



REGLAMENTO DE SISTEMAS AISLADOS

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I

OBJETO Y AMBITO DE APLICACIÓN

Artículo 1. Objeto. El Reglamento de Sistemas Aislados tiene por objeto regular la actividad de las empresas distribuidora que prestan el servicio público de energía eléctrica en sistemas aislados (SA), estableciendo metodologías, criterios técnicos, económicos y comerciales, así como los procedimientos necesarios para el desarrollo de dichas actividades, en el marco definido por la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE).

Este reglamento está basado en la LGIE y sus reglamentos y mantiene el modelo y conceptos regulatorios definidos, pero, aplicando el concepto de regulación flexible, el cual establece que con base en el esquema regulatorio vigente se debe brindar la flexibilidad necesaria para adaptarse a las condiciones reales de las empresas distribuidoras que prestan el servicio público de electricidad en SA considerando la magnitud y capacidad que estas organizaciones tienen para cumplir con las exigencias regulatorias, flexibilizando los estándares de información, obligaciones, procedimientos, plazos y niveles de calidad para el prestador del servicio al mínimo necesario para contar con un servicio aceptable.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. El ámbito de aplicación del Reglamento de Sistemas Aislados abarca a las empresas distribuidoras que operan SA en Honduras, la relación con sus usuarios y terceros que tengan alguna vinculación con estos sistemas.

Clasificando a las empresas distribuidoras que operan SA de acuerdo con las categorías detalladas en la siguiente tabla:

Código de SA	Tipo de SA	Descripción
SA-I	SA pequeños con redes eléctricas	Mayor a 0 y menor a 1.000 usuarios
SA-II	SA pequeños con redes eléctricas	Entre 1.000 y 10.000 usuarios
SA-III	SA grandes con redes eléctricas	Mayor a 10.000 usuarios



CAPITULO II

DEFINICIONES

Artículo 3. Definiciones. Para los efectos del presente Reglamento de Sistemas Aislados, se establecen las siguientes definiciones, las cuales se suman a aquellas contenidas en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y su reglamento, el Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), Reglamento de Tarifas (RT), La Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD), Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM), Reglamento de Alumbrado Público (RAP), Norma Técnica de Alumbrado Público (NT-AP) y Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC).

Control de Frecuencia: Está referido a control primario y secundario de frecuencia, que es un requerimiento que está asociado a la confiabilidad y seguridad del abastecimiento de energía, considerado en los sistemas de generación y de almacenamiento de energía como un servicio o prestación adicional para la operación del sistema. Los requerimientos se determinan como parte de estudios eléctricos primarios del sistema.

Control de voltaje y potencia reactiva: Es un requerimiento que está asociado a la confiabilidad y seguridad del abastecimiento de energía, considerado en los sistemas de generación y de almacenamiento de energía, como parte de los servicios o prestaciones adicionales para la operación del sistema. Los requerimientos se determinan como parte de estudios eléctricos primarios del sistema.

Costos no controlables: Son los costos que no puede controlar la empresa distribuidora que opera un sistema aislado, dentro de los cuales se pueden identificar los precios de los combustibles, las tecnologías de generación utilizadas, la inflación, etc.

Desconexión automática de cargas: Es un requerimiento que está asociado a la confiabilidad y seguridad del abastecimiento de energía, relacionando la ejecución de estudios de transitorios electromecánicos del sistema, donde se determinan entre otros, esquemas de control suplementario tales como desconexión automática de generación, reducción automática de generación, desconexión automática de carga por baja frecuencia o bajo voltaje. Se considera como un servicio o prestación adicional asociada a la operación del sistema.

Otros Ingresos: Ingresos que percibe la empresa distribuidora distintos a los ingresos que percibe por la venta de energía y potencia y aquellos ingresos que permiten cubrir los costos comerciales obtenidos a través de la aplicación de los cargos fijos, cargos por energía y cargos por potencia. Que se obtienen por la utilización de los activos reconocidos en la base regulatoria de capital.

Regulación flexible: Esquema regulatorio que brinda la flexibilidad necesaria para adaptarse a las condiciones reales de las instituciones o empresas distribuidoras que prestan el servicio público de electricidad en SA considerando la magnitud y capacidad de que estas organizaciones tienen para cumplir con las exigencias regulatorias, flexibilizando los estándares de información, obligaciones, procedimientos y niveles de calidad para el prestador del servicio al mínimo necesario para contar con un servicio aceptable.

Reserva fría para respaldo: Este tipo de reserva hace referencia a unidades de generación que no están operando pero que pueden ser activadas con rapidez, generalmente en un tiempo menor a los 15 minutos, cuando se requiere mayor generación. Esta reserva se utiliza principalmente para reponer reserva rodante y otro tipo de reservas que hayan sido utilizadas en situaciones de emergencia. La reserva para respaldo está asociada al requerimiento de contar con generación adicional de cualquier tipo, incluyendo sistemas de almacenamiento de energía que puedan cubrir la demanda en caso de



una indisponibilidad de la generación que está aportando al SA en un determinado momento.

Reserva rodante para control primario y secundario Esta reserva es del tipo operativa y consiste en la capacidad adicional disponible en unidades generadoras sincronizadas a la red eléctrica, listas para responder de forma inmediata a variaciones en la demanda o a contingencias imprevistas en el sistema eléctrico. El despacho deberá realizarse manteniendo una reserva que cumpla con los requerimientos para el control primario y secundario de frecuencia; por otro lado, deberá cumplir con los requerimientos para el control de tensión y para la reserva de potencia reactiva.

Sistemas Aislados: Son aquellos sistemas eléctricos que operan no conectados al Sistema Interconectado Nacional y que están definidos en este reglamento.

Superposición de Zonas de Operación: La superposición de zonas de operación entre empresas distribuidoras que operan un SA se refiere a la situación en la que dos o más empresas distribuidoras operan en la misma zona geográfica. Esta situación puede generar conflictos relacionados con la exclusividad del servicio, la operación y el mantenimiento de los sistemas y la competencia entre empresas.

Unidad Constructiva: Cada uno de los conjuntos de equipos en que puede descomponerse la red de la empresa distribuidora y de la empresa transmisora a los fines del cálculo de su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

Verificación: Procedimiento por el cual se determina si los componentes del sistema de medición comercial de la generación y/o almacenamiento de energía, cumplen con los requerimientos y especificaciones establecidas para los puntos de interconexión entre la red de distribución y la generación y/o sistemas de almacenamiento de energía.

Verificador de Equipos de Medición: Persona jurídica autorizada por el Operador del Sistema para realizar la Verificación de los equipos de medición comercial de sistemas de generación y/o de almacenamiento de energía.

TÍTULO II

ORGANIZACIÓN Y OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS AISLADOS

CAPITULO I

CONSTITUCIÓN DE UN SISTEMA AISLADO

Artículo 4. Constitución de un sistema aislado. La operación de un sistema aislado puede ser realizada por empresas distribuidoras privadas, públicas, o de capital mixto que cumplan con los requisitos establecidos en este reglamento y se constituyan como sociedades mercantiles. Las empresas distribuidoras que operen sistemas aislados están obligadas a cumplir en tiempo y forma con las normas legales y reglamentarias vigentes que les sean aplicables.

La habilitación legal de las empresas del sector eléctrico podrá imponer condiciones a la salida de las empresas del sector o al retiro de servicio de sus instalaciones o la reducción de la capacidad de estas.



CAPÍTULO II

REGISTRO DE SISTEMAS AISLADOS

Artículo 5. Registro de sistemas aislados. Las empresas distribuidoras que operen SA deben inscribirse en el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico llevado por la CREE en calidad de empresas distribuidoras de acuerdo con las definiciones establecidas en el marco regulatorio, proveyendo toda la información solicitada en el formulario de inscripción. La información y requisitos de inscripción serán aprobados por la CREE de conformidad con las funciones que la Ley le otorga y considerarán los requisitos mínimos necesarios para que estas empresas distribuidoras operen en función a los distintos tipos de SA definidos en el Alcance de este reglamento.

Las empresas distribuidoras que operen SA que se encuentren inscritas tiene la obligación de reportar a la CREE cualquier modificación en la documentación que fue presentada para su inscripción en el registro público o cambios en las características de las instalaciones o de su operación. Dichas empresas tendrán un plazo de noventa (90) días calendario para notificar las modificaciones o cambios antes descritos, una vez que los mismos hayan surtido efecto, utilizando los canales dispuestos por la CREE para dicho fin.

En caso de que estas empresas utilicen recursos hidráulicos, deben obtener la respectiva concesión de derechos de aprovechamiento de aguas, de acuerdo con lo establecido en la Ley de Incentivos a la Generación de Energía Renovable, Decreto No.70-2007 y sus reformas y la Ley General de Aguas, dicha concesión contendrá el plazo, condiciones, alcances y el área correspondiente donde se encuentre el recurso natural renovable y la infraestructura del proceso.

En el caso de que utilicen fuentes de energías renovables la duración de la respectiva concesión, la licencia de uso del recurso renovable no hídrico y la licencia ambiental será igual a la vida útil del proyecto, la cual será definida por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), para cada tecnología mediante disposiciones reglamentarias.

CAPITULO III

LICENCIA DE OPERACIÓN DE SISTEMAS AISLADOS

Artículo 6. Licencia de operación de sistemas aislados. Para ejercer las actividades de generación y distribución en los SA las empresas distribuidoras deberán obtener la correspondiente licencia de operación, que será otorgada por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), previa verificación de la capacidad técnica y financiera del solicitante y estar registradas en el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico.

La licencia otorgada establecerá: las condiciones aplicables a la prestación del servicio indicando que el presente reglamento regirá la actividad de los SA, la duración, caducidad o terminación anticipada, derechos, obligaciones y responsabilidades del licenciataria, indemnizaciones y sanciones por incumplimiento y la forma en la que se pagará el valor de las instalaciones que no estén totalmente amortizadas en caso de que no haya renovación o prórroga.

Al vencimiento del plazo de una licencia de operación, la empresa distribuidora titular podrá solicitar su renovación o prórroga, debiendo hacerlo con una antelación de al menos un año a la fecha de vencimiento. La solicitud de prórroga o renovación deberá presentarse ante la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), la que sólo podrá denegarla por causa justificada a través de un dictamen técnico y legal.

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) está facultada para dar por terminada anticipadamente una licencia de operación en los siguientes casos:

- El incumplimiento del licenciatario de realizar las obras e instalaciones requeridas para prestar el servicio dentro de los plazos señalados en la licencia, o las ampliaciones para cubrir el crecimiento de la demanda en las condiciones previstas en la misma.
- El grave o reiterado incumplimiento de lo establecido en la regulación del subsector.
- El inadecuado mantenimiento y conservación de las instalaciones, siempre que la empresa distribuidora no subsane las anomalías en el plazo que le señale la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. (CREE), que no podrá exceder de seis meses.
- Otros establecidos en la licencia de operación.

El acto administrativo que declare la terminación anticipada de la licencia de operación deberá fundarse en un dictamen preparado al efecto por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y notificarse personalmente a la empresa afectada. Contra dicha resolución procederá el recurso de reposición ante la propia Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), el cual le pondrá fin a la vía administrativa. Lo anterior, sin perjuicio de que las partes puedan someterse a Conciliación y Arbitraje de acuerdo con el Artículo 27 de la LGIE.

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 8 de la LGIE, la Secretaría de Estado a cargo del Sector Eléctrico, previa opinión de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), puede acordar la intervención de cualquier empresa distribuidora que opere SA cuya situación o desempeño amenace afectar la continuidad o seguridad del servicio.

Las condiciones se establecerán en la licencia de operación, en la cual se dejarán claramente establecidos los derechos y obligaciones de cada licenciatario.

Artículo 7. Plazo de la licencia de operación. El plazo de la licencia será determinado por la CREE y no podrá ser menor a 30.

Artículo 8. Renovación o Licitación de licencias. En caso de requerirse una nueva licencia para la operación de una nueva área que no puede conectarse al Sistema Interconectado Nacional, la empresa que quiera prestar el servicio público de energía eléctrica presentará su solicitud para acceder a una licencia de operación y se procederá de acuerdo con procedimiento específico que será desarrollado para la licitación de licencias de operación para SA por la CREE.

En caso de una licencia de operación existente no sea renovada o prorrogada al vencimiento del plazo o sea revocada de acuerdo con lo establecido en el Artículo 6 del presente reglamento, se procederá de acuerdo con procedimiento específico que será desarrollado para la licitación de licencias de operación para SA por la CREE.

Artículo 9. Transferencia de Activos en caso de que no exista una renovación. El pago y la transferencia de activos se realizará de acuerdo con procedimiento específico que será desarrollado para la licitación de licencias de operación para SA por la CREE.

Artículo 10. Aprobación de las zonas de operación y Exclusividad en actividad de Distribución en las zonas de operación. Las empresas distribuidoras que operan SA deben presentar a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) la solicitud de aprobación de las zonas de operación.

La licencia otorgará al titular la exclusividad de realizar la actividad de distribución en la zona de operación que corresponda. La zona de operación de cada empresa distribuidora alcanzará hasta los doscientos (200) metros de cualquier elemento de la red de distribución de su propiedad señalados en la licencia de operación. Esta distancia podrá ser revisada y acordada por la CREE y el licenciatario del SA.

La empresa distribuidora debe informar a la CREE al menos cada dos (2) años sobre la modificación de

su zona de operación.

Las zonas de operación de SA deberán ser actualizadas en función al crecimiento de la demanda y las necesidades de expansión que se identifiquen.

Artículo 11. Resolución de conflictos por superposición de zonas de operación. En el caso en que dos o más empresas distribuidoras operen en una misma zona la CREE deberá conducir un proceso para determinar una zona de operación que cuente con un solo operador al cual se le otorgue la exclusividad. Este proceso estará sujeto a procedimiento específico que será aprobado por la CREE.

Artículo 12. Liquidación y/o Traspaso de Activos. Cuando se produzca el cambio de la empresa distribuidora que opera un SA o una nueva empresa distribuidora se haga cargo con exclusividad de una zona de operación en la que existían activos de otra empresa distribuidora, el traspaso de los activos se realizará bajo inventario verificando las condiciones de los activos traspasados.

Así mismo se verificará que los valores correspondientes a los saldos de efectivo, cuentas por cobrar y otras cuentas relacionadas al capital de trabajo sean concordantes con las consideradas al momento de realizar la oferta o acuerdo.

Artículo 13. Restructuración de los procesos comerciales. La empresa distribuidora a cargo de un SA deberá ser eficiente en sus procesos comerciales.

En los casos en que un nuevo licenciatario se haga cargo de una zona de operación y desee mejorar los procesos comerciales aplicando mejores prácticas, antes de realizar cambios deberá informar a los usuarios de los cambios que los afectarán para realizar un proceso de transición adecuado. Estos cambios siempre deberán estar adecuados a la normativa vigente.

En los casos en los que la transferencia de usuarios se realice por la resolución de un problema de superposición de zonas de operación, el licenciatario notificará al cliente sobre los cambios utilizando inicialmente la información que recibirá del anterior prestador del servicio para luego migrar los clientes a sus bases de datos para aplicar sus propios procesos comerciales.

CAPITULO IV

INTEGRACIÓN DE UN SISTEMA AISLADO AL SIN

Artículo 14. Integración de un sistema aislado al SIN.

En los casos en los que por el desarrollo de las redes de transmisión y/o distribución sea más conveniente desde el punto de vista técnico y/o económico la integración de un SA al Sistema Interconectado Nacional, la empresa distribuidora que opera el SA traspasará los Activos en su posesión bajo inventario y verificando el estado operativo en que se encuentran a la empresa generadora existente o que se constituya para hacerse cargo de la generación del SA y la empresa distribuidora que opera en el SIN, las cuales asumirán todos los derechos y obligaciones establecidos en la normativa vigente. Estas empresas cubrirán todas las obligaciones que tenga el SA con todas las partes interesadas.

La integración se realizará bajo las siguientes consideraciones:

- a) Conexión al SIN a través de la Red de Transmisión

Teniendo en cuenta lo establecido en la NORMA TÉCNICA DE ACCESO, CONEXIÓN Y USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN (NT-CRT), a los efectos del presente reglamento, el “Interesado” es el asignatario de una licencia de operación de un SA.

La NT-CRT considera el procedimiento a seguir de forma tal que el “Interesado” cumpla con exigencias



mínimas de la normativa técnica vigente y cuente con la autorización del Operador del Sistema.

Estas condiciones aseguran que cualquier sistema que se conecte al SIN no comprometa la estabilidad, seguridad, y confiabilidad de la red eléctrica.

b) Conexión al SIN a través de la Red de Distribución

En el caso que la integración al SIN se realice a través de la red de distribución, el Interesado deberá realizar la solicitud de conexión a la empresa distribuidora que opera en el SIN.

El tratamiento de dicha solicitud debe realizarse según los lineamientos establecidos en el Artículo 55 del RLGE (“Acceso y Uso de Redes de Distribución”).

TÍTULO III

CONDICIONES TÉCNICAS Y COMERCIALES DE LOS SISTEMAS AISLADOS

CAPÍTULO I

CONDICIONES TÉCNICAS DE LOS SISTEMAS AISLADOS

Artículo 15. Generación.

Respecto de la generación asociada a los SA, como parte de las condiciones técnicas se consideran requerimientos asociados al funcionamiento del SA en condiciones de calidad, seguridad y confiabilidad.

a) Reserva rodante para regulación primaria y secundaria

- Consideraciones para la determinación de la reserva

Las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento de energía que operen en sincronismo con el SA deberán tener la capacidad de control que asegure la disponibilidad para el SA de una reserva primaria mínima definida en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, donde también se establecerán los requerimientos asociados a la regulación primaria y secundaria de frecuencia. El costo de los estudios anteriormente mencionados es a cargo del SA.

- Margen de Reserva Operativo considerado en la etapa inicial

Este margen será obtenido a través de la ejecución de estudios de control de frecuencia y determinación de reserva, los cuales deben ser considerando al elaborar el plan de expansión de la generación de los SA, como así también en el desarrollo del plan quinquenal asociado al proceso de revisión tarifaria.

El costo de los estudios anteriormente mencionados es a cargo de la empresa distribuidora licenciataria de la operación del SA.

Reserva fría para respaldo

- Margen de Reserva fría para respaldo

El sistema de generación de la empresa distribuidora licenciataria de la operación de un SA deberá contar a través de su propio sistema o a través de contratos de respaldo con terceros, la capacidad de cubrir la demanda de energía ante la ocurrencia de una contingencia simple (N-1) equivalente a la pérdida de aporte de potencia máxima del SA abastecido, como así también cubrir con la misma los requisitos asociados a la reposición de reserva rodante.



Artículo 16. Punto de entrega de la potencia y conexión en la interfaz entre el generador y la distribución y requisitos mínimos de las protecciones. Los requisitos descritos en el punto anterior resultan de aplicación en el reglamento para los SA respecto de lo que corresponde a las conexiones que representan puntos de entrega o fronteras entre unidades de generación y el sistema de distribución del SA.

A través de los requerimientos de sistemas de protección asociados al punto de conexión junto con la ejecución de los estudios de coordinación de protecciones, con el correspondiente labrado de un acta de coordinación y ajuste de protecciones se garantiza que el SA opere de manera segura y estable; protegiendo tanto los equipos como la integridad del sistema eléctrico en su conjunto.

Ante la ocurrencia de algún cambio en punto de entrega y conexión, como así también en el propio SA, la parte que genera el cambio deberá comunicar con suficiente antelación a la otra de modo tal de realizar los análisis y revisiones de las protecciones vigentes y en caso de requerir modificaciones, modificar el acta de ajuste y coordinación de protecciones vigente.

Artículo 17. Punto de entrega de la potencia y conexión en la interfaz entre el generador y la distribución y requisitos asociados a la medición comercial.

a) En el caso de los sistemas SA-II y SA-III, para los puntos de entrega de la potencia y conexión en la interfaz entre el generador y el SA, se consideran los requisitos y las especificaciones técnicas indicadas en la NT-MC para los sistemas de medición. Este requerimiento resulta de aplicación para la implementación de la medición entre el punto de generación propio del SA, como así también en el caso que se instalen generadores propiedad de terceros.

b) Para los sistemas SA-I, los requisitos y especificaciones técnicas de los sistemas de medición se indican en el Anexo IV del presente reglamento.

Las empresas distribuidoras que operen SA, durante el período de transición establecido en el Título X del presente reglamento, realizarán las adaptaciones necesarias asociadas a la implementación de las mediciones comerciales de los sistemas de generación y/o almacenamiento de energía, como así también el sistema de comunicación y recolección de datos de los medidores comercial de la generación y/o almacenamiento de energía, de modo de poder gestionar dichas mediciones en forma integral.

Con relación a la Verificación de los sistemas de medición comercial de generación y/o almacenamiento de energía, se establece una frecuencia ejecución de dos (2) años a partir de la Verificación inicial realizada al momento de normalizar las mediciones durante el período de transición establecido en el Título X.

Las actividades de verificación serán realizadas por un verificador de equipos de medición, habilitado por ODS. Será la empresa distribuidora que opere el SA quien se encargue de solicitar las verificaciones hasta tanto la CREE defina la institución encargada de realizar la gestión de las mediciones comerciales de los SA. Estas verificaciones solicitadas por las empresas distribuidoras que operen los SA serán registradas en las actas de verificación, las cuales se almacenarán en forma física y digital, de modo tal de conformar una base de datos.

Los costos de la Verificación serán cubiertos por la empresa distribuidora que opera el SA en el caso de su generación y/o almacenamiento de energía propio, mientras que en el caso de generación y/o almacenamiento de terceros, éstos serán quienes cubran los costos de la Verificación.



Artículo 18. Distribución: Requerimientos para la estabilidad de frecuencia y voltaje en redes de media tensión. En función de los tipos de SA establecidos en el presente reglamento, se establecerán las pautas operativas asociadas a la instalación de los dispositivos de control y actuación necesarios para realizar el control de tensión, de potencia activa y reactiva como así de frecuencia; teniendo en cuenta los componentes del SA. Tales como generadores térmicos, generación renovable de cualquier tipo y sistemas de almacenamiento de energía.

Como parte de estas pautas operativas, que están asociadas a los resultados de los estudios eléctricos del sistema generación-distribución, se establecerán para cada tipo de SA, según corresponda de acuerdo con el tipo de SA, las asignaciones y requerimientos asociados a:

- El control de frecuencia, el cual incluye la regulación primaria y secundaria de frecuencia
- El control de voltaje y potencia reactiva
- La desconexión automática de cargas

Durante el período de transición definido en el Título X del reglamento, los SA realizarán los estudios eléctricos del sistema generación-red de distribución necesarios para garantizar la confiabilidad del abastecimiento de energía eléctrica, definiendo las características de los requerimientos anteriormente mencionados. Con base en estos estudios se definirán las pautas operativas correspondientes.

Estos estudios serán realizados por la empresa distribuidora que opere el SA, a su propio costo, quien presentados a la CREE para su revisión y expresión de no objeción.

CAPITULO II

CONDICIONES COMERCIALES DE LOS SISTEMAS AISLADOS

Artículo 19. Solicitud de Suministro. Para la prestación del servicio eléctrico la empresa distribuidora que opera SA requerirá la presentación de una Solicitud de Suministro que deberá sujetarse a lo establecido en el TÍTULO II. DE LA RELACIÓN ENTRE EL USUARIO Y LA EMPRESA DISTRIBUIDORA, CAPÍTULO I SOLICITUD DEL SERVICIO del RSED, o el título y capítulo que corresponda en caso de modificación del RSED.

Artículo 20. Contrato de Suministro. Para la prestación del servicio público de electricidad la empresa distribuidora operadora del SA debe suscribir un contrato de suministro con cada uno de sus usuarios, dicho documento cumplirá con lo establecido en el TÍTULO II. DE LA RELACIÓN ENTRE EL USUARIO Y LA EMPRESA DISTRIBUIDORA, CAPÍTULO II CONTRATO DE SUMINISTRO, CAPÍTULO III OBLIGACIONES DEL USUARIO Y CAPÍTULO IV OBLIGACIONES DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA o el título y capítulos que correspondan en caso de modificación del RSED. En todo caso un Contrato de Suministro deberá contener al menos lo siguiente:

Nombre, denominación o razón social de las partes contratantes.

Información de identificación personal correspondiente.

Domicilio de los contratantes.

Información de contacto de las partes contratantes como número de teléfono, dirección de correo electrónico y otros datos similares.

Dirección del inmueble donde se proveerá el Servicio Eléctrico.

Especificaciones técnicas del Servicio Eléctrico, tensión del servicio, potencia contratada, tipo de alimentación (servicio con transformador exclusivo o servicio a partir de una red secundaria), número

de fases, calibre de acometida, entre otras.

Depósito u otra garantía (si aplica).

Categoría Tarifaria y de Usuario según lo establecido en el Reglamento de Tarifas vigente.

Plazos y condiciones para la conexión y el inicio del suministro.

Duración del contrato, que será indefinido salvo casos especiales.

Derechos y obligaciones de las partes.

Artículo 21. Obligaciones de la empresa distribuidora. Las obligaciones de la empresa distribuidora mínimamente abarcan lo siguiente:

Atención a nuevas Solicitudes de Servicio. La empresa tendrá la obligación de satisfacer toda solicitud de servicio a la persona natural o persona jurídica que lo requiera para inmuebles situados dentro de la zona de operación, a condición de que, el solicitante cumpla con los requisitos establecidos en este reglamento.

Divulgación y comunicación de nuevas tarifas. Cuando la CREE apruebe los pliegos tarifarios, será obligación de la empresa distribuidora y por sus propios medios, divulgar y comunicar a los usuarios las tarifas que entren en vigor con indicación del período de vigencia, clase del servicio prestado, tarifas aplicables y demás información pertinente.

Entrega de factura. La empresa distribuidora deberá entregar una factura mensual al Usuario o ponerla a disposición en sus oficinas. La empresa distribuidora no podrá exigir el pago del servicio sin antes haber entregado dicha factura al usuario o comunicado la disponibilidad en sus oficinas. Los mecanismos para su entrega deberán ser indicados en el contrato de suministro.

Indemnización por mala calidad del servicio. Cuando la CREE lo disponga, la empresa distribuidora estará en la obligación de indemnizar al Usuario por la mala calidad del servicio que preste.

Calidad del Servicio. La empresa distribuidora por su parte será responsable de asegurar que el servicio suministrado satisfaga los niveles de calidad aplicables.

Daños a equipos e instalaciones del Usuario. Cuando por desviaciones en las características del servicio atribuibles a la empresa distribuidora, tales como sobretensiones, se produzcan daños a las instalaciones internas y a los aparatos de utilización del usuario, la empresa distribuidora deberá indemnizar al usuario por los daños causados.

Artículo 22. Obligaciones del Cliente. Los usuarios o clientes tendrán las siguientes obligaciones:

Los usuarios están obligados a permitir el acceso de los empleados de la empresa distribuidora para las inspecciones, lectura del medidor y verificaciones que se establecen en el presente reglamento. Para tales efectos, los empleados deberán estar apropiadamente identificados y las visitas notificarse al Usuario por cualquier medio en el momento de realizarse.

Uso apropiado del Servicio Eléctrico. El Usuario será responsable del uso apropiado de la energía eléctrica desde el Punto de Entrega en adelante y no deberá usar dicha energía para ningún otro propósito, ni en ningún otro lugar que no esté definido en el Contrato de Suministro.

En el caso que el Usuario requiera una modificación en sus necesidades de suministro del servicio eléctrico, éste deberá hacer la solicitud correspondiente por los medios que defina la empresa distribuidora, así como los trámites y pagos pertinentes según se requiera, con el objeto de no provocar una degradación de las instalaciones de la empresa distribuidora o de la calidad de servicio eléctrico recibido por otros usuarios.

La empresa distribuidora estará facultada para realizar revisiones periódicas para verificar el uso del

servicio eléctrico y de encontrar alguna diferencia, realizar los ajustes que correspondan.

El usuario deberá informar a la empresa distribuidora cuando existan cambios en la información de identificación del Usuario o en los datos de contacto iniciales presentados al momento de solicitar el servicio o cuando así lo requiera la empresa distribuidora. El usuario dispondrá de un plazo no mayor de treinta (30) días para notificar dichos cambios.

Obligación de pago. Es obligación del Usuario el pago del suministro según los términos contratados y según la Tarifa vigente aprobada por la CREE.

Instalaciones de Entrada del Servicio. El Usuario, deberá instalar la Entrada del Servicio, en el frente de su domicilio en un punto accesible y visible las veinticuatro (24) horas del día en el límite de su propiedad.

Cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad. Cuando la empresa distribuidora detecte perturbaciones que excedan los parámetros establecidos en la NT-CD, el usuario está en la obligación de colaborar en el proceso de detección de la perturbación y realizar las acciones correctivas requeridas por la empresa distribuidora, siempre y cuando éstas sean desde el punto de entrega en adelante.

La inobservancia a las obligaciones contenidas en el presente reglamento, así como la violación a las condiciones pactadas en el Contrato de Suministro, tendrá como consecuencia la suspensión del Servicio Eléctrico en los términos que establece la Ley, sin perjuicio de la deducción de la responsabilidad administrativa que hubiere lugar.

Artículo 23. Habilitación del Servicio. Una vez suscrito el Contrato de Suministro entre las partes corresponde la habilitación del servicio que se realizará conforme a lo establecido TÍTULO II. DE LA RELACIÓN ENTRE EL USUARIO Y LA EMPRESA DISTRIBUIDORA, CAPÍTULO V HABILITACIÓN DEL SERVICIO artículos 23 al 25 del RSED, o el título, capítulo o artículos que correspondan en caso de modificación del RSED.

Artículo 24. Depósito de Garantía. La empresa distribuidora podrá requerir del usuario, previo a la habilitación del servicio, la constitución de un depósito de garantía, equivalente a un (1) mes de consumo estimado, el cual será calculado por la empresa distribuidora según la categoría tarifaria y la potencia contratada.

El depósito de garantía pagado en efectivo o mediante depósito bancario en la cuenta que la empresa distribuidora designe generará un interés, el cual será calculado anualmente aplicando la tasa activa promedio anual del sistema bancario nacional, el importe anual determinado será acreditado al Usuario mediante energía.

En caso de que el usuario se declare de baja, la empresa distribuidora deberá revisar si existen saldos pendientes, devolviéndole en su caso la diferencia del depósito en garantía de pago del suministro y los intereses del año aun no acreditados que queden a favor del usuario.

La ejecución y reposición del depósito en garantía se realizará aplicando lo dispuesto en el Artículo 29 del RSED o el artículo que corresponda en caso de modificación del reglamento. Así mismo, la actualización del depósito de garantía se realizará aplicando el Artículo 28 del RSED o el artículo que corresponda en caso de modificación del Reglamento.

Artículo 25. Cancelación del Servicio y Terminación del Contrato. En caso de cancelación del servicio y terminación del contrato se procederá de acuerdo con lo establecido en el CAPÍTULO VII CANCELACIÓN DEL SERVICIO Y TERMINACIÓN DEL CONTRATO del RSED o el Capítulo que corresponda en caso de modificación del reglamento.

Artículo 26. Medidores y Medición. Los medidores y la medición deberán sujetarse a lo establecido en el TÍTULO IV. DE LA MEDICIÓN, LA FACTURACIÓN Y LA MORA, CAPÍTULO I DE LOS MEDIDORES y CAPÍTULO II DE LA MEDICIÓN del RSED o el título, capítulo o artículos que correspondan en caso de modificación del reglamento.

Artículo 27. Facturación. La empresa distribuidora deberá facturar aplicando lo definido en el TÍTULO IV. DE LA MEDICIÓN, LA FACTURACIÓN Y LA MORA, CAPÍTULO III DE LA FACTURACIÓN del RSED o el título, capítulo o artículos que correspondan en caso de modificación del reglamento.

Artículo 28. Mora en el pago de las facturas. Cuando exista mora en el pago de las facturas, la empresa distribuidora procederá de acuerdo con lo establecido en el TÍTULO IV. DE LA MEDICIÓN, LA FACTURACIÓN Y LA MORA, CAPÍTULO IV DE LA MORA EN EL PAGO DE FACTURAS del RSED o el título, capítulo o artículos que correspondan en caso de modificación del reglamento.

Artículo 29. Energía Consumida y no pagada. En los casos en los que se identifique la existencia de energía consumida y no pagada, se procederá de acuerdo con el TÍTULO IV. DE LA MEDICIÓN, LA FACTURACIÓN Y LA MORA, CAPÍTULO V ENERGÍA CONSUMIDA Y NO PAGADA del RSED o el título, capítulo o artículos que correspondan en caso de modificación del reglamento.

TÍTULO IV

PLANIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS AISLADOS

CAPITULO I

PROCESO DE PLANIFICACIÓN

Artículo 30. Proceso de Planificación. El proceso de planificación inicia con la proyección de la demanda, la cual permitirá determinar las necesidades de generación y capacidad de redes de Distribución para atender la demanda de los usuarios del sistema aislado. En este sentido, es necesario que con base en la proyección de la demanda se elabore el Plan de Expansión de la Generación de Sistemas Aislados, en el cual se determinarán las necesidades de inversión en Generación para atender la demanda al menor costo posible y coadyuvar con los objetivos de política energética definidos por la SEN, este plan se elaborará con un horizonte de 15 años y será actualizado cada cinco años previo a la realización de los cálculos tarifarios. Así mismo, se elaborará el Plan de Expansión de las Redes que con base en la proyección de la demanda y los objetivos de calidad y pérdidas proyectará las inversiones necesarias para atender la demanda de los usuarios con niveles de calidad que permitan alcanzar los niveles determinados en la normativa y pérdidas eficientes, esta proyección se realizará previo al cálculo tarifario. La CREE revisará estos planes y manifestará su no objeción previo al cálculo tarifario. Finalmente, con base en la proyección de la demanda y los planes de expansión de generación y de redes se elaborará el Plan Quinquenal de Negocios, en el cual se cuantificarán los importes que representarán las inversiones propuestas y se determinarán los costos de operación y mantenimiento necesarios para operar y mantener las instalaciones de generación y redes de forma eficiente. Este Plan será la base para realizar el cálculo tarifario. El Plan quinquenal de Negocios será aprobado conjuntamente la aprobación de tarifas que se realiza cada cinco años.



CAPITULO II

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Artículo 31. Proyección de la Demanda. Con el fin de realizar la planificación de la expansión de generación, redes, el Plan Quinquenal de Negocios y el cálculo tarifario se realizarán proyecciones de demanda que podrán considerar lo siguiente.

Artículo 32. Información histórica. Se analizarán y presentarán series históricas de información de entre siete y diez años consecutivos, incluyendo el último período anual completo (año base). Como mínimo, la siguiente información histórica asociada a cada unidad de análisis:

1. Demográfica:

- Población.
- Viviendas ocupadas y el indicador de Habitantes por Vivienda (población / viviendas ocupadas) de la zona de operación del SA.
- Viviendas con servicio eléctrico y el indicador del Grado de Electrificación (viviendas electrificadas / viviendas ocupadas).

Se deberá usar la información demográfica histórica y prospectiva de organismos oficiales de Estadística y Censos más actualizada. Además, se deberá relevar información fehaciente sobre planes nacionales, municipales o privados de asentamiento de población, barrios, urbanizaciones, o bien tendencias no contempladas en las proyecciones más generales.

2. Comercial, por sector de consumo:

- Clientela.
- Facturación (ventas).
- Pérdidas no técnicas.
- Factor de carga sectorial.
- Factor de responsabilidad en la carga máxima.

3. Eléctrica, por etapas:

- Energía operada: generación, compra, uso interno.
- Pérdidas técnicas.
- Carga máxima conjunta y por etapas.
- Factor de carga general.

Se podrá usar la información propia de las empresas, tales como, registros comerciales, datos de operación técnica, estudios de caracterización de carga, etc.

Artículo 33. Periodos de Proyección. Se distinguirán dos períodos de proyección:

Mediano plazo

Abarca el período tarifario de cinco (5) años.

Largo plazo

Comprende quince (15) años. El pronóstico es menos preciso que para el mediano plazo, pero debe permitir dimensionar los activos mayores de Generación y Distribución, considerando Plantas de Generación, líneas troncales de MT y líneas de distribución.

En resumen, el estudio comprenderá, como mínimo:

- El año base de proyección, último año histórico disponible.
- El año del estudio.

- Cada uno de los años del período tarifario para el cual se propone el Plan de Expansión.
- Proyecciones de largo plazo.

Artículo 34. Apertura Sectorial. La base de proyección se realizará con base en la clasificación de consumidores en residenciales, generales, industriales, alumbrado público, etc. De esta manera se conservan las características distintivas de los sectores clásicos (indicadores sectoriales, factor de carga, estacionalidad, etc.).

Por lo que, se analizarán por separado los siguientes sectores de consumo:

- Domiciliario.
- General: comercial, servicios y gobierno.
- Industrial.
- Alumbrado público.

Se podrán diferenciar otros sectores cuando su magnitud relativa o su carácter particular así lo justifique, tales como el desglose del sector general, la inclusión del sector hotelería, agricultura, minería, consumos especiales, etc.

De tener suficiente significación dentro de su sector, los grandes consumos de los sectores General e Industrial se podrán proyectar por separado de los pequeños. Como criterio general, se podrán considerar grandes usuarios a los que estén conectados en media tensión y a los que, estando conectados en baja tensión, tengan asignado un centro de transformación (CT) exclusivo.

Artículo 35. Balance de energía

Para la elaboración de los balances de energía y carga máxima, la energía generada se obtendrá mediante la integración de:

- Los consumos (venta o facturación) sectoriales.
- Las pérdidas no técnicas.
- Las pérdidas técnicas por etapa.

La proyección de las pérdidas no técnicas se basará en el plan de reducción de pérdidas que presente la empresa distribuidora en su plan quinquenal de negocios que justifique el plan de inversiones y los OPEX solicitados.

La proyección de las pérdidas técnicas tendrá en cuenta las mejoras implícitas y explícitas en el proceso de expansión de las redes, y los planes específicos de reducción de pérdidas incluidos en el plan quinquenal de negocios.

Artículo 36. Balance de carga máxima. La carga máxima a nivel de generación no puede ser proyectada directamente pues depende del aporte o responsabilidad en horas de pico de sectores con distintas tasas de crecimiento.

En consecuencia, aunque los factores de carga sectoriales se mantengan constantes durante el período de proyección, el factor de carga del sistema deberá variar en más o en menos en función de ese crecimiento relativo.

Por lo tanto, la evolución de la carga máxima se obtendrá en dos pasos:

1. Balance de potencia del año base, mediante la integración de:
 - Las cargas máximas sectoriales afectadas por el factor de responsabilidad sectorial en la carga máxima del sistema.
 - La pérdida de carga por etapa, función de las pérdidas de energía.

Los factores de carga y responsabilidad sectoriales se ajustarán hasta que la carga máxima resultante

se corresponda con la registrada.

2. Proyección de la carga máxima, a través de la proyección de:
 - Los factores de carga y responsabilidad sectoriales ajustados, los que se mantendrán constantes en el período de proyección a menos que existan razones justificadas para predecir su evolución.
 - Las cargas máximas sectoriales resultantes.
 - Las pérdidas de carga, función de las pérdidas de energía.

Artículo 37. Penetración de usuarios autoprodutores. Las proyecciones para cada uno de los sectores deberán considerar el efecto de la reducción de la demanda de los autoprodutores y el efecto de las inyecciones que estos realizan.

CAPITULO III

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN EN SISTEMAS AISLADOS

Artículo 38. Plan de expansión de la generación en sistemas aislados. El objeto de un plan de expansión de Generación en SA es garantizar el adecuado abastecimiento de electricidad a los usuarios, mediante una expansión óptima de la capacidad de generación en un horizonte de tiempo determinado, teniendo en cuenta criterios de eficiencia, calidad, continuidad y seguridad y, considerando aspectos técnicos y económicos en general.

La expansión de la generación en los SA deberá estar completamente alineada con las políticas energéticas dictadas por la SEN. Considerando especialmente la diversificación de la matriz de generación eléctrica y aprovechamiento de recursos renovables e incorporación de la gestión del cambio climático en la planificación energética.

El plan de expansión de la generación tendrá un horizonte de 15 años y será presentado a la CREE para que lo revise y manifieste su no objeción. Como parte del proceso de revisión tarifaria, cada cinco (5) años se revisará y actualizará el plan. El Plan actualizado será presentado a la CREE como sustento del Plan Quinquenal de Negocios, que será aprobado por la CREE como parte del proceso de aprobación de tarifas.

Artículo 39. Requerimientos necesarios para el desarrollo del Plan de Expansión de la Generación. Para definir la generación adecuada en un periodo determinado de tiempo, es primordial conocer la demanda eléctrica y su proyección en el tiempo. El abastecimiento energético está directamente ligado a esta información y es por ello por lo que, para un correcto plan de expansión, se debe determinar:

- Proyección de crecimiento de demanda de energía eléctrica en la zona del SA

El Plan de Expansión de Generación debe constituir una solución robusta, que permita enfrentar adecuadamente las incertidumbres en la demanda.

Por otro lado, resulta necesario realizar una descripción general del SA que la empresa de generación abastece y de la infraestructura del sistema de generación existente. En lo que refiere al sistema eléctrico aislado se debe conocer, principalmente:

- Consumo de energía por sector
- Curvas de carga de potencia demandada
- Tarifas
- Geografía del área
- Características económicas del área

En cuanto al sistema de generación, se requiere conocer principalmente:



- Capacidad instalada
- Tipo de generación utilizada

Artículo 40. Desarrollo del Plan de Expansión de la Generación. Con el conocimiento de la infraestructura actual y la proyección de demanda definida, para desarrollar un adecuado plan de expansión de la generación, es necesario, para todos los SA, considerar lo siguiente:

Ítem	Descripción
Recursos Energéticos	Diversificación de la matriz energética
Recursos Energéticos	Recursos no renovables que garanticen el suministro confiable de energía
Recursos Energéticos	Análisis de los costos operativos de las diferentes tecnologías de generación
Gestión de Riesgos	Identificación de los principales riesgos operacionales, financieros y regulatorios.
Gestión de Riesgos	Definición de estrategias para mitigar los riesgos identificados
Impacto Ambiental y Social	Evaluación del impacto de los nuevos proyectos sobre el medio ambiente
Impacto Ambiental y Social	Definir medidas para mitigar dichos impactos
Impacto Ambiental y Social	Evaluación de la afectación/beneficio del plan de expansión en los usuarios
Evaluación técnica y económica	Evaluación integral del plan
Implementación	Definir calendario detallado de ejecución de actividades y proyectos, con la inclusión de etapas y plazos establecidos
Implementación	Establecer indicadores que permitan realizar un seguimiento y evaluación del progreso de las actividades planificadas

Como parte de la evaluación técnica de plan de expansión de la generación, se deberán realizar los estudios asociados al control de la frecuencia, determinación de margen de reserva operativo y de respaldo, teniendo en cuenta la generación y sistemas de almacenamiento de energía actuales, como así también la incorporación de nuevas unidades de generación y sistemas de almacenamiento previstos en el horizonte de planificación.

Adicionalmente a los estudios mencionados se deberán incluir los análisis correspondientes a la



determinación del costo variable de generación no combustible, costo fijo de generación, rendimiento del combustible (Hate Rate) y determinar el costo nivelado de electricidad. Este análisis debe presentarse respaldado por los estudios técnicos correspondientes.

CAPITULO IV

PLAN DE EXPANSIÓN DE LAS REDES EN SISTEMAS AISLADOS

Artículo 41. Plan de expansión de las redes en sistemas aislados. Teniendo en cuenta la evolución de la demanda y los requerimientos asociados a la calidad de servicio y calidad de producto para los SA establecidos en el presente documento, la empresa distribuidora que cuenta con la licencia de operación del SA, deberá desarrollar el plan de expansión de las redes que conforman su sistema eléctrico teniendo en cuenta **Plan de expansión del sistema de distribución**

Adicionalmente, ambos planes de expansión deberán ser elaborados en un todo de acuerdo con lo establecido por las políticas energéticas dictadas por la SEN orientadas al aseguramiento de la calidad del suministro de energía eléctrica.

Con relación al horizonte temporal de los planes de expansión se debe considerar lo siguiente:

- Plan de expansión de la red de distribución: 5 años

El Plan de Expansión de Redes en Sistemas Aislados será presentado por las empresas distribuidoras a la CREE para que los revise y realice las observaciones que considere necesarias, las cuales deberán ser resueltas por las empresas distribuidoras, una vez que la CREE considere que se han resuelto todas las observaciones manifestará de forma escrita su no objeción a los planes.

Artículo 42. Requerimientos necesarios para el desarrollo del Plan de Expansión de las redes. Para realizar una planificación adecuada de la red eléctrica en un periodo determinado de tiempo, es primordial conocer, por un lado, la demanda actual y su proyección, lo cual permite definir ampliaciones futuras en la red y, por otro lado, la infraestructura actual de la red eléctrica, a fin de determinar si es suficiente o se requieren ampliaciones en el tiempo para garantizar un suministro eléctrico de calidad y confiable.

Para una evaluación de la infraestructura actual de la red, se requiere conocer principalmente:

- Capacidad de la red eléctrica
- Topología de la red eléctrica
- Estado actual de las líneas, subestaciones y transformadores
- Zonas con sobrecargas, pérdidas o inconvenientes de confiabilidad
- Áreas donde la infraestructura actual no podrá soportar la demanda proyectada

Artículo 43. Desarrollo del Plan de Expansión de la red. Con el conocimiento de la infraestructura actual y la evolución de demanda definida, para desarrollar un adecuado plan de expansión de la red, es necesario considerar lo siguiente para cada uno de los SA contemplados en el presente reglamento

Ítem	Descripción
Aspectos Regulatorios	Considerar el cumplimiento con las regulaciones establecidas



Ítem	Descripción
Aspectos Regulatorios	Sendero de mejora calidad servicio y producto
Gestión de Riesgos	Identificación de los principales riesgos operacionales, financieros y regulatorios
Gestión de Riesgos	Definición de estrategias para mitigar los riesgos identificados
Impacto Ambiental y Social	Evaluación del impacto de los nuevos proyectos sobre el medio ambiente
Impacto Ambiental y Social	Definir medidas para mitigar dichos impactos
Impacto Ambiental y Social	Evaluación de la afectación/beneficio del plan de expansión en los usuarios
Aspectos operativos	Definición de límites operativos ante contingencias
Análisis de nuevas tecnologías	Consideración GD a nivel usuarios, grupos de usuarios
Análisis de nuevas tecnologías	Consideración Digitalización y Automatización
Análisis de nuevas tecnologías	Instalaciones y equipos para mejora eficiencia operacional
Evaluación técnica y económica	Evaluación integral del plan
Implementación	Estrategia de priorización de proyectos
Implementación	Definir calendario detallado de ejecución de actividades y proyectos, con la inclusión de etapas y plazos establecidos
Implementación	Establecer indicadores que permitan realizar un seguimiento y evaluación del progreso de las actividades planificadas

Así mismo, se deberá incluir un plan de reducción de pérdidas técnicas basado en estudios técnicos, como así también el análisis del impacto en la calidad de servicio asociados al plan de expansión de la red.



CAPITULO V

PLAN QUINQUENAL DE NEGOCIOS

Artículo 44. Plan Quinquenal de Negocios.

El Plan Quinquenal de Negocios tomará como base los Planes de Expansión de Generación y de Redes e iniciará con un diagnóstico de las instalaciones de generación y distribución, que además identifique las condiciones referidas a la calidad y el nivel de pérdidas. Adicionalmente, identificará los problemas de gestión que enfrenta la empresa distribuidora que opera el SA.

A partir del diagnóstico el plan desarrollará lo siguiente:

- La proyección de la demanda que refleje la cantidad de clientes, la energía vendida, las pérdidas de distribución, la energía generada y la potencia máxima generada y distribuida.
- Los objetivos del plan y las metas definidas para el período tarifario.
- El Plan de reemplazos de activos, que contendrá el análisis de la condición de los activos existentes determinando las necesidades de reemplazos que reflejen un cronograma y los importes necesarios para ejecutarlo clasificados en términos de inversiones y gastos de operación y mantenimiento.
- Se revisarán y actualizarán los estudios asociados a la expansión del sistema de generación, contemplando el control de frecuencia, reserva rodante operativa y de reserva de generación y sistemas de almacenamiento de energía.
- Adicionalmente, basado en los estudios mencionados en el Artículo 40 se incluirán los valores propuestos para: el costo variable de generación no combustible, costo fijo de generación, rendimiento del combustible (Hate Rate) y determinación del costo nivelado de electricidad.
- Planes de mejoras de la calidad, que con base en el plan de expansión de la red establecido en el Artículo 43 y al plan de mantenimiento, determine las acciones necesarias para alcanzar y mantener los niveles de calidad establecidos en este reglamento proponiendo un cronograma de implementación y los recursos necesarios para su ejecución clasificados en inversiones y gastos de operación y mantenimiento. Adicionalmente, se incluirá el valor esperado de las indemnizaciones por mala calidad de servicio.
- Plan de reducción de pérdidas, este plan se basará en el estudio de pérdidas técnicas mencionado en el Artículo 43 y las acciones que se planifiquen para la reducción de pérdidas no técnicas, presentando las pérdidas diferenciadas por ambos conceptos. Así mismo, establecerá las metas de pérdidas, e identificará los recursos necesarios para la ejecución del Plan, clasificados en inversiones y gastos de operación y mantenimiento.

Con base en lo mencionado se presentará el Plan de Inversiones para el período tarifario, indicando para cada año los proyectos de inversión que se realizarán y su localización, considerando los siguientes tipos de proyectos:

- a. Tipo I: proyectos de inversión para ampliación de capacidad a través del reemplazo de activos existentes;
- b. Tipo II: proyectos de inversión para atender nuevas demandas, sin reemplazo de activos existentes;
- c. Tipo III: proyectos de inversión para reemplazar activos existentes, sin aumento de capacidad del sistema;
- d. Tipo IV: proyectos de inversión motivados en la mejora de la calidad del servicio y/o reducción de pérdidas.

Por otra parte, se realizarán las proyecciones de los costos operacionales y calidad del servicio, incluyendo el valor esperado de las indemnizaciones por mala calidad de servicio y pérdidas de energía;

la información referida a costos operacionales deberá estar discriminada por origen y destino del gasto:

- a. Origen del gasto: personal, servicios de terceros, materiales y repuestos, seguros, impuestos, otros gastos;
- b. Destino del gasto: administración, atención comercial, operación y mantenimiento.

El Plan Quinquenal de Negocios se realizará considerando los siguientes criterios generales

- a. El horizonte de planeación del Plan de Inversiones es de cinco años.
- b. El Plan de Inversiones debe ser integral y en ese sentido debe incluir todos los niveles de tensión del sistema que opera la empresa distribuidora.
- c. La identificación, evaluación de alternativas, priorización y ejecución de los proyectos de inversión es responsabilidad de la empresa distribuidora.
- d. En el Plan de Inversiones se debe analizar, cuantificar y valorar las necesidades de los usuarios y de la demanda a atender por la empresa distribuidora, así como las diferentes alternativas consideradas para la solución de las necesidades identificadas.
- e. Todos los proyectos incluidos en el Plan de Inversiones deben permitir el cumplimiento de las metas propuestas por la empresa distribuidora en el ciclo tarifario.
- f. Las metas que formule la empresa distribuidora para la expansión, reposición, calidad del servicio y reducción de los niveles de pérdidas deben ser alcanzables en el Ciclo Tarifario.
- g. El Plan de Inversiones deben ser flexible y adaptable a la evolución de la demanda, además debe considerar los riesgos potenciales y las acciones para mitigarlos.
- h. El Plan de Inversiones debe identificar y valorar los beneficios esperados y los costos asociados; los proyectos deben contar con una relación beneficio - costo superior a uno, con base en los criterios y metodología definidos por la empresa distribuidora para la evaluación de sus proyectos.
- i. El Plan de Inversiones debe ser económicamente eficiente y conducir a garantizar la prestación del servicio al menor costo económico.
- j. El Plan de Inversiones no debe incluir activos empleados exclusivamente para la prestación del servicio de alumbrado público.

La CREE revisará el plan quinquenal verificando la eficiencia de los parámetros y costos considerados en el plan. En caso de tener observaciones la empresa distribuidora deberá realizar las correcciones que correspondan y la CREE manifestará su no objeción.

El cumplimiento del Plan de Inversiones previsto en el Plan Quinquenal de Negocios aprobado será fiscalizado en forma anual con base en información que deberá reportar la empresa distribuidora que opera el SA a la CREE. Esta revisión se realizará por la CREE de forma directa o a través de un consultor que podrá ser contratado por la CREE o por La empresa distribuidora que opera el SA, si se da el último caso el costo de la contratación del consultor será reconocido en el cálculo tarifario.

Cuando las verificaciones concluyan que los proyectos de inversión no se han ejecutado de acuerdo con el Plan Quinquenal de Negocios aprobado, se procederá a ajustar el nivel tarifario autorizado para compensar a los usuarios por las inversiones que estuvieron incluidas en el cálculo tarifario pero que no fueron ejecutadas por la empresa distribuidora que opera el SA. Este ajuste afectará el ingreso requerido para el próximo ciclo tarifario, que está explicado en el Artículo 51 del presente reglamento y se realizará en cada revisión tarifaria. La metodología para la aplicación de este ajuste es la siguiente:

- a. Se recalcula el ingreso requerido excluyendo las inversiones no realizadas e incluyendo las inversiones no previstas en el Plan Quinquenal de Negocios que hayan sido autorizadas por la CREE, valuadas a costos de la fecha de valuación del Plan Quinquenal de Negocios y se excluye también la energía asociada a los proyectos no realizados más la energía asociada a las inversiones realizadas no previstas.

- b. Se calcula la diferencia entre el ingreso requerido aprobado y el ingreso requerido calculado en el punto anterior (Δ Ingreso Requerido).
- c. Se calcula el excedente de ingresos anual como el producto entre la diferencia de tarifa máxima y la energía distribuida.
- d. Se actualiza el excedente a la fecha de inicio del nuevo ciclo tarifario; la actualización se realiza mediante la aplicación de la Tasa de Actualización del Capital.
- e. El monto del excedente actualizado es restado del Ingreso Requerido para el próximo ciclo tarifario.

Como se puede ver este ajuste también considerará la previsión o realización de inversiones que no estaban contempladas en el Plan Quinquenal de Negocios, las mismas podrán ser incorporadas en el mismo en sustitución de otra u otras, en la medida que la empresa distribuidora incluya la justificación correspondiente y la CREE verifique que se cumplan los criterios de prudencia y eficiencia en el costo. En caso de aprobar las modificaciones, la CREE emitirá la resolución correspondiente del Plan Quinquenal de Negocios aprobado luego de la revisión, conforme los principios establecidos.

Las inversiones previstas y/o realizadas y que no estaban contempladas en el Plan Quinquenal de Negocios deberán ser informadas a la CREE en un plazo no mayor a 90 días de su ejecución. Estas inversiones serán incluidas en la base si cumplen los criterios de pertinencia, prudencia y razonabilidad de costos, considerando lo siguiente:

Si el monto de inversiones realizadas supera al monto de las inversiones previstas no realizadas, se incorpora en la BAR el valor de las inversiones realizadas y se deja de considerar el valor de las inversiones previstas no realizadas en el inicio del próximo ciclo tarifario.

Si el monto de inversiones realizadas no previstas es menor que el monto de las inversiones previstas no realizadas se procederá conforme a lo establecido en párrafos anteriores.

TÍTULO V

INFORMACIÓN PARA PRESENTAR POR LA EMPRESA DISTRIBUIDORA QUE OPERA UN SISTEMA AISLADO

CAPITULO I

INFORMACIÓN TÉCNICA, COMERCIAL Y CONTABILIDAD REGULATORIA PARA SA-I, SA-II Y SA-III

Artículo 45. Generalidades. Por la heterogeneidad que se observa en los SA, los requerimientos de información serán flexibles y considerarán las posibilidades que cada empresa distribuidora tiene para poder cumplir los requerimientos.

Artículo 46. Información para presentar por la empresa distribuidora que opera un SA. La Información para presentar por la empresa distribuidora que opera un SA-I, SA-II y SA-III se detalla en el Anexo II.

Artículo 47. Periodicidad de envío de información. La periodicidad de la entrega de información está establecida en los cuadros que se presentan en el Anexo II, en el cual la información que debe presentarse de forma mensual presenta cuadros mensuales y otro tipo de periodicidad está establecida en el título del cuadro correspondiente.

La información mensual deberá presentarse hasta el día veinte (20) del mes siguiente, la información anual hasta tres (3) meses posteriores al cierre de gestión. Si el día establecido no fuera un día hábil el plazo de presentación se postergará hasta el día hábil siguiente al plazo establecido.



TÍTULO VI

TARIFAS

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

Artículo 48. Generalidades. El cálculo tarifario se regirá por los principios establecidos en el Artículo 9 del Reglamento de Tarifas.

Adicionalmente, se aplicará el concepto de regulación flexible definido en este reglamento, para lo que las exigencias de la CREE en los estudios tarifarios se adaptarán a las condiciones reales de las empresas distribuidoras que prestan el servicio público de electricidad en SA considerando la magnitud y capacidad que estas organizaciones tienen para cumplir con las exigencias regulatorias, flexibilizando los estándares de información, obligaciones, procedimientos y niveles de calidad para el prestador del servicio al mínimo necesario para contar con un servicio aceptable.

Artículo 49. Contabilidad de las empresas distribuidoras que operan SA. Las empresas distribuidoras que operan sistemas aislados están obligadas a llevar contabilidades separadas para las actividades de generación y distribución.

CAPITULO II

ESTUDIOS TARIFARIOS

Artículo 50. Cálculo tarifario. En el caso de los SA el cálculo tarifario tomará como referencia la metodología establecida en el Reglamento de Tarifas en todo lo que pueda ser aplicable a estos SA. La aplicabilidad o no de los conceptos y procedimientos será definida por la CREE que emitirá los términos de referencia para la realización de los estudios tarifarios. Sin embargo, los estudios tarifarios aplicarán el modelo tarifario definido en la LGIE considerando lo siguiente:

1. Las empresas distribuidoras que operan SA deberán presentar sus propuestas de Plan Quinquenal de Negocios para el cálculo tarifario a la CREE para su aprobación con una antelación no menor a ocho (8) meses de la fecha de entrada en vigencia de las nuevas tarifas.
2. La propuesta de Plan Quinquenal de Negocios estará basada en los estudios de proyección de la demanda y los planes de expansión de la generación y redes con base en los cuales se determinará el plan de inversiones y los costos de operación y mantenimiento. De acuerdo con lo establecido anteriormente en este reglamento.
3. Las empresas distribuidoras deberán presentar con una antelación no menor a seis (6) meses de la fecha de entrada en vigencia de las nuevas tarifas los modelos e informes correspondientes a la determinación del Ingreso Requerido, propuestas de estructuras tarifarias y el mecanismo de ajuste que refleje la variación de variables no controlables por la empresa distribuidora.
4. Adicionalmente, las empresas distribuidoras deberán presentar lo siguiente:
 - a. Inventario de activos regulatorios: recopilación de los activos en- operación agrupados en Unidades Constructivas, y su conciliación con los registros contables, detallando sus características y ubicación (en caso de contar con un sistema GIS, su georreferenciación)
 - b. Propuesta de costos de unidades constructivas, estudio basado en los precios de adquisición de activos realizados por la empresa distribuidora mediante procesos

- c. de licitación, cotizaciones actuales de los mismos y/o referencias internacionales.
- c. Estudio de Caracterización de la Demanda (si existe). En caso de existir el estudio de caracterización de la carga o mediciones que permitan identificar las curvas de cargas típicas de las diferentes clases de usuarios y conocer el patrón de consumo mensual de energía de cada clase de usuario a lo largo del año.
- d. En caso de que la empresa distribuidora operadora de SA identifique zonas con características heterogéneas que requieran considerar zonas diferenciadas, podrá presentar una propuesta de zonas de distribución típicas para su zona de operación.
- e. Evolución histórica mensual, al menos los últimos cinco años, del número de usuarios en la zona de operación, abierta por tipo de usuarios y proyección para el período tarifario.
- f. Evolución histórica mensual, al menos los últimos cinco años, de la energía facturada en la zona de operación, abierta por tipo de usuarios y por nivel de tensión y proyección para el período tarifario.
- g. Evolución histórica mensual, al menos los últimos cinco años, de la potencia facturada en la zona de operación, abierta por tipo de usuarios y por nivel de tensión y proyección para el período tarifario.
- h. Evolución histórica mensual, al menos los últimos cinco años, de la demanda máxima en la zona de operación y proyección para el período tarifario.
- i. Evolución histórica de la extensión de la red de distribución, abierta por nivel de tensión.
- j. Evolución histórica de la calidad del servicio (indicadores definidos en la sección de calidad)
- k. Evolución histórica de las pérdidas de energía
- l. Impuestos y cargos específicos vigentes.

Con base en esta información se realizará el estudio tarifario. Este estudio será realizado por firmas consultoras especializadas nacionales o internacionales precalificadas por la CREE, contratadas por la empresa distribuidora.

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) ejercerá supervisión continua del desarrollo del estudio, con facultad para formular observaciones y exigir correcciones cuando se detecten desviaciones respecto a los términos de referencia.

Una vez presentado el estudio tarifario, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) revisará el estudio presentado y en el plazo de un (1) mes formulará por escrito las observaciones que considere pertinentes.

La distribuidora tendrá un plazo de un (1) mes para responder a los comentarios y observaciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y para efectuar en el estudio los cambios que sean necesarios. De completarse este proceso a satisfacción de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), aprobará las tarifas y las publicará para que entren en vigencia.

En el proceso de revisión y aprobación de las tarifas al consumidor final, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) celebrará audiencias públicas a fin de dar oportunidad a los usuarios de que presenten sus puntos de vista, los cuales serán analizados y considerados en los casos que corresponda.

Todos los informes que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y la empresa distribuidora elabore durante el proceso de discusión y aprobación de las tarifas serán de acceso público.

Las tarifas sólo podrán aplicarse una vez publicadas en el Diario Oficial La Gaceta y en al menos uno de los diarios de mayor circulación del país.

Los valores del pliego tarifario aprobado y publicado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

(CREE), serán valores máximos. La empresa distribuidora podrá cobrar valores inferiores, a condición de dar el mismo tratamiento a todos los usuarios de una misma clase.

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) podrá realizar en paralelo sus propios cálculos o contratar a otra de las firmas consultoras precalificadas por ella y encomendarle la elaboración de un estudio paralelo para la determinación del ingreso requerido (Ingreso que requiere la empresa distribuidora para cubrir los costos de generación de electricidad y valor agregado de distribución (VAD), las tarifas a los usuarios finales y sus fórmulas de actualización, utilizando los mismos términos de referencia.

En caso de no poder resolver las discrepancias entre la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y la empresa distribuidora, la CREE formulará por escrito las diferencias que subsistan y que deberán ser resueltas por una comisión pericial de tres integrantes, uno nombrado por cada parte y el tercero seleccionado de común acuerdo por los dos primeros. El funcionamiento de la comisión pericial será determinado por procedimiento específico que emitirá la CREE.

La comisión pericial se pronunciará exclusivamente sobre las discrepancias formuladas por escrito por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y su decisión no será vinculante para las partes.

Evacuado este procedimiento, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) puede emitir y publicar el correspondiente pliego tarifario, basándose en los estudios realizados por las firmas consultoras contratadas por ella y por la distribuidora, y teniendo en cuenta asimismo el pronunciamiento de la comisión pericial.

En caso de que, por causas atribuibles a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), las nuevas tarifas a los usuarios finales no sean aprobadas antes de expirar el período de aplicación de las vigentes, la empresa distribuidora queda autorizada para continuar aplicando las tarifas anteriores, ajustándolas trimestralmente con el correspondiente mecanismo de ajuste automático.

Los estudios tarifarios considerarán lo siguiente.

Artículo 51. Ingreso requerido. El ingreso requerido para el sistema aislado representa el ingreso necesario que requiere la empresa distribuidora para cubrir los costos de capital y los costos de operación y mantenimiento y de administración de las actividades de generación y distribución. En el caso de la actividad de distribución se descontarán los otros ingresos que la empresa distribuidora genere por conceptos diferentes a la venta de energía eléctrica para los que se utilicen los activos reconocidos.

El Requerimiento de Ingresos considerará todos los impuestos y contribuciones que correspondan.

Artículo 52. Costos de Capital. Los costos de capital se calcularán como las anualidades de las inversiones de generación y distribución, incluidos las inversiones en activos no eléctricos necesarios para prestar el servicio; calculadas con base en el VNR de las instalaciones, su vida útil, y la tasa de actualización.

Para determinar el valor de las inversiones se utilizará el inventario de activos fijos, que podrá ser evaluado en cuanto a la eficiencia de las inversiones realizadas y será valorizado considerando costos eficientes que serán determinados con base en la propuesta de la empresa distribuidora en un estudio del costo de las unidades constructivas debidamente respaldado que refleje costos eficientes para las inversiones.

En aplicación del Artículo 19 de la LGIE la CREE contratará empresas consultoras especializadas para el cálculo de la tasa de actualización que se aplicará en el cálculo tarifario. En caso de que la CREE contrate el asesoramiento de empresas consultoras para la revisión de los estudios tarifarios el cálculo de la tasa de actualización podrá estar incluido en las actividades de este asesoramiento. En caso de no existir un

cálculo actualizado de la Tasa de Actualización, se utilizará la última tasa aprobada. La tasa de actualización será determinada de acuerdo con lo establecido en el Artículo 19 de la Ley General de la Industria Eléctrica o el Artículo que lo sustituya en caso de modificación de la LGIE.

Artículo 53. Costos de Operación y Mantenimiento y Administrativos. Los costos de operación y mantenimiento y administrativos se calcularán considerando los costos de generación dentro de los cuales debe incluirse el costo de los combustibles utilizados para la generación, los costos de operación y mantenimiento de las plantas generadoras; los costos asociados a dar servicio al usuario independientes de su demanda de potencia y energía, los costos de deudas incobrables y los costos de operación y mantenimiento de la actividad de distribución, los cuales abarcan los costos de operar y mantener las instalaciones de distribución, los costos de administrar la empresa distribuidora y adicionalmente se considerarán:

- El costo de las pérdidas reconocidas de potencia y energía en las redes, que se definirán estableciendo un porcentaje meta de pérdidas al final del ciclo tarifario y una trayectoria anual de convergencia hacia dicho valor meta. Este costo podrá ser recuperado a través de la aplicación de factores de expansión de pérdidas aplicados en la estructura tarifaria propuesta por la empresa distribuidora.
- El valor esperado de las indemnizaciones que la empresa distribuidora que opera SA deberá pagar si la Calidad del Servicio que ofrece corresponde exactamente a la establecida en la calidad establecida en este documento. (Si corresponden).
- Se descontarán los otros ingresos que no correspondan a las ventas de electricidad y que fueron generados con la utilización de los activos que forman parte de la BAR.

Los costos operativos deben reflejar la eficiencia en los procesos relacionados con la prestación del servicio y sólo se reconocerán los costos estrictamente necesarios para la prestación del servicio público de energía eléctrica, los costos no necesarios no serán considerados.

Los costos operativos propuestos en el Plan Quinquenal de Negocios serán sometidos a un análisis de eficiencia por parte de la CREE, la que tomará en consideración, al menos, los siguientes aspectos:

- a. Identificación de los costos asociados a las actividades reguladas y a las actividades de comercialización prestadas en competencia.
- b. Exclusión de los costos de actividades no reguladas, y de los costos que no sean considerados prudentes.
- c. Análisis crítico de la evolución histórica de los costos de la empresa distribuidora vis-à-vis la evolución de la escala del negocio.
- d. En la determinación de costos eficientes se podrán utilizar referencias internacionales.
- e. Los costos eficientes podrán considerar la elasticidad escala del negocio, determinada a partir de referencias internacionales.

Artículo 54. Cargos Unitarios. Una vez determinado el Requerimiento de Ingresos se calcularán los cargos unitarios considerando el valor presente de los importes proyectados para los cinco años del período tarifario. Estos cargos unitarios considerarán lo siguiente:

- Cargo Unitario Fijo, que se calculará dividiendo el costo de las actividades independientes de la demanda de potencia y energía entre el número de clientes. Este cargo por calcularse de forma diferenciada para las distintas categorías tarifarias.
- Cargos Unitarios por Energía de generación, considerarán los costos de combustibles y los costos variables de generación, este cargo unitario se calculará en función de la energía.
- Cargos Unitarios por Potencia de Generación, considerarán los costos fijos de generación (CAPEX y OPEX fijo de generación). Estos cargos unitarios se referirán a la potencia.

- Cargos Unitarios por Potencia de Distribución, considerarán los costos totales de distribución (Costos de Capital y Costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos de distribución) excluyendo los costos independientes de su demanda de potencia y energía. Estos cargos unitarios se referirán a la potencia y se determinarán por niveles de tensión.
- Cargos Unitarios por Pérdidas de Energía, que reflejarán los niveles de pérdidas Técnicas y no técnicas de energía reconocidas y el costo de la energía.
- Cargos Unitarios por Pérdidas de Potencia, que reflejarán los niveles de pérdidas Técnicas y no técnicas de potencia reconocidas y el costo de la potencia.

Con base en estos cargos unitarios se determinarán las estructuras tarifarias que, para la asignación de costos, considerarán la participación de la demanda máxima de cada tipo de consumidor con el que cuente la empresa distribuidora. La participación de la demanda máxima será determinada con base en las curvas de carga de la empresa.

Artículo 55. Estructura Tarifaria. La estructura tarifaria propuesta por la empresa distribuidora deberá observar lo siguiente:

- a. **Sustentabilidad económica-financiera de la empresa distribuidora:** El Valor presente del ingreso obtenido por la aplicación de la Estructura Tarifaria propuesta a la demanda proyectada deberá replicar el requerimiento de ingreso.
- b. **Tarifas que reflejen costos eficientes:** Las tarifas a cada categoría de usuarios deberán reflejar los costos eficientes de suministro.
- c. **Simplicidad:** Deberá primar la sencillez y facilidad de comprensión por los usuarios.
- d. **Eficiencia asignativa:** En lo posible, se deberá realizar una asignación eficiente de los costos entre las distintas categorías y modalidades tarifarias. Entre los inductores de costos se deberán considerar los siguientes:
 - Nivel de tensión en el que se suministra el servicio;
 - Demanda máxima mensual de cada grupo de usuarios;
 - Consumo anual de energía eléctrica;
 - Perfiles representativos de consumo para cada categoría tarifaria; y
 - Número de conexiones activas, es decir, con mediciones de consumo no nulas.
- e. Las tarifas podrán considerar los siguientes tipos de cargos:
 - Tarifas monómicas, que considerarán únicamente un cargo referido al consumo de energía.
 - Tarifas binómicas, que considerarán un cargo fijo asociado a los costos comerciales de prestar el servicio y un cargo por energía.
 - Tarifas, que considerarán un cargo fijo, cargos por energía y cargos por demanda de potencia.
- f. Si la empresa distribuidora cuenta con clientes conectados en distintos niveles de tensión la estructura tarifaria deberá considerar tarifas en media y baja tensión.
- g. Las tarifas de energía podrán considerar bloques crecientes y/o bloques horarios.
- h. Las tarifas de potencia podrán considerar tarifas en punta y el exceso por el consumo fuera de punta.
- i. Las estructuras tarifarias considerarán la clasificación de los clientes de acuerdo con el tipo de consumo en:
 - Domiciliarios
 - Comerciales
 - Generales
 - Industriales
 - Otros

- j. Las empresas distribuidoras podrán proponer tarifas aplicables a los usuarios autoprodutores.
- k. La propuesta de estructura tarifaria considerará el tipo de equipos de medición con los que cuentan los clientes.

Además de los cargos mencionados, la empresa distribuidora podrá aplicar un cargo de conexión aplicable a los nuevos usuarios y que permitirá cubrir los costos de conectarlos a la red de distribución. Este cargo podrá ser pagado en cuotas. Dicho cargo, variará según el nivel de tensión en que se conecta el usuario y la potencia contratada, reflejará los costos del medidor, de la acometida y eventuales costos de adaptar el transformador. En caso de que la empresa aplique el cargo por conexión, los ingresos proyectados por este concepto deberán ser descontados en la determinación del ingreso requerido, al igual que los otros ingresos que se ocasionen utilizando los activos y gastos reconocidos en las tarifas de electricidad, tal como lo establece el Artículo 51 de este reglamento.

Artículo 56. Cierre de ingresos. Para verificar que la Estructura Tarifaria propuesta permita obtener los ingresos que requiere la empresa para cubrir sus costos, se realizará un ejercicio de facturación en el que se aplique la estructura tarifaria propuesta al mercado proyectado en la proyección de la demanda. Verificando que el resultado iguale con el Ingreso Requerido determinado de acuerdo con el Artículo 51 del presente reglamento.

Artículo 57. Ajustes Tarifarios. Los Cálculos tarifarios se realizan al finalizar cada ciclo tarifario y tienen por objetivo determinar el nivel o reposicionamiento tarifarios que tendrá vigencia durante el ciclo tarifario siguiente al cálculo.

En los casos en los que se aprueben tarifas que se aplicarán en períodos mayores a un año el precio máximo permitido por el servicio de distribución de energía eléctrica de la empresa distribuidora será ajustado por la CREE cada 3 meses de la fecha de vigencia de acuerdo con la siguiente fórmula:

Cargos de Energía (Generación)

$$CM_t^E = CM_{t-1}^E * (\alpha * (1 + \Delta PC) + \beta * (1 + \Delta IPC))$$

Donde

CM_t^E : Cargo máximo autorizado de Energía para el trimestre t.

CM_{t-1}^E : Cargo máximo autorizado de Energía para el trimestre t-1.

α : Participación de los costos combustibles del total de los costos variables de generación, calculada como la relación Costos combustibles de Generación / Total Costos Variables de Generación.

β : 1- α

ΔPC : Variación del Promedio Ponderado del Precio de los Combustibles (PC), entre el período t-1 y t.

ΔIPC : Variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC), publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t. La información que se utilizará para el IPC corresponderá al valor publicado de dos meses anteriores al mes de inicio del trimestre que corresponda.

Para calcular el promedio ponderado del precio del combustible inicialmente se calculará el costo unitario de cada combustible utilizado, para lo cual se aplicará la siguiente fórmula:

$$CU_i = P_i / (1 - Perd Comb_i) / Rend Comb_i$$

Donde:

CU_i : Costo Unitario del combustible i (expresado en Lempiras/kWh)

P_i : Precio del combustible utilizado en la generación de la tecnología i (expresado en Lempiras/Unidad). Estos precios corresponderán al promedio ponderado de los precios de compra del combustible de los



dos primeros meses del semestre t-1 y el último del trimestre t-2 para el período t y los dos primeros meses del semestre t-2 y el último del trimestre t-3 para el período t-1, debidamente respaldados por la documentación de compra.

Perd Comb_i: Pérdidas de combustible de la tecnología de generación i (expresado en %)

Rend Comb_i: Rendimiento del combustible de la tecnología de generación i (expresado en kWh/Unidad)

Adicionalmente, de forma trimestral se calculará la participación de cada una de las tecnologías de generación en la generación total aplicando la siguiente fórmula:

$$\%Gen_i = \frac{kWh \text{ generados con la tecnología } i}{Total \text{ kWh generados}}$$

Donde:

%Gen_i: Porcentaje de generación utilizando la tecnología i.

El promedio ponderado se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$PC_t = \sum_i^n \%Gen_i * CU_i$$

Donde:

PC_t: Precio promedio del combustible (expresado en Lempiras/kWh)

Cargos de Potencia Generación

$$CM_t^{PG} = CM_{t-1}^{PG} * (1 + \Delta IPC)$$

Donde

CM^{PG}_t: Cargo máximo autorizado de Potencia Generada para el trimestre t.

CM^{PG,PP}_{t-1}: Cargo máximo autorizado de Potencia Generada para el trimestre t-1.

ΔIPC: Variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC), publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t. La información que se utilizará para el IPC corresponderá al valor publicado de dos meses anteriores al mes de inicio del trimestre que corresponda.

Cargos de Potencia Distribución

$$CM_t^{PD} = CM_{t-1}^{PD} * (1 + \Delta IPC) * (1 - Factor X_D)$$

Donde

CM^{PD}_t: Cargo máximo autorizado de Potencia Distribución para el trimestre t.

CM^{PD}_{t-1}: Cargo máximo autorizado de Potencia Distribución para el trimestre t-1.

ΔIPC: Variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC), publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t.

Factor X_D: Factor de Eficiencia de los costos de distribución

Cargos energizados de Distribución

$$CM_t^{ED} = CM_{t-1}^{ED} * (1 + \Delta IPC) * (1 - Factor X_D)$$

Donde

CM^{ED}_t: Cargo máximo autorizado energizado de Distribución para el trimestre t.



CM_{t-1}^{PD} : Cargo máximo autorizado energizado de Distribución para el trimestre t-1.

ΔIPC : Variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC), publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t. La información que se utilizará para el IPC corresponderá al valor publicado de dos meses anteriores al mes de inicio del trimestre que corresponda.

Factor X_D : Factor de Eficiencia de los costos de distribución

Cargos de Pérdidas de Energía

$$CM_t^{PE} = CM_{t-1}^{PE} * (\alpha * (1 + \Delta PC) + \beta * (1 + \Delta IPC)) * (1 - Factor X_{PE})$$

Donde

CM_t^E : Cargo máximo autorizado de Pérdidas de Energía para el trimestre t.

CM_{t-1}^E : Cargo máximo autorizado de Pérdidas de Energía para el trimestre t-1.

α : Participación de los costos combustibles del total de los costos variables de generación, calculada como la relación Costos combustibles de Generación / Total Costos Variables de Generación.

β : $1 - \alpha$

ΔPC : Variación del Promedio Ponderado del Precio de los Combustibles (PC), entre el período t-1 y t.

ΔIPC : Variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC), publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t. La información que se utilizará para el IPC corresponderá al valor publicado de dos meses anteriores al mes de inicio del trimestre que corresponda.

Factor X_{PE} : Factor de Eficiencia de las pérdidas de energía

Cargos de Pérdidas de Potencia

$$CM_t^{PP} = CM_{t-1}^{PP} * (1 + \Delta IPC) * (1 - Factor X_{PP})$$

Donde

CM_t^{PG} : Cargo máximo autorizado de Pérdidas de Potencia para el trimestre t.

$CM_{t-1}^{PG,PP}$: Cargo máximo autorizado de Pérdidas de Potencia para el trimestre t-1.

ΔIPC : Variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC), publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t. La información que se utilizará para el IPC corresponderá al valor publicado de dos meses anteriores al mes de inicio del trimestre que corresponda.

Factor X_{PP} : Factor de Eficiencia de las pérdidas de potencia

Cargos de Comercialización

$$CM_t^C = CM_{t-1}^C * (1 + \Delta IPC) * (1 - Factor X_C)$$

Donde

CM_t^C : Cargo máximo autorizado de Comercialización para el trimestre t.

CM_{t-1}^C : Cargo máximo autorizado de Comercialización para el trimestre t-1.

ΔIPC : Variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC), publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t.

Factor X_C : Factor de Eficiencia de los costos comerciales

Para cada ciclo tarifario la CREE podrá aplicar un Factor X de eficiencia que tomará en consideración la



tendencia prevista del incremento de eficiencia operativa a lo largo del Ciclo Tarifario. El factor X se mantendrá inalterado durante todo el Ciclo Tarifario.

El cálculo del factor X podrá aplicar la metodología establecida en el Reglamento de Tarifas considerando los siguientes aspectos:

- a. Tendencia histórica de la productividad de largo plazo de la o las empresas distribuidoras que operan SA.
- b. Patrones internacionales de productividad
- c. Economías de escala. Respecto a este concepto es importante considerar que en la medida en que los costos operacionales considerados en cada año del flujo de caja descontado deben incluir las ganancias de economías de escala, las mismas deberán ser descontadas del factor X calculado con base en la productividad total de los factores.

Artículo 58. Costos Base de Generación. Los costos base de generación para sistemas aislados deben ser calculados considerando los costos de generación combustibles y de operación y mantenimiento fijos y variables eficientes que serán determinados en el estudio tarifario. De acuerdo con el Artículo 21 de la LGIE las empresas distribuidoras que operan sistemas aislados deben calcular anualmente los costos base de generación y proponerlos a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

Dado que los ajustes trimestrales de los costos de generación en sistemas aislados establecidos en el Artículo 57 del presente reglamento consideran los efectos del precio de los combustibles y el uso de diferentes fuentes de generación. El cálculo establecido en el Artículo 21 de la LGIE considerará sólo el efecto de las inversiones efectivamente realizadas por las empresas distribuidoras en relación con las inversiones aprobadas en el estudio tarifario. Para realizar el análisis, las inversiones realizadas se expresarán a precios del estudio tarifario. La CREE revisará esta propuesta y si considera necesario aprobará nuevos costos de generación expresados a precios del estudio tarifario, con los que se recalcularán los cargos de energía y potencia de generación y pérdidas de energía y potencia.

TÍTULO VII

CALIDAD

CAPITULO I

OBJETO Y ALCANCE

Artículo 59. Objeto. El objeto del presente apartado consiste en desarrollar disposiciones de aplicación específica a los SA, definidos en el Artículo 3 del RLGIE.

Estas disposiciones específicas que resultan de aplicación para los SA son complementarias a las que se establecen en la Norma Técnica de calidad de distribución (NT-CD) sobre:

- Calidad del producto
- Calidad técnica del servicio
- Calidad comercial del servicio

Artículo 60. Alcance. Para la aplicación de las presentes disposiciones, se deben tener en cuenta aspectos asociados a los distintos elementos característicos de un SA, que son específicos de dichos sistemas, razón por la cual se consideran los SA definidos en el Artículo 2 de este reglamento.

En el caso de los SA-I; SA-II y SA-III, los aspectos asociados a la calidad técnica del servicio, se aplica a los subsistemas que pueden conformarlos:

- Generación

- Distribución

CAPITULO II

EXIGENCIAS GENERALES ASOCIADAS A DISTRIBUCIÓN

Artículo 61. Exigencias generales asociadas a distribución. Para los SA en corriente alterna (CA), resulta de aplicación lo establecido en la NT-CD, Título II, Capítulo II; artículos 4 al 8 inclusive.

CAPITULO III

CALIDAD DEL PRODUCTO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE SA

Artículo 62. Regulación de Tensión. La evaluación de la regulación de tensión se considera para las instalaciones de CA que conforman los SA.

a) Regulación de Tensión en Distribución en CA

Para los SA de CA que cuentan con redes eléctricas de distribución en MT y en BT, para evaluar la regulación de tensión se considera el Índice de Regulación de Tensión en un punto de conexión o punto de entrega ΔV_k (%), definido por medio de la expresión indicada en el Artículo 24 de la NT-CD (Capítulo VI: Regulación de Tensión).

Con relación a las tolerancias de dicho Índice de Regulación de Tensión, teniendo en cuenta que se trata de SA, se considera la Tabla 1 de la NT-CD:

- Para los SA-I y SA-II aplica “Densidad de Carga Baja”
- Para SA-III aplica “Densidad de Carga Alta”,

Artículo 63. Desbalance de Tensión. Resulta de aplicación lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD), Título II “Calidad de Producto”; Capítulo V “Desbalance de Tensión”, Artículos 34 y 35.

Artículo 64. Huecos de Tensión y Sobretensiones. Resulta de aplicación lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD), Título II “Calidad de Producto”; Capítulo VI “Huecos de Tensión y Sobretensiones”, Artículo 36.

Artículo 65. Distorsión Armónica de Tensión. Resulta de aplicación lo establecido en la NT-CD, Título II “Calidad de Producto”; Capítulo VII “Distorsión Armónica de Tensión”, Artículos 28; 29 y 30.

Artículo 66. Severidad al Parpadeo. Resulta de aplicación lo establecido en la NT-CD, Título II “Calidad de Producto”; Capítulo VIII “Severidad al Parpadeo”, Artículos 31; 32 y 33.

Artículo 67. Variaciones al Frecuencia. Resulta de aplicación lo establecido en la NT-CD, Título II “Calidad de Producto”; Capítulo VII “Variaciones de Frecuencia”, Artículo 37.

Artículo 68. Factor de Potencia. Resulta de aplicación lo establecido en la NT-CD, Título II “Calidad de Producto”; Capítulo VIII “Factor de Potencia”, Artículos 38, 39, 40 y 41.

Artículo 69. Distorsión Armónica de Corriente.

Resulta de aplicación lo establecido en la NT-CD, Título II “Calidad de Producto”; Capítulo IX “Distorsión Armónica de Corriente”, Artículos 42, 43 y 44.

Artículo 70. Indemnizaciones por Calidad de Producto. Resulta de aplicación lo establecido en la NT-CD con relación a las indemnizaciones correspondientes a desviaciones respecto de las tolerancias establecidas respecto de los indicadores penalizables de Calidad de Producto. Estas indemnizaciones comenzarán a aplicar a partir del momento en el cual la empresa se encuentra iniciando la Etapa 6 conforme a lo establecido en la NT-CD.

CAPITULO IV

CALIDAD TÉCNICA DEL SERVICIO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 71. Disposiciones Generales. Resulta de aplicación lo establecido en la NT-CD, Título III “Calidad Técnica del Servicio”; Capítulo I “Disposiciones Generales”, Artículos 45 al 49 inclusive.

Artículo 72. Indicadores a nivel usuario en sistemas SA-I; SA-II y SA-III. Con el fin de garantizar una adecuada transición y posterior consolidación de la gestión de la calidad del servicio eléctrico en los sistemas SA-I, SA-II y SA-III, se establece un esquema progresivo para la aplicación de indicadores a nivel usuario. Dicho esquema comprende una etapa previa de preparación, en la cual no se aplicarán indicadores individuales, y etapas posteriores en las que, una vez cumplidas las condiciones mínimas de implementación por parte de las empresas distribuidoras, dichos indicadores serán exigibles conforme a lo previsto en la NT-CD.

a) Período de transición

Para la etapa previa no se prevé la utilización de indicadores a nivel usuario, dado que se consideran etapas de transición para que las empresas distribuidoras del SA dispongan del tiempo para poder implementar un sistema de gestión de la Calidad del Servicio, se alcance el 100 % de implementación de la vinculación usuario-red y se tenga el 100% de implementación del sistema de control de solicitudes y reclamos administrativos y técnicos.

b) Etapas posteriores

Luego que las empresas distribuidoras del SA hayan realizado el cálculo tarifario donde contemplaron la implementación de los sistemas de gestión de información requeridos para el cumplimiento de la NT-CD, serán aplicados los indicadores individuales, conforme a lo establecido en la NT-CD.

Para las etapas posteriores, resultará de aplicación lo establecido en la NT-CD, Título III “Calidad Técnica del Servicio”; Capítulo II “Control de la Calidad Técnica del Servicio”; en los siguientes Artículos:

- Artículo 50. Índices de Calidad Técnica del Servicio: FIU y TIU.
- Artículo 53. Tolerancias para los índices de Calidad Técnica del Servicio FIU y TIU.

Artículo 73. Indicadores globales en sistemas SA-I; SA-II y SA-III. Con el propósito de evaluar de manera progresiva la calidad técnica del servicio eléctrico en los sistemas SA-I, SA-II y SA-III, se establecen indicadores globales que serán aplicados en dos etapas: una etapa inicial de transición, en la cual se utilizarán índices simplificados para la red de distribución; y etapas posteriores, en las que, una vez implementados los sistemas de gestión y control requeridos por las empresas distribuidoras, se aplicarán los índices globales previstos en la NT-CD. Asimismo, se definen las tolerancias correspondientes a la etapa inicial para cada tipo de sistema.

a) Período de Transición

En la etapa previa, el control de la prestación del servicio brindado por la empresa distribuidora del SA, se realizará el control de la calidad técnica del servicio a través de los indicadores globales para la red de distribución (Rd) siguientes:



I. Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK)

En un período de 6 meses, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVA f s_i}{kVA_{inst}}$$

II. Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK)

En un período de 6 meses, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVA f s_i \times T f s_i}{kVA_{inst}}$$

Donde:

- FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.
- TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.
- \sum_i : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con una duración determinada ocurridas durante el período de análisis.
- $\sum_i^{A_i}$ Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en la red "Rd" en el período de análisis
- kVAf_{s_i}: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".
- kVA_{inst}: Cantidad de kVA nominales instalados.
- Tfs_i: Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"
- Rd: Red de distribución global

b) Etapas Posteriores

Luego que las empresas distribuidoras del SA hayan realizado el cálculo tarifario donde contemplaron la implementación de los sistemas de gestión de información requeridos para el cumplimiento de la NT-CD, resultará de aplicación lo establecido en la NT-CD, Título III "Calidad Técnica del Servicio"; Capítulo II "Control de la Calidad Técnica del Servicio"; en el Artículo 51 "Índices globales de frecuencia y tiempo medio".

- SAIFla: Índice de frecuencia media de interrupción por usuario.
- SAIDia: Índice de duración media de interrupción por usuario.

Adicionalmente, se contempla lo establecido en el Artículo 52 "Día de Evento Mayor".

c) Tolerancias en sistemas SA-I; SA-IIIV y SA-III

Las tolerancias para los índices de Calidad Técnica del Servicio Globales de la Etapa previa son los que se resumen a continuación en la siguiente tabla:



Tipo de SA	FMIK (veces/ semestre)	TTIK (horas/ semestre)
SA-I	11	40
SA-II	10	30
SA-III	8	20

Artículo 74. Notificación de Interrupciones Programadas y de Larga Duración. Para todos los SA, resulta de aplicación lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD), Título III “Calidad Técnica del Servicio”, Capítulo V “Notificación de Interrupciones Programadas y de Larga Duración”, Artículos 57 y 58.

Artículo 75. Indemnizaciones por Calidad Técnica del Servicio. Una vez finalizado el período de transición, resultará de aplicación lo definido en la NT-CD, con relación a las indemnizaciones por desvío en las tolerancias establecidas para los indicadores de Calidad Técnica del Servicio.

CAPITULO V CALIDAD DE LA GENERACIÓN

Artículo 76. Desempeño de la generación. A los efectos de monitoreo del Desempeño de los sistemas de generación y/o almacenamiento de energía, se establecen los siguientes indicadores:

Indicador	ID	Unidad de medida	Determinación	Parámetros asociados a la determinación
Margen de reserva operativo de generación	MRO	%	$MRO = (PE / DM) - 1$	DM: Demanda Máxima del SA PE: Potencia efectiva
Índice de Disponibilidad Forzada	IIFG	Horas de Disponibilidad por Semestre	$IIFG = HIF / TEV$	HIF: Cantidad de horas de indisponibilidad forzada TEV: Tiempo de evaluación (semestre)
Tasa de Salidas Forzadas	TSF	Cantidad Salidas forzadas por semestre	$TSF = NSF / TES$	NSF: Número de Salidas Forzadas TES: Tiempo de Evaluación (semestre)



Indicador	ID	Unidad de medida	Determinación	Parámetros asociados a la determinación
Eficiencia en el uso de combustible	EUC	kWh/Gal	EUC = Energía generada en el semestre / Consumo Combustible	Medición semestral
Estado de salud de la batería	SOH	%	SOH = Capacidad actual kWh / Capacidad Nominal kWh	Medición semestral

Durante el Período de Transición, los indicadores de desempeño de los sistemas de generación y/o almacenamiento de energía no serán penalizables.

Previo al inicio de la Etapa de Régimen, la CREE definirá las tolerancias para los indicadores de desempeño de los sistemas de generación y/o almacenamiento, y establecerá las indemnizaciones a aplicar en el caso de desviaciones respecto de dichas tolerancias.

CAPITULO VI

CALIDAD COMERCIAL DEL SERVICIO

Artículo 77. Calidad Comercial del Servicio. Con el fin de permitir al Usuario una atención oportuna, expedita, adecuada e integral a sus requerimientos, quejas o reclamos según los estándares que se consideran aplicables a los SA en condiciones de normalidad de prestación del servicio.

Para los sistemas SA-I, SA-II y SA-III, a efectos de evaluar convenientemente la Calidad Comercial del Servicio a lo largo del período de control, se evaluarán los aspectos siguientes, recalando que este tipo de sistemas deben ser regulados con regulación flexible:

- a. Calidad de la gestión comercial: Parámetros asociados con niveles de calidad que las empresas distribuidoras deben ofrecer a sus usuarios en forma global.
- b. Calidad de la atención al Usuario: Parámetros asociados con niveles de calidad que las empresas distribuidoras deben ofrecer a sus usuarios en forma individual.

El control de la calidad de la gestión comercial y la calidad de la atención al Usuario se hará mediante el sistema de control de solicitudes y reclamos, no obstante, la CREE podrá establecer otros medios si lo considera conveniente.

El control de la Calidad Comercial del Servicio se llevará a cabo en períodos anuales para la gestión comercial y períodos semestrales para la atención al Usuario. Las empresas distribuidoras deberán presentar al final de cada período de control la información de la vinculación de usuarios activos y la red de distribución en condiciones de operación estable de la red. Este dato será utilizado en el siguiente período de control a fin de evaluar los índices de Calidad del Servicio y calcular las indemnizaciones correspondientes.

Las empresas distribuidoras deberán indemnizar a sus usuarios en función de las disposiciones establecidas en el presente reglamento por todo incumplimiento a las tolerancias establecidas para la Calidad Comercial del Servicio. No se deben considerar eventos por causas no imputables a la empresa



distribuidora y que sean clasificados como eventos de caso fortuito o fuerza mayor debidamente comprobados.

Las indemnizaciones se implementarán como créditos en la facturación de los usuarios afectados en el segundo mes siguiente de facturación posterior a cada período de control. En aquellos casos en que el monto a compensar supere el valor total de la factura, el complemento de la compensación se aplicará en el siguiente mes de facturación.

Independientemente del pago de las compensaciones, las empresas distribuidoras que operan SA deberán tomar las medidas necesarias para la corrección de la mala Calidad Comercial del Servicio.

Canales de atención al Usuario

Los canales de atención son todos los medios que las empresas distribuidoras ponen a disposición de sus usuarios para recibir sus reclamos, consultas, solicitudes u otros requerimientos. Los canales de atención pueden ser:

- Presenciales, como ser centros de atención al cliente o centros de pago.
- Web, corresponde a formularios, enlaces o accesos habilitados a través de los sitios corporativos de las empresas distribuidoras.
- Centros de atención telefónico o call-center.
- Correo electrónico que permita un contacto directo con las empresas distribuidoras.
- Redes sociales, que permitan a los clientes interactuar con las empresas distribuidoras.
- Otro medio habilitado para el ingreso de reclamos, quejas, solicitudes u otros requerimientos.

Los centros de atención telefónicos o call-center atenderán a sus usuarios de forma ininterrumpidamente, las 24 horas del día, incluyendo domingos y feriados.

Artículo 78. Gestión Comercial. Para todos los SA, resulta de aplicación lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD), Título IV “Calidad Comercial del Servicio”, Capítulo II “Gestión Comercial”, Artículos 64 y 65.

Las tolerancias admitidas para los índices de calidad de la gestión comercial se exponen a continuación.

Índice	SA - I	SA - II	SA - III
Indicador de reclamos (IRC)	12 %	10 %	7 %
Tiempo promedio de resolución (TPR)	20 días	18 días	15 días
Porcentaje de facturación estimada (PFE)	12 %	10 %	7 %
Falta de notificación por interrupción programada (FNIP)	7 %	5 %	3 %

Cuando se excedan los límites establecidos correspondientes a los índices sancionables de calidad de gestión comercial, las empresas distribuidoras deben compensar a todos sus usuarios activos al final del período de control.

El factor de indemnización global por cada punto porcentual de alejamiento al límite establecido se

fijará inicialmente en 0.5%, porcentaje que podrá ser modificado por la CREE justificando su decisión en función al análisis que realice.

El monto de las indemnizaciones se calcula conforme con lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Distribución.

Artículo 79. Atención al Usuario. Para medir la atención al usuario se aplicará el Índice de cantidad de facturas promediadas. La empresa distribuidora emitirá facturas con consumo promediado a un Usuario cumpliendo con lo establecido en la Norma Técnica para la Autorización de la Facturación con Base en Promedios.

Cuando se excedan las tres (3) facturas promediadas en un semestre de control la empresa distribuidora deberá compensar a los usuarios afectados durante cada período de control. El monto de dicha compensación se calcula mediante la expresión siguiente:

$$CI_{EMF} = 0.05 * N_F * F_{pC}$$

Dónde:

CIEMF: Compensación individual por facturas promediadas

NF: Número de facturas promediadas superior a la tolerancia establecida emitidas durante el período de control;

FpC: Monto promedio de las facturas del Usuario afectado emitidas durante el período de control el cual podrá incluir facturas promediadas dentro del mismo periodo de control.

En ningún caso esta compensación podrá exceder el cincuenta (50) por ciento del monto promedio de las facturas del Usuario afectado emitidas durante el período de control.

TÍTULO VIII

INYECCIÓN DE AUTO PRODUCTORES

CAPITULO I

REMUNERACIÓN

Artículo 80. Remuneración. Las empresas distribuidoras que operan SA remunerarán los excesos de energía eléctrica provenientes de fuentes de energía renovables que generen los usuarios residenciales y comerciales, a una tarifa aprobada por la CREE basada en los costos evitados de suministro relacionados con los costos variables de generación de energía eléctrica. La empresa distribuidora podrá proponer una metodología diferente sujeta a la aprobación de la CREE.

La empresa distribuidora deberá proponer una tarifa binómica para los usuarios autoprodutores o un cargo adicional que evite subsidios cruzados a fin de que el consumo que hagan de la red de la empresa distribuidora incluya cargos que reflejen los costos comerciales y los costos de capacidad.

La remuneración se aplicará como créditos en la factura de suministro de energía eléctrica. Si durante un período de lectura el monto por acreditar resulta mayor que el monto a facturar por el consumo de energía, el remanente a favor del Usuario Autoprodutor después de la facturación de dicho período se aplicará como crédito al monto del cargo por energía facturada del período siguiente.

Artículo 81. Procedimiento de conexión. El procedimiento de conexión se detalla en el Anexo III.



TÍTULO IX

CAPÍTULO I

ALUMBRADO PÚBLICO PARA SA-I, SA-II Y SA-III

Artículo 82. Prestación del Servicio de AP. Las condiciones y requerimientos asociados a la prestación del servicio de AP se regirán por la normativa vigente:

- Reglamento-Alumbrado-Público.
- Norma-Técnica-Alumbrado-Público.
- Reglamento de Tarifas.

En el caso que la CREE realice modificaciones y/o actualizaciones a la normativa vigente para la presentación del servicio de AP, las mismas resultarán aplicables para los SA-I, SA-II y SA-III.

TÍTULO X

PERÍODO DE TRANSICIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL REGLAMENTO DE SISTEMAS AISLADOS

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

CAPITULO I

GRADUALIDAD EN LA IMPLEMENTACIÓN DE LA NORMATIVA PARA SA-I, SA-II Y SA-III

Artículo 83. Periodos de transición. se establecen los siguientes periodos de transición para cada una de las empresas distribuidoras que están comprendidas en SA-I, SA-II y SA-III:

- La CREE instruirá que las empresas distribuidoras incluyan en el Plan Quinquenal de Negocios de cada empresa un plan para la implementación gradual de este reglamento
- El plazo de implementación considerará un máximo de (10) diez años.
- El plan deberá incluir la identificación y cuantificación de las inversiones y los gastos de operación y mantenimiento necesarias para implementar el nuevo reglamento y alcanzar las exigencias que este establece. En los casos de empresas en las cuales se haya realizado el cálculo tarifario previo a la fecha de promulgación del presente reglamento y no se haya considerado la implementación de los sistemas de gestión de la información indicados en la NT-CD, dichas empresas podrán presentar un plan especial para la aprobación de la CREE, con el detalle de las inversiones y costos necesarios para la implementación de dichos sistemas. El reconocimiento de estos costos en las tarifas que aplican las empresas distribuidoras a sus usuarios podrá realizarse mediante un ajuste único dentro del período tarifario vigente o reconocerlos en el siguiente cálculo tarifario considerando los costos asociados actualizados al período base del siguiente período tarifario.
- Este Plan deber tomar como base las etapas 1 a 10 establecidas en la NT-CD, considerando que estas etapas se aplicarán a partir del primer estudio tarifario realizado bajo las disposiciones de la LGIE, considerando la situación excepcional planteada en el punto inmediatamente anterior.
- Considerando que las empresas distribuidoras a la fecha de promulgación del presente reglamento no cuentan con los sistemas de gestión de la información asociados al cumplimiento de lo establecido en la NT-CD, se define una etapa previa a las consideradas en

la NT-CD. Durante esta etapa previa se comenzarán a llevar registros asociados al monitoreo de la calidad de servicio y la determinación de indicadores. En el caso de la calidad de servicio, durante la etapa previa se considerarán los indicadores definidos en el Artículo 73 a).

- La etapa previa tendrá una duración que estará asociada a la situación de cada empresa al momento de la promulgación del presente reglamento.
 - En el caso de empresas en las cuales se haya realizado el cálculo tarifario previo a la fecha de promulgación del presente reglamento, la duración de la etapa previa está asociada al período comprendido entre la promulgación del presente reglamento y el primer año de la implementación por parte de la empresa del plan especial aprobado por la CREE, que determinará el detalle de las inversiones y costos necesarios para la implementación de dichos sistemas. Por lo tanto, la empresa distribuidora comenzará la Etapa I de la NT-CD y las subsiguientes nueve (9) Etapas a partir del inicio del año calendario siguiente posterior a la culminación del primer año de haber implementado del plan especial probado por la CREE.
 - En el caso de empresas que a la fecha de promulgación del presente reglamento no hayan realizado el cálculo tarifario, la etapa previa iniciará con la promulgación del presente reglamento y culminará después de una año posterior a la aprobación de las nuevas tarifas. Luego del cual iniciará la Etapa I de la NT-CD y las subsiguientes nueve (9) Etapas.
- La CREE al momento de aprobar el plan quinquenal, o si corresponde el plan especial, aprobará las inversiones y costos de operación y mantenimiento; así como las metas propuestas (intermedias y finales) y realizará el seguimiento correspondiente.
- Respecto a los indicadores de calidad durante la etapa previa no se consideran indemnizaciones. Las indemnizaciones aplicarán de acuerdo con lo establecido en las etapas de la NT-CD, cuando la empresa ya haya pasado la etapa previa. Sin embargo, la CREE podrá exigir el registro de eventos y otros que le permitan realizar el monitoreo de la calidad de servicio.

TÍTULO XI

CAPITULO I

REGULARIZACIÓN DE REGISTRO Y LICENCIA PARA SISTEMAS AISLADOS QUE OPERAN ACTUALMENTE

Artículo 84. Regularización de registro y licencia para sistemas aislados que operan actualmente. Se desarrollará un procedimiento específico para la regularización de registro y licencia para sistemas aislados que operan actualmente.



ANEXO I

Elementos regulatorios para el proceso de proyección de la demanda

Para las proyecciones se podrán utilizar los siguientes métodos:

- Métodos analíticos.
- Métodos tendenciales.
- Métodos econométricos
- Métodos de Series de Tiempo

Otros que la empresa justifique.

Sector domiciliario

Se recomienda que la proyección se realice con base en un estudio demográfico de tipo analítico, consistente en analizar la evolución histórica y proyectar para el período futuro:

- La población en la zona de operación.
- El indicador de Habitantes por Vivienda y, como resultado, la cantidad de viviendas ocupadas.
- El indicador del Grado de Electrificación y, como resultado, la cantidad de viviendas electrificadas.

La clientela Residencial, que es menor a la cantidad de viviendas electrificadas por dos razones:

- La existencia de usuarios ilegales, cuya evolución está recíprocamente ligada a la de las pérdidas no técnicas.
- Parte de las viviendas están incluidas en otros sectores de consumo: comercio, industria, escuelas, etc., en proporción que suele ser elevada en áreas del interior.

El otro aspecto para estudiar será la evolución del Consumo por Cliente Domiciliario, que se proyectará considerando:

- Modelos econométricos, de series de tiempo o tendenciales.
- Estudios de la evolución del equipamiento y su relación de su consumo de energía eléctrica, si los hubiere.

En los casos en los que se observen proyecciones de consumo por cliente decrecientes deberán ser debidamente justificadas por la empresa.

La proyección del consumo domiciliario (facturación o ventas) se obtendrá como producto de la Clientela por el Consumo Unitario anual.

Sectores General e Industrial

Se proyectarán, según la metodología más adecuada a juicio de la empresa (métodos econométricos, series de tiempo, tendenciales, otros), basada en el conocimiento de sus clientes:

- Cantidad de clientes.
- Consumos unitarios.
- Consumos totales (facturación o ventas).

Para cada uno de esos conceptos se mostrarán los registros históricos y los valores proyectados, por medio de cuadros y representaciones gráficas adecuados diseñados a tal efecto.

Cuando existan pronósticos confiables de producción, para proyectar los consumos industriales podrá



utilizarse la "intensidad eléctrica de la producción", relacionando los consumos y cargas esperados en función de la producción de las actividades predominantes. Así mismo se podrán utilizar los panes de producción de las empresas industriales relevantes.

Alumbrado público

Se proyectará el consumo total (facturación o venta), considerando los siguientes aspectos:

- La tendencia histórica.
- Métodos econométricos, de series de tiempo o tendenciales.
- Planes de instalación de luminarias,
- Planes de reemplazo de luminarias tradicionales por luminarias LED.
- La participación histórica en el total.
- La relación entre el crecimiento de la demanda residencial y del AP.

Otros sectores

Se proyectarán siguiendo la metodología más adecuada a juicio de la empresa, basada en el conocimiento de sus clientes, para obtener:

- Cantidad de clientes.
- Consumos unitarios.
- Consumos totales (facturación o ventas)



ANEXO II

Modelo de reporte técnico para SA-I; SA-II y SA-III

Nombre del SA:															
I. - Generación / Almacenamiento de energía: Evolución de las Instalaciones															
Ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Generación / Almacenamiento de energía (Propiedad del SA)	Potencia instalada en generación hidráulica	kW													
Generación / Almacenamiento de energía (Propiedad del SA)	Potencia instalada en generación por biomasa	kW													
Generación / Almacenamiento de energía (Propiedad del SA)	Potencia instalada en generación térmica convencional (indicando una línea por cada tipo de combustible)	kW													
Generación / Almacenamiento de energía (Propiedad del SA)	Potencia instalada en generación solar	kW													



Nombre del SA:															
I. - Generación / Almacenamiento de energía: Evolución de las Instalaciones															
Ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Generación / Almacenamiento de energía (Propiedad del SA)	Potencia instalada en generación solar - inversores	kW													
Generación / Almacenamiento de energía (Propiedad del SA)	Potencia instalada en generación eólica	kW													
Generación / Almacenamiento de energía (Propiedad del SA)	Potencia instalada en inversores para gestión de almacenamiento de energía	kW													
Generación / Almacenamiento de energía (Propiedad del SA)	Capacidad de almacenamiento de energía	kWh													



Nombre del SA:															
I. - Generación / Almacenamiento de energía: Evolución de las Instalaciones															
Ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Generación / Almacenamiento de energía (Contratado a Privados)	Potencia instalada en generación hidráulica	kW													
Generación / Almacenamiento de energía (Contratado a Privados)	Potencia instalada en generación por biomasa	kW													
Generación / Almacenamiento de energía (Contratado a Privados)	Potencia instalada en generación térmica convencional (indicando una línea por cada tipo de combustible)	kW													
Generación / Almacenamiento de energía (Contratado a Privados)	Potencia instalada en generación solar	kW													



Nombre del SA:															
I. - Generación / Almacenamiento de energía: Evolución de las Instalaciones															
Ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Generación / Almacenamiento de energía (Contratado a Privados)	Potencia instalada en generación solar - inversores	kW													
Generación / Almacenamiento de energía (Contratado a Privados)	Potencia instalada en generación eólica	KW													
Generación / Almacenamiento de energía (Contratado a Privados)	Potencia instalada en inversores para gestión de almacenamiento de energía	kW													
Generación / Almacenamiento de energía (Contratado a Privados)	Capacidad de almacenamiento de energía	kWh													



II. - Generación / Almacenamiento de energía: Energía															
Nombre del SA:															
Ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Generación / Almacenamiento de energía (Propiedad del SA)	Energía generada por generación hidráulica	kWh													



II. - Generación / Almacenamiento de energía: Energía															
Nombre del SA:															
Ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Generación / Almacenamiento de energía (Propiedad del SA)	Energía generada por generación por biomasa	kWh													
Generación / Almacenamiento de energía (Propiedad del SA)	Energía generada por generación térmica convencional (indicando una línea por cada tipo de combustible)	kWh													
Generación / Almacenamiento de energía (Propiedad del SA)	Energía generada por generación solar	kWh													
Generación / Almacenamiento de energía (Propiedad del SA)	Energía generada por generación eólica	kWh													



II. - Generación / Almacenamiento de energía: Energía															
Nombre del SA:															
Ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Generación / Almacenamiento de energía (Propiedad del SA)	Energía inyectada por sistema de almacenamiento	kWh													
Generación / Almacenamiento de energía (Propiedad del SA)	Energía asociada a la carga del sistema de almacenamiento	kWh													
Generación / Almacenamiento de energía (autoproductores)	Energía inyectada por usuarios autoproductores	kWh													
Generación / Almacenamiento de energía (Contratado a Privados)	Energía generada por generación hidráulica	kWh													



II. - Generación / Almacenamiento de energía: Energía															
Nombre del SA:															
Ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Generación / Almacenamiento de energía (Contratado a Privados)	Energía generada por generación por biomasa	kWh													
Generación / Almacenamiento de energía (Contratado a Privados)	Energía generada por generación térmica convencional (indicando una línea por cada tipo de combustible)	kWh													
Generación / Almacenamiento de energía (Contratado a Privados)	Energía generada por generación solar	kWh													
Generación / Almacenamiento de energía (Contratado a Privados)	Energía asociada a la carga del sistema de almacenamiento	kWh													



II. - Generación / Almacenamiento de energía: Energía															
Nombre del SA:															
Ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Generación / Almacenamiento de energía (Contratado a Privados)	Energía generada por generación eólica	kWh													
TOTAL DE ENERGÍA INYECTADA AL SISTEMA		kWh													

BORRADOR



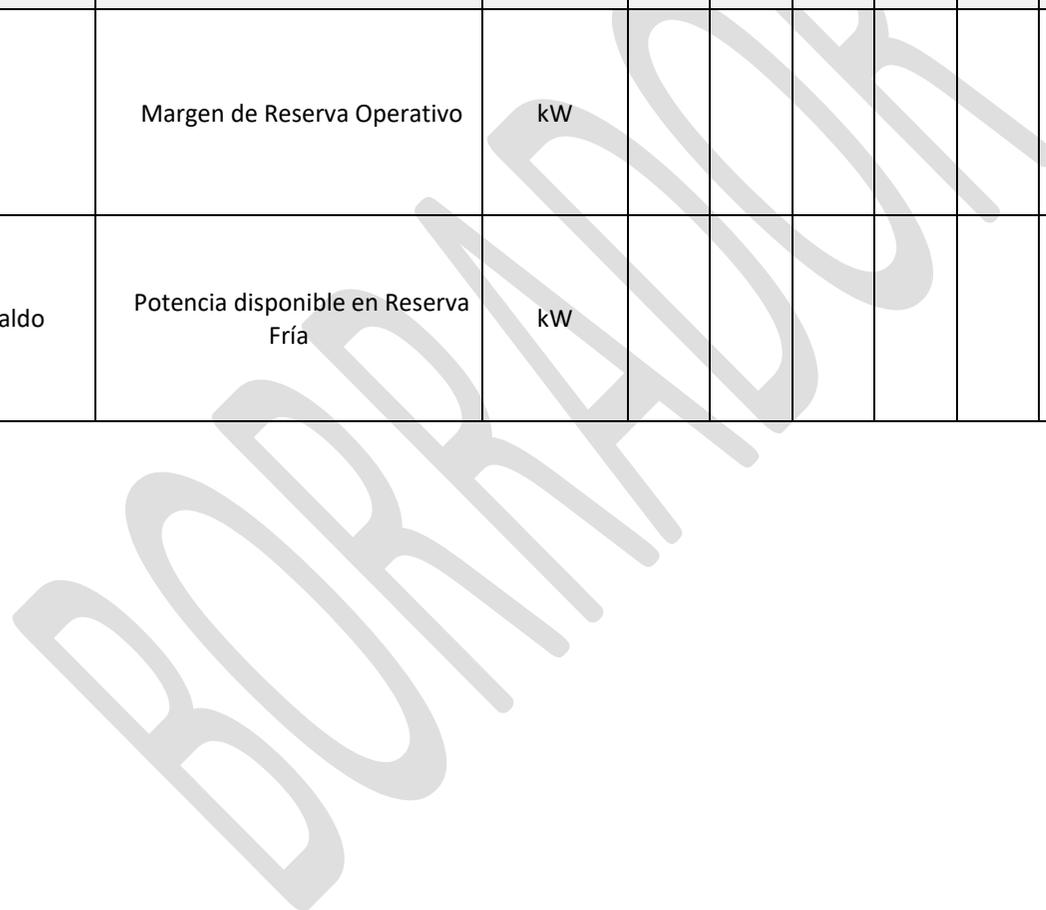
III. - Datos Operativos de Generación															
Nombre del SA:															
Ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Consumo Combustible Térmica Convencional (Generación Propiedad del SA)	Consumo de combustible generación térmica convencional (indicar una fila por cada tipo de combustible)	litros													
Eficiencia Generación Diesel (Generación Propiedad del SA)	Eficiencia de la generación Diesel: producción de energía Diesel (kWh)/consumo total de combustible del sistema (litros)	kWh/litros													
Contribución de energía renovable (Asociada a la generación propiedad del SA)	Contribución de energía renovable: producción de energía renovable (kWh)/producción total de energía (kWh)	%													
Disponibilidad de Generación (Propiedad del SA)	Disponibilidad de la generación (horas disponibles / horas totales del período)	%													



III. - Datos Operativos de Generación															
Nombre del SA:															
Ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Potencia Máxima (aportada por Generación Propiedad del SA)	Potencia Máxima aportada por la generación	kW													
Contribución Total de energía renovable (Asociada a la generación propiedad del SA y a la aportada por Privados con Contrato)	Contribución de energía renovable: producción de energía renovable propia + contratada (kWh)/producción total de energía propia + contratada (kWh)	%													
Potencia Máxima (aportada por Generación Contratada a Privados)	Potencia Máxima aportada por la generación contratada	kW													
Potencia Máxima total aportada por la Generación	Potencia Máxima aportada por la generación (Propia + Contratada)	kW													



III. - Datos Operativos de Generación															
Nombre del SA:															
Ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Reserva Operativa	Margen de Reserva Operativo	kW													
Reserva Fría o de Respaldo	Potencia disponible en Reserva Fría	kW													





IV. - Sistema de distribución															
Nombre del SA:															
Ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Redes de Media Tensión	Extensión de la red de Media Tensión	km													
Redes de Media Tensión	Cantidad de circuitos de Media Tensión	#													
Centros de Transformación	Cantidad de centros de transformación MT/BT	#													



IV. - Sistema de distribución															
Nombre del SA:															
Ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Centros de Transformación	Potencia instalada en centros de transformación MT/BT	kVA													
Redes de Baja Tensión	Extensión de la red de Baja Tensión	km													
Alumbrado Público	Cantidad de Luminarias de AP	#													
Alumbrado Público	Potencia Instalada en Luminarias de AP	kW													



IV. - Sistema de distribución															
Nombre del SA:															
Ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Demanda Máxima	Demanda Máxima de Potencia del sistema de distribución	kW													

V. - Calidad de Producto y Servicio															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Tensión	Tensión promedio del sistema	V													



V. - Calidad de Producto y Servicio															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Tensión	Cantidad de eventos de sobretensión	#													
Tensión	Máxima magnitud de eventos de sobretensión	V													
Tensión	Cantidad de eventos de subtensión	#													
Tensión	Mínima magnitud de eventos de subtensión	V													



V. - Calidad de Producto y Servicio															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Frecuencia	Frecuencia promedio	Hz													
Frecuencia	Cantidad de eventos de sobrefrecuencia	#													
Frecuencia	Máxima magnitud de eventos de sobrefrecuencia	Hz													
Frecuencia	Cantidad de eventos de subfrecuencia	#													



V. - Calidad de Producto y Servicio															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Frecuencia	Mínima magnitud de eventos de subfrecuencia	Hz													
Confiabilidad del servicio	Cantidad Interrupciones del servicio NO planificadas	#													
Confiabilidad del servicio	Cantidad de kVA interrumpidos por eventos NO planificados (suma total de kVA afectados por todas las interrupciones)	#													
Confiabilidad del servicio	Duración de las Interrupciones del servicio NO planificadas (suma de horas del total de interrupciones)	hs													



V. - Calidad de Producto y Servicio															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Confiabilidad del servicio	Cantidad Interrupciones del servicio planificadas (programadas)	#													
Confiabilidad del servicio	Cantidad de kVA interrumpidos por eventos planificados (suma total de kVA afectados por todas las interrupciones)	#													
Confiabilidad del servicio	Duración de las Interrupciones del servicio planificadas (suma de horas del total de interrupciones)	hs													
Atención de reclamos técnicos	Cantidad de reclamos técnicos realizados por los usuarios por falta de suministro eléctrico	#													



V. - Calidad de Producto y Servicio															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Atención de reclamos técnicos	Tiempo medio de atención de los reclamos técnicos por falta de suministro eléctrico	hs													
Atención de reclamos técnicos	Cantidad de otros reclamos técnicos realizados por los usuarios	#													
Atención de reclamos técnicos	Tiempo medio de atención de otros reclamos técnicos realizados por los usuarios	hs													



Modelo de reporte comercial para SA-I; SA-II y SA-III

I. - Evolución de la cantidad de usuarios conectados al sistema															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Cantidad de usuarios	usuarios Residenciales	#													
Cantidad de usuarios	usuarios Comerciales	#													
Cantidad de usuarios	usuarios Industriales en BT	#													
Cantidad de usuarios	usuarios Industriales en MT	#													



I. - Evolución de la cantidad de usuarios conectados al sistema															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Cantidad de usuarios	usuarios Oficiales y de Gobierno en BT	#													
Cantidad de usuarios	usuarios Oficiales y de Gobierno en MT	#													
Cantidad de usuarios	usuarios autoprodutores en BT	#													
Cantidad de usuarios	usuarios autoprodutores en MT	#													
TOTAL DE USUARIOS DEL SISTEMA		#													



II. - Evolución de la electrificación																
Nombre del SA:																
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año	
Usuarios Potenciales en la zona de Concesión	Cantidad de potenciales usuarios residenciales (aún sin servicio/sin conexión)	#														
Usuarios Potenciales en la zona de Concesión	Cantidad de potenciales usuarios comerciales (aún sin servicio/sin conexión)	#														
Usuarios Potenciales en la zona de Concesión	Cantidad de potenciales usuarios realizan una actividad productiva (aún sin servicio/sin conexión)	#														



II. - Evolución de la electrificación															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Tasa de electrificación	Usuarios de todo tipo conectados / sobre total de usuarios (conectados + potenciales)	%													

III. - Evolución del consumo de energía															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Energía Facturada	usuarios Residenciales	kWh													
Energía Facturada	Usuarios Comerciales	kWh													



III. - Evolución del consumo de energía															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Energía Facturada	Usuarios Industriales en BT	kWh													
Energía Facturada	Usuarios Industriales en MT	kWh													
Energía Facturada	Usuarios Oficiales y de Gobierno en BT	kWh													
Energía Facturada	Usuarios Oficiales y de Gobierno en MT	kWh													



III. - Evolución del consumo de energía															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Energía Facturada	Usuarios autoprodutores en BT	kWh													
Energía Facturada	Usuarios autoprodutores en MT	kWh													
Energía Facturada	Alumbrado Público	kWh													
TOTAL DE ENERGÍA FACTURADA		kWh													



IV. - Pérdidas de energía del sistema															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
A	Energía asociada al consumo propio de las instalaciones de generación	kWh													
B	Total de energía inyectada al sistema	kWh													
C	Total de energía (Inyectada + Consumos propios de generación)	kWh													
D	Energía Facturada	kWh													



IV. - Pérdidas de energía del sistema															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
E	Pérdidas totales sistema (C-D)	kWh													
F	Pérdidas totales sistema (E / C)	%													
G	Pérdidas Totales Netas (B-D)	kWh													
H	Pérdidas Totales Netas (G / B)	%													



IV. - Pérdidas de energía del sistema															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
I	Pérdidas Técnicas de Distribución	kWh													
J	Pérdidas Técnicas de Distribución (I / B)	%													



V. - Operaciones Comerciales: Suministros																
Nombre del SA:																
Ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año	
Usuarios con medición	Cantidad de usuarios con medición	#														
Usuarios sin medición	Cantidad de usuarios con sin medición	#														



V. - Operaciones Comerciales: Suministros															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Nuevos usuarios	Cantidad de nuevos servicios conectados: Usuarios Residenciales	#													
Nuevos usuarios	Cantidad de nuevos servicios conectados: Usuarios Comerciales	#													
Nuevos usuarios	Cantidad de nuevos servicios conectados: Usuarios Industriales en BT	#													
Nuevos usuarios	Cantidad de nuevos servicios conectados: Usuarios Industriales en MT	#													



V. - Operaciones Comerciales: Suministros															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Nuevos usuarios	Cantidad de nuevos servicios conectados: Usuarios Oficiales y de Gobierno en BT	#													
Nuevos usuarios	Cantidad de nuevos servicios conectados: Usuarios Oficiales y de Gobierno en MT	#													
Nuevos usuarios	Nuevos usuarios autoprodutores en BT habilitados	#													
Nuevos Usuarios	Nuevos usuarios autoprodutores en MT habilitados	#													



V. - Operaciones Comerciales: Suministros															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Bajas de servicio	Cantidad de servicios retirados: Usuarios residenciales	#													
Bajas de servicio	Cantidad de servicios retirados: Usuarios comerciales	#													
Bajas de servicio	Cantidad de servicios retirados: Usuarios industriales en BT	#													
Bajas de servicio	Cantidad de servicios retirados: Usuarios industriales en MT	#													



V. - Operaciones Comerciales: Suministros															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Bajas de servicio	Cantidad de servicios retirados: Usuarios Oficiales y de Gobierno en BT	#													
Bajas de servicio	Cantidad de servicios retirados: Usuarios Oficiales y de Gobierno en MT	#													



VI. - Atención de Reclamos Comerciales															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Reclamos Comerciales	Cantidad de reclamos comerciales: Usuarios Residenciales	#													
Reclamos Comerciales	Cantidad de reclamos comerciales: Usuarios Comerciales	#													
Reclamos Comerciales	Cantidad de Reclamos Comerciales: Usuarios Industriales en BT	#													



VI. - Atención de Reclamos Comerciales															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Reclamos Comerciales	Cantidad de Reclamos Comerciales: Usuarios Industriales en MT	#													
Reclamos Comerciales	Cantidad de Reclamos Comerciales: Usuarios Oficiales y de Gobierno en BT	#													
Reclamos Comerciales	Cantidad de Reclamos Comerciales: Usuarios Oficiales y de Gobierno en MT	#													
Reclamos Comerciales	Cantidad de Reclamos Comerciales: Usuarios autoprodutores en BT	#													



VI. - Atención de Reclamos Comerciales															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Reclamos Comerciales	Cantidad de Reclamos Comerciales: Usuarios autoprodutores en MT	#													
Reclamos Comerciales	Cantidad de Reclamos Comerciales: Alumbrado Público	#													
Reclamos Comerciales	Tiempo medio de atención de Reclamos Comerciales: Usuarios Residenciales	días													
Reclamos Comerciales	Tiempo medio de atención de Reclamos Comerciales: Usuarios Comerciales	días													



VI. - Atención de Reclamos Comerciales															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Reclamos Comerciales	Tiempo medio de atención de Reclamos Comerciales: Usuarios Industriales en BT	días													
Reclamos Comerciales	Tiempo medio de atención de Reclamos Comerciales: Usuarios Industriales en MT	días													
Reclamos Comerciales	Tiempo medio de atención de Reclamos Comerciales: Usuarios Oficiales y de Gobierno en BT	días													
Reclamos Comerciales	Tiempo medio de atención de Reclamos Comerciales: Usuarios Oficiales y de Gobierno en MT	días													



VI. - Atención de Reclamos Comerciales															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Reclamos Comerciales	Tiempo medio de atención de Reclamos Comerciales: Usuarios autoprodutores en BT	días													
Reclamos Comerciales	Tiempo medio de atención de Reclamos Comerciales: Usuarios autoprodutores en MT	días													
Reclamos Comerciales	Tiempo medio de atención de Reclamos Comerciales: Alumbrado Público	días													



VII. - Operaciones Comerciales: Facturación en unidades monetarias																
Nombre del SA:																
Ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año	
Energía Facturada	Usuarios Residenciales	Lempiras														
Energía Facturada	Usuarios Comerciales	Lempiras														
Energía Facturada	Usuarios Industriales en BT	Lempiras														
Energía Facturada	Usuarios Industriales en MT	Lempiras														



VII. - Operaciones Comerciales: Facturación en unidades monetarias															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Energía Facturada	Usuarios Oficiales y de Gobierno en BT	Lempiras													
Energía Facturada	Usuarios Oficiales y de Gobierno en MT	Lempiras													
Energía Facturada	Usuarios autoprodutores en BT	Lempiras													
Energía Facturada	Usuarios autoprodutores en MT	Lempiras													
TOTAL DE ENERGÍA FACTURADA		Lempiras													



VIII. - Operaciones Comerciales: Cobranzas Reales															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Cobranzas	Cobranza usuarios Residenciales	Lempiras													
Cobranzas	Cobranza usuarios Comerciales	Lempiras													
Cobranzas	Cobranza usuarios Industriales en BT	Lempiras													



VIII. - Operaciones Comerciales: Cobranzas Reales															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Cobranzas	Cobranza usuarios Industriales en MT	Lempiras													
Cobranzas	Cobranza usuarios Oficiales y de Gobierno en BT	Lempiras													
Cobranzas	Cobranza usuarios Oficiales y de Gobierno en MT	Lempiras													
Cobranzas	Cobranza usuarios autoprodutores en BT	Lempiras													



VIII. - Operaciones Comerciales: Cobranzas Reales																
Nombre del SA:																
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año	
Cobranzas	Cobranza usuarios autoprodutores en MT	Lempiras														
TOTAL DE COBRANZAS		Lempiras														

BOBRA



IX. - Tasa de Cobrabilidad															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Tasa de cobrabilidad	Tasa de cobrabilidad: Usuarios Residenciales	%													
Tasa de cobrabilidad	Tasa de cobrabilidad: Usuarios Comerciales	%													
Tasa de cobrabilidad	Tasa de cobrabilidad: Usuarios Industriales en BT	%													
Tasa de cobrabilidad	Tasa de cobrabilidad: Usuarios Industriales en MT	%													



IX. - Tasa de Cobrabilidad															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Tasa de cobrabilidad	Tasa de cobrabilidad: Usuarios Oficiales y de Gobierno en BT	%													
Tasa de cobrabilidad	Tasa de cobrabilidad: Usuarios Oficiales y de Gobierno en MT	%													
Tasa de cobrabilidad	Tasa de cobrabilidad: Usuarios autoprodutores en BT	%													
Tasa de cobrabilidad	Tasa de cobrabilidad: Usuarios autoprodutores en MT	%													



IX. - Tasa de Cobrabilidad																
Nombre del SA:																
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año	
Tasa de cobrabilidad	Tasa global de cobrabilidad	%														

X. - Gestión de Mora																
Nombre del SA:																
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año	
Cortes de suministro por falta de pago	Cantidad de suspensiones del servicio por falta de pago: Usuarios Residenciales	#														



X. - Gestión de Mora															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Cortes de suministro por falta de pago	Cantidad de suspensiones del servicio por falta de pago: Usuarios Comerciales	#													
Cortes de suministro por falta de pago	Cantidad de suspensiones del servicio por falta de pago: Usuarios industriales en BT	#													
Cortes de suministro por falta de pago	Cantidad de suspensiones del servicio por falta de pago: Usuarios industriales en BT	#													
Cortes de suministro por falta de pago	Cantidad de suspensiones del servicio por falta de pago: Usuarios industriales en MT	#													



X. - Gestión de Mora															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Cortes de suministro por falta de pago	Cantidad de suspensiones del servicio por falta de pago: Usuarios Oficiales y de Gobierno en BT	#													
Cortes de suministro por falta de pago	Cantidad de suspensiones del servicio por falta de pago: Usuarios Oficiales y de Gobierno en MT	#													
Cortes de suministro por falta de pago	Cantidad de suspensiones del servicio por falta de pago: Usuarios autoprodutores en BT	#													
Cortes de suministro por falta de pago	Cantidad de suspensiones del servicio por falta de pago: Usuarios autoprodutores en MT														



X. - Gestión de Mora															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Reconexión de suministro	Cantidad de suspensiones del servicio por falta de pago: Usuarios Residenciales	#													
Reconexión de suministro	Cantidad de reconexiones (rehabilitación) del servicio por falta de pago: Usuarios Comerciales	#													
Reconexión de suministro	Cantidad de reconexiones (rehabilitación) del servicio por falta de pago: Usuarios Industriales en BT	#													
Reconexión de suministro	Cantidad de reconexiones (rehabilitación) del servicio por falta de pago: Usuarios Industriales en MT	#													



X. - Gestión de Mora															
Nombre del SA:															
ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Reconexión de suministro	Cantidad de reconexiones (rehabilitación) del servicio por falta de pago: Usuarios Oficiales y de Gobierno en BT	#													
Reconexión de suministro	Cantidad de reconexiones (rehabilitación) del servicio por falta de pago: Usuarios Oficiales y de Gobierno en MT	#													
Reconexión de suministro	Cantidad de reconexiones (rehabilitación) del servicio por falta de pago: Usuarios autoprodutores en BT	#													
Reconexión de suministro	Cantidad de reconexiones (rehabilitación) del servicio por falta de pago: Usuarios autoprodutores en MT	#													



ítem	Descripción	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Otros Ingresos	Ingresos por cobro de tasa de reconexión del servicio	Lempiras													
Otros Ingresos	Ingresos por cobro uso de soportes	Lempiras													
Otros Ingresos	Ingresos por otras actividades no reguladas	Lempiras													



I. - Gastos de Administración (Generación/Almacenamiento)														
Nombre del SA:														
Ítem	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Mantenimiento de equipos y muebles	Lempiras													
Papelería y Útiles de Oficina	Lempiras													
Gastos de Servicios Públicos	Lempiras													
Gastos de Seguros	Lempiras													
Otros gastos administrativos	Lempiras													
TOTAL GASTOS DE ADMINISTRACIÓN	Lempiras													
II. - Gastos asociados a Edificios (Generación/Almacenamiento)														
Nombre del SA:														
Ítem	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Gastos de alquiler de edificios	Lempiras													
Alquiler: Terreno Oficina-almacén	Lempiras													
Limpieza y Mantenimiento de Edificios	Lempiras													
Gastos de servicios de vigilancia	Lempiras													
TOTAL GASTOS DE EDIFICIOS	Lempiras													



III. - Gastos de Personal (Generación/Almacenamiento)														
Nombre del SA:														
Ítem	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Gastos de Personal	Lempiras													
Cargas laborales	Lempiras													
Gastos de Movilidad (pasajes, peajes, etc.)	Lempiras													
Refrigerios, comidas y alojamiento	Lempiras													
Aportes al seguro social	Lempiras													
Gastos de seguros de vida	Lempiras													
TOTAL GASTOS DE PERSONAL	Lempiras													
IV. - Gastos de Comunicaciones e Informática (Generación/Almacenamiento)														
Nombre del SA:														
Ítem	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Gastos de Telefonía Fija	Lempiras													
Gastos de Telefonía Móvil	Lempiras													
Gastos de Servicios de transmisión de datos	Lempiras													
Gastos de microinformática (ejemplos: Leasing de impresoras, compra de tóner, etc.)	Lempiras													



Gastos asociados a licencias y servicio de soporte de aplicaciones (ejemplos: sistema comercial, sistema de administración, etc.)	Lempiras														
TOTAL GASTOS DE COMUNICACIONES E INFORMÁTICA	Lempiras														
V. - Gastos de Vehículos (Generación/Almacenamiento)															
Nombre del SA:															
ítem	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año	
Gastos en combustibles y lubricantes	Lempiras														
Gastos de mantenimiento y reparación de flota de vehículos	Lempiras														
Gastos de seguros de vehículos	Lempiras														
Otros gastos de vehículos (impuestos, placa, etc.)	Lempiras														
TOTAL GASTOS DE VEHÍCULOS	Lempiras														
VI. - Gastos de Operación y Mantenimiento de Infraestructura Eléctrica (Generación/Almacenamiento)															
Nombre del SA:															
ítem	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año	
Generación Térmica Convencional - Gasto de combustible	Lempiras														



Generación Térmica Convencional - Gasto de lubricantes	Lempiras													
Generación Térmica Convencional- Gastos de mantenimiento preventivo (servicios contratados)	Lempiras													
Generación Térmica Convencional - Gastos de mantenimiento correctivo (servicios contratados)	Lempiras													
Generación Térmica Convencional - Gastos de mantenimiento preventivo (materiales)	Lempiras													
Generación Térmica Convencional - Gastos de mantenimiento correctivo (materiales)	Lempiras													
Generación Solar- Gastos de mantenimiento preventivo (servicios contratados)	Lempiras													
Generación Solar- Gastos de mantenimiento correctivo (servicios contratados)	Lempiras													
Generación Solar- Gastos de mantenimiento preventivo (materiales)	Lempiras													
Generación Solar- Gastos de mantenimiento correctivo (materiales)	Lempiras													
Generación Eólica- Gastos de mantenimiento preventivo (servicios)	Lempiras													



Generación Eólica - Gastos de mantenimiento correctivo (servicios contratados)	Lempiras																					
Generación Eólica- Gastos de mantenimiento preventivo (materiales)	Lempiras																					
Generación Eólica - Gastos de mantenimiento correctivo (materiales)	Lempiras																					
Generación hidráulica- Gastos de mantenimiento preventivo (servicios contratados)	Lempiras																					
Generación hidráulica - Gastos de mantenimiento correctivo (servicios contratados)	Lempiras																					
Generación hidráulica- Gastos de mantenimiento preventivo (materiales)	Lempiras																					
Generación hidráulica - Gastos de mantenimiento correctivo (materiales)	Lempiras																					
Generación Biomasa- Gastos de mantenimiento preventivo (servicios contratados)	Lempiras																					
Generación Biomasa- Gastos de mantenimiento correctivo (servicios contratados)	Lempiras																					
Generación Biomasa- Gastos de mantenimiento preventivo (materiales)	Lempiras																					
Generación Biomasa- Gastos de mantenimiento correctivo (materiales)	Lempiras																					



Almacenamiento de energía - Gastos de mantenimiento preventivo (servicios contratados)	Lempiras													
Almacenamiento de energía - Gastos de mantenimiento correctivo (servicios contratados)	Lempiras													
Almacenamiento de energía - Gastos de mantenimiento preventivo (materiales)	Lempiras													
Almacenamiento de energía - Gastos de mantenimiento correctivo (materiales)	Lempiras													
TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE GENERACIÓN / ALMACENAMIENTO	Lempiras													
VII. - Otros Gastos (Generación/Almacenamiento)														
Nombre del SA:														
ítem	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Gastos por honorarios profesionales (contabilidad, impuestos, etc.)	Lempiras													
Gastos asociados a la gestión medioambiental (servicios contratados)	Lempiras													



Pago de tasas o cánones	Lempiras														
TOTAL DE OTROS GASTOS	Lempiras														
IX. - TOTAL DE GASTOS															
Nombre del SA:															
ítem	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año	
I. - TOTAL GASTOS DE ADMINISTRACIÓN	Lempiras														
II. - TOTAL GASTOS DE EDIFICIOS	Lempiras														
III. - TOTAL GASTOS DE PERSONAL	Lempiras														
IV. - TOTAL GASTOS DE COMUNICACIONES E INFORMÁTICA	Lempiras														
V. - TOTAL GASTOS DE VEHÍCULOS	Lempiras														
VI. - TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE GENERACIÓN / ALMACENAMIENTO	Lempiras														
VII. - TOTAL DE OTROS GASTOS	Lempiras														



TOTAL DE GASTOS (I + II + III + IV + V + VI + VII)	Lempiras															
---	-----------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

I. - Gastos de Administración (Distribución)

Nombre del SA:															
ítem	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año	
Mantenimiento de equipos y muebles	Lempiras														
Papelería y Útiles de Oficina	Lempiras														
Gastos de Servicios Públicos	Lempiras														
Gastos de Seguros	Lempiras														
Otros gastos administrativos	Lempiras														
TOTAL GASTOS DE ADMINISTRACIÓN	Lempiras														

II. - Gastos asociados a Edificios (Distribución)

Nombre del SA:															
ítem	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año	



Gastos de alquiler de edificios	Lempiras													
Alquiler: Terreno Oficina-Almacén	Lempiras													
Limpieza y Mantenimiento de Edificios	Lempiras													
Gastos de servicios de vigilancia	Lempiras													
TOTAL GASTOS DE EDIFICIOS	Lempiras													

III. - Gastos de Personal (Distribución)

Nombre del SA:														
ítem	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Gastos de Personal	Lempiras													
Cargas laborales	Lempiras													
Gastos de Movilidad (pasajes, peajes, etc.)	Lempiras													
Refrigerios, comidas y alojamiento	Lempiras													
Aportes al seguro social	Lempiras													
Gastos de seguros de vida	Lempiras													



TOTAL GASTOS DE PERSONAL		Lempiras													
IV. - Gastos de Comunicaciones e Informática (Distribución)															
Nombre del SA:															
ítem	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año	
Gastos de Telefonía Fija	Lempiras														
Gastos de Telefonía Móvil	Lempiras														
Gastos de Servicios de transmisión de datos	Lempiras														
Gastos de microinformática (ejemplos: Leasing de impresoras, compra de tóner, etc.)	Lempiras														
Gastos asociados a licencias y servicio de soporte de aplicaciones (ejemplos: sistema comercial, sistema de administración, etc.)	Lempiras														
TOTAL GASTOS DE COMUNICACIONES E INFORMÁTICA	Lempiras														



V. - Gastos de Vehículos (Distribución)														
Nombre del SA:														
ítem	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Gastos en combustibles y lubricantes	Lempiras													
Gastos de mantenimiento y reparación de flota de vehículos	Lempiras													
Gastos de seguros de vehículos	Lempiras													
Otros gastos de vehículos (impuestos, placas, etc.)	Lempiras													
TOTAL GASTOS DE VEHÍCULOS	Lempiras													
VI. - Gastos de Operación y Mantenimiento de Infraestructura Eléctrica (Distribución)														
Nombre del SA:														
ítem	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Gastos de mantenimiento de infraestructura eléctrica - Servicios Contratados	Lempiras													



Gastos de operación de infraestructura eléctrica - Servicios Contratados	Lempiras													
Gastos de mantenimiento de infraestructura eléctrica - Materiales	Lempiras													
Gastos de operación de infraestructura eléctrica - Materiales	Lempiras													
TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN	Lempiras													
VII. - Otros Gastos (Distribución)														
Nombre del SA:														
ítem	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año
Gastos por servicio contratado de cobranzas	Lempiras													
Gastos por servicio contratado de lectura de medidores	Lempiras													



Gastos por servicio contratado de reparto o entrega de factura y de notificaciones a usuarios	Lempiras														
Gastos por servicio contratado de atención a los usuarios	Lempiras														
Gastos por servicio contratado de gestión de mora (corte y reconexión por falta de pago)	Lempiras														
Gastos por servicio contratado de gestión de pérdidas no técnicas	Lempiras														
Gastos por honorarios profesionales (contabilidad, impuestos, etc.)	Lempiras														
Pago de tasas o cánones	Lempiras														
Gastos de materiales asociados a la operación comercial	Lempiras														
TOTAL DE OTROS GASTOS	Lempiras														
VIII. - TOTAL DE GASTOS DE DISTRIBUCIÓN															
Nombre del SA:															
ítem	Unidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Año	



I. - TOTAL GASTOS DE ADMINISTRACIÓN	Lempiras													
II. - TOTAL GASTOS DE EDIFICIOS	Lempiras													
III. - TOTAL GASTOS DE PERSONAL	Lempiras													
IV. - TOTAL GASTOS DE COMUNICACIONES E INFORMÁTICA	Lempiras													
V. - TOTAL GASTOS DE VEHÍCULOS	Lempiras													
VI. - TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN	Lempiras													
VII. - TOTAL DE OTROS GASTOS	Lempiras													
TOTAL DE GASTOS (I + II + III + IV + V + VI + VII)	Lempiras													



Modelo de reporte Inventario de Activos (Información anual)							
Nombre del SA:							
I. - Generación							
Generador	Tecnología de Generación	Tipo	Combustible (si corresponde)	Capacidad KVA	Potencia Efectiva kW	Frecuencia	Voltaje de Generación
II Almacenamiento de energía							
Nombre del SA:							
Tipo de Almacenamiento	Unidad	Capacidad					
	kWh						
III. - Subestaciones							
Nombre del SA:							
Transformador	Potencia (kVA)	Tensión Primaria (V)	Tensión Secundaria (V)	Grupo de Conexión			
IV. - Conductores MT							
Nombre del SA:							



Tipo de Red	Tipo de Conductor	MM ²	Diámetro	AWG/CIRCULAR MIL	Tipo Conductor	Kilómetros
Monofásica	Cable Aluminio Desnudo			1/0	A, AA	
Monofásica	Cable Aluminio Desnudo			2/0	A, AA	
Monofásica						
Monofásica						
Bifásica	Cable Aluminio Desnudo			1/0	A, AA	
Bifásica	Cable Aluminio Desnudo			1/0	A, AA	
Bifásica						
Bifásica						
Trifásica	Cable Aluminio Desnudo			1/0	A, AA	
Trifásica	Cable Aluminio Desnudo			1/0	A, AA	
Trifásica						
Trifásica						

V. - Conductores BT

Nombre del SA:						
Tipo de Red	Tipo de Conductor	MM ²	Diámetro	AWG/CIRCULAR MIL	Tipo Conductor	Kilómetros



Monofásica	Cable Aluminio Desnudo			1/0	A, AA	
Monofásica	Cable Aluminio Desnudo			2/0	A, AA	
Monofásica						
Monofásica						
Bifásica	Cable Aluminio Desnudo			1/0	A, AA	
Bifásica	Cable Aluminio Desnudo			1/0	A, AA	
Bifásica						
Bifásica						
Trifásica	Cable Aluminio Desnudo			1/0	A, AA	
Trifásica	Cable Aluminio Desnudo			1/0	A, AA	
Trifásica						
Trifásica						

VI. - Postes

Nombre del SA:

Nivel de Tensión	Tipo de Red	Material del Poste	Altura del poste (metros)	Cantidad
MT o BT	Monofásica, Bifásica o Trifásica	Concreto, madera o metal	8, 10, 12, etc.	



VII. - Transformadores de Distribución				
Nombre del SA:				
Tipo de Instalación	Potencia (KVA)	Cantidad		
En Poste, Pad Mounted	10, 15, ...100, etc.			
VIII. - Medidores				
Nombre del SA:				
Nivel de Tensión	Fases	Tipo	Cantidad	
MT o BT	Mono, bi o trifásico	Electromecánico, electrónico, prepago, inteligente, bidireccional, etc.		
IX. - Acometidas				
Nombre del SA:				
Nivel de Tensión	Fases	Cantidad		
MT o BT	Mono, bi o trifásico			



X. - Otros							
Nombre del SA:							

BORRADOR



ANEXO III

INYECCIÓN DE AUTOPRODUCTORES

PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN

Aspectos Generales

En lo general, la NORMA TÉCNICA DE USUARIOS AUTOPRODUCTORES RESIDENCIALES Y COMERCIALES, en adelante NT-UAP, es la que resulta de aplicación para los Usuarios autoprodutores. Sin embargo, en este Anexo se detallan consideraciones particulares para lo que corresponda a los sistemas SA-I; SA-II y SA-III.

Por tratarse de sistemas aislados, se deben contemplar adecuaciones al procedimiento establecido en la NT-UAP, particularmente en lo referente al análisis de impacto en la red de la conexión de GD.

Esta condición se impone debido a que las características eléctricas de los sistemas aislados (menores potencias de cortocircuito, menores capacidades de regulación de tensión y frecuencia, entre otras) muestran la necesidad de pasar a un análisis más exhaustivo para la conexión del generador.

Definiciones

Adicionalmente a lo indicado en el Artículo 3 de la NT-UAP, a continuación, se presentan las definiciones particulares que resultan de aplicación para este Anexo.

La definición de empresa distribuidora aplica para el licenciatario de los SA-I; SA-II y SA-III de forma similar a la que se aplica este término en la NT-UAP.

Clasificación de usuarios autoprodutores

La clasificación de Usuario Autoprodutor Tipo A; Usuario Autoprodutor Tipo B y Usuario Autoprodutor Tipo C, establecida en el Artículo 4 de la NT-UAP, resulta de aplicación para los SA-I, SA-II y SA-III.

Base de datos de usuarios autoprodutores

Teniendo en cuenta lo establecido en el Artículo 5 de la NT-UAP, donde se definen los lineamientos de la base de datos de usuarios autoprodutores, a continuación, se detallan las particularidades para los SA-I, SA-II y SA-III.

Los licenciatarios deberán entregar a la CREE un informe semestral con la información mencionada, así como información acumulada de los usuarios autoprodutores conectados a sus redes, utilizando el formato y canal que la CREE establezca para tal fin. De considerarlo necesario, la CREE podrá solicitar información adicional para cumplir con su labor de fiscalización.

Información de la red a disposición de los usuarios

Conforme a lo establecido en el Artículo 6 de la NT-UAP, los sistemas aislados deberán proveer información actualizada de la red de distribución mediante medios electrónicos tales como: sitio web de acceso público, planilla de cálculo, información georreferenciada, entre otros.

El objetivo de esta información es permitir a los usuarios realizar un análisis de la instalación de los equipos de generación con posibilidad de inyectar excesos en el punto de conexión de interés y, posteriormente, realizar la solicitud de autorización.



La información en cuestión será pública, gratuita y deberá ser actualizada semestralmente, como mínimo.

La implementación de este sistema de información de acceso público y gratuito estará asociado a los Períodos de Transición definido en el Título X – Disposiciones Transitorias – Capítulo I del reglamento.

Procedimiento autoprodutores sistemas SA-I, SA-II y SA-III

Consideraciones particulares para los SA-I, SA-II y SA-III

En el caso de los SA-I, SA-II y SA-III, teniendo en cuenta las características propias de dichos sistemas, se establece un procedimiento simplificado, que tiene como referencia los lineamientos generales de los títulos III y IV de la NT-UAP. Dicho procedimiento considera las siguientes etapas.

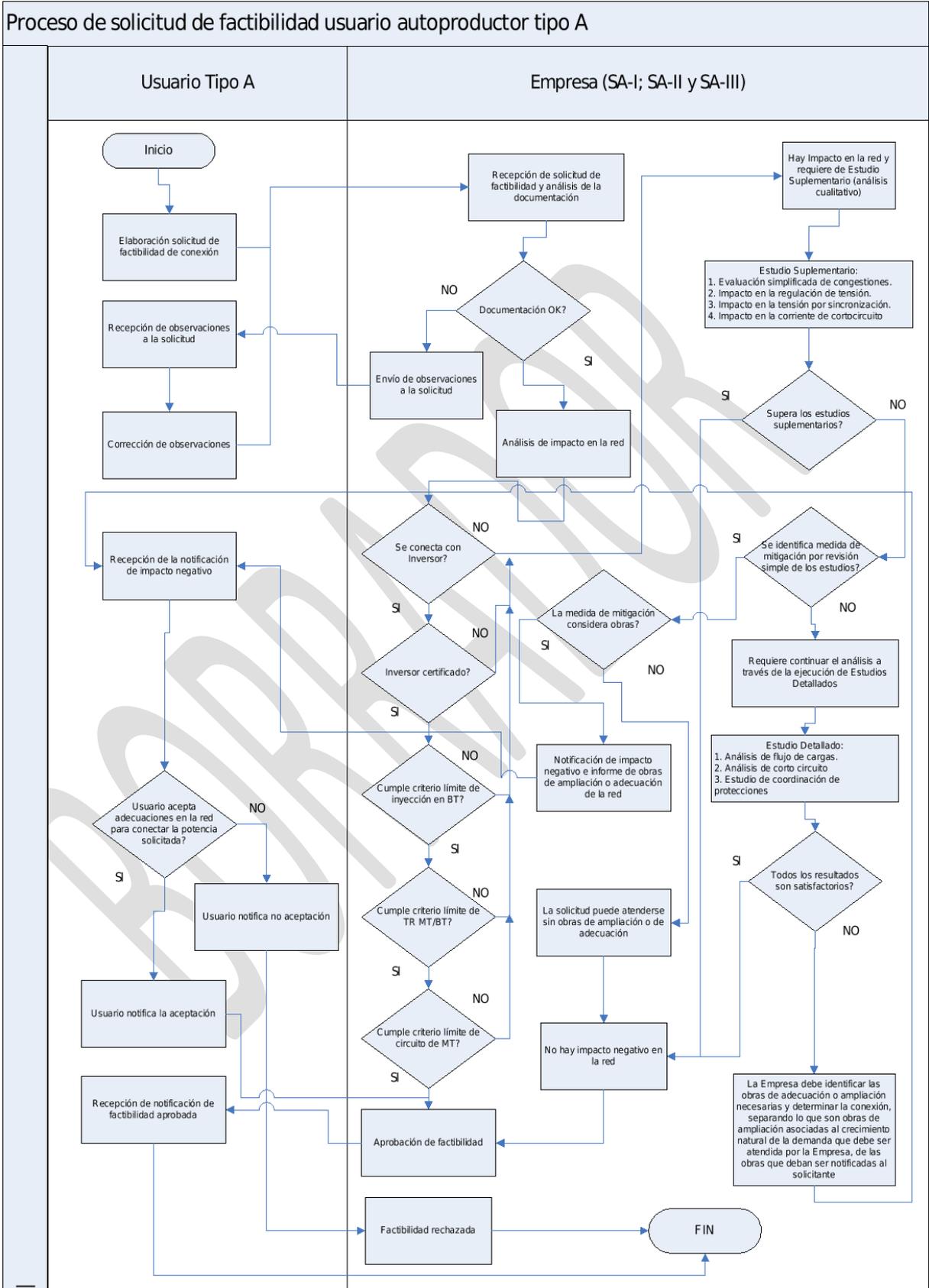
- Factibilidad de la conexión: Se trata de una etapa donde el usuario (sea Tipo A, Tipo B o Tipo C), solicita la empresa distribuidora el desarrollo de un análisis de factibilidad de conexión.
- Solicitud de conexión: Considera la etapa posterior a la aprobación de la factibilidad de conexión y culmina con la instalación del medidor y conexión de la generación a la red de la empresa distribuidora.

Proceso de Factibilidad de conexión

Teniendo en cuenta los lineamientos establecidos en la NT-UAP y las consideraciones particulares para los SA-I, SA-II y SA-III; a continuación, se resume el proceso de factibilidad de conexión para usuarios autoprodutores Tipo A, Tipo B y Tipo C.



Factibilidad de conexión para Usuario Autoproductor Tipo A



Aspectos del proceso

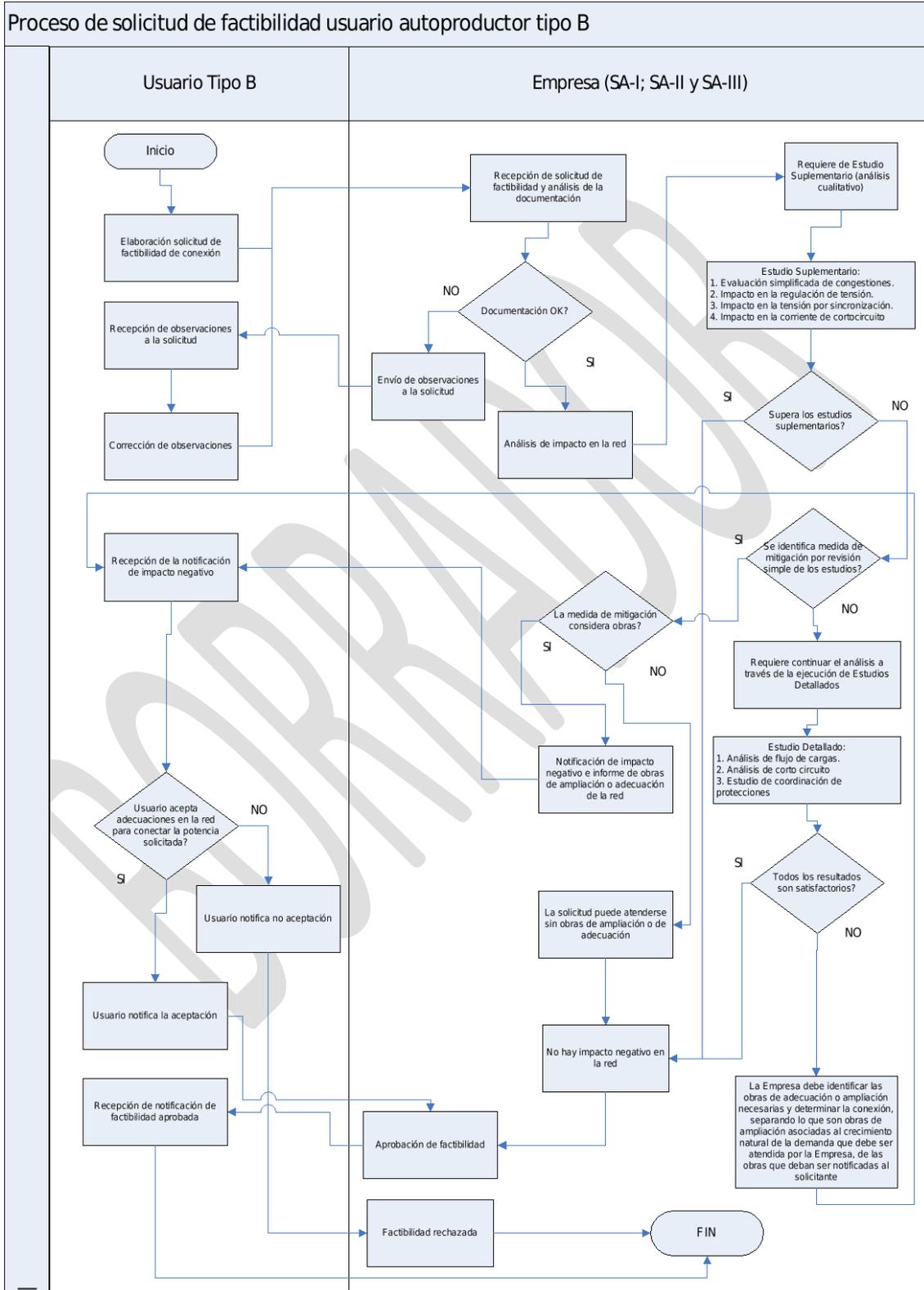
Teniendo en cuenta las características de los SA y el impacto en la red de distribución de la conexión de GD, para las solicitudes de factibilidad de conexión asociadas a un Usuario auto productor tipo A, se contempla lo siguiente:

1. La GD se conecta con inversor: Considera el caso que el equipamiento de generación se acopla a la red a través de un inversor de CC/CA. En el caso que no contemple inversor, se pasa al tratamiento de estudio suplementario.
2. Equipo de GD certificado: El equipamiento de generación deberá encontrarse certificado u homologado por el o los Organismos Nacionales que cumplen dicha función, como por ejemplo el OHN. En caso de que no se cumpla con este requisito, entonces se debe pasar al estudio suplementario.
3. Verificación de la potencia de GD respecto de la capacidad del alimentador de BT y del transformador MT/BT: Este filtro se impone sólo para evaluar la GD conectada en BT. Implica verificar que la capacidad nominal agregada de la GD conectados al alimentador de BT y al transformador de MT/BT al cual dicho alimentador de BT está vinculado, incluido el Solicitante, es menor que la capacidad nominal del alimentador de BT y del transformador MT/BT. En caso de no superar esta verificación, se debe proceder a la ejecución del estudio suplementario.
4. Verificación en MT: Luego de realizar las verificaciones de las instalaciones de BT (alimentador de BT y Transformador MT/BT), el siguiente paso es validar si la potencia agregada de GD asociada a la solicitud bajo análisis, no produce superación de la capacidad de transporte del alimentador de MT (considerando toda la generación conectada tanto en BT como en MT, como así también aquellas solicitudes que al momento de realizar el análisis, tiene vigente la aprobación de su respectiva factibilidad de conexión). Adicionalmente se debe realizar la verificación del % de penetración de energía renovable inyectada en la red de MT a los efectos de corroborar que dicho % no supere valores que puedan representar un efecto negativo en la operación de la red y en la calidad de servicio, como así también la calidad de producto definidos en la NT-CD. Como valor de referencia de % de penetración, inicialmente se establece en 15%. La empresa distribuidora deberá verificar que la capacidad nominal agregada de generación distribuida a conectarse en un alimentador, incluido el interesado, sea menor que la demanda máxima anual medida en dicho alimentador. El porcentaje límite del 15% es un valor que sirve de límite conservador por default de todos los alimentadores, pero que podrá y deberá ser modificado en función de los estudios que realicen las empresas distribuidoras en sus redes, los cuales deberán contar con la no objeción por parte de la CREE. En caso de no superar esta verificación, se debe proceder a la ejecución del estudio suplementario.
5. Si como resultado de los estudios suplementarios se detecta un impacto negativo y la mitigación de dicho impacto resulta en la realización de una ampliación o adecuación de la red, la empresa distribuidora debe informar debidamente al solicitante para que decida si da conformidad o no a la ejecución de dichas obras. No se consideran como obras de ampliación o adecuación de la red, a las reconfiguraciones operativas de dicha red.
6. En el caso de que la solicitud no cumpla con alguna de las verificaciones asociadas al estudio suplementario, se debe considerar el desarrollo de estudios detallados.

Como parte del análisis técnico de factibilidad, la empresa distribuidora realizará la revisión de los elementos de protección y maniobra considerados en el diseño de la instalación de GD para usuarios autoprodutores tipo A, de modo de verificar que cumplen con los requerimientos mínimos establecidos por la empresa distribuidora, los cuales deben estar publicados en la página web de la Empresa y contar con la no objeción por parte de la CREE.



Factibilidad de conexión para Usuario Autoprodutor Tipo B



Aspectos del proceso



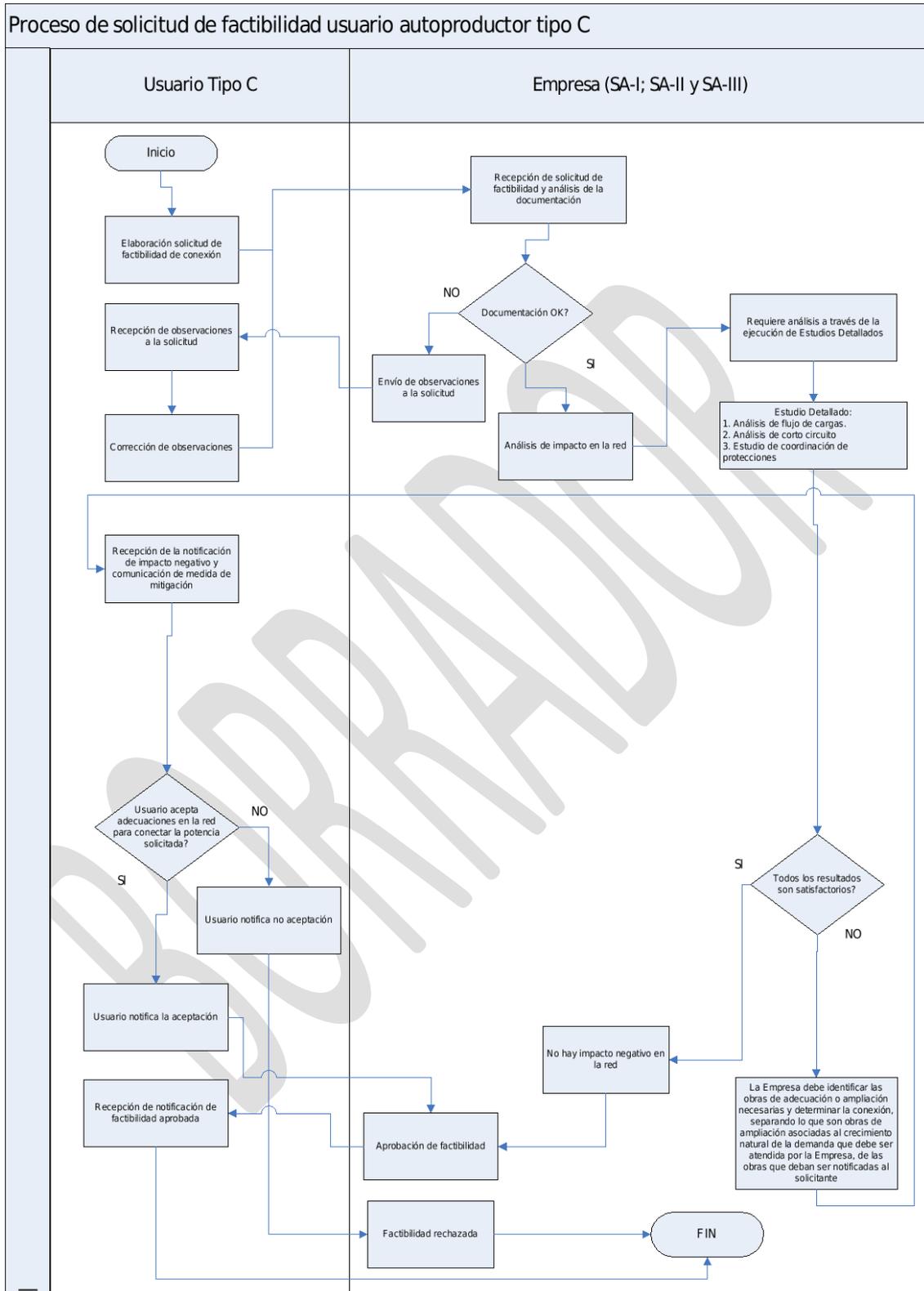
Teniendo en cuenta las características de los SA y el impacto en la red de distribución de la conexión de GD, para las solicitudes de factibilidad de conexión asociadas a un Usuario auto productor tipo B, se contempla lo siguiente:

1. Por tratarse de una solicitud de usuario auto productor tipo B para la conexión a las redes de distribución de MT de un sistema aislado, corresponde realizar el análisis de factibilidad asociado a la ejecución de los estudios suplementarios.
2. Si como resultado de los estudios suplementarios se detecta un impacto negativo y la mitigación de dicho impacto resulta en la realización de una ampliación o adecuación de la red, la empresa distribuidora debe informar debidamente al solicitante para que decida si da conformidad o no a la ejecución de dichas obras. No se consideran como obras de ampliación o adecuación de la red, a las reconfiguraciones operativas de dicha red.
3. En el caso que alguno de los estudios suplementarios no resulte satisfactorio y luego de una revisión simple de dichos resultados, no resulte factible la identificación de una medida de mitigación del impacto negativo, se pasa al desarrollo de estudios detallados.
4. Si los estudios detallados no resultan satisfactorios y se requieran de la implementación de acciones de mitigación asociadas a obras de ampliación de la red, dichas obras deben estar separadas en aquellas que formen parte del crecimiento natural de las instalaciones de la empresa distribuidora para atender el crecimiento tendencial de la demanda asegurando la correcta prestación del servicio de distribución, de las obras que resulten complementarias, las cuales deben ser notificadas al interesado para que analice si decide solventar su ejecución o no.

Como parte del análisis técnico de factibilidad, la empresa distribuidora realizará la revisión de los elementos de protección y maniobra considerados en el diseño de la instalación de GD para usuarios autoprodutores tipo B, de modo de verificar que cumplen con los requerimientos mínimos establecidos por la empresa distribuidora, los cuales deben estar publicados en la página web de la Empresa y contar con la no objeción por parte de la CREE.



Factibilidad de conexión para Usuario Autoprodutor Tipo C



Aspectos del proceso

Teniendo en cuenta las características de los SA y el impacto en la red de distribución de la conexión de GD, para las solicitudes de factibilidad de conexión asociadas a un Usuario auto productor tipo C, se contempla lo siguiente:



1. Por tratarse de una solicitud de usuario auto productor tipo C para la conexión a las redes de distribución de MT de un sistema aislado, corresponde realizar el análisis de factibilidad asociado a la ejecución de los estudios detallados.
2. Si los estudios detallados no resultan satisfactorios y se requieran de la implementación de acciones de mitigación asociadas a obras de ampliación de la red, dichas obras deben estar separadas en aquellas que formen parte del crecimiento natural de las instalaciones de la empresa distribuidora para atender el crecimiento tendencial de la demanda asegurando la correcta prestación del servicio de distribución, de las obras que resulten complementarias, las cuales deben ser notificadas al interesado para que analice si decide solventar su ejecución o no.

Como parte del análisis técnico de factibilidad, la empresa distribuidora realizará la revisión de los elementos de protección y maniobra considerados en el diseño de la instalación de GD para usuarios autoprodutores tipo C, de modo de verificar que cumplen con los requerimientos mínimos establecidos por la empresa distribuidora, los cuales deben estar publicados en la página web de la Empresa y contar con la no objeción por parte de la CREE.

Plazos asociados al proceso de Factibilidad: Usuarios Tipo A

A continuación, se detallan los plazos asociados a las distintas etapas del proceso de factibilidad de conexión:

Responsable	Actividad	Plazo (en días hábiles)
Licenciatarario	Análisis y revisión de la documentación asociada a la solicitud de factibilidad de conexión	Cinco (5) días hábiles a partir de la fecha de recepción de la solicitud
Usuario solicitante	Corrección y/o ampliación de información asociada a la solicitud de factibilidad de conexión	Diez (10) días hábiles a partir de la fecha de recepción de la notificación del licenciatarario.
Licenciatarario	Desarrollo de la actividad de Análisis de Impacto de la conexión	Quince (15) días hábiles a partir de la fecha de recepción de solicitud (considerando que toda la documentación es correcta)
Usuario solicitante	Revisión y toma de decisión del informe elaborado por el licenciatarario con el detalle del impacto negativo en la red	Diez (10) días hábiles a partir de la fecha de recepción de la notificación de impacto negativo y correspondientes medidas de mitigación
Licenciatarario	Notificación de la factibilidad	Un (1) día hábil en el caso que, luego de realizado el análisis de impacto, éste no sea negativo. Cinco (5) días hábiles luego de que el usuario haya notificado su decisión sobre las



		alternativas asociadas a un impacto negativo.
--	--	---

Plazos asociados al proceso de Factibilidad: Usuarios Tipo B

A continuación, se detallan los plazos asociados a las distintas etapas del proceso de factibilidad de conexión:

Responsable	Actividad	Plazo (en días hábiles)
Licenciatarario	Análisis y revisión de la documentación asociada a la solicitud de factibilidad de conexión	Cinco (5) días hábiles a partir de la fecha de recepción de la solicitud
Usuario solicitante	Corrección y/o ampliación de información asociada a la solicitud de factibilidad de conexión	Diez (15) días hábiles a partir de la fecha de recepción.
Licenciatarario	Desarrollo de la actividad de Análisis de Impacto de la conexión	Veinte (20) días hábiles a partir de la fecha de recepción de solicitud (considerando que toda la documentación es correcta) en el caso de realización únicamente de estudios suplementarios. Si se deben desarrollar estudios detallados, se consideran diez (10) días hábiles adicionales
Usuario solicitante	Revisión y toma de decisión del informe elaborado por el licenciatarario con el detalle del impacto negativo en la red	Quince (15) días hábiles a partir de la fecha de recepción. Este plazo aplica tanto para el caso de aceptar reducción de la potencia solicitada como el caso que se requiera ampliación o readecuación de la red de distribución
Licenciatarario	Notificación de la factibilidad	Tres (3) días hábiles en el caso que, luego de realizado el análisis de impacto, éste no sea negativo. Cinco (5) días hábiles luego de que el usuario haya notificado su decisión sobre las alternativas asociadas a un impacto negativo.



Plazos asociados al proceso de Factibilidad: Usuarios Tipo C

A continuación, se detallan los plazos asociados a las distintas etapas del proceso de factibilidad de conexión:

Responsable	Actividad	Plazo (en días hábiles)
Licenciatarario	Análisis y revisión de la documentación asociada a la solicitud de factibilidad de conexión	Cinco (5) días hábiles a partir de la fecha de recepción de la solicitud
Usuario solicitante	Corrección y/o ampliación de información asociada a la solicitud de factibilidad de conexión	Diez (15) días hábiles a partir de la fecha de recepción.
Licenciatarario	Desarrollo de la actividad de Análisis de Impacto de la conexión	Treinta (30) días hábiles a partir de la fecha de recepción de solicitud (considerando que toda la documentación es correcta) para el desarrollo de los estudios detallados.
Usuario solicitante	Revisión y toma de decisión del informe elaborado por el licenciatarario con el detalle del impacto negativo en la red	Quince (15) días hábiles a partir de la fecha de recepción. Este plazo aplica tanto para el caso de aceptar reducción de la potencia solicitada como el caso que se requiera ampliación o readecuación de la red de distribución
Licenciatarario	Notificación de la factibilidad	Tres (3) días hábiles en el caso que, luego de realizado el análisis de impacto, éste no sea negativo. Cinco (5) días hábiles luego de que el usuario haya notificado su decisión sobre las alternativas asociadas a un impacto negativo.

Plazos asociados al proceso de validez de la factibilidad

La validez de una factibilidad de conexión otorgada es la que se indica a continuación

- Usuarios Tipo “A”: Noventa (90) días calendario contados a partir de la fecha de notificación de la factibilidad por parte del licenciatarario.
- Usuarios Tipo “B”: Ciento veinte (120) días calendario contados a partir de la fecha de notificación de la factibilidad por parte del licenciatarario.



- Usuarios Tipo “C”: Ciento ochenta (180) días calendario contados a partir de la fecha de notificación de la factibilidad por parte del licenciatario.

Proceso de Solicitud de Conexión

En el caso que la factibilidad haya sido otorgada, el usuario está en condiciones de iniciar el proceso de solicitud de conexión, que contempla las actividades asociadas al diseño final y montaje de las instalaciones de generación.

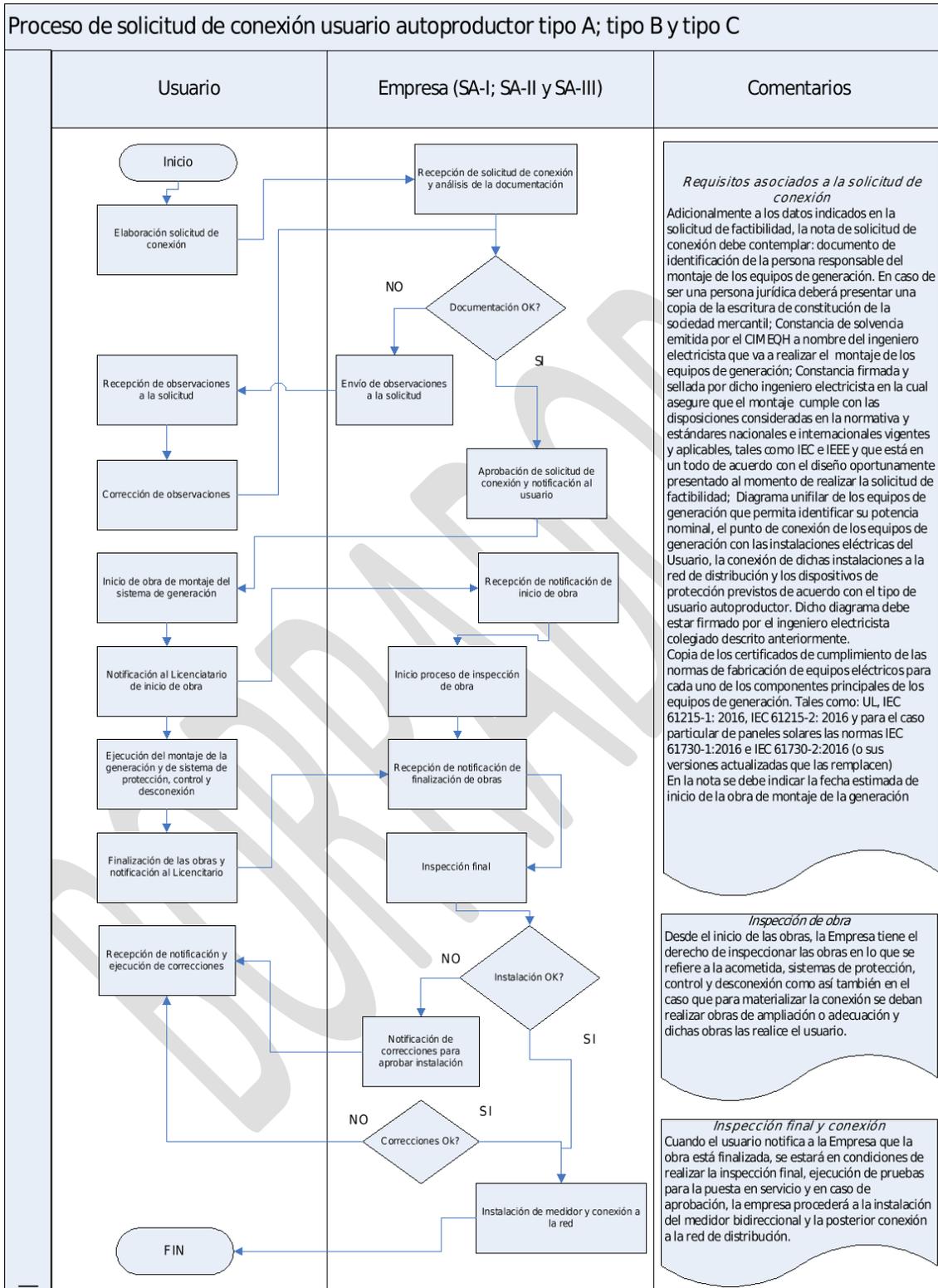
Como parte del proceso de solicitud de conexión, resultan de aplicación los siguientes artículos de la NT-UAP:

- Artículo 21: Dispositivos de protección, control y desconexión.
- Artículo 22: Instalación de equipo de medición bidireccional.
- Artículo 23: Coordinación de dispositivos de protección.
- Artículo 24: Seguridad y operación del sistema.
- Artículo 25: Inspección de instalaciones.
- Artículo 26: Mantenimiento y responsabilidades.
- Artículo 27: Incidencia en la calidad del servicio por los usuarios autoprodutores.

Teniendo en cuenta los lineamientos establecidos en la NT-UAP antes listados y las consideraciones particulares para los SA-I, SA-II y SA-III; a continuación, se resume el proceso de factibilidad de conexión para usuarios autoprodutores Tipo A, Tipo B y Tipo C.



Proceso de solicitud de conexión para Usuario Autoprodutor Tipo A; Tipo B o Tipo C



Aspectos generales del proceso

1. Luego de la factibilidad aprobada y vigente, el interesado está en condiciones de iniciar el proceso de solicitud de conexión de la GD, presentando el proyecto final y el cronograma de ejecución de obra, junto con la documentación que compruebe que el



- equipamiento a instalar cumple con las normativas Locales e Internacionales, junto con las certificaciones y homologación que emita la Autoridad Nacional competente.
2. Desde el inicio de las obras, la Empresa tiene el derecho de inspeccionar las obras en lo que se refiere a la acometida, sistemas de protección, control y desconexión como así también en el caso que para materializar la conexión se deban realizar obras de ampliación o adecuación y dichas obras las realice el usuario. En función de lo antes mencionado, el licenciatario desarrollará su plan de inspección de la ejecución del montaje de la GD de acuerdo con su propio criterio.
 3. Una vez finalizado el montaje de la instalación y las correspondientes pruebas propias o internas, se está en condiciones de solicitar al licenciatario la inspección final, que contempla la ejecución de las pruebas de puesta en servicio. El listado de pruebas de puesta en servicio debe estar publicado en la página web del licenciatario y dicho listado debe contar con la no objeción por parte de la CREE.
 4. En el caso que las pruebas de puesta en servicio resulten satisfactorias, el licenciatario realizará la instalación del sistema de medición y la conexión a la red de distribución.

Plazos asociados al proceso de Solicitud de Conexión: Usuarios Tipo A

A continuación, se detallan los plazos asociados a las distintas etapas del proceso de factibilidad de solicitud de conexión

Responsable	Actividad	Plazo (en días hábiles)
Licenciatario	Análisis y revisión de la documentación asociada a la solicitud de conexión	Diez (10) días hábiles a partir de la fecha de recepción de la solicitud
Usuario solicitante	Corrección y/o ampliación de información asociada a la solicitud de conexión	Diez (10) días hábiles a partir de la fecha de recepción de las observaciones del licenciatario.
Licenciatario	Inspección final de las obras para aprobación y posterior instalación de medidor bidireccional y conexión con la red de distribución	Tres (3) días hábiles a partir de la fecha de recepción de la notificación de finalización de las obras por parte del usuario.

Plazos asociados al proceso de Solicitud de Conexión: Usuarios Tipo B

A continuación, se detallan los plazos asociados a las distintas etapas del proceso de factibilidad de solicitud de conexión

Responsable	Actividad	Plazo (en días hábiles)
Licenciatario	Análisis y revisión de la documentación asociada a la solicitud de conexión	Quince (15) días hábiles a partir de la fecha de recepción de la solicitud
Usuario	Corrección y/o ampliación de información	Quince (15) días hábiles a



solicitante	asociada a la solicitud de conexión	partir de la fecha de recepción de las observaciones del licenciataria.
Licenciataria	Inspección final de las obras para aprobación y posterior instalación de medidor bidireccional y conexión con la red de distribución	Cinco (5) días hábiles a partir de la fecha de recepción de la notificación de finalización de las obras por parte del usuario.

Plazos asociados al proceso de Solicitud de Conexión: Usuarios Tipo C

A continuación, se detallan los plazos asociados a las distintas etapas del proceso de factibilidad de solicitud de conexión

Responsable	Actividad	Plazo (en días hábiles)
Licenciataria	Análisis y revisión de la documentación asociada a la solicitud de conexión	Quince (15) días hábiles a partir de la fecha de recepción de la solicitud
Usuario solicitante	Corrección y/o ampliación de información asociada a la solicitud de conexión	Veinte (20) días hábiles a partir de la fecha de recepción de las observaciones del licenciataria.
Licenciataria	Inspección final de las obras para aprobación y posterior instalación de medidor bidireccional y conexión con la red de distribución	Cinco (5) días hábiles a partir de la fecha de recepción de la notificación de finalización de las obras por parte del usuario.

Lineamientos adicionales de la NT-UAP

Adicionalmente a lo indicado precedentemente, para el presente Anexo, resultan de aplicación los siguientes artículos de la NT-UAP

- Artículo 13: Ampliación de la capacidad.
- Artículo 14: Solicitud de retiro de equipos de generación.
- Artículo 28: Valorización de los excesos de energía.
- Artículo 29: Tarifa binómica.
- Artículo 30: Remuneración por excesos de energía.
- Artículo 31: Actualización de información de usuarios autoprodutores existentes.
- Artículo 32: Adenda al contrato de suministro.
- Artículo 33: Definición de dispositivos de protección, control y desconexión.
- Artículo 34: Entrega de información de usuarios autoprodutores en operación.

Lineamientos adicionales a la NT-UAP sobre análisis de impacto de la conexión

I. Estudios suplementarios

Con relación a los estudios suplementarios, la NT-UAP en el Artículo 17 define los lineamientos para la determinación de:

- A. La capacidad de generación permitida (CGP).
- B. Impacto de las inyecciones en la corriente de cortocircuito (RCC).

Teniendo en cuenta las características de las redes de distribución de los sistemas aislados, se consideran los siguientes análisis a ser desarrollados como parte de los estudios suplementarios:

a. Evaluación simplificada de congestiones.

Esta evaluación que permite determinar la Capacidad de Generación Permitida (CGP) definida en la NT-UAP, resulta de aplicación para los usuarios auto productores tipo A y tipo B, teniendo en cuenta la expresión indicada en el Artículo 17 de la NT-UAP.

En el caso de solicitudes de factibilidad de conexión de GD en BT, se realizará la verificación de la CGP utilizando la expresión anteriormente citada de modo tal de poder verificar la existencia o no de congestiones en la red de BT y posteriormente, extender el análisis realizando la evaluación simplificada de congestiones en la red de MT asociada, de modo tal de que el análisis considere a la red de distribución en forma completa.

b. Impacto en la regulación de tensión

La variación de tensión que genera una GD en su punto de conexión se calculará mediante la siguiente la fórmula:

$$\Delta v = \frac{\sum S_{GD} \cos(\varphi - \sigma)}{S_{CC}}$$

Donde,

- $\sum S_{GD}$ sumatoria de las potencias aparentes de la GD conectada y las GD previstas a conectar en el circuito incluyendo la GD evaluada.
- S_{CC} potencia de cortocircuito en el punto de conexión (sin considerar la GD bajo análisis)
- φ ángulo de la impedancia de la red en el Punto de Conexión sin considerar la GD bajo análisis
- σ ángulo entre la corriente y la tensión de la GD

Las variaciones de tensión deberán cumplir la siguiente relación, para que se considere que la GD del Solicitante cumple con el criterio de tensión:

$$\Delta v < 3\% \text{ si el punto de conexión es en MT}$$

$$\Delta v < 5\% \text{ si el punto de conexión es en BT}$$

c. Impacto en la tensión por sincronización

Para aquellas GD que no se acoplan a la red mediante inversores de corriente de manera completa, se deberá cumplir la siguiente condición para evitar caídas de tensión inadmisibles en el punto de conexión al momento de vincularse a la red.



$$\frac{S_{CC}}{k_{m-i}S_{GD}} \geq k_{maxs}$$

Donde,

- S_{CC} es la potencia de cortocircuito en el punto de conexión de la GD bajo análisis
- S_{GD} es la potencia nominal aparente de la GD bajo análisis
- k_{m-i} factor de maniobra de la GD bajo análisis. Los valores por adoptar son los siguientes:
 - ✓ Generadores síncronos: $k_m = 1$
 - ✓ Generadores asíncronos doblemente alimentados¹: $k_m = 4$
 - ✓ Generadores asíncronos directamente conectados: $k_m = 6$
- k_{maxs} constante de variación de tensión máxima en sincronización, equivalente a 33 veces para BT y a 16 veces para MT.

d. Impacto en la corriente de cortocircuito

Para asegurar que la potencia instalada respete la corriente de cortocircuito máxima permitida en la red de distribución, se debe verificar la siguiente expresión:

$$\sum_{i=1} k_{cc-i} * S_{GD-i} \leq 0,1 S_{CC}$$

Donde,

S_{GD-i} es la potencia nominal aparente del GD_i , siendo $i=1, 2... n$, la cantidad de GD conectada en el mismo circuito o con autorización aprobada, incluyendo la GD que se está evaluando.

S_{CC} es la potencia de cortocircuito en el punto de conexión de la GD bajo análisis sin considerar la GD instalada o la que se está por conectar.

k_{cc-i} es el factor de contribución a cortocircuito correspondiente al medio de GD_i

Para cada GD conectada se debe utilizar un factor de contribución a cortocircuito k_{cc-i} que depende de las características del generador. Estos factores son los siguientes²:

- Generadores con inversor de corriente: $k_{cc} = 1$,

¹ Es un tipo de tecnología utilizada en los generadores asíncronos. Alimentación Doble:

- Estator: Recibe potencia directamente de la red eléctrica.
- Rotor: Alimentado a través de un convertidor de potencia que permite el control de la corriente del rotor, y por ende, el control de la velocidad y la potencia reactiva.

² En el caso que en la red de BT bajo estudio haya conexión de motores en forma directa a dicha red, se debe contemplar el aporte de estos.

- Generadores asíncronos: $k_{cc} = 6$,
- Generadores síncronos: $k_{cc} = 8$

Asimismo, es recomendable el asegurar que la capacidad de ruptura de los distintos elementos de protección y de maniobra no se vea sobrepasada. Para ello es conveniente calcular los niveles de cortocircuito en los puntos donde existan equipos de interrupción en el alimentador o circuito, considerando tanto el aporte desde el sistema interconectado, como desde las GD, teniendo en cuenta sus potencias aparentes nominales y sus factores de contribución k_{cc} .

Se considerará que la GD bajo análisis no genera un impacto negativo en las capacidades de interrupción de los distintos dispositivos cuando el cálculo anterior resulte en que ningún equipo de interrupción sobrepase el 85% de su capacidad de ruptura.

Si la GD no supera alguna de estas pruebas, la empresa distribuidora podría realizar una evaluación rápida para la implementación de algún mecanismo o función de la GD que permitiera identificar una solución satisfactoria a la o las pruebas que no fueron superadas (por ej. incorporar alguna función de control de tensión, reemplazar algún dispositivo de protección por otro de mayor capacidad, etc.). Si no se identificaran soluciones rápidas para las pruebas no superadas, la solicitud de conexión de GD debería pasar por un estudio detallado.

II. Estudios Detallados

Con relación a los estudios detallados, la NT-UAP establece los lineamientos en su Artículo 18. Teniendo en cuenta las características de las redes de distribución de los sistemas aislados, los estudios detallados implican un análisis exhaustivo de las condiciones de conexión del GD, modelando tanto la red como el funcionamiento del GD bajo análisis, los GD previamente instalados y aquellos que a los que se le haya autorizado la conexión. Los estudios que deberán ser realizados son los que se detallan a continuación, no obstante, si la empresa distribuidora entiende necesario algún estudio adicional podrá realizarlo.

a. Análisis de flujos de carga

Requerirá realizar simulaciones de flujos de carga para evaluar congestiones en la red y capacidad de regulación de tensión. Se deberán analizar por lo menos los siguientes escenarios:

- i. Escenario A: Demanda máxima y sin GD conectada a la red.
- ii. Escenario B: Demanda máxima y con GD conectada a la red a potencia nominal.
- iii. Escenario C: Demanda mínima y con todos la GD conectada y/o previstos de conectar (con factibilidad otorgada y vigente), incluyendo la GD bajo análisis.

Para el caso de Equipos de Generación Distribuida de tecnología solar fotovoltaica se considerará como demanda mínima en el alimentador a la registrada anualmente en condiciones normales de funcionamiento para la franja horaria entre las diez (10) y las catorce (14) horas.

Para el caso de Equipos de Generación Distribuida de otras tecnologías renovables se considerará como demanda mínima en el alimentador a la registrada anualmente en condiciones normales de funcionamiento en las veinticuatro (24) horas del día.

Las simulaciones tienen el objetivo de verificar que:

1. Ningún elemento de la red debe sobrepasar su capacidad de corriente (corriente nominal) por presencia de la GD.
2. Las tensiones en los nodos del circuito analizado se encuentren dentro de los rangos permitidos por la normativa vigente de calidad de producto. Esto incluye:
 - a. Verificación de la tensión en los nodos en el escenario A (de máxima demanda sin GD)
 - b. Variación rápida de tensión por reducción repentina de la potencia generada de la GD conectada al circuito desde su máxima potencia en el escenario B hasta una potencia del 10% de la nominal. La variación debe ser menor que el 5% en el punto de conexión en BT, o menor que el 3% en el punto de conexión en MT.
 - c. Verificación de la tensión en los nodos en el escenario C (de máxima demanda y generación de GD).
3. Que no se presente la inversión de flujo de potencia en ningún dispositivo no preparado para ello (por ejemplo, los reguladores de tensión unidireccionales). En el caso de simulaciones en MT, se deberá verificar el impacto en la red de transmisión zonal en el caso en el que se existan inversiones de flujo en la subestación primaria.

En caso de que alguna de las condiciones no se verifique, la empresa distribuidora deberá determinar las modificaciones necesarias a la red o la GD que eliminen las restricciones, como así también las modificaciones que sean necesarias en la Subestación primaria.

b. Análisis de cortocircuito

Para realizar este análisis, se deberán considerar los niveles de cortocircuito de la red, las impedancias de los distintos elementos de la red, las corrientes de cortocircuito inyectadas por la GD y las capacidades de ruptura de los dispositivos de protección.

El análisis de cortocircuito tiene un objetivo primordial: verificar que no se sobrepasan las capacidades de ruptura definidas de ninguno de los elementos de interrupción³ del circuito en el que se instala la GD bajo análisis. Se deberán simular cortocircuitos monofásicos y cortocircuitos trifásicos para la GD conectada en BT, y cortocircuitos monofásicos, trifásicos, bifásicos a tierra y bifásicos aislados para la GD conectada en MT, en diferentes puntos de la red de distribución.

c. Análisis de coordinación de protecciones

El análisis o estudio de coordinación de protecciones tendría el objetivo de verificar que la coordinación de las protecciones no se vea afectada por la presencia de la GD. Se deberían realizar simulaciones de cortocircuitos en distintos puntos de la red, y verificar que tanto la coordinación de las protecciones aguas arriba como la de aguas debajo de la GD no se vean

³ También se verifica que no se superen las capacidades de otros elementos como es el caso de transformadores de corriente, por ejemplo, caracterizados por su corriente térmica y corriente dinámica. Adicionalmente se verifica que no se vean superadas capacidades de equipos de maniobra, tales como por ejemplo seccionadores.



alteradas. Para ello, se debería contar con el modelo de la red de distribución, el modelo de cortocircuito de la GD y la parametrización de las protecciones.

Como resultado del análisis de protecciones, se tendrán definidos los elementos de protección y maniobra necesarios para materializar la conexión entre la GD y la red de distribución, como así también los ajustes o parametrizaciones de cada uno de los dispositivos de protección.

Como resultado de implementación de las recomendaciones del análisis de coordinación de protecciones, en el caso de ejecutarse la instalación de GD, se confeccionará la correspondiente acta de coordinación de protecciones que formará parte integral del Contrato de conexión y operación entre la empresa distribuidora y el usuario auto productor.

BORRADOR



ANEXO IV

REQUERIMIENTOS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN INTERFAZ GENERACIÓN-RED DE DISTRIBUCIÓN PARA SISTEMAS AISLADOS SA-I

Objetivo

El objeto del anexo Especificaciones para los Equipos de Medición y Sistemas de Comunicaciones, en adelante este anexo, es establecer las especificaciones y estándares que deben cumplir los equipos de medición y medios de comunicación para el sistema de medición en la interfaz generador – red de distribución para los sistemas SA-I.

Alcance

El presente anexo considera los requisitos y especificaciones técnicas para el sistema de medición del interfaz generador – red de distribución, contemplando:

- Medidores de energía
- Transformadores de medida de corriente (o de intensidad) en BT.
- Transformadores de medida de corriente (o de intensidad) en MT.
- Transformadores de medida de tensión (o de potencial) en MT.
- Sistema de gestión, monitoreo y control.
- Sistema de comunicaciones.
- Sistema de seguridad.

Requisitos Generales

Cada central de generación o sistema de almacenamiento debe tener instalado un sistema de medición en el punto o interfaz de conexión con la red de distribución del SA, de modo de medir la energía neta intercambiada con la red de distribución por parte de la Central Generadora o el sistema de almacenamiento.

El medidor para instalarse en esta interfaz de conexión deberá tener capacidad de registrar variables en forma bidireccional.

Por otra parte, se considera la instalación de un sistema de medición, cuyo medidor sea del tipo bidireccional, en cada unidad de generación o grupo de unidades que sean de la misma tecnología y costo variable de generación (aplica también a sistemas de almacenamiento), las cuales cumplen las siguientes funciones:

- Medición de respaldo para el sistema de medición instalado en la interfaz de conexión con la red de distribución.
- Medición que es utilizada para determinación de costos variables de generación por tipo, como así también para balance de la central, de modo de poder tener los registros de los consumos de servicios auxiliares

Para los medidores a ser instalados en bornes de la unidad de generación (o sistema de almacenamiento) puede ser del tipo multi medidor de variables eléctricas (también denominado analizador de redes eléctricas), que normalmente es instalado como parte de la unidad generadora. Estos multi medidores deberán cumplir los requisitos de exactitud establecidos para los medidores de energía, registrar y almacenar las mismas variables eléctricas, como así

también tener capacidad de registrar mediciones de calidad de energía.

En el caso que cada unidad de generación disponga de su propio multi medidor, no es necesario instalar un sistema de medición adicional por grupo de unidades de generación de igual tecnología y costo variable de generación.

Referencias normativas

Resultan de aplicación las Normas IEC correspondientes a medidores de energía y para los transformadores de medida de tensión y de corriente.

Requisitos Técnicos básicos asociados a los medidores

A continuación, se presentan las características técnicas mínimas requeridas para los medidores de energía:

Requisitos de medición de variables eléctricas

El Medidor de energía deberá medir, en períodos que no superen el lapso de quince (15) minutos, las variables señaladas en Tabla siguiente:

Variable	Unidad
Energía activa consumida	kWh
Energía reactiva consumida	kVArh
Energía activa inyectada	kWh
Energía reactiva inyectada	kVArh
Tensiones (entre fases y fase neutro cuando corresponda)	V
Corrientes	A
Potencia activa	kW
Potencia reactiva	kVAr
Potencia aparente	kVA
Máxima demanda	kW

Además, permitirá registrar demanda máxima deslizante promedio de 15 minutos con subintervalo de 1 minuto y tener la capacidad de realizar medición de parámetros asociados a calidad de energía requeridos en la normativa de calidad aplicable.

Complementariamente, el medidor deberá ser capaz de registrar las siguientes variables instantáneas:

- Potencia activa y reactiva entregada y/o recibida instantánea.
- Factor de potencia instantáneo
- Voltaje instantáneo entre fases
- Corriente instantánea de fases

Otros requisitos

- Deberán poseer registro de acumulación de energía programables de 15 minutos en su memoria masiva, con una capacidad de almacenamiento para todas las variables del perfil de cargas de al menos hasta 60 días.

- Serán como mínimo, de clase 0,5S o superior para la medición de energía activa y clase 2 para medición de energía reactiva, de acuerdo las Normas IEC
- Los medidores deberán estar provistos de puertos de comunicación RS232 y RS485, además del puerto óptico.
- Poseerán alimentación auxiliar para alimentar el medidor cuando el generador esté fuera de servicio, de manera que el mismo permanezca encendido aun cuando no se esté generando y/o almacenando energía, según corresponda.
- El medidor de energía estará conectado a través de una bornera de contraste (que permitirá intercalar un medidor patrón de energía). La bornera será apta para la instalación de precintos o sellos de seguridad. Estará dispuesto en un gabinete cuya puerta sea apta para la instalación de precintos o sellos de seguridad.
- El medidor debe contar con la homologación del OHN.

Requisitos Técnicos básicos asociados a los transformadores de medida

A continuación, se presentan las características técnicas mínimas requeridas transformadores de medida.

- Los transformadores de corriente (TC) tendrán una clase de exactitud 0.5 S (rango extendido según Normas IEC) o superior. Deberá compatibilizarse la corriente nominal del TC con la nominal del generador de manera que, a potencia nominal, la corriente del TC se encuentre entre el 60% y el 100% de la corriente nominal del TC.
- Los transformadores de potencial (o transformadores de tensión), "TP" tendrán una clase de exactitud según IEC de 0.5 o superior, de acuerdo con las Normas IEC
- Tanto para los TC como para los TP, se considera un secundario (o núcleo) de medición dedicado en forma exclusiva para la medición de energía.
- Los TC y TP a emplear, deberán contar con los ensayos de tipo, realizados en Laboratorios de reconocido prestigio.
- Las borneras secundarias de los TC y TP deberán ser aptas para la instalación de precintos o sellos de seguridad.

Requisitos asociados al sistema de medición, Monitoreo y Control

Cada central de generación y/o de almacenamiento de energía deberá tener instalado un sistema de tele medición, gestionado por un sistema de gestión y operación de las mediciones centralizado, encargado de recolectar y almacenar los registros, alarmas y eventos.

Requisitos asociados al Sistema de Comunicación

El Sistema de Comunicaciones está constituido por todos aquellos componentes que permiten la transferencia de datos entre los medidores y otros sistemas de acuerdo con la arquitectura definida para la tele medición y monitoreo de eventos y alarmas de las mediciones de generación. Este sistema debe asegurar, en todo momento, la adecuada comunicación entre todos sus componentes.

El sistema de tele medición a implementar puede utilizar diversos tipos de interfaces de comunicación, así como diferentes modelos de datos y protocolos de intercambio de información, cumpliendo los estándares y requisitos mínimos establecidos en las referencias



normativas. La Licenciataria del SA podrá utilizar diversas tecnologías de comunicación, pudiendo considerar comunicación cableadas, inalámbricas e híbridas.

Requisitos asociados a Seguridad y Protección de Datos

El Sistema de Seguridad es transversal a todo el sistema de medición y debe asegurar, en todo momento, la confidencialidad, disponibilidad, trazabilidad e integridad de las comunicaciones y la información asociada a dichas mediciones.

La protección de los datos debe cubrir tanto el almacenamiento como la extracción y transmisión, disponiendo de claves y protocolos de transmisión con detección de errores y repetición de bloques ante datos defectuosos.

BORRADOR