

NOTIFICACIÓN / SERSA

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA (CRIE)

POR MEDIO DE LA PRESENTE EL DÍA DE HOY NOTIFICO POR CORREO ELECTRÓNICO A SOLUCIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES, S.A. DE C.V. (SERSA), LA RESOLUCIÓN NÚMERO CRIE-58-2015, DE FECHA DIECIOCHO DE DICIEMBRE DE DOS MIL QUINCE.

EN LA CIUDAD DE SAN SALVADOR, REPÚBLICA DE EL SALVADOR, EL VEINTICUATRO DE DICIEMBRE DE DOS MIL QUINCE.

POR CORREO ELECTRÓNICO ENVIADO AL SEÑOR FRANCISCO POBLADOR, REPRESENTANTE LEGAL DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES, S. A. DE C. V. -SERSA-.

DOY FE.



GIOVANNI HERNÁNDEZ
SECRETARIO EJECUTIVO

**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-58-2015, emitida el 18 de diciembre de dos mil quince, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN N° CRIE-58-2015

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 ubicada en el sector de San José de la Landa, Departamento de Choluteca, República de Honduras y geográficamente se encuentra ubicada 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 la figura 1, 2 y 3 se presentan la ubicación geográfica del proyecto y los diagramas unifilares de las instalaciones de las granjas solares:

Mapa de Honduras con sus departamentos y ciudades principales. El mapa muestra las fronteras con Guatemala al norte, El Salvador al oeste y Nicaragua al sur. Los departamentos y sus ciudades principales son: OMOA (OMOA), ATLANTIDA (TRUJILLO), YORO (GRACIAS A DIOS), GRACIAS A DIOS (GRACIAS A DIOS), COMAYAGUA (COMAYAGUA), COPAN (COPAN), LEMPIRA (LEMPIRA), INTIBUCA (INTIBUCA), LA PAZ (LA PAZ), TEGUCIGALPA (TEGUCIGALPA), EL PARAISO (EL PARAISO), VALLE (VALLE), YORO (YORO), y CHOLUTECA (CHOLUTECA). Se incluyen también las ISLAS DE LA BAHIA y PALACIOS. Un indicador de dirección N indica el norte.

SANTA LUCÍA

230kV

T1 120 MVA

T2 90 MVA

34.5kV

34.5kV

20MW 30MW

Choluteca I y II (SERSA)

34.5kV

Energía 5 Estrellas 50MW

Energía Solar Centroamericana 40MW

Energys Honduras I y II 20MW 10MW

T6 50 MVA

34.5kV

20MW

FOTERSA



[illegible]

Que el 28 de julio de 2015, mediante la Resolución No. CRIE-25-2015, 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 27 de noviembre de 2015; en dicha resolución se detallaron una serie de requerimientos tales como informes, integración de plantas al Control Automático de Generación –AGC-, Esquemas de Control Suplementarios, compensación reactiva, verificaciones y certificaciones que deben 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.

Página 4 de 15

④

fotovoltaicas que colaboren en la reserva secundaria con un 5% reduciendo la entrega de la potencia disponible; 3) El 17 de abril de 2015, se remitió al EOR la nota DO/141/IV/2015 relativo a los requerimientos adicionales a los desarrolladores de las plantas fotovoltaicas. Es de su conocimiento que se les han enviado las Actas de cumplimiento y los informes donde los desarrolladores aceptan. Además, se han enviado los informes de operación de las diferentes plantas donde se puede certificar el cumplimiento de los Esquemas de Control Suplementario; 4) Se enviaron notas al EOR donde se certifica la operación de los ECS para prevenir sobrecarga y violaciones de voltaje que se manifestaron en los estudios eléctricos. Ver oficio DO/273/VII/2015; 5) Se implementaron los ajustes a los relevadores de protección considerando la nueva configuración eléctrica de la red y de acuerdo a los estudios de coordinación realizados por la ENEE conjuntamente con los desarrolladores de los proyectos. De igual manera se colocaron los ajustes a los relevadores para la nueva línea de interconexión entre Honduras y el Transmisor de El Salvador (ETESAL), de acuerdo al estudio de coordinación realizada en reunión sostenida en la oficina de ETESAL en fecha 28 de mayo de 2015; 6) Se incluyó la telemetría del sistema SCADA de ENEE para realizar la función de Control Automático de la Generación (AGC), así como la información correspondiente de la subestación Nacaome para su integración al AGC Regional, y así dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 2.2, Anexo I, Libro II del RMER; 7) El día 11 de septiembre de 2015, el EOR certificó las pruebas coordinadas para la regulación primaria de frecuencia; 8) De acuerdo al oficio DO/162/IV/2015 con respecto al porcentaje de la demanda nacional definida en el RMER, destinada para la regulación de frecuencia, dicha reserva ha aumentado la disponibilidad al incorporar todas las plantas a la regulación de frecuencia, de lo cual se informó en el oficio DO/264/IV/2015 al EOR y a la CRIE; 9) En relación al oficio DO/141/IV/2015 con respecto a los bancos de capacitores y a nota aclaratoria oficio DO/271/VII/2015 en las cuales se manifiesta que cada desarrollador suministre bancos de capacitores de acuerdo a la potencia instalada. A los desarrolladores se les proporcionaron las especificaciones de los bancos de capacitores y están en proceso de adquisición según ordenes de compras. Se tiene pendiente la entrega de los bancos de capacitores para la cual se le dio un plazo de 4 meses a partir de la notificación; 10) La compensación reactiva será instalada en las subestaciones Bonito Oriental, Coyoles, Isletas, San Isidro, Juticalpa y Catacamas; 11) La regulación primaria y secundaria de frecuencia, en los nodos de la RTR se está dando cumplimiento a lo establecido en la regulación regional, para lo cual se presentan mensualmente los informe respectivos; 12) La regulación de voltaje en la RTR y a la reserva de potencia reactiva, se espera que aumente significativamente con la entrada de las planta de generación Río Betulia (9.75 MW en operación parcial) y SHOL (23 MW se espera que entre en operación en la primera quincena de diciembre de 2015).



IV

Que el 27 de noviembre de 2015, el Ente Operador Regional mediante nota No. EOR-DE-27-11-2015-996, de fecha 27 de noviembre de 2015, recomienda a la CRIE lo siguiente: **1)** Aprobar de forma provisional, por un período de cuatro (4) meses contados a partir de la resolución correspondiente, 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)** Indicar a la ENEE que previo a que pueda darse la aprobación definitiva de la conexión a la RTR de los proyectos de granjas solares fotovoltaicas denominados “CHOLUTECA SOLAR I y CHOLUTECA SOLAR II”, la ENEE deberá cumplir con lo siguiente: a) Instalar, probar y certificar por medio de un informe dirigido a la CRIE y al EOR, la disponibilidad y funcionalidad de los Esquemas de Control Suplementario referidos en el oficio DO/141/IV/2015 como HON_ECS_L615A (relacionado al disparo de la línea 230 kV Agua Caliente – Sandino y la sobrecarga de la línea Pavana – Santa Lucía), y HON_ECS_L615B (relacionado al disparo de la línea 230 kV Pavana – Santa Lucía), tal y como fue requerido en el RESUELVE TERCERO de la Resolución CRIE-25-2015; b) Remitir un informe mensual de la evaluación del seguimiento permanente a la prestación del servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia de Honduras, así como de regulación de voltaje en los nodos de la RTR, correspondiente a los meses de conexión provisional de los proyectos de granjas solares fotovoltaicas denominados “CHOLUTECA SOLAR I y CHOLUTECA SOLAR II”. En el informe mensual la ENEE deberá evaluar el cumplimiento durante la operación, de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en la regulación Regional. Dicho informe deberá ser remitido al EOR para su correspondiente análisis, a más tardar 10 días hábiles posteriores a cada mes evaluado; **3)** Establecer que el EOR emita su recomendación a la CRIE respecto a aprobar la conexión definitiva de los proyectos de granjas solares fotovoltaicas denominados “CHOLUTECA SOLAR I y CHOLUTECA SOLAR II”, con base en el análisis de los informes de la ENEE de evaluación de la prestación del servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia de Honduras, así como de regulación de voltaje en los nodos de la RTR y el cumplimiento durante la operación, de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en la regulación Regional.

V

Que mediante Informe GT-GJ-2015-27, de fecha 01 de diciembre de 2015, 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, quedando pendiente información requerida al OS/OM de Honduras (ENEE) mediante Resolución No CRIE-25-2015.

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 al 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 de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 28, inciso b) del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, es función del EOR: Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sean realizados con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad. Conforme a lo establecido en el numeral 16.2.1 del Libro III del RMER, es responsabilidad del EOR la coordinación de la operación del Sistema Eléctrico Regional cumpliendo con los Criterios de Calidad Seguridad y

Desempeño establecidos en la Regulación Regional, por lo que es responsabilidad del EOR, realizar las respectivas evaluaciones apegándose estrictamente a lo establecido en la Regulación Regional. En lo relacionado a la evaluación de la reserva de regulación de frecuencia, el EOR debe realizar las evaluaciones conforme a lo establecido en los numerales 16.2.7.3, 16.2.7.4, 16.2.7.9 y Anexo H del libro III del RMER. Con base en lo anterior y respecto al informe presentado por el EOR mediante nota: EOR-DE-27-11-2015-996 de fecha 27 de noviembre de 2015, titulado “INFORME DE OPERACIÓN RELACIONADO CON COMPORTAMIENTO DE LA VARIABILIDAD E INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE HONDURAS”, esta Comisión tiene las siguientes observaciones: a) Conforme a lo establecido en la introducción del informe citado anteriormente, el objetivo de realizar una investigación exhaustiva del cumplimiento de los márgenes de reserva de regulación (cada 10 minutos) y una referencia con respecto al criterio CPS, es mostrar la diferencia del control estadístico con la parte real del comportamiento de las variables del sistema, lo anterior está fuera de lugar considerando que se instruyó al EOR en el Resuelve Cuarto de la resolución CRIE-25-2015 la elaboración de un informe del desempeño de la reserva de regulación de frecuencia, misma que debe realizarse con las herramientas establecidas en la Regulación Regional, si a juicio del EOR es necesario la incorporación de ajustes a los criterios y mecanismos de evaluación de los criterios de desempeño se insta a este Ente a proponerlos a esta Comisión a través de las vías establecidas en el RMER; b) En relación a los márgenes de reserva de regulación de frecuencia, se han realizado evaluaciones para determinar el cumplimiento de dicho valor en periodos de 10 minutos, lo cual no está normado en la Reglamentación Regional, al adolecer de soporte regulatorio dicho análisis es invalido para efectos de evaluar el desempeño de la reserva de regulación secundaria de frecuencia. Adicionalmente y utilizando datos proporcionados por el EOR, la CRIE realizó una evaluación de los márgenes de reserva de regulación de frecuencia en el área de control de Honduras para los meses de agosto y septiembre¹, dicha evaluación fue realizada en periodos horarios cumpliendo lo establecido en el numeral 16.2.7.9 y Anexo H del Libro III del RMER (los Resultados se pueden observar en el Anexo I), en dicha evaluación no se observaron incumplimientos a la reserva de regulación de frecuencia horaria en el área de control de Honduras durante el mes de septiembre¹.

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, no obstante lo

¹ Los datos correspondiente al mes de septiembre fueron suministrados hasta el día 26/09/2015



anterior el Operador del Sistema de Honduras (ENEE) no remitió en el plazo asignado mediante resuelve tercero de la resolución CRIE-25-2015, la remisión de la siguiente información: a) Certificación de la disponibilidad y funcionabilidad de los Esquemas de Control Suplementario; b) Informes mensuales en los que se evaluara la prestación del servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia así como la regulación de voltaje en los nodos de la RTR de Honduras.

V

Que en sesión a distancia número 71, realizada el 18 de diciembre de 2015, la Junta de Comisionados de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, sobre la base del informe No. GT-GJ-2015-27, de fecha 01 de diciembre de 2015 de las Gerencias Técnica y Jurídica, en el que recomendaron aprobar de forma provisional por un periodo de cuatro (04) meses 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 en Sesiones Presenciales y Sesiones a Distancia:

RESUELVE:

PRIMERO: ACOGER la recomendación de las Gerencias Técnica y Jurídica de la CRIE, incluida en el informe No. GT-GJ-2015-27, de fecha 01 de diciembre de 2015, que sirve como fundamento de la presente resolución.

SEGUNDO: APROBAR DE FORMA PROVISIONAL POR UN PERIODO DE CUATRO (4) MESES 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 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 151.34 Ha.

TERCERO: INSTRUIR a la empresa SOLUCIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES, S.A. DE C.V. (SERSA), que previo a la conexión física 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.

CUARTO: INSTRUIR a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), lo siguiente:

a) Instalar, probar y certificar por medio de un informe dirigido a la CRIE y al EOR, la disponibilidad y funcionalidad de los Esquemas de Control Suplementario referidos en el oficio DO/141/IV/2015 como HON_ECS_L615A (relacionado al disparo de la línea 230 kV Agua Caliente – Sandino y la sobrecarga de la línea Pavana – Santa Lucía), y HON_ECS_L615B (relacionado al disparo de la línea 230 kV Pavana – Santa Lucía); b) Remitir un informe mensual de la evaluación del seguimiento permanente a la prestación del servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia de Honduras, así como de regulación de voltaje en los nodos de la RTR, correspondiente a los meses de conexión provisional de los proyectos de granjas solares fotovoltaicas. Dicho informe deberá ser remitido al EOR y CRIE para su correspondiente análisis, a más tardar 10 días hábiles posteriores a cada mes evaluado.

QUINTO: INSTRUIR al Ente operador Regional (EOR), que con base a los resultados del desempeño de la regulación primaria y secundaria de frecuencia, así como de la regulación de voltaje en los nodos de la RTR, en un periodo de tres (3) meses de evaluación, CERTIFIQUE y se pronuncie de manera oportuna sobre el cumplimiento por parte de la Solicitante, de lo dispuesto en los puntos resolutivos tercero y cuarto de la presente resolución y remita a la CRIE, previo al vencimiento de esta aprobación provisional, su recomendación final respecto a la solicitud de conexión presentada por la empresa SOLUCIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES, S.A. DE C.V. (SERSA).

SEXTO: INSTRUIR al Ente Operador Regional (EOR), una vez realizadas las evaluaciones respectivas indicadas en el Resuelve Quinto anterior, y otorgado a La Solicitante la autorización de puesta en servicio, a cumplir 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 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, auditoría de las 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.

SÉPTIMO: INFORMAR que si dentro del plazo aprobado en el resuelve segundo de la presente resolución, se cumplieran los requerimientos indicados en la regulación regional y esta resolución por las partes involucradas, La Solicitante puede solicitar a esta Comisión la Conexión de forma definitiva a la RTR.

OCTAVO: 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 Nacional de Energía (CNE).

PUBLÍQUESE en la página web de la CRIE.”

Quedando contenida la presente certificación en quince (15) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firmo, en la ciudad de San Salvador, República de El Salvador, a los veinticuatro días del mes de diciembre de dos mil quince.

Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

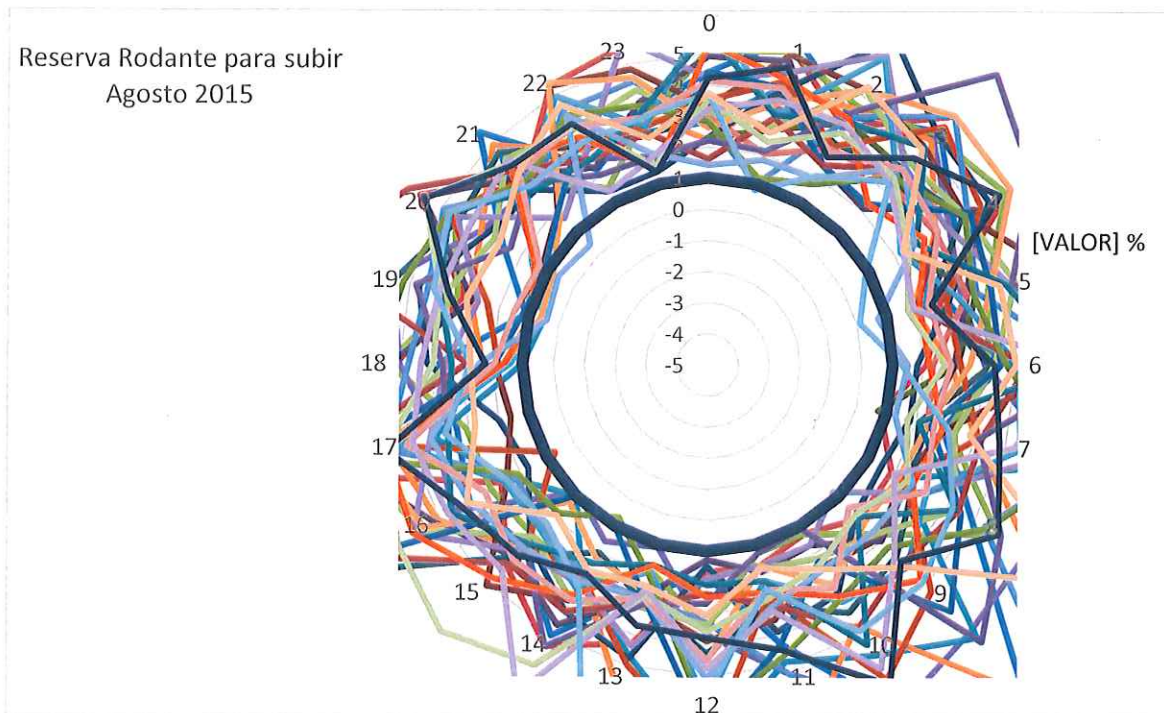
ANEXO I

EVALUACIÓN DE LOS MÁRGENES DE RESERVA DE REGULACIÓN EN EL ÁREA DE CONTROL DE HONDURAS DURANTE EL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE LOS MESES DE AGOSTO Y SEPTIEMBRE, CUMPLIENDO LO ESTABLECIDO EN EL NUMERAL 16.2.7.9 Y ANEXO H DEL LIBRO III DEL RMER

Cumplimientos de Reserva Rodante (%)

Agosto		Septiembre ¹	
SUBIR (2.5%)	BAJAR (2.5%)	SUBIR (2.5%)	BAJAR (2.5%)
76.3	71.6	100.0	100.0

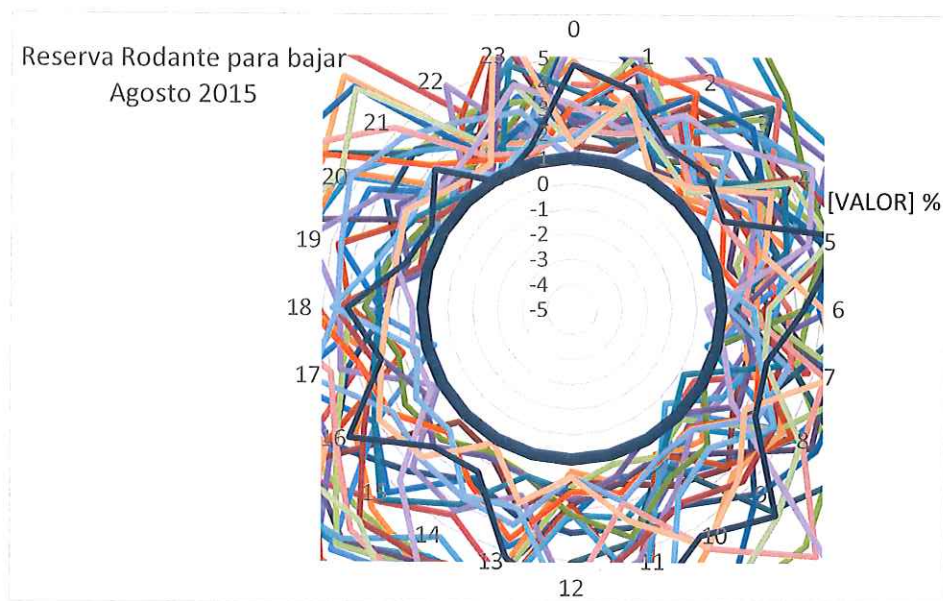
Comportamiento de la reserva de regulación (%) para subir, en periodos horarios para el mes de agosto 2015², se puede observar que en la mayoría de los periodos de mercado la reserva de regulación se mantuvo por encima del 1%



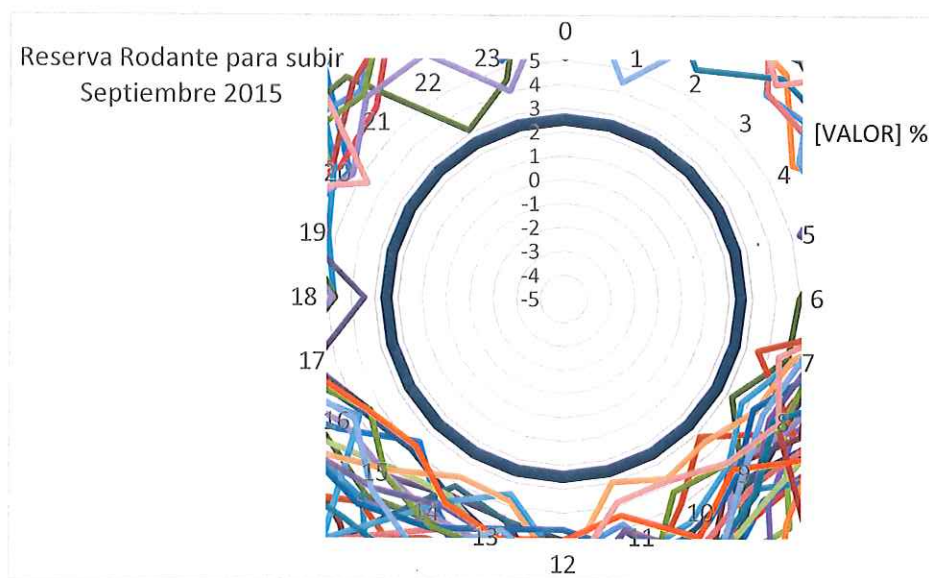
² Eje radial: periodos de mercado (horas), eje vertical: reserva de regulación (%)



Comportamiento de la reserva de regulación (%) para bajar, en periodos horarios para el mes de agosto 2015, se puede observar que en la mayoría de los periodos de mercado la reserva de regulación se mantuvo por encima del 1%³



Comportamiento de la reserva de regulación (%) para subir, en periodos horarios para el mes de septiembre 2015, se puede observar que la reserva de regulación se mantuvo por encima del 2.5% para todos los periodos de mercado

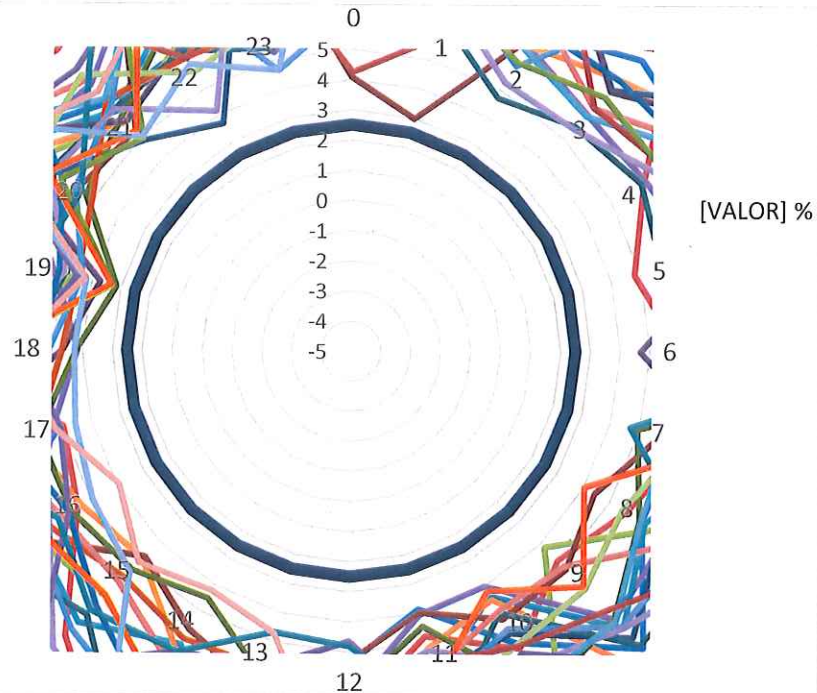


³ Eje radial: periodos de mercado (horas), eje vertical: reserva de regulación (%)



Comportamiento de la reserva de regulación (%) para bajar, en periodos horarios para el mes de septiembre 2015, se puede observar que la reserva de regulación se mantuvo por encima del 2.5% para todos los periodos de mercado.⁴

Reserva Rodante para bajar
Septiembre 2015



⁴ Eje radial: periodos de mercado (horas), eje vertical: reserva de regulación (%)

