



SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

3. SERIE MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

Código de Conexión del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI)

- Resolución SIE-060-2015-MEM

EDICIÓN JULIO 2016



SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

3. SERIE MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

Código de Conexión del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI)

- Resolución SIE-060-2015-MEM

EDICIÓN JULIO 2016

REGLAMENTOS DE PRIMERA CALIDAD PARA LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

La SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD a contar del año 2007 ha venido realizando un esfuerzo ininterrumpido para elaborar un conjunto de más de 20 reglamentos que estaban pendientes de emitir y que resultan imprescindibles para la regulación del Sector Eléctrico de la Rep. Dominicana.

La SUPERINTENDENCIA en la elaboración de dichos reglamentos ha perseguido dos objetivos, primero, que cada uno de ellos esté libre de vacíos, incoherencias y ambigüedades, y, segundo, que su entendimiento resulte claro y comprensible para reguladores, regulados y el público en general, de manera que sirvan de base para que el país alcance un desempeño funcional de su Sector Eléctrico y una regulación eficaz del mismo.

La SUPERINTENDENCIA culmina este esfuerzo con la publicación de los primeros 20 reglamentos, cuyos títulos figuran en el cuadro de la página siguiente y que han sido distribuidos en las tres series siguientes:

- i) Serie Mercado Eléctrico Mayorista,*
- ii) Serie Mercado Eléctrico Minorista, y*
- iii) Serie Administrativa.*

Estamos seguros de la enorme utilidad que tendrán estas herramientas normativas para el desarrollo de nuestro Sector Eléctrico y de la gran acogida con que serán recibidos por parte de los técnicos y profesionales vinculados al mismo, así como del público en general.

*Eduardo Quincoces Batista
Superintendente de Electricidad
Julio de 2016.*

PUBLICACIONES SIE

SERIE MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

NO.	TÍTULO	RESOLUCIÓN
1	REGLAMENTO AUTORIZACIÓN Y EJERCICIO CONDICIÓN USUARIO NO REGULADO	SIE-040-2013-REG
2	REGLAMENTO LICITACIONES COMPRAVENTA ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE CONTRATOS DE LARGO PLAZO	SIE-056-2015-MEM
3	CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SENI	SIE-060-2015-MEM
4	REGLAMENTO AUTORIZACIÓN PUESTA EN SERVICIO DE OBRAS ELÉCTRICAS EN EL SENI	SIE-061-2015-MEM
5	REGLAMENTO SEGURIDAD Y PROTECCIÓN DEL SENI	EN FASE FINAL
6	REGLAMENTO TRAMITACIÓN DE CONCESIÓN DEFINITIVA PARA EXPLOTACIÓN DE OBRAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN Y GENERACIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL	EN FASE FINAL

SERIE MERCADO ELÉCTRICO MINORISTA (MEMI)

1	TABLA HOMOLOGADA DE CONSUMOS	SIE-083-2007
2	REGLAMENTO PARA REVISIONES DE SUMINISTROS Y TRATAMIENTO RECLAMACIONES Y DENUNCIAS DE FRAUDES EN LA RELACIÓN EMPRESAS DISTRIBUIDORAS-USUARIOS	SIE-01-2008
3	NORMA DE CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD	SIE-019-2012
4	REGLAMENTO PARA DEPÓSITO, ACTUALIZACIÓN Y DEVOLUCIÓN DE FIANZAS PARA CONTRATOS ENTRE USUARIOS REGULADOS Y EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	SIE-011-2015-MEMI
5	NORMAS DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS	SIE-029-2015-MEMI
6	REGLAMENTO TRAMITACIÓN APROBACIÓN PLANOS Y SOLICITUDES INTERCONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN	SIE-030-2015-MEMI
7	REGLAMENTO PARA PRESENTACIÓN, PROCESAMIENTO Y DECISIÓN DE RECLAMACIONES SURGIDAS EN LA RELACIÓN EMPRESAS DISTRIBUCIÓN-USUARIOS A TRAVÉS DE LA VÍA ADMINISTRATIVA	SIE-039-2016-MEMI
8	REGLAMENTO DE APORTES DE FINANCIAMIENTOS REEMBOLSABLES	EN FASE FINAL
9	REGLAMENTO CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD	EN FASE FINAL
10	REGLAMENTO CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD	EN FASE FINAL
11	CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL	EN FASE FINAL
12	REGLAMENTO INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA EDIFICACIONES CARENCIADAS (RIEPEC)	EN FASE FINAL
13	REGLAMENTO EMISIÓN Y FISCALIZACIÓN DE LICENCIAS PARA TÉCNICOS ELECTRICISTAS	EN FASE FINAL
14	REGLAMENTO CERTIFICACIONES INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN	EN FASE FINAL

SERIE ADMINISTRATIVA

1	REGLAMENTO PARA LA CELEBRACIÓN DE AUDIENCIAS PÚBLICAS	SIE-081-2005
2	REGLAMENTO Y TARIFAS PARA SOLICITUDES DE SERVICIOS ADMINISTRATIVOS SIE	SIE-040-2016-REG
3	CARTA COMPROMISO AL CIUDADANO	✓

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

CÓDIGO DE CONEXIÓN

**EMITIDO POR RESOLUCIÓN SIE-060-2015-MEM
DEL 29 DE OCTUBRE DE 2015**

CODIGO DE CONEXION DEL SENI ÍNDICE	
CLÁUSULA	CONTENIDO:
CC1.	OBJETIVO 1
CC2.	RESPONSABILIDADES 1
CC3.	PUNTO DE CONEXIÓN 1 CC3.1 ACUERDO DE RESPONSABILIDAD OPERATIVA 1 CC3.2 ACCESO 1
CC4.	CONDICIONES OPERATIVAS 1 CC4.1 VOLTAJE 1 CC4.2 FRECUENCIA 1
CC5.	REQUISITOS DE LOS EQUIPOS 2 CC5.1 INTRODUCCIÓN 2 CC5.2 REQUISITOS DE LAS UNIDADES GENERADORAS 2 CC5.3 REQUISITOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN INSTALACIONES USUARIOS NO REGULADOS..... 2
CC6.	PROTECCIONES 3 CC6.1 INTRODUCCIÓN 3 CC6.2 ESQUEMA A UTILIZAR 3 CC6.3 TIEMPO DE DESPEJE DE FALLAS 3 CC6.4 PROTECCIÓN DE LÍNEAS 3 CC6.5 PROTECCIÓN DE UNIDADES GENERADORAS Y TRANSFORMADORES 3 CC6.6 PROTECCIÓN DE BARRAS 3
CC7.	SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL 3
CC8.	DOCUMENTACIÓN TÉCNICA 4 CC8.1 INTRODUCCIÓN 4 CC8.2 DOCUMENTACIÓN DE PLANEAMIENTO 4 CC8.3 DOCUMENTACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO 4 CC8.4 INFORMACIÓN TÉCNICA 5
CC9.	ENERGIZACIÓN 6 CC9.1 INTRODUCCIÓN 6 CC9.2 REQUISITOS 6 CC9.3 INSPECCIÓN 6

CÓDIGO DE CONEXION DEL SENI ÍNDICE	
CC10.	SEÑALES DEL SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA)..... 7 CC10.1 GENERALIDADES 7 CC10.2 MEDICIONES 7 CC10.3 ESTADOS 7
CC11.	SISTEMA DE COMUNICACIONES 8 CC11.1 GENERALIDADES 8 CC11.2 ENLACES DE DATOS PARA EL SCADA 8 CC11.3 ENLACES PARA COMUNICACIONES VOCALES OPERATIVAS 8
	ANEXO 1. REQUISITOS DE INFORMACIÓN TÉCNICA 10 PLANILLA No. A1.1 10 PLANILLA No. A1.2 14 PLANILLA No. A1.3 16 PLANILLA No. A1.4 17 PLANILLA No. A1.5 18 PLANILLA No. A1.6 19 PLANILLA No. A1.7 20
	ANEXO 2. REQUERIMIENTO DE SEÑALES PARA EL SCADA 22 A2.1: SISTEMA DE TRANSMISIÓN 22 A2.2: CENTRALES DE GENERACIÓN 25 A2.3: SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN 27

CLÁUSULA	TEXTO	
CC1	OBJETIVO	
	El Objetivo del presente Código de Conexión es la definición de los requisitos técnicos a cumplir por los agentes para integrarse al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).	
CC2	RESPONSABILIDADES	
	Las disposiciones del presente Código de Conexión son aplicables a todos los agentes en los puntos de conexión de sus instalaciones con las de otros agentes, según se detalla para cada caso en particular.	
CC3	PUNTO DE CONEXIÓN	
	Conjunto de equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares a través de los cuales se establece la vinculación entre dos agentes y que delimita la propiedad de los mismos.	
	CC3.1	Acuerdo de Responsabilidad Operativa
	CC3.1.1	Todo punto de conexión requerirá la firma de un Acuerdo de Responsabilidad Operativa entre los agentes Involucrados, copia del cual deberá ser presentada al Organismo Coordinador y la SIE, conteniendo como mínimo la descripción de las instalaciones que conforman la interconexión. Fijando los límites de propiedad, así como las responsabilidades que asumen las partes al respecto.
	CC3.1.2	El Acuerdo de Responsabilidad Operativa deberá considerar los siguientes aspectos: 1.- Instalaciones involucradas de cada agente; 2.- Definición del límite físico (sección desconectaba o retirable) entre las instalaciones de cada agente; 3.- Instalaciones de uso compartido; 4.- Delimitación de responsabilidades por la operación y el mantenimiento; 5.- Especificaciones técnicas de las instalaciones involucradas; 6.- Condiciones para el acceso a las instalaciones de cada agente; 7.- Plazo de Vigencia.
	CC3.1.3	Terminada la vigencia o denunciado el Acuerdo de Responsabilidad Operativa, los agentes dispondrán de un plazo máximo de sesenta (60) días para acordar un nuevo acuerdo. En ese plazo se consideran válidas las condiciones del Acuerdo anterior. Si transcurrido el Plazo mencionado, las partes no hubieran firmado un nuevo Acuerdo de Responsabilidades Operativas, la Superintendencia de Electricidad establecerá las condiciones a cumplir por ambos en el Punto de Conexión.
	CC3.2	Acceso
	CC3.2.1	El Organismo Coordinador tendrá en todo momento la libertad de acceso a todo Punto de Conexión a fin de ejercer funciones de auditoría técnica.
CC4	CONDICIONES OPERATIVAS	
	CC4.1	Voltaje
	CC4.1.1	En estado de operación normal (N, número de elementos del sistema) y ante contingencias simples (N-1, falla un elemento del sistema) al agente, de acuerdo a la naturaleza de su actividad contribuirá a mantener el voltaje dentro de los rangos de variación máximos permitidos serán los siguientes: 1.- Barras de 69Kv, 138Kv o mayor: $\pm 5\%$ 2.- Barras de los Generadores: $\pm 5\%$ 3.- Barras de distribución: $\pm 7.5\%$ (zonas urbanas); $\pm 10\%$ (zonas rurales).
	CC4.2	Frecuencia
	CC4.1.2	En estado de operación normal los rangos de, variación máximo permitidos serán: 1.- 59,85 a 60.15 Hz durante el 99.0% del tiempo; 2.- 59.75 a 60.25 Hz. durante el 99.8 % del tiempo; 3.- Las Empresas de Distribución y los Usuarios No regulados mantendrán incorporados al "Esquema de Load Shedding" los valores de baja frecuencia en coordinación con el esquema de carga que será suministrado por el Organismo Coordinador.

CC5	REQUISITOS DE LOS EQUIPOS	
	CC5.1	Introducción
	CC5.1.1	Todos los equipos deberán estar diseñados y contruidos de acuerdo a las normas IEC y/o ANSÍ operados y mantenidos de acuerdo con las prácticas internacionalmente aceptadas para empresas de electricidad.
	CC5.1.2	En todos los puntos de conexión deberán instalarse los interruptores capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito prevista en los estudios de cortocircuito presentados al momento de solicitar el ingreso al sistema. El OC debe verificar los estudios y las características de dichos equipos.
	CC5.2	Requisitos de las Unidades Generadoras
	CC5.2.1	Todas las unidades generadoras deberán contar con los siguientes dispositivos: <ul style="list-style-type: none"> 1.- Regulador de velocidad que permita participar en el control de la frecuencia del SENI dentro del rango comprometido entre 58 y 63 Hz; 2.- Regulador automático de voltaje que controle en forma estable el voltaje en bornes de la unidad dentro del rango ± 10 % de su valor nominal para cualquier punto de su curva de capacidad; 3.- Sincronización de tiempo a través de un GPS.
	CC5.2.2	La operación a frecuencias extremas podrá ser limitada en el tiempo mediante relés de frecuencia temporizados a fin de evitar daños en las unidades generadoras.
	CC5.2.3	El Organismo Coordinador podrá requerir, en función de estudios eléctricos, la incorporación de las siguientes características adicionales: <ul style="list-style-type: none"> 1.- Reguladores de velocidad y voltaje de alta velocidad de respuesta; 2.- Control automático de generación (AGC); 3.- Estabilizador del sistema de potencia (PPS); 4.- Capacidad para arranque en negro.
	CC5.2.4	Todas las unidades generadoras estarán en la capacidad de entregar su potencia a disposición del sistema para frecuencias comprendidas entre 59,0 y 61.0 Hz, y factor de potencia de acuerdo a las curvas de capacidad de potencia reactiva de manera permanente y el 100% de su capacidad de potencia reactiva, durante 20 minutos continuos, con intervalos de 40 minutos, acorde con lo referido en el Art. 151 del reglamento.
	CC5.3	Requisitos de los Sistemas de Distribución e Instalaciones de Usuarios No Regulados
	CC5.3.1	Los neutros de los transformadores y reactores conectados al sistema de Transmisión deberán estar conectadas rígidamente a tierra, salvo autorización expresa de la Empresa de Transmisión.
	CC5.3.2	Las instalaciones de distribución y las utilizadas por los Usuarios No Regulados deberán contar con los dispositivos necesarios para cumplir con el plan de alivio de carga (" Load Shedding " o Esquema de Baja Frecuencia) que eventualmente requiera el Organismo Coordinador en función de los resultados de estudios eléctricos del SENI.
	CC5.3.3	Basado en los resultados de los estudios de planeamiento y con el objetivo de optimizar el uso del Sistema de Transmisión, el Organismo Coordinador podrá sugerir a la Superintendencia de Electricidad el valor mínimo del factor de potencia a mantener en cada punto de conexión y ia fecha a partir de la cual entrará en vigor ese exigencia. Las empresas distribuidoras o Usuarios No Regulados deberán tomar las acciones necesarias para cumplir con los valores de factores de potencia mínimos establecidos.

CC6	PROTECCIONES	
	CC6.1	Introducción
	CC6.1.1	Las instalaciones vinculadas en un punto de conexión deberán contar con sistemas de protección adecuados que permitan minimizar el impacto recíproco de las fallas.
	CC6.1.2	A tal efecto los agentes conectados en el punto de conexión deberán coordinar adecuadamente las distintas funciones de protección. El OC será responsable de verificar dicha coordinación.
	CC6.1.3	El Organismo Coordinador es el encargado de mantener actualizado el estudio de coordinación de protecciones, debiendo contar con la información actualizada de todos los agentes.
	CC6.2	Esquemas a Utilizar
	CC6.2.1	Las líneas, transformadores y barras de subestaciones deberán ser equipados con los esquemas de protecciones congruentes con los sistemas existentes en el punto de conexión.
	CC6.2.2	Las Empresas Distribuidoras deberán determinar los esquemas a utilizar por los Usuarios No Regulados vinculados a Sistemas de Distribución que no constituyan instalaciones de alto voltaje. Todos los puntos de conexión deberán contar con una protección de respaldo ("backup") que actúe en caso de falla de la protección principal. Los puntos de conexión de 69 Kv, 138 Kv o mayores, deberán contar con una protección de falla de interruptor que ordene la apertura de todos los interruptores adyacentes, si aquel no despejara la falla en el tiempo previsto. Cuando en el esquema planteado involucre una línea corta (longitud menor 5 Km), el sistema de comunicación, para transferir el disparo al otro extremo de la línea, estará a cargo de la Empresa de Transmisión, pero los compromisos económicos será de la exclusiva responsabilidad del nuevo agente.
	CC6.3	Tiempos de Despeje de Fallas
	CC6.3.1	Los tiempos de despeje de fallas, entre su aparición y la extinción de arco en el interruptor, no deberán superar los valores indicados a continuación: <ul style="list-style-type: none"> • Sistema de 69 Kv: 500 Milisegundos • Sistema de 138 Kv: 150 Milisegundos • Sistemas Mayores de 138 Kv: 150 Milisegundos • El tiempo de despeje de falla con la protección de respaldo no deberá ser superior a 500 Milisegundos.
	CC6.3.2	La protección de falla de interruptor deberá disparar las interruptores adyacentes en tiempos comprendidos entre 200 y 250 ms., después de haberse superado el tiempo de apertura normal del interruptor en cuestión.
	CC6.3.3	Los valores anteriores podrán ser adecuados por el Organismo Coordinador a los resultados de estudios eléctricos de planeamiento del SENI.
	CC6.4	Protección de Líneas
	CC6.4.1	Las líneas de 138 Kv o tensión superior de hasta 5 Km de longitud, deberán contar con protección diferencial, protección de comparación direccional u otra protección con prestaciones similares. El OC será responsable de comprobar la activación de estas protecciones.
	CC6.4.2	Las líneas de mayor longitud deberán contar con protección de distancia con ínter disparo mediante transmisión por onda portadora u otro esquema de comunicación, protección direccional de tierra, protección direccional de fase, protección de sobre corriente de tierra y protección de sobre corriente de fase.
	CC6.4.3	Cada Terminal de protección deberá incluir disparo unipolar y/o tripolar y esquema de recierre. El recierre tripolar deberá efectuarse usando verificador de sincronismo. El OC determinará a través de estudios, los puntos donde se instalaran cierre tripolares.
	CC6.5	Protección de Unidades Generadoras y Transformadores
	CC6.5.1	Los esquemas de protecciones a emplear en unidades generadoras y Transformadores deberán ser coordinados en cada Punto de Conexión.
	CC6.6	Protección de Barras
CC7	SISTEMA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL	
	CC7.1	Todos los agentes deberán suministrar la información necesaria para la operación en tiempo real del SENI.
	CC7.2	Los requisitos para el Sistema de Transmisión serán aplicables para todas las subestaciones integrantes, aunque no constituyan puntos de conexión con otros agentes.

CC8	DOCUMENTACIÓN TÉCNICA																	
	CC8.1	Introducción																
	CC8.1.1	Se detalla a continuación la documentación técnica a presentar por todo agente que solicite su conexión al Sistema Eléctrico Interconectado, la documentación deberá presentarse a la SIE por lo menos sesenta días (60) de anticipación a la fecha de puesta en servicio. La SIE dispondrá de un plazo máximo de 45 días a partir de recibida la solicitud del interesado para efectuar dicha verificación. Vencido este plazo sin que la SIE emita su pronunciamiento, se considerará que las obras cumplen con los requisitos necesarios para entrar en operación.																
	CC8.2	Documentación de Planeamiento																
	CC8.2.1	Al solicitar su conexión al SENI los agentes deberán presentar a la Superintendencia de Electricidad, al Organismo Coordinador y a los agentes involucrados en el punto de conexión, según corresponda, la 1.- Plano de ubicación del Punto de Conexión; 2.- Esquema unifilar y descripción de las instalaciones de vinculación con el Sistema Eléctrico Interconectado; 3.- Esquema y descripción de las instalaciones a vincular; 4.- Cronograma de trabajos; 5.- Estudios eléctricos de operación; 6.- Documentación requerida en el Capítulo V del Título IX del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, en particular lo establecido en su Artículo 337.																
	CC8.2.2	Si la nueva conexión requiriera una expansión de los Sistemas de Transmisión o de Distribución, las empresas deberán remitir la documentación anterior a la Superintendencia de Electricidad, para ser evaluadas según lo previsto en el Artículo 146 del Reglamento.																
	CC8.3	Documentación Técnica del Proyecto																
	CC8.3.1	Antes de la puesta en servicio de las nuevas instalaciones los agentes que soliciten una conexión deberán presentar los estudios eléctricos actualizados necesarios para definir las especificaciones de los equipos de conexión.																
	CC8.3.1.1	Tales estudios deberán ser sometidos a los agentes Involucrados, según corresponda, para posteriormente ser presentados a la Superintendencia de Electricidad y al Organismo Coordinador para su posterior aprobación; de ser necesario, los demás agentes existentes en el punto de conexión serán informados. La SIE podrá solicitar opinión a los agentes involucrados (Generación, Transmisión y Distribución) según corresponda.																
	CC8.3.2	Los estudios eléctricos deberán permitir evaluar los efectos de las cargas pronosticadas, así como la incorporación de nuevas unidades generadoras, instalaciones de transmisión y nuevas conexiones de carga, de esta forma se podrá conocer el comportamiento del Sistema de Transmisión. Al mismo tiempo deberán permitir identificar las acciones correctivas necesarias para eliminar las deficiencias. En el supuesto caso de que el nuevo agente al interconectarse al sistema modifique las condiciones de explotación normales y de falla, será responsable de los costos relacionados con las modificaciones correctivas, a fin de eliminar deficiencias, incluyendo el reemplazo de equipos propiedades de terceros, conectados previamente en el punto.																
	CC8.3.3	Los estudios eléctricos deberán verificar los siguientes aspectos: 1.- Comportamiento del Sistema Eléctrico Interconectado en condiciones estacionarias. 2.- Máxima capacidad de transferencia de potencia en elementos críticos, de manera que asegure una operación segura y confiable. 3.- Comportamiento del Sistema Eléctrico Interconectado como consecuencia de fenómenos transitorios producidos por perturbación o maniobras. 4.- Límites y restricciones del Sistema de Transmisión.																
	CC8.3.4	Como resultado de estos estudios, el OC deberá definir eventualmente los requerimientos de equipos de control y de estabilización, de formación de islas y arranque en negro.																
	CC8.3.5	Toda solicitud de conexión al Sistema de Transmisión deberá estar acompañada de los estudios eléctricos indicados en la siguiente tabla, en la cual el símbolo "*" significa que el estudio indicado debe ser presentado. El Organismo Coordinador podrá omitir el requerimiento de determinados estudios para las centrales generadoras de potencia inferior a 10 Mw: <table border="1" data-bbox="641 1837 1282 1963"> <thead> <tr> <th>INSTALACIÓN A CONECTAR</th> <th>FLUJO DE CARGAS</th> <th>CORTOCIRCUITO</th> <th>ESTABILIDAD</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Unidad Generación</td> <td>•</td> <td>•</td> <td>•</td> </tr> <tr> <td>Carga</td> <td>•</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Línea o Equipo de Transmisión</td> <td>•</td> <td>• (1)</td> <td>• (1)</td> </tr> </tbody> </table> <p>(1): Si se modifica la configuración del Sistema de Transmisión.</p>	INSTALACIÓN A CONECTAR	FLUJO DE CARGAS	CORTOCIRCUITO	ESTABILIDAD	Unidad Generación	•	•	•	Carga	•	-	-	Línea o Equipo de Transmisión	•	• (1)	• (1)
INSTALACIÓN A CONECTAR	FLUJO DE CARGAS	CORTOCIRCUITO	ESTABILIDAD															
Unidad Generación	•	•	•															
Carga	•	-	-															
Línea o Equipo de Transmisión	•	• (1)	• (1)															

CC8.4	Información Técnica
CC8.4.1	A más tardar 60 días antes de la fecha de energización de un Punto de Conexión, el agente responsable deberá presentar a la Superintendencia de Electricidad con copia al Organismo Coordinador la información detallada en el Anexo 1.
CC8.4.2	Los datos mencionados serán registrados por el Organismo Coordinador en sus Bases de Datos Técnicos, las cuales estarán a disposición de todo Agente que requiera Información para la realización de estudios.
CC8.4.3	Cada agente será responsable de informar al Organismo Coordinador toda vez que se produzca una modificación en alguno de los datos mencionados.
CC8.4.4	El Organismo Coordinador podrá omitir el requerimiento de determinados datos del Anexo 1 para centrales generadoras de potencia inferior a 10 MW.

CC9	ENERGIZACIÓN	
	CC9.1	Introducción.
	CC9.1.1	El agente responsable de un punto de conexión deberá presentar a los agentes Involucrados en el punto de conexión, según corresponda, un programa de energización con una anticipación no inferior a treinta (30) días de su inicio.
	CC9.1.2	Se detalla a continuación los requisitos necesarios a cumplir para iniciar el programa mencionado.
	CC9.2	Requisitos.
	CC9.2.1	<p>Los siguientes son requisitos ineludibles para iniciar el programa de energización de un punto de conexión:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Haber presentado la documentación detallada en los puntos de CCS.2 y haber obtenido su aprobación por parte de la Superintendencia de Electricidad. b) Haber presentado al Organismo Coordinador la información técnica requerida en el punto CCS.4; poseer firmado y haber presentado al Organismo Coordinador un Acuerdo de Responsabilidad Operativa, con los agentes involucrados, según corresponda, en los términos del punto CC3.1 c) Tener instalados los equipos de medición comercial y contar con la habilitación comercial por parte del Organismo Coordinador. Tener instalados los equipos de medición comercial en conformidad a lo establecido en el Capítulo V del Título IX del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad. En el caso que el OC no pueda realizar la habilitación comercial del sistema de medición comercial del agente, éste podrá realizar inyecciones y retiros sólo si el Organismo Coordinador lo autoriza. En caso de que se verifique el mal funcionamiento de su sistema de medición comercial, el agente no podrá realizar inyecciones o retiro del sistema. d) Haber instalado y tener en operación los equipos del Sistema de Operación en Tiempo Real, cumpliendo con lo establecido en el punto CC7. e) Poseer todas las autorizaciones gubernamentales necesarias para la construcción y operación de las Instalaciones.
	CC9.3	Inspección.
	CC9.3.1	Una vez cumplidos los requisitos anteriores, el Organismo Coordinador y los Agentes involucrados, según corresponda, efectuarán la inspección del Punto de Conexión y participarán en los ensayos a efectuar por el Agente responsable, en la medida en que lo considere necesario.
	CC9.3.2	Si los resultados de la inspección y ensayos fueran satisfactorios, se autorizará y se firmará un acta en la cual se dejará constancia de lo realizado.
	CC9.3.3	Si de la inspección o ensayos se concluyera que las Instalaciones no cumplen con los requisitos especificados, el agente responsable deberá efectuar las correcciones necesarias y requerir nuevamente los ensayos.

CC10	SEÑALES AL SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA)	
	CC10.1	<p>Generalidades.</p> <p>CC10.1.1 Todos los agentes, según corresponda, deberán cumplir con los requisitos necesarios para la operación del Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA). En el presente documento se especifican las características de los enlaces de comunicaciones necesarios y en el Anexo 2 se detallan las señales a proveer por cada agente.</p> <p>CC10.1.2 Los requisitos indicados para el Sistema de Transmisión serán aplicables para todas las subestaciones integrantes del sistema, aunque no constituyan puntos de conexión con otros agentes.</p> <p>CC10.1.3 Será responsabilidad de los agentes la instalación, operación y mantenimiento de los equipos necesarios para la transmisión y recepción de datos, enlazando sus respectivos centros de control o Estaciones a través de un sistema de comunicación confiable y compatible con el Centro de Control de Energía, adaptándose a su protocolo de comunicaciones. Será responsabilidad del Centro de Control de Energía, la instalación, la operación y mantenimiento de los equipos necesarios para la transmisión y recepción de datos incluyendo el mantenimiento de las bases de datos y la creación de los despliegues necesarios para el intercambio de la información en tiempo real.</p> <p>CC10.1.4 Los centros de control propiedad de los agentes deben de contar con los equipos GPS (Sistema de posicionamiento Geográfico) para sincronización de sus relojes.</p>
	CC10.2	<p>Mediciones.</p> <p>CC10.2.1 Las mediciones deberán obtenerse de aparatos cuya clase de precisión sea como mínimo la que se indica a continuación: Transformadores de corriente y voltaje: 1,0 Transductores de voltaje y de potencia activa: 1,0 Transductores de corriente y potencia reactiva: 1,0</p> <p>CC10.2.2 Los transductores de frecuencia deberán asegurar un error inferior a 0,01 Hz.</p> <p>CC10.2.3 El error de codificación de las mediciones analógicas convertidas a digitales no deberá superar el 0,1%.</p> <p>CC10.2.4 Los convertidores análogo/digital (A/D) deberán tener capacidad de control de integridad en dos puntos ($\pm 90\%$) de su rango normal de escala.</p> <p>CC10.2.5 Cada ciclo de transmisión al Centro de Control de Energía no deberá exceder los diez (10) segundos, con datos de antigüedad no mayor de veinte (20) segundos.</p>
	CC10.3	<p>ESTADOS</p> <p>CC10.3.1 El estado de los interrupciones y seccionadores deberá ser transmitido al CCE en el ciclo siguiente al de ocurrencia del cambio y toda vez que lo solicite el operador del CCE.</p> <p>CC10.3.2 La posición de los conmutadores de tomas ("taps") de los transformadores podrá transmitirse de la misma forma que los estados o bien en forma cíclica, junto con las mediciones.</p> <p>CC10.3.3 Las alarmas deberán ser transmitidas al Centro de Control de Energía en el ciclo siguiente al de ocurrencia.</p> <p>CC10.3.4 La información referida a estados deberá ser enviada conjuntamente con el horario de ocurrencia de los cambios, ese horario deberá corresponder a la hora de referencia establecida por el CCE, con un error no superior a los cinco (5) milisegundos.</p>

CC11	SISTEMAS DE COMUNICACIONES	
	CC11.1	<p>Generalidades.</p> <p>CC11.1.1 Energía: 1.- Enlace bidireccional para transmisión de datos correspondientes al SCADA. 2.- Enlace telefónico directo (LCD) para establecer comunicaciones vocales operativas entre el Centro de Control de Energía y los centros operativos de los respectivos agentes.</p> <p>CC11.1.2 Los Usuarios No Regulados (UNR) sólo deberán contar con una línea confiable de telefonía pública para comunicaciones operativas. No obstante el Organismo Coordinador podrá requerir el establecimiento de un enlace de datos a aquellos agentes cuyas instalaciones, por su importancia operativa, deban ser Incluidas en el sistema SCADA.</p> <p>CC11.1.3 Los agentes serán responsables de la disponibilidad y confiabilidad de los enlaces mencionados, podrán utilizar para ellos vínculos propios, compartidos con otros agentes o contratados con empresas prestadoras de servicios de comunicaciones.</p> <p>CC11.1.4 Todos los enlaces de comunicaciones deberán cumplir con las normas UIT-T, UIT-R e IEC. En el extremo correspondiente al Centro de Control de Energía deberán contar con los elementos necesarios para prueba y supervisión automática.</p>
	CC11.2	<p>Enlaces de Datos para el SCADA.</p> <p>CC11.2.1 Los enlaces de datos deberán tener una tasa de error (BER) inferior a 10^{-7}. Su ancho de banda deberá ser tal que la tasa de ocupación resulte inferior al cincuenta por ciento (50%).</p>
	CC11.3	<p>Enlaces para Comunicaciones Vocales Operativas.</p> <p>En los enlaces para comunicaciones vocales operativas la relación señal - ruido (S/N) deberá ser superior a 45 Db.</p>

ANEXO 1:**REQUISITOS INFORMACIÓN TÉCNICA**

PLANILLA No. A1.1	DATOS DEL DISEÑO DE UNIDADES GENERADORAS
PLANILLA No. A1.2	PARÁMETROS DE RESPUESTA DE UNIDADES GENERADORAS
PLANILLA No. A1.3	DATOS SUBESTACIONES
PLANILLA No. A1.4	DATOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
PLANILLA No. A1.5	AJUSTES DE EQUIPOS DE CONTROL PROTECCIÓN DE UNIDADES GENERADORAS
PLANILLA No. A1.6	AJUSTES DE EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE SUBESTACIONES
PLANILLA No. A1.7	CARACTERÍSTICAS DE DEMANDAS

PLANILLA No. A1.1				HOJA 1/4	
DATOS DEL DISEÑO DE UNIDADES GENERADORAS					
Central:		Unidad No:		Tipo:	
No.	Descripción			Unidad	Valor
1.1	Datos Técnicos Generales:				
	1.1.1	Potencia aparente nominal		MVA	
	1.1.2	Potencia activa nominal neta		MW	
	1.1.3	Potencia activa nominal bruta		MW	
	1.1.4	Voltaje nominal		kV	
	1.1.5	Potencia de servicios auxiliares a carga nominal		MW	
	1.1.6	Potencia reactiva nominal		MW	
	1.1.7	Potencia de mínimo técnico		MW	
	1.1.8	Constante de inercia nominal		MWs/MVA	
	1.1.9	Relación de cortocircuito		---	
	1.1.10	Corriente estatórica nominal		A	
	1.1.11	Corriente rotórica a factor de potencia, voltaje y frecuencia nominales		A	
1.2	Resistencias:				
	1.2.1	Resistencia de secuencia directa (R1)		p.u.	
	1.2.2	Resistencia de secuencia inversa (R2)		p.u.	
	1.2.3	Resistencia homopolar (R0)		p.u.	
	1.2.4	Resistencia de puesta a tierra (Rt)		p.u.	
1.3	Reactancias en Régimen No Saturado:				
	1.3.1	Reactancia sincrónica de eje longitudinal (Xd)		p.u.	
	1.3.2	Reactancia transitoria de eje longitudinal (X'd)		p.u.	
	1.3.3	Reactancia subtransitoria de eje longitudinal (X''d)		p.u.	
	1.3.4	Reactancia sincrónica de eje transversal (Xq)		p.u.	
	1.3.5	Reactancia transitoria de eje transversal (X'q)		p.u.	
	1.3.6	Reactancia subtransitoria de eje transversal (X''q)		p.u.	
	1.3.7	Reactancia de dispersión del estator (XL)		p.u.	
	1.3.8	Reactancia homopolar (X0)		p.u.	
	1.3.9	Reactancia de secuencia inversa (X2)		p.u.	
	1.3.10	Reactancia de Potier (Xp)		p.u.	
	1.3.11	Reactancia de puesta a tierra (Xt)		p.u.	
1.4	Reactancias en Régimen Saturado:				
	1.4.1	Reactancia sincrónica de eje longitudinal (Xdsat)		p.u.	
	1.4.2	Reactancia subtransitoria de eje longitudinal (X''dsat)		p.u.	
1.5	Constantes de Tiempo de Cortocircuito (Régimen No Saturado):				
	1.5.1	Transitoria de eje longitudinal (T'd)		s	
	1.5.2	Subtransitoria de eje longitudinal (T''d)		s	
	1.5.3	Transitoria de eje transversal (T'q)		s	
	1.5.4	Subtransitoria de eje transversal (T''q)		s	

PLANILLA No. A1.1				HOJA 2/4
1.6	Capacidad Reactiva:			
	1.6.1	Potencia reactiva inductiva a potencia nominal	MVAr	
	1.6.2	Potencia reactiva inductiva a potencia de mínimo técnico	MVAr	
	1.6.4	Potencia reactiva inductiva de corta duración	MVAr	
1.7	Características del Sistema de Excitación:			
	1.7.1	Voltaje de excitación a potencia, factor de potencia, voltaje y frecuencia nominales	V	
	1.7.2	Voltaje de excitación máximo	p.u.	
	1.7.3	Voltaje de excitación mínimo	p.u.	
	1.7.4	Velocidad máxima de incremento del voltaje de excitación	V/s	
	1.7.5	Velocidad máxima de decremento del voltaje de excitación	V/s	
	1.7.6	Corriente de excitación máxima	A	
	1.7.7	Corriente de excitación mínima	A	
	1.7.8	Ganancia del lazo de excitación	p.u.	
	1.7.9	Constante de tiempo del sistema de excitación	s	
	1.7.10	Constante de tiempo del regulador de voltaje	s	
	1.7.11	Tipo de Excitador		
1.8	Características del Estabilizador del Sistema de Potencia CPSS):			
	1.8.1	Ganancia para la señal de velocidad	p.u.	
	1.8.2	Constante de tiempo para la medición de velocidad	s	
	1.8.3	Ganancia para la señal de frecuencia	p.u.	
	1.8.4	Constante de tiempo para la medición de frecuencia	s	
	1.8.5	Ganancia para la señal de potencia	p.u.	
	1.8.6	Constante de tiempo para la medición de potencia	s	
	1.8.7	Ganancia para la señal de voltaje	p.u.	
	1.8.8	Constante de tiempo para la medición de voltaje	s	
	1.8.9	Ganancia para la señal de cupla	p.u.	
	1.8.10	Constante de tiempo para la medición de cupla	s	
	1.8.11	Ganancia para la señal de posición de válvula reguladora	p.u.	
	1.8.12	Constante de tiempo para la medición de posición de válvula reguladora	s	
	1.8.13	Ganancia en estado estacionario del PSS	p.u.	
	1.8.14	Constante de tiempo de estabilización	s	
1.9	Características del Gobernador:			
	1.9.1	Estatismo máximo	%	
	1.9.2	Estatismo normal	%	
	1.9.3	Estatismo mínimo	%	
	1.9.4	Banda muerta de frecuencia máxima	Hz	
	1.9.5	Banda muerta de frecuencia normal	Hz	
	1.9.6	Banda muerta de frecuencia mínima	Hz	
	1.9.7	Banda muerta de potencia	MW	

PLANILLA No. A1.1				HOJA 3/4		
1.10	Capacidad de Respuesta:					
	1.10.1	Respuesta sostenida a cambios de frecuencia	MW			
	1.10.2	Respuesta no sostenida a cambios de frecuencia	MW			
	1.10.3	Capacidad de rechazo de carga	MW			
1.11	Turbinas a Vapor:					
	1.11.1	Porcentaje de la potencia nominal correspondiente a la turbina de alta presión	%			
	1.11.2	Porcentaje de la potencia nominal correspondiente a la turbina de media presión	%			
	1.11.3	Porcentaje de la potencia nominal correspondiente a la turbina de baja presión	%			
	1.11.4	Constante de tiempo de la turbina de alta presión	s			
	1.11.5	Constante de tiempo de la turbina de media presión	s			
	1.11.6	Constante de tiempo de la turbina de baja presión	s			
1.12	Transformador Elevador:			I	II	III
	1.12.1	Número de arrollamientos	c/u			
	1.12.2	Potencia nominal	MVA			
	1.12.3	Voltaje nominal lado de alta (toma principal)	kV			
	1.12.4	Voltaje nominal lado de baja	kV			
	1.12.5	Grupo de transformación				
	1.12.6	Resistencia	p.u.			
	1.12.7	Reactancia en su base de MVA y kV	p.u.			
	1.12.8	Reactancia homopolar	p.u.			
	1.12.9	Voltaje mínimo (toma inferior)	kV			
	1.12.10	Voltaje máximo (toma superior)	kV			
	1.12.11	Tipo de conmutador de tomas	---			
	1.12.12	Porcentaje (%) de conmutación por taps				
	1.12.13	Duración del ciclo de operación del conmutador de tomas	s			
	1.12.14	Impedancia de secuencia positiva Z1	p.u.			
	1.12.15	Relación X/R				
No.	Descripción: La información de numerales 1.13 a 1.17 se entregará como texto o diagramas.			Forma de presentación		
1.13	Unidad Generadora:					
	1.13.1	Diagrama de capacidad	diagrama			
	1.13.2	Característica de vacío	diagrama			
	1.13.3	Característica de cortocircuito	diagrama			
	1.13.4	Curva de factor de potencia cero	diagrama			
1.14	Gobernador:					
	1.14.1	Características	texto, diagrama de bloques			
1.15	Capacidad Reactiva:					
	1.15.1	Sobrecarga a potencia nominal	diagrama en función del tiempo			

PLANILLA No. A1.1			HOJA 4/4
1.16	Sistema de Excitación:		
	1.16.1	Características de saturación del generador y sistema de excitación	diagrama p/ 50 a 120% volt nominal
	1.16.2	Características del sistema de excitación	texto, diagrama de bloques
	1.16.3	Características dinámicas del limitador de sobreexcitación	texto, diagrama de bloques
	1.16.4	Características dinámicas del limitador de subexcitación	texto, diagrama de bloques
	1.16.5	Características del estabilizador del sistema de potencia (PSS)	texto, diagrama de bloques
1.17	Transformador Elevador:		
	1.17.1	Esquema de conexiones del arrollamiento con tomas	texto, esquema
	1.17.2	Diagrama fasorial	esquema
	1.17.3	Puesta a tierra	texto, esquema
1.18	Datos Técnicos de la Central: La información indicada a continuación deberá ser entregada como texto o diagramas.		
	1.18.1	Voltaje en el Punto de Conexión	kV
	1.18.2	Potencia máxima de toda la central	MW
	1.18.3	Corriente simétrica máxima de cortocircuito trifásico	kA
	1.18.4	Corriente asimétrica máxima de cortocircuito trifásico	kA
	1.18.5	Impedancia homopolar mínima	p.u.
	1.18.6	Impedancia de secuencia inversa mínima	p.u.

PLANILLA No. A1.2				HOJA 1/2	
Parámetros de Respuesta de Unidades Generadoras					
Central:		Unidad No:		Tipo:	
No.	Descripción			Unidad	Valor
2.1	Potencia en Condiciones de Emergencia:				
	2.1.1	Potencia activa máxima	MVA		
	2.1.2	Potencia reactiva en la condición anterior	MVAr		
	2.1.3	Tiempo de preaviso necesario para obtener el incremento de potencia	min		
	2.1.4	Tiempo de preaviso necesario para anular el incremento de potencia	min		
2.2	Tiempo Necesario para Sincronización:				
	2.2.1	Luego de una parada de - horas (condición fría)	h		
	2.2.2	Luego de una parada de - horas (condición templada)	h		
	2.2.3	Luego de una parada de - minutos (condición caliente)	min		
	2.2.4	Luego de una parada de - minutos (condición muy caliente)	min		
2.3	Horario más Temprano para Sincronización:				
	2.3.1	Lunes	h:min		
	2.3.2	Martes a viernes	h:min		
	2.3.3	Sábado y domingo	h:min		
2.4	Horario más Tardío para Desincronización:				
	2.4.1	Lunes a jueves	h:min		
	2.4.2	Viernes	h:min		
	2.4.3	Sábado y domingo	h:min		
2.5	Flexibilidad:				
	2.5.1	Tiempo mínimo para descarga y desconexión	min		
	2.5.2	Cantidad máxima de descargas y desconexiones por día	1/día		
2.6	Velocidad de Toma y Reducción de Carga:				
	2.6.1	Carga de sincronización (en bloque)	MW		
	2.6.2	Luego de una parada de.....horas (condición fría):			
		- desde sincronización hasta.....MW	MW/min		
		- entre..... y..... MW	MW/min		
		- entre MW y potencia nominal	MW/min		
	2.6.3	Luego de una parada de.....horas (condición templada):			
		- desde sincronización hasta.....MW	MW/min		
		- entre..... y..... MW	MW/min		
		- entre.....MW y potencia nominal	MW/min		
	2.6.4	Luego de una parada de minutos.....(condición caliente):			
		- desde sincronización hasta.....MW	MW/min		
		- entre..... y..... MW	MW/min		
		- entre..... MW y potencia nominal	MW/min		
	2.6.5	Luego de una parada de minutos (condición muy caliente):			
		- desde sincronización hasta..... MW	MW/min		
		- entrey..... MW	MW/min		
		- entreMW y potencia nominal	MW/min		

PLANILLA No. A1.2			HOJA 2/2	
2.6.6	Velocidad de reducción de carga:			
	- entre potencia nominal y MW		MW/min	
	- entre y MVV		MW/min	
	- entre MW y vacío		MW/min	
2.7	Parámetros de Regulación:			
2.7.1	Reserva rodante	MW		
2.7.2	Tiempo de respuesta hasta potencia nominal	min		
2.8	Precisión para Cumplir con Niveles de Potencia Predeterminados:			
2.8.1	Desvío normal para 30 minutos	MW		
2.9	Cantidad Máxima de Cambios de Combustible:			
2.9.1	Cantidad máxima de cambios de combustible admisible en 24 horas de operación	1/día		
2.1	Intervalos para Sincronización:			
2.10.1	Entre la 1a y 2a unidades	min		
2.10.2	Entre 2a y 3a unidades	min		
2.10.3	Entre 3a y 4a unidades	min		
2.10.4	Entre 4a y 5a unidades	min		
2.10.5	Entre unidades restantes sucesivas	min		
2.11	Intervalos para Reducción de Carga y Parada:			
2.11.1	Entre la 1a y 2a unidades	min		
2.11.2	Entre 2a y 3a unidades	min		
2.11.3	Entre 3a y 4a unidades	min		
2.11.4	Entre 4a y 5a unidades	min		
2.11.5	Entre unidades restantes sucesivas	min		

PLANILLA No. A1.3				HOJA 1/1		
DATOS SUBESTACIONES						
Subestación:			Campo:			
No.	Descripción			Unidad	Valor	
3.1	Aporte de Potencia de Cortocircuito desde Red Empresa Distribuidora o de Gran Usuario (si correspondiera):					
	2.1.1	Corriente de cortocircuito simétrica		kA		
	2.1.2	Impedancia de secuencia inversa (valor mínimo) (Sb - 100 MVA)		p.u.		
	2.1.3	Impedancia homopolar (valor mínimo) (Sb = 100 MVA)		p.u.		
3.2	Transformador de Potencia:				I	II
	3.2.1	Número de arrollamientos		c/u		
	3.2.2	Potencia nominal		MVA		
	3.2.3	Voltaje nominal (toma principal)		kV		
	3.2.4	Grupo de transformación				
	3.2.5	Resistencia		p.u.		
	3.2.6	Reactancia de secuencia positiva		p.u.		
	3.2.7	Reactancia homopolar		p.u.		
	3.2.8	Voltaje mínimo (toma inferior)		kV		
	3.2.9	Voltaje máximo (toma superior)		kV		
	3.2.10	Tipo de conmutador de tomas		---		
	3.2.11	Porcentaje de conmutación por taps				
	3.2.12	Duración del ciclo de operación del conmutador de tomas		s		
3.3	Equipo de Compensación de Potencia Reactiva:					
	3.3.1	Tipo		---		
	3.3.2	Conexión (serie o paralelo)		---		
	3.3.3	Potencia nominal		MVAr		
	3.3.4	Rango de operación		MVAr		
3.4	Interruptor(es) en el Punto de Conexión:					
	3.4.1	Voltaje nominal		kV		
	3.4.2	Corriente nominal				
	3.4.3	Capacidad de interrupción		MVA		
	3.4.4	Tiempo total de interrupción		ms		
3.5	Pararrayos en el Punto de Conexión:					
	3.5.1	Tipo		---		
	3.5.2	Voltaje nominal		kV		
	3.5.3	Energía máxima de disipación		kJ		
No.	Descripción: La información del numeral 3.6 se entregara como texto o diagramas.			Forma de Presentación		
3.6	Transformador:					
	3.6.1	Esquema de conexiones del arrollamiento con tomas		texto, esquema		
	3.6.2	Diagrama fasorial		esquema		
	3.6.3	Puesta a tierra		texto, esquema		
	-	Adicionalmente deberá entregarse un esquema unifilar de medición y protección de toda la subestación.				

PLANILLA No. A1.4			HOJA 1/1	
Datos de Líneas de Transmisión				
Línea:				
No.	Descripción		Unidad	Valor
4.1	Datos Generales:			
4.1.1	Voltaje nominal		kV	
4.1.2	Corriente máxima admisible:			
	- límite térmico de los conductores		A	
	- otras [limitaciones (especificar)]		A	
4.1.3	Longitud		km	
4.1.4	Otras líneas que comparten las mismas estructuras:			
	- circuito 2		---	
	- circuito 3		---	
	- circuito 4		---	
4.1.5	Cantidad de transposiciones		---	
4.1.6	Resistencia de secuencia positiva		Ω	
4.1.7	Reactancia de secuencia positiva		Ω	
4.1.8	Susceptancia de secuencia positiva		Ω	
4.1.9	Resistencia homopolar		Ω	
4.1.10	Reactancia homopolar		Ω	
4.1.11	Susceptancia homopolar		Ω	
4.2	Conductores:			
4.2.1	Cantidad de subconductores por fase		---	
4.2.2	Material			
4.2.3	Sección		mm ²	
4.2.4	Diámetro de cada (sub)conductor		mm	
4.2.5	Espaciamiento mínimo entre subconductores		mm	
4.3	Cable(s) de Guarda:			
4.3.1	Material		---	
4.3.2	Diámetro		mm	
4.4	Estructuras:			
4.4.1	Tipo (autosoportadas, guiadas)		---	
4.4.2	Material		---	
4.4.3	Cantidad de circuitos			
4.4.4	Coordenadas de conductores de fase 1:			
	- vertical		m	
	- horizontal		m	
4.4.5	Coordenadas de conductores de fase 2:			
	- vertical		m	
	- horizontal		m	
4.4.6	Coordenadas de conductores de fase 3:			
	- vertical		m	
	- horizontal		m	
4.4.7	Coordenadas de cable de guarda N° 1:			
	- vertical		m	
	- horizontal		m	
4.4.8	Coordenadas de cable de guarda N° 2:			
	- vertical		m	
	- horizontal		M	

A2.3	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.- Empresas de Distribución y UNRs		HOJA 1 / 2
	A.2.3.1	TRANSFORMADOR MEDICIONES: a) Potencia Activa (MW) lado de interconexión al SENI. b) Potencia Reactiva (MVar) lado de interconexión al SENI. c) Factor de Potencia lado de interconexión al SENI. d) Voltaje (KV), lado de interconexión al SENI. f) Posición del TAP, si aplica. ESTADOS: a) Posición (Abierto, Cerrado) Interruptor y Seccionadores. ALARMAS: a) Protección Principal (Activada, Desactivada, Arranque, Disparo), según aplique. b) Protección de Respaldo (Activada, Desactivada, Arranque, Disparo), según aplique. c) Relé Buchholz (Normal, Disparo), si aplica.	
	A.2.3.2	BARRAS MEDICIONES: a) Voltaje (KV) en todas las secciones de barras de interconexión con el SENI. b) Frecuencia (Hz) en todas las secciones de barras de interconexión con el SENI. ALARMAS: a) Protección Diferencial (Activada, Desactivada), si aplica. b) Protección Diferencial (Disparo), si aplica. c) Falla alimentación del relé, si aplica. d) Falla alimentación panel de alarmas.	
	A.2.3.3	REACTORES, CAPACITORES Y FILTROS DE ARMONICOS MEDICIONES: a) Potencia Activa (MVAR). b) Potencia Reactiva (MVAR). c) Posición del conmutador en Capacitores y Reactores automáticos. ESTADOS (INTERRUPTORES Y SECCIONADORES): a) Posición (Abierto, Cerrado). b) Estado (Bloqueado, Normal). c) Modo de operación, individual o por campo (Remoto, Local, etc). ALARMAS: a) Protección Principal (Activada, Desactivada, Arranque, Disparo) b) Falla general del interruptor, si aplica. c) Falla en el circuito de disparo del interruptor. d) Baja presión SF6 Interruptor, si aplica. e) Baja presión hidráulico Interruptor, si aplica. f) Baja presión de aire Interruptor, si aplica. g) Falla alimentación de los relés, si aplica. h) Falla alimentación panel de alarmas.	

A2.3	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.- Empresas de Distribución y UNRs		HOJA 2 / 2
	A.2.3.4	<p>CAMPOS DE ACOPLAMIENTO</p> <p>MEDICIONES:</p> <p>a) Potencia Activa (MW).</p> <p>b) Reactiva (MVA_r).</p> <p>c) Corriente (A).</p> <p>ESTADOS (INTERRUPTORES Y SECCIONADORES):</p> <p>a) Posición (Abierto, Cerrado).</p> <p>b) Estado (Bloqueado, Normal).</p> <p>c) Modo de Operación, individual o por campo (Local, Remoto, etc.)</p> <p>ALARMAS:</p> <p>a) Breaker de tensión de mando (Normal, Disparado), si aplica.</p> <p>b) Breaker de tensión de medición (Normal, Disparado), si aplica.</p> <p>c) Falla en el circuito de disparo del interruptor.</p> <p>d) Falla general del interruptor, si aplica.</p> <p>e) Baja presión SF6 del Interruptor, si aplica.</p> <p>f) Baja presión hidráulico Interruptor, si aplica.</p> <p>g) Baja presión de aire Interruptor, si aplica.</p> <p>h) Falla alimentación de los relés.</p> <p>i) Falla alimentación panel de alarmas.</p>	
	A.2.3.5	<p>GENERALES SUBESTACIONES</p> <p>ESTADOS:</p> <p>a) Indicación de tensión DC (Alta, Baja).</p> <p>b) Falla general de alimentación de Servicio de Estación.</p> <p>c) Falla cargador de banco baterías.</p> <p>d) Posición (Abierto, Cerrado) de los interruptores de los circuitos que están habilitados para operar en el EDAC.</p> <p>- Las señales b y c pueden ser enviadas como una sumatoria.</p> <p>ALARMAS:</p> <p>a) Arranque y disparo de la protección de baja frecuencia.</p>	



SUPERINTENDENCIA
DE ELECTRICIDAD

809-683-2500

www.sie.gob.do