

**CONTRATO CREG 051 DE 2020 ENTRE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS  
Y LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA**



**Consultoría que apoye la actualización de los procedimientos y requisitos técnicos de conexión para los generadores, cogeneradores y autogeneradores hasta de 5 MW establecidos en la regulación vigente, en particular las resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 106 de 2006 y 030 de 2018, de tal forma que se facilite el proceso de integración de estos recursos, de forma segura, confiable y con calidad al Sistema Interconectado Nacional**

**PRODUCTO 2  
Propuesta de Requisitos Técnicos y Procedimientos, Contenidos Didácticos  
y Consulta Pública  
Revisión 3**



**Universidad Tecnológica de Pereira  
Pereira – Colombia  
17 de diciembre del 2020**

## RESPONSABLES POR LA ELABORACIÓN

### UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

Carlos Julio Zapata Grisales  
Ricardo Alberto Hincapié Isaza  
Alexander Velásquez Piedrahita  
Harold Salazar Isaza  
Daniel Felipe Castañeda Marín  
Darwin Aguirre Colorado  
Cristhian Camilo Salazar Buitrago  
Diego Fernando Álvarez Rendón  
Nicolás Arias Bermúdez  
Nicolás Rivera Londoño  
Karol Andrea Restrepo Posada

### ÍNDICE DE MODIFICACIONES

Índice de revisión	Sección modificada	Fecha	Observaciones
Versión 0	---	Noviembre 27 del 2020	Versión original
Versión 1	Capítulos 3-4	Noviembre 28 del 2020	Se atienden los comentarios indicados por la Comisión a la versión enviada el 27 de noviembre
Versión 2	Capítulos 3-8, 10-14	Diciembre 13 de 2020	Se atienden los comentarios de la Comisión y del Público
Versión 3	Anexos 6 y 7	Diciembre 17 de 2020	Se atienden los comentarios de la Comisión

## **LABORATORIO PARA ESTUDIO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

### **MISIÓN**

Prestar servicios de consultoría profesional y de educación no formal en el área de sistemas eléctricos a empresas del sector eléctrico nacional e internacional, entidades regulatorias, de planeamiento y de vigilancia e inspección vinculadas con el sector eléctrico.

### **VISIÓN**

Para el año 2020, el Laboratorio para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia - ESEP - será un referente en la ejecución de proyectos de educación no formal y consultorías profesionales para empresas, entidades regulatorias y de planeación del sector eléctrico.

### **SERVICIOS**

Forman parte del alcance de las actividades del laboratorio los siguientes servicios de consultoría profesional y de educación no formal definidos en el artículo 4 del Acuerdo 21 del 04 de julio de 2007 del Consejo Superior de UTP:

- Educación no formal: Cursos, talleres, capacitaciones, seminarios, diplomados, jornadas, Encuentros, conferencias, presentaciones, congresos.
- Consultorías profesionales: Asesorías, consultorías, asistencia técnica, interventorías, veedurías, gerencia de obras o de proyectos, dirección, programación y ejecución de diseños, planos, anteproyectos y proyectos, estudios para proyectos de inversión, estudios de diagnóstico, prefactibilidad o factibilidad para proyectos específicos.

## RESUMEN EJECUTIVO

Este documento corresponde al Producto 2 del Contrato CREG 051 del 2020 el cual presenta los resultados de las actividades *c*, *d* y *e* del contrato: propuesta de requisitos técnicos y procedimientos, contenidos didácticos y consulta pública.

Inicialmente se presenta un listado de definiciones nuevas declaradas por la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP).

Posteriormente se presenta un enfoque metodológico donde se definen unos procedimientos y requisitos técnicos para conexión de generadores a los Sistemas de Distribución Local del Sistema Interconectado Nacional. Este enfoque se desarrolla a partir de comentarios realizados a la Circular 088 de 2020, comentarios enviados por desarrolladores a la CREG, un referenciamiento internacional, una revisión de la regulación y normatividad colombiana, y una comparación de los sistemas de protecciones exigidos por el CNO frente a los propuestos por normatividades internacionales.

Luego se presentan cinco procedimientos de conexión propuestos por la Universidad, en donde se especifican los siguientes aspectos: alcance, diagrama de proceso, tiempos de procesamiento de la solicitud, evaluación simplificada de factibilidad técnica de conexión para proyectos de pequeña capacidad, requisitos técnicos de la instalación y equipos, requisitos de protecciones, requisitos técnicos del montaje y puesta en servicio, y requisitos de medida.

Finalmente se presentan los Anexos, en los cuales se detallan aspectos sobre la capacidad del SDL para recibir generación en los niveles de tensión 1, 2 y 3, se presenta el Formulario Simplificado de Conexión, sistemas para consulta de información y trámite de solicitudes, definiciones empleadas en este documento, análisis del estudio de conexión simplificado del CNO, y discusión y recomendaciones para otras entidades del sector.

Los contenidos de la cartilla y el folleto, para efectos de divulgar los procedimientos, se entregan en documentos anexos.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>11</b>
<b>2 DEFINICIONES .....</b>	<b>13</b>
<b>3 ENFOQUE METODOLÓGICO PARA DEFINIR NUEVOS PROCEDIMIENTOS Y REQUISITOS TÉCNICOS .....</b>	<b>14</b>
<b>    3.1 REVISIÓN INTERNACIONAL .....</b>	<b>14</b>
3.1.1 ASPECTOS COMPARATIVOS .....	15
3.1.2 SÍNTESIS DE LAS PRINCIPALES OBSERVACIONES RELACIONADAS CON LA REVISIÓN DE LAS EXPERIENCIAS INTERNACIONALES.....	21
<b>    3.2 LÍMITES DE GENERACIÓN .....</b>	<b>22</b>
<b>    3.3 SISTEMAS DE PROTECCIONES .....</b>	<b>24</b>
3.3.1 COMPARACIÓN CON EXPERIENCIAS INTERNACIONALES .....	24
3.3.2 COMPARACIÓN DE PROTECCIONES ENTRE COLOMBIA Y PAÍSES DE LA ALIANZA DEL PACÍFICO .....	28
3.3.3 COMPARACIÓN DE PROTECCIONES ENTRE COLOMBIA Y PAÍSES DE LA OCDE .....	29
3.3.4 COMPARACIÓN DE PROTECCIONES ENTRE COLOMBIA Y EL CIGRE .....	31
3.3.5 SÍNTESIS DE LAS PRINCIPALES OBSERVACIONES RELACIONADAS CON LA COMPARACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES .....	33
<b>    3.4 DIAGRAMA GENERAL PARA SELECCIONAR EL PROCEDIMIENTO .....</b>	<b>33</b>
<b>    3.5 REFERENCIAS DEL CAPÍTULO 3 .....</b>	<b>35</b>
<b>4 PROCEDIMIENTOS PROPUESTOS POR UTP .....</b>	<b>40</b>
<b>    4.1 PROCEDIMIENTO 1 .....</b>	<b>41</b>
4.1.1 ALCANCE .....	41
4.1.2 DIAGRAMA DE PROCESO .....	41
4.1.3 TIEMPOS DE PROCESAMIENTO DE LA SOLICITUD.....	41
4.1.4 FORMULARIO DE SOLICITUD .....	42
4.1.5 EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE CONEXIÓN.....	42
4.1.6 REQUISITOS TÉCNICOS DE LA INSTALACIÓN Y EQUIPOS .....	44
4.1.7 REQUISITOS DE PROTECCIONES .....	44
4.1.8 REQUISITOS TÉCNICOS DEL MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO .....	45
4.1.9 REQUISITOS MEDIDA.....	45
<b>    4.2 PROCEDIMIENTO 2 .....</b>	<b>46</b>
4.2.1 ALCANCE .....	46
4.2.2 DIAGRAMA DE PROCESO .....	46
4.2.3 TIEMPOS DE PROCESAMIENTO DE LA SOLICITUD.....	46
4.2.4 FORMULARIO DE SOLICITUD .....	47

4.2.5	EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE CONEXIÓN.....	47
4.2.6	REQUISITOS TÉCNICOS DE LA INSTALACIÓN Y EQUIPOS .....	49
4.2.7	REQUISITOS DE PROTECCIONES .....	49
4.2.8	REQUISITOS TÉCNICOS DEL MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO .....	51
4.2.9	REQUISITOS MEDIDA.....	51
<b>4.3</b>	<b>PROCEDIMIENTO 3 .....</b>	<b>52</b>
4.3.1	ALCANCE .....	52
4.3.2	DIAGRAMA DE PROCESO .....	52
4.3.3	TIEMPOS DE PROCESAMIENTO DE LA SOLICITUD.....	52
4.3.4	FORMULARIO DE SOLICITUD .....	55
4.3.5	EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE CONEXIÓN.....	55
4.3.6	REQUISITOS TÉCNICOS DE LA INSTALACIÓN Y EQUIPOS .....	55
4.3.7	REQUISITOS DE PROTECCIONES .....	56
4.3.8	REQUISITOS TÉCNICOS DEL MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO .....	57
4.3.9	REQUISITOS MEDIDA.....	57
<b>4.4</b>	<b>PROCEDIMIENTO 4 .....</b>	<b>58</b>
4.4.1	ALCANCE .....	58
4.4.2	DIAGRAMA DE PROCESO .....	58
4.4.3	TIEMPOS DE PROCESAMIENTO DE LA SOLICITUD.....	58
4.4.4	FORMULARIO DE SOLICITUD .....	59
4.4.5	EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE CONEXIÓN.....	59
4.4.6	REQUISITOS TÉCNICOS DE LA INSTALACIÓN Y EQUIPOS .....	60
4.4.7	REQUISITOS DE PROTECCIONES .....	60
4.4.8	REQUISITOS TÉCNICOS DEL MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO .....	63
4.4.9	REQUISITOS MEDIDA.....	63
<b>4.5</b>	<b>PROCEDIMIENTO 5 .....</b>	<b>64</b>
4.5.1	ALCANCE .....	64
4.5.2	DIAGRAMA DE PROCESO .....	64
4.5.3	TIEMPOS DE PROCESAMIENTO DE LA SOLICITUD.....	64
4.5.4	FORMULARIO DE SOLICITUD .....	67
4.5.5	EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE CONEXIÓN.....	67
4.5.6	REQUISITOS TÉCNICOS DE LA INSTALACIÓN Y EQUIPOS .....	68
4.5.7	REQUISITOS DE PROTECCIONES .....	68
4.5.8	REQUISITOS TÉCNICOS DEL MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO .....	70
4.5.9	REQUISITOS MEDIDA.....	70
4.5.10	CONTRATO DE CONEXIÓN .....	71
<b>5</b>	<b>OBLIGATORIEDAD DEL PERMISO DE CONEXIÓN Y DEL CUMPLIMIENTO DEL RETIE PARA CONECTARSE AL SDL.....</b>	<b>72</b>
<b>5.1</b>	<b>PERMISO DE CONEXIÓN .....</b>	<b>72</b>
<b>5.2</b>	<b>CUMPLIMIENTO DEL RETIE .....</b>	<b>72</b>
<b>6</b>	<b>TIEMPOS DE VIGENCIA DEL PERMISO DE CONEXIÓN .....</b>	<b>74</b>

<b>7 PROTECCIÓN DE LOS DERECHOS DE LOS SOLICITANTES .....</b>	<b>75</b>
<b>8 ANEXO 1: VALORACIÓN SIMPLIFICADA DE CAPACIDAD DEL SDL PARA RECIBIR GENERACIÓN</b>	
<b>76</b>	
<b>8.1 NIVEL DE TENSIÓN 1.....</b>	<b>76</b>
<b>8.2 NIVELES DE TENSIÓN 2 Y 3 .....</b>	<b>77</b>
<b>8.2.1 PROCEDIMIENTO .....</b>	<b>77</b>
<b>8.2.2 INDICADORES .....</b>	<b>77</b>
<b>8.2.3 CRITERIOS PARA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN .....</b>	<b>78</b>
<b>8.2.4 CONSIDERACIONES.....</b>	<b>78</b>
<b>9 ANEXO 2: FORMULARIO SIMPLIFICADO DE CONEXIÓN .....</b>	<b>79</b>
<b>10 ANEXO 3: SISTEMAS PARA CONSULTA DE INFORMACIÓN Y TRÁMITE DE SOLICITUDES.....</b>	<b>81</b>
<b>10.1 INFORMACIÓN DE CAPACIDAD DEL SDL PARA RECIBIR GENERACIÓN.....</b>	<b>81</b>
<b>10.2 TRÁMITE DE SOLICITUDES .....</b>	<b>81</b>
<b>11 ANEXO 4: DEFINICIONES EMPLEADAS .....</b>	<b>82</b>
<b>12 ANEXO 5: ANÁLISIS DEL ESTUDIO DE CONEXIÓN SIMPLIFICADO DEL CNO .....</b>	<b>86</b>
<b>12.1 OBJETIVO .....</b>	<b>86</b>
<b>12.2 DEFINICIÓN .....</b>	<b>86</b>
<b>12.3 COMPARACIÓN .....</b>	<b>86</b>
<b>12.4 CONCLUSIÓN .....</b>	<b>92</b>
<b>12.5 RECOMENDACIÓN.....</b>	<b>92</b>
<b>13 ANEXO 6: DISCUSIÓN Y RECOMENDACIONES PARA OTRAS ENTIDADES DEL SECTOR .....</b>	<b>93</b>
<b>13.1 RECOMENDACIONES AL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA (MME) .....</b>	<b>93</b>
<b>13.2 DISCUSIÓN Y RECOMENDACIONES AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN (CNO) .....</b>	<b>93</b>
<b>13.2.1 LINEAMIENTOS Y CONTENIDO ESTUDIO DE CONEXIÓN SIMPLIFICADO PARA AGPE EN EL RANGO DE CAPACIDAD ENTRE 0.1 Y 1, Y AGGE MENOR A 5 MW .....</b>	<b>93</b>
<b>13.2.2 PROCEDIMIENTO GENERAL PROPUESTO PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS DE VERIFICACIÓN DE LA CURVA DE CAPACIDAD PARA AUTOGENERADORES CONSIDERANDO LA RESOLUCIÓN CREG 030 DE 2018 .....</b>	<b>96</b>
<b>13.2.3 REQUISITOS DE PROTECCIONES PARA LA CONEXIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN) COLOMBIANO PARA LOS NIVELES DE TENSIÓN 1, 2 Y 3 .....</b>	<b>97</b>
<b>13.2.4 PROCEDIMIENTO GENERAL PARA REALIZAR PRUEBAS A EQUIPOS DE PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN CONSIDERADOS EN LA RESOLUCIÓN CREG 030 DE 2018 .....</b>	<b>98</b>

13.2.5 DOCUMENTACIÓN Y PRUEBAS REQUERIDAS PARA LA CONEXIÓN DE GENERADORES DISTRIBUIDOS, AUTOGENERADORES A PEQUEÑA ESCALA Y AUTOGENERADORES A GRAN ESCALA HASTA 5 MW EN EL SIN COLOMBIANO.....	99
---	----

**14 ANEXO 7: DEFINICIÓN DE TIEMPOS PARA VIGENCIA DE PERMISO DE CONEXIÓN Y TRÁMITES  
DENTRO DE LOS PROCEDIMIENTOS .....** **101**

<b>14.1 TIEMPO PARA VIGENCIA DEL PERMISO DE CONEXIÓN .....</b>	<b>101</b>
<b>14.2 TIEMPOS PARA TRÁMITE DENTRO DE LOS PROCEDIMIENTOS .....</b>	<b>103</b>
<b>14.3 TIEMPOS PARA ENTREGA DEL ESTUDIO DE CONEXIÓN .....</b>	<b>104</b>
<b>14.4 TIEMPOS PARA QUE EL SOLICITANTE CORRIJA O COMPLEMENTE INFORMACIÓN .....</b>	<b>110</b>

#### ABREVIATURAS UTILIZADAS EN ESTE DOCUMENTO

ABREVIATURA	DEFINICIÓN
<b>AG</b>	Autogenerador
<b>AGGE</b>	Autogenerador a Gran Escala
<b>AGPE</b>	Autogenerador a Pequeña Escala
<b>CEGD</b>	Centrales Eléctricas de Generación Distribuida
<b>CG</b>	Cogeneración
<b>CNO</b>	Consejo Nacional de Operación
<b>CRE</b>	Comisión Reguladora de Energía
<b>CREG</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<b>EG</b>	Equipamiento de Generación
<b>GD</b>	Generador Distribuido
<b>GE</b>	Generador
<b>ICONTEC</b>	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación
<b>IEC</b>	The International Electrotechnical Commission
<b>IEEE</b>	The Institute of Electrical and Electronics Engineers
<b>kW</b>	Kilowatio
<b>NTC</b>	Norma Técnica Colombiana
<b>ONAC</b>	Organismo Nacional de Acreditación de Colombia
<b>OR</b>	Operador de Red
<b>PC</b>	Punto de Conexión
<b>PMGD</b>	Pequeños Medios de Generación Distribuidos
<b>RETIE</b>	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
<b>SIN</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>SDL</b>	Sistema de Distribución Local
<b>SSPD</b>	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
<b>STN</b>	Sistema de Transmisión Nacional
<b>STR</b>	Sistema de Transmisión Regional
<b>UG</b>	Unidad de Generación
<b>UL</b>	Underwriters Laboratories
<b>UPME</b>	Unidad de Planeación Minero-Energética
<b>Vn</b>	Tensión Nominal
<b>ZNI</b>	Zonas No Interconectadas

## 1 INTRODUCCIÓN

El 14 de septiembre de 2020 la CREG y la UTP firmaron en el sistema de contratación estatal SECOP II el contrato 051 de 2020 con inicio de actividades el 18 de septiembre de 2020 y culminación el 18 de diciembre de 2020.

El objeto de este contrato es el desarrollo de una consultoría que apoye la actualización de los procedimientos y requisitos técnicos de conexión para los generadores, cogeneradores y autogeneradores hasta de 5 MW establecidos en la regulación vigente, en particular las resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 106 de 2006 y 030 de 2018, de tal forma que se facilite el proceso de integración de estos recursos, de forma segura, confiable y con calidad al Sistema Interconectado Nacional. El alcance de este contrato incluye las siguientes actividades:

### a) Recopilación de la información

Se deberá revisar la experiencia internacional relevante, en cuanto a los procedimientos y requisitos técnicos para la conexión de autogeneradores, cogeneradores y generadores hasta 5 MW, en por lo menos 6 países, incluyendo países de la Alianza Pacífico y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).

Adicionalmente, se debe revisar la regulación vigente y los documentos elaborados por diferentes agentes del sector, entre ellos, el Consejo Nacional de Operación, las propuestas elaboradas por ASOCODIS, Colombia Inteligente, las consultas recibidas en la Comisión y los comentarios de los desarrolladores de proyectos. La comisión suministrará estos documentos.

### b) Identificación de alternativas de mejora

A partir de los resultados del literal a) y la experiencia del consultor, se deberá identificar aspectos de mejora en los requisitos técnicos y procedimientos para la aprobación de conexiones de autogeneradores, cogeneradores y generadores hasta 5 MW al SIN, de tal forma que se facilite el proceso de integración de estos recursos en condiciones seguras, confiables y con calidad.

### c) Propuesta de requisitos técnicos y procedimientos

Se deberá proponer el procedimiento que se debe aplicar para la conexión de autogeneradores, cogeneradores y generadores con una capacidad menor o igual a 100 kW, para más de 100 kW y hasta 1.000 kW y para más de 1.000 kW y hasta 5.000 kW.

Para cada rango de potencia, en el caso de los autogeneradores, se deberá establecer los requisitos técnicos necesarios a incluir en el formato de conexión simplificado, el estudio simplificado de conexión, los requisitos de los sistemas de protecciones, y la visita de verificación y pruebas.

Los anteriores documentos también deberán ser elaborados para los cogeneradores y generadores.

También deberá considerarse las particularidades de las diferentes tecnologías disponibles para generación, cogeneración y autogeneración.

Los documentos deben tener el detalle suficiente para ser publicados y aplicados de forma inmediata en la regulación.

**d) Contenidos didácticos**

Se deberá proponer los contenidos de un folleto y una cartilla en donde se explique de manera sencilla y didáctica el procedimiento y los requisitos técnicos para la conexión de los autogeneradores, cogeneradores y generadores. Estos contenidos deberán elaborarse para cada rango de potencia indicado en el literal c) de este numeral y considerando los diferentes públicos de interés.

Estos documentos serán la base de una estrategia de divulgación.

**e) Consulta pública**

Las propuestas deberán ser presentadas en un taller virtual a las partes interesadas, para lo cual, la Comisión realizará la respectiva convocatoria. En el documento final se atenderán los comentarios recibidos en la presentación de los resultados, y los productos publicados por la Comisión.

## 2 DEFINICIONES

A continuación, se presentan unas nuevas definiciones propuestas por la Universidad y requeridas para efectos de facilitar la presentación del presente informe. Una recopilación de las definiciones que ya establece la regulación y que también son utilizadas en este documento se encuentran en Anexo 3.

- **Planta de generación:** es el conjunto de una o más unidades de generación; esto es, de equipos que transforman recursos primarios de generación, renovables o no renovables, en energía eléctrica. Incluye los sistemas de protección, servicios auxiliares, comunicaciones, medición y el equipo requerido para hacer la conexión a un sistema eléctrico externo tales como cables, inversores, transformadores, etc.
- **Potencia nominal de generación:** también llamada capacidad nominal de generación, es el valor en MW, con una precisión de cuatro decimales, que corresponde a la suma de la capacidad nominal de las unidades de generación que conforman la planta. Para plantas cuya conexión al SDL se hace a través de inversores, es la suma de las capacidades nominales de los inversores.

La capacidad nominal de una unidad de generación corresponde al valor de placa de la máquina rotativa. La capacidad nominal de un inversor corresponde al valor de placa del equipo.

- **Potencia a exportar:** o potencia inyectada, es el valor en MW, con una precisión de cuatro decimales, que corresponde a la potencia total que la planta exportará al SDL. La potencia exportada puede ser menor o igual a la potencia nominal de generación. Para plantas que no exportarán energía al SDL, el valor de potencia exportada a declarar es cero.
- **Solicitante:** persona natural o jurídica que desea instalar una planta de generación que se conectará a un Sistema de Distribución Local del Sistema Interconectado Nacional y se declara autogenerador, cogenerador, generador o generador distribuido.

### 3 ENFOQUE METODOLÓGICO PARA DEFINIR NUEVOS PROCEDIMIENTOS Y REQUISITOS TÉCNICOS

Inicialmente se presenta el resumen de experiencias internacionales. Luego se presenta una justificación de los límites empleados para diferentes rangos de generación. Posteriormente se realiza una comparación de los sistemas de protecciones exigidos por el CNO frente a los propuestos por normatividades internacionales. Finalmente se presenta el diagrama general para seleccionar el procedimiento de conexión.

#### 3.1 Revisión internacional

A continuación, se presenta una recopilación de información de procedimientos de conexión para autogeneradores, generadores y cogeneradores en otros países, con el fin de realizar comparaciones respecto a Colombia y así identificar alternativas de mejora. Los países estudiados se presentan en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Países consultados

País	Asociación
Estados Unidos - Hawaii	OCDE
Estados Unidos - California	OCDE
Estados Unidos - Texas	OCDE
Estados Unidos - New York	OCDE
Reino Unido	OCDE
España	OCDE
México	Alianza Pacífico
Chile	Alianza Pacífico
Nueva Zelanda	OCDE

Como criterio de selección de países se tomaron estos aspectos:

1. Países de habla hispana o habla inglesa.
2. Se analizan los cuatro estados que más fomentan la generación distribuida en Estados Unidos.
3. Solo se utilizan fuentes primarias de información.

Es de aclarar que en los Estados Unidos de América la *Federal Regulatory Commission* (FERC), en la *Order No. 792 Process for interconnection* (8-FD-b), da unos requerimientos generales para conexión de pequeña generación (aquella con capacidad menor o igual que 20 MW), pero son las *Public Utility*

*Commisions* (PUC) de cada estado las que estipulan los requerimientos específicos de conexión en sus territorios.

### 3.1.1 Aspectos comparativos

En la Tabla 3.2 se presentan las fuentes de información asociadas a conexión de autogeneradores, generadores y cogeneradores para cada país mencionado en la Tabla 3.1.

Con el fin de realizar un análisis comparativo, en las Tablas 3.3, 3.4 y 3.5 se presenta la definición de sistemas de distribución, la definición de generación distribuida y los rangos de capacidad de potencia considerados en cada país.

Tabla 3.2. Fuentes de información

País (Estado)	Fuente de información
USA (Hawai)	[3.1] Public Utility Commission (PUC) RULE 14 [3.2] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 1547 [3.3] Underwriters Laboratories (UL) 1741 [3.4] Public Utility Commission (PUC) ORDER 23121
USA (California)	[3.2] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 1547 [3.3] Underwriters Laboratories (UL) 1741 [3.5] Public Utility Commission (PUC) RULE 21
USA (Texas)	[3.2] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 1547 [[3.3] Underwriters Laboratories (UL) 1741 [3.6] Rule §25.211 Interconnection of On-Site Distributed Generation (DG) [3.7] Rule §25.212 Technical Requirements for Interconnection and Parallel Operation of On-Site Distributed Generation [3.8] Rule §25.221 Electric Cost Separation
USA (New York)	[3.2] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 1547 [3.3] Underwriters Laboratories (UL) 1741 [3.9] New York State Public Service Commission [3.10] National Grid Bulletin No.756 Requirements for Parallel Generation Connected to a National Grid owned EPS
Reino Unido	[3.11] Engineering Recommendation (EREC) G98 [3.12] Engineering Recommendation (EREC) G99 [3.13 ]Distribution code [3.14] Energy act

País (Estado)	Fuente de información	
<b>España</b>	[3.15] Ley 54/1997 del Sector eléctrico	[3.22] Real decreto 1614/2010
	[3.16] Real decreto 1955/2000	[3.23] Real decreto-ley 14/2010
	[3.17] Real decreto 842/2002	[3.24] Ley 2/2011
	[3.18] Real decreto 661/2007	[3.25] Real-decreto 413/2014
	[3.19] Real decreto 1578/2008	[3.26] Orden IET/1045/2014
	[3.20] Real decreto-ley 6/2009	[3.27] Real Decreto 900/2015
<b>México</b>	[3.21] Real decreto 1565/2010	[3.28] Real Decreto 244/2019
	[3.29] Manual de interconexión de centrales de generación con capacidad menor a 0.5MW	
	[3.30] RES/054/2010	
	[3.31] Ley de transición energética	
	[3.32] RES/151/2016 Código de Red	
	[3.33] Ley de la Industria Eléctrica (LIE)	
<b>Chile</b>	[3.34] Ley de promoción y desarrollo de los bioenergéticos	
	[3.35] Norma técnica de seguridad y calidad de servicio.	
	[3.36] Ley 19.940.	
	[3.37] Decreto Supremo 71.	
	[3.38] Decreto con fuerza de ley 4/2018.	
	[3.39] Norma técnica de conexión y operación de equipamientos de generación en baja tensión.	
<b>Nueva Zelanda</b>	[3.40] Decreto Supremo 244	
	[3.41] Norma técnica de conexión y operación de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) en instalaciones de media tensión.	
	[3.42] Electricity Industry ACT 2010	
<b>Nueva Zelanda</b>	[3.43] Electricity Industry Participation Code 2010	
<b>Nueva Zelanda</b>	[3.44] Electricity (Safety) Regulations 2010	
	[3.45] Health and Safety in Employment Act 1992	

**Tabla 3.3. Definición de sistemas de distribución**

País (Estado)	Definición
<b>USA (Hawai)</b>	Cables y equipos propios o provistos por la empresa, a través de los cuales presta el servicio a sus usuarios, con niveles de tensión de 25 kV, 12 kV, 4 kV o 2.4 kV
<b>USA (California)</b>	Cables eléctricos, equipos e instalaciones propiedad de o suministrados por la corporación eléctrica mediante el cual la corporación provee el servicio de distribución a sus clientes
<b>USA (Texas)</b>	Servicio que garantiza el suministro seguro y fiable de energía eléctrica desde el sistema de transmisión a los clientes minoristas, generalmente, pero no exclusivamente, por debajo de los 60 kV. El servicio de distribución no incluye el servicio de generación, el servicio de transmisión o el servicio al cliente
<b>USA (New York)</b>	Conjunto de elementos del sistema eléctrico que opera con niveles de tensión de 4 kV, 13 kV, 25 kV y 34,5 kV
<b>Reino Unido</b>	Sistema que consiste total o principalmente de líneas eléctricas que son propiedad y operadas por el operador y utilizadas para la distribución de electricidad entre los puntos de suministro de la red o módulos de generación u otros puntos a los puntos de entrega de los usuarios
<b>España</b>	Son los niveles de tensión definidos en dos categorías en el artículo 3 de [3.16]. Se considera primera categoría cuando la tensión nominal es superior a 66 kV e inferior a 220 kV, o las tensiones normalizadas son 110 kV, 132 kV y 150 kV. La red de transporte y el sistema de distribución de energía eléctrica se encuentran en ocasiones a alta tensión de primera categoría. Se considera segunda categoría cuando la tensión nominal es superior a 30 kV e igual o inferior a 66 kV, o las tensiones normalizadas son 45 kV y 66 kV. El sistema de distribución de energía eléctrica se encuentra en ocasiones a alta tensión de segunda categoría
<b>México</b>	Actividad que se realiza en una central eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga, en los términos de las reglas del mercado
<b>Chile</b>	Conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 kV, que se encuentran fuera de la subestación primaria de distribución, destinadas a dar suministro a usuarios finales ubicados en zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros
<b>Nueva Zelanda</b>	Líneas y equipo asociado que es de propiedad u operado por el distribuidor. Distribución se define como el paso de electricidad en líneas que son las de la red nacional

**Tabla 3.4. Definición de generación distribuida**

País (Estado)	Definición
<b>USA (Hawai)</b>	Instalación de generación localizada en el inmueble del usuario y que está interconectada al sistema de distribución
<b>USA (California)</b>	Generación de potencia eléctrica por cualquier medio, incluida el almacenamiento de energía, que está interconectado a una corporación eléctrica en un punto de acoplamiento común
<b>USA (Texas)</b>	Instalación de generación eléctrica situada en el punto de entrega de un cliente (punto de acoplamiento común) de diez MW o menos y conectada a un voltaje menor o igual a 60 kV que puede conectarse en funcionamiento paralelo al sistema de servicios públicos
<b>USA (New York)</b>	Pequeña instalación de producción eléctrica que proporciona electricidad a un hogar o negocio, y el exceso de electricidad se vende a una empresa de servicios públicos. Estas instalaciones de producción pueden generar electricidad a partir de una variedad de fuentes de energía, como el viento, los desechos agrícolas, el agua o la luz solar
<b>Reino Unido</b>	Planta de generación de electricidad que está conectada a una red de distribución
<b>España</b>	Aquella que esté acogida al régimen especial definida en el Artículo 27 de [3.15]. La actividad de producción de energía eléctrica tendrá la consideración de producción en régimen especial en los siguientes casos: cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW, autoproductores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético, cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en régimen ordinario
<b>México</b>	<p>Se considera GD de acuerdo a dos características: si se realiza por un generador exento en los términos de la ley o si se realiza en una central eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de carga, en los términos de las reglas del mercado. Consideran los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Generadores con fuente de energía renovable y generadores con sistema de cogeneración en pequeña escala con capacidad hasta de 30 kW, que se interconecten a la red eléctrica del suministrador en tensiones inferiores a 1 kV</li> <li>• Generadores con fuente de energía renovable y generadores con sistemas de cogeneración en mediana escala con capacidad de hasta 500 kW, que se interconecten a la red eléctrica del suministrador en tensiones mayores a 1 kV y menores a 69 kV</li> <li>• Energías Renovables: aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por el ser humano, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que al ser generadas no liberan emisiones contaminantes.</li> </ul>

País (Estado)	Definición
	<p>Se consideran fuentes de energías renovables las que se enumeran a continuación: el viento, la radiación solar (en todas sus formas), el movimiento del agua en cauces naturales o en aquellos artificiales con embalses ya existentes (con sistemas de generación de capacidad menor o igual a 30 MW o una densidad de potencia, definida como la relación entre capacidad de generación y superficie del embalse, superiora 10 W/m<sup>2</sup>), la energía oceánica (de las mareas, del gradiente térmico marino, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal), el calor de los yacimientos geotérmicos y los bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.</p>
Chile	<p>Sistema que permite la autogeneración de energía en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente con capacidad menor o igual que 100 kW. La actual normativa permite la conexión a redes de distribución de medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9 MW para cualquier tipo de proyecto de energía. Los medios de generación renovables no convencionales son los que presentan cualquiera de las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios</li><li>• Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kW</li><li>• Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra</li><li>• Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar</li><li>• Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento</li><li>• Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares</li><li>• Otros medios de generación determinados fundamentalmente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento</li></ul>
Nueva Zelanda	Equipo para generar electricidad que está conectado directa o indirectamente a una red de distribución

**Tabla 3.5. Rangos de capacidad de potencia – Experiencia internacional**

País (Estado)	Definición
<b>USA (Hawai)</b>	Se encuentran dos rangos: pequeña instalación de generación con capacidad menor o igual que 10 kW y capacidad mayor que 10 kW
<b>USA (California)</b>	Se encuentran dos rangos: pequeños sistemas con capacidad menor igual que 11 kVA y capacidad mayor que 11 kVA sin límites
<b>USA (Texas)</b>	<p>Se encuentra la clasificación de la siguiente forma:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Plantas con capacidad menor o igual que 10 kW</li> <li>• Plantas con tensión monofásica con capacidad menor o igual que 50 kW</li> <li>• Plantas con capacidad menor o igual que 150 kW</li> <li>• Plantas con capacidad menor que 500 kW</li> <li>• Plantas con capacidad entre 0,5 MW y 2 MW</li> <li>• Plantas con capacidad entre 2 MW y 10 MW</li> </ul>
<b>USA (New York)</b>	Se encuentran tres rangos: 50 kW o menos, 50 kW a 300 kW y 300 kW a 5 MW
<b>Reino Unido</b>	<p>Se encuentra la clasificación de la siguiente forma:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Plantas con capacidades entre 0,8 kW y 1 MW conectadas a una red menor que 110 kV</li> <li>• Plantas con capacidades entre 1 MW y 10 MW conectadas a una red menor que 110 kV</li> <li>• Plantas con capacidades entre 10 MW y 50 MW conectadas a una red menor que 110 kV</li> </ul>
<b>España</b>	<p>Podrán acogerse al régimen especial establecido las instalaciones de producción de energía eléctrica contempladas en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997. Dichas instalaciones se clasifican en las siguientes categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos como se evidencia en el Real Decreto 661/2007. El artículo Plan de Energías Renovables 2011-2020 sugiere para tipo de tecnología solar y eólica a pequeña escala las siguientes capacidades:</p> <p><u>Plantas solares</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tipo 1: 1.1) menor que 20 kW y 1.2) entre 20 kW y 2 MW. Estos dos subtipos aplican para cubiertas o fachadas con usos residencial, servicios, comercial, industrial y agropecuario (parcela con referencia catastral urbana)</li> <li>• Tipo 2: menor o igual que 10 MW. Aplica para el resto, no incluidas en Tipo 1</li> </ul> <p><u>Plantas eólicas</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor que 10 kW. Su aplicación es para uso doméstico, comercial y agrícola. El tratamiento normativo es un procedimiento abreviado con menores requisitos y una mayor agilidad en la tramitación administrativa</li> </ul>

País (Estado)	Definición
	<ul style="list-style-type: none"><li>• Mayor a 10 kW y menor a 100 kW. Su aplicación es para uso industrial, residencial colectivo y terciario. El tratamiento normativo es un procedimiento abreviado, excluidas del régimen de autorización administrativa previa</li></ul>
México	Para baja tensión ( $\leq 1\text{kV}$ ) se consideran sistemas trifásicos con potencia $\leq 50 \text{ kW}$ y sistemas monofásicos con potencia $\leq 30 \text{ kW}$ . Para media tensión ( $1\text{kV} < V \leq 35\text{kV}$ ) se consideran dos tipos: tipo MT1 para potencia menor o igual a 250 kW y tipo MT2 para potencia mayor a 250 kW y menor a 500 kW
Chile	Se encuentran tres rangos: plantas con capacidad menor o igual que 100 kW, plantas con capacidad menor o igual que 1,5 MW y plantas con capacidad menor o igual que 9 MW
Nueva Zelanda	Se encuentran dos rangos: plantas de generación de pequeña escala con capacidad menor o igual que 10 kW y plantas con capacidad mayor que 10 kW

### 3.1.2 Síntesis de las principales observaciones relacionadas con la revisión de las experiencias internacionales

En todos los países consultados se encontró lo siguiente:

- Existe un procedimiento para autorizar la conexión de plantas que no inyectarán energía a la red; la exigencia está sobre los dispositivos para controlar la no inyección.
- Hay procedimientos expeditos para la conexión de generación con capacidad menor o igual que 10 kW que es basada en inversores; solo se pide el cumplimiento de la respectiva norma técnica y la instalación por parte de personal certificado.
- Existen procedimientos simplificados para plantas con capacidad menor o igual que 100 kW.
- No se hace distinción sobre el recurso primario para generar, con excepción de Chile, donde para capacidad menor que 10 kW se estipula que la fuente de generación sea no convencional renovable.
- No se estipula la capacidad máxima de plantas que pueden conectarse al sistema de distribución.
- No se encuentra que se considere límites de capacidad de plantas que puedan ser conectadas por niveles de tensión, excepto en el nivel de baja tensión donde si se habla de la máxima capacidad que puede conectarse por fase.
- Se presentan procedimientos basados en internet para dar información y facilitar los procedimientos.
- Para el caso de exportación, se solicita un contrato de conexión y garantías.

- Se estipulan los procedimientos para que el OR atienda las solicitudes de conexión de generación y para que el interesado revise los procedimientos.
- Respecto al *Hosting Capacity*, se encuentra que en estados unidos se aplica un 15%, en Chile se aplica el 20%, en España el 25% y México el 80% respectivamente. En Reino Unido y Nueva Zelanda se aplica el concepto de congestión: esta situación existe cuando al inyectar generación se excede la capacidad de algún equipo del SDL o se producen sobre voltajes.
- Se encuentra que los procedimientos para autorizar conexiones de generadores están separados por capacidad, tamaño de planta, o si inyectan o no energía a la red.
- Los estudios de conexión solo se solicitan para plantas mayores a 100 kW.

### 3.2 Límites de generación

A continuación, se presenta la justificación de los límites de generación considerados por la UTP para la formulación de los procedimientos de conexión.

#### a. Límite de 10 kW

Este límite fue propuesto considerando los siguientes aspectos:

- El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) [3.46], en el numeral 28.3.10, define a los sistemas solares fotovoltaicos como Instalaciones Especiales.
- El RETIE en el numeral 34.4 establece las instalaciones que requieren dictamen de inspección, tanto para instalaciones nuevas (numeral 34.4.1) como para ampliaciones y remodelaciones (numeral 34.4.2).
- El RETIE en el inciso a del numeral 34.4.1 (instalaciones nuevas) define que requieren dictamen de inspección “*(...) Todas las instalaciones especiales, tales como: (...)*”. Sin embargo, en este listado no aparecen los sistemas solares fotovoltaicos, a pesar de que son considerados como instalaciones especiales en el numeral 28.3.10.
- El RETIE en el inciso c del numeral 34.4.1 (instalaciones nuevas) define que requieren dictamen de inspección las “*Instalaciones residenciales de capacidad instalable individual igual o superior a 10 kVA*”.
- El RETIE en el inciso c del numeral 34.4.1 (instalaciones nuevas) define que requieren dictamen de inspección las “*Instalaciones comerciales de capacidad instalable igual o superior a 10 kVA*”.
- El RETIE en el inciso a del numeral 34.4.2 (ampliaciones y remodelaciones) define que se requiere certificación plena “*En instalaciones residenciales: cuando la ampliación supere 10 kVA, de potencia instalable o se remodele más del 50% de los dispositivos o conductores en una*

*instalación que la parte remodelada superior 10 kVA de capacidad instalable, o se les adicione equipos o instalaciones especiales.*

- Del referenciamiento internacional se observa que existe una tendencia a considerar las instalaciones menores a 10 kW con procedimientos expeditos.

De los puntos expuestos anteriormente se observa que para instalaciones menores a 10 kVA (o 10 kW asumiendo un fp=1), no se requiere un dictamen de inspección del RETIE.

#### **b. Límite de 100 kW**

La Comisión en el Documento CREG-026 del 2018 [3.47] presentó un análisis de comentarios a la Resolución CREG 121 de 2017. En este documento, la Comisión establece que:

*"(...) el límite propuesto para la GD es aproximadamente igual al promedio de la capacidad nominal de los transformadores en el nivel de tensión 1, de esta forma, se incentiva que los GD estén cerca de los centros de consumo y está acorde con el límite definido para convertirse en usuario no regulado.*

*De acuerdo con lo anterior, considerando además que en la propuesta los GD tienen beneficios en la remuneración; la capacidad de 0,1 MW es considerada apropiada para la definición de la GD."*

En este párrafo se pueden observar tres justificaciones definidos por la Comisión para el límite de 100 kW:

- En la propuesta los GD tienen beneficios en la remuneración.
- Se incentiva que los GD estén cerca de los centros de consumo y está acorde con el límite definido para convertirse en usuario no regulado.
- El límite propuesto para la GD es aproximadamente igual al promedio de la capacidad nominal de los transformadores en el nivel de tensión 1.

Las dos primeras justificaciones aún continúan vigentes, por lo que se prosigue con la verificación de la tercera justificación. Para esto se realiza una búsqueda de las capacidades máximas permitidas para transformadores de distribución, en las normas de los OR en Colombia. Los valores encontrados se presentan en la Tabla 3.6:

**Tabla 3.6. Rangos de capacidad de potencia de los transformadores de distribución**

Capacidad nominal [kVA]	Número de transformadores		Total
	Monofásicos	Trifásicos	
25	1	0	1
37,5	1	0	1
45	1	0	1
50	1	0	1
75	6	0	6
100	4	0	4
112,5	0	3	3
150	1	4	5
225	0	2	2
500	0	2	2
800	0	1	1

Al realizar un análisis de los resultados de la tabla anterior, se encuentra que el cuartil 1, la mediana y el cuartil 3 son 75 kVA, 100 kVA y 150 kVA, respectivamente.

De lo anterior, se puede comprobar que la tercera justificación también continua vigente (límite de 100 kVA). Adicionalmente, del referenciamiento internacional se observa que existen procedimientos simplificados para plantas con capacidad menor o igual a 100 kW y los estudios de conexión solo se solicitan para plantas mayores a 100 kW. Basados en estos aspectos, la UTP decide conservar este límite.

### c. Límite de 1000 kW

Este límite no fue modificado, dado que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en la Resolución UPME 281 de 2015 lo define como el valor máximo para que un AG sea considerado como de pequeña escala [3.48].

## 3.3 Sistemas de protecciones

### 3.3.1 Comparación con experiencias internacionales

A continuación, se presenta una comparación de los aspectos más relevantes de la normatividad colombiana y algunas experiencias internacionales consultadas con relación a los sistemas de protecciones empleados en generación [3.49]-[3.65].

En la Tabla 3.7 se indican los relés de protección típicos para la interconexión de cualquier tipo de GD a las redes de suministro de energía eléctrica según IEEE 1547.2-2008, adoptados en los Estados Unidos por medio de Normas ANSI. Comparando diferentes esquemas de protección se puede apreciar que, dependiendo del tamaño de la unidad distribuida y el número de fases, se utilizan diversos dispositivos de protección; sin embargo, en esta tabla se muestran todas las protecciones que podrían ser utilizadas según este estándar.

Para el caso colombiano, el Acuerdo CNO 1322-2020 "Requisitos de Protecciones para la Conexión de Sistemas de Generación en el SIN", tiene un esquema de protecciones que depende de la tecnología y el nivel de potencia utilizado. Las siguientes protecciones son las que aparecen en las tablas del Acuerdo mencionado:

- Protección anti-isla.
- Verificación de sincronismo (ANSI 25).
- Sobrepotencia adelante (ANSI 32).
- Sobrecorriente de fases y tierra (ANSI 51/51N).
- Sobretensión (ANSI 59), bajatensión (ANSI 27).
- Sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N).
- Sobrefrecuencia (ANSI 81O).
- Bajafrecuencia (ANSI 81U).

**Tabla 3.7. Relés de protección típicos para GD según IEEE 1547.2-2008**

Función	Número	Símbolo	Descripción
Verificación de sincronismo (Sync-Check)	25		Es un dispositivo de sincronización que verifica la magnitud, ángulo y frecuencia de las tensiones de dos circuitos que funcionan en paralelo. Cuando los parámetros están dentro de los límites prestablecidos provoca el cierre permitiendo la operación de ambos circuitos; solo se requiere cuando el generador es una máquina síncrona
Baja tensión (Undervoltage)	27		Es un dispositivo que opera cuando la tensión de entrada es menor que un valor prestablecido
Baja tensión por neutro (Neutral Undervoltage)	27G		Es un dispositivo que opera cuando la tensión de entrada de neutro en un sistema trifásico es menor que un valor prestablecido
Potencia direccional (Directional Power)	32		Es un dispositivo que cuyo parámetro de ajuste es un valor de potencia en una determinada dirección. Opera cuando el valor medido está fuera de los límites dados

Función	Número	Símbolo	Descripción
Baja corriente o baja potencia (Undercurrent Or Under Power)	37	I <	Es un dispositivo que opera cuando el flujo de corriente o potencia está por debajo de un valor prestablecido
Corriente de fase secuencia negativa (Negative Phase Sequence Current)	46	I <sub>i</sub>	Conocido también como relé de fase inversa o balance de fase. Es un dispositivo que opera cuando las corrientes en un sistema polifásico se encuentran desbalanceadas o cuando la corriente de secuencia negativa supera un valor prestablecido
Tensión de fase secuencia negativa (Negative Phase Sequence Voltage)	47	U <sub>z</sub> >	Conocido también como relé de secuencia o de balance. Es un dispositivo que opera cuando las tensiones en un sistema polifásico se encuentran desbalanceadas o cuando la tensión de secuencia negativa supera un valor prestablecido
Sobre corriente de fase instantánea (Instantaneous Phase Overcurrent)	50	I >	Es la función de protección más común. “Es un dispositivo que opera cuando la corriente excede un determinado valor. Este tipo de protección se modela con interruptores magnéticos en los que el mecanismo de disparo es accionado por la fuerza del campo magnético de los conductores”
Sobre corriente de neutro instantánea (Instantaneous Neutral Overcurrent)	50N	I <sub>o</sub> >	Es un dispositivo que opera cuando la corriente que fluye por el conductor de neutro excede un determinado valor”; el tiempo de actuación de la protección es inversamente proporcional a la corriente censada
Sobre corriente de fase (Phase Overcurrent)	51	I >	Es un dispositivo que opera cuando la combinación de la magnitud de corriente y su duración superan un valor prestablecido, este tipo de protección se modela con interruptores térmicos en los que el mecanismo de disparo es accionado por una tira bimetálica calentada por la corriente”. Se expresa como una curva de tiempo inverso, donde a mayor magnitud de corriente, menor el tiempo de activación y viceversa
Sobre corriente por neutro (Neutral59 Overcurrent)	51N	I <sub>o</sub> >	Es un dispositivo que opera cuando la combinación de la magnitud de corriente por el neutro y su duración superan un valor prestablecido”. Se expresa como una curva de tiempo

Función	Número	Símbolo	Descripción
67			inverso, donde a mayor magnitud de corriente, menor el tiempo de activación y viceversa
Sobre corriente con control por baja tensión (Voltage Restrained Overcurrent)	51V		Es un dispositivo que opera cuando la combinación de la magnitud de corriente y su duración superan un valor preestablecido, se expresa como una curva de tiempo inverso, donde el ajuste del umbral depende de la tensión en bornes de la máquina
Sobretensión (Overvoltage)	59		Es un dispositivo que opera cuando la tensión censada supera un valor preestablecido
Sobre tensión por neutro (Neutral Overvoltage)	59G		Es un dispositivo que opera cuando la tensión censada en el conductor de tierra supera un valor preestablecido
Sobre corriente direccional (Directional Overcurrent)	67		Es un dispositivo que opera cuando la corriente que fluye en una dirección dada supera un valor preestablecido
Sobrefrecuencia (Over Frequency)	81º		Es un dispositivo que opera cuando la frecuencia o la tasa de cambio de esta supera un valor preestablecido
Baja frecuencia (Under Frequency)	81U		Es un dispositivo que opera cuando la frecuencia o la tasa de cambio de esta es inferior a un valor preestablecido
Transformador diferencial (Differential Transformer)	87T		Es un dispositivo ubicado en el transformador de potencial que considera la diferencia en porcentaje de magnitud o ángulo de fase de la corriente y opera cuando se supera un límite preestablecido

### 3.3.2 Comparación de protecciones entre Colombia y Países de la Alianza del Pacífico

Dentro de los países que componen la Alianza del Pacífico se eligieron a México y Chile para hacer la comparación con Colombia de los esquemas de protecciones empleados (ver Tablas 3.8 y 3.9). Para el caso de Chile, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución 338 de 2019, en la que se señalan las protecciones a cumplir por parte de EG<sup>1</sup> o PMGD<sup>2</sup>. Para México, la Comisión Reguladora de Energía en la Resolución 142 de 2019, exige las protecciones que deben cumplir las CEGD<sup>3</sup>.

**Tabla 3.8. Comparación sistemas de protección entre Colombia y Chile - Niveles 1, 2 y 3**

Protección	ANSI	Acuerdo CNO 1322/2020 (Colombia)						Resolución	
		Generador		Inversores			EG	PMGD	CNE
		Síncrono	Inducción	≤ 250 kW	(250–1000] kW	> 1 MW			338/2019 (Chile)
Anti-isla							X	X	X
Verificación de sincronismo	25	X							
Bajatensión	27		X		X	X	X	X	X
Sobrepotencia adelante	32	X	X	X	X	X			
Sobrecorriente de fases y tierra	51/ 51N	X	X			X			X
Sobretensión	59				X	X	X	X	X
Sobretensión de secuencia cero	59N	X	X		X	X			X
Frecuencia	81U/O					X	X	X	

<sup>1</sup> **Equipamientos de Generación:** unidad o conjunto de unidades de generación cuya capacidad instalada total no supera los 100kW, conectados en baja tensión ( $V_n < 1 \text{ kV}$ ).

<sup>2</sup> **Pequeños Medios de Generación Distribuidos:** medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9 MW, conectados en media tensión ( $V_n [1 \text{ kV}– 23 \text{ kV}]$ ).

<sup>3</sup> **Central Eléctrica de Generación Distribuida:** central eléctrica en términos de la Ley de la Industria Eléctrica que cumple con las características establecidas para la Generación Distribuida; con capacidad menor a 0.5 MW.

**Tabla 3.9. Comparación sistemas de protección entre Colombia y México - Niveles 1, 2 y 3**

Protección	ANSI	Resolución					
		Acuerdo CNO 1322/2020 (Colombia)					
		Generador		Inversores			CRE 142/2017 (México)
		Síncrono	Inducción	≤ 250 kW	(250–1000] kW	> 1 MW	
Anti-isla							
Verificación de sincronismo	25	X					X
Bajatensión	27		X		X	X	X
Bajatensión en neutro	27N						X
Sobrepotencia adelante	32	X	X	X	X	X	
Sobrecorriente de fases y tierra	51/ 51N	X	X			X	X
Sobretensión	59				X	X	X
Sobretensión de secuencia cero	59N	X	X		X	X	X
Balance de tensión	60						X
Frecuencia	81U/O					X	X

### 3.3.3 Comparación de protecciones entre Colombia y Países de la OCDE

La comparación entre los sistemas de protecciones entre Colombia y los países de la OCDE, se estableció por medio de España y el Reino Unido (ver Tablas 3.10 y 3.11).

En España, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio por medio del Real Decreto 1699 del 18 de noviembre de 2011, reguló la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (no superior a 100 kW), conectadas a líneas de tensión no superior a 1 kV. Este Decreto contiene los requisitos de protecciones que debe cumplir el “autoconsumo de energía eléctrica”, establecido en el Real Decreto 244, del 5 de abril de 2019, por parte del Ministerio para la Transición Ecológica.

El Reino Unido, por medio de los estándares EREC<sup>4</sup> G89 y G99, detalla los requisitos técnicos y operativos para la conexión de cualquier tecnología de generación, que incluyan o no almacenamiento y que se conecten a la red de distribución.

**Tabla 3.10. Comparación de sistemas de protección entre Colombia y España - Niveles 1, 2 y 3**

Protección	ANSI	Generador			Inversores		Real Decreto 1699/2011 (España)	
				$\leq 250$ kW	$(250-1000]$ kW	$> 1$ MW		
		Síncrono	Inducción					
Anti-isla						X	X	
Verificación de sincronismo	25	X					X	
Baja tensión	27		X		X	X	X	
Baja tensión en neutro	27N						X	
Sobre potencia adelante	32	X	X	X	X	X		
Sobre corriente de fases y tierra	51/ 51N	X	X			X		
Sobre tensión	59				X	X	X	
Sobre tensión de secuencia cero	59N	X	X		X	X		
Balance de tensión	60							
Frecuencia	81U/O					X	X	

<sup>4</sup> EREC: Engineering Recommendations.

**Tabla 3.11. Comparación de sistemas de protección entre Colombia y Reino Unido - Niveles 1, 2 y 3**

Protección	ANSI	Acuerdo CNO 1322/2020 (Colombia)				EREC G98 *	EREC G99 *		
		Generador		Inversores			EREC G99 *		
		Síncrono	Inducción	$\leq 250 \text{ kW}$	(250–1000] kW	$> 1 \text{ MW}$	$\leq 0,8 \text{ MW}$	$> 0,8 \text{ MW y} \leq 1 \text{ MW}$	$> 1 \text{ MW y} \leq 10 \text{ MW}$
Anti-isla					X	X	X	X	X
Verificación de sincronismo	25	X				X	X	X	X
Baja tensión	27		X		X	X	X	X	X
Baja tensión en neutro	27N								
Sobre potencia adelante	32	X	X	X	X	X			
Sobre corriente de fases y tierra	51/ 51N	X	X			X	X	X	X
Sobre tensión	59				X	X	X	X	X
Sobre tensión de secuencia cero	59N	X	X		X	X			

\* Cualquier tecnología

### 3.3.4 Comparación de protecciones entre Colombia y el CIGRE

En la Tabla 3.12 se presenta una comparación de las protecciones entre la normatividad colombiana y el CIGRE. Esta comparación permite apreciar un consenso entre los esquemas de protecciones de diversos países y Colombia.

**Tabla 3.12. Comparación de sistemas de protección entre Colombia y el CIGRE - Niveles 1, 2 y 3**

Protección	ANSI	Acuerdo CNO 1322/2020 (Colombia)			CIGRE						
		Generador		Inversores			Canadá (PC)	China (PC)	Dinamarca (PC)	Italia (PC)	Portugal (PC)
		Síncrono	Inducción	≤ 250 kW	(250–1000] kW	> 1 MW					
Anti-isla					X		X	X	X	X	
Verificación de sincronismo	25	X									
Baja tensión	27		X		X	X	X	X	X	X	
Baja tensión en neutro	27N										
Sobre potencia adelante	32	X	X	X	X	X					
Sobre tensión	51/ 51N	X	X			X				X	
Sobre tensión de secuencia cero	59				X	X	X	X	X	X	
Balance de tensión	59N	X	X		X	X	X	X	X	X	

### 3.3.5 Síntesis de las principales observaciones relacionadas con la comparación de los sistemas de protecciones

A continuación, se presenta una síntesis de las principales observaciones relacionadas con la revisión de las experiencias internacionales respecto a los sistemas de protecciones utilizados para los recursos energéticos distribuidos:

- En Colombia, el CNO exige como requisito de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) la función de protección de sobrepotencia hacia adelante (ANSI 32). Esta función se utiliza para limitar la cantidad de potencia entregada a la red o directamente impedir su exportación. Esta función es necesaria ya que protege al generador y la red, de flujos de potencia excesivos que podrían ocasionar daños. Además, en todos los procedimientos de conexión, se exige a los generadores contar con un elemento que limite la inyección de potencia. El resto de las funciones solicitadas por el CNO y los diferentes países coinciden, aunque difieren en su parametrización; esto se debe a las características propias de las redes de cada país.
- Se tiene que los requisitos de protección mostrados en la documentación CNO están mejor discriminados que lo mostrado en los países consultados. Es decir, para la mayoría de los países se indican las protecciones sin distinguir entre capacidades o tecnología de generación. Solamente el Reino Unido impone los requisitos de protecciones de acuerdo con la capacidad de la unidad generadora, y no diferencia entre las tecnologías de generación. Además, el CNO presenta las protecciones mínimas que deberían tener las unidades de generación.
- Esta forma de mostrar el esquema de protecciones, tanto en el punto de conexión como las protecciones de las unidades generadoras, y discriminárlas para el caso de generación basada en inversores, facilita al propietario de la instalación adquirir los equipos de protecciones necesarios para su instalación. Sin embargo, *“es responsabilidad del promotor del proyecto de generación garantizar que todos los equipos de su instalación se encuentren correctamente protegidos, para satisfacer los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad en la operación del SIN. Acorde a lo anterior, todo proyecto de generación debe disponer de un esquema de protección para detectar fallas internas al sistema de generación y externas en la red de alimentación”* [3.65].

### 3.4 Diagrama general para seleccionar el procedimiento

Con base en los resultados de la revisión internacional se proponen 5 procedimientos para conexión de generación a los SLD del SIN los cuales aplican para toda planta de generación indistinto de que

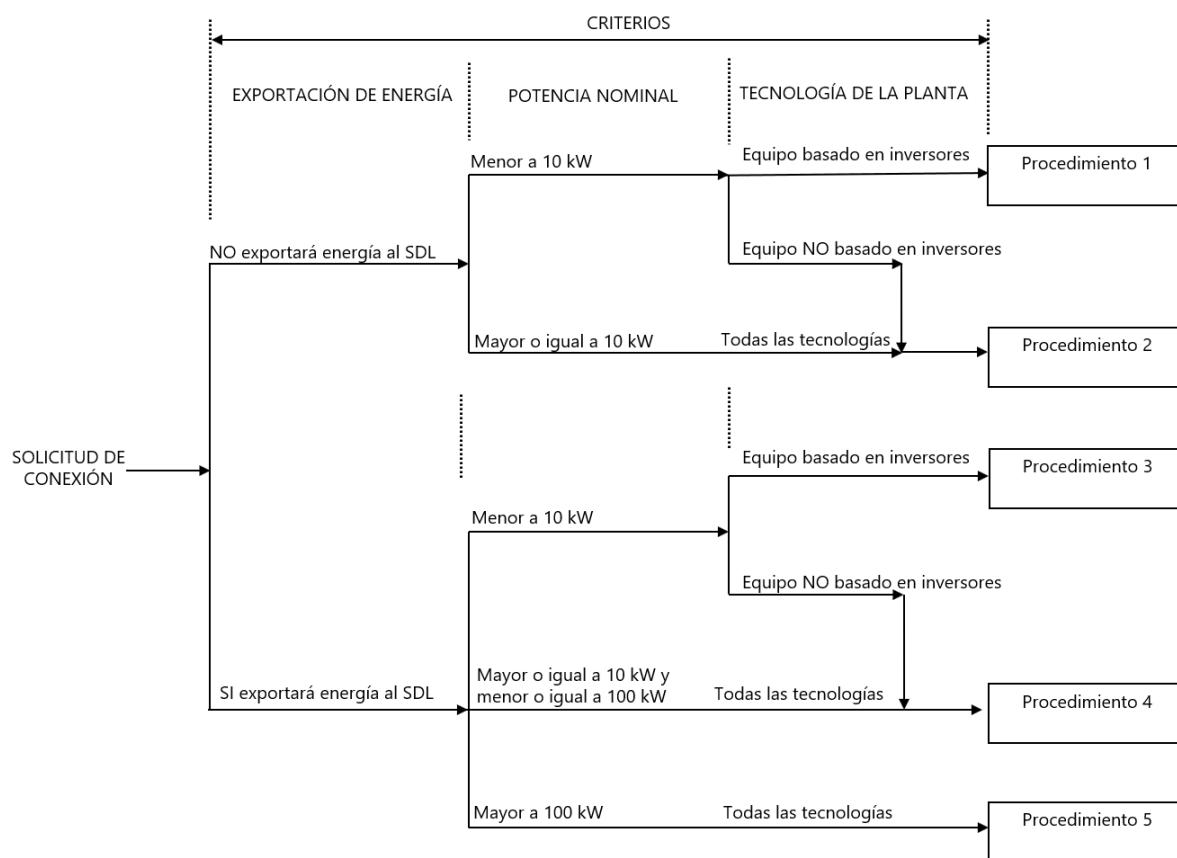
el propietario de la misma se declare autogenerador, cogenerador, generador o generador distribuido.

En la Figura 3.1 se presenta un diagrama general para seleccionar el procedimiento que aplica para la conexión de un SDL al SIN.

Para la selección del procedimiento aplican tres criterios: la exportación de energía, la potencia nominal de generación y la tecnología de los equipos de generación que conforman la planta; estos criterios se seleccionaron por las siguientes razones:

1. Exportación de energía: se deben separar en primera instancia las plantas de generación que se conectan al SDL entre las que no inyectan energía a la red y las que si lo hacen; esto porque las primeras no tienen impacto sobre la capacidad del SDL para transportar energía.
2. Potencia nominal de generación: porque a mayor tamaño de planta, mayor es su impacto o influencia sobre el SDL en aspectos como el aporte a corrientes de cortocircuito, los transitorios eléctricos, sobrevoltajes, control de frecuencia, etc.
3. La tecnología de los equipos de generación: porque las plantas solares y todas las otras que se conectan a través de inversores presentan un control operativo más sencillo que las plantas basadas en máquinas rotativas. Por otro lado, las plantas basadas en máquinas rotativas tienen la capacidad de controlar la tensión y frecuencia en un rango mucho más amplio que las basadas en inversores y tienen un efecto mucho mayor sobre las corrientes de cortocircuito y la estabilidad electromecánica. Esto igualmente hace que los requisitos de protecciones eléctricas sean distintos.

Para facilitar la integración de nuevas plantas de generación de poca capacidad a los SDL, que es el tipo de proyecto que pueden acometer personas del común y pequeñas y medianas empresas, se definen procedimientos simplificados para las plantas con capacidad menor a 10 kW basadas en inversores y para las de capacidad menor o igual a 100 kW de todas las tecnologías.



**Figura 3.1. Diagrama para seleccionar el procedimiento de conexión de generación a SDL**

Si una planta tiene mezcla en la tecnología de unidades de generación; es decir, presenta equipos tanto basado en inversores como equipos no basados en inversores, se aplican los procedimientos que indican para “todas las tecnologías”.

### 3.5 Referencias del Capítulo 3

- [3.1] Hawaiian Electric Company INC, "Service Connection and facilities on Customer's Premises", Rule 14, USA, October 28, 1966.
- [3.2] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces", 1547, USA, February 15, 2018.
- [3.3] Underwriters Laboratories (UL), "Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources", 1741, USA, January 15, 2010.
- [3.4] Public Utility Commission (PUC) Docket No. 2012-0092. Order No. 50360, USA, 2012.

- [3.5] California Public Utility Commission (CPUC), "Tariff that describes the interconnection, operating and metering requirements for generation facilities to be connected to a utility's distribution system", RULE 21, Rulemaking 99-10-025, USA, October 21, 1991.
- [3.6] Public Utility Commission of Texas, "Electric Substantive Rules: Rule §25.211 Interconnection of On-Site Distributed Generation (DG)", USA, January 5, 2017.
- [3.7] Public Utility Commission of Texas, "Electric Substantive Rules: Rule §25.212 Technical Requirements for Interconnection and Parallel Operation of On-Site Distributed Generation", USA, December 21, 1999.
- [3.8] Public Utility Commission of Texas, "Electric Substantive Rules: Rule §25.221 Electric Cost Separation", USA, September 16, 1998.
- [3.9] New York State Public Service Commission, "Standardized Interconnection Requirements and Application Process For New Distributed Generators and Energy Storage Systems 5 MW or Less Connected in Parallel with Utility Distribution Systems", USA, December 2019.
- [3.10] National Grid, "Requirements for Parallel Generation Connected to a National Grid owned EPS", Bulletin No.756 R, USA, May 2007.
- [3.11] Energy Networks Association, "Engineering Recommendation (EREC) G98", Issue 1 Amendment 4, UK, June 2019.
- [3.12] Energy Networks Association, "Engineering Recommendation (EREC) G99", Issue 1 Amendment 6, UK, March 09, 2019.
- [3.13] Great Britain, "Distribution code", Issue 45, UK, June 12, 2020.
- [3.14] United Kingdom, "Energy act 2016", UK, 2016.
- [3.15] Boletín Oficial del Estado, "Ley 54/1997 del Sector eléctrico", BOE-A-1997-25340, España, Noviembre 27, 1997.
- [3.16] Boletín Oficial del Estado, "Real-decreto 1955/2000", BOE-A-2000-24019, España, Diciembre 1, 2000.
- [3.17] Boletín Oficial del Estado, "Real decreto 842/2002", REAL DECRETO 842/2002, España, Agosto 2, 2002.
- [3.18] Boletín Oficial del Estado, "Real decreto 661/2007", BOE-A-2007-10556, España, Mayo 25, 2007.
- [3.19] Boletín Oficial del Estado, "Real decreto 1578/2008", España, Septiembre 26, 2008.
- [3.20] Boletín Oficial del Estado, "Real decreto-ley 6/2009", Sec. I. Pág. 39404, España, Mayo 7, 2009.
- [3.21] Boletín Oficial del Estado, "Real decreto 1565/2010", Sec. I. Pág. 97428, España, España, Noviembre 23, 2010.
- [3.22] Boletín Oficial del Estado, "Real decreto 1614/2010", Sec. I. Pág. 101853, España, Diciembre 8, 2010.

- [3.23] Boletín Oficial del Estado, "Real decreto-ley 14/2010", Sec. I. Pág. 106386, España, Diciembre 24, 2010.
- [3.24] Boletín Oficial del Estado, "Ley 2/2011", BOE-A-2011-4117, BOE-A-2011-4117, España, Marzo 4, 2011.
- [3.25] Boletín Oficial del Estado, "Real-decreto 413/2014", Sec. I. Pág. 43876, España, Junio 4, 2014.
- [3.26] Boletín Oficial del Estado, "Orden IET/1045/2014", BOE-A-2014-6495, España, Junio 20, 2014.
- [3.27] Boletín Oficial del Estado, "Real Decreto 900/2015", Sec. I. Pág. 94874, España, Octubre 10, 2015.
- [3.28] Boletín Oficial del Estado, "Real Decreto 244/2019", Sec. I. Pág. 35674, España, Abril 6, 2019.
- [3.29] Secretaría de Gobernación, "Manual de interconexión de centrales de generación con capacidad menor a 0.5MW", México, Diciembre 15, 2016.
- [3.30] Comisión Reguladora de Energía, "RES/054/2010", México, 2010.
- [3.31] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, "Ley de transición energética", Nueva Ley DOF 24-12-2015, México, Diciembre 24, 2015.
- [3.32] Secretaría de Gobernación, "RES/151/2016 Código de Red", México, Abril 8, 2016.
- [3.33] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, "Ley de la Industria Eléctrica (LIE)", Nueva Ley DOF 11-08-2014, México, Agosto 11, 2014.
- [3.34] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, "Ley de promoción y desarrollo de los bioenergéticos", Nueva Ley DOF 01-02-2008, México, Febrero 1, 2008.
- [3.35] Comisión Nacional de Energía, "Norma técnica de seguridad y calidad de servicio", Chile, Septiembre, 2020.
- [3.36] Congreso Nacional de Chile, "Ley 19940: Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos", Chile, Marzo 13, 2004.
- [3.37] Congreso Nacional de Chile, "Decreto 71: Aprueba reglamento de la ley nº 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales", Chile, Septiembre 06, 2014.
- [3.38] Congreso Nacional de Chile, "DFL 4/20018: fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley nº 1, de minería, de 1982, ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica", Chile, Febrero 05, 2007.
- [3.39] Comisión Nacional de Energía, "Norma técnica de conexión y operación de equipamientos de generación en baja tensión". Chile.

- [3.40] Congreso Nacional de Chile, "Decreto 244: Aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios eléctricos", Chile, Enero 17, 2006.
- [3.41] Comisión Nacional de Energía, "Norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión", Chile, Julio, 2019.
- [3.42] New Zealand Legislation, "Electricity Industry ACT 2010", New Zealand, October 05, 2010.
- [3.43] Electricity Authority, "Electricity Industry Participation Code 2010", New Zealand, 2010.
- [3.44] New Zealand Legislation, "Electricity (Safety) Regulations 2010", New Zealand, March 01, 2010.
- [3.45] New Zealand Legislation, "Health and Safety in Employment Act 1992", New Zealand, October 27, 1992.
- [3.46] Ministerio de Minas y Energía, "Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)", Colombia, 2013.
- [3.47] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), "Documento CREG 026 (Análisis de comentarios a la Resolución CREG 121 de 2017 – AGPE y GD)", Colombia, 2018.
- [3.48] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), "Resolución UPME 281 de 2015", Colombia, 2015.
- [3.49] IEEE, "Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," IEEE Std. 1547.2, 2008.
- [3.50] CIGRE, "The Impact of Renewable Energy Sources and Distributed Generation on Substation Protection and Automation," CIGRE B5.421, 2010.
- [3.51] CIGRE, "Protection of Distribution Systems with Distributed Energy Resources," CIGRE B5/C6.613, 2015.
- [3.52] IEEE, "Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," IEEE Std. 1547, 2018.
- [3.53] IEEE, "Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Energy Resources with Electric Power Systems and Associated Interfaces," IEEE Std. 1547.1, 2020.
- [3.54] IEEE, "Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems," IEEE Std. 1547.3, 2007.
- [3.55] IEEE, "Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems," IEEE Std. 1547.4, 2011.
- [3.56] IEEE, "Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks," IEEE Std. 1547.6, 2011.
- [3.57] IEEE, "Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection," IEEE Std. 1547.7, 2013.

- NREL, "An overview of distributed energy resources (DER) interconnection: current practices and emerging solutions," NREL/TP-6A20-72102, 2019.
- [3.58] [3.59] CIER, "Guía para el uso de la norma IEEE 1547," 2016.
- [3.60] C. Oreamuno Leandro, "Aplicación del estándar IEEE Std 1547," Proyecto Eléctrico, Universidad de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Eléctrica, 2013.
- [3.61] IEEE, "Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems," IEEE Std. 929, 2000.
- [3.62] CIGRE, "Technical and Commercial Standardisation of DER-microGrid Components," CIGRE C6.423, 2010.
- [3.63] CIGRE, "Grid Integration of Wind Generation," CIGRE C6.450, 2011.
- [3.64] CIGRE, "Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources," CIGRE C6.575, 2014.
- [3.65] Acuerdo CNO 1322, "Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación en el SIN".

#### 4 PROCEDIMIENTOS PROPUESTOS POR UTP

En este capítulo se presentan los procedimientos propuestos por UTP para conexión de generadores, cogeneradores, autogeneradores y generadores distribuidos a los sistemas de distribución local del sistema interconectado nacional; por lo tanto, únicamente considera la conexión de generación a los niveles de tensión 1, 2 y 3.

Para autogeneradores a gran escala, cogeneradores o generadores que exportan energía a la red, solo se consideran aquellos que inyectan hasta un máximo de 5 MW, sin importar su capacidad nominal de planta.

La información presentada en este documento NO aplica para sistemas de suministro de energía de emergencia; tampoco aplica a plantas de generación que operan en forma aislada sin conectarse al Sistema Interconectado Nacional o a los Sistemas de Distribución Local de las Zonas No Interconectadas.

Para un mejor entendimiento de los requerimientos expuestos en este capítulo, en la Tabla 4.1 se presenta un resumen de los aspectos descriptivos de cada procedimiento propuesto.

**Tabla 4.1. Procedimientos propuestos por UTP para conexión de plantas de generación a SDL**

Procedimiento	Exporta energía a la red		Tecnología		Potencia nominal	Excepción
	Si	No	Basada en inversores	Cualquier tecnología		
1		X	X		< 10 kW	
2		X		X	Sin límite	< 10 kW basadas en inversores
3	X		X		< 10 kW	< 10 kW basadas en inversores
4	X			X	≤ 100 kW	> 100 kW basadas en inversores
5	X			X	> 100 kW	

## **4.1 Procedimiento 1**

### **4.1.1 Alcance**

Este procedimiento aplica a plantas de generación que NO exportan energía a la red, con potencia nominal de generación menor a 10 kW, basadas en inversores.

Los equipos de generación pueden ser de cualquier tecnología (paneles solares, generadores de inducción, generadores sincrónicos, etc.), pero el dispositivo que conecta al SDL es un inversor o grupo de inversores.

Para plantas que se conectan al nivel de tensión 1 se debe tener en cuenta que la capacidad máxima a instalar por fase no puede exceder 10 kW según lo indicado en el Párrafo 3 del Acuerdo CNO 1322 de 2020 “Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN”, Sección 6 “Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles 1, 2 y 3 o SDL”.

### **4.1.2 Diagrama de Proceso**

En la Figura 4.1 se presenta el diagrama de proceso del procedimiento 1.

### **4.1.3 Tiempos de Procesamiento de la Solicitud**

A partir de la radicación realizada por el SOLICITANTE del Formulario de Solicitud, el OR cuenta con dos (2) días hábiles contados a partir del día siguiente al del recibo de la solicitud para notificar si la información requerida para tramitar la solicitud se encuentra completa.

Si el OR rechaza la solicitud, debe indicar al SOLICITANTE las causas de esta decisión, de tal manera que el SOLICITANTE pueda corregir o complementar la información y continuar con el trámite, si así lo desea. Se considera que un SOLICITANTE ha desistido de su trámite si pasados dos (2) meses luego de la respuesta del OR, no ha complementado o corregido la información; en este caso, el OR puede dar por cerrado el trámite de la solicitud.

Para dar respuesta a la factibilidad de conexión, el OR cuenta con tres (3) días hábiles contados a partir de la notificación al SOLICITANTE de que la información requerida para tramitar la solicitud está completa.

Si el SOLICITANTE construye la planta, una vez esté lista para puesta en servicio, debe solicitar al OR su conexión al SDL anexando el Dictamen de Inspección según RETIE. El OR tiene cinco (5) días hábiles contados a partir del día siguiente al del recibo de la solicitud para presentarse al sitio de la planta y hacer su conexión al SDL.

#### **4.1.4 Formulario de Solicitud**

En el anexo 2 de esta cartilla se presenta el formulario de solicitud.

Al formulario de solicitud se deben anexar los siguientes documentos:

- Diseño detallado según RETIE.
- Certificado de Conformidad de Producto según RETIE de los equipos que conforman la planta.
- Declaración de Cumplimiento según RETIE de la instalación.
- Matrícula profesional y certificado de capacitación en instalación de plantas de generación basadas en tecnología de inversores del ingeniero, tecnólogo o técnico que realizará la instalación.
- Manual del inversor, si este cuenta con la función para controlar la no exportación, o manual del dispositivo que controlará la no exportación.

#### **4.1.5 Evaluación de Factibilidad Técnica de Conexión**

El OR aprueba la conexión si el SOLICITANTE cumple los requisitos indicados en el diagrama de proceso de la Figura 4.1.

Si el OR aprueba la solicitud, emite el Permiso de Conexión el cual tiene la validez y condiciones que se indican en la sección “Vigencia del Permiso de Conexión” de esta Guía.

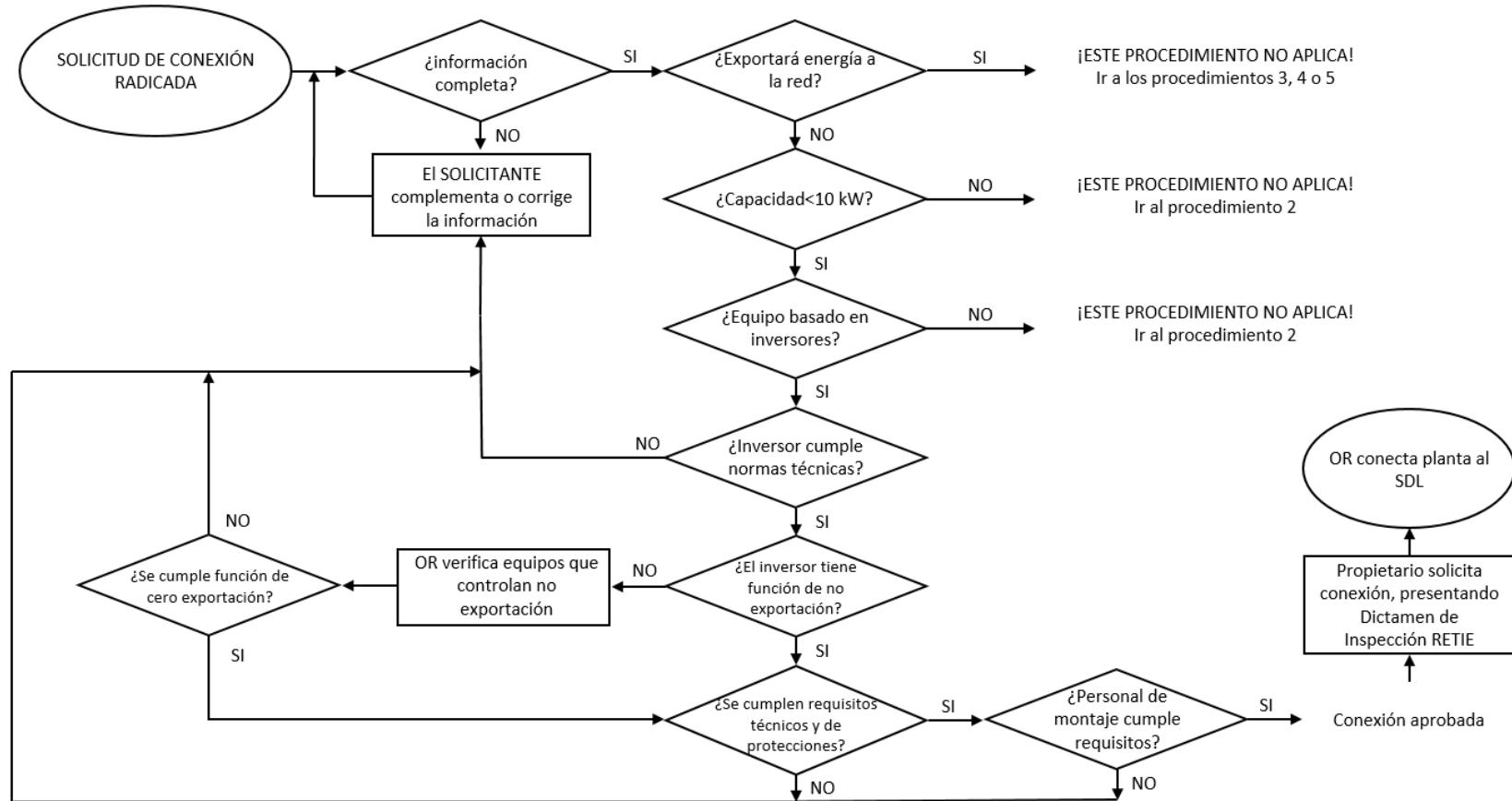


Figura 4.1. Diagrama de proceso del Procedimiento 1 para conexión de generación a SDL

#### **4.1.6 Requisitos Técnicos de la instalación y Equipos**

Se requiere un dispositivo para controlar que no habrá exportación de energía al SDL; el inversor puede incorporar esta función.

Para instalaciones fotovoltaicas se debe cumplir la sección 690 de la NTC-2050 primera actualización de 1998 (p. 627).

Para otras tecnologías de generación que se conectan a través de inversores aplica lo estipulado en la norma IEEE 1547 o UL 1741.

Se debe contar con un diseño detallado, realizado por un ingeniero de acuerdo con lo estipulado en el numeral 10.1.1 del RETIE.

Los equipos que conforman la planta deben contar con Certificado de Conformidad de Producto conforme al RETIE.

La instalación debe construirse conforme al RETIE y demostrar su cumplimiento mediante Declaración de Cumplimiento suscrita por quien realiza la construcción.

#### **4.1.7 Requisitos de Protecciones**

Aplica lo indicado en las siguientes secciones del Acuerdo CNO 1322 de 2020 “Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN”, Sección 6 “Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles 1, 2 y 3 o SDL”.

##### **4.1.7.1 Funciones de protección**

Subsección 6.2. “Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas basados en inversores y frecuencia variable” Tabla 6. “Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable menores o iguales a 0.25 MW”.

##### **4.1.7.2 Sistemas de Interrupción**

Subsección 6.3 “Sistemas de interrupción”. Tabla 11. “Requisitos equipos de corte para sistemas de generación basados en inversores y de frecuencia variable” o Tabla 12. “Requisitos equipos de corte

para sistemas de autogeneración basados en inversores y de frecuencia variable”, según corresponda al tipo de generación.

#### **4.1.7.3 Sistemas de Puesta a Tierra**

Subsección 6.4. “Sistemas de puesta a tierra”.

#### **4.1.7.4 Servicios Auxiliares**

Subsección 6.5. “Servicios auxiliares”.

#### **4.1.7.5 Ajustes de Protecciones**

Subsección 6.6 “Ajustes requeridos para las funciones de protección sistémicas para generadores conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3”, Tabla 14. “Ajuste de protecciones sistémicas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable menores o iguales a 0.25 MW conectados al SDL”.

### **4.1.8 Requisitos Técnicos del Montaje y Puesta en Servicio**

La instalación la puede realizar un técnico, tecnólogo o ingeniero electricista con matrícula profesional expedida por su debido consejo; adicionalmente, el técnico, tecnólogo o ingeniero electricista debe contar con certificación de capacitación de mínimo 120 horas en montaje de plantas de generación de tecnología igual al de la planta de la cual trata la solicitud o experiencia específica certificada de mínimo 6 meses en dicho tipo de montajes.

Una vez la planta esté lista para puesta en servicio, el propietario solicitará al OR su conexión al SDL. El único requisito para que el OR conecte la planta al SDL es que se presente el Dictamen de Inspección según RETIE expedido por un organismo de inspección acreditado por ONAC.

#### **4.1.9 Requisitos Medida**

Para instalaciones existentes, no es necesario cambiar el medidor convencional. Para instalaciones nuevas se requiere medidor convencional, según Código de Medida Resolución CREG 038 del 2014.

## 4.2 PROCEDIMIENTO 2

### 4.2.1 Alcance

Este procedimiento aplica a plantas de generación que NO exportan energía a la red, con potencia nominal de generación de cualquier valor y de cualquier tecnología; se exceptúan las plantas con potencia nominal de generación menor a 10 kW basadas en tecnología de inversores, para las cuales aplica el Procedimiento 1.

Para plantas que se conectan al nivel de tensión 1 se debe tener en cuenta que la capacidad máxima a instalar por fase no puede exceder 10 kW según lo indicado en el Párrafo 3 del Acuerdo CNO 1322 de 2020 “Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN”, Sección 6 “Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles 1, 2 y 3 o SDL”.

### 4.2.2 Diagrama de Proceso

En la Figura 4.2 se presenta el diagrama de proceso del procedimiento 2.

### 4.2.3 Tiempos de Procesamiento de la Solicitud

A partir de la radicación realizada por el SOLICITANTE del Formulario de Solicitud, el OR cuenta con dos (2) días hábiles contados a partir del día siguiente al del recibo de la solicitud para notificar si la información requerida para tramitar la solicitud se encuentra completa.

Si el OR rechaza la solicitud, debe indicar al SOLICITANTE las causas de esta decisión, de tal manera que el SOLICITANTE pueda corregir o complementar la información y continuar con el trámite, si así lo desea. Se considera que un SOLICITANTE ha desistido de su trámite si pasados dos (2) meses luego de la respuesta del OR, no ha complementado o corregido la información; en este caso, el OR puede dar por cerrado el trámite de la solicitud.

Para dar respuesta a la factibilidad de conexión, el OR cuenta con tres (3) días hábiles contados a partir de la notificación al SOLICITANTE de que la información requerida para tramitar la solicitud está completa, si la conexión es menor o igual a 10 kW, cinco (5) días hábiles si es mayor a 10 kW y menor o igual a 100 kW y diez (10) días hábiles para mayor a 100 kW.

Si el SOLICITANTE construye la planta, una vez esté lista para puesta en servicio, debe solicitar al OR su conexión al SDL anexando el Dictamen de Inspección según RETIE. El OR tiene cinco (5) días

hábiles contados a partir del día siguiente al del recibo de la solicitud para presentarse al sitio de la planta y hacer su conexión al SDL.

#### **4.2.4 Formulario de Solicitud**

En el anexo 2 de esta cartilla se presenta el formulario de solicitud.

Al formulario de solicitud se deben anexar los siguientes documentos:

- Diseño detallado según RETIE.
- Certificado de Conformidad de Producto según RETIE de los equipos que conforman la planta.
- Declaración de Cumplimiento según RETIE de la instalación.
- Matrícula profesional y certificado de capacitación en instalación de plantas de generación de tecnología correspondiente al de la planta a instalar, del ingeniero, tecnólogo o técnico que realizará la instalación.
- Manual del inversor, si este cuenta con la función para controlar la no exportación, o manual del dispositivo que controlará la no exportación.

#### **4.2.5 Evaluación de Factibilidad Técnica de Conexión**

El OR aprueba la conexión si el SOLICITANTE cumple los requisitos indicados en el diagrama de proceso de la Figura 4.2.

Si el OR aprueba la solicitud, emite el Permiso de Conexión el cual tiene la validez y condiciones que se indican en la sección “Vigencia del Permiso de Conexión” de esta Guía.

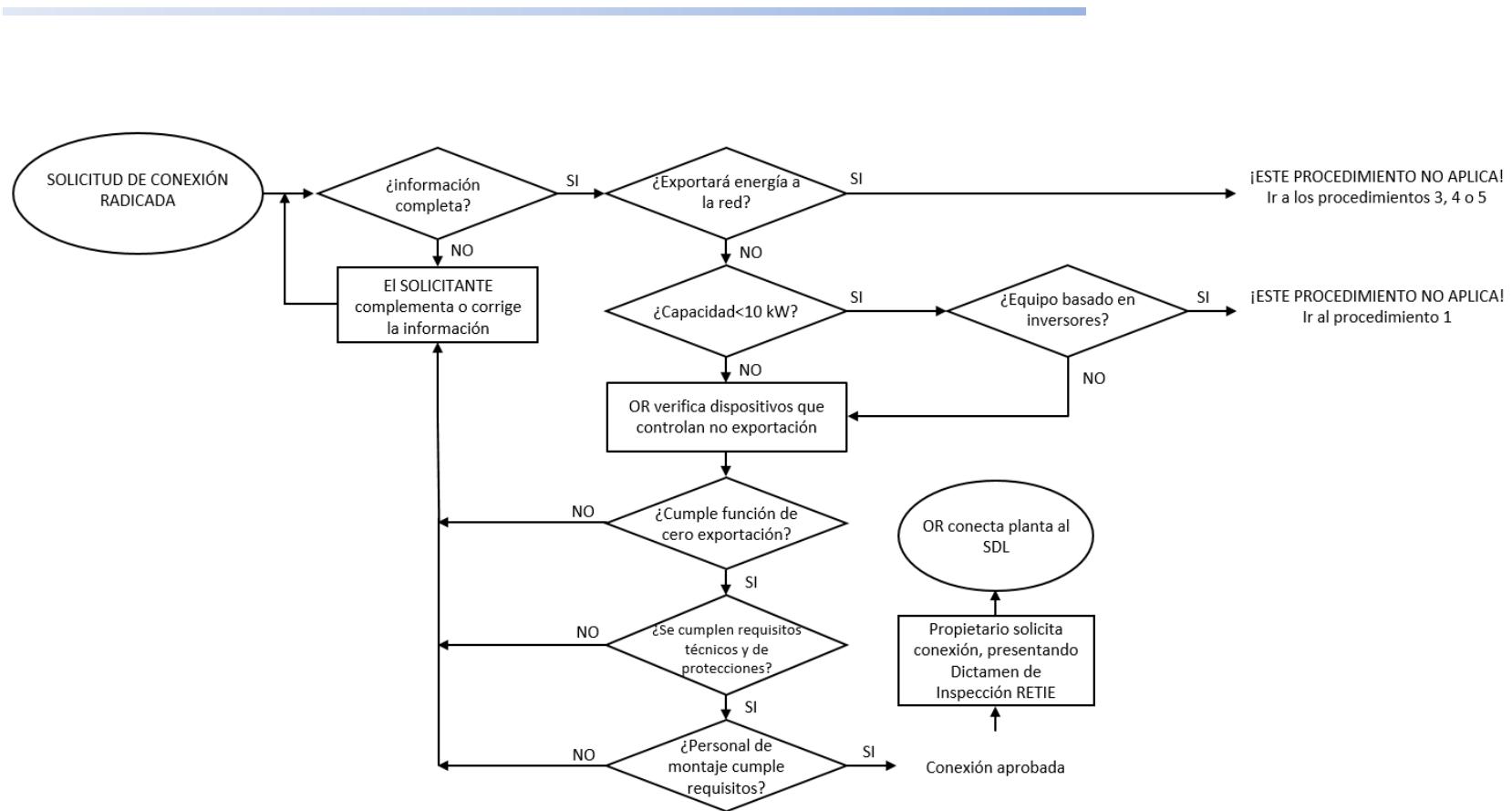


Figura 4.2. Diagrama de proceso del Procedimiento 2 para conexión de generación a SDL

#### **4.2.6 Requisitos Técnicos de la instalación y Equipos**

Se requiere un dispositivo para controlar que no habrá exportación de energía al SDL; el inversor puede incorporar esta función.

Para instalaciones fotovoltaicas se debe cumplir la sección 690 de la NTC-2050 primera actualización de 1998 (p. 627).

Para otras tecnologías de generación que se conectan a través de inversores aplica lo estipulado en la norma IEEE 1547 o UL 1741.

Se debe contar con un diseño detallado, realizado por un ingeniero de acuerdo con lo estipulado en el numeral 10.1.1 del RETIE.

Los equipos que conforman la planta deben contar con Certificado de Conformidad de Producto conforme al RETIE.

La instalación debe construirse conforme al RETIE y demostrar su cumplimiento mediante Declaración de Cumplimiento suscrita por quien realiza la construcción.

#### **4.2.7 Requisitos de Protecciones**

Aplica lo indicado en las siguientes secciones del Acuerdo CNO 1322 de 2020 “Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN”, Sección 6 “Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles 1, 2 y 3 o SDL”.

##### **4.2.7.1 Funciones de protección**

- Unidades de generación sincrónicas: Subsección 6.1. “Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas de generación síncronos y de inducción” Tabla 4. “Funciones de protección mínimas en sistemas de generación síncronos” .
- Unidades de generación de inducción: Subsección 6.1. “Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas de generación síncronos y de inducción” Tabla 5. “Funciones de protección mínimas en sistemas de generación de inducción” .
- Plantas basadas en inversores: Subsección 6.2. “Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas basados en inversores y frecuencia variable” Tabla 6. “Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable menores o

iguales a 0.25 MW”, Tabla 7. “Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable mayores a 0.25 MW y menores o iguales a 1 MW”, Tabla 8. “Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable mayores a 1 MW”.

#### **4.2.7.2 Sistemas de Interrupción**

- Unidades de generación sincrónicas: Subsección 6.3 “Sistemas de interrupción”. Tabla 9. “Requisitos de corte para sistemas de generación/autogeneración síncronos”.
- Unidades de generación de inducción: Subsección 6.3 “Sistemas de interrupción”. Tabla 10. “Requisitos de corte para sistemas de generación/autogeneración de inducción”.
- Plantas basadas en inversores: Subsección 6.3 “Sistemas de interrupción”. Tabla 11. “Requisitos equipos de corte para sistemas de generación basados en inversores y de frecuencia variable” o Tabla 12. “Requisitos equipos de corte para sistemas de autogeneración basados en inversores y de frecuencia variable”, según corresponda al tipo de generación.

#### **4.2.7.3 Sistemas de Puesta a Tierra**

Subsección 6.4. “Sistemas de puesta a tierra”.

#### **4.2.7.4 Servicios Auxiliares**

Subsección 6.5. “Servicios auxiliares”.

#### **4.2.7.5 Ajustes de Protecciones**

- Unidades de generación sincrónicas: Subsección 6.6. Tabla 13. “Ajuste de protecciones sistémicas para generadores síncronos conectados al SDL”.
- Subsección 6.6. Tabla 13. “Ajuste de protecciones sistémicas para generadores síncronos conectados al SDL”. (Aplica para generadores de inducción).
- Subsección 6.6 “Ajustes requeridos para las funciones de protección sistémicas para generadores conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3”, Tabla 14. “Ajuste de protecciones sistémicas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable menores o iguales a 0.25 MW conectados al SDL”.

#### **4.2.8 Requisitos Técnicos del Montaje y Puesta en Servicio**

La instalación la puede realizar un técnico, tecnólogo o ingeniero electricista con matrícula profesional expedida por su debido consejo; adicionalmente, el técnico, tecnólogo o ingeniero electricista debe contar con certificación de capacitación de mínimo 120 horas en montaje de plantas de generación de tecnología igual al de la planta de la cual trata la solicitud o experiencia específica certificada de mínimo 6 meses en dicho tipo de montajes.

Una vez la planta esté lista para puesta en servicio, el propietario solicitará al OR su conexión al SDL. El único requisito para que el OR conecte la planta al SDL es que el propietario presente el Dictamen de Inspección según RETIE expedido por un organismo de inspección acreditado por ONAC.

#### **4.2.9 Requisitos Medida**

Para instalaciones existentes, no es necesario cambiar el medidor convencional. Para instalaciones nuevas se requiere medidor convencional, según Código de Medida Resolución CREG 038 del 2014.

## 4.3 PROCEDIMIENTO 3

### 4.3.1 Alcance

Este procedimiento aplica a plantas de generación que SI exportan energía a la red, con potencia nominal de generación menor a 10 kW, basadas en tecnología de inversores.

Los equipos de generación pueden ser de cualquier tecnología (paneles solares, generadores de inducción, generadores sincrónicos, etc.) pero el dispositivo que conecta al SDL es un inversor o grupo de inversores.

El SOLICITANTE debe declarar el valor de potencia nominal de la planta y la potencia a exportar al SDL.

Para plantas que se conectan al nivel de tensión 1 se debe tener en cuenta que la capacidad máxima a instalar por fase no puede exceder 10 kW según lo indicado en el Párrafo 3 del Acuerdo CNO 1322 de 2020 “Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN”, Sección 6 “Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles 1, 2 y 3 o SDL” .

### 4.3.2 Diagrama de Proceso

En la Figura 4.3 se presenta el diagrama de proceso del procedimiento 3.

### 4.3.3 Tiempos de Procesamiento de la Solicitud

A partir de la radicación realizada por el SOLICITANTE del formulario de solicitud, el OR cuenta con dos (2) días hábiles contados a partir del día siguiente al del recibo de la solicitud para notificar si la información requerida para tramitar la solicitud se encuentra completa.

Si el OR rechaza la solicitud, debe indicar al SOLICITANTE las causas de esta decisión, de tal manera que el SOLICITANTE pueda corregir o complementar la información y continuar con el trámite, si así lo desea. Se considera que un SOLICITANTE ha desistido de su trámite si pasados dos (2) meses luego de la respuesta del OR, no ha complementado o corregido la información; en este caso, el OR puede dar por cerrado el trámite de la solicitud.

Si la conexión es en el nivel de tensión 1, el OR cuenta con cinco (5) días hábiles para dar respuesta a la factibilidad de conexión, contados a partir de la notificación al SOLICITANTE de que la información requerida para tramitar la solicitud está completa; si la conexión es en los niveles de tensión 2 o 3, este tiempo será de diez (10) días hábiles.

Si el Solicitante construye la planta, una vez esté lista para puesta en servicio, debe solicitar al OR su conexión al SDL anexando el Dictamen de Inspección según RETIE. El OR tiene cinco (5) días hábiles contados a partir del día siguiente al del recibo de la solicitud para presentarse al sitio de la planta y hacer su conexión al SDL.

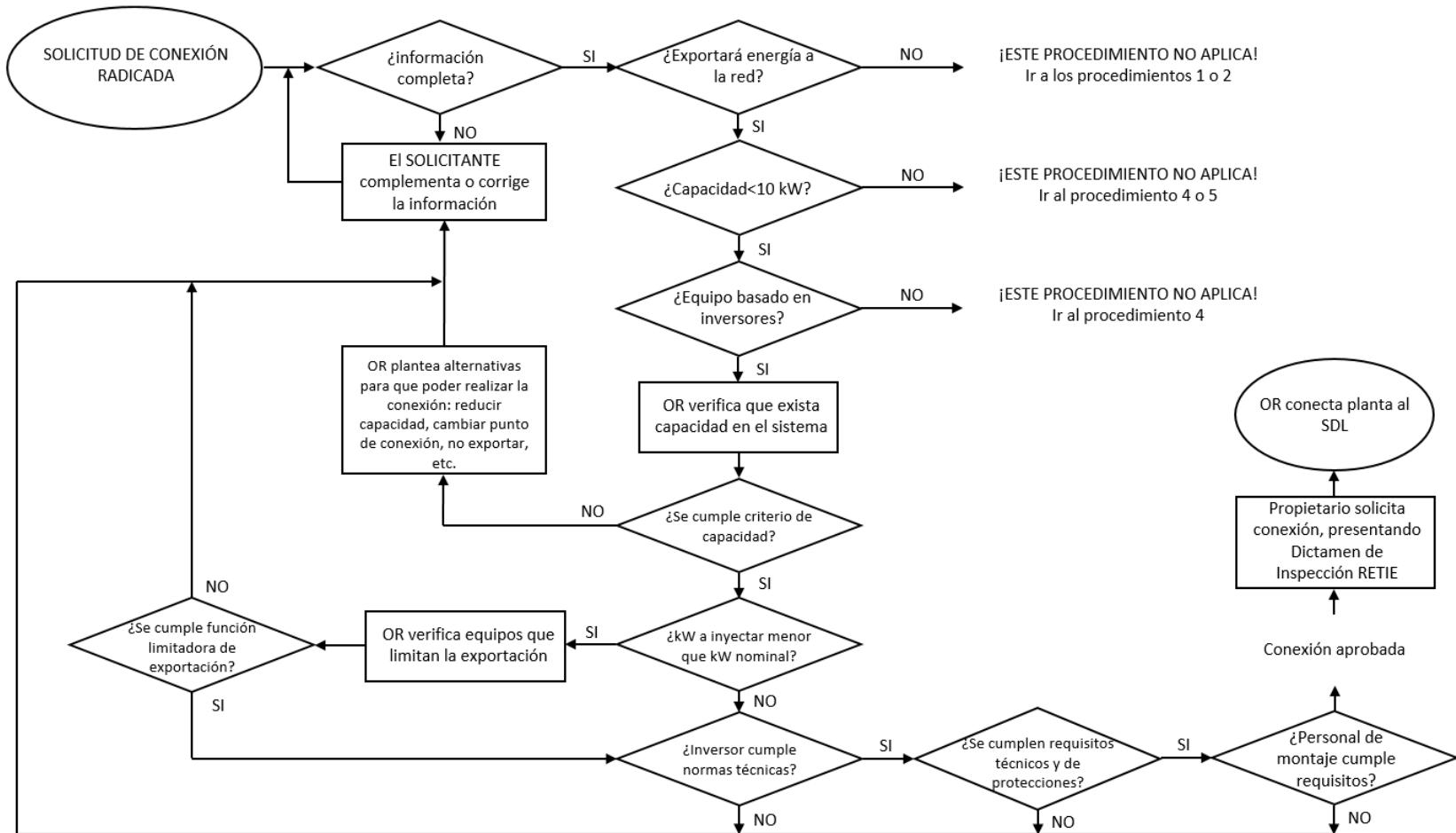


Figura 4.3. Diagrama de proceso del Procedimiento 3 para conexión de generación a SDL

#### **4.3.4 Formulario de Solicitud**

En el anexo 2 de esta cartilla se presenta el formulario de solicitud.

Al formulario de solicitud se deben anexar los siguientes documentos:

- Diseño detallado según RETIE.
- Certificado de Conformidad de Producto según RETIE de los equipos que conforman la planta.
- Declaración de Cumplimiento según RETIE de la instalación.
- Matricula profesional y certificado de capacitación en instalación de plantas de generación basadas en tecnología de inversores del ingeniero, tecnólogo o técnico que realizará la instalación.
- Si el valor de potencia a exportar al SDL es menor que el valor de potencia nominal de la planta: manual del inversor si este cuenta con la función para limitar la exportación o manual del dispositivo que limitará la exportación.

#### **4.3.5 Evaluación de Factibilidad Técnica de Conexión**

El OR aprueba la conexión si el SOLICITANTE cumple los requisitos indicados en el diagrama de proceso de la Figura 4.3.

Para valorar si el SDL tiene capacidad para recibir la inyección de potencia solicitada, el OR aplicará las metodologías indicadas en el Anexo 1 de este documento. Este estudio no tiene costo para el SOLICITANTE.

Si el OR aprueba la solicitud, emite el Permiso de Conexión el cual tiene la validez y condiciones que se indican en la sección “Vigencia del Permiso de Conexión” de esta Guía.

#### **4.3.6 Requisitos Técnicos de la instalación y Equipos**

Si la potencia a exportar al SDL es menor que la potencia nominal de la planta, se requiere un dispositivo para limitar la exportación de energía al SDL; el inversor puede incorporar esta función.

Para instalaciones fotovoltaicas se debe cumplir la sección 690 de la NTC-2050 primera actualización de 1998 (p. 627).

Para otras tecnologías de generación que se conectan a través de inversores aplica lo estipulado en la norma IEEE 1547 o UL 1741.

Se debe contar con un diseño detallado, realizado por un ingeniero de acuerdo con lo estipulado en el numeral 10.1.1 del RETIE.

Los equipos que conforman la planta deben contar con Certificado de Conformidad de Producto conforme al RETIE.

La instalación debe construirse conforme al RETIE y demostrar su cumplimiento mediante Declaración de Cumplimiento suscrita por quien realiza la construcción.

#### **4.3.7 Requisitos de Protecciones**

Aplica lo indicado en las siguientes secciones del Acuerdo CNO 1322 de 2020 “Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN”, Sección 6 “Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles 1, 2 y 3 o SDL”.

##### **4.3.7.1 Funciones de protección**

Subsección 6.2. “Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas basados en inversores y frecuencia variable” Tabla 6. “Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable menores o iguales a 0.25 MW”.

##### **4.3.7.2 Sistemas de Interrupción**

Subsección 6.3 “Sistemas de interrupción”. Tabla 11. “Requisitos equipos de corte para sistemas de generación basados en inversores y de frecuencia variable” o Tabla 12. “Requisitos equipos de corte para sistemas de autogeneración basados en inversores y de frecuencia variable”, según corresponda al tipo de generación.

##### **4.3.7.3 Sistemas de Puesta a Tierra**

Subsección 6.4. “Sistemas de puesta a tierra”.

#### **4.3.7.4 Servicios Auxiliares**

Subsección 6.5. “Servicios auxiliares”.

#### **4.3.7.5 Ajustes de Protecciones**

Subsección 6.6 “Ajustes requeridos para las funciones de protección sistémicas para generadores conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3”, Tabla 14. “Ajuste de protecciones sistémicas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable menores o iguales a 0.25 MW conectados al SDL”.

#### **4.3.8 Requisitos Técnicos del Montaje y Puesta en Servicio**

La instalación la puede realizar un técnico, tecnólogo o ingeniero electricista con matrícula profesional expedida por su debido consejo; adicionalmente, el técnico, tecnólogo o ingeniero electricista debe contar con certificación de capacitación de mínimo 120 horas en montaje de plantas de generación de tecnología igual al de la planta de la cual trata la solicitud o experiencia específica certificada de mínimo 6 meses en dicho tipo de montajes.

Una vez la planta esté lista para puesta en servicio, el propietario solicitará al OR su conexión al SDL. El único requisito para que el OR conecte la planta al SDL es que el propietario presente el Dictamen de Inspección según RETIE expedido por un organismo de inspección acreditado por ONAC.

#### **4.3.9 Requisitos Medida**

Se debe instalar un medidor bidireccional con perfil de carga horario el cual contará con los respectivos certificados de calibración en importación y exportación, según Código de Medida Resolución CREG 038 del 2014.

## 4.4 PROCEDIMIENTO 4

### 4.4.1 Alcance

Este procedimiento aplica a plantas de generación que SI exportan energía a la red, con potencia nominal de generación menor o igual a 100 kW de todas las tecnologías; se exceptúan las plantas con potencia nominal de generación menor a 10 kW basadas en tecnología de inversores, para las cuales aplica el Procedimiento 3.

El SOLICITANTE debe declarar el valor de potencia nominal de la planta y la potencia a exportar al SDL.

Para plantas que se conectan al nivel de tensión 1 se debe tener en cuenta que la capacidad máxima a instalar por fase no puede exceder 10 kW según lo indicado en el Párrafo 3 del Acuerdo CNO 1322 de 2020 “Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN”, Sección 6 “Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles 1, 2 y 3 o SDL”.

### 4.4.2 Diagrama de Proceso

En la Figura 4.4 se presenta el diagrama de proceso del procedimiento 4.

### 4.4.3 Tiempos de Procesamiento de la Solicitud

A partir de la radicación realizada por el SOLICITANTE del Formulario de Solicitud, el OR cuenta con tres (3) días hábiles contados a partir del día siguiente al del recibo de la solicitud para notificar si la información requerida para tramitar la solicitud se encuentra completa.

Si el OR rechaza la solicitud, debe indicar al SOLICITANTE las causas de esta decisión, de tal manera que el SOLICITANTE pueda corregir o complementar la información y continuar con el trámite, si así lo desea. Se considera que un SOLICITANTE ha desistido de su trámite si pasados dos (2) meses luego de la respuesta del OR, no ha complementado o corregido la información; en este caso, el OR puede dar por cerrado el trámite de la solicitud.

Si la conexión es en el nivel de tensión 1, el OR cuenta con cinco (5) días hábiles para dar respuesta a la factibilidad de conexión, contados a partir de la notificación al SOLICITANTE de que la información requerida para tramitar la solicitud está completa; si la conexión es en los niveles de tensión 2 o 3, este tiempo será de diez (10) días hábiles.

Si el SOLICITANTE construye la planta, una vez esté lista para puesta en servicio, debe solicitar al OR su conexión al SDL anexando el Dictamen de Inspección según RETIE. El OR tiene cinco (5) días hábiles contados a partir del día siguiente al del recibo de la solicitud para presentarse al sitio de la planta y hacer su conexión al SDL.

#### **4.4.4 Formulario de Solicitud**

En el anexo 2 de esta cartilla se presenta el formulario de solicitud.

Al formulario de solicitud se deben anexar los siguientes documentos:

- Diseño detallado según RETIE.
- Certificado de Conformidad de Producto según RETIE de los equipos que conforman la planta.
- Declaración de Cumplimiento según RETIE de la instalación.
- Matricula profesional y certificado de capacitación en instalación de plantas de generación de tecnología correspondiente al de la planta a instalar, del ingeniero, tecnólogo o técnico que realizará la instalación.
- Si el valor de potencia a exportar al SDL es menor que el valor de potencia nominal de la planta: manual del inversor si este cuenta con la función para limitar la exportación o manual del dispositivo que limitará la exportación.

#### **4.4.5 Evaluación de Factibilidad Técnica de Conexión**

El OR aprueba la conexión si el SOLICITANTE cumple los requisitos indicados en el diagrama de proceso de la Figura 4.4.

Para valorar si el SDL tiene capacidad para recibir la inyección de potencia solicitada, el OR aplicará las metodologías indicadas en el Anexo 1 de este documento. Este estudio no tiene costo para el SOLICITANTE.

Si el OR aprueba la solicitud, emite el Permiso de Conexión el cual tiene la validez y condiciones que se indican en la sección “Vigencia del Permiso de Conexión” de esta Guía.

#### **4.4.6 Requisitos Técnicos de la instalación y Equipos**

Si la potencia a exportar al SDL es menor que la potencia nominal de la planta, se requiere un dispositivo para limitar la exportación de energía al SDL; el inversor puede incorporar esta función.

Para instalaciones fotovoltaicas se debe cumplir la sección 690 de la NTC-2050 primera actualización de 1998 (p. 627).

Para otras tecnologías de generación que se conectan a través de inversores aplica lo estipulado en la norma IEEE 1547 o UL 1741.

Se debe contar con un diseño detallado, realizado por un ingeniero de acuerdo con lo estipulado en el numeral 10.1.1 del RETIE.

Los equipos que conforman la planta deben contar con Certificado de Conformidad de Producto conforme al RETIE.

La instalación debe construirse conforme al RETIE y demostrar su cumplimiento mediante Declaración de Cumplimiento suscrita por quien realiza la construcción.

#### **4.4.7 Requisitos de Protecciones**

Aplica lo indicado en las siguientes secciones del Acuerdo CNO 1322 de 2020 “Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN”, Sección 6 “Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles 1, 2 y 3 o SDL”.

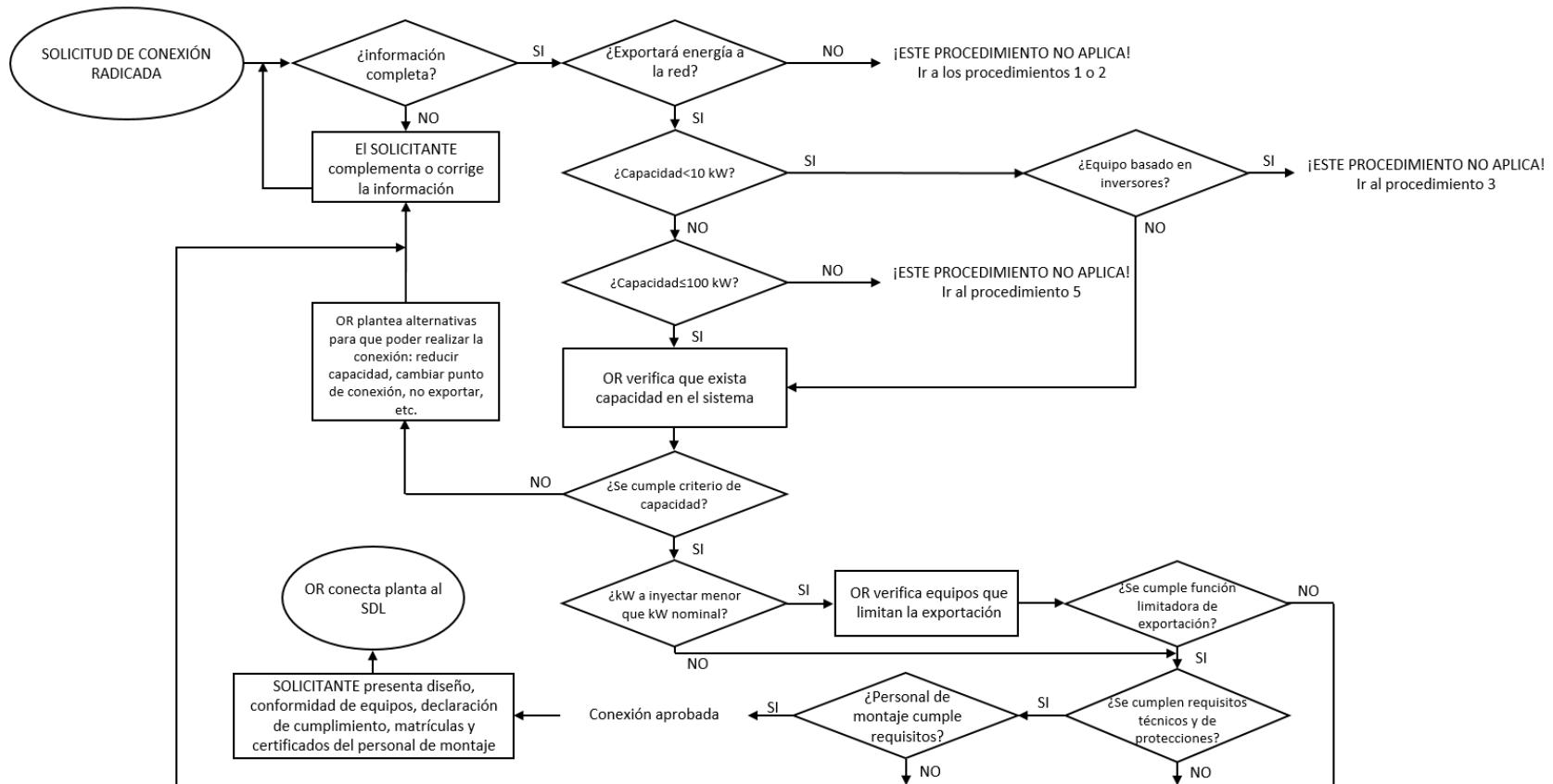


Figura 4.4. Diagrama de proceso del Procedimiento 4 para conexión de generación a SDL

#### **4.4.7.1 Funciones de protección**

- Unidades de generación sincrónicas: Subsección 6.1. “Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas de generación síncronos y de inducción” Tabla 4. “Funciones de protección mínimas en sistemas de generación síncronos”.
- Unidades de generación de inducción: Subsección 6.1. “Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas de generación síncronos y de inducción” Tabla 5. “Funciones de protección mínimas en sistemas de generación de inducción”.
- Plantas basadas en inversores: Subsección 6.2. “Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas basados en inversores y frecuencia variable” Tabla 6. “Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable menores o iguales a 0.25 MW”, Tabla 7. “Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable mayores a 0.25 MW y menores o iguales a 1 MW”, Tabla 8. “Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable mayores a 1 MW”.

#### **4.4.7.2 Sistemas de Interrupción**

- Unidades de generación sincrónicas: Subsección 6.3 “Sistemas de interrupción”. Tabla 9. “Requisitos de corte para sistemas de generación/autogeneración síncronos”.
- Unidades de generación de inducción: Subsección 6.3 “Sistemas de interrupción”. Tabla 10. “Requisitos de corte para sistemas de generación/autogeneración de inducción”.
- Plantas basadas en inversores: Subsección 6.3 “Sistemas de interrupción”. Tabla 11. “Requisitos equipos de corte para sistemas de generación basados en inversores y de frecuencia variable” o Tabla 12. “Requisitos equipos de corte para sistemas de autogeneración basados en inversores y de frecuencia variable”, según corresponda al tipo de generación.

#### **4.4.7.3 Sistemas de Puesta a Tierra**

Subsección 6.4. “Sistemas de puesta a tierra”.

#### **4.4.7.4 Servicios Auxiliares**

Subsección 6.5. “Servicios auxiliares”.

#### **4.4.7.5 Ajustes de Protecciones**

- Unidades de generación sincrónicas: Subsección 6.6. Tabla 13. “Ajuste de protecciones sistémicas para generadores síncronos conectados al SDL”.
- Subsección 6.6. Tabla 13. “Ajuste de protecciones sistémicas para generadores síncronos conectados al SDL”. (Aplica para generadores de inducción).
- Subsección 6.6 “Ajustes requeridos para las funciones de protección sistemáticas para generadores conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3”, Tabla 14. “Ajuste de protecciones sistemáticas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable menores o iguales a 0.25 MW conectados al SDL”.

#### **4.4.8 Requisitos Técnicos del Montaje y Puesta en Servicio**

La instalación la puede realizar un técnico, tecnólogo o ingeniero electricista con matrícula profesional expedida por su debido consejo; adicionalmente, el técnico, tecnólogo o ingeniero electricista debe contar con certificación de capacitación de mínimo 120 horas en montaje de plantas de generación de tecnología igual al de la planta de la cual trata la solicitud o experiencia específica certificada de mínimo 6 meses en dicho tipo de montajes.

Una vez la planta esté lista para puesta en servicio, el propietario solicitará al OR su conexión al SDL. El único requisito para que el OR conecte la planta al SDL es que se presente el Dictamen de Inspección según RETIE expedido por un organismo de inspección acreditado por ONAC.

#### **4.4.9 Requisitos Medida**

Se debe instalar un medidor bidireccional con perfil de carga horario el cual contará con los respectivos certificados de calibración en importación y exportación, según Código de Medida Resolución CREG 038 del 2014.

## 4.5 PROCEDIMIENTO 5

### 4.5.1 Alcance

Este procedimiento aplica a plantas de generación que SI exportan energía a la red, con potencia nominal de generación mayor a 100 kW, de todas las tecnologías y cuyo valor de potencia a exportar es menor o igual a 5 MW.

El SOLICITANTE debe declarar el valor de potencia nominal de la planta y la potencia a exportar al SDL.

### 4.5.2 Diagrama de Proceso

En la Figura 4.5 se presenta el diagrama de proceso del procedimiento 5.

### 4.5.3 Tiempos de Procesamiento de la Solicitud

A partir de la radicación realizada por el SOLICITANTE del Formulario de Solicitud, el OR cuenta con cinco (5) días hábiles contados a partir del día siguiente al del recibo de la solicitud para notificar si la información requerida para tramitar la solicitud se encuentra completa.

Si el OR rechaza la solicitud, debe indicar al SOLICITANTE las causas de esta decisión, de tal manera que el SOLICITANTE pueda corregir o complementar la información y continuar con el trámite, si así lo desea. Se considera que un SOLICITANTE ha desistido de su trámite si pasados dos (2) meses luego de la respuesta del OR, no ha complementado o corregido la información; en este caso, el OR puede dar por cerrado el trámite de la solicitud.

El OR cuenta con cinco (5) días hábiles, contados a partir de la notificación al SOLICITANTE de que la información requerida para tramitar la solicitud está completa, para entregar al SOLICITANTE la información para realizar el estudio de conexión.

El SOLICITANTE cuenta con seis (6) meses, contados a partir de la fecha en que el OR le hizo la entrega de la información, para presentar el estudio de conexión. Se considera que un SOLICITANTE ha desistido de su trámite si pasado este periodo de tiempo no ha presentado el estudio de conexión; en este caso, el OR puede dar por cerrado el trámite de la solicitud.

Una vez, el SOLICITANTE entrega el estudio de conexión al OR, esta última cuenta con veinte (20) días hábiles para dar respuesta a la factibilidad de conexión.

Si el Solicitante construye la planta, una vez esté lista para pruebas y puesta en servicio, debe solicitar al OR su conexión al SDL anexando el Dictamen de Inspección según RETIE. El OR tiene diez (10) días hábiles contados a partir del día siguiente al del recibo de la solicitud para presentarse al sitio de la planta y realizar las pruebas.

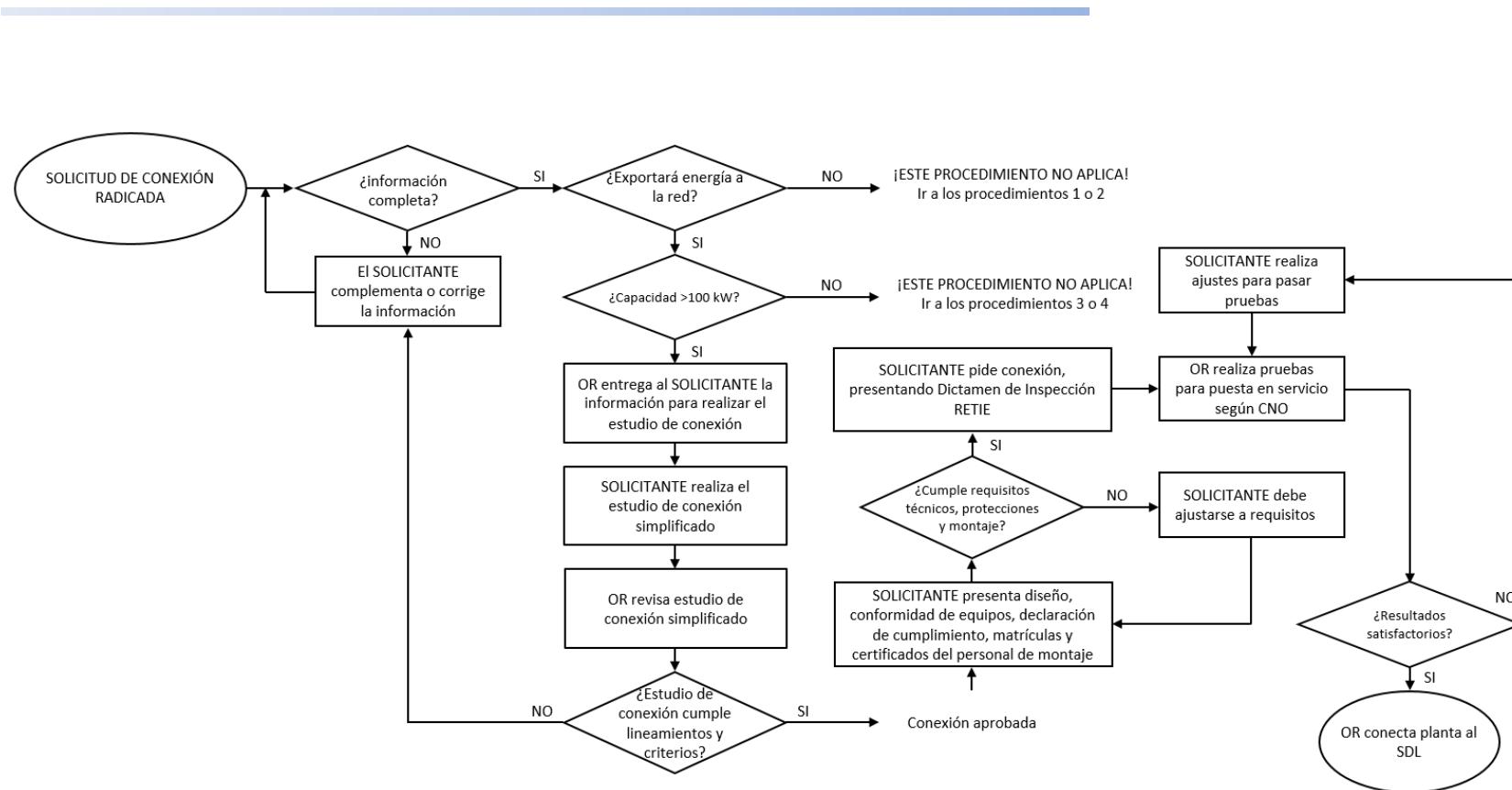


Figura 4.5. Diagrama de proceso del Procedimiento 5 para conexión de generación a SDL

#### **4.5.4 Formulario de Solicitud**

En el anexo 2 de esta cartilla se presenta el formulario de solicitud.

Al formulario de solicitud NO se debe anexar ningún documento.

#### **4.5.5 Evaluación de Factibilidad Técnica de Conexión**

El OR aprueba la conexión si el SOLICITANTE cumple los requisitos indicados en el diagrama de proceso de la Figura 4.5.

Para valorar si el SDL tiene capacidad para recibir la inyección de potencia solicitada, el SOLICITANTE debe realizar a su costa el Estudio de Conexión Simplificado; para realizar este estudio se aplican los lineamientos que se estipulan en el documento CNO “Lineamientos y contenido estudio de conexión simplificado”. El OR debe entregar toda la información para hacer el estudio de conexión en archivos planos que se puedan leerse en cualquier editor de texto o de imágenes; los archivos contendrán todas las instrucciones y etiquetas requeridas para poder interpretar la información. La excepción a esto se autoriza cuando entre ambas partes, OR y SOLICITANTE, acuerden la entrega de información en formatos particulares de programas técnicos o software especializado.

Si el OR aprueba la solicitud, emite el Permiso de Conexión el cual tiene la validez y condiciones que se indican en la sección “Vigencia del Permiso de Conexión” de esta Guía.

Si el OR aprueba la conexión, el SOLICITANTE debe presentar:

- Diseño detallado según RETIE
- Certificado de Conformidad de Producto según RETIE de los equipos que conforman la planta.
- Declaración de Cumplimiento según RETIE de la instalación.
- Matrícula profesional y certificado de capacitación en instalación de plantas de generación de tecnología correspondiente al de la planta a instalar del personal que realizará la instalación.
- Si el valor de potencia a exportar al SDL es menor que el valor de potencia nominal de la planta: manual del inversor si este cuenta con la función para limitar la exportación o manual del dispositivo que limitará la exportación.

#### **4.5.6 Requisitos Técnicos de la instalación y Equipos**

Si la potencia a exportar al SDL es menor que la potencia nominal de la planta, se requiere un dispositivo para limitar la exportación de energía al SDL; el inversor puede incorporar esta función.

Para instalaciones fotovoltaicas se debe cumplir la sección 690 de la NTC-2050 primera actualización de 1998 (p. 627).

Para otras tecnologías de generación que se conectan a través de inversores aplica lo estipulado en la norma IEEE 1547 o UL 1741.

Se debe contar con un diseño detallado, realizado por un ingeniero de acuerdo con lo estipulado en el numeral 10.1.1 del RETIE.

Los equipos que conforman la planta deben contar con Certificado de Conformidad de Producto conforme al RETIE.

La instalación debe construirse conforme al RETIE y demostrar su cumplimiento mediante Declaración de Cumplimiento suscrita por quien realiza la construcción.

#### **4.5.7 Requisitos de Protecciones**

Aplica lo indicado en las siguientes secciones del Acuerdo CNO 1322 de 2020 “Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN”, Sección 6 “Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles 1, 2 y 3 o SDL”.

##### **4.5.7.1 Funciones de protección**

- Unidades de generación sincrónicas: Subsección 6.1. “Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas de generación síncronos y de inducción” Tabla 4. “Funciones de protección mínimas en sistemas de generación síncronos” .
- Unidades de generación de inducción: Subsección 6.1. “Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas de generación síncronos y de inducción” Tabla 5. “Funciones de protección mínimas en sistemas de generación de inducción” .
- Plantas basadas en inversores: Subsección 6.2. “Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas basados en inversores y frecuencia variable” Tabla 6. “Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable menores o

iguales a 0.25 MW”, Tabla 7. “Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable mayores a 0.25 MW y menores o iguales a 1 MW”, Tabla 8. “Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable mayores a 1 MW”.

#### **4.5.7.2 Sistemas de Interrupción**

- Unidades de generación sincrónicas: Subsección 6.3 “Sistemas de interrupción”. Tabla 9. “Requisitos de corte para sistemas de generación/autogeneración síncronos”.
- Unidades de generación de inducción: Subsección 6.3 “Sistemas de interrupción”. Tabla 10. “Requisitos de corte para sistemas de generación/autogeneración de inducción”.
- Plantas basadas en inversores: Subsección 6.3 “Sistemas de interrupción”. Tabla 11. “Requisitos equipos de corte para sistemas de generación basados en inversores y de frecuencia variable” o Tabla 12. “Requisitos equipos de corte para sistemas de autogeneración basados en inversores y de frecuencia variable”, según corresponda al tipo de generación.

#### **4.5.7.3 Sistemas de Puesta a Tierra**

Subsección 6.4. “Sistemas de puesta a tierra”.

#### **4.5.7.4 Servicios Auxiliares**

Subsección 6.5. “Servicios auxiliares”.

#### **4.5.7.5 Ajustes de Protecciones**

- Unidades de generación sincrónicas: Subsección 6.6. Tabla 13. “Ajuste de protecciones sistémicas para generadores síncronos conectados al SDL”.
- Subsección 6.6. Tabla 13. “Ajuste de protecciones sistémicas para generadores síncronos conectados al SDL”. (Aplica para generadores de inducción).
- Subsección 6.6 “Ajustes requeridos para las funciones de protección sistémicas para generadores conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3”, Tabla 14. “Ajuste de protecciones sistémicas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable menores o iguales a 0.25 MW conectados al SDL”.

#### **4.5.7.6 Registro de eventos**

Para plantas con potencias nominales mayores a 1 MW, se deben seguir las indicaciones de la subsección 7 “Equipos de registro de eventos” del Acuerdo CNO 1322 de 2020 “Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN”.

#### **4.5.8 Requisitos Técnicos del Montaje y Puesta en Servicio**

La instalación la puede realizar un técnico, tecnólogo o ingeniero electricista con matrícula profesional expedida por su debido consejo; adicionalmente, el técnico, tecnólogo o ingeniero electricista debe contar con certificación de capacitación de mínimo 120 horas en montaje de plantas de generación de tecnología igual al de la planta de la cual trata la solicitud o experiencia específica certificada de mínimo 6 meses en dicho tipo de montajes.

Para que el OR conecte la planta al SDL es requisito presentar el Dictamen de Inspección según RETIE expedido por un organismo de inspección acreditado por ONAC.

Además, se debe dar cumplimiento a los requisitos del CNO que se estipulan en los siguientes documentos:

- Documentación y pruebas requeridas para la conexión de generadores distribuidos, autogeneradores a pequeña escala y autogeneradores a gran escala hasta 5 MW en el SIN colombiano.
- Procedimiento general propuesto para la realización de pruebas de verificación de la curva de capacidad para autogeneradores.
- Procedimiento general para realizar pruebas a equipos de protección de sistemas de generación.

Una vez el OR realice las pruebas y el resultado de las mismas sea satisfactorio, realizará la conexión de la planta al SDL.

#### **4.5.9 Requisitos Medida**

Se debe instalar un medidor bidireccional con perfil de carga horario el cual contará con los respectivos certificados de calibración en importación y exportación, según Código de Medida Resolución CREG 038 del 2014.

#### **4.5.10 Contrato de conexión**

Según la actividad que declare el SOLICITANTE, AG, CG, GE o GD, y su capacidad declarada, puede requerirse firmar un Contrato de Conexión con el OR. Este requisito debe consultarse en la página de la CREG: [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co).

## 5 OBLIGATORIEDAD DEL PERMISO DE CONEXIÓN Y DEL CUMPLIMIENTO DEL RETIE PARA CONECTARSE AL SDL

### 5.1 Permiso de Conexión

Toda persona natural o jurídica que desee conectar generación a los SDL del SIN debe obtener el Permiso de Conexión del OR correspondiente, declarándose como autogenerador, cogenerador, generador o generador distribuido, para lo cual, debe seguir las instrucciones de esta Guía.

Cuando un OR sea informado o detecte que en su sistema está conectada una planta de generación que no tiene el Permiso de Conexión esta podrá ser desconectada de la red de manera inmediata y no podrá reconectarse hasta tanto no subsane esta situación.

Si un OR detecta que para una planta de generación con Permiso de Conexión se alteraron las condiciones que se declararon para obtener dicho permiso (Potencia exportada a la red, Capacidad Nominal, Tecnología, Punto de Conexión), esta podrá ser desconectada de la red de manera inmediata y no podrá reconectarse hasta tanto no subsane esta situación.

### 5.2 Cumplimiento del RETIE

A partir de la expedición de la Resolución No. 90708 de Agosto 30 de 2013, del Ministerio de Minas y Energía, el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas –RETIE, es de obligatorio cumplimiento en el todo el territorio nacional. En la Sección 2.1.1 Conformidad de la instalación se indica:

- a) Toda instalación objeto del RETIE debe demostrar su cumplimiento mediante la *Declaración de Cumplimiento* suscrita por quien realice directamente la construcción, la remodelación o ampliación de la instalación eléctrica. En los casos en que se exija la *Certificación Plena*, ésta se entenderá como la *Declaración de Cumplimiento* acompañada del *Dictamen de Inspección* expedido por el organismo de inspección acreditado por ONAC, que valide dicha declaración.
- b) El Operador de Red, el comercializador de energía o quien preste el servicio en la zona, no debe energizar la instalación ni suministrar el servicio de energía, si el propietario o tenedor de la instalación no demuestra la conformidad con el RETIE. Igual tratamiento se dará a instalaciones, que aun contando con la certificación en el momento de efectuar la visita técnica para su energización, se evidencien incumplimientos con el presente reglamento que pongan en alto riesgo o peligro inminente la salud o la vida de las personas o la seguridad de la misma instalación

y las edificaciones contiguas. Si ocurre alguna eventualidad o accidente después de darle servicio a la instalación eléctrica, se debe investigar las causas y las personas responsables de la anormalidad encontrada, deben ser sancionadas por los organismos de control y vigilancia competentes.

## 6 TIEMPOS DE VIGENCIA DEL PERMISO DE CONEXIÓN

Una vez el OR emite el Permiso de Conexión, el SOLICITANTE cuenta con los tiempos establecidos en la Tabla 6. 1 para construir la planta y solicitar al OR su conexión al SDL.

**Tabla 6.1 Vigencia del Permiso de Conexión en meses calendario**

Tecnología de planta	Capacidad < 1MW	Capacidad ≥ 1MW
Hidráulica	12	24
Otras tecnologías	6	12

El periodo de tiempo de vigencia del Permiso de Conexión inicia cuando el OR emite el permiso hasta que el SOLICITANTE radica ante el OR la solicitud de conectar la planta al SDL. El tiempo que le toma al OR presentarse al sitio para hacer la conexión (procedimientos 1, 2, 3 y 4) o presentarse al sitio para hacer las pruebas y hacer la conexión (procedimiento 5), no se cuentan dentro de dicho periodo.

El permiso es prorrogable si el propietario demuestra que la planta ya se encuentra en construcción y por inconvenientes no imputables a sí mismo no ha podido avanzar y tener el Certificado de Inspección RETIE.

Si transcurrido el periodo de tiempo de vigencia del Permiso de Conexión, el SOLICITANTE no solicita la conexión por causas no imputables al prestador del servicio, el OR actualizará la información de la red con la disponibilidad liberada y saldrá dentro de los cálculos realizados para el flujo de potencia de futuras solicitudes en el transformador, circuito o subestación; el SOLICITANTE solo podrá realizar una solicitud nueva a partir del mes siguiente al de expiración de la capacidad aprobada.

## **7 PROTECCIÓN DE LOS DERECHOS DE LOS SOLICITANTES**

Si un SOLICITANTE considera que el OR al cual ha presentado una solicitud, la rechaza por causas diferentes a las estipuladas en los procedimientos de esta Guía, solicita el cumplimiento de requisitos adicionales a los aquí estipulados o no cumple con los tiempos para trámite aquí estipulados, debe presentar su queja ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

## ANEXOS

### 8 ANEXO 1: VALORACIÓN SIMPLIFICADA DE CAPACIDAD DEL SDL PARA RECIBIR GENERACIÓN

A continuación, se presentan las metodologías simplificadas para que el OR valore la capacidad del SDL para recibir generación en los procedimientos 3 y 4 de este documento.

#### 8.1 Nivel de tensión 1

Con el valor de potencia a exportar que declara el SOLICITANTE, el OR verifica que se cumplan los siguientes criterios:

1. La sumatoria de la potencia inyectada de los AG, CG, GD y GE, incluyendo la del solicitante, debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador.
2. La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los AG, CG, GD y GE, incluyendo la del solicitante, cuyo sistema de producción de energía sea distinto al compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión.
3. La cantidad de energía en una hora que pueden exportar los AG, CG, GD y GE, incluyendo la del solicitante, cuyo sistema de producción de energía sea el compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre 6 am y 6 pm.

El límite de 15% de capacidad del transformador aplica para los transformadores de uso (aquellos que sirven a más de un usuario). Para conexión de generación en el lado N1 de un transformador de conexión (aquellos que sirven a un solo usuario) no aplica este concepto del 15% y la capacidad del SDL para recibir la generación propuesta se evaluará con la metodología para niveles de tensión 2 y 3.

## 8.2 Niveles de tensión 2 y 3

### 8.2.1 Procedimiento

Con el valor de potencia a exportar que declara el solicitante, el OR aplica el siguiente procedimiento:

1. Se establecen los tipos de usuarios conectados al sistema donde se solicita la conexión: residenciales, comerciales, industriales y especiales.
2. Se establece el perfil de carga horario en cada nodo del sistema utilizando curvas de demanda típicas para cada uno de los tipos de usuario conectados al sistema. Las curvas de demanda típicas deberán realizarse para el día de mínima demanda.
3. Con el valor de potencia inyectada declarada por el solicitante y haciendo uso de una curva típica de generación de acuerdo con la tecnología que el solicitante pretende conectar, se crea una curva de generación neta en el punto de conexión solicitado.
4. Se crean las curvas de generación de los otros AG, CG, GD y GE conectados al sistema.
5. Se efectúa un flujo de carga para las 24 horas del sistema para verificar tensiones en los nodos y cargabilidades en tramos de red. Si la conexión solicitada es un sistema enmallado, se debe modelar toda la red correspondiente al nivel de tensión al cual se solicita la conexión; si la conexión solicitada corresponde a un circuito primario de distribución radial, se puede modelar este circuito.

### 8.2.2 Indicadores

A partir de los resultados del flujo de carga se calculan los siguientes indicadores de verificación de tensiones y cargabilidades en los tramos de red, de acuerdo al perfil horario:

$$\%CTC = \frac{\text{Corriente del tramo más cargado}}{\text{Corriente nominal del tramo más cargado}} \times 100\% \quad (\text{A.1})$$

$$\%NPT = \frac{\text{Cantidad de nodos con problemas de tensión}}{\text{Cantidad total de nodos de la red}} \times 100\% \quad (\text{A.2})$$

Donde  $\%CTC$  es el porcentaje de cargabilidad del tramo de red más cargado y  $\%NPT$  el porcentaje de nodos con problemas de tensión.

### 8.2.3 Criterios para factibilidad de conexión

Se verifica que se cumplan los siguientes criterios:

- No se aceptan sobrecargas en ningún tramo de red como consecuencia de conectar la generación objeto de la solicitud, producto del cálculo de la ecuación (A.1) en cada tramo.
- No se aceptan porcentajes de nodos con problemas de tensión mayores a cero (ecuación (A.2)), pues implica que por lo menos un nodo tiene problemas de tensión.

### 8.2.4 Consideraciones

- Los nodos que deben ingresar dentro del cálculo del indicador de tensiones solo serán aquellos que sean afectados después de la integración del generador.
- Las simulaciones ejecutadas deben tener en cuenta la solicitud de factibilidades realizadas anteriormente dentro del circuito o sistema afectado, aunque estas no se encuentren procesos de construcción.
- Se debe analizar la condición más crítica de demanda mínima – máxima inyección en las 24 horas.
- Se considera que un nodo tiene problemas de voltaje cuando se supera el valor máximo en por unidad (p.u.) indicado en la Tabla A.1. Para voltajes operativos que no aparecen en la tabla, el valor máximo de tensión en p.u. corresponde al cociente entre el voltaje máximo nominal para equipos dado por la norma IEC 60694 y el voltaje operativo de la red.

Tabla A.1. Voltaje máximo permitido para cada voltaje de operación

Voltaje de operación [kV]	Voltaje máximo nominal de equipos según IEC [kV]	Voltaje máximo [p.u.]
11,4	17,5	1,54
13,2	17,5	1,33
13,8	17,5	1,27
33,0	36	1,09
34,5	36	1,04
44,0	52	1,18

## 9 ANEXO 2: FORMULARIO SIMPLIFICADO DE CONEXIÓN

A continuación, se presenta el formulario de conexión de generadores, cogeneradores y autogeneradores a los SDL del SIN.

FORMULARIO PARA SOLICITUD DE CONEXIÓN DE GENERADORES, GENERADORES DISTRIBUIDOS, COGENERADORES Y AUTOGENERADORES A LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN LOCAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL			
<b>1. Información del cliente:</b>			
Cliente nuevo:	<input type="checkbox"/> Si	<input type="checkbox"/> No	
No. de cuenta cliente (si <b>NO</b> es cliente nuevo):			
Nombre del cliente:			
Cédula de Ciudadanía/NIT:			
Dirección del cliente:			
Ciudad:	Teléfono/Celular:		
Email:			
Tipo de cliente:	<input type="checkbox"/> Residencial	<input type="checkbox"/> Comercial	<input type="checkbox"/> Industrial
	<input type="checkbox"/> Oficial	<input type="checkbox"/> Otro, cual:	
Estrato (si aplica):			
Nombre del OR o Comercializador que lo atiende:			
<b>2. Información del inmueble:</b>			
Dirección de ubicación del proyecto:			
Vereda (si aplica):			
Corregimiento (si aplica):			
Ciudad:			
<b>Información adicional de ubicación para proyectos no asociados a un inmueble</b>			
Ubicación georreferenciada wgs84 (de googlemaps):			
Número de poste o código del transformador más cercano:			
<b>3. Datos del punto de conexión:</b>			
Potencia nominal del sistema (kW):			
Máxima potencia a exportar a la red (kW):	(Nota: Máximo 10 kW por fase en N1 y 5000 kW totales en N2 y N3)		
Nivel de tensión (kV):			
Si entrega excedentes o es un cliente nuevo, escribir el código de la subestación, transformador o circuito al cual se realizará la conexión:			

**4. Criterios de generación:**

**Tipo:**

- |                          |   |                          |  |
|--------------------------|---|--------------------------|--|
| <input type="checkbox"/> | Generador                                 | <input type="checkbox"/> | Autogenerador a pequeña escala (Potencia ≤ 1 MW) |
| <input type="checkbox"/> | Cogenerador                               | <input type="checkbox"/> | Autogenerador a gran escala (Potencia > 1 MW)    |
| <input type="checkbox"/> | Generador Distribuido (Potencia ≤ 0.1 MW) |                          |  |

Exporta energía a la red: NO  SI

Si marcó **NO**, la potencia nominal es:

- |                          |                       |
|--------------------------|-----------------------|
| <input type="checkbox"/> | Menor a 10 kW         |
| <input type="checkbox"/> | Mayor o igual a 10 kW |

Si marcó **SI**, la potencia nominal es:

- |                          |  |
|--------------------------|--|
| <input type="checkbox"/> | Menor a 10 kW                                  |
| <input type="checkbox"/> | Mayor o igual a 10 kW y menor o igual a 100 kW |
| <input type="checkbox"/> | Mayor a 100 kW                                 |

Tecnología basada en inversores:

SI  NO

Si marcó **NO**, indique cuál: \_\_\_\_\_

Fecha estimada de conexión del proyecto: \_\_\_\_\_

**5. Tipo de tecnología de la planta:**

- |                          |                       |                          |         |                          |                   |                          |        |
|--------------------------|-----------------------|--------------------------|---------|--------------------------|-------------------|--------------------------|--------|
| <input type="checkbox"/> | Solar Fotovoltaica-FV | <input type="checkbox"/> | Biomasa | <input type="checkbox"/> | Cogeneración      | <input type="checkbox"/> | Eólica |
| <input type="checkbox"/> | Hidráulica            | <input type="checkbox"/> | Gas     | <input type="checkbox"/> | Otro, cual: _____ |                          |        |

Cuenta con almacenamiento de energía:

SI     NO

Si marcó **SI**, indique capacidad (kW) y energía (KWh): \_\_\_\_\_ y \_\_\_\_\_

**6. Información de la tecnología de generación de energía:**

**Basada en inversores**

Capacidad en DC (kW DC): \_\_\_\_\_  
 Voltaje salida del Inversor (V): \_\_\_\_\_  
 Voltaje entrada del Inversor (V): \_\_\_\_\_  
 Número de inversores: \_\_\_\_\_  
 Fabricante de los inversores: \_\_\_\_\_  
 Modelo de los inversores: \_\_\_\_\_  
 Potencia total en AC (kW AC): \_\_\_\_\_  
 Número de fases: \_\_\_\_\_

**NO basada en inversores (datos del generador)**

Número de unidades de generación: \_\_\_\_\_  
 Fabricante del (los) generador (es): \_\_\_\_\_  
 Modelo del (los) generadores: \_\_\_\_\_  
 Voltaje del (los) generador (es) (V): \_\_\_\_\_  
 Potencia nominal agregada (kVA): \_\_\_\_\_  
 Factor de potencia: \_\_\_\_\_  
 Número de fases: \_\_\_\_\_

Si es solar fotovoltaica-FV:

Potencia por panel (W): \_\_\_\_\_  
 Número de paneles: \_\_\_\_\_

**Para todas las tecnologías**

Dispositivo que limita la exportación de energía a la red: Marca: \_\_\_\_\_ Referencia: \_\_\_\_\_

El dispositivo empleado para limitar la exportación de energía a la red, se encuentra en:  El inversor  
 Otro, cuál: \_\_\_\_\_

Transformador del punto de conexión (aplica cuando el punto de conexión con el OR sea en el nivel de tensión 2 o 3):

Número de transformadores: \_\_\_\_\_ Potencia nominal (kVA): \_\_\_\_\_  
 Grupo de conexión: \_\_\_\_\_ Relación de transformación: \_\_\_\_\_

**7. Observaciones (Aclaraciones que desee realizar sobre el proyecto):**

Lugar, Fecha: \_\_\_\_\_

Firma: \_\_\_\_\_

**NOTAS:**

**Nota 1:** Cargar la información al aplicativo de la página web del OR o remitir formulario en formato Excel y PDF (firmado) y el anexo correspondiente del proyecto al correo electrónico [xxxx@xxx.co](mailto:xxxx@xxx.co) con el siguiente asunto: *Formulario para solicitud de conexión de GE, GD, CG y AG a los SDL del SIN.*

**Nota 2:** Serán rechazadas las solicitudes que no lleguen con la información indicada en la guía o que el formulario esté incompleto.

## **10 ANEXO 3: SISTEMAS PARA CONSULTA DE INFORMACIÓN Y TRÁMITE DE SOLICITUDES**

### **10.1 Información de capacidad del SDL para recibir generación**

Cada OR dispone en su página web de un servicio de información gratuito que permite conocer a cualquier persona natural o jurídica interesada en conectarse al SDL como autogenerador, cogenerador, generador o generador distribuido, la capacidad del SDL para recibir la inyección de potencia de plantas de generación.

Para el nivel de tensión 1, la información se despliega a nivel de transformador de distribución, para los cuales se muestra su código y georreferenciación.

Para los niveles de tensión 2 y 3 la información se despliega para cada subestación y para nodos de cada circuito, los cuales deben estar espaciados al menos cada 20% de su longitud (al menos cuatro nodos dentro del circuito).

La información que estos sistemas entregan sobre la capacidad disponible para recibir generación, es de tipo indicativo al momento de hacer la consulta y no constituye una reserva de capacidad asignado al usuario que realiza la consulta de carácter obligante para el OR, ya que dicho valor cambia continuamente.

### **10.2 Trámite de solicitudes**

Cada OR dispone en su página web de un servicio gratuito para tramitar las solicitudes de conexión al SDL de autogeneradores, cogeneradores, generadores o generadores distribuidos de cualquier capacidad nominal. Este servicio permite diligenciar en línea el Formulario de Solicitud y cargar los documentos anexos requeridos.

## 11 ANEXO 4: DEFINICIONES EMPLEADAS

A continuación, se presentan las definiciones empleadas en este documento.

- **Autogeneración:** aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades.
- **Autogenerador (AG):** usuario que realiza la actividad de autogeneración. El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de autogeneración.
- **Autogenerador a gran escala (AGGE):** autogenerador con potencia instalada superior al 1 MW según el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.
- **Autogenerador a pequeña escala (AGPE):** autogenerador con potencia instalada igual o inferior a 1 MW, según el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.
- **Cogeneración:** proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de la actividad productiva de quien produce dichas energías, destinadas ambas al consumo propio o de terceros en procesos industriales o comerciales, de acuerdo con lo establecido en la ley 1215 de 2008 y en la Resolución CREG 005-2010.
- **Cogenerador (CG):** persona natural o jurídica que tiene un proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica como parte integrante de su actividad productiva, que reúne las condiciones y requisitos técnicos para ser considerado como cogeneración. El Cogenerador puede o no, ser el propietario de los activos que conforman el sistema de Cogeneración; en todo caso, el proceso de cogeneración deberá ser de quien realice la actividad productiva de la cual hace parte.
- **Exportación de energía:** cantidad de energía inyectada a la red por un autogenerador, un cogenerador, un generador o un generador distribuido.
- **Generación:** aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica para vender.

- **Generador (GE):** persona natural o jurídica que produce energía eléctrica y tiene por lo menos una planta y/o unidad de generación conectada al Sistema Interconectado Nacional, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.
- **Generador distribuido (GD):** persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución Local y con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW.
- **Importación de energía:** cantidad de energía eléctrica consumida de la red por un autogenerador, cogenerador, generador o generador distribuido.
- **Niveles de tensión:** los STR y SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:
  - Nivel 4: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
  - Nivel 3: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
  - Nivel 2: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
  - Nivel 1: sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.
- **Operador de Red de STR y SDL (OR):** persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.
- **Planta de generación:** es el conjunto de una o más unidades de generación; esto es, de equipos que transforman recursos primarios de generación, renovables o no renovables, en energía eléctrica. Incluye los sistemas de protección, servicios auxiliares, comunicaciones, medición y el equipo requerido para hacer la conexión a un sistema eléctrico externo tales como cables, inversores, transformadores, etc.
- **Potencia nominal de generación:** también llamada capacidad nominal de generación, es el valor en MW, con una precisión de cuatro decimales, que corresponde a la suma de la capacidad nominal de las unidades de generación que conforman la planta. Para plantas cuya conexión al SDL se hace a través de inversores es la suma de capacidades nominales de los inversores.

La capacidad nominal de una unidad de generación corresponde al valor de placa de la máquina rotativa. La capacidad nominal de un inversor corresponde al valor de placa del equipo.

- **Potencia a exportar:** o potencia inyectada, es el valor en MW, con una precisión de cuatro decimales, que corresponde a la potencia total que la planta exportará al SDL. La potencia exportada puede ser menor o igual a la potencia nominal de generación. Para plantas que no exportarán energía al SDL el valor de potencia exportada a declarar es cero.
- **Punto de conexión:** es el punto de conexión eléctrico en el cual los activos de conexión de un usuario o de un generador se conectan al STN, a un STR o a un SDL.
- **Sistema de Distribución Local (SDL):** sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.
- **Sistemas de suministro de energía de emergencia:** son aquellas plantas, unidades de generación o sistemas de almacenamiento de energía que utilizan los usuarios para atender parcial o totalmente su consumo en casos de interrupción del servicio público de energía eléctrica y tienen un sistema de transferencia manual o automático de energía o algún sistema que garantiza la no inyección de energía eléctrica a la red.
- **Sistema de Transmisión Regional (STR):** sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.
- **Sistema de Transmisión Nacional (STN):** es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.
- **Sistema Interconectado Nacional (SIN):** es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.

- **Solicitante:** persona natural o jurídica que desea instalar una planta de generación que se conectará a un Sistema de Distribución Local del Sistema Interconectado Nacional y se declara autogenerador, cogenerador, generador o generador distribuido.
- **Zonas No Interconectadas (ZNI):** para todos los efectos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica se entiende por Zonas No Interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectadas al Sistema Interconectado Nacional.

## 12 ANEXO 5: ANÁLISIS DEL ESTUDIO DE CONEXIÓN SIMPLIFICADO DEL CNO

### 12.1 Objetivo

El propósito de este anexo es analizar el contenido del “Estudio de Conexión Simplificado” elaborado por el CNO y publicado para comentarios en la Circular CREG 088 de 2020, el cual contiene los requisitos para plantas de pequeñas capacidades que se conectan a SDL.

La metodología utilizada es comparar los requerimientos que se estipulan en el estudio de conexión para grandes plantas según la Resolución CREG 025 de 1995 y los propuestos por el CNO y que fueron puestos para consulta por parte de CREG en la Circular 088 de 2020.

### 12.2 Definición

- Estudio de conexión. Documento por el cual el promotor de un nuevo proyecto presenta al Operador de Red (OR) o al Transportador de Red (TR) desde el punto de vista técnico y económico, un análisis de las diferentes alternativas de viabilidad para conectar sus unidades de generación al SDL, STR o STN.

### 12.3 Comparación

En la siguiente tabla se realiza la comparación entre las características del estudio de conexión simplificado y el estudio de conexión tradicional. Las casillas que se encuentren en blanco son porque, basados en la búsqueda de información, no se encontró referencias respecto al ítem. Es importante resaltar que el estudio de conexión simplificado incluye más referencias por las normas y estándares relacionados con generación basado en inversores.

Tabla A.2. Comparación entre estudio de conexión simplificado y un estudio tradicional

Aspecto	Estudio de Conexión Simplificado	Estudio de Conexión
Finalidad del estudio	Indicar las especificaciones de cada uno de los análisis eléctricos que se requieren para estudiar la solicitud de conexión de sistemas de Autogeneración en el rango de capacidad [0,1–5] MW, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG 030 de 2018.	Documento por el cual el promotor de un nuevo proyecto presenta al transportador desde el punto de vista técnico y económico, un análisis de las diferentes alternativas de viabilidad de conexión al STN, STR o SDL.
Referencias nacionales e internacionales	<ul style="list-style-type: none"><li>• Resolución CREG 095 de 1995</li><li>• Resolución CREG 070 de 1998</li><li>• Resolución CREG 106 de 2006</li><li>• Resolución 016 de 2007</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Resolución CREG 095 de 1995</li><li>• Resolución CREG 070 de 1998</li><li>• Resolución CREG 106 de 2006</li></ul>

Aspecto	Estudio de Conexión Simplificado	Estudio de Conexión
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Resolución CREG 005 de 2010</li> <li>• Resolución 90708 de 30 de agosto de 2013 RETIE</li> <li>• Resolución CREG 038 de 2014</li> <li>• Ley 1715 del 13 de mayo del 2014</li> <li>• Decreto MME 2469 de 02 de diciembre de 2014</li> <li>• Resolución UPME 281 de 2015</li> <li>• Resolución CREG 024 de 2015</li> <li>• Resolución CREG 030 de 2018</li> <li>• NTC 1340</li> <li>• NTC 5000</li> <li>• NTC 5001</li> <li>• NTC 2050</li> <li>• UL 1741</li> <li>• IEEE 1547</li> <li>• IEEE 519</li> <li>• IEC 61727</li> <li>• IEC 61000</li> <li>• IEC 60909</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Resolución 90708 de 30 de agosto de 2013 RETIE</li> <li>• Resolución UPME 281 de 2015</li> <li>• Resolución CREG 024 de 2015</li> <li>• Resolución 060 de 2019</li> <li>• NTC 1340</li> <li>• NTC 5000</li> <li>• NTC 5001</li> <li>• NTC 2050</li> <li>• IEEE 519</li> <li>• IEC 61727</li> <li>• IEC 60909</li> </ul>
¿Quién entrega la información?	El OR del área donde se conectará el proyecto.	El Transportador (Operador de Red o Transmisor Regional) del área donde se conectará el proyecto.
¿Qué contiene la información?	<p><u>Para solicitudes de conexión en N1:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Equivalente en el lado de alta del transformador de distribución.</li> <li>• Parámetros del transformador de distribución.</li> <li>• Características del conductor entre el transformador de distribución y el interesado en conectarse.</li> <li>• Demanda equivalente del transformador de distribución.</li> <li>• Características de los generadores conectados al transformador.</li> <li>• Principales condiciones operativas (demanda de potencia estimada para todos los años del horizonte de análisis).</li> </ul> <p><u>Para solicitudes de conexión en N2:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Equivalente de la subestación.</li> <li>• Demanda equivalente de la subestación y del circuito a modelar.</li> <li>• Parámetros de la red troncal principal.</li> </ul>	<p><u>Para solicitudes de conexión en N1:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Equivalente en el lado de alta del transformador de distribución.</li> <li>• Parámetros del transformador de distribución.</li> <li>• Características del conductor entre el transformador de distribución y el interesado en conectarse.</li> <li>• Demanda equivalente del transformador de distribución.</li> <li>• Características de los generadores conectados al transformador.</li> <li>• Principales condiciones operativas (demanda de potencia estimada para todos los años del horizonte de análisis).</li> </ul> <p><u>Para solicitudes de conexión en N2:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Equivalente de la subestación.</li> <li>• Demanda equivalente de la subestación y del circuito a modelar.</li> <li>• Parámetros de la red troncal principal.</li> <li>• Demandas agregadas que se conectan a la red troncal principal.</li> </ul>

<b>Aspecto</b>	<b>Estudio de Conexión Simplificado</b>	<b>Estudio de Conexión</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demandas agregadas que se conectan a la red troncal principal.</li> <li>• Características de los generadores conectados al mismo circuito.</li> <li>• Principales condiciones operativas (demanda de potencia estimada para todos los años del horizonte de análisis).</li> </ul> <p><u>Para solicitudes de conexión en N3:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Equivalente de todas las subestaciones aledañas al punto de conexión.</li> <li>• Conexiones en T que impacten la zona de influencia del proyecto a conectarse.</li> <li>• Demanda equivalente de las subestaciones aledañas y parámetros de las redes asociadas.</li> <li>• Características de los generadores conectados a la subestación.</li> <li>• Principales condiciones operativas (demanda de potencia estimada para todos los años del horizonte de análisis, compensación reactiva) y despachos típicos.</li> <li>• Para sistemas radiales, equivalente de la subestación de respaldo.</li> </ul> <p><u>Para solicitudes de conexión en N4:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelo completo del SIN.</li> <li>• Principales condiciones operativas (demanda de potencia estimada para todos los años del horizonte de análisis, compensación reactiva) y despachos típicos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Características de los generadores conectados al mismo circuito.</li> <li>• Principales condiciones operativas (demanda de potencia estimada para todos los años del horizonte de análisis).</li> </ul> <p><u>Para solicitudes de conexión en N3:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Equivalente de todas las subestaciones aledañas al punto de conexión.</li> <li>• Conexiones en T que impacten la zona de influencia del proyecto a conectarse.</li> <li>• Demanda equivalente de las subestaciones aledañas y parámetros de las redes asociadas.</li> <li>• Características de los generadores conectados a la subestación.</li> <li>• Principales condiciones operativas (demanda de potencia estimada para todos los años del horizonte de análisis, compensación reactiva) y despachos típicos.</li> <li>• Para sistemas radiales, equivalente de la subestación de respaldo.</li> </ul> <p><u>Para solicitudes de conexión en N4:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelo completo del SIN.</li> <li>• Principales condiciones operativas (demanda de potencia estimada para todos los años del horizonte de análisis, compensación reactiva) y despachos típicos.</li> </ul>
<b>Requisito de confidencialidad</b>	-----	La información entregada por el Operador de Red o Transmisor Regional para la conexión de proyectos de generación se cataloga como información confidencial, por lo que previo a la entrega se deberá suscribir un acuerdo de confidencialidad.
<b>Validación de la información</b>	<p>El promotor del proyecto deberá modelar los datos del sistema recibido para el año <math>t</math>, sin incluir el proyecto candidato a conectarse con el fin de validar que los análisis y simulaciones estén bien hechas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Topología.</li> </ul>	<p>El promotor del proyecto deberá modelar los datos del sistema recibido para el año <math>t</math>, sin incluir el proyecto candidato a conectarse con el fin de validar que los análisis y simulaciones estén bien hechas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Topología.</li> </ul>

Aspecto	Estudio de Conexión Simplificado	Estudio de Conexión
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Niveles de cortocircuito en subestaciones.</li> <li>Tensiones y nivel de carga en subestaciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Niveles de cortocircuito en subestaciones.</li> <li>Tensiones y nivel de carga en subestaciones.</li> </ul>
Tiempo para entrega de información	El OR tendrá quince (15) días hábiles para entregar la información.	El Operador de Red o Transmisor Regional tendrá dos (2) meses para entregar la información.
Causas de rechazo del estudio	<ul style="list-style-type: none"> <li>Si el promotor del proyecto no envía el estudio de conexión en el plazo previsto.</li> <li>Si la validación de la información tiene una desviación mayor al 10% que los datos que tiene el OR para el sistema simulado.</li> <li>Si no se realizan todos los análisis requeridos.</li> <li>Si se supera la capacidad de la subestación en alguno de los años evaluados en el horizonte de análisis.</li> <li>Si se supera los límites técnicos en alguno de los elementos del circuito en cualquier año del horizonte de análisis y en condiciones <math>N</math> o (<math>N-1</math>).</li> </ul>	<p>En caso de no existir capacidad eléctrica, espacios o infraestructura para la conexión del proyecto de generación y, por tanto, se requiera de obras de expansión, el promotor podrá presentar su proyecto a la UPME para que determine su viabilidad y autorice las expansiones a realizar en caso de ser aprobada la solicitud.</p>
Contenido del estudio (Resumen ejecutivo)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Descripción del proyecto                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Qué es el proyecto.</li> <li>– Tipo de fuente.</li> <li>– Vida útil.</li> </ul> </li> <li>Ubicación en coordenadas geográficas e imagen de ubicación.</li> <li>Diagrama unifilar general.</li> <li>Consideraciones adicionales.</li> <li>Antecedentes y alcance del proyecto</li> <li>Supuestos principales para la elaboración del estudio de conexión.</li> <li>Resumen de los principales resultados obtenidos en simulaciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Descripción del proyecto                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Qué es el proyecto.</li> <li>– Tipo de fuente.</li> <li>– Vida útil.</li> </ul> </li> <li>Ubicación en coordenadas geográficas e imagen de ubicación.</li> <li>Diagrama unifilar general.</li> <li>Consideraciones adicionales.</li> <li>Antecedentes y alcance del proyecto</li> <li>Supuestos principales para la elaboración del estudio de conexión.</li> <li>Resumen de los principales resultados obtenidos en simulaciones.</li> </ul>
Horizonte de análisis	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sin entrega de excedentes: año <math>t</math></li> <li>Con entrega de excedentes: año <math>t</math> y año posterior (<math>x+t</math>); el valor de <math>x</math> lo define el OR.</li> </ul>	<p>Definido por el OR o el TR, puede ser uno de los siguientes casos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Corto plazo (3 años).</li> <li>• Mediano plazo (5 años).</li> <li>• Largo plazo (10 años).</li> </ul> <p>Los análisis deben hacerse para cada año hasta llegar al año estipulado para los análisis.</p>
	Parámetros eléctricos de los equipos del proyecto y de operación: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Características.</li> </ul>	Parámetros eléctricos de los equipos del proyecto: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Características.</li> </ul>

Aspecto	Estudio de Conexión Simplificado	Estudio de Conexión
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Criterio de operación                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Entrega excedentes.</li> <li>– No entrega excedentes.</li> </ul> </li> </ul>	<u>Escenarios:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Escenario de demanda.                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Demanda máxima y mínima de cada año.</li> </ul> </li> </ul>
<b>Escenarios de evaluación</b>	<u>Escenarios:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Escenario de generación.                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Máxima demanda, generación cero.</li> <li>– Mínima demanda, máxima generación</li> <li>– Máxima demanda, máxima generación</li> </ul> </li> </ul> <p>-----</p>	<u>Escenarios:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Escenario de generación.                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Máxima demanda, mínima generación.</li> <li>– Mínima demanda, máxima generación.</li> <li>– Para PV: máxima exportación y condiciones de demanda.</li> </ul> </li> </ul> <u>Operación económica:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Basado en el análisis energético que permite determinar el despacho óptimo de mínimo costo durante el horizonte de estudio.</li> </ul>
<b>Cortocircuito</b>	Basado en la norma IEC 60909	Basado en la norma IEC 60909
<b>Estabilidad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transitoria.</li> <li>• Dinámica.</li> <li>• Análisis Modal.</li> </ul> <p>*Aplica solo para unidades entre [1-5]MW y conectadas a nivel de tensión 4.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transitoria.</li> <li>• Dinámica.</li> <li>• Análisis Modal.</li> </ul>
<b>Análisis de coordinación de protecciones</b>	Estudio de coordinación de protecciones	Estudio de coordinación de protecciones
<b>Área ambiental</b>	-----	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Física: Área geográfica, ¿Qué partes del territorio contendrá el proyecto?</li> </ul>

<b>Aspecto</b>	<b>Estudio de Conexión Simplificado</b>	<b>Estudio de Conexión</b>
<b>Evaluación financiera</b>	Costos de inversión basados en los análisis.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pendientes y zonas críticas, ¿Cómo es el terreno?</li> <li>• Biótica: Afectación áreas de bosque y manejo especial. Hectáreas de vegetación intervenidas. Desviación de ríos. Trabajos en zonas protegidas.</li> <li>• Socioeconómica: Fragmentación de costos. Daños a las viviendas. Densidad poblacional. Desplazamiento de población debido a las obras. Accesibilidad vial. Rutas de acceso. Infraestructura productiva. Fábricas e industrias circundantes.</li> <li>• Servidumbres: Gestión social. Manejo de comunidades.</li> <li>• Sociopolítico: Conflicto armado. Presencia de grupos armados o bandas criminales.</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Costos de inversión basados en los análisis.</li> <li>• Valoración económica de las pérdidas.</li> <li>• Beneficios por confiabilidad.</li> <li>• Flujo de carga y relación beneficio/costo.</li> </ul>
<b>Operación en modo isla</b>	En este análisis se deberá indicar el mecanismo para evitar el funcionamiento en isla.	-----
<b>Conclusiones</b>	Conclusiones del estudio	Conclusiones del estudio
<b>Referencias</b>	-----	Guías, normas o estándares utilizados para la realización del estudio
<b>Tiempo para realizar el estudio</b>	Tres (3) meses a partir de la fecha de entrega de la información al promotor del proyecto.	Tres (3) meses a partir de la fecha de entrega de la información al promotor del proyecto.
<b>Tiempo para evaluar el estudio</b>	El Operador de Red deberá emitir concepto sobre la viabilidad técnica de la conexión, en un plazo máximo de veinte (20) días hábiles contados a partir del recibo del estudio.	<p>El transportador (Operador de Red o Transmisor Nacional) deberá emitir concepto sobre la viabilidad técnica de la conexión, en un plazo máximo de dos (2) meses contados a partir del recibo del estudio.</p> <p>Luego de su aprobación, se enviará copia a la UPME con el correspondiente concepto de viabilidad técnica de la conexión.</p> <p>La UPME realizará el análisis de la conexión y emitirá el respectivo concepto una vez conocidos los resultados de las</p>

Aspecto	Estudio de Conexión Simplificado	Estudio de Conexión
		subastas para la asignación de Obligaciones de Energía Firme y ratificadas las solicitudes de conexión por parte de los interesados. No hay un tiempo.

#### 12.4 Conclusión

El estudio de conexión simplificado exige menos estudios y análisis debido al tamaño de la generación a conectar. Adicionalmente, por su ubicación y tamaño no considera aspectos de tipo ambiental.

#### 12.5 Recomendación

- Adoptar el Estudio Simplificado de Conexión propuesto por el CNO como requisito en el procedimiento de trámite de permiso de conexión de plantas que se conectarán al SDL y con capacidades mayores a 100 kW.
- Solicitar al CNO que ajuste el título y aspectos del contenido del Estudio de Conexión Simplificado a lo propuesto por UTP en la Cartilla “Guía de Procedimientos para Conexión de Generación a los SDL del SIN”

## 13 ANEXO 6: DISCUSIÓN Y RECOMENDACIONES PARA OTRAS ENTIDADES DEL SECTOR

A continuación, se encuentran las recomendaciones a otras entidades del sector eléctrico en Colombia.

### 13.1 Recomendaciones al Ministerio de Minas y Energía (MME)

Se recomienda adicionar el siguiente literal al numeral “34.8. Excepciones del Dictamen de Inspección”:

*Para efectos del dictamen de inspección descrito en el numeral “34.4. Instalaciones que Requieren Dictamen de Inspección”, se considerarán las instalaciones para autogeneración, cogeneración o generación distribuida, instaladas en residencias o comercios con capacidades menores a 10 kVA, como instalaciones eléctricas que no requieren Dictamen de Inspección (numeral 34.4.1, literales c y e), y sólo les será exigible la Declaración de Cumplimiento suscrita por el constructor de acuerdo al numeral 2.1.1 (Conformidad de la instalación). Para potencias menores a 2 kVA el diseño simplificado de este tipo de instalaciones podrá ser reemplazado por el plano de construcción y el diagrama unifilar correspondiente.*

### 13.2 Discusión y recomendaciones al Consejo Nacional de Operación (CNO)

A continuación, se presenta una discusión y recomendaciones realizadas a los documentos del CNO, de acuerdo al Procedimiento 5 propuesto por UTP.

#### 13.2.1 Lineamientos y contenido estudio de conexión simplificado para AGPE en el rango de capacidad entre 0.1 y 1, y AGGE menor a 5 MW

El objetivo general es “*Indicar las especificaciones de cada uno de los análisis eléctricos que se requieren para estudiar la solicitud de conexión de sistemas de Autogeneración en el rango de capacidad [0.1-5] MW, de acuerdo a lo dispuesto en la resolución CREG 030 de 2018*”.

Tiene como ámbito de aplicación las solicitudes de conexión nuevas y la modificación de conexiones existentes:

- Autogeneradores de Pequeña Escala (AGPE) con potencia instalada entre 0.1 MW y 1 MW, con y sin entrega de excedentes de energía a la red.

- Autogeneradores de Gran Escala (AGGE) con potencia instalada mayor a 1 MW y menor o igual a 5 MW, con y sin entrega de excedentes de energía a la red.
- Autogeneradores de pequeña escala (AGPE) con entrega de excedentes a la red menores o iguales a 0.1 MW y Generadores Distribuidos (GD), que no cumplan con los estándares técnicos de disponibilidad del sistema, establecidos en el artículo 5 de la resolución CREG 030 de 2018.

Este documento presenta un compilado de las resoluciones y normativa colombiana aplicada para el desarrollo de los lineamientos de conexión (Resoluciones CREG 025 del 95, 070 del 98, 106 del 2006, 116 del 2007 y 005 del 2010. También menciona algunas leyes y decretos como la Ley 1715 del 2014, el Decreto MME 2469 del 2014, la norma NTC 5000, 5001 y 2050. Adicionalmente toma como referencia estándares internacionales como UL 1741-2010, IEEE 1547, IEEE 519, IEC 61727, IEC 61000-3-13, IEC/IEEE PAS 63567 e IEC 60909.

Presenta un glosario de definiciones y acrónimos que se encuentra alineados con las resoluciones actuales, pero que pueden ser complementados con las definiciones adicionales propuestas por UTP, en la guía de procedimientos.

En el numeral 1.1 presenta el formato de presentación del estudio, el cual debe ser un resumen ejecutivo que incluya los antecedentes y alcance del proyecto, los supuestos principales para la elaboración del estudio de conexión, el resumen de los principales resultados obtenidos a través de las simulaciones y las conclusiones del estudio de conexión. De esta forma, el OR puede encontrar de manera ordenada y concisa los datos necesarios para determinar la viabilidad técnica de los diseños presentados.

Posteriormente el documento describe el formato en el cual el solicitante presentará la descripción y la ubicación del proyecto, donde la información es suficiente para que el OR pueda determinar su localización y el tipo de conexión, ya que se presentan los esquemas de conexión en media y baja tensión que pueden ser elegidos.

Luego los lineamientos presentan las listas de los parámetros eléctricos de los equipos del proyecto, y parámetros de operación declarados por el interesado en conectarse, indicando si entregará o no excedentes de energía a la red, lo cual, para la guía de procedimientos propuesta por UTP, aplicaría para los proyectos mayores a 100 kW, con exportación de energía y todas las tecnologías.

Para la especificación de parámetros, el documento menciona los siguientes equipos: transformadores, generadores, inversores y paneles. Esto indica que los OR tendrían información suficiente para validar la información entregada en el estudio.

En el numeral 1.4 se menciona el momento de entrega de la información por parte del OR para la realización del estudio, especificando que cuenta con 15 días hábiles. En el mismo numeral se menciona la justificación de este tiempo, y a groso modo, se refiere al tiempo de preparación adecuada de la información para el solicitante y el número de solicitudes que este puede atender.

Uno de los numerales esenciales del documento es el 1.5, ya que se describe la modelación de la zona de influencia dependiendo del nivel de tensión, incluyendo solicitudes hasta el nivel de tensión 4, describiendo de manera detallada cuales deben ser las zonas de influencia que deben ser modeladas, e indicando al OR el medio por el cual deben entregar la información. Otra información que el OR debe brindar es el horizonte de análisis, la información de demanda y de despachos de generación, información de compensación reactiva en el área y la información de la energía producida para 1 año, lo cual le permitirá a los OR realizar un planeamiento de sus redes incluyendo dicha generación.

Posteriormente se presenta el numeral 1.6, en el cual se describen todas las validaciones y estudios de prueba que le permitirán al OR determinar la viabilidad técnica del proyecto, entre las cuales se encuentran: validación de la correcta modelación, escenarios de estudio, contribución a corrientes de corto circuito, análisis para evitar el funcionamiento en isla, análisis de pérdidas, estudios de estabilidad, evaluación económica y estudio de coordinación de protecciones.

Luego en el numeral 1.6.10 se presentan las causales de rechazo que se pueden generar bajo el estudio de conexión simplificado, los cuales se encuentran alineados con las simulaciones descritas en el numeral 1.6, y son coherentes con los parámetros de operación de los SDL y STR.

Considerando los aspectos discutidos previamente, se recomienda lo siguiente:

- El ámbito de aplicación debe incluir los cogeneradores con capacidad menor igual a 5MW conectados al SDL y al STR.
- El objetivo principal del documento deba incluir la frase “*... de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución CREG 030 de 2018 o aquella que la modifique*”.
- Los tiempos de entrega de información para el desarrollo del estudio de conexión debe pasar de 15 días hábiles a 10 días hábiles.

- El numeral 1.5 y el estudio eléctrico que se menciona en el numeral 1.6, son considerados suficientes por UTP para la determinación de la viabilidad técnica, ya que bajo las condiciones operativas que se pueden modelar, se puede evidenciar el buen funcionamiento del proyecto para condiciones críticas y proyecciones futuras.
- Modificar las causales que se mencionan en los numerales 1.6.1 y 1.6.3, ya que causarían un rechazo definitivo del proyecto. Por lo tanto, en el numeral 1.6.1, si la validación de la información se encuentra por fuera de los rangos, podría ser validada y concertada en búsqueda de una posible falla en los cálculos por parte de los OR o desarrolladores. En el numeral 1.6.3, se sugiere no rechazar la solicitud ya que se presentaría una ambigüedad con el numeral 1.6.8, en el cual se menciona que los solicitantes podrían presentar las obras suficientes para remediar los incumplimientos.
- Armonizar el cuadro de resumen esquemático de los procedimientos y contenidos con la guía de procedimientos propuesta por UTP, en aquellos términos como tiempos de solicitud, así como de la corrección de uno de los numerales en el recuadro azul, ya que pasa del numeral 1.3 al 1.5.

### **13.2.2 Procedimiento general propuesto para la realización de pruebas de verificación de la curva de capacidad para autogeneradores considerando la resolución CREG 030 de 2018**

El objetivo general es “*Documentar el procedimiento general para la realización de las pruebas de verificación de la curva de capacidad PQ para autogeneradores a gran escala con una capacidad entre 1 y 5 MW que entreguen excedentes a la red*”.

Su alcance radica en “*(...) especificar los pasos a seguir para la realización de las pruebas de verificación de la curva de capacidad y los criterios que deben cumplirse para asegurar que los resultados obtenidos cumplan con los requisitos establecidos en la regulación vigente. El procedimiento está basado en los requerimientos técnicos definidos en las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 135 de 2013, por lo que sólo se orienta a la verificación de la curva de carga de las unidades sincrónicas*

En el numeral 3 se definen los puntos que deben ser probados, dejando en claro que como mínimo se deben analizar los bornes del autogenerador. En el numeral 4 se describe paso a paso el procedimiento que se debe realizar, iniciando con las fechas para la realización de las pruebas. Posteriormente se realizan las verificaciones y reajustes en planta por parte del agente que realiza las pruebas y finalmente se ejecutan las pruebas de campo en la región de absorción y entrega de potencia reactiva.

En el numeral 5 se presenta el cálculo de tolerancias asociadas al resultado de las pruebas, donde se describe todo el procedimiento para la verificación del cumplimiento del margen de error en los equipos de medida. Luego en el numeral 5.1 y 5.2 se presenta la curva de carga definitiva y la reprogramación de la prueba, respectivamente, en los cuales se describe qué se debe realizar en caso de que se cumpla o no, con los valores esperados para la absorción o entrega de energía reactiva.

Por último, en el numeral 6 se detalla la estructura del informe que el solicitante debe presentar ante el OR y el CND de acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas.

Considerando los aspectos discutidos previamente, se recomienda lo siguiente:

- El título del documento no debe incluir la Resolución CREG 030 de 2018, ya que esta puede ser modificada o reemplazada. De este modo se permite que los análisis allí propuestos tengan vigencia en cualquier momento.
- Alinear el documento con los procedimientos propuestos por UTP, con lo cual se incluirían los cogeneradores para las pruebas requeridas para la conexión hasta 5MW en el SIN colombiano.

### **13.2.3 Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano para los niveles de tensión 1, 2 y 3**

El objetivo general del documento es hacer un chequeo a los “*requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano para los niveles de tensión 1, 2 y 3*

El numeral 1 se encuentra alineado con lo propuesto por parte de la UTP, exceptuando el tipo de conexión (monofásica bifilar, monofásica trifilar, tetrafilar o trifásica).

En el numeral 2 se requieren describir algunos datos del punto de conexión como nombre de la subestación, nombre del alimentador, nivel de tensión del punto de conexión, equipo de corte del punto de conexión, conexión del transformador de devanado lado del OR y tiempo de cierre. Adicionalmente, se solicita el equipo de recurso de generación.

El numeral 3 muestra las siguientes funciones de protección mínimas en sistemas de generación síncronos ya sea en el punto de conexión o en la unidad de generación: sistema de sincronización (ANSI 25), sobre potencia adelante (ANSI 32), sobre corriente de secuencia negativa (ANSI 46), sobre corriente de fases y tierra (ANSI 51/51N), sobre corriente controlada por tensión (ANSI 51V),

sobretensión (ANSI 59), sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N), pérdida de paso (ANSI 78), pérdida de campo (ANSI 40), frecuencia (ANSI 81U/O) y chequeo a la energización.

El numeral 4 detalla las siguientes funciones de protección mínimas en sistemas de generación inducción ya sea en el punto de conexión o en la unidad de generación: baja tensión (ANSI 27), sobre potencia adelante (ANSI 32), sobre corriente de fases y tierra (ANSI 51/51N), sobretensión (ANSI 59), sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N), frecuencia (ANSI 81U/O) y chequeo a la energización.

En el numeral 5 se ilustran las siguientes funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores ya sea en el punto de conexión o en la unidad de generación: baja tensión (ANSI 27), alta tensión (ANSI 59), frecuencia (ANSI 81) y sobre potencia (ANSI 32).

En el numeral 6 se muestran las siguientes funciones de protección mínimas en sistemas de generación basados en inversores ya sea en el punto de conexión o en la unidad de generación: baja tensión (ANSI 27), sobre potencia adelante (ANSI 32), sobre corriente de fases y tierra ANSI (51/51N) o (51V/51VN) o (67V/67VN), sobretensión (ANSI 59), sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N), frecuencia (ANSI 81U/O).

En el numeral 7 se listan los siguientes requisitos para el sistema anti isla: certificado, protección anti isla y el lugar de instalación anti isla. Adicionalmente, se verifica si cumple el tiempo de desconexión del sistema de generación menor al tiempo de cierre más rápido y el tiempo de reconexión del sistema de generación mayor al tiempo del cierre más lento (mínimo tiempo de ajuste 3 minutos).

Considerando los aspectos discutidos previamente, se observa que los requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación conectados al SIN en niveles 1, 2 y 3, son suficientes para garantizar la operación segura de los sistemas eléctricos.

#### **13.2.4 Procedimiento general para realizar pruebas a equipos de protección de sistemas de generación considerados en la resolución CREG 030 de 2018**

El objetivo general es “*Presentar el procedimiento básico para realizar pruebas a las funciones de protección mínimas de sistemas de generación menores a 5 MW, enmarcados en la Resolución CREG 030 de 2018*”.

Se evidencia que el documento se encuentra alineado con el Acuerdo 1322 y presenta un esquema del procedimiento general de validación, el cual tiene como función validar la correcta operación de los equipos de protección disponibles en el punto de conexión, los cuales se describen de forma general a continuación:

- Validaciones iniciales básicas: pretende verificar las reglas de oro, la inspección visual del estado de las protecciones y diagramas unifilares, entre otros.
- Pruebas básicas: detalla los procedimientos base para la verificación de funciones de los sistemas de protección, y como mínimo sugiere que se cumplan las normas ANSI 67/67N, ANSI 32F, ANSI 25, disparos transferidos y pérdida de potencial.

Posteriormente, se presenta el resumen de la forma como debe ser presentada la información por el promotor del proyecto, indicando que debe estar disponible en todo momento.

Considerando los aspectos discutidos previamente, se concluye que este documento se encuentra alineado con los procedimientos propuestos por UTP y que proporciona las condiciones mínimas de verificación para la puesta en servicio de un generador. Adicionalmente, se recomienda que el título del documento no incluya la Resolución CREG 030 de 2018, ya que esta puede ser modificada o reemplazada. De este modo se permite que los análisis allí propuestos tengan vigencia en cualquier momento.

#### **13.2.5 Documentación y pruebas requeridas para la conexión de generadores distribuidos, autogeneradores a pequeña escala y autogeneradores a gran escala hasta 5 MW en el SIN colombiano**

El alcance es “*(...) las pruebas requeridas para la conexión de la GD, AGPE y AGGE al SIN, y cubre el encargo regulatorio de la Resolución CREG 030 de 2018, mediante la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional - SIN.*”

En el numeral 4 se presentan los requisitos de documentación y verificaciones a realizar, como la verificación de cumplimiento de la normatividad y verificaciones realizadas por el OR. Se presenta todo lo que el OR debe verificar para la puesta en servicio de los generadores, lo cual incluye:

- Programación de las pruebas.
- Verificación de la protección anti isla.
- Verificación funcional del sistema de control.

- Verificación del tiempo de reconexión de un sistema de generación.
- Verificación de chequeo a la energización.
- Verificación de la supervisión remota.
- Verificación y pruebas del esquema de protecciones.
- Medición indicativa de calidad de la potencia.
- Verificación de los servicios auxiliares.
- Verificación de equipos de compensación.
- Verificación de la configuración de los inversores (niveles de tensión y frecuencia).

Posteriormente, en el numeral 5 se presenta la aplicación de los requisitos para los sistemas de generación, los cuales se presentan en forma de tabla, de acuerdo al tipo de generador y al nivel de tensión.

Considerando los aspectos discutidos previamente, se recomienda lo siguiente:

- Alinear el documento con los procedimientos propuestos por UTP, con lo cual se incluirían los cogeneradores para las pruebas requeridas para la conexión hasta 5MW en el SIN colombiano.
- En el apartado de definiciones se sugiere incluir a los cogeneradores en “*Sistemas de generación*”.
- Las verificaciones que se describen en el numeral 4 y que debe realizar el OR, son suficientes para determinar la viabilidad de la conexión, ya que tienen en cuenta las verificaciones de los sistemas de protecciones y su coordinación con los SDL, para una entrada en operación adecuada.
- El numeral 5 “*Aplicación para de los requisitos para los sistemas de generación*”, se debe alinear con los procedimientos propuestos por UTP, teniendo en cuenta la cogeneración y los requerimientos técnicos según el nivel de tensión.

## **14 ANEXO 7: DEFINICIÓN DE TIEMPOS PARA VIGENCIA DE PERMISO DE CONEXIÓN Y TRÁMITES DENTRO DE LOS PROCEDIMIENTOS**

### **14.1 Tiempo para Vigencia del Permiso de Conexión**

En primera instancia, como tiempo de vigencia del Permiso de Conexión, se conservó el establecido en la Resolución CREG 030 de 2018 de seis meses.

Dados los comentarios recibidos en la Consulta Pública referente a la necesidad de considerar un mayor tiempo de vigencia para las plantas hidráulicas de cualquier capacidad y plantas de otras tecnologías con capacidades mayores a 1 MW, se hizo una consulta con desarrolladores de proyectos, entidades ambientales, empresas de ingeniería y de la propia experiencia del personal asesor de ESEP, para establecer tiempos estimados para, una vez se tenga un permiso de conexión, se proceda a diseñar la planta, tramitar otros permisos, adquirir equipos y materiales, hacer construcción y montaje, y tener lista la certificación plena según RETIE para solicitar al OR la conexión de la planta (procedimientos 1 a 4), o que se presente al sitio para hacer las pruebas para conectarla al SDL (procedimiento 5). En la Tabla A.3 se presenta el detalle de la información recolectada.

Analizando los tiempos totales en meses que se presentan en la Tabla A.3, se concluye lo siguiente:

1. Las plantas hidráulicas requieren entre 12 y 24 meses para tenerse listas para su conexión al SDL, debido a su tamaño.
2. En las plantas de otras tecnologías, se requieren aproximadamente 6 meses para las menores a 1 MW y 12 meses para las mayores o iguales a 1 MW.

Con base en esto, se establecen los tiempos de vigencia del permiso de conexión que se presentan en la Tabla A.4.

Tabla A.3. Tiempos para diseño, trámite de permiso, construcción y montaje de plantas de generación

Capacidad	Tecnología	Diseño	Estudio Ambiental	Certificado del Ministerio del Interior sobre presencia o no de comunidades étnicas		Licencia Ambiental	Licencia de construcción	Adquisición equipos y materiales, construcción y montaje		Certificación Plena	Tiempo total [días hábiles]	Tiempo total [Meses]
<b>Menores a 10 kW</b>	Solar	11	0	22		0	0	7	22	62	3	
	Eólica	11	0	22		0	0	22	22	77	4	
	Hidráulica	22	22	22		22	45	66	33	232	11	
	Biomasa	22	0	22		0	0	22	22	88	4	
	Electrógenos	0	0	0		0	0	9	22	31	1	
<b>Mayores a 10 kW y menores a 100 kW</b>	Solar	22	0	22		0	0	25	22	91	4	
	Eólica	22	0	22		0	0	44	22	110	5	
	Hidráulica	22	22	22		22	45	88	33	254	12	
	Biomasa	22	0	22		0	0	44	22	110	5	
	Electrógenos	0	0	0		0	0	15	22	37	2	
<b>Mayores a 0,1 MW y menores a 1 MW</b>	Solar	22	0	22		0	0	44	44	132	6	
	Eólica	22	0	22		0	0	44	44	132	6	
	Hidráulica	44	63	22		53	45	143	44	414	19	
	Biomasa	22	0	22		0	0	44	44	132	6	
	Electrógenos	0	0	0		0	0	33	44	77	4	
<b>Mayores a 1 MW y menores a 5 MW</b>	Solar	22	0	22		0	0	88	44	176	8	
	Eólica	22	0	22		0	0	88	44	176	8	
	Hidráulica	44	105	22		63	45	198	44	521	24	
	Biomasa	22	0	22		0	0	88	44	176	8	
	Electrógenos	0	0	0		0	0	44	44	88	4	

**Tabla A.4. Propuesta para tiempos de vigencia del Permiso de Conexión**

Tecnología de la planta	Capacidad < 1MW	Capacidad ≥ 1MW
Hidráulica	1 año	2 años
Otras tecnologías	6 meses	1 año

Para dar mayor claridad a los OR y los SOLICITANTES, se colocan las siguientes notas a la propuesta de tiempo de vigencia de Permiso de Conexión:

1. El periodo de tiempo de vigencia del Permiso de Conexión inicia cuando el OR emite el permiso hasta que el SOLICITANTE radica ante el OR la solicitud de conectar la planta al SDL. El tiempo que le toma al OR presentarse al sitio para hacer la conexión (procedimientos 1, 2, 3 y 4) o presentarse al sitio para hacer las pruebas y hacer la conexión (procedimiento 5), no se cuentan dentro de dicho periodo.
2. El permiso es prorrogable si el propietario demuestra que la planta ya se encuentra en construcción y por inconvenientes no imputables a sí mismo no ha podido avanzar y tener el Certificado de Inspección RETIE.
3. Si transcurrido el periodo de tiempo de vigencia del Permiso de Conexión, el SOLICITANTE no solicita la conexión por causas no imputables al prestador del servicio, el OR actualizará la información de la red con la disponibilidad liberada y saldrá dentro de los cálculos realizados para el flujo de potencia de futuras solicitudes en el transformador, circuito o subestación; el SOLICITANTE solo podrá realizar una solicitud nueva a partir del mes siguiente al de expiración de la capacidad aprobada.

#### **14.2 Tiempos para trámite dentro de los procedimientos**

Para establecer los tiempos para trámite dentro de cada uno de los pasos de los procedimientos, se tomó en primera instancia lo establecido en la regulación vigente y como segundo la experiencia internacional.

El resumen de tiempos para trámite dentro del procedimiento de solicitud de conexión estipulado en la Resolución CREG 030 de 2018 se presenta en la Tabla A.5. El resumen de experiencia internacional se presenta en la Tabla A.6. Al revisar esta información se concluye lo siguiente:

1. En la actual regulación no se desagregan todos los tiempos para los pasos que hay dentro de los trámites.
2. Lo planteado en la regulación vigente aplica solamente para AGPE, GD, y generadores a gran escala con capacidades entre 1 MW y 5 MW.

Con base en estos resultados, se proponen los tiempos para trámite dentro de los procedimientos que se muestran en la Tabla A.7. Se aplica la siguiente lógica para establecer los tiempos: a menor capacidad de planta, menores deben ser los tiempos de trámite por parte del OR.

#### **14.3 Tiempos para entrega del estudio de conexión**

En la regulación vigente no se especifica un plazo para que el SOLICITANTE presente el estudio de conexión simplificado, una vez ha recibido por parte del OR la información para realizar el mismo. Para definir esta situación, se hizo un referenciamiento nacional e internacional, cuyos resultados se presentan en la Tabla A.8.

La propuesta es establecer 6 meses calendario como plazo para presentar el estudio de conexión, de tal forma que el SOLICITANTE tenga tiempo suficiente para cotizar el valor del estudio (1 mes), contratar el estudio (1 mes), realizar el estudio (3 meses) y un mes adicional por si tiene problemas en alguna de estas etapas.

**Tabla A.5. Tiempos para trámite dentro de los procedimientos de solicitud de conexión según Resolución CREG 030 de 2018**

<b>Procedimiento simplificado de conexión al SDL de AGPE con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW y GD</b>	Viabilidad	El OR tendrá cinco (5) días hábiles contados a partir del día siguiente al de recibo de la solicitud en la página web para emitir concepto sobre la viabilidad técnica de la conexión.
	Pruebas	Posterior a la aprobación de la conexión, el OR dispondrá de dos (2) días hábiles anteriores a la fecha prevista para la entrada en operación informada por el usuario, para verificar los parámetros declarados y efectuar las pruebas requeridas.
	Conexión	El OR deberá informar la fecha de la visita con una antelación de dos (2) días hábiles. En caso de que se requieran ajustes, el OR deberá detallar los requerimientos y programará una nueva visita de pruebas dentro de los siete (7) días hábiles siguientes al de la primera visita.
<b>Procedimiento simplificado para la conexión al SDL de AG con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 5 MW</b>	Viabilidad	El OR tendrá siete (7) días hábiles contados a partir del día siguiente al de recibo de la solicitud en la página web para emitir concepto sobre la viabilidad de la conexión.
	Firma de contrato	El OR y el interesado firmarán el correspondiente Contrato de Conexión, a más tardar dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de la remisión del resultado de viabilidad técnica.



**Tabla A.6. Experiencia internacional - Tiempos para trámite dentro de los procedimientos de solicitud de conexión**

Trámite	Referentes encontrados			
Notificación al solicitante de la información requerida completa	En Nueva Zelanda se estipulan 2 días hábiles para que el distribuidor notifique que la solicitud ha sido recibida (capacidad ≤ 10 kW)	En Nueva Zelanda se estipulan 5 días hábiles para que el distribuidor notifique que la solicitud está completa (capacidad > 10 kW)	En California se estipulan 3 días hábiles para la notificación de la solicitud	En México se estipulan 5 días para notificar al solicitante si la información requerida está completa
Entrega de información para realizar estudio de conexión	En España se da un plazo de 10 días para la entrega de información para realizar estudio de conexión	En México se estipulan 10 días hábiles para entregar el oficio cuando se requiere estudio	En Chile se estipulan 20 días hábiles para enviar la solicitud para el estudio de conexión	En Hawái se estipulan 20 días hábiles para la entrega de un resumen para la realización de los estudios de conexión
Respuesta al solicitante de la factibilidad de conexión	En Nueva Zelanda se estipulan 30 días hábiles para que el distribuidor notifique factibilidad de la conexión (capacidad > 10 kW)	En California se estipulan 3 días hábiles para la notificación de la factibilidad de la conexión	En México para (capacidad > 0.5 MW) se estipulan 20 días para entregar la factibilidad de conexión	En Chile se estipulan 10 días hábiles para notificar la factibilidad de la conexión y 5 días hábiles para un proceso expeditivo
Conexión al SDL	Se estipulan 10 días hábiles en Nueva Zelanda para la conexión	En España se tiene un plazo de 10 días para la conexión	En New York se tiene un plazo de 10 días hábiles para la conexión	En México se estipulan 15 días para la conexión En Chile se estipulan 15 días hábiles como máximo para la conexión



**Tabla A.7. Propuesta para tiempos para trámites dentro de los procedimientos por parte del OR**

Trámite	Procedimiento (días hábiles)				
	1	2	3	4	5
Notificación al solicitante de la información requerida completa	2	2	2	3	5
Entrega información para realizar estudio de conexión	-----	-----	-----	-----	5
Respuesta al solicitante de la factibilidad de conexión	3	C ≤ 10 kW 3	10 kW < C ≤ 100 kW 5	C > 100 kW 10	N1 5 N2 10 N3 10 N1 5 N2 10 N3 10 20
Conexión al SDL	5	5	5	5	5 5 5 5 5 10

\* C = capacidad

**Tabla A.8. Tiempos para presentar el estudio de conexión**

País	Tiempo [días hábiles]	Comentario
México	60	Para plantas entre 0.5 MW y 10 MW
USA- California	60	Para plantas menores a 5MW
USA - Hawái	150	-----
Colombia	66 (3 meses)	Propuesta del CNO, Circular CREG 088 de 2020

#### **14.4 Tiempos para que el SOLICITANTE corrija o complemente información**

En la regulación vigente no se especifica un plazo para que el SOLICITANTE corrija o complemente información si en alguno de los pasos del trámite, el OR detecta esta situación. Para atender este punto, se hizo un referenciamiento internacional para observar el comportamiento que los países dan en cuanto a los tiempos para corregir o complementar información. Los resultados se encuentran a continuación:

- En Chile el solicitante tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para realizar correcciones en la solicitud de conexión.
- En España el solicitante debe subsanar anomalías o errores de la solicitud de conexión en un plazo máximo de diez (10) días.
- En Nueva Zelanda el distribuidor notifica los pasos necesarios para corregir la deficiencia notificada en la solicitud de interconexión al propietario del generador, y este cuenta con diez (10) días hábiles para subsanar lo pedido.
- El solicitante en México, en caso de incumplimiento de información y documentación, contará con un plazo de diez (10) días posterior a la notificación para desahogar las observaciones, requerimientos de la información y documentación faltante.
- En New York, el solicitante tiene un plazo de treinta (30) días hábiles para presentar la información adicional respecto a la solicitud de interconexión.

La propuesta es establecer como condición que el OR pueda dar unilateralmente por cerrada toda solicitud si luego de dos meses de notificarle que tiene que corregir o complementar la información, el SOLICITANTE no ha dado respuesta al requerimiento y entendiéndose que pasado todo este tiempo, ha desistido de continuar con el trámite de su solicitud.

**FIN DEL DOCUMENTO**