia ha definido leyes tendientes a estimular el uso de las energías no convencionales renovables, por lo cual a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ha realizado planes de expansión en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) donde se tiene en cuenta la inclusión de energías renovables como la eólica y la fotovoltaica.

No obstante, Colombia es uno de los países de la región latinoamericana que más ha tardado en la implementación de este tipo de tecnologías. Actualmente, a nivel institucional se vienen realizando discusiones para elaborar la regulación económica y técnica que den viabilidad para la implementación de dichas tecnologías en el SIN. Por tanto, desde el punto de vista técnico se debe realizar la inclusión y migración con los requerimientos necesarios para asegurar que sean compatibles con la red y evitar que se produzcan afectaciones en la operación segura y confiable del sistema.

Actualmente, algunos países del mundo cuentan con la reglamentación para la conexión de las energías alternativas al sistema interconectado, para el caso colombiano se cuenta con un código de redes (planeamiento, conexión, operación y medida) general que aplica a transportadores, generadores, distribuidores, grandes consumidores y cualquier otro usuario conectado directamente al SIN. No obstante, en el documento no se especifican detalles que deban ser tenidos en cuenta en la implementación de la generación de energía eléctrica a través del uso del recurso eólico y solar.

En el año 2021 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) emitió la resolución 075 en la cual dispone los procedimientos para que generadores, cogeneradores, autogeneradores y usuarios finales puedan conectarse al SIN.

Por otra parte, el administrador y responsable del sistema de potencia colombiano (XM), emitió un documento donde se especifican los requerimientos técnicos que deben ser tenidos en cuenta para la conexión de nuevos proyectos de energía eléctrica no convencional.

Teniendo en cuenta el escaso desarrollo que han tenido las energías alternativas respecto a las convencionales, los códigos de redes principalmente de los países subdesarrollados están en fase de inicio, por esta razón es importante contar con literatura técnica que ayude a comprender y conocer la temática relevante para la conexión de dichas fuentes a los sistemas eléctricos de potencia.

El objetivo general del presente trabajo es comparar los códigos de redes de países importantes en la implementación de energía eléctrica no convencional y verificar los estudios realizados en países energéticamente representativos, acerca de los requerimientos técnicos que se deben tener en cuenta para la conexión de nuevos proyectos de energía eólica y fotovoltaica al sistema interconectado. Por lo anterior, se considera que para lograr este objetivo se deben cumplir los siguientes objetivos específicos:

- Revisar y comparar la regulación existente de los países del mundo más influyentes en el desarrollo y construcción de proyectos de energía fotovoltaica y eólica.
- Comparar los estudios realizados por países líderes en energía fotovoltaica y eólica para la integración de este tipo de tecnologías a los sistemas interconectados.
- Definir cuáles pueden llegar a ser los estudios técnicos mínimos requeridos para la conexión de nuevos proyectos de energía fotovoltaica y eólica a un sistema interconectado de mediana escala (entre 12 GW y 20 GW).

Cabe destacar que el desarrollo del trabajo se ejecutó siguiendo diferentes pasos, los cuales fueron plasmados a lo largo del presente documento de la siguiente forma:

En el capítulo uno, se encuentra el estado del arte de las causas que motivaron el desarrollo e implementación de las energías renovables tanto en el mundo como en Colombia, también se muestra un breve resumen del desarrollo regulatorio que ha tenido el país en la materia.

Adicionalmente, se tomaron las estadísticas de los últimos once años (desde 2011 hasta 2021) acerca del crecimiento y el tamaño de las energías renovables de los países del mundo, lo anterior con el fin de identificar los países que preferiblemente deben ser analizados.

En el capítulo dos, se muestran los requisitos técnicos exigidos por los códigos de redes y reglamentación realizada por cada uno de los países seleccionados, lo anterior con el fin de obtener la información que cada país considera relevante y que debe ser tomada en cuenta para garantizar que el sistema opere sin generar efectos negativos.

En el capítulo tres, se exponen las variables, parámetros y aspectos relevantes que deben ser tenidos en cuenta según autores de estudios que fueron ejecutados para presentar a los respectivos operadores o administradores de la red de potencia y con los cuales se puede probar la factibilidad de conexión para la inclusión de este tipo de proyectos a los sistemas interconectados garantizando una operación segura y confiable.

Finalmente en el capítulo cuatro, se hace un resumen de los requisitos técnicos que deben ser tenidos en cuenta según los códigos de redes y los análisis que se deben realizar según los autores de los estudios para dar cumplimiento a las exigencias de la normatividad.

Posteriormente, se propone una base de estudios que deben ser ejecutados para garantizar el cumplimiento de la normatividad, basados en las exigencias normativas y en la experiencia de quienes han realizado este tipo de análisis.

Adicionalmente, se ratificó la importancia de cada uno de los estudios plasmando aspectos y condiciones relevantes que deben ser tenidas en cuenta en el diseño y proyección de estos sistemas, todo lo anterior sustentado con literatura técnica producida por diferentes autores.

Teniendo en cuenta el difícil camino que se debe iniciar en la consecución de la experiencia en la operación de los sistemas eléctricos con la inclusión de los generadores eléctricos de fuentes no convencionales de energía, se considera que el desarrollo de éste trabajo es importante ya que puede ser tomado como referencia por empresas operadoras de red y en general para las empresas interesadas en presentar proyectos de energía limpia para conectar al sistema interconectado.

Por otra parte, se considera que las limitantes que mayor dificultad presentaron en el desarrollo del presente trabajo, fue el acceso a la información, ya que no todos los países autorizan el libre acceso a su normatividad y reglamentación, por tal razón no fue posible hacer una selección rigurosa de los países líderes en el desarrollo de este tipo de tecnologías. Una situación similar se presentó con la consecución de los estudios de evaluación y análisis de la conexión de nuevos proyectos, debido que a nivel empresarial se considera que hacer pública información de este tipo es atentar contra el *know how* de la compañía.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones que resultaron de la ejecución del trabajo y el resumen de la bibliografía utilizada en su desarrollo.

1. Capítulo 1. Evolución de las energías eólica y solar fotovoltaica

El crecimiento económico y el desarrollo de la humanidad van ligados al uso de la energía, debido principalmente al crecimiento de la población, a la industrialización y las necesidades de transporte, por lo anterior se ha tenido que obtener energía para satisfacer estas necesidades, acción en la cual el hombre ha creado una fuerte dependencia del uso de los combustibles fósiles, lo cual ha acelerado el calentamiento global y el agotamiento de dichos recursos. Teniendo en cuenta esta problemática mundial, los gobiernos han desarrollado políticas tendientes a mitigar el impacto del uso de la energía, principalmente en el sector económico, social y ambiental. Según [1] los principales retos que se tienen en el uso de los energéticos son: primero, la competitividad que está directamente relacionada con la disminución de la intensidad energética, segundo, el cambio climático y tercero la seguridad en el suministro.

1.1 Necesidades de inclusión de las fuentes renovables no convencionales de energía al sistema colombiano

El cambio climático que durante las últimas décadas ha generado devastadores efectos sobre el planeta, por ejemplo derretimiento de los glaciares, aumento del nivel del mar y necesidades de adaptación de seres humanos, flora y fauna a aumentos de temperatura, se han convertido en una amenaza para la estabilidad del ecosistema. Por lo cual, el hombre se ha visto obligado a realizar investigaciones encaminadas a buscar las causas de estas alteraciones en las condiciones climáticas y ambientales.

Los resultados arrojados por dichas investigaciones, indican que el calentamiento global tiene causas naturales y antropogénicas (provocadas por el desarrollo de las actividades humanas), siendo estas últimas las más importantes en el calentamiento global.

Entre las causas naturales más importantes están el aumento de la actividad solar, el aumento de vapor de agua y los ciclos climáticos. Del lado de las antropogénicas están principalmente la emisión de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), los cuales son generados principalmente por la quema de combustibles fósiles, la deforestación, uso excesivo de fertilizantes y descomposición de los desechos.

Una vez identificadas las causas, los gobiernos de países industrializados han desarrollado políticas e instrumentos para disminuir el aumento acelerado del calentamiento global. Lo cual ha dado lugar a que un gran número de países se acojan a tratados y acuerdos en los cuales se comprometen a ejecutar acciones que vayan encaminadas a ralentizar el calentamiento global.

Teniendo en cuenta que una fuente importante de CO₂ es originada por la quema de combustibles fósiles, en el sector de energía eléctrica a nivel mundial se han realizado compromisos con el fin de disminuir y/o reemplazar las plantas de generación térmica que usan combustibles fósiles por tecnologías de energía renovable. Por tanto, los diferentes actores del sector eléctrico han gestado políticas económicas y reglamentación técnica con el fin de impulsar las tecnologías no convencionales de generación de energía eléctrica.

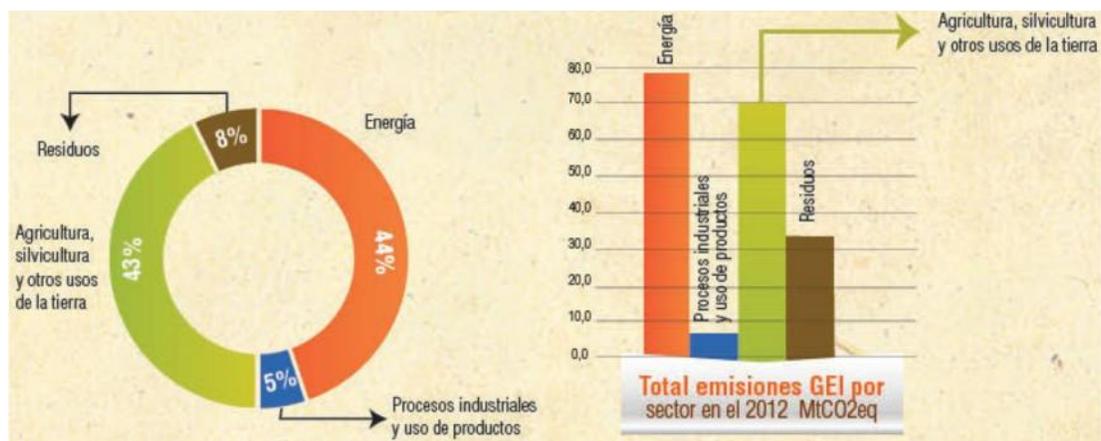
Colombia no ha sido la excepción y desde el año 2001 creó la ley 697 que fomenta el uso racional y eficiente de la energía y se promueve el uso de las energías alternativas, posteriormente se creó la ley 1715 de 2014 cuyo objeto es promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía renovable mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Por lo anterior, el gobierno nacional a través de la UPME ha desarrollado planes de expansión de energías alternativas (principalmente eólica y fotovoltaica), que deben ir encaminadas principalmente a cumplir los siguientes objetivos:

- Disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero originadas por la generación de energía eléctrica a partir del uso de combustibles fósiles. Según el Instituto de

Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM), en [2] se indica que el 44% del Dióxido de Carbono (CO₂) emitido en Colombia lo hace el sector de energía, dentro del cual se ubican los procesos de quema de combustibles fósiles, llevado a cabo generalmente en las centrales termoeléctricas, en la extracción de petróleo y gas natural, refinerías, industrias de tratamiento de gas, entre las más importantes.

En la **Figura 1.1-1** se muestra la forma como están distribuidas las emisiones de CO₂ por sector y la cantidad en megatoneladas (Mt) que emite cada uno de estos. Las estadísticas presentadas corresponden a información recolectada hasta el año 2012.

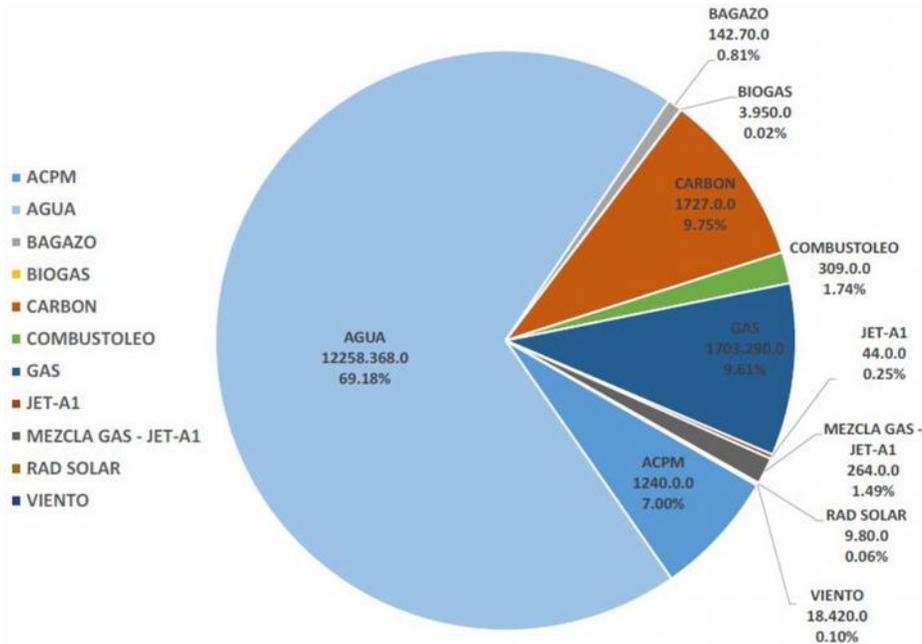
Figura 1.1-1. Emisión de CO₂ según sector.



Fuente: IDEAM [2].

- Fortalecer la matriz de generación eléctrica, esto con el fin de evitar la fuerte dependencia que se tiene de la generación hidráulica, que ante fenómenos naturales como El Niño puede llegar a poner en riesgo el suministro de energía eléctrica a los usuarios conectados al SIN. La UPME en [3] muestra la distribución de la matriz de generación eléctrica (ver **Figura 1.1-2**), allí es posible evidenciar la gran porción que le corresponde a la hidráulica y la escasa o casi nula participación de energías renovables de tipo no convencional como la eólica y la fotovoltaica. La información mostrada corresponde al mes de Agosto de 2018.

Figura 1.1-2: Distribución de la matriz de generación de energía eléctrica en Colombia.



Fuente: UPME [3].

Teniendo en cuenta el riesgo que ha tenido Colombia de racionamientos de suministro de energía eléctrica ante la presencia de El Niño, se ha identificado la importancia de fortalecer la matriz de generación con tecnologías distintas a la hidráulica pero que sean de tipo renovable y limpio, por lo cual se está impulsando principalmente la implementación de tecnologías como la eólica y la solar.

La UPME en el Plan de Expansión 2020 – 2034 [4], plantea varios escenarios para realizar las proyecciones, uno de ellos y tal vez el que mayor probabilidad tiene de ejecutarse es la entrada de una o dos etapas de Hidroituango un año después de la fecha de puesta en operación proyectada (desde Junio de 2022 hasta diciembre de 2022). Es decir, la primera etapa (1.200 MW) entraría en operación entre junio y diciembre de 2023, mientras que los otros 1.200 MW (segunda etapa) entrarían en operación entre enero y septiembre de 2025.

Adicional a la proyección estimada con Hidroituango, se tiene una expansión fija de proyectos con compromisos adquiridos en subasta y otros que tienen compromisos de conexión con garantía bancaria, por otra parte la UPME cuenta con una serie de

proyectos que tienen el estudio de conexión aprobado y otros con registro de inscripción vigente que están en fase 2 (análisis de factibilidad de la alternativa identificada como viable) y fase 3 (ingeniería de detalle). En la **Tabla 1.1-1** se muestra el resumen general de la potencia que se tiene presupuestada en el plan de expansión.

Tabla 1.1-1. Estado de proyectos según la UPME.

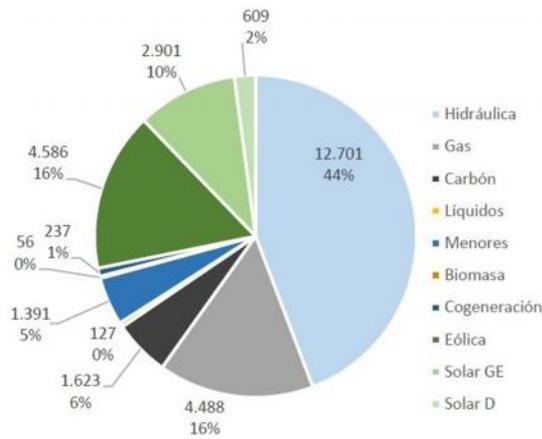
Tecnología	Compromiso adquirido en Subasta o con garantía bancaria [MW]	Inscritos y/o con estudio de conexión aprobado [MW]
Biomasa	NA	34,9
Carbón	NA	1.110,0
Eólica	2.072,0	2.536,0
Gas	NA	329,9
Geotermia	NA	50,0
Hidro Mayor	1.200,0	1.106,5
Hidro Menor	NA	595,1
Solar	702,0	5.122,8
Cogeneración	NA	120,0
Térmico	909,0	NA
Total	4.883,0	11.005,2

Fuente: Datos UPME [4] – elaboración propia del autor.

Según la proyección de la UPME si la Etapa 1 de Hidroituango entra en 2023 y la Etapa 2 en 2025, la matriz de generación quedaría distribuida como se muestra en la **Figura 1.1-3** y en la **Figura 1.1-4**. Allí se puede observar que las tecnologías de eólica y fotovoltaica (solar GE + Solar D) pueden llegar a representar el 28% y el 22% en Etapa 1 y Etapa 2 respectivamente, lo cual indica que en los siguientes doce años las fuentes eólica y fotovoltaica tendrán una participación importante en la matriz energética

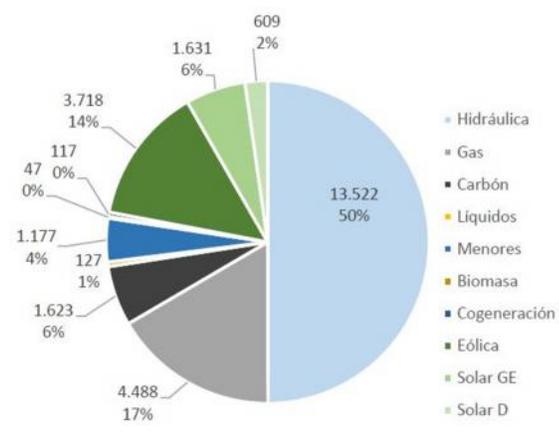
colombiana, teniendo en cuenta que actualmente dichas tecnologías tienen una participación prácticamente despreciable.

Figura 1.1-3. Entrada Etapa 1 de Hidroituango con un año de atraso.



Fuente: UPME [4].

Figura 1.1-4. Entrada Etapa 2 de Hidroituango con un año de atraso.



Fuente: UPME [4].

1.2 Panorama mundial en energías renovables

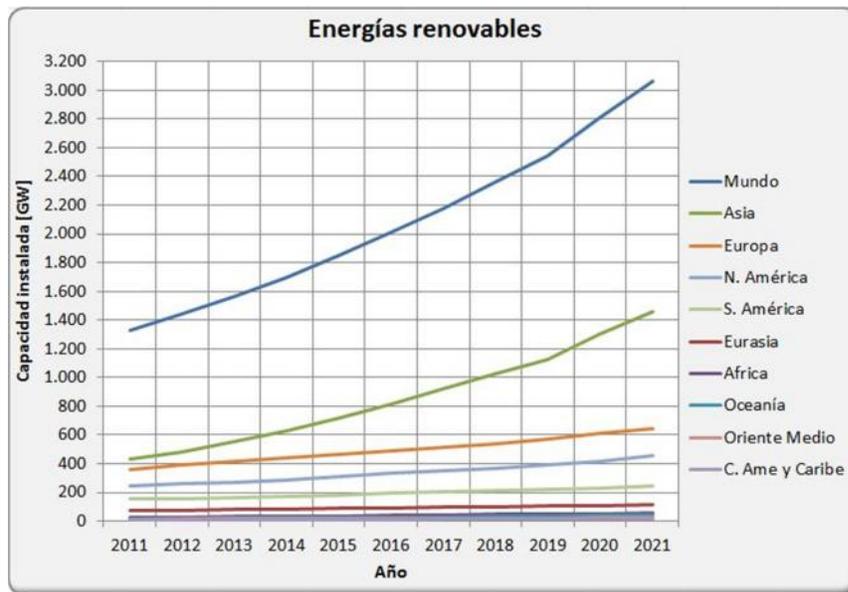
A partir de la entrada en vigencia del protocolo de Kioto, el desarrollo de las energías renovables tomó gran importancia en el mundo, ya que era una de las herramientas para mitigar el impacto generado por los gases de efecto invernadero sobre el cambio climático del globo. Por esta razón países industrializados como Alemania, Reino Unido, Países Bajos, Dinamarca, entre otros, se comprometieron a reducir, estabilizar o limitar el crecimiento de los gases de efecto invernadero.

La Agencia Internacional de Energías renovables (IRENA por sus siglas en inglés) en [5] muestra las estadísticas de la evolución de las energías renovables de los diferentes países del mundo. IRENA para la elaboración de las estadísticas, principalmente tiene en cuenta las siguientes tecnologías: hidroeléctrica, marina, eólica, fotovoltaica, solar termoeléctrica, biocombustibles, biomasa, geotérmica, entre otras.

Los datos mostrados corresponden a información recolectada entre los años 2011 y 2021.

En la **Figura 1.2-1** se muestra la producción mundial de energía a través de recursos renovables, allí se pueden evidenciar los continentes y algunas regiones según su posición geográfica.

Figura 1.2-1: Energías renovables en el mundo.



Fuente: Datos IRENA [5] - elaboración propia del autor.

Los continentes con mayor influencia en la implementación de energías renovables son: Asia, Europa y América del Norte, vale la pena indicar que en 2021 representaron el 84% de la energía total del mundo.

Cabe anotar que el objetivo del presente trabajo va encaminado a las tecnologías eólica y fotovoltaica, por tanto la presentación de las estadísticas se hace bajo esa condición. Adicionalmente, se tiene en cuenta únicamente la energía eólica terrestre ya que representa el 93% de la energía eólica instalada en el mundo.

En casos que se cuenta con demasiada información por ejemplo Europa, se realizó el filtrado de información aplicando la Ley de Pareto, es decir averiguando que países tienen el 80% de la capacidad del continente.

Para el caso de Asia, China es el país más representativo, no obstante con el fin de ampliar un poco la información referente a la importancia de los países, se consideró pertinente incluir países como India y Japón.

En América del Norte la representación más importante es Estados Unidos, no obstante con el fin de ampliar la información se incluyen Canadá y México (IRENA lo muestra como perteneciente a esta región del continente americano).

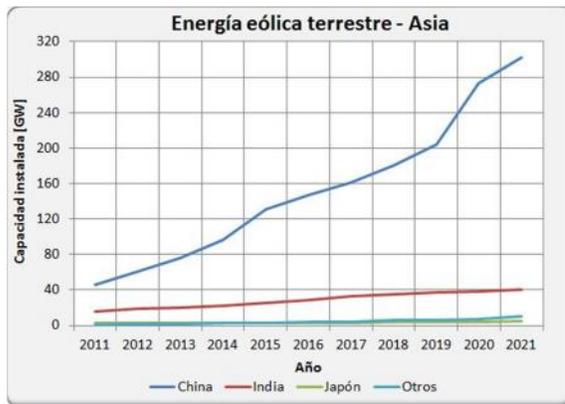
Para el caso de América del sur, se considera que no tiene mayor relevancia en el mundo en cuanto a la implementación de energías renovables, no obstante se menciona en el presente trabajo debido que Colombia debe tener los referentes de la región. En esta parte del continente se tiene que los países más representativos son Brasil y Chile.

1.2.1 Asia

El continente asiático es el continente con mayor capacidad instalada de energías renovables en el mundo, por lo tanto se considera que este es uno de los continentes importantes y debe ser tomado como referente en el desarrollo e implementación de este tipo de tecnologías. En la **Figura 1.2.1-1** y la **Figura 1.2.1-2** se muestran los países del continente asiático que mayor relevancia tienen en la implementación de las energías eólica y fotovoltaica, allí se puede observar que China es el más representativo y esto debido principalmente a las políticas implementadas por este gobierno, según [6] China tiene un corto recorrido en legislación de energías renovables, pero es una legislación perfecta, según el autor China inició en 1995 con la Ley de potencia eléctrica, posteriormente en 1998 se emitió la Ley de Conservación de energía, Regulación en administración de proyectos de infraestructura en nuevas energías y el programa de nuevas energías entre los años 1996 y 2010. El 28 de febrero de 2005 se declaró la Ley de energías renovables, cuyo marco general define que el estado debe desarrollar el mercado, definir las reglas, guiar y dirigir el desarrollo de las energías renovables en la nación.

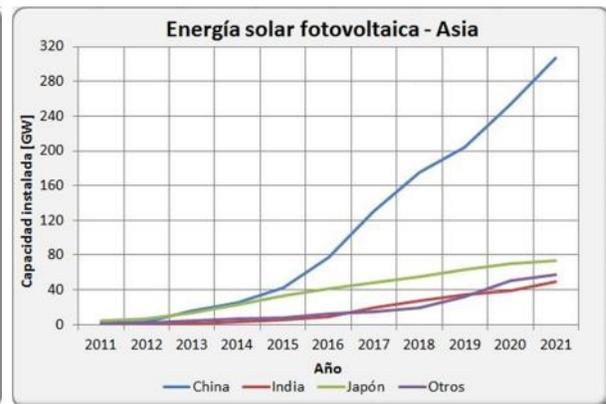
De los tópicos importantes desarrollados por la ley de energías renovables, un punto importante fue la creación de un fondo que permitiera financiar las principales actividades para lograr los objetivos propuestos, según la ley dichos recursos serán dirigidos para la investigación científica y tecnológica, para el desarrollo de la normalización, construcción, proyección y promoción de los sistemas de energía renovable.

Figura 1.2.1-1: Capacidad instalada energía eólica terrestre en Asia.



Fuente: Datos IRENA [5] - elaboración propia del autor.

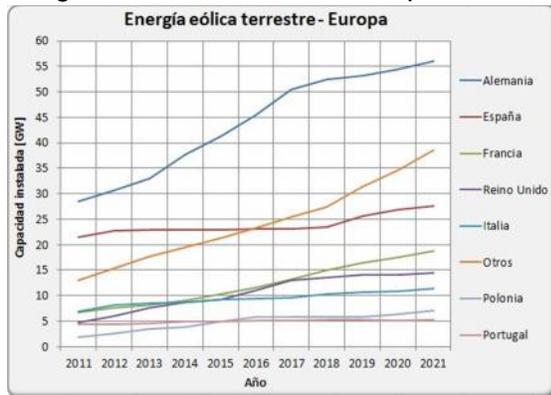
Figura 1.2.1-2: Capacidad instalada energía solar fotovoltaica en Asia.



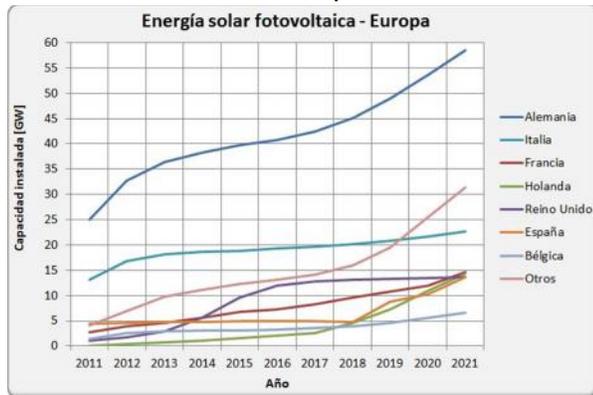
Fuente: Datos IRENA [5] - elaboración propia del autor.

1.2.2 Europa

En Europa el país que tiene mayor capacidad instalada en energía eólica terrestre y solar fotovoltaica es Alemania, este país ha definido políticas para convertirse en líder mundial en el desarrollo de energías alternativas, que al igual que otros países líderes en el mundo han tomado el camino a la problemática energética desde perspectiva económica, ambiental y de sostenibilidad. El gobierno alemán tomó la decisión de sacar de funcionamiento las plantas nucleares empleadas para la generación de energía eléctrica, decisión que fue motivada por el accidente de la planta nuclear de Fukushima en Japón, esta condición obliga a tener que reemplazar la energía nuclear por tecnologías renovables y adicionalmente propone que el 35% del consumo bruto de electricidad para el 2030 y el 80% para el 2050 provenga de fuentes de energía renovables [7], es por esta razón que Alemania ha desarrollado políticas importantes relacionados con la eficiencia energética y con la inclusión de las fuentes de energía renovables, dónde se tienen en cuenta aspectos como aumentar el tamaño de la red, desarrollo en tecnologías de almacenamiento, elaboración de estándares técnicos, nuevas políticas de mercado, inclusión de nuevos incentivos y en general motivar la compra de energía verde [8]. En la **Figura 1.2.2-1** y la **Figura 1.2.2-2** se muestra como ha sido la evolución de las energías eólica terrestre y fotovoltaica para los países europeos más importantes.

Figura 1.2.2-1: Capacidad instalada energía eólica terrestre en Europa.

Fuente: Datos IRENA [5] - elaboración propia del autor.

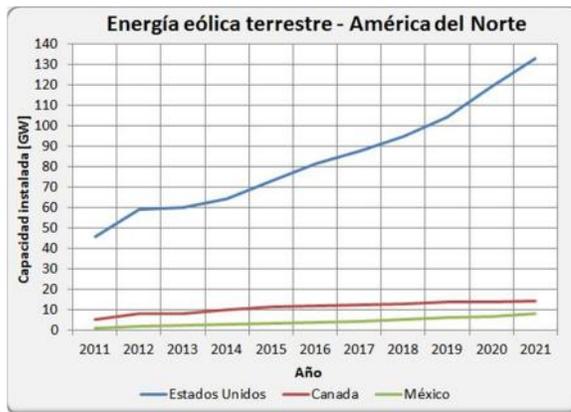
Figura 1.2.2-2: Capacidad instalada energía solar fotovoltaica en Europa.

Fuente: Datos IRENA [5] - elaboración propia del autor.

1.2.3 América del Norte

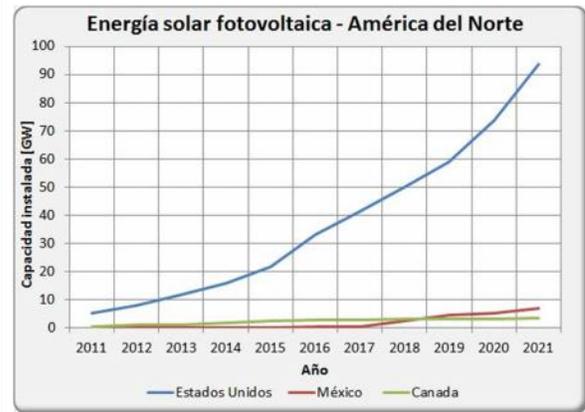
En América del Norte el país más importante en el desarrollo de energías renovables es Estados Unidos, según [9] se han definido políticas fundamentadas en tres aspectos, el primero para la seguridad en el suministro, el segundo el impacto ambiental y el tercero por la inestabilidad en el precio de otros combustibles como el gas natural. Los gobiernos estadounidenses han centrado acciones principalmente en los siguientes sentidos, en las metas y objetivos fijados, implementación de proyectos de energía verde, medición neta, tarifa diferenciada para la energía proveniente de fuente renovable, certificados en energía renovable, entre otros. Desde el aspecto económico, se impulsan incentivos financieros como subsidios, incentivos a la producción con fuentes renovables, incentivos a la inversión de este tipo de proyectos y depreciación acelerada, además se establecen políticas de financiamiento desde el sector público. En la **Figura 1.2.3-1** y la **Figura 1.2.3-2** se muestra la evolución de las energías eólica terrestre y fotovoltaica respectivamente.

Figura 1.2.3-1: Capacidad instalada energía eólica terrestre en América del Norte.



Fuente: Datos IRENA [5] - elaboración propia del autor.

Figura 1.2.3-2: Capacidad instalada energía solar fotovoltaica en América del Norte.



Fuente: Datos IRENA [5] - elaboración propia del autor.

1.2.4 América del Sur

Aunque América del Sur aún no tiene relevancia en el mundo, es importante mencionar que Brasil y Chile son países en América del sur importantes en la implementación de energías renovables, por lo cual se convierten en referentes para los países de la región que quieran emprender. Actualmente Brasil cuenta con políticas y sistemas que pueden aportar a la experiencia que requieren los países nuevos en la implementación de este tipo de fuentes de energía.

Por mencionar algunos aspectos, ha definido políticas nacionales direccionadas hacia el desarrollo de las energías renovables, adicionalmente se ha desarrollado la aplicación de incentivos tributarios como beneficios fiscales a la importación, exención de impuestos locales y algunas exenciones para la conexión a la red de transmisión para este tipo de proyectos.

Vale la pena destacar que Chile ha centrado esfuerzos en el desarrollo de las energías alternativas y ha desarrollado leyes y programas de energía solar, que demuestran su crecimiento importante respecto a los demás países de América del sur en los últimos cinco años.

Adicionalmente Chile ha incluido impuestos verdes, por ejemplo la implementación del impuesto al carbono desde el año 2017, con el cual el gobierno busca generar incentivo económico para mitigar el impacto ambiental y de forma transversal el mejoramiento de

los procesos, la disminución de consumo de combustibles fósiles y por otra parte promover la innovación tecnológica.

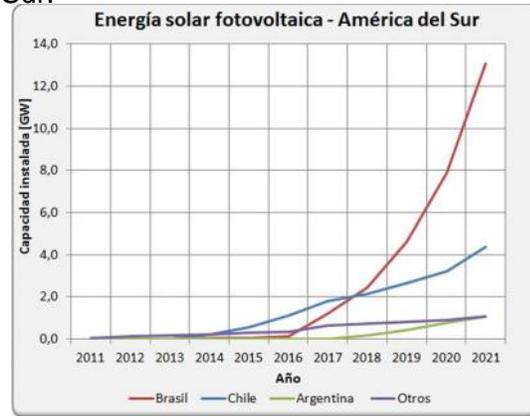
En la **Figura 1.2.4-1** y la **Figura 1.2.4-2** se muestra la tendencia en la evolución de las energías eólica y fotovoltaica en Sudamérica.

Figura 1.2.4-1: Capacidad instalada energía eólica terrestre en América del Sur.



Fuente: Datos IRENA [5] - elaboración propia del autor.

Figura 1.2.4-2: Capacidad instalada energía solar fotovoltaica en América del Sur.



Fuente: Datos IRENA [5] - elaboración propia del autor.

En resumen se tiene que la evolución de las energías renovables se viene dando principalmente en este siglo y los desarrollos más importantes han sido realizados por los países de economías más importantes en los continentes asiático, europeo y en Norteamérica.

1.3 Las energías renovables en Colombia

Colombia con el fin de llevar a cabo los objetivos de continuar con el proceso de la inclusión de las energías renovables en la matriz de energía eléctrica, de aprovechar el potencial de sus recursos naturales y de ejecutar el compromiso de reducir el 20% de las emisiones de GEI proyectadas para el año 2030 adquirido en la Conferencia sobre el cambio climático de Paris (COP21) celebrada en 2015 [10], se comprometió a establecer las medidas tendientes a mitigar, adaptar y definir los medios de implementación para lograr el objetivo propuesto, por lo anterior el país definió los sectores económicos más representativos (energía, industria, transporte y agricultura entre otros).

Por las razones anteriormente expuestas Colombia está centrando esfuerzos desde la perspectiva legal para darle mayor impulso a dicha iniciativa.

1.3.1 Regulación de las energías renovables no convencionales

La creación de la ley 1715 de 2014 busca fortalecer las bases de la política energética nacional, por lo cual se establece el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, al igual que fomentar la inversión, investigación y desarrollo de las tecnologías limpias usadas para la generación de energía.

Las diferentes instituciones colombianas han desarrollado la regulación para impulsar las fuentes de energías renovables no convencionales:

- **Ministerio de Minas y Energía**

El decreto No. 2143 del 4 de noviembre de 2015 adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014, con este decreto se impulsa la promoción, desarrollo y utilización de las fuentes no convencionales de energía (FNCE), allí se establecen los requisitos y alcances de los proyectos para obtener el beneficio de la deducción especial sobre el impuesto de renta y la exclusión de IVA por la compra de equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios dentro o fuera del territorio nacional que se destinen a nuevas inversiones y preinversiones para la producción y utilización de energía a partir de FNCE, así como los destinados para la medición y evaluación de los potenciales recursos.

Adicionalmente, se definen los requisitos generales para acceder a la exención de régimen arancelario para la importación de equipos, materiales e insumos destinados para la ejecución de este tipo de proyectos. Finalmente, se definen los requisitos generales para acceder al régimen de depreciación acelerada, incentivo aplicado a los generadores de energía a partir de FNCE que realicen nuevas inversiones en maquinaria, equipos y obras civiles adquiridos y/o construidos con posterioridad a la vigencia de la ley 1715 de 2014.

En el decreto 1623 de 2015, el cual modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas.

La UPME deberá incluir criterios de la respuesta en la demanda en los planes de expansión.

Decreto 2469 de 2014, por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración, en el cual se decreta la simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista ente los generadores y autogeneradores a gran escala, adicionalmente los autogeneradores a gran escala estarán obligados a suscribir un contrato de respaldo con el operador de red o el transportador al cual se conecten, la CREG se encargará de definir los lineamientos contenidos de los contratos y establecerá la metodología para calcular las tarifas de remuneración de actividades de distribución y transmisión.

- CREG

Teniendo en cuenta los lineamientos definidos en la ley, la CREG emitió la resolución No. 030 de 2018, en la cual se regulan los aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En esta resolución en general se definen las condiciones que se deben cumplir para la integración, la disponibilidad en la red, sistema de medición y los aspectos que deben ser tenidos en cuenta para la comercialización.

Adicionalmente, se emitió la resolución 024 de 2015, con la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional, en esta se definen las condiciones de conexión, el sistema de medición y las fronteras comerciales, condiciones de respaldo y suministro de energía, precios para los servicios de respaldo, cubrimiento del cargo por confiabilidad y condiciones de la entrega de excedentes.

En el año 2021 la CREG emitió la resolución 075, en la cual se definen las disposiciones y procedimientos para los interesados en conectarse como generadores, cogeneradores, autogeneradores o usuarios finales al SIN. Dentro de los aspectos más importantes de la resolución se encuentran, el procedimiento de estudio de conexión y de disponibilidad de espacio físico, reporte de la información necesaria para estudios por parte de los transportadores del SIN, acceso a la información necesaria para estudios, requisitos

técnicos para la conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN), adecuación de infraestructura para conectarse al sistema de distribución, visita de puesta en servicio de la conexión de usuarios finales al Sistema de Transmisión Regional (STR), fecha de puesta en operación, garantía para reserva de capacidad, seguimiento y cumplimiento de proyectos, contrato de conexión, conexiones temporales de generadores y asignación de capacidad de transporte.

La CREG en la circular 058 de 2022 menciona los aspectos que deben ser tenidos en cuenta para realizar el estudio de conexión y disponibilidad de espacio físico, en el análisis se deben describir mínimo de dos alternativas de conexión, horizonte de análisis con el año en entrada en operación y el quinto año posterior a dicha fecha, criterios de proyección de la demanda, criterios para el despacho de generación, criterios operativos relevantes como compensaciones y/o FACTS (Flexible AC Transmission Systems, por sus siglas en inglés), lista de proyectos de generación y de expansión tenidos en cuenta en el área de influencia.

Los estudios técnicos deben ser realizados teniendo en cuenta tres tópicos. El primero, análisis de estado estable y contingencias, en el cual se pretende cuantificar el impacto de la cargabilidad de los activos del área de influencia según su capacidad nominal, cuantificación del impacto de la tensión eléctrica y comparación con los valores de regulación, cuantificar el impacto de las pérdidas técnicas desagregadas para el STN, STR y SDL, además se debe realizar análisis de contingencias N-1 en el área de influencia del proyecto.

El segundo es el análisis de corto circuito en el área de influencia en el cual se debe cuantificar el aporte del proyecto a las corrientes de corto circuito monofásicas y trifásicas en el área de influencia y los escenarios de análisis.

Evaluación de la corriente de corto circuito monofásica y trifásica y la capacidad máxima de interrupción de en las subestaciones del STN y STR del área de influencia.

Cálculo de la relación de corto circuito en el punto de conexión.

El tercero es el análisis de estabilidad transitoria y dinámica, en el cual se evalúa el comportamiento del sistema ante perturbaciones y su retorno a un estado estable, en este ítem se debe realizar mínimo el análisis de estabilidad en tensión, en frecuencia y de ángulo de rotor.

En el análisis de disponibilidad de espacio físico en general se deben tener en cuenta aspectos como la descripción de la configuración de la subestación, tecnología, número de bahías utilizadas, plano de planta con ubicación de activos de la subestación, posibles

ubicaciones de activos de conexión, descripción de adecuaciones o de obras requeridas en la subestación, identificación de necesidades físicas para la implementación de equipos de control y protección.

Descripción metodológica del análisis económico del proyecto, donde se incluyan los costos tenidos en cuenta, listado de beneficios, vida útil del proyecto y horizonte de análisis económico.

- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

Emitió la resolución 1312 del 11 de agosto de 2016, en la cual adopta los términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental – EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica.

Adicionalmente, se emitió la resolución 1283 del 8 de agosto de 2016, en la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER) y gestión eficiente de la energía.

1.3.2 Implementación de proyectos

Según IRENA en [5], en Colombia hasta el año 2021 se registraron 18 MW de energía eólica, mientras que en energía fotovoltaica 184 MW.

En energía eólica, actualmente Colombia cuenta con dos proyectos que suman 39,5 MW, el primero de ellos fue ejecutado en la alta Guajira, región nororiental de la costa atlántica de Colombia, denominado Jepírachi y es el primer parque de generación de energía eólica, este proyecto estuvo a cargo de Empresas Públicas de Medellín y entró en funcionamiento en abril de 2004, el parque cuenta con quince aerogeneradores de 1,3 MW cada uno, con una capacidad total instalada de 19,5 MW.

El segundo proyecto es Guajira 1 que está ubicado en el municipio de Uribia departamento de La Guajira, en este parque se tienen instalados diez aerogeneradores de 2 MW cada uno y una capacidad de 20 MW.

La UPME en [11] muestra el resumen general del registro de los 225 proyectos de Generación que actualmente están vigentes en las diferentes tecnologías. En la **Tabla 1.3.2-1** se muestra la cantidad de proyectos para las tecnologías Solar fotovoltaica, eólica terrestre y eólica costa afuera, estos representan el 79% del total.

Tabla 1.3.2-1. Cantidad de proyectos vigentes.

Año	Eólica Costa afuera	Eólica terrestre	Solar Fotovoltaica
2020	NA	2	11
2021	NA	7	96
2022	7	9	46
Total	7	18	153

Fuente: Datos UPME [11] – elaboración propia del autor.

En proyectos de eólica costa afuera se tiene una capacidad de 4.835 MW, eólica terrestre 3.076 MW y en solar fotovoltaica 9.958 MW.

2. Capítulo 2. Códigos de redes y reglamentación en energías renovables

En los diferentes países del mundo la conexión a las redes de transmisión está regulada por códigos de redes que establecen las reglas que definen las bases económicas y los procedimientos que se deben cumplir para conectar en algún punto de la red. Estas reglas se definen en cada país y uno de sus objetivos es asegurar que las plantas de generación, las redes de transmisión y distribución y las redes de los usuarios sean compatibles y puedan asegurar que las redes proyectadas puedan garantizar condiciones de operación confiables y seguras.

Para [12] un código de redes que tenga en cuenta la inclusión de energías renovables debe especificar los requerimientos mínimos técnicos y de diseño para que su funcionamiento sea compatible con la estabilidad y la seguridad del sistema eléctrico.

Finalmente, vale la pena resaltar que en los códigos de redes de los diferentes países tenidos en cuenta en el presente trabajo, se mencionan principalmente los requisitos exigidos para la inclusión de las energías renovables no convencionales a los sistemas interconectados.

2.1 Alemania

Alemania es el país europeo más importante en la implementación de energía eólica y fotovoltaica, por lo cual debe ser tenido en cuenta como referente para la implementación de este tipo de tecnologías. Según IRENA en [5] y Fraunhofer-ISE en [13], para el año 2022 Alemania cuenta con una potencia instalada de 237 GW de los cuales 65 GW (27%) corresponden a energía eólica y 63 GW (23%) de solar.

Por otra parte, en Alemania los Operadores del Sistema de Transmisión (TSO, por sus siglas en inglés) y los usuarios que se conectarán a la red, deben tener en cuenta el Código de Transmisión de 2007 “*Network and System Rules of the German Transmission System Operators*” [14] el cual define las reglas de la base económica y requerimientos

para el uso de la red, que permiten la coordinación técnica y operativa entre operadores de red (responsables del sistema) y usuarios.

2.1.1 Control de potencia activa

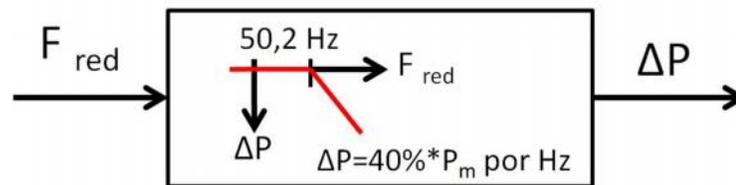
Las plantas de generación de fuentes de generación renovable deben controlar la salida de potencia activa de acuerdo a los requerimientos del operador de red, con el fin de evitar perturbaciones en el sistema de potencia que altere su estabilidad. Este control debe tener la posibilidad de reducir la potencia de salida en cualquier condición de la operación y en cualquier punto de trabajo de la máxima potencia de salida definido por el operador de red, este valor debe estar acorde con las características del nodo donde se haga la conexión.

La reducción de potencia de salida debe ser mínimo el 10% de la capacidad que tenga asignada en el punto de conexión por minuto, sin desconectarse de la red.

Todas las plantas deben reducir mientras estén en operación, a una frecuencia superior a 50,2 Hz, la potencia activa instantánea se debe reducir en un gradiente de 40% por Hertz (ver **Figura 2.1.1-1**), según la capacidad instantánea disponible en el nodo de conexión.

Cuando se presenten frecuencias menores o iguales a 47,5 Hz o mayores o iguales a 51,5 Hz, la planta se debe desconectar de la red. La operación es normal mientras la frecuencia esté en valores superiores a 47,5 Hz y menores o iguales a 50,2 Hz.

Figura 2.1.1-1. Reducción de potencia activa debido a sobre frecuencia.



$$\Delta P = 20 P_m \frac{50,2 \text{ Hz} - F_{red}}{50 \text{ Hz}} \quad \text{a} \quad 50,2 \text{ Hz} < F_{red} < 51,5 \text{ Hz}$$

- P_m Potencia instantánea disponible
- ΔP Reducción de potencia
- F_{red} Frecuencia de red

Fuente: Información tomada de [14] – elaboración propia del autor.

Si, después de la desviación de frecuencia se retorna a un valor menor o igual a 50,05 Hz, la potencia activa de salida puede incrementar hasta el valor donde la frecuencia no supere los 50,2 Hz, la aplicación de este control se debe hacer de forma individual, es decir cada generador lo debe hacer de manera independiente.

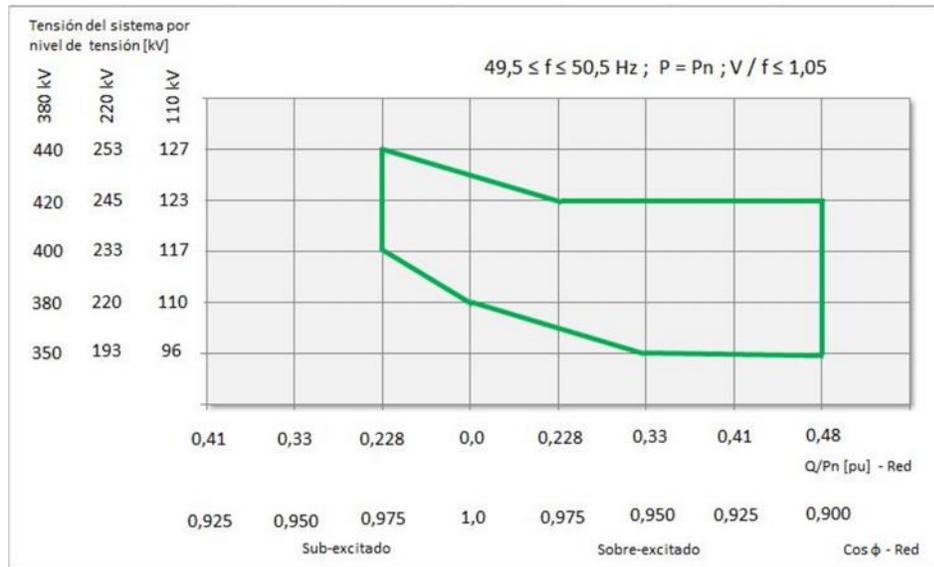
2.1.2 Suministro de potencia reactiva

Todas las unidades de generación que usen energía alternativa, deben realizar intercambio de potencia reactiva, dependiendo de las exigencias en el punto de conexión, cada unidad nueva de generación que se conecte a la red debe satisfacer alguno de las alternativas, mostradas en la **Figura 2.1.2-1**, **Figura 2.1.2-2** y **Figura 2.1.2-3**. No obstante, el operador de red puede aceptar un comportamiento distinto siempre y cuando las características del sistema en el punto de conexión lo permitan. Con el fin de proveer buen control de tensión e inyección de potencia reactiva, es posible adicionar instalaciones que ayuden al cumplimiento de este objetivo.

Las unidades generadoras deben tener la habilidad de suministrar potencia reactiva en cualquier valor de potencia activa, en la cual se debe tener en cuenta la potencia de servicios auxiliares, las pérdidas del transformador de generación y la línea asociada al generador bajo análisis.

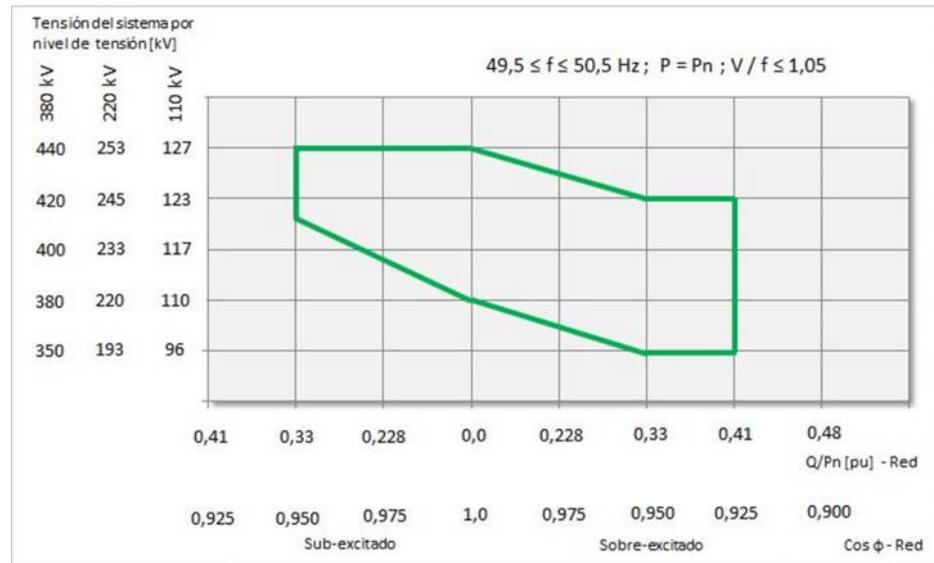
El aporte de potencia reactiva tiene prioridad sobre el suministro de potencia activa, no obstante esta condición debe ser acordada entre el operador de red y el generador.

Figura 2.1.2-1: Requerimiento de potencia reactiva, alternativa 1.

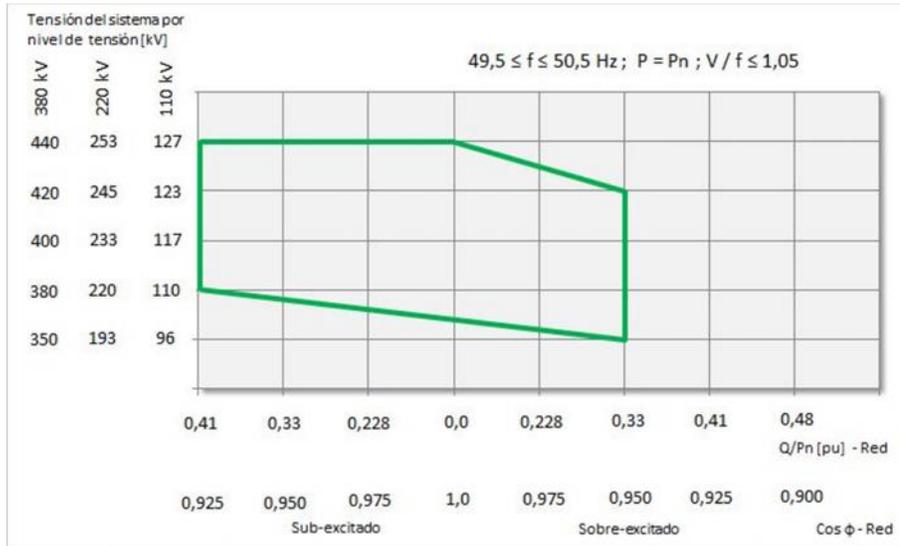


Fuente: Información tomada de [14] – elaboración propia del autor.

Figura 2.1.2-2: Requerimiento de potencia reactiva, alternativa 2.



Fuente: Información tomada de [14] – elaboración propia del autor.

Figura 2.1.2-3: Requerimiento de potencia reactiva, alternativa 3.

Fuente: Información tomada de [14] – elaboración propia del autor.

Después de unos minutos el suministro de potencia reactiva debe ser igual al valor objetivo que es definido por el operador de red.

El punto de trabajo de la potencia activa en el estado estable debe ser definido acorde con las necesidades de la red y se debe definir en cualquiera de las siguientes alternativas: factor de potencia, potencia reactiva o valor de tensión cuando sea necesario con un rango de tolerancia.

Las unidades generadoras deben tener la habilidad de suministrar potencia reactiva en cualquier valor de potencia activa, en la cual se debe tener en cuenta la potencia de servicios auxiliares, las pérdidas del transformador de generación y la línea asociada al generador bajo análisis.

2.1.3 Perturbaciones en la red

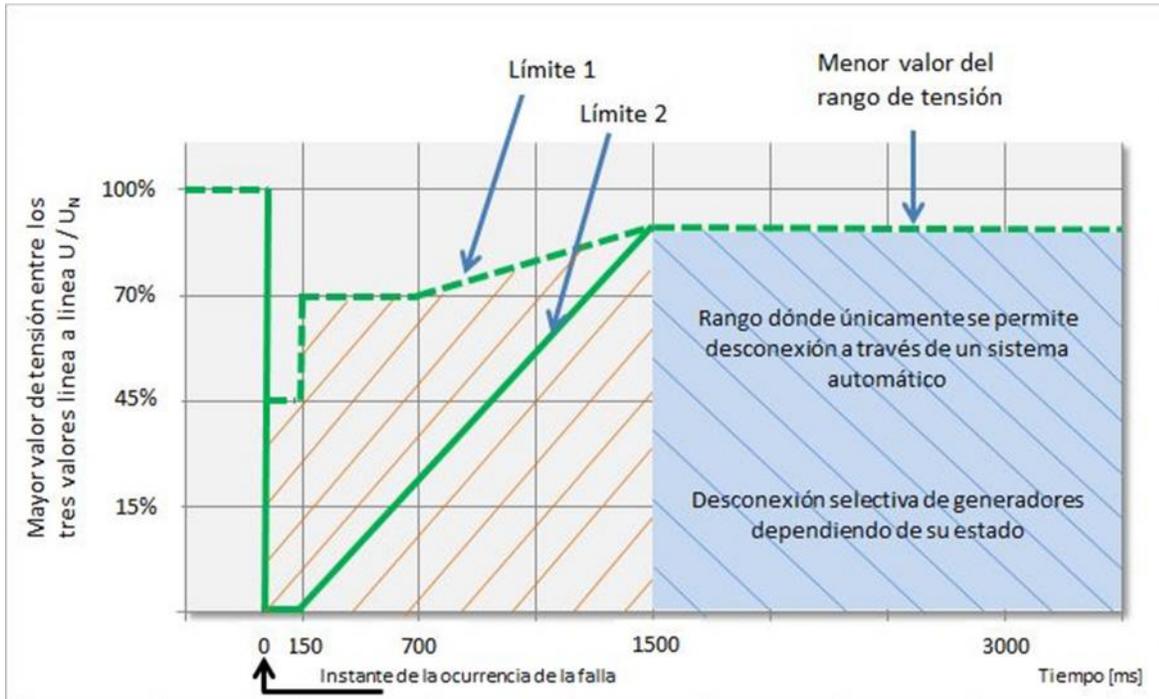
- Si la tensión en el punto de conexión de la red decrece y se mantiene por debajo del 85% del valor nominal y simultáneamente se consume potencia reactiva, la unidad generadora debe desconectarse de la red principal en el punto de conexión con un tiempo de retardo de 0,5 s. El valor de tensión que debe ser tenido en cuenta es el

mayor entre los tres de línea a línea. La desconexión se debe hacer desde el interruptor principal del generador.

- Si el valor de tensión del lado de baja tensión del transformador del generador decrece y se mantiene en un valor menor al 80% de su nominal, la cuarta parte de los generadores se deben desconectar después de 1,5 s, 1,8 s, 2,1 s y 2,4 s, respectivamente. El valor de tensión que debe ser tenido en cuenta es el mayor entre los tres de línea a línea. Se pueden implementar tiempos diferentes pero se deben analizar caso por caso.
- Si el valor de tensión del lado de baja tensión del transformador del generador aumenta y se mantiene en un valor mayor al 120% de su límite superior permitido, el generador debe ser desconectado de la red con un tiempo de retardo de 100 ms. El valor de tensión que debe ser tenido en cuenta es el menor entre los tres de línea a línea.
- Ante perturbaciones originadas por la ocurrencia de fallas de corto circuito trifásico o caídas de tensión simétricas, no se deben generar inestabilidades en el sistema o desconexión de los generadores para condiciones que estén sobre el límite 1 de la **Figura 2.1.3-1**.

Dentro del área sombreada y el límite 2 de la **Figura 2.1.3-1** se deben tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Las unidades generadoras pueden experimentar fallas pero no se deben desconectar de la red, no obstante si la generación no es capaz de cumplir con el requerimiento se debe acordar con el operador de red un nuevo límite según el caso, siempre y cuando se pueda ejecutar la resincronización y un mínimo de corriente reactiva sea garantizada durante la falla.
- Si de forma individual los generadores se vuelven inestables al pasar por una falla o la protección del generador es activada, una desconexión de la red en un corto tiempo puede ser permitida si se llega a un acuerdo con el operador de red. Después de realizada la desconexión, la resincronización se debe realizar como máximo en 2 segundos. El incremento de la potencia activa debe tener un gradiente mínimo de 10% de la capacidad nominal del generador por cada segundo.

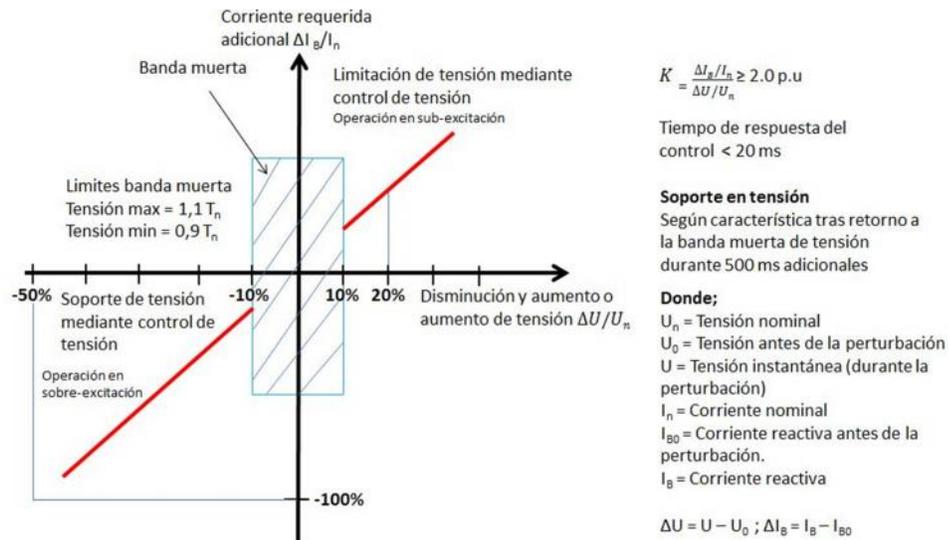
Figura 2.1.3-1: Curvas de tensión en el punto de conexión ante ocurrencia de fallas.

Fuente: Información tomada de [14] – elaboración propia del autor.

- Por debajo del límite 2 es permitido un corto tiempo para la desconexión de la unidad generadora de la red, no obstante se pueden hacer excepciones siempre y cuando se acuerde con el operador de red. Tiempos de resincronización de dos segundos y el incremento de la potencia activa después de despejada la falla del 10% de la capacidad nominal del generador por cada segundo.
- Para las unidades de generación que no se desconecten de la red durante una falla, debe suministrar potencia activa inmediatamente después de despejada la falla e incrementar al valor original con un gradiente mínimo de 20% de la capacidad nominal por cada segundo.
- Las centrales de generación deben mantener la tensión de la red durante una caída de tensión mediante la inyección de corriente reactiva adicional. En el evento que la caída de tensión sea mayor al 10% de la nominal, el control de tensión se debe activar tal como se indica en la
- **Figura 2.1.3-2**, este control debe asegurar el suministro de corriente reactiva en el devanado de baja tensión del transformador del generador, con una

contribución mínima de 2% de su valor nominal por el porcentaje de la caída de tensión. La instalación debe estar en la capacidad de suministrar la corriente reactiva requerida entre los 20 ms, si se requiere debe ser capaz de suministrar el 100% de su valor nominal en corriente reactiva. Después que la tensión regrese a valores de la banda muerta, el control debe mantenerse al menos por 500 ms más.

Figura 2.1.3-2: Soporte de la tensión en caso de falla en centrales de generación Alemania.



Fuente: Información tomada de [14] – elaboración propia del autor.

2.2 Dinamarca

La Agencia Danesa de Energía en [15] menciona que para el año 2020 se tenía instalada una potencia total de 15,49 GW, de los cuales 6,26 GW (40,4%) son de energía eólica y 1,3 GW (8,4%) de energía fotovoltaica.

Dinamarca es uno de los países del mundo considerado pionero en el desarrollo de energías renovables, según [16] desde 1970 se iniciaron las acciones tendientes a disminuir las emisiones de CO2 y ha sido un modelo único y representativo en el despliegue y apoyo en temas de energías alternativas, iniciando la implementación en 1979 e incrementando continuamente su capacidad, los desarrollos más importantes han

sido encaminados a la energía eólica mar adentro de tamaño mediano y grande y se han repotenciado las plantas de generación terrestres.

Para tener un desarrollo e integración exitosos al sistema eléctrico, se necesitó de cambio en conceptos como la configuración del sistema de generación, por lo cual pasaron de un sistema centralizado a uno descentralizado, dando paso a la implementación de sistemas de Generación Distribuida, donde se incluyen la energía eólica, recientemente energía solar fotovoltaica y ciclos combinados de calor y potencia.

En la evolución que ha tenido este país, ha desarrollado la regulación para la implementación de estas tecnologías, para lo cual en la actualidad cuenta con un documento que contiene los requerimientos técnicos y funcionales mínimos para plantas fotovoltaicas [17] y para plantas eólicas [18], en ambos casos con potencias nominales mayores a 11 kW.

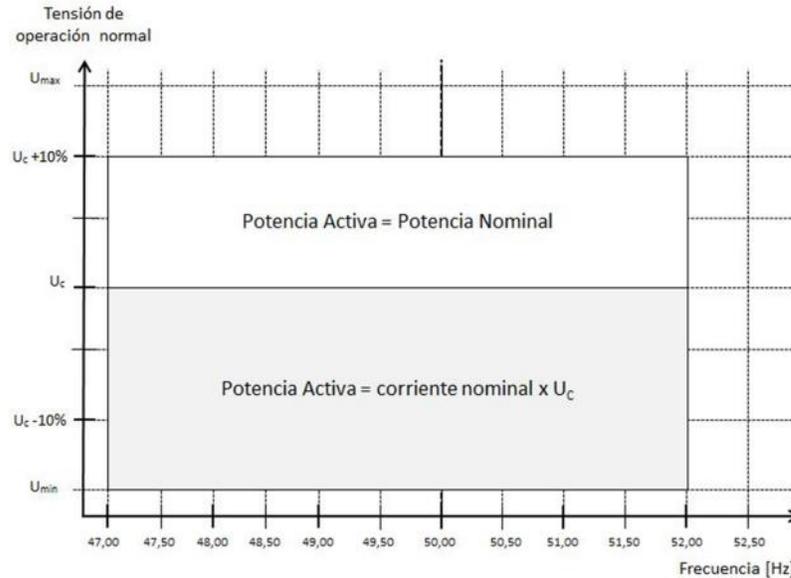
En esta reglamentación los requerimientos pueden variar dependiendo del tamaño de la planta, para lo cual se dividen en cuatro categorías:

- A2. Plantas mayores a 11 kW y menores o iguales a 50 kW.
- B. Plantas mayores a 50 kW y menores o iguales a 1,5 MW.
- C. Plantas mayores a 1,5 MW y menores o iguales a 25 MW.
- D. Plantas mayores a 25 MW o conectadas a un nivel de tensión mayor a 100 kV.

2.2.1 Suministro de potencia activa

En el caso que se tengan desviaciones de tensión y frecuencia en el punto de conexión de las plantas fotovoltaicas, para el rango de tensión entre U_C y $U_C + 10\%$ la potencia activa es la potencia nominal, mientras que en el rango de tensión entre U_{\min} y U_C la potencia activa está limitada por la corriente nominal de la planta (ver **Figura 2.2.1-1**).

Figura 2.2.1-1. Requerimientos para producción de potencia activa ante eventos de tensión y frecuencia plantas fotovoltaicas.

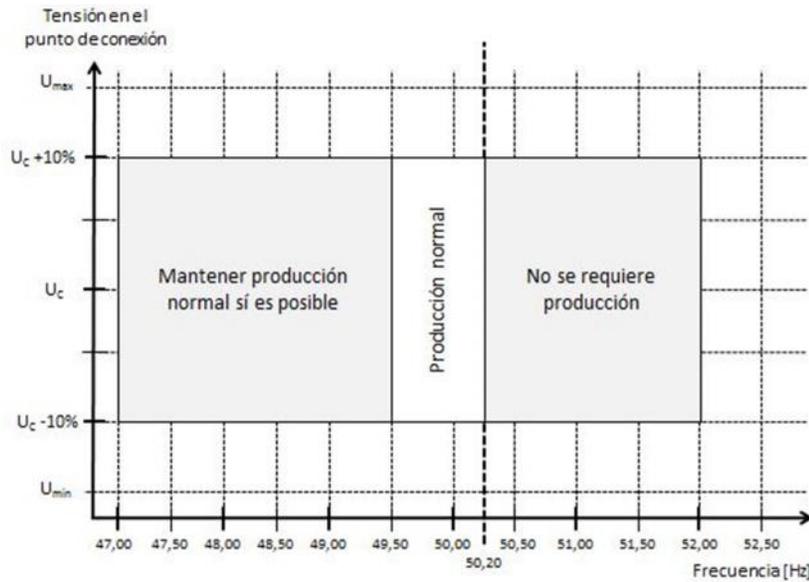


Fuente: Información tomada de [17] – elaboración propia del autor.

Por su parte los generadores eólicos tienen un rango de operación normal para frecuencias que oscilen entre 49,5 Hz y 50,2 Hz con tensiones nominales que varíen entre +/- 10% de su valor nominal. La conexión automática de una planta no se puede dar antes de tres minutos, ya que se debe asegurar que los parámetros estén dentro del rango de operación normal. Cabe anotar que los valores límite de frecuencia pueden ser definidos por el operador de red y deben estar acordes a las necesidades de la red.

- Como se mencionó anteriormente, esta reglamentación tiene definidos diferentes tipos de generadores, por lo cual para los de la categoría A2 se deben tener en cuenta los límites definidos en la **Figura 2.2.1-2**. Allí se puede observar que si la capacidad de la planta generadora lo permite puede llegar a operar de forma normal entre 47,0 Hz y 49,5 Hz, mientras que para frecuencias mayores a 50,2 Hz no se requiere producción.

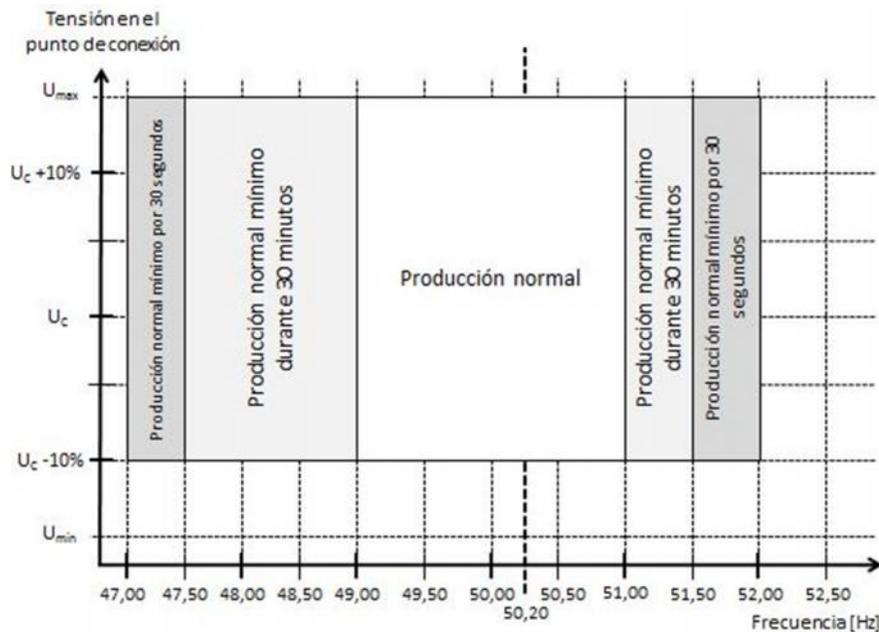
Figura 2.2.1-2. Requerimientos de potencia activa ante eventos de tensión y frecuencia para generadores eólicos A2.



Fuente: Información tomada de [18] – elaboración propia del autor.

Los requerimientos generales para la producción de potencia activa de los generadores B, C y D, deben cumplir con los parámetros definidos en la **Figura 2.2.1-3**.

Figura 2.2.1-3. Requerimientos de potencia activa ante eventos de tensión y frecuencia para generadores B, C y D.

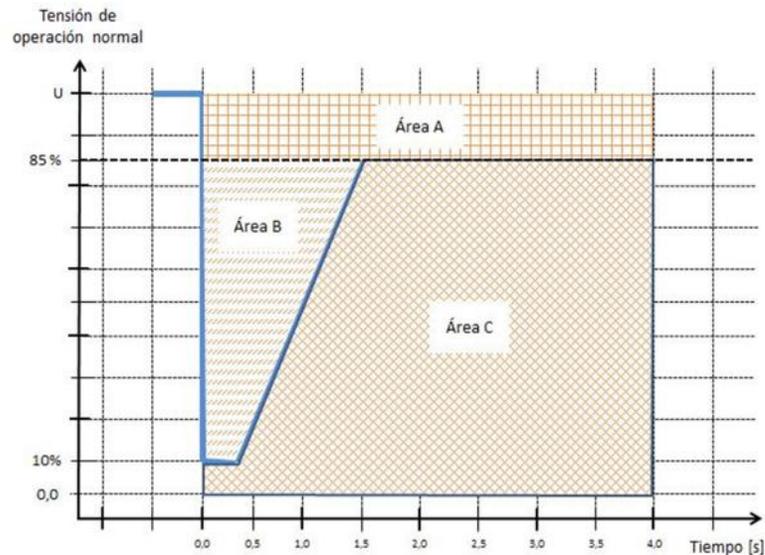


Fuente: Información tomada de [18] – elaboración propia del autor.

2.2.2 Perturbaciones en la red

Las plantas fotovoltaicas deben estar diseñadas para soportar una caída de tensión hasta del 10% de la tensión (tensión línea - línea) en el punto de conexión por un periodo mínimo de 250 ms sin desconectarse (ver **Figura 2.2.2-1**).

Figura 2.2.2-1. Requerimientos de las caídas de tensión para plantas fotovoltaicas.



Fuente: Información tomada de [17] – elaboración propia del autor.

En el punto de conexión las plantas de generación eólica de categoría C y D, deben estar en la capacidad de soportar caídas de tensión hasta del 20% de su nominal con una duración mínima de 0,5 segundos sin desconectarse de la red, en la **Figura 2.2.2-2** se puede observar la curva que representa el comportamiento que deben seguir dichos generadores.

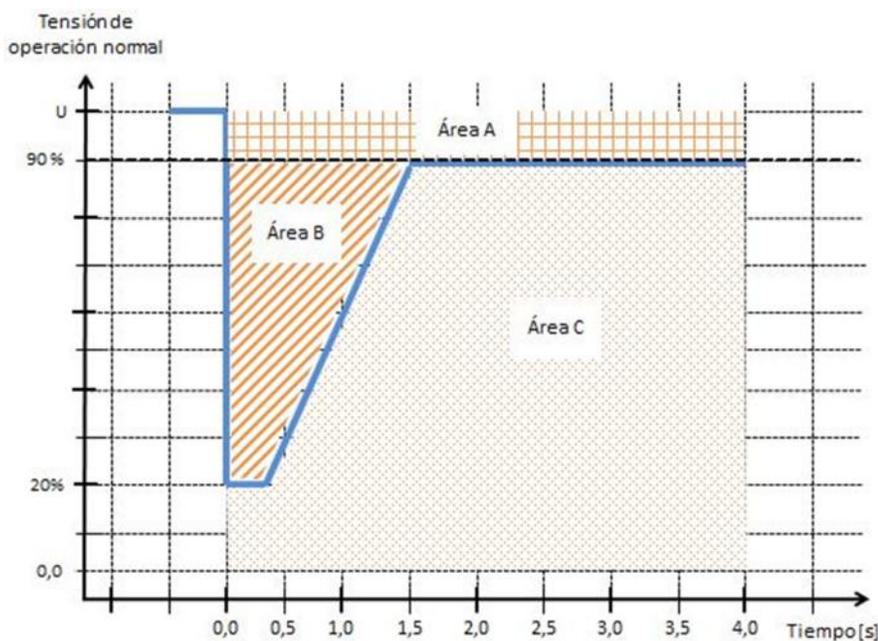
En caso de fallas simétricas y asimétricas, en una, dos o tres fases, se deben cumplir los requerimientos que se mencionan a continuación:

Área A: El generador debe estar conectado a la red y debe mantener su producción normal.

Área B: El generador debe estar conectado a la red y debe mantener el nivel máximo de tensión mediante la inyección de corriente reactiva adicional con el fin de mantener estables los niveles de tensión de la red a la cual está conectado.

Área C: Se permite desconectar de la red la planta de generación.

Figura 2.2.2-2. Requerimientos ante las caídas de tensión para los generadores eólicos tipo C y D.



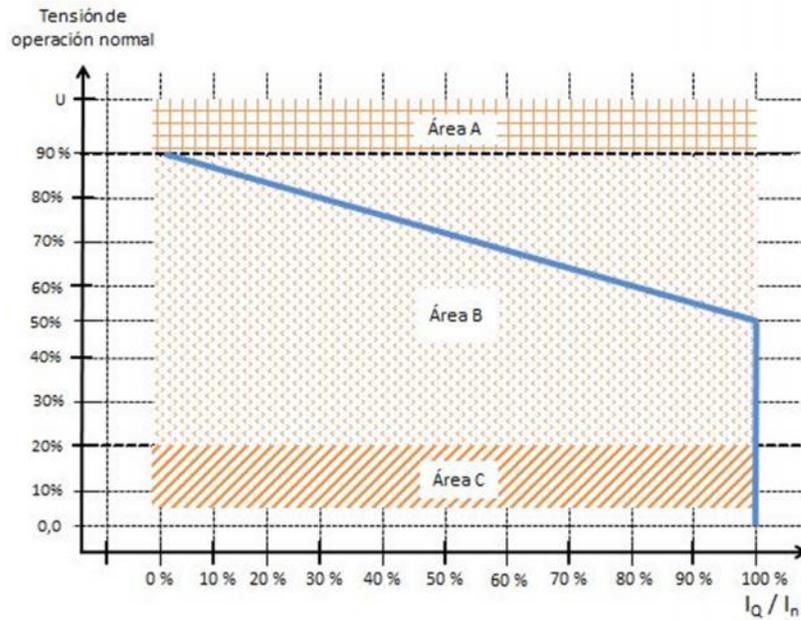
Fuente: Información tomada de [18] – elaboración propia del autor.

Para los generadores de tipo eólico y fotovoltaico, si la tensión en el punto de conexión retorna al área A en 1,5 segundos después de una falla, una caída de tensión posterior será considerada como un evento distinto.

Adicionalmente, si una secuencia de fallas en el área B tiene un comportamiento progresivo en el tiempo que llegue hasta el Área C se permite que la planta sea desconectada de la red.

Teniendo en cuenta las secuencias de falla presentadas en la zona B, los generadores deben tener la capacidad de controlar la corriente reactiva tal como se muestra en la **Figura 2.2.2-3**.

Figura 2.2.2-3. Requerimientos de suministro de corriente reactiva durante caídas de tensión para generadores fotovoltaicos y eólicos tipo C y D.



Fuente: Información tomada de [17] y [18] – elaboración propia del autor.

La entrega de corriente en el Área B es prioritaria, lo anterior indica que la entrega de potencia activa toma una prioridad secundaria.

2.2.3 Fallas en la red

Además de cumplir con los requisitos anteriormente expuestos, las plantas eólicas y fotovoltaicas y su equipo de compensación deben estar conectados durante y después de la falla tal como se muestra en la **Tabla 2.2.3-1**.

Tabla 2.2.3-1. Tipo y duración de las fallas.

Tipo de falla	Duración de la falla
Corto circuito trifásico	Corto circuito por 150 ms
Corto circuito fase-fase-tierra Corto circuito fase-fase	Corto circuito por 150 ms seguido por un nuevo cortocircuito que se presente de 0,5 s a 3 s después, cuya duración también debe ser de 150 ms.
Corto circuito fase-tierra	Corto circuito fase-tierra por 150 ms seguido por un nuevo cortocircuito fase-tierra que se presente de 0,5 s a 3 s después, cuya duración también debe ser de 150 ms.

Fuente: Información tomada de [17] y [18] – elaboración propia del autor.

2.3 India

National Power Portal [19] para agosto de 2022 reportó una potencia instalada de 404,1 GW, de los cuales en energía eólica son 40,9 GW (10,1%) y de energía solar 58,0 GW (14,3%).

El gobierno de India cuenta con una institución denominada Comisión Central de Regulación de Electricidad (CERC por sus siglas en inglés) la cual se encarga de promover la competencia, la eficiencia y la economía del mercado eléctrico, velar por la calidad del suministro, promover las inversiones y asesorar al gobierno para mejorar la relación entre oferta y demanda.

Dentro de algunos de los objetivos del gobierno indio se encuentra, facilitar los cambios tecnológicos e institucionales necesarios para el desarrollo de mercados, especificar y hacer cumplir la normatividad con respecto a la calidad, continuidad y confiabilidad del servicio. Teniendo en cuenta la tendencia mundial de la implementación de fuentes de energía renovable, en mayo de 2018 la CERC emitió el procedimiento para conectar energías renovables al sistema eléctrico, en este documento se indica la normativa de referencia, allí se indica que la proyección y planeación de los sistemas eléctricos de potencia se realiza teniendo en cuenta "*Manual on Transmission Planning Criteria*" [20], la cual entró en vigencia en enero de 2013.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que la versión actual del código de redes de India es de abril de 2010 [21], el cual tiene dispuesta una sección que hace referencia a las fuentes de energía renovable.

En el código de redes indio, se indica que es posible conectar las fuentes de energía renovable al sistema de distribución (menor a 33 kV) o al sistema de transmisión (mayor o igual a 33 kV), siempre teniendo en cuenta las políticas de cada estado.

2.3.1 Suministro de potencia activa

Según [21], si una planta de generación eólica es de una capacidad mayor a 10 MW y se pretende conectar a una red de tensión igual o mayor a 33 kV, se debe cumplir lo siguiente:

- La planta de generación debe estar en la capacidad de limitar la entrega de potencia activa en un punto de conexión según el requerimiento del operador.
- La planta de generación conectada a la red, debe tener la información de la rampa de subida y de bajada referente a su capacidad para inyectar potencia.

Según [20], el factor de capacidad, teniendo en cuenta la diversidad de la generación eólica y solar, es la relación de la máxima generación disponible en un punto de agregación y la suma algebraica de la capacidad de cada generador eólico o panel solar en el punto de conexión. Se deben usar datos reales siempre que sea posible, en el evento que no se cuente con la información se deben tener en cuenta los factores mostrados en la **Tabla 2.3.1-1**.

Tabla 2.3.1-1. Factor de capacidad para fuentes eólica y/o solar.

Nivel de tensión / Nivel de agregación	132 kV / individual eólica/solar	220 kV	400 kV	En conjunto
Factor de capacidad	80%	75%	70%	60%

Fuente: Información tomada de [20] - elaboración propia del autor

2.3.2 Suministro de potencia reactiva

Las plantas solares y eólicas deben mantener el factor de potencia en 0,98 inductivo en el punto de conexión con la red y en los diferentes escenarios propuestos para el estudio.

Debido a la importancia en la planificación en la compensación de la potencia reactiva del sistema de potencia, se deben plantear escenarios para las demandas baja y pico.

2.3.3 Corto circuito

- Para ejecutar este análisis se deben simular fallas trifásicas a tierra y monofásicas a tierra.

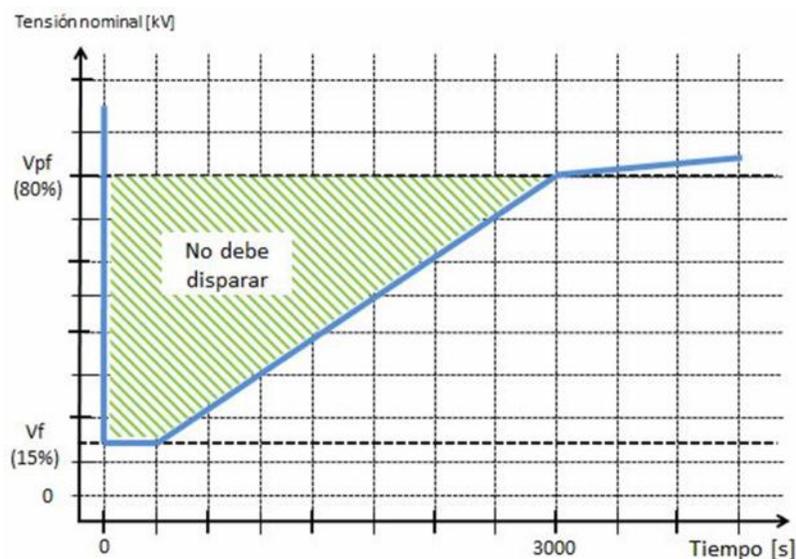
- Los niveles de corriente de corto circuito pueden variar dependiendo de las condiciones de operación, es decir pueden variar dependiendo del nivel de demanda.

2.3.4 Perturbaciones en la red

Las plantas de generación deben contar con el control y los ajustes necesarios para que la presencia de fallas no afecte la operación de la red. Por lo cual, la planta fotovoltaica o aerogenerador debe actuar acorde a lo indicado en la **Figura 2.3.4-1**, es decir la protección debe actuar únicamente cuando la tensión este por debajo de la línea.

Un parque eólico debe estar en la capacidad de estar conectado a la red en el 15% de su tensión nominal por un tiempo de 300 ms, con recuperación sobre el 80% de la tensión nominal después de 3 s.

Figura 2.3.4-1. Respuesta de la planta ante fallas en el sistema.



Fuente: Información tomada de [21] – elaboración propia del autor.

En la **Tabla 2.3.4-1** se muestran las tensiones nominales con sus valores límite y el tiempo de disparo para cada uno de los casos.

Tabla 2.3.4-1. Tensiones de referencia y tiempo de disparo.

Tensión nominal del sistema [kV]	Tiempo de despeje de la falla [ms]	V_{pf} [kV]	V_f [kV]
400	100	360	60,0
220	160	200	33,0
132	160	120	19,8
110	160	96,25	16,5
66	300	60	9,9

Fuente: Información tomada de [20] - elaboración propia del autor

Durante una falla, un aerogenerador o una planta de generación fotovoltaica debe estar en la capacidad de atender los siguientes requerimientos:

- Debe minimizar el consumo de potencia reactiva.
- Los aerogeneradores deben proveer potencia activa en proporción a la tensión de red tan pronto como se despeje la falla.

2.3.5 Protecciones y configuración del sistema

Las protecciones requeridas para los parques eólicos son: sub y sobretensiones, sub y sobrefrecuencia, sobrecorriente y falla a tierra, desbalance de carga, protección diferencial para el transformador conectado a la red, protección del banco de condensadores.

El transformador que se conecte a la red debe contar con una configuración que tenga en cuenta los siguientes aspectos:

- Evitar el flujo de corrientes armónicas hacia la red.
- Aislar el sistema de transmisión del parque eólico con el fin de evitar la contribución de corrientes de falla a tierra.

2.4 Irlanda

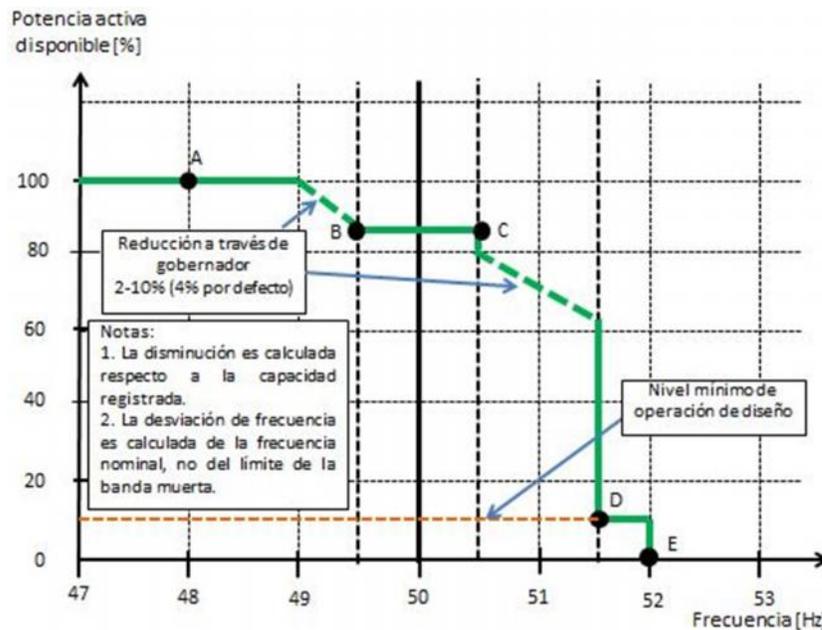
Según información entregada por *EIRGRID GROUP* en [22], para el año 2020 Irlanda tenía una capacidad de generación de 11,4 GW, [5] indica que 4,3 GW (38%) eran de energía eólica mientras que 93 MW (0,82%) de fotovoltaica.

En Irlanda la Comisión Reguladora de Servicios Públicos (CRU por sus siglas en inglés) es la encargada de regular los aspectos económicos, el suministro y la seguridad en los servicios de agua y energía de los irlandeses.

Partiendo de la responsabilidad que tiene con el suministro eléctrico, cuenta con un código de redes [23] que indica cuales deben ser los requisitos que un generador debe cumplir para poder participar en el suministro eléctrico del país. Teniendo en cuenta la relevancia que tienen las energías renovables, el código de redes en los últimos años ha sido modificado para incluir las fuentes no convencionales de energía a su sistema de potencia, el código nombra este tipo de fuentes como *Power Park Module* (PPM), el cual es definido como unidad o conjunto de unidades para generar electricidad que están conectadas a la red de forma no síncrona o a través de electrónica de potencia, adicionalmente se caracteriza por tener un único punto de conexión al sistema de Transmisión, Distribución o a la red de alta tensión en corriente continua (HVDC por sus siglas en inglés). A continuación se mencionan los parámetros que deben ser tenidos en cuenta para suministrar energía eléctrica a la red.

2.4.1 Respuesta en frecuencia

La unidad de generación debe tener la capacidad de reaccionar según la curva de potencia-frecuencia que se muestra en la **Figura 2.4.1-1**. La respuesta del sistema se debe ajustar de acuerdo a la potencia activa de salida declarada por el PPM, el control debe ser ajustado dependiendo de las necesidades del operador de red.

Figura 2.4.1-1. Respuesta potencia activa - Frecuencia.

Fuente: Información tomada de [23] – elaboración propia del autor.

Un sistema o unidad PPM controlable debe estar en la capacidad de:

- Operar continua y normalmente a frecuencias que oscilen entre 49,5 Hz y 50,5 Hz.
- Los generadores se deben mantener conectados al sistema de transmisión por 60 minutos a frecuencias que oscilen entre 47,5 Hz y 52 Hz.
- Los generadores se deben mantener conectados al sistema de transmisión por 20 segundos a frecuencias que oscilen entre 47,0 Hz y 47,5 Hz, esta condición se debe mantener cada vez que la frecuencia del sistema de transmisión tome valores menores a 47,5 Hz.
- Los generadores se deben mantener conectados al sistema de transmisión ante una tasa de cambio de la frecuencia a valores menores o iguales a 0,5 Hz por segundo.

No se debe, adicionar unidades de generación al sistema mientras la frecuencia esté sobre 50,2 Hz.

2.4.2 Suministro de potencia activa

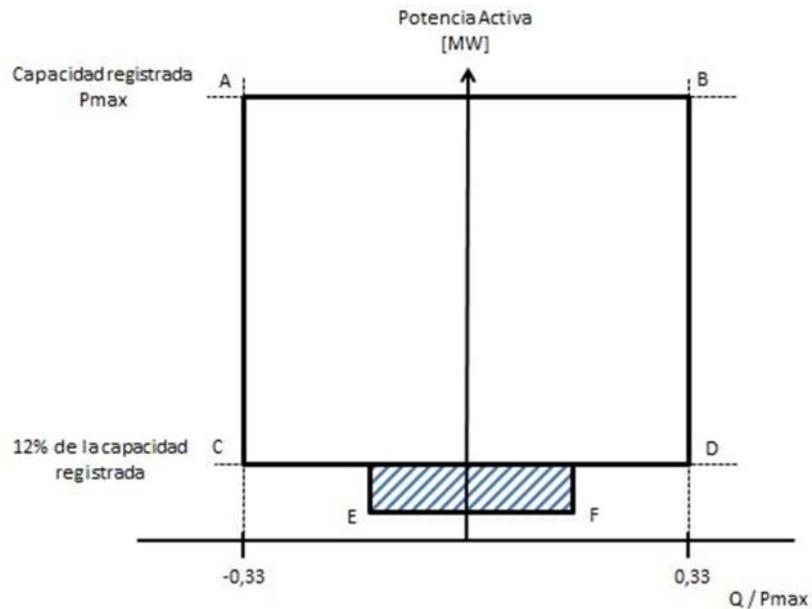
El sistema de control de la PPM debe ser capaz de operar una unidad controlable PPM a un nivel de potencia activa definido por el operador de red, en este modo de control el valor de ajuste debe ser recibido en línea y su implementación debe ser 10 segundos después de recibida la información.

Si el operador de red reconoce que la salida del PPM controlable es inicialmente menor que el valor mínimo de diseño y si se espera aumentar la salida de potencia activa, entonces no podrá alcanzar la rampa definida al inicio, ya que las unidades de generación obedecen a una secuencia de arranque. En este caso, las unidades de generación deben arrancar tan rápido como su tecnología lo permita y en cualquiera de los casos debe actuar máximo tres minutos después de haber recibido la información del valor de ajuste por parte del operador.

2.4.3 Suministro de potencia reactiva

Cualquier planta que este en modo de control de factor de potencia, modo de control de tensión o modo de potencia reactiva constante, debe estar en la capacidad de operar en cualquier punto de P-Q tal como se muestra en la **Figura 2.4.3-1**. Allí se puede observar que el valor mínimo de factor de potencia es 0,95 bien sea para la condición capacitiva o inductiva en los niveles de potencia activa máxima y mínima (puntos A, B, C y D), adicionalmente se muestra un punto de operación para las unidades de generación a nivel individual (E y F). Si la operación de la planta por debajo del 12% puede afectar los niveles de tensión, se deben evaluar los niveles de inyección de reactiva con el fin de lograr valores de tensión aceptables para el sistema de transmisión.

Figura 2.4.3-1: Característica de Potencia activa y reactiva.



Fuente: Información tomada de [23] – elaboración propia del autor.

2.4.4 Corto Circuito

El código indica que la selección de los elementos y aparatos que se deben usar en la planta proyectada dependerán de los niveles de corto circuito en el punto de conexión, por tanto los interruptores deben estar en la capacidad de soportar e interrumpir las corrientes de falla en dicho punto. En la **Tabla 2.4.4-1** se muestra la capacidad mínima de corriente de corto circuito con respecto al nivel de tensión.

Tabla 2.4.4-1. Corto circuito mínimo por nivel de tensión.

Nivel de tensión [kV]	Corriente [kA]
400	50
220	40
110 (sistema en general)	25
110 ¹ (redes designadas)	31,5

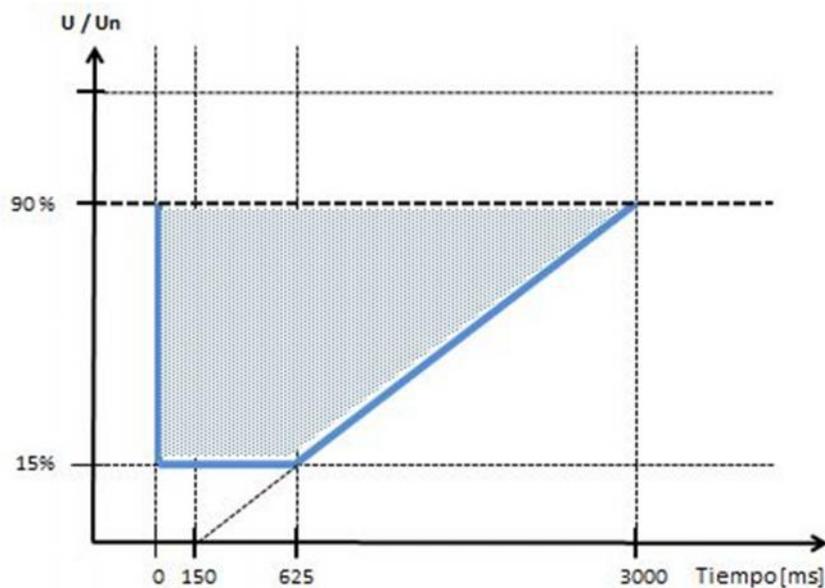
Fuente: Información tomada de [23], elaboración propia del autor.

¹ Redes designadas por el operador del sistema de transmisión.

2.4.5 Perturbaciones en la red

Una planta PPM debe permanecer conectada al sistema de transmisión ante caídas de tensión bien sea en una o en todas las fases (medido en los terminales de alta tensión del transformador que conecta al sistema de transmisión) tal como se muestra en la **Figura 2.4.5-1**, cabe anotar que se deben mantener las condiciones de estabilidad de la red.

Figura 2.4.5-1: Tensión de fase contra tiempo en los terminales de alta tensión del transformador.



Fuente: Información tomada de [23] – elaboración propia del autor.

Adicional a tener la planta conectada al sistema, se debe contar con las siguientes funciones:

- Durante las caídas de tensión en el sistema de transmisión, las plantas de generación deben estar en la capacidad de entregar potencia activa (en proporción a la tensión remanente) y corriente reactiva. La inyección de corriente reactiva se debe mantener hasta que la operación normal se recupere mínimo por 500 ms. La planta puede usar todas o cualquiera de las fuentes disponibles de potencia reactiva incluyendo compensadores estáticos síncronos (statcom) o Static Var Compensator (SVC, por sus siglas en inglés).
- Para fallas despejadas por perturbaciones de 140 ms, la planta debe proveer al menos el 90% de la potencia activa máxima nominal o de su punto de ajuste (el

que sea menor), dentro de los 500 ms después de la recuperación de la tensión (90 % de su valor nominal). Para perturbaciones por falla de duración mayor, la planta debe proveer al menos el 90% de la potencia activa máxima nominal o de su punto de ajuste (el que sea menor), 1 s después de retornar al 90% de la tensión nominal.

- Durante y después de las fallas, la respuesta en corriente reactiva debe realizarse de acuerdo a la capacidad nominal de la planta, en un intervalo de tiempo de 100 ms a 300 ms. El aporte de corriente reactiva se puede hacer desde la PPM de manera individual o de varias.
- La planta debe estar en la capacidad de proveer corriente reactiva transitoria al sistema, independientemente del modo de control en el que estaba funcionando en el momento de la falla en el sistema de transmisión. La planta retomará el modo de control que se tenía antes de la falla dentro de los 500 ms después de tener condiciones normales en el sistema.

Si el operador detecta que la inyección de potencia reactiva está causando sobretensiones en el sistema de transmisión, le puede solicitar de manera formal a la PPM la reducción del suministro de potencia reactiva.

2.5 Canadá

Según *National Energy Board* en [24] informa que Canadá para el año 2020 tenía 153,3 GW, de los cuales 13,6 GW (8,9%) son eólicos y 3,3 GW (2,2%) de fotovoltaica.

El sistema eléctrico canadiense es operado por *Alberta Electrical System Operator* (AESO), organización sin ánimo de lucro encargada de la operación del mercado eléctrico. Tiene responsabilidades en planeación, administración, operación y proyección de las redes eléctricas, por lo cual AESO ha desarrollado la normatividad tendiente a garantizar la conexión, operación, mantenimiento, seguridad y la confiabilidad del sistema interconectado del país.

Para Canadá según *Natural Resources Canada* (NRCan), las fuentes de energía renovables son importantes para el país, ya que representan aproximadamente el 17% de la energía primaria, adicionalmente la energía solar y eólica son las fuentes de electricidad que mayor crecimiento han tenido. AESO ha desarrollado el documento *ISO Rules Part 500 Facilities, Division 502 Technical Requirements* [25], en los cuales indican

los requerimientos mínimos que deben ser tenidos en cuenta para poder conectarse al sistema de transmisión, los aspectos y condiciones más relevantes para la implementación de las plantas de energías alternativas.

2.5.1 Respuesta en Frecuencia

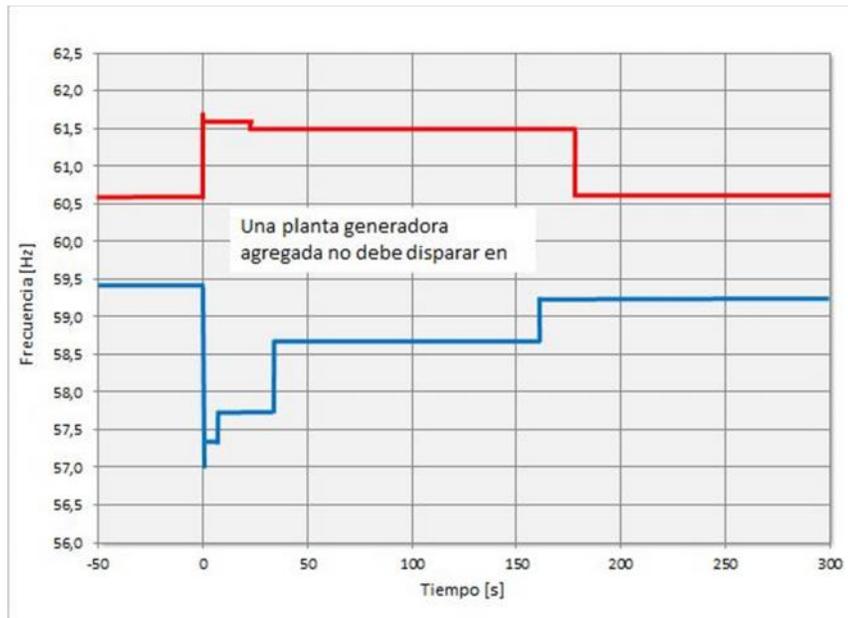
Ante una caída de frecuencia, el control debe estar ajustado en un valor mayor o igual a 3% y menor a 5%.

La banda muerta no debe exceder más o menos 0,036 Hz.

El control debe permitir el ajuste manual en un rango de 59,4 Hz y 60,6 Hz.

Una planta de generación debe estar diseñada para no disparar en variaciones de frecuencia que estén dentro de la envolvente mostrada en la **Figura 2.5.1-1**.

Figura 2.5.1-1. Ajuste de la protección de frecuencia.



Fuente: : Información tomada AESO [25] – elaboración propia del autor.

2.5.2 Suministro de potencia reactiva

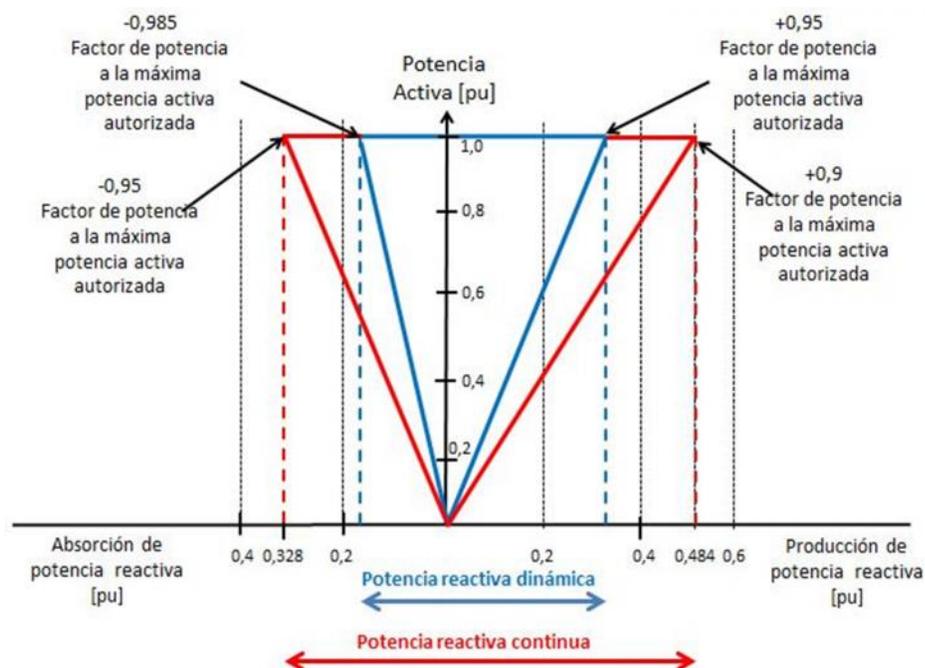
La planta generadora debe reportar el nivel de tensión fase – fase rms en la barra colectora y será tomado como el valor de referencia, debe estar en la capacidad de responder a los ajustes del control de la tensión eléctrica de forma manual y automática.

Adicionalmente, el factor de potencia debe cumplir los siguientes requerimientos mínimos:

- 0,90 cuando esté suministrando potencia reactiva.
- 0,95 cuando esté absorbiendo potencia reactiva.

Debido que la planta generadora no debe tener ajustes para limitar la entrega de potencia reactiva para mantener este rango de factor de potencia, es importante tener en cuenta que se puede hacer la excepción únicamente si la inclusión de un ajuste de este tipo ayuda a conservar la estabilidad de la planta generadora y del sistema, por lo anterior se deben presentar los estudios técnicos pertinentes demostrando la condición de riesgo para la red. En la **Figura 2.5.2-1** se muestra la curva de potencia reactiva para generadores eólicos.

Figura 2.5.2-1. Potencia reactiva para generadores eólicos.



Fuente: : Información tomada de AESO [26] – elaboración propia del autor.

Si la planta generadora no tiene la capacidad de mantener la entrega de potencia reactiva según su capacidad, se debe hacer una solicitud para cumplir el requerimiento usando compensación reactiva externa.

2.5.3 Corto circuito

Para los estudios de corto circuito, AESO en su documento “*Technical Requirements for Connecting to the Alberta Interconnected Electric System (IES) Transmission System*” [25], exige que la información para el cálculo de fallas trifásicas y monofásicas a tierra en el punto de conexión deben ser actualizadas. Adicionalmente se deben definir diferentes escenarios de operación y tener en cuenta diferentes niveles de corriente, tales como corriente inicial, una de pronóstico a futuro, en operación normal y en emergencia.

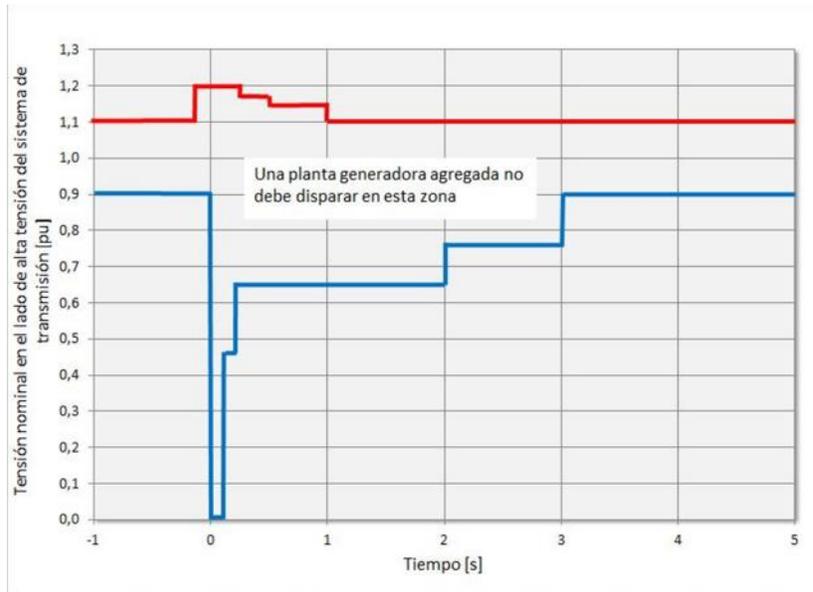
2.5.4 Perturbaciones en la red

Con el fin de determinar los requerimientos de perturbaciones en la red, el valor que se tomará como referencia debe ser la tensión fase-fase rms y corresponde al valor que se tenga en el lado de alta del transformador de la planta generadora que conecta con el sistema de transmisión.

Los valores de tensión en operación continua deben oscilar entre 0,9 y 1,1 p.u.

No se debe presentar un disparo o una desconexión del sistema eléctrico como resultado de una caída de tensión o una desviación pos-transitoria resultado de una caída de tensión en el sistema de transmisión, el sistema debe operar normalmente ante eventos de tensión-tiempo que se encuentren dentro de la envolvente mostrada en la **Figura 2.5.4-1**.

Figura 2.5.4-1. Requerimientos de tensión ante perturbaciones en la red.



Fuente: Información tomada de AESO [25] – elaboración propia del autor.

El tiempo que debe permanecer la tensión eléctrica de una planta de generación en cero por unidad, debe ser al menos mientras se despeje una falla trifásica en su red que conecta al sistema de transmisión.

2.5.5 Calidad de energía

Una planta de generación debe ser diseñada para cumplir con los siguientes requerimientos:

La tensión eléctrica, debe cumplir las especificaciones definidas en *International Electrotechnical Commission 61000-3-7, Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems*.

Adicionalmente, debe cumplir con los límites de Flicker definidos en la **Tabla 2.5.5-1**.

Tabla 2.5.5-1. Límites de Flicker.

	Magnitud
Pst	0,8
Plt	0,6

Fuente: Información tomada de AESO [25] – elaboración propia del autor.

La evaluación del Flicker debe cumplir las siguientes condiciones.

- 99% de probabilidad semanal en Pst.
- 95% de probabilidad semanal en Plt.

La evaluación de los armónicos debe realizarse teniendo en cuenta la IEEE 519, *Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*.

La conexión de la planta no debe introducir ninguna resonancia en el sistema de transmisión, ferresonancia en transformadores, efectos resonantes debidos a la adición de condensadores y de capacitancia de cables.

2.5.6 Protección contra rayos y sobretensiones

La planta de generación y equipos asociados a la subestación deben tener protección contra sobretensiones, y deben operar bajo las siguientes condiciones:

- Evaluación y análisis del impacto de rayos, según la densidad de descargas a tierra del área de instalación.
- Sobretensiones por maniobra.
- Desplazamiento de neutro.
- Operación del sistema en isla.
- Sobretensiones temporales.

La protección contra sobretensiones, debe ser compatible con la coordinación y los niveles de aislamiento de la línea de transmisión a la cual se va a conectar la planta de generación.

2.6 Colombia

En [27] la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN) en agosto de 2022 la capacidad de generación en Colombia es de 17,77 GW, de los cuales 116,6 MW (0,1%) fueron generados por la energía solar, mientras que por energía eólica fueron 18,42 MW (0,1%).

Debido a la importancia y la necesidad actual de implementar la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables no convencionales, XM en una de sus funciones debe garantizar la adecuada operación del sistema eléctrico y la administración del

mercado energético, por lo cual la compañía se encarga de integrar y coordinar los agentes del mercado (generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y administradores) eléctrico colombiano, con el objetivo de garantizar el equilibrio entre la generación y la demanda, de esta forma evitando los excesos o escasez de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta la importancia de XM en la planeación y monitoreo de la operación, emitió una propuesta transitoria para la integración de la generación solar y eólica al STN y STR, en esta propuesta se indican cuáles deben ser los requisitos técnicos de operación que se deben cumplir, cuáles deben ser las variables eléctricas y del recurso solar y eólico que se deben controlar y supervisar, los sistemas de protección a implementar y condiciones referentes al despacho de energía.

En [28] XM menciona los parámetros y requerimientos mínimos técnicos que se deben tener en cuenta para la conexión de las fuentes renovables no convencionales al sistema interconectado, tal como se puede ver a continuación:

2.6.1 Potencia activa y control de Frecuencia

En un sistema eléctrico de potencia la frecuencia es una variable importante y está directamente relacionada con el equilibrio entre la demanda y la generación, este parámetro debe tener un estricto control ya que desviaciones significativas pueden llegar a generar colapsos parciales o totales en un sistema eléctrico de potencia.

Todos los generadores eólicos y solares conectados al STN y STR deben proveer control de potencia activa / frecuencia en condición de sobre frecuencia.

2.6.2 Respuesta rápida de Frecuencia

Se debe contar con la funcionalidad de respuesta de frecuencia a través de la modulación transitoria de la potencia de salida y se debe articular en los siguientes aspectos.

- El valor nominal de la frecuencia de operación del sistema eléctrico colombiano es 60 Hz, permitiendo oscilaciones entre 57,5 Hz y 63 Hz.
- El control de frecuencia se debe activar cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 59,85 Hz, aportando proporcionalmente a la caída de frecuencia en razón a 12% de la potencia nominal de la planta de generación por cada Hertz.

- El aporte adicional de potencia activa debe ser limitado al 10% de la capacidad nominal del generador.
- Cuando se presenten desviaciones que oscilen entre 0,15 Hz y 0,83 Hz, el generador deberá alcanzar el aporte adicional en un tiempo igual o menor a 2 s contados a partir del momento que se supera el umbral.
- Las condiciones de respuesta rápida en frecuencia anteriormente mencionadas se deben cumplir mientras el generador opere al menos al 25% de su capacidad nominal, de lo contrario se deben reportar el valor de contribución y los tiempos de respuesta para valores de potencia menores al 25%.

2.6.3 Rampas operativas de entrada y salida

Debido a la posibilidad de la electrónica de potencia de poder realizar cambios repentinos en la producción de energía, se pueden llegar a generar grandes oscilaciones que deriven en operación del sistema fuera del rango normal, por esta razón es importante tener definidas cuales son las rampas de entrada y salida que responden adecuadamente el funcionamiento normal de la red.

Por lo anterior se definió un rango en el cual pueden operar las plantas conectadas al SIN, el umbral superior para las rampas de generación (14%) está determinado por la planta más grande que se espera esté conectada al sistema (2.400 MW), de tal forma que en la entrada o la salida de la misma no genere un evento en frecuencia por fuera del rango de operación normal (entre 59,8 Hz y 60,2 Hz), por otra parte el umbral inferior está definido en 0,1%, el cual está dado por las restricciones técnicas asociadas a plantas térmicas de ciclo combinado.

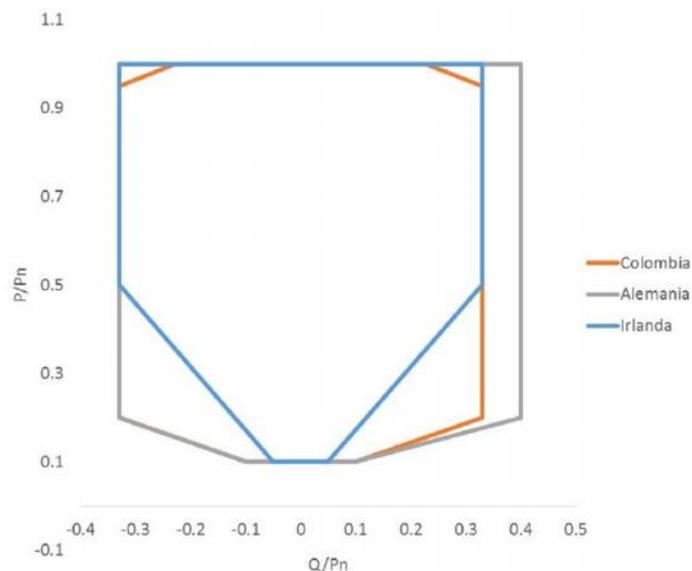
2.6.4 Control de tensión

El regulador de tensión, debe contar con tres modos de control, control de tensión, de potencia reactiva y de factor de potencia, debe contar con un estatismo que le permita evitar la interacción inestable con otros recursos conectados al mismo punto de conexión o con subestaciones cercanas. El tiempo inicial de respuesta debe ser menor a dos segundos y el establecimiento menor a diez segundos.

2.6.5 Suministro de potencia reactiva

Para el control de este parámetro, [28] referencia el código de conexión de la resolución CREG 025/95, allí se indica que los generadores deben proveer control de tensión y de potencia reactiva, adicionalmente en el código de operación se establece que los generadores conectados al SIN deben participar en el control de tensión a través de la inyección o absorción de potencia reactiva. Cabe anotar que para el caso de los generadores eólicos y fotovoltaicos estará determinado por la configuración del inversor, para estos casos es necesario definir la curva mostrada en la **Figura 2.6.5-1**, la cual permitirá asegurar una operación confiable y segura.

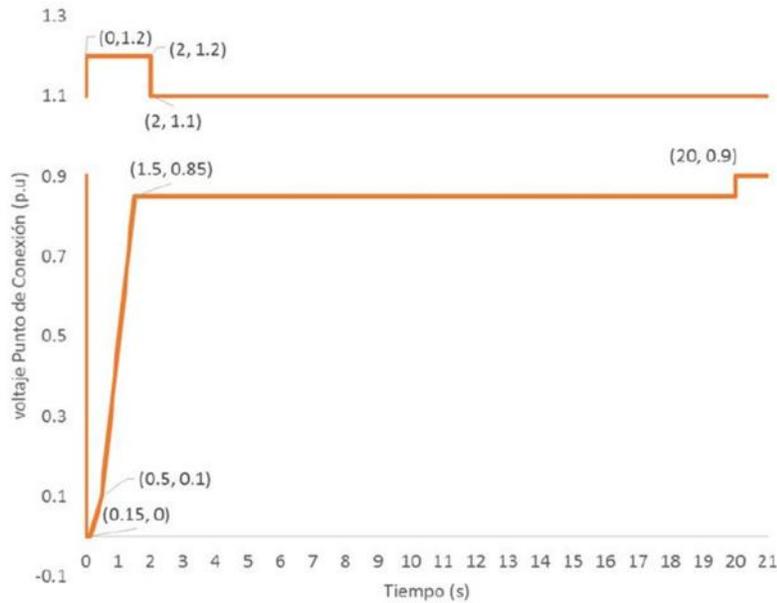
Figura 2.6.5-1. Curva de potencia reactiva.



Fuente: XM [28].

2.6.6 Perturbaciones en la red

Para garantizar en el sistema eléctrico de potencia la operación confiable y segura, es importante que la generación eólica y fotovoltaica permanezca conectada antes y después de la ocurrencia de fallas que afecten el estado estable de la red, lo anterior con el fin de evitar poner en riesgo la estabilidad del sistema debido a la salida de grandes paquetes de generación en una misma zona. En la **Figura 2.6.6-1** se muestra la curva a la cual debe responder la generación eólica y fotovoltaica ante la presencia de fallas, es decir en la característica *Low Voltage Ride Through (LVRT)* y *High Voltage Ride Through (HVRT)*.

Figura 2.6.6-1: Característica LVRT y HVRT para fuentes no síncronas.

Fuente: XM [28].

2.6.7 Control rápido de corriente reactiva

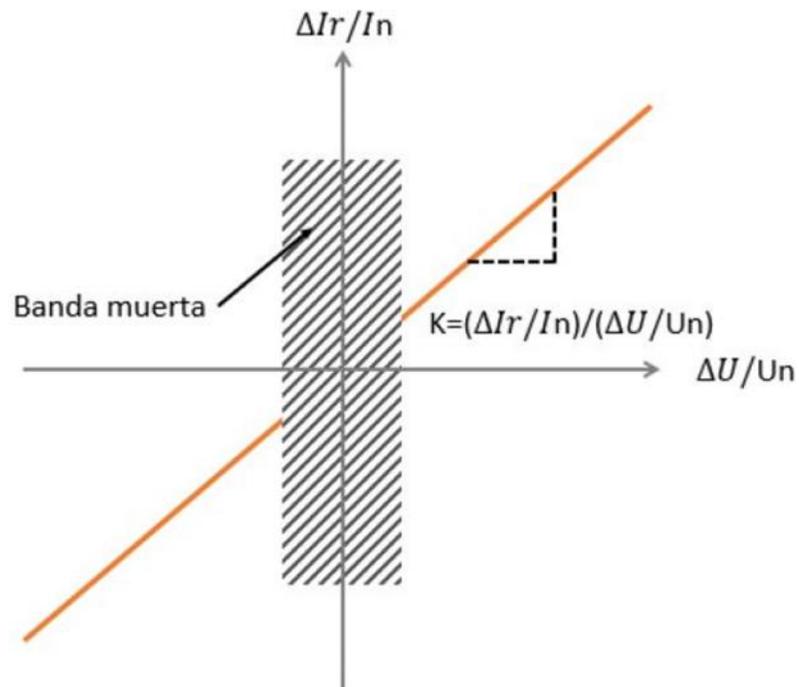
Un soporte adecuado de la corriente reactiva ante la presencia de huecos de tensión, disminuye la probabilidad de tener un evento de inestabilidad en el sistema de potencia debido que aportan corriente para la recuperación de la tensión y se evita la desconexión de las unidades generadoras. Por lo anterior, las plantas eólicas y solares que se conecten al STN o STR deben entregar corriente reactiva en el punto de conexión como se muestra en la

Figura 2.6.7-1 y considerando las siguientes condiciones:

- La función no debe operar en el rango de la banda muerta, la cual corresponde al rango de operación normal de la tensión nominal en el punto de conexión (entre 0,9 y 1,1 p.u).
- Las plantas solares y eólicas deben entregar un 90% del valor esperado de corriente reactiva en menos de 50 ms con una tolerancia de 20%.
- Los valores de la pendiente K deben oscilar entre 0 y 10, este valor de K será definido por el Centro Nacional de Despacho (CND) para cada centro de generación ya que depende de las características eléctricas de cada punto de conexión.

- El aporte de potencia reactiva adicional se limitará al 100% de la corriente nominal del generador.
- Se debe mantener el aporte de potencia reactiva por 500 ms después de que la tensión entre al rango de operación normal.

Figura 2.6.7-1: Característica de corriente reactiva.



Fuente: XM [28].

3. Capítulo 3. Estudios para la implementación de proyectos de energía eólica y solar fotovoltaica

En el presente capítulo se resumen las variables tenidas en cuenta en los estudios técnicos ejecutados por algunas empresas e instituciones, los cuales son parte de la información base para la elaboración del presente trabajo.

3.1 Proyecto Fotovoltaico Lalackama y Proyecto eólico Taltal

Este estudio fue realizado por la compañía chilena Systep Ingeniería y Diseños S.A. en el año 2014. Este análisis fue realizado para la implementación de un proyecto en la región de Antofagasta en Chile, se encargaron de realizar los estudios técnicos [29] que permitieran la aprobación por parte del operador de red para conectar el proyecto al Sistema Interconectado Central.

Este proyecto se conectará en la línea Paposo – Diego de Almagro 2x220 kV, el proyecto fotovoltaico tendrá una capacidad de 55 MW y se conectará a una línea de 220 kV, mientras que el proyecto eólico será de 99 MW y su conexión se hará a la otra línea de 220 kV.

Con el fin de obtener los resultados relevantes para evaluar el impacto de las plantas generadoras al ser conectadas al sistema interconectado, el autor del estudio propone los siguientes escenarios:

- Escenario 1: se consideran las cuatro unidades de la subestación Guacolda en servicio, las termoeléctricas Taltal I y II ubicadas en la barra Paposo 220 kV fuera de servicio. La reserva en giro del sistema es de 320 MW.
- Escenario 2: se consideran las cuatro unidades de la subestación Guacolda en servicio, la central termoeléctrica Taltal I opera a plena carga mientras que la termoeléctrica Taltal II se encuentra fuera de servicio. La reserva en giro del sistema es de 320 MW.

- Escenario 3: se consideran las cuatro unidades de la subestación Guacolda en servicio, las termoeléctricas Taltal I y II operan 75 MW cada una. La reserva en giro del sistema es de 320 MW.

Para el análisis de contingencias, los resultados se obtuvieron a partir de la evaluación de escenarios dónde se propone la salida de las plantas de generación propuestas (una a la vez), desconexión y reducción de generación convencional, operación de centrales en el mínimo técnico y salida de líneas y circuitos importantes en el área de influencia del proyecto.

3.1.1 Control de potencia activa

Las simulaciones para la ejecución del análisis del flujo de potencia activa se realizó teniendo en cuenta distintos escenarios y aspectos importantes para la operación del sistema, por ejemplo se plantearon casos donde se tuvo en cuenta la pre y post contingencia, diferentes niveles de demanda incluida la máxima, restricciones de transmisión y contingencias, adicionalmente de las diferentes posibilidades que el sistema tiene para reaccionar en cuanto a la actuación de los sistemas automáticos de desconexión y reducción de generación y control automático de desconexión de carga, lo anterior con el fin de asegurarse que el sistema proyectado responda adecuadamente a las exigencias reales del sistema de potencia.

A continuación se mencionan los aspectos y condiciones tenidas en cuenta para el análisis de las plantas generadoras de fuentes renovables y de las convencionales existentes.

- Plantas generadoras proyectadas con fuentes renovables no convencionales.

Características de la capacidad de potencia de los inversores y aerogeneradores.

Análisis de la cargabilidad de los transformadores de potencia a instalar en cada una de las tecnologías (fotovoltaica y eólica).

Características y cargabilidad de la línea que conecta la planta proyectada con la línea de transmisión.

Potencia máxima instalada en parques eólicos relevantes existentes en el sistema, principalmente en la zona de influencia.

Salida de las plantas proyectadas por insuficiencia en el recurso natural o falla del sistema.

Simulaciones de la inyección de potencia teniendo en cuenta los registros de generación eólica y radiación solar.

- Centrales de generación convencionales existentes

Despacho del sistema ajustándose a las restricciones de transmisión y las reservas en giro.

Análisis de entrega de potencia activa y del despacho de centrales generadoras.

Evaluación de la cargabilidad y características de los transformadores de potencia.

Salida de plantas convencionales y líneas de transmisión, análisis ante contingencias por falla en el sistema.

3.1.2 Control de potencia reactiva

En los ejercicios de simulación y análisis de potencia reactiva, en general se tuvieron en cuenta los escenarios y condiciones expuestas en la sección anterior.

- Plantas generadoras proyectadas con fuentes renovables no convencionales

Características de la capacidad de potencia reactiva de los inversores.

Capacidad de entrega de reactivos de los aerogeneradores.

Análisis de los perfiles de tensión en las barras de las plantas de generación proyectadas y de las barras principales del sistema.

Evaluación de cargabilidad en transformadores.

Análisis del flujo de potencia reactiva en líneas que conectarán el sistema proyectado con la línea de transmisión principal.

Análisis del factor de potencia.

- Centrales de generación convencionales existentes

Capacidad de entrega y absorción de reactivos de los generadores.

Análisis de los perfiles de tensión en las barras de las plantas de generación convencionales y en general de la red eléctrica principal.

Evaluación de cargabilidad y flujo de potencia reactiva en transformadores.

Análisis del flujo de potencia reactiva en líneas de transmisión existentes.

Evaluación del factor de potencia.

3.2 Riverview Wind Power Plant Connection

El análisis de los resultados en este estudio estuvo a cargo de la compañía *Riverview Limited Partnership*, el cual fue aprobado en mayo del año 2018 y en el que se proyecta generar 115 MW con energía eólica para conectar en el sector de *Fort Macleod* y adyacente a las áreas de *High River, Stavely, Lethbridge y Glenwood*, provincia de Alberta, área que comprende la región sur de Canadá. El análisis de los estudios técnicos [30] se hizo con el fin de cumplir los requisitos exigidos por AESO para poder conectar al sistema eléctrico interconectado.

Este parque eólico de 115 MW se conectará inicialmente a una subestación a 69 kV y esta posteriormente aumentará la tensión para conectarse a una línea de 240 kV doble circuito para llegar hasta la subestación de *Goose lake*.

Finalmente, este proyecto se tenía programado para que entrara en servicio en 2019, por lo cual se plantean los escenarios para el mismo año. Vale la pena tener en cuenta que los estados de operación normal y contingencia se definen por los siguientes eventos:

Categoría A, funcionamiento normal.

Categoría B, contingencia con el generador más crítico fuera de servicio, sin embargo también puede ser la salida de una línea de transmisión, de un transformador, de un generador o de un polo de una línea de transmisión DC. En la **Tabla 3.2-1** se muestran los escenarios propuestos por el autor del estudio.

Tabla 3.2-1. Escenarios planteados para análisis proyecto Riverview.

Escenario	Conexión	Operación	Estación	Otras fuentes de generación	Importación
1	Pre	Normal y Contingencia	Verano alta demanda	Alta (Eólica)	Alta
2	Pre	Normal y Contingencia	Verano baja demanda	Alta (Eólica)	Sin
3	Post	Normal y Contingencia	Verano alta demanda	Alta (Eólica)	Alta
4	Post	Normal y	Verano	Alta (Eólica)	Sin

Escenario	Conexión	Operación	Estación	Otras fuentes de generación	Importación
		Contingencia	baja demanda		
5 ²	Post	Normal	Invierno alta demanda	Todas las fuentes operando	No Aplica

Fuente: Riverview Limited Partnership [30] – elaboración propia del autor.

3.2.1 Control de potencia activa

El análisis de suministro de potencia activa se realizó teniendo en cuenta algunas generalidades y los escenarios planteados en la **Tabla 3.1.2-1**, lo anterior con el fin de confirmar que el sistema eléctrico proyectado podrá interactuar adecuadamente con el sistema eléctrico interconectado ante cualquier circunstancia de despacho y de demanda. A continuación se mencionan los aspectos tenidos en cuenta para el análisis de la potencia activa.

Para el caso de la planta de generación eólica proyectada se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- Evaluación de la potencia activa nominal de los aerogeneradores proyectados.
- Análisis de la reacción del sistema eléctrico con la operación de las fuentes de energía eólica ante condiciones de contingencia, lo anterior con el fin de tener en cuenta el escenario más complejo y poder garantizar la confiabilidad del sistema.
- Análisis de la tensión eléctrica en barras, evaluando con los límites definidos por la normatividad.
- Cuantificar las diferencias entre los límites térmicos en instantes de pre y post conexión.

En las plantas de generación convencional se evaluó lo siguiente:

- Análisis de la inyección de potencia, definiendo como escenario principal la salida de operación bien sea por falla o parada programada de la planta más representativa del sistema.

² En este escenario se proyecta a funcionamiento año 2027, aplica para los estudios de corto circuito.

- Análisis de la tensión eléctrica en barras ante operación normal y de contingencia, tomando como referencia los límites normativos.

3.2.2 Control de potencia reactiva

Para el análisis de la potencia reactiva se evaluó teniendo en cuenta lo siguiente:

- Evaluación de la capacidad de inyección de potencia reactiva de la planta proyectada, comparada con los requisitos técnicos exigidos normativamente.
- Análisis de la tensión eléctrica en barras ante operación normal y de contingencia, tomando como referencia los límites normativos.
- Evaluación y análisis del impacto de la operación de los condensadores y reactores en el sistema de potencia ante los distintos escenarios de operación.

3.2.3 Análisis de corto circuito

Con el fin de determinar los niveles de corriente de corto circuito en cada uno de los escenarios de post conexión y con el objeto de observar si alguna desviación del parámetro amerita algún ajuste en protecciones, restricción de operación o reemplazo de algún elemento del sistema, se realizó el análisis teniendo en cuenta lo siguiente:

- Simulación de fallas monofásicas y trifásicas a tierra.
- Análisis y evaluación de las contingencias, teniendo en cuenta los tiempos de despeje de fallas.
- Evaluación de los límites térmicos de los elementos y equipos.

3.2.4 Análisis de estabilidad transitoria

Debido a la importancia que AESO le asigna a la confiabilidad del sistema interconectado, se realizan simulaciones de fallas en condición de post conexión y en los cuales se tienen en cuenta las siguientes condiciones y aspectos.

- Análisis del ángulo de la máquina.
- Análisis de la respuesta dinámica, donde se evalúan principalmente dos criterios, el primero es obtener una repuesta estable y que todas las oscilaciones sean amortiguadas exitosamente y el segundo que el generador se mantenga conectado.

- Salida de dos elementos del sistema, bien sea en secuencia o ambos elementos simultáneamente.
- Dependiendo del nivel de tensión, la banda de los límites en estado de contingencia o falla puede oscilar entre 5% y 10% de la tensión nominal, la anterior es más amplia que la utilizada en el análisis de la operación normal (entre 3% y 5% del valor nominal).
- Se definen diferentes niveles de contingencias:

Nivel A, falla en un generador, un circuito, un transformador, una fuente de potencia reactiva, un polo DC.

Nivel B, la sección de una barra.

Nivel C, cualquier combinación de dos elementos tales como: una línea y un generador, una línea y una fuente de potencia reactiva, dos generadores, dos circuitos, dos transformadores, dos fuentes de potencia reactiva, bipolo DC.

Nivel D, cualquier combinación de tres o más elementos: Tres o más circuitos, una subestación entera, una planta entera incluyendo el patio de maniobras.

3.3 Grand Renewable Energy Park Project, Haldimand County, Ontario

La ejecución del proyecto estuvo a cargo de la compañía Samsung Renewable Energy Inc en mayo de 2011, adicionalmente en la evaluación de este proyecto colaboró la empresa Hydro One. Este estudio [31] se realizó en mayo de 2011 para implementar en la provincia de Ontario en Canadá; el operador de la red es Independent Electricity System Operator (IESO), el cual se encarga de administrar y planear la energía eléctrica de la región.

En este proyecto se propone la inclusión de 254 MW, de los cuales 154 MW son de energía eólica y 100 MW de energía fotovoltaica, ambas fuentes de energía renovable se conectarán a la línea que conecta a Nanticoke con Middleport cuyo nivel de tensión es 230 kV.

La demanda tenida en cuenta para la ejecución de los estudios fue proyectada para el año 2013 en la estación de verano.

3.3.1 Control de potencia activa

En el estudio en mención se realizó el análisis de suministro de potencia activa teniendo en cuenta las curvas de demanda, cabe anotar que en la evaluación de la red eléctrica fueron relevantes los escenarios de antes y después de la conexión y las condiciones de pre y post contingencia, por lo anterior se observaron parámetros importantes como: la carga térmica de los elementos que componen la red bajo análisis, se verificaron los niveles de tensión en barras y se analizó la reacción del sistema ante variaciones transitorias en los flujos de potencia.

Para el caso de las líneas que conectan el proyecto con la línea existente, además de evaluar su capacidad térmica en condiciones normales y de contingencia, se realizó la evaluación tomando en cuenta las condiciones ambientales (estación del año, temperatura y velocidad del viento), lo cual permite definir el caso más crítico y valorar bajo esa condición.

Con el fin de tener una evaluación completa de la implementación se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- Revisión de las características nominales de los generadores (eólico y fotovoltaico), tensión, potencias y factor de potencia.
- Evaluación de la capacidad de inyección de potencia activa de los aerogeneradores y los inversores, dependiendo de capacidades nominales.
- Ejecución de simulaciones teniendo en cuenta los generadores convencionales (hidráulicos, gas y nucleares) y renovables (fotovoltaicos y eólicos) existentes.
- Simulaciones y análisis teniendo en cuenta especificaciones y capacidades nominales en transformadores (tensiones de devanados primarios, secundarios y terciarios cuando aplique, grupo de conexión y cambiadores de tomas).
- Verificar que el suministro de potencia activa se realice dentro de los límites definidos por la normatividad y de las exigencias del sistema.

3.3.2 Control de potencia reactiva

En el caso de la potencia reactiva se tienen en cuenta los escenarios planteados anteriormente y se tienen en cuenta los siguientes aspectos.

- Análisis de las capacidades nominales de los aerogeneradores e inversores.

- Simulación y análisis de la capacidad de suministro de potencia reactiva de las plantas proyectadas, se evaluó si los equipos proyectados están en la capacidad de entregar la potencia requerida normativamente o si es necesaria la implementación de equipos adicionales que permitan asegurar el cumplimiento y poder mantener los límites de tensión en el rango permitido.
- Evaluación de los niveles de tensión en los diferentes elementos y barras del sistema ante los diferentes escenarios del estudio.
- Evaluación del comportamiento en los niveles de tensión del sistema debido a la operación de baterías de condensadores y reactores en el punto de conexión y en las redes adyacentes al proyecto.
- Análisis del factor de potencia.

3.3.3 Análisis de corto circuito

Para ejecutar este análisis se realizaron las simulaciones fallas monofásicas y trifásicas a tierra, adicionalmente se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- Se verificó la capacidad de los elementos y equipos para soportar la corriente de corto circuito máxima del sistema.
- Se evaluaron los niveles de corriente de corto circuito antes y después de la conexión del proyecto.

3.3.4 Análisis de estabilidad transitoria

Para ejecutar este análisis se realizaron las simulaciones de las fallas monofásicas y trifásicas a tierra, se tuvieron en cuenta los siguientes escenarios y aspectos:

- Se realizaron simulaciones con toda la generación hidráulica existente operando.
- Simulación y análisis con toda la generación de fuentes renovables existente operando.
- Evaluación de los niveles de tensión en las diferentes barras del sistema teniendo en cuenta el tiempo de disparo de las protecciones existentes y proyectadas.
- Se analizó que las oscilaciones en el sistema se amortiguaran adecuadamente y que el sistema conservara los principios de estabilidad transitoria.

3.3.5 Low – Voltage Ride Through Capability (LVRT)

Para ejecutar el análisis de la protección para garantizar niveles de tensión adecuados en el sistema, se realizaron fallas trifásicas y se tuvieron en cuenta los lineamientos mencionados a continuación:

- Los aerogeneradores e inversores de las plantas de energía fotovoltaica deben disparar la protección ante condiciones de sub y sobretensión, sub y sobre frecuencia definidas normativamente.
- La severidad de la subtensión se evalúa en los terminales del generador y se mitigan sus efectos negativos por la operación de la protección de LVRT.
- Efectividad de la protección LVRT, evaluar si la inyección de potencia reactiva adicional por parte de la planta de energía renovable proyectada, es suficiente para atenuar el impacto que puede llegar a causar una perturbación generada en el sistema eléctrico de potencia.
- Análisis y evaluación de los ajustes de las plantas de energía proyectadas, para coordinar los tiempos de disparo de la protección con los rangos de tensión permitidos ante condiciones de operación normal y de contingencia.

3.4 E. ON Grizzly Bear Creek Wind Power Plant Facility Connection

La ejecución del proyecto estuvo a cargo de la compañía E. ON Climate and Renewables Canada Ltd, este estudio [32] se aprobó en mayo de 2016 y la propuesta era instalar la red en la ciudad de Vermilion, provincia de Alberta en Canadá, este proyecto se ejecutó con el fin de obtener la aprobación por parte del operador de red de la región (AESO).

En este proyecto se propone la conexión de una planta generadora de 120 MW eólicos, se propone conectar a una línea de 138 kV que conecta las subestaciones de Buffalo Creek y Bauer.

El análisis se realizó con escenarios planteados para el año 2017, adicionalmente es importante tener en cuenta que la operación normal y en contingencia se define mediante los eventos de categoría A y categoría B, tal como se indica a continuación.

Categoría A (operación normal), representa la operación sin contingencias de todos los elementos y equipos del sistema, bajo esta condición se debe suministrar potencia a las cargas y se podrá hacer transferencia con otras áreas. Adicionalmente, todos los

elementos deben operar dentro de su capacidad nominal, los niveles de tensión deben estar dentro de valores aceptables y el sistema debe presentar funcionamiento bajo condiciones de estabilidad aceptables.

Categoría B (contingencia), resulta de la pérdida de cualquier elemento sencillo bajo condiciones de falla específicas que pueden ser despejadas por la operación normal de la protección. Estos elementos pueden ser un generador, un circuito de transmisión, un transformador o un polo DC.

En la **Tabla 3.4-1** se muestran los escenarios definidos por el autor del estudio.

Tabla 3.4-1. Escenarios planteados para proyecto Grizzly Bear Creek.

Escenario	Conexión	Operación	Estación	Otras fuentes de generación	Importación/Exportación
1	Pre	Normal y Contingencia	Verano baja demanda	Alta (Eólica)	Alta Exportación
2	Pre	Normal y Contingencia	Verano alta demanda	Alta (Eólica)	Alta Importación
3	Post	Normal y Contingencia	Verano baja demanda	Alta (Eólica)	Alta Exportación
4	Post	Normal y Contingencia	Verano alta demanda	Alta (Eólica)	Alta Importación
5	Pre	Normal	Verano baja demanda	Alta (Eólica) Alta (Carbón) Sensibilidad ³	Alta Exportación
6	Pre	Normal	Verano alta demanda	Alta (Eólica) Alta (Carbón) Sensibilidad	Alta Importación
7	Post	Normal	Verano	Alta (Eólica)	Alta

³ Escenario necesario para evaluar el impacto de realizar un alto nivel de despacho en las tecnologías de carbón y eólica.

Escenario	Conexión	Operación	Estación	Otras fuentes de generación	Importación/Exportación
			baja demanda	Alta (Carbón) Sensibilidad	Exportación
8	Post	Normal	Verano alta demanda	Alta (Eólica) Alta (Carbón) Sensibilidad	Alta Importación
9 ⁴	Pre	Normal	Invierno alta demanda	Todas las fuentes operando	Información no suministrada
10	Post	Normal	Invierno alta demanda	Todas las fuentes operando	Información no suministrada
11	Post	Normal	Invierno alta demanda	Todas las fuentes operando	Información no suministrada

Fuente: Información tomada de [32] – elaboración propia del autor.

3.4.1 Control de potencia activa

Para el análisis de la inyección de potencia activa en el sistema, en este estudio se propusieron algunos aspectos generales como el análisis de la demanda de la red bajo análisis, la evaluación general de las cargas futuras a conectar y conocer las restricciones de operación del sistema.

Teniendo en cuenta la complejidad de la red y las condiciones bajo las cuales debe operar, es importante identificar las condiciones más importantes de la carga y en la estación más representativa del año. Debido a los aspectos y escenarios propuestos se analizó el comportamiento de la potencia de la siguiente forma:

- Verificación de las condiciones térmicas y nominales de los elementos que hacen parte de las redes de influencia.
- Valoración del comportamiento de la tensión en las barras del sistema.

⁴ En este escenario se proyecta a funcionamiento año 2025, aplica para los estudios de corto circuito, es decir para los escenarios 9, 10 y 11.

- Análisis del comportamiento de los generadores eólicos y convencionales existentes.
- Análisis de las especificaciones y comportamiento de los generadores eólicos proyectados.
- Análisis de las características nominales y entrega de potencia en instantes de operación normal y de contingencia.
- Análisis del funcionamiento de los condensadores y reactores conectados al sistema.
- Propuestas de conexiones alternativas para evitar las desviaciones térmicas y nominales de los elementos encontradas durante las simulaciones de post conexión.

3.4.2 Control de potencia reactiva

En el análisis de la potencia reactiva se tuvieron en cuenta los mismos escenarios y condiciones generales que se plantean en el análisis de la potencia activa, en general el estudio se enfocó en encontrar la siguiente información:

- Análisis de las características nominales del aerogenerador, con lo cual se determina la capacidad de entrega de potencia reactiva dependiendo del momento de carga, es decir análisis de la curva P-Q del generador.
- Evaluación de los niveles de tensión en las barras del sistema.
- Reacción del sistema ante las variaciones transitorias de la potencia reactiva.

3.4.3 Análisis de corto circuito

De igual forma que el análisis de las potencias, en la evaluación de corto circuito se busca encontrar los escenarios más representativos del sistema, lo anterior con el fin de determinar la capacidad del sistema para soportar las corrientes de fallas monofásicas y trifásicas a tierra.

Cabe anotar que este análisis se realizó teniendo en cuenta los escenarios 9, 10 y 11 definidos en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Los aspectos evaluados se mencionan a continuación:

- Evaluar la capacidad de los elementos y equipos del sistema para soportar las corrientes de falla en el sistema.
- Verificar la diferencia entre los niveles de corriente de corto circuito antes y después del proyecto, con lo cual se evaluó si la integración de la nueva planta puede llegar a afectar la capacidad de soportar los niveles de corto circuito de los diferentes elementos.

- El análisis de las fallas se realizó teniendo en cuenta los tiempos de ajuste de las protecciones del sistema bajo análisis.

3.4.4 Análisis de estabilidad transitoria

En esta valoración se considera importante definir escenarios de operación normal y en contingencia después de la puesta en operación de la planta proyectada, bajo estos escenarios se evaluaron parámetros como:

- Análisis de la frecuencia del sistema.
- Evaluación de la estabilidad de ángulo de rotor de las máquinas.
- Valoración de los niveles de tensión en instantes de contingencia, deben estar dentro de los límites definidos por la normatividad para esta condición.
- Evaluación de las desviaciones que vayan en contra de los criterios de confiabilidad emitidos por AESO.

3.5 McLaughlin Wind Power Plant Connection

El estudio fue ejecutado por la compañía Renewable Energy Services Ltd y fue aprobado en junio de 2019. Este proyecto es para la ciudad de Fort Macleod, provincia de Alberta en Canadá, se ejecutó con el fin de obtener la aprobación por parte del operador de red de la región (AESO).

En este proyecto [33] se propone la conexión de una planta generadora de 47 MW de energía eólica, se propone conectar a una línea de 138 kV que conecta las subestaciones de Goose Lake y Drywood.

Para la ejecución de este tipo de proyectos es importante definir varios escenarios que permitan representar la operación del sistema en condiciones normales y de contingencia, por lo cual se definieron escenarios con características importantes como: antes y después de la conexión, la estación del año, la cantidad de fuentes de energía y tecnología, el nivel de demanda y la importación de energía desde redes externas a las administradas por el operador de red del área de influencia del proyecto.

Finalmente, este proyecto se tiene programado para que entre en servicio en noviembre de 2020, por lo cual se plantean los escenarios para 2020.

La categorización de los eventos de operación normal y contingencia es determinada de la siguiente forma:

Categoría A: Representa el sistema bajo condiciones normales con todos los elementos en servicio (N-0). Todos los equipos deben estar operando bajo condiciones nominales, las tensiones deben estar dentro de valores aceptables, el sistema debe ser estable.

La carga no debe ser interrumpida y las unidades de generación se deben mantener en servicio.

Categoría B: Los eventos resultan de la salida de un elemento (N-1), bajo condiciones de falla específicas con despeje normal. Los elementos pueden ser una unidad de generación, un circuito de transmisión, un transformador o un polo de una línea de transmisión de corriente directa (DC).

En la **Tabla 3.5-1** se muestran los escenarios definidos para la ejecución del análisis de McLaughlin.

Tabla 3.5-1. Escenarios planteados para estudios proyecto McLaughlin.

Escenario	Conexión	Operación	Estación	Otras fuentes de generación	Importación
1	Pre	Normal y Contingencia	Verano baja demanda	Alta (Eólica)	Sin
2	Pre	Normal y Contingencia	Verano alta demanda	Alta (Eólica)	Alta
3	Post	Normal y Contingencia	Verano baja demanda	Alta (Eólica)	Sin
4	Post	Normal y Contingencia	Verano alta demanda	Alta (Eólica)	Alta
5	Pre	Normal y Contingencia	Verano baja demanda	Alta (Eólica) Sensibilidad ⁵	Sin
6	Pre	Normal y	Verano	Alta (Eólica)	Alta

⁵ Escenario necesario para evaluar el impacto de la entrada del proyecto de Expansión Central Eléctrica Drywood.

Escenario	Conexión	Operación	Estación	Otras fuentes de generación	Importación
		Contingencia	alta demanda	Sensibilidad	
7	Post	Normal y Contingencia	Verano baja demanda	Alta (Eólica) Sensibilidad	Sin
8	Post	Normal y Contingencia	Verano alta demanda	Alta (Eólica) Sensibilidad	Alta
9 ⁶	Post	Normal	Invierno alta demanda	Todas las fuentes operando	Alta

Fuente: Información tomada de [33] – elaboración propia del autor.

3.5.1 Control de potencia activa

En el análisis de la potencia activa se busca identificar y cuantificar las desviaciones de las condiciones nominales térmicas de los elementos y equipos del sistema, al igual que verificar que los niveles de tensión estén dentro de valores aceptables.

Una vez definidas condiciones y escenarios se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos para determinar las condiciones del sistema antes y después de la implementación del proyecto.

- Evaluación de las líneas importantes para la operación el sistema.
- Evaluación del comportamiento de las líneas DC.
- Verificación de las capacidades nominales de los transformadores.
- Análisis de la capacidad nominal de los aerogeneradores a instalar.
- Verificación de niveles de tensión.
- Realizar propuestas de mejora ante desviaciones encontradas en el análisis post conexión.

⁶ En este escenario se proyecta a funcionamiento año 2027, aplica para los estudios de corto circuito.

3.5.2 Control de potencia reactiva

En la evaluación del parámetro se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- Comprobación de los aerogeneradores a instalar acerca de su capacidad nominal de potencia reactiva y su capacidad de entrega al sistema en caso de contingencia.
- Evaluación del aporte y absorción de potencia reactiva de condensadores y reactores.
- Verificación de niveles de tensión en las líneas importantes del sistema.

3.5.3 Análisis de corto circuito

El estudio se ejecutó con el fin de detectar los niveles de corto circuito principalmente en los ramales del área de influencia del proyecto, es importante tener en cuenta que este estudio se realizó teniendo en cuenta el escenario 9 planteado en la **Tabla 3.4.45-3.4.4-1**.

Para este análisis se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos.

- Evaluación térmica de los elementos y equipos ante la presencia de corrientes de corto circuito.
- Comparación de los niveles de corriente de corto circuito entre el antes y el después de la implementación del proyecto.

3.5.4 Análisis de estabilidad transitoria

Con el fin de realizar los estudios de estabilidad transitoria, las simulaciones realizadas fueron fallas trifásicas a tierra y después de la conexión del proyecto. Los aspectos tenidos en cuenta fueron los siguientes:

- Verificación del comportamiento del sistema con los ajustes de las protecciones existentes y propuestas.
- Análisis del ángulo de rotor de las máquinas.
- Evaluación de los resultados obtenidos luego de simular fallas en cada uno de los extremos de las líneas.
- Respuesta de la tensión en las diferentes barras del sistema.

4. Capítulo 4. Propuesta de estudios técnicos mínimos requeridos para la conexión de nuevos proyectos de energía eólica y solar fotovoltaica

La fuerte tendencia y la necesidad de migrar de los combustibles fósiles hacia las fuentes de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, ha generado una reacción importante en todos los actores pertenecientes al sector, por lo cual [34] afirma que la planificación y evaluación se debe hacer rigurosamente para conocer de forma profunda la operación más económica de los sistemas de potencia. Para cierto sistema, la capacidad máxima factible de integración de energía renovable puede ser calculada y a partir de ahí obtener lineamientos que permitan a los gobiernos, operadores e inversionistas planear y tomar decisiones operativas hacia una mayor penetración de las energías renovables.

La planeación y diseño debe realizarse antes de construirse la planta bien sea solar o eólica, esta planeación generalmente debe hacerse para un sistema flexible y teniendo en cuenta que se debe suministrar potencia a la carga bajo todas las condiciones estables y estándar que se puedan llegar a tener en el sistema. Es importante analizar las características del recurso, simulación de la producción y la confiabilidad del sistema. El diseño del sistema eléctrico (incluido el sistema de transmisión) se debe hacer con análisis de conexión al sistema, estabilidad, flujo de potencia y análisis de calidad de energía. Adicionalmente, se deben modelar metodologías y evaluar índices relacionados con la planeación y evaluación de la integración para ser tenidas en cuenta en actividades futuras.

Con el fin de definir los estudios técnicos mínimos requeridos para la conexión de nuevos proyectos, en el presente capítulo se hará un resumen de las exigencias por parte de los códigos de redes y los parámetros analizados en estudios ejecutados en proyectos reales (los seleccionados para la ejecución del presente documento).

4.1 Requerimientos exigidos por códigos de redes analizados

En general se tiene que los códigos de redes tienen diferentes requerimientos, principalmente porque cada sistema tiene sus propias necesidades y condiciones, IRENA en [12] enumera los aspectos más relevantes en los códigos de redes para la integración de las energías renovables a los sistemas de potencia actuales.

- Tamaño del sistema de potencia (carga máxima y extensión geográfica).
- Nivel de interconexión (débil o fuerte) local y con otros países.
- Reservas en la capacidad de los cables y líneas, lo cual puede llegar a afectar los niveles de tensión dependiendo la longitud de los tramos.
- Capacidades existentes y planeadas de niveles de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
- Distribución geográfica de los generadores a partir de fuentes renovables.
- Ubicación de la generación renovable en las redes de transmisión y de distribución.

Según esta referencia los estudios más importantes que se deben realizar para la inclusión de la energía renovable a los sistemas eléctricos, son el flujo de carga para determinar la potencia reactiva necesaria en el sistema de generación, estudios de corto circuito estático y dinámico para evaluar la protección y el requerimiento LVRT y por último considera importante el estudio de rampas de requerimiento de reservas, incluyendo el estudio de estabilidad de frecuencia.

No obstante, aunque se tengan diferencias en los códigos de redes, [35] señala que los requerimientos más importantes para la integración de parques eólicos a los sistemas de potencia según los códigos de redes son los siguientes:

- *Fault Ride-Through*.
- Análisis de sobretensiones.
- Variaciones de frecuencia.
- Regulación de tensión y factor de potencia.
- Control de frecuencia.

- Control de tensión.
- Control de potencia activa.
- Calidad de potencia.

Con el fin de realizar el resumen de los estudios requeridos por los códigos de redes en cuanto a generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables, en la **Tabla 4.1-1** se muestran los códigos de redes analizados y los aspectos importantes que consideran deben ser atendidos en el evento de querer conectar al sistema interconectado proyectos nuevos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables. Cabe anotar que se analiza la parte del código o el reglamento en el cual se hace referencia a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, lo anterior debido a que se indica de forma expresa los lineamientos que debe seguir este tipo de generación.

Tabla 4.1-1. Parámetros exigidos por los códigos de redes.

País	Control de Potencia activa	Control de Potencia reactiva	Respuesta en Frecuencia	Perturbaciones en la red	Corto circuito
Alemania	✓	✓	✓	✓	X
Dinamarca	✓	✓	✓	✓	X
India	✓	✓	✓	✓	✓
Irlanda	✓	✓	✓	✓	✓
Canadá	✓	✓	✓	✓	✓
Colombia	✓	✓	✓	✓	X

Fuente: Elaboración propia del autor.

Una vez realizada la revisión bibliográfica se tomó la información de los reglamentos emitidos por Alemania, Dinamarca, India, Irlanda y Canadá. Adicionalmente, para el caso de Colombia se incluyó [28], aunque no corresponde a un código de redes, es un compilado de exigencias técnicas que XM como gestor del sistema eléctrico colombiano considera que deben ser tenidas en cuenta para la conexión de nuevos proyectos de energías renovables al sistema interconectado.

Los códigos de redes de Alemania, Dinamarca, India, Irlanda y Canadá, coinciden con que se deben realizar análisis de control de potencia activa y frecuencia, el suministro de potencia reactiva y la reacción ante perturbaciones en la red (comportamiento de la

magnitud de la tensión y su tiempo de duración). Vale la pena indicar que aunque países como Alemania y Dinamarca no cuenten con este análisis en los requerimientos de fuentes renovables de energía, se debe tener en cuenta que en el código de redes para generación convencional es requerido el análisis.

India exige que se debe incluir el análisis de protecciones contra sobrecorriente, falla a tierra, desbalance de carga, protección diferencial y la propuesta de configuraciones necesarias para evitar el flujo de corrientes armónicas hacia el sistema de transmisión.

Para el caso de Colombia se propuso tener en cuenta el control de potencia activa y frecuencia, suministro de potencia reactiva y el comportamiento ante perturbaciones en la red.

4.2 Estudios realizados para conexión de nuevos proyectos

Una vez analizados los proyectos seleccionados, se logró resumir para cada caso cuales son los estudios importantes que deben ser tenidos en cuenta (ver **Tabla 4.2-1**) para proponer la conexión de un nuevo proyecto de energías renovables (fotovoltaica y/o eólica).

Tabla 4.2-1. Estudios realizados en proyectos ejecutados por compañías especializadas.

Estudio	Flujo de carga	Corto Circuito	Estabilidad transitoria	LVRT
Taltal y Lalackama	✓	x	x	x
Riverview	✓	✓	✓	x
Grand Renewable	✓	✓	✓	✓
Grizzly Bear	✓	✓	✓	x
McLaughlin	✓	✓	✓	x

Fuente: Elaboración propia del autor.

De los estudios analizados cuatro de ellos coinciden que los análisis que se deben ejecutar son los siguientes:

- Flujo de carga.
- Corto circuito.
- Estabilidad Transitoria.

En uno de los proyectos se exige el análisis de LVRT.

4.3 Estudios propuestos

Sintetizando la información analizada, se pudo observar que la mayoría de los códigos de redes para el caso de energías renovables exigen que se realice el control de potencia activa y reactiva, respuesta en frecuencia, corto circuito y análisis de perturbaciones en la red. Por otra parte los estudios analizados, mostraron que en general buscan analizar el flujo de carga, corto circuito, estabilidad transitoria y en uno de los casos LVRT.

El análisis de esta información, permitió definir que la ejecución de los estudios de flujo de carga (tensión, potencias activa y reactiva), corto circuito, estabilidad transitoria y Fault Ride-Through sintetizan los requerimientos tanto de los códigos de redes como los análisis realizados por los autores de los estudios.

Como complemento al análisis de la información recolectada para la ejecución del presente trabajo, es importante tener en cuenta que la CREG en la circular 058 de 2022, expone las consideraciones que deben ser tenidas en cuenta para la ejecución de los estudios de conexión. A continuación se presentan las consideraciones técnicas más relevantes para tener en cuenta en el momento de modelar el sistema:

- Proponer mínimo dos alternativas de conexión.
- Definir horizonte de análisis, debe incluir el año de entrada en operación del proyecto y el quinto año posterior a dicha fecha.
- Criterios tenidos en cuenta para la proyección de la demanda.
- Criterios del despacho.
- Condiciones de operación existentes como compensaciones y/o FACTS.
- Proyectos de expansión (generación, transmisión y demanda) tenidos en cuenta en el área de influencia.
- Escenarios críticos de despacho y demanda publicados por la UPME.
- Modelar toda la red del SIN.

- Tener en cuenta criterios de calidad, confiabilidad y seguridad dispuestos en la resolución CREG 025 de 1995.

4.3.1 Análisis de flujo de carga

Los análisis de flujo de carga se convierten en una gran herramienta para la planeación, diseño y operación de los sistemas de potencia.

Con el fin de obtener resultados que permitan cuantificar el impacto que tiene la inclusión del proyecto en el SIN y que permitan elegir la mejor alternativa, es importante tener en cuenta las siguientes consideraciones:

Definir los escenarios bajo los cuales se van a realizar las simulaciones, por ejemplo, resultados sin el proyecto, con la alternativa 1 y con la alternativa 2, pre y post conexión, en los años definidos del horizonte de análisis, tipo de demanda, despacho, en operación normal y contingencias N-1 en el área de influencia.

Una vez realizadas las simulaciones con las consideraciones anteriormente expuestas, estos son algunos de los resultados esperados:

- Cuantificar el impacto en los niveles de tensión principalmente de barras, es importante evaluar estos resultados tomando como referencia los límites definidos por la regulación.
- Cuantificación de la cargabilidad de transformadores, líneas, generadores y en general de los equipos ubicados en el área de influencia, los cuales serán evaluados tomando como referencia sus capacidades nominales, exigencias del sistema y criterios de diseño. Es importante detectar desviaciones que puedan poner en riesgo la operación del sistema y la vida útil de los activos.
- Calcular las pérdidas técnicas que representa la conexión del proyecto.
- Análisis del factor de potencia.
- Evaluación del comportamiento de líneas DC, para sistemas de potencia que tengan este componente.

Por otra parte, según [36] algunas turbinas pueden generar caídas de tensión en el sistema, el problema radica principalmente en su puesta en marcha de forma individual, las turbinas tienen la posibilidad de medir la velocidad del viento y no comienzan a

generar hasta que el viento no alcance cierta velocidad durante cierto tiempo. Al identificar las condiciones propicias para el arranque, la turbina eólica puede extraer una gran cantidad de corriente reactiva que es similar a la corriente de arranque de las máquinas de inducción. Esta corriente de arranque puede ser de 2 a 3 veces la nominal y puede durar alrededor de 10 segundos, este consumo de potencia reactiva debe ser tomado de la red, por lo cual se pueden presentar más dificultades en los puntos de la red más débil. Por lo tanto, uno de los problemas más desafiantes en la integración de la energía eólica en los sistemas de potencia es la compensación reactiva para este tipo de máquinas.

Este comportamiento de los generadores eólicos en cuanto a su consumo de potencia reactiva puede traer deficiencias en la tensión eléctrica, tales como estabilidad de la tensión, regulación para el caso de estado estable, problemas de caídas de tensión, en general problemas de calidad de energía y en el peor de los casos colapsos de tensión.

4.3.2 Corto circuito

Con el fin de realizar un análisis adecuado, a continuación se mencionan algunas consideraciones que deben ser tenidas en cuenta:

- Simular fallas monofásicas a tierra y trifásicas en los nodos del área de influencia del proyecto.
- Definir los escenarios bajo los cuales se van a realizar las simulaciones, por ejemplo, resultados sin el proyecto, con la alternativa 1 y con la alternativa 2, en los años definidos del horizonte de análisis, tipo de demanda y de despacho.

Algunos de los resultados esperados en el análisis son:

- Cuantificar el aporte de corriente de corto circuito máxima una vez implementado el proyecto, es decir comparar el antes y después de la conexión del proyecto.
- Calcular la magnitud de corriente de corto circuito y comparar con la capacidad máxima de interrupción en las subestaciones ubicadas en el área de influencia.
- Evaluar si se requiere realizar ajuste de protecciones, proponer una restricción de operación o reemplazo de algún activo.
- Cálculo de corriente de corto circuito en el punto de conexión.

Como nota adicional, para las plantas de generación eólica es muy importante tener controlada la contribución de corriente de corto circuito al sistema de transmisión bajo diferentes condiciones de falla. Según [37] los sistemas de protección de los sistemas de potencia para los generadores de energía eólica deben ser diseñados cuidadosamente, ya que estos deben ser compatibles con la operación de los generadores síncronos convencionales conectados a la misma red. Una planta de generación eólica está compuesta de muchos generadores eólicos y con el fin de garantizar buenas condiciones de protección el generador de cada turbina debe ser protegido de forma independiente, lo anterior debido a la diversidad de generadores eólicos.

Durante una perturbación, las características eléctricas de una turbina pueden ser diferentes a las de otras turbinas y únicamente se desconectarán del sistema las más afectadas. En general, se tiene que por fallas se desconectan entre el 5% y el 15% de las turbinas eólicas, esto se debe en parte a que los generadores eólicos están equipados con la característica *Zero-Voltage Ride Through (ZVRT)*, así la pérdida de generación no es tan crítica como en una central eléctrica con grandes generadores.

Para [38] tener activa la característica ZVRT, significa que la turbina debe permanecer conectada y proveer corriente reactiva dentro de cierto intervalo de tiempo aun cuando el nivel de tensión llega a cero en el punto de conexión.

En [37] se realiza un análisis de corrientes para los generadores eólicos Tipo I y Tipo II, allí se indica que los valores máximos y mínimos de corriente de corto circuito en las fallas simétricas, dependen del momento de la falla, de los parámetros y de la condición de operación. Para los generadores Tipo III, el control y la operación del *crowbar* y el freno dinámico afectan las características de la corriente de corto circuito. Para los generadores Tipo IV, la corriente de corto circuito puede ser controlada por el convertidor de potencia.

Para el cálculo de las fallas asimétricas, el flujo de corriente de corto circuito continúa hasta que la falla es despejada o el generador sea desconectado de la red. Las tensiones y las corrientes en las terminales se mantienen por más tiempo debido a la tensión de la línea.

La naturaleza de la corriente de corto circuito no es afectada únicamente por el tipo de generador, también son de vital importancia la naturaleza de las fallas, y la conexión de los devanados de los generadores y los transformadores.

Adicionalmente, están los componentes auxiliares para la compensación reactiva, la capacitancia debida a la longitud de cables y la diversidad de los generadores eólicos, los cuales pueden contribuir al tamaño y la naturaleza de la corriente de corto circuito. Por lo anterior, se deben realizar los estudios de corto circuito para este tipo de proyectos, ya que el comportamiento depende de su tecnología y a futuro la inclusión de la energía renovable en el sistema tendrá que ser pensada como una mezcla de varias tecnologías. Finalmente, es importante tener en cuenta como insumo de entrada la información entregada por las normas locales de confiabilidad y planeación, los fabricantes de equipos y desarrolladores de generadores de energía eólica. Los aspectos anteriormente mencionados se consideran de vital importancia, teniendo en cuenta que IRENA en [12] afirma que la armonización entre el desarrollo de la tecnología, el suministro y la demanda de energía, serán pilares importantes para la evolución de la operación del sistema.

4.3.3 Estabilidad transitoria

El análisis de estabilidad transitoria es un componente muy importante en los estudios de conexión de los activos de generación, ya que este permite establecer la habilidad de los equipos y/o sistema de potencia para mantener el sincronismo y su posterior retorno a una condición de estado estable después de ser sometido a una falla. A continuación se mencionan algunas de las consideraciones que deben ser tenidas en cuenta para dicho análisis:

- Definir los escenarios bajo los cuales se van a realizar las simulaciones, por ejemplo, fallas con la alternativa 1 y con la alternativa 2, en los años definidos del horizonte de análisis, tipo de demanda y de despacho.
- Conexión y desconexión súbita del proyecto.
- Simulación y despeje corto circuito en los ramales más importantes del área de influencia.
- Este análisis determina Verificación del comportamiento del sistema con los ajustes de las protecciones existentes y propuestas.
- Verificación del comportamiento del sistema con los ajustes de las protecciones existentes y propuestas.

Con la ejecución de este análisis se pretende evaluar:

- Análisis del ángulo de rotor de las máquinas.

- Respuesta de la tensión en las diferentes barras del sistema.
- Análisis del ángulo de los generadores más importantes del sistema de potencia.
- Evaluación y análisis del comportamiento de la frecuencia en el sistema eléctrico de potencia.
- Análisis de la respuesta dinámica, allí es importante verificar que todas las oscilaciones sean amortiguadas de forma exitosa y que el sistema pueda llegar a un comportamiento estable.
- Evaluar el comportamiento del sistema ante contingencias simples, en secuencia o simultáneas.
- Evaluación de las desviaciones que vayan en contra de los criterios de confiabilidad emitidos por el administrador de la red.

Adicional a lo anterior, en [39] se indica que los posibles impactos que tienen influencia sobre la integración de la energía eólica sobre la estabilidad son los siguientes:

- Los recursos eólicos usualmente se encuentran en sitios diferentes a los de ubicación de las plantas de energía convencionales, lo cual hace que los flujos de potencias sean considerablemente diferentes cuando existen grandes cantidades de energía eólica y los sistemas de potencia no están adecuados para transportar esta energía de la forma más óptima.
- Los generadores de energía eólica normalmente están conectados a niveles de tensión menores a los de las plantas de energía convencionales, la mayoría de parques eólicos están conectados a los sistemas de subtransmisión (66 kV, 110 kV y 132 kV) y no a los de transmisión (mayores a 132 kV), lo hacen a través de grandes transformadores elevadores de tensión.
- Los generadores eólicos generalmente son de diferentes tecnologías a los generadores sincrónicos convencionales.

En [40] se hizo el análisis de los impactos causados por la operación de los generadores eólicos y se logró evidenciar que las turbinas equipadas únicamente con generador de inducción no están en la capacidad de regular la potencia reactiva, la afectación en la estabilidad de tensión se debe principalmente a grandes capacidades de potencia reactiva absorbidas por estos generadores durante operación continua y en contingencia. Los generadores DFIG controlados por convertidores PWM tienen la capacidad de absorber o suministrar potencia reactiva durante operación normal, lo cual permite que se pueda incorporar más generación de tipo eólico.

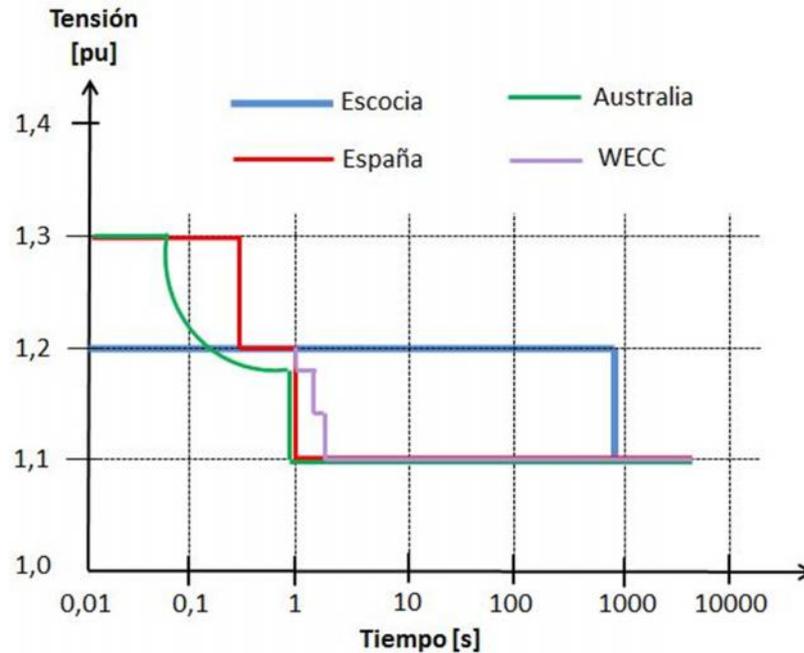
Para [41] es importante que los diseñadores de las plantas eólicas tengan en cuenta los cambios de la velocidad del viento, ya que un corto circuito durante una elevación en la velocidad del viento aumenta de forma considerable la velocidad del rotor, lo cual puede afectar de forma negativa la estabilidad del sistema e incluso desconectar el generador.

4.3.4 Low – Voltage Ride Through

En la referencia [42] se hace claridad acerca de la importancia que tiene el LVRT en los códigos de redes, ya que esta característica exige a los sistemas de conversión de energía eólica se mantengan conectados y den soporte a la red, suministrando corriente reactiva ante un evento de falla. En general, esta característica define el funcionamiento en estado estable y dinámico de los sistemas de conversión en tres etapas después de ocurrida la falla en la red, primero en el estado transitorio, segundo en el estado estable y tercero en la recuperación de la falla. En este último periodo, el sistema de conversión tiene un papel importante, ya que se requiere la habilidad de entregar potencia activa a la velocidad que se requiera en ese punto de la red, lo cual es posible gracias a la rapidez del inversor. No obstante, durante el periodo de recuperación de la falla pueden aparecer elevaciones de tensión, que pueden ocasionar el apagado del sistema de conversión y resultar en la falla de la característica Fault Ride Through (FRT), por tanto dichas elevaciones traen grandes desafíos para la capacidad y los esquemas de control.

Con el fin de evitar el disparo de los sistemas de conversión de energía renovable durante las elevaciones de tensión, algunos operadores de países como Escocia, Australia, España y Western Electricity Coordinating Council (WECC) también tienen en cuenta los requerimientos *high-voltage ride-through* (HVRT), con lo cual el sistema debe mantenerse conectado a la red cuando estas elevaciones de tensión ocurran (ver **Figura 4.3.4-1**).

Figura 4.3.4-1. HVRT de códigos de redes para generadores eólicos integrados a la red.



Fuente: Información tomada de [42] – elaboración propia del autor.

Adicionalmente, es importante tener en cuenta que la operación de los sistemas de potencia cada vez son más exigentes, por lo cual se están implementando sistemas de control que incluyen la característica HVRT e incluso ZVRT.

4.4 Aspectos adicionales

La obtención de energía eléctrica a partir de los recursos renovables, sin duda alguna están tomando un lugar importante en el sector eléctrico, por esta razón es importante hacer la planeación y diseño de forma adecuada, lo anterior para asegurar que la inclusión de las energías renovables a los sistemas interconectados no causen traumatismo en la operación de los elementos del sistema y de las cargas y que adicionalmente el suministro de energía se haga de la forma más económica. En este sentido, es recomendable que los equipos y elementos a incorporar, sean de tecnologías de vanguardia, con altos niveles de eficiencia energética y capacidad de mantener condiciones adecuadas de calidad de energía.

4.4.1 Eficiencia en equipos a implementar

La referencia [43] indica que los generadores de energía eléctrica a partir de recursos renovables pueden ser categorizados teniendo en cuenta diferentes aspectos, por ejemplo, por su ubicación (en el mar o tierra firme), por la orientación de los ejes (horizontal o vertical), por el tipo de potencia entregada (DC, AC, frecuencia variable o constante, tensión AC constante o variable), por la velocidad de rotación de las turbinas (fija o variable), por su tamaño (pequeña, mediana o gran escala).

Dependiendo de su velocidad de rotación, los generadores eólicos pueden dividirse de la siguiente forma:

- El generador eólico de velocidad fija (Tipo I) emplea un generador de inducción de jaula de ardilla (SCIG por sus siglas en inglés) con una caja de cambios multietapas. Cuando el generador de inducción es conectado a la red toma potencia reactiva de la red, por lo cual entre la red y el generador se coloca un banco de condensadores para compensar la potencia reactiva consumida.
- El generador eólico de velocidad variable utiliza un generador de inducción de rotor devanado (WRIG por sus siglas en inglés), este generador es conocido también como Tipo II, esta máquina tiene una zona muy restringida para el control de velocidad, menos del 10% cuando está por encima de su velocidad sincrónica. El rotor es conectado con una resistencia en serie variable la cual es controlada por un convertidor de potencia.
- El generador eólico Tipo III es de velocidad variable con convertidor de escala parcial, utiliza un generador de inducción de doble alimentación (DFIG por sus siglas en inglés), este sistema tiene acoplado al circuito del rotor un convertidor de potencia AC-DC-AC en configuración *back to back*.
- El generador eólico de velocidad variable con convertidor de escala completa, usa un generador sincrónico de imán permanente (PMSG por sus siglas en inglés) con un convertidor conectado directamente al generador. Sus ventajas destacadas son: Alta eficiencia y rendimiento energético, no se necesita suministrar potencia para excitar el imán, mejora en las características térmicas, alta confiabilidad debido a la ausencia de anillos colectores y más liviano. Vale la pena tener en cuenta que este tipo de generadores y configuraciones están dentro de los generadores tipo IV.

- Generador de velocidad variable de una etapa, esta máquina emplea un generador PMSG, una caja de cambios y un convertidor de potencia de escala completa, a través de la caja de cambios la velocidad puede ser multiplicada por un factor de 10.
- Generador de velocidad variable de múltiples etapas, el generador usado es PMSG, una caja de cambios de múltiples etapas y un convertidor de potencia de escala completa.

Para [43] la operación de las máquinas de velocidad variable tienen una ventaja muy importante y es que pueden generar más energía para un régimen específico de velocidad del viento, el autor afirma que aunque la eficiencia eléctrica disminuye por las pérdidas generadas en la electrónica de potencia, hay una ganancia en la eficiencia aerodinámica debido al control ejecutado para la operación de la velocidad variable, por lo anterior la eficiencia aerodinámica supera a la eficiencia eléctrica, lo que al final resulta en un mayor rendimiento en la producción de energía. Adicionalmente, presenta otras ventajas como reducción del estrés mecánico y de los ruidos generados por su operación.

En un estudio realizado por [44] se hizo una comparación entre el funcionamiento de un generador de velocidad fija y uno de velocidad variable con control de ángulo *Pitch*, para el primer caso se usó un generador de inducción de jaula de ardilla conectado directamente a la red y en el segundo caso un generador síncrono de imán permanente. Para el generador de velocidad fija, la potencia activa producida no corresponde a la potencia óptima disponible, mientras que para el caso de la turbina de velocidad variable el esquema de control permite aprovechar la máxima potencia.

Para el caso de la energía solar fotovoltaica, los paneles solares se pueden construir a partir de diferentes materiales y composiciones, [45] indica que la clasificación de los materiales usados en la construcción de las células fotovoltaicas es la siguiente:

- Células solares de Silicio cristalino (monocristalinos, policristalinos, cinta).
- Células fotovoltaicas de película delgada (amorfos de Silicio, Teluro de Cadmio, CIS).
- Grupo III-V multiunión.
- Células Tándem.
- Células de polímeros orgánicos.

Según el autor los principales factores que afectan la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos son los siguientes:

- Componentes eléctricos, por ejemplo, controladores de carga, inversores, acumuladores, seguidores del punto máximo de potencia y conexión de cables.
- Integración de componentes para aumentar la eficiencia, tales como, concentradores fotovoltaicos, unidades de enfriamiento y sistemas de seguimiento solar.
- Cambios en la eficiencia de los módulos del sistema fotovoltaico, debido al tipo de módulo.

En [46] se realizó un estudio comparativo entre paneles solares mono cristalinos y de película delgada CIGS (Cobre, Indio, Galio, Selenio o azufre), este estudio se realizó bajo un modelo matemático y un análisis experimental, en el cual se logró determinar que los módulos flexibles de película delgada permiten un mejor rendimiento respecto a los módulos monocristalinos. Su alto rendimiento se debe principalmente a que tiene menor susceptibilidad a factores externos tales como las condiciones ambientales.

Teniendo en cuenta la información recolectada en cuanto a la eficiencia de los equipos de los sistemas de generación eólica y fotovoltaica, para la implementación de este tipo de proyectos, es importante hacer análisis de costo beneficio, lo anterior con el fin de implementar las mejores tecnologías para que generen un impacto positivo desde los aspectos ambiental y económico.

4.4.2 Características de equipos a implementar

Para [42] la característica HVRT (operación del generador bajo condiciones de elevación de tensión) de los códigos es definida para el estado estacionario y para fallas simétricas, no obstante dichas elevaciones de tensión son ocasionadas por desconexión de grandes cargas y la energización de condensadores. Sin embargo, la operación de los interruptores de las líneas de transmisión y de los bancos de condensadores no está sincronizada, de tal forma que la elevación de la tensión durante la recuperación de fallas se hace más difícil para el sistema debido a la presencia de transitorios y la característica desbalanceada de la red.

Según [47] una sobretensión puede ocurrir por tres razones, la primera debido a una falla de línea a tierra en el sistema, por lo cual puede causar una sobretensión temporal en las fases no falladas, la segunda por pérdida intempestiva de carga y la tercera por la energización de grandes bancos de condensadores.

Adicionalmente en [42] se indica que debido a las sobretensiones generadas en el sistema, pueden aparecer fluctuaciones de tensión en el enlace DC del convertidor y la

influencia del retraso del controlador conducen a problemas de calidad de energía que pueden incluso generar la desconexión de los inversores.

Diferentes estrategias pueden ser utilizadas para mitigar el impacto de las elevaciones de tensión en el periodo de recuperación de fallas, generalmente pueden ser clasificadas en dos categorías, la primera en el esquema basado en la implementación de instalaciones y elementos adicionales, mientras que la segunda es basada en esquemas de técnicas avanzadas de control.

Los sistemas de conversión de energías renovables están siendo equipados con características de protección (circuito *Crowbar*) que pueden disipar excesos de potencia durante las elevaciones de tensión, con el fin de evitar sobretensiones en el enlace DC de los inversores ya que pueden generar daños o destrucción del equipo.

También son aceptables otras aplicaciones, tales como los compensadores sincrónicos (StatCom por sus siglas en inglés) y los restauradores dinámicos de tensión (DVR por sus siglas en inglés), las cuales pueden mitigar el impacto de las elevaciones de tensión en el punto de acople común, bien sea usando métodos de inyección de corriente reactiva o de tensión en serie.

Anteriormente, las turbinas eólicas se desconectaban de la red en caso que generaran tensiones eléctricas fuera de condiciones normales. No obstante, en muchas regiones la cantidad de energía eólica ha aumentado considerablemente, por lo cual la desconexión de un parque eólico traería efectos adversos en la estabilidad del sistema. Por lo cual, en las compañías de sistemas de transmisión han cambiado sus necesidades, por tanto exigen que ante una condición anormal en los niveles de tensión, las plantas de generación eólica deben permanecer conectadas y suministrar potencia al sistema ayudando a reponerse adecuadamente de la falla [47].

Teniendo en cuenta los aportes de [42] y [47], los códigos de redes cada vez serán más exigentes ante la integración de las energías renovables a los sistemas de potencia, por lo cual los equipos y elementos a implementar, deben ser de las mejores características y de tecnologías de vanguardia, ya que ante eventuales fallas en el sistema, los equipos deben estar en la capacidad de operar y funcionar adecuada y continuamente, lo cual permitirá garantizar buenas condiciones de calidad de energía y de estabilidad en el punto de conexión y en general del sistema eléctrico de potencia.

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

La conexión de generadores de energía eléctrica a los sistemas eléctricos de potencia se debe hacer siempre que no afecte la operación segura y confiable del sistema, por lo cual es importante realizar los estudios que permitan asegurar que las plantas de generación proyectadas interactúen con los equipos, elementos y cargas sin llegar a generar ningún traumatismo. Por esta razón, es importante que la inclusión de las tecnologías principalmente de carácter renovable no convencional, cuenten con la aprobación técnica que indique que dicho propósito se cumplirá de la forma más adecuada. Teniendo en cuenta lo anterior, es importante articular las exigencias entre los códigos de redes, los reglamentos definidos para las energías renovables y la experiencia de las compañías dedicadas a realizar los estudios de conexión.

5.1.1 Exigencias según códigos de redes

De los países seleccionados para analizar su reglamentación y exigencias en la conexión de nuevos proyectos de energías renovables, Alemania, Dinamarca, India, Irlanda y Canadá, coinciden que se deben tener en cuenta los siguientes parámetros y análisis:

- Control de potencia activa.
- Control de potencia reactiva.
- Respuesta en frecuencia.
- Perturbaciones en la red.

India, Irlanda y Canadá, en su reglamentación para fuentes renovables no convencionales, incluyen los análisis de corto circuito.

Adicional a lo anterior, India dentro de sus requerimientos exige que se realice el análisis de las protecciones contra sobrecorriente, falla a tierra, desbalance de carga, protección diferencial y si es el caso proponer configuraciones necesarias para evitar el flujo de corrientes armónicas hacia el sistema de transmisión.

5.1.2 Estudios realizados por compañías especialistas

De los estudios seleccionados para la factibilidad de conexión de nuevas plantas a los sistemas interconectados, se logró identificar que en cuatro de los cinco proyectos analizados, los autores evaluaron los siguientes parámetros:

- Flujo de carga, se analizaron principalmente los flujos de potencias activa y reactiva, enfocados en detectar las desviaciones térmicas en los elementos, evaluación de capacidad nominal de equipos, evaluación de la inyección y absorción de potencia reactiva de condensadores y reactores, análisis de las tensiones en las barras del sistema.
- Corto circuito, evaluar el impacto en los niveles de corriente de corto circuito al implementar las nuevas plantas de generación, evaluación de los tiempos de disparo de las protecciones del sistema y evaluación de los límites térmicos de los elementos ante condiciones de falla.
- Estabilidad transitoria, análisis del comportamiento de la frecuencia ante condiciones de falla, análisis de la estabilidad de ángulo de las principales generadores del sistema de potencia, evaluación de los niveles de tensión en barras del sistema ante contingencias, análisis de las desviaciones que atenten contra los criterios de confiabilidad emitidos por los administradores de la red.

5.1.3 Estudios técnicos mínimos recomendados

Una vez analizados los códigos de redes seleccionados y los estudios de compañías especializadas en este tipo de análisis, se condensó la información que se considera importante para evaluar la factibilidad de la conexión de las nuevas plantas de generación de energía eléctrica provenientes de fuentes renovables.

- Flujo de carga, en el cual se debe analizar el control de las potencias activa y reactiva, comportamiento de la tensión en las diferentes barras del sistema, análisis de cargabilidad de los equipos y evaluación de límites térmicos de los elementos.
- Respuesta en frecuencia, evaluar el comportamiento del parámetro con el fin de observar la reacción del sistema de potencia ante grandes fluctuaciones de carga y/o la presencia de fallas en la red.
- Estabilidad transitoria, evaluar la capacidad del sistema de potencia y del generador propuesto para mantenerse en sincronismo y regresar a una condición de estado

estable después de ser sometido a perturbaciones generadas por la fluctuación de carga o una falla en el sistema.

- Corto circuito, análisis de las condiciones térmicas de los elementos, evaluación de la acción de las protecciones y verificación del impacto que puede llegar a generar el aporte de corriente de corto circuito de la planta de generación propuesta.
- Perturbaciones en la red, actualmente esta condición ha tomado un lugar importante en la implementación de las energías renovables, por lo cual se ha definido que una característica importante en estas plantas es que tengan la capacidad de seguir entregando potencia durante determinado tiempo en caso que los niveles de tensión superen niveles máximos o mínimos, incluso cuando la tensión sea nula.

5.2 Recomendaciones

Desarrollar la reglamentación técnica para la conexión de este tipo de proyectos al sistema interconectado, posteriormente evaluar las nuevas condiciones y el impacto generado por la inclusión de este tipo de generación, finalmente se podrá evaluar si se requiere o no redefinir los límites de los parámetros propuestos inicialmente o incluir nuevos análisis en los estudios de conexión.

Bibliografía

- [1] A. Carretero and J. M. García, “Gestión de la eficiencia energética: cálculo del consumo, indicadores y mejora”, AENOR, Madrid, España, 2012.
- [2] Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, “Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (GEI)”, IDEAM, Bogotá, Colombia, 2012.
- [3] Unidad de Planeación Minero Energética, “Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano – agosto de 2018 subdirección de energía eléctrica – Grupo de generación” no. 69, pp. 1–14, 2018, UPME, Bogotá, Colombia, 2018.
- [4] Unidad de Planeación Minero Energética, “Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2020-2034 volumen 2. Generación.”
- [5] International Renewable Energy Agency, "*Renewable capacity statistics 2022*", IRENA, Viena, Austria, 2022.
- [6] H. A. N. Jun-iing, “Status and Improvement of China ’ s Renewable Energy Legislation”.
- [7] Deutsche Energie-agentur, “dena Grid Study II . Integration of Renewable Energy Sources in the German Power Supply System from 2015 – 2020 with an Outlook to 2025 .,” p. 615, 2010.
- [8] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, “Making more out of energy,” *Natl. Action Plan Energy Effic.*, 2014.
- [9] V. Y. Singarao, S. M. Ieee, and R. P. Singh, “Review of State and National Renewable Energy Policies,” pp. 81–86, 2014, doi: 10.1109/GREENTECH.2014.13.
- [10] C. García, X. Barrera, R. Gómez, and R. Suárez, "El ABC de los compromisos de Colombia para la COP21 . 2 ed. WWF-Colombia . 31 pp, 2015.
- [11] Unidad de Planeación Minero Energética, “Registro de Proyectos de Generación”, UPME, Bogotá, Colombia, no. 0520, p. 14, 2015.

- [12] T. Ackermann, N. Martensen, T. Brown, P.-P. Schierhorn, F. G. Boshell, and M. Ayuso, "Scaling Up Variable Renewable Power :," p. 106, 2016.
- [13] "Energy-Charts." <https://energy-charts.info/?l=en&c=DE> (accessed Aug. 05, 2022).
- [14] K. li and C. Contract, "TransmissionCode 2007 Network and System Rules of the," no. August, 2007.
- [15] Danish Energy Agency, "Energy in Denmark 2018", Copenhagen, Denmark, 2018.
- [16] P. Pinson, L. Mitridati, C. Ordoudis, and J. Ostergaard, "Towards fully renewable energy systems: Experience and trends in Denmark," *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 3, no. 1, pp. 26–35, 2017, doi: 10.17775/CSEEJPES.2017.0005.
- [17] P. Uk, "Technical regulation 3.2.2 for PV plants above 11 kW," pp. 1–108, 2016.
- [18] Energinet.dk, "for wind power plants above 11 kW," pp. 1–108, 2016.
- [19] "National Power Portal." <https://npp.gov.in/publishedReports#> (accessed May 22, 2022).
- [20] Central Electricity Authority, "Manual on Transmission Planning Criteria", New Delhi, India, vol. 84, no. January, pp. 487–492, 2013.
- [21] Central Electricity Regulatory Commission, "Indian Electricity Grid Code," no. December 2005, pp. 1–74, 2006.
- [22] EirGrid, "All-Island Generation Capacity Statement 2017-2026," pp. 10–14, 2017, [Online]. Available: http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/4289_EirGrid_GenCapStatement_v9_web.pdf
- [23] E. Website, F. D. Paper, and I. Date, "EirGrid Grid Code," no. April 2014, 2018.
- [24] National Energy Board, "CANADA ' S RENEWABLE Energy Market Analysis 2016," p. 37, 2016, [Online]. Available: <https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/sttstc/lctrct/rprt/2016cndrnwblpwr/2016cndrnwblpwr-eng.pdf>
- [25] Alberta Electricity System Operator, "Technical Requirements for Connecting to the Alberta Interconnected Electric System (IES) Transmission System Part 1 : Technical Requirements for Connecting Generators," pp. 1–21.
- [26] Alberta Electricity System Operator, "ISO Rules Part 500 - Facilities Division 502 – Technical Requirements Section 502 . 1 – Wind Aggregated Generating Facilities Technical Requirements," no. 2, pp. 1–14, 2011.
- [27] Asociación Colombiana de generadores de energía eléctrica - Acolgen.

- <https://acolgen.org.co/> (accessed Aug. 13, 2022).
- [28] Gerencia Centro Nacional de Despacho, “Justificación propuesta transitoria integración de generación solar y eólica al STN y STR”, XM, Medellín, Colombia, 2018.
- [29] E. Sierra, P. Castro and P. Miquel, “Estudios de Conexión Proyecto Fotovoltaico Lalackama y Proyecto Eólico Taltal”, Systep Ingeniería y Diseños S.A, Santiago, Chile, 2014.
- [30] S. Zoroofi and M. Mazadi, “Engineering Connection Assessment Riverview Wind Power Plant Connection”, Riverview Limited Partnership, Ontario, Canadá, 2018.
- [31] Samsung Renewable Energy Inc “System Impact Assessment Report Grand Renewable Energy park Project”, , IESO_REP_0717, Toronto, Canadá, 2012.
- [32] J. Waenink, J. Ding, M. Mazadi and M. Kamh, “Connection Engineering Study Report for Filing E. ON Grizzly Bear Creek Wind Power Plant Facility Connection”, E. ON Climate and Renewables Canada Ltd, Toronto, Canadá, 2016.
- [33] Renewable Energy Services Ltd, “Engineering Connection Assessment McLaughlin Wind Power Plant Connection”, AESO Project 1500, Nova Scotia, Canadá, 2019.
- [34] Y. Li, Y. Chi, X. Wang, X. Tian, and J. Jianqing, “Practices and Challenge on Planning with Large-scale Renewable Energy Grid Integration,” *2019 IEEE 3rd Conf. Energy Internet Energy Syst. Integr.*, pp. 118–121, 2020, doi: 10.1109/ei247390.2019.9062091.
- [35] P. E. Sutherland, “Ensuring Stable Operation with Grid Codes: A Look at Canadian Wind Farm Interconnections,” *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 22, no. 1, pp. 60–67, 2016, doi: 10.1109/MIAS.2015.2459105.
- [36] O. L. Bekri, M. K. Fellah, and M. F. Benkhoris, “Impact of the wind generator on the power flow in the electric grid,” *3rd Int. Symp. Environ. Friendly Energies Appl. EFEA 2014*, no. February 2015, 2014, doi: 10.1109/EFEA.2014.7059945.
- [37] E. Muljadi and V. Gevorgian, “Short-circuit modeling of a wind power plant,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, no. March, 2011, doi: 10.1109/PES.2011.6039068.
- [38] H. Tang, Y. Chang, Y. Chi, B. Wang, Y. Li, and J. Hu, “Analysis and control of doubly fed induction generator for zero voltage ride through,” *19th Int. Conf. Electr. Mach. Syst. ICEMS 2016*, pp. 1–5, 2017.
- [39] J. Sreedevi, K. S. Meera, P. Noor Cheshma, S. Ravichandran, R. Santhanakumar,

- and T. Sumathi, "Grid stability with large wind power integration-a case study," *IEEE Reg. 10 Annu. Int. Conf. Proceedings/TENCON*, pp. 571–575, 2017, doi: 10.1109/TENCON.2016.7848065.
- [40] C. Yongning, L. Yanhua, W. Weisheng, and D. Huizhu, "Voltage stability analysis of wind farm integration into transmission network," *2006 Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON2006*, vol. 00, pp. 1–7, 2007, doi: 10.1109/ICPST.2006.321661.
- [41] M. R. Aghaebrahimi, M. Amiri, and M. Kamali Moghaddam, "A short circuit study of an induction generator wind farm considering wind speed changes," *40th North Am. Power Symp. NAPS2008*, pp. 1–6, 2008, doi: 10.1109/NAPS.2008.5307404.
- [42] R. Li, H. Geng, and G. Yang, "Fault ride-through of renewable energy conversion systems during voltage recovery," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 28–39, 2016, doi: 10.1007/s40565-015-0177-0.
- [43] J. Mudi and D. Sinha, "Comparative study among different wind turbines used for wind energy system," *Proc. 2014 1st Int. Conf. Non Conv. Energy Search Clean Safe Energy, ICONCE 2014*, no. Iconce, pp. 175–179, 2014, doi: 10.1109/ICONCE.2014.6808715.
- [44] M. Mansour, M. N. Mansouri, and M. F. Mimouni, "Comparative study of fixed speed and variable speed wind generator with pitch angle control," *2011 Int. Conf. Commun. Comput. Control Appl. CCCA 2011*, no. 2, pp. 1–7, 2011, doi: 10.1109/CCCA.2011.6031525.
- [45] O. D. Basak and B. S. Sazak, "Effect of developments on a PV system efficiency," *2013 4th Int. Symp. Electr. Electron. Eng. ISEEE 2013 - Proc.*, 2013, doi: 10.1109/ISEEE.2013.6674325.
- [46] M. Goranova and B. Dimitrov, "Experimental study of flexible photovoltaic cells and a comparative analysis of the performance of different technologies," *2014 18th Int. Symp. Electr. Appar. Technol. SIELA 2014 - Proc.*, pp. 1–4, 2014, doi: 10.1109/SIELA.2014.6871858.
- [47] C. Wessels and F. W. Fuchs, "High voltage ride through with FACTS for DFIG based wind turbines," *2009 13th Eur. Conf. Power Electron. Appl. EPE '09*, pp. 1–10, 2009.