

EL INFRASCRITO SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-, POR MEDIO DE LA PRESENTE:

CERTIFICA:

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-22-2016, emitida el 28 de abril de dos mil dieciséis, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN N° CRIE-22-2016

LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO

I

Que el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER- establece en el Libro III, DE LA TRANSMISIÓN, Capítulo 4 Coordinación del Libre Acceso, punto 4.5 Procedimiento para el Acceso a la RTR, inciso 4.5.2.3, que el Solicitante que desee conectarse a la Red de Transmisión Regional -RTR- deberá presentar a la CRIE la solicitud de conexión con toda la documentación requerida; de acuerdo con lo establecido en el mencionado Libro III se deberá anexar una constancia del cumplimiento de los requerimientos de conexión emitida por el organismo nacional que establece la regulación de cada país; de igual manera y cuando sea necesario disponer de una autorización, permiso o concesión correspondiente a las instalaciones que se pretende conectar a la RTR, deberá adjuntarse ésta como parte de la solicitud de Conexión; además de ello, la solicitud en cuestión deberá ser acompañada de los estudios técnicos y ambientales, que demuestren el cumplimiento de las normas ambientales, las normas técnicas de diseño mencionadas en el Numeral 16.1 del Libro III antes referido, y los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, así como lo establecido en la regulación del país donde tiene lugar el acceso; siendo el caso que la empresa SOLUCIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES, S.A. DE C.V. (SERSA), presentó el 10 de diciembre de 2014, solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) para interconectar a la RTR de Honduras dos proyectos de granjas solares fotovoltaicas denominados “CHOLUTECA SOLAR I y CHOLUTECA SOLAR II”, el cual está compuesto por:

a) CHOLUTECA SOLAR I

1. Instalación de una Granja Solar fotovoltaica con una potencia nominal AC de 20 MW en la salida de los inversores, 23.111 MWp de potencia pico DC nominal, de una tensión de 0.4 kV trifásicos, compuesta por 76,400 módulos de 302.5 Wp.



2. Una subestación de seccionamiento compuesta por 10 transformadores de potencia, voltaje 0.36/34.5 kV, Capacidad de 1.4 MVA cada uno, Conexión Dy11, frecuencia 60 Hz y 5 transformadores de potencia, voltaje 0.36/34.5 kV, Capacidad de 1.2 MVA cada uno, Conexión Dy11, frecuencia 60 Hz.

b) CHOLUTECA SOLAR II

1. Instalación de una Granja Solar fotovoltaica con una potencia nominal AC de 30 MW en la salida de los inversores, 34.102 MWp de potencia pico DC nominal, de una tensión de 0.4 kV trifásicos, compuesta por 114,720 módulos de 302.5 Wp.
2. Una subestación de seccionamiento compuesta por 18 transformadores de potencia, voltaje 0.36/34.5 kV, Capacidad de 1.4 MVA cada uno, Conexión Dy11, frecuencia 60 Hz y 4 transformadores de potencia, voltaje 0.36/34.5 kV, Capacidad de 1.2 MVA cada uno, Conexión Dy11, frecuencia 60 Hz.

c) Obras adicionales

1. Instalación de transformador de potencia en la subestación Santa Lucía, de 100 MVA, 230/34.5 kV, conexión Dyn1, frecuencia 60 Hz.
2. Una Línea de media tensión de 34.5 kV, doble circuito, 7 kilómetros de longitud, que se conectará desde la granja solar o subestación de seccionamiento de Choluteca Solar I y II hacia la subestación Santa Lucía.

El proyecto CHOLUTECA SOLAR I se desarrollará en la jurisdicción del Municipio de Choluteca, Departamento de Choluteca, República de Honduras, cartográficamente en las coordenadas 477826 E y 1462101N en UTM del sistema NAD- 27, Zona P16, correspondiente al punto céntrico del proyecto; geográficamente el proyecto se encuentra en la zona sur del país en un área de 151 Ha. El proyecto CHOLUTECA SOLAR II estará ubicado en el sector de San José de la Landa, Departamento de Choluteca, República de Honduras y geográficamente se encuentra ubicado en las coordenadas X: 477826 E Y 1462101 N en UTM Sistema NAD- 27, zona p16, con un área de 217.63 Mz.- 151.34 Ha.

En las figuras 1, 2 y 3 se presentan la ubicación geográfica del proyecto y los diagramas unifilares de las instalaciones de las granjas solares:

Figura 1: Ubicación geográfica de los proyectos.





Figura 2: Esquema Unifilar de la subestación Santa Lucía donde se conecta el Proyecto.

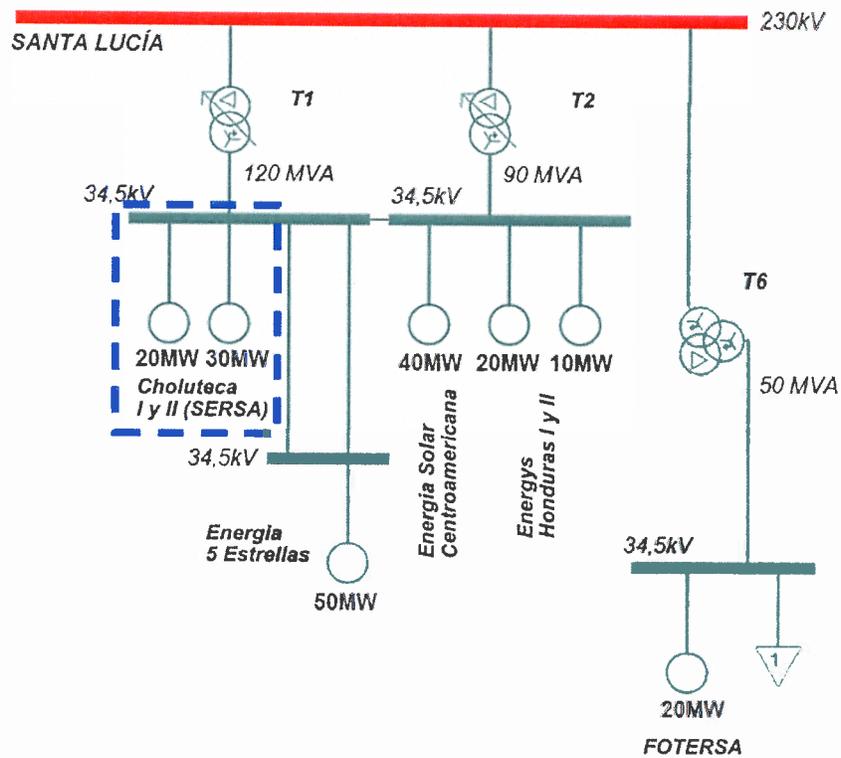
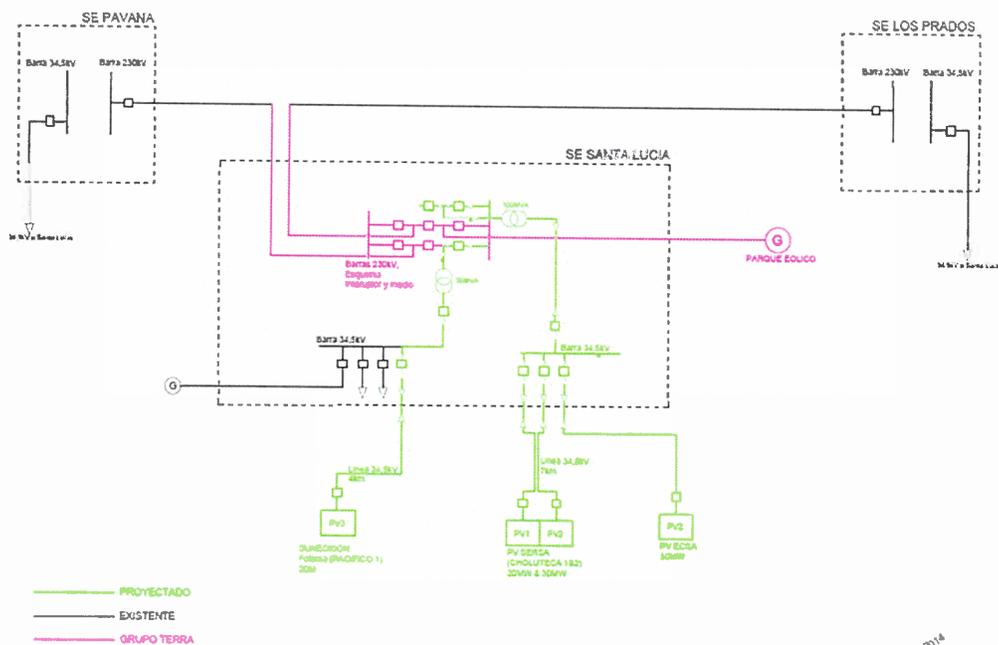


Figura 3: Esquema Unifilar de la subestación Santa Lucía donde se conecta el Proyecto.





II

Que el 24 de diciembre de 2015 mediante la Resolución No. CRIE-58-2015, se resolvió APROBAR DE FORMA PROVISIONAL POR UN PERIODO DE CUATRO (4) MESES la Solicitud de Conexión a la Red de Transmisión Regional presentada por la EMPRESA SOLUCIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES, S.A. DE C.V. (SERSA), la cual venció el 5 de mayo de 2016; en dicha resolución se detallaron una serie de requerimientos que debían cumplirse tanto por parte del Operador de Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) de Honduras, que en este caso es la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), como por parte del Ente Operador Regional (EOR), previo a la recomendación de aprobación de FORMA DEFINITIVA de los proyectos.

III

Que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica remitió, tanto a esta Comisión como al EOR, la siguiente información: 1) Nota con referencia SO/076/II/2016, de fecha 25 de febrero de 2016, en la que manifiesta que los Esquemas de Control Suplementario HON_ECS_L615A y HON_ECS_L615B están habilitados y operativos; 2) Informe Mensual de Operación de Plantas Solares Noviembre 2015; 3) Informe Mensual de Operación de Plantas Solares Diciembre 2015; 4) Informe Mensual de Operación de Plantas Solares Enero 2016; 5) Informe Mensual de Operación de Plantas Solares Febrero 2016.



IV

Que el 08 de abril de 2016 el Ente Operador Regional, mediante nota No. EOR-DE-08-04-2016-234, de fecha 08 de abril de 2016, recomendó a la CRIE lo siguiente: **1)** Aprobar de forma provisional, por un período de tres (3) meses la solicitud presentada por la empresa SOLUCIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES, S.A. de C.V. (SERSA), para la conexión a la RTR de Honduras de los proyectos de granjas solares fotovoltaicas denominados “CHOLUTECA SOLAR I y CHOLUTECA SOLAR II”; **2)** Requerir a la ENEE, respecto a la regulación secundaria de frecuencia, implementar las acciones inmediatas que sean necesarias para mejorar dicha regulación, de manera que permita reducir las desviaciones de energía del área de control de Honduras, indicando como objetivo que los montos mensuales de energía por desvío retornen al menos dentro del rango de desvíos de energía registrados entre abril y julio de 2015; **3)** Requerir a la ENEE que remita al EOR y a la CRIE un informe documentando las acciones implementadas para la reducción de los desvíos de energía del área de control de Honduras, particularmente, la gestión técnica en tiempo real para la ejecución de la regulación secundaria de frecuencia; **4)** Establecer un plazo a la ENEE para que ejecute la instalación de la compensación reactiva que indicó en su nota DO/141/IV/2015; **5)** Instruir a la ENEE a que realice las pruebas pendientes que validen el funcionamiento efectivo de los Esquemas de Control Suplementario y remitir el informe conclusivo sobre este tema a la CRIE y al EOR documentando las pruebas realizadas y los resultados obtenidos; **6)** Considerar que el EOR emita su recomendación sobre la conexión del proyecto a la RTR, con base en la evaluación del comportamiento de los desvíos de energía del área de control de Honduras y del cumplimiento durante la operación en el área de Honduras, de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el RMER, para los dos primeros meses del período de conexión provisional recomendado en el presente informe.

V

Que mediante Informe GT-GJ-2016-15, de fecha 15 de abril de 2016, las Gerencias Técnica y Jurídica de la CRIE concluyen que se ha completado la entrega de la información a la que hace referencia el numeral 3.3 del “Procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR)”, aprobado mediante resolución No. CRIE-P-03-2014, del 21 de febrero de 2014. Asimismo, se concluye que la Solicitante ha cumplido con el procedimiento de Conexión a la RTR establecido en el numeral 4.5 del Libro III del RMER; de igual forma se ha dado cumplimiento a lo requerido tanto al OS/OM de Honduras (ENEE) como al EOR mediante Resolución No CRIE-58-2015.



CONSIDERANDO

I

El artículo 7 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, establece: “En el Mercado se transará electricidad producida por cualquiera de los generadores de los sistemas eléctricos que lo componen que estén habilitados como agentes.” El Tratado citado, en su artículo 11 dispone: “Se considera transmisión regional el flujo de energía que cruza las fronteras de los países, permitiendo las transacciones del Mercado a través de las redes actuales de alta tensión y las que se construyan en el futuro.” Por su parte, el artículo 12 del Tratado de referencia, reformado por el artículo 4 del Segundo Protocolo, establece: “Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado (...)” El mismo cuerpo normativo citado anteriormente, en su artículo 19, reformado por el artículo 7 del Segundo Protocolo establece que “la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia (...)”. Por último, el artículo 23 del Tratado relacionado establece que las facultades de la CRIE son, entre otras: “(...) e) Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales; f) Resolver sobre las autorizaciones que establezca el Tratado, de conformidad con sus reglamentos (...)”

II

El Segundo Protocolo en su artículo 3, que reformó el artículo 5 del Tratado Marco, define a los agentes del mercado en el siguiente sentido: “Todos los agentes de los mercados mayoristas nacionales, reconocidos como tales en las legislaciones nacionales y en la medida en que el ordenamiento constitucional de cada Parte lo permita, serán agentes del mercado eléctrico regional y tendrán los derechos y obligaciones que se derivan de tal condición”.

III

Que el EOR mediante nota EOR-DE-08-04-2016-234, de fecha 08 de abril de 2016, remitió a esta Comisión informe titulado “INFORME DE EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA Y DE LA REGULACIÓN DE VOLTAJE EN LOS NODOS DE LA RTR DEL ÁREA DE CONTROL DE HONDURAS”, esta Comisión tiene las siguientes observaciones: a) La recomendación del EOR relativa a requerir a la ENEE implementar acciones inmediatas que sean necesarias para mejorar la regulación de frecuencia, de manera que permita reducir las desviaciones de energía del área de control de Honduras, indicando como objetivo, que los montos mensuales de energía por desvío



retornen al menos dentro del rango de desvíos de energía registrados entre abril 2015 y julio 2015, ADOLECE DE SOPORTE TÉCNICO, lo anterior debido a que se analizó el tema de desvíos de energía de manera aislada y únicamente para el área de control de Honduras, excluyendo el hecho que en materia de desvíos de energía, al operar de manera interconectada, la operación de una de las áreas de control puede tener implicaciones en el comportamiento de las desviaciones de las restantes áreas, debiéndose analizar de manera integrada y no de forma parcial a un área de control en específico; b) Resulta técnicamente injustificable la recomendación del EOR, basada únicamente en el incremento de las desviaciones de Honduras, omitiendo analizar si dicho incremento se debe propiamente a la operación de los proyectos fotovoltaicos o en su defecto a condiciones externas a dicha área de control; c) Con base en los informes remitidos por la ENEE, se ha podido observar que el área de control de Honduras ha mantenido su reserva primaria de regulación por encima del 5% requerido en el numeral 16.2.7.9 del Libro III del RMER; d) De acuerdo a lo establecido en el numeral 4.5.4.1, incisos c) y d) del Libro III del RMER, las pruebas que validen el funcionamiento efectivo de las protecciones (Esquemas de Control Suplementario), así como los ensayos de campo requeridos para comprobar el adecuado funcionamiento del equipamiento, corresponden a actividades que Los Solicitantes deben realizar, una vez que cuenten con la aprobación de la conexión a la RTR por parte de la CRIE, y previa autorización de la puesta en servicio, la cual es responsabilidad del EOR en consulta con el OS/OM y el Agente Transmisor; e) La evaluación de los desvíos de energía así como la evaluación del cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño en tiempo real de un área de control, no forman parte de la evaluación de las solicitudes de conexión descritas en el numeral 4.5.3 del Libro III del RMER.

IV

Que se ha cumplido con el procedimiento Solicitud de Conexión a la RTR, al que hace referencia el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, así mismo se ha completado la entrega de la información a la que hace referencia el numeral 3.3 del “Procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR)”, aprobado mediante resolución No. CRIE-P-03-2014, del 21 de febrero de 2014; adicionalmente, el Operador del Sistema de Honduras (ENEE), conforme a lo instruido en el resuelve CUARTO de la resolución CRIE-58-2015, de fecha 24 de diciembre de 2015, remitió la siguiente información: a) Nota con referencia SO/076/II/2016, de fecha 25 de febrero de 2016, en la que manifiesta que los Esquemas de Control Suplementarios HON_ECS_L615A y HON_ECS_L615B están habilitados y operativos; b) Informe Mensual de Operación de Plantas Solares Noviembre 2015; c) Informe Mensual de Operación de Plantas Solares Diciembre 2015; d) Informe Mensual de Operación de Plantas Solares Enero 2016; e) Informe Mensual de Operación de Plantas Solares Febrero 2016.



V

Que en sesión presencial 101 del 28 de abril de 2016, la Junta de Comisionados de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, sobre la base del informe No. GT-GJ-2016-15, de fecha 15 de abril de 2016, de las Gerencias Técnica y Jurídica, que recomendaron aprobar la Solicitud de Conexión a la Red de Transmisión Regional presentada por la empresa SOLUCIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES, S.A. DE C.V. (SERSA), para interconectar a la RTR de Honduras el proyecto denominado “CHOLUTECA SOLAR I y CHOLUTECA SOLAR II”, acordó dictar la presente resolución.

POR TANTO

Con base en lo considerado, en uso de las facultades que le confiere el artículo 23 literales e) y f) del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y habiéndose cumplido con el procedimiento previsto para la toma de acuerdos y resoluciones por la Junta de Comisionados:

RESUELVE:

PRIMERO: ACOGER la recomendación de las Gerencias Técnica y Jurídica de la CRIE, incluida en el informe No. GT-GJ-2016-15, de fecha 15 de abril de 2016, que sirve como fundamento de la presente resolución.

SEGUNDO: APROBAR la Solicitud de Conexión a la RTR presentada por la empresa SOLUCIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES, S.A. DE C.V. (SERSA), para la conexión de dos proyectos de granjas solares fotovoltaicas denominados “CHOLUTECA SOLAR I y CHOLUTECA SOLAR II” a la Red de Transmisión Regional en la subestación Santa Lucía, la cual está contenida en nota y sus anexos, de fecha 09 de diciembre de 2014. Dichos proyectos están compuestos por:

a) CHOLUTECA SOLAR I

1. Instalación de una Granja Solar fotovoltaica con una potencia nominal AC de 20 MW en la salida de los inversores, 23.111 MWp de potencia pico DC nominal, de una tensión de 0.4 kV trifásicos, compuesta por 76,400 módulos de 302.5 Wp cada uno.
2. Una subestación de seccionamiento compuesta por 10 transformadores de potencia, voltaje 0.36/34.5 kV, Capacidad de 1.4 MVA cada uno, Conexión Dy11, frecuencia 60 Hz y 5 transformadores de potencia, voltaje 0.36/34.5 kV, Capacidad de 1.2 MVA cada uno, Conexión Dy11, frecuencia 60 Hz.

b) CHOLUTECA SOLAR II

1. Instalación de una Granja Solar fotovoltaica con una potencia nominal AC de 30 MW en la salida de los inversores, 34.102 MWp de potencia pico DC nominal, de una tensión de 0.4 kV trifásicos, compuesta por 114,720 módulos de 302.5 Wp cada uno.
2. Una subestación de seccionamiento compuesta por 18 transformadores de potencia, voltaje 0.36/34.5 kV, Capacidad de 1.4 MVA cada uno, Conexión Dy11, frecuencia 60 Hz y 4 transformadores de potencia, voltaje 0.36/34.5 kV, Capacidad de 1.2 MVA cada uno, Conexión Dy11, frecuencia 60 Hz.

c) Obras adicionales

1. Instalación de transformador de potencia en la subestación Santa Lucía, de 100 MVA, 230/34.5 kV, conexión Dyn1, frecuencia 60 Hz.
2. Una Línea de media tensión de 34.5 kV, doble circuito, 7 kilómetros de longitud, que se conectará desde la granja solar o subestación de seccionamiento de Choloteca Solar I y II hacia la subestación Santa Lucía.

El proyecto CHOLUTECA SOLAR I se desarrollará en la jurisdicción del Municipio de Choloteca, Departamento de Choloteca, República de Honduras, cartográficamente en las coordenadas 477826 E y 1462101N en UTM del sistema NAD- 27, Zona P16, correspondiente al punto céntrico del proyecto. Geográficamente el proyecto se encuentra en la zona sur del país en un área de 151 Ha. El proyecto CHOLUTECA SOLAR II estará ubicado en el sector de San José de la Landa, Departamento de Choloteca, República de Honduras y geográficamente se encuentra ubicado en las coordenadas X: 477826 E Y 1462101 N en UTM Sistema NAD- 27, zona p16, con un área de 151.34 Ha.

TERCERO: INSTRUIR a la empresa SOLUCIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES, S.A. DE C.V. (SERSA), que previo a la puesta en servicio definitiva de los proyectos denominados “CHOLUTECA SOLAR I y CHOLUTECA SOLAR II”, deberá hacer entrega de la compensación reactiva indicada en nota DO/141/IV/2015, de fecha 17 de abril de 2015.

CUARTO: INSTRUIR a la empresa SOLUCIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES, S.A. DE C.V. (SERSA), que previo a la conexión física definitiva de dos proyectos de granjas solares fotovoltaicas denominados “CHOLUTECA SOLAR I y CHOLUTECA SOLAR II”, deberá cumplir con lo establecido en el numeral 4.5.4.1 del Libro III del RMER, relativo a la autorización para la puesta en servicio de la conexión.

QUINTO: INSTRUIR al Ente Operador Regional (EOR), luego de otorgado a la empresa SOLUCIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES, S.A. DE C.V. (SERSA), la



Autorización de Puesta en Servicio definitiva, responsabilidad de este Ente y previo cumplimiento de lo instruido en los puntos resolutivos TERCERO y CUARTO, cumplir con lo establecido en el numeral 1.5.3.2, inciso i), punto i) del Libro I del RMER, en lo relativo a sus objetivos y funciones, siendo responsabilidad del EOR, con respecto a la dirección y coordinación de la operación técnica del Sistema Eléctrico Regional –SER–, adoptar las medidas que considere convenientes para salvaguardar la integridad de la RTR, tales como cortes de carga, desconexión de generación, apertura de líneas, auditoria de instalaciones de los Agentes, y cualquier otra acción de supervisión para asegurar la calidad del servicio eléctrico en el MER. Las medidas se ejecutarán de acuerdo con los procedimientos y criterios que establece la Regulación Regional.

SEXTO: VIGENCIA. Esta Resolución entrará en vigor a partir de su notificación.

NOTIFÍQUESE por correo electrónico a las entidades empresa SOLUCIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES, S.A. DE C.V. (SERSA), Ente Operador Regional (EOR), Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

PUBLÍQUESE en la página web de la CRIE. ”

Quedando contenida la presente certificación en diez (10) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, el día lunes 02 de mayo de dos mil dieciséis.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo