

	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	1/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

**Unidad de Coordinación de Cooperación Técnica y Financiera - UCCTF  
Ministerio de Economía y Finanzas - MEF**

**Banco Interamericano de Desarrollo  
Cooperación Técnica No Reembolsable ATN/CN-13202-PE  
Programa para la Gestión Eficiente y Sostenible de los Recursos Energéticos del Perú  
(PROSEMER)**

**Componente III: Promoción de Energías Renovables y Eficiencia Energética**

**PROPUESTA DE MARCO NORMATIVO PARA EL DESARROLLO DE REDES ELÉCTRICAS  
INTELIGENTES Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL PERÚ**

**Consultor: EDF INTERNATIONAL NETWORKS SAS**

**Contrato N° F-034-13202**

**Entregable: 6 de 7**

**Lima, 29 de Marzo del 2018**

	<b>REGULACIÓN</b>		Index	Page
			3	2/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>				

<b>REDACCIÓN</b>						
Index	Escrito por		Verificado por		Aprobado por	
	Nombre	Visa	Nombre	Visa	Nombre	Fecha Visa
	Sylvain JOUHANNEAU		Quitterie VARICHON		Marie-Line BASSETTE	
	Jean-Luc FRAISSE		Laurent BERTIER			
	Tomas DILAVELLO					
	Anthony LAUB					
	Felipe SANCHES					
<b>DISTRIBUCIÓN</b>						
EDF INTERNAL NETWORKS			DIFUSIÓN EXTERNA			
Destinatarios		No.	Destinatarios		No.	
			Ministerio de Energía y Minas			
<b>HISTÓRICO DEL DOCUMENTO</b>						
Fecha	Index	Modificaciones				
14/09/2017	1	Versión inicial				
14/12/2017	2	Versión revisada tras semana de trabajo en Lima				
20/12/2017	3	Versión revisada tras semana de presentación en Lima				
29/03/2017	4	Versión revisada tras aclaraciones pedidas				



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	3/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

### SUMARIO

LISTA DE TABLAS.....	4
LISTA DE FIGURAS .....	5
1. INTRODUCCIÓN Y ASPECTOS GENERALES.....	6
2. IMPLEMENTACION DE LAS REDES ELECTRICAS INTELIGENTES: PROPUESTA NORMATIVA.....	6
2.1. CONCEPTOS GENERALES.....	6
2.2. ACTORES Y COMPETENCIAS.....	7
2.3. REPASO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL MARCO REGULATORIO DE LAS REI EN EL PERÚ .....	7
2.4. PRIMER PASO: RECOMENDACIONES EN LA METODOLOGIA PARA EVALUAR LA IMPLEMENTACIÓN DE FUNCIONES DE REI A APLICARSE EN LOS PROYECTOS PILOTO .....	9
2.5. SEGUNDO PASO: NORMALIZACIÓN DE LOS PROTOCOLOS.....	10
2.6. TERCER PASO: PROPUESTAS DE RECOMENDACIONES DEL MARCO NORMATIVO.....	10
3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD): PROPUESTA NORMATIVA .....	11
3.1. PRELIMINARES.....	12
3.1.1. ETAPA EXPERIMENTAL.....	12
3.1.2. DEFINICIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	12
3.1.3. ACTORES Y COMPETENCIA .....	13
3.1.4. ALCANCE .....	14
3.2. DOCUMENTACION DE LA GENERACIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN EN BT Y MT .....	14
3.2.1. CONEXIÓN DE LA GENERACIÓN A REDES DE DISTRIBUCIÓN EN BT Y MT .....	14
3.2.2. METODOLOGÍA PARA ELABORAR LOS DOCUMENTOS DE LA NORMATIVA .....	15
3.2.3. ELABORACIÓN DE LOS TEXTOS NORMATIVOS.....	15
3.2.4. ELABORACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN TÉCNICA DE REFERENCIA.....	15
3.2.5. CONTRATOS.....	16
3.2.6. PROCESOS DE CONCERTACIÓN.....	16
3.2.7. ESTUDIO DE CONEXIÓN .....	16
3.2.8. NORMAS TÉCNICAS DE CONEXION .....	18
3.2.9. MARCO CONTRACTUAL .....	30
3.2.10. ASPECTOS TARIFARIOS .....	42
3.2.11. PLAN MAESTRO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DEL PERÚ .....	46
3.3. PROYECTO DE REGLAMENTO GENERACION DISTRIBUIDA.....	47
4. CONCLUSION .....	48
BIBLIOGRAFÍA .....	50
ANEXO I.....	51
ANEXO II.....	54
ANEXO III.....	56
ANEXO IV .....	65



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	4/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

**LISTA DE TABLAS**

TABLA 1 – SITUACIÓN DEL VAD DE LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES .....	7
TABLA 2 – EVOLUCIÓN DE LA NORMATIVA DE LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES .....	11
TABLA 3 – RESPONSABILIDAD DE LOS ACTORES .....	13
TABLA 4 – EVOLUCIÓN DE LA NORMATIVA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	15
TABLA 5 – AJUSTES DE MÁXIMA Y MÍNIMA TENSIÓN .....	20
TABLA 6 – VALORES SUGERIDOS POR EL CONSULTOR EN BASE DE SU EXPERIENCIA .....	22
TABLA 7 – INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN.....	22
TABLA 8 – AJUSTES DE MÁXIMA Y MÍNIMA FRECUENCIA (FUNCIONAMIENTO EN ISLA) .....	22
TABLA 9 – COMPORTAMIENTO DE PERTURBACIONES EN TENSIÓN .....	23
TABLA 10 – NIVEL MÁXIMO DE TENSIONES ARMÓNICAS POR RANGO .....	25
TABLA 11 – CORRIENTE LÍMITE DE EMISIÓN DE EQUIPOS TRIFÁSICOS .....	26
TABLA 12 – DISTORSIÓN ARMÓNICA DE CORRIENTE MÁXIMA EN PORCENTAJE DE LA CORRIENTE .....	26
TABLA 13 – RECOMENDACIONES PARA CONEXIÓN .....	27
TABLA 14 – PROTECCIÓN DE MÁXIMA Y MÍNIMA TENSIÓN .....	29
TABLA 15 – PROTECCIÓN DE MÁXIMA Y MÍNIMA FRECUENCIA.....	29
TABLA 16 – DIFERENTES TIPOS DE MODO DE FACTURACIÓN DE CONEXIÓN .....	44
TABLA 17 – COMPORTAMIENTO DE PERTURBACIONES EN TENSIÓN .....	54



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	5/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

### LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – RANGO DE OPERACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA DE LA MGD EN RÉGIMEN PERMANENTE .....	21
FIGURA 2 – HUECO DE TENSIÓN .....	24
FIGURA 3 – CARACTERÍSTICAS DE HUECO DE TENSIÓN EN URUGUAY .....	24
FIGURA 4 – PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN SIMPLE PARA BAJA POTENCIA BT .....	34
FIGURA 5 – PROCEDIMIENTO PARA PROCESAR SOLICITUDES DE CONEXIÓN BT O MT PARA INSTALACIÓN DE ALTA POTENCIA - CONVENIO DE CONEXIÓN DIRECTA .....	36
FIGURA 6 – PROCEDIMIENTO PARA PROCESAR SOLICITUDES DE CONEXIÓN EN 36 KVA O MT PARA INSTALACIÓN DE ALTA POTENCIA - CONVENIO DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN EN DOS ETAPAS .....	37



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	6/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

## 1. INTRODUCCIÓN Y ASPECTOS GENERALES

La presente versión del documento presenta el entregable 6 de la consultoría de recomendaciones de modificaciones del marco normativo para el desarrollo de redes eléctricas inteligentes y generación distribuida en el Perú solicitado en el Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202.

El objetivo del presente documento es proponer propuestas normativas sobre las redes inteligentes y la generación distribuida en Perú, considerando los aspectos legales vigentes. Asimismo, se recomendará el nivel de norma que requiere modificarse o emitirse (Ley, Reglamento o directiva) para cumplir con el objetivo de establecer un marco normativo aplicable a las redes inteligentes y a la generación distribuida.

## 2. IMPLEMENTACION DE LAS REDES ELECTRICAS INTELIGENTES: PROPUESTA NORMATIVA

Para las redes eléctricas inteligentes, los resultados del estudio de diagnóstico en Perú realizado en el Entregable 4 y la hoja de ruta validada con el MINEM y presentada en el Entregable 5, en la cual se establece que está en proceso la actualización de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos que involucra tanto a las zonas dentro de la Concesión de Distribución como las que están fuera de ella y que la normativa vigente cuenta con los mecanismos para la innovación tecnológica condujeron a EDF International Networks a concluir que no se requería, en este momento, cambiar el marco normativo del Perú, conforme a los resultados de las reuniones sostenidas con los profesionales de las Empresas Distribuidoras; OSINERGMIN y el Ministerio de Energía y Minas.

En efecto, el marco existente ya permite desarrollar la hoja de ruta definida en el Entregable 5. La prioridad es la difusión de normativas internacionales existentes como por ejemplo la norma CEI 62 559 donde son definidos los casos de uso y de la metodología pertinente descrita en el Entregable 6 para desarrollar los REI.

Se recomienda seguir las etapas para proceder a la implementación de funciones de redes inteligentes en el contexto peruano: incluyendo la automatización de la red de MT, medidores inteligentes y gestión de la demanda.

### 2.1. CONCEPTOS GENERALES

Las redes eléctricas inteligentes "REI" también llamadas Smart Grids, son la combinación de tecnologías eléctricas con tecnologías de información y de telecomunicación (TIC). A nivel europeo se define una REI como una red eléctrica que puede integrar de manera eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella (generadores y consumidores puros, así como aquellos agentes que son generadores y usuarios a la vez) para asegurar la existencia de un sistema eléctrico económicamente eficiente y sostenible con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro, así como de seguridad sistémica.

En comparación a las funcionalidades de una red eléctrica tradicional (seguridad, calidad, eficiencia), las REI presentan funcionalidades adicionales. Estas funciones de REI son diversas y cada una de ellas puede aportar beneficios particulares al sistema. Éstas incluyen, entre otras:

- Automatización de la red,
- Medición inteligente,
- Gestión de la demanda,

Cada una de estas funciones de REI supone establecer casos de uso para el desarrollo de proyectos pilotos que permitan definir su conveniencia o aporte a la seguridad, calidad y eficiencia de la red. Esta evaluación de los pilotos debe comprender un análisis costo-beneficio ("ACB") de los proyectos conforme a una determinada metodología.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	7/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

## 2.2. ACTORES Y COMPETENCIAS

La implementación de funciones de REI conforme a la experiencia internacional involucra principalmente a los siguientes actores:

- **Autoridad política:** Entidad a cargo de fijar las políticas de alcance general bajo las cuales se desarrollará la regulación de las REI. En el caso peruano, este rol le corresponde al Ministerio de Energía y Minas ("MINEM").
- **Autoridad regulatoria:** Entidad a cargo de desarrollar las metodologías para la experimentación, evaluación y normalización de las funciones de REI de acuerdo a la realidad local. En el caso peruano, este rol le corresponde al OSINERGMIN.
- **Administrador de la red de distribución:** Es la institución pública o privada que se encarga de gestionar las redes de distribución eléctrica, esto es, los operadores de las redes en las cuales se implementan funciones de REI. En el caso, las redes de distribución están principalmente divididas mediante un esquema de concesiones, en cada una de las cuales la actividad de distribución es ejercida de manera exclusiva por una empresa distribuidora, la cual es simultáneamente comercializadora de la energía que se suministra a los usuarios.
- **Usuarios:** Son los clientes del servicio eléctrico y deberían ser los principales beneficiarios de la implementación de nuevas tecnologías que mejoren la seguridad, calidad y eficiencia de la red (lo cual no excluye que los beneficios de la implementación de nuevas tecnologías se extiendan a las empresas de distribución, para quienes tales mejoras deberían resultar económicamente atractivas como parte de su negocio). Más aún, ciertas funciones de REI pueden permitir a los usuarios acceder a tarifas diversificadas y facilidades para gestionar su demanda.
- **Operador del sistema:** Es la entidad encargada de coordinar el funcionamiento del sistema eléctrico considerando el balance entre la oferta de generación y la demanda de los usuarios. El operador del sistema es la entidad que cuenta con la mejor información sobre la demanda en tiempo real, la misma que puede ser aprovechada para el gerenciamiento de la demanda.

## 2.3. REPASO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL MARCO REGULATORIO DE LAS REI EN EL PERÚ

Si bien en otras partes del mundo las funciones de REI han venido implementándose en las redes eléctricas desde hace varios años, en el Perú son un concepto reciente que aún no cuenta con una definición normativa. Sin embargo, existe un marco regulatorio vigente sobre el cual se podrían precisar o incorporar las reglas necesarias para hacer viable la implementación de funciones de REI en las redes de distribución del Perú, asegurando que las empresas distribuidoras puedan hacer las inversiones correspondientes.

Este marco regulatorio incluye las normas referentes al Valor Agregado de Distribución ("VAD"), siendo el VAD, el concepto que forma parte de la tarifa que se cobra a los usuarios eléctricos, que busca compensar a las empresas distribuidoras por la administración de sus redes de distribución. El VAD es establecido para periodos tarifarios de 4 años mediante un procedimiento en el que participan el OSINERGMIN, como ente regulador, y las empresas de distribución.

El marco regulatorio del VAD previsto en la Ley de Concesiones Eléctricas ("LCE") fue modificado en el año 2015 mediante el Decreto Legislativo N° 1221 ("DL 1221"). Para efectos de este análisis, debemos destacar principalmente el cambio que se produjo en los componentes del VAD.

**TABLA 1 – SITUACIÓN DEL VAD DE LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES**

Normativa anterior	Normativa actual
Los componentes del VAD eran los siguientes:	Adicionalmente a los componentes mencionados, se incorpora: (i) un cargo asociado a la innovación tecnológica en los sistemas de distribución y



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	8/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

<b>a) Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía;</b>	<b>(ii) un factor de reajuste que funciona como incentivo para mejorar la calidad del servicio.</b>
<b>b) Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía, y;</b>	
<b>c) Costos estándares de inversión mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.</b>	

**FUENTE: DECRETO LEGISLATIVO N° 1221**

La modificación a la LCE fue complementada en el 2016 mediante el Decreto Supremo N° 018-2016-EM, que modificó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas ("RLCE"). Se incluyeron en el RLCE los artículos 144-A y 152-A que regulan el cargo por innovación tecnológica y el factor de reajuste, respectivamente

Respecto de los proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética ("PITEC") el nuevo artículo 144-A RLCE establece que se deberán tener en cuenta las siguientes especificaciones:

- a) *"En cada fijación tarifaria del VAD, las EDEs podrán presentar los PITEC para ser aprobados por OSINERGMIN, siempre que éstos justifiquen los beneficios que generarán a los usuarios para su incorporación en el VAD.*
- b) *OSINERGMIN establecerá en los Términos de Referencia del VAD, los procedimientos y los criterios técnicos y económicos, para la aprobación de los PITEC; así como, los mecanismos de control y demás aspectos necesarios para la implementación de los PITEC dentro del periodo regulatorio.*
- c) *El VAD comprenderá un cargo adicional, por unidad de potencia suministrada, para la ejecución de los PITEC, que cubrirá: i) Los costos de inversión a la tasa establecida en el artículo 79 de la Ley; ii) Los costos de operación, mantenimiento; y de ser el caso, iii) Los costos de inversión remanentes de instalaciones existentes. Este cargo será incorporado en cada fijación tarifaria del VAD y tendrá como límite máximo el 1 % de los ingresos registrados de cada EDE en el año anterior a la fijación tarifaria. Los costos serán distribuidos y recaudados en el período de fijación tarifaria.*
- d) *OSINERGMIN revisará la ejecución de los PITEC, y de ser necesario establecerá en la siguiente fijación del VAD el monto que las EDEs deberán descontar actualizado con la tasa establecida en el artículo 79 de la Ley."*

En cuanto al Factor de Reajuste, el nuevo artículo 152-A del RLCE establece los siguientes criterios:

- a) *"En cada fijación del VAD de las EDEs y para cada uno de sus Sectores de Distribución Típicos, OSINERGMIN establecerá el porcentaje de los factores de reajuste, que no deben entenderse como parte integrante del VAD. Dicho porcentaje no excederá el 5% del VAD para redes de media tensión;*
- b) *La calidad de suministro se evaluará en función a indicadores globales de desempeño: número de interrupciones (SAIFI) y duración de las mismas (SAIDI) por sistema eléctrico y por sector típico de cada EDE;*
- c) *Mediante Resolución Ministerial se establecerán los indicadores globales de desempeño, con los cuales, OSINERGMIN fijará los valores objetivos de calidad de servicio para cada EDE.*
- d) *La aplicación de los factores de reajuste como incentivo, se otorgará sobre el VAD al inicio del período tarifario, como un ingreso adicional que no sobrepasará el porcentaje determinado en el literal a) del presente artículo.*
- e) *El factor de reajuste como penalidad, corresponde a la devolución del ingreso adicional otorgado en el siguiente proceso de fijación tarifaria del VAD considerando*

*AKB*

	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	9/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

*la tasa de actualización señalada en el artículo 79 de la Ley, previa evaluación de OSINERGMIN.”*

De acuerdo con estas normas, lo que podemos extraer es que la implementación de los proyectos pilotos con funciones de REI en los sistemas de distribución del Perú podría desarrollarse bajo el esquema de los PITEC. Además, si estos PITEC tienen un impacto positivo sobre la calidad del servicio de distribución podrían permitir acceder al reajuste positivo del VAD a favor de la empresa de distribución correspondiente.

Adicionalmente, la modificación del RLCE también trajo una mención expresa para una de las tecnologías de REI que hemos mencionado, la medición inteligente, en los siguientes términos:

*“Artículo 163.- Para la obtención de un suministro de energía eléctrica, el usuario solicitará a la Empresa de Distribución Eléctrica (EDE) el servicio respectivo y abonará el presupuesto de instalación que incluya el costo de la acometida, del equipo de medición y protección y su respectiva caja. Esta inversión quedará registrada a favor del predio. El usuario deberá abonar a la EDE mensualmente, un monto que cubra su mantenimiento y que permita su reposición en un plazo de treinta (30) años. Cuando la instalación comprenda un equipo de medición estático monofásico de medición simple, se considerará únicamente para este equipo, una vida útil no menor de quince (15) años.*

*Las EDEs podrán instalar suministros con sistemas de medición Inteligente, calificados como tal por OSINERGMIN. Las propiedades de dichas instalaciones serán de la EDE, y los respectivos costos de inversión, operación y mantenimiento de la conexión eléctrica formarán parte del Sistema Eléctrico de Distribución y considerados en el Valor Agregado de Distribución (VAD). [...].”*

**“DÉCIMA (DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA TRANSITORIA).  
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE**

*En el marco de la declaración de interés nacional de la promoción del Uso Eficiente de la Energía para asegurar el suministro de energía, proteger al consumidor, fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos, previsto en la Ley No. 27345, las EDEs propondrán a OSINERGMIN un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente en el proceso de fijación tarifaria, sujetándose a lo dispuesto en el artículo 163 del presente Reglamento y considerando un horizonte de hasta ocho (08) años de implementación”.*

Por último, cabe anotar que el procedimiento de aprobación VAD cada 4 años (establecido en la Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD) requiere que las distribuidoras elaboren Estudios de Costos del VAD para que sean eventualmente aprobados por OSINERGMIN. Para estos efectos, el OSINERGMIN debe publicar los Términos de Referencia (“TDR”) que sirvan de guía para los estudios de los proyectos piloto de las distribuidoras. Actualmente los TDR para los periodos tarifarios 2018-2022 y 2019-2023 han sido publicados de manera preliminar (Resolución OSINERGMIN N° 168-2017-OS/CD) y sirven como guía para comprender el enfoque que el regulador estaría dándole a la incorporación de mejoras tecnológicas en las redes de distribución.

**2.4. PRIMER PASO: RECOMENDACIONES EN LA METODOLOGIA PARA EVALUAR LA IMPLEMENTACIÓN DE FUNCIONES DE REI A APLICARSE EN LOS PROYECTOS PILOTO**

Considerando los temas incorporados en la legislación que pueden servir de base para la implementación de funciones de REI en el Perú y los vacíos existentes, las normas deben ser precisadas en lo siguiente:

- Metodologías para que cada distribuidora elabore los casos de uso que incluyan hipótesis y objetivos sobre las funciones de REI que serán puesta a prueba.
- Metodologías para la implementación de proyectos piloto sobre la base de los casos de uso.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	10/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

- Metodologías para el análisis costo-beneficio de los proyectos piloto y conclusiones sobre su viabilidad a nivel masivo.

En función de este análisis se recomiendan medidas normativas que sería conveniente adoptar a efectos de viabilizar la experimentación en REI, normalización de resultados positivos y asignación de roles específicos a los actores.

## 2.5. SEGUNDO PASO: NORMALIZACIÓN DE LOS PROTOCOLOS

En aquellos casos donde los resultados de los pilotos sean positivos se recomienda de constituir un equipo con todos los actores a cargo de la normalización de los protocolos para la implementación de las funciones REI (por ejemplo telecomunicación, asignación de recursos etc...). La estructura del reglamento que se escribirá podrá tener la estructura siguiente:

- Objetivo
- Alcances
- Base legal
- Definiciones y glosario de términos
- Funcionalidades, equipamiento y estándares técnicos mínimos
- Estructura jerárquica de control
- Red de distribución de datos y protocolos de comunicaciones
- Características técnicas mínimas del sistema de soporte de la función de coordinación del COES
- Equipos auxiliares de los centros de control
- Integración de las funciones con aplicaciones/sistema externos
- Estándares técnicos aplicables

Para la implementación de estos protocolos, el Coordinador queda facultado para establecer o actualizar las versiones que resulten más apropiadas de los mismos, de tal manera que se obtengan beneficios de la interoperabilidad derivada de la implementación, gestión y mantenimiento de estos estándares."

## 2.6. TERCER PASO: PROPUESTAS DE RECOMENDACIONES DEL MARCO NORMATIVO

Para facilitar la implementación de las REI se recomienda modificar el marco normativo como se precisa a continuación.

Tomando en cuenta las modificaciones a la LCE y al RLCE, así como tomando referencialmente el proyecto de TDR publicado por OSINERGMIN, observamos que hay un avance a favor de las tecnologías de REI. Particularmente, el proyecto de TDR aporta contenido adicional para apreciar qué entiende el regulador qué son los proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética, las funciones de los medidores inteligentes y los proyectos para la mejora de calidad.

Sin embargo, encontramos que no hay una metodología clara y uniforme para la elaboración de casos de uso, implementación de pilotos, análisis costo-beneficio de los resultados, normalización de las experiencias exitosas e implementación masiva.

A continuación, enumeramos una serie de temas a tomar en cuenta para poder entender de qué manera podría plantearse tal metodología:

- Respecto de los PITEC, actualmente se prevé que las distribuidoras podrán presentar proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética, los cuales, en caso de ser aprobados por OSINERGMIN, serán pagados durante el periodo tarifario correspondiente (4 años) mediante un cargo adicional al VAD que no podrá exceder del 1% de los ingresos de la distribuidora en el año anterior al de la fijación tarifaria. Sobre esto encontramos dos inconvenientes:
  - i) No hay una metodología clara a seguir para poder asegurar que un determinado proyecto de innovación o eficiencia será aceptado por OSINERGMIN para ser financiado mediante el cargo adicional.
  - ii) El esquema planteado conforme al proyecto de TDR parece apuntar a que los proyectos de innovación o eficiencia sean implementados como proyectos definitivos. Sin embargo, lo expresado por numerosas empresas distribuidoras nos lleva a pensar que los costos que implica implementar estos proyectos a nivel masivo en una red de distribución puede exceder

*AK*

	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	11/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

largamente el límite de 1% de los ingresos. Ello quitaría el incentivo de las distribuidoras a adoptar funciones de REI para sus redes, puesto que no se les reconocerían los costos totales. Más bien, este cargo debería estar enfocado a incentivar el desarrollo de proyectos pilotos que, de resultar exitosos, puedan ser normalizados e implementados dentro de los componentes del VAD al menos en el siguiente periodo de fijación tarifaria.

Respecto de los medidores inteligentes, el proyecto de TDR señala, en línea con la Décima Disposición Complementaria Transitoria del DS 018-2016-EM, que las distribuidoras tendrán que implementar un plan de implementación gradual de medidores inteligentes, así como también agrega que en el periodo regulatorio venidero las empresas deberán considerar el desarrollo de proyectos piloto que permitan identificar tecnologías, protocolos y servicios cuyos resultados serán usados en la normalización de estas tecnologías.

Sobre ello, las reglas existentes no definen si los proyectos piloto se hacen primero y en función de sus resultados se elaboran los planes de implementación, o si es que se trata de etapas simultáneas. Asimismo, tampoco se cuenta con lineamientos para diseñar e implementar proyectos piloto, incluyendo los casos de uso, definición de sus alcances, ubicación, etc. Por tanto, no hay claridad acerca del nivel de discreción que tendrá cada distribuidora para el desarrollo de pilotos de medición inteligente.

Por otro lado, de acuerdo con las modificaciones a la LCE y su Reglamento deberíamos entender que el costo de la implementación de medidores será incorporado al VAD como un concepto adicional, pero en los TDR aparentemente se le estaría incluyendo dentro del cargo adicional por innovación tecnológica y eficiencia energética, el cual, como ya señalamos, se limita solo al 1% de los ingresos de la distribuidora el año anterior. Tal como señalamos, este monto sería insuficiente para el desarrollo de proyectos a nivel masivo, por lo que se debería aclarar, conforme a la LCE y su Reglamento, que el costo de los proyectos de medición inteligente se incorporará al VAD fuera de los límites del referido cargo adicional.

Respecto del reajuste por mejora de calidad de servicio, el proyecto de TDR indica que se establecerá un régimen de incentivos para la mejora de la calidad de suministro medida por empresa. Este mecanismo actuará como un incentivo a la inversión para la mejora de la calidad de suministro (medida con los indicadores SAIFI y SAIDI) incorporando en las tarifas un cargo adicional para el desarrollo de estos proyectos de inversión, limitado a un porcentaje igual al 5% del VAD de Media Tensión.

Sobre este tema surge la incógnita acerca de bajo qué metodología determinará OSINERGMIN si es que un proyecto de inversión en la red de distribución puede calificar como un proyecto de mejora de la calidad. Por otro lado, no está definido si es que se tendrá que diferenciar los proyectos de mejora de calidad de aquellos que sean innovaciones tecnológicas, toda vez que estos últimos también podrían repercutir sobre la calidad.

**TABLA 2 – EVOLUCIÓN DE LA NORMATIVA DE LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES**

	NUMERAL	TÓPICO	MODIFICACIÓN NORMATIVA	NUEVA NORMATIVA	RANGO LEGAL
REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES	1.1	Definición de Redes Eléctricas Inteligentes	X	X	Bajo el marco normativo existente para fijación del VAD, se podría establecer una definición mediante Resolución de OSINERGMIN. Para la creación de un marco regulatorio general de promoción de las REI, sería conveniente emitir una norma con rango de ley y un reglamento
	1.2	Actores y competencias		X	Decreto Supremo (Reglamento)
	1.3	Marco Regulatorio de las REI en el Perú	X	X	Ver numeral 1.1
	1.4	Vacios en el marco regulatorio de las REI en el Perú	X	X	Bajo el marco existente, se podrían establecer precisiones mediante resoluciones del OSINERGMIN. Para la creación de un marco general, se podrían establecer reglas via Decreto Supremo, Resolución Directoral y también resoluciones del OSINERGMIN despendiendo del caso
	1.5	Metodología para evaluar la implementación de funciones de REI		X	Decreto Supremo (Reglamento) // Resolución Directoral // Resolución OSINERGMIN

FUENTE: COMPILADO POR LA CONSULTORIA

### 3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD): PROPUESTA NORMATIVA

Se recomienda seguir las etapas para proceder a la implementación de la GD



	<p style="text-align: center;"><b>REGULACIÓN</b></p>	Index	Page
		3	12/68
<p style="text-align: center;"><b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b></p>			

### 3.1. PRELIMINARES

#### 3.1.1. ETAPA EXPERIMENTAL

El marco regulatorio vigente aplicable a la generación de electricidad en el país no contempla reglas para la implementación de proyectos piloto. Esto puede explicarse a partir de que la actividad de generación de electricidad es una actividad libre guiada por la iniciativa de agentes privados en donde estos participantes son quienes asumen el riesgo de los proyectos de generación que implementan, en base a sus estudios, proyecciones, pruebas, entre otros.

En el caso concreto, el Decreto Legislativo N° 1221 ("DL 1221") regula en su artículo 2° la Generación Distribuida ("GD") a ser implementada por los usuarios del servicio público de electricidad mediante equipamiento de generación renovable no convencional o de cogeneración. Al respecto, en la referida norma no se establece ningún mecanismo para la implementación de proyectos piloto de GD, razón por la cual, se puede concluir que no existe en el marco normativo actual ningún mecanismo que posibilite la implementación de proyectos piloto.

Ahora bien, acorde con las recomendaciones de la consultoría es preciso identificar cuáles serían las normas que deberían modificarse o emitirse para la implementación de proyectos piloto de GD. A tal efecto, toda vez que no existe marco legal específico sobre proyectos piloto, tal regulación deberá implementarse en el nuevo reglamento de GD de los usuarios del servicio público de electricidad, reglamento que deberá ser aprobado mediante un Decreto Supremo del Ministerio de Energía y Minas.

#### 3.1.2. DEFINICIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La Ley N° 28832 ("LDGE") define a la GD como aquella "instalación de Generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica". Esta definición se complementa con las medidas de promoción reconocidas en la Octava Disposición Complementaria Final de la referida LDGE, que establecen que la GD y la Cogeneración eficiente interconectadas al SEIN se regirán por lo siguiente:

- a) *La venta de sus excedentes no contratados de energía al Mercado de Corto Plazo, asignados a los Generadores de mayor Transferencia (de compra o negativa) en dicho mercado;*
- b) *El uso de las redes de distribución pagando únicamente el costo incremental incurrido."*

Al respecto, las disposiciones de la LDGE dan cuenta de un marco regulatorio aplicable a los proyectos de GD enfocada en la actividad de generación. Prueba de ello es que las dos medidas de promoción están referidas estrictamente a esta actividad, tales como la posibilidad de la "venta de excedentes no contratados", es decir, excedentes de energía no comprometidos con algún usuario vía un contrato de suministro; y pago del costo incremental por el uso de las redes de distribución, uso que haría el GD al utilizar dichas redes para poder "vender" su producción de energía.

Por otro lado, el DL 1221 refiriéndose a la GD establece que

*"Los usuarios del servicio público de electricidad que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración, hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen derecho a disponer de ellos para su propio consumo o pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución, sujeto a que no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al cual está conectado."*

Conforme se advierte, el DL 1221 aunque emplea el término "Generación Distribuida", al igual que la LDGE, en realidad da cuenta de un marco regulatorio distinto enfocado directamente en el usuario público de electricidad, quien podrá utilizar tecnología renovable no convencional o cogeneración para producir energía que a su vez consumirá y que, en la medida que cuente con excedentes, podrá inyectar al sistema de distribución.

Habiéndose expuesto las dos definiciones de GD existentes, advertimos que las mismas regulan dos supuestos distintos. La GD de la LDGE que está orientada a la actividad de generación conectada en las redes de distribución y la GD del DL 1221 que está orientada a la posibilidad de que los usuarios

*AK*

	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	13/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

del servicio público generen energía para su consumo y tengan la posibilidad de inyectar sus excedentes al sistema de distribución.

Para una mejor identificación de los generadores instalados en el marco de la DL 1221, podrían ser llamados "microgeneradores"

Se sugiere agregar que la generación, así como la cogeneración en el marco de la DL 1221, comprende la generación de las siguiente fuentes renovables: biomasa, fotovoltaica, eólica y micro hidráulica, Dado que dicha generación se conectara en redes de BT, es necesario definir una potencia máxima de la central de generación a conectarse a dicha red.

Ahora bien, en la medida que estamos ante dos supuestos distintos es preciso que los nombres que se utilicen para cada uno de ellos sean también nombres distintos. Para tal efecto, estos nombres distintos deberán considerarse en el reglamento de Generación Distribuida.

EDF IN recomienda segmentar la generación descentralizada en Mediana Generación Distribuida (MGD capacidad mayor a 100 kW y Microgeneración Distribuida (MCD capacidad inferior o igual a 100 kW). La separación en dos categorías se justifica por el hecho que los niveles de performance, las reglas de conexión y los principios de comercialización pueden ser optimizados al tratarlos de manera distinta. A continuación, el texto identifica estas dos categorías, lo cual facilitará la integración de las recomendaciones en los procedimientos respectivos.

### 3.1.3. ACTORES Y COMPETENCIA

Sobre este aspecto, cabe señalar que las competencias de los diferentes actores se encuentran normadas en normas con rango de Ley, ejemplo de ellos son el caso de las Distribuidoras, las Generadores, los Transmisores y el COES, cuyas competencias se encuentran reguladas en la LCE y en la LDGE.

Por su parte, las competencias de los organismos públicos como el OSINERGMIN o el MINEM también se encuentran reguladas en normas con rango de Ley como son la Ley N° 26734, que aprobó la Ley del Organismo de Inversión en Energía – OSINERG, o el Decreto Ley N° 25962, que aprobó la Ley Orgánica del Sector Energía y Minas.

En razón a ello, las modificaciones que se puedan plantear en la consultoría relacionadas a las competencias de los actores antes enunciados, deberán ser modificaciones a nivel de normas con rango de Ley o si se requieren incorporar nuevos actores; o en todo caso puede incorporarse en una norma reglamentaria si es que son competencias complementarias a las existentes las que se quien introducir.

Se sugieren las siguientes responsabilidades por actor, no obstante en el momento de la definiciones y conformación de la normativa, es aconsejable la participación de todos los actores, siendo liderado el equipo por el responsable final de dicha etapa.

**TABLA 3 – RESPONSABILIDAD DE LOS ACTORES**

ACTOR	RESPONSABILIDAD
INTERESADO	Persona natural o jurídica que pretenda instalar Generación Distribuida
MINEM	Confección y promulgación de Política y decretos de GD (incluido las condiciones financieras de conexión)
OSINERGMIN	Elaboración del Reglamento de Conexión de Generación Distribuida Gestión de los procedimientos de solicitud Tarifa de acceso a la red Documentos contractuales entre los generadores y los distribuidores
DISTRIBUIDORES	Procedimientos de solicitud, conexión, puesta en servicio y Operación de Generadores conectados a la red de Distribución, así como la liquidación comercial de los microgeneradores



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	14/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

<b>COES</b>	Despacho de Generadores conectados a la red de Distribución, de potencia superior a algún valor a definir entre todos los participantes, dependiendo de las arquitecturas de la red etc. Como valor inicial de base a utilizar para dicho límite podría ser 20 MW. Dicho valor sería 0.5% de la demanda mínima del sistema.
-------------	---

**FUENTE: COMPILADO POR LA CONSULTORIA**

### 3.1.4. ALCANCE

El alcance de la regulación aplicable a la GD se deberá desarrollar en el reglamento o reglamentos que se expidan al respecto. El alcance de estos reglamentos debería ajustarse y no excederse de lo estipulado en la LDGE y el DL 1221.

## 3.2. DOCUMENTACION DE LA GENERACIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN EN BT Y MT

En este capítulo quedan planteados todos los textos relacionados a la generación: normas, documentos relativos al estudio de conexión seguido de la propuesta de conexión y de ejemplos de contratos implementados una vez que la instalación está conectada a la red de distribución de electricidad.

### 3.2.1. CONEXIÓN DE LA GENERACIÓN A REDES DE DISTRIBUCIÓN EN BT Y MT

En primer lugar, en la actualidad existen en el país diversos proyectos de generación conectados a la red de distribución los cuales se conectan principalmente en redes de media tensión ("MT"). En términos legales estos proyectos no califican como proyectos de GD conforme a la LDGE, toda vez que aún el Ministerio de Energía y Minas no ha expedido el reglamento que defina las características que debe cumplir un proyecto de GD.

Ahora bien, desde un punto de vista legal las normas solo han regulado el procedimiento de conexión de las unidades de generación al sistema eléctrico interconectado nacional ("SEIN"); entiéndase las grandes unidades de generación que se conectan al sistema operado por el COES. Esta normativa no ha especificado reglas específicas para la conexión de la generación en MT de titularidad de las distribuidoras, razón por la cual, en la actualidad existe un vacío normativo en dicho extremo.

Para mayor detalle, el Decreto Supremo N° 027-2007-EM que aprobó el Reglamento de Transmisión, reguló dos tipos de estudios a ser realizados por las nuevas instalaciones que se conecten al SEIN, el Estudio de Pre Operatividad y el Estudio de Operatividad. Por su parte, el Procedimiento Técnico del COES N° 20, desarrolló los criterios, requisitos, condiciones, responsabilidades y pasos necesarios para la elaboración de estos estudios por parte de los agentes, constituyendo dicho procedimiento el marco legal vigente que emplean los generadores que se conectan al SEIN.

Habida cuenta este vacío normativo es preciso que un reglamento de GD desarrolle las reglas aplicables a la conexión de esta generación a las redes de MT del distribuidor, regulando los requisitos, condiciones, responsabilidades, entre otros temas medulares que deben contemplarse en el reglamento. En adición a las disposiciones del reglamento, se debería expedir una norma de menor jerarquía donde se regulen los detalles técnicos asociados a la conexión de esta generación, incluyendo las nuevas tecnologías renovables (fotovoltaica, eólica, etc.), la cual podría ser aprobada mediante una Resolución Directoral de la Dirección General de Electricidad del MINEM

Por otro lado, respecto a la conexión de la GD por parte de los usuarios del servicio público de electricidad al amparo del DL 1221, tampoco existe normativa específica que regule la conexión de estas instalaciones en las redes del distribuidor (conexión en BT). Habida cuenta ello, el reglamento de GD que se proponga deberá desarrollar los lineamientos generales para la conexión de estas instalaciones incluyendo las nuevas tecnologías renovables (fotovoltaica, eólica, etc.); y, en el caso que se precise una reglamentación procedimental, se podría expedir una Resolución Directoral de la Dirección General de Electricidad del MINEM.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	15/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

**TABLA 4 – EVOLUCIÓN DE LA NORMATIVA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

"Marco Regulatorio de las Redes Inteligentes y la Generación Distribuida"

MATERIA	TÍTULO	MATERIALES		Resolución Ley	
		CONCEPTOS	DEFINICIONES		
GENERACIÓN DISTRIBUIDA	2.1	Erape Experimental		X	Decreto Supremo (Reglamento de Generación Distribuida)
	2.2	Definición de Generación Distribuida		X	Decreto Supremo (Reglamento de Generación Distribuida)
	2.3	Actores y competencias	X	X	Ley o Decreto Legislativo // Decreto Supremo
	2.4	Alcance		X	Decreto Supremo (Reglamento de Generación Distribuida)
	2.5	Conexión de la generación a redes de distribución en BT y MT		X	Decreto Supremo (Reglamento de Generación Distribuida) // Resolución Directoral
	2.6	Procesos de concertación		X	Decreto Supremo (Reglamento de Generación Distribuida)
	2.7	Normas Técnicas		X	Decreto Supremo (Reglamento de Generación Distribuida)
	2.8	Marco Contractual		X	Decreto Supremo (Reglamento de Generación Distribuida)
	2.9	Aspectos tarifarios	X	X	Decreto Supremo (Reglamento de Generación Distribuida)
	2.10	Plan maestro de GD del Peru			No requiere

FUENTE: COMPILADO POR LA CONSULTORIA

### 3.2.2. METODOLOGÍA PARA ELABORAR LOS DOCUMENTOS DE LA NORMATIVA

La llegada de la generación distribuida evidencia, generalmente, la falta de existencia de textos que aborden esta nueva temática. Por tanto, es necesario elaborar una referencia que abarque las siguientes áreas:

- Requisitos que tienen que cumplir las instalaciones para conectarse a la red pública: en general compete a la DNE de la DGE del MINEM.
- Procedimientos para procesar las solicitudes de conexión: área pseudonormativa. documentos avalados por el regulador y publicados en la documentación técnica de referencia.
- Normas de estudio de conexión: a ser definidas por los administradores de red bajo el control del regulador y publicadas en la documentación técnica de referencia.
- Contratos de acceso a la red y de operación: a ser definidos por los administradores de red bajo el control del regulador y publicadas en la documentación técnica de referencia.

Por tratarse de un área nueva, la elaboración del conjunto de estos documentos solo puede considerarse dentro del marco de un intercambio amplio entre los actores involucrados en un grupo de trabajo. Dicha concertación permite a cada uno de los actores expresar sus limitaciones, aprender de las limitaciones de los otros actores y, por consiguiente, avanzar hacia un consenso.

En el funcionamiento del grupo de trabajo, es importante delegar en los diferentes participantes la redacción del proyecto de partes del documento que luego se discutirán en el plenario. En caso de no llegar a este consenso, la autoridad encargada de coordinar el grupo de trabajo puede decidir utilizar los procedimientos de votación o imponer un borrador final con pleno conocimiento de los hechos.

### 3.2.3. ELABORACIÓN DE LOS TEXTOS NORMATIVOS

Es importante definir el nivel de los requisitos que deben contener los textos normativos. Recomendamos que los textos normativos se limiten a la definición de los principios más importantes que deben cumplir las instalaciones para su conexión a la red, así como a los tipos de estudio de conexión que deben realizar los administradores de la red.

Por otro lado, las disposiciones prácticas para los estudios están fuera del ámbito normativo y deben formar parte de los documentos publicados bajo el control del regulador.

Recomendamos para la elaboración de los textos normativos que el MINEM constituya un grupo de trabajo que agrupe a los actores del área:

- Representante del Ministerio: dos o tres personas.
- Administradores de redes de distribución.
- Administradores de generación distribuida que serían las EDEs descentralizada.

### 3.2.4. ELABORACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN TÉCNICA DE REFERENCIA

La documentación técnica de referencia del administrador de red recopila todos los textos elaborados en aplicación de la normativa. La documentación técnica de referencia debe ser accesible para los



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	16/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

usuarios. La mejor manera de volverla accesible es a través de una publicación en el sitio web del MINEM o del regulador

La documentación técnica de referencia recopila los textos de las siguientes áreas:

### 3.2.5. CONTRATOS

Apenas la instalación queda conectada a la red eléctrica, deben establecerse los contratos entre el distribuidor y el productor. Dichos contratos se refieren a dos temas diferentes:

- Un contrato de acceso a la red: incorpora la aplicación de la tarifa de acceso a la red
- Un convenio de conexión y de operación

En aras de la simplificación, proponemos que el contrato de explotación no quede establecido en un formato de contrato independiente, sino que pase a ser un anexo al contrato de acceso.

Estos diversos documentos deberían elaborarse dentro del marco de una concertación. La gran cantidad de administradores de red de distribución en Perú descarta que dicha concertación se realice a nivel de cada uno de los distribuidores.

Recomendamos la creación de un comité a cargo de la redacción de estos textos, el cual podría ser implementado por la DGE o el regulador. Una de las ventajas de un grupo de trabajo de esta índole es garantizar la coherencia entre los documentos aplicados por los distintos distribuidores.

La conformación de dicho grupo de trabajo sería similar a la de los grupos de trabajo encargados de redactar los textos normativos:

- Representantes de la DGE
- Representantes del regulador según sea necesario de acuerdo con los textos elaborados.
- Representantes del COES según sea necesario de acuerdo con los textos elaborados.
- Representantes de redes de distribución
- Representantes de generación descentralizada

### 3.2.6. PROCESOS DE CONCERTACIÓN

En este punto la consultoría propone la constitución de grupos de trabajo con todos los actores encargados de consolidar las disposiciones técnicas y contractuales aplicables a la GD. Al respecto, estos grupos de trabajo tendrían como objetivo el análisis, la discusión y la armonización de criterios a ser luego recogidos en el reglamento o reglamentos de GD que sean expedidos por el MINEM.

Conforme a ello, toda vez que estos grupos de trabajo no detentarán facultades normativas o vinculantes sus facultades o funciones podrían ser recogidas en una norma reglamentaria, así como su implementación. En ese sentido, en la norma se deberá establecer quienes conformaran los grupos de trabajo, quien será el encargado de presidirlo, las funciones que deben cumplir el grupo, y los informes o documentos que deben presentar como parte de su trabajo.

### 3.2.7. ESTUDIO DE CONEXIÓN

Con el fin de determinar las obras necesarias a realizar en las instalaciones del distribuidor, así como en instalaciones de transmisión, al incorporarse un generador es necesario la realización de estudios eléctricos de inyección. Los mismos se deben realizar verificando el cumplimiento de las condicionantes técnicas que lucen en el presente Pto 3.4. En el caso de estudio de inserción de generadores conectados en la red de BT, de una potencia inferior a una Pmaxbt (que se deberá definir mediante estudios técnicos) no sería necesario la realización de estudios sumarios. Para el resto de los casos (conexión a redes de BT de potencias mayores a Pmaxbt y conexiones a MT) será necesario realizar estudios de conexión. Podría considerarse como valor transitorio de Pmaxbt 36 kW.

Una propuesta de metodología para la realización de los estudios para redes de MT, figuran en el ANEXO I. En el ANEXO II, se presentan los criterios de conexión a redes de BT.

EDF IN recomienda que:

- La información técnica correspondiente a la instalación de generación figure en un documento de recolección
- El productor presente certificados que contengan mínimamente:



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	17/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

- La capacidad de la instalación de generación para operar en forma ilimitada en condiciones normales de tensión y la frecuencia de la red de distribución eléctrica.
- La capacidad de la instalación de generación para permanecer en funcionamiento cuando la frecuencia o la tensión en la red pública de distribución eléctrica alcance valores excepcionales y por períodos limitados de tiempo. Eso se precisará en una certificación de los fabricantes de los equipos.
- La conformidad de la instalación de generación con las obligaciones normativas y las normas vigentes relativas a la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.

A solicitud, se podría requerir pruebas de dichos certificados. Basándose en la información facilitada, se propone que las EDE lleven a cabo un estudio sobre las condiciones técnicas de conexión. Dicho estudio podría tener en cuenta las características de la instalación de generación, las reglas de seguridad, las características de la red, las normas técnicas y contractuales en vigor.

El objetivo del estudio sería detectar las posibles limitaciones que la conexión de la instalación de generación pueda considerar, por ejemplo:

- La intensidad máxima admisible en la red de distribución;
- Poder de corte de los disyuntores, y el comportamiento térmico y dinámico con las nuevas corrientes de cortocircuito de los equipamientos de la red, así como los puestos de conexión del generador y de los usuarios de la red pública de distribución eléctrica ya conectados
- El nivel de la tensión en el punto de entrega de la instalación de generación;
- El nivel de tensión en los puntos de conexión de otros usuarios de la red pública de distribución eléctrica ya conectados, incluidas las subestaciones MT/BT;
- El funcionamiento del sistema de protección de la red pública de distribución eléctrica.

Basándose en su estudio y luego de previa consulta, se recomienda que las EDEs propongan al interesado una solución de conexión que cumpla con los requisitos técnicos de conexión y adaptaciones técnicas de la red de distribución y de transmisión, necesarias realizar antes de la conexión. La solución puede también depender de adaptaciones técnicas de la instalación de generación que vaya a conectarse y de los requisitos a cumplir para su operación. En todo caso, esta solución específica al productor, en el convenio de conexión, los elementos necesarios para adaptar la Instalación de Generación, incluidos los diversos dispositivos de protección correspondientes. El ajuste de estos últimos figura especificado en el contrato de operación.

Se recomienda que los métodos de estudio sean publicados.

Es importante decidir si estos estudios de conexión serán facturados al generador o no. Cobrar o no cobrar por los estudios de conexión tiene ventajas y desventajas que deben evaluarse al tomar la decisión.

En el caso que los estudios sean facturados, es necesario asegurar la transparencia de los costos de los estudios, por lo que se debe establecer y publicar un listado de precios por tipo de instalación:

- MCD de energía por debajo de 36 kW conectada a la red de baja tensión.
- Instalación de generación de energía superior a 36 kW y menos de 100 kW conectada a la red baja tensión.
- Instalación de generación de energía de menos de 5 MW conectada a la red de media tensión.
- Instalación de generación de potencia superior a 5 MW conectada a la red de media tensión.

A continuación, se presentarán las ventajas y desventajas para los casos de cobro o no del estudio de conexión:

- Estudios de conexión a cargo del interesado:
  - Ventajas: Permite introducir una regulación de solicitudes de conexión y así evitar solicitudes de estudio de conexión para proyectos menos avanzados. También es una forma de limitar el número de solicitudes de estudio para el mismo proyecto cuyo generador mueve la ubicación para encontrar la solución de conexión menos costosa: esta práctica se ha observado en Francia y en Uruguay para proyectos fotovoltaicos y eólicos.
  - Desventaja: El hecho de cobrar por los estudios de conexión, puede incitar al interesado a solicitar que estos estudios sean llevados a cabo por consultoras privadas.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	18/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

Para ello el distribuidor deberá poner a disposición su modelo eléctrico de la red, así como los supuestos de estudio. Además, el control del estudio realizado por un tercero supone que el distribuidor también llevara a cabo este estudio con fines de verificación sin ser remunerado

- Estudios de conexión a cargo del EDE
  - Ventajas: Esto permite requerir que el estudio de conexión sea realizado exclusivamente por el distribuidor, por lo que evita al Distribuidor difundir información del modelo eléctrico de la red, que forma parte de sus activos del distribuidor, así como ciertos datos confidenciales en un mercado abierto de la red de electricidad, como son las curvas de carga de usuarios
  - Desventaja: Dificultad de limitar el número de solicitudes de estudio de conexión para un mismo proyecto, una posible solución podría ser establecer disposiciones referentes a que el primer estudio sería sin costo, siendo las próximas solicitudes cobradas. Respecto al solicitante, el Distribuidor debe poder justificar el estudio realizado, lo que implica la preparación de informes detallados, pero con la dificultad de no difundir información confidencial, tanto de la Distribuidora como de los clientes.

En todos los casos, cualquiera sea la entidad que realice el estudio; debe existir la posibilidad de acudir a una instancia de arbitraje si ambas partes no logran llegar a un acuerdo. El regulador podría tener ese rol.

### 3.2.8. NORMAS TÉCNICAS DE CONEXION

Respecto a las normas técnicas aplicables a la conexión de la GD en las redes de distribución es preciso remitirnos al análisis legal expuesto en líneas precedentes sobre la conexión de los proyectos de GD. Acorde con este análisis, no existe en la normativa actual disposiciones que regulen las normas técnicas a emplearse para la conexión de la GD independientemente de que se trate de aquella regulada al amparo de la LDGE o del DL 1221.

Se definen los puntos que podrán contener las normas técnicas que tendrá que cumplir los generadores en dos casos de aplicación (MT y BT):

- Definición de Potencia Máxima de la instalación GD para su conexión,
- Método del cálculo de los corrientes de corto circuito,
- Metodología para precisar la Potencia Máxima por nivel de tensión para cada caso en particular,
- Sistema de Protección de la instalación GD,
- Comportamiento de la instalación a las variaciones de frecuencia,
- Comportamiento de perturbaciones en tensión y frecuencia,
- Calidad de onda, límite de perturbaciones: hueco de tensión, armónicos, flickers, desbalance, variaciones de tensión en la conexión y desconexión de la instalación GD,
- Perturbaciones ligadas a generadores: sincronismo, rampa de energización,
- Control de la Performance.

En razón a ello, el reglamento o reglamentos de GD que se expidan deberán desarrollar de forma general cuáles son las normas técnicas nacionales o internacionales a ser aplicadas a los proyectos de GD. En el caso que sea preciso el desarrollo de aspectos específicos de estas normas técnicas, tales aspectos podrían incluirse en la Resoluciones Ministeriales o Directorales que expida el MINEM relativa a la conexión de los proyectos de GD.

El reglamento deberá precisar los principios generales definidos para los estudios de conexión de la mediana generación y de la microgeneración e indicar que las normas técnicas para la puesta en aplicación de estos principios estarán detalladas en los procedimientos correspondientes. Los párrafos siguientes presentan los distintos temas que se detallaran en los procedimientos.

#### 3.2.8.1. Definición de Potencia máxima de la Instalación GD para su conexión

Es necesario según el tipo de Instalación de Generación, normalizar la determinación del valor máximo de la instalación de generación para su conexión, también llamada en algunos casos como la potencia



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	19/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

nominal de la Instalación de Generación. La potencia máxima de la instalación GD para su conexión corresponde a la suma de las potencias activas nominales de las unidades generadoras de energía eléctrica que componen la Instalación de Generación. En el caso de fuente primaria biomasa, eólica u otra no fotovoltaica, la potencia nominal de cada unidad generadora es la mínima potencia que sea menor entre la potencia nominal de su alternador y la potencia nominal de la planta motriz que mueve dicho alternador. Para el caso de fuente primaria solar fotovoltaica, la potencia nominal de cada unidad generadora es la potencia nominal del inversor. Para el caso particular de máquinas sincrónicas para el cálculo de dicha potencia, se determina por la potencia aparente nominal y un factor de potencia unitario.

Para el caso de los usuarios que se conecten en el marco de la DL 1221, que implica la conexión en redes de BT, es también necesario la determinación de una potencia máxima de generación a conectarse dentro de este régimen. Es claro que se debería determinar un valor transitorio de dicha potencia, y luego mediante estudio de diferentes casos definir un valor definitivo. Un valor que se sugiere transitoriamente, basado en diferentes casos mundiales, es de 100 kW; siempre exigiendo que la potencia a instalar sea menor o igual a la potencia contratada que cuente dicho usuario como consumidor. En el estudio antes mencionado, se debe analizar también la conveniencia de establecer o no de una potencia límite a instalar por circuito de BT o por Centro de Transformación MT/BT. La condición de que la potencia instalada de generación sea menor a la potencia contratada, colabora la minimizando las obras necesarias de inserción de la generación, así como realiza el trámite de conexión más sencillo y más ágil.

#### **3.2.8.2. Método del cálculo de los corrientes de corto circuito**

Las normas de concepción de equipos de las redes de baja tensión generalmente están dimensionadas por resistir a corrientes de corto circuito muy importantes. Los aportes de corrientes de corto circuito de las centrales de 36 kW son de muy baja magnitud. Fundamentalmente si dichos generadores son de fuente FV o eólica.

Entonces, para centrales de potencia menor a 36 kW, se sugiere que no estén sujetas a cálculo de la corriente de CC que aporta. Para potencias mayores se sugiere realizar el cálculo del aporte de corriente de cortocircuito de las nuevas instalaciones según la norma IEC60909.

#### **3.2.8.3. Metodología para precisar la potencia máxima por nivel de tensión**

Para el caso de generadores conectados a redes de BT, se sugiere determinar la potencia máxima de la instalación generadora a ser conectada en 100 kW.

Dado que en los diferentes nodos de conexión de la red del distribuidor de MT, las condiciones de red, arquitectura, secciones, tipo de conductores y cargas asociadas pueden variar; para el caso de la determinación de la Potencia Máxima a nivel de MT, se sugiere no determinar un valor único, reduciéndose el análisis de las obras necesarias para la conexión para cada potencial generador. Esta metodología tiene la ventaja de que da una señal de ubicación al generador, dado que el 100% de las obras asociadas al generador, deben estar a cargo por el interesado. Para el cálculo se sugiere utilizar la metodología de cálculo presentada en el ANEXO I.

#### **3.2.8.4. Sistema de protección de la instalación GD**

Las instalaciones de generación deben estar equipadas con protección de desconexión. Dicha protección tiene la finalidad de:

- Desconectar instantáneamente las instalaciones de generación en caso de falla en la red a la cual está conectada la instalación;
- Permitir el normal funcionamiento de las protecciones y automatismos instalados por el administrador de la red de distribución;
- Evitar el funcionamiento en isla de la Instalación de Generación, imposibilitando la posibilidad que el generador alimente a usuarios de la red con una tensión y frecuencia fuera de los rangos permitidos.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	20/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

- Evitar recierres no exitosos en los interruptores ubicados en la cabecera de los circuitos (riesgo de oposición de fase)

Los tiempos de acción de los dispositivos de protección deben estar coordinados con los del plan de protección del administrador de la red pública de distribución.

Para la arquitectura de la red de MT, y el sistema actual de protecciones, se deben determinar las necesidades de incorporación de protecciones direccionales de sobrecorriente, y protecciones de sub y sobre frecuencia y de sub y sobre tensión y de tensión homopolar en el nodo de conexión. En algunos casos son necesarias la instalación de protecciones multiseteos, cambiando los ajustes de las protecciones, en caso de que la unidad este generando o no. Una protección muy importante es la protección antisla no intencional, implementada con protección ROCOF y/o *Loss of Main*. Un cuidado especial para el caso anterior es el comportamiento del generador frente a actuaciones de recierres en los circuitos de cabecera. Siendo necesario en algunos casos teledisparos e inhibidores de recierre frente a presencia de tensión. Un requisito universal para el transformador de aislación de elevación de tensión en el puesto de conexión, es que cuente con impedancia homopolar infinita hacia la red.

En lo que refiere a la regulación de las protecciones internas del generador conectado a BT:

- La instalación generadora debe disponer de un sistema de protección anti-isla que, frente a aperturas en la red de distribución, deje de energizar la red en un tiempo máximo de 500ms.
- La reconexión de la instalación generadora con la red de BT debe ser automática y posterior a 3 minutos de restablecida la tensión del sistema a los rangos de tensión y frecuencia reglamentarios.
- La instalación generadora debe tener una función de protección que permita desconectarse automáticamente de la red en caso de falla MT o BT y en caso de fallas en la instalación interior de la Instalación de Generación.

### 3.2.8.5. Ajustes de máxima y mínima tensión

Frente a valores anormales de tensión entre fases, fase-neutro o fase-tierra la instalación generadora se desconectará de la red conforme a los siguientes tiempos máximos:

**TABLA 5 – AJUSTES DE MÁXIMA Y MÍNIMA TENSIÓN**

Rango de Voltaje (% de la Vn)	Tiempo Máximo de apertura (s)
V<85	1,5
V≥115	0,2

FUENTE: IEEE 1547, REGLAMENTO GD UTE

### 3.2.8.6. Control de potencia reactiva

Para las instalaciones de MCD, el factor de potencia deberá ubicarse entre -0.95 y 0.95.

Para las instalaciones de MGD, EDF-IN recomienda la implementación de las siguientes disposiciones: Cualquier instalación de generación conectada a la red pública de distribución eléctrica MT debe poder suministrar o absorber, en el punto de conexión las potencias reactivas mínimas fijadas de la siguiente manera:

- cuando la tensión en el punto de conexión es igual a la tensión contractual en más o en menos un 5%, la instalación de generación que suministra la potencia  $P_{max}$  también debe ser capaz, sin límite de tiempo, de proporcionar una potencia reactiva por lo menos igual a  $0,4 \times P_{max}$  o absorber una potencia reactiva por lo menos igual a  $0,35 \times P_{max}$ ;
- cuando la tensión en el punto de conexión se desvía de la tensión contractual ( $0,9 U_c \geq U < 0,95 U_c$  o  $1,05 U_c < U \leq 1,1 U_c$ ), la instalación de generación debe ser capaz de modular su generación o consumo de potencia reactiva dentro de los límites de un área de funcionamiento mínima definida en los procedimientos en forma de diagrama [U, Q].

En todos los casos, la potencia reactiva efectivamente suministrada o absorbida por la instalación de generación dentro de los límites mencionados en los puntos a) y b) anteriores y el modo de regulación

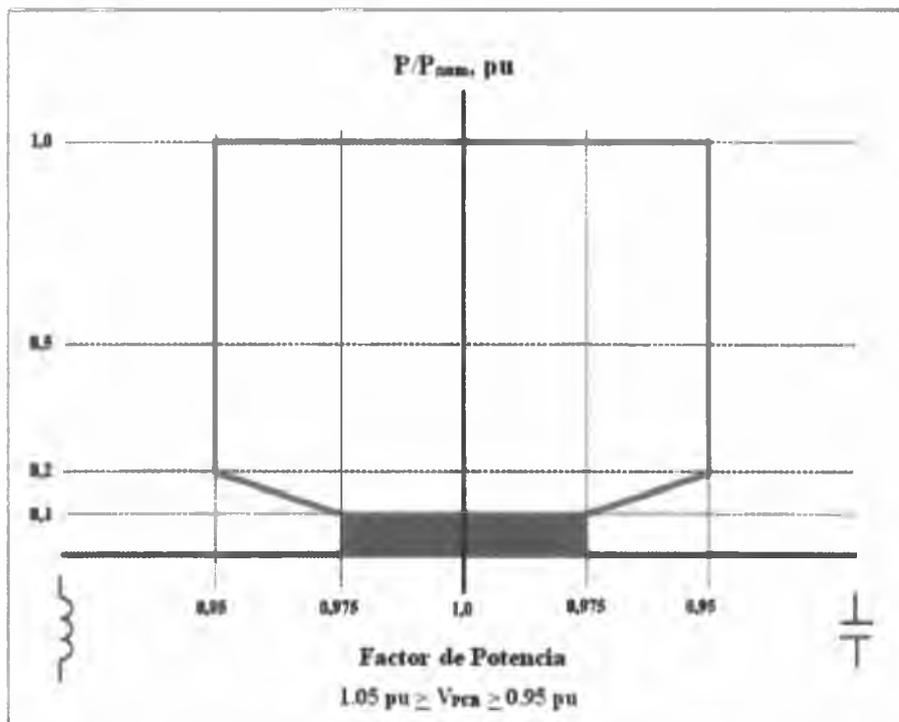
*OK*

	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	21/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

los define el administrador de la red de distribución eléctrica, de acuerdo a los requisitos de administración de la red. Las disposiciones de este inciso se especifican, siempre y cuando sea necesario, en los convenios de conexión y operación.

Para las instalaciones de potencia superior a 5 MW, el COES requiere la aplicación de las normas indicadas a continuación y que figuran en el PR 20. EDF-IN piensa que estas reglas no son necesariamente aplicables en su totalidad y que las negociaciones entre los EDE y el COES deberán definir el nivel de exigencia aceptable.

Las MGD deberán tener capacidad de controlar la potencia reactiva inyectada o consumida en el punto de conexión en función de las tensiones de operación establecidas por el Centro de Maniobras del Distribuidor, de acuerdo a las características mínimas establecidas en el presente Capítulo. Las MGD deberán disponer de los equipos y controladores necesarios para responder a las solicitudes de ajuste de la potencia reactiva en un tiempo máximo de un (1) minuto en cualquier nivel de generación de potencia activa. Si para cumplir con las exigencias de generación/absorción de potencia reactiva en el punto de conexión, de acuerdo a las tensiones de operación fijadas, es necesaria la instalación de equipos de compensación reactiva (fijos o controlables), estos deben ser considerados en la lista de equipamiento del Proyecto, y su implementación será obligación del Titular de la MGD. No se permitirán escalones de potencia reactiva que provoquen cambios en la tensión de operación superiores al 2,5%. Para la potencia reactiva en régimen permanente, el control de la potencia reactiva deberá permitir el ajuste del factor de potencia en el punto de conexión. Las MGD deberán garantizar, a diferentes niveles de generación de potencia activa, los valores máximos de factor de potencia mostrados en la siguiente figura. El factor de potencia de 0,95 capacitivo y de 0,95 inductivo deberá mantenerse para potencias activas que varían entre el 20% y 100% de la potencia total nominal registrada. Para potencias inferiores al 10% de la potencia nominal, la MGD operará dentro del área sombreada de la Figura 1.



**FIGURA 1 – RANGO DE OPERACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA DE LA MGD EN RÉGIMEN PERMANENTE**  
**FUENTE: PROCEDIMIENTO N°20: INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN**

La exigencia de mantener la potencia reactiva de la MGD dentro de los rangos establecidos, es aplicable a valores de tensión en el punto de conexión que oscilen entre 0,95 y 1,05 p.u.

*OK*

	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	22/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

Para la potencia reactiva en condiciones anormales, en Estado de Emergencia, la tensión en el punto de conexión puede estar fuera del rango de 0,95 a 1,05 p.u., por lo cual las MGD deberán estar preparadas para mantenerse conectadas ante un valor máximo admisible de sobretensión de 1,1 p.u. y un valor máximo admisible de subtensión de 0,9 p.u. Para valores de tensión en el punto de conexión, superiores a 1,1 p.u. ó inferiores a 0,9 p.u. las MGD deberán estar preparadas para desconectarse por medio de un sistema de protección, cuyos valores de ajuste deberán ser establecidos por el COES o el Distribuidor. Asimismo, las MGD deberán ser capaces de maximizar el factor de potencia capacitivo e inductivo en el punto de conexión.

### 3.2.8.7. Comportamiento de la instalación en caso de las variaciones de frecuencia

En lo que refiere a la MCD, los requisitos sugeridos son frente a valores anormales de frecuencia, el MCD se desconectará de la red de Distribuidor conforme a los siguientes tiempos máximos.

**TABLA 6 – VALORES SUGERIDOS POR EL CONSULTOR EN BASE DE SU EXPERIENCIA**

RANGO DE FRECUENCIA (Hz)	TIEMPO MÁXIMO DE APERTURA (s)
> 60,5	0,5
≤ 59,3	0,5

FUENTE: DECRETO SUPREMO N° 020-97-EM

A los efectos de brindar seguridad al sistema eléctrico en un incidente de gran amplitud o sea variaciones de frecuencia por fuera valores normales, se debe definir para las MGD de potencia instalada mayor a 5 MW, la permanencia mínima de la generación según la magnitud de la variación. Las unidades generadoras deben estar diseñadas para una frecuencia nominal del sistema de 60 Hz, y para las MGD de potencia instalada mayor a 5 MW, permanecer conectada en un rango que oscila entre los 57,0 Hz y 62,0 Hz, a la red de distribución, ante la ocurrencia de eventos de frecuencia según se indica en la Tabla siguiente, donde se establecen los tiempos mínimos de permanencia. Los tiempos mínimos de operación sin producir disparo para las MGD son:

**TABLA 7 – INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN**

FRECUENCIA	TIEMPO MÍNIMO SIN DISPARO
F < 57 Hz	0,30 s
57 Hz ≤ f < 57,8 Hz	10 s
57,8 Hz ≤ f < 58,4 Hz	30 s
57 Hz ≤ f < 59,4 Hz	30 min
57 Hz ≤ f < 60,6 Hz	Operación continua
57 Hz ≤ f < 61,6 Hz	30 min
57 Hz ≤ f < 62,0 Hz	30 s
F > 62,0 Hz	0,3 s

FUENTE: PROCEDIMIENTO N°20: INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN

### 3.2.8.8. Ajustes de máxima y mínima frecuencia para generadores conectados aislados del sistema eléctrico nacional. (Funcionamiento en isla)

La instalación de generación debe estar diseñada para operar en condiciones normales en el rango de frecuencia establecido en el Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica fijado por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, Decreto Supremo N° 020-97-EM para todas las tensiones nominales de la red de distribución a la que se conecta, , el cual se indica en la Tabla 8.

**TABLA 8 – AJUSTES DE MÁXIMA Y MÍNIMA FRECUENCIA (FUNCIONAMIENTO EN ISLA)**

NIVEL DE TENSIÓN	RANGO ADMITIDO DE DESVIACIÓN ΔF (%)
Todos	-0.6% ≤ ΔF ≤ 0.6%

*OKB*

	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	23/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

**FUENTE: DECRETO SUPREMO N° 020-97-EM**

EDF IN piensa que este rango de frecuencia es demasiado estrecho para un funcionamiento en red aislada. La norma europea diferencia el rango de frecuencia según el modo de funcionamiento.

### 3.2.8.9. Comportamiento de perturbaciones en tensión

La instalación de generación debe estar diseñada para operar en condiciones normales en el rango de tensión establecido en el Reglamento de Calidad de Servicio del Regulador, para la tensión nominal de la red de distribución a la que se conecta. Otro requisito referente a la tensión, es exigir a que la instalación de generación al conectarse en paralelo con la red no cause fluctuaciones de tensión mayores a  $\pm 5\%$  del nivel de tensión previo en el nodo de conexión. Para la puesta en paralelo de la instalación es imprescindible que haya tensión estabilizada en el nodo de conexión. Se considera que la tensión está estabilizada cuando luego de una perturbación el sistema retorna a los rangos de tensión y frecuencia reglamentarios, por un tiempo mayor a 5 minutos en forma continua, o un tiempo menor debidamente concertado previamente.

Adicionalmente la instalación de generación debe estar diseñada para operar en condiciones normales en el rango de tensión establecido en el Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica fijado por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, Decreto Supremo N° 020-97-EM la tensión nominal de la red de distribución a la que se conecta, el cual se indica en la Tabla 9.

**TABLA 9 – COMPORTAMIENTO DE PERTURBACIONES EN TENSIÓN**

NIVEL DE TENSIÓN	RANGO ADMITIDO DE DESVIACIÓN $\Delta V$ (%)
Todas en Zonas Urbanas	$-5\% \leq \Delta V \leq 5\%$
Todas en zonas Urbanas-Rurales	$-7.5\% \leq \Delta V \leq 7.5\%$
Todas en zonas Rurales	$-7.5\% \leq \Delta V \leq 7.5\%$

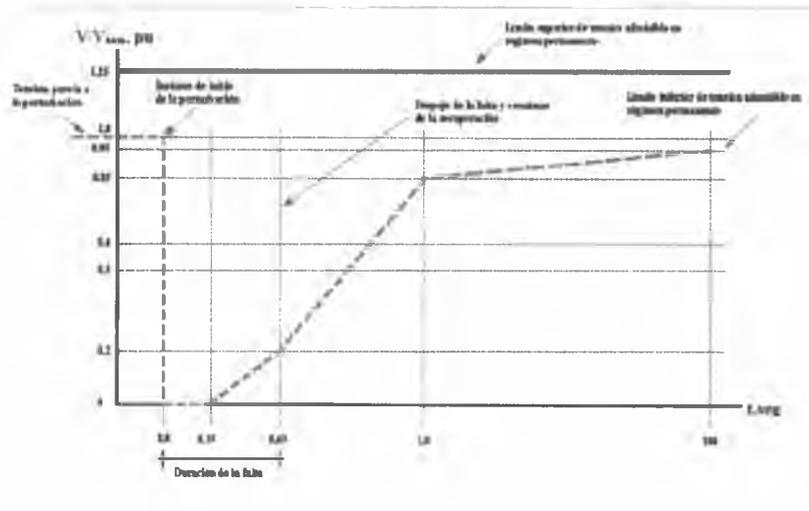
**FUENTE: DECRETO SUPREMO N° 020-97-EM**

Así mismo debe estar diseñada para operar en estado permanente en condiciones de contingencia simple en un nivel de tensión entre 0.9 y 1.1 p.u. de la tensión nominal, y soportar subtensiones de hasta 0.85 p.u. (para cualquier tensión nominal) durante transitorios de 60 segundos de duración en los que permanecerá sin desconectarse de la red de del Distribuidor.

### 3.2.8.10. Calidad de onda: Hueco de tensión

Las instalaciones de generación de potencia nominal mayor o igual a 5 MW que se conecte a la red de distribución de MT deben someterse a las exigencias de mantenimiento en descenso de tensión. Las condiciones del mantenimiento en servicio luego de un descenso de tensión se especifican la gráfica siguiente.

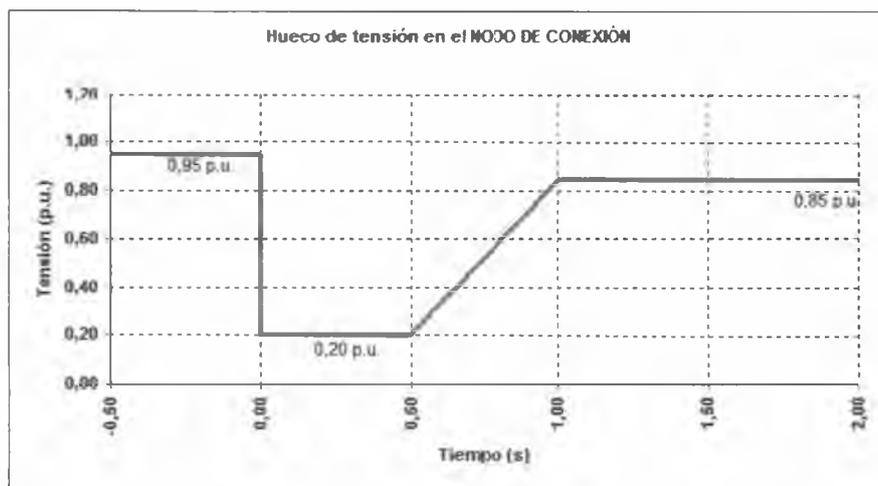




**FIGURA 2 – HUECO DE TENSION**  
**FUENTE: PROCEDIMIENTO N°20: INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN**

Es decir, no se producirá la desconexión en la parte superior a la envolvente dibujada por la línea punteada, la cual representa la tensión fase a tierra en p.u. en las fases falladas, en caso de cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos.

EDF IN considera que esta forma de hueco de tensión es muy exigente para una red de distribución, en particular los 150 ms en tensión nula.



**FIGURA 3 – CARACTERÍSTICAS DE HUECO DE TENSION EN URUGUAY**  
**FUENTE: REGLAMENTO DE CONEXIÓN DE GD A LA RED DE MT (URSEA, URUGUAY)**

Las tensiones indicadas son las tensiones entre fase y tierra, en las fases con falta. En el caso de cortocircuitos entre dos fases, aislados de tierra, cambia el valor límite inferior de tensión, pasando a ser 0.6 p.u. en lugar de 0.2 p.u.

**3.2.8.11. Calidad de onda: Armónicos**

Las centrales generadoras conectadas a las redes de distribución, dependiendo del nivel de tensión de la red, deben cumplir los siguientes requisitos de emisión de armónicos a la red.



## REGULACIÓN

Index

Page

3

25/68

**Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202**

Los valores eficaces (RMS) de las Tensiones Armónicas Individuales ( $V_i$ ) y los THD, expresado como porcentaje de la tensión nominal del punto de conexión, no deben superar los valores límite ( $V_i'$  y  $THD'$ ) indicados en la siguiente tabla. Para efectos de esta Norma, se consideran las armónicas comprendidas entre la dos (2) y la cuarenta (40), ambas inclusive.

**TABLA 10 – NIVEL MÁXIMO DE TENSIONES ARMÓNICAS POR RANGO**

ORDEN (n) DE LA ARMÓNICA ó THD	TOLERANCIA   $V_i'$   ó   $THD'$   (% con respecto a la Tensión Nominal del punto de medición)	
	Para tensiones mayores a: 60 kV	Para tensiones menores o iguales a: 60 kV
(Armónicas impares no múltiplos de 3)		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
mayores de 25	$0.1 + 2.5/n$	$0.2 + 12.5/n$
(Armónicas impares múltiplos de 3)		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
mayores de 21	0.2	0.2
(Pares)		2.0
2	1.5	1.0
4	1.0	0.5
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.2
12	0.2	0.2
mayores de 12	0.2	
THD	3	8

**FUENTE: DECRETO SUPREMO N° 020-97-EM**

El Factor de Distorsión Total por Armónicas (THD)<sup>1</sup> está definido como:

$$THD = \left( \sqrt{\sum_{i=2 \dots 40} (V_i^2 / V_N^2)} \right) * 100\%$$

Donde:

- $V_i$  = Es el Valor eficaz (RMS) de la tensión armónica "i" (para  $i=2 \dots 40$ ) expresada en Voltios.
- $V_N$  = Es la tensión nominal del punto de medición expresada en Voltios.

EDF IN no está de acuerdo con la manera de especificar la definición de armónicos. La inyección de armónicos por una instalación se mide en corriente armónica. La tensión armónica es el resultado del efecto de las corrientes armónicas en la impedancia de la red.

Por lo que sugieren los siguientes los requisitos:

- Para las instalaciones de generación que se instalen en redes de BT, las emisiones de corriente armónica en el PC no superarán los valores establecidos en la norma IEC 61000-3-12.

<sup>1</sup> Referencia: Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica fijado por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, Decreto Supremo N° 020-97-EM.

	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	26/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

**TABLA 11 – CORRIENTE LÍMITE DE EMISIÓN DE EQUIPOS TRIFÁSICOS**

Minimal $R_{sce}$	Corrientes Armónicas				Corriente admitida de	
	Individual Limite $I_n/I_1$ <sup>2</sup>				Ifactors	
	%					
	$I_5$	$I_7$	$I_{11}$	$I_{13}$	THD	PWHD
<b>33</b>	10.7	7.2	3.1	2	13	22
<b>66</b>	14	9	5	3	16	25
<b>120</b>	19	12	7	4	22	28
<b>250</b>	31	20	12	7	37	38
<b>≥350</b>	40	25	15	10	48	46

Los valores relativos a armónicos de orden superior al 12, no deben exceder a  $16/n$  %. Incluso los armónicos por encima el orden 12 se tienen en cuenta en el THD y en el PWHD de la misma manera que los de orden impar

NOTE: Interpolación lineal entre dos valores seguidos de  $R_{sce}$  está permitido.

FUENTE: IEC 61000-3-12

Para la MT, las emisiones de corriente armónica en el nodo de conexión de la instalación generadora no deben superar los valores establecidos en la siguiente tabla:

**TABLA 12 – DISTORSIÓN ARMÓNICA DE CORRIENTE MÁXIMA EN PORCENTAJE DE LA CORRIENTE**

Distorsión armónica de corriente máxima en porcentaje de corriente (IEEE 519-2014)						
Orden del armónico individual h (impares)	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
$I_h \max$ (% de I)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

FUENTE: IEC 61000-3-12

Para armónicos pares el límite es el 25% del correspondiente a los impares, según lo establecido en la IEEE 519-2014.

La Tasa de Distorsión de Demanda (TDD) se define como:

$$TDD = \sqrt{\sum_{i=2}^{50} \left( \frac{I_i}{I} \right)^2}$$

Donde el valor de corriente  $I$  es el mayor entre  $(I_A)_e$   $(I_R)$ .

Estas corrientes  $(I_A)_e$   $(I_R)$ , expresadas en A, surgen de los cálculos que siguen, considerando la tensión nominal y adoptando un factor de potencia igual a la unidad.

$$I_A = \frac{P_A}{\sqrt{3} \times Un} \quad I_R = \frac{P_R}{\sqrt{3} \times Un}$$

Siendo:

- PA: Potencia máxima que puede inyectar al a red expresada en kW.
- PR: Máxima de las tres Potencias para consumo según los periodos horarios del Pliego Tarifario de vigente, expresada en kW.
- Un: Tensión nominal de conexión expresada en kV.

<sup>2</sup>  $I_1$  = reference fundamental current;  $I_n$  = harmonic current component.

*af2*

	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	27/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

### 3.2.8.12. Calidad de onda: Flickers

El índice de Severidad por Flicker (Pst) no debe superar la unidad ( $Pst < 1$ ) en Muy Alta, Alta, Media ni Baja Tensión. Se considera el límite:  $Pst=1$  como el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de población. Estos valores para ser exigidos para un generador distribuidor se consideran muy laxos, se recomienda: La emisión de Flicker (fluctuaciones rápidas de tensión) de corta duración Pst y de larga duración Plt no puede sobrepasar los niveles máximos calculados según la norma IEC 61000-3-7, tanto por operaciones de conexión como para funcionamiento continuo. Para la realización de las medidas correspondientes se adoptan las recomendaciones incluidas en la norma IEC 61000-4-30.

### 3.2.8.13. Calidad de onda: Desbalance

La contribución a la tasa de desequilibrio en tensión en el punto de conexión BT o MT de cualquier instalación de generación debe ser inferior o igual a 1% del componente directo.

### 3.2.8.14. Perturbaciones ligadas a generadores: sincronismo, rampa de energización

Las instalaciones de generación compuestas por unidades generadoras de energía eléctrica sincrónicas o por equipamiento que pueda generar tensión independientemente de su conexión con la red de distribución de MT, deberán contar con un equipo que proporcione la funcionalidad de sincronización el cual debe estar instalado y ajustado de acuerdo a las recomendaciones y especificaciones dadas por el fabricante y de acuerdo a los requerimientos de la norma IEEE 1547.

**TABLA 13 – RECOMENDACIONES PARA CONEXIÓN**

Potencia del generador (kVA)	Diferencia de Frecuencia ( $\Delta f$ , Hz)	Diferencia de voltaje ( $\Delta V$ , %)	Diferencia Angulo de Fase ( $\Delta \Phi$ , °)
0 – 500	0.3	10	20
> 500 – 1 500	0.2	5	15
> 1 500 – 10 000	0.1	3	10

FUENTE: IEEE 1547

La instalación de generación debe contar con sistemas de control que permitan ajustar las rampas de subida y bajada de la generación de potencia activa, en operación normal. Los ajustes de estos sistemas de control son definidos por el administrador del sistema. Los ajustes de las rampas de subida y bajada de la generación de potencia activa, no están relacionados con la disminución del recurso eólico. Dichas rampas deben poder ajustarse a 10 % (diez por ciento) o menos de la potencia instalada por minuto.

Intercambio de información con el administrador de la red de distribución:

El generador debe, de conformidad con las recomendaciones detalladas en la documentación técnica de referencia del administrador de esta red y de conformidad con las modalidades especificadas en los convenios de conexión y operación:

- Conectar la instalación de generación al centro de control del administrador de la red pública de distribución eléctrica con el fin de intercambiar información y solicitudes de acción de operación, principalmente en cuanto a la gestión de las potencias activa y reactiva de la instalación de generación, conexiones y desconexiones de la red pública de distribución eléctrica. La información y solicitudes de acción anteriormente mencionadas se encuentran especificadas en los convenios de conexión y operación;
- Comunicar al administrador de la red pública de distribución eléctrica el programa de funcionamiento de la instalación de generación; el contenido de dicho programa, la frecuencia de las actualizaciones y el preaviso a través del cual se transmite la información al administrador de la red pública de distribución eléctrica, se definen a través de un acuerdo entre las dos partes y se mencionan en el convenio de conexión y operación.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	28/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

### 3.2.8.15. Control de la performance

La norma se refiere a los requisitos técnicos para las instalaciones en generación:

- Presentar capacidades constructivas de entrega de reactiva.
- Proporcionar servicios de sistema de control de frecuencia o tensión cuando se solicite, durante su operación.
- Permanecer conectado a la red cuando ocurran situaciones excepcionales que sean inherentes al funcionamiento normal de la red. Este es particularmente en el caso de regímenes de frecuencia o voltaje excepcionales. Durante estas situaciones transitorias, las instalaciones de producción deben permanecer conectadas a la red para garantizar la seguridad de la red y mantener el equilibrio entre producción y consumo.
- Mantener el nivel de armónicos y las variaciones de tensión rápida (flicker) de la red por debajo de los valores especificados.

Es importante asegurar que el diseño de las instalaciones de producción y el ajuste de las protecciones cumplan estos requisitos técnicos. Estas verificaciones deben realizarse previo a la puesta en marcha de la misma, así como periódicamente durante la vida de la instalación.

Con este fin, se propone complementar la norma técnica para introducir la obligación de ensayos, según lo indicado a continuación.

Para instalaciones conectadas a MT, estas instalaciones están sujetas a una verificación de rendimiento para comprobar el cumplimiento de los requisitos de la norma técnica. Estos controles se llevan a cabo en los siguientes casos:

- En instalaciones nuevas o instalaciones que han sufrido un cambio sustancial (por ejemplo aumento de más del 10% en la potencia o cambios del sistema de protecciones), este control es un requisito previo para la puesta en servicio, siendo los resultados obtenidos condicionante de la puesta en marcha de la Instalación de generación
- Las instalaciones en servicio están sujetas a una inspección periódica cada 5 años de su desempeño, durante la vida de la instalación, con el fin verificar el mantenimiento del rendimiento a lo largo del tiempo;
- Después de detectar un mal funcionamiento de la instalación de generación.
- Las no conformidades que afectan la seguridad de personas o propiedades, tanto como la seguridad de la red, necesariamente resultan en la prohibición de inyección de energía a la red del distribuidor.

Para cada dominio de tensión y para cada criterio de rendimiento por parte del estándar técnico, diferentes modalidades prácticas pueden implementarse: a prueba de certificado de conformidad, pruebas, puesta en marcha para estudiar los resultados disponibles, los controles y medidas.

El tipo o los tipos de modalidades de control dependen del tipo de rendimiento considerado y de la importancia de la instalación en relación con la red y el sistema eléctrico (su potencia, su voltaje de conexión).

Los documentos de referencia técnica de los operadores de red deben indicar para cada criterio de rendimiento el método de control elegido

Para instalaciones de generación de potencia instalada mayor a 5 MW (dado que tienen un mayor impacto en el sistema eléctrico), se debe instalar un dispositivo de control que registre diferentes magnitudes eléctricas (potencias activas y reactivas, voltaje y frecuencia). Este equipo permitirá a posteriori el análisis de cantidades medidas para verificar el rendimiento de la instalación.

Para instalaciones conectadas BT, estas instalaciones están sujetas a una verificación de rendimiento para verificar el cumplimiento de los requisitos de la norma técnica. En particular, se verifica la conformidad de la protección de desacoplamiento. Estos controles se llevan a cabo en los siguientes casos:

- Antes de la puesta en servicio de las instalaciones de producción conectadas a la red pública de baja tensión, ya sea en el caso de instalaciones nuevas o en instalaciones modificadas. Esta comprobación es preliminar a la puesta en marcha y los resultados de esta comprobación condicionan la puesta en marcha.
- En caso de mal funcionamiento de la instalación de generación.

No está previsto llevar a cabo una inspección periódica de estas instalaciones. La verificación se lleva a cabo por el organismo de control que comprueba la conformidad de las instalaciones domésticas de



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	29/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

baja tensión, si las reglamentaciones peruanas así lo requieren. En caso de que no exista en la actualidad dicha organización, se sugiere que dicho control sea realizado por el operador del sistema de distribución.

### 3.2.8.16. Consideraciones técnicas especiales para generadores - DL 1221

Potencia Máxima a conectar en BT, valor primario 100 KW y P instalada menor o igual a PContratada.  
Protecciones:

- i) Protección de máxima y mínima tensión. Frente a valores anormales de tensión entre fases, fase-neutro o fase-tierra el MCD se desconectará de la red del Distribuidor conforme a los siguientes tiempos máximos.

**TABLA 14 – PROTECCIÓN DE MÁXIMA Y MÍNIMA TENSIÓN**

RANGO DE VOLTAJE (% de la Vn)	TIEMPO MAXIMO DE APERTURA (s)
$V < 85$	1,5
$V \geq 115$	0,2

**FUENTE: VALORES SUGERIDOS POR EL CONSULTOR EN BASE DE SU EXPERIENCIA**

Frente a valores anormales de frecuencia, el MCD se desconectará de la red de Distribuidor conforme a los siguientes tiempos máximos.

**TABLA 15 – PROTECCIÓN DE MÁXIMA Y MÍNIMA FRECUENCIA**

RANGO DE FRECUENCIA (Hz)	TIEMPO MAXIMO DE APERTURA (s)
$> 60,5$	0,5
$\leq 59,3$	0,5

**FUENTE: VALORES SUGERIDOS POR EL CONSULTOR EN BASE DE SU EXPERIENCIA**

- ii) Protección anti-isla. Frente a aperturas en la red del Distribuidor, el MCD dejará de energizar la red en un tiempo máximo de 500ms.
- iii) La reconexión de la MCD con la red de BT será automática una vez restablecida la tensión de la red por parte del Distribuidor. Se considera tensión restablecida cuando el sistema retorna a los rangos de tensión y frecuencia reglamentarios por un tiempo no menor a 3 (tres) minutos.
- iv) En la instalación eléctrica interior del cliente que cuente con generación (MCD), el ramal propio de generación, debe contar con una protección termomagnética con posibilidad de ser bloqueada por el Distribuidor.
- v) Contará con aislación galvánica, y en caso contrario se deberá limitar la inyección de componente de continua a la red
- vi) El neutro del generador o del transformador de aislación galvánica no estará puesto a tierra.
- vii) Referente a la PAT puesta a tierra) Los MCD deben disponer de un sistema de PAT que no altere las condiciones de la PAT del Distribuidor y asegure que no se produzcan transferencias de defectos a la red de Distribución. La MCD debe contar con una toma de tierra adicional a la instalada como toma de tierra de protección de la instalación receptora del cliente, a la cual se deben conectar todas las masas de la instalación de generación. Esta toma de tierra, se deberá conectar a la de protección de la instalación existente. En todos los casos la PAT deberá ser independiente del neutro de la red del Distribuidor.
- viii) Armónicos y compatibilidad electromagnética. A los efectos de preservar la Calidad de Onda en el Punto de Conexión y Medida, la MCD se recomienda ajustarse a las siguientes premisas:
  - La componente de armónicos de la corriente inyectada a la red del Distribuidor no superará los valores establecidos en la norma IEC 61000-3-2 requisito clase A. 1
  - Como resultado de la conexión de la MCD a la red del Distribuidor, los niveles de flicker resultantes en el Puesto de conexión no deben exceder los límites



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	30/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

establecidos en la norma IEC 61000-3-3 (Pst = 1 y Plt = 0.65). La metodología de medida también cumplirá lo establecido en la antes citada norma.

- ix) Para la medida del flicker el equipo de medida instalado cumplirá con los requerimientos de la norma IEC 61000-4-15  
No provocará en el punto de conexión y medida huecos de tensión por fuera de los límites establecidos por las curvas de tolerancia ANSI 446 y CBEMA.
- x) Factor de Potencia. Sólo se aceptarán conexiones a la red de Instalación de microgeneración cuyo factor de potencia declarado por el fabricante sea igual o superior a +/- 0,95. La información del factor de potencia debe ser presentada para cada una de las unidades generadoras. Para alcanzar este valor, pueden necesitarse equipos de compensación de potencia reactiva adicionales con su correspondiente sistema de control asociado

### 3.2.9. MARCO CONTRACTUAL

Este extremo de la consultoría tiene por objeto proponer las modalidades para la suscripción de convenios de acceso, conexión y operación de la GD.

Respecto a la suscripción de convenios de acceso y conexión es preciso señalar que la Ley de Concesiones Eléctrica ("LCE") regula el principio de *open acces* aplicable a los sistemas de transmisión y distribución, en virtud al cual existe libertad de acceso a estas instalaciones por parte de cualquier agente privado que solicite la conexión cumpliendo con los parámetros técnicos correspondientes. En razón a ello, no es necesario proponer una nueva normativa ni modificar la actual normativa, toda vez que la regulación actual sí resulta aplicable a los proyectos de GD que se pretendan conectar.

De acuerdo a la normativa vigente en caso el titular de concesión no permita la conexión de un tercero, como podría ser un GD, el agente tiene la facultad de acudir al OSINERGMIN a fin de obtener un mandato de conexión que ordene a las partes la suscripción de un convenio de conexión y operación. En estos casos la evaluación que realiza el regulador respecto a la solicitud de mandato es técnica, específicamente determina si existe capacidad en la instalación de transmisión que permita la conexión del tercero, en caso dicha evaluación sea positiva el regulador otorga el mandato, en caso el resultado sea negativo, el regulador determinará las inversiones a ser realizadas.

Respecto a la suscripción de los convenios de operación es preciso señalar que en la normativa actual no existe un marco legal que regule este tipo de convenios para la GD, razón por la cual, en el reglamento de GD deberán regularse los lineamientos generales que deberán ser incluidos en este tipo de convenios. Por su parte, considerando que las cláusulas a ser incluidas en este tipo de convenios deberán ser estándares para todos los usuarios que implementen proyectos de GD, el OSINERGMIN podría aprobar un modelo de convenio estándar.

A continuación, se presenta una propuesta sobre un dispositivo para el procesamiento de solicitudes de conexión, el cual que podría estar implementándose en Perú. Se propone este dispositivo para las conexiones de instalación de generación, aunque dicho dispositivo también debe aplicarse a las instalaciones de consumo ya que el modo de procesamiento de las solicitudes de conexión de los productores no puede separarse del de los consumidores.

En Europa, los administradores de red se enfrentan cada vez más a las solicitudes de conexión en edificios generando parte de su electricidad a partir de instalaciones fotovoltaicas, plantas de cogeneración. Según la hora del día, estas instalaciones se comportan como instalaciones de generación o como instalaciones de consumo. Por tanto, resulta imposible clasificarlas en alguna de las categorías. En un futuro cercano, Perú se enfrentará a solicitudes de este tipo, las cuales contarán con beneficios gracias a la reducción de costos de las instalaciones fotovoltaicas.

Asimismo, la gestión de las capacidades de recepción de la red debe tomar en cuenta en la misma lista de espera, solicitudes de conexión en proceso tanto de instalaciones de generación como las de consumo.

Una vez que las instalaciones están conectadas, se propone un dispositivo contractual para gestionar las relaciones entre el administrador de la red y el usuario. En cuanto a las solicitudes de conexión, el dispositivo presentado se adapta a instalaciones de generación, aunque habría que implementar un dispositivo equivalente para las instalaciones de consumo.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	31/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

El fundamento de un dispositivo de esta índole, debe estar establecido en los textos normativos elaborados bajo la responsabilidad del MINEM; su implementación corresponde más a la órbita de competencia del regulador.

El desarrollo de dicho dispositivo debe llevarse a cabo dentro de un marco de concertación con los actores del sector: administradores de red y usuarios, productores y consumidores. Dicha concertación permite un intercambio sobre las restricciones de los diferentes actores, llevándolos a un mejor entendimiento y evitando posteriores litigios que puedan surgir. La única crítica a la implementación de la concertación es el retraso resultante.

### 3.2.9.1. Introducción

Debe estudiarse la conexión de los usuarios a las redes públicas para que cualquier conexión o aumento de potencia para un usuario existente no afecte el funcionamiento de la red o la calidad de suministro a otros usuarios. Dicho estudio de conexión es parte de un procedimiento para el procesar solicitudes de conexión, el cual apunta a proporcionar al solicitante una oferta de conexión. La oferta de conexión presenta, por un lado, la solución de conexión resultante del estudio encriptado de conexión de conformidad con las reglas de financiación, y por otro lado, las condiciones que debe cumplir la instalación para conectarse a la red.

En el caso de que varias solicitudes de conexión correspondan a la misma red, el procedimiento de conexión debe clasificar dichas solicitudes de acuerdo a un método que garantice un procesamiento transparente y no discriminatorio de las solicitudes, al mismo tiempo agilizando las solicitudes, lo cual es el objeto de la gestión de la lista de espera.

Los procedimientos para procesar solicitudes de conexión constituyen el documento de referencia para el procesamiento de solicitudes de conexión. Hay documentos anexos que complementan el procedimiento; se trata de las fichas de recolección que permiten identificar al solicitante y recopilar la información requerida para el estudio y los documentos de la oferta de conexión.

Una vez que se ha conectado la instalación, se debe establecer un acuerdo contractual para administrar las relaciones entre el administrador de la red y el productor durante la duración total de la instalación de generación.

Esta parte establece los principios que deben incluirse en los procedimientos de conexión, así como el contenido de los documentos anexos a este procedimiento y los documentos contractuales implementados después de la conexión. Los plazos mencionados son indicativos.

### 3.2.9.2. Dispositivo contractual de la conexión

El dispositivo contractual de la conexión actúa desde la solicitud de conexión hasta la entrada en funcionamiento de la Instalación de generación. El procedimiento para procesar solicitudes de conexión señala todas las etapas, propuestas técnicas y financieras, y los convenios de conexión son las ofertas de conexión cuya aceptación por parte del solicitante desencadena la ejecución de las obras de conexión.

### 3.2.9.3. Sistemas de procesamiento de las solicitudes

Los procedimientos para procesar las solicitudes de conexión constituyen uno de los documentos marco dentro de la documentación de referencia técnica que será publicado por un administrador de red de conformidad con los textos normativos.

Un procedimiento para procesar solicitudes de conexión tiene como objetivo definir y describir las etapas en la instrucción de una solicitud de conexión para la instalación de un usuario, que va desde la solicitud de conexión del proyecto hasta la instalación operativa de dicha conexión.

Se aplica un procedimiento para procesar solicitudes de conexión a las nuevas instalaciones de los usuarios que se conecten por primera vez; pero dicho procedimiento también debe aplicarse a las instalaciones existentes que experimentan un cambio en sus características técnicas que requieran la evolución de su conexión y a las instalaciones existentes para las cuales el usuario desea cambiar las características de la conexión.

El formalizar los procedimientos para procesar las solicitudes de conexión tiene dos ventajas:



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	32/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

- Con respecto al solicitante: garantizar la transparencia especificando los documentos que se deben proporcionar, las diferentes etapas del procesamiento de la solicitud y el plazo de ejecución desde la solicitud hasta el funcionamiento de la conexión.
- Con respecto a los administradores de redes públicas de distribución: asegurar el procesamiento de las solicitudes de conexión ante las presiones de los solicitantes paralelamente obligando a los administradores de redes públicas a cumplir con los plazos de las diferentes etapas.

Un procedimiento para procesar solicitudes de conexión es un dispositivo vinculante tanto para el administrador de la red pública como para el solicitante de la conexión. Creemos que su aplicación debe ser homogénea para un país y no depender del administrador de la red pública. Inevitablemente, se aprovecharía cualquier diferencia con el administrador de la red pública lo cual daría lugar a litigio.

Para cumplir con estas condiciones, nos parece fundamental la intervención de una entidad externa a los administradores de red pública durante la redacción garantizando su certificación previamente a difundirse. Más que el organismo normativo, es el propio regulador quien debe cumplir este rol.

El método de elaboración de los procedimientos de conexión debe ejecutarse mediante la concertación entre los actores: administradores de redes públicas de distribución con los representantes de los usuarios de la red: productores y consumidores dentro de un marco definido por el regulador. Los procedimientos deben estar certificados por el regulador antes de la aplicación de éstos.

Los procedimientos para procesar las solicitudes de conexión deben:

- Asegurar un procesamiento de las solicitudes de conexión que sea objetivo, no discriminatorio y transparente, es necesario que todos los usuarios de una red pública de distribución de electricidad asuman garantizar un procesamiento transparente y no discriminatorio de las solicitudes de conexión.
- Definir las condiciones necesarias para certificar una solicitud de conexión para un proyecto lo suficientemente avanzado y para rechazar proyectos hipotéticos;
- Analizar imponer un arras, para evitar pedidos pocos serios y evitar trabajos en vano por parte del distribuidor. Dicha arras se descontaría en caso de firmar el convenio de conexión, en caso contrario lo perdería.
- Identificar las diferentes etapas de la instrucción correspondiente a la solicitud, los documentos que se proporcionarán, definir los plazos máximos para las diferentes etapas. En el caso en que el administrador de red no cumpla con dichos plazos, recomendamos introducir cláusulas de indemnización a abonar al solicitante.
- Clasificar las solicitudes de conexión validadas y definir las normas para adjudicar las capacidades de recepción de la red y las condiciones para restituir estas capacidades en el caso en que el productor no cumpla con los plazos del proyecto. Esta disposición permite eliminar proyectos que no se llevan a cabo y de este modo adjudicar las capacidades de recepción al proyecto factible.

En el caso en que varias solicitudes de conexión en curso correspondan a la misma red, la gestión de las capacidades de recepción de la red mediante el procedimiento de conexión resulta fundamental para poder encaminar los estudios de conexión y definir el abastecimiento de conexión.

Debe respetarse el principio de "primer llegado, primero servido" como regla para reservar la capacidad en la "lista de espera" para la red en cuestión.

La capacidad de recepción en generación y consumo de una red se define por la capacidad máxima posible de conexión permitiendo respetar las diferentes restricciones: nivel de tensión, tránsito permitido, potencia de cortocircuito. La capacidad de recepción en generación y consumo es, por definición, diferente en una misma red.

A modo de ejemplo, en una red de media tensión MT con una capacidad de recepción de 1 MW en generación sin trabajos de refuerzo, se presentan sucesivamente tres solicitudes certificadas: una cogeneración de 600 kW, una generación hidráulica de 800 kW y otra solicitud de generación de 200 kW. Estas tres solicitudes constituyen una "lista de espera" para la red en cuestión.

- El estudio de conexión de la primera instalación demuestra que la primera solicitud puede conectarse sin necesidad de trabajo de refuerzo de la red existente y que se puede proponer una oferta fija. El pago por derecho correspondería al pago por exceder la capacidad "natural" que le corresponde a cada usuario. El refuerzo se dará en función en las reglas de la demanda.

*OK*

	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	33/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

Siempre que la regla también sea que un microgenerador no pueda vender más allá de lo que consume.

- El estudio de conexión de la segunda solicitud debe tomar en cuenta la primera solicitud y si se realiza esta solicitud, el estudio de conexión muestra que es necesario un refuerzo de la red. Este refuerzo logrado usando los niveles técnicos utilizados por el administrador de la red pública aumentaría la capacidad de recepción 800 kW.
- El estudio de conexión de la tercera solicitud debe tomar en cuenta las solicitudes anteriores. Si éstas se realizan, la red puede aceptar la conexión de esta tercera instalación sin nuevos refuerzos.

Este ejemplo muestra que las ofertas de conexión para la segunda y tercera solicitud de esta "lista de espera" quedan sujetas al cumplimiento de las solicitudes anteriores y, por tanto, que los costos (de acuerdo a las normas de facturación) y plazos solo pueden ser provistos a título indicativo.

El procedimiento debe incluir las siguientes disposiciones, las cuales impiden que aquellos proyectos objeto de una oferta de conexión se mantengan sin cambios, con la consiguiente imposibilidad de concretar las ofertas de conexión de los siguientes proyectos:

- Definir las condiciones que permitan aprobar una solicitud de conexión e ingresarla en la lista de espera reservando las capacidades de recepción.
- Definir el plazo máximo de la opción a proponer al solicitante luego de una oferta fija de conexión.
- Definir las condiciones para cancelar la reserva en la lista de espera.

El ejemplo anterior tiene en cuenta solo las solicitudes de conexión de las instalaciones de generación de acuerdo a un orden consecutivo. Las solicitudes de conexión de instalaciones de consumo también deben tomarse en cuenta de la misma manera que las de generación, pero con un efecto diferente en relación a la capacidad de recepción de la red.

Este concepto de reserva de capacidades de recepción y creación de lista de espera en una red en caso de solicitudes simultáneas, se aplica para todos los niveles de tensión y para todas las solicitudes de conexión ya sea solicitud conexión de instalaciones de generación o consumo.

Las solicitudes masivas para un mismo nivel de tensión pueden generar restricciones cuando se trata de voltaje más alto, trasladando a ese nivel más alto la implementación de una lista de espera.

Con el fin de que no se presenten especulaciones, en el caso de que un potencial generador utilice la reserva de una red, y deje otras solicitudes en lista de espera, se podría analizar la posibilidad del depósito de una garantía para la reserva de dicha potencia.

De conformidad con las reglas de facturación para las conexiones configuradas en los diferentes niveles de voltaje, conviene estipular procedimientos separados según el tipo de solicitud de conexión (potencia y tensión de conexión):

- Procedimiento simple para una conexión de baja tensión de poca potencia ( se sugiere un valor de potencia de 36 kW). En este caso los estudios de conexión son sencillos y la probabilidad de ser necesarias obras adicionales, es muy pequeña, por lo que para estos casos se sugiere un sistema de facturación sencilla (ej pago de una tasa de conexión)
- Procedimiento más elaborado para las potencias superiores de baja tensión y media tensión en el caso en que el presupuesto se establezca sobre la base del costo real de la solución de conexión definida por el estudio. Existen dos posibles variantes:
  - Los costos y plazos pueden establecerse rápidamente a partir de escalas de cálculo.
  - Los costos y plazos requieren procesos más complejos: búsqueda de ruta, licitaciones que implican un período de estudio de ejecución.

Se propone implementar los diferentes tipos de procedimientos que se describen a continuación.

La definición de los criterios para aplicar cada uno de los procedimientos está sujeta a la potencia de la instalación y a las reglas de conexión y facturación.

Los plazos se proponen a título indicativo y corresponden a las prácticas habituales en el contexto de las relaciones entre el proveedor y el cliente.

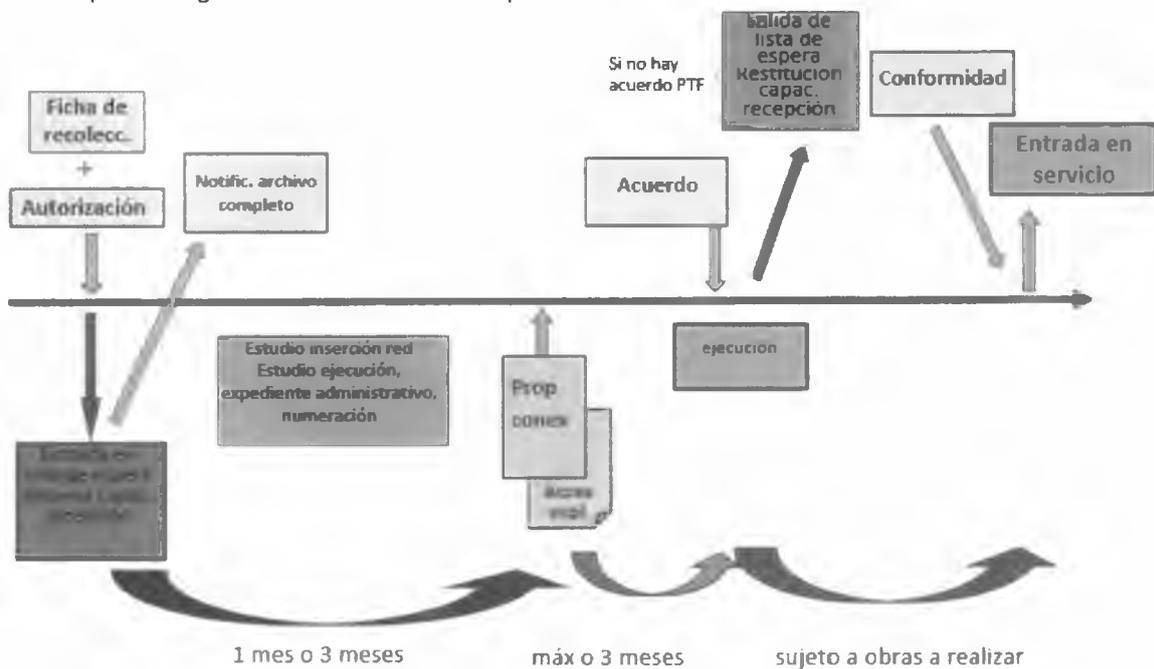
Como norma deben cumplir la RESOLUCION DIRECTORAL N° 014-2005-DGE Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados, de fecha 22 de febrero de 2005, actualizado en febrero del 2013.



### 3.2.9.4. Procedimiento de conexión simple para baja potencia BT

Podría implementarse un procedimiento simplificado con las siguientes características:

- La solicitud de conexión se realiza a partir de una ficha donde se recopila las características de la instalación. Llegado el caso, complementado con la autorización correspondiente a un procedimiento administrativo que haya que aplicar: reglas de planificación urbana, reglas específicas del tipo de generación, etc.)
- Después de verificar que la solicitud está completa, se envía una notificación al solicitante y se reserva la capacidad de potencia en la red.
- Dentro del plazo de 1 mes en el caso de una conexión limitada a un solo enlace, o 3 meses si la conexión requiere, además de conectar el refuerzo o ampliar la red, el administrador de la red envía un documento único proporcionando presupuesto de conexión con reglas de acceso a la red y operación.
- El solicitante tiene un plazo de 3 meses para firmar este documento y pagar el servicio; ante la ausencia de aceptación dentro de dicho período, la solicitud caduca y se restablecen las capacidades de potencia de la red.
- Luego de realizar las obras de red, el solicitante pide la entrada en funcionamiento. Ésta queda sujeta al pago del saldo de los trabajos y a la entrega de un certificado de conformidad emitido por un organismo acreditado de inspección.



**FIGURA 4 – PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN SIMPLE PARA BAJA POTENCIA BT**  
**FUENTE: COMPILADO POR LA CONSULTORIA**

### 3.2.9.5. Procedimiento de conexión de instalación de alta potencia conectada en BT o MT

Para las instalaciones de mayor potencia conectadas en BT o MT según las disposiciones normativas, las reglas para facturar la conexión consisten en cobrarle al productor las obras de refuerzo o extensión de red sobre la base de la solución menos costosa permitiendo la evacuación de la potencia solicitada mediante el uso de plataformas técnicas del administrador de red y de acuerdo con un diseño factible desde el punto de vista técnico y administrativo.

Los estudios técnicos para determinar la solución de conexión son más complejos que para una conexión BT de baja potencia. Estos estudios se refieren a la red de distribución y para las potencias

*OK*

	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	35/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

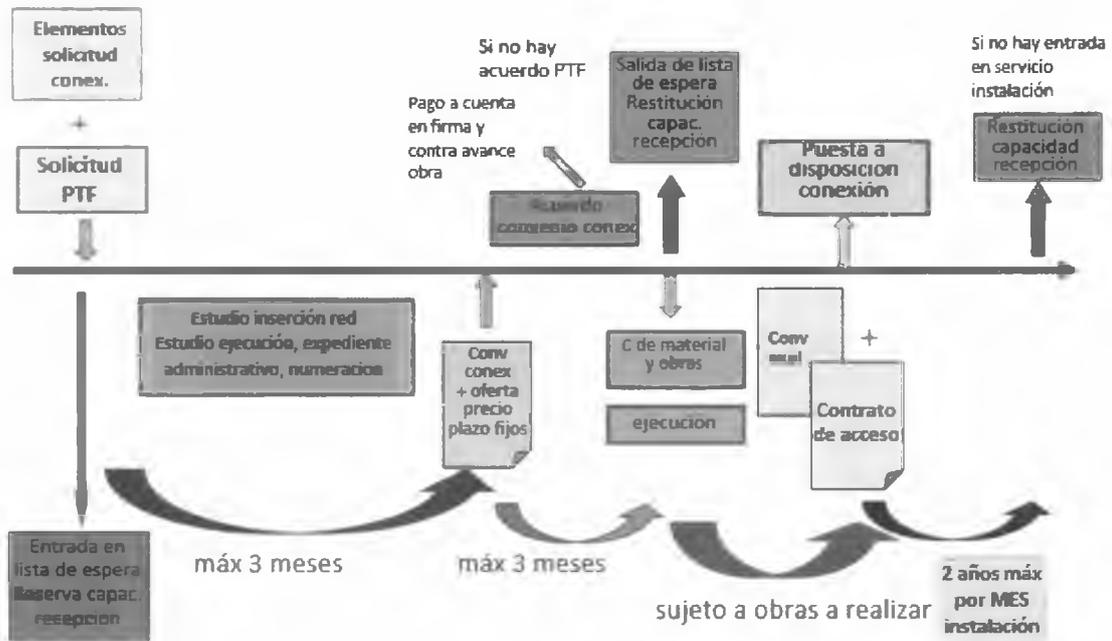
más fuertes deben garantizar la capacidad, estaciones y red de transporte para evacuar la potencia solicitada.

Cuando el estudio de conexión permite determinar en un plazo de 3 meses el costo de la solución de conexión y el plazo de ejecución, se estipulan un convenio de conexión y operación y una oferta de conexión a un precio fijo.

El procedimiento que se muestra a continuación muestra las diferentes etapas:

- La solicitud de conexión incluye:
  - Una ficha con los datos recolectados sobre las características de la instalación adaptada a la naturaleza de la instalación necesaria para llevar a cabo los estudios de conexión. La información que se debe recopilar es diferente para un generador síncrono o para instalaciones con interfaces con electrónica de potencia tales como eólicas o fotovoltaicas.
  - La copia de la autorización correspondiente al procedimiento administrativo a aplicar el cual se definirá de acuerdo con las normas vigentes en Perú (como reglas de urbanismo: permisos de construcción y / o autorizaciones específicas para los diferentes sectores de generación: cogeneración, hidráulica, eólica, en el marco de una licitación ...)
  - Si el solicitante no es el usuario final, es necesario un poder de representación.
- Después de verificar que la solicitud está completa, se envía una notificación al solicitante y se reserva la capacidad de recepción correspondiente y la solicitud ingresa en la lista de espera a la cola.
- En un período máximo de 3 meses, el administrador de red realiza el estudio de conexión y elabora el convenio y oferta de conexión a precio y plazo fijos, si es posible calcularlos directamente sin estudios complementarios detallados. Se genera un convenio de conexión y operación + una oferta de conexión donde figura el tipo de solución técnica, su costo fijo y el plazo determinado de ejecución.
- El solicitante tiene un plazo de 3 meses para aceptar la propuesta de conexión, firmar el convenio y pagar el servicio; ante la ausencia de aceptación dentro de dicho periodo, la solicitud caduca, sale de la lista de espera y se restablecen las capacidades de recepción de la red.
- La ejecución de las obras se lleva a cabo dentro del plazo establecido y de acuerdo a la importancia del trabajo con pagos sobre avance de obra y suministros principales.
- Luego de realizar las obras, el solicitante pide la entrada en funcionamiento. Esto está condicionado al pago del saldo de las obras y a la entrega del certificado de conformidad de la instalación, así como a la firma de los convenios de acceso a la red y operación.
- En la remota eventualidad en que la instalación no se llevara a cabo pasados 2 años desde la disponibilidad de la conexión, se restituyen las capacidades de recepción.

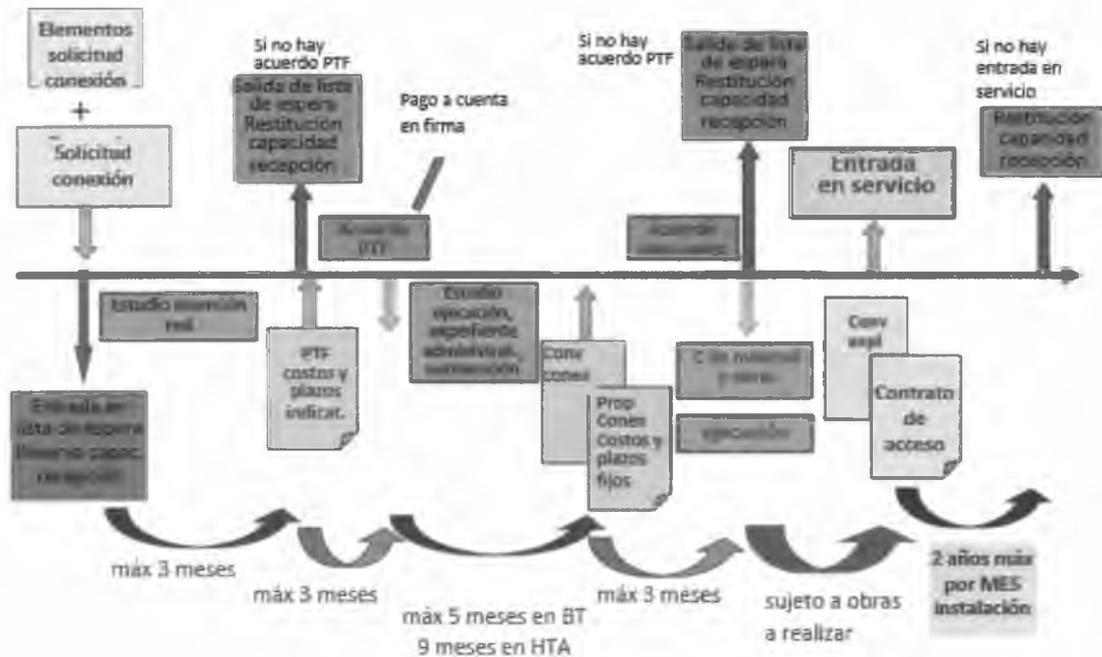




**FIGURA 5 – PROCEDIMIENTO PARA PROCESAR SOLICITUDES DE CONEXIÓN BT O MT PARA INSTALACIÓN DE ALTA POTENCIA - CONVENIO DE CONEXIÓN DIRECTA  
FUENTE: COMPILADO POR LA CONSULTORIA**

Cuando el estudio de conexión evidencia trabajos importantes cuyos costos y plazos fijos requieren estudios adicionales: investigaciones de diseño, trabajos en la estación, redacción de licitaciones... imposibles de realizar dentro del plazo de 3 meses, se procede a una propuesta de conexión en dos etapas:

- En un plazo de 3 meses una propuesta técnica y financiera (PTF) y una oferta con evaluación indicativa en cuanto a costos y plazos;
- Tras la firma de la propuesta técnica y financiera, se emprenden los estudios detallados adicionales: investigación de diseño, licitación ... dando lugar en un plazo máximo de 9 meses para MT y 3 meses para BT a un convenio de conexión y operación y oferta conexión a precios y plazos fijos.



**FIGURA 6 – PROCEDIMIENTO PARA PROCESAR SOLICITUDES DE CONEXIÓN EN 36 KVA O MT PARA INSTALACIÓN DE ALTA POTENCIA - CONVENIO DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN EN DOS ETAPAS**

FUENTE: COMPILADO POR LA CONSULTORIA

### 3.2.9.6. Propuesta técnica y financiera

La propuesta técnica y financiera se envía dentro del plazo de 3 meses de acuerdo a la solicitud completa de conexión, donde la naturaleza del trabajo determinado por el estudio de conexión no permite dentro de este período proporcionar costos y plazos fijos: oferta de conexión en dos etapas: propuesta técnica y financiera seguida del convenio de conexión y operación.

La propuesta técnica y financiera:

- Presenta las condiciones técnicas que debe cumplir la instalación de generación para ser conectada a la red pública de distribución conforme a la normativa y documentación técnica de referencia.
- Presenta los resultados del estudio de conexión y la solución técnica prevista para satisfacer la solicitud de conexión. Explica concretamente, objeto de la solicitud, aplicación de los métodos de estudio de conexión publicados en la documentación técnica de referencia.
- Presenta la descripción de la solución de conexión propuesta, demuestra la consistencia de las obras que la integran: conexiones, ampliación y refuerzo de las redes existentes.
- Especifica, si corresponde, la probabilidad de que los costos y plazos anunciados estén influenciados por solicitudes de conexión anteriores para las cuales aún no se ha firmado un convenio de conexión y operación.
- Especifica, en el caso de una oferta de conexión de dos etapas, los márgenes permitidos de versatilidad relativos al monto de la contribución y plazos.
- Señala y hace prueba de los detalles de la conexión, sobre la puesta a disposición de la conexión, así como el monto de la contribución ante la cual el solicitante será responsable.
- Indica el plazo necesario para transmitir el convenio de conexión y operación, a partir de la recepción de la aprobación del solicitante. El administrador de la red pública de distribución debe justificar este plazo sobre la base de los estudios adicionales, consultas de la empresa y procedimientos administrativos requeridos por el proyecto de conexión. En cualquier caso, no puede exceder los nueve meses para una conexión en HTB o MT, ni cinco meses para una



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	38/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

conexión en BT, sujeto a la finalización de los trámites administrativos dentro de un período acorde.

- En los casos en que el estudio de conexión de una instalación de alta potencia muestra la necesidad de reforzar o ampliar las obras del administrador de la red pública de transporte, se prorroga el plazo para transmitir el convenio de conexión y operación al solicitante, no pudiendo sin embargo superar los doce meses supeditado a la finalización de los procedimientos administrativos.

Cuando la solución elegida no es la "conexión de referencia"<sup>3</sup>, la propuesta técnica y financiera también debe presentar la solución de referencia. En este caso, la propuesta técnica y financiera debe presentar los elementos de costo de las dos soluciones e identificar los elementos de costo que constituyen la contribución a pagar al solicitante de la conexión y los que debe asumir el administrador de red.

La propuesta técnica y financiera constituye un compromiso contractual por parte del administrador de la red pública de distribución en cuanto al monto de la contribución debida por el solicitante y el plazo máximo para la disponibilidad de la conexión.

A continuación de la transmisión de la propuesta técnica y financiera, el administrador de la red pública de distribución responderá a las eventuales solicitudes de información adicional del solicitante de la conexión relativa a los resultados presentados, dentro de los límites exigidos de confidencialidad.

Después de recibir la propuesta técnica y financiera, el solicitante cuenta con tres meses para dar su conformidad a esta propuesta. Transcurrido dicho plazo, se considera que la propuesta ha caducado poniendo fin al procesamiento de la solicitud de conexión. Antes de que expire este plazo, el administrador de la red informará al solicitante sobre las consecuencias acarreadas debido a la falta de aceptación dentro de ese plazo. Al expirar este plazo y en ausencia de aceptación por parte del solicitante, se considerará que el proyecto de propuesta técnica y financiera caducó y el procesamiento de la solicitud de la conexión finalizó.

### **3.2.9.7. Convenio de conexión y operación**

El convenio de conexión y operación especifica las modalidades técnicas, legales y financieras de la conexión.

- Cuando la naturaleza de las obras de conexión permite determinar el costo fijo de la contribución del solicitante y el plazo previsto de ejecución, se procede a un convenio directo de conexión y operación.
- Cuando la determinación del costo fijo de la contribución del solicitante y el plazo previsto requieren estudios adicionales, el convenio de conexión y operación se redacta sobre la base de estos estudios adicionales realizados después de la aprobación de la propuesta técnica y financiera estimada.

El convenio comprende un anexo referido a la operación.

### **3.2.9.8. Convenio directo de conexión y operación**

El convenio directo de conexión y operación incorpora los elementos de la propuesta técnica y financiera:

- Presenta las condiciones técnicas que debe cumplir la instalación de generación para ser conectada a la red pública de distribución conforme a la normativa y documentación técnica de referencia.
- Presenta los resultados del estudio de conexión y la solución técnica prevista para satisfacer la solicitud de conexión. Explica concretamente el objeto de la solicitud y la aplicación de los métodos de estudio de conexión publicados en la documentación técnica de referencia.
- Presenta la descripción de la solución de conexión propuesta, demuestra la consistencia de las obras que la integran: obras para enlaces, ampliación y refuerzo de las redes existentes.

<sup>3</sup> La conexión de referencia puede definirse como la solución que minimiza la suma de los costos de realización de las obras de conexión estrictamente necesarias para suministrar o evacuar la potencia solicitada. Estas obras se llevan a cabo según un diseño viable desde el punto de vista técnico y administrativo utilizando las exigencias técnicas publicadas por el distribuidor.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	39/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

- Específica, si corresponde, la posibilidad de que los costos y plazos anunciados estén influenciados por solicitudes de conexión anteriores para las cuales aún no se ha firmado un convenio de conexión y operación.
- Señala y justifica los detalles de la conexión, sobre el plazo previsto de la puesta a disposición de la conexión, así como el monto de la contribución ante la cual el solicitante será responsable.
- Indica las modalidades sobre la entrada en servicio de la instalación.
- Llegado el caso, indica para las instalaciones de MT, las limitaciones provisorias en torno a la inyección de la instalación.

Cuando la solución elegida no es la "conexión de referencia", el convenio de conexión y operación también debe presentar la solución de referencia. En este caso, el convenio de conexión y operación debe presentar los elementos de costo de las dos soluciones e identificar los elementos de costo que constituyen la contribución pagadera al solicitante de la conexión y los que debe asumir el administrador de red.

El convenio de conexión y operación constituye un compromiso contractual por parte del administrador de la red pública de distribución en cuanto al monto de la contribución debida por el solicitante y el plazo máximo para la disponibilidad de la conexión.

A continuación, el administrador de la red pública de distribución responderá a las eventuales solicitudes de información adicional del solicitante de la conexión relativa a los resultados presentados, dentro de los límites exigidos de confidencialidad.

Después de recibir el convenio de conexión y operación, el solicitante cuenta con tres meses para dar su conformidad a esta propuesta. Transcurrido dicho plazo, se considera que la propuesta ha caducado poniendo fin al procesamiento de la solicitud de conexión. Antes de que expire este plazo, el administrador de la red recuerda al solicitante la fecha de validez del convenio de conexión y operación informándole sobre las consecuencias acarreadas debido a la falta de aceptación dentro de ese plazo. Al expirar este plazo y en ausencia de aceptación por parte del solicitante, se considerará que el proyecto de propuesta técnica y financiera caducó y el procesamiento de la solicitud de la conexión finalizó.

Sin embargo, está permitido prorrogar dicho plazo siempre y cuando no se vea afectada ninguna otra solicitud de conexión. Si esta condición ya no se cumple como resultado de una nueva solicitud de conexión, el administrador de la red pública de distribución informará al solicitante sin demora y le notificará el plazo máximo a partir de la recepción de la notificación disponible para que el solicitante acepte o rechace el convenio de conexión y operación. A falta de respuesta transcurrido dicho plazo, se considera que el proyecto de convenio ha caducado poniendo fin al procesamiento de la solicitud de conexión.

Para la conexión de una instalación BT con baja potencia, un documento único recopila la oferta de conexión y las reglas para el acceso a la red y la operación.

### 3.2.9.9. Convenio de conexión y operación ofrecido en dos etapas

Posteriormente a los estudios complementarios, el convenio de conexión y operación:

- Específica, llegado el caso, la descripción de la solución de conexión presentada en la propuesta técnica y financiera.
- Indica el monto definitivo de la contribución debida por el solicitante y el plazo para que la conexión esté disponible. Éstos deben corresponder a los compromisos de la propuesta técnica y financiera, dentro de los límites de los márgenes de versatilidad definidos en la misma.
- Justifica los costos y plazos. Cuando la ejecución de la conexión requiera la realización de obras de refuerzo, cuya dirección de obra compete al administrador de la red pública de transporte, el compromiso del administrador de la red pública de distribución sobre el plazo de disponibilidad de dichos trabajos puede excluir casos en los que el incumplimiento de este plazo no sea responsabilidad del administrador de la red pública de transporte.
- Indica las modalidades sobre la entrada en servicio de la instalación.
- Llegado el caso, indica para las instalaciones de MT, las limitaciones provisorias en torno a la inyección de la instalación.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	40/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

El convenio especifica, si corresponde, la probabilidad de que los costos y plazos anunciados estén influenciados por solicitudes de conexión anteriores para las cuales aún no se ha firmado un convenio de conexión y operación.

Después de recibir el convenio de conexión y operación, el solicitante cuenta con tres meses para dar su conformidad a esta propuesta. Transcurrido dicho plazo, se considera que la propuesta ha caducado poniendo fin al procesamiento de la solicitud de conexión. Antes de que expire este plazo, el administrador de la red recuerda al solicitante la fecha de validez del convenio de conexión y operación informándole sobre las consecuencias acarreadas debido a la falta de aceptación dentro de ese plazo. Al expirar este plazo y en ausencia de aceptación por parte del solicitante, se considerará que el proyecto de convenio de conexión y operación caducó y el procesamiento de la solicitud de la conexión finalizó.

Sin embargo, está permitido prorrogar dicho plazo siempre y cuando no se vea afectada ninguna otra solicitud de conexión. Si esta condición ya no se cumple como resultado de una nueva solicitud de conexión, el administrador de la red pública de distribución informará al solicitante sin demora y le notificará el plazo máximo a partir de la recepción de la notificación disponible para que el solicitante acepte o rechace el convenio de conexión y operación. A falta de respuesta transcurrido dicho plazo, se considera que el proyecto de convenio ha caducado poniendo fin al procesamiento de la solicitud de conexión.

Existe la alternativa de depósito de una garantía para la reserva de la capacidad de la red, en el momento de la firma del convenio de conexión y operación, dicha garantía, debe depender del costo de reservar un KW de reserva en la red, el otro componente de la garantía está asociado al monto de la obra en el caso que el generador solicitante debe realizar las ampliaciones de la red necesarias para la conexión de la MGD.

#### **3.2.9.10. Anexo de operación del convenio de conexión y operación**

Se recomienda agrupar las reglas de operación para la instalación de generación en un anexo que será entregado al personal de operación de la red y de la instalación.

El anexo de operación contiene condiciones generales aplicables a cualquier instalación de la misma categoría (tensión de conexión y potencia) complementada por condiciones especiales diseñadas para personalizar las condiciones generales para la instalación objeto del contrato.

La finalidad del anexo de operación es:

- Definir las reglas de operación a ser observadas por el firmante del convenio y por el administrador de la red tanto en la operación normal como en la operación alterada por el funcionamiento de la instalación de generación.
- Identificar a los interlocutores del solicitante y del administrador de la red y definir los medios de comunicación entre ellos.
- Definir las relaciones de servicio vinculadas a la operación y mantenimiento de la instalación de generación pertinente, entre las entidades a cargo de la conducción del administrador de red y la instalación de generación.
- Especificar ciertas disposiciones especiales, principalmente los derechos de maniobra de los equipos de la estación de entrega y las condiciones para su ejecución, así como las disposiciones relativas al ajuste de las protecciones y cumplimiento de las características declaradas en el convenio de conexión y operación.
- Especificar las comprobaciones a las que se someterá la instalación de generación durante la operación, en aplicación de los textos normativos relacionados con la inspección de desempeño y las disposiciones para la aplicación de estos textos en la documentación técnica de referencia.

#### **3.2.9.11. Dispositivo contractual después de la puesta en servicio de la instalación**

A partir de momento en que la instalación entra en servicio, se implementa un dispositivo contractual para administrar las relaciones entre el productor y el administrador de la red.

Este dispositivo apunta a tratar:



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	41/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

- Condiciones de compra de energía; es un contrato de compra entre el productor y su comprador;
- Condiciones de acceso a la red; es un contrato de acceso entre el productor y el administrador de la red pública;
- Relaciones de operación: se trata de un convenio de operación entre el productor y la entidad del administrador de la red pública a cargo de la operación de la red.

La estructura del dispositivo contractual debe adaptarse a la organización del sector eléctrico:

- En el caso de las empresas integradas de distribución que realizan a la vez actividades de comercialización y gestión de redes, un contrato único podría agrupar todos estos contratos o convenios previstos.
- Es necesario prever el caso en que el productor vende su energía directamente a un tercero, en cuya instancia el contrato de compra sería con ese tercero y los contratos de acceso y el convenio de operación con el administrador de la red pública.

A tales efectos, recomendamos separar el dispositivo contractual de compra del dispositivo contractual de acceso y operación:

- Un dispositivo contractual de compra que consiste en un contrato de compra con la entidad a cargo de la comercialización de energía;
- El dispositivo contractual de acceso a la red y operación compuesto por dos contratos: un contrato de acceso a la red y un convenio de operación, o eventualmente un contrato único, estableciendo la parte de operación en un anexo a dicho contrato.

La parte de operación es un documento operativo utilizado para las relaciones entre el personal a cargo de la operación de la red y el personal del productor a cargo de la operación Instalación de generación. Este documento debe ser sintético y bien individualizado en cuanto a las cláusulas de acceso a la red, de ahí la ventaja de convertirlo en un documento separado, ya sea en forma de anexo al contrato de acceso y operación o en forma de un convenio de operación separado.

EDF IN recomienda que el recuento de los flujos de energía en la interfaz entre la red y un usuario de la red sea un productor o un consumidor, o sea una actividad que forma parte de la actividad de la red. El GR (administrador de la red) tiene la función de implementar el recuento, mantenerlo y renovarlo, proceder al registro de los datos, validarlos y publicarlos dirigidos al comprador en el caso de generación o al comercializador en el caso de consumo. En estas circunstancias, la descripción del recuento y la operación de los datos deben incluirse en las cláusulas de acceso a la red.

### 3.2.9.12. Contrato de acceso a la red

El propósito del contrato de acceso es definir las condiciones técnicas, legales y financieras para la inyección en la red pública de distribución de electricidad de la energía eléctrica generada por el productor en el lugar estipulado en las Condiciones Particulares, RPD, de la energía eléctrica requerida para el funcionamiento de los auxiliares de la instalación de generación.

Como parte de su propio consumo (sin incluir el consumo de auxiliares), se debe establecer un contrato que permita el acceso al RPD para el retiro además del presente contrato de inyección.

El convenio de acceso contiene condiciones generales aplicables a cualquier instalación de la misma categoría (tensión de conexión y potencia) complementado por condiciones especiales.

La finalidad del convenio de acceso es:

- Las obras de conexión que fueron objeto del convenio de conexión y operación.
- Las características de la instalación de generación.
- Las modalidades en caso de cambios en las características que puedan surgir en la instalación de generación.
- Las instalaciones de recuento, responsabilidad de ambas partes para el suministro y mantenimiento de los componentes que constituyen el dispositivo de recuento.
- El acceso a los datos de conteo, la validación de los mismos, su difusión, las modalidades de corrección en caso de falla del conteo.
- Las reglas de gestión para el reactivo inyectado o retirado de la red por la instalación de generación y las modalidades de facturación correspondientes.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	42/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

- Los compromisos asumidos por el administrador de red en términos de falta de disponibilidad de la red, así como la planificación de cortes programados en la red y las operaciones de mantenimiento programadas en las instalaciones del productor.
- Los compromisos asumidos por el productor y el administrador de la red relativos a la calidad de la onda.
- La facturación por concepto de acceso a la red según las disposiciones de la normativa aplicable al productor, tarifas de medición, cláusulas de reactivo.

Las causas legales aplicables al contrato: régimen de responsabilidad, procedimiento de reparación, definición de fuerza mayor.

### 3.2.10. ASPECTOS TARIFARIOS

Este capítulo presenta las normas de conexión a la red pública de los usuarios, denominación que comprende tanto a los consumidores como a los generadores.

#### 3.2.10.1. La conexión de un usuario

Posteriormente a la solicitud de conexión de un nuevo usuario a la red, se requiere un estudio de conexión, cuyas pautas están estipuladas en la normativa sobre las recomendaciones para diseñar las instalaciones para su conexión a la red de distribución eléctrica. El objetivo de este estudio consiste en verificar que la conexión del nuevo usuario no obstaculice el funcionamiento de la red y no genere un deterioro en la calidad del servicio brindado a los usuarios que ya estén conectados a la red. Este estudio permite definir las obras a realizar o reforzar para suministrar o evacuar la potencia mencionada por el solicitante en su pedido de conexión.

Es posible definir una conexión de referencia de un usuario que deba proponer el administrador de red como:

Un conjunto de trabajos en la red pública a la que el usuario se encuentra interconectado:

- Necesario y suficiente para satisfacer la evacuación o suministro de energía eléctrica de las instalaciones del solicitante a la potencia de conexión solicitada;
- Que logre un diseño viable desde el punto de vista técnico y administrativo, de acuerdo a las disposiciones que figuran en el pliego de condiciones;
- Que cumpla con los estándares técnicos <sup>4</sup> publicados por el administrador de la red pública de distribución;
- Que reduzca los costos de ejecución de obras.

La conexión de referencia es la que debería hacerse para la conexión. Sin embargo, el administrador de la red no puede llevar a cabo la conexión de referencia, ya que los trabajos de conexión pueden representar una oportunidad para anticipar la implementación de las obras planificadas como parte de la planificación de la red. En este caso, la conexión de referencia se facturará a nombre del solicitante y la operación de conexión ejecutada será la correspondiente al desarrollo de la red.

#### 3.2.10.2. Desarrollo de las obras de conexión

La operación de conexión definida por el estudio de conexión puede implementar las siguientes categorías de obras:

#### 3.2.10.3. Obras de enlace

El enlace consiste en obras de baja tensión ubicadas:

- Antes de los bornes de salida del disyuntor automático o, en su defecto, de cualquier equipo

<sup>4</sup> La referencia técnica del administrador de red debe definir todos los componentes elegidos por el administrador para llevar a cabo sus trabajos: tipo y sección de conductores, tipo y potencia de transformadores de estaciones HT/MT y MT/BT, reglas de diseño para redes. Para garantizar la transparencia frente a los solicitantes de conexión, esta referencia técnica debe ser accesible, por ejemplo: publicada en los sitios web de los administradores de red.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	43/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

de corte instalado en el punto de conexión de un usuario a la red pública;

- Después del punto de la red baja tensión eléctricamente el más cercano posible desde un punto de vista técnico para abastecer a otros usuarios a través de accesorios de derivación.

La conexión incluye el accesorio de derivación así como las instalaciones de conteo. En principio, un enlace abastece a un solo usuario.

#### 3.2.10.4. Obras de ampliación

Se trata de obras que, en su desarrollo, contribuyen al suministro de las instalaciones del solicitante o a la evacuación de la electricidad generada por éstas, las cuales se detallan a continuación:

- Desarrollo de obras en el rango de tensión de conexión o en el de tensión superior;
- Refuerzos de obras existentes en el rango de tensión de conexión, incluidos los transformadores cuya tensión descendente es la tensión de conexión.

A título ilustrativo de las definiciones anteriores, se trata de:

- Líneas de energía subterráneas o aéreas con sus equipos terminales desarrolladas a nivel de tensión de conexión y / o al nivel de tensión más alta para permitir la descarga de electricidad consumida o generada por las instalaciones del solicitante de la conexión;
- Líneas de energía subterráneas o aéreas, a nivel de tensión de conexión, recientemente desarrolladas o reforzadas, en paralelo con una conexión existente o en corte en una conexión existente, así como sus equipos terminales cuando estas líneas unan el lugar del solicitante de la(s) conexión(es) a estación(es) de transformación en un rango de tensión superior al rango de tensión de conexión más cercano(s);
- Barras colectoras HTB y MT y placas BT;
- Transformadores de potencia cuyo nivel menor de tensión coincide con la tensión de conexión, equipos de protección y obras de ingeniería civil;
- Instalaciones de medición de los usuarios conectados en el rango de tensión MT.

No forman parte de las obras de ampliación:

- En BT, obras de enlace descritas anteriormente;
- Refuerzos de obras en el rango de tensión superior a la tensión de conexión, excepto los transformadores cuya tensión secundaria es la tensión de conexión.

#### 3.2.10.5. Principios de financiación para las obras de conexión

Una vez que estén definidas las diferentes categorías de obra anteriormente detalladas, cabe definir durante una operación de conexión, las reglas de facturación, o sea, la contribución que estará a cargo del solicitante y la de los administradores de red.

La definición de una regla de facturación es una decisión política que debe tener en cuenta la política energética del país y los objetivos de desarrollo de la generación descentralizada: dependiendo de cómo se establezca el límite de participación en los costos entre la parte a cargo del solicitante y la de los administradores de red, se puede alentar o limitar la conexión de la generación descentralizada garantizando o no la rentabilidad del proyecto del solicitante.

Hay otros criterios, incentivos o no, que deben tomarse en cuenta al momento de establecer las reglas financieras a aplicar:

- Se deben tener en cuenta las tarifas abonadas por el solicitante por concepto de acceso a la red; un usuario que paga una tarifa de acceso a la red en realidad está financiando parte de los costos de desarrollo de la red, lo cual no es el caso de un usuario que no pagaría la tarifa de acceso;
- Principios de facturación entre productores y consumidores coherentes, aunque sólo sea por el desarrollo para edificios que producen parte de su energía a través de fotovoltaica, o sea imposible de clasificar como productores o consumidores, ya que según la hora del día pueden corresponder a una categoría o a otra;
- Toda la facturación debe poder comprobarse.

En Europa, las reglas de facturación para conexiones varían de un país a otro.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	44/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

El siguiente cuadro muestra las diferentes categorías de obra definidas antes de que los modos de facturación de las obras de conexión, desde tipo 1 (baja participación del solicitante, fuerte participación administrador de red) a tipo 5 (sólo participación del solicitante).

**TABLA 16 – DIFERENTES TIPOS DE MODO DE FACTURACIÓN DE CONEXIÓN**

Categoría de obra de conexión		Reglas financieras de conexión: costo compartido entre administrador de red (RED) y solicitante (S)				
		Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4	Tipo5
Obras en la tensión de conexión	Desarrollo de la obra de conexión entre red y solicitante, incluido el enlace (en BT)	S	S	S	S	S
	Ampliación de red en la tensión de conexión	S	S	S	S	S
	Refuerzo de las obras existentes en la tensión de la conexión	RED	RED	S	S	S
Transformación	Refuerzo de obras de transformación a alta tensión.	RED	RED	RED	S	S
	Desarrollo de obras de transformación a alta tensión.	RED	S	S	S	S
Obras a tensión	Refuerzo de obras a tensión superior, aparte del transformador	RED	RED	RED	RED	S
	Desarrollo de obras a tensión superior, aparte del transformador	RED	S	S	S	S

**FUENTE: COMPILADO POR LA CONSULTORIA**

En todos los casos, se destaca que la obra creada para la conexión entre el solicitante y la red existente y ampliación de la red existente donde se ejecuta la conexión, el costo siempre es a cargo del solicitante.

- El tipo 1 consiste en cargar al solicitante solo con la obra creada para la conexión entre el solicitante y la red existente y la ampliación de la red existente, ya que las otras obras sí corren a cargo del solicitante.
- El tipo 2 consiste en cargar al demandante solo con la obra creada para la conexión a la tensión de conexión o a la tensión superior, quedando a cargo de los administradores de red todos los refuerzos de obras que se refieran a la tensión de conexión o a la tensión superior.
- El tipo 3 consiste en cargar al solicitante el desarrollo de la obra a la tensión de conexión o a la tensión superior, así como los refuerzos de las obras a la tensión de conexión excepto del transformador, quedando a cargo de los administradores de red todos los refuerzos de obras a la tensión superior.
- El tipo 4 consiste en cargar al solicitante el desarrollo de la obra a la tensión de conexión o a la tensión superior, así como los refuerzos de las obras a la tensión de conexión incluido el transformador a la tensión superior, quedando a cargo de los administradores de red todos los refuerzos de obras a la tensión superior.
- El tipo 5 consiste en cargar al solicitante la totalidad del desarrollo y refuerzos de las obras en todos los niveles de tensión de las mismas.

**3.2.10.6. Conexión de potencias bajas a baja tensión**

Recomendamos un tipo de regla de facturación tipo 2 para la conexión de potencias bajas por debajo de un determinado tope (instalaciones de consumo e instalaciones de generación: por ejemplo, fotovoltaicas) en la red de baja tensión. Dicho tope a definir en general ronda unas decenas de kVA.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	45/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

Este modo de facturación permite evitar el argumento justificativo ante un usuario que solicita la conexión, que es necesario el refuerzo del transformador porque su conexión de unos pocos kVA es "la gota que ha colmado el vaso".

La facturación de la conexión se determina a partir de datos que son fáciles de recopilar: potencia de instalación, longitud de conexión, longitud de ampliación, distancia hasta la estación MT/BT más cercana.

Cualquier eventual refuerzo del transformador MT/BT y de la red de nivel superior de tensión no se tienen en cuenta al determinar el costo de la conexión. El distribuidor toma a su cargo los refuerzos que serían necesarios. La fórmula que determina el costo de conexión es la siguiente:

$$C = (CfB + LB \times CvB) + CvE \times LE \times CvE$$

- LE es la longitud de la extensión de red,
- LB es la longitud del ramal o enlace,
- CfE, CvE, CfB y CvB son elementos de la escala desarrollados por el administrador de red pública de distribución. Estos coeficientes dependen de la potencia de conexión y, llegado el caso, de la naturaleza de la zona: área urbana o rural, distancia a la estación MT/BT.

Estos coeficientes se calculan de forma tal que compensen a los administradores de red en general por los refuerzos de la red BT y los posibles refuerzos del transformador MT/BT.

#### 3.2.10.7. Conexión de potencias altas a bajas y media tensión

Para aquellas potencias más elevadas para las cuales se puede justificar a un solicitante de conexión la necesidad de reforzar y transformar la red existente, recomendamos aplicar la regla de facturación de tipo 4.

En este tipo de facturación solo los refuerzos de las redes de nivel de tensión superior a la tensión de conexión permanecen a cargo de los administradores de red. En una regla de conexión tipo 5, estos refuerzos de la red de tensión superior irían a cargo del solicitante.

El arbitraje entre facturación de tipo 4 o tipo 5 debe basarse en la posibilidad de demostrar al solicitante que su conexión genera un refuerzo de la red de mayor tensión. Nuestra experiencia demuestra que muchas veces resulta difícil demostrar esto y que el efecto de los niveles técnicos lleva a que la solución de refuerzo que se facturaría al solicitante genere una capacidad de recepción mucho mayor que la restricción que haya que levantar.

Este es principalmente el caso donde las conexiones de media tensión en la red de distribución implican una superación del tope de la intensidad admisible de transmisión.

#### 3.2.10.8. Reglas de facturación

Una vez que se han definido los tipos de facturación a aplicar, las modalidades prácticas para implementar los tipos de facturación deben publicarse en forma de escala de facturación. Cada administrador de red establece la escala correspondiente tomando en cuenta las características de la determinada red. Los administradores de red pueden concentrarse para establecer un horario común. Para una regla de facturación tipo 2, la escala consiste en indicar las tablas de valores de los diferentes coeficientes utilizados para calcular la contribución del solicitante.

Para una regla de facturación tipo 4 o 5, la facturación se basa en el costo real de la operación de conexión. El presupuesto se personaliza para cada operación de conexión. Aquí pueden surgir dos situaciones:

- Se puede calcular la cifra de la operación de conexión en base a los costos unitarios establecidos para los diferentes niveles técnicos implementados por el administrador de red. Estos costos unitarios pueden ser diferentes dependiendo de la naturaleza de las zonas (zona urbana con alta densidad, zona rural con baja densidad).
- Ante casos más complejos para los cuales no existen y no corresponden estos costos, el costo se establecerá en base a un presupuesto resultante de un estudio de ejecución, seguido por asesoría de proveedor, incluso licitación.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	46/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

Recomendamos que estas escalas, acompañadas de elementos de costo necesarios para su justificación, se sometan a la aprobación previa del regulador antes de publicarse en los sitios web de los administradores de red. La aceptación o rechazo de dicha aprobación por parte del regulador debe ser pública.

Los índices de reducción tarifaria r y s corresponden respectivamente a la proporción promedio de los costos de ampliación y a la proporción promedio de los costos de obras de conexión relativos a las obras en baja y media tensión de las redes públicas de distribución que abarcan las tarifas para el uso de estas redes.

### 3.2.10.9. Aplicación de reducción: incluida la tarifa de acceso

La tarifa de acceso a la red equivale a una remuneración al administrador de la red correspondiente a su misión de operación, mantenimiento y desarrollo de la red. Se puede considerar que mediante el pago de esta tarifa de acceso un usuario financia una parte del desarrollo de la red que permite la conexión de nuevos usuarios. Para contemplar este punto, puede aplicarse una reducción en los costos de conexión, diferenciándola entre productor y consumidor en función de la tarifa de acceso aplicada. La aplicación de una reducción en los costos de conexión permite justificar la no atribución de un derecho de participación para las obras pagadas por un usuario, las cuales una vez ejecutadas se incorporan en la concesión y pueden aprovecharse para la conexión de otros usuarios.

El derecho de participación consiste en indemnizar a un nuevo usuario en su conexión a una red que él financió por completo cuando se conectó. El derecho de participación se calcula en función de las potencias de cada usuario con una deducción basada en la cantidad de años entre esta nueva conexión y la conexión inicial.

El seguimiento del derecho de participación es más bien delicado y realmente sería mucho más sencillo no tener que hacer uso de su aplicación.

### 3.2.11. PLAN MAESTRO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DEL PERÚ

Se recomendará que se elabore un Plan Maestro que establezca la demanda de energía hasta un horizonte de aproximadamente 20 años y las necesidades de las redes, en donde se deben identificar cuáles son los proyectos de generación que a futuro se van a implementar, cuáles son las evoluciones de las redes para implementar los proyectos y modelización de las cargas. Así como se establecerá la necesidad de contar con Planes Regionales.

El desarrollo de la generación descentralizada debe llevarse a cabo en el marco de una política energética que consista en establecer para los próximos 20 años los objetivos en cuanto a generación de electricidad en MW instalada para satisfacer las necesidades y rechazar estos objetivos por sectores de generación. Es esta variación por sector de generación lo que permite visualizar los objetivos de desarrollo de energías renovables.

Deben establecerse objetivos intermedios durante este período de 20 años a los efectos de trazar una trayectoria. Por tanto es posible medir la brecha entre el logro y el objetivo de desarrollar acciones para corregir la brecha.

Este último punto es fundamental para así evitar desaciertos en cuanto a demandas desenfundadas de conexiones de fotovoltaica observadas en varios países de Europa, como España y Francia. En estos países, debido a que las medidas de incentivo eran demasiado beneficiosas, se generó un exceso muy grande de objetivos, seguido de una interrupción repentina, lo cual dio lugar a litigios y dificultades para los instaladores.

Para que Perú pueda abordar este problema dentro de las mejores condiciones posibles y así evitar ciertos obstáculos como los descritos anteriormente, recomendamos:

- Definir aquellos objetivos que impliquen una política energética a 20 años por tipo de sector con objetivos intermedios cada 5 años. Con respecto a Perú, cuyas características son menos homogéneas que en Francia, adecuar dichos objetivos por región para poder tener en cuenta los recursos naturales, las limitaciones en las redes eléctricas, el crecimiento de la demanda;
- Implementar incentivos para alcanzar estos objetivos: tarifas de compra, licitaciones, entre otras medidas;

*Handwritten signature*

	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	47/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

- Implementar un seguimiento del objetivo reservándose la posibilidad de intervenir en las medidas de incentivo ya sea para evitar los sucesos desenfrenados o impulsar la demanda;
- Estar atento a las congestiones de la red que pueden generar un desarrollo masivo de las ENR provocando la detención de su desarrollo hasta el levantamiento de estas restricciones. La implementación de objetivo por región apunta a anticipar la resolución de las restricciones en la red de transmisión y estaciones HT/MT.

### 3.3. PROYECTO DE REGLAMENTO GENERACION DISTRIBUIDA

En Anexo III, se adjunta una propuesta de reglamento GD.

Las especificaciones, parámetros, criterios técnicos y regulatorios, y los requisitos para los procedimientos que se señalan en el proyecto de norma, son propuestas que resultaron de las reuniones de trabajo llevadas a cabo entre la consultora y los profesionales del Ministerio de Energía y Minas y OSINERGMIN, siendo estas entidades quienes en base a la experiencia peruana proporcionaron información relevante, lo que permitió desarrollar el proyecto de Reglamento de Generación Distribuida, adjunta como Anexo III.

Asimismo, de considerarlo necesario, el Ministerio de Energía y Minas, a su sola discreción, podrá modificar, complementar o actualizar los referidos criterios técnicos y regulatorios contenidos en la propuesta del proyecto de norma adjunta, no siendo necesario la participación de EDF para llevar a cabo las modificaciones señaladas.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	48/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

#### 4. CONCLUSION

Mediante el Oficio N° 277-2018/MEM-DGE, EDF International Networks remite el Entregable 6 de la consultoría "Propuesta de Marco Normativo para el Desarrollo de Redes Eléctricas Inteligentes y Generación Distribuida en el Perú".

Conforme al alcance indicado en el contrato (TDR y Acta 7 de negociación – Fomulario Tech 4), EDF International Networks consideró:

- Los resultados del estudio de diagnóstico en Perú
- Los límites del marco normativo vigente teniendo en cuenta la situación inicial del país y también los elementos colectados en las entrevistas

Se identificó de esta manera las modificaciones necesarias así como las propuestas sobre las reglas técnicas, económicas y legales para la integración en el marco normativo regulatorio de la Generación Distribuida.

Este proceso también permitió construir hojas de rutas para los temas identificados como prioritarios para el Perú en el Entregable 5. Estos fueron validados por el MINEM y sirvieron de base para la realización del Entregable 6.

Para las redes eléctricas inteligentes, los resultados del estudio de diagnóstico en Perú realizado en el Entregable 4 y la hoja de ruta validada con el MINEM y presentada en el Entregable 5, en la cual se establece que está en proceso la actualización de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos que involucra tanto a las zonas dentro de la Concesión de Distribución como las que están fuera de ella y que la normativa vigente cuenta con los mecanismos para la innovación tecnológica condujeron a EDF International Networks a concluir que no se requería, en este momento, cambiar el marco normativo del Perú, conforme a los resultados de las reuniones sostenidas con los profesionales de las Empresas Distribuidoras; OSINERGMIN y el Ministerio de Energía y Minas. En efecto, el marco existente ya permite desarrollar la hoja de ruta definida en el Entregable 5. La prioridad es la difusión de normativas internacionales existentes como por ejemplo la norma CEI 62 559 donde son definidos los casos de uso y de la metodología pertinente descrita en el Entregable 6 para desarrollar los REI.

Se explican en los Entregables 4, 5 y 6, las diferentes elecciones de REI pertinentes al final de 2017 para el Perú (Automatización de la red, Medición inteligente, Gestión de la demanda) tal como los impactos de cada una gracias al Entregable 3 donde se analizó la situación actual en el Perú. En los Entregables 4 y 5, se presentaron un benchmarking y los sustentos que permiten aclarar estas elecciones. En el Anexo III del presente Entregable 6 se presenta una propuesta regulatoria de generación distribuida. Las especificaciones, parámetros, criterios técnicos y regulatorios, y los requisitos para los procedimientos que se señalan en este proyecto de reglamento GD, son propuestas que resultaron de los análisis contenidos en los Entregables previos de la consultoría, reuniones de trabajo llevadas a cabo entre la consultora y los profesionales del Ministerio de Energía y Minas y OSINERGMIN, siendo estas entidades quienes en base a la experiencia peruana proporcionaron información relevante, lo que permitió desarrollar la Propuesta de Reglamento de Generación Distribuida, adjunta como Anexo III.

Durante casi medio siglo, el diseño y explotación de las redes de distribución poco habían evolucionado. Hoy, se están dando cambios profundos que están influyendo en estas redes a nivel mundial, siendo éstos la liberalización del mercado de la electricidad, la aparición de la generación distribuida a partir de fuentes intermitentes, una demanda creciente de los clientes en cuanto a la continuidad del suministro, la necesidad de optimizar estas redes a un menor costo tanto para el diseño como para la explotación de las mismas.

Hoy, las tecnologías de comunicación puestas al servicio de la red hacen posible responder a estos desafíos proporcionando una medición inteligente, automatización de red, administración de carga y generación distribuida.

La implementación exitosa de estos nuevos conceptos implica crear las condiciones necesarias para su desarrollo mediante la definición de un marco regulatorio, técnico y contractual en el ámbito de su implementación y despliegue. Con este objetivo, EDF IN propone los siguientes pasos en una lógica racional y gradual para optimizar los beneficios de las innovaciones realizadas:



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	49/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

- Establecer el marco normativo y documental para su implementación: evolución de la normativa a través de la publicación de un reglamento definiendo el marco y los principios generales seguidos para la redacción de los procedimientos "operacionales" que explican los términos y condiciones de implementación en base al trabajo resultante de esta consultoría;
- Acompañar a la gente en los cambios que deberá enfrentar: brindarle capacitación en nuevas tecnologías y prepararla para cambiar los métodos de trabajo;
- Tomarse el tiempo necesario para definir las funciones esperadas y establecer las especificaciones correspondientes, las cuales deben necesariamente incorporar la interoperabilidad basada en estándares internacionales a los efectos de garantizar una independencia a la hora de elegir al proveedor.
- En base a estas especificaciones, llevar a cabo proyectos piloto representativos de las diversas situaciones de red que permitan evaluar la pertinencia de las especificaciones y la facilidad de implementación.

La generalización recién debe decidirse una vez realizada la devolución sobre la experiencia de los proyectos piloto seguida de una posible adaptación de las especificaciones iniciales. Las hojas de ruta establecidas dentro del marco de esta consultoría identifican el camino a seguir así como las diferentes etapas a cumplir.



Firma: Marie-Line BASSETTE  
Directora General



	<p style="text-align: center;"><b>REGULACIÓN</b></p>	Index	Page
		3	50/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

### BIBLIOGRAFÍA

CEI 62559-2:2015 Avril 2015 - METHODOLOGIE DES CAS D'UTILISATION - PARTIE 2 : DEFINITION DU FORMULAIRE TYPE DE MODELE DE CAS D'UTILISATION, DE LA LISTE D'ACTEURS ET DE LA LISTE D'EXIGENCES.

CEN – CENELEC - ETSI Smart Grids COORDINATION GROUP - Smart Grids REFERENCE ARCHITECTURE. NOVEMBER 2012

NOTA INTERNA DE ENEDIS – Casos de uso – ENEDIS – NOI – TEC\_21-V1, 24 páginas.

SEMINARIO PARA EL DESARROLLO DE LAS REDES INTELIGENTES (SANTIAGO DE CHILE. 11 – 13 MARZO 2015) (ECPA-OEA)

SMART SANTANDER – Future Internet Research and Experimentation in the context of a Smart City: Smart Santander – Prof. Luiz Munoz, Brussels, September 2011. 7<sup>th</sup> Framework Programme.

**Páginas web:**

- <http://www.energies-renouvelables.org/accueil-observ-er.asp>
- <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters>
- [https://www.SmartGrids.gov/the\\_smart\\_Grids/smart\\_Grids.html](https://www.SmartGrids.gov/the_smart_Grids/smart_Grids.html)
- <http://www.SmartGrids-cre.fr/index.php?p=gestion-donnees-observabilite-estimation>
- <http://www.minem.gob.pe>
- <http://www.osinerg.gob.pe>
- <http://www.coes.org.pe>
- <http://www.estorage-project.eu/>
- <http://www.venteea.fr/fr/>
- <http://www.enedis.fr/greenlys>
- <http://www.enedis.fr/>
- <http://www.nicegrid.fr/>
- <http://www.smartgridvendee.fr/>
- <http://www.so-Grids.com/>
- <http://www.SmartGrids-solenn.fr/>
- <http://www.abradee.com.br/>
- [www.ute.com.uy](http://www.ute.com.uy)
- <http://www.posteintelligent.com/proiet/>
- <http://www.abradee.com.br/>
- [http://portalSmartcity.sadiel.es/documentos/100204\\_%20Smartcity\\_ENDESA\\_Esp3.pdf](http://portalSmartcity.sadiel.es/documentos/100204_%20Smartcity_ENDESA_Esp3.pdf)
- [https://es.wikipedia.org/wiki/Cambiador\\_de\\_tomas](https://es.wikipedia.org/wiki/Cambiador_de_tomas)
- <http://web.archive.org/web/20160316105816/http://opendefinition.org/od/1.0/es/>
- <https://www.tesla.com/supercharger>
- <http://www.rte-france.com/fr/article/les-schemas-regionaux-de-raccordement-au-reseau-des-energies-renouvelables-des-outils>
- <http://www.SmartGrids-cre.fr/index.php?p=integrationnr-reglementation>
- [http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-PRO-RAC\\_21E.pdf](http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-PRO-RAC_21E.pdf)
- [http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-PRO-RES\\_67E.pdf](http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-PRO-RES_67E.pdf)
- <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000614065>
- <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000795938>
- <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000019774037>
- <http://www.enedis.fr/glossaire/T/Taux%20de%20r%C3%A9faction>
- <http://www.g3-plc.com/home/>
- <http://www.ite.es/project/upgrid/>



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	51/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

## ANEXO I

### 1 - CRITERIOS TÉCNICOS EMPLEADOS EN EL ANALISIS DE CONECTIVIDAD

- Relación entre la potencia de cortocircuito trifásica mínima de la red del distribuidor en el punto de conexión y la potencia máxima de la instalación GD de 10:1 como mínimo.
- Sobrecarga admisible de conductores en régimen N: 0%.
- Sobrecarga admisible de conductores en régimen N-1: 20%.
- Rango de tensión admisible en cualquier nodo de la red del distribuidor en régimen N:  $\pm 5\%$  alrededor de la tensión nominal.
- En régimen N-1, para nodos de la red del distribuidor de MT  $\leq 30$  kV, las tensiones admisibles deben estar comprendidas dentro del rango establecido en el Reglamento de Calidad de OSINERMIN
- Variaciones de tensión admisibles en nodos de carga de la red del distribuidor frente a cierre/apertura en el Nodo de Conexión:  $\pm 5\%$  alrededor de la tensión previa a la conexión/desconexión.
- Variaciones de tensión admisibles en nodos de carga de la red del distribuidor frente a una apertura en el punto de conexión:  $\pm 5\%$  respecto de la tensión previa a la desconexión.

### 2 - MODELADO DE LA Y DE LAS INSTALACIONES DEL GENERADOR

Para los estudios de conexión de una instalación de generación a la red del distribuidor de MT, la red del distribuidor se modela en detalle a partir de la barra de salida de ST de la ET involucrada hasta barras de salida de las ES, estando representada la red del distribuidor aguas arriba de la barra de ST por la fuente de tensión e impedancia de Thévenin correspondientes al escenario de mínima potencia trifásica de cortocircuito en la entrada a barras de ST.

### 3 - ESTUDIOS BÁSICOS DE CONECTIVIDAD DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN A LA RED DEL DISTRIBUIDOR EN MT

Los estudios se realizan para el año previsto de entrada en servicio de la instalación de generación, y para cada alternativa de conexión propuesta.

#### 3.1 - POTENCIA DE CORTOCIRCUITO EN EL NODO DE CONEXIÓN

Se determina la mínima potencia de cortocircuito trifásica aportada por la red del distribuidor en el punto de conexión (sin el generador conectado), y la razón de dicha potencia respecto a la potencia a instalar por el MGD.

#### 3.2 - CARGABILIDAD DE LA RED DEL DISTRIBUIDOR EN RÉGIMEN N

Se verifica que la inyección de potencia del generador no implique sobrecargas en conductores, reguladores de tensión y en general cualquier equipamiento eléctrico de la red del distribuidor de MT, para todo estado de carga.

En particular debe analizarse la ausencia de sobrecarga en conductores cercanos al punto de conexión, con condición de carga valle en la red del distribuidor y mínimo factor de potencia inductivo en el punto de conexión (por defecto 0.95 inductivo).

Este estudio se hace para una potencia activa inyectada en el punto de conexión igual a la potencia autorizada.

#### 3.3 - TENSIONES EN RÉGIMEN N



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	52/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

Se elabora el perfil de tensiones con y sin la instalación de generación en servicio, verificando que para todo estado de carga de la red del distribuidor de MT (en particular pico y valle de carga), las tensiones en los nodos de la red del distribuidor afectada por el generador queden dentro de los límites permisibles.

En particular debe analizarse la ausencia de sobretensiones en condición de mínimo factor de potencia capacitivo en el punto de conexión (por defecto 0.95 capacitivo). Este estudio se hace para una potencia activa inyectada igual a la potencia autorizada.

### **3.4 - VARIACIONES DE TENSIÓN EN LA CONEXIÓN/DESCONEXIÓN DE LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN**

Este estudio se hace para factor de potencia unitario en el punto de conexión y para una potencia activa inyectada en el punto de conexión igual a la potencia a instalar por el MGD

Se calculan las variaciones de tensión de todos los nodos de carga de la red del distribuidor de influencia del generador frente a salidas de servicio de la instalación de generación en situación de carga pico de la red del distribuidor y entradas en servicio en condición de carga valle. Se debe asegurar que se respeten los límites de variación prescritos.

### **3.5 - VARIACIONES DE TENSIÓN FRENTE A RECONEXIONES EN LA RED DEL DISTRIBUIDOR**

Este estudio se hace para factor de potencia unitario en el punto de conexión, para una potencia activa inyectada en el punto de conexión igual a la potencia a instalar y para condición de carga pico de la red del distribuidor.

Se calculan las variaciones de tensión de todos los nodos de carga de la red del distribuidor de influencia del generador frente a una apertura en el punto de conexión, con lo que se desconectan de la red del distribuidor todas las instalaciones del generador

En particular debe tenerse en cuenta el caso de reconexiones en la red del distribuidor que impliquen la desconexión simultánea de más de un generador conectado a la misma en MT.

### **3.6 - CARGAS Y TENSIONES EN RÉGIMEN N -1**

En caso de que la instalación de generación se inserte en un anillo de la red del distribuidor (con operación radial o funcionando en anillo cerrado), se estudian las contingencias significativas del anillo, debiendo mantenerse la operatividad del mismo tanto en presencia como en ausencia de la instalación de generación. En particular se analizan las contingencias de las cabeceras del anillo y de los dos tramos adyacentes al generador.

Se trabaja con factor de potencia unitario en el punto de conexión, con potencia inyectada en el punto de conexión igual a la potencia autorizada y se afectan las cargas del escenario de carga máxima de la red del distribuidor por el factor de falla correspondiente. Se realiza también el análisis de régimen N-1 para el escenario de carga mínima de la red del distribuidor, tomando en este caso un factor de falla de valor 1.

En el caso en que la contingencia del anillo estudiada implique la salida de servicio transitoria del generador (como por ejemplo por la actuación de un interdisparo con un elemento de protección de la red del distribuidor), deben considerarse dos escenarios:

- El anillo reconfigurado sin la presencia de la instalación de generación
- El anillo reconfigurado con la presencia de la instalación de generación.

### **3.7 - ANALISIS DE PÉRDIDA DE CARGA EN EL CASO DE UNA INSTALACION DE GENERACIÓN CON UNA DEMANDA ASOCIADA**

En el caso de instalaciones de generación que tienen demandas asociadas en el mismo punto de conexión a la red del distribuidor de MT, se estudia la contingencia de desconexión intempestiva de dicha carga e inyección adicional a la red del distribuidor de MT de la potencia comprometida.

Se realiza el análisis de cargas, tensiones y de variación de tensión al desconectar la potencia respaldada, para condición de carga valle de la red del distribuidor y con factor de potencia de la



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	53/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

instalación de generación correspondiente a un factor de potencia unitario en el punto de conexión en el estado previo a la desconexión.

En el caso correspondiente a la Figura 3, se considera que se inyecta a la red del distribuidor la suma de la potencia autorizada más la potencia respaldada.

En el caso de la Figura 4, se estudia la inyección de la potencia comprometida, empleando los dos modelos de potencia demandada descritos y determinando el peor caso.

### 3.8 - ANÁLISIS DE RIESGO DE FUNCIONAMIENTO EN ISLA

Para el caso de instalaciones de generación con capacidad de funcionar en isla, se valora si pueden darse las condiciones de generación y carga que impliquen riesgo de funcionamiento en isla de ésta con parte de la red del distribuidor (no funcionamiento de la protección anti-islanding), tomando en cuenta el esquema de protecciones de la red del distribuidor asociada y los elementos de maniobra de la misma.

Se releva la curva de carga de la red del distribuidor aguas abajo de cada elemento de maniobra desde la fuente hacia el generador, y se analiza si ante la apertura de dicho elemento la potencia inyectada en el punto de conexión puede en algún caso equilibrar la carga que sigue vinculada al mismo.

En el caso de que haya riesgo presente o potencial de funcionamiento en isla de la instalación de generación con parte de la red del distribuidor, y/o la existencia de reconexiones que lo justifique, se identifican:

- Elementos de maniobra de la red del distribuidor que requieren la implementación de interdisparo con el disyuntor de DIS del punto de conexión.
- Elementos de maniobra de la red del distribuidor que requieren se instalen detectores de tensión inhibidores de recierre.

### 3.9 - AJUSTE DEL RANGO DE VARIACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA EN EL PUNTO DE CONEXIÓN

En base a los estudios realizados se determina si es necesario ajustar/restringir el rango permisible por defecto de variación del factor de potencia en el punto de conexión (mayor o igual a 0.95 para el escenario inductivo y mayor o igual 0.95 para el escenario capacitivo). Cualquier modificación a este respecto debe quedar informada.

### 3.10 - PÉRDIDAS TÉCNICAS

Se cuantifica la variación de pérdidas técnicas de potencia en la red del distribuidor con la presencia de la instalación de generación, en situación de carga máxima y mínima y con factor de potencia unitario en el punto de conexión.

Si hay dos o más alternativas de conexión, para cada una de ellas se computan las pérdidas técnicas de energía anuales.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	54/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

## ANEXO II

### 1 - CRITERIOS TÉCNICOS Y PARÁMETROS

#### 1.1 - CRITERIOS TÉCNICOS EMPLEADOS EN EL ANÁLISIS DE CONECTIVIDAD

- Sobrecarga admisible de conductores en régimen N: 0%
- Sobrecarga admisible de transformadores de SB en régimen N: 0%
- Variaciones de tensión admisibles en nodos de carga de la red frente a conexiones/desconexiones del generador:  $\pm 5\%$  respecto a la tensión previa a la conexión/desconexión.

Rango de tensión admisible en un nodo en régimen N: es el establecido en el Reglamento de Calidad fijado por el Regulador.

**TABLA 17 – COMPORTAMIENTO DE PERTURBACIONES EN TENSIÓN**

NIVEL DE TENSIÓN	RANGO ADMITIDO DE DESVIACIÓN $\Delta V$ (%)
Todas en Zonas Urbanas	$-5\% \leq \Delta V \leq 5\%$
Todas en zonas Urbanas-Rurales	$-7.5\% \leq \Delta V \leq 7.5\%$
Todas en zonas Rurales	$-7.5\% \leq \Delta V \leq 7.5\%$

FUENTE: DECRETO SUPREMO N° 020-97-EM

### 2 - ESTUDIOS BÁSICOS DE CONECTIVIDAD

Los estudios se realizan para el año previsto de entrada en servicio de la MCD, y para cada alternativa de conexión propuesta.

#### 2.1 - CARGABILIDAD DE LA RED DE DIS EN RÉGIMEN N

Se verifica que la inyección de potencia del MCD no implique sobrecargas en conductores y en general cualquier equipamiento eléctrico de la red del distribuidor, para todo estado de carga.

En particular debe analizarse la ausencia de sobrecarga en conductores cercanos al Puesto de Conexión (PC), con condición de carga valle en la red del Distribuidor y mínimo factor de potencia inductivo en el PC (por defecto 0.95 inductivo).

Este estudio se hace para una potencia activa inyectada en el PC igual a la máxima.

#### 2.2 - TENSIONES EN RÉGIMEN N

Se elabora el perfil de tensiones con y sin la MCD en servicio, verificando que para todo estado de carga de la red del Distribuidor (en particular pico y valle de carga), las tensiones en los nodos de la red afectada por la MCD queden dentro de los límites permisibles.

En particular debe analizarse la ausencia de sobretensiones en condición de mínimo factor de potencia capacitivo en el PC (por defecto 0.95 capacitivo).

Este estudio se hace para una potencia activa inyectada en el PC igual a la máxima.

#### 2.3 - VARIACIONES DE TENSIÓN EN LA CONEXIÓN/DESCONEXIÓN DE LA MCD

Este estudio se hace para factor de potencia unitario en el PC y para una potencia activa inyectada en el PC igual la máxima. Se calculan las variaciones de tensión de todos los nodos de carga de la red del Distribuidor de influencia del MCD frente a salidas de servicio de la misma en situación de carga pico de la red del distribuidor y entradas en servicio en condición de carga valle. Se debe asegurar que se respeten los límites de variación prescritos.

#### 2.4 - AJUSTE DEL RANGO DE VARIACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA EN EL PC



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	55/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

En base a los estudios realizados se determina si es necesario ajustar/restringir el rango permisible por defecto de variación del factor de potencia en el PC (mayor o igual a 0.95 para el escenario inductivo y mayor o igual 0.95 para el escenario capacitivo). Cualquier modificación a este respecto debe quedar informada en el Acuerdo Operativo.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	56/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

### ANEXO III

Las especificaciones, parámetros, criterios técnicos y regulatorios, y los requisitos para los procedimientos que se señalan en el proyecto de norma, son propuestas que resultaron de las reuniones de trabajo llevadas a cabo entre la consultora y los profesionales del Ministerio de Energía y Minas y OSINERGMIN, siendo estas entidades quienes en base a la experiencia peruana proporcionaron información relevante, lo que permitió desarrollar el presente proyecto de Reglamento de Generación Distribuida.

Asimismo, de considerarlo necesario, el Ministerio de Energía y Minas, a su sola discreción, podrá modificar, complementar o actualizar los referidos criterios técnicos y regulatorios contenidos en la propuesta del proyecto de norma adjunta, no siendo necesario la participación de EDF para llevar a cabo las modificaciones señaladas.

## PROYECTO DE REGLAMENTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

### CAPÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

#### Título I

#### Disposiciones Generales

#### Artículo 1.- Definiciones

Para efectos del presente Reglamento, se entenderá que los siguientes términos tienen los significados que se indican a continuación:

1. **COES**.- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
2. **Costo Incremental**.- Costo de las inversiones adicionales que se requieren para viabilizar técnicamente la conexión e inyección de energía a la Red de Distribución.
3. **DGE** - Dirección General de Electricidad del MINEM.
4. **DL 1221**. – Decreto Legislativo N° 1221 que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú.
5. **Excedente MCD** - Energía producida por la unidad de MCD menos su consumo.
6. **Excedente MGD** - Energía producida por la unidad de MGD menos aquella comprometida en contratos.
7. **Generación Distribuida** - Instalación de Generación conectada directamente a la Red de Distribución y que se subdivide en Mediana Generación Distribuida (MGD) y Microgeneración Distribuida (MCD).
8. **Generador Distribuido** - Persona natural o jurídica que desarrolla la actividad de Generación Distribuida.

En concordancia con el artículo 3 y 4 de la LCE, el Generador Distribuido con potencia mayor a 500 kW deberá ser titular de una concesión o autorización de Generación.

9. **Interesado** - Persona natural o jurídica que pretenda instalar Generación Distribuida.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	57/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

10. **LCE.-** Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.
11. **Ley.-** Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
12. **Mediana Generación Distribuida (MGD).** – Instalación cuya base normativa corresponde a la Ley, con capacidad mayor a 100 kW y menor o igual a 10 MW, que se conecta a la Red de Distribución en Media Tensión.
13. **Microgeneración Distribuida (MCD).** – Instalación de titularidad de un usuario del servicio público de electricidad, cuya base normativa corresponde al DL 1221 y que se conecta a la Red de Distribución en Baja Tensión o Media Tensión. La potencia máxima de generación instalada corresponderá a la potencia del suministro contratada con la EDE y en ningún caso dicha potencia máxima superará los 100 kW.
14. **OSINERGMIN.-** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
15. **Procedimientos MCD.-** Procedimientos aprobados por el MINEM, aplicables a la MCD.
16. **Procedimientos MGD.-** Procedimientos aprobados por el MINEM, aplicables a la MGD.
17. **Red de Distribución -** Conjunto de instalaciones con tensiones nominales iguales o menores a 30 kV, destinados a la distribución de energía eléctrica.
18. **Reglamento.-** Reglamento de Generación Distribuida.
19. **SEIN.-** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Los términos que empiezan con mayúscula no comprendidos en el presente artículo, tienen el significado establecido en la Ley, LCE, su reglamento u otras normas aplicables.

Cualquier mención a artículos o títulos sin señalar la norma a la que corresponde, se debe entender referida al presente Reglamento.

#### **Artículo 2.- Objetivo**

El presente Reglamento tiene por objeto regular la actividad de Generación Distribuida, así como los requisitos para su incorporación, operación y régimen comercial.

#### **Artículo 3.- Alcance**

El presente Reglamento es de aplicación a la actividad de Generación Distribuida clasificada en MGD y MCD, reguladas en la Ley y el DL 1221, respectivamente.

El presente Reglamento también es de aplicación a las solicitudes de aumento de capacidad dentro de los límites fijados en el presente Reglamento.

Los aspectos no previstos en el presente Reglamento se sujetan a las disposiciones de la Ley, LCE, su reglamento y demás normas aplicables.

#### **Artículo 4.- Procedimiento administrativo**

El procedimiento administrativo para el otorgamiento de autorizaciones o concesiones para el desarrollo de la Generación Distribuida se regirá por lo dispuesto en la LCE y su reglamento.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	58/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

#### **Artículo 5.- Acceso a la Red de Distribución**

La EDE en concordancia con las normas vigentes de uso y acceso a sus redes, debe permitir la conexión de la Generación Distribuida, en las condiciones establecidas en el presente Reglamento.

#### **Artículo 6.- Mandato de Conexión**

En caso de negativa injustificada de la EDE respecto de la solicitud de conexión, el Interesado podrá solicitar a OSINERGMIN la emisión de un mandato de conexión, quien se pronunciará sobre la base de los criterios y plazos establecidos en las normas aplicables.

#### **Artículo 7.- Régimen de Contribuciones Reembolsables**

En caso el Interesado haya realizado inversiones para la conexión a la Red de Distribución, éste podrá recuperar la parte correspondiente a través del mecanismo de contribuciones reembolsables conforme a las normas aplicables.

### **Título II**

#### **Régimen aplicable a la Mediana Generación Distribuida**

##### **Capítulo Primero**

#### **Conexión a la Red de Distribución**

#### **Artículo 8.- Solicitud de Información**

Para el desarrollo del Estudio de Conexión, el Interesado deberá completar y presentar una solicitud a la EDE, con las características principales del proyecto y requiriendo la información considerada en el Procedimiento MGD correspondiente.

La EDE entregará dicha información en un plazo máximo de veinte (20) días hábiles de presentada la solicitud.

#### **Artículo 9.- Estudio de Conexión**

A elección del Interesado será éste o la EDE quien realizará el Estudio de Conexión conforme a los requisitos y trámite establecidos en el Procedimiento MGD correspondiente. En cualquiera de los casos el Interesado es quien asume los costos de la realización del Estudio de Conexión.

#### **Artículo 10.- Solicitud de Aprobación del Estudio de Conexión**

10.1 En caso sea el Interesado quien elabore el Estudio de Conexión, la solicitud de aprobación del mismo se regirá en función a las siguientes reglas y plazos aplicables:

- a) La EDE tendrá un plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días hábiles para pronunciarse respecto al Estudio de Conexión.
- b) Al término del plazo fijado y emitida la aprobación de la EDE, las partes procederán a coordinar los aspectos técnicos y operativos correspondientes, mediante el Convenio de



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	59/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

Conexión y de Operación en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles, en el cual el Interesado tendrá prioridad en la conexión.

- c) Si la EDE tuviera observaciones al Estudio, estas deberán estar debidamente sustentadas. El Interesado tendrá un plazo máximo de quince (15) días hábiles para presentar la subsanación de las observaciones; cumplido este plazo, la EDE se pronunciará sobre las respectivas subsanaciones en un plazo máximo de diez (10) días hábiles, quien no podrá efectuar observaciones adicionales distintas a las que son materia de subsanación. Si se logran superar las observaciones, se procederá a la suscripción del Convenio de Conexión en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles, en el cual el Interesado tendrá prioridad en la conexión.
- d) En caso que subsistan las observaciones o las partes no lleguen a un acuerdo para la suscripción del Convenio de Conexión, el Interesado podrá recurrir ante el OSINERGMIN a fin de que este emita un pronunciamiento al respecto.
- e) Ante el no pronunciamiento de la EDE, el Interesado podrá iniciar la solicitud de mandato de conexión conforme a la norma correspondiente.

10.2 En caso sea la EDE quien elabore el Estudio de Conexión serán aplicables las siguientes reglas y plazos:

- a) La EDE tendrá un plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días hábiles para remitir el Estudio de Conexión al Interesado.
- b) Las partes procederán a coordinar los aspectos técnicos y operativos correspondientes, mediante el Convenio de Conexión y de Operación en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles, en el cual el Interesado tendrá prioridad en la conexión.
- c) Si el Interesado tuviera observaciones al Estudio de Conexión, estas deberán estar debidamente sustentadas. La EDE tendrá un plazo máximo de quince (15) días hábiles para pronunciarse respecto de las observaciones. Si se logran superar las observaciones, se procederá a la suscripción del Convenio de Conexión en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles, en el cual el Interesado tendrá prioridad en la conexión.
- d) En caso que subsistan las observaciones o las partes no lleguen a un acuerdo para la suscripción del Convenio de Conexión, el Interesado podrá recurrir ante el OSINERGMIN a fin de que este emita un pronunciamiento al respecto.

#### **Artículo 11.- Convenio de Conexión y de Operación**

- 11.1 El Convenio de Conexión constituye el contrato a ser suscrito por la EDE y el Interesado, en el cual se pactan los términos y condiciones para la conexión conforme a los requisitos establecidos en el Procedimiento MGD correspondiente.
- 11.2 La fecha de puesta en operación de la instalación de MGD será la acordada entre las partes y no deberá ser mayor a dos (02) años contados desde la firma del Convenio de Conexión y de Operación.



	<p style="text-align: center;"><b>REGULACIÓN</b></p>	Index	Page
		3	60/68
<p style="text-align: center;"><b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b></p>			

- 11.3 La EDE puede exigir al Interesado una garantía de cumplimiento de conexión la que debe constituirse previo a la firma del Convenio de Conexión y de Operación. Las condiciones generales de las garantías deberán ser aprobadas por el OSINERGMIN.
- 11.4 En caso la instalación de MGD no entre en operación en el plazo previsto, se ejecutarán las garantías que hayan podido ser constituidas y se perderá la prioridad en la conexión.
- 11.5 El Convenio de Conexión y de Operación reemplaza para todos los efectos legales a los estudios de pre-operatividad, operatividad y puesta en operación comercial regulados en los procedimientos técnicos del COES.
- 11.6 En caso una MGD haya optado por ser Integrante del COES, esta se registrará de acuerdo a los Procedimientos Técnicos COES aplicables.
- 11.7 La firma del Convenio de Conexión y de Operación no constituye como tal ningún derecho y obligación entre las partes respecto de la realización de transacciones comerciales de energía entregada a la red por el MGD.

**Artículo 12.- Costos de adaptación de la red**

De requerirse inversión en infraestructura, mejoras y/o equipamiento en la red, a fin de viabilizar técnicamente la conexión de las instalaciones de MGD del Interesado, se procederá conforme a lo siguiente:

- 12.1 Las inversiones serán asumidas por el Interesado a su costo.
- 12.2 Si para el reconocimiento de los costos referidos en el numeral 12.1, las partes no llegaran a un acuerdo, cualquiera de éstas podrá recurrir al OSINERGMIN para que determine los respectivos costos a reconocer.

**Artículo 13.- Pruebas**

Las pruebas de conexión de la MGD deben realizarse de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento MGD correspondiente.

**Capítulo Segundo**

**Régimen de operación de la MGD**

**Artículo 14.- Condiciones de operación**

- 14.1 La EDE coordinará la operación de la MGD en la Red de Distribución. En cumplimiento de dicha función, la EDE coordinará permanentemente con el COES los aspectos relevantes de la operación.
- 14.2 El MGD está obligado a operar sus instalaciones, cumplir las disposiciones de su coordinador y entregar la información necesaria para su coordinación operativa según las disposiciones y requisitos que establezca el Procedimiento MGD correspondiente.
- 14.3 Los criterios aplicables serán los siguientes:
  - 14.3.1 El MGD debe coordinar y acatar las instrucciones de la EDE para la operación e intervención de sus instalaciones, a efectos de evitar en todo momento mermar la calidad del servicio eléctrico, conservando la seguridad y confiabilidad del mismo.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	61/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

- 14.3.2 El MGD contará con un medio de comunicación confiable y compatible que le permita el intercambio de información para la coordinación de la operación.
- 14.3.3 Los sistemas de protección y control de la EDE y del MGD, según corresponda, serán coordinados para efectuar la desconexión de las unidades de MGD, así como su reconexión a la red en condiciones seguras, minimizando los efectos sobre la calidad del servicio.
- 14.3.4 Para el registro de mediciones, el MGD incluirá las funciones de lectura bidireccional.
- 14.3.5 El MGD deberá seguir conectado en caso de régimen excepcional de frecuencia y de tensión.
- 14.3.6 La periodicidad y alcances de los programas de mantenimiento del MGD

Las características y el funcionamiento de los aspectos técnicos referidos en el presente numeral serán definidas en el Procedimiento MGD correspondiente.

### Capítulo Tercero

#### Régimen comercial y tarifario

#### Artículo 15.- Comercialización de potencia y energía del MGD

- 15.1 La MGD podrá vender la energía que produzca mediante contratos de suministro suscritos con la EDE para el abastecimiento a sus Usuarios Regulados. La remuneración máxima será:
  - a) Por la energía, el Precio Básico de Energía determinado por OSINERGMIN en el proceso de fijación tarifaria; y,
  - b) Por la potencia, el Precio Básico de Potencia determinado por OSINERGMIN en el proceso de fijación tarifaria.
- 15.2 Adicionalmente la MGD podrá optar entre las siguientes modalidades de comercialización:
  - a) Mediante contrato de suministro suscrito con la EDE para el abastecimiento a Usuarios Libres, a precios libremente acordado entre las partes.
  - b) Mediante contrato de suministro suscrito con Usuarios Libres, a precios libremente acordado entre las partes.
  - c) Mediante participación en licitaciones de suministro de electricidad al amparo de la Ley.
  - d) A través de inyecciones de Excedentes MGD al mercado mayorista de electricidad, siendo integrante del COES.
- 15.3 La MGD asumirá los peajes correspondientes y transferirá los montos recaudados conforme al artículo 137 del reglamento de la LCE.



	REGULACIÓN	Index	Page
		3	62/68
Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202			

### **Artículo 16.- Energía y Potencia Firme de la MGD**

Para determinar la Potencia y Energía Firme a que se refiere el reglamento de la LCE, se emplearán los mismos criterios y premisas regulados en los Procedimientos Técnicos COES correspondientes para cada tipo de tecnología.

### **Título III**

### **Régimen aplicable a la Microgeneración Distribuida**

### **Capítulo Primero**

### **Conexión a la Red de Distribución**

### **Artículo 17.- Solicitud de Factibilidad y Estudio de Conexión**

- 17.1 La solicitud de factibilidad de conexión será presentada por el Interesado a la EDE adjuntando el recibo de pago por la elaboración del Estudio de Conexión, el cual será realizado por la EDE en caso lo considere conveniente, conforme al Procedimiento MCD aplicable.
- 17.2 Asimismo, se considerarán las reglas y plazos establecidos en el artículo 10 del presente Reglamento, con la salvedad que la EDE tendrá un plazo máximo de treinta (30) días hábiles para elaborar el Estudio de Conexión, contados desde la solicitud de factibilidad.
- 17.2 Los criterios y requisitos de conexión se definirán en el Procedimiento MCD aplicable.

### **Artículo 18.- Convenio de Conexión y de Operación**

- 18.1 El Convenio de Conexión y de Operación lo constituye el contrato suscrito por la EDE y el Interesado, en el cual se pactan los términos y condiciones para la conexión y la operación, los cuales se definirán en el Procedimiento MCD correspondiente.
- 18.2 En caso se establezca en el Convenio de Conexión y de Operación la necesidad de realizar inversiones en infraestructura, mejoras y/o equipamiento, tales inversiones estarán a cargo del Interesado.
- 18.3 El Interesado pagará a la EDE un cargo de conexión asociada a los costos de conexión en los que incurra la EDE.

### **Artículo 19.- Pruebas**

Las pruebas de conexión de la MCD deben realizarse de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento MCD correspondiente.



	REGULACIÓN	Index	Page
		3	63/68
Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202			

## Capítulo Segundo

### Régimen de operación, comercial y tarifario de la MCD

#### Artículo 20.- Condiciones de operación

- 20.1 La instalación de MCD generará libremente sin necesidad de un coordinador de despacho. La producción de energía será utilizada para abastecer el consumo del usuario, siendo los Excedentes MCD inyectados a la Red de Distribución.
- 20.2 Las características y el funcionamiento de los aspectos técnicos serán definidas en el Procedimiento MGD correspondiente.

#### Artículo 21.- Comercialización de la energía del MCD

- 21.1 Por el consumo de energía el MCD deberá pagar los peajes y cargos tarifarios correspondientes establecidos en la normativa vigente.
- 21.2 En caso que en un determinado mes se generen Excedentes MCD, estos representarán un crédito de energía en favor del titular de la MCD, el cual podrá ser utilizado a cargo de su consumo de energía en los meses siguientes, teniendo como límite el periodo de un año calendario.
- 21.3 Los Excedentes MCD que no hayan podido ser utilizados en el periodo de un año, pierden el derecho reconocido en el numeral 22.2 del presente Reglamento.

## Título IV

### Solución de controversias, supervisión y fiscalización

#### Artículo 22.- Solución de Controversias

Las discrepancias o conflictos que se produzcan entre el Generador Distribuido y la EDE por la aplicación del presente Reglamento, serán resueltas conforme a lo establecido en el Reglamento de OSINERGMIN para la Solución de Controversias.

#### Artículo 23.- Rol de OSINERGMIN

Corresponde al OSINERGMIN la supervisión y fiscalización del cumplimiento de las obligaciones del Generador Distribuido, de la EDE y del COES, establecidas en el presente Reglamento.

## DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

**PRIMERA.-** Las centrales de generación que se conecten a las instalaciones de titularidad de un concesionario de distribución que no se encuentren dentro del ámbito de aplicación del presente Reglamento deberán tramitar su autorización de conexión ante el COES conforme a los Procedimientos Técnicos COES que le resulten aplicables



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	64/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

**DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS**

**PRIMERA.**- Dentro de ciento ochenta (180) días calendario de publicado el presente Reglamento, el MINEM, el COES y el OSINERGMIN deberán publicar los proyectos de nuevos Procedimientos MGD y MCD que resulten necesarios para la implementación de las disposiciones de la presente norma.

**SEGUNDA.** - El COES adecuará sus Procedimientos Técnicos a fin de considerar a las instalaciones de MGD conforme a lo señalado en el artículo 16 del presente Reglamento.

**TERCERA.** - Dentro de noventa (90) días calendario de aprobados los Procedimientos MCD y MGD referidos en la disposición precedente, el OSINERGMIN deberá adecuar sus procedimientos de sanciones a fin de considerar los eventuales incumplimientos al presente Reglamento.

*OK*

	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	65/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

**ANEXO IV**

Listado de procedimientos mencionados en la propuesta de reglamento GD:

**PROCEDIMIENTOS MGD**

**PROCEDIMIENTO 1. - FORMULARIO DE SOLICITUD DE INFORMACION MGD**

Se deberá definir los detalles de la solicitud de información.

- Deberá contener una parte común y una parte específica para cada tipo de generación
- Deberá definir la lista de datos necesarios tal como identificación del sitio, identificación del interesado, mandato a un tercero, características técnicas

**1. EJEMPLO DE FORMULARIO**

**A. Datos Comerciales:**

Nombre o razón social del Interesado:

Dirección: \_\_\_\_\_ Departamento /Provincia: \_\_\_\_\_

Teléfono: \_\_\_\_\_

Código de Suministro Actual, si además fuera Usuario del Distribuidor:

**B. Instalación Propuesta:**

1. Razón Social del Distribuidor a Conectarse:

2. Instalación Generadora: Actual  Futura

3. Recurso/Tecnología a usar:

BioGas  Eólica  Hidro  Solar  Cogeneración  Otro: \_\_\_\_\_

4. Número de Unidades Generadoras previstas: \_\_\_\_\_ unidades

5. Ubicación de la Central Generadora : \_\_\_\_\_ UTM

6. Potencia total de la Central Generadora : \_\_\_\_\_ MW

7. Producción promedio estimado anual : \_\_\_\_\_ MWh

8. Características del Punto de Conexión propuesto :

- Tensión de Conexión : AT: \_\_\_\_\_ MT: \_\_\_\_\_ BT: \_\_\_\_\_

- Alimentador al cual pertenece :

- Instalaciones al Punto de Conexión : Propias  De Terceros

Que, considerando la información antes detallada solicitamos se nos remita la información técnica de su sistema de distribución definida en el Procedimiento MGD correspondiente.

Lugar y Fecha:

Recibe:



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	66/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

**PROCEDIMIENTO 2. - GUIA DE ESTUDIO DE CONEXIÓN MGD**

Se deberá definir el contenido de la guía, la cual deberá tener como mínimo lo siguiente:

1. Lista y descripción de la información que la EDE deberá entregar
2. Descripción de la metodología técnica e hipótesis del estudio de conexión
3. Estudio que se entregará
4. Reglas de presupuesto
5. Propuesta técnica y financiera (anteproyecto de conexión)

**PROCEDIMIENTO 3. - FORMULARIO DE SOLICITUD DE APROBACIÓN DEL ESTUDIO DE CONEXIÓN MGD**

Se deberán definir los detalles de la solicitud de aprobación del estudio de conexión.

- Deberá definirse la lista de datos necesarios tal como identificación del sitio, identificación del Interesado, convenio o acuerdo con un tercero propietario de la instalación de distribución donde se conecta la MGD, características técnicas, esquema unifilar de la instalación prevista y características técnico /operativas de los equipamientos, ubicación Geográfica y/o plano de ubicación y propuesta técnica y financiera

**EJEMPLO DE FORMULARIO**

**A. Datos Comerciales:**

Nombre o razón social del Interesado:

Dirección: \_\_\_\_\_ Departamento /Provincia: \_\_\_\_\_

Teléfono: \_\_\_\_\_

Código de Suministro Actual, si además fuera Usuario del Distribuidor:

\_\_\_\_\_

**B. Instalación Propuesta:**

1. Razón Social del Distribuidor a Conectarse:
  2. Instalación Generadora: Actual  Futura
  3. Recurso/Tecnología a usar:
- BioGas  Eólica  Hidro  Solar  Cogeneración  Otro: \_\_\_\_\_

4. Número de Unidades Generadoras previstas : \_\_\_\_\_ unidades

5. Potencia total de la Central Generadora : \_\_\_\_\_ MW

6. Producción promedio estimado anual y diaria : \_\_\_\_\_ MWh

7. Características del Punto de Conexión propuesto:

- Tensión de Conexión : AT: \_\_\_\_\_ MT: \_\_\_\_\_ BT: \_\_\_\_\_

- Ubicación geo referenciado :

- Alimentador al cual pertenece :

- Instalaciones al Punto de Conexión : Propias  De Terceros

**C. Información proporcionada:**

Esquema unifilar de la instalación prevista y características técnico /operativas de los equipamientos.

Ubicación Geográfica y/o plano de ubicación.

Propuesta técnica y financiera

Observaciones:

Lugar y Fecha:

Recibe :



	REGULACIÓN	Index	Page
		3	67/68
Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202			

#### **PROCEDIMIENTO 4. - DISPOSITIVO CONTRACTUAL MGD**

Se deberá definir el dispositivo contractual y su contenido. Una parte corresponderá al convenio de conexión y la otra a aspectos de operación.

El convenio de conexión especifica las modalidades técnicas, legales y financieras de la conexión.

El convenio de operación contiene condiciones generales aplicables a cualquier instalación de la misma categoría (tensión de conexión y potencia) complementada por condiciones especiales diseñadas para personalizar las condiciones generales para la instalación objeto del contrato.

#### **PROCEDIMIENTO 5. - FORMULARIO DE PRUEBAS**

Se deberán definir las pruebas y el formulario a presentar para que se pueda permitir la inyección a una MGD.

#### **PROCEDIMIENTO 6. - CONDICIONES TÉCNICAS QUE DEBEN SATISFACER LAS INSTALACIONES PARA CONECTARSE A LA RED DE DISTRIBUCIÓN**

Se deberán definir las condiciones técnicas en el contexto peruano.



	<b>REGULACIÓN</b>	Index	Page
		3	68/68
<b>Entregable N°4 de los Términos de Referencia – Apéndice A del Contrato N° F-034-13202</b>			

## **PROCEDIMIENTOS MCD**

### **PROCEDIMIENTO 1. - FORMULARIO DE SOLICITUD DE INFORMACION MCD**

Se deberá detallar la solicitud de información:

- Deberá contener una parte común y una parte específica para cada tipo de generación.
- Deberá definirse la lista de datos necesarios tal como identificación del sitio, identificación del Interesado y características técnicas.

### **PROCEDIMIENTO 2. - GUIA DE ESTUDIO DE CONEXION MCD**

Se deberá definir lo que contendrá la guía:

- Lista y descripción de la información a intercambiar.
- Descripción de la metodología técnica e hipótesis del estudio de conexión.
- Reglas de presupuesto.
- Informe tipo de propuesta técnica y financiera.

### **PROCEDIMIENTO 3. - DISPOSITIVO CONTRACTUAL MCD**

Se deberá definir las características y formato del dispositivo contractual que se compondrá de los siguientes aspectos:

- Convenio de conexión y operación MCD.
- Documento de asunción de responsabilidad para MCD.
- Solicitud de habilitación para entrar en servicio instalación MCD.
- Acta de habilitación para entrar en servicio instalación MCD.

### **PROCEDIMIENTO 4. - FORMULARIO DE PRUEBAS MCD**

Se deberá definir el formato y contenido de

- La pruebas a realizar para que se pueda poner en servicio la MCD.
- La declaración Jurada de cumplimiento de los requisitos técnicos de la MCD.

