

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESTABLECEN LOS CRITERIOS DE EFICIENCIA, CALIDAD, CONFIABILIDAD, CONTINUIDAD, SEGURIDAD Y SUSTENTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL: CÓDIGO DE RED

Contenido

DISPOSICIONES GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	16
Introducción	16
A. Alcance del Código de Red	17
A.1 Objetivo.....	17
A.2 Estructura.....	18
A.2.1 Disposiciones Generales del SEN	18
A.2.2 Disposiciones Operativas del SEN	19
A.2.3 Prelación jerárquica	19
B. Gestión del Código de Red.....	20
B.1 Revisión y actualización del Código de Red	20
B.2 Supervisión y vigilancia del Código de Red	20
B.3 Incumplimiento y sanciones	21
B.4 Resolución de supuestos incumplimientos y controversias	21
B.5 Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor.....	22
B.6 Notificación de Caso Fortuito o Fuerza Mayor	23
B.7 Carga de la prueba	23
B.8 Circunstancias no previstas.....	23
C. Glosario.....	24
C.1 Definiciones.....	24
C.2 Documentos a los que se hace referencia	37
C.3 Acrónimos	37
C.4 Lista de Figuras y Tablas.....	39
Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) 41	
1.1 Objetivo	41
1.2 Alcance y aplicación	41
1.3 Fronteras eléctricas.....	42
1.3.1 Fronteras Operativas.....	42

1.3.2 Fronteras de Activos Fijos	42
1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación	42
1.4.1 De los Estudios de Planeación	46
1.4.2 De la coordinación para la Planeación	47
1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación	48
Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP).....	50
2.1. Objetivo	50
2.2 Alcance y aplicación	50
2.3 Planeación operativa.....	50
2.3.1 CENACE.....	50
2.4 Criterios de operación	51
2.4.1 Rango de tensión.....	51
2.4.2 Rango de frecuencia.....	53
2.4.3 Sobrecarga de instalaciones.....	54
2.4.4 Reserva Operativa	55
2.4.5 Desconexión de cargas.....	55
2.4.6 Disponibilidad de Reserva Reactiva	57
2.4.7 Restablecimiento en casos de Contingencia	58
2.4.8 Despacho de Generación	60
2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN.....	62
2.4.10 Coordinación de los programas de Mantenimiento	66
2.4.11 Disponibilidad de elementos de la RNT	67
2.4.12 Calidad de la energía	68
2.5 Servicios Conexos fuera del MEM y despacho fuera de mérito.....	69
2.5.1 Arranque de emergencia, operación en Isla Eléctrica y conexión a bus muerto del SEN	70
2.5.2 Asignación de Unidades de Centrales Eléctricas fuera de mérito para mantener la	
Confiabilidad	71
Capítulo 3. Disposiciones Generales de interconexión para Centrales Eléctricas (INTE).72	
3.1 Objetivos	72
3.2 Alcance y aplicación	72
3.3 Requerimientos para la interconexión.....	73
3.4 Arreglos de Subestaciones Eléctricas para la Interconexión de Centrales Eléctricas	75
Capítulo 4. Disposiciones Generales de conexión de Centros de Carga (CONE).....	76
4.1 Objetivo	76

4.2 Alcance y aplicación	77
4.3 Criterios para la conexión	77
4.4. Arreglos de Subestaciones Eléctricas para la conexión de Centros de Carga	78
Capítulo 5. Disposiciones Generales de Red Eléctrica Inteligente en materia de Telemetría, Interoperabilidad y Seguridad de la Información (REI) para la operación del SEN	79
5.1 Objetivo	79
5.2 Alcance y aplicación	80
5.3 Medición y monitoreo	81
5.3.1 Especificaciones de los puntos de medición	81
5.4 Procedimientos para pruebas	82
5.4.1 Pruebas de medición	82
5.4.1 Pruebas de telemetría en tiempo real (SCADA)	82
5.5 Implementación y desarrollo de Criterios de Interoperabilidad y Seguridad de la Información	82
5.6 Interoperabilidad de los elementos y sistemas de medición, monitoreo y operación de las redes eléctricas que cuenten con Infraestructura de TIC	83
5.7 Seguridad de la Información del SEN	84
5.8 Responsabilidades en materia de Interoperabilidad y Seguridad de la Información	85
Capítulo 6. Disposiciones Generales aplicables a sistemas eléctricamente aislados (SEA)	86
6.1 Objetivo	86
6.2 Alcance y aplicación	86
6.3 Criterios mínimos de operación de sistemas aislados	86
6.3.1 Procedimientos operativos	86
6.3.2 Rangos permisibles de tensión en Estado Operativo Normal	87
6.3.3 Rangos permisibles de frecuencia en Estado Operativo Normal	88
6.3.4 Criterio de seguridad determinístico “N-1”	88
6.3.5 Regulación Primaria	88
6.3.6 Rangos permisibles de reservas de potencia activa en Estado Operativo Normal	89
6.3.7 Rangos permisibles de reservas de potencia reactiva en Estado Operativo Normal	90
6.3.8 Despacho de Generación y Recursos de Demanda Controlable	91
6.3.9 Coordinación de programas de Mantenimiento	92
Capítulo 7. Disposiciones específicas	93
7.1 Objetivo	93

7.2 Alcance y aplicación	93
7.3 Sistema Interconectado Baja California (BC).....	94
7.3.1 Criterios específicos adicionales	94
MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL .	95
Presentación.....	95
Capítulo 1. Descripción general de las etapas del proceso de planeación de la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	96
1.1 Procedimiento	96
1.1.1 Corto plazo	97
1.1.2 Mediano plazo.....	97
1.1.3 Largo plazo	98
1.1.4 Casos Base de Estudio y opciones de refuerzo	98
Capítulo 2. Insumos para el proceso de planeación del SEN	100
2.1 Diagnóstico operativo al cierre del año	100
2.2 Escenarios de crecimiento de la economía nacional	101
2.3 Acciones de eficiencia energética	101
2.4 Evolución de precios de combustibles	102
2.5 Programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)	102
2.6 Pronósticos de demanda y consumo del SEN	103
2.7 Costo de la Energía No Suministrada	103
2.8 Costos de Inversión típicos de la infraestructura de Transmisión	103
2.9 Tasa social de descuento.....	104
2.10 Información de los Participantes y no Participantes del MEM	104
2.10.1 Central Eléctrica	105
2.10.2 Transportista	105
2.10.3 Entidades Responsables de Carga.....	106
2.10.4 Distribuidor	107
Capítulo 3. Criterios de observancia para el proceso de planeación	108
3.1 Objetivo	108
3.2 Alcance y aplicación	108
3.3 Criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad de observancia para la planeación	108
3.4. Condiciones de estado estable y categorías	109
3.5 Criterios de seguridad y Confiabilidad	116

3.5.1 Rangos de tensión en estado estable.....	116
3.5.2 Condiciones en estado transitorio	116
3.5.3 Límites de transmisión entre Áreas.....	117
3.5.4 Transitorios electromagnéticos.....	117
3.5.5 Compensación reactiva	117
3.5.6 Esquemas de acción remedial.....	118
3.5.7 Criterio determinístico de seguridad (N-1)	119
3.5.8 Criterios de reserva de potencia reactiva	119
3.6 Coordinación de los programas de mantenimiento en mediano y largo plazo	120
3.6.1 Programa de mantenimientos de generación	120
3.6.2 Programa de mantenimientos de Transmisión.....	120
3.7 Retiro de Centrales Eléctricas	120
3.8 Particularidades de los SEA.....	120
Capítulo 4. Pronósticos de Demanda y Energía Eléctrica para el SEN	121
4.1 Objetivo.....	121
4.2 Alcance	121
4.3 Horizontes de Estudio	121
4.4 Escenarios.....	121
4.5 Proceso General de Pronóstico	122
4.6 Reportes de Pronósticos de crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica ..	122
Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM.....	122
5.1 Objetivo.....	122
5.2 Alcance	123
5.3 Metodología costo-beneficio	123
5.4 Tasa de descuento.....	124
5.5 Metodología probabilística en Transmisión.....	124
5.6 Identificación de proyectos.....	125
5.7 Grupos de proyectos	126
5.8 Escenarios y casos de estudio	127
5.9 Descripción de escenarios.....	127
5.9.1 Escenarios de política energética.....	128
5.9.2 Escenarios de crecimiento de la economía	128
5.9.3 Escenarios de pronósticos de crecimiento de la demanda y consumo	129

5.9.4 Escenarios de Hidrología	129
5.9.5 Escenarios asociados a la entrada en operación de nuevos proyectos	129
5.9.6 Escenario de precios y disponibilidad de combustibles	129
5.9.7 Escenarios de penetración de fuentes de energías intermitentes	129
5.10 Análisis de sensibilidad de los proyectos de la RNT	129
5.11 Análisis de impacto ambiental y social.....	130
5.12 Metodología de Análisis a futuro con alto grado de incertidumbre.....	131
5.13 Penetración de fuentes de energía renovable	132
Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM.....	132
6.1 Objetivo	132
6.2 Alcance y Aplicación	132
6.3 Descripción del Proceso de Planeación de las RGD	132
6.4 Criterios para el diagnóstico de las RGD	133
6.5 Criterios para la planeación de Subestaciones Eléctricas de AT/MT	133
6.6 Criterios de planeación para circuitos de Media Tensión	135
6.7 Criterios de planeación para redes de Baja Tensión	136
6.8 Criterios para la elaboración de proyectos	137
6.9 Criterios para el análisis Costo-Beneficio de los PAMRGD.....	149
MANUAL REGULATORIO DE ESTADOS OPERATIVOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	153
Capítulo 1 Descripción general	153
Capítulo 2 Estados Operativos del SEN.....	153
2.1 Criterios generales	153
2.1.1 Operación del SEN.....	153
2.1.2 Estado Operativo Normal.....	154
2.1.3 Estado Operativo de Alerta	155
2.1.4 Estado Operativo de Emergencia.....	156
2.1.5 Estado Operativo Restaurativo	156
2.1.6 Requerimientos de Reserva para los Estados Operativos del SEN	157
Capítulo 3 Responsabilidades	159
3.1 Cenace	159
3.2 Transportista	159
3.3 Distribuidor	160

3.4 Central Eléctrica	160
3.5 Integrantes de la Industria Eléctrica.....	161
Capítulo 4 Identificación de los Criterios de Confiabilidad	162
4.1 Información relacionada con la Confiabilidad.....	162
MANUAL REGULATORIO DE CONTROL Y OPERACIÓN DE LA GENERACIÓN Y RECURSOS DE DEMANDA CONTROLABLE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	163
Propósito y Objetivo.....	163
Alcance.....	163
Capítulo 1 Descripción general	163
1.1 Reserva Operativa Mínima.....	163
1.2 Control Automático de Generación (CAG)	163
1.2.1 Permanencia en operación	164
1.2.2 Modo de control.....	164
1.2.3 Adquisición de datos	164
1.2.4 Revisión del funcionamiento del CAG	164
1.2.5 Control de tiempo	164
1.2.6 Calibración del equipo.....	164
1.3 Respuesta a la frecuencia y Bias	165
MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA	165
Introducción	165
Capítulo 1 Responsabilidades	165
1.1 Cenace	165
1.1.1 Resumen.....	165
1.1.2 Del carácter, interpretación, actualización y observancia	166
1.1.3 Del proceso básico de la operación y los niveles operativos	166
1.2 Sistemas de Información Comunicación y Control	168
1.2.1 Resumen.....	168
1.2.2 De la entrega, almacenamiento, compatibilidad y confiabilidad de la información	168
1.2.3 De los equipos de control y supervisión remota, comunicaciones y registradores.....	170
1.3 Operadores.....	171
1.3.1 Resumen.....	171
1.3.2 De los registros.....	171
1.3.3 De las actividades propias del turno	172

1.3.4 De la comunicación e instrucciones	173
1.3.5 De la supervisión y uso de sistemas informáticos.....	173
1.4 Transportista y Distribuidor	174
1.5 Recursos de Demanda Controlable Garantizada	174
1.6 Procedimiento de respaldo de Centros de Control en caso de fuerza mayor	175
Capítulo 2 Fronteras operativas de responsabilidad	175
2.1 Del personal autorizado por el Centro de Control.....	175
2.2 Fronteras operativas	176
Capítulo 3 Control de variables del SEN	176
3.1 Control de Tensión	176
3.2 Control de Frecuencia	178
3.3 Control de Flujos en el SEN	178
Capítulo 4 Instrucciones de Despacho de Central Eléctrica, Centro de Carga y Recursos de Demanda Controlable	180
4.1 Central Eléctrica	180
4.1.1 De la Central Eléctrica programadas para mantenimiento y despacho.....	180
4.1.2 De los sistemas de regulación y unidades de arranque negro.....	180
4.1.3 De las Licencias.....	181
4.1.4 De los procedimientos.....	182
4.1.5 De la seguridad y esquemas de protección.....	182
4.1.6 De la información operativa.....	183
4.1.7 De la documentación técnica y su aplicación.....	183
4.1.8 De las transacciones internacionales	183
4.2 Instrucciones de Despacho y Generación	183
4.3 Instrucciones de Despacho de Carga	184
Capítulo 5 Administración de Licencias	184
5.1 Licencias	184
5.1.1 Resumen.....	184
5.1.2 De cuándo solicitar Licencias y en qué equipo.....	186
5.1.3 Del aprovechamiento y coordinación de Licencias	186
5.1.4 Gestión de Solicitudes de Salida y Solicitudes de Licencia.....	187
5.1.5 Del personal autorizado a tomar Licencias	190
5.1.6 De la resolución a las solicitudes.....	191
5.1.7 De la cancelación de Licencias y de sus trabajos	191

5.1.8 De las Licencias de Emergencia.....	192
5.1.9 De la concesión de Licencias	192
5.1.10 De los trabajos bajo Licencia entre Transportista, Distribuidor y Participante del MEM	193
5.1.11 De las maniobras para Licencia.....	194
5.1.12 De las tarjetas auxiliares.....	195
5.1.13 De los disparos con Licencia en vivo	196
5.1.14 Del retiro de Licencias y puesta en servicio del equipo	196
5.2 Maniobras	197
5.2.1 Resumen.....	197
5.2.2 De información disponible en Subestaciones Eléctricas y Centros de Control del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM.	197
5.2.3 De quién debe efectuar las maniobras	197
5.2.4 De la coordinación de maniobras.....	197
5.2.5 De la ejecución de maniobras	197
5.2.6 De la ejecución de maniobras en condiciones de Emergencia	199
5.3 Manual de Programación de salidas.	200
5.4 Del aprovechamiento y coordinación operativa	200
Capítulo 6 Prevención y atención de Disturbios	202
6.1 Control operativo y Control físico de la red del MEM.....	202
6.2 Atención de Disturbios	202
Capítulo 7 Nomenclatura	204
1. Objetivo	204
2. Obligaciones de nomenclatura	204
ANEXO 1. RELACIÓN DE PERSONAL DESIGNADO POR EL CENTRO DE CONTROL	209
ANEXO 2. ENLACES FRONTERA ENTRE CENTROS DE CONTROL.....	209
ANEXO 3. CAPACIDAD DEL EQUIPO PRIMARIO	210
ANEXO 4. DIAGRAMAS UNIFILARES Y NOMENCLATURA	228
PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN.....	235
Objetivo	235
Alcance.....	235
Descripción de actividades	235
PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS.....	238
Objetivo	238

Alcance.....	238
Criterios utilizados en el proceso de filtrado y autorización de licencias en el Sistema Eléctrico Nacional.....	238
Descripción de actividades	240
PROCEDIMIENTO DEL DESPACHO DE GENERACIÓN	243
Objetivo	243
Alcance.....	243
Descripción de actividades	243
PROCEDIMIENTO DE REDUCCIÓN DE GENERACIÓN POR CONFIABILIDAD	244
Objetivo	244
Alcance.....	244
Descripción de actividades	244
PROCEDIMIENTO DE RESTABLECIMIENTO.....	245
Objetivo	245
Alcance.....	245
Descripción de actividades	246
PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA	247
Objetivo	247
Alcance.....	248
1. Lineamientos	248
1.1 Comunicación en Estados Operativos del SEN.....	248
1.2 Intercambio de información post-disturbio.....	250
PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTISTA-SUMINISTRADOR PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN	253
Antecedentes.....	253
Objetivo	255
Alcance.....	255
1. Lineamientos	255
2 Descripción de actividades	256
PROCEDIMIENTO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LA CAUSA RAÍZ DE DISTURBIOS DE ALTA Y MEDIA RELEVANCIA EN INSTALACIONES DEL MEM QUE OCASIONEN INTERRUPCIÓN PROLONGADA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO	265
Introducción	265
Objetivo	265
Alcance.....	265

1. Procedimiento.....	265
2. Integración y operación del Grupo de Trabajo	268
3. Clasificación de las interrupciones del suministro eléctrico	269
4. Identificación de la causa raíz del disturbio (Segundo documento del Análisis final del disturbio).....	271
5. Generación del informe final del disturbio	272
6. Asignación de las responsabilidades de interrupción del suministro eléctrico	272
6.1 Criterios generales para la asignación de responsabilidades de las interrupciones en el SEN	272
6.2. Responsabilidades de interrupción del suministro eléctrico originado por disturbios.	273
6.3. Criterios específicos para la asignación de responsabilidades de interrupción del suministro eléctrico a cada entidad de las enunciadas en el alcance de este procedimiento	273
MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	278
Objetivo	278
Aspectos regulatorios	278
Obligaciones de confidencialidad.....	278
Capítulo 1. Alcance y aplicación	279
1.1 Aplicabilidad de los requerimientos.....	279
1.2 Clasificación de las Centrales Eléctricas	280
Capítulo 2 Requerimientos de interconexión ante variaciones de frecuencia de la red y regulación primaria	280
2.1 Definición de las zonas de frecuencia con requerimiento mínimo de operación sin desconexión de la red	280
2.2 Requerimientos generales de interconexión ante variaciones de frecuencia de la red para Centrales Eléctricas tipo B.....	281
2.2.1 Respuesta ante rapidez de cambio de frecuencia:	281
2.2.2 Control primario de frecuencia	282
2.2.3 Respuesta ante alta frecuencia:	284
2.2.4 Respuesta ante baja frecuencia	285
2.2.6 Control de potencia activa y su rango de control:	286
2.2.9 Desconexión ante baja frecuencia	286
2.2.10 Tiempo máximo de respuesta por regulación de frecuencia entre su rango de regulación de potencia activa	287

2.3 Requerimientos generales de interconexión ante variaciones de frecuencia de la red para Centrales Eléctricas tipo C.....	287
2.3.1 Control secundario de frecuencia	287
2.3.2 Monitoreo de tiempo real del control primario y secundario de frecuencia	287
2.4 Requerimientos generales de interconexión ante variaciones de frecuencia de la red para Centrales Eléctricas tipo D	288
Capítulo 3 Requerimientos de interconexión ante variaciones de tensión de la red	288
3.1 Requerimientos generales de interconexión ante variaciones de tensión en la red para Centrales Eléctricas tipo B, C y D.....	288
3.2 Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas Síncronas tipo B	289
3.2.1 Capacidad de potencia reactiva para Centrales Eléctricas Síncrona tipo B	289
3.2.2 Sistema de control de tensión para Centrales Eléctricas Síncrona tipo B.....	289
3.3 Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C	290
3.3.1 Capacidad de potencia reactiva para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C.....	290
3.3.2 Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C	290
3.3.3 Capacidad de potencia reactiva cuando la potencia activa es menor a la potencia activa máxima para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C	291
3.3.4 Sistema de control de tensión para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C	292
3.4 Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas Síncronas tipo D.....	293
3.4.1 Sistema de control de tensión para Centrales Eléctricas Síncronas tipo D.....	293
3.5 Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B.....	293
3.5.1 Capacidad de potencia reactiva para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B.....	293
3.5.2 Respuesta de corriente ante fallas simétricas para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B	293
3.5.3 Respuesta de corriente ante fallas asimétricas para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B.....	294
3.6 Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D.....	294
3.6.1 Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D	294
3.6.2 Capacidad de potencia reactiva debajo de la potencia máxima para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D.....	295

3.6.3 Modos de control de potencia reactiva automático para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D	296
3.6.4 Prioridad del modo de control de potencia reactiva para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D	297
3.6.5 Prioridad del control de potencia activa y potencia reactiva durante fallas para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D	297
3.6.6 Amortiguamiento de oscilaciones de potencia para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D.....	297
Capítulo 4 Requerimientos de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla ..	298
4.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B	298
4.1.1 Respuesta ante fallas para Centrales Eléctricas tipo B.....	298
4.1.2 Recuperación de potencia activa post falla para Centrales Eléctricas tipo B	300
4.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C	301
4.2.1 Estabilidad en estado estable para Centrales Eléctricas tipo C.....	301
4.2.2 Capacidad de aportación de corriente para Centrales Eléctricas tipo C.....	301
4.3 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo D	301
4.3.1 Respuesta ante fallas para Centrales Eléctricas tipo D	301
4.4 Requerimientos específicos para Centrales Eléctricas Síncronas tipo D.....	303
4.4.1 Estabilidad de la Unidad de Central Eléctrica para Centrales Eléctricas Síncronas tipo D	304
Capítulo 5 Requerimientos generales de restauración del SEN.....	304
5.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas Síncronas tipo B.....	304
5.1.1 Reconexión después de un evento para Centrales Eléctricas Síncronas tipo B.....	304
5.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C y D.....	304
5.2.1 Arranque de emergencia para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C y D	304
5.2.2 Operación en isla eléctrica para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C y D:	305
5.2.3 Resincronización rápida para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C y D.....	305
Capítulo 6 Requerimientos generales de administración del SEN.....	306
6.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B	306
6.1.1 Esquemas de control y ajustes para Centrales Eléctricas tipo B.....	306
6.1.2 Esquemas de protección y ajustes para Centrales Eléctricas tipo B	306
6.1.3 Prioridad de protección y control para Centrales Eléctricas tipo B	307
6.1.4 Intercambio de información para Centrales Eléctricas tipo B:	308
6.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C	308
6.2.1 Pérdida de estabilidad o control angular para Centrales Eléctricas tipo C	308

6.2.2 Instrumentación para Centrales Eléctricas tipo C	308
6.2.3 Modelos de simulación para Centrales Eléctricas tipo C	309
6.2.4 Equipos para operación o seguridad de sistema Centrales Eléctricas tipo C.....	310
6.2.5 Tasas de cambio de la potencia activa para Centrales Eléctricas tipo C.....	310
6.2.6 Método de aterrizado del neutro para Centrales Eléctricas tipo C	310
6.3 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo D	310
6.3.1 Sincronización para Centrales Eléctricas tipo D	310
Capítulo 7 Requerimientos generales de Calidad de la Potencia	311
7.1 Requerimientos generales de desbalance máximo	311
7.1.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B	311
7.1.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C y D	311
7.2 Requerimientos generales de variaciones máximas de tensión	311
7.2.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo A	311
7.3 Requerimientos generales de severidad del parpadeo	312
7.3.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B	312
7.3.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C y D	312
7.4 Requerimientos generales de variaciones rápidas en la tensión.....	313
7.4.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B	313
7.4.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C y D	313
7.5 Requerimientos generales de contenido armónico máximo	313
7.5.1 Requerimientos generales de contenido de armónico máximo para Centrales Eléctricas tipo B	314
7.5.2 Requerimientos generales de contenido armónico máximo para Centrales Eléctricas tipo C y D.....	316
7.6 Requerimientos generales de inyección de corriente directa	317
Capítulo 8 Monitoreo de Conformidad	317
Capítulo 9 Arreglos transicionales para Tecnologías emergentes.....	318
9.1 Tecnologías emergentes.....	318
9.2 Establecimiento de umbrales para calificar como Tecnología emergente	318
9.3 Aplicación para calificar como Tecnología emergente	318
9.4 Evaluación y aprobación de solicitudes para calificar como Tecnología emergente.	319
9.5 Revisión de clasificación como Tecnología emergente	319
MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN	320

Objetivo	320
Capítulo 1. Alcance y aplicación	320
Capítulo 2. Criterios de Conexión	322
Capítulo 3. Requerimientos.....	322
3.1 Tensión.....	322
3.2 Frecuencia	324
3.3 Corto Circuito.....	325
3.4 Requerimiento de factor de potencia.....	325
3.5 Protecciones	326
3.6 Control	326
3.7 Intercambio de información.....	327
3.8 Calidad de la potencia	327
Capítulo 4 Monitoreo de Conformidad	330

DISPOSICIONES GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Introducción

Conforme a lo establecido en el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), es atribución de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) la expedición y aplicación de la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Por lo anterior, la CRE integra en estas Disposiciones Administrativas de Carácter General, en adelante “Código de Red”, los requerimientos técnicos mínimos para el desarrollo eficiente de los procesos planeación, coordinación operativa, control operativo y físico, acceso y uso del SEN.

Estos requerimientos técnicos mínimos se fijan de manera que el SEN alcance y mantenga una condición técnica en la que opera sin violar límites operativos y con suficientes márgenes de reserva de modo que pueda soportar la Contingencia Sencilla más Severa sin violación de límites operativos en post-Disturbios. Dicha condición técnica se denomina “**nivel adecuado de Confiabilidad**”.

Los Criterios contenidos en este Código de Red se basan en las siguientes premisas:

- El SEN debe ser controlado de tal modo que se maximice el tiempo en que se mantenga dentro de sus límites técnicos definidos en las condiciones de Estado Operativo Normal;
- El SEN debe ser operado de tal manera que sea capaz de soportar la Contingencia Sencilla más Severa en condiciones normales de operación, sin incumplir las condiciones de suministro eléctrico establecidas;
- La infraestructura física del SEN debe estar protegida contra daños ocasionados por la operación de sus elementos fuera de límites técnicos establecidos;
- Un área eléctrica que haya sido aislada por la ocurrencia de un evento debe ser reintegrada de manera segura, eficiente y en el menor tiempo posible;
- La Ampliación y la Modernización de la infraestructura del SEN deben tener como objetivo la mejora continua de los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad;
- La interconexión de Centrales Eléctricas al SEN debe llevarse a cabo con el objetivo de mejorar los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN;

- La conexión de Centros de Carga al SEN no debe afectar negativamente los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN;
- Los sistemas de información y comunicaciones que utiliza el SEN deben promover la eficiencia de la industria eléctrica y funcionar dentro de un marco de Interoperabilidad y Seguridad de la Información; y
- En general, debe contribuir a mantener y mejorar el desempeño del SEN.

En el apartado A “Alcance del Código de Red” de este documento se describe el alcance y estructura del Código de Red, que se compone por las Disposiciones Generales del SEN y sus Disposiciones Operativas, que a su vez están compuestas por Manuales Regulatorios y Procedimientos.

El apartado “Gestión del Código de Red”, contiene los lineamientos relacionados con la gestión del Código de Red en términos de interpretación, vigilancia y monitoreo del cumplimiento de lo establecido, por parte de los Integrantes de la Industria Eléctrica. Asimismo, establece las condiciones bajo las cuales se puede declarar la ocurrencia de Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor.

En el apartado C “Glosario, Acrónimos y lista de documentos referenciados” se incluye el Glosario de términos, acrónimos y lista de documentos referenciados en los contenidos en el Código de Red.

A. Alcance del Código de Red

A.1 Objetivo

Los Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad incluidos en este documento, tienen como objetivo permitir e incentivar que el SEN se desarrolle, mantenga, opere, amplíe y modernice de manera coordinada con base en requerimientos técnicos-operativos, y de la manera más eficiente y económica. Lo anterior bajo los principios de acceso abierto y trato no indebidamente discriminatorio.

Asimismo, el Código de Red establece los requerimientos técnicos mínimos que están obligados a cumplir los Usuarios del SEN, entendiéndose estos, como aquellos que llevan a cabo actividades de consumo o generación de energía eléctrica, control operativo o físico, suministro o comercialización de energía eléctrica. En virtud de lo anterior, los Usuarios del SEN corresponderán, de manera enunciativa más no limitativa, a los siguientes:

- a. Centro Nacional de Control de Energía (Cenace),
- b. Transportista,
- c. Distribuidor,
- d. Centrales Eléctricas,

- e. Centros de Carga, y
- f. Suministradores.

A.2 Estructura

El Código de Red está conformado por las Disposiciones Generales del SEN (Disposiciones Generales) y por las Disposiciones Operativas del SEN. A su vez, las Disposiciones Operativas del SEN contienen Manuales y Procedimientos.

El Código de Red se compone de las presentes Disposiciones Generales y de 6 Manuales Regulatorios: de Planeación del SEN, de Estados Operativos del SEN, de Control y Operación de la Generación y Recursos de Demanda Controlable en el SEN, de Coordinación Operativa, de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al SEN y de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga al SEN.

A.2.1 Disposiciones Generales del SEN

Las Disposiciones Generales establecen los lineamientos y reglas de carácter general, que deben cumplir los Integrantes de la Industria Eléctrica para que el SEN alcance y mantenga su nivel adecuado de Confiabilidad. Las Disposiciones Generales son las de mayor jerarquía dentro del Código de Red.

El contenido de las Disposiciones Generales se detalla en los siguientes capítulos:

El Capítulo 1 establece las Disposiciones Generales sobre las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad que son de observancia obligatoria en la elaboración de los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de pertenecen al MEM (PAMRNT) y de las Redes Generales de Distribución que no pertenecen al MEM (PAMRGD). Lo anterior, observando en todo momento la política establecida por la Secretaría de Energía (Sener).

El Capítulo 2 establece las Disposiciones Generales que se deben cumplir para asegurar que el SEN mantenga el suministro eléctrico en condiciones de seguridad y Continuidad.

El Capítulo 3 describe las Disposiciones Generales sobre los requerimientos técnicos que deben de cumplir las Centrales Eléctricas que deseen interconectarse al SEN.

El Capítulo 4 describe las Disposiciones Generales sobre los requerimientos técnicos que deben de cumplir los Centros de Carga que estén conectados o pretendan conectarse al SEN.

El Capítulo 5 establece las Disposiciones Generales de Red Eléctrica Inteligente en materia de telemetría y la integración de elementos para el Control Operativo del SEN que utilizan las TIC, bajo el principio de Interoperabilidad. También establece las Disposiciones Generales para la administración de la Seguridad Informática que minimice la situación de riesgo del SEN ante amenazas informáticas derivadas del aumento en el uso de las TIC.

El Capítulo 6 se refiere a las Disposiciones Generales que se deben considerar con respecto a las condiciones de operación de los sistemas que se encuentren eléctricamente aislados del Sistema Interconectado Nacional.

Finalmente, el Capítulo 7 describe las Disposiciones Generales aplicables al Sistema Eléctrico de Baja California que debe cumplir con procedimientos y Disposiciones de carácter específico derivado de su enlace eléctrico internacional.

A.2.2 Disposiciones Operativas del SEN

Las Disposiciones Operativas del SEN (Disposiciones) establecen las reglas, requerimientos, instrucciones, directrices, y procedimientos de carácter específico, y que deben cumplir los Usuarios del SEN para que se mantenga el suministro eléctrico dentro de los parámetros convenidos con los Centros de Carga.

A.2.3 Prelación jerárquica

Las Disposiciones Generales tienen prelación jerárquica dentro del Código de Red por lo que los documentos de menor jerarquía y que componen las Disposiciones Operativas deben de guardar consistencia con estos, como se observa en la Figura 1. Asimismo, los Manuales Regulatorios y Procedimientos que integran las Disposiciones Operativas estarán asociados a los distintos Capítulos que componen las Disposiciones Generales.

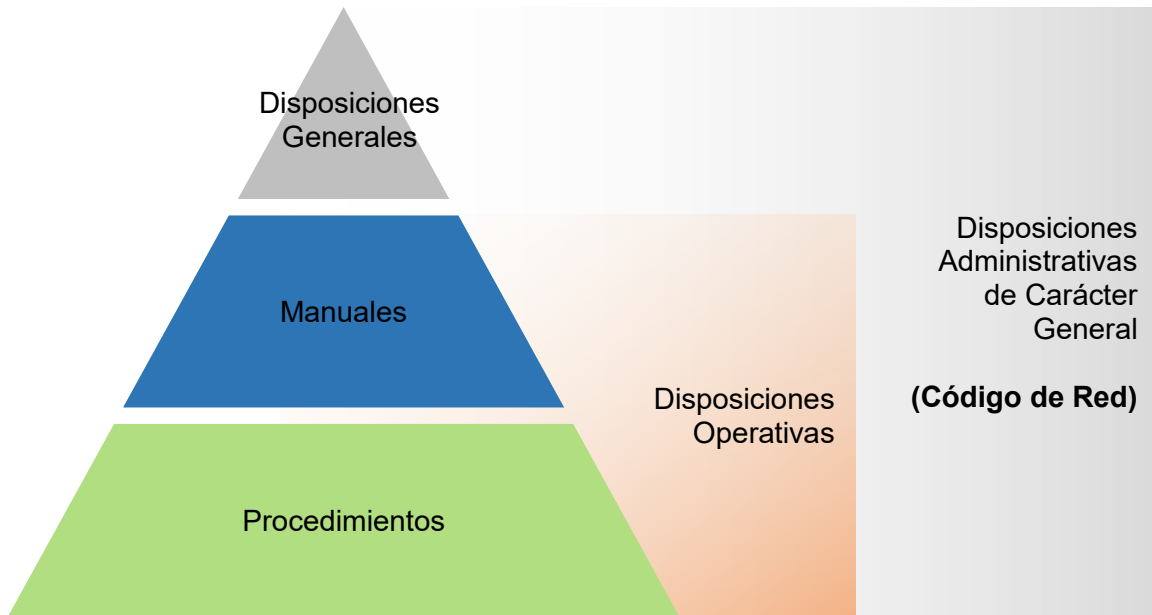


Figura A. Prelación Jerárquica en el Código de Red.

B. Gestión del Código de Red

B.1 Revisión y actualización del Código de Red

Los procesos de revisión y vigilancia del Código de Red se llevarán a cabo a través del Comité Consultivo de Confiabilidad, órgano propositivo y de opinión que tiene por objeto contribuir al proceso de revisión, actualización, normalización y consulta pública de las Disposiciones Generales, Manuales Regulatorios, y Procedimientos del Código de Red, de conformidad con las Reglas de Operación del Comité Consultivo de Confiabilidad emitidas por la CRE a través de la resolución RES/1559/2017.

B.2 Supervisión y vigilancia del Código de Red

La interpretación y vigilancia del Código de Red corresponderá a la CRE. En el caso de la vigilancia del cumplimiento del Código de Red, ésta se sujetará a la regulación que, en su caso, emita la CRE. En esta regulación se podrán establecer, entre otros, indicadores, métricas y mecanismos de evaluación del comportamiento del SEN.

La CRE podrá apoyarse del CENACE, Transportista y Distribuidor para llevar a cabo los actos de monitoreo y vigilancia del cumplimiento del Código de Red que considere necesarios, siempre y cuando estén debidamente justificados. Asimismo, la CRE podrá llevar a cabo los actos de inspección que determine necesarios por conducto de los servidores públicos que tenga adscritos o mediante Unidades de Inspección.

B.3 Incumplimiento y sanciones

Los Usuarios del SEN que dejen de observar, de manera grave a juicio de la CRE, las disposiciones establecidas en el Código de Red, se sujetarán a las sanciones establecidas en el artículo 165, fracción I, inciso k), y fracción II, inciso c) de la LIE.

La magnitud de la condición de incumplimiento será evaluada por la CRE con el apoyo técnico del Cenace, y considerará el impacto asociado a:

- a. Número de usuarios afectados
- b. Tiempo de interrupción del suministro eléctrico
- c. Energía No Suministrada
- d. Corte manual de carga no controlable
- e. Otras.

Sin perjuicio de lo anterior, en función de la magnitud de la condición de incumplimiento, la CRE podrá determinar que el Usuario del SEN en incumplimiento del Código de Red, además de sujetarse a la correspondiente sanción a que hace referencia el párrafo inmediato anterior, deberá presentar de manera obligatoria un Plan de Trabajo, el cual tendrá carácter vinculatorio y deberá contener, al menos, la siguiente información:

- a. Las acciones específicas que serán implementadas para dar cumplimiento a los criterios que dejaron de observarse.
- b. El cronograma para implementar las acciones descritas en el punto anterior y para la entrega de reportes de avance a la CRE.
- c. La identificación de indicadores sobre el avance en la implementación de las acciones descritas.
- d. El plan de acción para eliminar las posibles barreras que impidan el desarrollo de las acciones específicas de acuerdo al cronograma propuesto.

El Plan de Trabajo deberá presentarse por conducto del correspondiente Representante Legal a través de la Oficialía de Partes o la Oficialía de Partes Electrónica de la CRE, en un plazo no mayor a 30 días hábiles, contados a partir de la notificación del requerimiento que haga la CRE.

B.4 Resolución de supuestos incumplimientos y controversias

La CRE atenderá quejas, inconformidades y controversias relacionadas con la aplicación del Código de Red. Para ello, el o los interesados deberán presentar su solicitud considerando lo estipulado en la regulación que para tal efecto emita la CRE. En tanto no se emita dicha regulación, se estará en lo establecido en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y en el Código Federal de Procedimientos Civiles, por lo que los interesados podrán presentar sus solicitudes a través de escrito libre, señalando nombre, denominación o razón social del Solicitante, así como el domicilio para oír y recibir notificaciones y deberá acompañarse de la

información que acredite la personalidad cuando se actúe en nombre y representación de otra persona, así como de los documentos y argumentos que sustenten la solicitud, dicho escrito deberá presentarse a través de la Oficialía de Partes o la Oficialía de Partes Electrónica de la CRE.

B.5 Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor

Caso Fortuito o de Fuerza Mayor significa cualquier acto o evento que imposibilite o retrase a los Usuarios del SEN a cumplir con cualquiera de sus obligaciones establecidas en el Código de Red, siempre y cuando: (a) esté más allá de su control; (b) no sea resultado de culpa, dolo, negligencia u omisión del Usuario del SEN, y (c) no pudo haber sido prevenido o evitado por el Usuario del SEN, mediante el ejercicio de la debida diligencia y el gasto de cantidades razonables de dinero.

Sujeto al cumplimiento de las condiciones estipuladas anteriormente, Caso Fortuito o Fuerza Mayor incluirá, de manera enunciativa más no limitativa, los siguientes actos o eventos: (i) fenómenos de la naturaleza tales como tsunamis, terremotos, inundación; (ii) actos de terrorismo, sabotajes, actos de vandalismo y disturbios civiles; (iii) guerras (sean declaradas o no), insurrecciones y embargos comerciales entre países; (iv) desastres de transportación y de producción, ya sean marítimos, ferroviarios, terrestres o aéreos; (v) huelgas u otras disputas laborales en los Estados Unidos Mexicanos que no sean motivadas por el incumplimiento de algún contrato y/o relación laboral por parte de la parte afectada; (vi) incendios; (vii) actos de una autoridad gubernamental que no hayan sido inducidos voluntariamente por la parte afectada o cualquiera de sus filiales (en el entendido que ninguna de las partes será considerado como filial de la otra parte), y que no sean resultado del incumplimiento de las obligaciones de la parte afectada; (viii) cambio en el Marco Regulatorio, e (ix) interrupciones no intencionales provocadas por un tercero tales como: choque a estructura, derribo de antenas, de anuncios espectaculares, contactos eléctricos accidentales por trabajos en instalaciones cercanas a las instalaciones eléctricas, etc.

Caso Fortuito o de Fuerza Mayor no incluirá ninguno de los siguientes eventos: (i) dificultades técnicas y económicas; (ii) cambios en las condiciones de mercado; (iii) fallas de cualquiera de los subcontratistas, excepto cuando dicha falla sea causada por un acto que cumpla con los requerimientos de Caso Fortuito o Fuerza Mayor según se dispone anteriormente.

Cuando se presente un Caso Fortuito o de Fuerza Mayor que ponga en riesgo la integridad del SEN, el Cenace podrá suspender la operación del MEM de acuerdo con las Reglas del Mercado y podrá también dictar instrucciones extraordinarias para mantener la integridad del SEN con la finalidad de que este recupere su Estado Operativo Normal. Dichas instrucciones prevalecerán sobre cualquier criterio establecido en el Código de Red y deben ser acatadas por el Transportista, Distribuidor, Participante del Mercado y demás Integrantes de la Industria Eléctrica.

B.6 Notificación de Caso Fortuito o Fuerza Mayor

Quien alegue un Caso Fortuito o Fuerza Mayor, deberá notificar a la CRE que ha ocurrido un evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor, la duración aproximada del mismo y el efecto esperado en el SEN.

La notificación se hará a través de escrito libre, por conducto del correspondiente Representante Legal a través de la Oficialía de Partes o la Oficialía de Partes Electrónica de la CRE, tan pronto como sea posible, pero a más tardar al día natural siguiente de que tenga lugar el evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor y, por escrito, pero nunca después de los dos (2) días hábiles siguientes a la fecha en que la parte que invoque Caso Fortuito o Fuerza Mayor tuvo conocimiento de tales eventos.

No obstante, lo anterior, si el Caso Fortuito o Fuerza Mayor interrumpiera las comunicaciones de manera que sea imposible hacer la notificación en los plazos aquí especificados, quien alegue Caso Fortuito o Fuerza Mayor efectuará dicha notificación tan pronto como sea razonablemente posible, una vez que se restablezcan las comunicaciones, pero no después del segundo (2°) día hábil siguiente a dicho restablecimiento. En caso de que cualquiera de las Partes no realice la notificación mencionada en esta condición, en el término establecido, perderá su derecho de alegar Caso Fortuito o Fuerza Mayor para excusarse del cumplimiento de sus obligaciones conforme al Código de Red. Quien alegue Caso Fortuito o Fuerza Mayor deberá de manera diligente presentar la información relevante que tenga a su disposición con relación al Caso Fortuito o Fuerza Mayor y deberá dar a la CRE un estimado del tiempo que requerirá para subsanarlo.

Quien alegue Caso Fortuito o Fuerza Mayor deberá entregar avisos periódicos, al menos una vez por semana, durante el período en que continúe el evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor. Tales avisos mantendrán actualizada la información de cualquier cambio, desarrollo, progreso u otra información relevante respecto a tal evento de Caso Fortuito o de Fuerza Mayor.

Quien alegue Caso Fortuito o de Fuerza Mayor deberá informar la terminación de sus efectos dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes.

B.7 Carga de la prueba

Cuando alguno de los Usuarios del SEN no acepte que ha ocurrido un Caso Fortuito o de Fuerza Mayor, la parte que declare su existencia tendrá la carga de la prueba.

B.8 Circunstancias no previstas

En caso de que se presenten circunstancias no previstas en el Código de Red, los Usuarios del SEN involucrados en dichas circunstancias podrán convenir y aplicar

una solución de mutuo acuerdo. Esta solución debe ser comunicada a la CRE, para su revisión y en su caso, su aprobación.

En caso de que no se logre alcanzar una solución de mutuo acuerdo, la CRE interpretará y resolverá lo conducente.

C. Glosario

C.1 Definiciones

Para los efectos del Código de Red, además de las definiciones previstas en el artículo 3 de la LIE, en el artículo 2 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE), en la Base 2 de las Bases del Mercado Eléctrico, en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la RNT y las RGD de energía eléctrica, y en el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, se entenderá, en singular o plural, por:

Acción correctiva. Acción que se efectúa después de un disturbio, con el propósito de eliminar sus causas para evitar su recurrencia.

Acción preventiva. Acción planeada en las que destacan pruebas, verificación, calibración, etc., realizadas a intervalos predefinidos con el propósito de evitar un disturbio.

Análisis Causa Raíz. Proceso para la identificación de las causas indirectas (actos o condiciones inseguras), causas básicas o raíz, factores causales y contribuyentes, que al combinarse provocaron la ocurrencia de un disturbio.

Alimentador. Es el circuito conectado a una sola Subestación Eléctrica, que suministra energía eléctrica a subestaciones distribuidoras o directamente a los Centros de Carga.

Amortiguador de oscilaciones de potencia (POD, por sus siglas en inglés). Es la función de control de una Unidad de Central Eléctrica Asíncrona cuyo fin es atenuar las oscilaciones de potencia.

Ampliación. La adición de cualquier elemento al SEN que incremente la capacidad de las instalaciones existentes (en MVA).

Armónica de Tensión. Tensión sinusoidal de frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la tensión de suministro eléctrico.

Armónica de Corriente. Corriente sinusoidal de frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la corriente de suministro eléctrico.

Arranque negro. Es el arranque que efectúa una unidad generadora con sus recursos propios.

Banda Muerta. Es el intervalo utilizado de forma intencionada para que el control de la variable de interés no responda.

Bloqueo. Es el medio que impide el cambio parcial o total de la condición de operación de un dispositivo, equipo o instalación de cualquier tipo.

Capacidad Interruptiva. Magnitud de corriente eléctrica que un dispositivo de desconexión y seccionamiento puede interrumpir sin Falla del componente.

Característica de Regulación. Es la característica de las Unidades de Central Eléctrica que expresa en porcentaje la relación entre la variación relativa de frecuencia y la variación relativa de la potencia generada.

Causa Aparente. Es la causa más evidente o probable que originó la ocurrencia de disturbio.

Causa Raíz. Causa fundamental que originó un disturbio, que si es corregida, evita la recurrencia del mismo y/o de eventos operativos o disturbios similares, en los cuales intervienen los siguientes factores causales: comunicación, documentos y procedimientos escritos; interfaz hombre-máquina, condiciones ambientales, programas de trabajo, prácticas de trabajo, planeación y organización del trabajo, métodos de supervisión, métodos de calificación y entrenamiento, administración del cambio, administración de recursos, métodos gerenciales, diseño / configuración y análisis, condiciones del equipo, condiciones ambientales que afectan al equipo, especificaciones de compra, mantenimiento y pruebas, operación, condiciones o factores externos, entre otros.

Central Eléctrica Asíncrona. Es la unidad o un conjunto de unidades que genera electricidad, que están interconectadas asíncronamente a la red, o que están interconectadas mediante electrónica de potencia.

Centrales Eléctricas con arranque de emergencia. Son aquellas Centrales Eléctricas que pueden iniciar su operación autónomamente sin el Suministro Eléctrico de la red o desde otras Unidades de Central Eléctrica.

Central Eléctrica Síncrona. Es el conjunto de instalaciones y equipos que generan energía eléctrica suficiente para que la frecuencia de la tensión generada, la velocidad de la unidad de generación y la frecuencia de la tensión de la red mantengan un valor constante y, por tanto, estén sincronizadas.

Compuerta. Corredor o Corredores de líneas de transmisión y/o cancos de autotransformadores o transformadores en paralelo, en los que por seguridad se establece un límite de transmisión (límite de cargabilidad y de sobrecarga permitida declarada).

Contingencia. Se refiere a la salida no prevista de un elemento del SEN (medida en MW).

Contingencia Sencilla más Severa (CSMS). Se refiere a la Contingencia de un elemento del SEN que causa las mayores repercusiones en los parámetros del mismo y que puede dejar al SEN en un Estado Operativo:

- Normal sin violación de límites operativos en post-disturbio.
- Alerta con violación de límites operativos en post-disturbio sin afectación de carga y con el sistema integrado.
- Emergencia con afectación de carga y/o desintegración del sistema.

Control Físico. El conjunto de acciones realizadas que modifican el estado de los elementos que conforman el SEN o la ejecución de maniobras que requieren realizar los integrantes del SEN en sus elementos por instrucción del Cenace relativas al control operativo del SEN.

Control Operativo. La emisión por parte del Cenace de instrucciones relativas a:

- La asignación y despacho de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable;
- La operación de la RNT, y
- La operación de las RGD que pertenecen al MEM.

Control Secundario de Frecuencia. Es la acción de control automática programada para restablecer la frecuencia del sistema lo más próximo de su valor objetivo después de un desbalance de potencia.

Controlabilidad. Capacidad de una Unidad de Central Eléctrica para ajustar el valor de potencia activa en un periodo y tolerancia determinados como le sea instruido por el CENACE.

Cuchillas. Es el instrumento compuesto de un contacto móvil o navaja y de un contacto fijo o receptor. La función de las Cuchillas consiste en seccionar, conectar o desconectar circuitos eléctricos con o sin carga por medio de una pértiga o por medio de un motor.

Curva de Capacidad. Es el diagrama que describe la capacidad de potencia reactiva de una Unidad de Central Eléctrica en función de la potencia activa variable en el punto de interconexión.

Desbalance de Corriente. Condición en un sistema trifásico en que las magnitudes de las corrientes y/o las diferencias angulares relativas no son iguales.

Desbalance de Tensión. Condición en un sistema trifásico en que las magnitudes de las tensiones y/o las diferencias angulares relativas no son iguales.

Desenergizar. Acción de interrumpir el flujo de energía eléctrica a través de un conductor al abrir Interruptores del circuito o de alimentación de línea.

Despachabilidad. Característica operativa de una Unidad Central Eléctrica para modificar su generación o para conectarse o desconectarse, o de los Recursos de Demanda Controlable de disminuir su carga, a requerimiento del CENACE.

Diagrama P-Q/P_{máx}. Es el perfil que representa la capacidad de potencia reactiva de una Unidad de Central Eléctrica en función de la potencia activa variable en un punto de interconexión.

Diagrama V-Q/P_{máx}. Es el perfil que representa la capacidad de potencia reactiva de una Unidad de Central Eléctrica en función de la tensión variable en un punto de interconexión.

Disparo Automático de Generación. Esquema para efectuar la desconexión automática de Unidades de Central Eléctrica en una secuencia predeterminada, su objetivo es mantener la seguridad del SEN o de una parte de él.

Disponibilidad. Es el valor porcentual durante un periodo determinado, usualmente un año, durante el cual la capacidad de un elemento del SEN estuvo en servicio, o estuvo en condiciones de operar para prestar el servicio.

Distorsión Armónica Total (THD, por sus siglas en inglés). Es la medida del contenido armónico en la tensión o corriente.

Disturbio. Es la alteración súbita de las condiciones normales del SEN que puede, o no, presentarse de forma fortuita, afectando a uno o varios de sus componentes, la cual puede derivar en la interrupción del suministro eléctrico y ocasionar un estado anormal en la operación de un sistema.

Elemento: Componente físico que forma parte del SEN y que tiene como función la producción, transmisión, distribución o consumo de energía eléctrica, por ejemplo: Unidades de Central Eléctrica, Centros de Carga, líneas de transmisión, elementos de transformación, Buses, Elementos de compensación de potencia reactiva tanto estáticos como dinámicos, entre otros.

Equipo Asociado: Dispositivo que puede formar parte de las subestaciones eléctricas del SEN y que cumple una función específica para la conexión, desconexión, medición, control, protección, comunicación o compensación de potencia reactiva; el cual puede estar asociado a uno o varios Elementos, por ejemplo: cuchillas, interruptores, reguladores automáticos de voltaje, gobernadores de velocidad, control automático de generación, transformador de corriente,

transformadores de potencial, unidades terminales remotas, control supervisorio, enlaces de comunicación, cuadros de maniobra y protecciones eléctricas.

Esquema de Acción Remedial (EAR). Conjunto coordinado de controles que al presentarse determinadas condiciones de emergencia en la operación del SEN, realiza la desconexión automática y prevista de ciertos elementos de la red eléctrica, incluyendo la desconexión de Unidades de Central Eléctrica, interrupción de carga y cambio de topología, para llevar al SEN en forma controlada a un nuevo estado operativo donde prevalezca su integridad, contribuyendo a optimizar la RNT, reduciendo los costos de producción y minimizando la afectación a Usuarios Finales.

Esquemas de Protección. Es el conjunto de sensores, relevadores y aparatos asociados que detectan alguna condición anormal o de falla en equipo eléctrico, enviando la señal de apertura automática a interruptores de la red eléctrica y Unidades de Central Eléctrica y Centros de Carga, necesarios para aislar el equipo fallado de la red eléctrica o activar, otros dispositivos como válvulas, extintores y alarmas, que eviten la propagación del daño o un posible daño provocado por esa condición anormal o de falla.

Esquema de Protección del Sistema (EPS). Conjunto coordinado de controles diseminado en el SEN, diseñado como último recurso para estabilizar y mantener en lo posible la integridad del SEN ante un inminente colapso parcial o total. Ante problemas de estabilidad de frecuencia o estabilidad de voltaje, la finalidad del EPS es controlar las variables eléctricas (mediante interrupción automática de carga, desconexión automática de Unidades de Central Eléctrica o desconexión de elementos de transmisión) para recuperarlas y mantenerlas dentro los rangos de Operación Normal; inclusive considerar el segregar en forma controlada el SEN en un conjunto de islas para evitar el colapso, de acuerdo con la naturaleza y evolución del Disturbio. Su función se coordina con la operación de los Esquemas de Acción Remedial, los cuales aíslan uno o varios Elementos del SEN cuando se tiene una condición de emergencia focalizada en la red.

Estabilizador del sistema de potencia (PSS, por sus siglas en inglés). Es la función adicional del AVR de una Unidad de Central Eléctrica Síncrona cuyo fin es disminuir las oscilaciones de potencia.

Factor Causal. Condición, acción, o situación que propicia la ocurrencia o desarrollo de un disturbio.

Falla. Es una alteración que provoca un daño permanente o temporal en cualquier parte de un elemento del SEN, que varía sus condiciones normales de operación y que puede llegar a causar un Disturbio.

Fluctuación de tensión (Flicker). Se define como la impresión de inestabilidad de la sensación visual inducida por un estímulo luminoso cuya distribución espectral fluctúa con el tiempo.

Fuente primaria de energía. Es la fuente de energía utilizada en el proceso de generación de energía eléctrica, que proviene de la naturaleza, como el viento, la radiación solar, el agua, la geotermia, el gas, el carbón, los combustibles fósiles, la biomasa, etc.

Gerencias de Control Regional. Son las 9 regiones de control en las que está organizado el SEN, las cuales corresponden a las siguientes: Baja California, Noroeste, Norte, Noreste, Oriental, Occidental, Central, Baja California Sur y Peninsular.

Infraestructura de TIC. El hardware, software, redes e instalaciones requeridas para desarrollar, probar, proveer, monitorear, controlar y soportar los servicios de TIC.

Insensibilidad. Es la característica inherente del sistema de control, especificada como la magnitud de cambio de la variable de control o la señal de entrada mínima que genera un cambio en la respuesta o la señal de salida.

Interoperabilidad. Capacidad de dos o más elementos, sistemas, dispositivos, redes, aplicaciones o componentes para comunicarse e intercambiar información y datos entre sí con objetivos comunes, garantizando el significado preciso de la información comunicada, para que esta pueda ser utilizada.

Interrupción. Abatimiento de la tensión hasta valores entre 0 p.u. y 0.1 p.u. de la tensión nominal, en una o más fases; en un punto del sistema eléctrico, pudiendo ser momentánea, temporal o sostenida, dependiendo de su duración.

Interruptor. Es el equipo diseñado para poder abrir o cerrar circuitos eléctricos, con o sin carga, dependiendo del objetivo del diseño del interruptor.

Isla Eléctrica. Condición en la cual una porción del SEN se encuentra aislada del resto del Sistema y es energizada por una o más Unidades de Central Eléctrica.

Libranza. Es dejar un equipo sin potencial eléctrico, vapor, agua a presión y sin otros fluidos peligrosos para el personal, aislando completamente el resto del equipo mediante interruptores, cuchillas, fusibles, válvulas y otros dispositivos, asegurándose además contra la posibilidad de que accidental o equivocadamente pueda quedar energizado o a presión, valiéndose para ello, de bloqueos y colocación de tarjetas auxiliares.

Licencia. Es la autorización especial que se concede a un trabajador o a un Integrante de la Industria Eléctrica, para que este y/o el personal a sus órdenes se protejan, observen o ejecuten un trabajo en relación con el elemento o equipo asociado o parte de él, o en equipos cercanos, “en estos casos se dice que el equipo estará en Licencia”. Las licencias se clasifican en vivo o en muerto y podrán ser Programadas, No Programadas y de Emergencia.

Licencia en Vivo. Es la autorización que se concede a un trabajador para que este y/o el personal a sus órdenes, ejecute un trabajo en elementos y/o equipos asociados energizados.

Licencia en Muerto. Es una autorización que se concede a un trabajador para que este y/o el personal a sus órdenes, ejecute algún trabajo en elementos o equipos asociados desenergizados.

Licencia de Emergencia. Es toda licencia que se solicita para realizar trabajos a la brevedad en elementos y/o equipos asociados, que se encuentran en condiciones críticas de operación o por no concluir los trabajos en el tiempo programado.

Licencia Programada. Invariablemente proviene de una salida programada, y su autorización es evaluada y ratificada por parte del Cenace en el corto plazo para la ejecución de los trabajos.

Licencia No Programada. Invariablemente proviene de una salida forzada pero no conlleva la salida inmediata de operación del elemento del SEN. Previo a la revisión, y con un mínimo de 4 días hábiles de anticipación, el solicitante deberá fincar un registro en el Sistema de Administración de Licencias para que exista la posibilidad de que pueda ser evaluada por parte del Cenace y considerada dentro de los procesos de Mercado. El Cenace podrá evaluar y autorizar solo las solicitudes que sean factibles.

Límites de cargabilidad. Valores a los que opera un elemento por encima de sus valores nominales de operación en Estado Operativo Normal, declarados al Cenace por el propietario del elemento (Transportista o Distribuidor) cada octubre, y que no causen daño físico al elemento.

Límite Mínimo de Despacho. Es la mínima generación que una Unidad de Central Eléctrica, por su tecnología, debe mantener de forma permanente durante su operación en Estado Normal.

Maniobra. Se entenderá como lo hecho por un Operador, directamente o a control remoto, para accionar algún elemento que pueda o no cambiar el estado y/o el funcionamiento de un sistema, sea eléctrico, neumático, hidráulico o de cualquier otra índole.

Manual Regulatorio. Son las disposiciones operativas a las Disposiciones Generales del Código de Red, que establecen los requerimientos para que se garantice la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN al realizar las actividades de planeación, operación, interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

Mantenimiento. Es el conjunto de acciones técnicas y prácticas aplicadas para la conservación de las características originales de diseño y construcción de los

componentes del SEN a lo largo de su ciclo de vida, con la finalidad de utilizarlos con la máxima Disponibilidad.

Modelo Físico de la RNT para protecciones. Es el modelo de red que comparte CENACE con cada Central Eléctrica para su interconexión, y que sirve a esta para llevar a cabo el diseño de sus protecciones. No debe confundirse con “Modelo de la Red Física”, definido en las Bases del Mercado Eléctrico en su punto 2.1.81, relativo al modelo detallado de tipo nodo/interruptor en el EMS para el control operativo del SEN.

Modernización. Toda sustitución de equipos o elemento existentes motivada por el término de su vida útil, imposibilidad para integrarse a nuevas tecnologías, incumplimiento de requerimientos mínimos de seguridad en su operación, escalar especificaciones de instalaciones no acordes a su entorno, entre otros, y que no implica un aumento de capacidad en el SEN (medida en MVA), de lo contrario se entendería como Ampliación (medida en MVA).

Modo para alimentar solo sus servicios auxiliares o carga local. Es la operación que garantiza que las instalaciones de una Central Eléctrica puedan seguir suministrando sus cargas internas y suministros auxiliares en caso de Fallas en la red que provoquen que las Centrales Eléctricas se desconecten de la red.

Operación preventiva. Acción de operación del CENACE, para evitar que ocurra un escenario desfavorable para el SEN.

Operador. Trabajador cuya función principal es la de operar el equipo o sistema a su cargo y vigilar eficaz y constantemente su funcionamiento.

Operador de Subestación Eléctrica. Trabajador responsable del control físico en la Subestación Eléctrica en sitio.

Operador de Centro de Control. Trabajador responsable del control operativo en el Centro de Control.

Predespacho. Es el proceso mediante el cual se define la generación horaria que deberá aportar cada Unidad de Central Eléctrica para cubrir los requerimientos de demanda pronosticada durante las próximas 24 horas, de tal manera que el costo de producción sea el más bajo, y se respeten en todo momento: las restricciones de Transmisión, los límites de diseño de la generación y las restricciones operativas del SEN.

Programa Trianual Integrado de Salidas. Es el que libera anualmente el Cenace por medio del Sistema de Administración de Salidas y que contiene el plan calendarizado de Salidas Programadas de los Elementos que son propiedad de los Participantes del Mercado, Transportistas o Distribuidores.

Programa Trimestral Integrado de Salidas. Es el que libera trimestralmente el Cenace por medio del Sistema de Administración de Salidas y que contiene el plan calendarizado de Salidas Programadas de los Elementos que son propiedad de los Participantes del Mercado, Transportistas o Distribuidores, correspondiente a los siguientes tres meses.

Punto de Conexión. El punto físico en la RNT y las RGD, determinado por el Cenace en el Estudio Indicativo, donde uno o varios Centros de Carga, que pueden o no compartir infraestructura entre ellos, se conectan en un mismo nivel de tensión para recibir el suministro de energía eléctrica, el cual delimita la frontera operativa y de responsabilidad física entre el Transportista, Contratista o Distribuidor y los Solicitantes. Cada Centro de Carga tendrá su propio sistema de medición.

Punto de Interconexión. El punto físico en la RNT y las RGD, determinado por el Cenace en el Estudio Indicativo, donde una o varias Centrales Eléctricas, que pueden o no compartir infraestructura entre ellas, se conectan en un mismo nivel de tensión para entregar la energía eléctrica, el cual delimita la frontera operativa y de responsabilidad física entre el Transportista, Contratista o Distribuidor y los Solicitantes. Cada Central Eléctrica tendrá su propio sistema de medición.

Rango de regulación. Es el intervalo de potencia activa en que una Unidad de Central Eléctrica puede controlar automáticamente el valor de la potencia activa.

Rapidez de cambio en la frecuencia. Es la razón de cambio de la frecuencia con respecto del tiempo, dependiente de la magnitud del Disturbio en la red eléctrica.

Razón de corto circuito. Corresponde aproximadamente al valor recíproco de la impedancia síncrona de la unidad de generación medida por unidad.

Razones de cambio de frecuencia respecto al tiempo (ROCOF, en sus siglas en inglés). Es la rapidez con la que cambia la frecuencia en un periodo determinado.

Recurrencia de un disturbio. Disturbio, que tiene la misma Causa Raíz, aunque tenga diferentes consecuencias de uno ocurrido anteriormente.

Redespacho. Consiste en modificar el programa de generación y/o la demanda con la finalidad de modificar los flujos físicos en la RNT de forma que se respeten las restricciones en la misma.

Redes Generales de Distribución (RGD). Se define de acuerdo a lo establecido en las Disposiciones Administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la RNT y las RGD de Energía Eléctrica, publicadas en el DOF de fecha 16 de febrero de 2016 y que a la letra dice:

“Las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista comprenden todos los equipos que operan con niveles de tensión nominales menores a 69 kV,

salvo aquellas que, por motivos operativos, la Secretaría o el Cenace consideren integradas a la RNT. Se considera un servicio de distribución todo aquel que se encuentre conectado a voltajes inferiores a 69 kV.”

Asimismo, los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, establecen: “3.1.4 Los Transformadores de subestaciones que en su lado secundario transformen en voltajes de menores a 69 kV serán considerados parte de las Redes Generales de Distribución. De igual manera formarán parte de las Redes Generales de Distribución los equipos asociados a dichos transformadores.”

Red Nacional de Transmisión (RNT). Se define de acuerdo a lo establecido en las Disposiciones Administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la RNT y las RGD de Energía Eléctrica, publicadas en el DOF de fecha 16 de febrero de 2016 y que a la letra dice:

“La Red Nacional de Transmisión son aquellas instalaciones necesarias para transmitir la energía eléctrica en niveles de tensión iguales o superiores a 69 kV; salvo aquellas que, por motivos operativos, la Secretaría o el Cenace consideren integradas a las Redes Generales de Distribución. Se considera un servicio de transmisión todo aquel que se encuentre conectado a tensiones iguales o superiores a 69 kV.”

Asimismo, los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, establecen: “3.3.1 Formarán parte de la Red Nacional de Transmisión y, por lo tanto, le serán asignadas a la Empresa Productiva Subsidiaria que haya sido creada por la CFE para prestar el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica en los términos de la disposición 3.2.1, las Redes Eléctricas a cargo de la CFE que operen a una tensión igual o superior a 69 kV salvo que:

- (a) formen parte de Redes Particulares asociadas a Centrales Eléctricas;
- (b) deban clasificarse por excepción como Redes Generales de Distribución por determinación expresa, fundada y motivada por parte de la Secretaría; o,
- (c) estén temporalmente a cargo de las divisiones de distribución de la CFE o de las Empresas Productivas Subsidiarias creadas para realizar actividades de Distribución.”

Regulación primaria. Es la respuesta automática medida en MW/dHz de la Unidad de Central Eléctrica al activarse el sistema de gobierno de la misma, ante un cambio en la frecuencia eléctrica del sistema con respecto a su valor nominal.

Regulador automático de tensión (AVR, por sus siglas en inglés). Es el equipo automático de accionamiento continuo que controla la tensión terminal de una Unidad de Central Eléctrica síncrona mediante la comparación de la tensión terminal real y el valor de referencia, así como mediante el control de la producción del Sistema de Control de Excitación.

Relatorio (o SIO). Libro o sistema de captura de información, el cual tendrá carácter de documento oficial con valor probatorio y en el que se deben anotar los sucesos de la operación y de la programación de energía.

Reglas del Mercado (RM). Se define de acuerdo a lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica, publicadas en el DOF de fecha 11 de agosto del 2014 y que a la letra dice: “Conjuntamente, las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado, que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista”.

Reporte completo del disturbio. Reporte que contendrá además de los datos del reporte preliminar correspondiente, también la información detallada de los motivos que provocaron dicho disturbio y las medidas tomadas hasta el momento y las planeadas a futuro, fruto de la investigación de los involucrados.

Reporte preliminar del disturbio. Reporte ejecutivo que contenga los datos básicos del disturbio, y como mínimo deberá decir qué tipo de disturbio es (de la clasificación anterior) MW afectados, tiempo de suspensión del suministro, etc.

Reserva de Planeación. Es la cantidad de reserva expresada en MW requerida para asegurar que se cuenta con suficiente capacidad disponible para al menos, exceder la demanda pico por un margen de reserva, en un escenario de tiempo mayor a una semana (mensual, semestral, anual, y multianual).

Respuesta ante cambios en la frecuencia. Es el modo de funcionamiento de una Unidad de Central Eléctrica en el que la salida de potencia activa cambia en respuesta a un cambio en la frecuencia del sistema, de forma que ayuda en la recuperación de la frecuencia objetivo.

Reserva Reactiva Dinámica (regulación de tensión). Es la requerida para que el sistema se adapte a condiciones rápidamente cambiantes en el sistema de transmisión, tales como la pérdida súbita de recursos de generación o de líneas de transmisión y es típicamente provista por equipos de compensación activos, los cuales, presentan una gran ventaja al controlar el voltaje en varios buses adyacentes al punto de conexión del equipo de compensación, ejemplos de estos equipos son los condensadores síncronos y los Compensadores Estáticos de Vars (CEV). Estos últimos como su nombre lo indica no presentan ninguna parte móvil, están compuestos por pasos de capacitancias e inductancias, las cuales son conectadas según se requieran para mantener el voltaje en su punto de conexión lo más cercano posible a su valor nominal.

Reserva Reactiva Fija (regulación de potencia). Es la potencia reactiva necesaria para proveer soporte de voltaje durante las condiciones normales de operación del sistema eléctrico y es proporcionada por equipos de compensación reactiva conocidos como pasivos, es decir, no tienen la capacidad de variar su respuesta de absorción-generación de reactivos para una variación en el nivel de transmisión, generalmente el único medio de control de los compensadores pasivos o fijos es su interruptor de conexión, pero no por eso dejan de ser útiles en el mejoramiento de las características de transmisión de una línea. Ejemplos de estos equipos son los reactores y capacitores en derivación, así como los capacitores en serie.

Riesgo. Medida cuantitativa expresada en función de la probabilidad y magnitud de las consecuencias de que ocurra un disturbio, identificado como peligroso. Es la probabilidad de que un peligro se materialice, debido a una vulnerabilidad existente, ocasionando una consecuencia específica de daño o perjuicio.

Retiro Temporal. Estatus, en el registro de activos físicos del Sistema de Información del Mercado, que adquiere una Unidad de Central Eléctrica cuando el Cenace haya autorizado la Salida Económica registrada por el Participante del Mercado y dicha Salida se encuentre establecida en el Programa Trienal Integrado de Salidas.

Salida. Es autorizada, su caso, por el Cenace, cuando un elemento o equipo asociado del SEN no esté en condiciones para operar, ya sea debido a la realización de trabajos de mantenimiento preventivos/correctivos sobre el elemento o equipo asociado, o por suspensión temporal de operaciones tratándose exclusivamente de Unidades de Central Eléctrica. Existen 4 tipos de Salida: Salida Programada, Salida Forzada y Salida Económica y Salida de Renuncia para Exportación.

Salida Económica. Suspensión temporal de una Unidad de Central Eléctrica y sus Equipos Asociados por motivos no relacionados a pruebas, trabajos de Mantenimiento, reparación, modificación, reconfiguración, ampliación o modernización.

Salida Forzada. Resultado de la Salida de un Elemento y sus Equipos Asociados del SEN, originada por razones técnicas o bien Caso Fortuito o de Fuerza Mayor, lo cual deriva en su indisponibilidad para la operación. Una Salida Forzada no forma parte del proceso de planeación y coordinación de programación de Salidas. Existen 2 tipos de salida forzada: Salida Forzada por Mantenimiento No Programado y Salida Forzada por Emergencia.

Salida de Renuncia para Exportación. Es la Salida que deriva de un convenio entre el Cenace y el operador de un Sistema Eléctrico Vecino mediante el cual el Cenace le cede la operación de una Unidad de Central Eléctrica en periodos específicos, lo cual deriva en la indisponibilidad de la Unidad de Central Eléctrica para su operación en el SEN durante el periodo convenido.

Salida Programada. Es la solicitud de Salida a mantenimiento evaluada y autorizada por el Cenace en el mediano plazo. Dependiendo de la anticipación con la cual se registre en el Sistema de Administración de Salidas a Mantenimiento se clasificarán como: Anuales, Trimestrales o Extemporáneas.

Seguridad de la Información. La capacidad de preservar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información, así como la autenticidad, confiabilidad, trazabilidad y no repudio de la misma.

Severidad del parpadeo. Es el método utilizado para la determinación de la severidad de las variaciones periódicas de amplitud de la tensión.

Sincronizar. Es el conjunto de acciones que deben realizarse para conectar al SEN una Unidad de Central Eléctrica o conectar dos porciones separadas del SEN.

Sistema de Administración de Licencias. Es la aplicación informática del Cenace, por medio de la cual los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores registran sus Solicitudes de Licencia.

Sistema de Administración de Salidas. Es la aplicación informática del Cenace, por medio de la cual los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores registran sus Salidas o Renuncias para Exportación, y el Cenace les notifica la resolución de las mismas.

Sistema de Control de Excitación. Es el sistema de control de respuesta que incluye el funcionamiento de la máquina síncrona y su sistema de excitación.

Sistema Eléctrico Vecino: son los sistemas eléctricos de los países que tienen frontera con México y con los cuales se tiene una o más líneas de transmisión que los interconecta al SEN en forma síncrona, asíncrona o radial para Abasto Aislado.

Sobrecarga permitida declarada. Valores a los que opera un elemento por encima de sus valores nominales de operación ante Alerta o Emergencia, declarados al Cenace en octubre de cada año, por parte del propietario del elemento (Transportista o Distribuidor) y que no causen daño físico al Elemento.

Subestación Eléctrica. Es la estación que recibe, transforma y/o distribuye energía eléctrica.

Sustentabilidad. Aquellas acciones que garantizan las necesidades del presente sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.

Tiempo real. Es el tiempo que permite a un proceso ocurrir, como el intercambio de información, de forma normal sin retraso o asincronismo.

Transformación. Es la modificación de las características de la tensión y de la corriente eléctrica para adecuarlas a las necesidades de Transmisión y Distribución de la energía eléctrica.

Transmisión. Es la conducción de energía eléctrica desde las plantas de generación o puntos de interconexión hasta los puntos de entrega para su distribución o consumo.

Transportista o Contratista. Responsable de la operación física y del mantenimiento de la RNT.

Unidad de Inspección. La persona moral que ha sido autorizada por la CRE para realizar actos de inspección en conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que correspondan.

Valor de consigna. Es el valor objetivo de cualquier parámetro utilizado normalmente en esquemas de control.

Variabilidad. Parámetro que indica la capacidad de potencia aparente que puede fluir por un elemento de la RNT y las RGD bajo condiciones normales de operación.

Variaciones rápidas en la tensión. Son las fluctuaciones en la tensión de frecuencia fundamental por varios ciclos.

C.2 Documentos a los que se hace referencia

(ENLISTAR AL FINAL)

C.3 Acrónimos

ADMS Administrador de Distribución Avanzado

ALEA Apartarrayos de línea entrehierro en aire

AVR Regulador automático de voltaje (en sus siglas en inglés)

BpeT Beneficio por reducción de pérdidas técnicas de energía

BpeNT Beneficio por reducción de pérdidas no técnicas de energía

Bens Beneficio por reducción de energía no suministrada

Bei Beneficio por energía incremental

CA Corriente Alterna

CAE Costo Anual Equivalente

CAG Control Automático de Generación

Cenace. Centro Nacional de Control de Energía

CEV Compensador Estático de VARs

CCD Centro de Control de Distribución

CCG Centro de Control de Generación

CCS Centro de Control de Suministrador

CCUC Centro de Control de Usuario Calificado
CD Corriente Directa
CRE Comisión Reguladora de Energía
DACG Disposiciones Administrativas de Carácter General
DOF Documento Oficial de la Federación
EAR Esquema de Acción Remedial
EMS Sistema de Administración de Energía (en sus siglas en inglés Energy Management System)
EPROSEC Equipo de Protección y Seccionamiento
EPS Esquema de Protección de Sistemas
FACTS
FER Fuentes de Energías Renovables
FOR Tasa de Salida Forzada
FP Factor de Potencia
FTD Ficha Técnica Descriptiva
GCR Gerencia de Control Regional
IEE Integrantes de la Industria Eléctrica
LIE Ley de la Industria Eléctrica
LMT Líneas de Media Tensión
LOLP Probabilidad de pérdida de carga (en sus siglas en inglés)
MEM Mercado Eléctrico Mayorista
NBAI Nivel Básico de Aislamiento al Impulso
O&M Operación y Mantenimiento
PAM Plan de Ampliación y Modernización del SEN
PAMRNT Plan de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión
PAMRGD Plan de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución
PDS Pronóstico de Demanda de Subestaciones
POD Estabilizador de oscilación de Potencia (POD) de los sistemas de transmisión de CA flexible (por sus siglas en inglés Power Oscillation Damping)
PSS Estabilizador de Sistema de Potencia (en sus siglas en inglés Power System Stabilizer)
RDC Recurso de Demanda Controlable
RGD Redes Generales de Distribución
RID Registro de Instrucciones de Despacho
RNT Red Nacional de Transmisión
SAIDI System Average Interruption Duration Index, en sus siglas en inglés
SAIFI System Average Interruption Frequency Index, en sus siglas en inglés
SCADA Sistemas de Control Supervisorio y Adquisición de Datos
SEN Sistema Eléctrico Nacional
SIO Sistema de Información de la Operación (Relatorio)
SIPAM Sistema de Información de Participantes del Mercado
SRD Sistema de Reporte de Disturbios
STATCOM: Compensador Estático Síncrono (en sus siglas en inglés, Static Synchronous Compensator)
TIC Tecnologías de la Información y Comunicación
TIR Tasa Interna de Retorno

UCM Unidad Central Maestra
UTM Unidad Terminal Maestra
UPM Unidades de Medición Fasorial (*PMU*, por sus siglas en inglés)
UTR Unidad Terminal Remota
VAN Valor Actual Neto
VPN Valor Presente Neto

C.4 Lista de Figuras y Tablas

Figura Prelación Jerárquica en el Código de Red
Figura Proceso de Planeación: Objetivos, estudios, propuesta, aprobación y autorización
Figura Proceso de Planeación: Actores, acciones y flujo de información
Figura Diagnóstico operativo al cierre del año
Figura Grupo de proyectos
Figura Hitos del proceso de planeación del PAMRGD
Figura Diagnóstico de las RGD
Figura Trazabilidad de la correlación de Salidas con Licencias
Figura Control primario de frecuencia de la Central Eléctrica
Figura Diagrama V-Q/P_{máx} de una Central Eléctrica Síncrona
Figura Diagrama V-P-Q/P_{máx} de una Central Eléctrica Síncrona
Figura Diagrama P-Q/P_{máx} de una Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D
Figura Diagrama V-P-Q/P_{máx} de una Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D
Figura Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Síncronas tipo B y C (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla)
Figura Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B y C (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla)
Figura Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Síncronas tipo D (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla)
Figura Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Asíncronas tipo D (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla)
Figura Curva ITIC o ITI (desarrollada por el Consejo Industrial de Tecnología de la Información, en inglés Information Technology Industry Council)

Tabla Criterios Técnicos de observancia en la Red Nacional de Transmisión – Condiciones Normales y de Emergencia
Tabla Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD
Tabla Metodologías de evaluación
Tabla Criterios de aceptación para evaluación de proyectos
Tabla Criterios de selección de opciones de solución
Tabla Variables económicas para la evaluación de proyectos
Tabla Algoritmo para la valorización de los beneficios de proyectos de infraestructura
Tabla Niveles de Frecuencia y Tensión en Estado Operativo Normal
Tabla Niveles de Reserva de Planeación y Reserva Operativa para los estados operativos del SEN
Tabla Clasificación de una Central Eléctrica según su Capacidad Instalada Neta
Tabla Tiempos mínimos en los que una Central Eléctrica debe operar con frecuencias de red diferentes del valor nominal, sin desconectarse
Tabla Parámetros de respuesta de la potencia activa del control primario de frecuencia
Tabla Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en SIN y SBC
Tabla Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en el SBCS y SIM
Tabla Parámetros del Área Blanca o Requerimiento Mínimo para Centrales Eléctricas Síncronas y Asíncronas

Tabla Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.1.1.A para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas Síncronas de tipo B y C, respectivamente, ante condiciones dinámicas o de falla

Tabla Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.1.1.B para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas Asíncronas de tipo B y C ante condiciones dinámicas o de falla

Tabla Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.3.1.A para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas Síncronas de tipo D ante condiciones dinámicas o de falla

Tabla Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.3.1.B para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas Síncronas de tipo D ante condiciones dinámicas o de falla

Tabla Variación máxima de tensión permitida

Tabla Límites permisibles de severidad de parpadeo

Tabla Límites permisibles de severidad de parpadeo

Tabla Límites máximos de distorsión de corriente

Tabla Niveles armónicos en la Tensión para Centrales Eléctricas de tipo B

Tabla Niveles armónicos en la tensión para Centrales Eléctricas de tipo C y D

Tabla Valores máximos y mínimos de tensión que deben soportar los Centros de Carga de manera permanente

Tabla Valores máximos y mínimos de tensión que deben soportar los Centros de Carga hasta por 20 minutos

Tabla Valores de frecuencia máxima y mínima que debe soportar el Centro de Carga

Tabla Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones menores o iguales a 69 kV

Tabla Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones mayores de 69 kV a 161 kV

Tabla Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones mayores a 161 kV

Tabla Límites de fluctuaciones de tensión

Tabla Desbalance máximo permitido en la corriente en el punto de acometida

Tabla Desbalance máximo permitido en la tensión en el punto de acometida

Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P)

1.1 Objetivo

El objetivo de estas disposiciones es definir los criterios técnicos de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad, y sustentabilidad, que deberán ser observados durante el proceso de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD del MEM. Lo anterior deberá realizarse para asegurar que el SEN se diseñe, desarrolle y opere en condiciones normales de tal forma que se minimicen las restricciones en la Transmisión y pérdidas de energía eléctrica, se propicie el desempeño de un MEM eficiente, se reduzcan los costos de producción, y que ante la Contingencia Sencilla más Severa (no considera la salida de una barra como Contingencia Sencilla), se mantenga el Suministro Eléctrico dentro de parámetros de Calidad y condiciones operativas de seguridad y Confiabilidad.

Los programas para la Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD se desarrollarán bajo los principios siguientes:

- a. Dotarán al SEN de elementos que le permitan atender el crecimiento de su demanda, operando en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sustentabilidad;
- b. Incluirán los elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, de forma económicamente viable. La inclusión de elementos de la Red Eléctrica Inteligente deberá apegarse a la política y al marco regulatorio que emitan la SENER y la CRE respectivamente;
- c. Se coordinarán con los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE), e
- d. Incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica.

1.2 Alcance y aplicación

El presente capítulo aplica a los Integrantes de la Industria Eléctrica responsables de elaborar los programas de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD.

De acuerdo al artículo 14 de la LIE, los programas de Ampliación y Modernización para la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al MEM serán autorizados por la SENER a propuesta del CENACE, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE.

De igual forma, el artículo 14 de la LIE establece que los programas de Ampliación y Modernización para los elementos de las RGD que no correspondan al MEM serán

autorizados por la SENER a propuesta de los Distribuidores interesados, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE.

Los criterios contenidos en estas disposiciones generales no limitan la aplicación y desarrollo de las acciones que deban tomarse durante la operación del SEN. Asimismo, dichos criterios serán complementados por los requerimientos establecidos en el Manual Regulatorio de Planeación.

1.3 Fronteras eléctricas

Las fronteras eléctricas se determinan con base en dos principios: definición de las fronteras operativas y fronteras de activos fijos.

1.3.1 Fronteras Operativas

De acuerdo con lo establecido en la LIE en su Capítulo I, Artículo 15, es responsabilidad del Cenace identificar los componentes que forman parte de la RNT y las RGD que pertenecen al MEM. De manera general, los elementos de la RNT comprenderán niveles de tensión de 69 kV a 400 kV en corriente alterna, redes de corriente directa y enlaces internacionales asíncronos o síncronos conectados a los niveles de tensión mencionados. Las RGD corresponderán a niveles de tensión menores de 69 kV.

Para la definición de la responsabilidad operativa se tomará como base la operación física de la RNT y de las RGD dictada en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa que es parte de las Disposiciones Operativas de este Código de Red. En este Manual Regulatorio, se hará referencia al Control Operativo y Control Físico del SEN con los lineamientos y responsabilidades que deben seguir tanto el CENACE como Transportista, Distribuidor y Participante del MEM.

1.3.2 Fronteras de Activos Fijos

Para la identificación de fronteras de activos fijos, se tomará en cuenta lo establecido en el RLIE, en su Capítulo XI de la Separación de los Integrantes de la Industria Eléctrica, Artículos 81 y 82, los cuales establecen de manera correspondiente: que es atribución de la Sener ordenar la separación legal de Generadores, Transportista, Distribuidor y Comercializadores, y que la CRE establecerá la regulación para la separación contable, operativa o funcional de los IIE.

1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación

Criterio P - 1. El proceso de planeación deberá desarrollarse bajo los principios que establezca la política de Confiabilidad determinada por la SENER.

Criterio P - 2. En la elaboración de los programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD, se buscará la minimización de los costos de prestación del servicio, reduciendo los costos de congestión, incentivando una expansión eficiente de la generación, y considerando los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

Criterio P - 3. Siguiendo los lineamientos de la LIE, en su Artículo 14, fracción IV, y el artículo 9 del RLIE el proceso de elaboración de los programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD deberá ser abierto e incorporará mecanismos que permitan conocer la opinión de los integrantes de la Industria Eléctrica y los interesados en desarrollos de infraestructura eléctrica, en los términos que determine la Sener.

Criterio P - 4. El Cenace será responsable de la planeación de la RNT y de las RGD que pertenezcan al MEM, mientras que los Distribuidores serán responsables de la planeación de las RGD que no pertenezcan al MEM.

Criterio P - 5. En el Manual Regulatorio de Planeación, contenido en las Disposiciones Operativas del Código de Red, se establecerá un esquema del proceso de elaboración de los programas de Ampliación y Modernización de las RNT y las RGD, en el que se prevean e identifiquen los derechos y obligaciones de los Integrantes de la Industria Eléctrica y sus obligaciones de entrega de información.

Criterio P - 6. El Manual Regulatorio de Planeación, contenido en las Disposiciones Operativas del Código de Red, deberá incorporar las mejores técnicas y prácticas de la Industria Eléctrica y tendrá como punto de partida la formación de casos base que tendrán prevista la información contenida en el programa indicativo de instalación y retiro de Centrales Eléctricas que elabore la SENER.

Criterio P - 7. Las Ampliaciones y obras de Modernización que sean propuestas por el Cenace y los Distribuidores, deberán de satisfacer la demanda eléctrica pronosticada para cualquier intervalo de tiempo contenido en el horizonte de planeación de largo plazo; considerando su entorno y sus condiciones de servicio para operar durante el estado normal de operación y ante la Contingencia Sencilla más Severa.

Criterio P - 8. Para el proceso de planeación se tomará en cuenta el programa indicativo de instalación y retiro de Centrales Eléctricas y el pronóstico de precios de combustibles y del Producto Interno Bruto, ambos para un periodo futuro de 15 años.

Criterio P - 9. Con base en la información del pronóstico de carga de comercializadores y entidades responsables de carga y los escenarios de crecimiento de la economía, el Cenace determinará los pronósticos de crecimiento

del consumo de energía eléctrica y de la demanda en escenarios alto, de planeación (medio) y bajo, para los siguientes 15 años.

Criterio P - 10. En los procesos de planeación, los Distribuidores deberán considerar en el largo plazo los aspectos de Continuidad y seguridad del Suministro Eléctrico, Calidad del Servicio, seguridad en Estado Operativo Normal. Asimismo, el Cenace considerará los mismos aspectos añadiendo el de seguridad en condiciones transitorias.

Criterio P - 11. El Cenace se coordinará con los Distribuidores para definir los requerimientos de refuerzos de Transformación de alta a media/baja tensión, de compensación de potencia reactiva y necesidades de Modernización de las RGD que no pertenecen al MEM.

Criterio P - 12. El Cenace determinará las necesidades de que el SEN cuente con nuevos o refuerce los enlaces internacionales.

Criterio P - 13. El Cenace evaluará escenarios operativos de demandas máximas y mínimas en estaciones de verano e invierno para determinar las necesidades de infraestructura en la RNT para atender la demanda en cualquiera de esos escenarios.

Criterio P - 14. El Cenace y los Distribuidores deberán considerar las metas con respecto a la integración de energía limpia establecidas por la SENER en sus procesos de planeación.

Criterio P - 15. Desde la fase de planeación se debe prever que, en condiciones operativas normales, sin Contingencia, las tensiones en los nodos de la RNT y de las RGD, así como las transferencias de potencia en líneas y transformadores se encuentren dentro de los rangos de diseño y operativos.

Criterio P - 16. El Cenace y los Distribuidores deberán de considerar el criterio de seguridad (N-1); Contingencia sencilla en transformadores, líneas de Transmisión, Unidades de Centrales Eléctricas, equipo de compensación, etc. Por lo anterior, en los programas de Ampliación y Modernización se deberá procurar que el comportamiento tanto de la RNT como de las RGD deberán mantener estabilidad, y operación en niveles de tensión y transferencias de potencia dentro de los rangos de diseño y operativos.

Criterio P - 17. Ante la aplicación del criterio de seguridad (N-1-1) o (N-2), es decir ante la Contingencia con la desconexión de dos elementos consecutivos o simultáneos, el sistema eléctrico de Transmisión, que involucra las RNT, deberá mantener la estabilidad considerando la inclusión de algún EAR p EPS.

Criterio P - 18. Ante eventos críticos extremos en los que se presente la desconexión consecutiva o simultanea de tres o más elementos creíbles de ocurrir, el sistema eléctrico de Transmisión, que involucra las RNT, deberá mantener la

estabilidad con la operación de esquemas de protecciones especiales como el Disparo Automático de Carga por baja frecuencia y Disparo Automático de Carga por Bajo Voltaje; de acción remedial como el Disparo Automático de carga y Disparo Automático de Generación, etc.

Criterio P - 19. El Cenace determinará las necesidades en la RNT y las RGD que pertenezcan al MEM de refuerzos de Transmisión, Transformación y Compensación de potencia reactiva, considerando la inclusión de elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad del SEN de forma económicamente viable.

Criterio P - 20. Los Distribuidores determinarán las necesidades de refuerzos de Transformación y Compensación de potencia reactiva en las RGD que no pertenezcan al MEM, considerando la inclusión de elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, confiabilidad, calidad o seguridad del Suministro Eléctrico de forma económicamente viable.

Criterio P - 21. Anualmente el Cenace y los Distribuidores deberán integrar un reporte de resultados de los estudios realizados para la planeación de la RNT y de las RGD con objeto de verificar que los requerimientos técnicos se cumplan para el periodo de planeación, tanto en Estado Operativo Normal como para la Contingencia Sencilla más Severa.

Criterio P - 22. Los PAMRNT y PAMRGD, deberán incluir:

- a. El análisis costo-beneficio integral de las distintas alternativas de Ampliación y Modernización.
- b. Aquella alternativa que represente el mayor costo-beneficio para el SEN.
- c. Cuando los análisis costo-beneficio no sean representativos, por ser muy pequeña la diferencia entre el costo-beneficio de las alternativas, entonces se requiere además un análisis de sensibilidad.

Criterio P - 23. Los PAM deberán tomar en consideración el estado actual de la infraestructura que integra la RNT y las RGD.

Criterio P - 24. El Cenace y el Distribuidor deberán considerar un crecimiento ordenado y armónico con las obras de infraestructura autorizadas por la Sener, a partir del PRODESEN y en el FSUE, con la finalidad de que los proyectos sean congruentes en el horizonte de planeación.

Criterio P - 25. El Cenace determinará el margen de reserva mínimo de planeación requerido con base en la política de Confiabilidad dictada por la Sener. Dicho margen de reserva mínimo de planeación será aquel que proporcione el valor requerido de probabilidad de pérdida de carga y de energía no suministrada que cumplan con lo establecido en la política dictada por la Sener.

Criterio P - 26. El Cenace y el Distribuidor deberán definir los criterios generales para determinar que la Ampliación de los elementos es más conveniente que la Modernización de los elementos de la RNT y de las RGD existentes. Dichos criterios generales tendrán como objetivo verificar la conveniencia técnica y económica de las obras de Ampliación sobre aquellas que maximicen la utilización de la infraestructura existente.

Criterio P - 27. El Cenace y el Distribuidor deberán entregar a la CRE un listado de los diez proyectos más importantes, ordenados en términos de prioridad para la RNT y las RGD, y que han sido incluidos en los programas de Ampliación y Modernización que hayan propuesto. Para cada uno de estos proyectos se deberá incluir:

- a. Descripción detallada del proyecto.
- b. Descripción de alternativas.
- c. Costos del proyecto.
- d. Indicadores técnicos y económicos

Para evitar interferir con el proceso de compra y subasta de los proyectos, la CRE garantizará que la información a la que se hace referencia en este punto es de carácter confidencial.

1.4.1 De los Estudios de Planeación

Criterio P - 28. El Cenace y el Distribuidor conformarán su proceso de planeación considerando estudios de corto plazo definidos para el periodo de hasta 1 año, de mediano plazo definidos para el periodo de 1 a 3 años; y de largo plazo definido para el periodo 3 a 15 años. Siendo n el año en curso de presentación de los Programas de Ampliación y Modernización y el año base el año $n-1$.

Criterio P - 29. El Cenace desarrollará los estudios de planeación de la RNT considerando las condiciones del SEN bajo cuatro distintas categorías. Categoría A: condiciones normales sin Contingencia; Categoría B: condiciones post Falla de un elemento o equipo de la red (criterio N-1); Categoría C: condiciones post Falla de dos elementos (Criterio N-1-1 ó N-2); y Categoría D: condiciones post eventos críticos extremos resultando en la pérdida de dos o más elementos mayores. Estos estudios deben realizarse de conformidad con lo establecido en el Manual Regulatorio de Planeación contenido en las Disposiciones Operativas del Código de Red.

Criterio P - 30. El Cenace y el Distribuidor desarrollarán los estudios de planeación para definir las obras de Ampliación y Modernización de las RGD que pertenecen al MEM y las RGD que no son parte del MEM, respectivamente. Para ello deberán realizar estudios de flujos de potencia analizando la Cargabilidad de elementos, las pérdidas de energía, caídas de tensión y análisis de Contingencias, considerando las condiciones de la Categoría A y de la Categoría B, definidas en el

Criterio P - 29. Estos estudios deben realizarse de conformidad con lo establecido en el Manual Regulatorio de Planeación contenido en las Disposiciones Operativas del Código de Red.

Criterio P - 31. El Distribuidor deberá desarrollar estudios de Confiabilidad, de Corto Circuito y de Capacidad Interruptiva que complementen el estudio indicado en el Criterio P anterior.

Criterio P - 32. El Cenace y el Distribuidor deberán analizar más de una configuración u opciones de refuerzo. Aquellas que representen la solución técnica a las necesidades de planeación serán consideradas como técnicamente factibles y posteriormente se deberá analizar su viabilidad económica.

1.4.2 De la coordinación para la Planeación

Criterio P - 33. Para la planeación ordenada del SEN se deben constituir grupos de trabajo que analizar de manera integral la Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD. Estos grupos de trabajo deberán incluir como mínimo personal del Cenace y el Distribuidor. Personal de Sener y la CRE podrán, si así lo consideran conveniente, formar parte de estos grupos de trabajo.

Criterio P - 34. Distribuidor y Transportista deberán entregar de manera anual al Cenace los insumos necesarios para actualizar la información relacionada con las RNT y las RGD que pudieran tener impacto en la operación del SEN.

Criterio P - 35. El Distribuidor propondrá al Cenace los requerimientos de compensación reactiva que, a su juicio, sean necesarios incluir en la RNT y las RGD que pertenezcan al MEM. El Cenace deberá analizar las propuestas realizadas por el Distribuidor evaluando su impacto en el SEN.

Criterio P - 36. Para la planeación de infraestructura de la RNT, Distribuidor, Transportista y Participante del Mercado deberán proporcionar la información que el Cenace requiera sobre la infraestructura de las Subestaciones Eléctricas de la RNT, RGD del MEM, de los Centros de Carga y Centrales Eléctricas.

Criterio P - 37. Excepcionalmente y en acuerdo con Cenace, el Distribuidor podrá realizar propuestas de ajuste o modificaciones de los programas de Ampliación y Modernización de las RGD cuando se produjera alguna de las siguientes situaciones:

- a. Se haya presentado un hecho imprevisto que pudiera afectar de manera significativa al Suministro Eléctrico,
- b. Surjan nuevos Centros de Carga cuya alimentación por motivos técnicos, únicamente pueda realizarse desde las RGD y ésta no pudiera realizarse bajo la planeación vigente de dicha red.
- c. Por razones de eficiencia económica del sistema.

1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación

Criterio P - 38. El proceso de planeación deberá considerar el menor impacto posible al medio ambiente no considerando instalar Subestaciones Eléctricas que pudieran afectar lagos, montañas, parques entre otros que puedan limitar su crecimiento, comunicación e interconexión con otras Subestaciones Eléctricas, así como también deberá evitarse la instalación en lugares propensos a deslaves e inundaciones que pongan en riesgo la integridad de las personas e instalaciones.

Criterio P - 39. Los Programas de Ampliación y Modernización deberán contener las propuestas de nueva infraestructura o refuerzos que resulten en el mayor costo-beneficio, de conformidad con la metodología en el Manual Regulatorio de Planeación, o la que emita la CRE.

Criterio P - 40. En la determinación de las fechas de entrada en operación de los proyectos de Ampliación y Modernización se deberá tomar en cuenta el tiempo de gestión presupuestal y las actividades previas a su construcción.

Criterio P - 41. Se debe utilizar el pronóstico espacial de la carga para definir el área de influencia y cantidad de Subestaciones Eléctricas requeridas en el área de influencia del Distribuidor con base en el procedimiento para la elaboración del desarrollo de Subestaciones Eléctricas de la RNT.

Criterio P - 42. Cuando se realice la planeación para incorporar una nueva Subestación Eléctrica y se tenga que abrir una línea de Alta Tensión para alimentar a esta, se deben incluir la adecuación de las instalaciones colaterales como parte integral de las evaluaciones del proyecto.

Criterio P - 43. El Distribuidor deberá considerar la creación de enlaces entre áreas de las mismas RGD que permitan la flexibilidad de la operación ante la ocurrencia de Contingencias por la Falla de un Elemento o Equipo Asociado (Criterio N-1).

Criterio P - 44. Las RGD de Baja Tensión se deberán diseñar considerando de manera integral los transformadores de Distribución, la red de Baja Tensión y las acometidas, buscando optimizar las pérdidas de potencia y la regulación de tensión.

Criterio P - 45. Cuando las instalaciones del Distribuidor se encuentren dentro de inmuebles de terceros, deben ser diseñadas del tipo subterránea y los transformadores de Distribución del tipo seco.

Criterio P - 46. La planeación de la RNT y las RGD deberán de incluir diseños y elementos de protección acordes a las condiciones ambientales y atmosféricas a las que se verán expuestas durante su operación.

Criterio P - 47. El Distribuidor deberá considerar la instalación de equipos de protección en las RGD, así como de seccionamiento manual y/o automático

necesarios para minimizar el tiempo de restablecimiento del suministro eléctrico y el número de áreas afectadas ante la ocurrencia de una Contingencia que haya provocado afectación de carga.

Criterio P - 48. El Distribuidor deberá diseñar, con base en el número de usuarios y de la longitud de los circuitos de las RGD, los equipos de seccionamiento de tal modo que se minimice el número de secciones sin suministro eléctrico ante la ocurrencia de una Contingencia.

Criterio P - 49. El Cenace y el Distribuidor, con base en el pronóstico de demanda y consumo, programarán las obras de Ampliación con el tiempo suficiente considerando los tiempos de construcción de las obras evitando, en la medida de lo posible, sobrepasar los límites de cargabilidad de forma permanente de cualquier elemento del SEN.

Criterio P - 50. El Distribuidor definirá las Secciones Eléctricas de Distribución dentro de las RGD y deberá dimensionarlas con un margen de reserva mínimo de 20% respecto a la demanda máxima coincidente para dichas secciones, pronosticada de forma anual para el horizonte de planeación de largo plazo. Esta información deberá ser proporcionada al Cenace.

Criterio P - 51. El Transportista y el Distribuidor deberán definir los límites de cargabilidad de los elementos de la RNT y de las RGD, de manera que no causen daño al Elemento, e informar al Cenace dichos límites en octubre de cada año.

Criterio P - 52. Para dar seguimiento a las actividades de la administración de los activos una vez que estos se encuentren en operación, el Cenace y el Distribuidor deberán apegarse como mínimo a lo estipulado en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas que es parte de las Reglas del Mercado, procurando mantener la RNT y las RGD con sus condiciones iniciales de diseño y construcción.

Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación del SEN (OP)

2.1. Objetivo

La finalidad de estas disposiciones es definir los criterios técnicos de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad conforme a la normativa aplicable, para asegurar la integridad del SEN, maximizar el tiempo en que este se encuentre en el Estado Operativo Normal, y minimizar el riesgo de daño a los equipos que lo conforman cuando el SEN salga de esta condición, considerando la seguridad del personal operativo de los Usuarios del SEN y de la sociedad en general.

2.2 Alcance y aplicación

Los Criterios establecidos en este Capítulo y en los Manuales Regulatorios de: Coordinación Operativa, Estados Operativos y Control y Operación de la Generación; deben ser aplicados en las condiciones del Estado Operativo Normal del SEN y su cumplimiento es obligatorio para todos los Usuarios del SEN.

2.3 Planeación operativa

2.3.1 CENACE

Criterio OP- 1. Es responsabilidad del Cenace la elaboración de la planeación operativa encaminada a mantener las variables eléctricas de interés dentro de los rangos establecidos en este documento de manera que no se presente inestabilidad, colapso de tensión, separación no controlada de islas eléctricas o salidas en cascada de elementos.

Criterio OP- 2. El Cenace deberá aplicar los criterios técnicos de operación establecidos en este documento; así mismo, es su responsabilidad coadyuvar con la CRE en la evaluación y supervisión del cumplimiento de dichos criterios por parte de las entidades involucradas en la operación del SEN.

Criterio OP- 3. Es obligación de los Usuarios del SEN la aplicación y cumplimiento de los Criterios técnicos de operación establecidos en esta sección.

Criterio OP- 4. Las Centrales Eléctricas, los Centros de Carga, el Transportista, y el Distribuidor están obligados a ejercer el Control Físico de las instalaciones del SEN conforme a las instrucciones que dicte el Cenace en el ejercicio del Control Operativo del SEN.

Criterio OP- 5. Los Estados Operativos en los que el SEN puede incurrir estarán definidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos que forma parte de las

Disposiciones Operativas del Código de Red. Dichos Estados Operativos son Normal, de Alerta, de Emergencia y Restaurativo.

Criterio OP- 6. El Cenace deberá reportar a la CRE, de forma mensual y a través de los medios electrónicos que para tal efecto establezca la CRE, las notificaciones de Estados Operativos de Alerta y de Emergencia que hayan sido publicadas en el Sistema de Información de Mercado (SIM). El reporte del Cenace deberá incluir, al menos, la siguiente información:

- No. de nota,
- Fecha de publicación en el SIM,
- Gerencia de Control Regional en la que se declaró el Estado Operativo correspondiente (en caso de que el Estado Operativo involucre a varias Gerencias de Control Regional, señalarlo),
- Estado Operativo,
- Zona de Distribución,
- Causas asociadas al Estado Operativo declarado, y
- Duración de la declaratoria.

2.4 Criterios de operación

2.4.1 Rango de tensión

Con el fin de coordinar las acciones que deben realizarse para controlar la tensión en las instalaciones del SEN, se deberá seguir lo establecido en el Procedimiento de Acciones para el Control de Tensión, del Código de Red, el cual incluye las estrategias de control y optimización de los recursos disponibles de regulación para cumplir con los requerimientos de seguridad y Calidad en el suministro eléctrico.

I. CENACE

Criterio OP- 7. El Cenace podrá utilizar de forma óptima los recursos de potencia reactiva disponibles, así como el uso de cambiadores de derivación de los autotransformadores y transformadores de potencia para mantener los niveles de tensión de los nodos o Subestaciones Eléctricas de su ámbito operativo dentro de límites establecidos en la Tabla 1 del Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red, para preservar la Confiabilidad y Calidad en la operación del SEN.

Criterio OP- 8. El Cenace vigilará que operen correctamente los Esquemas de Protección de Sistema para inestabilidad de tensión.

Criterio OP- 9. El Cenace deberá mantener coordinación con las áreas operativas del Distribuidor y Transportista de conformidad con lo establecido en el Procedimiento de Acciones para el Control de Tensión, del Código de Red, a fin de

cumplir con los niveles de tensión establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red.

Criterio OP- 10. En escenarios de demanda mínima, el Cenace podrá desconectar líneas de Transmisión para mantener los perfiles de tensión dentro de los límites operativos establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red.

Criterio OP- 11. En Estado Operativo Restaurativo, el Cenace utilizará los recursos de potencia reactiva disponibles para mantener los perfiles de tensiones dentro de los límites de tensión establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red.

Criterio OP- 12. El Cenace debe ejercer el Control Operativo del SEN procurando que ante la afectación de un solo elemento de la RNT o las RGD, no se presente colapso en el nivel de tensión o desconexión no controlada de carga.

II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor

Criterio OP- 13. Es obligación de la Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor cumplir, en la medida de sus posibilidades, con la potencia reactiva que el Cenace le requiera para mantener los perfiles de tensión dentro de los rangos establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red.

Criterio OP- 14. Todo cambio de ajustes o instalación de un nuevo dispositivo de control de tensión, debe ser instruido por el Cenace con tiempo de anticipación de al menos 10 días para un reajuste, o de 90 días naturales para un nuevo elemento. El Distribuidor y Transportista, en función a un análisis previo, podrán someter a consideración del Cenace propuestas para reconfiguración de la RNT o instalación de un nuevo dispositivo de control de tensión para su análisis y validación.

Criterio OP- 15. Ninguna Unidad de Central Eléctrica, Transportista o Distribuidor hará cambios en el estado o funcionamiento de los elementos del SEN que pertenezcan al MEM, que pudieran afectar el perfil de tensión de la RNT y las RGD sin la aprobación previa del Cenace.

Criterio OP- 16. Es obligación de la Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor mantener disponible en todo momento el Esquema de Protecciones de Sistema de inestabilidad de tensión, conforme a lo definido en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, del Código de Red.

Criterio OP- 17. Las áreas operativas del Distribuidor deben mantenerse en coordinación con el Transportista y con el Cenace de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento de Acciones para el Control de Tensión, del Código de Red, para cumplir con los niveles de tensión establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red, esto bajo cualquier condición operativa de las RGD.

2.4.2 Rango de frecuencia

I. Cenace

Criterio OP- 18. En el Estado Operativo Normal, el Cenace podrá utilizar los recursos de potencia activa disponibles con el objetivo de mantener la frecuencia en los rangos establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red.

Criterio OP- 19. El Cenace supervisará y evaluará el desempeño de las Unidades de Central Eléctrica en la Regulación Primaria y Secundaria, conforme a lo establecido en el Manual Regulatorio de Interconexión.

Criterio OP- 20. La participación de las Unidades de Central Eléctrica en la Regulación Primaria debe ser evaluada por el Cenace cada vez que se presente una desviación de frecuencia mayor al rango de frecuencia establecido en el Manual Regulatorio de Interconexión.

Criterio OP- 21. El Cenace debe mantener coordinación con las Unidades de Central Eléctrica para el ajuste de las protecciones por baja frecuencia.

Criterio OP- 22. El Cenace evaluará que operen correctamente los Esquemas de Protección de Sistema (EPS) de inestabilidad de frecuencia, que se establezcan de conformidad con el procedimiento operativo correspondiente.

II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor

Criterio OP- 23. Las Unidades de Central Eléctrica interconectadas al SEN deben participar en la Regulación Primaria y la respuesta de sus controles debe actuar para contribuir a la estabilidad de frecuencia del SEN.

Criterio OP- 24. La Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor deben coordinarse con el Cenace para establecer el Esquema de Protección del Sistema por inestabilidad de frecuencia.

Criterio OP- 25. Es obligación de la Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor procurar, los Esquemas de Protección de Sistema (ESP) para inestabilidad de frecuencia con base en los ajustes y montos de demanda establecidos en el Procedimiento Operativo correspondiente. En caso de daño en algún esquema con función de inestabilidad de frecuencia, las áreas operativas del Distribuidor y Transportista informarán al Cenace el tiempo de restablecimiento del dispositivo.

2.4.3 Sobrecarga de instalaciones

I. Cenace

Criterio OP- 26. En Estado Operativo Normal el Cenace operará el SEN de tal manera que ningún elemento opere de forma permanente con valores superiores a sus límites de cargabilidad y por un tiempo máximo de 20 minutos con valores de sobrecarga permitida declarada.

Criterio OP- 27. Ante una situación de Alerta o Emergencia no se permitirán sobrecargas por encima de los límites de cargabilidad de forma permanente en transformadores ni en líneas de Transmisión. Sólo se permitirán sobrecargas temporales hasta la sobrecarga permitida declarada por un periodo máximo de 20 minutos.

Criterio OP- 28. El Cenace, con base en los resultados de la Evaluación de la Seguridad Operativa en Tiempo Real, podrá modificar la topología de la RNT y las RGD que pertenezcan al MEM y realizar ajustes de generación con la finalidad de evitar sobrecargas en los elementos del SEN y mantener la Reserva Operativa, asegurando la confiabilidad por el cambio de topología y los niveles de tensión en las barras de las Subestaciones Eléctricas, de acuerdo con el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red.

Criterio OP- 29. El Cenace y los Suministradores deben definir las cargas a desconectar para cumplir el Criterio OP-54, buscando en todo momento minimizar la afectación de cargas que se consideren críticas.

II. Unidades de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor

Criterio OP- 30. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor deberán mantener actualizada la información técnica ante el Cenace, relacionada a los límites y características operativas de los elementos bajo su responsabilidad de conformidad con el Anexo 3 del Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, del Código de Red. En caso de que se realice cualquier modificación a la red eléctrica o se tenga una modificación operativa significativa en los equipos y líneas, el representante y responsable del elemento debe notificar al Cenace en un plazo máximo de 5 días contados a partir de su entrada en operación los nuevos límites y características operativas.

Criterio OP- 31. Es obligación de la Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor ajustar los parámetros y la lógica de sus equipos con la finalidad de que los Esquemas de Protección de Sistema para sobrecarga operen adecuadamente, considerando los límites de diseño y la vida útil de los equipos.

2.4.4 Reserva Operativa

Criterio OP- 32. La Reserva Operativa es la suma de la Reserva Rodante más la Reserva No Rodante. La Reserva Operativa deberá asegurar que la Confiabilidad del SEN no se vea comprometida ante la ocurrencia de la Contingencia Sencilla más Severa y conforme con el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red.

Criterio OP- 33. La Reserva Operativa debe estar disponible en todo momento para mantener la frecuencia en valores del Estado Operativo Normal y evitar la pérdida de carga firme como resultado de contingencias de Generación o Transmisión.

Criterio OP- 34. Con la finalidad de asegurar los requerimientos de Reserva Operativa en el SEN, la Capacidad Instalada deberá ser administrada de conformidad con los criterios establecidos en el Manual Regulatorio de Control y Operación de la Generación del SEN, del Código de Red.

I. Cenace

Criterio OP- 35. A través del Control Operativo, el Cenace debe asegurar la Reserva Operativa necesaria para la operación confiable del SEN, conforme el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red.

Criterio OP- 36. El Cenace debe mantener la Reserva Operativa compuesta, al menos en 50%, por Reserva Rodante.

Criterio OP- 37. El Cenace debe asegurar que la Reserva Operativa está distribuida a lo largo de todo el SEN y pueda ser utilizada con el fin de que haya suficiente capacidad de generación en todas las regiones delimitadas por restricciones de Transmisión, así como para mantener el balance carga y generación y pueda ser usada en el momento que se le requiera.

Criterio OP- 38. El Cenace debe mantener la Reserva de Planeación y la Reserva Operativa en los niveles establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red, para que el SEN maximice el tiempo de Estado Operativo Normal y evitando los Estados Operativos de Alerta o Emergencia.

2.4.5 Desconexión de cargas

I. Cenace

Criterio OP- 39. El Cenace podrá instruir a las Entidades Responsables de Carga realizar desconexiones manuales de carga con la finalidad de evitar sobrecargas no soportables en elementos del SEN o para mantener perfiles adecuados de tensión y frecuencia en determinados ámbitos geográficos con la

finalidad de evitar riesgos de colapso de tensión o de frecuencia, de conformidad con el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, del Código de Red.

Criterio OP- 40. Las Entidades Responsables de Carga podrán considerar la adopción de esquemas de desconexión de carga automática para atender las instrucciones que el Cenace emita cuando sea requerido.

Criterio OP- 41. El Cenace deberá de considerar la desconexión de Centros de Carga como el último recurso para el control de las variables eléctricas del SEN.

Criterio OP- 42. La desconexión de Centros de Carga puede formar parte de los Esquemas de Acción Remedial y de los Esquemas de Protección del Sistema diseñados por el Cenace.

Criterio OP- 43. La selección de Centros de Carga a desconectar debe estar asociada a una prioridad de acuerdo a su importancia de tal forma que se debe minimizar la afectación de carga crítica. La siguiente lista es enunciativa, más no limitativa y muestra los Centros de Carga que deben estar asociados a una prioridad:

- a. Alimentación a instalaciones de comunicaciones;
- b. Suministro de combustibles;
- c. Hospitales;
- d. Centros de readaptación social;
- e. Edificios de gobierno;
- f. Transporte público;
- g. Estaciones de bomberos
- h. Estaciones de Policía
- i. Sistemas de bombeo de agua potable, y
- j. Aeropuertos.
- k. Sitios de concentración masiva de personas o de eventos mediáticos

Criterio OP- 44. La desconexión de Centros de Carga debe determinarse considerando la problemática a resolver, así como el mecanismo y las condiciones de la red:

- a. Problemática en el SEN;
 - i. Tensión baja;
 - ii. Baja frecuencia;
 - iii. Sobrecarga de elementos del SEN; o
 - iv. Inestabilidad del SEN
- b. Mecanismo de afectación;
 - i. Automático (Esquema de Acción Remedial o Esquema de Protección del Sistema); o
 - ii. Manual (Instrucción del Cenace)
- c. Condiciones de red
 - i. Carga individual; o

- ii. Conjunto de cargas (concentradas en un transformador, línea de Transmisión o Alimentador a nivel Media Tensión).

Criterio OP- 45. En todos los casos, la reconexión de Centros de Carga se debe realizar sólo bajo la supervisión y autorización del Cenace.

II. Transportista y Distribuidor

Criterio OP- 46. Transportista y Distribuidor están obligados a seguir las instrucciones emitidas por el Cenace con respecto a la desconexión manual de carga.

Criterio OP- 47. En el caso de la desconexión de carga automática por operación de un Esquema de Protección de Sistema o de un Esquema de Acción Remedial, Transportista y Distribuidor deberán seguir las instrucciones del Cenace en lo referente a la reconexión de la carga afectada.

2.4.6 Disponibilidad de Reserva Reactiva

I. Cenace

Criterio OP- 48. El Cenace, de acuerdo a los recursos disponibles, debe mantener la Reserva Reactiva óptima para que después de que ocurra una Contingencia Sencilla más Severa no haya riesgo de colapso de tensión o salida en cascada de elementos.

Criterio OP- 49. En Estado Operativo Normal y ante Contingencia, el Cenace utilizará la Reserva Reactiva, siendo una obligación de las entidades involucradas en la operación del SEN mantener disponible en todo momento la capacidad declarada.

Criterio OP- 50. El Cenace tendrá la responsabilidad de utilizar los condensadores síncronos necesarios para ejercer el control de tensión a fin de mantener adecuados márgenes de Reserva Reactiva.

Criterio OP- 51. En Estado Operativo Normal y ante una Contingencia Sencilla más Severa, el Cenace podrá utilizar las Reservas Reactivas proporcionadas por las Unidades de Central Eléctrica, condensadores síncronos, bancos de capacitores, reactores de potencia y Compensadores Estáticos de VARs, manteniendo en todo momento la suficiente Reserva Reactiva con la finalidad de tener capacidad de responder dinámicamente ante perturbaciones en el SEN.

Criterio OP- 52. La administración de potencia reactiva para el control de tensión de la RNT y las RGD se realizará en forma coordinada mediante todos los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva, como por ejemplo, bancos de capacitores en derivación, compensadores estáticos de VAR, reactores en

derivación, Unidades de Central Eléctrica, movimiento del cambiador de derivaciones de los autotransformadores y transformadores de potencia de manera automática y manual, condensadores síncronos y apertura y cierre de líneas de Transmisión.

Criterio OP- 53. Los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva de característica fija o discreta que forman parte de la RNT o de las RGD, como ejemplo, Capacitores o Reactores en Derivación, deberán ser operados de forma permanente como Reserva Reactiva Fija.

Criterio OP- 54. Los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva de característica dinámica que forman parte de la RNT o de las RGD, deberán ser operados de forma permanente como Reserva Reactiva Dinámica.

Criterio OP- 55. La inyección, absorción y reserva de potencia reactiva para control de tensión proporcionado por Unidades de Central Eléctrica, serán considerados como parte de la Reserva Reactiva Dinámica.

II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor

Criterio OP- 56. Las Unidades de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor tendrán la obligación de mantener en condiciones operables los elementos estáticos y dinámicos del SEN, con la finalidad de que estén disponibles para el Cenace en el momento que sean requeridos. En caso de requerir licencia deberá informar al Cenace el tiempo de restablecimiento del elemento. El caso de daño en cualquier elemento sin posibilidad de restablecimiento, se analizará la magnitud del daño por parte de las áreas operativas de Distribuidor y Transportista y determinarán el tiempo de atención de la anomalía.

2.4.7 Restablecimiento en casos de Contingencia

En el Procedimiento de Restablecimiento del Código de Red, se establecen los lineamientos y criterios operativos para restablecer de una manera coordinada, ordenada, segura y confiable, las condiciones del SEN a su Estado Operativo Normal ante la ocurrencia de un Disturbio.

Durante el proceso de Restablecimiento se buscará minimizar el tiempo de Interrupción del Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales y el tiempo de desconexión de los elementos del SEN para mantenerlo dentro de los criterios de Confiabilidad y seguridad establecidos. Asimismo, se buscará proteger los elementos que componen el SEN de daños significativos que pongan en riesgo su operación, respetando los límites de seguridad y protegiendo al personal operativo.

I. Cenace

Criterio OP- 57. Ante la ocurrencia de un Disturbio en el SEN, el Cenace, en un plazo no mayor a 30 días hábiles, deberá informar a la CRE a través de escrito libre, con respecto a lo ocurrido, Usuarios del SEN involucrados, impacto sobre el suministro eléctrico (tiempo de interrupción, usuarios afectados, ENS), y acciones realizadas para atender el Disturbio.

Criterio OP- 58. Ante la ocurrencia de un Disturbio en el SEN, el Cenace en coordinación con las entidades involucradas en la operación, deberán apegarse a lo establecido en el Procedimiento de Restablecimiento para llevar al SEN a un Estado Operativo Normal. Ante la afectación de un solo elemento de la RNT o las RDG, no deben presentarse desconexión no controlada ni colapso en el nivel de tensión.

Criterio OP- 59. El Cenace deberá revisar anualmente el Procedimiento de Restablecimiento y actualizarlo cada vez que haya un cambio significativo en el SEN.

Criterio OP- 60. El Cenace es el responsable de la difusión del Procedimiento de Restablecimiento de la red eléctrica ante colapso total o parcial del SEN, a las distintas entidades involucradas en la operación del SEN.

Criterio OP- 61. El Cenace podrá elaborar procedimientos de interacción operativa del SEN en donde se determine cómo se llevará a cabo el proceso de coordinación y comunicación entre las distintas entidades involucradas en la operación del SEN.

Criterio OP- 62. El Cenace debe supervisar y analizar en todo momento las condiciones del SEN con el objetivo de determinar el Estado Operativo en el cual se encuentre y aplicar estrategias preventivas o correctivas que permitan mantener el Estado Operativo Normal y con ello la integridad del SEN.

II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor

Criterio OP- 63. Ante casos de Contingencia, la Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor deben documentar los eventos ocasionados de conformidad con el Procedimiento de Restablecimiento. En caso de que la Unidad de Central Eléctrica, Transportista o Distribuidor realicen modificaciones a la infraestructura eléctrica que operan, deben notificar de inmediato al Cenace, a fin de que sea actualizado el procedimiento correspondiente.

Criterio OP- 64. Es obligación de la Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor cumplir en tiempo y forma con lo establecido en los procedimientos operativos emitidos por el Cenace.

Criterio OP- 65. Unidades de Central Eléctrica, Centros de Carga, Transportista y Distribuidor deben facilitar de manera oportuna la información técnica necesaria para que el Cenace pueda cumplir con la función de determinar y evaluar los Estados Operativos del SEN, siguiendo los lineamientos establecidos en el Manual de TIC.

Criterio OP- 66. Durante el proceso de restablecimiento, dependiendo del Elemento fallado del SEN, debe haber coordinación operativa entre el Cenace, Distribuidor, Transportista y Unidad de Central Eléctrica de conformidad con lo establecido en el Procedimiento de Restablecimiento.

2.4.8 Despacho de Generación

En el Procedimiento de Reducción de Generación por Confiabilidad contenido en las Disposiciones Operativas del Código de Red, se establecen los lineamientos y criterios operativos para reducir generación de manera coordinada, ordenada, segura y confiable, ante la ocurrencia de condiciones extraordinarias en el SEN, tales como el registro de valores de frecuencia por arriba de los valores permitidos o flujos que rebasen los límites operativos. Asimismo, se establecen los criterios para proteger los elementos que componen el SEN de daños que pongan en riesgo su operación y al personal operativo.

En el Procedimiento del Despacho de Generación se describen las actividades relacionadas al seguimiento de los programas de generación del Mercado de Día en Adelanto y Mercado en Tiempo Real, cuyo objetivo es asegurar una adecuada disponibilidad de energía y reservas para apoyar la operación del SEN.

Criterio OP- 67. En el Mercado en Tiempo Real se implementará el uso de herramientas informáticas en tiempo real para ejecutar el despacho económico y para la reasignación de Centrales Eléctricas o Unidades de Central Eléctrica por restricciones de Confiabilidad, el cual el Cenace utilizará para la operación del MEM.

I. Cenace

Criterio OP- 68. El Cenace es el responsable de elaborar el Predespacho de generación, conforme a la entrega de la información de los Participantes del Mercado y responsables de la RNT y las RGD.

Criterio OP- 69. El Cenace elaborará el Predespacho con una antelación suficiente, que permita asegurar la eficiencia, Continuidad, Confiabilidad, Calidad y seguridad operativa del SEN.

Criterio OP- 70. El Cenace supervisará en tiempo real que las Unidades de Central Eléctrica ejecuten su instrucción de Despacho de Generación.

Criterio OP- 71. El Cenace emitirá instrucciones de despacho a las Unidades de Central Eléctrica y a los Recursos de Demanda Controlable que sean técnica y operacionalmente factibles, tomando en cuenta las restricciones de cada Central Eléctrica y Recurso de Demanda Controlable.

Criterio OP- 72. La asignación y Despacho de Generación de Unidades de Central Eléctrica por parte del Cenace tendrá la finalidad de satisfacer la demanda pronosticada incluyendo la provisión de Reservas y Servicios Conexos al menor costo posible y cumpliendo con las restricciones operativas establecidas.

Criterio OP- 73. El Cenace podrá realizar la asignación de Centrales Eléctricas por Confiabilidad en más de una ocasión con la finalidad de hacer los ajustes debido a cambios en los pronósticos de demanda, en la Disponibilidad de la RNT o las RGD u otros cambios en las condiciones del SEN.

Criterio OP- 74. El Cenace debe asegurar que la Reserva Operativa requerida por el CAG sea la suficiente para su funcionamiento. A su vez debe garantizar que la reserva se distribuya en forma proporcional a la capacidad de las Centrales Eléctricas que participan en el CAG.

II. Unidad de Central Eléctrica

Criterio OP- 75. Es obligación de la Unidad de Central Eléctrica cumplir en todo momento con las instrucciones de Despacho de Generación que le indique el Cenace.

Criterio OP- 76. La Unidad de Central Eléctrica tienen la obligación de notificar de manera oportuna al Cenace, la identificación de riesgos operativos que hagan reducir su disponibilidad.

Criterio OP- 77. La Unidad de Central Eléctrica deben reportar al Cenace, en su caso, la causa por la cual no puedan cumplir con las instrucciones de Despacho de Generación que este les haya instruido.

Criterio OP- 78. Todas las Unidades de Central Eléctrica incluyendo las intermitentes despachables deben ajustar su nivel de generación de conformidad con las instrucciones del Cenace.

Criterio OP- 79. Es obligación de la Unidad de Central Eléctrica proveer la información necesaria para que el Cenace lleve a cabo la ejecución del Despacho de Generación adecuadamente.

Criterio OP- 80. La Unidad de Central Eléctrica está obligada a reportar de inmediato al Cenace cualquier desviación de la consigna de generación instruida, así como notificar cualquier anomalía que represente riesgo de desviación de la consigna de generación instruida.

Criterio OP- 81. La Unidad de Central Eléctrica sólo podrán sincronizarse al SEN previa autorización del Cenace.

Criterio OP- 82. La Unidad de Central Eléctrica no podrán modificar su generación por decisión propia, salvo que ocurran circunstancias que pongan en riesgo la seguridad e integridad del personal o de sus equipos.

Criterio OP- 83. La Unidad de Central Eléctrica que declare la disponibilidad para participar en el CAG, deben poner a disposición del Cenace las señales necesarias para la telemetría (estados y mediciones analógicas), conforme al Manual de TIC.

Criterio OP- 84. La Unidad de Central Eléctrica que declare la disponibilidad para participar en el CAG, tienen la obligación, en coordinación con el Cenace, de verificar y realizar los ajustes necesarios para cuenten con las condiciones necesarias requeridas por el Cenace.

III. Transportista

Criterio OP- 85. El Transportista deben proporcionar al sistema SCADA del Cenace la telemetría de potencia activa y reactiva en tiempo real de los enlaces importantes entre regiones eléctricas con redes particulares y con redes eléctricas de otros países con las que se tenga conexión.

IV. Distribuidor

Criterio OP- 86. El Distribuidor debe proporcionar al sistema SCADA del Cenace la telemetría de potencia activa y reactiva en tiempo real de los enlaces importantes entre regiones eléctricas y con redes eléctricas de particulares que estén interconectadas a las RGD y que con las que se tenga conexión con el MEM.

2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN

Para la operación segura del SEN, es necesario contar con sistemas de monitoreo en tiempo real, de acuerdo con los criterios establecidos en el Manual de TIC, acorde a las características particulares de cada segmento o elemento del SEN; por tal motivo, la Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor deben contar con una óptima coordinación de protecciones ante Disturbios del sistema para una condición operativa previamente establecida. El Cenace pondrá a disposición de Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado el modelo físico de la RNT para la realización de esta actividad bajo los diferentes escenarios de despacho mismos que serán analizados por el Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado, para informar al Cenace sobre los requerimientos técnicos o viabilidad de las coordinaciones de protecciones para los diferentes escenarios propuestos.

El Modelo Físico de la RNT para protecciones lo compartirá Cenace en el formato SEQ, en el que se está compartiendo actualmente, y también en el formato CIM XML a partir del 2020.

El Transportista entregará al Cenace la información de la actualización de la duración de las obras de construcción de transmisión de forma trimestral (marzo, junio, septiembre y diciembre), para un horizonte de 3 años.

Lo que corresponde a las protecciones por baja frecuencia, subtensión, sobretensión, Disparo Automático de Generación, potencia inversa y su temporización asociada es facultad y responsabilidad del Cenace establecer los criterios de ajuste y vigilar su cumplimiento, coordinarse con el Transportista y Distribuidor para actualizar de manera anual la relación de los diferentes esquemas de acción remedial y esquemas de protección de sistema.

Para la coordinación de protecciones donde sea necesaria la interacción entre diferentes Integrantes de la Industria Eléctrica, por convocatoria del Cenace, deberá existir coordinación entre ellos para establecer los esquemas, configuración y ajustes de protecciones, así como a las características y necesidades particulares de cada elemento o segmento del SEN. Las coordinaciones de protecciones acordadas e implementadas se deben hacer del conocimiento del Cenace para vigilar su cumplimiento y evaluar la Confiabilidad del SEN.

La coordinación de protecciones aplicables a la RNT y las RGD en donde no sea necesario la participación de dos o más Participantes del Mercado, deberán diseñarse y ajustarse y será responsabilidad del Transportista o el Distribuidor su aplicación y vigilancia.

En el Procedimiento de Comunicación y Coordinación Operativa se define la prioridad en la atención a la operación por parte de los Operadores de los diferentes Centros de Control, considerando al Cenace, Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado; también se define la interacción entre Operadores en cuanto a la notificación e intercambio de información, referente a eventos operativos, Disturbios y restablecimiento de equipo bajo la responsabilidad del Operador en su ámbito.

La comunicación operativa debe hacerse con base en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, del Código de Red. Es responsabilidad del Operador del Centro de Control de la RNT, de las RGD, de la Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable informar oportunamente al Operador del Cenace de manera verbal los eventos relacionados con la Operación de la red eléctrica bajo su responsabilidad y esto bajo cualquier Estado Operativo del SEN.

En el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, del Código de Red, se definirán los siguientes aspectos:

- a. Los lineamientos que debe cumplir el personal de los Centros de Control del Cenace, Transportista, Distribuidor, Participante del Mercado (incluido Suministrador) que intervengan en la Operación del SEN, con la finalidad de garantizar la seguridad del personal, de las instalaciones y del SEN,
- b. Los propósitos básicos que se persiguen con el Control Operativo del SEN y Operación del MEM,
- c. Los lineamientos para la interacción entre los diferentes Centros de Control del Cenace, Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado para el logro de los propósitos mencionados,
- d. Las reglas a que deben sujetarse las diferentes áreas o grupos de trabajo en lo referente a obligaciones de entrega, recepción, registro, almacenamiento y confiabilidad de la información, instalación de unidades terminales remotas, estaciones maestras, equipo de comunicaciones, equipo de medición, dispositivos electrónicos inteligentes, PMU y registradores de eventos, así como la compatibilidad informática de acuerdo con lo establecido en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y TIC,
- e. Los lineamientos a los que deben sujetarse los Operadores en lo referente al registro de las operaciones, uso de las comunicaciones, uso de los sistemas de información, actuación en casos de emergencia e interacción con otros Operadores. Aplica a cualquier instalación representada por Transportista, Distribuidor, Central Eléctrica, Entidades Responsables de Carga y los Centros de Control del Cenace.
- f. La reglamentación a la que deben sujetarse todas las Unidades de Central Eléctrica interconectadas al SEN en el aspecto operativo. Se incluyen las reglas básicas que rigen el uso del SEN,
- g. Los lineamientos a seguir por el personal involucrado en los procesos de solicitud, autorización, concesión y retiro de Licencias, con la finalidad de garantizar la seguridad del personal, de las instalaciones y del SEN, y
- h. La reglamentación a que debe estar sujeto el personal autorizado para ejecutar Maniobras en las instalaciones eléctricas del SEN y de los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado, en Estado Operativo Normal y en Emergencia.

I. Cenace

Criterio OP- 92. El Cenace realizará el monitoreo de las variables eléctricas del Control Operativo, con el fin de ejercer las acciones necesarias para prevenir y, en su caso, corregir desviaciones o minimizar riesgos en la operación del SEN.

Criterio OP- 93. El Cenace debe aplicar los procedimientos operativos establecidos, para asegurar una adecuada coordinación en la operación.

Criterio OP- 94. El Cenace emitirá instrucciones a la Unidad de Central Eléctrica, Transportista, Distribuidor, Participante del Mercado y/o representadas asociadas con el Control Físico, siendo una obligación de estos acatarlas y ejecutarlas de inmediato. Asimismo, reportarán al Cenace, a la brevedad, cualquier condición anormal en los equipos bajo su responsabilidad.

Criterio OP- 95. Es responsabilidad del Cenace el Control Operativo de los Usuarios Calificados conectados en Alta Tensión, en lo que respecta a la Administración de Licencias, Control de Voltaje y atención de Disturbios.

II. Unidad de Central Eléctrica

Criterio OP- 96. La Unidad de Central Eléctrica deben enviar la información que esté bajo su responsabilidad y que requiera el Cenace, considerando la calidad de servicio y periodicidad requerida, lo cual permitirá realizar el Control Operativo de tiempo real del SEN por parte del Cenace.

Criterio OP- 97. La Unidad de Central Eléctrica debe seguir las instrucciones que emita el Cenace, para mantener la integridad del SEN evitando riesgos en su operación.

Criterio OP- 98. La Unidad de Central Eléctrica deben aplicar los procedimientos operativos establecidos, para asegurar una adecuada coordinación en la operación.

Criterio OP- 99. Es responsabilidad de la Unidad de Central Eléctrica poner a disposición del Cenace los medios de comunicación que permitan ejercer el Control Operativo. Es su responsabilidad también mantener la Disponibilidad, Calidad y Confiabilidad de servicio requerida por el Cenace.

III. Transportista y Distribuidor

Transportista y Distribuidor deben enviar la información que se encuentre bajo su responsabilidad y que requiera el Cenace, considerando los medios de comunicación que permitan el Control Operativo, y aseguren la Disponibilidad, Calidad y confiabilidad de información para la operación en tiempo real del SEN por parte del Cenace, en el plazo y en la forma que se establezca en el Manual de TIC.

Criterio OP- 100. Transportista y Distribuidor deben acatar las instrucciones que envíe el Cenace, para mantener la integridad del SEN evitando riesgos en su operación.

Criterio OP- 101. Transportista y Distribuidor deben aplicar los siguientes procedimientos operativos establecidos en Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, del Código de Red, a fin de tener una adecuada coordinación operativa.

Criterio OP- 102. Es responsabilidad de Transportista y de Distribuidor proveer y mantener los canales de comunicación entre sus instalaciones y el Cenace, tal que les permitan enviar a este último la información de la RNT y de las RGD que requiera para ejercer el Control Operativo del SEN, según se establezca en el Manual de TIC.

IV. Suministrador

Criterio OP- 103. Es responsabilidad del Suministrador proveer y mantener los canales de comunicación entre ellos y el Cenace, tal que les permita enviar a este último la información de los Centros de Carga en Media y Alta Tensión con los que dicho Suministrador tiene un contrato de suministro, de manera que el Cenace pueda ejercer el Control Operativo del SEN, según se establezca en el Manual de TIC.

2.4.10 Coordinación de los programas de Mantenimiento

En el Procedimiento para Administración de Licencias se describen las actividades que se deben llevar a cabo con el fin de administrar las Licencias para trabajos de puesta en servicio, modificaciones, mantenimiento preventivo o correctivo de la infraestructura que conforma el SEN, cumpliendo con la normatividad y lineamientos vigentes, para mantener la integridad y Confiabilidad del mismo.

Criterio OP- 104. Las salidas de operación de los elementos del SEN que no se encuentren consideradas en el programa de Mantenimientos conciliado con el Cenace, serán consideradas como Salidas Forzadas, de acuerdo al Manual Regulatorio de Programación de Salidas.

Criterio OP- 105. Las salidas de mantenimiento deben cumplir con lo indicado en el procedimiento y manual correspondientes, sin embargo, cada Usuario del SEN define cómo elaborar dichos programas, su alcance y periodicidad.

I. Cenace

Criterio OP- 106. El Cenace podrá no autorizar la desconexión de elementos que conforman la red eléctrica del MEM y de las Unidades de Central Eléctrica cuando la salida haya estado considerada en el programa de Mantenimientos. Dicha condición aplicará cuando el Cenace identifique de manera justificada, que existen riesgos operativos que pueden afectar la integridad del SEN. La cancelación de Licencias por parte del Cenace se apegará a lo establecido en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas que pertenece a las Reglas del Mercado.

Criterio OP- 107. Cuando a criterio del Cenace el Mantenimiento ya no sea suficiente para alcanzar los requerimientos de Continuidad y de Calidad de Suministro Eléctrico que este documento establece, deberá identificar los proyectos de mejora y Modernización necesarios de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 1 del presente documento. Así mismo la Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor podrán ejecutar proyectos de mejora y Modernización que estimen necesarios.

II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor

Criterio OP- 108. La Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor están obligados a entregar al Cenace los Programas de Mantenimientos, conforme a lo establecido en las Bases del Mercado y disposiciones aplicables, siendo su responsabilidad conciliarlo con el Cenace, así como el dar seguimiento necesario para evitar modificaciones o desviaciones.

Criterio OP- 109. El Distribuidor establecerá el programa de Mantenimiento de la infraestructura eléctrica que integra las RGD, asegurando el cumplimiento de los niveles de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad, documentando la gestión de su proceso de Mantenimiento y utilizando al menos un método de gestión de activos como lo son el mantenimiento basado en la confiabilidad, análisis de riesgos, mantenimiento basado en el tiempo, etc., que lo lleve a lograr la optimización de los recursos humano y materiales.

Criterio OP- 110. El Distribuidor deberá reportar de manera trimestral y anual a la CRE, el avance del Mantenimiento de los activos que conformen las RGD dividido por instalaciones eléctricas tales como Subestaciones Eléctricas de distribución, líneas de distribución en Media y Baja Tensión, y equipos de comunicación.

Criterio OP- 111. Los Responsables de las Instalaciones Eléctricas en las áreas de Generación, transmisión y distribución deberán implementar un Sistema de Administración de Indicadores de conformidad con lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Verificación e Inspección de la Industria Eléctrica en las Áreas de Generación, Transmisión y Distribución Eléctrica (RES/942/2015 de la CRE).

Criterio OP- 112. Cuando a criterio de los Distribuidores el mantenimiento ya no sea suficiente para alcanzar los requerimientos de continuidad y de Calidad de servicio establecidos en el presente Código de Red, éstos podrán proponer y ejecutar los proyectos de mejora y Modernización necesarios y apegarse a lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que Establecen las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del Suministro Eléctrico (RES/999/2015 de la CRE).

Criterio OP- 113. Cuando las actividades de Mantenimiento requieran interrumpir el Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales, el Distribuidor deberá dar aviso de conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del Suministro Eléctrico, a los Suministradores o representantes y estos a su vez notificar a sus clientes y/o Usuarios Finales.

2.4.11 Disponibilidad de elementos de la RNT

Criterio OP- 114. La evaluación de la Disponibilidad de los elementos de la RNT se realizará conforme a las *Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica* (RES/948/2015 de la CRE), o la regulación vigente al respecto.

Criterio OP- 115. Los elementos de la RNT en tensiones mayores o iguales a 69 kV y menores o iguales a 400 kV considerados en la evaluación de la disponibilidad serán definidos en las *Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica* (RES/948/2015 de la CRE).

Criterio OP- 116. El Transportista tendrá la responsabilidad de mantener la disponibilidad de los elementos de Transmisión con el fin de garantizar la seguridad de despacho bajo condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad. Para la evaluación de la disponibilidad, no se considerarán los casos descritos en las *Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica* (RES/948/2015 de la CRE).

2.4.12 Calidad de la energía

I. Unidad de Central Eléctrica

Criterio OP- 117. Todas las Unidades de Central Eléctrica que pretendan interconectarse en Media y Alta Tensión deben cumplir con los parámetros de Calidad de Energía, de conformidad con el apartado de Calidad de Energía del Manual Regulatorio de Interconexión, en el Código de Red.

II. Transportista

Criterio OP- 118. El Transportista está obligado a medir los parámetros de desempeño de la RNT conforme a lo definido en las *Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y en las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica* o la que la sustituya.

III. Distribuidor

Criterio OP- 119. El Distribuidor están obligado a medir los parámetros de Calidad conforme a lo definido en las *Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red*

Nacional de Transmisión y en las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica o la que la sustituya

IV. Centro de Carga

Criterio OP- 120. El funcionamiento y operación de los equipos de los Centros de Carga no deben causar Disturbios en la RNT o en las RGD, que rebasen los límites establecidos en el Manual Regulatorio de Conexión, parte del Código de Red, respecto a los niveles armónicos, variaciones periódicas de amplitud de la tensión (parpadeo), variaciones de tensión y Desbalance de Corrientes.

Criterio OP- 121. Todos los Centros de Carga a conectarse en Media y Alta Tensión deben cumplir con los límites especificados de Distorsión Armónica en corrientes, variaciones periódicas de amplitud de la tensión y Desbalance de Corriente de conformidad con el apartado de Calidad de energía del Manual Regulatorio de Conexión, que es parte del Código de Red.

2.5 Servicios Conexos fuera del MEM y despacho fuera de mérito

Cuando ocurre un colapso parcial o total en el SEN como resultado de un Disturbio de alta relevancia en el mismo, como parte del Procedimiento de Restablecimiento se requiere del arranque de emergencia, así como de la operación en Isla Eléctrica de Unidades de Central Eléctrica que se encuentren en servicio en el momento de la ocurrencia del Disturbio. En ambos casos, las Unidades de Central Eléctrica deben tener la capacidad de conectarse a bus muerto para iniciar el proceso de Restablecimiento.

En este apartado se definen los lineamientos asociados a los Servicios Conexos requeridos por Confiabilidad, específicamente los que se refieren al arranque de emergencia, operación en Isla Eléctrica y conexión a bus muerto del SEN, así como a la asignación y Despacho de Generación de Centrales Eléctricas fuera de mérito para mantener la Confiabilidad.

Criterio OP- 122. Para la asignación y Despacho de Generación de Centrales Eléctricas o Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito para mantener la Confiabilidad, es necesario tomar en cuenta, entre otras, las siguientes restricciones:

- a. Respetar máximos, mínimos operativos y límites de rampas de generación.
- b. Respetar zonas prohibidas de operación dentro de las cuales las Centrales Eléctricas no pueden sostener la operación.
- c. Respetar el tiempo de arranque, tiempo mínimo de operación, tiempo mínimo de paro y Límite Mínimo de Despacho de Generación por tecnología.

Por lo anterior, para dar cumplimiento a los requerimientos de Reserva Operativa de conformidad con el Manual Regulatorio de Estados Operativos del Código de Red, se requiere despachar Centrales Eléctricas y Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito.

2.5.1 Arranque de emergencia, operación en Isla Eléctrica y conexión a bus muerto del SEN

Criterio OP- 123. La definición de los requerimientos de arranque de emergencia y operación en Isla Eléctrica se establecerán en función de los procedimientos de Restablecimiento específicos para cada Gerencia de Control Regional del Cenace, los cuales deberán estar fundamentados con estudios eléctricos que definen la secuencia de restablecimiento del SEN al ocurrir un colapso parcial o total.

Criterio OP- 124. Las Unidades de Central Eléctrica que deseen ser consideradas para prestar estos Servicios Conexos, deben tener la capacidad de conectarse a bus muerto, para iniciar el Procedimiento de Restablecimiento y deben tener la capacidad de operar a la totalidad de su Curva de Capabilidad. El número de Unidades de Central Eléctrica y las capacidades necesarias, será definido en función de cambios en la topología de la red y del equipo primario de generación, principalmente.

Criterio OP- 125. En general, para la definición del número de Unidades de Central Eléctrica y la capacidad necesaria de Servicios Conexos que deberá adquirir el Cenace por Confiabilidad, se deberá considerar, entre otras, las siguientes disposiciones:

- a. Para el caso de la operación en Isla Eléctrica se dispondrá de Unidades de Central Eléctrica normalmente despachables.
- b. Para el arranque de emergencia, operación en Isla Eléctrica y conexión a bus muerto, las Unidades de Central Eléctrica deberán de cumplir con los requerimientos establecidos en el Capítulo 6 del Manual Regulatorio de Interconexión, así como con los procedimientos específicos para cada Gerencia de Control Regional del Cenace. Dichos procedimientos específicos deberán estar fundamentados en estudios técnicos.
- c. Se deben realizar pruebas de arranque de emergencia o de operación en Isla Eléctrica con la conexión a bus muerto del SEN, al menos una vez al año.
- d. De contarse con diferentes opciones que podrían proporcionar el servicio de arranque de emergencia, operación en Isla Eléctrica y conexión a bus muerto del sistema en la misma zona o región eléctrica, el Cenace deberá de considerar la que proporcione el nivel requerido de confiabilidad y después que sea la de menor costo.

2.5.2 Asignación de Unidades de Centrales Eléctricas fuera de mérito para mantener la Confiabilidad

Debido al comportamiento de la demanda de energía eléctrica, a la topología del SEN y al resultado del MEM en cuanto a la asignación y Despacho de Generación de Unidades de Central Eléctrica; se podrían presentar condiciones operativas con problemas de Confiabilidad en lo referente a Reserva de Planeación y Operativa y soporte del SEN. Por lo anterior, es importante analizar y definir los requerimientos de asignación y Despacho de Generación de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito para mantener la Confiabilidad. Los requerimientos por soporte del sistema, deben estar justificados por los estudios eléctricos correspondientes. La asignación de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito se realiza para cubrir necesidades de soporte de tensión, apoyo en la estabilidad del SEN, gestión específica de restricciones de Transmisión bajo criterios de primeras contingencias.

Criterio OP- 126. Para la definición de las Unidades de Central Eléctrica con asignación y despacho fuera de mérito para mantener la Confiabilidad, es necesario tomar en cuenta, entre otras, las siguientes disposiciones:

- a. Las Unidades de Centrales Eléctricas con asignación y despacho fuera de mérito para mantener la Confiabilidad, deben estar justificados por estudios eléctricos realizados por el Cenace o asociados a diferencias entre los pronósticos de oferta de compra de los Suministradores (Suministrador Básico, primordialmente) y el pronóstico de demanda por Confiabilidad del Cenace.
- b. Técnicamente deben estar justificados los mínimos operativos de generación de las Unidades de Central Eléctrica para mantener la Confiabilidad, considerando las implicaciones económicas.
- c. De contarse con diferentes opciones de generación en la misma zona o región eléctrica, se deberá considerar prioritariamente la confiabilidad de la tecnología utilizada y el menor costo de adquisición.
- d. Aquellas Unidades de Central Eléctrica que por el modelo de optimización del Mercado de Día en Adelanto deben ser consideradas para control de tensión o estabilidad.

Capítulo 3. Disposiciones Generales de interconexión para Centrales Eléctricas (INTE)

3.1 Objetivos

Los objetivos de estas disposiciones son:

- a) Definir los criterios en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad que le son requeridos a cualquier Central Eléctrica para su interconexión en el SEN.
- b) Definir las obligaciones del Cenace para que en sus actividades de garantizar la operación eficiente, confiable y segura del SEN considere de manera adecuada la capacidad de las Centrales Eléctricas, de forma transparente y no discriminatoria.

3.2 Alcance y aplicación

Todos los requerimientos que se definen a continuación serán aplicables o referidos al punto de interconexión, a menos que un requerimiento específico indique otra cosa.

Los requerimientos técnicos contenidos en este apartado son complementados por el Manual Regulatorio de Requerimientos de Interconexión y son de aplicación para los siguientes casos:

- a. Cualquier proyecto de interconexión de Central Eléctrica, que cuente con un permiso de generación otorgado por la CRE, con capacidad de Generación Neta mayor o igual a 0.5 MW, que pretenda conectarse a la RNT o a las RGD.
- b. Incrementos de capacidad de las Centrales Eléctricas que cuenten con un permiso de generación de la CRE, por un monto mayor o igual al 25 % de su capacidad original, siempre que la capacidad de Generación Neta total de la Central Eléctrica, incluido el incremento, sea igual o mayor a los 0.5 MW, y no se realice cambio alguno de los siguientes equipos principales, que de forma enunciativa más no limitativa, serían: turbina, caldera, generador eléctrico, regulador automático de tensión, sistema estabilizador de potencia, regulador automático de velocidad y sistema de excitación.

Lo anterior se refiere a que los cambios que lleve a cabo la Central Eléctrica para este aumento de capacidad no deberá incluir sustitución del equipo principal de la misma, sino que se deba a actualizaciones de elementos internos (por ejemplo, los derivados de mejora de materiales o diseños, o del sistema de control, como lo son la mejora en el control de la combustión) de los equipos principales existentes.

- c. Un proyecto de repotenciación de Unidades que integran una Central Eléctrica que cuente con un permiso de generación ante la CRE y que se encuentran interconectadas a la RNT o a las RGD y que son de tipo B, C o D.
- d. Una Central Eléctrica que cambie o adicione un Punto de Interconexión.
- e. A las Centrales Eléctricas que no tienen un punto de interconexión permanente (Unidades Generadoras Móviles) y son utilizadas por el Cenace para proporcionar energía temporalmente cuando la capacidad de la red está indisponible total o parcialmente, les aplicará exclusivamente el Capítulo 6 del Manual Regulatorio de Interconexión.
- f. Las Centrales Eléctricas que operen como condensadores síncronos deberán cumplir todos los requerimientos del Manual Regulatorio de Interconexión, excepto los establecidos en sus apartados 2 y 7, subapartado (4.1) inciso (a) y sub-apartado (4.2) inciso (b). En cuanto al requerimiento mencionado en el sub-apartado (4.2) inciso (c), el nivel mínimo de regulación es a una potencia activa equivalente a cero MW.

El Manual Regulatorio de Interconexión deberá prever la transitoriedad para aquellos proyectos de generación que se encuentren en la etapa de desarrollo de estudios de interconexión con el Cenace.

3.3 Requerimientos para la interconexión

Criterio INTE -1. Los requerimientos de interconexión se determinarán de acuerdo con las capacidades de las Centrales Eléctricas considerando las Áreas Síncronas a las que deseen interconectarse de acuerdo con el Manual Regulatorio de Interconexión.

Criterio INTE – 2. Los requerimientos de interconexión serán aplicables o referidos al Punto de Interconexión, a menos que un requerimiento específico indique lo contrario.

Criterio INTE – 3. Para la interconexión de Centrales Eléctricas deben considerarse los siguientes requerimientos relacionados con la estabilidad de frecuencia:

- a. Rangos de frecuencia,
- b. Respuesta ante rapidez de cambio de frecuencia,
- c. Respuesta ante baja y alta frecuencia,
- d. Condiciones de potencia activa ante cambios de frecuencia,
- e. Limitación total o parcial de potencia activa a solicitud del Cenace,
- f. Condiciones para la reconexión automática,
- g. Controlabilidad de potencia activa,

- h. Controles primarios de frecuencia,
- i. Desconexión ante baja frecuencia,
- j. Control Secundario de Frecuencia,
- k. Monitoreo de tiempo real del control primario de frecuencia.

Criterio INTE - 4. Para la interconexión de Centrales Eléctricas deben considerarse los siguientes requerimientos relacionados con la estabilidad de tensión:

- a. Rangos de tensión del punto de interconexión y tiempo de operación,
- b. Capacidad de potencia reactiva,
- c. Sistemas de control de tensión,
- d. Respuesta de corriente ante Fallas simétricas y asimétricas,
- e. Modos de control de potencia reactiva,
- f. Amortiguamiento de oscilaciones de potencia.

Criterio INTE – 5. Para la interconexión de Centrales Eléctricas deben considerarse los siguientes requerimientos relacionados con el comportamiento de las Centrales Eléctricas en condiciones dinámicas o de Falla:

- a. Respuesta ante Fallas,
- b. Estabilidad en estado estable,
- c. Recuperación de potencia activa post Falla,
- d. Especificaciones de la respuesta de potencia activa post Falla.

Criterio INTE – 6. Para la interconexión de Centrales Eléctricas deben considerarse los siguientes requerimientos relacionados con la restauración del SEN:

- a. Reconexión después de un evento,
- b. Arranque de emergencia,
- c. Operación en isla, y
- d. Resincronización.

Criterio INTE – 7. Las Centrales Eléctricas, según su clasificación, deben cumplir con los siguientes requerimientos generales de administración del SEN:

- a. Esquemas de control y ajustes,
- b. Esquemas de Protección y ajustes,
- c. Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema,
- d. Prioridad de protección y control,
- e. Intercambio de información,
- f. Tasas de cambio de potencia activa,
- g. Pérdida de estabilidad o control angular,
- h. Instrumentación,
- i. Modelos de simulación,
- j. Equipos para operación o seguridad del sistema,
- k. Métodos de aterrizaje del neutro,
- l. Sincronización de Centrales Eléctricas,

m. Filtros para armónicos (en caso de requerirlo).

En todo momento las Centrales Eléctricas deben de tener en cuenta los indicadores de Calidad de la Energía (desbalance de tensión, variaciones de tensión, severidad de parpadeo, contenido armónico, inyección de corriente directa) conforme con los requerimientos establecidos en el Manual Regulatorio de Interconexión.

Criterio INTE – 8. La interconexión física de Centrales Eléctricas se realizará por instrucciones del Cenace hacia el Transportista o Distribuidor, según corresponda, previa comprobación realizada por una Unidad de Inspección, de que se cumplen con las características específicas de la infraestructura requerida para dicha interconexión.

Criterio INTE – 9. Para dimensionar el equipo eléctrico y coordinar los Esquemas de Protección de las Centrales Eléctricas, se deberán utilizar los niveles de cortocircuito máximos y mínimos en los puntos de interconexión publicados anualmente por el Cenace.

Criterio INTE – 10. La responsabilidad para implementar, coordinar y mantener los sistemas de protección, así como definir sus características serán establecidos en el Manual Regulatorio de Interconexión.

3.4 Arreglos de Subestaciones Eléctricas para la Interconexión de Centrales Eléctricas

El arreglo de las Subestaciones Eléctricas para la Interconexión de Centrales Eléctricas debe respetar los siguientes criterios:

Criterio INTE – 11. Si el punto de interconexión es en una Subestación Eléctrica existente, el arreglo de la nueva bahía debe ser igual que el de las bahías existentes.

Criterio INTE – 12. Si el punto de interconexión es una nueva Subestación Eléctrica, el arreglo deberá ser igual o mejor, en términos de Confiabilidad, a las Subestaciones Eléctricas adyacentes existentes, de conformidad con las normas o especificaciones técnicas emitidas por la CRE o las vigentes.

Criterio INTE – 13. De conformidad con las normas o especificaciones técnicas emitidas por la CRE, el Cenace seleccionará el arreglo de las Subestaciones Eléctricas para la interconexión con base en:

- a. El nivel de tensión donde pretende interconectar la Central Eléctrica.
- b. Los niveles de tensión existentes de las Subestaciones Eléctricas para la interconexión de la Central Eléctrica, incluyendo la Subestación Eléctrica de Maniobras.

- c. La importancia de las Subestaciones Eléctricas de Maniobras, de la Central Eléctrica como nodo eléctrico en el SEN, determinadas por el Cenace.
- d. El grado de Confiabilidad en el servicio que requieren las Subestaciones Eléctricas de Maniobras de la Central Eléctrica.
- e. El nivel de contaminación existente en la zona donde se pretende construir las Subestaciones Eléctricas de Maniobras de la Central Eléctrica.
- f. El número de Alimentadores en Alta Tensión que se requieren construir en las Subestaciones Eléctricas de Maniobras de la Central Eléctrica.
- g. Necesidad de ampliaciones futuras de la RNT o las RGD en la Subestación Eléctrica de Maniobras. Como puede ser, nuevas interconexiones de Centrales Eléctricas, o nuevas líneas de Transmisión.
- h. Facilidades de Mantenimiento en las Subestaciones Eléctricas de Maniobras de la Central Eléctrica.

Criterio INTE – 14. En ningún caso se permitirán interconexiones en T o TAP en la RNT, salvo en los casos en que CFE las hubiera autorizado previo a la expedición del Código de Red. La interconexión a un punto de una línea de transmisión de la RNT solo podrá realizarse mediante una Subestación Eléctrica de Maniobras y nunca con una derivación sólida (TAP) en ese punto.

Criterio INTE – 15. Solo en casos que por cuestiones ambientales y/o de aspectos sociales (turísticos, alta densidad de población, espacios reducidos, etc.), la Subestación Eléctrica debe ser encapsulada en gas hexafluoruro de azufre (SF₆), respetando los arreglos de Subestaciones Eléctricas mencionados en los dos criterios anteriores.

Criterio INTE – 16. Si la interconexión se realiza a un punto de una línea de Transmisión, deben realizarse las transposiciones o reubicación de las transposiciones existentes, que el Cenace considere con base a los estudios de interconexión. El análisis para la realización o reubicación de las transposiciones de llevará a cabo considerando que la Central Eléctrica genera a su máxima capacidad.

Capítulo 4. Disposiciones Generales de conexión de Centros de Carga (CONE)

4.1 Objetivo

El objetivo de estas Disposiciones Generales es definir los criterios técnicos requeridos a los Centros de Carga conectados en Media y Alta Tensión para lograr la Conexión con el SEN, y que permitan asegurar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad, y sustentabilidad del Suministro Eléctrico en el SEN.

4.2 Alcance y aplicación

Todos los requerimientos que se definen a continuación serán aplicables o referidos al Punto de Conexión. Asimismo, estos requerimientos serán de observancia obligatoria para los Centros de Carga en niveles de Alta y Media Tensión.

Los requerimientos establecidos en este Capítulo estarán asociados con el Manual Regulatorio de Conexión, del Código de Red. Dicho Manual, deberá contemplar medidas y una aplicación transitoria que diferencie los tipos de Centros de Carga.

4.3 Criterios para la conexión

En el Manual Regulatorio de Conexión se establecen los requerimientos que deben cumplir tanto los Centros de Carga que soliciten conectarse como aquéllos que ya se encuentren conectados al SEN.

Criterio CONE - 1. Los requerimientos de conexión serán aplicables o referidos al Punto de Conexión, a menos que se especifique algo distinto.

Criterio CONE - 2. Los Centros de Carga deberán soportar variaciones de tensión dentro del rango de valores máximos y mínimos establecidos en el Manual Regulatorio de Conexión y continuar conectados de manera permanente a la RNT o a las RGD, de acuerdo al nivel de tensión nominal que corresponda.

Criterio CONE - 3. Los Centros de Carga deberán soportar variaciones temporales de tensión hasta por 20 minutos, dentro del rango de valores máximos y mínimos establecidos en el Manual Regulatorio de Conexión y permanecer conectados a la RNT o a las RGD, de acuerdo al nivel de tensión nominal que corresponda.

Criterio CONE - 4. Los Centros de Carga deberán ser capaces de soportar variaciones de frecuencia dentro del rango de valores máximos y mínimos establecidos en el Manual Regulatorio de Conexión.

Criterio CONE - 5. Para dimensionar el equipo eléctrico y coordinar los Esquemas de Protección de los Centros de Carga, se deberán utilizar los niveles de cortocircuito máximos y mínimos en los Puntos de Conexión, calculados y publicados anualmente por el Cenace y el Distribuidor.

Criterio CONE - 6. Los Centros de Carga deberán cumplir con los requerimientos de factor de potencia conforme con el Manual Regulatorio de Conexión.

Criterio CONE - 7. Los requerimientos que deberán cumplir los Esquemas de Protección de los Centros de Carga, así como los aspectos de coordinación de protecciones con el Transportista y/o Distribuidor, serán establecidos en el Manual Regulatorio de Conexión.

Criterio CONE - 8. Las características del protocolo, equipos y medios de comunicación; así como del registro de instrucciones de despacho con las que el Centro de Carga deberá contar se establecerán en el Manual de TIC.

Criterio CONE - 9. Respecto a la Calidad de la Potencia, el Manual Regulatorio de Conexión y demás regulación aplicable establecerán los requerimientos técnicos que los Centros de Carga deben cumplir respecto a indicadores como: Distorsión Armónica Total, fluctuaciones de tensión (*flicker*) y Desbalance de Corriente.

Criterio CONE - 10. La información que deben contener los modelos de simulación que el Cenace llegue a solicitar a los Centros de Carga será establecida en el Manual Regulatorio para de la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

Criterio CONE - 11. Los Centros de Carga que soliciten a través de un Suministrador o del Cenace la conexión con el SEN, deben cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas y los demás estándares y especificaciones aplicables al tipo de instalación y su cumplimiento será revisado por las Unidades de Inspección correspondientes.

4.4. Arreglos de Subestaciones Eléctricas para la conexión de Centros de Carga

El arreglo de las Subestaciones Eléctricas para la conexión de Centros de Carga debe respetar los siguientes criterios:

Criterio CONE - 12. Si el Punto de Conexión se localiza en una Subestación Eléctrica existente, el arreglo de la nueva bahía debe ser igual en términos de Confiabilidad a las bahías existentes, de conformidad con las normas o especificaciones técnicas emitidas por la CRE, o vigentes.

Criterio CONE - 13. Si el Punto de Conexión se localiza en una nueva Subestación Eléctrica, el arreglo deberá ser igual o mejor, en términos de Confiabilidad, a las Subestaciones Eléctricas adyacentes existentes, de conformidad con las normas o especificaciones técnicas emitidas por la CRE. También, se deberán considerar los siguientes criterios:

- a. El nivel de tensión donde se pretende conectar el Centro de Carga;
- b. Los niveles de tensión existentes de las Subestaciones Eléctricas para la conexión del Centro de Carga, incluyendo la Subestación Eléctrica de Maniobras;
- c. La importancia de las Subestaciones Eléctricas de Maniobras del Centro de Carga como nodo eléctrico en el SEN, determinada por el Cenace;
- d. El grado de Confiabilidad en el servicio que requieren las Subestaciones Eléctricas de Maniobras del Centro de Carga;

- e. El nivel de contaminación existente en la zona donde se pretende construir la Subestación Eléctrica de Maniobras del Centro de Carga;
- f. El número de Alimentadores en Alta Tensión que se requieren construir en las Subestaciones Eléctricas de Maniobras del Centro de Carga;
- g. Necesidad de ampliaciones futuras de la RNT o de las RGD en la Subestación Eléctrica de Maniobras, como pueden ser nuevas interconexiones de Centrales Eléctricas, nuevas líneas de Transmisión o nuevos Centros de Carga, y
- h. Facilidades de Mantenimiento en las Subestaciones Eléctricas de Maniobras del Centro de Carga.

Criterio CONE - 14. La Subestación Eléctrica deberá ser encapsulada en gas hexafluoruro de azufre (SF₆) sólo en casos en que por cuestiones ambientales y/o de aspectos sociales (sitios turísticos, de alta densidad de población o espacios reducidos) sea necesario, respetando los arreglos de Subestaciones Eléctricas mencionados en los dos criterios anteriores.

Criterio CONE - 15. Si se realiza la conexión a un punto de una línea de Transmisión con transposiciones, debe realizarse la reubicación de las transposiciones para que, cuando el Centro de Carga opere a su máxima demanda, el desbalance adicional en las tensiones de las terminales de la línea sea mínimo. En todo momento, el desbalance de tensiones debe ser inferior al límite establecido en el Manual Regulatorio de Conexión.

Cuando la longitud de la línea de Transmisión que se abre para que sea entroncada a una SE de maniobras sea mayor a 50 km, se deberá de revisar que el desbalance entre las tensiones de fase no sea mayor a 1.4%, en caso de desbalance mayor, agregar o modificar las transposiciones de la línea.

Criterio CONE - 16. En ningún caso se permitirán conexiones en T o TAP en la RNT, salvo en los casos en que CFE las hubiera autorizado previo a la expedición del Código de Red. La conexión a un punto de una línea de transmisión de la RNT solo podrá realizarse mediante una Subestación Eléctrica de Maniobras y nunca con una derivación sólida (TAP) en ese punto.

Capítulo 5. Disposiciones Generales de Red Eléctrica Inteligente en materia de Telemetría, Interoperabilidad y Seguridad de la Información (REI) para la operación del SEN

5.1 Objetivo

Con el objeto de asegurar que el Control Operativo del SEN se realice en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, se establecen criterios de telemetría en tiempo real, que pueden incluir la medición y el monitoreo de variables físicas para el control del SEN. Para

el logro de dicho objetivo, la LIE establece como una herramienta la implementación de la Red Eléctrica Inteligente (REI), la cual prevé la integración de tecnologías avanzadas de información y comunicación en los elementos de medición, monitoreo y operación del SEN.

En este sentido, un aspecto de suma importancia para el Control Operativo del SEN, es el uso de infraestructura de TIC, los cuales deben utilizar arquitecturas y tecnologías basadas en estándares abiertos, que permitan la Interoperabilidad y el máximo aprovechamiento de su potencial. Adicionalmente, el uso cada vez mayor de estos elementos tiene como consecuencia natural el aumento de posibilidades de amenazas informáticas que pueden causar disturbios en el funcionamiento adecuado del SEN.

De esta forma, y atendiendo por una parte los aspectos de comunicación remota entre los Integrantes de la Industria Eléctrica para fines de Control Operativo y por otra los aspectos que deben observarse en el desarrollo de la REI establecidos en el PRODESEN, el presente capítulo tiene los siguientes objetivos:

- a. Establecer los criterios generales de telemetría en tiempo real para el control de la RNT, las RGD y los Participantes del Mercado de acuerdo a sus características de conexión o interconexión.
- b. Establecer los criterios generales para la integración de elementos de medición, monitoreo y operación en el SEN que utilizan Infraestructura de TIC bajo un marco que promueva e impulse la Interoperabilidad de éstos, a fin de evitar la incompatibilidad de la infraestructura tecnológica e incrementar la eficiencia operativa del SEN.
- c. Establecer los criterios generales para la administración de la Seguridad de la Información que minimice la situación de riesgo del SEN ante amenazas a dicha seguridad, derivada del aumento en el uso de Infraestructura de TIC, así como disminuir el impacto de eventos adversos de dicha naturaleza, que potencialmente podrían afectar la operación confiable del SEN.

5.2 Alcance y aplicación

El alcance y aplicación de este capítulo se delimita de la siguiente forma:

- a. La aplicación de los criterios **REI-1 al REI-15**, corresponde a Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado de acuerdo a sus características de conexión o interconexión, y hacen referencia a la adquisición de datos de telemetría en tiempo real, que son aquellos que se obtienen de los Sistemas de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA) y que se utilizan para conocer en forma instantánea el estado operativo del SEN.
- b. La aplicación de los criterios desde el **REI-16** en adelante, corresponde a los Usuarios del SEN responsables de los elementos y sistemas de TIC que forman parte del SEN.

5.3 Medición y monitoreo

Criterio REI - 1. El Cenace definirá la ubicación de los puntos de medición suficientes para la operación eficiente y eficaz de la RNT, las RGD y el MEM.

Criterio REI - 2. Cada punto de medición será identificado por un código único permanente, el cual será asignado por el Cenace. No se reconocerá para ningún efecto aquel punto de medición que no esté registrado ante el Cenace, por el Transportista, Distribuidores y Suministradores y, en consecuencia, no se le haya sido asignado código alguno.

Criterio REI - 3. Cada punto de medición de Centrales Eléctricas y Centros de Carga debe cumplir con los requerimientos establecidos en Manual de TIC.

Criterio REI - 4. La medición para el Control Operativo del SEN debe cumplir con los requerimientos de sincronización del reloj establecidos en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019 en materia de sistemas de medición de energía eléctrica y en el Manual de TIC.

Criterio REI - 5. El registro ante el Cenace del esquema de medición para Control Operativo, se realizará siempre y cuando cumpla satisfactoriamente con el Manual de TIC y la Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019 en materia de sistemas de medición de energía eléctrica.

Criterio REI - 6. El Cenace deberá contar, de forma coordinada con Transportista y Distribuidor, con un Sistema de Gestión de los medidores y de los sellos instalados en los equipos de medición, y en su caso, de blocks de pruebas y transformadores de medida de las Centrales Eléctricas y los Centros de Cargas de los Participantes del Mercado.

5.3.1 Especificaciones de los puntos de medición

Criterio REI - 7. La selección de los medidores y transformadores de medida en los puntos de medición se hará de conformidad con lo establecido en la Norma Oficial Mexicana, además de lo establecido en los Manuales Regulatorios de Conexión e Interconexión.

Criterio REI - 8. Para garantizar la confiabilidad, exactitud y precisión de los valores recibidos por el Cenace para los Participantes del MEM, la transmisión y presentación de los valores medidos se hará con las características establecidas en el Manual de TIC y la Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019 en materia de sistemas de medición de energía eléctrica. Asimismo, para la ciberseguridad, se deberá observar, en su caso, la regulación que para tal efecto emita la CRE.

Criterio REI - 9. El Cenace también definirá la ubicación de las Unidades de Medición Fasorial Sincronizada (*Phasor Measurement Unit PMU*), con la cobertura para la observabilidad adecuada del SEN, en Condiciones Normales y de Emergencia, así como para la supervisión del comportamiento operativo de las Centrales Eléctricas y Centros de Carga relevantes y su conformidad con este Código de Red. Los PMUs deben proveer las magnitudes para la visualización objetiva en tiempo real del estado del sistema, así como para las aplicaciones de evaluación operativa del mismo (indicadores de seguridad, acciones de control y protección de área amplia y otras).

Criterio REI - 10. En adición a las mediciones entregadas por el sistema de medición en tiempo real, el Cenace podrá solicitar informes y registros por excepción justificada.

5.4 Procedimientos para pruebas

5.4.1 Pruebas de medición

Criterio REI - 11. Las verificaciones de los medidores y transformadores de medida se realizarán conforme al procedimiento de la evaluación de la Norma Oficial Mexicana o la regulación vigente al respecto.

5.4.1 Pruebas de telemetría en tiempo real (SCADA)

Criterio REI - 12. Transportista, Distribuidor, Central Eléctrica y Centro de Carga deben entregar al Cenace la información de telemetría en tiempo real necesaria para el Control Operativo del SEN, cumpliendo con lo establecido en el Manual de TIC.

Criterio REI - 13. Los procedimientos de pruebas para el proceso de entrega recepción de variables y estados de elementos como Unidades de Central Eléctrica, protecciones, Interruptores, Cuchillas, controles en Subestaciones Eléctricas y controles de CAG, alarmas, mediciones instantáneas, y mediciones acumuladas, etc. deben basarse en la regulación aplicable en materia de TIC.

Criterio REI - 14. Los procedimientos de puesta en servicio y los requerimientos de la calidad de la información deben de basarse en los lineamientos que establezca el Manual de TIC.

5.5 Implementación y desarrollo de Criterios de Interoperabilidad y Seguridad de la Información

Criterio REI - 15. Los Integrantes de la Industria Eléctrica deben implementar los criterios considerando principalmente llevar a cabo acciones para asegurar las siguientes condiciones:

- a. La Interoperabilidad de los elementos y sistemas de TIC que formen parte del SEN,
- b. La Seguridad de la Información del SEN.

Criterio REI - 16. Las acciones que lleven a cabo los Integrantes de la Industria Eléctrica, en materia de Seguridad de la Información deben estar en concordancia con los criterios del Código de Red y los Manuales de Prácticas del Mercado, las Guías Operativas, Criterios y Procedimientos de Operación y otras disposiciones técnicas del SEN que, en su caso, establezca la CRE.

Criterio REI - 17. En el desarrollo de los criterios de Interoperabilidad y Seguridad de la Información, los Integrantes de la Industria Eléctrica, se deben considerar los principios generales siguientes:

- a. Confidencialidad: Deben proteger su Infraestructura de TIC, así como la información que está fuera de su propia Infraestructura de TIC para impedir la divulgación de datos o información a terceros o sistemas no autorizados;
- b. Conservación: Serán responsables de conservar y mantener en condiciones adecuadas de operación su Infraestructura de TIC para asegurar la integridad, confidencialidad y disponibilidad de datos e información compartida;
- c. Disponibilidad de datos e información: Serán responsables de que la información o datos de su Infraestructura de TIC sean accesibles y utilizables por los usuarios o procesos autorizados cuando lo requieran, y en su caso, tener la capacidad de recuperar la información en el momento que se necesite;
- d. Equilibrio: Deben asegurar que su Infraestructura de TIC mantenga un balance entre los aspectos de seguridad de los datos e información y los accesos a los mismos, de forma que no sea un obstáculo para la Interoperabilidad;
- e. Integración con sistemas previamente instalados: Deben promover, cuando sea factible, la Interoperabilidad con la Infraestructura de TIC previamente instalada;
- f. Integridad: En su caso, serán responsables de comprobar la validez y consistencia de los datos e información compartida entre infraestructuras de TIC;
- g. Bidireccionalidad: Serán responsables de permitir y facilitar el flujo bidireccional de información entre infraestructura de TIC autorizada, en términos de las disposiciones generales que en su caso emita la CRE.

5.6 Interoperabilidad de los elementos y sistemas de medición, monitoreo y operación de las redes eléctricas que cuenten con Infraestructura de TIC

Criterio REI - 18. Los Integrantes de la Industria Eléctrica deben utilizar para los sistemas de medición, monitoreo y operación con Infraestructura de TIC de los cuales son responsables, normas oficiales mexicanas, normas mexicanas,

especificaciones técnicas generales autorizadas por la CRE y en ausencia de estas, normas internacionales, los cuales deben tener, de manera enunciativa más no limitativa, las siguientes características:

- a. Ser un estándar o norma cuya utilización no suponga una dificultad de acceso al estar disponible bajo términos justos, razonables y no discriminatorios;
- b. Que su uso y aplicación no esté condicionada al pago de un derecho de propiedad intelectual o industrial;
- c. Ser estable y maduro a nivel industrial;
- d. Ser aceptados nacional o internacionalmente para el uso en redes eléctricas;
- e. Ser desarrollado y adoptado internacionalmente, si es que resulta práctico, o bien certificado a nivel nacional, si es que se encuentra disponible;
- f. Estar soportados por una organización desarrolladora de estándares o una organización emisora de estándares, independiente de cualquier fabricante, para asegurar que son revisados de manera periódica y mejorados para adaptarse a requerimientos cambiantes, cuando sea práctico, y
- g. Adoptar procesos de Seguridad de la Información conforme a lo que establece la sección siguiente.

5.7 Seguridad de la Información del SEN

Criterio REI - 19. Los Integrantes de la Industria Eléctrica que sean dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, deben observar en lo conducente el *“Acuerdo que tiene por objeto emitir las políticas y disposiciones para la Estrategia Digital Nacional, en materia de tecnologías de la información y comunicaciones, así como establecer el manual Administrativo de Aplicación General en esa materia y en la de Seguridad de la Información”*, emitido por la Secretaría de la Función Pública.

Criterio REI - 20. Los Integrantes de la Industria Eléctrica, deben observar, implementar y operar mecanismos de Seguridad de la Información para la Infraestructura de TIC del SEN de la cual sean responsables, conforme a las Reglas del Mercado, disposiciones generales que, en su caso, emita la CRE en concordancia con lo establecido por las entidades de la Administración Pública Federal responsables en la materia.

Criterio REI - 21. Los mecanismos de Seguridad de la Información para la Infraestructura de TIC, deben cumplir con las características siguientes:

- a. Establecer, operar y mantener un modelo de gestión de Seguridad de la Información;
- b. Efectuar la identificación de infraestructuras críticas y activos clave del SEN a su cargo y elaborar un catálogo respectivo, incluyendo tanto los activos físicos como los activos intangibles de información;

- c. Establecer los mecanismos de administración de riesgos que permitan identificar, analizar, evaluar, atender y monitorear los riesgos de incidentes de ataques o intrusiones a los sistemas de información;
- d. Establecer un sistema de gestión de seguridad de la Infraestructura de TIC que proteja la infraestructura crítica y activos clave con el fin de preservar la operación confiable del SEN;
- e. Establecer mecanismos de respuesta inmediata a incidentes de ataques o intrusiones a los sistemas de información;
- f. Vigilar los mecanismos establecidos y el desempeño del sistema de gestión de seguridad de la Infraestructura de TIC, a fin de prever desviaciones y mantener una mejora continua;
- g. Fomentar una cultura de Seguridad de la Información en los Integrantes de la Industria Eléctrica; y
- h. Establecer mecanismos de recuperación que permitan mantener la operación del SEN aún en eventos que afecten gravemente la infraestructura de TIC como el caso de los desastres naturales.

5.8 Responsabilidades en materia de Interoperabilidad y Seguridad de la Información

Criterio REI - 22. Los Integrantes de la Industria Eléctrica responsables de los elementos y sistemas del SEN que cuenten con Infraestructura de TIC deben:

- a. Observar y aplicar las disposiciones administrativas de carácter general, con referencias a documentos técnicos, las especificaciones técnicas autorizadas por la CRE o que en su caso, emita en materia de Interoperabilidad; absteniéndose de implementar, dentro de su ámbito de responsabilidad, componentes y elementos que no cumplan con dichos estándares.
- b. Asegurar que los sistemas a su cargo se mantengan actualizados con respecto a los procesos de administración de Seguridad de la Información conforme a las disposiciones generales que, en su caso, emita la CRE en concordancia con lo establecido por las de la Administración Pública Federal responsables en la materia.

Criterio REI - 23. La CRE, en términos del artículo 132 de la LIE, siendo responsable de regular, supervisar y ejecutar el proceso de estandarización y normalización de las obligaciones en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, y con el fin de lograr la Interoperabilidad entre los elementos de medición, supervisión y operación del SEN que permitan mejorar su eficiencia y habilitar la transición hacia la REI, así como mantener un estado de Seguridad de la Información que mejore la Confiabilidad del SEN, emitirá, en su caso:

- a. Documentos técnicos o listado de especificaciones técnicas nacionales o internacionales aprobados en materia de Interoperabilidad para los

- elementos y sistemas de medición, monitoreo y operación de la Red Eléctrica con Infraestructura de TIC;
- b. Disposiciones generales sobre los procesos de administración de Seguridad de la Información para la Infraestructura de TIC de los sistemas del SEN en concordancia con lo establecido por las entidades de la Administración Pública Federal responsables en la materia.

Capítulo 6. Disposiciones Generales aplicables a sistemas eléctricamente aislados (SEA)

6.1 Objetivo

El objetivo de las presentes Disposiciones Generales es establecer los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad que deben ser observados durante la operación de los Sistemas Eléctricamente Aislados (SEA), con el objeto de maximizar su operación en Estado Operativo Normal y minimizar el riesgo de daño a sus elementos durante la operación.

6.2 Alcance y aplicación

Los criterios que se establecen en este capítulo serán aplicables a los sistemas que se encuentran eléctricamente aislados del SEN y que forman parte de la RNT y de las RGD.

6.3 Criterios mínimos de operación de sistemas aislados

6.3.1 Procedimientos operativos

Criterio SEA - 1. El Operador del SEA coordinará de forma integrada la operación de las instalaciones de generación y Transmisión con el despacho de carga en tiempo real, atendiendo la demanda horaria en forma segura, confiable y a mínimo costo.

Criterio SEA - 2. El Operador del SEA garantizará la operación confiable y segura del SEA bajo su responsabilidad por medio del uso adecuado de la generación, Suministro Eléctrico y administración de los recursos de potencia reactiva.

Criterio SEA - 3. El Operador del SEA coordinará los recursos de generación, Márgenes de Reserva, Demanda Controlable y Esquemas Remediales de manera eficiente, confiable y segura para mantener el control de la frecuencia.

Criterio SEA - 4. El Operador del SEA mantendrá la Cargabilidad de la red de acuerdo a los límites operativos definidos para cada elemento del SEA, evitando la congestión de la red eléctrica.

Criterio SEA - 5. El Operador del SEA realizará una supervisión permanente del Estado Operativo del SEA, aplicando las políticas preventivas y/o correctivas que permitan mantener y/o restablecer las condiciones operativas.

Criterio SEA - 6. El Operador del SEA deberá contar con procedimientos que le permitan restablecer parcialmente o totalmente el sistema a condiciones de operación segura dentro de los límites establecidos.

Criterio SEA - 7. El Operador del SEA realizará una administración estricta de las Licencias que concede sobre los elementos del SEA evitando crear condiciones de operación no planeadas que demeriten la seguridad del SEA.

Criterio SEA - 8. El Operador del SEA realizará la planeación de la operación de corto plazo y de mediano plazo disponiendo del pronóstico de demanda y del programa de Licencias proyectado para el escenario de estudio. También deberá realizar dicha planeación bajo los siguientes principios: evaluar la Confiabilidad y la seguridad, optimizar el uso de los recursos de generación y de la red, para asegurar la continuidad y calidad del Suministro Eléctrico.

6.3.2 Rangos permisibles de tensión en Estado Operativo Normal

Criterio SEA - 9. En niveles de tensión correspondientes a Media Tensión y en Estado Operativo Normal, el SEA debe operar y mantenerse en un rango de tensión de -7% a +5% de la tensión nominal correspondiente. En niveles de tensión correspondientes a Alta Tensión y en Estado Operativo Normal, el SEA debe operar y mantenerse en un rango de tensión de -5% a +5% de la tensión nominal correspondiente.

Criterio SEA - 10. Para niveles de tensión por debajo del límite inferior de la banda operativa definida en el **Criterio SEA - 9**, los Centros de Carga deberán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de tensión definidos en el Manual Regulatorio de Conexión.

Criterio SEA - 11. Para niveles de tensión por debajo del límite inferior de la banda operativa definida en el **Criterio SEA - 9**, las Unidades de Central Eléctrica deberán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de tensión definidos en el Manual Regulatorio de Interconexión.

Criterio SEA - 12. Para niveles de tensión por encima del límite superior de la banda operativa definida en el **Criterio SEA - 9**, los Centros de Carga deberán reconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de tensión definidos en el Manual Regulatorio de Conexión.

Criterio SEA - 13. Para niveles de tensión por encima del límite superior de la banda operativa definida en el **Criterio SEA - 9**, las Unidades de Central Eléctrica

deberán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de tensión definidos en el Manual Regulatorio de Interconexión.

6.3.3 Rangos permisibles de frecuencia en Estado Operativo Normal

Criterio SEA - 14. En Estado Operativo Normal, el SEA debe operar y mantenerse en un rango de frecuencia de 59.7 a 60.3 Hz.

Criterio SEA - 15. Para niveles de frecuencia por debajo del límite inferior de la banda operativa definida en el **Criterio SEA - 14**, los Centros de Carga podrán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de frecuencia definidos en el Manual Regulatorio de Conexión.

Criterio SEA - 16. Para niveles de frecuencia por debajo del límite inferior de la banda operativa definida en el **Criterio SEA - 14**, las Unidades de Central Eléctrica podrán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de frecuencia definidos en el Manual Regulatorio de Interconexión.

Criterio SEA - 17. Para niveles de frecuencia por encima del límite superior de la banda operativa definida en el **Criterio SEA - 14**, los Centros de Carga podrán reconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de frecuencia definidos en el Manual Regulatorio de Conexión.

Criterio SEA - 18. Para niveles de frecuencia por encima del límite superior de la banda operativa definida en el **Criterio SEA - 14**, las Unidades de Central Eléctrica podrán desconectarse de acuerdo a los tiempos de retraso y rangos de frecuencia definidos en el Manual Regulatorio de Interconexión.

6.3.4 Criterio de seguridad determinístico “N-1”

Criterio SEA - 19. El Operador debe planear y operar el SEA basado en el análisis de Contingencia del Criterio “N-1”, para mantener márgenes operativos adecuados, que le permitan la continuidad y calidad del Suministro Eléctrico.

Criterio SEA - 20. Las variables de control de la seguridad del SEA deben permanecer dentro de los límites establecidos, evitando interrupciones en el Suministro Eléctrico.

Criterio SEA - 21. Transportista y Distribuidor deberán declarar al Cenace los límites de Cargabilidad y valores máximos de sobrecarga permitida declarada de sus elementos...

6.3.5 Regulación Primaria

Criterio SEA - 22. La Regulación Primaria se se lleva a cabo mediante la actuación de los gobernadores de velocidad (controladores o reguladores primarios)

de las Unidades de Central Eléctrica ante variaciones de frecuencia. Después de la ocurrencia de un desbalance de potencia, la acción conjunta de las Unidades de Central Eléctrica buscará restablecer el balance y estabilizar la frecuencia del SEA en un valor estable.

Criterio SEA - 23. En los SEA, debido a sus características, se debe poner un énfasis muy especial en la respuesta de la Regulación Primaria de las Unidades de Central Eléctrica, por lo que los requerimientos para garantizar la Confiabilidad son:

- a. La Característica de Regulación (R) expresada en porcentaje, debe de estar dentro del siguiente rango: $3 \leq R \leq 7.5$;
- b. La mínima desviación de frecuencia necesaria para activar la Regulación Primaria debe estar entre 0 y ± 20 mHz, considerando la Insensibilidad propia de los controladores y la precisión en la medición de frecuencia. En total se debe tener una Banda Muerta no intencional fuera del rango de ± 20 mHz, y
- c. La acción de Regulación Primaria debe comenzar inmediatamente al detectarse una desviación de frecuencia. Para desviaciones de frecuencia mayores a 200 mHz, el 50% del total de la reserva de Regulación Primaria (Reserva Rodante) debe emplearse en 20 segundos como máximo y debe alcanzarse el 100% de la actuación antes de 30 segundos.

Criterio SEA - 24. Todas las Unidades de Central Eléctrica interconectadas a un SEA deben operar sin bloqueo de sus gobernadores de velocidad; es decir en modo libre.

Criterio SEA - 25. La reserva de Regulación Primaria debe estar distribuida físicamente entre las distintas Unidades de Central Eléctrica del SEA.

Criterio SEA - 26. La reserva de Regulación Primaria mínima podrá variar estacionalmente y por períodos de carga.

Criterio SEA - 27. El total de la reserva de Regulación Primaria mínima requerida debe activarse completamente para desviaciones cuasi-estacionarias de frecuencia iguales o superiores a ± 200 mHz.

6.3.6 Rangos permisibles de reservas de potencia activa en Estado Operativo Normal

Criterio SEA - 28. La capacidad en MW referida en la definición de Reserva Operativa será igual a la Contingencia Sencilla más Severa.

Criterio SEA - 29. El requerimiento de Reserva Rodante deberá de ser al menos el 50% de la Reserva Operativa y deberá responder en razón de la rampa especificada en MW/minuto que se declare al Cenace.

Criterio SEA - 30. La Reserva Operativa estará formada por la Reserva Rodante y la Reserva No Rodante; ambas deberán estar disponibles para que puedan ser totalmente activadas en 10 minutos.

Criterio SEA - 31. Se considera Reserva No Rodante a la capacidad de generación disponible no sincronizada, a las transacciones que pueden ser interrumpidas y a la Reserva Rodante en exceso.

Criterio SEA - 32. Los recursos de Demanda Controlable deberán contar con la telemetría necesaria y ser capaces de recibir instrucciones de despacho para que sean incluidos como Reserva Rodante.

Criterio SEA - 33. Una vez que es activada la Reserva Operativa, esta debe ser restaurada a más tardar en 60 minutos.

Criterio SEA - 34. El requerimiento de Reserva Suplementaria será del 50% de la segunda Contingencia Sencilla más Severa.

Criterio SEA - 35. Las Unidades de Central Eléctrica que no estén sincronizadas, deben realizar el proceso de arranque y sincronización en un periodo máximo de 30 minutos y permanecer sincronizadas al menos 2 horas para dar cumplimiento a los requerimientos de Reserva Operativa.

6.3.7 Rangos permisibles de reservas de potencia reactiva en Estado Operativo Normal

Criterio SEA - 36. El servicio de apoyo de potencia reactiva para el control de tensión dentro del SEA se realizará en forma coordinada mediante todos los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva, como por ejemplo lo son los bancos de capacitores en derivación, compensadores estáticos de VARs, reactores en derivación, Unidades de Central Eléctrica, condensadores síncronos, o apertura y cierre de líneas.

Criterio SEA - 37. El Operador del SEA, como responsable del control operativo del mismo, debe asegurar que se cumplan todos los criterios de Confiabilidad aplicables al control de tensión y potencia reactiva.

Criterio SEA - 38. Los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva y que forman parte de la RNT o de las RGD, como por ejemplo lo son los bancos de capacitores en derivación, compensadores estáticos de VARs, reactores en derivación, Unidades de Central Eléctrica, condensadores síncronos, o apertura y cierre de líneas, deben estar a disponibilidad del Operador del SEA para conexión, desconexión o modificación de sus características.

Criterio SEA - 39. Los elementos que pueden aportar o absorber potencia reactiva de característica fija o discreta que forman parte de la RNT o de las RGD, como por

ejemplo, los capacitores o reactores en derivación, deben ser operados de manera constante como reserva reactiva fija.

Criterio SEA - 40. El requerimiento de Reserva Reactiva del SEA que el Operador del mismo debe mantener y asegurar debe ser tal que, al presentarse la Contingencia Sencilla más Severa, el SEA no pase a una condición de inestabilidad de tensión.

Criterio SEA - 41. La distribución en porcentaje de la Reserva Reactiva Fija y la Reserva Reactiva Dinámica será tal que el 85% de la Reserva Reactiva del SEA se encuentre disponible en Reserva Reactiva Dinámica.

6.3.8 Despacho de Generación y Recursos de Demanda Controlable

Criterio SEA - 42. El Operador del SEA debe contar oportunamente con información actualizada del crecimiento o reducción de la demanda, así como de los requerimientos de uso de la red.

Criterio SEA - 43. Para la elaboración del Predespacho, el Operador del SEA debe contar con información de disponibilidad de Unidades de Central Eléctrica, derrateos, restricciones y todo aquello que afecte la Despachabilidad de las Unidades de Central Eléctrica.

Criterio SEA - 44. El Operador del SEA recibirá las ofertas para cubrir la demanda por parte de las Centrales Eléctricas con las que dicha entidad tenga convenio.

Criterio SEA - 45. El despacho se realizará estrictamente en el orden creciente de su respectivo costo variable de generación o precio propuesto, según sea, hasta lo que se requiera para satisfacer en cada momento la demanda.

Criterio SEA - 46. El despacho se elaborará tomando en consideración el pronóstico de la demanda, el área geográfica de la Unidad de Central Eléctrica, las restricciones de red, la disponibilidad de Energías Limpias, la disponibilidad de todas las Unidades de Central Eléctrica, los recursos de Demanda Controlable y los costos de producción de la energía eléctrica o precios ofertados por todas los Generadores.

Criterio SEA - 47. El Operador del SEA proporcionará el programa de despacho del día siguiente a cada uno de los Generadores. Dicho programa se proporcionará cada día, a más tardar a las quince horas, por los medios idóneos y con un desglose horario.

Criterio SEA - 48. Se respetarán en todo momento las restricciones del SEA, así como los flujos máximos derivados de las restricciones de red entre regiones.

Criterio SEA - 49. Si durante la aplicación del Predespacho horario las condiciones del sistema cambian, el Operador del SEA hará un redespacho, el cual

contendrá la información actualizada de asignación y valor de generación de las Unidades de Central Eléctrica.

Criterio SEA - 50. Cuando, por Fallas o situaciones imprevistas, exista una disminución de la capacidad disponible, el responsable de la Central Eléctrica afectada debe informar de inmediato al Operador del SEA.

Criterio SEA - 51. Cualquier Central Eléctrica sólo podrá sincronizar al SEA con la autorización del Operador del SEA.

Criterio SEA - 52. Ninguna Central Eléctrica podrá modificar su generación por decisión propia a menos que esté en peligro la seguridad del personal o del equipo dentro de la Central Eléctrica.

6.3.9 Coordinación de programas de Mantenimiento

Criterio SEA - 53. Los trabajos de Mantenimiento, modificaciones, ampliaciones y otras actividades necesarias para el correcto funcionamiento de los elementos del SEA, deben coordinarse a través de Licencias, con el fin de adecuar de forma óptima la disponibilidad de generación, Transmisión y Transformación para mantener dichos elementos dentro de los límites operativos en todo momento.

Criterio SEA - 54. El Operador del SEA debe coordinarse con las entidades que elaboran los programas de obras de corto y mediano plazo con la finalidad de considerar en su planeación operativa, el impacto de estas obras en el SEA.

Criterio SEA - 55. Los responsables de los diferentes elementos conectados al SEA, deben proporcionar al Operador del SEA las necesidades de Mantenimiento en forma mensual, trimestral y anual para que, de acuerdo a las condiciones del sistema, se programe de manera conjunta su Mantenimiento.

Criterio SEA - 56. El Operador del SEA debe contar, durante la última semana del mes de mayo de cada año, con las necesidades de Mantenimiento de Unidades de Central Eléctrica y elementos de Transmisión y Transformación de la RNT para el año siguiente. Esta información debe ser actualizada al Operador del SEA en el mes de octubre de cada año.

Criterio SEA - 57. Todo equipo en operación podrá estar en servicio, en disponibilidad o en Licencia. De esta forma, si un equipo se encuentra desconectado por requerimientos de operación, no se podrá trabajar en él si no se ha tramitado previamente una Licencia, ya que se considera que dicho equipo está disponible y listo para entrar en servicio en cualquier momento.

Criterio SEA - 58. Si un equipo no puede ser puesto en servicio por presentar algún daño, este debe tomar la Licencia respectiva de inmediato.

Criterio SEA - 59. Las Licencias se clasifican en vivo o en muerto y podrán ser programadas o de emergencia.

Criterio SEA - 60. A fin de optimizar el tiempo que el equipo está bajo Licencia, el Operador del SEA debe coordinar a las diferentes entidades para lograr que las Licencias se aprovechen al máximo. Asimismo, para los casos de Licencias sobre elementos comunes entre entidades, el Operador del SEA debe realizar la coordinación necesaria.

Criterio SEA - 61. Las Licencias programadas deben solicitarse al Operador del SEA con una anticipación adecuada a la importancia del elemento a librar y del trabajo a realizar y considerando el Criterio SEA – 62.

Criterio SEA - 62. Las solicitudes se harán a más tardar a las 12:00 horas del día laborable previo. Las Licencias para trabajos a ejecutarse en fin de semana, en lunes o días festivos, se solicitarán antes de las 12:00 horas del penúltimo día laborable.

Criterio SEA - 63. El Operador del SEA proporcionará un número de registro para cada solicitud de Licencia y dará su resolución a la mayor brevedad.

Criterio SEA - 64. Si la Licencia ocasiona Interrupción a los Centros de Carga, la solicitud deberá hacerse con la suficiente anticipación y en ningún caso deberá ser menor a 96 horas, con el fin de estar en condiciones de avisar a los Usuarios Finales en los términos que señalan la LIE y su Reglamento.

Capítulo 7. Disposiciones específicas

7.1 Objetivo

El objetivo de las presentes Disposiciones es establecer los criterios de carácter específico que determinados sistemas eléctricos deben observar de manera obligatoria, como resultado de sus características eléctricas particulares.

7.2 Alcance y aplicación

De manera adicional a todos los criterios generales contenidos en este documento, se presentan criterios específicos de cumplimiento obligatorio para el Sistema Interconectado Baja California.

7.3 Sistema Interconectado Baja California (BC)

7.3.1 Criterios específicos adicionales

Criterio BC - 1. Además de los criterios generales establecidos en el presente Código de Red, en el Sistema Interconectado Baja California se debe cumplir con los estándares siguientes:

- a. BAL-001-MX-0 *Real Power Balancing Control Performance*
- b. INT-001-MX-0 *Interchange Information*
- c. BAL-006-MX-0 *Inadvertent Interchange*
- d. CIP-001-MX-0 *Sabotage Reporting*
- e. INT-003-MX-0 *Interchange Transaction Implementation*
- f. PER-001-MX-0 *Operating Personnel Responsibility and Authority*
- g. PER-002-MX-0 *Operating Personnel Training*
- h. PER-003-MX-0 *Operating Personnel Credentials*
- i. VAR-002-WECC-MX-0 *Automatic Voltage Regulators (AVR)*
- j. VAR-501-WECC-MX-0 *Power System Stabilizer (PSS)*

Los criterios específicos anteriores son de cumplimiento obligatorio para los Integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en la planeación, operación, monitoreo o control del Sistema Interconectado Baja California; así como aquellas Unidades de Central Eléctrica y Centros de Carga que estén interconectadas o conectados a dicho sistema.

MANUAL REGULATORIO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Presentación

Este Manual Regulatorio de Planeación del SEN contienen las guías, lineamientos y descripción de la metodología para la elaboración de los Programas de Ampliación y Modernización, los cuales se definen considerando las condiciones bajo las cuales debe operar el SEN. Este Manual Regulatorio aporta una guía para la definición del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, PRODESEN, en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

La planeación de la expansión del SEN se inicia con varios años de anticipación, tomando en cuenta que los procesos de asignación de recursos, obtención de derechos inmobiliarios, selección y adquisición de terrenos, adquisición de equipos, períodos de construcción y puesta en servicio, etc., requieren de tiempos considerables para llevarse a cabo.

El sustento legal para la actividad de planeación que debe llevar a cabo el Cenace y el Distribuidor, se desprende de los artículos constitucionales 25, 27, 28 y los correspondientes artículos de la LIE y su Reglamento.

Los 6 capítulos que componen este Manual de Planeación describen:

- Capítulo 1: el proceso de planeación que debe observar Cenace para la realización del PAMRNT, donde se distinguen los diferentes plazos del periodo de 15 años de planeación: corto, medio y largo, y se listan los casos base a tener en cuenta.
- Capítulo 2: los insumos que deben de tenerse en cuenta para la planeación del SEN, como los diagnósticos, escenarios de crecimiento económico, aumento de consumo eléctrico, evolución de los precios de los combustibles, retiro e instalación de generación, pronósticos de demanda y consumo, costo de la energía no suministrada, costos de la Infraestructura de la RNT, tasa social de descuento y la información de los diferentes integrantes de la industria eléctrica.
- Capítulo 3: los criterios de observancia en el proceso de planeación, entendiéndose que debe tenerse en cuenta que se satisface la demanda y consumo eléctrico en el SEN durante los 15 años de la planeación en condiciones de confiabilidad y estado estable de operación. Asimismo, se tienen en cuenta criterios para los diferentes estados de operación que se definen en las categorías A, B, C y D: en estado normal sin contingencias, en estado normal con contingencia sencilla, con contingencia N-1-1 ó N-2 y para casos más desfavorables de falla que los 3 anteriores.
- Capítulo 4: el procedimiento que debe tenerse en cuenta para realizar el pronóstico de demanda y consumo de energía eléctrica para el SEN.

- Capítulo 5: el procedimiento para que el Cenace y Distribuidor lleven a cabo el análisis costo-beneficio de los proyectos para la RNT y las RGD. Este procedimiento incluye la metodología costo-beneficio, la metodología probabilística para la RNT, la identificación de los proyectos y/o grupos de proyectos, la determinación de escenarios y casos de estudio, los escenarios a tener en cuenta, el proceso de análisis de sensibilidad, el proceso de análisis del impacto medioambiental y la metodología de análisis del aumento del grado de incertidumbre.
- Capítulo 6: los criterios de observancia para el desarrollo de la planeación de las RGD que no pertenecen al MEM y que deben ser observados por el Distribuidor: descripción del proceso de planeación, de los criterios de planeación de: las subestaciones de AT/MT, de los circuitos de MT, de las redes de BT, de los proyectos y del análisis costo-beneficio de los proyectos del PAMRGD.

Capítulo 1. Descripción general de las etapas del proceso de planeación de la RNT y las RGD que pertenecen al MEM

Con base la publicación de la LIE el 11 de agosto de 2014, le corresponde al Cenace elaborar y proponer a la Sener y a la CRE el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD) que pertenecen al MEM (PAMRNT); en los términos y con los alcances previstos en la LIE y en su Reglamento. Asimismo, es atribución y responsabilidad del Distribuidor proponer a la Sener y a la CRE el programa de Ampliación y Modernización de las RGD que no pertenecen al MEM (PAMRGD).

En este Capítulo 1 se definirán el procedimiento de planeación que debe seguir Cenace para la realización del PAMRNT.

1.1 Procedimiento

El proceso de planeación involucra una gran cantidad de factores que presentan incertidumbre en el tiempo, tales como: la evolución de la demanda, los precios de combustibles, las aportaciones hidráulicas, aleatoriedad e intermitencia en la generación con recursos renovables, disponibilidad de los diferentes elementos del SEN, etc.

Dada la complejidad del proceso de la planeación, para lograr una solución óptima global, el proceso se trabaja en horizontes de tiempo, estructurado en etapas (plazos):

- Planeación a Largo Plazo (n+2 a n+14)
- Planeación a Mediano Plazo (n a n+2)
- Planeación a Corto Plazo (n)

Donde n es el año en curso.

Una característica de los estudios de planeación es que a medida que se analizan situaciones futuras, más alejadas del tiempo presente, la incertidumbre en las variables es mayor, lo que tiene que considerarse en el nivel de detalle del propio análisis y de los resultados.

En general, la revisión anual del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD permite la actualización de las variables más significativas, lo que aporta información para revisar las decisiones de ejercicios anteriores y en su caso realizar ajustes a los programas correspondientes.

1.1.1 Corto plazo

En este horizonte se tiene una visión en detalle del Programa Indicativo de Instalación y Retiros de Centrales Eléctricas (PIIRCE), elaborado por la Sener; se dispone de información para las regiones donde se ubicarán las nuevas Centrales Eléctricas y donde se producirán los retiros de Centrales Eléctricas.

En el corto plazo la estructura de la red eléctrica y la generación en el SEN se encuentran definidas. El objetivo en este periodo consiste en ajustar los programas, con base en las condiciones de las variables y en la información sobre fechas de entrada en operación de los proyectos. Se analizan condiciones de operación esperadas en el corto plazo. Se ratifican o ajustan fechas de proyectos para los años n a $n+4$, en función de ajustes a los programas indicativos de aumento de generación, retiros de Centrales Eléctricas, de los pronósticos de consumo y demanda, así como de las fechas factibles declaradas por el Transportista.

Se definen nuevos refuerzos, incluyendo costos estimados de inversión o bien se identifican aquellos refuerzos que no son necesarios o que deban postponerse debido a cambios registrados en las condiciones del SEN con base en información actualizada. Se realizan estudios del SEN en Estado de Operación Normal, de optimización, de continuidad y calidad del Suministro de Energía y de estabilidad transitoria para condiciones identificadas como de riesgo eléctrico para el SEN.

En este horizonte de estudio es importante representar el SEN con el mayor detalle posible.

1.1.2 Mediano plazo

En este horizonte de tiempo los proyectos se encuentran en proceso de decisión. Se conocen con relativa certidumbre las fechas de entrada en operación de diferentes elementos del SEN.

El Cenace para realizar su PAMRNT lleva a cabo estudios del SEN en Estado de Operación Normal, y para algunos casos de estabilidad transitoria. Se estiman los costos de los proyectos candidatos del Programa de Ampliación y Modernización

de la RNT y las RGD pertenecientes al MEM. En esta fase se revisa el cumplimiento de los criterios de Calidad, Confiabilidad y continuidad del servicio.

El Distribuidor debe realizar su PAMRGD teniendo en cuenta estudios de pronóstico de demanda y de revisión de la obsolescencia de la Infraestructura de las RGD que no pertenecen al MEM, así como la integración a mediano plazo de generación distribuida, sistemas de REI y los proyectos del FSUE. Con mayor detalle se describe este proceso en el Capítulo 6 de este Manual: Criterios de observancia para el desarrollo de planeación de las RGD.

1.1.3 Largo plazo

Este periodo se caracteriza por un grado de mayor incertidumbre en las variables como: precios de combustibles, la evolución de la demanda y del consumo de energía eléctrica, el nivel de los embalses de agua, la ubicación, capacidad y el tipo de tecnología de las nuevas Centrales Eléctricas, etc. En esta etapa se propone la configuración futura de la red por niveles de tensión y tipos de tecnologías, siendo las fechas de entrada en operación o retiro de elementos del SEN solamente indicativas.

1.1.4 Casos Base de Estudio y opciones de refuerzo

Los Casos Base, son bases de datos de diferentes modelos que contienen las condiciones iniciales y/o futuras del comportamiento del sistema eléctrico. Estos casos, están orientados para conocer las condiciones de operación del SEN. El modelado completo del SEN puede significar una gran cantidad de información, derivada de sus elementos, sus parámetros y la conectividad que guardan en el SEN.

Cada caso contiene información del SEN actual, pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica, la capacidad prevista en el PIIRCE, los proyectos de la RNT y de las RGD aprobados en el PRODESEN del año anterior, así como los instruidos por la Sener al Transportista y Distribuidor, conteniendo entre otros, proyectos de interconexiones con sistemas eléctricos de otros países.

Los estudios de planeación, suponiendo condición balanceada para la RNT y representación balanceada y desbalanceada para las RGD, emplearán modelos detallados de componentes de secuencia positiva para flujos de potencia y de estabilidad transitoria en los estudios de corto plazo; esto se mismo aplicará en algunos casos del mediano plazo. En estudios de largo plazo es suficiente considerar solo los flujos de potencia real; para lo cual se emplean modelos análogos simplificados de Corriente Alterna (CA) y de Corriente Directa (CD), los resultados pueden complementarse con estudios completos de CA y formulaciones de optimización para evaluar los requerimientos de potencia reactiva, entre otros.

En caso de que los resultados de estudio muestren condiciones fuera de límites de diseño y de los límites operativos establecidos para la tensión, transferencias de potencia y transformación, las principales opciones de refuerzo en la RNT y las RGD serían las siguientes:

- i. Elementos de Transmisión y Distribución.
- ii. Bancos de Transformación.
- iii. Compensación de potencia reactiva.
- iv. Sistemas de Transmisión Flexible de Corriente Alterna (FACTS).
- v. Sistemas de Transmisión de Corriente Directa en Alta Tensión (HVDC).
- vi. Enlaces asíncronos Back-to-Back y transformador de frecuencia variable.
- vii. Cambios de niveles de tensión en la Transmisión y Distribución.

Dada la gran dimensión del SEN, es necesario llevar a cabo un análisis detallado a nivel de nodo, para identificar las violaciones observadas y proponer refuerzos por niveles de tensión. Del conjunto de refuerzos se elegirán las opciones que presenten mayor beneficio al SEN, identificando aquellas que tengan cobertura regional y/o interregional.

La Figura 1.1.4.A muestra de manera esquemática las diferentes etapas del proceso de planeación para la RNT y para las RGD.

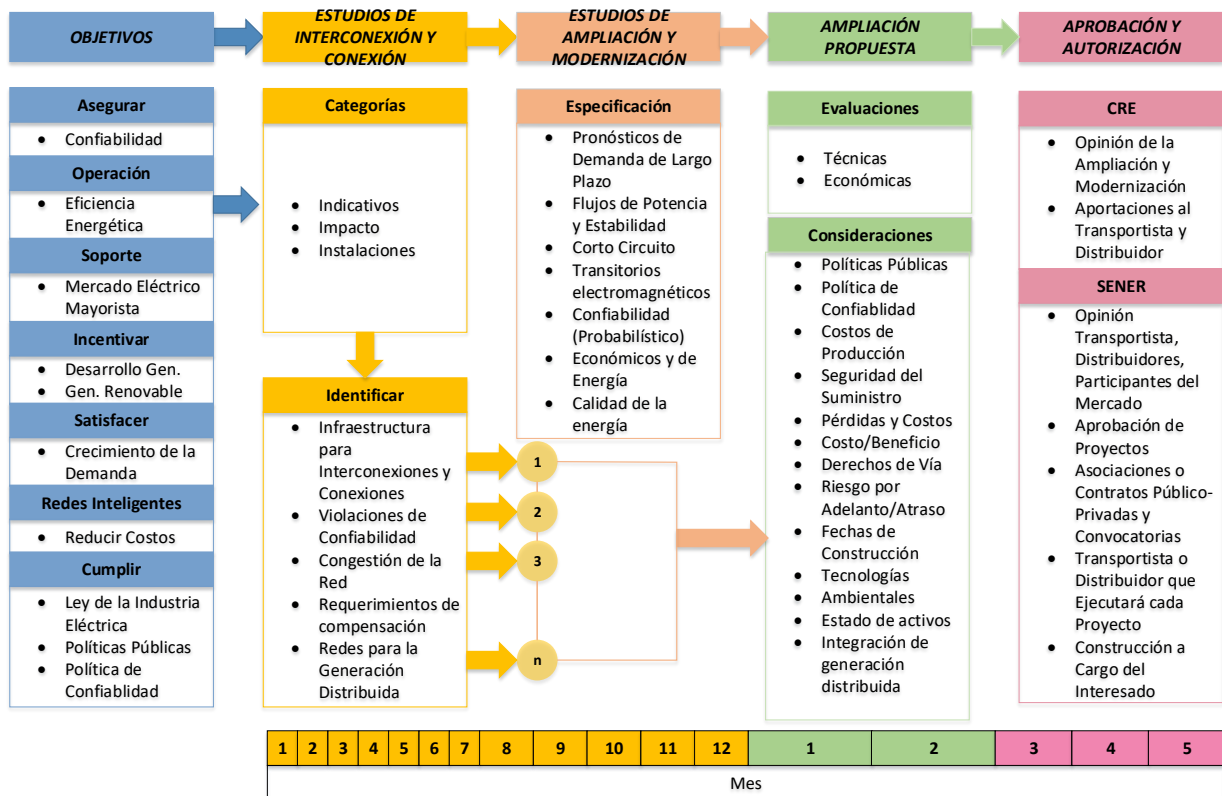


Figura 1.1.4.A Proceso de Planeación: Objetivos, estudios, propuesta, aprobación y autorización

La Figura 1.1.4.B contiene la aportación de los diferentes organismos, participantes, así como insumos de información requerida para llevar a cabo los estudios de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD.

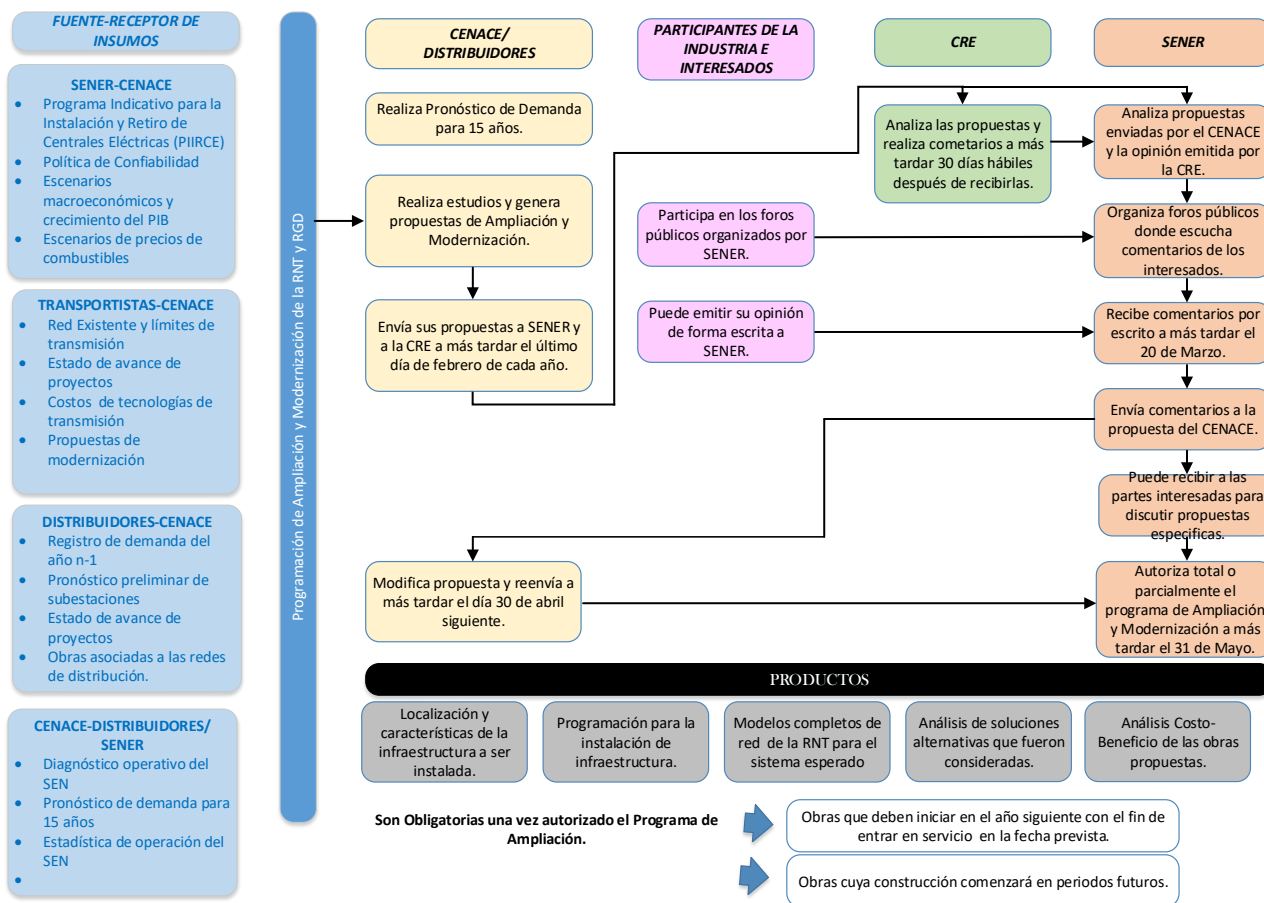


Figura 1.1.4.B Proceso de Planeación: Actores, acciones y flujo de información

Capítulo 2. Insumos para el proceso de planeación del SEN

2.1 Diagnóstico operativo al cierre del año

Como parte de los insumos para la elaboración de los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD se requiere tener un panorama preciso del estado del SEN al cierre del año previo (n-1), referido a: Generación, Transmisión, Distribución, consumo y demanda. Con esta información, se tiene un punto de partida sólido, sobre el cual se realizará la planeación de la Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD.

El consumo y la demanda de los años anteriores son la base para elaborar los pronósticos de su crecimiento. Estos serán insumos junto con el PIIRCE, para los estudios de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD.

Los datos y características actuales de la infraestructura en generación, red eléctrica y demandas para diferentes condiciones operativas, considerando a todos los Participantes del Mercado, permiten tener un diagnóstico operativo al cierre del año n-1 para el SEN. La Figura 2.1 refleja los requisitos históricos de información requerida para obtener el diagnóstico operativo al cierre del año.

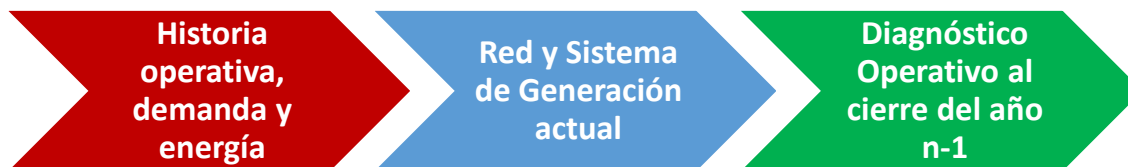


Figura 2.1 Diagnóstico operativo al cierre del año

2.2 Escenarios de crecimiento de la economía nacional

Las bases del crecimiento económico nacional deben contemplarse por la relación que guardan con el crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica. El crecimiento de la economía nacional contiene un escenario macroeconómico y se expresa mediante el Producto Interno Bruto (PIB), en términos anuales. La Sener proporcionará al Cenace este insumo a más tardar en septiembre de cada año para tres escenarios probables de crecimiento: base, de planeación (medio), y alto, su grado de detalle a nivel nacional, sectores de la economía y por entidad federativa. Su proyección se requiere para un horizonte de 15 años, a fin de dar cumplimiento con la LIE, su Reglamento y el presente instrumento.

2.3 Acciones de eficiencia energética

Las acciones están relacionadas con el ahorro de energía eléctrica, la reducción de pérdidas y los programas de Demanda Controlable.

La LIE y su Reglamento, la Ley de Transición Energética (LTE) y su Reglamento, el Programa Sectorial de Energía (PROSENER), el Programa Nacional de Aprovechamiento Sustentable de Energía (PRONASE), entre otros, consideran la eficiencia energética como un elemento de la política energética que se debe incluir en la planeación del SEN.

Las acciones de eficiencia energética permiten lograr un uso racional de la electricidad y un mejor aprovechamiento de la infraestructura eléctrica

EL Cenace debe tener en cuenta la información que le proporcione la Comisión Nacional de Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) a través de los resultados del PRONASE.

2.4 Evolución de precios de combustibles

Para la simulación de la operación futura del parque de generación, se requiere contar con escenarios de evolución de precios de los combustibles y su disponibilidad, así como los pronósticos de sol y viento. Los costos de producción de la energía eléctrica dependen de estos valores. A partir de tales costos de producción, se determinará el despacho de generación.

El Cenace utilizará información, proporcionada por la Sener, de precios nacionales e internacionales para los diferentes combustibles usados en la generación de energía eléctrica gas natural nacional, gas natural importado, carbón nacional, carbón importado, combustóleo, diésel, uranio–, para tres escenarios: alto, medio (de planeación) y bajo. Esta información incluirá el poder calorífico de los diferentes combustibles.

El Cenace tendrá en cuenta escenarios de pronósticos de sol y viento, patrones de generación y factores de planta de las Centrales Eléctricas Asíncronas que se modelen.

El Cenace utilizará información sobre la evolución de los precios de combustibles en cada una de las regiones del SEN. Esta evolución de precios debe incluir los precios de los energéticos y de transporte hasta cada una de las regiones y Centrales Eléctricas del SEN.

2.5 Programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)

Entre los principales objetivos de la LIE destacan: garantizar la continuidad y calidad del suministro eléctrico, promover la Generación con base en energías limpias, fomentar la diversificación de la matriz de generación eléctrica, buscar la seguridad energética nacional y la minimización de costos/maximización de beneficios para los usuarios finales.

Para lograr los objetivos enumerados, anualmente se debe contar por parte de la Sener con un Programa Indicativo de Retiros de Centrales Eléctricas (PIIRCE). Los generadores participantes notificarán al Cenace sobre el retiro de sus Unidades o Centrales Eléctricas para el análisis de aprobación o modificación, según el artículo 18 inciso IV de la LIE. El Cenace autorizará o negará el retiro, considerando que la Unidad o Central Eléctrica pueda requerirse por confiabilidad del SEN. El Cenace informará a la Sener sobre los retiros de Centrales Eléctricas que sean procedentes, para que sean considerados en el PIIRCE.

La información que será proporcionada por la Sener al Cenace incluirá la secuencia cronológica de los proyectos de Centrales Eléctricas considerados para los siguientes 15 años.

El Cenace usará la información mencionada para integrarla en los casos Base de Estudio, a partir de los cuales modelará la expansión óptima para la RNT y las RDG que pertenezcan al MEM.

2.6 Pronósticos de demanda y consumo del SEN

Para la elaboración del pronóstico de demanda y consumo de energía, es necesario que el Distribuidor, Comercializador, Suministrador y Entidad Responsable de Carga proporcionen sus pronósticos de carga anuales al Cenace para los próximos 15 años, para todos los Centros de Carga representados en el MEM y Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión a Media Tensión, en los formatos que el Cenace solicite.

A partir de la información anterior, el Cenace la integrará al proceso de elaboración de los pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica para corto, mediano y largo plazo, conforme el Capítulo 4 de este Manual.

2.7 Costo de la Energía No Suministrada

El costo de la Energía No Suministrada lo determinará la Sener y reflejará el costo que tiene para la economía cada kWh que deje de suministrarse. Para los estudios de planeación, se considerará el costo que la Sener establezca en la Política de Confiabilidad.

2.8 Costos de Inversión típicos de la infraestructura de Transmisión

La estimación de costos de inversión típicos para proyectos de infraestructura de Transmisión, permite, en lo general, evaluar económica y financieramente proyectos “tipo” y proporcionar una primera estimación de costos para proyectos específicos. Dado que cada proyecto tiene características propias por su ubicación, dimensiones, fuentes de financiamiento, etc., para cada proyecto se deberá llevar a cabo su propio análisis a fin de estimar sus costos.

Los costos de diferentes elementos de la infraestructura de Transmisión, deberá incluir para su análisis y determinación, de manera enunciativa más no limitativa, lo siguiente:

- Las licitaciones y contratos recientes de diferentes elementos de infraestructura de Transmisión, llevados a cabo por el Transportista.
- Revisión de costos de proyectos recientes, efectuados por diferentes empresas eléctricas en el mundo.
- Reportes e informes de organismos de reconocido prestigio internacional, relativos al costo de desarrollos de infraestructura de Transmisión.
- Consultas con desarrolladores, fabricantes y tecnólogos expertos en la materia.

Para la estimación de costos se deberá de considerar, de manera enunciativa más no limitativa, los siguientes componentes:

- Líneas de Transmisión —Corriente Alterna (CA), Corriente Directa (CD), cables subterráneos y submarinos.
- Subestaciones Eléctricas (Transformadores, bahías y alimentadores, entre otros).
- Elementos de compensación reactiva — Compensador Estático de VARs (CEVs), Compensador Estático Síncrono (STATCOM), Capacitores serie, Capacitores paralelo y Reactores, Condensadores síncronos. Nuevas tecnologías —por ejemplo, FACTS, HVDC, enlaces asíncronos Back to Back.
- Fuentes de almacenamiento de energía.

La estimación de los costos de infraestructura de Transmisión, permitirá conocer:

- a. Los costos de inversión que deberán efectuarse para la Ampliación y la Modernización de la RNT y las RGD que pertenecen al MEM.
- b. Evaluar la propuesta de nuevos proyectos, incluyendo el análisis comparativo de opciones tecnológicas.

La SENER gestionará con el Transportista la información de costos de inversión en el MEM, derivados de sus procesos de licitación. Dicha información se proporcionará al Cenace.

La planeación de las RGD que no pertenecen al MEM se realizará teniendo en cuenta el catálogo de precios que para ello publica la CRE.

2.9 Tasa social de descuento

La tasa social de descuento es una medida financiera que se aplica para descontar los flujos futuros de efectivo y determinar su valor actual o valor presente. La tasa social de descuento a utilizar en las evaluaciones socioeconómicas debe ser del 10% anual en términos reales, y la referencia para el cálculo del valor presente será el primer año de erogaciones. Ambas suposiciones podrán modificarse de acuerdo a lo que determine la Sener.

2.10 Información de los Participantes y no Participantes del MEM

Para elaborar los estudios de planeación, se requiere, entre otros, información y modelos de los Participantes y no Participantes del Mercado, de acuerdo con el Artículo 158 de La LIE y los Artículos 8 y 103 del Reglamento, que en lo medular establecen:

Artículo 158.- “Los integrantes de la industria eléctrica, en términos de lo dispuesto por esta Ley, estarán obligados a proporcionar a la Secretaría, a la CRE y al CENACE toda la información que éstos requieran para el cumplimiento de sus funciones...”

Reglamento Art. 8.- “...los transportistas y distribuidores están obligados a entregar a la Secretaría, a la CRE y al CENACE, durante el primer trimestre de cada año un

informe pormenorizado de los avances en las obras de Ampliación o Modernización de la red eléctrica...”

Reglamento Art. 103.-“...los Integrantes de la Industria Eléctrica deberán presentar a la Secretaría, la CRE y el CENACE, toda la información que le soliciten para el cumplimiento de sus atribuciones, relativa a sus actividades, de conformidad con las disposiciones administrativas de carácter general que al efecto expidan dentro del ámbito de sus respectivas competencias...”

2.10.1 Central Eléctrica

Todas las Centrales Eléctricas en el SEN deberán proporcionar al Cenace y a la Sener la siguiente información no limitativa:

- a. Descripciones funcionales y tecnología de sus Unidades de Central Eléctrica.
- b. Curvas de eficiencia en función de la carga (curvas entrada-salida).
- c. Costos de Operación y Mantenimiento, fijos y variables.
- d. Capacidades de operación (máxima y mínima) y Restricciones operativas.
- e. Programas de mantenimiento para los siguientes tres años.
- f. Índices de Disponibilidad.
- g. Características de diseño especificadas en el Manual Regulatorio de Interconexión.
- h. Estadísticas operativas, horarias, mensuales y anuales, de los últimos cinco años o en su defecto por tener menos de cinco años de vida, de los últimos años de operación.
- j. Tasas de Salidas Forzadas (TSF)

2.10.2 Transportista

El Transportista deberá proporcionar al Cenace la siguiente información no limitativa:

- a. Parámetros de secuencia positiva, negativa y cero de cada línea.
- b. Descripción y ajustes de esquemas de protección usados.
- c. Descripciones funcionales, capacidades de los equipos y sus restricciones operativas.
- d. Capacidad, relación de transformación, reactancia, rango de cambiadores de taps, conexiones, etc. de los transformadores existentes y de los programados en sus Subestaciones Eléctricas.
- e. Límites térmicos de las líneas de la RNT.
- f. Límites térmicos para los equipos de transformación.
- g. TSF de líneas de Transmisión y Subestaciones Eléctricas.
- h. Balances de energía mensual de la RNT del año n-1 y del año n por región de Transmisión.

- i. En su caso, programas de reducción de pérdidas técnicas anuales para 15 años, indicando programa de acciones, resultados esperados en GWh y en porcentaje respecto a sus balances de energía (energía entregada).

2.10.3 Entidades Responsables de Carga

Todas las Entidades Responsables de Carga deberán proporcionar al Cenace la siguiente información no limitativa:

- a. Un informe mensual del año n-1 de usuarios y ventas de energía eléctrica por tarifa, agencia, zona de distribución y zona de carga, así como su actualización mensual del año n.
- b. Un informe mensual del año n-1 de usuarios y ventas de energía eléctrica no facturadas (usos propios oficinas y empleados), por tarifa, agencia y zona de distribución y zona de carga, así como su actualización mensual del año n.
- c. Un informe mensual del año n-1 de energía y potencia eléctricas porteadas para todas las cargas remotamente autoabastecidas en Baja y Media Tensión, por sector de consumo, agencia, zona de distribución y zona de carga. En cargas remotamente autoabastecidas en Alta Tensión, su demanda máxima, el consumo de energía eléctrica, factor de carga, factor de potencia, demanda contratada, carga conectada, ubicación georreferenciada, punto de conexión y capacidad de la Subestación Eléctrica, así como sus programas de crecimiento en el corto, mediano y largo plazo.
- d. Un informe mensual del año n-1 de los usuarios del Servicio Calificado o Centros de Carga de demanda máxima, consumo de energía eléctrica, factor de carga, factor de potencia, demanda contratada, ubicación georreferenciada, punto de conexión y capacidad de la Subestación Eléctrica, así como sus programas de crecimiento en el corto, mediano y largo plazo.
- e. Un informe horario del año n-1 de las demandas horarias integradas (MWh/h) para cada usuario suministrado bajo la modalidad de autoabastecimiento remoto en Alta Tensión y Suministro Calificado, así como su actualización trimestral del año n.
- f. Un informe de los nuevos Centros de Carga a suministrar (en sus programas de crecimiento) en Alta Tensión, indicando: la demanda máxima solicitada, demanda coincidente con la zona y demanda coincidente con la GCR, así como el consumo de energía eléctrica anual esperado, nivel de tensión, ubicación georreferenciada y punto de conexión.
- g. La ERC y el Comercializador entregarán un informe con el pronóstico anual de la demanda máxima, energía eléctrica por sector de consumo y zona de distribución. Para cada Centro de Carga (del Servicio Calificado) su pronóstico anual de demanda máxima, energía y factor de carga.

- h. Un informe de los nuevos Centros de Carga a suministrar (en sus programas de crecimiento) en Alta Tensión, indicando: la demanda máxima solicitada, demanda coincidente con la zona y demanda coincidente con la GCR, así como el consumo de energía eléctrica anual esperado, nivel de tensión, ubicación georreferenciada y punto de conexión.

La información referida en este punto, relativa al año n-1, deberá entregarse al Cenace en enero de cada año n y actualizaciones mensuales del año n, la tercera semana después del mes vencido en los formatos que Cenace establezca.

2.10.4 Distribuidor

Todo Distribuidor deberá proporcionar al Cenace la siguiente información no limitativa:

- a. Reporte horario de demandas integradas (MWh/h) y (MVARh/h) del año n-1, por elemento de transformación de Alta Tensión a Media Tensión (AT/MT) y Muy Alta Tensión (MAT/MT) para cada zona y División de Distribución.
- b. Reporte de registro mensual del año n-1 de demanda máxima integrada y su factor de potencia, consumo de energía eléctrica, factor de carga y capacidad, de los elementos de transformación de AT/MT y MAT/MT para cada zona y División de Distribución (incluir factores de diversidad para la demanda máxima de la Zona).
- c. Pronóstico base anual a 20 años de demanda máxima integrada y energía eléctrica por elemento de transformación de AT/MT y MAT/MT para cada zona y División de Distribución.
- d. Informe de avance de obras a diciembre del año n-1 según sea el caso: Modernización o Ampliación de transformación programada y no programada, en construcción, en licitación y por licitar.
- e. Balance de energía mensual del año n-1 -energía necesaria, pérdidas técnicas y no técnicas- para cada zona y División de Distribución.
- f. Número de circuitos en MT de cada uno de los elementos de transformación de AT/MT.
- g. Pronóstico Definitivo a 20 años de Demanda Máxima Integrada y Energía (Mercado con transferencias) por elemento de transformación de AT/MT existentes y nuevos para cada zona y División de Distribución.
- h. Ficha de cambio/cancelación de los proyectos de subestaciones incluidos en el SIPAM.
- i. Reporte de propuestas de nuevas subestaciones o elementos de transformación a incluir en el PAMRNT indicando las características del proyecto, incluyendo Diagramas unifilares y geográficos (con georreferencia) de los proyectos nuevos (propuestas) de Subestaciones Eléctricas y transformadores.

- j. Informe de avance de obras al primer semestre del año n según sea el caso: modernización o ampliación de transformación programada y no programada, en construcción, en licitación y por licitar por Transformador, Subestación, Zona y División.
- k. Estimación de pérdidas anuales -pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas- en GWh a un horizonte de 3 años (n a n+3) y porcentaje por zona y división respecto a la previsión de energía recibida en media tensión.
- l. Metas físicas de proyectos factibles.
- m. Ficha de Información de Proyecto resumen (FIP Resumen).
- n. Ficha de Información de Proyecto completa (FIP Completa).

Capítulo 3. Criterios de observancia para el proceso de planeación

3.1 Objetivo

El objetivo de los Criterios consiste en la presentación de estándares de Calidad técnicos y económicos para la planificación, con los cuales se define una serie de condiciones bajo las cuales debe operar el SEN. Estos criterios aportan una guía firme para la definición del PRODESEN, en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

3.2 Alcance y aplicación

Los Criterios que se presentan aplican al proceso de planeación de la RNTy las RGD.

3.3 Criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad de observancia para la planeación

El objetivo de los criterios puede resumirse a la obtención de las siguientes condiciones para la operación del sistema en cualquier momento.

Calidad del Servicio en condiciones normales, que prevenga:

- Variaciones de tensión y frecuencia más allá de los límites establecidos en el Código de Red.
- Distorsión armónica de ondas de corriente y tensión más allá de los límites permisibles en el Código de Red.

Seguridad Operativa en Estado Estable (EE, evitando:

- Violación de límites de tensión.
- Sobrecarga en líneas o bancos de transformación.
- Interrupción de servicio o corte de carga (excepto en cargas radiales).

Seguridad en Condiciones Transitorias (ET) ante contingencia (N-1) registrando:

- Violación de límites de tensión en nodos de la red troncal.
- Sobrecarga de elementos de transmisión.
- Pérdida de sincronismo entre Centrales Eléctricas.

Seguridad en Condiciones Transitorias (ET) ante contingencias múltiples, considerando:

- Esquemas de Acción Remedial
- Esquemas de Protección de Sistema

La Ampliación y Modernización de la RNT debe observar los criterios mencionados, con el fin de garantizar el suministro de energía eléctrica a todos los usuarios del país, en las condiciones mencionadas, para el corto, mediano y largo plazos.

3.4. Condiciones de estado estable y categorías

La industria eléctrica internacional ha clasificado las condiciones operativas de los sistemas eléctricos en categorías que van de la "A" a la "D", con el sistema operando con todos sus N elementos, con uno menos (N-1), con la pérdida de dos elementos (N-1-1), y con la pérdida de varios elementos a la vez, considerando bloques de generación, transformación o transmisión, como se describe a continuación.

La clasificación anterior permite definir estándares de calidad y seguridad, para cada categoría, y definir las evaluaciones que se requieran para asegurar el desarrollo confiable del sistema. Todo ello, a fin de cumplir, con suficiente anticipación, con los requerimientos de desempeño especificados y para enfrentar las necesidades presentes y futuras del sistema.

A través de una evaluación, los estudios deberán mostrar que el sistema de Transmisión está planeado de tal forma que, para las condiciones impuestas para cada categoría y con los procedimientos operativos en vigor, el SEN puede operar para suministrar las demandas a lo largo de los distintos periodos estacionales, bajo las condiciones definidas para cada categoría.

Las evaluaciones deberán:

- Realizarse anualmente a menos que los cambios en las condiciones del sistema no garanticen los resultados obtenidos mediante estudios previos.
- Ser respaldadas por un estudio reciente o pasado y/o pruebas del sistema que demuestren su desempeño.
- Cubrir las condiciones operativas críticas y los años del horizonte de estudio,

- Haber establecido procedimientos operativos normales (pre-contingencia).
- Contar con el modelado de todas las transferencias firmes mediante contratos bilaterales.
- Mostrar en el horizonte de estudio un desempeño eficiente del sistema eléctrico de acuerdo a la política de confiabilidad para los valores de las demandas y consumos pronosticados
- Incluir las instalaciones existentes y planeadas.
- Incluir dispositivos de Potencia Reactiva para asegurar que estos recursos estén disponibles para cumplir con el desempeño requerido del sistema.
- Incluir los refuerzos planeados y considerados necesarios para cumplir con los requerimientos de desempeño del sistema.

Cuando los estudios que se realicen en los procesos de planeación, identifiquen necesidades de requerimientos de nuevos proyectos en la RNT y las RGD pertenecientes al MEM, el CENACE deberá:

- Proponer la solución técnica para resolver la condición que da lugar a la necesidad de nuevos proyectos.
- Proponer al menos dos opciones técnicas equivalentes.
- Efectuar el análisis costo-beneficio para determinar la mejor opción técnica y económica.
- Considerar los tiempos de anticipación necesarios para llevar a cabo los proyectos incluidos en los planes.
- Documentar los resultados de las evaluaciones técnica y económica.
- Incorporar los proyectos en el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD que pertenecen al MEM y presentarlos anualmente para opinión de la CRE y aprobación por la SENER.

Para el modelado es importante considerar el incluir los siguientes aspectos:

- Efectos de los sistemas de control, existentes y planeados.
- Efectos de indisponibilidad por mantenimiento.
- Incluir cualquier refuerzo planeado y considerado necesario para cumplir con los requerimientos de desempeño de cada categoría.

A continuación, se describen los procedimientos requeridos y las características de cada categoría:

Categoría A

Desempeño del SEN bajo condiciones normales. (Sin contingencia)

El procedimiento para verificar que cada caso posee índices de Confiabilidad y seguridad adecuados, consiste en analizar mediante estudios de flujos de potencia:

Que las tensiones del sistema se mantengan dentro del rango establecido de operación.

Que los elementos del sistema de Transmisión estén operando dentro de sus límites de Cargabilidad y de sobrecarga permitida declarada. Deberá preverse que se cuenta con suficiente Reserva Rodante a fin de responder ante contingencias por pérdida de generación u otros elementos de la red, como transformadores y líneas de transmisión.

Los estudios a corto plazo deberán conducirse más allá del horizonte de cinco años solamente cuando alguna condición y/o refuerzo en el sistema lo requiera.

En caso de violaciones a los rangos de tensión o térmicos deberán considerarse opciones de refuerzo, eligiendo las que presenten mejores condiciones en cuanto a evaluaciones técnicas y económicas.

Categoría B

Desempeño del Sistema Eléctrico posterior a la Falla de un elemento o equipo de la red

(Criterio N-1)

Una vez garantizada la operación en estado estable para cada caso de estudio, se deberá proceder al análisis de contingencias, salida de elementos capaces de comprometer la seguridad del sistema, retirando un equipo a la vez (Transformadores, líneas de Transmisión, Unidad de una Central Eléctrica, equipo de compensación, etc.). Deberá verificarse que el sistema eléctrico posee la suficiente robustez eléctrica y ajustes suficientes para evitar que los niveles de tensión salgan de su rango de operación, que los elementos no excedan los límites operativos establecidos y que en ningún caso se observe congestiones de flujo de potencia entre las Unidades de Central Eléctrica y los Centros de Carga.

En esta categoría se analizan y evalúan sólo las contingencias consideradas capaces de producir el mayor impacto en el sistema y durante los tiempos estudiados con modelos dinámicos. Se excluyen de la evaluación aquellas contingencias que no son consideradas severas. En caso de violaciones a los índices de referencia, se propondrán refuerzos; eligiendo aquellas opciones que resulten con la mayor relación costo-beneficio, durante su vida útil.

Los refuerzos encontrados deberán incluirse en los casos base de los años posteriores y el procedimiento deberá llevarse a cabo anualmente

Categoría C

Desempeño del Sistema Eléctrico posterior a la Falla de dos o más elementos del SEN (Criterio N-1-1 o N-2)

Durante la operación de los sistemas eléctricos se presentan condiciones desfavorables., los cuales son capaces de provocar Fallas de más de un elemento a la vez, con la consecuencia de enfrentar la pérdida de Central Eléctrica o Falla en Estaciones Convertidoras, etc.

Se presentan algunas variaciones en esta categoría: la Falla en algún elemento del sistema y su retiro mediante operación incorrecta del sistema de protección puede ocasionar que falle otro elemento en la red y por consiguiente se tenga que retirar los dos elementos fallados. También es posible la pérdida simultánea de dos elementos, por ejemplo, cuando dos circuitos se encuentran en torres diferentes, pero en el mismo derecho de vía y son impactadas por un huracán o vehículo aéreo.

Deberán evaluarse solamente aquellas contingencias Categoría C que podrían producir los impactos más severos en el Sistema. El criterio aplicado para elegir las contingencias a analizar deberá incluirse en la información relacionada con los estudios.

Para cumplir con este criterio pueden resultar indispensables ajustes como:

- a) La interrupción controlada de la demanda de usuarios.
- b) Desconexión controlada de generadores
- c) Suspensión de transferencias de energía

En la Tabla 1 se muestran los impactos permitidos en el SEN para estas condiciones.

Categoría D

Desempeño del Sistema Eléctrico seguido de eventos críticos extremos resultando en la pérdida de dos o más elementos principales.

Esta categoría involucra condiciones drásticas, como lo sería la pérdida de una Central Eléctrica o una Subestación Eléctrica mayor que, obligan a que el sistema de protecciones, esquemas de acción remedial y de control, —Control Automático de Generación (CAG), Disparo Automático de Carga (DAC), Disparo Automático de Generación (DAG)—, inicien acciones de desconexión de elementos del sistema. El objetivo es impedir el disparo en cascada de múltiples elementos y evitar con estas acciones el colapso del SEN o de grandes porciones de este. En esta categoría se considera la posibilidad de formación de “islas” eléctricas.

Para efectos de modelado y simulación se eligen solamente aquellas contingencias Categoría D que podrían producir los impactos más severos sobre el sistema Eléctrico. El criterio para elegir las contingencias a ser analizadas deberá incluirse en la información relacionada con los estudios. Debe anotarse una explicación respecto a las contingencias que no se incluyen en el estudio, por considerarse que causan efectos de menor severidad. La Tabla 3.4.1 muestra los impactos permisibles y previsibles para estas condiciones.

Categoría	Contingencias	Límites del Sistema o Impactos		
		Sistema Estable, límites Térmicos y operativos dentro del Rango aplicable ^a	Pérdida de Carga o Transferencias Firmes Restringidas	Salidas en Cascada
A Sin contingencia	Todas las instalaciones en servicio	Si	No	No
B Evento que resulta en la pérdida de un sólo elemento	Falla de Línea a Tierra (FLT) o Trifásica (3Ø), con Tiempo de Liberación Normal			
	1. Generador 2. Circuito de Transmisión 3. Transformador 4. Pérdida de un elemento sin Falla 5. CEVs	Si Si Si Si	No ^b No ^b No ^b No ^b	No No No No
	Falla de un Polo, Tiempo de Liberación de Falla Normal ^e	Si	No ^b	No
C Eventos que resultan en la pérdida de dos o	FLT, con Tiempo de Liberación de Falla Normal ^e			
	1. Sección de Bus 2. Interruptor (Falla total o interna)	Si Si	Planeada/Controlada ^c Planeada/Controlada ^c	No No

Categoría	Contingencias	Límites del Sistema o Impactos		
<p>más (múltiples) elementos.</p>	<p>FLT o Falla 3Ø con Tiempo de Liberación de Falla Normal ^e, Ajustes del Sistema Manuales, seguidos por otra FLT o 3Ø, con tiempo de liberación normal ^e</p> <p>3. Contingencia Categoría B (B1, B2, B3, o B4) ajustes del sistema manuales, seguido por otra contingencia Categoría B (B1, B2, B3, o B4).</p>	Si	Planeada/Controlada _c	No
	<p>Bloqueo Bipolar con Tiempo de Liberación de Falla Normal ^e:</p> <p>4. Falla de Línea Bipolar (cd, no 3Ø), con tiempo de liberación normal ^e</p> <p>Dos circuitos de una torre ^f</p>	Si	Planeada/Controlada _c	No
		Si	Planeada/Controlada _c	No
	<p>FLT, con retardo en Tiempo de Liberación de Falla ^e (falla en interruptor o Falla en el sistema de protección):</p> <p>4. Generador</p> <p>5. Transformador</p> <p>6. Circuito de transformador</p> <p>7. Sección de Bus</p>	Si	Planeada/Controlada _c	No
Si	Planeada/Controlada _c	No		
Si	Planeada/Controlada _c	No		
Si	Planeada/Controlada _c	No		
<p>D^d</p> <p>Evento extremo que resulta en desconexión de dos o más elementos o salidas de servicio en cascada.</p>	<p>Falla 3Ø con retardo en Tiempo de Liberación ^e (falla en interruptor o Falla en el sistema de protección):</p> <p>1. Generador</p> <p>2. Circuito de transmisión</p> <p>3. Transformador</p> <p>4. Sección de bus</p> <p>Falla 3Ø con Tiempo de Liberación Normal ^e</p> <p>5. Interruptor (Operación incorrecta o Falla interna)</p> <p>6. Pérdida de torre con tres o más circuitos.</p> <p>7. Todas las líneas de transmisión están en un derecho de vía común.</p> <p>8. Pérdida de una Subestación Eléctrica (un nivel de tensión más transformadores)</p>	<p>Evaluación de riesgos y consecuencias.</p> <p>2. Puede involucrar pérdida sustancial de cargas del usuario, así como de generación distribuida en una o más áreas eléctricas.</p> <p>3. Es posible que no todas las regiones de los sistemas interconectados logren un nuevo estado operativo estable.</p> <p>4. La evaluación de estos eventos puede requerir estudios en conjunto con sistemas vecinos.</p>		

Categoría	Contingencias	Límites del Sistema o Impactos
	<p>9. Pérdida de una Subestación Eléctrica de maniobras (un nivel de tensión más transformadores)</p> <p>10. Pérdida de todas las unidades de Central Eléctrica.</p> <p>11. Pérdida de una Carga mayor o un Centro de Carga importante.</p> <p>12. Falla de un Sistema de Protección Especial (esquema de acción remedial)</p> <p>13. Operación errónea, operación parcial, o malfuncionamiento de un Sistema de Protección especial (Esquema de Acción remedial) en respuesta a un evento o condición anormal del sistema</p> <p>14. Impacto de oscilaciones severas de potencia por Disturbios en interconexión con sistemas vecinos.</p>	

Tabla 3.4.1. Criterios Técnicos de observancia en la Red Nacional de Transmisión – Condiciones Normales y de Emergencia

NOTAS:

- a. Los rangos aplicables se refieren a los rangos térmicos de la instalación en condiciones normales y de emergencia o al límite de tensión del sistema, tal como se determinen y se apliquen de manera consistente por el propietario de la instalación o del sistema. Los rangos aplicables pueden incluir rangos de emergencia para corta duración que se requieran para permitir los pasos necesarios de operación para mantener el control del sistema. Todos los rangos deben establecerse en consistencia con los estándares de Confiabilidad que abordan los Rangos en cada nivel de tensión y condiciones operativas.
- b. La interrupción planeada o controlada de suministro eléctrico a usuarios radiales o usuarios de una red local, conectados o suministrados por el elemento en Falla o por el área afectada, pueden ocurrir en ciertas áreas sin impactar la Confiabilidad total de la RNT. A fin de prepararse para la siguiente contingencia, se permiten ajustes en el sistema incluyendo restricciones de transferencias de potencia eléctrica firmes.
- c. Dependiendo del diseño del sistema y los impactos esperados, la interrupción controlada del suministro eléctrico a usuarios (tiro de carga), el retiro planeado del servicio de ciertas unidades en Centrales Eléctricas y/o la suspensión de potencia eléctrica firme puede ser necesaria para mantener la Confiabilidad total de la RNT.
- d. Un número de contingencias extremas, listadas bajo la Categoría D y que sean consideradas críticas por las entidades de planeación de la transmisión, se seleccionarán para la evaluación. No todas las posibles contingencias de equipos enlistadas como Categoría D serán evaluadas.

- e. El tiempo de liberación de Falla se tiene cuando el sistema de protección opera según su ajuste, sin retardo intencional y la Falla se libera en el tiempo establecido. El tiempo de liberación de Falla con retardo intencional (para dar función de respaldo) existe debido a la no operación de algún componente del sistema de protección primaria, tal como un relevador, interruptor de circuito, o transformador de corriente.
- f. Las evaluaciones del sistema pueden excluir eventos en los que las torres de circuitos múltiples se utilizan para distancias cortas (por ejemplo, en la entrada a la subestación o en cruces de ríos).

3.5 Criterios de seguridad y Confiabilidad

Los criterios de seguridad son definidos y evaluados en términos del comportamiento del sistema bajo varias contingencias, según definiciones presentadas anteriormente. La evaluación del desempeño del sistema bajo estas circunstancias se realiza por medio de un simulador de sistemas eléctricos de potencia. La Sener establecerá la política en materia de Confiabilidad del SEN, tomando en cuenta la opinión del Cenace.

Un criterio que deberá cumplirse para la planeación de la RNT es el criterio (N-1).

Un criterio probabilístico de Confiabilidad para la planeación del SEN se tomará a partir del concepto de Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP). La Sener, a través de la política de Confiabilidad, determinará este índice que deberá ser utilizado en los estudios de planeación.

3.5.1 Rangos de tensión en estado estable

Por diseño del equipo eléctrico, los rangos de tensión en el SEN están determinados en el Manual Regulatorio de Estados Operativos del SEN. Dichos valores de tensión podrán ser definidos por el Transportista y el Distribuidor ya que estos pueden ser variables y dependerán del comportamiento del sistema en diferentes regiones del mismo, los cuales se evaluarán mediante un análisis de estabilidad de tensión. Sin menoscabo de lo anterior, los valores acordados entre Transportista y Distribuidor deberán de estar dentro del rango establecido en el Manual referido.

3.5.2 Condiciones en estado transitorio

En los estudios de corto y mediano plazo, es importante verificar que además de la fortaleza de red en estado estable, el SEN debe poseer la característica de mantenerse en sincronismo durante y después de la CSMS y la segunda CSMS, incluyendo lo que se establece en la Categoría C.

Se verificará que el sistema tiene estabilidad dinámica, es decir, que sus unidades tienen ajustes apropiados en sus controles y proveen un amortiguamiento positivo y que las oscilaciones provocadas por cambios de carga o maniobras serán de

magnitud decreciente hasta desaparecer en tiempos razonables y alcanzar un punto de equilibrio.

3.5.3 Límites de transmisión entre Áreas

La máxima potencia que puede ser transmitida entre dos áreas eléctricas es función del margen de estabilidad de las Centrales Eléctricas de dichas áreas, la tensión en los nodos de envío y recepción y la capacidad respetando los límites de Cargabilidad de la línea de Transmisión que las une. Mediante simulaciones llevadas a cabo con modelos de Cargabilidad y de estabilidad transitoria, es posible definir cuál de los tres factores es el que limita la capacidad del enlace: estabilidad, caída de tensión o límite térmico.

Para la red existente y el año actual, se consideran los límites de Cargabilidad de Transmisión y Distribución definidos por el Transportista y el Distribuidor. Para la red futura, los límites operativos de transmisión serán determinados por el Cenace con estudios de estado estable, estabilidad angular o de tensión, según sea el caso.

3.5.4 Transitorios electromagnéticos

Un aspecto importante, en los sistemas eléctricos, lo constituye el nivel de aislamiento en los equipos. Un valor apropiado asegura la integridad del equipo ante la presencia de sobretensiones de naturaleza transitoria, que pueden ser provocadas por la operación de interruptores o por descargas atmosféricas. Se pueden lograr grandes ahorros limitando el valor que pueden alcanzar las sobretensiones.

El empleo de resistencias de pre-inserción en interruptores y la aplicación de apartarayos de Óxido de Zinc, así como el establecimiento de secuencias apropiadas para maniobras, podrían justificar su costo para enlaces en Alta Tensión y para longitudes mayores a 150 km. El ahorro se podría dar por una reducción importante en el nivel de aislamiento en los equipos primarios.

La máxima sobretensión permisible del equipo eléctrico ante maniobras y energizaciones será definida por el Transportista y el Distribuidor.

3.5.5 Compensación reactiva

En los estudios de planeación es fundamental establecer la importancia de la potencia reactiva y los pasos a seguir para determinar el margen de reserva de la potencia reactiva. A diferencia de la potencia real, la potencia reactiva tiene una naturaleza local. El transmitir potencia reactiva provoca pérdidas y caídas de tensión que pueden ser importantes.

Una disponibilidad adecuada de potencia reactiva en áreas específicas como las zonas metropolitanas y otras con concentración industrial es de suma importancia para la operación con valores adecuados de tensión, así como su efecto en la

capacidad de transferencia de potencia. El objetivo es dar soporte al perfil de tensión en diversos puntos eléctricos con el fin de satisfacer criterios operativos y de planeación.

Se requiere por tanto de estudios que incluyan condiciones operativas extremas de baja y alta demanda.

Los dispositivos disponibles para el manejo de la potencia reactiva en forma continua o discreta son los siguientes:

- Unidades generadoras, dentro de su curva de capacidad
- Condensadores síncronos
- Compensadores estáticos de VARs (CEV's)
- Compensación fija de potencia reactiva mediante capacitores y reactores
- Estaciones convertidoras de CD con tecnología VSC (Voltage Source Converter) y CSC (Current Source Converter).

La selección de componentes y características depende del rango requerido ($\pm Q$), la rapidez en la respuesta ante cambios en el sistema, la importancia del nodo eléctrico y la capacidad de transmisión que se apoyará con el dispositivo. Los tipos de control continuo o discreto y el costo del equipo formarán parte de la propuesta sobre los requerimientos de reactivos.

3.5.6 Esquemas de acción remedial

Un gran número de Fallas que inciden en la red son del tipo monofásico y de naturaleza temporal. Ante contingencias múltiples se aceptará la pérdida calculada y controlada de carga, habiendo de determinar para cada caso los ajustes requeridos para restablecer el equilibrio del SEN. Para esto se utilizan esquemas de acción remedial, los cuales constituyen una segunda línea de defensa o protección.

El empleo de controles de acción remedial puede resultar en ahorros y/o aplazamiento de inversiones en infraestructura. Un esquema de disparo y re-cierre mono-polar o de compensación serie dinámica podría diferir o cancelar la construcción de circuitos paralelos adicionales. En caso de diferir, la decisión puede significar una reducción temporal y calculada de la Confiabilidad y la continuidad de servicio. Esto se contrapone con el aumento de la posibilidad de mantener el sincronismo y evitar eventos de mayor afectación al sistema y a los usuarios.

Entre otros controles, se destacan los siguientes:

- Inserción/desconexión de reactores/capacitores
- Disparo automático de generación (DAG)
- Disparo automático de carga por baja frecuencia
- Disparo automático de línea (DAL)
- Disparo de generación por baja frecuencia
- Disparo automático de carga por tensión baja

El empleo de Esquemas de Acción Remedial, es una práctica operativa para evitar que condiciones de falla puedan desencadenar en situaciones de fallas de gran magnitud y con alto impacto negativo en la confiabilidad del sistema. En la expansión de largo plazo del SEN no se considera la utilización de nuevos esquemas de este tipo.

3.5.7 Criterio determinístico de seguridad (N-1)

Ante la eventual pérdida de algún elemento del sistema (unidad en una Central Eléctrica, línea de Transmisión, transformador, compensador estático de VARs, gran usuario de demanda, entre otros), se deben evitar:

- a. Interrupción del servicio, excepto cuando la carga se alimenta en forma radial.
- b. Sobrecarga en líneas de Transmisión o bancos de transformación.
- c. Violación de límites de tensión en Subestaciones Eléctricas.

La Falla de los siguientes elementos en el sistema no se considera dentro del criterio (N-1)

- Desconexión de elementos en una barra (“barrida de bus”).
- Doble circuito de Transmisión en la misma torre.
- Ciclos combinados con arreglo de dos turbinas de gas por una de vapor, tres turbinas de gas por una de vapor, etc.

3.5.8 Criterios de reserva de potencia reactiva

La potencia reactiva, por su característica local, deberá ubicarse en la Central Eléctrica, de acuerdo a su curva de capacidad y su zona de influencia, en equipo de compensación estático con control continuo y discreto: condensadores síncronos (Unidades de Central Eléctrica operando en vacío regulando tensión), CEV's, bancos de capacitores, y arreglos de reactores. Mediante estudios de flujos óptimos se podrá determinar los niveles apropiados de reserva de reactivos ante las condiciones cambiantes del sistema – demanda mínima/máxima - para el control de tensión y su respuesta ante contingencias. En caso de considerarse necesario, se usarán estudios dinámicos para verificar lo pertinente de la respuesta de los controles y el cumplimiento de los rangos preestablecidos.

3.6 Coordinación de los programas de mantenimiento en mediano y largo plazo

3.6.1 Programa de mantenimientos de generación

Para estudios de corto plazo, se deberá considerar el Programa Trimestral Integrado de Salidas que el Cenace desarrolla y coordina cada año (inciso (a) 6.6.2 Bases del Mercado).

Para estudios de mediano y largo plazos, el programa de mantenimientos se optimizará tomando en cuenta la estadística de mantenimientos del parque existente, el tiempo requerido para mantenimientos menores y mayores. Para nuevas Centrales Eléctricas se considerarán tiempos típicos de mantenimiento, de acuerdo a la tecnología y con base en la información de los fabricantes.

3.6.2 Programa de mantenimientos de Transmisión

Para estudios de corto plazo, se deberá considerar el integrado de salidas que el Cenace desarrolla y coordina de forma anual con el Transportista (inciso (a) 6.6.2 Bases del Mercado).

Para estudios de mediano y largo plazo, el programa de mantenimientos se considera tomando en cuenta la estadística de mantenimientos de la red de Transmisión existente. En el modelo de expansión del sistema de Transmisión se incorporará un índice de indisponibilidad por nivel de tensión.

3.7 Retiro de Centrales Eléctricas

El retiro de las Centrales Eléctricas no debe afectar las condiciones de seguridad y Confiabilidad del SEN. El PIIRCE dará información sobre la no disponibilidad permanente de una Central Eléctrica o Unidad de Central Eléctrica, lo cual será incluido en los estudios del sistema y se analizará su impacto en la seguridad y en la Confiabilidad del SEN.

3.8 Particularidades de los SEA

En general los requerimientos de comportamiento de la tensión, flujos de potencia, frecuencia en seguridad y Confiabilidad, como se establecen para el SEN deben aplicarse. Una diferencia importante es el no contar con enlaces a sistemas eléctricos vecinos que puedan dar apoyo ante disturbios y emergencias.

Capítulo 4. Pronósticos de Demanda y Energía Eléctrica para el SEN

4.1 Objetivo

El estudio de pronóstico de la demanda y consumo de energía eléctrica de largo plazo tiene como objetivo pronosticar la demanda y el consumo de energía eléctrica anual y horaria por Sistemas, Gerencias de Control Regional, Zonas y Subestaciones, para contar con una prospectiva a 15 años que contribuya al proceso de realización de los PAMRNT.

4.2 Alcance

Los pronósticos deben realizarse a nivel del SEN, el SIN, así como cada GCR (Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Nortel, Noreste, Peninsular, Baja California, Sistema Interconectado Baja California Sur y Sistema Mulegé), Regiones de Transmisión, Zonas y elementos de Transformación de Alta Tensión a Media Tensión.

4.3 Horizontes de Estudio

El pronóstico se realizará en términos anuales y horarios para un horizonte de 15 años, en cumplimiento con lo establecido en la LIE y su Reglamento.

4.4 Escenarios

Se realizarán tres escenarios de pronósticos para el crecimiento de demanda máxima integrada y el consumo de energía eléctrica: Alto, Medio (Planeación) y Bajo, alineados con los escenarios del crecimiento para la economía nacional. “Únicamente para el escenario de planeación se incluye el pronóstico de crecimiento de demanda máxima instantánea.”

De forma enunciativa, más no limitativa, se deben tomar en cuenta también en el diseño de los 3 escenarios, los siguientes factores:

- Evolución de la demanda por sector.
- Gestión de la demanda.
- Evolución de las pérdidas de electricidad y eficiencia energética.
- Sensibilidad de la demanda a la temperatura.
- Evolución de fenómenos meteorológicos extremos relacionados con el clima.

4.5 Proceso General de Pronóstico

Para llevar a cabo estos pronósticos, se requiere que, a más tardar en el mes enero y julio, cada Entidad Responsable de Carga envíe al Cenace la información de demanda y consumo de energía en los formatos que se determinen.

Cenace se coordinará con los Integrantes de la Industria Eléctrica en la programación y coordinación de visitas en sitio para la validación y recopilación de información necesaria en la elaboración de los pronósticos de crecimiento de la demanda y consumo de largo plazo, una vez al año entre el periodo junio a agosto.

El proceso general de pronóstico se inicia con el estudio regional del consumo final de la energía eléctrica (ventas a Usuarios Finales del Suministro Calificado y de Suministro Básico y autoabastecimiento remoto) y consumo de Usuarios Calificados, Suministrador de Último Recurso y Generador de Intermediación, se analiza la evolución en cada GCR. Las proyecciones regionales se fundamentan en estudios de modelos de pronóstico, complementados con estimaciones basadas en las solicitudes de servicio de grandes consumidores. Los resultados se ajustan con las trayectorias de pronósticos que surgen de estimaciones del PIB y del consumo bruto para el SEN; al igual que las políticas de ahorro de energía vigentes.

4.6 Reportes de Pronósticos de crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica

La Subdirección de Planeación del Cenace elaborará un documento prospectivo a 15 años en el cual se incorporen todos los pronósticos de los Integrantes de la Industria Eléctrica de una manera razonable, obteniendo como resultado un pronóstico (el valor esperado del pronóstico para la demanda y el consumo, así como sus intervalos de confianza) único de demanda y consumo de energía eléctrica para el SEN, GCR, Zonas, elementos de Transformación de Alta Tensión a Media Tensión, entre otros. El cual servirá de base para todos los estudios de planeación de largo plazo en el ciclo de planeación correspondiente.

Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD que pertenecen al MEM

5.1 Objetivo

La evaluación técnico-económica permite el impacto de los proyectos de Transmisión en términos de valor agregado para la sociedad, mediante indicadores de rentabilidad económicos (VAN, TIR, IR y relación costo/eficiencia). Las líneas de Transmisión y Distribución adicionales en el SEN, incrementan la capacidad de Transmisión, aumentando así las trayectorias alternas, y minimizando congestiones. Ello, permite una optimización del portfolio de generación, lo cual se traduce en un beneficio económico-social.

En las evaluaciones se consideran beneficios tales como: la reducción de costos de producción; la mejora en la seguridad del suministro y las mejoras en la flexibilidad operativa del sistema; la integración de la generación; así como la reducción de emisiones contaminantes, entre otros. Los beneficios técnicos deben traducirse a unidades monetarias (monetizarse).

5.2 Alcance

La aplicación de la metodología de análisis costo-beneficio, permite evaluar económicamente proyectos de infraestructura de Transmisión y Distribución de manera individual o por grupo de proyectos. Como resultado de la evaluación, se dispondrá de información fundamentada para la toma de decisiones sobre los proyectos de inversión de la RNT y y en las RGD.

Un proyecto se define como un conjunto de activos que agregan capacidad o mejoran la seguridad, Confiabilidad y flexibilidad a la infraestructura de transmisión y distribución, el cual se puede utilizar para transmitir energía eléctrica, por ejemplo, un transformador + línea aérea + transformador.

Un grupo de proyectos (clúster), considera un proyecto principal que incrementa la capacidad de Transmisión o Distribución a través de regiones o fronteras establecidas y uno o más proyectos de soporte, los cuales deben realizarse junto con el proyecto principal a fin de lograr el beneficio de incrementar la capacidad de Transmisión o Distribución.

5.3 Metodología costo-beneficio

La metodología de análisis costo-beneficio que deben tener en cuenta el Cenace y Distribuidor en la realización de los PAMRNT y PAMRGD, respectivamente, debe ser el que se presenta a continuación, en tanto en cuanto la CRE no emita otra regulación al respecto.

La metodología que deben aplicar Transportista y Distribuidor debe basarse en la evaluación de proyectos con impacto regional: líneas de Transmisión o Distribución dentro de una región, bancos de transformación, compensación reactiva (inductiva y capacitiva), proyectos de almacenamiento, dispositivos FACTS que incrementan la capacidad de transmisión y proyectos de modernización en general.

Además, el Transportista debe evaluar los proyectos entre regiones o interconexiones fronterizas.

Los estudios de costo-beneficio de los proyectos deben determinar el costo total, que incluye costo de inversión, operación y mantenimiento, así como el de energía incremental del SEN en el largo plazo para los casos –con- y –sin- proyecto. Los beneficios resultan de considerar reducciones de pérdidas técnicas y no técnicas de energía, reducciones en costos de generación, reducciones de energía no

suministrada y beneficio por energía incremental, para los casos –*sin proyecto*- y –*con proyecto*-.

A modo de resumen, los costos y beneficios se pueden clasificar de la siguiente manera:

Clasificación de costos:

- Costos de inversión inicial [Cii].
- Costos de operación y mantenimiento [Co&m].

Clasificación de beneficios:

- Beneficio por reducción en costos de generación: por combustibles, costos de O&M y pérdidas. [Bgen].
- Beneficio de reducción de costos de transmisión (congestión, etc. que no incluyan pérdidas técnicas y no técnicas) [Btrans].
- Beneficio por reducción de energía no suministrada [Bens].
- Beneficio por reducción de pérdidas técnicas de energía [Bpe τ]
- Beneficio por energía incremental [Bei]
- Beneficio por externalidades (partículas suspendidas totales) [Bext].

5.4 Tasa de descuento

El uso de la tasa de descuento permite tener costos y beneficios de un proyecto con una base común. Así, se pueden comparar de manera consistente las diferentes soluciones técnicas y obtener el valor presente neto (VPN) del proyecto. En particular, la diferencia entre el valor presente de los costos y el valor presente de los beneficios da como resultado el VPN del proyecto.

La tasa social de descuento que se utiliza en la evaluación socioeconómica es del 10 por ciento anual en términos reales. La referencia para el cálculo del valor presente será el primer año de erogaciones. Ambas suposiciones podrán modificarse de acuerdo a lo que determine Sener.

5.5 Metodología probabilística en Transmisión

El proceso de planeación se basa en seleccionar un plan óptimo considerando parámetros de entrada que pueden estar sujetos a incertidumbre. De manera general, la toma de decisiones se basa en tres categorías que dependen de los parámetros que afectan esa selección:

- a. Decisión bajo certeza: Criterio determinístico donde se asume un valor fijo a los parámetros de entrada.
- b. Decisión bajo condiciones probabilísticas: Criterio mediante el cual es posible cuantificar la incertidumbre, ya sea porque los parámetros siguen cierta función de probabilidad conocida o se cuenta con registro de su comportamiento histórico.

c. Decisión bajo incertidumbre: En esta categoría no es posible cuantificar el riesgo debido a que los parámetros no siguen una función de probabilidad conocida o no se tiene registro histórico o experiencia sobre su comportamiento.

Para el caso c, los análisis de menor costo y/o costo-beneficio no siempre determinan la mejor opción. En estos casos, la estrategia de planeación podrá utilizar métodos para la toma de decisión para futuros inciertos. Algunos métodos que podrían ser utilizados son:

- Análisis de escenarios
- Análisis robusto de problemas estocásticos
- Análisis de *minimax*

En caso de optar por los mencionados análisis probabilísticos o de riesgo, éstos deberán efectuarse de tal forma que permitan identificar las variables en las que se posee mayor riesgo, los valores de esas variables, los escenarios que producen los riesgos más altos, y las mejores alternativas ante diferentes escenarios (proyectos con menor riesgo). La aplicación de estas metodologías deberá fundamentarse en la reglamentación que al respecto emita la CRE a propuesta del Cenace.

La metodología probabilística compuesta considera la incertidumbre que representa la Tasa de Salida Forzada (TSF) de las Unidades de Central Eléctrica y las TSF de líneas debido a Falla (fallas/km). El objetivo es evaluar lo apropiado de la Generación y la Transmisión para satisfacer la demanda pronosticada y la cual es representada mediante la curva de duración de carga, para así obtener indicadores como (LOLP); usando una formulación de simulación Monte-Carlo. Con este procedimiento la incertidumbre de la demanda, la Generación y la Transmisión se conjugan, además de llevar a cabo una evaluación de costo óptimo con precios de combustibles, consideraciones hidrológicas y la interconexión de sistemas radiales.

El procedimiento de optimización permite identificar refuerzos de Transmisión a ser evaluados con mayor detalle por el grupo de expansión del SEN, con estudios de flujos del sistema eléctrico completo y determinar lo adecuado de refuerzos identificados en el estudio dentro del horizonte de planeación.

5.6 Identificación de proyectos

Cuando se identifican condiciones operativas en los elementos de la red que no satisfacen los criterios mínimos de Confiabilidad, seguridad y flexibilidad para el suministro eléctrico, se incluyen refuerzos en la RNT y las RGD. Las acciones para corregir lo anterior, pueden incluir, pero no limitarse, a las siguientes:

- Refuerzo de circuitos con sobrecarga para incrementar capacidad de transmisión de energía eléctrica (por ejemplo, incrementar la distancia de conductores a tierra, reemplazo de conductores de circuitos).
- Instalación de más conductores por fase para incrementar capacidad.

- Reemplazo de equipos de red o refuerzos en Subestaciones Eléctricas (con base en la capacidad de corto circuito).
- Ampliación de Subestaciones Eléctricas.
- Instalación de compensación de potencia reactiva (reactores y capacitores, CEVs, STATCOM, condensadores síncronos, etc.).
- Instalación de equipo en la red para el control de potencia activa (transformadores defasadores, compensación serie/paralelo y en general dispositivos FACTS).
- Construcción de nuevas líneas de Transmisión en CA o CD, o líneas de distribución en CA.

Asimismo, en la identificación de proyectos, Cenace y Distribuidor deben de tener en cuenta lo contenido de Artículo 14 de la LIE, que para tal efecto se relaciona con que los proyectos deben procurar la operación del SEN en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y sustentabilidad; incluir elementos de la REI que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico de manera económicamente viable; deben coordinarse con los programas promovidos por el FSUE e incorporar mecanismos para conocer la opinión de los PM e interesados en el desarrollo de infraestructura eléctrica.

Los proyectos y su aportación al SEN deben orientarse a cumplir con los criterios técnicos y económicos descritos en este Manual Regulatorio. Una característica importante para la identificación de proyectos es que el SEN tenga la capacidad de mantener el sincronismo ante contingencias sencillas y Fallas, así como su eventual liberación. Además, se requiere que el SEN tenga robustez eléctrica a fin de mantener los niveles de tensión y frecuencia, de acuerdo a los criterios establecidos.

5.7 Grupos de proyectos

Cuando uno o más proyectos dependen uno de otro para un mejor desempeño eléctrico y económico del SEN, estos se pueden evaluar como grupo. El agrupamiento aplica solamente en aquellos casos en los que efectivamente los proyectos dependen uno de otro. El agrupamiento de proyectos se recomienda cuando:

- Permiten lograr un objetivo común que es medible.
- Están localizados en la misma área, o para el caso concreto de Transmisión que estén a lo largo de un corredor de Transmisión.
- Pertenecen a un plan general para un área o, en el caso particular de Transmisión, para un corredor.

En la Figura 5.7 se muestra un ejemplo de este tipo de agrupamientos. Para llevar a cabo el proyecto A en la región 1, es necesario realizar los B y C en la región 2 y viceversa.

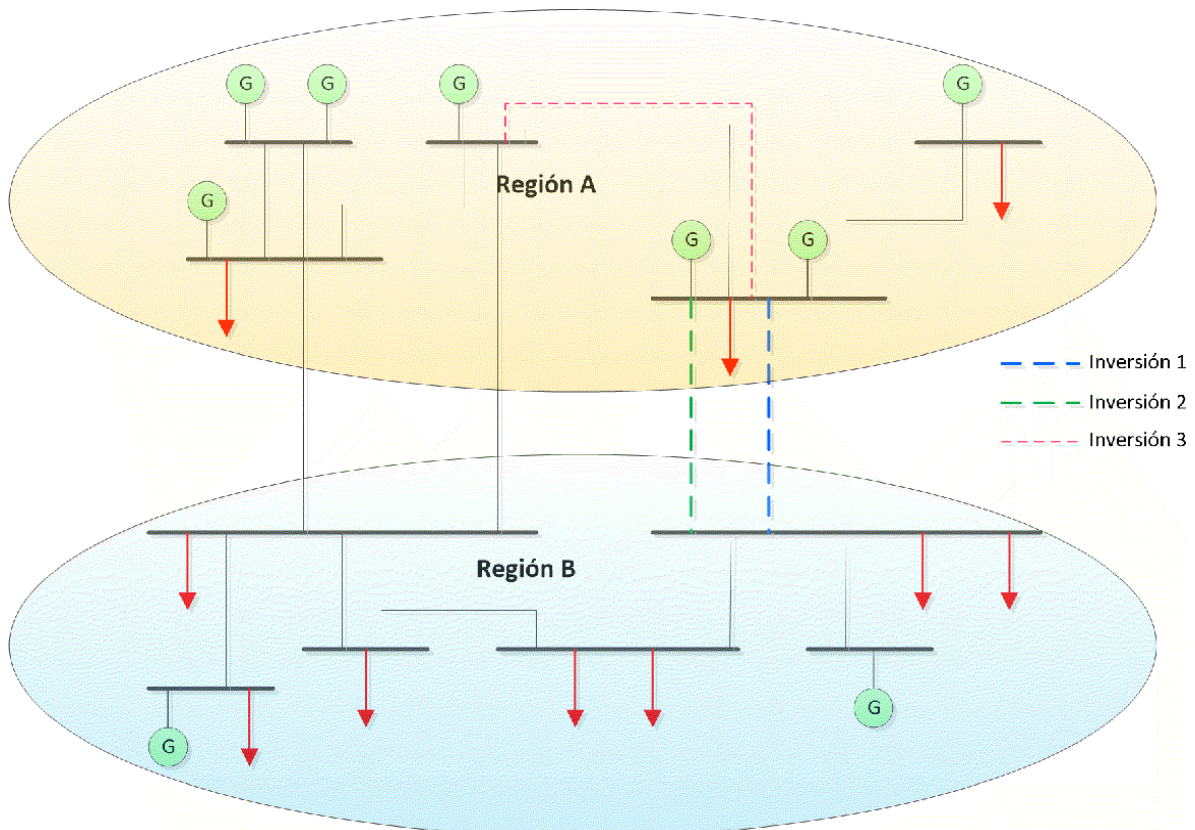


Figura 5.7 Grupo de proyectos

5.8 Escenarios y casos de estudio

Los escenarios de planeación son definidos para representar las expectativas del desarrollo futuro del SEN. El análisis mediante escenarios permite visualizar los posibles estados futuros del SEN y abordar las incertidumbres y la interacción entre ellas.

Los escenarios de planeación para Transmisión son la representación de, cómo los sistemas de Generación-Transmisión podrían ser manejados a lo largo del tiempo. Los casos de planeación se ubican a lo largo del horizonte de estudio y permiten representar con detalle las situaciones de la red y del SEN en su conjunto.

Los escenarios de planeación para Distribución están relacionados con los objetivos de cubrir la demanda incremental, incrementar la confiabilidad y/o la calidad de la potencia eléctrica, así como que permitan la reducción de pérdidas.

5.9 Descripción de escenarios

Los escenarios de planificación son una descripción coherente, comprensiva y consistente de un futuro posible, construido sobre la previsión de variables internas y factores externos al SEN tales como:

- Política energética que incide en el portafolio de tecnologías y en el desarrollo de mayor generación con base en fuentes renovables y generación limpia.
- Crecimiento de la economía.
- Pronóstico de crecimiento de la demanda y consumo de electricidad (asociada con crecimiento de la economía, condiciones climáticas, forma de la curva de demanda, etc.).
- Precios y disponibilidad de combustibles (.).
- Condiciones hidrológicas (media, seca y húmeda) que determinan la participación del recurso hidráulico para la generación de electricidad.
- Diferimiento de nuevos proyectos de Generación y/o Transmisión y/o Distribución.
- Patrones de intercambio con otros sistemas eléctricos (importación-exportación).

El estudio de cada proyecto es particular y aplicarán aquellos escenarios que sean relevantes para el mismo. La toma de decisiones para llevar a cabo o no un proyecto no implica realizar el análisis de todos los escenarios.

Así mismo, los escenarios mencionados no son una lista exhaustiva, se refieren a los más frecuentes y no excluyen cualquier otro escenario que se considere pertinente para la decisión de seleccionar o no, un proyecto o un grupo de ellos.

5.9.1 Escenarios de política energética

En estos escenarios se incluye la capacidad de generación, definida previamente por la Sener y donde se ha definido el portafolio de generación tomando en consideración: eficiencia, flexibilidad, localización y los siguientes tipos de tecnologías de generación: biomasa, carbón, gas, combustóleo, nuclear, eólica, fotovoltaica, geotérmica, hidroeléctricas, esquemas de almacenamiento, capacidad equipada con captura y confinamiento de CO₂.

5.9.2 Escenarios de crecimiento de la economía

El crecimiento del consumo de electricidad está altamente correlacionado con el crecimiento de la economía nacional y regional. Por tanto, en el ejercicio de planeación es importante conocer los supuestos económicos, los pronósticos y valores estimados del PIB.

La Sener definirá el o los escenarios económicos que se usaran como insumo para las estimaciones del consumo de electricidad. Los consumos se manejan a nivel nacional y a nivel regional.

5.9.3 Escenarios de pronósticos de crecimiento de la demanda y consumo

Estos pronósticos de crecimiento de la demanda y consumo deben realizarse teniendo en cuenta el Capítulo 4 del presente Manual Regulatorio.

5.9.4 Escenarios de Hidrología

La energía asociada a centrales hidroeléctricas se ubica actualmente alrededor de 14% en el SEN. El impacto de las condiciones hidrológicas en la energía eléctrica disponible a partir de estos recursos, tiene implicaciones económicas importantes en el despacho de Generación del parque térmico, y por tanto, en las condiciones de operación de la RNT.

Sin que sea limitativo, se plantean tres escenarios para el análisis de la RNT: año seco, medio y húmedo.

5.9.5 Escenarios asociados a la entrada en operación de nuevos proyectos

En situaciones en las que la nueva infraestructura eléctrica sea necesaria para la atención del crecimiento de la demanda, se deberá analizar el impacto de retrasos en la entrada en operación de nuevas unidades generadoras y/o infraestructura de la RNT y las RGD.

5.9.6 Escenario de precios y disponibilidad de combustibles

Los costos de combustibles se basan en valores de referencia, de acuerdo a referentes internacionales y nacionales. Las proyecciones de evolución de los precios de combustibles deberán realizarse para los escenarios: alto, de planeación (medio) y bajo.

5.9.7 Escenarios de penetración de fuentes de energías intermitentes

La Secretaría de Energía establece como meta una participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica del 25 por ciento para el año 2018, del 30 por ciento para 2021 y del 35 por ciento para 2024, conforme al Tercer Transitorio de la LTE. Por lo tanto, aunque no todas las energías limpias son intermitentes, Cenace y Distribución deben de tener en cuenta la importancia para la operación del SEN los pronósticos de las fuentes de energía intermitentes esperados en el periodo de estudio.

5.10 Análisis de sensibilidad de los proyectos de la RNT

El Cenace deberá realizar análisis de sensibilidad en todos los proyectos propuestos para la RNT.

Lo anterior con respecto a las variables que generen un mayor impacto en el costo-beneficio, definidas como variables críticas.

Las variables críticas son aquellas cuyas variaciones que, ya sean positivas o negativas, causan el mayor impacto en los indicadores económicos del proyecto. El Cenace deberá considerar como variables críticas las siguientes:

- Pronósticos de costos de inversión de la infraestructura de Transmisión
- Pronósticos de la demanda

A partir de la Variable Crítica, el Cenace deberá de identificar y presentar el punto de quiebre para cada una de ellas, siendo este, el valor de la variable crítica con el cual el costo-beneficio es igual a cero.

Las variables críticas serán clasificadas en relación a la magnitud requerida para llegar a su punto de quiebre. Cenace propondrá los proyectos para los cuales los puntos de quiebre de las 2 variables críticas se encuentren por encima de los valores mínimos establecidos a continuación:

Variable Crítica	Valor Mínimo
Costos de inversión de la infraestructura de Transmisión (Si el punto de quiebre se encuentra por encima del 25% del costo inicial previsto de la infraestructura de Transmisión).	25%
Tasa de crecimiento anual de la demanda del escenario de referencia. (Si el punto de quiebre se encuentra por encima del $\pm 25\%$ de la tasa de crecimiento anual de la demanda).	$\pm 25\%$

Si el valor de alguna de las variables críticas no cumple en valor mínimo, el Cenace no propondrá dicho proyecto en el PAMRNT.

5.11 Análisis de impacto ambiental y social

El Cenace, para cada proyecto propuesto de Transmisión en el PAMRNT debe incluir un análisis de impacto ambiental y social asociado a cada proyecto, ya que la realización de proyectos de infraestructura tiene impactos sociales y al medioambientales.

Impacto ambiental Este se expresa en términos el número de kilómetros de línea aérea o cable subterráneo/submarino que corre a través de medioambiente sensible.

Impacto social Este se expresa en términos del número de kilómetros de línea aérea o cable subterráneo/submarino que corre a través de medio social sensible.

- a. Sensibilidad respecto a la densidad de población:

- Terrenos cercanos a áreas densamente pobladas, por ejemplo, una población con alta densidad puede ser aquella cuya densidad es mayor a la media nacional.
 - Áreas cercanas a escuelas, centros de salud o servicios similares.
- b. Sensibilidad respecto al paisaje:
- Patrimonio de la humanidad.
 - Otras áreas protegidas por leyes internacionales.

De igual manera, Cenace y Distribuidor deben de tener en cuenta estos impactos, en la etapa de identificación de proyectos, de ser conocidos por los mismos, relacionados con las aprobaciones y permisos en materia social y ambiental.

La Figura 5.7 muestra los principales beneficios, costos e impactos, que un proyecto de Transmisión puede aportar al SEN.

5.12 Metodología de Análisis a futuro con alto grado de incertidumbre

El proceso de planeación se basa en seleccionar un plan óptimo considerando parámetros de entrada que pueden estar sujetos a incertidumbre. De manera general, la toma de decisiones se basa en tres categorías que dependen de los parámetros que afectan esa selección:

- a. Decisión bajo certeza: Criterio determinístico donde se asume un valor fijo a los parámetros de entrada.
- b. Decisión bajo condiciones probabilísticas: Criterio mediante el cual es posible cuantificar la incertidumbre, ya sea porque los parámetros siguen cierta función de probabilidad conocida o se cuenta con registro de su comportamiento histórico.
- c. Decisión bajo incertidumbre: En esta categoría no es posible cuantificar el riesgo debido a que los parámetros no siguen una función de probabilidad conocida o no se tiene registro histórico o experiencia sobre su comportamiento.

Para el caso c, los análisis de menor costo y/o costo-beneficio no siempre determinan la mejor opción. En estos casos, la estrategia de planeación podrá utilizar métodos para la toma de decisión para futuros inciertos. Algunos métodos que podrían ser utilizados son:

- Análisis de escenarios
- Análisis robusto de problemas estocásticos
- Análisis de *minimax*

En caso de optar por los mencionados análisis probabilísticos o de riesgo, éstos deberán efectuarse de tal forma que permitan identificar las variables en las que se posee mayor riesgo, los valores de esas variables, los escenarios que producen los riesgos más altos, y las mejores alternativas ante diferentes escenarios (proyectos con menor riesgo). La aplicación de estas metodologías deberá fundamentarse en la reglamentación que al respecto emita la CRE a propuesta del Cenace.

5.13 Penetración de fuentes de energía renovable

En general, al incorporarse un refuerzo en la red de transmisión, se incrementa la capacidad para compartir los recursos de generación en diferentes nodos eléctricos y entre las regiones del sistema. Esto permite incorporar mayor capacidad y la energía asociada a fuentes de generación convencionales y renovables, que en ausencia del proyecto no podría darse. Los beneficios de este tipo son cuantificables y se miden en la capacidad y la energía de las fuentes renovables que el proyecto permite incorporar al sistema. Los beneficios asociados tienen repercusión en los costos de producción y en la reducción de emisiones contaminantes, principalmente.

Capítulo 6. Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM

6.1 Objetivo

Establecer los criterios que Distribución debe tener en cuenta para el cumplimiento de los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en el proceso de realización del PAMRGD.

6.2 Alcance y Aplicación

Estos criterios aplican al Distribuidor para llevar a cabo el proceso de planeación de las RGD.

6.3 Descripción del Proceso de Planeación de las RGD

La Figura 6.3 muestra los principales hitos del proceso de la planeación de las RGD, los cuales dan como resultado un catálogo de proyectos que son producto de la selección de las opciones de mayor costo-beneficio, fundamentadas en estudios de factibilidad técnica y análisis económico, que permiten la consecución de los objetivos específicos establecidos para atender los problemas operativos identificados en el diagnóstico.

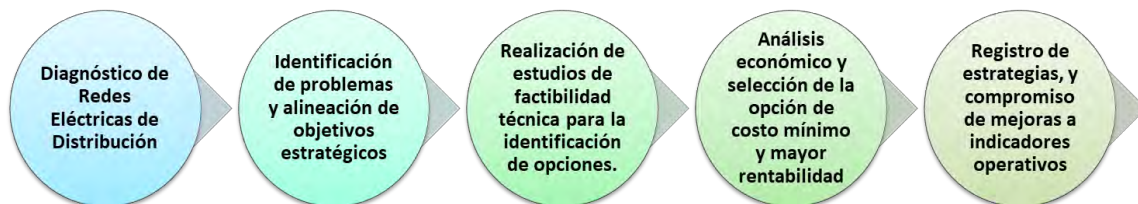


Figura 6.3 Hitos del proceso de planeación del PAMRGD

La planificación de las RGD deberá alinearse con los siguientes objetivos:

1. Reducir las pérdidas de energía eléctrica (técnicas y no técnicas).
2. Incrementar la confiabilidad.
3. Incrementar la calidad de la potencia.
4. Satisfacer la demanda incremental.
5. Coordinarse con los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE).
6. detener en cuenta las REI que apoyen a la disminución de costos de suministro eléctrico.
7. Proponer elementos necesarios para el alojamiento de la Generación Distribuida, a partir de la realización del pronóstico de la Generación Distribuida.
8. Ampliar y modernizar los sistemas de medición.
9. Incrementar la cobertura de telecomunicaciones
10. Gestionar el balance de la energía.

6.4 Criterios para el diagnóstico de las RGD

Como se observa en la Figura 6.4, el diagnóstico de las RGD deberá efectuarse considerando los resultados de los indicadores operativos del año ***n-2***, así como el análisis predictivo de los indicadores, que se espera obtener, al cierre del año ***n-1*** (tomando en cuenta que las propuestas para el PAMRGD se realizan con un año de anticipación), tomando como referencia los criterios de Confiabilidad, Calidad y Eficiencia de las Disposiciones Administrativas de Carácter General de materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de energía eléctrica y las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico.

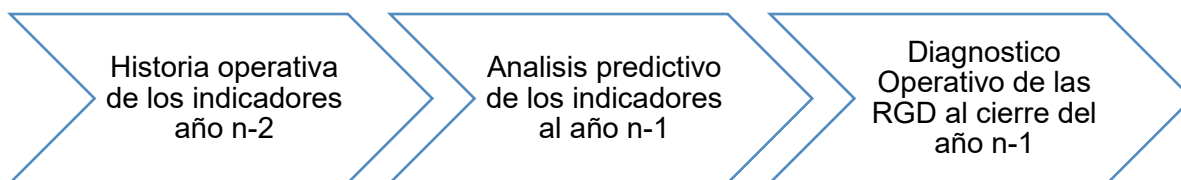


Figura 6.4 Diagnóstico de las RGD

El diagnóstico de las Subestaciones Eléctricas y circuitos de Distribución deberá llevarse a cabo mediante los análisis predictivos de la confiabilidad y flujos de potencia considerando todas las reconfiguraciones y adiciones a la infraestructura eléctrica de las RGD y la demanda máxima esperada al cierre del año ***n-1***.

6.5 Criterios para la planeación de Subestaciones Eléctricas de AT/MT

Se deben considerar en la planeación de Subestaciones Eléctricas todos los proyectos de Ampliación y Modernización de Subestaciones Eléctricas incluidos en

el horizonte de corto plazo dentro del PRODESEN vigente, las cuales cuentan con alto grado de certidumbre en su fecha de entrada en operación, normalmente estas Subestaciones Eléctricas se encuentran en proceso de construcción o licitación. Asimismo, a fin de satisfacer la demanda esperada en horizonte de corto plazo es posible la necesidad de adelantar proyectos actualmente incluidos en el horizonte de mediano plazo.

Para el mediano plazo, se debe considerar el ajuste de la fecha de entrada en operación programada en el PRODESEN de los proyectos considerados en este horizonte y, en caso necesario, adelantar proyectos incluidos en el PRODESEN en el horizonte de largo plazo.

Mientras que en el largo plazo se ajusta la fecha de entrada en operación, se cancelan o se proponen nuevos proyectos considerando que el grado de incertidumbre en el pronóstico es mayor y son susceptibles de mayores cambios en su programación y alcance.

La metodología de planeación de Subestaciones Eléctricas considera las siguientes etapas:

- a) **Pronóstico base anual a 20 años de la demanda máxima.** - En el cual se modelan los agentes de crecimiento de la demanda y se proyecta la tendencia de crecimiento de la demanda máxima en Subestaciones Eléctricas y bancos de transformación existentes: (1) crecimiento normal en Baja y Media Tensión, (2) incremento de carga por servicios de Media Tensión actuales y futuros y (3) desarrollo localizado de Media Tensión.
- b) **Pronóstico intermedio.** - En el cual se distribuye la demanda pronosticada entre las Subestaciones Eléctricas existentes y programadas en la fecha de entrada en operación factible indicada en el PRODESEN vigente y se proponen los ajustes requeridos para su fecha de entrada en operación necesaria y factible.
- c) **Pronóstico definitivo.** - En el cual se agregan las propuestas de nuevas Subestaciones Eléctricas, bancos de transformación, o el cambio de capacidad en bancos existentes, los cuales se propondrán al Cenace para incluirse en el PAMRNT y para que se actualice el Pronóstico de la Demanda en Subestaciones (PDS).
- d) **Pronóstico de la demanda en Subestaciones (PDS).** - Es el pronóstico de demanda máxima en Subestaciones Eléctricas actualizado, conciliado con el Cenace y sirve de base para respaldar las propuestas de nuevos proyectos de Ampliación y Modernización para la actualizar el PAMRNT.

Vigilar que el pronóstico global de la demanda máxima en las Zonas de Distribución se encuentre alineado con las expectativas econométricas del Cenace establecidas en el documento: “Pronóstico de Demanda Máxima no Coincidente”, también conocido como “Pronóstico Numérico”, que elabora anualmente el Cenace.

Para las Subestaciones Eléctricas que no cumplan con los criterios de las Disposiciones Administrativas de Carácter General de materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de energía eléctrica y las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico, o las vigentes, se deberán considerar los siguientes criterios de planeación:

- a) Para garantizar el máximo aprovechamiento de la capacidad instalada en Subestaciones Eléctricas de Distribución, a través de la redistribución óptima de la demanda máxima pronosticada entre los elementos de transformación de AT/MT existentes y programados en el PRODESEN vigente y en el PDS autorizado por el Cenace, antes de proponer nuevos proyectos.
- b) Para mejorar la eficiencia de los transformadores de AT/MT y de MT/MT se considerará el excedente de la energía pérdida técnicamente sobre un valor máximo de 0.5% respecto de la energía en Media Tensión.
- c) Para la modernización de Transformadores se deberá considerar la antigüedad de los transformadores con al menos 40 años de operación, a no ser que la modernización se deba a alguna falla irreparable que obligue a la modernización del mismo.

6.6 Criterios de planeación para circuitos de Media Tensión

Mediante los estudios de planeación a corto plazo se determinarán las necesidades de adición de nuevos alimentadores, troncales y reconfiguración de las RGD, con el fin de contar con las instalaciones estrictamente necesarias y una topología de red flexible de operar en condiciones de operación normal y en contingencia N-1. Asimismo, se planificarán las nuevas instalaciones para el crecimiento, asegurando cubrir la demanda de energía eléctrica en el corto plazo atendiendo a los criterios de las Disposiciones Administrativas de Carácter General de materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de energía eléctrica y las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico.

Para los circuitos de Media Tensión que no cumplan con los criterios de Confiabilidad, Calidad y Eficiencia de las Disposiciones Administrativas de Carácter General de materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red

Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de energía eléctrica y las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico, o las vigentes, se deberán considerar los siguientes criterios de planeación:

a) Para la reducción de la frecuencia de las interrupciones en los circuitos de Media Tensión deberán identificarse de acuerdo a la contribución al indicador SAIFI_D, por causa raíz, referida a los usuarios conectados al circuito.

b) Para la reducción de la duración de las interrupciones en circuitos de Media Tensión deberán identificarse a partir de la contribución por causa raíz al indicador SAIDI_D, referida a los usuarios del circuito. Para evaluar la Confiabilidad de los circuitos de Media Tensión se deberá contar con el comportamiento histórico (últimos 5 años) de los indicadores SAIDI_D, SAIFI_D y CAIDI, referidos a los usuarios del circuito.

c) Para reducir la magnitud de la carga y el número de usuarios afectados por las interrupciones se deberá considerar una demanda máxima por circuito de acuerdo a lo siguiente: 10 MW para sistemas en 34.5 kV, 7.5 MW para sistemas de 23 kV y 4.5 MW para sistemas de 13.8 kV. Asimismo, se deberá considerar un máximo de 5,000 usuarios conectados por circuito y los pronósticos de Generación Distribuida.

d) Para mejorar el factor de potencia en los circuitos de Distribución se deberá considerar la instalación de bancos de capacitores, fijos o desconectables, con una capacidad máxima de 300 kVAr, los cuales se deberán localizar con base en estudios de ubicación óptima y el análisis del perfil de carga del circuito.

e) Para mejorar la eficiencia de los circuitos de Media Tensión se considerará el excedente de la energía pérdida técnicamente sobre un valor máximo de 1.5% respecto de la energía ingresada en Media Tensión.

6.7 Criterios de planeación para redes de Baja Tensión

Para las redes de Baja Tensión que no cumplan con los criterios de Confiabilidad, Calidad y Eficiencia de las Disposiciones Administrativas de Carácter General de materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de energía eléctrica y las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico, se deberán considerar los siguientes criterios de planeación:

- a) Para mejorar la eficiencia de las redes de Baja Tensión se considerará el excedente de la energía perdida técnicamente sobre un valor máximo de 0.5% en transformadores de MT/BT y de 3% para el conjunto red secundaria-acometida-medidor. Considerando que la regulación de tensión en demanda máxima del circuito de Baja Tensión no deberá exceder el 5%.
- b) Para mejorar el aprovechamiento de la capacidad de transformación instalada en las redes de Baja Tensión, se deberá considerar un factor de utilización del 80% en el diseño de nuevos sectores de Baja Tensión y que el 20% restante permitirá satisfacer el crecimiento normal de ese sector.

6.8 Criterios para la elaboración de proyectos

A partir del diagnóstico operativo de las RGD, y teniendo en cuenta los elementos que no satisfacen los criterios establecidos, el Distribuidor debe realizar proyectos para cubrir dichas necesidades operativas de las RGD, generando valor económico y rentabilidad.

Los proyectos que se elaborarán deberán documentarse con una Ficha Técnica Descriptiva (FTD), la cual tendrá como mínimo dos opciones técnicas de solución y económicamente rentables.

No.	Elemento	Área de oportunidad	Opciones de Solución ("PROYECTO")	Alcance de la Opción de Solución
1	Circuito	Pérdidas técnicas en Media Tensión mayores a 1.5%	Construcción de nuevo circuito de Media Tensión para redistribuir carga.	Podrá incluir además una o más de los siguientes conceptos: a) Construcción de un alimentador en Media Tensión. b) Construcción de circuito de Media Tensión. c) Instalación de equipo de seccionamiento manual. d) Recalibración de circuito de Media Tensión. e) Adición de fases en circuito de Media Tensión.
2	Circuito	Pérdidas técnicas en Media Tensión mayores a 1.5%	Ordenamiento de circuitos de Media Tensión	Podrá incluir una o más de los siguientes conceptos: a) Ampliación de circuito de Media Tensión. b) Recalibración de circuito de Media Tensión. c) Adición de fases en circuitos de Media Tensión. d) Instalación de equipo de seccionamiento manual. e) Retiro de instalaciones.

No.	Elemento	Área de oportunidad	Opciones de Solución ("PROYECTO")	Alcance de la Opción de Solución
3	Circuito	Pérdidas técnicas en Media Tensión mayores a 1.5%	Cambio de tensión de circuitos de Media Tensión	Podrá incluir una o más de los siguientes conceptos: a) Ampliación de circuito de Media Tensión. b) Instalación de transformadores de distribución. c) Reemplazo de aislamiento. d) Reemplazo de equipo de protección y seccionamiento. e) Retiro de transformadores de distribución. f) Retiro de aislamiento, equipo de protección y seccionamiento.
4	Circuito	Pérdidas técnicas en Media Tensión mayores a 1.5%	Instalación de equipos de compensación de potencia reactiva	Podrá incluir una o más de los siguientes conceptos: a) Instalación de nuevo banco de capacitores fijo. b) Instalación de nuevo banco de capacitores desconectable.
4b	Circuito	Pérdidas técnicas en Media Tensión mayores a 1.5%	Reemplazo de equipos de compensación de potencia reactiva	Podrá incluir una o más de los siguientes conceptos: a) Reemplazo de banco de capacitores fijo. b) Reemplazo de banco de capacitores desconectable. c) Reubicación de banco de capacitores fijo. d) Reubicación de banco de capacitores desconectable. e) Reemplazo de unidades y accesorios de banco de capacitores.
5	Sector de Baja Tensión	Pérdidas técnicas en Baja Tensión mayores a 3%	Creación de nuevas áreas	Podrá incluir una o más de los siguientes conceptos: a) Instalación de nuevos transformadores de distribución. b) Reubicación de transformador de distribución existente. c) Ampliación de red de Media Tensión. d) Construcción de red de Baja Tensión. e) Recalibrar red de Baja Tensión. f) Retiro de instalaciones. g) Adición de fases en circuitos de Media Tensión .
5b	Sector de Baja Tensión	Pérdidas técnicas en Baja Tensión mayores a 3%	Incrementar la eficiencia en la transformación	Podrá incluir una o más de los siguientes conceptos: a) Sustitución de transformador existente por transformador de alta eficiencia.

No.	Elemento	Área de oportunidad	Opciones de Solución ("PROYECTO")	Alcance de la Opción de Solución
6	Sector de Baja Tensión	Pérdidas técnicas en Baja Tensión mayores a 3%	Reconfiguración de la red de Baja Tensión	Podrá incluir una o más de los siguientes conceptos (el inciso c no puede ir solo): a) Reubicación de transformador de distribución existente. b) Reemplazo de transformador de distribución existente. c) Recalibración de red de Baja Tensión. d) Construcción de red de Baja Tensión. e) Retiro de red de Baja Tensión.
8	Zona	Pérdidas no técnicas mayor al 5%	Cambiar sistema de medición por AMI	Podrá incluir las siguiente: a) Adquisición de medidores y Equipos Compactos de Medición para el remplazo en Media Tensión. b) Adquisición de acometidas y medidores para el remplazo en Baja Tensión.
9	Zona	Pérdidas no técnicas mayor al 5%	Cambiar sistema de medición por ESCALAMIENTO	Podrá incluir las siguiente: a) Adquisición de medidores y Equipos Compactos de Medición para el remplazo para Media Tensión. b) Adquisición de acometidas y medidores para el remplazo en Baja Tensión.
10	Zona	Pérdidas no técnicas mayor al 5%	Cambio de medidor electromecánico por electrónico en Baja Tensión	Adquisición de medidores para el remplazo.
11	Zona	Pérdidas no técnicas mayor al 5%	Cambiar sistema de medición por modernización actualizando sistema de medición en Media Tensión	Adquisición de medidores y Equipos Compactos de Medición para el remplazo de acometidas por crecimiento de la carga.
12	Zona	Pérdidas no técnicas mayor al 5%	Regularización de Colonias populares	Podrá incluir una o más de las siguientes obras: a) Instalación de nuevos transformadores de distribución. b) Ampliación de red de Media Tensión. c) Construcción de red de Baja Tensión. d) Recalibración de circuito de Media Tensión. e) Adición de fases en circuitos de Media Tensión. f) Instalación de equipo de seccionamiento manual. g) Instalación de acometidas. h) Instalación de medidores. i) Retiro de red de Media Tensión. j) Retiro de red de Baja Tensión.

No.	Elemento	Área de oportunidad	Opciones de Solución ("PROYECTO")	Alcance de la Opción de Solución
14	Circuito	SAIDI _D > 50 MINUTOS	Construcción de nuevo circuito de Media Tensión para redistribuir carga.	<p>a) Construcción de un alimentador en Media Tensión .</p> <p>b) Construcción de circuito de Media Tensión.</p> <p>c) Instalación de equipo de seccionamiento manual.</p> <p>Podrá incluir además una o más de las siguientes obras:</p> <p>d) Recalibración de circuito de Media Tensión.</p> <p>e) Adición de fases en circuito de Media Tensión.</p>
15	Circuito	SAIDI _D > 50 MINUTOS	Cambio de topología a tipo multitruncal (tenedor)	<p>Podrá incluir una o más de las siguientes obras:</p> <p>a) Ampliación de circuito de Media Tensión</p> <p>b) Recalibración de circuito de Media Tensión</p> <p>c) Adición de fases en circuitos de Media Tensión</p> <p>d) Instalación de equipo de seccionamiento manual</p>
16	Circuito	SAIFI _D [GRAL] > 0.94 y SAIFI _D [CONTAMINACION] > 0	Cambio de aislamiento	Cambiar el aislamiento por tipo PC o hule silicón a nivel circuito.
17	Circuito	SAIFI _D [GRAL] > 0.94 y SAIFI [DESCARGAS ATMOSFERICAS] > 0	Instalación de apartarrayos en los circuitos de Media Tensión	<p>Podrá incluir las siguientes obras:</p> <p>a) Instalación de apartarrayos.</p> <p>b) Instalación de apartarrayos tipo ALEA.</p> <p>c) Sustitución de apartarrayos.</p> <p>d) Mejora al sistema de tierras.</p>
18	Circuito	SAIFI _D [GRAL] > 0.94 y SAIFI _D [DESCARGAS ATMOSFERICAS] > 0	Cambio de aislamiento	Cambiar el aislamiento por tipo PD o hule silicón a nivel circuito.

No.	Elemento	Área de oportunidad	Opciones de Solución ("PROYECTO")	Alcance de la Opción de Solución
19	Circuito	SAIFI _D [GRAL] > 0.94 y SAIFI _D [DESCARGAS ATMOSFERICAS] > 0	Conversión aéreo a subterránea	<p>Podrá incluir una o más de las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Construcción de línea de Media Tensión subterránea. b) Construcción de línea de Baja Tensión subterránea. c) Instalación de transformador de distribución subterráneo. d) Instalación de acometidas en Media y Baja Tensión subterráneas. e) Instalación de equipos de protección y seccionamiento. f) Retiro de línea de Media Tensión aérea. g) Retiro de línea de Baja Tensión aérea. h) Retiro de transformador de distribución aéreo. i) Retiro de acometidas en Media y Baja Tensión aéreas. j) Retiro de equipos de protección y seccionamiento.
20	Circuito	SAIFI _D [GRAL] > 0.94 y SAIFI _D [DESCARGAS ATMOSFERICAS] > 0	Instalación de neutro corrido	Instalación de neutro corrido en línea de Media Tensión existente incluye accesorios, soportes e instalación de sistema de tierras
21	Circuito	SAIFI _D [GRAL] > 0.94 y SAIFI _D [FALLA DE EQUIPO Y MATERIAL] > 0	Reemplazo de equipos obsoletos	<p>Podrá incluir las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Sustitución de cuchillas de seccionamiento. b) Sustitución de cortacircuitos fusibles. c) Sustitución de restauradores. d) Sustitución de seccionadores.
22	Circuito	SAIFI [GRAL] > 0.94 y SAIFI [PUBLICO] > 0	Conversión aéreo a subterránea	<p>Podrá incluir una o más de las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Construcción de línea de Media Tensión subterránea. b) Construcción de línea de Baja Tensión subterránea. c) Instalación de transformador de distribución subterráneo. d) Instalación de acometidas en Media y Baja Tensión subterráneas. e) Instalación de equipos de protección y seccionamiento. f) Retiro de línea de Media Tensión aérea. g) Retiro de línea de Baja Tensión aérea. h) Retiro de transformador de distribución aéreo. i) Retiro de acometidas en Media y Baja Tensión aéreas. j) Retiro de equipos de protección y seccionamiento.

No.	Elemento	Área de oportunidad	Opciones de Solución ("PROYECTO")	Alcance de la Opción de Solución
23	Circuito	SAIFI _D [GRAL] > 0.94 y SAIFI _D [PUBLICO] > 0	Cambio de aislamiento en áreas con incidencia de vandalismo	Cambiar aislamiento.
24	Circuito	SAIFI _D [GRAL] > 0.94 y SAIFI _D [PUBLICO] > 0	Modificaciones en LMT Aéreas para atención de puntos de riesgos	Modificación de las estructuras de paso por voladas.
25	Circuito	SAIFI _D [GRAL] > 0.94 y SAIFI _D [VEGETACIÓN] > 0	Cambio de conductor desnudo por cable semi-aislado	Instalación de cable semiaislado y retiro del cable desnudo.
26	Circuito	SAIFI _D [GRAL] > 0.94 y SAIFI _D [VEGETACIÓN] > 0	Cambio de topología a tipo multitruncal (tenedor)	Podrá incluir las siguientes obras: a) Construcción de circuito de Media Tensión. b) Recalibración de circuito de Media Tensión. c) Instalación de equipo de seccionamiento manual. d) Retiro de circuito de Media Tensión. e) Adición de fases en circuito de Media Tensión.
27	Circuito	SAIFI _D [GRAL] > 0.94 y SAIFI _D [VEGETACIÓN] > 0	Conversión aérea a subterránea	Podrá incluir una o más de las siguientes obras: a) Construcción de línea de Media Tensión subterránea. b) Construcción de línea de Baja Tensión subterránea. c) Instalación de transformador de distribución subterráneo. d) Instalación de acometidas en Media y Baja Tensión subterráneas. e) Instalación de equipos de protección y seccionamiento. f) Retiro de línea de Media Tensión aérea. g) Retiro de línea de Baja Tensión aérea. h) Retiro de transformador de distribución aéreo. i) Retiro de acometidas en Media y Baja Tensión aéreas. j) Retiro de equipos de protección y seccionamiento.
28	Circuito	SAIDI _D > 50 MINUTOS	Equipo de seccionamiento EPROSEC	Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación de nuevos equipos de protección y seccionamiento (EPROSEC) con telecontrol y/o automatismo. b) Reubicación de nuevos equipos de protección y seccionamiento (EPROSEC) con telecontrol y/o automatismo. c) Reemplazo de equipo de protección y seccionamiento (EPROSEC). d) Reemplazo de partes de equipo de protección y seccionamiento (EPROSEC).

No.	Elemento	Área de oportunidad	Opciones de Solución ("PROYECTO")	Alcance de la Opción de Solución
29	Subestación Eléctrica	Salida de bancos > 0	Modernización de Subestaciones	Podrá incluir las siguientes obras: a) Modernización de equipos primarios de Subestaciones Eléctricas. b) Instalación de interruptores de amarre de barras. c) Instalación de Unidades Terminales Remotas (UTR).
30	Subestación Eléctrica	Salida de bancos > 0	Mantenimiento Integral a Subestaciones	Podrá incluir las siguientes obras: a) Reemplazo de equipo por obsolescencia de las mismas características. b) Mantenimiento a equipo primario. c) Sustitución de equipo de protección y seccionamiento. d) Reemplazo de transformador de potencia de las mismas características. e) Reemplazo de interruptores de la mismas características. f) Sustitución y adquisición Unidades terminales Remotas (UTR).
31	Sector de Baja Tensión	PTA > 0	Reconfiguración de la red de Baja Tensión por PTA	Podrá incluir las siguientes obras: a) Reubicación de transformador de distribución existente. b) Reemplazo de transformador de distribución existente. c) Recalibración de red de Baja Tensión. d) Construcción de red de Baja Tensión. e) Retiro de red de Baja Tensión.
32	Sector de Baja Tensión	PTA > 0	Creación de nuevas áreas para reducir el PTA	Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación de nuevos transformadores de distribución. b) Reubicación de transformador de distribución existente. c) Reemplazo de transformador de distribución existente. d) Ampliación de red de Media Tensión. e) Construcción de red de Baja Tensión.
33	Circuito	Factor de potencia menor a 0.95	Optimizar la compensación de potencia reactiva en circuitos de Media Tensión	Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación de nuevo banco de capacitores fijo. b) Instalación de nuevo banco de capacitores desconectable. c) Reemplazo de banco de capacitores fijo. d) Reemplazo de banco de capacitores desconectable. e) Reubicación de banco de capacitores fijo. f) Reubicación de banco de capacitores desconectable. g) Reemplazo de unidades y accesorios de banco de capacitores.

No.	Elemento	Área de oportunidad	Opciones de Solución ("PROYECTO")	Alcance de la Opción de Solución
34	Circuito	Factor de potencia menor a 0.95	Transferir carga a circuitos poco cargados (subutilizados)	Podrá incluir una o más de las siguientes obras: a) Ampliación de circuito de Media Tensión. b) Recalibración de circuito de Media Tensión. c) Adición de fases en circuitos de Media Tensión. d) Instalación de equipo de seccionamiento manual .
35	Subestación Eléctrica	Monitoreo de parámetros de calidad de energía	Medición de parámetros de calidad	Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación de nuevos medidores de calidad de energía en nodos de calidad de Alta-Media Tensión. b) Instalación de nuevos medidores de parámetros básicos en circuitos de distribución de Media Tensión. c) Reemplazo de medidores de calidad de energía en nodos de calidad de Alta-Media Tensión. d) Reemplazo medidores de parámetros básicos en circuitos de distribución de Media Tensión. e) Instalación de concentrador de datos. f) Reemplazo de concentradores de datos.
36	Zona	Monitoreo de parámetros de calidad de energía	Instalación servidores de datos	Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación de nuevos servidores de datos. b) Reemplazo de servidores de datos.
37	Circuito	Tensión de operación del suministro menor al 90%	Instalación de equipos de regulación de voltaje en circuitos de Media Tensión	Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación de reguladores de tensión para circuitos de Media Tensión. b) Reubicación de reguladores de tensión para circuitos de Media Tensión. c) Reemplazo de reguladores de tensión para circuitos de Media Tensión. d) Reemplazo de unidades y accesorios de reguladores de tensión para circuitos de Media Tensión.
38	Subestación Eléctrica	Tensión de operación del suministro menor al 90%	Reemplazo de transformadores de potencia con cambiador de derivaciones bajo carga	Sustitución de transformador de potencia existente por transformador de potencia con cambiador de derivaciones bajo carga, tipo reactor, con botellas de vacío, lado secundario del transformador, en Media Tensión.
39	Subestación Eléctrica	Tensión de operación del suministro menor al 90%	Reemplazo de transformadores de instrumento en subestaciones	Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación de transformadores de instrumento en Media Tensión. b) Reemplazo de transformadores de instrumento en Media Tensión.

No.	Elemento	Área de oportunidad	Opciones de Solución ("PROYECTO")	Alcance de la Opción de Solución
40	Circuito	Tensión de operación del suministro menor al 90%	Mejorar regulación de tensión, aplicando transferencia de cargas en circuitos de Media Tensión	Podrá incluir una o más de las siguientes obras: a) Ampliación de circuito de Media Tensión. b) Recalibración de circuito de Media Tensión. c) Adición de fases en circuitos de Media Tensión. d) Instalación de equipo de seccionamiento manual .
41	Circuito	Tensión de operación del suministro menor al 90%	Construcción de nuevo circuito de Media Tensión para redistribuir carga.	a) Construcción de un alimentador en Media Tensión . b) Construcción de circuito de Media Tensión c) Instalación de equipo de seccionamiento manual. Podrá incluir además una o más de las siguientes obras: d) Recalibración de circuito de Media Tensión. e) Adición de fases en circuito de Media Tensión.
42	Circuito	Tensión de operación del suministro menor al 90%	Cambio de tensión de circuitos de Media Tensión	Podrá incluir una o más de las siguientes obras: a) Reemplazo de transformadores de distribución. b) Reemplazo de aislamiento. c) Reemplazo de equipo de protección y seccionamiento. d) Retiro de transformadores de distribución. e) Retiro de aislamiento, equipo de protección y seccionamiento.
43	Circuito	Tensión de operación del suministro menor al 90%	Instalación de equipos de compensación de potencia reactiva	Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación de nuevo banco de capacitores fijo. b) Instalación de nuevo banco de capacitores desconectable. c) Reemplazo de banco de capacitores fijo. d) Reemplazo de banco de capacitores desconectable. e) Reubicación de banco de capacitores fijo. f) Reubicación de banco de capacitores desconectable. g) Reemplazo de unidades y accesorios de banco de capacitores.

No.	Elemento	Área de oportunidad	Opciones de Solución ("PROYECTO")	Alcance de la Opción de Solución
44	Zona	Convenios CFE - Entidades Gob. - Asoc. Civiles	Electrificación mediante la ampliación de redes de distribución en Media y Baja Tensión aérea / subterránea.	Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación de nuevos transformadores de distribución. b) Ampliación de red de media tensión. c) Construcción de red de baja tensión. d) Recalibración de circuito de media tensión. e) Adición de fases en circuitos de media tensión. f) Instalación de equipo de seccionamiento manual. g) Instalación de acometidas. h) Instalación de medidores. i) Retiro de red de Media Tensión. j) Retiro de red de Baja Tensión.
45	Zona	Cartas Compromiso CFE - Entidades Gob. - Asoc. Civiles, con aportación de CFE	Electrificación mediante la ampliación de redes de distribución en Media y Baja Tensión aérea / subterránea.	Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación de nuevos transformadores de distribución. b) Ampliación de red de Media Tensión. c) Construcción de red de Baja Tensión. d) Recalibración de circuito de Media Tensión. e) Adición de fases en circuitos de Media Tensión. f) Instalación de equipo de seccionamiento manual. g) Instalación de acometidas. h) Instalación de medidores. i) Retiro de red de Media Tensión. j) Retiro de red de Baja Tensión.
46	Zona	Convenio de electrificación CFE - FSUE	Electrificación mediante la ampliación de redes de distribución en media y baja tensión aérea / subterránea. con recursos del FSUE	Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación de nuevos transformadores de distribución. b) Ampliación de red de Media Tensión. c) Construcción de red de Baja Tensión. d) Recalibración de circuito de Media Tensión. e) Adición de fases en circuitos de Media Tensión. f) Instalación de equipo de seccionamiento manual. g) Instalación de acometidas. h) Instalación de medidores. i) Retiro de red de Media Tensión. j) Retiro de red de Baja Tensión.
47	Zona	Convenio de electrificación CFE - FSUE	Electrificación mediante sistemas aislados con recursos del FSUE	Podrá incluir las siguientes obras: a) Planta solar. b) Construcción de red de media tensión. c) Instalación de nuevos transformadores de distribución. e) Construcción de red de Baja Tensión. f) Instalación de equipo de seccionamiento manual. g) Instalación de acometidas. h) Instalación de medidores.

No.	Elemento	Área de oportunidad	Opciones de Solución ("PROYECTO")	Alcance de la Opción de Solución
48	Circuito	Coordinarse con los programas promovidos por el FSUE	Reforzar el circuito de MT para permitir la conexión proyectos de electrificación	Podrá incluir una o más de las siguientes obras: a) Ampliación de circuito de Media Tensión. b) Recalibración de circuito de Media Tensión. c) Adición de fases en circuitos de Media Tensión. d) Instalación de equipo de seccionamiento manual.
49	Circuito	Coordinarse con los programas promovidos por el FSUE	Mejorar la regulación de tensión de circuitos de MT para permitir la conexión de obras de electrificación	Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación de reguladores de tensión para circuitos de Media Tensión. b) Reubicación de reguladores de tensión para circuitos de Media Tensión. c) Reemplazo de reguladores de tensión para circuitos de Media Tensión. d) Reemplazo de unidades y accesorios de reguladores de tensión para circuitos de Media Tensión.
50	Circuito	Coordinarse con los programas promovidos por el FSUE	Reducir el flujo de potencia reactiva para permitir la conexión de obras de electrificación	Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación de nuevo banco de capacitores fijo. b) Instalación de nuevo banco de capacitores desconectable. c) Reemplazo de banco de capacitores fijo. d) Reemplazo de banco de capacitores desconectable. e) Reubicación de banco de capacitores fijo. f) Reubicación de banco de capacitores desconectable. g) Reemplazo de unidades y accesorios de banco de capacitores.
51	Subestación Eléctrica	Factor de utilización mayor a 100%	Nuevas subestaciones	Podrá incluir las siguientes obras: a) Construcción de nueva subestación AT/MT. b) Construcción de línea de alta tensión. c) Construcción de nueva subestación MT/MT. d) Construcción de circuitos de media tensión.
52	Subestación Eléctrica	Factor de utilización mayor a 100%	Ampliación de transformación en subestaciones	Podrá incluir las siguientes obras: a) Ampliar la capacidad de transformación AT/MT. b) Construcción de línea de alta tensión. b) Ampliar la capacidad de transformación MT/MT. d) Construcción de circuitos de media tensión.
53	Subestación Eléctrica	Factor de utilización mayor a 100%	Aumento de capacidad en transformador de potencia existente	Podrá incluir las siguientes obras: a) Instalación y retiro de Transformador AT/MT por diferente capacidad. b) Instalación y retiro de Transformador AT/MT por diferente capacidad. c) Construcción de circuitos de media tensión.

No.	Elemento	Área de oportunidad	Opciones de Solución ("PROYECTO")	Alcance de la Opción de Solución
54	Zona	Hacer más eficiente los procesos de operación de las RGD	Sistema de Administración de Distribución Avanzado (ADMS)	Implementación del Proyecto Piloto
55	Circuito	Bajo nivel de capacidad de alojamiento de la Generación Distribuida (GD) en circuitos de MT	Recalibrar el circuito de Media Tensión para incrementar la capacidad de alojamiento	Recalibración de circuito de Media Tensión
56	Circuito	Bajo nivel de capacidad de alojamiento de la Generación Distribuida en circuitos de MT	Incrementar la capacidad interruptiva en equipos de proyección y seccionamiento.	Reemplazo de equipo de protección y seccionamiento
57	Subestación Eléctrica	Bajo nivel de capacidad de alojamiento de la Generación Distribuida en circuitos de MT	Esquema de protecciones	Reemplazo de unidad o accesorio de protecciones
58	Zona	Ampliar cobertura de la medición	Conexión de sistemas de medición en nuevos servicios	Podrá incluir las siguiente: a) Adquisición de acometidas, medidores y ECM para servicios nuevos para Media Tensión. b) Adquisición de acometidas y medidores para servicios nuevos en Baja Tensión.
59	Zona	Ampliar cobertura de la medición	Reemplazo del sistema de medición por daño	Podrá incluir las siguiente: a) Adquisición de acometidas, medidores y ECM para el remplazo de medidores por crecimiento de la carga para Media Tensión. b) Adquisición de acometidas y medidores para el reemplazo en Baja Tensión.
60	Zona	Zonas oscuras en la RGD	Instalación de medios de comunicación	Podrá incluir las siguiente: a) Adquisición e instalación de antenas en torres. b) Adquisición e Instalación de Fibra óptica. c) Adquisición e Instalación de antenas para la red de Media Tensión. d) Adquisición e instalación de nuevas estaciones repetidoras.
61	Zona	SAIDI _D > 50 MINUTOS	Modernizar Unidades Centrales Maestras (UCM)	Podrá incluir las siguiente: a) Adquisición y reemplazo de Unidades Centrales Maestras (UCM). b) Adquisición e Instalación de nuevas Unidades Centrales Maestras (UCM).

No.	Elemento	Área de oportunidad	Opciones de Solución ("PROYECTO")	Alcance de la Opción de Solución
62	Zona	Zonas oscuras en la RGD	Reemplazo de equipos de comunicación	Podrá incluir las siguiente: a) Adquisición y reemplazo de antenas en torres. b) Adquisición y reemplazo de antenas para la red de Media Tensión. c) Adquisición y reemplazo de nuevas estaciones repetidoras.
63	Subestación Eléctrica	SAIDI _D > 50 MINUTOS	Modernización de Unidades Terminales Remotas (UTR)	Instalación y retiro de Unidades Terminales Remotas
64	Subestación Eléctrica	Zonas oscuras en la RGD	Reemplazo de equipos de comunicación de Voz y Datos	Podrá incluir lo siguiente: a) Adquisición y reemplazo de equipo de comunicación de voz. b) Adquisición y reemplazo de equipo de comunicación de datos.

Tabla 6.8 Opciones de solución para la elaboración de los proyectos del PAM de las RGD

6.9 Criterios para el análisis Costo-Beneficio de los PAMRGD

Criterios para la evaluación de los proyectos

Las opciones de solución deben sujetarse a una evaluación económica y se utilizará la metodología de evaluación: **costo-beneficio** que se aplicará utilizando los indicadores de rentabilidad que se indican en la Tabla 6.9.1.

Programa o proyecto de inversión	Tipo de evaluación	Indicadores de rentabilidad
Proyectos de infraestructura.	costo-beneficio	Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Índice de Rentabilidad (IR), relación costo/eficiencia (\$/kWh).

Tabla 6.9.1 Metodologías de evaluación

Clasificación de costos:

- Costos de la inversión inicial [C_{ii}].
- Costos de operación y mantenimiento [Co&m].

Clasificación de beneficios:

- Beneficio por reducción de pérdidas técnicas de energía [B_{peT}].
- Beneficio por reducción de pérdidas no técnicas de energía [B_{peNT}].
- Beneficio por reducción de energía no suministrada [B_{ens}].

- Beneficio por energía incremental [Bei].

Beneficio por reducción de pérdidas técnicas de energía [Bpe_T].

Igual que en el “**Beneficio por reducción de pérdidas técnicas [Bpe_T]**” del Capítulo 5 anterior.

Beneficio por la reducción de pérdidas no técnicas [Bpe_{NT}].

Igual que en el Capítulo 5 anterior.

Beneficio por la reducción de la energía no suministrada [Bens].

Igual que en el Capítulo 5 anterior.

Criterios de rentabilidad

Se deberá cumplir con los criterios de rentabilidad indicados en la Tabla 6.9.2.

Indicador económico	Criterio de aceptación			
	Inaceptable	Aceptable	Verificar insumos	Posible Error
TIR	≤ 10.07%	> 10.07 % y ≤ 30 %	>30 % y ≤ 60 %	> 60 %
IR	≤ 1.0	> 1.0 y ≤ 3.0	> 3.0 y ≤ 6.0	> 6.0
VAN	< 0	> 0		
CAE	< 0	> 0		
Año de retorno de la inversión	> a la vida útil de la instalación	< a la vida útil de la instalación		

Tabla 6.9.2 Criterios de aceptación para evaluación de proyectos

Criterios para la selección de opciones de solución

Para los proyectos evaluados con la metodología costo-beneficio, el criterio para elegir la mejor opción de solución es el indicado en la Tabla 6.9.3.

Indicador económico	Criterio de selección
VAN	Elegir la opción de mayor VAN
TIR	Elegir la opción de mayor TIR
IR	Elegir la opción de mayor IR
\$/kWh	Elegir la opción de menor relación costo / eficiencia.

Tabla 6.9.3 Criterios de selección de opciones de solución

Para los proyectos evaluados con la metodología costo mínimo, se debe elegir como mejor opción de solución la que presente el menor CAE.

Supuestos utilizados para la evaluación de los proyectos

En la evaluación económica de proyectos deben utilizarse las variables económicas indicadas en la Tabla 6.9.4, las cuales deberán ser actualizadas anualmente por la CRE.

Concepto	Valor
Precio Medio de la Tarifa (PMT)	Regionalizado por División ^{1/}
Precio Marginal Local (PML)	Regionalizado por División ^{2/}
Tasa de Crecimiento de Demanda	Regionalizado por División ^{3/}
Tasa de Descuento	10.07 ^{4/} %
Proporción de los costos anuales por la Operación y Mantenimiento del proyecto respecto a la inversión inicial.	1.0 %
Paridad "peso-dólar"	19.05 \$/USD

Tabla 6.9.4 Variables económicas para la evaluación de proyectos

Para valorizar los beneficios de las opciones de solución de proyectos de infraestructura se utilizarán los parámetros de referencia, establecidos por el precio medio de la tarifa de Distribución y el Precio Marginal Local Promedio por División.

^{1/}Con base en el Acuerdo CRE A/074/2015 y la actualización de la tarifa que aplicará a la CFE por el servicio público de Distribución de energía eléctrica durante el período que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017.

^{2/}De conformidad con lo que establece la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), en su artículo 3, fracción XXX, el Precio Marginal Local (PML) se define como el "Precio de la energía eléctrica en un nodo determinado del Sistema Eléctrico Nacional para un periodo definido, calculado de conformidad con las Reglas del Mercado y aplicable a las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista". El artículo 108, fracción VI de la misma Ley establece la facultad que tiene el CENACE para recibir las ofertas y calcular los precios de energía eléctrica y los Productos Asociados que derivan del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). En este sentido, una vez que el CENACE ha recibido las ofertas de compra y venta de energía, lleva a cabo un despacho económico de las Unidades de Central Eléctrica para cada uno de los mercados. Como resultado de dicho despacho, se obtienen, entre otros, los PML de la energía, en cada Nodo P y en cada Nodo P Distribuido del Sistema Eléctrico Nacional. Los PML reflejan sus componentes de energía, congestión y pérdidas.

Los PML son publicados por el CENACE y pueden consultarse en la siguiente dirección electrónica.
<http://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>

^{3/} Obtener la tasa de crecimiento a partir del documento "Pronóstico de Demanda por Subestaciones" (PDS) que publica anualmente el CENACE.

^{4/}Tasa de Descuento, se determina conforme al Considerando Vigésimo cuarto del Acuerdo A/074/2015 por el que la CRE expide las tarifas que aplicará la CFE por el servicio público de Distribución durante el período tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.

Beneficio	Algoritmo
Bpe_T ^{5/}	$= \Delta pe_T \cdot PML_D$
Bpe_{NT}	$= \Delta pe_{NT} \cdot PMT_D + \Delta pe_{NT} \cdot PML_D$
$Bens^6$	$= \Delta ens \cdot PM_{ens}$
Bei	$= \Delta ei \cdot PMT_D$

Tabla 6.9.5 Algoritmo para la valorización de los beneficios de proyectos de infraestructura

Donde:

Δpe_T	Diferencia entre las pérdidas técnicas sin proyecto y las pérdidas técnicas con proyecto
Δpe_{NT}	Diferencia entre las pérdidas NO técnicas sin proyecto y las pérdidas NO técnicas con proyecto
Δens	Diferencia entre las Energía No Suministrada sin proyecto y la Energía No Suministrada con proyecto
Δei	La suma de la menor de las diferencias anuales: i) entre la capacidad instalada sin proyecto y la demanda máxima pronosticada, o ii) entre la capacidad instalada sin proyecto y la capacidad instalada con proyecto; multiplicada por el factor de carga y el número de horas del año.
PML_D	Promedio anual del Precio Marginal Local (PML) de los Nodos P contenidos en la División de Distribución, de acuerdo al Anexo 5.
PMT_D	Precio medio de las tarifas de Distribución de la División, de acuerdo con lo indicado en el Anexo 5.
PM_{ens}	Precio medio de la energía no servida, de acuerdo a lo indicado en la Política de Confiabilidad publicada por la Sener.

Criterios para la priorización y selección de proyectos

El Distribuidor priorizará el total de programas y proyectos de inversión autorizados, considerando lo siguiente:

- Prioridad del área de oportunidad correspondiente,
- Beneficios operativos del proyecto,
- Beneficios económicos del proyecto,
- Indicadores de rentabilidad económica del proyecto: TIR, IR, VAN,

^{5/} De acuerdo con lo indicado en el apartado 8.1.3 del Manual de Liquidaciones (Disposiciones Operativas del Mercado Eléctrico Mayorista).

^{6/} De acuerdo a lo indicado en la Política de Confiabilidad que establezca la Secretaria de Energía

e) Relación costo-eficiencia del proyecto en \$/kWh.

Se priorizarán los proyectos relacionados con el objetivo de incrementar la cobertura eléctrica de las RGD que hayan sido autorizados, tomando como base el grado de electrificación por Estado y el número de habitantes beneficiados.

Para la selección de programas y proyectos de inversión relacionados con los objetivos de incremento en la confiabilidad y/o la calidad de la potencia eléctrica, y la reducción de pérdidas, se preferirán aquellos que, cumpliendo con los parámetros de rentabilidad, ofrezcan los mayores beneficios con respecto a un mismo monto de inversión.

Los programas y proyectos de inversión seleccionados por el Distribuidor serán incluidos en el PAMRGD.

MANUAL REGULATORIO DE ESTADOS OPERATIVOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Capítulo 1 Descripción general

El SEN debe ser operado de manera tal que se minimice la probabilidad de que, ante la ocurrencia de la CSMS, existan problemas de estabilidad angular, estabilidad de tensión, estabilidad de frecuencia, u operación del equipo fuera de sus límites de operación, que ocasionen la pérdida en cascada de elementos y con ello colapso de una parte del SEN o la formación descontrolada de islas eléctricas.

Por lo anterior, el objetivo del presente Manual es definir los distintos Estados Operativos en los que puede incurrir el SEN o parte del mismo, así como las acciones y responsabilidades de los distintos Integrantes de la Industria Eléctrica para mantener una condición estable y reducir el impacto sobre el SEN cuando un disturbio provoque una condición operativa insegura en el mismo.

Este Manual Regulatorio debe ser observado y aplicado por todos los Integrantes de la Industria Eléctrica en los distintos Estados Operativos definidos.

Capítulo 2 Estados Operativos del SEN

2.1 Criterios generales

2.1.1 Operación del SEN

Debido a la dinámica que existe entre los diferentes Integrantes de la Industria Eléctrica y a las restricciones o limitaciones generales (operativas y de diseño) que pueden estar presentes al operar el SEN, se requiere de la supervisión y análisis

permanente de los Estados Operativos del SEN para aplicar las políticas y estrategias conducentes a fin de mantener y, en su caso, restablecer en el SEN la Reserva Operativa, reactiva, los niveles de tensión, la capacidad de Transmisión y de transformación, entre otros.

Las restricciones operativas de generación, Transmisión, transformación y diseño, están asociadas con limitaciones de estabilidad transitoria (angular), estabilidad transitoria de tensión y estabilidad de largo plazo; caracterizadas por límites máximos y mínimos. Como consecuencia de dichas restricciones, se pueden identificar cuatro Estados de Operación en el SEN. Es importante hacer notar que en cada Estado de Operación se requieren acciones de control, aplicación de criterios, políticas y estrategias tendientes a dirigir y conservar el SEN en un estado estable. A continuación, se establecen las características que definen a cada Estado Operativo.

Los Estados Operativos se pueden definir a nivel global en el SEN o por Sistema Interconectado.

2.1.2 Estado Operativo Normal

En el Estado Operativo Normal todas las variables del sistema eléctrico que corresponda (tensiones, ángulos, frecuencia, etc.) se encuentran dentro de los límites operativos y se cuenta con suficiente capacidad de Transmisión y transformación para mantener la confiabilidad del sistema eléctrico ante la CSMS que se pudiera presentar. En condiciones posteriores a la CSMS, el equipo eléctrico debe mantenerse operando dentro de sus límites operativos y no debe presentarse pérdida de carga.

En Estado Operativo Normal, la frecuencia se debe mantener dentro de la banda de calidad definida y debe asegurar que los niveles de tensión en las barras de las Subestaciones Eléctricas se mantengan conforme a los rangos establecidos en la Tabla 2.1.2.

Estado Operativo Normal			
Tensión Nominal (kV)	Tipo de Sistema	Tensión mínima de operación (%)	Tensión máxima de operación (%)
400	3 fases 3 hilos	-5%	+5%
230	3 fases 3 hilos	-5%	+5%
161	3 fases 3 hilos	-5%	+5%
138	3 fases 3 hilos	-5%	+5%
115	3 fases 3 hilos	-5%	+5%
85	3 fases 3 hilos	-5%	+5%

Estado Operativo Normal			
Tensión Nominal (kV)	Tipo de Sistema	Tensión mínima de operación (%)	Tensión máxima de operación (%)
69	3 fases 3 hilos	-5%	+5%
34.5	3 fases 3 o 4 hilos	-5%	+5%
23	3 fases 3 o 4 hilos	-5%	+5%
13.8	3 fases 3 o 4 hilos	-5%	+5%
Frecuencia (Hz)	Sistema Interconectado al que aplica	Frecuencia máxima de operación (Hz)	Frecuencia mínima de operación (Hz)
60 Hz	SIN, SIBC y SIM	59.8	60.2
	SIBCS	59.7	60.3

Tabla 2.1.2. Niveles de Frecuencia y Tensión en Estado Operativo Normal.

2.1.3 Estado Operativo de Alerta

En el Estado Operativo de Alerta todas las variables del sistema eléctrico pueden o no estar dentro de sus límites operativos, y ante la ocurrencia de la CSMS, una, o algunas, de las variables del sistema queda fuera de sus límites operativos, u ocasionar la operación de un EAR.

El Cenace tiene la obligación de declarar un Estado Operativo de Alerta en un sistema eléctrico que pudiese ser afectado ante condiciones climatológicas preventivas, de acuerdo con el Sistema de Alerta Temprana (de la SEGOB), o afectación de cualquier otra índole. Asimismo, el Cenace deberá aplicar las acciones preventivas correspondientes de acuerdo con el presente manual, con la finalidad de minimizar el impacto en el sistema eléctrico.

Cuando el sistema eléctrico se encuentre en Estado Operativo de Alerta, el Cenace deberá informar a los Integrantes de la Industria Eléctrica y podrá realizar por confiabilidad, de manera enunciativa más no limitativa, algunas de las acciones siguientes:

- a. Modificación a los planes de mantenimiento.
- b. Solicitar la recuperación de elementos del sistema eléctrico que se encontraban en mantenimiento.
- c. Modificaciones a las instrucciones de despacho.
- d. Modificación de transacciones internacionales, de conformidad con lo previsto en el Manual de Importaciones y Exportaciones o el que lo sustituya.
- e. Cambio de topología del sistema eléctrico.
- f. Uso de los Recursos de Demanda Controlable.
- g. Entre otros que se identifiquen para llevar al sistema eléctrico al Estado Operativo Normal.

Si en la planeación operativa que realice el Cenace, se identifica que el sistema eléctrico puede estar en Estado Operativo de Alerta, el Cenace podrá implementar el siguiente mecanismo con el objeto de restablecer las condiciones de reserva en el sistema eléctrico y el Estado Operativo Normal:

- Adquisición de Potencia por Subastas de Confiabilidad.

Cuando el Cenace no pueda resolver esta situación, resultado de la planeación operativa, mediante los mecanismos de adquisición de potencia, energía y productos asociados previstos en las Bases del MEM, podrá gestionar la Adquisición de Potencia a través de la implementación del Protocolo Correctivo emitido por la CRE.

2.1.4 Estado Operativo de Emergencia

En el Estado Operativo de Emergencia una o varias de las variables del sistema eléctrico que corresponda están fuera de sus límites operativos y puede existir afectación en el suministro de energía eléctrica derivado de la operación de los Esquemas de Acción Remedial o Esquemas de Protección del Sistema, implementados por el Cenace para evitar la evolución, en su caso del Disturbio, o ante una CSMS evitar que se provoque una inestabilidad del sistema eléctrico.

El Cenace deberá notificar a todos los Integrantes de la Industria Eléctrica que el sistema eléctrico correspondiente se encuentra en Estado Operativo de Emergencia y que es necesario tomar acciones operativas, incluida la desconexión de carga, con la finalidad de restablecer el Estado Normal o de Alerta en el SEN.

Si en la planeación operativa que realice el Cenace, se identifica que el sistema eléctrico puede estar en Estado Operativo de Emergencia, el Cenace podrá implementar los siguientes mecanismos con el objeto de restablecer las condiciones de reserva en el sistema eléctrico y el Estado Operativo Normal:

- Adquisición de Potencia por Subastas de Confiabilidad.

Cuando el Cenace no pueda resolver esta situación, resultado de la planeación operativa, mediante los mecanismos de adquisición de potencia, energía y productos asociados previstos en las Bases del MEM, podrá gestionar la Adquisición de Potencia a través de la implementación del Protocolo Correctivo emitido por la CRE.

2.1.5 Estado Operativo Restaurativo

En el Estado Operativo Restaurativo el sistema eléctrico correspondiente no está completamente integrado, es decir, se encuentra separado en islas eléctricas. En este Estado Operativo no hay afectación de cargas.

2.1.6 Requerimientos de Reserva para los Estados Operativos del SEN

La Tabla 2.1.6.1 muestra los valores de Reserva de Planeación y Reserva Operativa asociados a los distintos estados operativos del SEN, y considerando los requerimientos específicos para la operación del SIN y los sistemas de Baja California, Baja California Sur y Mulegé.

En el Estado Operativo Normal, el SEN cuenta con niveles adecuados de Reserva Operativa y de Planeación, de conformidad con la Tabla 2.1.6.1, necesarios para suministrar los requerimientos coincidentes por entrada súbita de carga de considerable magnitud, por ejemplo, hornos de arco eléctrico, más el crecimiento normal de la carga y la pérdida de la Central Eléctrica de mayor capacidad (CSMS). En los Estados Operativos de Alerta, de Emergencia y Restaurativo (todas las acciones de control), deberán estar enfocadas a recuperar las condiciones de reserva asociadas al Estado Operativo Normal.

Estado	Reserva Operativa (RO)		Reserva de Planeación (RP)		Acciones Remediales
	SIN	Otros	SIN	Otros	
Normal	≥6%	≥11%	≥13%	≥15%	
Alerta	$3\% \leq RO < 6\%$	$4\% \leq RO < 11\%$	$6\% \leq RP < 13\%$	RP < 15%	<ul style="list-style-type: none"> • Modificación a los planes de mantenimiento. • Solicitar la recuperación de elementos del sistema eléctrico que se encontraban en mantenimiento. Modificar las Instrucciones excepcionales de despacho. • Interrupción o modificación de transacciones interrumpibles. • Modificación a instrucciones de despacho. • Modificación en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica. • Cambio de topología del SEN. • Solicitud de Conservación de energía voluntaria. • Uso de la Demanda Controlable. • Adquisición de Potencia por Subasta por Confiabilidad. • Adquisición de Potencia por Protocolo Correctivo.
Emergencia	RO < 3%	RO < 4%	RP < 6%	RP < 15%	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicación de Esquemas de Acción Remedial. • Adquisición de Potencia por Subasta por Confiabilidad. • Adquisición de Potencia por Protocolo Correctivo • Tiro de carga manual para restablecer la RO a un valor de alerta
Restaurativo					<ul style="list-style-type: none"> • Procedimientos de Restablecimiento.

Tabla 2.1.6 Niveles de Reserva de Planeación y Reserva Operativa para los estados operativos del SEN

SIN Sistema Interconectado Nacional.
Otros Baja California, Baja California Sur y Mulegé.

Para lo anterior, se define:

$$RO = RR + RNR$$

La RR deber ser al menos el 50% de la RO

Donde:

RO Reserva Operativa

RR Reserva Rodante

RNR Reserva No Rodante

Capítulo 3 Responsabilidades

Con la finalidad de asegurar que el SEN se mantenga el mayor tiempo posible en Estado Operativo Normal, se establecen las siguientes responsabilidades, obligaciones y facultades que deben ser observadas por el Cenace, el Transportista, el Distribuidor y demás Integrantes de la Industria Eléctrica, incluida la de mantenerse informado con respecto a la condición operativa del SEN, a través de la consulta permanente al Área Pública del Sistema de Información de Mercado,

3.1 Cenace

El Cenace debe dirigir la operación de la RNT y las (RGD que correspondan al MEM, de conformidad con las disposiciones establecidas en los procedimientos operativos aplicables para mantener la Confiabilidad del SEN. En este sentido debe incluir, pero no limitarse a la supervisión y la emisión de órdenes, indicaciones o instrucciones de despacho de Generación, administración de Recursos de Demanda Controlable, de instalaciones de Distribución y Transmisión en el SEN bajo su responsabilidad.

El Cenace llevará a cabo sus obligaciones de conformidad con los criterios del Código de Red aplicables.

Con el fin de cumplir con las obligaciones establecidas en este Manual y en las Reglas del Mercado, el Cenace mantendrá procedimientos operativos e instructivos actualizados y los tendrá disponibles y podrán consultarse en todo momento por los Integrantes de la Industria Eléctrica. Los cambios en la documentación, en lo referente a Reglas de Mercado, procedimientos de operación e instructivos, se realizarán conforme a la Ley de la Industria Eléctrica y a su Reglamento.

3.2 Transportista

El Transportista debe operar y mantener sus instalaciones de Transmisión y equipos de una manera que sea consistente con el funcionamiento confiable de la RNT y asistirá al Cenace en el desempeño de sus responsabilidades relativas a la Confiabilidad. Dicha obligación debe incluir, pero no limitarse a lo siguiente:

- a. Asegurar que los sistemas y procedimientos de desconexión de carga ante emergencias se realizan conforme a lo especificado por el Cenace,
- b. Asegurar la existencia de sistemas de control, supervisión y comunicación segura para facilitar la rotación de corte de carga manual y el proceso de restauración, con el fin de ayudar al Cenace ante un Estado Operativo distinto al Normal.
- c. Proporcionar al Cenace las características de operación, las capacidades de los equipos y las restricciones operativas de estos, según lo definido en el Anexo 3 del Manual Regulatorio de Coordinación Operativa.
- d. Informar a la brevedad al Cenace de cualquier cambio en la capacidad de sus instalaciones o el estado de sus equipos y de cualquier otro cambio previsto que pudiera tener un efecto sobre la Confiabilidad de la RNT o el funcionamiento del MEM;
- e. Cumplir puntualmente con las instrucciones del Cenace, incluyendo instrucciones para la desconexión controlada de instalaciones o equipos de la RNT con propósitos de Confiabilidad.
- f. Llevar a cabo las obligaciones de conformidad con este Manual Regulatorio observando todos los criterios de Confiabilidad aplicables.

3.3 Distribuidor

El Distribuidor debe operar y mantener sus instalaciones y equipos de una manera que sea consistente con el funcionamiento confiable del SEN y asistirá al Cenace en el desempeño de sus responsabilidades relativa a la Confiabilidad. Dicha obligación debe incluir, pero no limitarse a lo siguiente:

- a. Asegurar que los esquemas y procedimientos de desconexión de carga ante emergencias se efectúen conforme a lo especificado por el Cenace en el procedimiento operativo correspondiente,
- b. Informar a la brevedad al Cenace de cualquier cambio en la capacidad de sus equipos o instalaciones conectadas al SEN, que correspondan al MEM,
- c. Informar a la brevedad al Cenace de cualquier evento o circunstancia en las RGD que correspondan al MEM, dentro de su área de influencia que pudiera tener un efecto sobre la Confiabilidad del SEN,
- d. Proporcionar al Cenace las características de operación, capacidades y restricciones operativas de los equipos e instalaciones que operan dentro del SEN y que corresponden al MEM,
- e. Cumplir puntualmente con las instrucciones del Cenace, incluyendo instrucciones de desconexión controlada de carga de las RGD con propósitos de Confiabilidad,
- f. Llevar a cabo las obligaciones de conformidad con este Manual Regulatorio.

3.4 Central Eléctrica

Cada Central Eléctrica interconectada al SEN debe operar y mantener sus instalaciones y equipos de una manera que sea consistente con el funcionamiento

confiable del SEN y asistirá al Cenace en el desempeño de sus responsabilidades relacionadas con la Confiabilidad. Dicha obligación debe incluir, pero no limitarse a lo siguiente:

- a. Asegurar la existencia de sistemas de control, supervisión y comunicación segura para que, en coordinación con el Cenace, inicie el proceso de restablecimiento ante una afectación importante del suministro eléctrico, interrupción extrema, o emergencia en el SEN.
- b. Proporcionar al Cenace las características de operación, las capacidades de los equipos y las restricciones operativas de los mismos.
- c. Informar a la brevedad al Cenace de cualquier cambio en el estado de la instalación que opera y que forman parte del SEN operado por el Cenace. Dichos cambios deben incluir, pero no limitarse a cualquier cambio en la situación que podría afectar la Disponibilidad;
- d. Informar a la brevedad al Cenace si alguna de las Unidades de Central Eléctrica bajo su Control Físico es incapaz de operar por cualquier razón, con el esquema programado;
- e. Proporcionar al Cenace la información actualizada de la capacidad máxima por Unidad de Central Eléctrica para que, ante un Estado Operativo de Emergencia, se pueda utilizar. Tales capacidades máximas de Unidad de Central Eléctrica deben ser consistentes con la Capacidad Instalada y no se limitará a la capacidad ofertada en el Mercado de un Día en Adelanto,
- f. Cumplir puntualmente con las instrucciones del Cenace, incluyendo instrucciones para desconectar el equipo del SEN con propósitos de Confiabilidad,
- g. Llevar a cabo las obligaciones establecidas de conformidad con este Manual Regulatorio observando todos los criterios de Confiabilidad aplicables.

3.5 Integrantes de la Industria Eléctrica

Cada Integrante de la Industria Eléctrica conectado al SEN debe operar y mantener sus instalaciones y equipos de una manera que sea consistente con el funcionamiento confiable del SEN y asistirá al Cenace en el desempeño de sus responsabilidades relativa a la Confiabilidad. Dicha obligación debe incluir, pero no limitarse a lo siguiente:

- a. Asegurar la existencia de sistemas de control, supervisión y comunicación segura, para facilitar en coordinación con el Cenace, el procedimiento de restablecimiento ante una afectación importante del suministro eléctrico o ante un Estado Operativo de Emergencia en el SEN,
- b. Informar a la brevedad al Cenace de cualquier cambio en el estado de las instalación o equipo conectado al SEN que pudieran afectar la Confiabilidad del SEN,
- c. Cumplir puntualmente con las instrucciones del Cenace, incluyendo la desconexión del equipo del SEN, con propósitos de Confiabilidad,

- d. Llevar a cabo las obligaciones establecidas en este Manual Regulatorio de conformidad con todos los criterios de Confiabilidad aplicables.

Capítulo 4 Identificación de los Criterios de Confiabilidad

El Cenace mantendrá un registro que contenga los criterios de Confiabilidad que debe aplicar cada Integrante de la Industria Eléctrica de acuerdo a los Estados Operativos que se presenten.

El Cenace informará a los Integrantes de la Industria Eléctrica cuando se tenga un cambio a un criterio de Confiabilidad o por la entrada en vigor de un nuevo Criterio de Confiabilidad.

4.1 Información relacionada con la Confiabilidad

Posterior a la fecha de entrada en vigor del presente Manual Regulatorio, el Cenace debe publicar una lista de los requerimientos de información relacionada con la Confiabilidad que pondrá a disposición del Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado, los plazos en que dicha información será proporcionada, y la manera en que se proporcionará. Al mismo tiempo, el Cenace publicará los indicadores de monitoreo que utilizará. Dicha información debe incluir, pero no limitarse a información diseñada para:

- a. Permitir al Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado iniciar procedimientos para la administración del riesgo potencial de cualquier acción tomada por el Cenace para mantener la Confiabilidad del SEN,
- b. Apoyar al Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado en el cumplimiento de sus obligaciones establecidas en el presente Manual Regulatorio,
- c. Notificar al Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado de cambios operativos o decisiones que puedan tener un impacto en sus operaciones, instalaciones o equipos.

Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado facilitarán al Cenace la información mencionada en el párrafo inmediato anterior, en el plazo y en la forma que se establezca en el Manual de TIC.

MANUAL REGULATORIO DE CONTROL Y OPERACIÓN DE LA GENERACIÓN Y RECURSOS DE DEMANDA CONTROLABLE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Propósito y Objetivo

El objeto del presente Manual Regulatorio es establecer las definiciones y los criterios para la administración de la potencia activa, el control y la operación de la generación y los Recursos de Demanda Controlable para garantizar que el SEN mantenga su operación en Estado Operativo Normal.

Alcance

Los criterios enunciados en este documento, deben ser observados y aplicados por el Cenace.

Capítulo 1 Descripción general

1.1 Reserva Operativa Mínima

En el Estado Operativo Normal, para lograr una operación confiable del SEN en el balance entre demanda y generación, se requiere de Reserva Operativa suficiente que permita en cualquier instante mantener la frecuencia y la tensión según lo definido en el Manual Regulatorio de Estados Operativos a fin de evitar la afectación de los Centros de Carga ante la ocurrencia de la CSMS. El porcentaje de la Reserva Operativa con respecto a la demanda en el Estado Operativo Normal debe ser lo establecido en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red, debiendo de estar disponible para que pueda ser totalmente activada en 10 minutos, indicando por separado los requerimientos de Reserva Rodante y Reserva no Rodante. Asimismo, el Cenace debe tener en cuenta que la cantidad de Reserva Rodante antes mencionada, incluye las Reservas de Regulación, Rodante de 10 minutos y Rodante de 30 minutos, que se requieren para regular:

- Frecuencia primaria
- Frecuencia secundaria (AGC disponible y sincronizado)

Después de la ocurrencia de cualquier evento en el que se haga necesario el uso de la Reserva Operativa, esta debe ser restablecida tan pronto como sea posible.

El Cenace deberá definir cómo distribuir la Reserva Operativa en el SEN, tomando en cuenta el tiempo requerido para hacer efectiva dicha capacidad y las limitaciones de Transmisión, entre otras limitaciones.

1.2 Control Automático de Generación (CAG)

Cada Central Eléctrica con CAG, debe operar siguiendo los lineamientos asignados por el Cenace. El Cenace será la entidad responsable de coordinar el suministro

eléctrico dentro de la banda requerida para el Estado Operativo Normal, a nivel Sistema Interconectado.

1.2.1 Permanencia en operación

El CAG debe permanecer en operación tanto tiempo como sea posible en modo jerárquico. Se debe distribuir el control entre las Unidades de Central Eléctrica de cada Central Eléctrica, buscando la solución técnica más económica para el MEM.

1.2.2 Modo de control

Cada Central Eléctrica debe de operar su CAG en el modo de control de frecuencia e intercambio, siempre que las condiciones del sistema eléctrico lo permitan.

1.2.3 Adquisición de datos

La adquisición de datos para el control y operación de la generación y Recursos de Demanda Controlable se realizará conforme a la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y TIC.

1.2.4 Revisión del funcionamiento del CAG

Al menos una vez al año, el Cenace promoverá la revisión del funcionamiento del CAG para identificar:

- a. Funcionamiento incorrecto del equipo.
- b. Errores en la telemedición.
- c. Inadecuado ajuste del Bias de Frecuencia (β) del sistema.
- d. Inadecuada operación de las Centrales Eléctricas en el CAG.
- e. Deficiencias en la operación del equipo de control.
- f. Comportamiento del CAG en condiciones normales y ante contingencias.

Las Centrales Eléctricas están obligadas a facilitar dicha revisión al Cenace.

1.2.5 Control de tiempo

El Cenace notificará a las Gerencias de Control Regional, la hora en que se llevará a cabo la corrección del tiempo. Para ello, la frecuencia se ajustará a ± 0.02 Hz.

1.2.6 Calibración del equipo

Anualmente se debe verificar la calibración del equipo utilizado para la medición del error de tiempo y frecuencia contra un patrón certificado.

1.3 Respuesta a la frecuencia y Bias

La selección del “Bias” de frecuencia del SEN (β), debe ser lo más cercano posible a la respuesta real del SEN ante desviaciones de la frecuencia. Se deben realizar cálculos periódicos para ajustar esta característica. La β del SEN debe cambiarse de acuerdo a los diferentes escenarios de la demanda y despacho de generación (Demanda Mínima, Demanda Media, Demanda Máxima y Cambios Estacionales).

Mientras sea factible para una mejor regulación de frecuencia e intercambios, cada Gerencia de Control Regional debe incluir todos sus enlaces inter-áreas en sus esquemas de control.

MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA

Introducción

En este Manual Regulatorio se definen a detalle los lineamientos que debe cumplir el Cenace, Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado y sus representados que intervengan en la operación del SEN, con la finalidad de garantizar la seguridad del personal, de las instalaciones y del propio SEN.

Para ejercer el control operativo del SEN, el Cenace está conformado por el Centro Nacional (CENAL) y por el Centro Nacional de Control de Energía Alterno (CENALTE) y las Gerencias de Control Regionales: Baja California, Noroeste, Norte, Noreste, Oriental, Occidental, Central y Peninsular y los Centros de Control de La Paz y Santa Rosalía para la operación de los sistemas aislados de Baja California Sur y Mulegé, respectivamente.

Capítulo 1 Responsabilidades

1.1 Cenace

1.1.1 Resumen

Este capítulo define el objetivo general, su alcance, su obligatoriedad y las entidades encargadas de vigilar su observancia. Asimismo, se mencionan los propósitos básicos que se persiguen en el Control Operativo del SEN y Operación del MEM, así como la interacción entre los diferentes Centros de Control del Cenace, Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado para el logro de los propósitos mencionados.

1.1.2 Del carácter, interpretación, actualización y observancia

- a. El presente Manual Regulatorio es de carácter técnico operativo y tiene como objetivo establecer las reglas a las que deben sujetarse los Operadores de las Centrales Eléctricas, Transportista, Distribuidor, Participante del MEM y el Cenace, que intervengan o deban intervenir en el Control Operativo del SEN y operación del MEM.
- b. La normatividad establecida en este Manual Regulatorio conforma los requisitos indispensables para que el Control Operativo del SEN y Operación del MEM para mantener la seguridad del SEN.
- c. En el proceso básico de suministrar la energía eléctrica, intervienen el Participante del MEM, Transportista, Distribuidor y el Cenace quien es la entidad encargada de la administración del Control Operativo del SEN y Operación del MEM. A todos ellos compete su aplicación, observancia y fiel cumplimiento de este Manual Regulatorio.
- d. Corresponde a la CRE la vigilancia de la aplicación de las reglas contenidas en el presente Manual Regulatorio, así como su revisión y actualización permanente para mantenerlo acorde con la LIE. La CRE podrá apoyarse en el Cenace, Transportista y Distribuidor para su revisión y actualización.

1.1.3 Del proceso básico de la operación y los niveles operativos

De acuerdo con lo establecido en el artículo 108 de la LIE:

- a. El Cenace tiene la responsabilidad de mantener la Confiabilidad del SEN, para lo cual lleva a cabo las funciones de planeación del SEN que forman parte del MEM, Control Operativo del SEN, operación del MEM y el acceso abierto no indebidamente discriminatorio a la RNT y a las RGD del MEM.
- b. Para que el Cenace cumpla sus funciones de Control Operativo del SEN y Operación del MEM, se tienen niveles operativos jerárquicos, coordinados por el CENAL/CENALTE y subordinados técnicamente entre sí de la siguiente manera:

Nivel	Entidad responsable	Funciones
Primer Nivel	CENAL/CENALTE.	<p>Para el cumplimiento de sus funciones, el CENAL/CENALTE:</p> <p>Realizará ajustes a los programas de Generación, de Recursos de Demanda Controlable o de porteo y establecerá límites de Transmisión necesarios, para aliviar sobrecargas o potenciales sobrecargas en la RNT.</p> <p>Dirigirá la Operación antes, durante y después de problemas o disturbios que cubran varias Gerencias de Control Regional.</p> <p>Establecerá y coordinará de manera justificada, la estrategia operativa para mantener la integridad y Confiabilidad del SEN, incluido, pero no limitado a: ajustes en programas de Generación (potencia real, potencia reactiva, niveles de tensión, servicios conexos), ajustes en los Recursos de Demanda Controlable, ajustes en programas de porteo, intercambios de energía, corte de carga, activación de Esquema de Protección del Sistema (<i>EPS</i>) y Esquema de Acción Remedial (<i>EAR</i>) o cualquier acción necesaria para mantener la Confiabilidad del SEN.</p> <p>Coordinará las acciones operativas entre Gerencias de Control Regional.</p>
Segundo Nivel	Gerencias de Control Regional.	<p>Sus objetivos principales son la Calidad, sustentabilidad, seguridad y Confiabilidad del SEN de su ámbito geográfico. Les corresponde el Control Operativo de la Generación, de los Recursos de Demanda Controlable y la seguridad de la RNT y las RGD que formen parte del MEM, en un área geográfica determinada, y debe coordinarse con el 1er. Nivel, sujetándose operativamente a sus instrucciones y lineamientos.</p>
Tercer Nivel	Centro de Control del Transportista y Participante del MEM en Alta Tensión.	<p>Su objetivo principal es el control físico de las instalaciones a su cargo. Les corresponde coordinar, supervisar y operar físicamente las instalaciones y supervisar las variables eléctricas de la parte del SEN bajo su responsabilidad, organizando la totalidad de solicitudes de licencia de su ámbito de influencia y realizando un filtrado preliminar con base a criterios aprobados por el Cenace. Así mismo debe coordinarse con el 2do. y 4to. nivel para la atención de Disturbios y control de tensión y programación de licencias, sujetándose operativamente a las instrucciones y lineamientos del 2do. nivel.</p>

Cuarto Nivel	Centros de Control y del Distribuidor y Participantes del MEM en Media Tensión.	Su objetivo principal es el control físico de las instalaciones a su cargo. Les corresponde operar las variables eléctricas de la red en un área geográfica determinada, coordinándose con los Centros de Control del Tercer Nivel para el control de variables eléctricas y atención de Disturbios en la red de Distribución para el cumplimiento de sus responsabilidades.
		Deberá coordinarse con el Cenace para la atención de Disturbios y mantenimientos en la red que pertenece al MEM.
		Las Centrales Eléctricas interconectadas a las RGD se comunicarán con el Cenace para poder realizar su sincronismo/desconexión de las RGD, ya sea de manera programada, de emergencia o por falla. Para el mantenimiento aplicará lo establecido en el Manual de Programación de Mantenimientos. Toda coordinación entre el cuarto nivel y el segundo nivel deberá realizarse por medio del tercer nivel operativo.

Cada nivel tiene autoridad técnica sobre los niveles inferiores o con los que debe coordinarse.

- c. El Cenace debe asignar cada instalación eléctrica a una Gerencia de Control Regional, según corresponda de acuerdo con criterios operativos, territoriales y de competencia a su sólo arbitrio. Así mismo, podrá mediante justificación escrita, modificar el área de adscripción de cualquier instalación. La instalación afectada será notificada de su cambio de adscripción con fines de coordinación, supervisión, control y operación de la misma.

1.2 Sistemas de Información Comunicación y Control

1.2.1 Resumen

Se describen las reglas a que deben sujetarse las diferentes áreas o grupos de trabajo en lo referente a obligaciones de entrega, recepción, registro, almacenamiento y confiabilidad de la información, instalación de Unidades Terminales Remotas (*UTR*), Subestaciones Eléctricas maestras, equipo de comunicaciones, equipo de medición, dispositivos electrónicos inteligentes, Unidades de Medición Fasorial (*PMU*, por sus siglas en inglés) y registradores de eventos, así como la compatibilidad informática de acuerdo con la documentación aplicable.

1.2.2 De la entrega, almacenamiento, compatibilidad y confiabilidad de la información

- a. El Cenace podrá solicitar a Distribuidor, Transportista y Participant del MEM, la información estadística a la que no tiene acceso directo con fines de la

Operación del MEM, y es obligación de dichas áreas proporcionarla por los medios idóneos para que esta sea expedita y confiable. Para tal efecto, los responsables de las instalaciones del SEN deberán proporcionar dicha información de acuerdo a lo establecido en la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y TIC.

- b. El Cenace, Transportista, Distribuidor y Participante del MEM tienen la obligación de proporcionar en forma oportuna a las diferentes áreas operativas involucradas, los reportes e informes establecidos en las Bases del MEM. Así como la siguiente información:
 - i. Reporte de Disturbios;
 - ii. Novedades Relevantes, y
 - iii. Condiciones de la red.

La información entregada a las diferentes áreas operativas, solo podrá ser proporcionada a terceros de acuerdo con la Ley Federal de Acceso a la Información Pública Gubernamental.

- c. El Cenace debe registrar en forma digital y guardar, por al menos 10 años, la información de la planeación, ejecución del Control Operativo del SEN y Operación del MEM.
- d. El Cenace debe recibir la telemetría y control de las instalaciones eléctricas del SEN, conforme al Manual de TIC.
- e. Las Centrales Eléctricas que se conecten al SEN, previo a la primera sincronización, deben proporcionar al Cenace, todos los datos listados de acuerdo a lo establecido en el Manual Regulatorio de Interconexión. Es responsabilidad del encargado de cada Central Eléctrica mantener actualizados los datos consignados; de haber cambios en los valores de los parámetros, debe enviar al Cenace una copia actualizada del mismo. En el caso de que el comportamiento esperado de la Central Eléctrica, resultado de estudios, no coincida con lo registrado en eventos reales, el responsable de la Central Eléctrica debe realizar las correcciones necesarias en un período no mayor a 180 días naturales.

La información de ajuste de controles y parámetros debe ser ratificada al Cenace por lo menos cada 5 años, o cuando se realice una Modernización en el equipo.

- f. Debe existir una coordinación y compatibilidad informática entre los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM con el Sistema de Administración de Energía (*EMS*, por sus siglas en inglés) del Cenace de acuerdo a la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y comunicación aplicable.
- g. De acuerdo a la importancia de los datos que se manejan, los sistemas de información deben tener niveles de seguridad informática, conforme los criterios establecidos en el Manual de TIC.

- h. Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, deben mantener actualizada la siguiente información operativa entregada al Cenace, además de lo especificado en las Bases del MEM:
 - i. Diagrama unifilar de protecciones de todas las Subestaciones Eléctricas a su cargo.
 - ii. Puntos de sincronización.
 - iii. *EAR* y *EPS*.
 - iv. Capacidades de elementos serie (transformadores de corriente, cuchillas, tipo y calibre de conductor, trampas de onda, etc.).
 - v. Ajustes de protecciones.
 - vi. Capacidad de líneas de Transmisión y transformadores de potencia.
 - vii. Los parámetros de elementos definidos en el Anexo 3 de este documento.
 - viii. Sistemas de comunicaciones.
 - ix. Cualquier otra información necesaria para garantizar la seguridad del SEN.

1.2.3 De los equipos de control y supervisión remota, comunicaciones y registradores

- a. Las condiciones de intercambio de información se especificarán el Manual de TIC o la vigente. El mantenimiento y la atención de las fallas en los equipos de medición es responsabilidad del dueño del equipo. En el caso de las instalaciones legadas, el Cenace, Transportista y Distribuidor presentarán a la aprobación de la Sener los PAMRNT y PAMRGD, en los términos del artículo 14 de la LIE, que les permitan dar cumplimiento a lo contenido en este párrafo.
- b. Todas las instalaciones que forman parte del MEM, deben contar con equipos de control y telemetría en tiempo real consistentes con los requerimientos establecidos en el Manual de TIC o la regulación vigente.
- c. La base de datos y protocolos de comunicación de los equipos de control y telemetría en tiempo real deben cumplir con el Manual de TIC o la regulación vigente.
- d. Transportista, Distribuidor, y los Participantes del Mercado, son los responsables de proveer y mantener los medios de comunicación de voz y datos que se indiquen en las Disposiciones y Manuales correspondientes en materia de tecnologías de información y comunicación, que les permitan entregar al Cenace la información de telemetría en tiempo real que requiera para ejercer el Control Operativo del SEN.
- e. Los equipos de los *EAR* implementados por el Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, deben ser compatibles con la infraestructura tecnológica del Cenace.

- f. Los Centros de Control del Cenace deben grabar los canales de comunicación de voz dedicados al Control Operativo del SEN y Operación del MEM, manteniendo los registros por un período de 2 años.
- g. En casos de emergencia de la RNT y las RGD, que ocasionen afectación a usuarios finales o pongan en riesgo la estabilidad del SEN, el Transportista y el Distribuidor podrán hacer uso de instalaciones en servicio inmediato, informando de las condiciones al Cenace. Estas instalaciones en servicio inmediato deben realizar funcionalidades básicas de envío de información de telemetría (estado, P, Q, f y V). El tiempo máximo de restablecimiento de la infraestructura que provocó el caso de emergencia será de 1 año. Transportista y Distribuidor deben informar al Cenace de los avances de este restablecimiento de forma trimestral.

1.3 Operadores

1.3.1 Resumen

Este capítulo contiene los lineamientos a los que deben sujetarse los operadores en lo referente al registro de las operaciones, uso de las comunicaciones, uso de los sistemas de información, actuación en casos de emergencia e interacción con otros operadores. Aplica a cualquier instalación representada por Transportista, Distribuidor, Central Eléctrica, Entidad Responsable de Carga y los Centros de Control del Cenace.

1.3.2 De los registros

- a. En los Centros de Operación y en todas las Subestaciones Eléctricas, debe llevarse un libro o sistema de captura de información que recibirá el nombre de “relatorio”, el cual tendrá carácter probatorio y en el que se deben anotar los sucesos de la operación y de la programación de energía. El relatorio puede ser llevado en papel (libros) o en sistemas electrónicos.
- b. Los sucesos de la operación y cuando sea requerido lo asociado al despacho de energía, deben ser anotados en el relatorio e informados a la brevedad posible, capturados y enviados en forma electrónica vía relatorio al operador del nivel jerárquico superior e inferior involucrados cuando lo soliciten, según se requiera y deben ser capturados y almacenados en forma electrónica y por lo menos 10 años.
- c. Las anotaciones en el relatorio deben ser veraces, escritas con tinta en el caso de libros, y no deben contener juicios o comentarios personales de ningún tipo. Para los sistemas electrónicos únicamente se aceptan las impresiones de aquellos reportes no modificables, en el entendido de que una vez cerrado el relatorio por el operador en turno, podrán hacerse aclaraciones mas no modificaciones al mismo, independientemente de la manera en que se lleve.

- d. Para propósitos de este Manual Regulatorio, se deben conservar los libros de relatorio o los archivos electrónicos de relatorio de los Centros de Control por lo menos 10 años sin que éstos sufran daños o mutilaciones.
- e. Con el propósito de unificar el registro en los relatorios y los tiempos en los aparatos gráficos de los Centros de Control que no tengan sincronización de tiempo por GPS, los relojes serán puestos diariamente con la hora del siguiente nivel jerárquico superior de operación. Está obligado, además, el uso del horario en formato de cero a veinticuatro horas.

1.3.3 De las actividades propias del turno

- a. Los trabajadores que intervengan o deban intervenir en la operación, tienen además de las obligaciones consignadas en este Manual Regulatorio, las que les impongan otros ordenamientos internos o de índole legal aplicables.
- b. Sólo el Operador del Centro de Control en turno está autorizado para ordenar o ejecutar maniobras en el equipo a su cargo. Así como el Operador de la Subestación Eléctrica está autorizado para ejecutar maniobras en el equipo a su cargo.
- c. El operador entrante debe ser informado verbalmente por el operador saliente de las condiciones existentes del equipo a su cargo, y a través de la lectura del relatorio enterarse de las novedades ocurridas desde la última vez que dejó el servicio.
- d. Si el Operador entrante se encuentra con incapacidad de actuación, el Operador en turno debe avisar a sus superiores y bajo ninguna circunstancia le entregará el turno.
- e. Todo Operador está obligado a conocer y aplicar los procedimientos técnicos operativos aprobados y vigentes.
- f. En caso de disturbio o emergencia en la RNT y las RGD que pertenecen al MEM, el Operador del Transportista, Distribuidor y/o del Participante del MEM, deberán coordinarse con el Operador del Cenace para restablecer las condiciones operativas, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento de Restablecimiento. Una vez resuelta la emergencia deberá informar a sus superiores y entidades involucradas.
- g. Durante cualquier Estado Operativo que guarde el SEN, la instrucción emitida por el Operador del Cenace deberá ser respetada; así, por ejemplo, las instrucciones del Operador del Centro Nacional del Cenace prevalecerán sobre las del Operador de la Gerencia de Control Regional del Cenace, así como las instrucciones emitidas por el Operador del Cenace sobre las de los Operadores de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM.
- h. En casos de emergencia, tales como: peligro de muerte, daños en el equipo, incendio, inundación, sismo, etc., el Operador de la instalación o del Centro de Control involucrado debe tomar la iniciativa para evitar o reducir los daños, ejerciendo precauciones extremas al efectuar las maniobras que crea convenientes. Tan pronto como le sea posible, debe informar de lo anterior al Operador de nivel operativo superior y a quien corresponda.

- i. En caso de disturbio, el Operador del Cenace puede ordenar la formación de islas eléctricas con las Unidades de Central Eléctrica, cuando así convenga para el restablecimiento del Estado Operativo Normal coordinando a los Operadores del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM para la ejecución de los procesos de restablecimiento acordados y criterios de restablecimiento definidos por el Cenace.
- j. En ausencia de un Operador de Subestación Eléctrica, todo trabajador que se encuentre en la misma y esté involucrado y designado por el Centro de Control correspondiente, se convierte automáticamente en Operador de Subestación Eléctrica, con las obligaciones que le imponga este Manual Regulatorio.
- k. Los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado deben proporcionar toda la información operativa solicitada por el Cenace con prontitud y exactitud.

1.3.4 De la comunicación e instrucciones

- a. El Operador debe atender con prontitud las comunicaciones identificándose de la siguiente manera: lugar, puesto y nombre, por ejemplo: “*Gerencia de Control Regional Norte, Operador, Mauricio Cuellar*”.
- b. Al entablar cualquier comunicación, el Operador debe atenderla con cortesía, amabilidad y respeto.
- c. Al establecerse cualquier comunicación, el Operador debe tener especial cuidado en expresar claramente y con la brevedad adecuada la información completa que deba dar o que le sea pedida.
- d. El Operador debe repetir las instrucciones que reciba, pidiendo a su vez que le repitan las que él transmite para asegurarse de que fueron entendidas correctamente.
- e. El Operador, de acuerdo con su nivel jerárquico de operación, tiene prioridad en el uso de las redes de comunicación.
- f. Cuando por alguna razón no exista comunicación directa de un Operador con alguna Subestación Eléctrica, el Operador de cualquier Subestación Eléctrica intermedia, debe retransmitir los mensajes que le sean encomendados.
- g. Los Operadores de Transportista, Distribuidor, Participante del MEM y del Cenace deben consultar, a través de los medios con que cuenten, los pronósticos del clima, emergencias ambientales, disturbios o condiciones sociales en el área de su competencia que puedan afectar la seguridad operativa y deben informar al Operador del nivel operativo superior y a sus superiores con la frecuencia que se requiera.

1.3.5 De la supervisión y uso de sistemas informáticos

- a. El Cenace puede hacer uso de la información disponible en los registradores de eventos, registradores de Disturbios, *PMU's*, UTR, UTM, sistemas de información, sistemas de medición de la calidad de la energía, sistemas de grabación o cualquier otro sistema de registro con los que se cuenten en las

Centrales Eléctricas y Subestaciones Eléctricas del SEN, así como las propias de los Centros de Control a fin de analizar los eventos o sucesos que se hayan presentado en el SEN.

1.4 Transportista y Distribuidor

- a. Es responsabilidad del Transportista y Distribuidor atender los lineamientos emitidos por el Cenace para la elaboración de sus programas de salidas para mantenimiento, y así garantizar que no violan los criterios de Confiabilidad ni las Reglas del MEM y entregar los mismos en los tiempos establecidos y por los periodos especificados en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas que pertenece a las Reglas del MEM, cumplirlo en base a lo conciliado y dar seguimiento puntual a los resultados publicados por el Cenace.
- b. Los programas de salidas para mantenimiento no están limitados a las Licencias para los mantenimientos propios de los equipos primarios. Transportista y Distribuidor también deben presentar al Cenace las solicitudes de Licencias necesarias para la puesta en servicio de nuevas instalaciones, para trabajos de Ampliación o Modernización de las instalaciones existentes y para trabajos en la red de fibra óptica, o las que el Cenace considere convenientes, pertenecientes al MEM. Es responsabilidad del Cenace, retroalimentar de forma mensual, al Transportista y Distribuidor del comportamiento de la disponibilidad.
- c. Es responsabilidad del Transportista y Distribuidor informar oportunamente al Cenace, con una anticipación mínima de 90 días hábiles previos a la puesta en servicio, de las obras de Modernización, nuevos proyectos y/o Ampliación del SEN que afecten de forma directa o indirecta la disponibilidad de los equipos que conforman la RNT y las RGD pertenecientes al MEM, y que se tengan que considerar dentro de la programación en la solicitud de licencia, conforme a lo establecido al Manual Regulatorio de Programación de Salidas.

Además, es responsabilidad del Transportista y Distribuidor informar al Cenace de todas aquellas actividades en sus instalaciones que puedan afectar el funcionamiento y disponibilidad de los EMS y Sistemas de Comunicación con el Cenace, por lo que dichos trabajos deberán estar invariablemente amparados por una Licencia.

1.5 Recursos de Demanda Controlable Garantizada

- a. Tomando como referencia las definiciones descritas en las Bases del MEM, un Recurso de Demanda Controlable Garantizada es un Recurso de Demanda Controlable (*RDC*) que asume la obligación de ofrecer energía y Servicios Conexos al MEM. Para estos efectos, los *RDC* tienen la obligación de entregar al Cenace los periodos de paro total o parcial para mantenimiento por un periodo de 36 meses en adelante. Los periodos de paro total o parcial

serán utilizados por el Cenace para la programación de Licencias de Mantenimiento de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor, conforme a lo establecido al Manual Regulatorio de Programación de Salidas.

1.6 Procedimiento de respaldo de Centros de Control en caso de fuerza mayor

Con el objetivo de mantener el control físico y la confiabilidad del SEN, los Centros de Control del Cenace, Transportista y Distribuidor podrán realizar convenios de respaldo temporal, ante caso fortuito que no les permita ejecutarlo desde sus propios Centros de Control. Cada Centro de Control deberá tener un plan de respaldo ante caso fortuito que les impida llevar a cabo sus funciones. Este respaldo tendrá una duración máxima de 24 horas.

Para que un Centro de Control pueda realizar el respaldo de otro, deberá previamente haber compartido las bases de datos del Centro de Control a respaldar y haber realizado una formación previa correspondiente a esta función.

El convenio de respaldo temporal entre Centros de Control se definirá en los convenios entre Cenace, Transportista y Distribuidor y no en el Código de Red.

Capítulo 2 Fronteras operativas de responsabilidad

2.1 Del personal autorizado por el Centro de Control

- a. El Cenace es responsable de la difusión del presente Manual Regulatorio al personal de los Centros de Control de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, y estos de cumplir con lo establecido en dicho Manual Regulatorio. Una vez que el personal operativo de estos Centros de Control esté capacitado, podrá difundir el Manual Regulatorio al resto del personal operativo de su proceso.
- b. Es obligatorio para el personal de los Centros de Control que participa en la operación del SEN y en el MEM, el cumplir con todas y cada una de las disposiciones de este Manual Regulatorio.
- c. El responsable de cada Centro de Control debe enviar al Cenace el listado del personal designado de acuerdo con el Anexo 1 de este Manual Regulatorio para efectuar la operación de las instalaciones a su cargo, el cual deberá ser actualizado en el mes de diciembre de cada año.
- d. La comunicación entre el personal operativo del Cenace y el Transportista, Distribuidor o Participante del MEM se efectuará a través de un enlace directo, cuya instalación y mantenimiento se realizará de conformidad con el Manual de TIC.
- e. El personal de los diferentes Centros de Control debe mantener informado al personal operativo del Cenace de los eventos relevantes o situaciones anormales o de riesgo en los equipos bajo su responsabilidad.
- f. Al presentarse un Estado Operativo de Emergencia, las redes de comunicación deben quedar totalmente disponibles para la operación.

- g. El Centro de Control del Participante del MEM debe mantener informado al personal operativo del Cenace de los eventos relevantes o situaciones anormales o de riesgo en los equipos bajo su responsabilidad que integran la interconexión o conexión.
- h. El personal operativo del Cenace otorgará de inmediato las Licencias de emergencia al personal solicitante a través de los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, quienes serán responsables de la decisión y sus consecuencias y deben demostrar de forma fehaciente cuando así se le requiera y posterior a la emergencia, que la situación atendida fue realmente una emergencia. El Cenace es responsable de ajustar cuando sea factible, las condiciones del sistema requeridas para minimizar el impacto que pueda ocasionar dicha emergencia en el SEN.

2.2 Fronteras operativas

- a. Es responsabilidad del Participante del MEM, Transportista y Distribuidor, completar la información solicitada en el Anexo 2 de este Manual Regulatorio sobre los Enlaces Fronteras entre Centros de Control. Dicho Anexo se debe entregar al Cenace de forma anual o cada vez que exista un cambio, acompañado de un diagrama unifilar indicando las fronteras y las instalaciones bajo su responsabilidad.

El Participante del MEM, Transportista y Distribuidor deben entregar al Cenace los diagramas unilaterales, de protecciones y toda aquella información de las Subestaciones Eléctricas y equipos de su responsabilidad requerida por el Cenace para mantener la Confiabilidad del SEN.

Capítulo 3 Control de variables del SEN

3.1 Control de Tensión

- a. El Cenace debe utilizar los recursos de potencia reactiva disponibles en las instalaciones de la RNT, RGD del MEM y Participante del MEM para asegurar que se cumplan los criterios de Confiabilidad coordinando e instruyendo al Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM en las acciones de control a ejecutar para mantener los niveles de tensión de los nodos dentro de límites establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, no de forma limitativa. El Cenace, como responsable del Control Operativo del SEN, debe asegurar que se cumplan todos los criterios de Confiabilidad aplicables a control de tensión.
- b. Deberá existir coordinación entre Transportista y Distribuidor para la conexión o desconexión de elementos de compensación de potencia reactiva fija, en niveles de tensión iguales o menores a 35 kV, con la finalidad de

mantener la tensión en los rangos establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.

- c. Deberá existir coordinación entre Transportista y Distribuidor para realizar los cambios de *taps* o posición en el cambiador de derivaciones bajo carga en bancos de transformación cuyo nivel de tensión en el lado de baja tensión sea menor o igual a 35 kV, con la finalidad de mantener la tensión en los niveles establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.
- d. El Operador del Cenace podrá ordenar cualquier acción de control de tensión al Operador del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM en cualquier nivel de tensión.
- e. Es obligación del Transportista, del Distribuidor y Participante del MEM cumplir con los límites operativos de capacidad de los elementos bajo su responsabilidad en cualquiera de los Estados Operativos del SEN.
- f. Ningún Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM hará cambios en el estado o funcionamiento en los elementos de compensación de potencia reactiva del MEM, sin autorización del Operador del Cenace.
- g. El Cenace es responsable de la definición, así como de coordinar la implementación, modificación o retiro de *EPS* para control automático de tensión (PR-27 o PR-59, protecciones de bajo y alto voltaje, respectivamente).
- h. Es responsabilidad del Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM la implementación, mantenimiento y disponibilidad de los *EPS* para control automático de conformidad con el procedimiento correspondiente del Cenace, así como enviar al Cenace las señales necesarias en tiempo real para la administración del *EPS*.
- i. En Estado Operativo Normal, la magnitud de tensión de todas las barras de las Subestaciones Eléctricas de la RNT y las RGD pertenecientes al MEM deben estar dentro de los rangos establecidos como Estado Operativo Normal, en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.
- j. Es responsabilidad del Centro de Control de la Central Eléctrica, observar los siguientes lineamientos:
 - i. Para la Centrales Eléctrica, el Cenace podrá enviar consigna de factor de potencia (*FP*), Potencia reactiva (*MVAr*) o señal de tensión requerida a la *UTR* de la Central Eléctrica, misma que será replicada a todas sus Unidades de Central Eléctrica para su cumplimiento de manera automática, con base en lo determinado en el Manual Regulatorio de Interconexión. Los aerogeneradores y centrales fotovoltaicas se interconectarán al SEN con la última consigna de *FP*, *MVAr* o tensión que tengan registrada en su *UTR*.
 - ii. El Operador del Cenace podrá comunicarse con el Operador de la Central Eléctrica para instruirle una orden de despacho de potencia reactiva por un monto específico y/o tensión de generación o barras, para cumplir con los límites de tensión establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos. El Operador de la Central Eléctrica informará al Operador del Cenace una vez que la instrucción se haya realizado. En caso de no cumplir con la

instrucción por falla en el equipo, el Operador de la Central Eléctrica deberá inmediatamente informar al Operador que le dio la instrucción y solicitar una Licencia.

3.2 Control de Frecuencia

El Cenace es el responsable del control de frecuencia del SEN y para ello:

- a. Es responsabilidad de la Central Eléctrica poner a disposición del Cenace el despacho de sus Unidades de Central Eléctrica, manteniendo su disponibilidad para participar en el control de frecuencia de acuerdo al Manual Regulatorio de Interconexión.
- b. Es responsabilidad del Participante del MEM acatar inmediatamente las instrucciones de conexión y desconexión de carga en función de las instrucciones emitidas por el Cenace para el control de la frecuencia.
- c. Es responsabilidad del Transportista y Distribuidor acatar inmediatamente las instrucciones emitidas por el Cenace para el control de la frecuencia.
- d. Ante el disparo de circuitos, alimentadores, líneas y Unidades de Central Eléctrica por operación de esquemas de baja o alta frecuencia, el Transportista, Distribuidor y Participante del MEM deberán informar inmediatamente al Cenace, de forma verbal a través del nivel operativo superior, los elementos disparados y protecciones operadas, procediendo a su registro. El restablecimiento estará sujeto a las instrucciones que emita el Cenace.

3.3 Control de Flujos en el SEN

Es responsabilidad de los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, observar los siguientes lineamientos:

- a. Es responsabilidad de los Centros de Control de Central Eléctrica, Usuario Calificado, Suministrador, Transportista y Distribuidor, entregar al Cenace en la puesta en servicio de un nuevo elemento del MEM o cada vez que existan cambios, una relación de la información de acuerdo con el Anexo 3 de este Manual Regulatorio sobre la capacidad del equipo primario, indicando la descripción del equipo, sus características, capacidad nominal de operación y ajuste de sobrecarga en donde aplique. Para el caso de Unidades de Central Eléctrica adicionalmente entregarán sus rampas de incremento/decremento de carga, curvas de capacidad, curvas de arranque en frío, tibio y caliente, rampa del Control Automático de Generación (CAG), etc.
- b. Se mantendrán implementados esquemas de disparos automáticos de generación, los cuales son posicionados con base en los criterios establecidos por el Cenace, siempre que sea necesario por condiciones operativas preventivas o correctivas para limitar la generación de la Central Eléctrica.

- c. El Cenace es responsable de la administración, definición, coordinación de la implementación, modificación, retiro y pruebas de validación de los *EAR* para control de flujos en el SEN.
- d. Es responsabilidad del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM la implementación, mantenimiento y disponibilidad de los *EAR* para control de flujos en el SEN, así como enviar al Cenace las señales necesarias en tiempo real para la administración del *EAR*.
- e. En caso de modificaciones de las condiciones del SEN, el Transportista, Distribuidor y Participante del MEM efectuarán las adecuaciones necesarias para incorporar nuevos *EAR* o modificar los actuales, previa solicitud del Cenace.
- f. El Cenace debe:
 - i. Evaluar la seguridad del SEN en tiempo real, identificando las variables eléctricas y eventos que presenten situaciones de riesgo en la operación del mismo.
 - ii. Mantener la integridad del SEN, evitando la ocurrencia de situaciones de riesgo o realizando las acciones necesarias para reducir el impacto de las mismas.
 - iii. Proteger los elementos que componen el SEN de daños que pongan en riesgo la operación.

A su vez, la supervisión de la RNT y de las RGD que corresponden al MEM se realizará de manera no limitativa y de la siguiente forma:

- iv. El Cenace debe establecer los criterios y márgenes que son usados para la determinación de los límites de seguridad de los elementos de la RNT y las RGD que corresponden al MEM, así como de las compuertas de flujo, las cuales publicará de acuerdo a las Reglas del MEM.
- v. El Cenace deberá supervisar que los elementos de la RNT y las RGD que pertenecen al MEM, se encuentren operando dentro de los límites de seguridad de operación establecidos.
- g. Los Centros de Control de la RNT y las RGD deben supervisar que los equipos en su ámbito se encuentren operando dentro de sus límites operativos e informar inmediatamente al Cenace cualquier desviación.
- h. El Cenace podrá solicitar a los Centros de Control de Centrales Eléctricas Asíncronas que limiten o ajusten su generación mediante elementos automáticos a un valor establecido para asegurar el cumplimiento de los Criterios de Confiabilidad. Dicho valor será configurado por medio de un *setpoint* en EMS del Cenace que se enviará como consigna de potencia activa (*MW*) a la *UTR* de la Central Eléctrica, misma que será replicada a todas sus Unidades de Central Eléctrica, para su cumplimiento.

Capítulo 4 Instrucciones de Despacho de Central Eléctrica, Centro de Carga y Recursos de Demanda Controlable

4.1 Central Eléctrica

En este capítulo se establece la reglamentación a la que deben sujetarse todas Centrales Eléctricas interconectadas al SEN en el aspecto operativo. Se incluyen las reglas básicas que rigen el uso del SEN.

4.1.1 De la Central Eléctrica programadas para mantenimiento y despacho

- a. Los responsables de las Centrales Eléctricas deben coordinar con el Cenace los programas anuales de mantenimiento, conforme a lo establecido en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas.
- b. La potencia activa y reactiva de las Centrales Eléctricas sincronizadas al SEN, sólo pueden ser modificadas mediante autorización o instrucción del operador del Cenace.

4.1.2 De los sistemas de regulación y unidades de arranque negro

- a. A criterio del Cenace, este llevará a cabo las pruebas de regulación primaria que considere necesarias con o sin aviso previo, con el fin de evaluar y verificar el cumplimiento a los Criterios establecidos en el Código de Red. Todas las Centrales Eléctricas deberán participar en dichas pruebas. Todas las Centrales Eléctricas con una capacidad igual o mayor a 30 MW (Tipo D de acuerdo al Manual Regulatorio de Interconexión) deberán instalar y mantener registradores que permitan verificar su desempeño en regulación primaria y secundaria, si es el caso.
- b. Los sistemas de gobernación de velocidad de las Centrales Eléctricas deben cumplir con lo establecido en el Manual Regulatorio de Interconexión y demás disposiciones aplicables.
- c. Las Unidades de Central Eléctrica que dispongan y pongan a disposición del Cenace el CAG deben operar en los rangos y velocidades de respuesta establecidas en el Manual Regulatorio de Interconexión y demás disposiciones aplicables. El Cenace apoyará a la CRE en la verificación del cumplimiento al Código de Red.
- d. Los sistemas de regulación de tensión y estabilizadores de potencia de las Centrales Eléctricas deben operar en forma continua y automática dentro de los rangos establecidos y conforme a lo definido en el Código de Red.
- e. Las Centrales Eléctricas en las que la operación de sus sistemas de regulación primaria, secundaria, regulador automático de tensión o estabilizador de potencia pongan en riesgo la Confiabilidad del SEN, serán desconectadas del Sistema y en Licencia, hasta que se realice la reparación o ajuste de dichos sistemas por parte del responsable. Lo anterior, deberá ser acompañado del reporte técnico que confirme su correcta operación.

- f. El Cenace debe establecer el requerimiento de capacidad de arranque negro en los lugares donde se tenga capacidad de Transmisión para interconectar Centrales Eléctricas. Las Centrales Eléctricas de arranque negro deben cumplir los requisitos establecidos en el Código de Red.

4.1.3 De las Licencias

- a. Las Licencias concedidas para el mantenimiento, por salida forzada o por disparo de una Unidad de Central Eléctrica:

- i. Se otorgan a partir de que inicie el decremento de generación o a partir del horario de despacho.
- ii. Se consideran finalizadas una vez concluidos los trabajos establecidos en la solicitud de licencia que autorizó el Cenace. En ambos casos, la capacidad disponible es el valor de generación registrado por el medidor correspondiente.
- iii. En el caso de que la Unidad de Central Eléctrica por reconectar no sea necesaria para el SEN, se retirará la Licencia en el momento en que la Unidad de Central Eléctrica se declare disponible y deberá informar con la oportunidad indispensable para evitar arranques innecesarios y que la Unidad de Central Eléctrica permanezca desconectada o la condición que el Cenace determine.
- iv. Así mismo, en caso de requerirse pruebas posteriores al mantenimiento establecido en el inciso anterior (ii), el responsable de la Unidad de Central Eléctrica deberá programar una solicitud de licencia en vivo (considerando la anticipación establecida en el Manual de Programación de Salidas) y además realizar la oferta correspondiente en el MEM. Para lo cual el Cenace otorgará una licencia en vivo, la cual será retirada una vez que se concluyan las pruebas y se haya alcanzado la capacidad ofertada en el MEM.

- b. Las Licencias de generación de prueba aplican para:

- i. Unidad de Central Eléctrica con programa de puesta en servicio o prueba de desempeño. En este caso no se considerará capacidad disponible para despacho y se programará la energía como interrumpible.
- ii. Pruebas de régimen térmico. En este caso, la capacidad disponible será el valor de generación registrado por el medidor correspondiente.
- iii. Prueba a los sistemas de control de tensión y/o velocidad.
- iv. Pruebas de verificación de capacidad a criterio del Cenace, éste llevará a cabo las pruebas de verificación de capacidad que considere necesarias con o sin aviso previo, y programadas por las Centrales Eléctricas y sujetas a autorización por parte del Cenace si se tiene condiciones en el Sistema Eléctrico; con la finalidad de evaluar y verificar el cumplimiento a los Criterios establecidos en el Código de

Red. Todas las Centrales Eléctricas deberán participar en dichas pruebas, y en caso de no acreditar la prueba se le otorgará la Licencia correspondiente.

En el procedimiento operativo de pruebas de verificación de capacidad se establecerán los lineamientos para su registro, evaluación y calificación. Así como también los mecanismos de comunicación hacia la Unidad de Central Eléctrica y sus representantes en el MEM (Generadores).

- v. Estas Licencias se considerarán finalizadas cuando concluyan las pruebas y la Unidad de Central Eléctrica alcance el valor de despacho asignado.
- c. Toda modificación, acción o maniobra estará amparada por una Licencia cuando las causas de la afectación a la capacidad declarada, despachabilidad o a la capacidad de regulación de tensión y frecuencia, así como el funcionamiento del estabilizador de potencia de una Unidad de Central Eléctrica, sean atribuibles a quien pide dicha Licencia.
- d. La Unidad de Central Eléctrica debe entregar al Cenace los límites técnicos de operación conforme la primera sincronización y registrados de acuerdo a los requerimientos del Código de Red.
- e. Para aquellas Licencias que amparen indisponibilidad programada, al término de dicho periodo conciliado, en caso de continuar la indisponibilidad, se retirará la Licencia programada y se continuará con una Licencia de emergencia.

4.1.4 De los procedimientos

- a. La Central Eléctrica debe conocer y aplicar los procedimientos operativos y ante colapso, proporcionados por el Cenace.
- b. Toda Unidad de Central Eléctrica debe apoyar, en la medida de sus posibilidades, con la energía eléctrica para el servicio público y universal, cuando por Caso Fortuito, Fuerza Mayor o ante un Estado Operativo de Emergencia, dicho servicio se vea interrumpido o restringido y únicamente por el lapso que comprenda el caso.

4.1.5 De la seguridad y esquemas de protección

- a. El Cenace debe operar la Unidad de Central Eléctrica interconectada al SEN en los rangos de potencia activa y reactiva de acuerdo a sus curvas de capacidad. Los requerimientos mínimos y restricciones operativas se presentan conforme al Código de Red.
- b. Deberá existir coordinación entre el Cenace y la Central Eléctrica para ajustar sus esquemas de protección por alta y baja frecuencia.
- c. Con el propósito de conservar la seguridad y Confiabilidad del SEN, cuando se tenga que reemplazar la generación de una Unidad de Central Eléctrica a la que se le presenta una degradación o una salida forzada, el Operador de

la Unidad de Central Eléctrica debe informar al Cenace a la brevedad posible, la causa y la duración de la indisponibilidad.

- d. Debido a situaciones de emergencia de conformidad con el Manual Regulatorio de Estados Operativos, el Cenace podrá modificar el despacho de generación de las Centrales Eléctricas, así como la reconexión, si esto se requiere, informando posteriormente los motivos correspondientes.
- e. Por condiciones de seguridad del SEN, el Cenace podrá solicitar la incorporación de cualquier Central Eléctrica en el esquema de disparo automático de generación.

4.1.6 De la información operativa

- a. La Unidad de Central Eléctrica debe enviar por telemetría las lecturas horarias e instantáneas que el Cenace le haya solicitado de los equipos; así como la capacidad máxima y mínima disponible a condiciones climatológicas, conforme el apartado 2.1.3 del Manual de Estados Operativos. El responsable de la Central Eléctrica o de la Unidad de Central Eléctrica están obligados a proporcionar esta información de manera fehaciente y oportuna por los medios idóneos para su recepción.

4.1.7 De la documentación técnica y su aplicación

El Cenace debe controlar la operación de las Unidades de Central Eléctrica de acuerdo a lo establecido en la documentación técnica registrada como Participante del Mercado.

4.1.8 De las transacciones internacionales

- a. De acuerdo al Estado Operativo en el que se encuentre el SEN, el Cenace podrá autorizar, restringir o solicitar transacciones con los enlaces internacionales.

4.2 Instrucciones de Despacho y Generación

- a. El Cenace debe recibir las ofertas de capacidades declaradas para la prestación del servicio público y universal por parte de las Unidades de Central Eléctrica, quienes están obligadas a proporcionarlas.
- b. Por medio del Sistema de Información del Mercado, en Tiempo Real se realizan los ajustes pertinentes a los programas de generación debido a cambios en disponibilidad de Unidades de Central Eléctrica, cambios en la demanda pronosticada, cambios en los pronósticos de generación intermitente, Licencias de emergencia en la RNT y las RGD. De acuerdo a este sistema se instruye por medios electrónicos y/o vía voz el sincronismo, paro y/o el ajuste de generación de las Unidades de Central Eléctrica del SEN.

- c. No estará sujeta a despacho la generación nuclear, geotérmica, recursos de generación intermitente, recursos de generación no despachables y la proveniente de los Contratos Legados de autoabastecedores, cogeneradores y pequeña producción. En el caso de los Contratos Legados, estarán obligados a informar al Cenace de sus pronósticos de generación con la frecuencia y calidad necesaria para operar en forma segura el SEN y de acuerdo a como se establece en el Manual de Pronósticos de las Disposiciones Operativas del MEM.
- d. El Cenace efectuará el despacho de energía, respetando los valores de generación hidráulica que hayan resultado de los estudios de planeación, de la operación a mediano y corto plazo, y gastos de agua programados por la Comisión Nacional del Agua, manteniendo en todo momento márgenes de reserva energética en los embalses. En caso de existir aportaciones extraordinarias en los embalses el Cenace podrá modificar la generación hidráulica.
- e. El despacho debe llevarse a cabo tomando en consideración, entre otros: la estimación de la demanda, las restricciones de red, la disponibilidad hidráulica, las restricciones operativas de las Unidades de Central Eléctrica, los Recursos de Demanda Controlable, convenios de importación y exportación y precios ofertados por todas las Unidades de Central Eléctrica.
- f. Se deben respetar en todo momento las restricciones del SEN.
- g. Cualquier Unidad de Central Eléctrica puede sincronizarse al SEN sólo con la autorización del operador del Cenace.
- h. El operador de una Unidad de Central Eléctrica únicamente puede modificar la generación por instrucción del Cenace a través del Sistema de Información del Mercado de tiempo real y/o vía voz del personal operativo del Cenaceo ante una emergencia de la Central Eléctrica.

4.3 Instrucciones de Despacho de Carga

- a. Es responsabilidad de los Recursos de Demanda Controlable, cumplir las instrucciones de reducción de carga solicitadas por Cenace.
- b. . Ante la necesidad de modificación de la lógica o criterios de los Esquemas de Acción Remedial establecidas por el Cenace, los Recursos de Demanda Controlable deberán realizar lo necesario para dar atención inmediata

Capítulo 5 Administración de Licencias

5.1 Licencias

5.1.1 Resumen

En este capítulo se definen los lineamientos a seguir por el personal involucrado en los procesos de solicitud, autorización, concesión y retiro de Licencias, con la finalidad de garantizar la seguridad del personal, de las instalaciones y del SEN.

El Manual de Programación de Salidas, Manual del MEM, tiene como propósito establecer los principios de cálculo, instrucciones, reglas, directrices, y los procedimientos que deberán observar los Integrantes de la Industria Eléctrica, para programar sus Salidas a Mantenimiento en el mediano plazo y llevar a cabo su ejecución a través de las Licencias correspondientes en el corto plazo; así como los criterios que deberá observar el Cenace para la programación de Salidas de mediano plazo y el otorgamiento de Licencias en el corto plazo para los Elementos y sus Equipos Asociados de los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores.

Los trámites que se manejan en el Manual de Programación de Salidas son los siguientes:

- Solicitud de Salida (Mediano Plazo)
- Solicitud de Licencia (Corto Plazo)

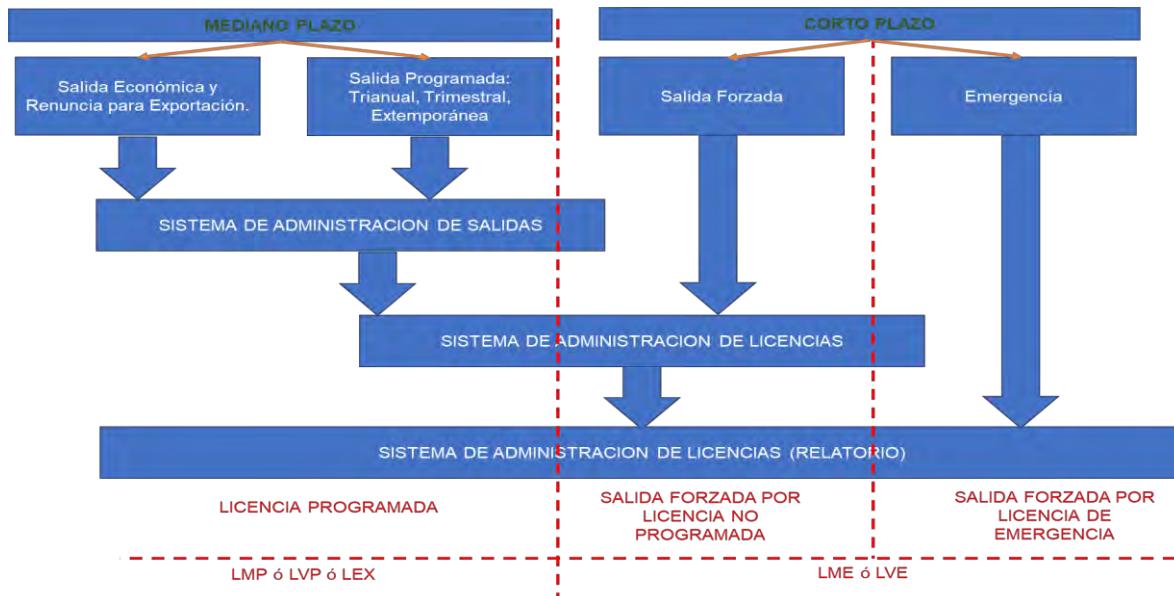


Figura 5.1.1 Trazabilidad de la correlación de Salidas con Licencias

La programación de Solicitudes de Licencia proviene desde el mediano plazo con su trámite respectivo, el cual consiste en tener autorizada la Solicitud de Salida en el Sistema de Administración de Salidas, una vez autorizadas, se registrarán en el Sistema de Administración de Licencias como una Solicitud de Licencia, la cual se convertirá en una Licencia si cumple los lineamientos requeridos por el Cenace en tiempo, forma y condiciones del SEN.

Las Licencias se clasifican en vivo o en muerto, si el Elemento está energizado o no, respectivamente, y podrán ser Programadas, No Programadas y de Emergencia.

En el otorgamiento de las Licencias el Cenace propondrá, previo análisis técnico y económico, el día y la hora más conveniente para su realización. El Cenace debe dar prioridad a la autorización de Licencias que se encuentren formalizadas en los Programas Trienales de Solicitudes de Salidas y validadas en los Programas Trimestrales de revisión, de acuerdo a la información suministrada conforme al Manual Regulatorio de Programación de Salidas.

El Cenace instrumentará herramientas para dar seguimiento y medir el desempeño de la planeación de Salidas Programadas y de Salidas Forzadas de los Participantes del MEM, Transportista y Distribuidor, así como la respuesta en la asignación de Licencias. Ese desempeño se evaluará trimestralmente en base al cumplimiento del Programa Trimestral Integrado de Salidas. El Cenace determinará el cumplimiento del Programa Trimestral Integrado de Salidas con base en el porcentaje de Licencias de Salidas Programadas que se ejecutan en un periodo de tiempo determinado, contra el número de Salidas Programadas en el mismo periodo de tiempo. Esta evaluación sustentada en el Manual de Programación de Salidas, y tendrá directamente relevancia en la planeación de las subsecuentes Solicitudes de Salidas.

5.1.2 De cuándo solicitar Licencias y en qué equipo

- a. Los trabajos de puesta en servicio, de mantenimiento, reparación, modificaciones, reconfiguración, ampliaciones, modernización y otras actividades necesarias en los Elementos y sus Equipos Asociados, a fin de mantener su disponibilidad y Confiabilidad para el correcto funcionamiento de los elementos del SEN, deberán coordinarse a través de Licencias, las cuales, deberán programarse de acuerdo a lo establecido en el Manual de Programación de Salidas, con el fin de adecuar de la mejor forma la Disponibilidad de generación, transmisión y transformación para mantener dichos elementos dentro de los límites operativos.
- b. Todo equipo entregado a operación debe estar en servicio, disponible o en Licencia. De esta forma, si un equipo se encuentra desconectado por requerimientos de operación, no se podrá trabajar en él si no se ha tramitado previamente una Licencia, ya que se considera que dicho equipo está disponible y listo para entrar en servicio en cualquier momento.
Si un equipo no puede ser puesto en servicio por presentar algún daño, éste deberá tomar la Licencia respectiva de inmediato.
- c. Considerando la importancia que tienen los equipos de protección y medición, los equipos de control supervisorio, los equipos de comunicación y de cómputo, se hacen extensivos a ellos los incisos de este capítulo.

5.1.3 Del aprovechamiento y coordinación de Licencias

- a. A fin de optimizar el tiempo que el equipo está bajo Licencia, el Cenace debe coordinar operativamente al Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado para lograr que la libranza del equipo se aproveche con la mayor

cantidad de trabajos posibles, conforme a lo estipulado en el 5.4 de este Manual Regulatorio. Así mismo, para los casos de Licencias sobre elementos comunes entre Centros de Control, el nivel superior debe realizar la coordinación necesaria.

Para instalaciones de Transportista y Distribuidor, sus Centros de Control respectivos deben realizar la coordinación de sus diferentes procesos en sus instalaciones.

La coordinación administrativa para trabajos en elementos frontera, entre Centros de Control, deberá coordinarla el Centro de Control responsable de la solicitud de Licencia, por ejemplo, Gestión de personal de apoyo para realizar maniobras o alguna maniobra o trabajo en particular.

Las solicitudes de Salida o de Licencia en instalaciones de usuarios conectados en Alta Tensión, deberán presentarse al Cenace por medio del Centro de Control del Transportista.

El alcance de la coordinación realizada por el Cenace se limita a los aspectos técnico/operativos entre Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado para mantener la integridad y Confiabilidad del SEN. El Cenace tiene la atribución conforme a la fracción X del artículo 108 de la LIE de coordinar la programación de salidas de mantenimiento.

5.1.4 Gestión de Solicitudes de Salida y Solicitudes de Licencia

- a. Las Solicitudes de Salida y de Licencia deben realizarse con la anticipación establecida en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas, para que el Cenace cuente con el tiempo suficiente para analizar la factibilidad de su autorización. Por lo tanto, la anticipación adecuada está relacionada a la importancia del elemento a librar y del trabajo a realizar.

Transportista, Distribuidor y Participante del MEM son responsables de organizar y realizar un filtrado preliminar del total de sus Solicitudes de Salida y Licencia, con base en los criterios aprobados para su trámite ante el Cenace de acuerdo al Procedimiento para Administración de Licencias maximizando el aprovechamiento de las solicitudes de su ámbito.

- b. Las Licencias Programadas y No Programadas para elementos del SEN que impliquen maniobras complicadas o que puedan alterar apreciablemente la integridad del SEN a criterio del Cenace, deberán acompañarse de un “análisis técnico documentado”, donde se detallen los trabajos a realizar y las condiciones operativas especiales o específicas requeridas. En caso de considerarse necesario, se llevará a cabo una reunión previa entre los responsables de los procesos involucrados. Dicha información deberá ser entregada por el solicitante con la antelación requerida por el Cenace y no

debiendo ser menor a cuatro días hábiles previos a la ejecución de los trabajos.

El Cenace debe proporcionar un número de registro para las solicitudes de Licencia y dará su resolución a más tardar a las 12:00 horas del día laborable previo a la realización de la maniobra o trabajos programados, para los que se solicitó la Licencia. Para el caso de las solicitudes planteadas para los días sábado, domingo y lunes, se resolverá el viernes a las 12:00 horas.

- c. Los Elementos y sus Equipos Asociados que han sido entregados a operación comercial por los Participantes del Mercado, Transportista o Distribuidor podrán presentar cualquiera de los siguientes estatus:
- En servicio. el equipo se encuentra en funcionamiento en el SEN;
 - Disponible. el equipo se encuentra listo para entrar en servicio en cualquier momento; o,
 - En Licencia. el Equipo no se encuentra disponible, por lo que se pueden realizar trabajos o Maniobras en el mismo.

El Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor programarán en el mediano plazo las Salidas correspondientes:

- Salidas que impliquen afectación de la función de los Elementos del SEN:
 - Centrales Eléctricas o Unidades de Central Eléctrica
 - Centros de Carga
 - Líneas de transmisión
 - Elementos de transformación de la RNT y de la RGD que pertenecen al MEM
 - Buses
 - Elementos de compensación de potencia reactiva (Capacitores, Reactores, Compensadores Estáticos de VAR's, Condensadores síncronos etc).
- Para los casos en que se solicite un Equipo asociado el cual implique afectar la función principal del elemento, la entidad responsable de los trabajos deberá programar el elemento al que se afecta su función, o para el caso en que aplique coordinarse con el responsable del elemento al que se afecta la función, especificando que los trabajos son en el equipo asociado.
- Pruebas y puesta en servicio de nuevas instalaciones o modernizaciones.
- Trabajos que impliquen el bloqueo de Esquemas de Protección, Esquemas de Acción Remedial (EAR) o de Esquemas de Protección de Sistema (EPS).

- Los trabajos en equipos asociados que no afecten la función de un Elemento podrán programarse directamente en periodo de corto plazo.
- d. Si la Licencia Programada o No Programada ocasiona interrupción a los Usuarios Finales, la Solicitud de Licencia deberá hacerse con la suficiente anticipación y en ningún caso menor a 4 días hábiles, para que el suministrador esté en condiciones de avisar a los Usuarios Finales en los términos que señala el artículo 66 del Reglamento de la Ley.

Para los casos en el que el suministro se interrumpa a solicitud del propio usuario, derivado de trabajos en sus instalaciones, el Suministrador es el responsable de gestionar lo necesario, coordinarse con las entidades involucradas y programar la o las solicitudes de licencia ante el Cenace en los tiempos establecidos en el presente manual. Si dichas actividades involucran interrupción a usuarios finales a cargo de algún otro suministrador, se deberán de coordinar entre los suministradores para los avisos correspondientes.

Invariablemente para los casos en que se afecte el Suministro, se deberá enviar al Cenace la evidencia de la notificación realizada en tiempo a los Usuarios Finales afectados.

Si la Licencia Programada o No Programada ocasiona interrupción a servicios de TIC como aplicaciones del MEM, Esquemas de Acción Remedial, comunicación de voz y datos entre otros, la Solicitud de Licencia deberá hacerse con la suficiente anticipación y en ningún caso menor a 4 días hábiles, para que el suministrador de TIC's esté en condiciones de avisar a los Usuarios afectados en sus servicios de TIC's.

- e. Para el caso especial de la puesta en servicio de nuevas instalaciones o equipos, las pruebas que requieran energización se llevarán a cabo mediante Licencias. Por lo que el responsable de los equipos programará las solicitudes de Salida o de Licencia correspondientes.

En todas las solicitudes de Licencia tramitadas ante el CENACE, invariablemente el responsable de la solicitud y la licencia será el nombre del Centro de Control o entidad correspondiente (Zonas de Operación, Centros de Control de Distribución, Central Generadora, etc).

- f. Las Solicitudes de Licencias deberán estar aprobadas en el Programa Trimestral Integrado de Salidas y solicitarse con una anticipación mínima de 4 días hábiles previos al día de la realización de los trabajos. Cuando se considere necesario, se realizará reunión previa entre los responsables de los procesos involucrados.

- g. Se deberá informar del tiempo requerido y del plan de restitución a condiciones normales. Estas Licencias deben ser autorizadas por el Cenace y planteadas de acuerdo al Manual Regulatorio de Programación de Salidas.
- h. Las Licencias en Unidades de Central Eléctrica y elementos de la red troncal de 400 y 230 kV, así como de aquellos elementos que impliquen maniobras complicadas o que puedan alterar apreciablemente la integridad del SEN, deberán solicitarse con una anticipación mínima de 4 días hábiles previos al día de la realización de los trabajos y ser acompañadas de un análisis técnico documentado donde se expliquen detalladamente los trabajos a realizar y las condiciones operativas especiales o específicas requeridas, y cuando sea necesario, una reunión previa entre los responsables de los procesos involucrados. Se deberá informar del tiempo requerido y del plan de restitución a condiciones normales. Estas Licencias deben ser autorizadas por el CENACE y planteadas de acuerdo al Manual Regulatorio de Programación de Salidas.
- i. Si la Licencia ocasiona interrupción a los Usuarios Finales, la solicitud debe hacerse con la suficiente anticipación y en ningún caso menor a 120 horas, para estar en condiciones de avisar a los Usuarios Finales en los términos que señala el artículo 66 del Reglamento de la LIE. Para el caso especial de la puesta en servicio de nuevas instalaciones o equipos, las pruebas que requieran energización se llevarán a cabo mediante Licencias. En todas las solicitudes de Licencia, el solicitante deberá ser personal designado por el Centro de Control al que pertenece la instalación y autorizado para tomar Licencias por parte de la máxima autoridad del centro de trabajo.
- j. El solicitante deberá proporcionar los siguientes datos:
 - i. Nombre y clave de identificación del solicitante.
 - ii. Subestación Eléctrica e identificación clara y precisa del equipo en que se solicita Licencia.
 - iii. Fecha y hora de inicio y terminación de la Licencia.
 - iv. Breve descripción del trabajo que se efectuará. Si es complicado, se proporcionará un plano o croquis de detalle.
 - v. Datos complementarios como: si la Licencia afecta otros equipos, si se disminuye la capacidad de la Subestación Eléctrica, si se causará interrupción a los Usuarios Finales, etc.

5.1.5 Del personal autorizado a tomar Licencias

- a. El personal autorizado para tomar Licencias debe cumplir los siguientes requisitos:
 - i. Acreditación en el curso del Manual Regulatorio de Coordinación Operativa.

- ii. Acreditación de conocimientos de Subestaciones Eléctricas, equipos y maniobras, sobre los que se le otorgue la autorización.
 - iii. Solicitud oficial de registro del personal responsable del centro de trabajo dirigida al Cenace, anexando comprobante de la acreditación del punto anterior.
- b. Las Licencias serán concedidas sólo al personal autorizado. Para este fin, los Centros de Control de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM mantendrán actualizado el Anexo 1 de este Manual Regulatorio. Si existiera algún cambio (alta o baja), el contenido del Anexo 1 deberá ser actualizado e informar al Cenace de dicho cambio.

5.1.6 De la resolución a las solicitudes

- a. Una vez que se haya analizado la factibilidad de la solicitud de Licencia y se haya decidido si se autoriza o no la misma, el Cenace procederá de la forma siguiente:
 - i. Informar al solicitante a través del Centro de Control y/o personal respectivo si se autorizó o no la solicitud.
 - ii. Si la solicitud de Licencia fue autorizada, se definirán las acciones a efectuar y las condiciones de generación y Transmisión requeridas para la concesión de la Licencia y esta información se reflejarán en el Mercado de un Día en Adelanto.
 - iii. Informar a los Centro de Control y a las Unidades de Central Eléctrica involucradas en las maniobras.
 - iv. Informar al nivel operativo superior y/o inferior en caso de ser necesario.
 - v. El Cenace dará su resolución a las solicitudes de Licencia, a más tardar a las 12:00 horas de dos días laborables previos.

5.1.7 De la cancelación de Licencias y de sus trabajos

- a. El solicitante o el Cenace podrán cancelar Licencias programadas sólo por causas de Fuerza Mayor, de conformidad con el 5.1.8 del Manual de Programación de Salidas. Así, cuando las condiciones de seguridad del SEN lo requieran, se podrán cancelar las Licencias programadas y estas se reprogramarán para una hora o fecha posterior de acuerdo a lo establecido en el Manual de Programación de Salidas
También, por condiciones de Confiabilidad, se podrán cancelar Licencias que se encuentren en ejecución; el Cenace informará justificadamente de esta condición al poseedor de la Licencia a través del Centro de Control a fin de que se suspendan los trabajos motivo de la misma, de conformidad con el Manual de Programación de Salidas.

- b. Los trabajos y/o maniobras, bajo condiciones normales de operación que se estén realizando en algún equipo del SEN y que representen riesgo para la operación de este, deben suspenderse en horas de demanda máxima del SEN y continuarse después, previa autorización del Cenace.

5.1.8 De las Licencias de Emergencia

- a. Las Licencias de Emergencia se de inmediato y el solicitante será responsable de la decisión tomada al respecto, por lo que deberá demostrar de forma fehaciente que la situación atendida fue realmente una Emergencia, si así se le requiere.

En ningún caso deberá forzarse la concesión de una Licencia argumentando tratarse de una Emergencia. Las Emergencias por ser imprevisibles, deben atenderse en el momento que se presenten.

- b. Se considerará también como Licencia de Emergencia las salidas forzadas, de acuerdo a lo establecido en las Bases del MEM.
- c. Si en el transcurso de un mantenimiento normal bajo Licencia, se detecta una condición anómala y peligrosa para la operación del equipo, deberá darse aviso al Cenace a través del Centro de Control respectivo para continuarla como Licencia de Emergencia, al concluirse el tiempo programado.
- d. Ante la incorrecta operación de un equipo o duda de su correcto funcionamiento, se analizará si este debe ser retirado de servicio hasta que el responsable del mismo lo reemplace o indique que se ha corregido el desperfecto. En estos casos se deberá conceder una Licencia de Emergencia al equipo.

Si la persona que tiene vigente una Licencia Programada prevé que los trabajos para los que solicitó la misma no concluirán en el plazo fijado, tiene la obligación de informar a la brevedad al Cenace por medio del Centro de Control correspondiente para que una vez concluido el plazo de su Licencia Programada, se otorgue una Licencia de Emergencia para concluir los trabajos, justificando la causa, presentando un informe con el avance de los trabajos y el plan para la conclusión de los mismos.

5.1.9 De la concesión de Licencias

- a. Las Licencias serán solicitadas de acuerdo al Manual de Programación de Salidas, Manual del MEM, por el personal responsable de las mismas, teniendo este la obligación de:
 - i. Estar presente en el sitio de trabajo y conocer los trabajos que se van a ejecutar.
 - ii. Vigilar que su personal trabaje en las condiciones de seguridad necesarias tales como: distancias adecuadas en equipo vivo, colocación de equipos de tierra, ropa de seguridad y herramientas de trabajo adecuadas.

- iii. Contar con equipo de comunicación adecuado y mantenerlo en operación durante el desarrollo de los trabajos. Una vez entablada la comunicación del Operador de un Centro de Control y el Cenace, para llevar a cabo los trabajos programados en el horario estipulado en la solicitud de Licencia, se deberán iniciar las maniobras a la brevedad, y en caso de no poder iniciarlas se deberá informar al solicitante las causas por las cuales no es posible y el tiempo estimado para iniciarlas.

En caso que no haya comunicación directa entre el responsable de la Licencia y el Operador del Centro de Control, las solicitudes y entregas de Licencias se podrán hacer a través de los Operadores de la Subestación Eléctrica.

- b. El solicitante se comunicará con el Operador del Cenace, Transportista o Distribuidor para llevar a cabo los trabajos programados en el horario estipulado en la solicitud de Licencia y una vez entablada la comunicación no deberá de pasar más de 5 minutos para iniciar las maniobras.
- c. Al conceder la Licencia al solicitante, el Operador del Centro de Control debe expresarse clara y concisamente, identificando por su nomenclatura y con precisión el equipo de que se trate, definiendo la duración y número de Licencia, y haciendo las observaciones que juzgue oportunas para evitar cualquier error, así como advertirle al solicitante que tome todas las precauciones pertinentes a su alcance.
De igual forma, el solicitante al que se conceda la Licencia repetirá los datos del párrafo anterior y verificará las observaciones y precauciones indicadas por el Operador del Centro de Control.
- d. En el caso de Licencias en vivo es indispensable la comunicación, por lo que estas no se gestionarán si no existe un medio para comunicarse con el personal de campo.
- e. El Operador del Centro de Control deberá registrar en el Sistema de Información de la Operación, el horario en que recibe la solicitud de licencia y el horario en que esta es otorgada.

5.1.10 De los trabajos bajo Licencia entre Transportista, Distribuidor y Participante del MEM

- a. Sólo el trabajador a quien se concede la Licencia y/o los trabajadores bajo su supervisión, pueden trabajar en el equipo bajo Licencia.
- b. La Licencia autoriza exclusivamente a efectuar los trabajos especificados. En caso de ser necesarios otros trabajos, deberá solicitarse otra Licencia.
- c. El que una parte o todo el equipo esté fuera de servicio por Licencia, no autoriza a otros trabajadores a trabajar en él sin pedir una Licencia.

- d. Cuando se entregue en Licencia el mismo equipo a varios trabajadores, el Operador del Centro de Control deberá informarles de esta condición. Se colocará una tarjeta auxiliar por cada una de las Licencias. El Cenace entregará una sola Licencia por equipo al Centro de Control del Transportista o Distribuidor. El Centro de Control del Transportista o Distribuidor dará una Licencia para cada especialidad y cada especialidad colocará las Licencias correspondientes.
- e. Sólo el trabajador a quien le fue concedida la Licencia puede regresarla. En caso de emergencia, por accidente, vacaciones, u otro motivo o cuando al trabajador a quien le fue concedida la Licencia no le sea posible continuar con esta, su jefe o el trabajador que él designe y que tenga autorización para hacerlo debe tomarla, previo acuerdo con el Operador del Centro de Control, haciéndose totalmente responsable de ella. Asimismo, en el caso de trabajadores de turnos continuos, el responsable de la Licencia podrá transferirla al trabajador que ocupe su puesto, siempre y cuando este último esté autorizado para hacerlo e informando de lo anterior al Operador del Centro de Control.
- f. Los responsables de los equipos en Licencia por más de un mes calendario, deberán presentar un reporte al Cenace indicando el programa de avance de los trabajos en dicho equipo; este programa deberá ser actualizado al menos una vez cada mes.

5.1.11 De las maniobras para Licencia

- a. Los Centros de Control del Transportistas, Distribuidor y Participante del MEM, deberán contar con un “Catálogo de maniobras de las instalaciones y equipos sobre los que realizan el control físico (Catálogo de Maniobras), mismo que deberá contener lo siguiente:
 - i. Título del elemento eléctrico a librar;
 - ii. Maniobras para dejar fuera de servicio el elemento;
 - iii. Maniobras para dejar en servicio el elemento,
 - iv. Maniobras de seguridad que realice el personal para garantizar la integridad del responsable de la Licencia, así como del personal que participe en la misma.
 - v. Maniobras especiales que puedan tener.

El Catálogo de Maniobras deberá ser elaborado, y mantenerse actualizado por Transportista, Distribuidor, y cualquier Participantes del MEM, para las instalaciones y equipos bajo su responsabilidad, de acuerdo a los criterios y lineamientos de seguridad y Confiabilidad del SEN establecidos por el Cenace.

- b. Los operadores de los Centros de Control del Cenace serán responsables de la supervisión y coordinación operativa. Los Operadores del Transportistas, Distribuidor y Participante del MEM serán responsables de la supervisión de los límites operativos y de la operación física de las instalaciones a su cargo,

con base en los Catálogos de Maniobras para libranza y normalización de los elementos o equipos asociados bajo su responsabilidad. Dichos catálogos deberán ser actualizados y enviados al Cenace por medio del Centro de Control responsable del mismo. La actualización deberá realizarse cada vez que se instale un nuevo Equipo o Elemento, o al menos una vez al año.

- c. Si la Licencia solicitada es en muerto, el Operador del Cenace, concederá una Licencia al Operador del Centro de Control de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM para la ejecución de maniobras. previo al inicio de las maniobras, el Operador de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, solicitará autorización al Cenace para la ejecución de las maniobras definidas en su catálogo. Posteriormente el Operador del Centro de Control correspondiente coordinará la libranza del equipo para finalmente conceder la licencia al personal de campo.
- d. Tal como lo indica el Procedimiento para Administración de Licencias, de este Manual Regulatorio.
Previo a la concesión de la Licencia al Personal de Campo, se libraré el equipo, para lo cual el operador del Cenace otorgará la Licencia al Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM y autorizará la ejecución de maniobras.

5.1.12 De las tarjetas auxiliares

- a. Cuando se trate de Licencias en muerto, el Operador del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM o el poseedor de la Licencia, deberá colocar tarjetas auxiliares rojas en los manuales de los controles de los interruptores del equipo bajo Licencia, así como la indicación necesaria en todo el equipo primario asociado a la libranza y cuando no se disponga de manuales, se realizará mediante etiquetas en su sistema de Control de datos. Las tarjetas tienen la finalidad de indicar que el equipo no se debe operar, es decir, no debe cambiar su posición ni estado.

En forma similar, cuando se trate de Licencias en vivo y se disponga de personal en la Subestación Eléctrica se colocará una tarjeta auxiliar amarilla en el maneral del control del interruptor del circuito o línea bajo Licencia. Cuando la línea o circuito cuente con recierre, este se bloqueará previamente a la concesión de la Licencia y se colocará una tarjeta auxiliar amarilla tanto en el maneral del control del interruptor correspondiente, como en su recierre y cuando no se disponga de manuales, se realizará mediante etiquetas en su sistema de control de datos.

Para las Licencias en vivo o en muerto que correspondan a Subestaciones Eléctricas telecontroladas, se colocarán etiquetas en los desplegados de su Sistema de Información Remoto, tanto en el interruptor o restaurador correspondiente o, como en el relevador de recierre que se bloqueó, si esto último aplica.

5.1.13 De los disparos con Licencia en vivo

Si durante la ejecución de un trabajo en vivo se llegase a disparar el interruptor del equipo bajo Licencia, el Operador del Centro de Control del Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM se comunicará con el responsable de la Licencia, el cual deberá responder inmediatamente e informar si tuvieron algún percance, en cuyo caso no se cerrará el interruptor hasta que el personal quede fuera de peligro. En ningún caso se deberá cerrar el interruptor hasta tener comunicación con el responsable de la Licencia, informando de la condición al Cenace. En caso de poderse energizar el equipo, se debe coordinar con el Cenace para restablecer de acuerdo a sus instrucciones y/o aplicación de procedimientos operativos acordados. Para el caso del Centro de Control del Distribuidor, previo a la realización de la prueba en el circuito disparado, deberá coordinarse con el Participante del MEM confirmando condiciones para realizar la prueba, una vez energizado el circuito le informará al Participante del MEM que ya cuenta con potencial para poder sincronizarse al SEN.

5.1.14 Del retiro de Licencias y puesta en servicio del equipo

- a. Las Licencias hacia Personal de Campo serán retiradas tan pronto se concluyan todos los trabajos y las pruebas que el caso requiera, con la finalidad de que los equipos queden disponibles a operación. Para Unidades de Central Eléctrica, aplica lo establecido en el Capítulo 4.
- b. Previo al retiro de una Licencia, el equipo pondrá en servicio en presencia del ejecutor del trabajo o dejándolo en disponibilidad. Para Unidades de Central Eléctrica aplica lo establecido en el Capítulo 4.
- c. Los trabajadores que se involucren en trabajos programados en vivo o en muerto, al retirar la Licencia, deberán permanecer en el sitio hasta que el equipo involucrado en la Licencia quede nuevamente en servicio o en disponibilidad en forma satisfactoria.

En las Licencias sobre equipo de teleprotección, se requiere que en el lugar de trabajo estén trabajadores autorizados de comunicaciones y protecciones para asegurar la correcta devolución del equipo bajo Licencia.

- d. El retiro de la Licencia se hará en forma clara y concisa indicando:
 - i. Nombre del poseedor de la Licencia;
 - ii. Número de la Licencia;
 - iii. Identificación precisa del equipo en Licencia;
 - iv. Quién devuelve la Licencia;
 - v. Confirmación de retiro de los medios de protección que puso para la Licencia;
 - vi. Si la Licencia fue consecuencia de falla de equipo, dar información completa de la causa del daño y de la reparación del mismo;
 - vii. Si la Licencia fue programada, dar información completa de los trabajos que se realizaron y grado de conclusión del trabajo; y

viii. Otras consideraciones esenciales o útiles.

- e. Una vez terminado los trabajos se procederá a la ejecución de las maniobras de normalización de los elementos que estuvieron bajo Licencia de acuerdo al Procedimiento para Administración de Licencias. Para Unidades de Central Eléctrica, aplica lo establecido en el Capítulo 4.

5.2 Maniobras

5.2.1 Resumen

Este Capítulo establece la reglamentación a que debe estar sujeto el personal autorizado para ejecutar maniobras en las instalaciones eléctricas del SEN y de los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, en cualquier Estado Operativo en el que se encuentre el SEN.

5.2.2 De información disponible en Subestaciones Eléctricas y Centros de Control del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM.

Las instalaciones deberán tener a la vista y actualizados: el diagrama unifilar con nomenclatura oficial, diagrama de protecciones, manual de operación, Catálogo de Maniobras y un directorio donde se especifiquen los números telefónicos para casos de Emergencia.

5.2.3 De quién debe efectuar las maniobras

Las maniobras se deben de realizar por personal designado y autorizado, tanto el que las ejecuta como el que las ordena.

Los operadores del Cenace son los responsables de la Supervisión y coordinación operativa de la RNT y las RGD pertenecientes al MEM.

Los Operadores de los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM son responsables de la supervisión y operación física de sus instalaciones, así como de la supervisión de las alarmas indicativas de las condiciones eléctricas de los equipos (alarmas no incorporadas a los Centros de Control del Cenace).

5.2.4 De la coordinación de maniobras

En las maniobras en que intervengan dos o más Centros de Control, para la RNT el nivel operativo superior los coordinará y para las RGD se coordinarán entre los Centros de Control del mismo nivel operativo.

5.2.5 De la ejecución de maniobras

- a. Las maniobras deberán transmitirse de forma clara y precisa, identificando el equipo por su nomenclatura oficial y ejecutarse en la secuencia indicada en

el Catálogo de Maniobras y dictada por instrucción verbal, electrónica o cotejada con el Centro de Control involucrado. Las instrucciones de maniobra deberán ser dictadas por el Operador del Centro de Control y repetidas por el personal que va a ejecutarlas, como una medida de confirmación.

Las maniobras deberán transmitirse por canal de comunicación de voz de conformidad con lo establecido en el Manual de TIC, en forma clara y precisa, identificando el equipo por su nomenclatura y ejecutarse en la secuencia indicada en el Catálogo de Maniobras y dictada por instrucción verbal, o cotejada con el Centro de Control involucrado. Las instrucciones de maniobra deberán ser dictadas por el Operador del Centro de Control y repetidas por el personal que va a ejecutarlas, como una medida de confirmación.

- b. Cuando se observen errores en la secuencia de las maniobras dictadas o listadas en los Catálogos de Maniobras, el personal que recibe las órdenes tiene la obligación de hacer notar al Operador que las dictó, la secuencia correcta de las mismas.
- c. Las maniobras deberán ejecutarse cuando no existan dudas y en caso de que se presenten o cuando se considere que las órdenes no fueron entendidas, estas deberán aclararse antes de efectuar cualquier maniobra. Si persisten las dudas, los Operadores deben suspender toda orden relacionada con la maniobra en cuestión, hasta que queden aclaradas.
- d. Si durante la ejecución de las maniobras el Operador de Subestación Eléctrica observa alguna condición anormal, éste debe comunicársela al Operador del Centro de Control correspondiente. Si la condición fuera de peligro inmediato, debe el Operador de la Subestación Eléctrica considerar el caso como de Emergencia.
- e. Una vez ejecutadas todas las maniobras, el Operador de la Subestación Eléctrica debe informar al operador del Centro de Control correspondiente y anotar en el Sistema de Información de la Operación, la hora de su ejecución, y este a su vez la hora de finalización al Cenace.
- f. En todas las Subestaciones Eléctricas controladas, las maniobras en interruptores y/o bloqueos al otorgar y retirar Licencias, se deberán de realizar preferentemente por medio del sistema de adquisición de datos y telemando. En caso de que se encuentre personal en la instalación, este debe de verificar el cambio de estado del equipo.
- g. Para que un equipo quede librado, el Operador del Centro de Control o el personal de campo solicitante de la Licencia debe asegurarse de que este no pueda volver a energizarse. Por lo que deberán desconectar alimentación a bobinas de cierre, cerrar válvulas de la tubería de aire, bloquear mecanismos o alguna otra acción que evite la operación de interruptores y cuchillas. Los interruptores de equipo blindado deberán desacoplarse. Invariablemente el Operador de la Subestación Eléctrica o personal de campo solicitante de la Licencia debe tener la seguridad, por la parte que le corresponde, de que el equipo no tiene peligro de llegar a quedar energizado, así como poner a tierra las partes donde el procedimiento de trabajo así lo requiere, y deberá informar al Operador del Centro de Control correspondiente.
- h. Cuando se libre un equipo, el Operador de la Subestación Eléctrica deberá tomar las medidas necesarias para que no ocurran operaciones erróneas en

el equipo relacionado con la Licencia que puedan ocasionar daños al personal, al equipo o algún Disturbio, como ejemplo: bloquear la protección diferencial al librar el interruptor de un banco de transformadores sin transferencia de protecciones, bloquear la protección Buchholz de un transformador que se saque de servicio, bloqueo de transferencias automáticas, automatismos de red o algún otro tipo de bloqueo.

- i. En todo elemento o equipo que esté bajo Licencia, se deberán colocar tarjetas auxiliares en los manuales y conmutadores que hayan intervenido en la maniobra. Asimismo, los Centros de Control deberán etiquetar e inhabilitar los mandos de control del EMS.
- j. El personal que ejecute las maniobras en las instalaciones, deberá de cumplir con las normas de seguridad vigentes.
- k. Antes de efectuar cualquier maniobra en las instalaciones, se deberá verificar que el equipo que se va a accionar sea el correspondiente a la nomenclatura del equipo que fue indicado en la relación de pasos para la libranza o normalización del Elemento o Equipo

5.2.6 De la ejecución de maniobras en condiciones de Emergencia

- a. El Operador del Centro de Control del Cenace es el único que podrá autorizar la ejecución de maniobras, coordinando a los Operadores del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM para que realicen las acciones y secuencia de las maniobras necesarias para restablecer la condición normal de las instalaciones de la red de su supervisión operativa, basándose en la información recibida de los Operadores del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM y del control supervisorio, aplicando los Criterios de Confiabilidad y seguridad operativa del SEN.
- b. Al dispararse un interruptor, el Operador de Subestación Eléctrica tomará nota de la hora y relevadores que operaron, reconocerá las banderas indicadoras y se comunicará de inmediato con el Operador del Centro de Control correspondiente, a excepción de los casos en que se tenga un procedimiento expedido al respecto. En el caso que no se tenga comunicación con el nivel operativo superior, actuará de acuerdo con el procedimiento establecido para tal fin.
- c. En el caso de presentarse situaciones de Emergencia, en donde se requiera realizar maniobras complicadas, el Operador se apegará a los procedimientos y lineamientos establecidos. En caso de que se requiera realizar maniobras que no estén dentro del procedimiento, actuará de acuerdo a su criterio y posteriormente informará de la situación que prevalece.
- d. En condiciones de Emergencia del SEN, el Cenace es el único que podrá coordinar la desconexión y la reconexión de carga, por medio de los Operadores de los Centros de Control.
- e. Ante condiciones de Emergencia por baja Reserva Operativa en el SEN, estas se atenderán conforme a las directivas para cada nivel de reserva indicado en el Código de Red.

- f. Ante condiciones de Emergencia en la red de gasoductos nacionales, el CENACE se coordinará con CENAGAS para realizar las acciones que minimicen los impactos a la Generación.
- g. Cuando una protección opere un relevador de reposición manual desconectando el equipo que protege, el Operador de Subestación Eléctrica no debe reconectarlo bajo ninguna circunstancia, y avisará inmediatamente al Operador del Centro de Control correspondiente y al responsable del equipo, dando información completa. En general, la energización del equipo deberá hacerse con la autorización del responsable del mismo. En caso de no estar identificada la causa del disparo, para la energización del equipo será necesaria la realización de pruebas eléctricas, a efecto de verificar que el equipo se encuentre en condiciones de energizarse. Si el equipo es diagnosticado con daño, el responsable deberá informar de inmediato al Operador en turno, quien otorgará la Licencia correspondiente y determinará las acciones a seguir en apego al 6.2 de este Manual Regulatorio.

5.3 Manual de Programación de salidas.

La programación, autorización, ejecución o cancelación de mantenimientos en el SEN del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM, se realizará de acuerdo a lo establecido en el Manual de Programación de Salidas que pertenece a las Reglas del MEM.

5.4 Del aprovechamiento y coordinación operativa

- a. Las diferentes entidades y especialidades del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, programarán sus solicitudes de Licencias con el Cenace a través de sus Centros de Control.
- b. Los Centros de Control solicitarán una única solicitud de Licencia por elemento o equipo de la red a los Centros de Control del Cenace, la cual debe ser la más importante y la de mayor duración. Si existe más de una solicitud asociada a un elemento o equipo, será administrada por los Centros de Control del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM según corresponda.
- c. El Cenace solo autorizará una Licencia por elemento o equipo librado y por Centro de Control. El tercer nivel podrá generar una serie de Licencias adicionales locales para las diferentes especialidades, pero siempre dentro del horario y fecha del registro enviado al Cenace y que no implique requerimientos adicionales como bloqueos de Protecciones y pérdida de canales de telecomunicación Fibra Óptica u Onda Portadora sobre línea de Alta Tensión.
- d. Previo a iniciar maniobras, el Cenace entregará una Licencia al solicitante y autorizará la ejecución de maniobras asociadas a la Solicitud. Esta misma Licencia concedida por Cenace será retirada hasta que el equipo haya quedado en servicio o disponible. En caso necesario, el Cenace coordinará

- a los diferentes grupos de Operadores de la RNT, RGD, CCG y RDC, para la ejecución de maniobras.
- e. Para la coordinación operativa entre el Cenace y los Centros de Control del Transportista y Distribuidor:
- i. El Personal de Campo identifica la necesidad, propone las necesidades de los equipos requeridos para efectuar los trabajos y realiza la solicitud a los Centros de Control del Transportista y del Distribuidor.
 - ii. Los Centros de Control del Transportista y del Distribuidor organizan la totalidad de solicitudes y realizarán la solicitud de registro a Cenace e informa al personal de campo. Así mismo podrá proponer ajustes a las solicitudes.
 - iii. El CENACE realiza los estudios eléctricos considerando la totalidad de las solicitudes y autoriza o propone ajustes.
- f. La autorización para el inicio de los trabajos bajo Licencia en la RNT, las RGD y Participante del MEM, es responsabilidad de los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM.
- g. Los Centros de Control del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM serán los responsables de coordinar al personal de campo de forma directa.
- h. El Operador del Centro de Control del Distribuidor se coordinará con el Transportista y este a su vez con el operador del Cenace. Ante cualquier instrucción emitida por el operador del Cenace hacia el Cuarto Nivel, deberá coordinarse por medio del Centro de Control del Transportista.
- i. Los Centros de Control del Transportista, podrán realizar un filtrado de solicitudes de Licencias. El Cenace se coordina con el Transportista y este a su vez con el Distribuidor para los requerimientos de Licencia, acciones de control de tensión y atención de Disturbios.
- j. Los Operadores del Transportista deben estar autorizados por los operadores del Cenace para iniciar maniobras y poner fuera de servicio el equipo primario que afecte al MEM.
- k. Se debe observar en la solicitud si un interruptor o equipo primario se encuentra fuera de servicio en la Subestación Eléctrica donde se realizarán maniobras para que, en caso necesario, se modifique la maniobra del Catálogo de Maniobras y la envíe al Centro de Control del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM para su difusión y ejecución.
- l. Es responsabilidad de los Operadores del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, la coordinación y realización de las maniobras con el Personal de Campo.
- m. Para solicitudes de libranzas de bancos de transformación que impliquen transferencias de cargas previas por parte del Distribuidor, deberán ser previamente acordadas entre el Transportista y el Distribuidor.
- n. En caso necesario el operador del Cenace podrá comunicarse con Personal de Campo.

Capítulo 6 Prevención y atención de Disturbios

6.1 Control operativo y Control físico de la red del MEM

- a. Los Operadores del Cenace son los responsables de la supervisión y control operativo de la RNT y de las RGD que correspondan al MEM.
- b. Los Operadores de los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, son responsables de la supervisión de variables eléctricas y del Control Físico de sus redes e instalaciones.
- c. Todas las instalaciones que forman parte de la red eléctrica del MEM deberán estar monitoreadas por los Centros de Control del Cenace, por lo que el Transportista, Distribuidor y Participante del MEM tienen la obligación de proporcionar al Cenace la información de control y telemetría en tiempo real que este requiera para ejercer el control operativo. Dicha información, así como los medios de comunicación y mecanismos para su envío, serán definidos en la regulación y normatividad en materia de TIC y seguridad de la información

Las alarmas propias del comportamiento eléctrico de los equipos y sus Licencias respectivas para su atención no incluidas el Manual de TIC, serán supervisadas y atendidas por los Centros de Control de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM para garantizar su operación segura.

6.2 Atención de Disturbios

- a. El Cenace, el Transportista, Distribuidor y Participante del MEM tienen la obligación de restablecer de una manera coordinada, ordenada, segura y confiable las condiciones operativas del SEN ante la presencia de un disturbio, cumpliendo con lo establecido en las Bases del MEM, las disposiciones operativas, y:
 - i. Minimizar el tiempo de interrupción a los Usuarios Finales.
 - ii. Minimizar el tiempo de desconexión de sus elementos.
 - iii. Proteger los elementos que componen el SEN de daños que pongan en riesgo la operación.
 - iv. Respetar los límites de seguridad.
 - v. Proteger al personal operativo.
 - vi. Apegarse a los lineamientos y procedimientos operativos establecidos.
 - vii. Criterios de confiabilidad emitidos por la CRE.
- b. Para la atención de disturbios, los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, deberán coordinarse con el nivel operativo jerárquico superior para restablecer las condiciones operativas bajo la supervisión y coordinación del operador del Cenace, y ejecutarán en todo momento las instrucciones emitidas por el Cenace. Debiendo informar al

Cenace de manera oportuna las condiciones de los elementos bajo su responsabilidad.

c. La coordinación operativa para la atención de disturbios en la RNT y RGD que forman parte del MEM, será la siguiente:

- i. El Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM informará inmediatamente al operador del Cenace, de la hora, elementos disparados y protecciones operadas, entre los involucrados de forma verbal.
- ii. El Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM una vez revisadas las protecciones operadas y aplicado el procedimiento interno, declarará cuales de los elementos asociados al disturbio se encuentran indisponibles.
- iii. El Operador del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM en coordinación con el operador del Cenace definirán conjuntamente la estrategia de restablecimiento a seguir.
- iv. El Operador del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM con autorización del Cenace seguirán el Procedimiento de Restablecimiento ante disturbios y para los casos no contemplados realizarán propuestas de restablecimiento para definir de manera conjunta la estrategia a seguir.
- v. El Operador del Cenace dará las instrucciones al Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM, indicando la secuencia de restablecimiento conjuntamente definida de acuerdo a los criterios y procedimientos operativos vigentes.
- vi. El Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM, ejecutará la secuencia de restablecimiento instruida por el Cenace, en el que se evaluará la mejor condición para restablecer la mayor cantidad de carga, considerando seccionamientos.

d. La coordinación operativa para atender un disparo de banco de transformación de la RNT y las RGD que pertenezcan al MEM, para niveles de tensión en el lado de baja de 35 kV o inferior, del Transportista y/o Distribuidor, será la siguiente:

- i. El Operador del Transportista informará inmediatamente al Operador del Cenace de la hora, elementos disparados y protecciones operadas.
- ii. Si no es posible realizar una prueba de energización al transformador (en función de la protección operada), el Operador del Cenace solicitará al Transportista se coordine con el Centro de Control del Distribuidor para realizar la transferencia de carga afectada.
- iii. Si es posible realizar una prueba al transformador, el Operador del Cenace solicitará al Transportista o Participante del MEM una prueba de cierre por el lado de alta del transformador y en caso de ser exitosa el Operador del Cenace autorizará al Operador del Transportista se coordine con el Distribuidor para el restablecimiento lado de baja

(niveles menores o igual a 35 kV de acuerdo a los procedimientos operativos vigentes), en el caso del participante del MEM el Operador del Cenace lo autorizará para que continúe con las maniobras dentro de su instalación.

- e. Los Operadores del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM son responsables de realizar las maniobras sin poner en riesgo la integridad física del personal y/o equipos, así como de operar sus equipos dentro de límites operativos.
- f. El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM deben contar con procedimientos operativos para el restablecimiento de la red bajo su responsabilidad establecidos por el Cenace.
- g. El Cenace, Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, deberán asegurar la actualización y difusión de los procedimientos operativos para el restablecimiento de la red bajo su responsabilidad.
- h. Para fines de este documento y con el objetivo de definir las estrategias a seguir para el flujo de información ante un disturbio, el Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM se coordinarán con el Operador del Cenace de acuerdo al Procedimiento de Comunicación y Coordinación Operativa, del Código de Red.
- i. El Cenace en coordinación con Transportista, Distribuidor y Operadores de las Redes Particulares determinan, en los procedimientos correspondientes y criterios de seguridad operativa ante contingencias, los elementos que no impacten o afecten al MEM y su atención será de forma local.

Capítulo 7 Nomenclatura

1. Objetivo

Para la segura y adecuada operación, la nomenclatura para identificar tensiones, Subestaciones Eléctricas y equipos, será uniforme en todos los Estados Unidos Mexicanos. Deberá, además, facilitar la representación gráfica por los medios técnicos o tecnológicos disponibles en la operación.

2. Obligaciones de nomenclatura

- a. El Cenace definirá la nomenclatura de los equipos y elementos que conforman el SEN en Estaciones que incluyan niveles de alta tensión, además será obligatorio el uso de la nomenclatura en la operación. Todos los Integrantes de la Industria Eléctrica deberán cumplir con la nomenclatura definida por el Cenace.
- b. Para la representación gráfica en los diagramas de protecciones eléctricas, se deberá utilizar como referencia el Estándar ANSI.
- c. Las Gerencias de Control Regionales se deberán identificar por los números siguientes:

1	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL
---	--------------------------------------

2	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL
3	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL
4	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE
5	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE
6	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE
7	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA
8	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

d. Las tensiones de operación se identificarán por la siguiente tabla de colores:

400 kV	AZUL
230 kV	AMARILLO
De 161 kV hasta 138 kV	VERDE
De 115 kV hasta 60 kV	MORADO MAGENTA
De 44 kV hasta 13.2 kV	BLANCO
Menor a 13.2 kV	NARANJA

Este código de colores se aplicará en tableros mímicos, dibujos, unifilares y monitores de computadora.

- e. La identificación de la Subestación Eléctrica se hará con el número de la Gerencia de Control Regional seguida de la combinación de tres letras, y es responsabilidad de cada Gerencia de Control Regional asignarla, evitando que se repita esta identificación dentro de la Gerencia de Control Regional.
- f. Para distinguir la identificación entre dos Subestaciones Eléctricas con nomenclatura igual de Gerencia de Control Regional diferentes, se tomará en cuenta el número de identificación de cada Gerencia de Control Regional.
- g. La nomenclatura de las estaciones se definirá con las siguientes normas:
- i. La abreviatura del nombre de la instalación más conocida, por ejemplo: Querétaro QRO
 - ii. Las tres primeras letras del nombre, por ejemplo: Pitirera PIT
 - iii. Las iniciales de las tres primeras sílabas, ejemplo: Mazatepec MZT
 - iv. Para los nombres de dos palabras se utilizarán las dos primeras letras de la primera palabra, y la primera letra de la segunda palabra, o la primera letra de la primera palabra y las dos primeras de la segunda; ejemplo: Río Bravo RIB, Pto. Escondido PES.
 - v. Se tomarán otras letras para evitar repeticiones en el caso de agotarse las posibilidades anteriores, ejemplo: Manzanillo MNZ.
- h. La identificación del equipo de una instalación determinada, se hará con cinco dígitos.
- i. El orden que ocuparán los dígitos de acuerdo a su función, se hará de izquierda a derecha:

PRIMERO	Tensión de operación
SEGUNDO	Tipo de equipo

TERCERO Y CUARTO	Número asignado al equipo (las combinaciones que resulten) del 0 al 9 para el tercer dígito, combinando del 0 al 9 del cuarto dígito. En el caso de agotar las combinaciones, el tercer dígito será reemplazado por letras en orden alfabético.
QUINTO	Tipo de dispositivo.

- j. Tensión de Operación. Está definido por el primer carácter alfanumérico de acuerdo a lo siguiente:

Tensión en kV		Número
Desde	Hasta	Asignado
0.00	2.40	1
2.41	4.16	2
4.17	6.99	3
7.00	16.50	4
16.60	44.00	5
44.10	70.00	6
70.10	115.00	7
115.10	161.00	8
161.10	230.00	9
230.10	500.00	A
500.10	700.00	B

- k. Tipo de equipo. Está definido por el segundo carácter numérico de acuerdo con lo siguiente:

NO.	EQUIPO
1	Grupo Central Eléctrica - Transformador (Unidades de Central Eléctrica)
2	Transformadores o autotransformadores
3	Líneas de Transmisión o alimentadores
4	Reactores
5	Capacitores (serie o paralelo)
6	Equipo especial
7	Esquema de interruptor de transferencia o comodín.
8	Esquema de interruptor y medio
9	Esquema de interruptor de amarre de barras
0	Esquema de doble interruptor lado barra número 2.

Nota: Para las cuchillas adicionales en Subestaciones Eléctricas encapsuladas (SF6) deberán identificarse con la letra "C" para el segundo dígito.

- l. Número asignado al equipo. El tercero y cuarto dígito definen el número económico del equipo de que se trate y su combinación permite tener del 00 al Z9.
- m. Tipo de dispositivo. Para identificarlo se usa el quinto dígito numérico que especifica el tipo de dispositivo de que se trata.

NO.	DISPOSITIVO
0	Interruptor
1	Cuchillas a barra uno
2	Cuchillas a barra dos
3	Cuchillas adicionales
4	Cuchillas fusibles
5	Interruptor en gabinete blindado (extracción)
6	Cuchillas de enlace entre alimentadores y/o barras
7	Cuchillas de puesta a tierra
8	Cuchillas de transferencia
9	Cuchillas lado equipo (líneas, transformador, Central Eléctrica, reactor-capacitor).

n. Las barras se identifican en la forma siguiente:

B1	Tensión en <i>kV</i>
B2	Tensión en <i>kV</i>
BT	Tensión en <i>kV</i>

Por ejemplo:

B1 115 *kV* que significa barra uno de 115 *kV*
 B2 115 *kV* que significa barra dos de 115 *kV*.
 BT 115 *kV* que significa barra de transferencia de 115 *kV*

o. Para identificar a los equipos se utiliza la siguiente nomenclatura:

U	Unidad de Central Eléctrica
T	Transformador (todo equipo de transformación)
AT	Autotransformador
R	Reactor
C	Capacitor
CEV	Compensador Estático de VAR's
STC	STATCOM

p. Cuando se trate de grupo Unidad de Central Eléctrica y transformador, se debe identificar con el mismo número; por ejemplo: Si la Unidad de Central Eléctrica se identifica como U 10, el transformador se identifica como T 10. Como se ve en el ejemplo anterior, no se usan guiones entre la letra y el número, sino un espacio.

q. En esquema de interruptor y medio, para designar el tercer dígito del interruptor medio, se toma el cuarto dígito del interruptor que conecta a la barra uno, y para designar el cuarto dígito del interruptor medio se toma el cuarto dígito del interruptor que conecta a la barra dos.

En todo caso esta regla se aplicará a juicio de la Gerencia de Control Regional en lo particular.

r. Las cuchillas en esquema de interruptor y medio, se identifican de acuerdo a la barra a la cual se conectan.

- s. En esquema de barra seccionada, cada sección se identifica con letra. Para formar la nomenclatura de las cuchillas de enlace entre secciones de barra, se consideran: el segundo dígito como caso especial (seis); el tercer dígito es considerando que las secciones se numeran y se utiliza del 1 al 9; el cuarto dígito se forma con el número de la sección que conecta la cuchilla y el quinto dígito será seis.
- t. Para la identificación de los interruptores en el esquema de barras en anillo, se utilizarán los cuartos dígitos de las líneas o equipos adyacentes como tercero y cuarto dígitos de su nomenclatura, el segundo dígito invariablemente será ocho.
- u. La identificación de cuchillas en esquemas de barras en anillo, se numeran de acuerdo al movimiento de las manecillas del reloj, empezando con el dígito tres (cuchilla adicional) para un extremo del interruptor y con el dígito seis (cuchillas de enlace entre alimentadores y/o barras), para el otro extremo del interruptor de que se trata.
- v. Para la identificación de equipo encapsulado en hexafluoruro de azufre (SF₆), con elementos múltiples de puesta a tierra, se tomará como referencia la nomenclatura utilizada en el Anexo 4.
- w. Todo el equipo se identifica por el código alfanumérico antecedido por la abreviatura de la instalación de que se trata, por ejemplo: VAE 92120, excepto para líneas, las cuales se identifican, además, con la abreviatura de la instalación a la cual llega dicha línea, por ejemplo: PHP A3W70 TUL.
- x. Los diagramas unifilares de la instalación (Subestación Eléctrica), deben elaborarse en tamaño carta o doble carta; para el caso de la nomenclatura, con una nota en la parte inferior izquierda que diga: todos los números van anteceditos de la abreviatura de la instalación de que se trata, por ejemplo: Todos los números van anteceditos de VAE.
- y. La nomenclatura en el campo, debe hacerse pintando el fondo color amarillo con letras y números en color negro y de tamaño tal, que puedan ser vistos a una distancia prudente.
- z. Las cuchillas de tierra, deberán ser pintadas con franjas alternadas en amarillo, negro y rojo en mecanismo de operación.
- aa. Los casos que se presenten y no estén cubiertos dentro de esta nomenclatura, se someterán a la consideración del primer nivel de operación para la solución correspondiente.
- bb. Para la representación gráfica en los diagramas de protecciones eléctricas, se deberá utilizar como referencia el estándar ANSI.

NOTA: Para mayor ilustración sobre la nomenclatura, en el Anexo 4 se presentan algunos ejemplos de diagramas tipo.

ANEXO 1. RELACIÓN DE PERSONAL DESIGNADO POR EL CENTRO DE CONTROL

Fecha de actualización: _____

Nombre	Puesto	Clave de personal designado	Teléfonos

(Firma)

Nombre

Cargo del representante del Centro de Control

ANEXO 2. ENLACES FRONTERA ENTRE CENTROS DE CONTROL

Fecha de actualización: _____

Equipo	Frontera con: (entidad con la que es frontera)	Descripción del punto frontera (interruptor, cuchilla, No. de estructura, etc.)

Se incluye diagrama unifilar indicando los enlaces frontera de responsabilidad

(Firma)

Nombre

Cargo del representante del Centro de Control

ANEXO 3. CAPACIDAD DEL EQUIPO PRIMARIO

1 Información de equipo de Subestaciones Eléctricas

1.1 Interruptores

Equipo	
Nombre de equipo	
Gerencia Regional de Transmisión o División de Distribución	
Zona de Transmisión o Zona de Distribución	
Subestación Eléctrica	
Nomenclatura del equipo	
Nivel básico de impulso	
Capacidad interruptiva	
Corriente nominal	
Marca de interruptor	
Tipo de interruptor	
Número de serie	
Construcción del interruptor	
Mecanismo del interruptor	
Medio extinción interruptor	
Masa de gas SF6 [kg]	
Ubicación del interruptor	
Tensión de control	
Tensión de fuerza	
Capacitor de gradiente	
Valor capacitor gradiente	
Dispositivo antisísmico	
No. de cámaras ruptoras por polo	
Resistencia de pre-inserción	
Valor resistencia pre-inserción	
Tensión nominal	
Tensión del sistema	
Fecha de fabricación	
Fecha de puesta en servicio	
Vida útil del equipo	
Requiere Modernización	
Modernización aprobada (SI / NO)	
Año programado de modernización	

1.2 Cuchillas

Nombre de equipo	
Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución	

Zona de Transmisión o Zona de Distribución	
Subestación Eléctrica	
Nomenclatura del equipo	
Nivel básico de impulso	
Corriente nominal	
Corriente aguante corta duración	
Marca de cuchilla	
Tipo de equipo	
Número de serie	
Montaje de cuchilla	
Tipo de operación de cuchilla	
Mecanismos de operación	
Mecanismo puesta a tierra	
Tensión de control	
Tensión de fuerza	
Tensión del sistema [Un]	
Tipo de aislamiento	
Fecha de fabricación	
Fecha de puesta en servicio	
Vida útil del equipo	
Requiere modernización	
Año programado de modernización	
Modernización aprobada	

1.3 Transformadores de Potencia

Nombre de equipo	
Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución	
Zona de Transmisión o Zona de Distribución	
Subestación Eléctrica	
Nomenclatura del equipo	
NBAI Alta Tensión	
NBAI Baja Rensión	
NBAI en terciario	
Impedancia h-x máx. capacidad	
Impedancia h-y máx. capacidad	
Impedancia x-y máx. capacidad	
Relación de transformación	
Capacidad de transformación	
Fase de conexión	
Número de fases	
Diseño del transformador	
Diseño del núcleo	

Ubicación del transformador	
Total de aceite [L]	
Masa de embarque	
Marca de transformadores	
Sistema de enfriamiento	
Número de serie	
Cambiador de taps considerando si está o no bajo carga	
Marca cambiador de taps	
Tipo de cambiador	
Núm. de Serie del cambiador de taps	
No. de pasos cambiador de taps	
Sistema contra incendios	
Tipo de sistema contra incendio	
Fosa captadora de aceite	
Fosa colectora	
Mamparas	
Tensión del sistema	
Fecha de fabricación	
Fecha de puesta en servicio	
Vida útil del equipo	
Requiere modernización	
Año programado de modernización	
Modernización aprobada	

1.4 Banco de capacitores

Equipo	
Nombre de equipo	
Gerencia Regional de Transmisión o División de Distribución	
Zona de Transmisión o Zona de Distribución	
Subestación Eléctrica	
Nomenclatura del equipo	
Capacidad del banco de capacitores	
No. de unidades del banco de capacitores	
Voltaje unidad capacitiva [kV]	
Potencia de unidad capacitiva	
Conexión banco de capacitores	
Tensión del sistema	
Marca del banco de capacitores	
Tipo de equipo	
Bobina de amortiguamiento	
Fecha de fabricación	
Fecha de puesta en servicio	

Vida útil del equipo	
Requiere modernización	
Año programado de modernización	
Modernización aprobada	

1.5 Reactores

Equipo	
Nombre de equipo	
Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución	
Zona de Transmisión o Zona de Distribución	
Subestación Eléctrica	
Nomenclatura del equipo	
NBAI Alta Tensión	
Reactancia a tensión nominal [ohms]	
Potencia nominal [MVar]	
Tipo de núcleo	
Medio de conexión del reactor	
Ubicación del reactor	
Fase de conexión	
Número de fases	
Total de aceite [L]	
Masa de embarque	
Marca del reactor	
Sistema de enfriamiento	
Número de serie	
Tensión del sistema	
Sistema contra incendios	
Tipo de sistema contra incendio	
Protección de mamparas	
Fosa captadora de aceite	
Fosa colectora	
Fecha de fabricación	
Fecha de puesta en servicio	
Vida útil del equipo	
Requiere modernización	
Año programado de modernización	
Modernización aprobada	

1.6 Apartarrays

Equipo	
Nombre de equipo	

Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución	
Zona de transmisión o Zona de Distribución	
Subestación Eléctrica	
Nomenclatura del equipo	
Clase del apartarrayos	
Fase de conexión	
Marca del apartarrayos	
Tipo de equipo	
Número de serie	
Numero de secciones del apartarrayos	
Tensión del sistema [Un]	
Tensión nominal [Ur]	
Tensión operación continua [Uc]	
Corriente nominal de descarga [In]	
Capacidad alivio presión RMS	
Ubicación del apartarrayos	
Fecha de fabricación	
Fecha de puesta en servicio	
Vida útil del equipo	
Requiere modernización	
Año programado de modernización	
Modernización aprobada	

1.7 Banco de baterías

Equipo	
Nombre equipo	
Gerencia regional transmisión o División de Distribución	
Zona de transmisión o Zona de Distribución	
Subestación Eléctrica	
Número del banco de baterías	
Número de celdas	
Tipo de placa de batería	
Capacidad del banco a 8h	
Marca de banco de baterías	
Tipo de equipo	
Voltaje de salida banco [VCD]	
Voltaje por celda	
Fecha de fabricación	
Fecha de puesta en servicio	
Vida útil del equipo	
Requiere modernización	
Año programado de modernización	

Modernización aprobada	
------------------------	--

1.8 Transformadores de Corriente

Equipo	
Nombre equipo	
Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución	
Zona de Transmisión o Zona de Distribución	
Subestación Eléctrica	
Nomenclatura del equipo	
Nivel básico de impulso	
Fase de conexión	
Relación de transformación	
Número de devanados secundario	
Clase exactitud para medición	
Clase exactitud protección	
Corriente térmica de C.C.	
Fac. térmico sobre corriente	
Tipo de expansión del aceite	
Tipo de envolvente	
Marca del TC	
Tipo de equipo	
Número de serie	
Ubicación del TC	
Tensión del sistema [Un]	
Fecha de fabricación	
Fecha de puesta en servicio	
Vida útil del equipo	
Requiere modernización	
Año programado de modernización	
Modernización aprobada	

1.9 Transformadores de Potencial Capacitivo

Equipo	
Nombre equipo	
Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución	
Zona de Transmisión o Zona de Distribución	
Subestación Eléctrica	
Nomenclatura del equipo	
Nivel básico de impulso	
Capacitancia total	
Capacitancia c1	

Capacitancia c2	
Fase de conexión	
Relación de transformación	
Clase de exactitud	
Potencia de exactitud	
Carga nominal térmica en va	
Fac. sobre tensión permanente	
Tipo de expansión del aceite	
Tipo de envolvente	
Marca del TPC	
Marca del TPI	
Tipo de equipo	
Número de serie	
Tensión del sistema [Un]	
Ubicación del TPI (bus o después del interruptor)	
Ubicación del TPC	
Fecha de fabricación	
Fecha de puesta en servicio	
Vida útil del equipo	
Requiere modernización	
Año programado de modernización	
Modernización aprobada	

1.10 Transformador de Potencial Inductivo

Equipo	
Nombre equipo	
Gerencia Regional Transmisión o División de Distribución	
Zona de Transmisión o Zona de Distribución	
Subestación Eléctrica	
Nomenclatura del equipo	
Nivel básico de impulso	
Capacitancia total	
Capacitancia C1	
Capacitancia C2	
Fase de conexión	
Relación de transformación	
Clase de exactitud	
Potencia de exactitud	
Carga nominal térmica en [VA]	
Tipo de expansión del aceite	
Tipo de envolvente	
Marca del TPC	
Tipo de equipo	

Número de serie	
Tensión del sistema [Un]	
Ubicación del TPC	
Fecha de fabricación	
Fecha de puesta en servicio	
Vida útil del equipo	
Requiere modernización	
Año programado de modernización	
Modernización aprobada	

2 Información de Líneas de Transmisión

Nombre Subestación envío		
Nombre Subestación recepción		
Identificador clave		
Año de entrada operación		
Gerencia Regional Transmisión		
Zona o Zonas de Transmisión		
División distribución		
Zona distribución		
Tensión [kV]		
Longitud [km]		
[ohms] terreno		
Transposiciones a partir S.E. envío	Número	
	T1 km	
	T2 km	
	T3 km	
	T4 km	
Estructura	Tipo	
	No. de estructura	
	No. de circuitos	
Conductor	Tipo	
	Nombre	
	Calibre	
	No. de conductores	
No. de tramo línea		
RTC	SE de envío	
	SE de recepción	
Capacidad línea de transmisión [MVA]	Térmico	
	Sobrecarga	
	Tiempo mínimo	
Hilo de guarda	No. de conductores	
	Calibre	
	Ra	
	Xa	

	Diámetro	
¿Comparte estructuras con alguna línea de Transmisión?	ID de clave	
	[km]	
	Tipo de estructura	
Observaciones		

3 Información de equipo de transformación

Nombre Subestación Eléctrica		
Identificador clave		
Año de entrada en operación		
Zona de Distribución y/o Transmisión		
Gerencia Regional de Transmisión		
División de Distribución		
Número serie		
Número tanques		
Numero devanados		
Tipo transformador		
Relación [kV]	Primario	
	Secundario	
	Terciario	
Conexión por devanado	Primario	
	Secundario	
	Terciario	
%Z@ MVA	H-X	
	X-Y	
	H-Y	
Perdidas Cu watts	Vacío	
	Totales	
% I nom excitación		
% Eficiencia		
Enfriamiento OA [MVA]	Primario	
	Secundario	
	Terciario	
Enfriamiento FA [MVA]	Primario	
	Secundario	
	Terciario	
Enfriamiento FOA [MVA]	Primario	
	Secundario	
	Terciario	
Cambiador TAP lado alta	No. de TAPs	
	Relación [pu]	
	Relación [kV]	
	No. de TAPs	
	Relación [pu]	

Cambiador TAP lado baja	Relación [kV]	
Amperes		
Observaciones		

4 Información de equipo de compensación reactiva

4.1 Reactores

Subestación Eléctrica		
Identificador clave		
Año de entrada operación		
Zona de Distribución y /o Transmisión		
Gerencia Regional de Transmisión		
División de Distribución		
Marca de Reactores		
Número serie		
Número tanques		
Capacidad [MVAR]		
Tipo conexión		
[kV nom]		
[kV max] operación		
Resistencia [ohms]	R	
Impedancia [ohms]	X	
Para reactores de neutro	Capacidad nominal a 10 [s] [kVAr]	
	[kV] nominal lado neutro	
	I nom [A] a 10 s	
	Capacidad régimen continuo [kVAr]	
Observaciones		

4.2 Capacitores

Nombre Subestación Eléctrica	
Identificador clave	
Año de entrada operación	
Zona de Distribución y /o Transmisión	
Gerencia Regional Transmisión	
Zona de operación Transmisión	
División de Distribución	
Zona de Distribución	

Marca de Capacitores		
Número serie		
MVAr reales		
Datos de unidades	kVAr	
	% de sobrecarga	
	V nom [kV]	
	µf	
	I nom [A]	
Datos del banco	Corriente de fusible	
	Unidades por grupo	
	Grupos por fase	
	µf por grupo	
	µf por fase	
Reactancia por fase		
Reactor amortiguamiento [ohm]		
Protecciones	RTP neutro	
	59 neutro [V]	
	59 neutro [s]	
	59 fase [kV]	
	59 fase [s]	
Observaciones		

5 Información de Centrales Eléctricas

5.1 Central Eléctrica

Número	Campos requeridos	Formato del Campo	Unidades	Criterio para validación de información (posibles valores)
1	Folio central			Valor mayor que cero, y no debe repetirse
2	Central			El dato debe ser de 3 caracteres y debe ser obtenido del catálogo de subestaciones
3	Descripción			Ninguna
4	Propietario			Los posibles valores son: CFE, PEE, AA y CG, otros
5	Número de unidades			El dato debe ser numérico entero
6	Tipo de central			Ciclo combinado, hidroeléctrica, eoloeléctrica, termoeléctrica, geotermoeléctrica, nucleoeléctrica
7	Modo U/C			Los posibles valores son "central" o "unidad"
8	GSRP			Las posibles opciones las toma del catálogo de las gerencias regionales de producción

9	Centro de control responsable			El dato debe ser alfanumérico de 7 caracteres, de acuerdo al catálogo de áreas y subáreas de control del catálogo de entidades propuesto.
10	Capacidad de la central		MW	Valor mayor que cero
11	Despliega relieve			Valores del 1 al 7 1-SSE 2-SCI 3-SVE 4-SPT 5-SPR 6-SGM 7-CCAOR

5.2 Unidad de Central Eléctrica

Número	Campos requeridos	Formato del Campo	Unidades	Posibles valores
1	Folio central			Valor mayor que cero, y no debe repetirse
2	Folio unidad			Valor mayor que cero, y no debe repetirse
3	Central			El dato debe ser de 3 caracteres y debe ser obtenido del catálogo de Subestaciones
4	Unidad			El dato debe ser tipo carácter anteponiendo al número de la unidad la letra "U"
5	Fecha de alta		dd/mm/aaaa	El dato debe estar en el formato DD/MM/AAAA
6	Fecha de puesta en servicio		dd/mm/aaaa	El dato debe estar en el formato DD/MM/AAAA
7	Capacidad nominal		MW	El dato debe ser numérico
8	Factor de potencia			El dato debe ser numérico
9	Potencia base de la Unidad de Central Eléctrica		MVA	El dato debe ser numérico
10	Voltaje nominal		kV	El dato debe ser un número mayor a cero y menor a 500
11	Porcentaje de tolerancia del voltaje nominal		%	El dato debe ser numérico

5.3 Para Unidades de Central Eléctrica de tipo térmica

Número	Campos requeridos	Formato del Campo	Unidades	Posibles valores
--------	-------------------	-------------------	----------	------------------

1	Folio central			Valor mayor que cero, y no debe repetirse
2	Folio unidad			Valor mayor que cero, y no debe repetirse
3	Tipo unidad			El dato debe ser tipo carácter, las posibles opciones son: T. Gas Vapor Dual Carbón T. Gas/Dual 1 T. Gas/Dual 2
4	Capacidad efectiva por corrección de temperatura		MW	El dato debe ser numérico
5	Velocidad		rpm	El dato debe ser numérico
6	CAG			Los posibles valores son: "FALSO" o "VERDADERO"
7	Modo control			Los posibles valores son RAISE/LOWER O SETPOINT
8	P min Reg		MW	El dato debe ser numérico
9	P max Reg		MW	El dato debe ser numérico
10	Rampa min subida (MW/min)		MW/min	El dato debe ser numérico
11	Rampa max subida (MW/min)		MW/min	El dato debe ser numérico
12	Rampa min bajada (MW/min)		MW/MIN	El dato debe ser numérico
13	Rampa max bajada (MW/min)		MW/min	El dato debe ser numérico
14	P_disturbio_mínima		MW	El dato debe ser numérico
15	P_disturbio_máxima		MW	El dato debe ser numérico
16	R min		%	El dato debe ser numérico
17	R max		%	El dato debe ser numérico
18	Contrato			Los posibles valores son "FALSO" o "VERDADERO"
19	Paquete			El dato debe ser numérico
20	H_const_inercia		(MW-seg) / MVA	El dato debe ser numérico
21	D_const_amortig		P.U.	El dato debe ser numérico
22	% consumo de SP_T		%	El dato debe ser numérico
23	Xd		P.U.	El dato debe ser numérico
24	X'd		P.U.	El dato debe ser numérico
25	X''d		P.U.	El dato debe ser numérico
26	Rt_50%		kcal / kWh	El dato debe ser numérico
27	Rt_75%		kcal / kWh	El dato debe ser numérico
28	Rt_100%		kcal / kWh	El dato debe ser numérico
29	η%_50%		%	El dato debe ser numérico
30	η%_75%		%	El dato debe ser numérico
31	η%_100%		%	El dato debe ser numérico

32	Tiempo de arranque en frío		h	El dato debe ser numérico
33	Tiempo de arranque en tibio		h	El dato debe ser numérico
34	Tiempo de arranque en caliente		h	El dato debe ser numérico
35	Gcal arranque frío		Gcal	El dato debe ser numérico
36	Gcal arranque tibio		Gcal	El dato debe ser numérico
37	Gcal arranque caliente		Gcal	El dato debe ser numérico
38	Capacidad min.		MW	El dato debe ser numérico
39	Capacidad máx.		MW	El dato debe ser numérico
40	Rampa CAG subir		MW / min	El dato debe ser numérico
41	Rampa CAG bajar		MW / min	El dato debe ser numérico
42	Tiempo mínimo de paro		h	El dato debe ser numérico
43	Gobernador de velocidad			Imagen del diagrama de bloques
44	Excitador			Imagen del diagrama de bloques
45	Turbina			Imagen del diagrama de bloques
46	Estabilizador de potencia			Imagen del diagrama de bloques
47	Modelo de la caldera			Imagen del diagrama de bloques

5.4 Para Unidades de Central Eléctrica de tipo hidroeléctrica

Número	Campos requeridos	Formato del Campo	Unidades	Posibles valores
1	Folio central			Valor mayor que cero, y no debe repetirse
2	Folio unidad			Valor mayor que cero, y no debe repetirse
3	Velocidad		rpm	El dato debe ser numérico
4	CS			Los posibles valores son "FALSO" o "VERDADERO"
5	Q max CS		MVAr	El dato debe ser numérico
6	Q min CS		MVAr	El dato debe ser numérico
7	CAG			Los posibles valores son "FALSO" o "VERDADERO"
8	Modo control			Los posibles valores son RAISE/LOWER O SETPOINT
9	P min Reg		MW	El dato debe ser numérico
10	P max Reg		MW	El dato debe ser numérico
11	Rampa min subida (MW / min)		MW / min	El dato debe ser numérico
12	Rampa max subida (MW / min)		MW / min	El dato debe ser numérico
13	Rampa min bajada (MW / min)		MW / min	El dato debe ser numérico

14	Rampa max bajada (MW / min)		MW / Min	El dato debe ser numérico
15	P_disturbio_mínima		MW	El dato debe ser numérico
16	P_disturbio_máxima		MW	El dato debe ser numérico
17	T_arranque_carga		minutos	El dato debe ser numérico
18	T_GEN_CS		minutos	El dato debe ser numérico
19	T_CS_GEN		minutos	El dato debe ser numérico
20	P para pasar a CS		MW	El dato debe ser numérico
21	Q para pasar a CS		MVA _r	El dato debe ser numérico
22	R min		%	El dato debe ser numérico
23	R max		%	El dato debe ser numérico
24	Contrato			Los posibles valores son "FALSO" o "VERDADERO"
25	h_ini_dem_max		hh:mm:ss	El dato debe ser del tipo hora
26	h_fin_dem_max		hh:mm:ss	El dato debe ser del tipo hora
27	h_ini_dem_min		hh:mm:ss	El dato debe ser del tipo hora
28	h_fin_dem_min		hh:mm:ss	El dato debe ser del tipo hora
29	H_const_inercia		(MW-seg) / MVA	El dato debe ser numérico
30	D_const_amortig		P.U.	El dato debe ser numérico
31	% consumo de SP_T		%	El dato debe ser numérico
32	X _d		P.U.	El dato debe ser numérico
33	X' _d		P.U.	El dato debe ser numérico
34	X'' _d		P.U.	El dato debe ser numérico
35	Rampa CAG subir		MW/min	El dato debe ser numérico
36	Rampa CAG bajar		MW/min	El dato debe ser numérico
37	Gobernador de velocidad			Imagen del gobernador de velocidad de la unidad
38	Excitador			Imagen del excitador de la unidad
39	Turbina			Imagen de la turbina de la unidad
40	Estabilizador de potencia			Imagen del estabilizador de potencia de la unidad

5.5 Para Unidades de Central Eléctrica de tipo Eólica

Número	Campos requeridos	Formato del Campo	Unidades	Posibles valores
1	Folio central			Valor mayor que cero, y no debe repetirse
2	Folio unidad			Valor mayor que cero, y no debe repetirse
3	Ángulo de control máximo (pitch)		grados	entre 0 y 90 grados
4	Ángulo de control mínimo		grados	entre 0 y 90 grados
5	Radio del rotor		metros	El dato debe ser numérico
6	Velocidad del rotor		rpm	El dato debe ser numérico
7	Velocidad mínima del viento		m/s	El dato debe ser numérico

8	Velocidad nominal del viento		m/s	El dato debe ser numérico
9	Velocidad máxima del viento		m/s	El dato debe ser numérico
10	Relación del mecanismo que conecta la turbina de viento y el generador			
11	Coefficiente nominal de funcionamiento de la turbina de viento		%	
12	Tipo de turbina			1.-unidad de velocidad rotacional fija directamente acoplados a la red 2.-unidad de velocidad rotacional parcial o totalmente variable"
13	Tipo de configuración del generador			1.- Turbinas de viento con generador asíncrono 2.- Turbinas de viento con generador síncrono 3.- generador síncrono o asíncrono con convertidor en el circuito principal de potencia 4.- generador asíncrono con control de deslizamiento 5.-generador asíncrono con convertidores en cascada sobre un sub-síncrono"
14	Tipo de generador			1.- De inducción con rotor de jaula de ardilla 2.- De inducción doblemente alimentado (rotor bobinado) 3.-Síncrono directamente impulsado
15	Número de polos		Polos	El dato debe ser numérico
16	Relación de torque deslizamiento		p.u.	
17	Relación de potencia activa/reactiva			
18	Potencia critica		MW	El dato debe ser numérico
19	Tipo de controlador de potencia reactiva			1.- Control de factor de potencia. (Mínimo y máximo factor de potencia) 2.- Potencia reactiva. 3.- Sin control de potencia reactiva.
20	Resistencia del devanado del estator		p.u.	El dato debe ser numérico
21	Reactancia del devanado del estator		p.u.	El dato debe ser numérico
22	Máximo deslizamiento al que opera el motor de inducción en forma estable		p.u.	El dato debe ser numérico
23	H_const_inercia		(kW-seg) / KVA	El dato debe ser numérico
24	Xd		p.u.	El dato debe ser numérico

25	X'd		p.u.	El dato debe ser numérico
26	X''d		p.u.	El dato debe ser numérico
27	Xd-0		p.u.	El dato debe ser numérico
28	X'd-0		p.u.	El dato debe ser numérico
29	X''d-0		p.u.	El dato debe ser numérico
30	X-leakage			
31	Xq		p.u.	El dato debe ser numérico
32	X'q		p.u.	El dato debe ser numérico
33	X''q		p.u.	El dato debe ser numérico
34	inductancia mutua		p.u.	
35	capacitor de compensación		p.u.	El dato debe ser numérico
36	reactancia de la rama de magnetización del generador de inducción		p.u.	El dato debe ser numérico
37	factor de pérdida (en p.u.) para el rectificador/inversor		p.u.	

5.6 Porcentaje consumo SP_T

Número	Campos requeridos	Formato del campo	Unidades	Posibles valores
1	Folio central			Valor mayor que cero, y no debe repetirse
2	Folio unidad			Valor mayor que cero, y no debe repetirse
3	% consumo de SP_T			El dato debe ser numérico
4	Potencia de generación		%	El dato debe ser numérico
5	Folio central		MW	Valor mayor que cero, y no debe repetirse

5.7 Condiciones de operación CCC

Número	Campos requeridos	Formato del campo	Unidades	Posibles valores
1	Folio central			Valor mayor que cero, y no debe repetirse
2	Folio unidad			Valor mayor que cero, y no debe repetirse
3	Condición			Ninguna
4	Potencia de generación		MW	El dato debe ser numérico

5.8 Curva de capacidad

Número	Campos requeridos	Formato del campo	Unidades	Posibles valores
1	Folio central			Valor mayor que cero, y no debe repetirse
2	Folio unidad			Valor mayor que cero, y no debe repetirse
3	Potencia de generación		MW	El dato debe ser numérico
4	Q max		MVAr	El dato debe ser numérico
5	Q min		MVAr	El dato debe ser numérico
6	Imagen de la curva			

5.9 Embalse

Número	Campos requeridos	Formato del campo	Unidades	Posibles valores
1	Folio Central			Valor mayor que cero, y no debe repetirse
2	Nivel máximo extraordinario		msnm	El dato debe ser numérico
3	Nivel máximo de Operación		msnm	El dato debe ser numérico
4	Nivel mínimo de Operación		msnm	El dato debe ser numérico
5	Volumen útil máximo		millones de m ³	El dato debe ser numérico
6	Volumen útil mínimo		millones de m ³	El dato debe ser numérico
7	Extracción Máxima		millones de m ³	El dato debe ser numérico
8	Capacidad máxima de vertedor.		m ³ /s	El dato debe ser numérico
9	Gasto		m ³ /s	El dato debe ser numérico
10	Nivel extraordinario de Operación		msnm	El dato debe ser numérico

ANEXO 4. DIAGRAMAS UNIFILARES Y NOMENCLATURA

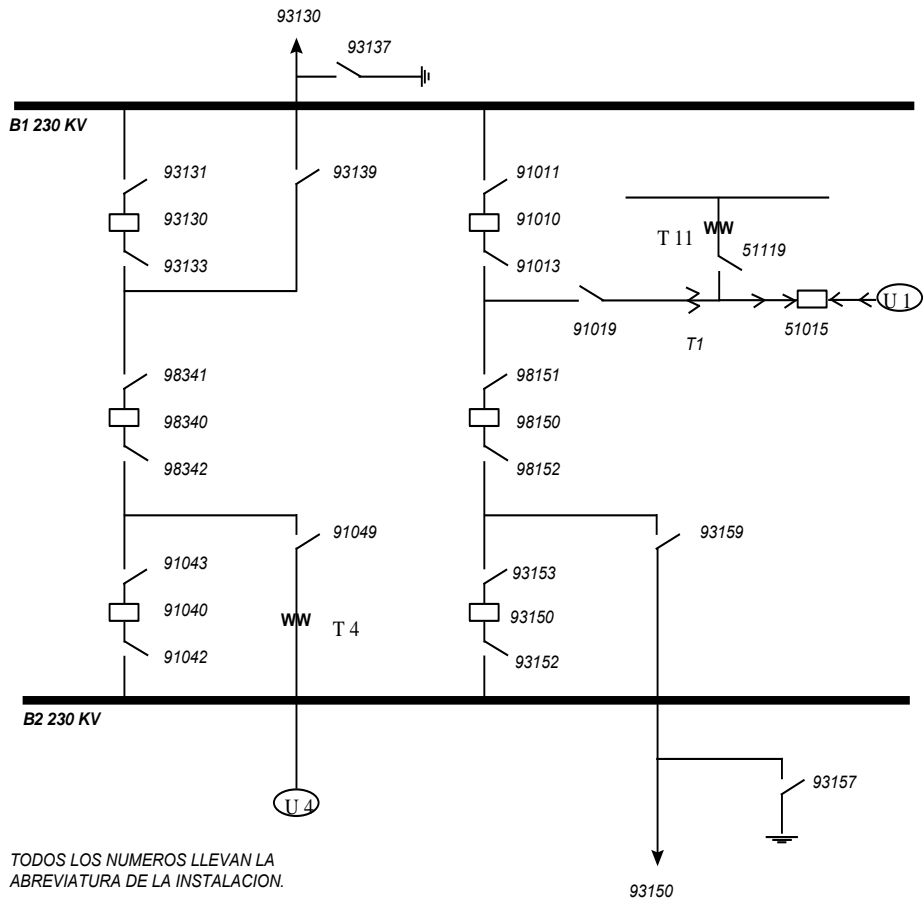


Diagrama 1

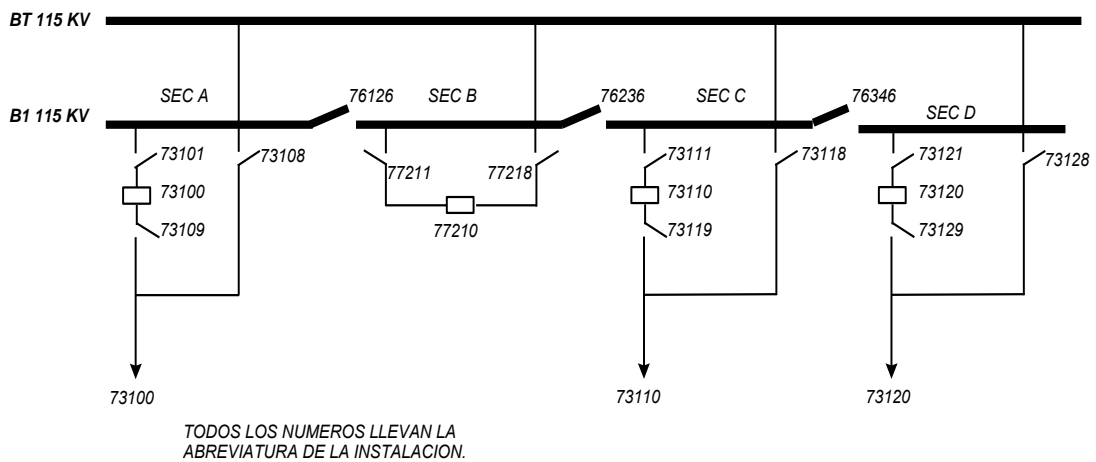


Diagrama 2

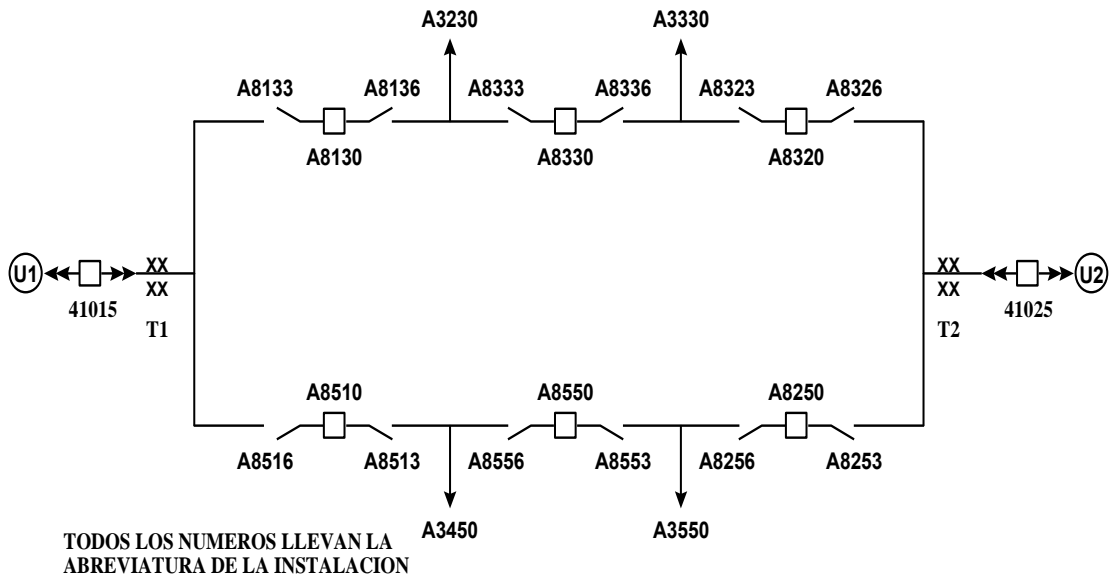


Diagrama 3

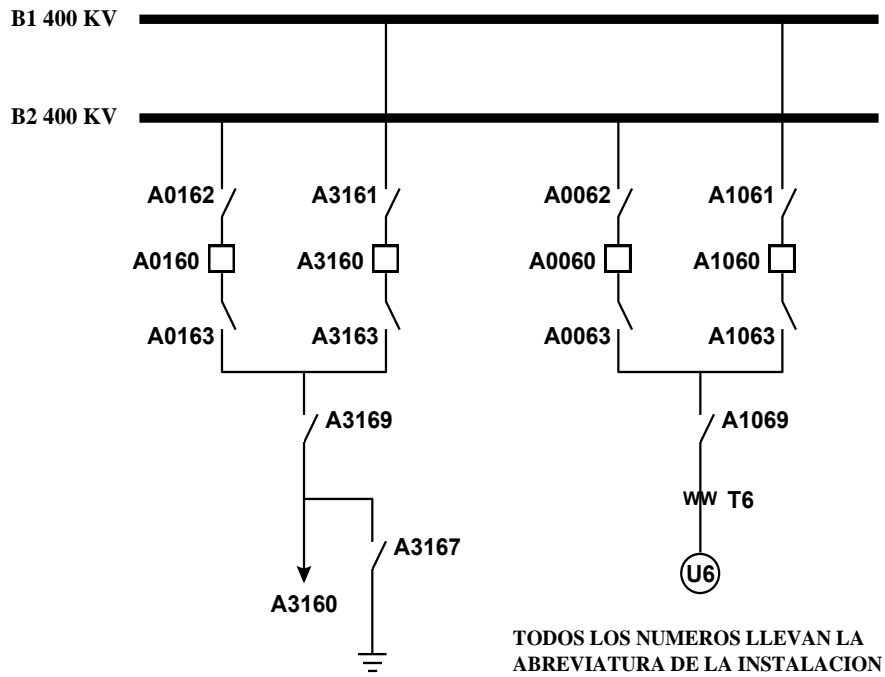


Diagrama 4

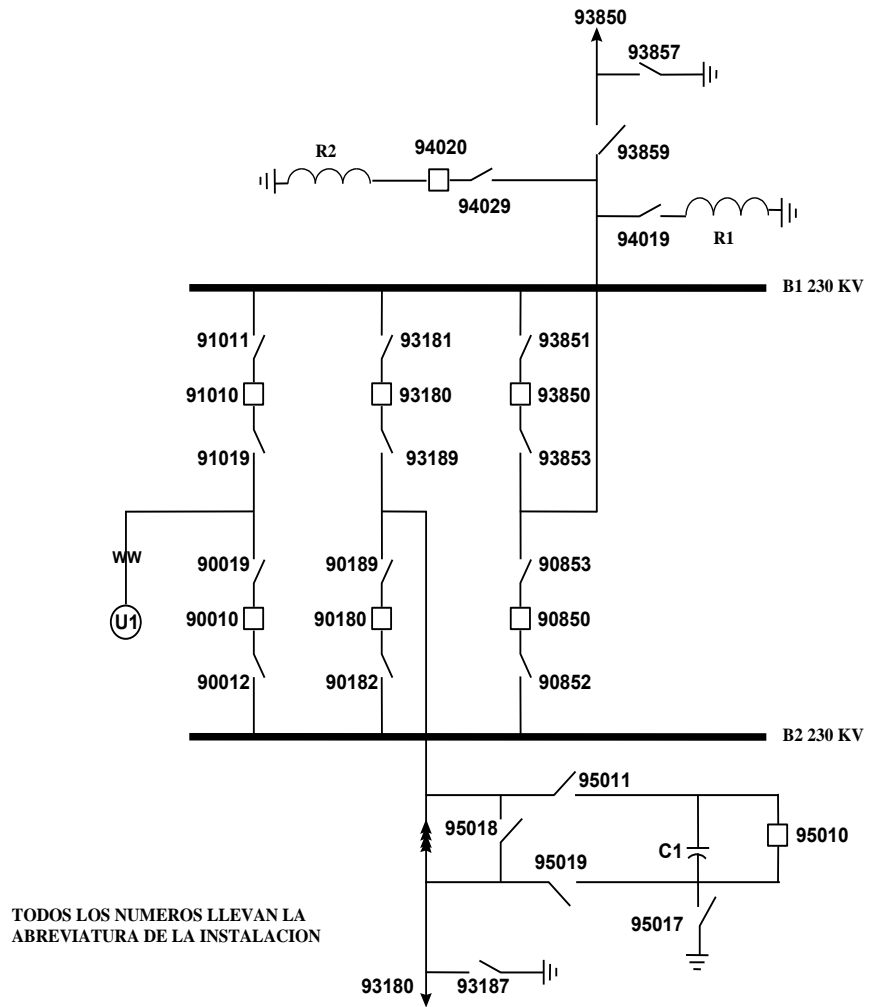


Diagrama 5

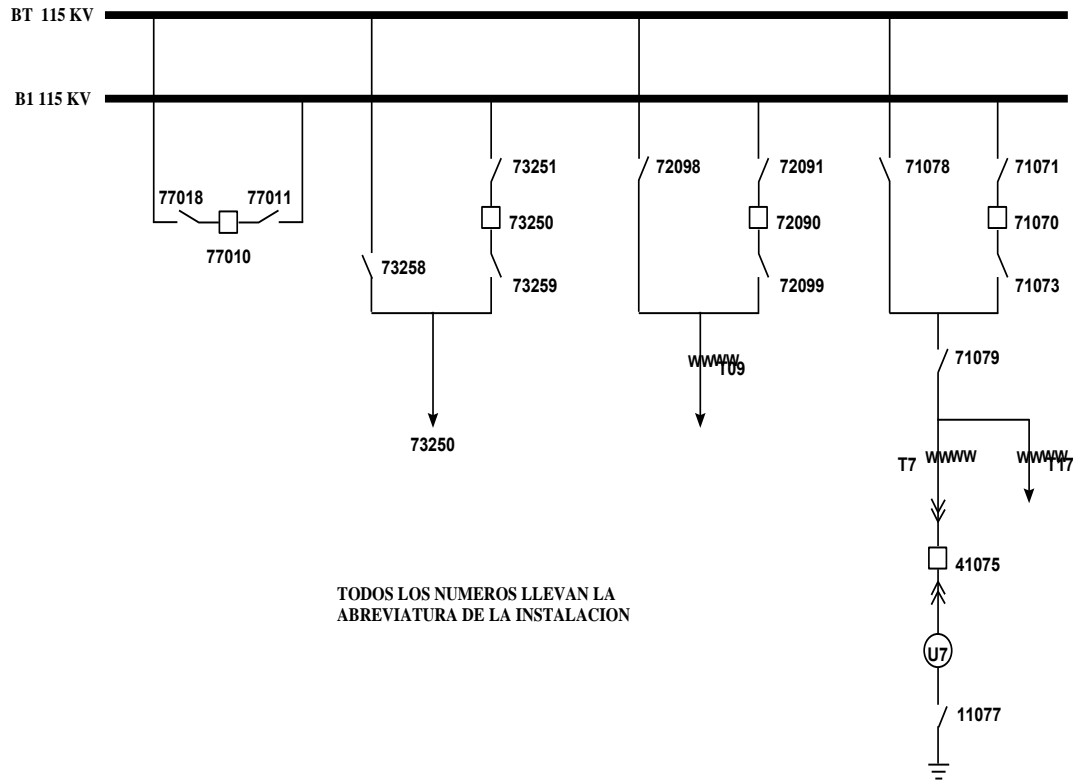
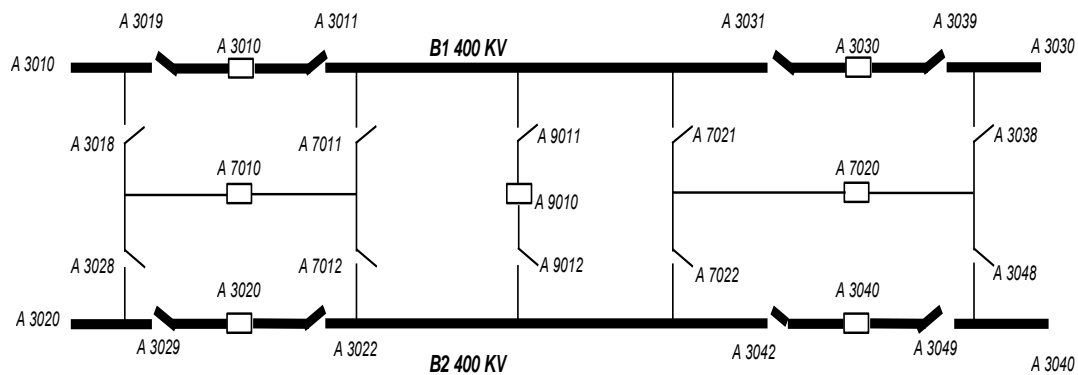


Diagrama 6



**TODOS LOS NUMEROS LLEVAN LA
ABREVIATURA DE LA INSTALACION.**

Diagrama 7

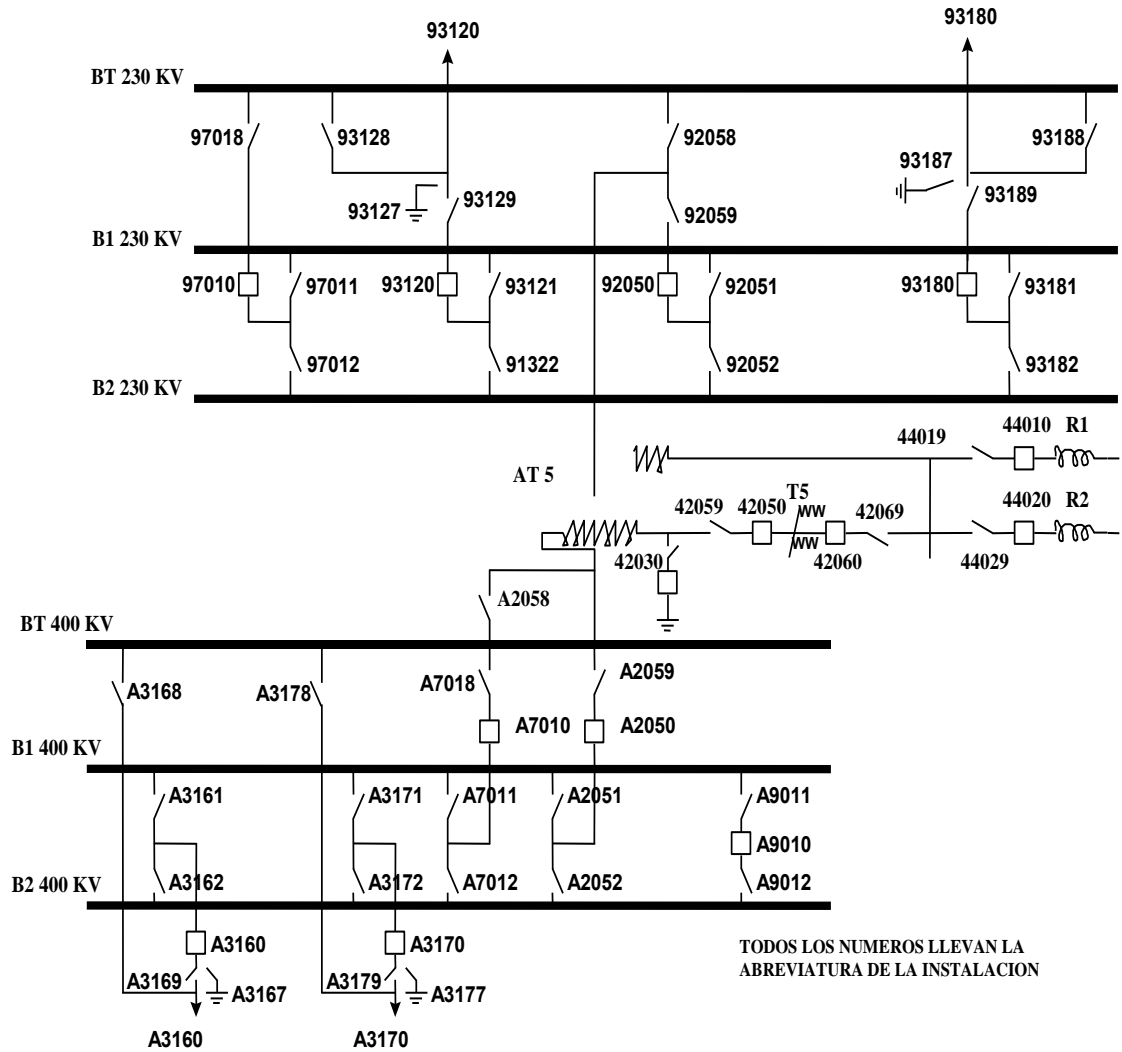


Diagrama 8

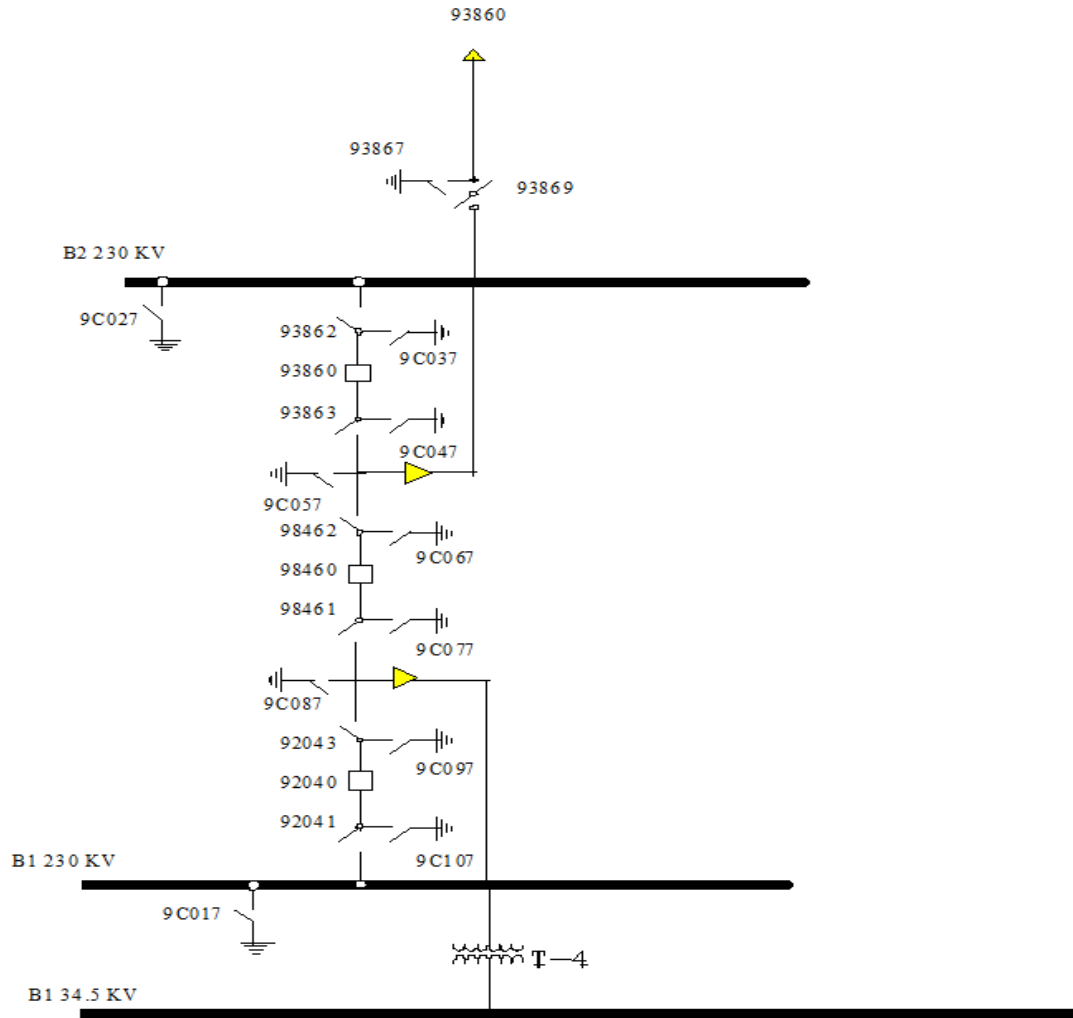


Diagrama 9

PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN

Objetivo

Coordinar las acciones que deben realizarse para controlar la tensión en las instalaciones del SEN, incluyendo la RNT y las RGD que corresponden al MEM; a fin de cumplir con los rangos de tensión establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.

Alcance

El presente procedimiento es aplicable a:

- a. Centro Nacional de Control de Energía y sus Operadores (Op-Cenace).
- b. Centros de Control de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y sus Operadores (Op-RNT).
- c. Centros de Control de las Redes Generales de Distribución (RGD) y sus Operadores (Op-RGD).
- d. Centrales Eléctricas y sus Operadores (Op-CE) / Centro de Control de Generación y a sus operadores (Op-CCG).
- e. Personal de la RNT, RGD, CCG y Recurso Demanda Controlable (RDC).

Descripción de actividades

No.	Responsable	Actividad
1	Op-Cenace Op-RNT Op-RGD Op-CCG y RDC.	Detección de tendencia a violación de tensión Detectan que uno o varios nodos de las RNT o las RGD del que correspondan al MEM, tienen tendencia a operar o se encuentran operando en valores de tensión fuera de los rangos establecidos en el Código de Red.
2	Op-RNT Op-RGDy/o Op-CCG y RDC	Informa al nivel jerárquico superior la necesidad de efectuar acciones para el control de tensión.
3	Op-Cenace	Realiza el análisis con los recursos disponibles y determina la estrategia a seguir para corregir el problema de tensión, retroalimentando a quien haya detectado y reportado la tendencia de violación de tensión la estrategia que se tomará y los responsables de ejecutarla..
4	Op-Cenace	Ajuste de tensión en Centrales Eléctricas para corregir la tensión del SEN Solicita a los distintos Op-CCG, en el entorno del SEN con la problemática de tensión: Ajustar la tensión de excitación de las Unidades de Central Eléctrica para corregir la tensión en el área afectada. Realizar la conexión y/o desconexión de condensadores síncronos.

5	Op-CCG	<p align="center">Ejecución de ajuste de tensión en Centrales Eléctricas</p> <p>Ejecutan el ajuste de tensión de excitación, conexión o desconexión de condensadores síncronos, solicitado por el Op-Cenace, en las Unidades de Central Eléctrica bajo su responsabilidad.</p> <p>Op-Cenace verifica que la acción sea efectiva y se haya corregido la tendencia o la problemática de tensión. En caso contrario repetir actividad 3 o utilizar otro recurso.</p> <p>Nota: Se debe considerar como un recurso el cambio de tap o posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación elevadores, lo cual se deberá efectuar en la Planeación de la Operación.</p>
6	Op-Cenace	<p align="center">Acciones en equipos de la RNT para corregir tensión del SEN.</p> <p>El Op-Cenace solicita al Op-RNT, se define la ejecución de algunas de las siguientes acciones para corregir la tensión: Ajustar el set point de los Compensadores Estáticos de VAR's (CEV's). Conexión o desconexión de capacitores y/o reactores. Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación. Conexión y/o desconexión de líneas de Transmisión. Conexión y/o desconexión de Recurso de Demanda Controlable. Desconexión controlada de carga.</p> <p align="center">Para las acciones en equipos de las RGD para corregir tensión del SEN.</p> <p>Op-RNT solicita al Op-RGD la ejecución de algunas de las siguientes acciones: Conexión y/o desconexión de capacitores o reactores capacitores o buses de Media Tensión en Subestaciones Eléctricas, vigilando que no se incumplan los parámetros establecidos de compensación reactiva.</p> <p>En caso de requerir conexión o desconexión de capacitores en circuitos de Distribución, si el Centro de Control de Distribución manifiesta oportunamente que incumplirá el factor de potencia después de la acción según lo estipulado en el inciso 19.3.3 "Compensación de Potencia Reactiva", de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la RNT y RGD, y si después de manifestarlo se ratificara la instrucción para mantener la Confiabilidad, Seguridad, Calidad y Continuidad del Suministro Eléctrico, se ejecutará la acción.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cambio de tap o posición en el cambiador de derivaciones bajo carga en forma automática o manual en bancos de transformación. <p>Conexión y/o desconexión de líneas de Transmisión.</p>

		<ul style="list-style-type: none"> • Conexión y/o desconexión de Recurso de Demanda Controlable. • Desconexión controlada de carga. • Corrección del Factor de Potencia de las instalaciones bajo su responsabilidad. <p>Nota: Se debe considerar como un recurso el cambio de tap o posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación que no sean bajo carga, lo cual se deberá efectuar en la Planeación de la Operación con el equipo desenergizado.</p>
7	Op-RNT Op-Cenace	<p>Ejecución de acciones en equipos de la RNT para corregir tensión del SEN.</p> <p>Ejecuta las acciones definidas en el punto anterior en los equipos de la RNT bajo su responsabilidad. Op-Cenace verifica que la acción sea efectiva y se haya corregido la tendencia o la problemática de tensión. En caso contrario repetir actividad 3 o utilizar otro recurso.</p>
8	IOp- RGD y Op-RNT	<p>Ejecución de acciones en equipos de las RGD para corregir tensión en el área afectada del SEN.</p> <p>Op-RGD ejecuta las acciones definidas en el punto seis en los equipos de las RGD bajo su responsabilidad.</p> <p>Op-RNT verifica que la acción sea efectiva y se haya corregido la tendencia o la problemática de tensión e informar al Op-Cenace. En caso contrario informar al OP-Cenace para determinar en forma conjunta las acciones a tomar. En caso contrario repetir actividad 6 o utilizar otro recurso.</p>
9	Op-Cenace	<p>Ajuste de tensión en Centros de Carga para corregir la tensión del SEN</p> <p>Solicita al Operador del Recurso de Demanda Controlable la ejecución de algunas de las siguientes acciones: Conexión y/o desconexión de capacitores o reactores. Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación. Conexión y/o desconexión de Recurso de Demanda Controlable. Desconexión Controlada de Carga. Corrección del Factor de Potencia de las instalaciones bajo su responsabilidad.</p>
10	Op-CENACE, Op-RNT, Op-RGD, Op-CCG y Op-RDC	<p>Documentación de Acciones para control de tensión.</p> <p>Documentan en el Relatorio, las acciones realizadas para corregir la tendencia o la problemática de tensión detectada y corregida.</p>
11	Op-Cenace	<p>Confirmación de Documentación de acciones para control de tensión.</p>

	Integra en el Relatorio la información registrada por los Operadores de la RNT, RGD, CCG y/o RDC, compartiéndola a las entidades involucradas.
--	--

PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS

Objetivo

Administrar las licencias para trabajos de puesta en servicio, modificaciones, mantenimiento preventivo o correctivo de la infraestructura que conforma el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Alcance

El presente procedimiento es aplicable a:

- a. Centro Nacional de Control de Energía (Cenace);
- b. Zona de Operación de Transmisión (ZOT);
- c. Centro de Control de Distribución (CCD);
- d. Central Eléctrica (CE) / Centro de Control de Generación (CCG);
- e. Centro de Control del Usuario Calificado (CCUC),
- f. Centro de Control del Suministrador, (CCS)
- g. Entidad Responsable de Carga (RDC).

Criterios utilizados en el proceso de filtrado y autorización de licencias en el Sistema Eléctrico Nacional

Los Centros de Control del Transportista y Distribuidor organizarán la totalidad de solicitudes de licencias en su ámbito y gestionarán su autorización con el Cenace de acuerdo a los siguientes criterios:

- a. Cualquier requerimiento de salida de equipo (sin potencial), que implique dejar indisponibles Unidades de Central Eléctrica, equipo eléctrico primario como líneas de Transmisión o Distribución, equipo de transformación, interruptores, CEV, reactores y capacitores, barras, Unidades Terminales Remotas (UTR), Unidades Terminales Maestras (UTM), Sistema de Administración de Energía (EMS)...", Unidades de Medición Fasorial (*PMU*), Recursos de Demanda Controlable (*RDC*), equipo y canales de comunicación (incluyendo aquellos que afecten la observabilidad de la red desde el Cenace), Esquemas de Acción Remedia (EAR) y Esquemas de Protección del Sistema (*EPS*).
- b. Licencias sin potencial en servicios propios, planta de emergencia y bancos de baterías de Centrales Eléctricas.
- c. Licencias en vivo en equipos de la RNT y las RGD del MEM , barras, equipos de transformación y CEV.

d. Licencia en muerto de las RGD que pertenecen al MEM.

Los Centros de Control del Transportista y Distribuidor podrán coordinar, gestionar y autorizar de manera local:

- i. Las licencias en vivo en *UPS*, servicios propios, planta de emergencia, bancos de baterías, cargadores de baterías de las subestaciones; así como también licencias en muerto en cargadores de batería considerando la autonomía de los bancos de baterías.
- ii. Las licencias en vivo de *EAR, EPS, UTR, UTM, PMU, EMS*, equipo y canales de comunicación, siempre y cuando no afecten protecciones, servicios de voz y datos hacia el Cenace.
- iii. Servicios de mantenimiento: deshierbe, pintado, alumbrado, obra civil ajena a equipo primario, equipo de medición, tableros de control y medición, cable de control, equipo diverso que no tengan riesgo de disparo ni afecten la confiabilidad y seguridad de subestaciones de 69 a 400 kV.

Las licencias en vivo sobre las RGD serán gestionadas, autorizadas y coordinadas de manera local de acuerdo al documento normativo que establece Fronteras y Responsabilidades Operativa entre las Zonas de Operación de Transmisión y los centros de control de Distribución.

Las Licencias en muerto sobre las RGD que no participan en el MEM, serán gestionadas, autorizadas y coordinadas de manera local por los CCD.

Así mismo y en cumplimiento a lo establecido en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, únicamente se deberá fincar una sola Solicitud por elemento al Cenace.

Los centros de control plantearán una solicitud de licencia por elemento o equipo de la red a los centros de control del Cenace. La cual debe ser la más importante o la de mayor duración. Si existe más de una solicitud asociada al elemento o equipo, será administrada por los Centros de Control del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM según corresponda.

El Cenace solo autorizará una licencia por elemento o equipo librado y por Centro de Control. El Tercer nivel operativo una vez recibida la licencia correspondiente podrá generar una serie de licencias adicionales locales para las diferentes especialidades, pero siempre vinculadas a la única licencia otorgada por el Cenace. Solo cuando se tengan licencias que involucren un equipo de la RGD que pertenezcan al MEM.

El Operador del Distribuidor se coordinará con el operador de la zona de Operación de Transmisión y este a su vez con el operador del Cenace.

Descripción de actividades

A más tardar, el 31 del mes de mayo de cada año las Centrales Eléctricas, Transportista, Distribuidor y Entidad Responsable de Carga, presentarán ante el Cenace, de acuerdo al Manual Regulatorio de Programación de Salidas que pertenece a las Reglas del Mercado y a lo estipulado en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, su propuesta de programa de salidas para los tres años siguientes en el Sistema de Administración de Salidas de Cenace. Las solicitudes deberán estar previamente filtradas por los Centros de Control correspondientes o por el personal de los Participantes del Mercado con base en criterios aprobados, el programa resultante será revisado y aprobado por el Cenace a más tardar el 31 de julio del mismo año. Posteriormente, acorde al “Manual de Programación de Salidas”, dicho programa debe ser revisado de manera trimestral, por las entidades involucradas y el Cenace.

No.	Responsable	Actividad
1.a	Personal de la RNT y RGD responsable del equipo primario.	<p style="text-align: center;">Detección de necesidades de mantenimiento</p> Detecta la necesidad de mantenimiento preventivo/correctivo, puestas en servicio o modificaciones y realiza la solicitud al Centro de Control del Transportista o Distribuidor correspondiente.
1.b	Personal de Generación y Suministrador de Servicios y Entidad Responsable de Carga	<p style="text-align: center;">Detección de necesidades de mantenimiento</p> Detecta la necesidad de mantenimiento preventivo/correctivo, puestas en servicio o modificaciones y realiza la solicitud al Cenace.
2	Personal del Centro de Control de la RNT, RGD	<p style="text-align: center;">Análisis preliminar de la solicitud</p> Organiza la totalidad de solicitudes de licencia en su ámbito y aplica lo establecido en los criterios de filtrado y autorización de licencias.
3	Personal del Centro de Control de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	<p style="text-align: center;">Envío de solicitud de licencia</p> Envía alCenace las solicitudes de licencia para su evaluación y autorización, cumpliendo con los requisitos establecidos, de acuerdo al apartado de “Licencias programadas” del “Manual de Programación de Salidas”.
4	Personal del Cenace	<p style="text-align: center;">Evaluación preliminar de solicitud</p> Realiza la evaluación preliminar de la solicitud de licencia en el escenario solicitado, en su ámbito de responsabilidad.
5	Personal del Cenace	<p style="text-align: center;">Análisis de Seguridad</p> Realiza el análisis de seguridad de primera contingencia en la red asociada a la solicitud de licencia.
6	Personal del Cenace	<p style="text-align: center;">Autorización de Solicitud</p> En caso de ser factible, autoriza la solicitud de licencia en las condiciones requeridas, notificando al solicitante a través del Centro de Control del Transportista, Distribuidor, Suministrador y/o personal de los Participantes del MEM.

7	Personal del Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	<p align="center">Reprogramación o cancelación de solicitud</p> <p>Si no es factible autorizar la solicitud, el Cenace reprograma la solicitud, en común acuerdo con el solicitante a través del Centro de Control del Transportista, Distribuidor, Suministrador o personal de los Participantes del MEM según corresponda. En caso de no ser posible la reprogramación, el Cenace notificará por escrito y la solicitud será cancelada, por lo que deberá gestionarse una nueva solicitud.</p>
8	Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC solicitante de los trabajos.	<p align="center">Definición de inicio de maniobras</p> <p>Define el momento en que están preparados para el inicio de trabajos en VIVO o en MUERTO que requiera sacar de servicio el equipo y/o solicita iniciar maniobras al Centro de Control de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC, según corresponda y conforme al programa autorizado o si es un caso de emergencia.</p>
9	Operador del Centro de Control de la RNT, RGD y/o personal del, CCG, SUM y RDC.	<p align="center">Solicitud de autorización para ejecución de maniobras</p> <p>Verifica condiciones operativas previas y solicita al operador del Cenace, la autorización del inicio de ejecución de maniobras asociadas a la solicitud, ya sea programada o de emergencia.</p>
10	Operador del Cenace	<p align="center">Ajuste de condiciones operativas</p> <p>Evalúa y ajusta las condiciones operativas que se requieren para ejecutar las maniobras asociadas a la Solicitud programada o de emergencia.</p> <p>Si no es posible ajustar las condiciones operativas requeridas para la solicitud programada, se reprograma y/o cancela la solicitud con la debida justificación asentada en la solicitud de licencia.</p> <p>Para el caso de las licencias de emergencia, una vez realizado el análisis de seguridad, se ajustan las condiciones operativas requeridas para llevar a cabo los trabajos especificados.</p>
11	Operador del Cenace	<p align="center">Autorización de ejecución de maniobras</p> <p>Previo a iniciar maniobras, el Cenace entregará una Licencia al solicitante y autorizará la ejecución de maniobras asociadas a la Solicitud. En caso necesario, el Cenace coordinará a los diferentes grupos de operadores de la RNT, RGD, CCG y RDC, para dejar sin potencial el Elemento.</p>
12	Operador del Centro de Control de la RNT, RGD y/o personal del, CCG, SUM y RDC	<p align="center">Ejecución de maniobras</p> <p>Ejecuta las maniobras para librar el equipo solicitado en la licencia. Registrando los horarios de cada una de ellas.</p>
13	Operador del Centro de Control de la RNT, RGD y/o personal del, CCG, SUM y RDC	<p align="center">Notificación de Terminación de Maniobras.</p> <p>Notifican al Operador del Cenace la terminación de maniobras de la licencia.</p>
14	Operador del centro de control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC	<p align="center">Otorgamiento de licencias.</p> <p>Los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG y RDC otorgarán sus licencias locales (Una licencia por cada</p>

		trabajo a realizarse) y notificará al Cenace del horario de apertura del equipo o bloqueo de una protección
15	Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC solicitante de los trabajos.	Realiza los trabajos especificados en la solicitud de la Licencia.
16	Operador de Cenace	Mantiene las condiciones operativas requeridas por confiabilidad durante la licencia.
17	Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC solicitante de los Trabajos	Notificación de terminación de trabajos de la licencia. Informa la culminación de trabajos, y solicita autorización para iniciar maniobras para normalizar el equipo en licencia.
18	Operador del centro de control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC	Retiro de licencias. Verifica condiciones operativas previas para normalización del equipo y retiran todas y cada una de sus licencias locales (Una licencia por cada trabajo a realizarse).
19	Operador del Cenace	Confirma con cada Centro de Control de la RNT, RGD, SUM y/o personal de la CCG y RDC involucrado, trabajos terminados y retira las licencias.
20	Operador del Cenace	Autorización de maniobras de normalización. Verifica y realiza el ajuste de las condiciones operativas necesarias para la normalización del equipo, y autoriza la realización de maniobras o, en su caso, indica a partir de que horario podrán realizarse las maniobras. En caso necesario, el Cenace coordinará a los diferentes grupos de operadores de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC, para la ejecución de maniobras.
21	Operador de los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC	Normalización de elementos Normaliza los equipos ejecutando las maniobras de acuerdo al Catálogo de Maniobras. En caso necesario, el Cenace coordinará a los diferentes grupos de operadores de la RNT, RGD, CCG, SUMS y RDC, para energizar el equipo, y solicita al Cenace el retiro de la Licencia. Al concluir notifica al Cenace y solicita el retiro de la licencia.
22	Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC solicitante de los Trabajos	Licencia de emergencia por salida forzada Si prevé que los trabajos para los que se solicitó la licencia no concluirán en el plazo fijado, tiene la obligación de informar a la brevedad y antes del vencimiento de ésta al Centro de Control correspondiente, para solicitar el retiro de su licencia y al concluir el tiempo programado, se le otorgue una Licencia de Emergencia bajo el concepto de salida forzada, conforme con el Manual de Programación de Salidas.
23	Operador del Cenace	En caso de que las entidades involucradas no terminen los trabajos en el tiempo estipulado en la solicitud, el Cenace retirará la licencia programada y concederá una nueva Licencia de Emergencia bajo el concepto de salida forzada. Informando de dichos cambios a los operadores de los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG y RDC involucrados.

Nota: Para los enlaces internacionales el Cenace es la entidad responsable de coordinar las solicitudes de licencia y maniobras con la entidad correspondiente y de igual manera entre Zonas de Operación de Transmisión.

PROCEDIMIENTO DEL DESPACHO DE GENERACIÓN

Objetivo

Satisfacer la demanda de energía del SEN considerando las restricciones de red vigentes y los lineamientos de la Ley de la Industria Eléctrica.

Alcance

El presente procedimiento es aplicable a:

- a. Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) y sus operadores.
- b. Operador de Central Eléctrica (CE) / Centro de Control de Generación (CCG).
- c. Operador del Centro de Control del Usuario Calificado / Centro de Control de Usuario Calificado.

Descripción de actividades

No.	Responsable	Actividad
1	Personal del Cenace	Publica diariamente el programa de Generación mediante el software de Mercado del Día en Adelanto y Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para confiabilidad e indica las instrucciones por medios electrónicos el sincronismo y/o paro de Centrales Eléctricas, así como los ajustes de generación de las Centrales Eléctricas al SEN.
2	Operador del CCG	Recibe la instrucción electrónica enviada por el Cenace, procediendo a cumplir las instrucciones recibidas.
3	Operador del Cenace	Verifica el cumplimiento de los ajustes solicitados a las Centrales Eléctricas y se registra en el Sistema de Información para la Operación (Relatorio) el cambio en la Generación solicitada y en caso de no llevarse a cabo parcial o totalmente, se registra la causa y se asigna la Licencia correspondiente.
4	Operador del Cenace	De manera permanente por medio del software de Mercado en Tiempo Real (<i>MTR</i>) se realiza ajuste a los programas de Generación debido a cambios en disponibilidad de Centrales Eléctricas, cambios en la demanda pronosticada, en los pronósticos de Generación intermitente, Licencias de Emergencia en la RNT y la RGD. De acuerdo al software <i>MTR</i> se instruye por medios electrónicos el sincronismo, paro y/o el ajuste de Generación de las Centrales Eléctricas del SEN.
5	Operador del Cenace	En caso de falla en el software de Mercado de Día en Adelanto o en el sistema electrónico de envío de instrucciones (<i>RID</i>) o por emergencia, solicita ajustes de generación de manera telefónica a través de las Gerencias de Control Regionales.
6	Operador del CCG	Recibe la instrucción telefónica enviada por el CENACE, procediendo a realizar los ajustes solicitados.
7	Operador del Cenace	Verifica el cumplimiento de los ajustes solicitados a las Centrales Eléctricas, y registra el estado del cumplimiento de las instrucciones.

PROCEDIMIENTO DE REDUCCIÓN DE GENERACIÓN POR CONFIABILIDAD

Objetivo

Establecer los lineamientos y criterios operativos para reducir generación de manera coordinada, ordenada, segura y confiable, ante la ocurrencia de una contingencia o Disturbio en el SEN debido a variaciones de frecuencia por arriba de los valores permitidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.

Alcance

El presente procedimiento es aplicable a:

- a. Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) y sus Operadores.
- b. Centro de Control de la RNT y sus Operadores.
- c. Centro de Control de las RGD y sus Operadores.
- d. Central Eléctrica (CE) / Centro de Control de Generación (CCG) y sus Operadores.
- e. Centro de Control del Usuario Calificado.

Descripción de actividades

No.	Responsable	Actividad
1	Operador del Cenace, RNT, RGD, RDC.	Detección de condiciones extraordinarias Detectan la necesidad de disminuir generación del SEN debido a variaciones de la frecuencia fuera de lo establecido en el Manual Regulatorio de Estados Operativos. Estas variaciones de frecuencia pueden ser ocurrir por cambios no previstos en la demanda o por la ocurrencia de: Disparo o apertura de líneas de Transmisión o transformadores. Desconexión súbita de carga por operación de Esquemas de Acción Remedial, Esquemas de Protección de Sistemas o fallas en instalaciones de centros de consumo.
2	Operador del Cenace	Determinación del monto de Generación a disminuir Evalúa el Estado Operativo del SEN y en su caso, determina la cantidad de Generación a disminuir a nivel sistema o en una zona específica del SEN. Instruye a los Operadores del CCG el cambio de Generación requerido. El orden para disminución de Generación será el siguiente: <ul style="list-style-type: none">• Generación hidroeléctrica.• Generación térmica de acuerdo a su costo.• Generación Firme no despachable (Geotérmica, Nuclear).• Generación intermitente.• Generación legada (de autoabastecimiento).
3	Operador de CCG	Disminución de Generación Realiza la desconexión o disminución de Generación acorde con las instrucciones del Operador del Cenace.

4	Operador de CENACE	Estabilización de Variables Supervisa que las instrucciones de desconexión o disminución de Generación ordenadas se hayan cumplido y verifica que la frecuencia del SEN o flujos en enlaces estén estables y dentro de sus límites operativos.
5	Operador de RNT, RGD, CCG, RDC	Documentación de los eventos Documentan, en caso de que aplique en el Sistema de Información de la Operación (SIO), los eventos asociados a la ocurrencia del disturbio, así como las acciones de control realizadas para restablecer las variables a su condición normal.
6	Operador de Cenace	Confirmación de Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio. Verifica en el Sistema de Información de la Operación (SIO), que los eventos registrados por los Operadores de la RNT, RGD, CCG, RDC, sean consistentes con los eventos ocasionados por el disturbio y las acciones realizadas para restablecer las variables a su condición normal.

PROCEDIMIENTO DE RESTABLECIMIENTO

Objetivo

Establecer los lineamientos y criterios operativos para restablecer de una manera coordinada, ordenada, segura y confiable, las condiciones operativas del SEN, después de la ocurrencia de un disturbio, para recuperar en la medida de lo posible con la disponibilidad de recursos, la condición de operación normal del SEN, minimizando el tiempo de interrupción del suministro eléctrico a los Usuarios Finales y el tiempo de desconexión de los elementos del SEN para mantenerlo dentro de los criterios de Confiabilidad y seguridad establecidos.

Proteger los elementos que componen el SEN de daños significativos que pongan en riesgo la operación respetando los límites de seguridad y proteger al personal operativo.

Alcance

El presente procedimiento es aplicable a:

- a. Cenace y sus Operadores.
- b. Centro de Control de la RNT y sus Operadores.
- c. Centro de Control de las RGD y sus Operadores.
- d. Central Eléctrica (CE) / Centro de Control de Generación (CCG) y sus Operadores.
- e. Centro de Control del Suministrador (SUM)

- f. Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y Recursos de Demanda Controlable (RDC).

Descripción de actividades

No.	Responsable	Actividad
1	Operadores de: CENACE, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	<p align="center">Detección del Disturbio</p> <p>Detectan la ocurrencia de un disturbio cuando se presenta uno o varios de los siguientes eventos: Disparo y/o apertura de interruptores de uno o varios elementos del SEN. Operación de Esquemas de Acción Remedial (EAR). Operación de Esquemas de Protección de Sistema (EPS). Operación de esquemas de protección de uno o varios elementos del SEN. Cambios repentinos en las variables de tensión, frecuencia, potencia activa y reactiva, de uno o varios elementos del SEN. Notificación del Suministrador.</p>
2	Operador de: Cenace	<p align="center">Determinación del estado del SEN</p> <p>De acuerdo a la magnitud del evento y a la evaluación de seguridad operativa en su nueva condición, el operador del Cenace determina el estado operativo del SEN con las aplicaciones y/o herramientas disponibles de tiempo real y clasifica el evento como sencillo o múltiple. Ante un Estado Operativo de Emergencia o Estado Operativo Restaurativo el Cenace podrá determinar, de acuerdo a los criterios establecidos, la suspensión de las operaciones del MEM, informando a todos los Participantes del Mercado por los conductos establecidos.</p>
3	Operador de: CENACE	<p align="center">Estabilización de Variables</p> <p>Verifica que los Operadores de los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC, de acuerdo a los procedimientos operativos aplicables, ejecuten las acciones necesarias para estabilizar las variables de tensión, frecuencia, potencia activa y potencia reactiva, que sufrieron cambios por la ocurrencia del disturbio, para mantenerlas , dentro de sus límites operativos de acuerdo a la disponibilidad de los recursos, utilizando las herramientas disponibles.</p>
4	Operadores de: CENACE, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	<p align="center">Determinación del origen del disturbio</p> <p>El Operador del Cenace en coordinación con los Operadores involucrados en el evento, analizan la información disponible en los diferentes sistemas EMS, para ubicar y/o aislar, el elemento que originó el disturbio.</p>
5	Operadores de: CENACE, RNT, RGD y/o personal de CCG, SUM y RDC	<p align="center">Definición de estrategia de restablecimiento</p> <p>El Operador del Cenace en coordinación con los operadores involucrados y con base en la información analizada, establecen la estrategia para el proceso de restablecimiento.</p>

No.	Responsable	Actividad
6	Operador de: Cenace	<p align="center">Proceso de restablecimiento del disturbio</p> <p>Coordina y verifica la correcta ejecución de los procedimientos de restablecimiento aplicables y en su caso emite las instrucciones necesarias en el o los elementos que salieron de servicio durante el disturbio, al Operador de RNT, RGD, CCG, SUM y RDC. Para los casos no contemplados en los procedimientos se realizarán propuestas de restablecimiento para definir de manera conjunta la estrategia a seguir, respetando el orden jerárquico.</p>
7	Operadores de CENACE RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	<p align="center">Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio</p> <p>Documentan en el SIO, los eventos asociados a la ocurrencia del disturbio, así como las acciones de control realizadas para restablecer los elementos del SEN, especificando lo que aplique de la siguiente información: Interruptores de los elementos disparados incluyendo horarios y operación de protecciones de cada elemento. Monto general de carga afectada incluyendo horarios y detalle de las instalaciones afectadas con su respectivo monto de carga y usuarios importantes afectados. Restablecimiento de elementos disparados incluyendo horarios. Restablecimiento de usuarios importantes afectados incluyendo horarios de cada instalación. Causa del disturbio y las acciones correctivas para eliminar la causa que originó el disturbio</p>
8	Operadores de: Cenace	<p align="center">Confirmación de Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio</p> <p>Integra en el SIO, los eventos registrados por los Operadores de la RNT, RGD, CCG, , SUM y RDC, y retroalimenta a los involucrados</p>

PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA

Objetivo

Definir la prioridad en la atención a la Operación por parte de los Operadores de los diferentes Centros de Control, considerando al Cenace, Transportista, Distribuidor y Participante del MEM.

Definir la interacción entre Operadores en cuanto a la notificación e intercambio de información, referente a la operación preventiva, planeación de la operación, administración de licencias, eventos operativos, disturbios y restablecimiento de equipo bajo la responsabilidad del Operador en su ámbito.

Alcance

El presente procedimiento es aplicable a:

- a. Operador del Cenace.
- b. Operador del Centro de Control de la RNT.
- c. Operador del Centro de Control de las RGD.
- d. Operador de Central Eléctrica (CE) / Centro de Control de Generación (CCG).
- e. Operador del Centro de Control del Usuario Calificado (UC)
- f. Operador del Centro de Control del Suministrador (SUM)
- g. Personal de la RNT, RGD, CCG y Recurso Demanda Controlable (RDC) solicitante de los trabajos.

1. Lineamientos

- a. La comunicación operativa debe hacerse en base al Manual Regulatorio de Coordinación Operativa.
- b. Es responsabilidad del Operador del Centro de Control de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC informar oportunamente al Operador del Cenace de manera verbal los eventos relevantes relacionados con la Operación del SEN su responsabilidad (bajo cualquier Estado Operativo del SEN).
- c. Es responsabilidad del Operador del Cenace y de los Centros de Control de la RNT, RGD y Personal de la CCG, SUM y RDC, registrar en el SIO, los eventos relacionados con la operación del SEN bajo su responsabilidad e intercambiarla con oportunidad con los Centros de Control involucrados.

1.1 Comunicación en Estados Operativos del SEN

- a. Los Operadores de los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal de las entidades consideradas Participantes del Mercado son responsables de la Supervisión y Operación Física de las instalaciones de su ámbito y por lo tanto deben gestionar la aprobación del Operador del Cenace para realizar maniobras de conexión y/o desconexión de elementos que modifiquen la topología o condición operativa de la red eléctrica.
- b. Toda solicitud de Licencia programada autorizada o Licencia de Emergencia en la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC, definida en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa y en los procedimientos aplicables, debe ser gestionada por el Operador correspondiente obteniendo la aprobación de la ejecución de maniobras con el operador del Cenace.
- c. Es responsabilidad del Cenace en coordinación con el Operador de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC, mantener la operación de los equipos bajo su responsabilidad, dentro de los límites operativos, de acuerdo a sus capacidades nominales, de diseño y/o restricciones operativas. Cualquier violación de este tipo se debe notificar al Operador del Cenace.
- d. El personal operativo de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC debe notificar y enviar al personal operativo del Cenace la información técnica actualizada de los equipos del SEN, bajo su responsabilidad tal como diagramas unifilares,

capacidades nominales, límites de operación, manual de operación de la instalación, curvas de capacidad, ajuste de protecciones, etc. antes de la entrada en operación de los equipos o cuando se realicen modificaciones a los mismos, de acuerdo a la información establecida en el procedimiento de puesta en servicio.

- e. El Operador del Centro de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC, debe habilitar o deshabilitar los Esquemas de Acción Remedial o los Esquemas de Protección del Sistema de su ámbito, solamente a solicitud del Operador del Cenace, asimismo debe informar en forma verbal de la operación de alarmas relacionadas a estos esquemas.
- f. Los Operadores del Centro de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SS y RDC deben atender la situación operativa del SEN, en base a los procedimientos operativos que apliquen y privilegiará la atención del equipo bajo su responsabilidad.
- g. Los Operadores del Centro de Control del Cenace, RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC tienen la obligación de restablecer de una manera coordinada y ordenada, las condiciones operativas del SEN ante la presencia de un disturbio, considerando la jerarquía del Manual Regulatorio de Coordinación Operativa y sujetándose a los procedimientos operativos y de restablecimiento que apliquen.
- h. El restablecimiento de carga, Generación y/o equipos afectados por la operación de los Esquemas de Acción Remedial o de los Esquemas de Protección del Sistema, se harán con la autorización del Operador del Cenace.
- i. Toda falla en equipo primario o auxiliar, que afecte la confiabilidad del sistema ó decremente la capacidad de algún equipo primario, bajo la responsabilidad de los operadores del Centro de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC debe informarse oportunamente al Operador del Cenace de forma verbal respetando el nivel jerárquico.
- j. Cualquier disturbio o situación relevante deberá ser atendido de acuerdo a los procedimientos aplicables, asegurando en primer término la integridad del personal que se encuentra laborando en dichas instalaciones y posteriormente la comunicación a nivel superior.
- k. La segregación de red, cortes manuales de carga o ajuste de Ggeneración de emergencia únicamente se deben realizar por instrucción del Operador del Cenace, la cual debe ser acatada de manera inmediata por los Operadores de los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, RDC.
- l. El restablecimiento de carga y/o Generación, debe ser autorizada y coordinada por el Operador del Cenace, los Operadores de los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC deben informar los montos y tiempos de carga y/o generación afectados en cada evento.
- m. La normalización de red, carga y/o generación afectada por la operación de Esquemas de Acción Remedial y/o Esquemas de Protección de Sistema, según corresponda, debe ser autorizada y coordinada por el Operador del Cenace. Los Operadores de los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC deben informar los montos y tiempos de carga y/o Generación afectados en cada evento.

1.2 Intercambio de información post-disturbio

Para fines de este documento y con el objetivo de definir las estrategias a seguir para el flujo de información ante un disturbio, se dividirán los disturbios en cuatro categorías y quedarán agrupados de la siguiente forma:

Disturbios de alta relevancia: Disparo con afectaciones de carga mayor a 100 MW o generación iguales o superiores a 600 MW, independientemente del tiempo de duración.

Disturbios de media relevancia: Disturbios con afectaciones de carga mayor a 30 MW y menor a 100MW o generación menor a 600 MW, pero igual o mayor a 50 MW, independientemente del tiempo de duración.

También se consideran disturbios de media relevancia, los disturbios con afectación de carga o generación de entre 10 MW y 50 MW, ambos valores incluidos, con una duración mayor a 5 minutos; disparos múltiples con y sin afectación de carga y disparos de CEV.

Disturbios de baja relevancia: Disturbios con afectaciones de carga menor a 30 MW o generación menor a 50 MW, que no se hayan registrado ya como Disturbios de media relevancia.

Disturbios sin afectación de carga o generación: Disparos de elementos debido a vandalismo, maniobras erróneas, disparos de líneas debido a personas ajenas al SEN accidentadas, disparos transitorios de líneas superiores o iguales a 230 kV y sismos mayores a 5°R sin afectaciones.

Disparo de elemento o equipo asociado sin afectación de carga o generación, debido a vandalismo, maniobras erróneas, a personas ajenas al SEN accidentadas y sismos.

El flujo de información dependiendo de la magnitud del disturbio se realizará de la siguiente manera:

Disturbios de alta relevancia

- a. Los Operadores del Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC a través del SIO, operado por el Cenace, informará lo ocurrido en el disturbio a las entidades involucradas.
- b. El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrados elaborarán el **Reporte Preliminar del Disturbio** escrito a más tardar 2 horas después de ocurrido el evento y lo registrará en el SRD, de conformidad con el formato correspondiente.
- c. El Cenace a más tardar 3 horas después de ocurrido el evento, enviará de manera semanal el reporte preliminar escrito al Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado.
- d. El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM que estén involucrados en el disturbio realizarán un **Reporte Completo del Disturbio**, el cual deberá estar concluido a más tardar 72 horas después de la ocurrencia del mismo,

el seguimiento a las medidas correctivas será permanente y hasta que todas se hayan terminado y lo registrará en el SRD. En caso que, por la magnitud, la evolución o lo complicado para determinar las acciones correctivas, el Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM podrán solicitar a la CRE una prórroga para entregar el Reporte Completo del Disturbio, por medio del SRD, pero esto deberá estar plenamente justificado y deberá entregar los avances que se tengan al momento de la petición de la prórroga. En caso de petición de prórroga justificada, el reporte completo del disturbio se deberá entregar a más tardar 120 horas después de la ocurrencia del disturbio. De forma posterior a las 120 horas, en caso de prórroga, la CRE podrá solicitar información adicional sobre la justificación de la petición de prórroga.

- e. El CENACE a más tardar 96 horas, si no hubo prórroga, y de 144 horas, si hubo prórroga, después de ocurrido el disturbio, enviará el **Reporte Definitivo del Disturbio** al Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado.
- f. El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM deberán registrar en el SRD el **Reporte Definitivo del Disturbio**, así como la información requerida.

	Horas después de la ocurrencia del mismo	Realizado por	Entregado a
Información de lo ocurrido	Lo antes posible	Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	SIO
Reporte Preliminar	Antes de 2	Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado	SRD
Reporte Completo	(sin prórroga) Antes de 72	Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado	SRD
	(con prórroga) Antes de 120 y petición de prórroga antes de las 72 horas, junto con la información	Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado	SRD

	que se tenga hasta el momento de pedirla		
Reporte Definitivo	(sin prórroga) Antes de 96	Cenace	SRD Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado
	(con prórroga) Antes de 144	Cenace	SRD Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM involucrado

Disturbios de media relevancia

- Los Operadores del Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC a través del SIO informará lo ocurrido en el disturbio a las entidades involucradas.
- El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM recopilarán todos los eventos ocurridos en su ámbito y enviarán un **Reporte Completo** del Disturbio al Cenace semanalmente, de todos los eventos que clasifiquen en esta categoría, por medio del SRD.
- El Cenace recopilará todos los eventos que clasifiquen en esta categoría y enviará un **Reporte Definitivo** del Disturbio al Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado.

	Cuándo	Realizado por	Entregado a
Reporte Completo	Semanalmente	Operadores del Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC	Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado SIO SRD
Reporte Definitivo	24 horas después de recibir el Reporte Completo	Cenace	Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado

Disturbios de baja relevancia

- a. Los Operadores del Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC a través del SIO informarán lo ocurrido en el disturbio a las entidades involucradas. Para este tipo de eventos **no se generará ningún reporte escrito del disturbio**.
- b. Los Operadores del Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC **registrarán semanalmente esta información en el SRD**, de todos los disturbios de baja relevancia.

Disturbios de mínima relevancia

- a. Los Operadores del Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC, a través del SIO, informarán lo ocurrido en el disturbio a las entidades involucradas. Para este tipo de eventos **no requiere generar reportes escritos**.
- b. Los Operadores del Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC registrarán lo ocurrido en el **disturbio de mínima relevancia** a las entidades involucradas semanalmente en el SRD, de todos los **disturbios de mínima relevancia**.

PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE- TRANSPORTISTA-SUMINISTRADOR PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN

Antecedentes

El presente procedimiento se elabora atendiendo a lo establecido en los criterios OP - 95 y OP - 96 de las Disposiciones Generales del Sistema Eléctrico Nacional de este Código de Red.

Estos criterios establecen concordancia con las obligaciones y derechos contenidos en el Modelo de Contrato de Participante del Mercado en la Modalidad de Suministrador celebrado con el Cenace, que refiere en sus cláusulas Quinta, Sexta y Séptima lo siguiente

“QUINTA. Obligaciones del Suministrador.

El Suministrador tendrá las siguientes obligaciones:

e) Operar, probar y mantener las instalaciones y equipos, protocolos y sistema de comunicaciones, así como las instalaciones del sistema de adquisición de datos requerido por el CENACE y descrito en la guía operativa adquisición de datos de tiempo real de manera que sea consistente con el funcionamiento confiable del SEN.

g) Contar con el personal calificado y capacitado por el CENACE para recibir las instrucciones, envío y recepción de ofertas al MEM, antes de llevar a cabo operaciones.

La coordinación ante el Cenace debe ser a través del Centro de Control del Transportista.

v) *Atender los lineamientos emitidos por el CENACE para la elaboración de programas de mantenimiento de las UCE a su cargo, para la modernización y ampliación de su capacidad de generación y de sus instalaciones, para garantizar que no se violen los criterios de confiabilidad ni lo dispuesto en las RM.*

SEXTA. Obligaciones del CENACE.

El CENACE tendrá las siguientes obligaciones:

a) *Actuar de conformidad con todos los criterios de confiabilidad aplicables, así como publicar y notificar a los Suministradores del Mercado de los estándares aplicables a su modalidad establecida en este Contrato.*

b) *Notificar al Suministrador de los cambios operativos o decisiones que puedan tener un impacto en las operaciones, instalaciones o equipos propios o de sus representadas.*

c) *Informar al Suministrador las órdenes de despacho para los Centros de Carga con Recursos de Demanda Controlable, así como para las UCE que represente.*

h) *Llevar a cabo el registro de la medición de energía eléctrica y Servicios Conexos que reciban los Centros de Carga y las UCE que estén representados por el Suministrador, así como la energía eléctrica y Servicios Conexos que entreguen los Recursos de Demanda Controlable.*

j) *Desarrollar e implementar los programas de capacitación del Suministrador.*

k) *Responder ante el Suministrador por la suspensión del servicio público de transmisión o distribución ordenada por el CENACE, aun cuando posteriormente se determine improcedente.*

m) *Orientar al Suministrador en el cumplimiento de las obligaciones en virtud del presente Contrato y de los cambios operativos o decisiones que puedan tener un impacto en sus operaciones, instalaciones o equipos.*

p) *Mantener procedimientos operativos e instructivos actualizados y disponibles para ser consultados en todo momento por los Transportistas, Distribuidores y Participantes del Mercado.*

SÉPTIMA. Derechos del Suministrador.

El Suministrador tendrá los siguientes derechos:

b) *Ser notificado de los cambios operativos o decisiones que pudieran tener un impacto en sus operaciones, así como en las instalaciones o equipos de su propiedad o de aquellas que represente.*

c) *Recibir acceso a los sistemas de comunicaciones, así como bases de datos y archivos que el CENACE le proporcione, mediante los cuales se garantice la confiabilidad de las comunicaciones y la transmisión de bases de datos y archivos que se requieran para el adecuado cumplimiento de las obligaciones derivadas de este Contrato.*

e) Conocer, ya sea mediante mecanismos físicos o electrónicos, los procedimientos operativos e instructivos actualizados y disponibles para ser consultados en todo momento.”

Objetivo

Establecer los lineamientos para la coordinación e interacción operativa y técnica al realizar el Control Operativo y el Control Físico en la infraestructura que conecta a los Usuarios en Alta Tensión (Usuario Final) con la RNT, minimizando el tiempo de interrupción del suministro eléctrico de su Centro de Carga, respetando los límites de seguridad y protegiendo al personal operativo; cumpliendo con la normatividad y lineamientos vigentes, para mantener la Integridad, Confiabilidad y Calidad del suministro eléctrico del SEN.

Alcance

El presente procedimiento es aplicable a:

- A. Supervisor de Operación del Cenace (SO-Cenace).
- B. Operador de la Zona de Operación de Transmisión (OZOT).
- C. Operador del Suministrador de Servicios (OSS).
- D. Usuario Conectado en Alta Tensión (UCAT).
- E. Operador de Centro de Control de Generación (OCCG)
- F. Operador del Centro de Control de Distribución (OCCD)

1. Lineamientos

La coordinación e interacción operativa técnica debe hacerse con base al Manual de Coordinación Operativa, Manual de Programación de Salidas para Mantenimiento, el Código de Red, y los procedimientos que emanan de ellos.

Es responsabilidad del OZOT y del OSS informar oportunamente al SO-Cenace de los sucesos operativos que se presenten en las instalaciones bajo su responsabilidad, a fin de que el Cenace determine las acciones a realizar conforme a su responsabilidad en el Control Operativo (administración de licencias, control de tensión y restablecimiento del SEN ante ocurrencia de disturbios).

Es responsabilidad del SO-Cenace, del OZT y del OSS, registrar en el SIO, los eventos relacionados con la operación, e intercambiarla con oportunidad con los Centros de Control involucrados.

Cuando lo requiera, el personal del UCAT solicitará al OSS, con la oportunidad debida, que tramite Solicitud de Salida o de Licencia ante el Cenace sea por medio del Centro de Control de Transportista, y para mantenimiento preventivo o correctivo a las instalaciones del UCAT que involucre la infraestructura del punto de conexión de la RNT.

El OSS solicitará, con la oportunidad debida, al personal de una Solicitud de Salida o de Licencia ante el Cenace sea por medio del Centro de Control del Transportista para atender las necesidades de mantenimiento preventivo o correctivo de la infraestructura particular del UCAT que involucre la infraestructura del punto de conexión de la RNT.

El SO-Cenace informará al OZT los términos y condiciones de la solicitud de Licencia que se programará en el punto de conexión de la RNT asociada a las necesidades del UCAT, por si requiere realizar trabajos de mantenimiento.

El SO-Cenace, el OZOT y el OSS, deberán dar cumplimiento a las funciones establecidas en el Manual de Coordinación Operativa, referente a los 4 niveles operativos jerárquicos que aseguran el proceso básico de la operación, los cuales serán coordinados por el Cenace y subordinados técnicamente entre sí.

En cumplimiento al punto 5.1.11 del Manual de Coordinación Operativa, el Suministrador de Servicios deberá entregar al Cenace y al Transportista el “Catálogo de maniobras de las instalaciones y equipos”, bajo su responsabilidad, previo a la entrada en operación como Usuario Calificado.

En caso de presentarse un disturbio en las RGD que afecten los parámetros del suministro de los usuarios representados por el Suministrador de Servicios, éste podrá comunicarse directamente con el OCCD para solicitar información y atención del mismo.

2 Descripción de actividades

A continuación, se establecen 3 grupos de actividades, las cuales consideran las responsabilidades del Cenace (Control Operativo) y las correspondientes al Transportista (Control Físico) y Suministrador de Servicios (Control Físico).

i. Actividades para la Administración de Licencias:

No.	Responsable	Actividad
1	Personal del UCAT	Detección de necesidades de mantenimiento Detecta la necesidad de mantenimiento preventivo/correctivo, y las manifiesta al Suministrador de Servicios de acuerdo a los tiempos señalados en el Manual de Programación de Salidas.
2	OSS	Elabora una solicitud de Licencia con base a las necesidades del UCAT y la plantea al Cenace. Cumpliendo con los requisitos establecidos, de acuerdo al apartado de Licencias programadas del Manual de Programación de Salidas.
3	Personal del Cenace	Análisis preliminar de la solicitud Realiza una evaluación preliminar de la solicitud de licencia e informa al personal de la ZOT, para que programen una solicitud de Licencia

		en el punto de conexión de la RNT en caso de que requiera dar mantenimiento.
4	Personal de la ZOT correspondiente	Envío de solicitud de licencia Envía al Cenace la solicitud de Licencia asociada a la Licencia solicitada por el Suministrador de Servicios, cumpliendo con los requisitos establecidos, de acuerdo al apartado de Licencias programadas del Manual de Programación de Salidas.
5	Personal del Cenace	Análisis de Seguridad Realiza el análisis de seguridad determinístico N-1 en la red asociada a la solicitud de Licencia.
6	SO-Cenace	Autorización de Solicitud En caso de ser factible, autoriza la solicitud de Licencia en las condiciones requeridas. Por lo que notifica al OSS a través de la OZOT.
7	OSS y OZOT	Autorización de Solicitud Convocan respectivamente al personal del UCAT y del Transportista, para ejecutar maniobras en campo sobre los elementos, considerando los plazos y términos de la solicitud de Licencia.
8	SO-Cenace y OSS	Reprogramación o Cancelación de Solicitud Si no es factible autorizar la solicitud, el Cenace reprograma la solicitud en común acuerdo con el Suministrador. El Cenace notificará la causa a través del Centro de Control del Transportista. De no ser posible la reprogramación, el OSS deberá gestionar una nueva solicitud.
9	OSS	Definición de inicio de maniobras Informa al Cenace el momento en que el personal del UCAT está listo para hacer maniobras para librar el equipo necesario e iniciar los trabajos programados Lo anterior conforme a la solicitud de licencia autorizada por el Cenace, o si es un caso de emergencia.
10	SO-Cenace	Verifica previamente las condiciones de la red eléctrica involucrada y verifica con el OZOT que el personal del Transportista esté listo para iniciar maniobras en el punto de conexión
11	SO-Cenace	Ajuste de condiciones operativas Evalúa y ajusta las condiciones operativas que se requieren para ejecutar las maniobras asociadas a la solicitud programada o de emergencia. Si no es posible ajustar las condiciones operativas requeridas para la licencia, se reprograma y/o cancela la solicitud con la debida justificación. Para el caso de las licencias de emergencia, una vez realizado el análisis de seguridad determinístico N-1, se ajustan las condiciones del control operativo requeridas para llevar a cabo los trabajos especificados.
12	SO- Cenace	Autorización de Licencia del Cenace y ejecución de maniobras

		Entrega las licencias correspondientes y coordina al OSS y al OZOT en la ejecución de maniobras asociadas a la solicitud.
13	SO-Cenace	Ejecución de maniobras Coordina las maniobras de libranza al OZOT y al OSS y estos a su vez al personal ubicado en la instalación perteneciente a la RNT y al personal de campo del UCAT respectivamente, con la finalidad de asegurar la comunicación en sitio y, por ende, la integridad física del personal y de los elementos pertenecientes a la RNT, para librar el equipo solicitado en la licencia. Registrando en los Relatorios correspondientes los horarios de la secuencia de la maniobra realizada.
14	OZOT OSS	Notificación de Terminación de Maniobras Notifican al SO-Cenace los horarios de maniobras y bloqueo de protecciones asociados a la Licencia.
15	OZOT OSS	Otorgamiento de Licencias Otorgarán sus Licencias locales (una Licencia por cada trabajo a realizarse), con la finalidad de coordinar la totalidad de los trabajos en campo asociados al punto de conexión.
16	Personal de campo del UCAT. Personal de campo del Transportista	Trabajos durante la Licencia Realizan los trabajos especificados en la solicitud de la Licencia ante el Cenace y/o Licencias locales.
17	SO-Cenace	Control operativo durante la Licencia Mantiene las condiciones operativas requeridas por confiabilidad y seguridad durante la Licencia.
18	Personal de campo del UCAT Personal de campo del Transportista	Notificación de terminación de trabajos de la Licencia Notifican al OSS y al OZOT respectivamente, la terminación de los trabajos.
19	OSS y OZOT	Retiro de Licencias Verifican las condiciones operativas previas a la normalización del equipo y retiran todos y cada uno de los equipos de puesta a tierra provisional y las Licencias locales, para posteriormente notificar al SO-Cenace la terminación de los trabajos y solicitar la autorización para iniciar maniobras de normalización.
20	SO-Cenace	Confirmación del retiro de Licencias Confirma con el OSS y con el OZOT que se hayan concluidos los trabajos y retirado todas las licencias locales.
21	SO-Cenace	Verificación de condiciones para realizar maniobras de normalización Verifica y realiza ajuste de las condiciones operativas necesarias para la normalización del equipo y se prepara para coordinar al OSS y al OZOT en la realización de maniobras de normalización o, en su caso, indica a partir de que horario podrán realizarse las maniobras para asegurar la confiabilidad y seguridad del SEN.
22	SO-Cenace	Normalización de elementos

		Coordina a los OSS y OZOT dictando las maniobras de normalización de las instalaciones perteneciente a la RNT y del UCAT, con la finalidad de asegurar la comunicación en sitio y por ende la integridad física del personal y de los elementos pertenecientes a la RNT, para normalizar el equipo solicitado en la Licencia.
23	SO-Cenace, OSS, OZOT	Registran en los SIO los horarios de la secuencia de la maniobra realizada y verifican con el Cenace que tenga los horarios de maniobras completos
24	SO-Cenace	Retiro de Licencia del Cenace Retira la Licencia del Cenace al concluir las maniobras y quedar disponible el equipo
25	OZOT, OSS	Licencia de Emergencia por salida forzada Si prevé que los trabajos para los que se solicitó la Licencia no concluirán en el plazo fijado, tiene la obligación de informar a la brevedad y antes del vencimiento de ésta, al SO-Cenace.
26	OSS, OZOT	Licencia de Emergencia por salida forzada En cuanto se concluya el tiempo de Licencia programada deberá notificar al SO-Cenace del retraso que existirá en el horario de término fijado por el solicitante, solicitando la Licencia de Emergencia por salida forzada e informando del tiempo tentativo de la misma.
27	SO-Cenace	Licencia de Emergencia por salida forzada Retirá la Licencia programada y concederá una nueva licencia de emergencia bajo el concepto de salida forzada de acuerdo al Manual de Programación de Salidas, Manual del MEM,, indicando el tiempo tentativo de la Licencia de Emergencia por salida forzada. Regresar al punto 17 de este procedimiento.

ii. Actividades para el Control de Tensión:

No.	Responsable	Actividad
1	Personal del UCAT	Detección de tendencia a violación de tensión Detectan tendencia a operar o se encuentran operando en valores de tensión fuera de los rangos establecidos e informa al Operador del Suministrador de Servicios.
2	OSS	Detección de tendencia a violación de tensión Informa al SO-Cenace la condición de la tensión del suministro eléctrico en su Centro de Carga.
3	OZOT	Detección de tendencia a violación de tensión Informa a la brevedad al SO-Cenace, la anomalía reportada por el UCAT y las condiciones físicas de las instalaciones del Usuario Final que reportó el disturbio. En caso necesario consulta con el OCCD, las condiciones de la RNT en el punto de conexión del Usuario Final a través del centro de control del transportista.

		Informa a la brevedad al SO-Cenace la condición de tensión en el punto de conexión y/o nodo que conforma la RNT, al que se conecta el Usuario Final y los límites operativos establecidos.
4	SO-Cenace	<p>Análisis de los recursos disponibles para control de tensión</p> <p>Realiza el análisis con los recursos disponibles, determina la estrategia y acciones a realizar para corregir o mitigar la tendencia o violación de la tensión en el punto de conexión y/o nodo que conforma la RNT, considerando el entorno de la red eléctrica con la problemática de tensión.</p>
5	SO-Cenace	<p>Acciones para corregir o mitigar la tendencia o violación de la tensión</p> <p>Realiza ajustes necesarios en los parámetros en Centrales Eléctricas o coordina la modificación del despacho de Generación, esto mediante instrucciones al OCCG.</p>
6	OCCG	<p>Acciones de control en Centrales Eléctricas para corregir tensión</p> <p>Realiza los ajustes instruidos por el SO-Cenace, en las unidades bajo su responsabilidad.</p> <p>Reporta al SO-Cenace la aplicación de las acciones de control realizadas, así como los parámetros actuales de los sistemas de excitación de las Centrales Eléctricas, considerando el cumplimiento de los límites operativos. Registra en el SIO la acción de control tomada.</p>
7	SO-Cenace	<p>Verificación de las acciones de control de tensión en Centrales Eléctricas</p> <p>Verifica que la acción sea efectiva y se haya corregido la tendencia o la problemática de tensión. En caso contrario repetir actividad 4 de este grupo de actividades, o utilizar otro recurso.</p>
8	SO-Cenace	<p>Acciones en equipos de la RNT para corregir tensión</p> <p>En coordinación con el OZOT define la ejecución de algunas de las siguientes acciones para corregir la tensión:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ajuste del <i>set point</i> de los Compensadores Estáticos de VAR's (CEV's). • Conexión o desconexión de capacitores y/o reactores. • Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación bajo carga. • Conexión y/o desconexión de líneas de Transmisión. • Corte controlado de carga.
9	SO-Cenace	<p>Acciones en equipos de las RGD para corregir tensión</p> <p>Indica al OZOT que solicite al OCCD la ejecución de algunas de las siguientes acciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Conexión y/o desconexión de capacitores. • Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación bajo carga. • Corte controlado de carga.

		<ul style="list-style-type: none"> • Transferencia de carga por la RGD. <p>Nota: Se debe considerar como un recurso el cambio de tap o posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación que no sean bajo carga, lo cual se deberá efectuar en la Planeación de la Operación con el equipo desenergizado.</p>
10	OZOT	<p>Ejecución de acciones en equipos de la RNT para corregir tensión</p> <p>Ejecuta la acción de control instruida por el SO-CENACE, de las definidas en el punto 8 de este grupo de actividades, sobre los elementos que conforman la RNT.</p> <p>Asimismo, registra las acciones de control físico realizadas en el relatorio de Operación.</p>
11	OZOT	<p>Con base a la solicitud del SO-CENACE, solicitar al OCCD la ejecución de la acción de control requerida, de las establecidas en el punto 9, para el control de voltaje en la RGD.</p>
12	OCCD	<p>Ejecución de acciones en equipos de la RGD para corregir tensión</p> <p>Notifica al OZOT la ejecución de las acciones solicitadas, conforme a lo descrito en la actividad 9 de este grupo de actividades.</p> <p>Asimismo, registra las acciones de control físico realizadas en el SIO y notifica al OZOT vía voz y por el envío de información por medio electrónico (en caso de ser compatibles los Sistemas Informáticos), los horarios de ejecución.</p>
13	SO-Cenace	<p>Ajustes en Centros de Carga (RDC) para corregir la tensión</p> <p>Solicita al OSS informe al ORDC la ejecución de algunas de las siguientes acciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Conexión y/o desconexión de capacitores o reactores. • Cambio de posición en el cambiador de derivaciones en bancos de transformación bajo carga. • Conexión y/o desconexión de RDC. • Corte controlado de carga. • Corrección del factor de potencia de las instalaciones bajo su responsabilidad.
14	OZOT, OSS	<p>Ejecución de acciones en equipos de la RNT y/o RGD y/o RDC para corregir tensión</p> <p>Informan a la brevedad al SO-Cenace, la ejecución de las acciones de control físico realizadas a los equipos de la RGD y/o RDC, conforme a los puntos 9 y 13 de este grupo de actividades, según corresponda.</p> <p>Asimismo, notifica al SO-Cenace vía voz y/o mediante el envío de información por medio electrónico, los horarios de ejecución.</p>
15	SO-Cenace	<p>Evaluación de efectividad de las acciones para corregir tensión</p> <p>Evalúa que las acciones sean efectivas y se haya corregido la tendencia o la problemática de tensión. En caso contrario repetir desde la actividad 4 de este grupo de actividades.</p>
16	SO-Cenace	<p>Verificación de la efectividad de las acciones para corregir tensión</p>

		Solicita al OZOT la condición de tensión en el punto de conexión y/o nodo que conforma la RNT, al que está conectado el Usuario Final que reportó la anomalía de tensión, verificando que se encuentra la tensión dentro de los límites operativos establecidos.
17	OSS	Verificación de la efectividad de las acciones para corregir tensión Informa al personal del UCAT, que fueron ejecutadas acciones de control para corregir o mitigar la problemática en la tensión del suministro eléctrico en su Centro de Carga y verifica que se encuentre la tensión dentro de los límites operativos establecidos.
18	SO-Cenace	Registro de acciones para control de tensión Integra en el SIO el informe de las acciones de control de tensión que fueron realizadas por el OZOT, OCCD, OCCG y/o ORDC.

iii. Actividades para el restablecimiento del SEN ante la ocurrencia de disturbios:

No.	Responsable	Actividad
1	Personal del UCAT	Detección del disturbio Detecta la ocurrencia de un disturbio mediante la presencia de uno o varios de los siguientes eventos: <ul style="list-style-type: none"> • Apertura de interruptor (es) de (los) equipo (s) primario (s) de Alta Tensión. • Operación de protecciones eléctricas en los equipos primarios de Alta Tensión. • Falta de continuidad del suministro eléctrico a su Centro de Carga. • Cambios repentinos en las variables de Tensión, Frecuencia, Potencia Activa y Reactiva, dentro de su instalación particular.
2	Personal del UCAT	Detección del disturbio Informa al OSS la detección del disturbio, indicando con la mayor precisión posible la anomalía que identifica en su Centro de Carga.
3	OSS	Detección del disturbio Informa a la brevedad al SO-Cenace, la anomalía reportada por el UCAT y las condiciones físicas de las instalaciones del Usuario Final que reportó el disturbio. En caso necesario consulta con el OCCD, las condiciones de la RGD en el punto de conexión del Usuario Final. Informa al SO-Cenace las protecciones eléctricas operadas, violación de límites operativos establecidos y posición de interruptores y cuchillas de la instalación que conforma la RNT.
4	SO-Cenace	Determinación del estado del SEN De acuerdo a la magnitud del evento y a la evaluación de seguridad operativa en su nueva condición, determina el Estado Operativo del

		SEN con las aplicaciones y/o herramientas disponibles de tiempo real y clasifica el evento como sencillo o múltiple, esto considerando la información disponible en el Sistema EMS y de los reportes que emitan con oportunidad los OZOT y/o OSS.
5	SO-Cenace	Estabilización de variables Estabilizará con los recursos disponibles, las variables de tensión y/o flujos de potencia, esto ante la pérdida de carga del Usuario Final, considerando en todo momento los límites operativos establecidos en la RNT.
6	SO-Cenace, OZOT, OSS y OCCD	Determinación del origen del disturbio El SO-Cenace en coordinación con los Operadores involucrados en el evento, analizarán la información disponible en los diferentes sistemas para ubicar y/o aislar el elemento que originó el disturbio y define la estrategia para el restablecimiento.
7	SO-Cenace	Proceso de restablecimiento Determina e instruye en forma coordinada al OZOT, al OSS y al OCCD las acciones de control físico necesarias para el restablecimiento con la finalidad de alcanzar el estado operativo normal.
8	OZOT, OSS y OCCD	Proceso de restablecimiento del disturbio Realizan las acciones de control físico instruidas por el SO-Cenace sobre los equipos del punto de conexión y/o elementos que conforman la RNT o RGD, al que se conecta el Usuario Final que reportó el disturbio o en las instalaciones del Usuario Final, según corresponda. Asimismo, notifican al SO-Cenace vía voz y mediante el envío de información por medio electrónico, los horarios de ejecución.
9	SO-Cenace	Verificación de la efectividad de las acciones para el restablecimiento Solicita al OZOT, al OSS y/o al OCCD las condiciones de los equipos en el punto de conexión y/o nodo que conforma la RNT, al que está conectado el Usuario Final que reportó el disturbio, o en las instalaciones del Usuario Final, según corresponda, verificando que se encuentran las variables de tensión y flujos de potencia dentro de los límites operativos establecidos.
10	OSS	Verificación de la efectividad de las acciones para el restablecimiento Informa al personal del UCAT, que fueron ejecutadas acciones de control para restablecer el suministro eléctrico en su Centro de Carga.
11	OZOT, OSS y/o OCCD	En caso de que exista falla permanente en alguno de los elementos involucrados y no se tengan las condiciones para restablecer al estado normal; deberán aplicar el grupo de actividades para la Administración de Licencias del presente procedimiento.
12	SO-Cenace, OZOT, OSS y/o OCCD	Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio. Documentan en el SIO, los eventos asociados a la ocurrencia del disturbio, así como las acciones de control operativo y físico realizadas para restablecer la red eléctrica a su estado operativo normal, especificando lo que aplique de la siguiente información:

		<ul style="list-style-type: none"> • Interruptores de los elementos disparados incluyendo horarios y operación de protecciones de cada elemento. • Monto general de carga afectada incluyendo horarios y detalle de las instalaciones afectadas. • Restablecimiento de elementos disparados incluyendo horarios. • Causa del disturbio y las acciones correctivas para eliminar la causa que originó el disturbio. <p>Además, deberán participar en el comité de análisis del disturbio, de acuerdo al Procedimiento CFE-DO-CNC-01.-“Procedimiento de identificación de la causa raíz de los eventos operativos o disturbios que ocasionen interrupción del suministro eléctrico a los usuarios finales, para la determinación de acciones correctivas, preventivas y predictivas, y asignación de responsabilidades”</p>
14	SO-Cenace	<p>Confirmación de Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio</p> <p>Integra en el SIO los eventos registrados por el OZOT y por el OSS, y retroalimenta a los involucrados.</p>

PROCEDIMIENTO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LA CAUSA RAÍZ DE DISTURBIOS DE ALTA Y MEDIA RELEVANCIA EN INSTALACIONES DEL MEM QUE OCASIONEN INTERRUPCIÓN PROLONGADA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

Introducción

Con este procedimiento se introduce una herramienta para que los Integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en disturbios de alta o media relevancia identifiquen responsabilidades que resultasen de las interrupciones del suministro eléctrico en la RNT y las RGD, por parte de Transportista, Distribuidor, Centrales Eléctricas, Centro de Carga, Suministrador y Cenace u otro Integrante de la Industria Eléctrica, cuando en el disturbio estén involucrados 2 o más Usuarios del SEN y existan discrepancias entre ellos.

Objetivo

Definir el procedimiento para la identificación de la Causa Raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que causen interrupción de suministro eléctrico, implementación de acciones correctivas y preventivas por medio de un plan de acción que coadyuve a evitar su recurrencia y asignación de responsabilidades. Para ello, se obtendrá como resultado final de este procedimiento un Informe Final del Disturbio, elaborado por un Grupo de Trabajo conformado por las partes involucradas en el disturbio, la CRE y el Centro de Control de más alta jerarquía relativa en el disturbio.

La Causa Raíz que originó el disturbio, la evolución del mismo y las contribuciones a la duración de la interrupción serán la base para la asignación de las responsabilidades.

La adecuada aplicación de este procedimiento estará a cargo de la CRE y la administración de su herramienta informática SRD estará a cargo del Cenace.

Alcance

El presente procedimiento aplica a Cenace, Transportista, Distribuidor, Central Eléctrica, Centro de Carga y Suministrador.

Aplica para disturbios de alta y media relevancia en elementos que pertenezcan al MEM; con afectación del suministro eléctrico, en los que estuvieron involucrados dos o más Usuarios del SEN entre los que existen discrepancias.

1. Procedimiento

El documento que deberá ser elaborado en aplicación de este procedimiento es el **Informe Final del Disturbio** integrado por al menos los siguientes elementos:

- **Reporte Definitivo** del Disturbio (realizado por el Cenace, conforme al Procedimiento de Comunicación y Coordinación Operativa del Código de Red).
- Análisis Causa Raíz (realizado por el Grupo de Trabajo).
- Plan de acciones correctivas y preventivas (realizado por el Grupo de Trabajo).
- Cédula de asignación de responsabilidades (realizado por el Grupo de Trabajo).

Y que realizará el Grupo de Trabajo correspondiente.

- a) El **Reporte Definitivo** del Disturbio será emitido por el Cenace, de acuerdo con Procedimiento de Comunicación y Coordinación Operativa de este Código de Red. Los Centros de Control de los Integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en el mismo, deberán proporcionar al Centro de Control de mayor jerarquía, la secuencia de eventos, afectaciones de carga, generación o información complementaria en su ámbito, según se especifica más adelante.
- b) En el **Análisis de la Causa Raíz** se deben utilizar metodologías disponibles para investigar, resolver y prevenir su recurrencia en apego al sistema de calidad de cada entidad en alcance de este procedimiento, registrándose la evidencia de los resultados y acciones correctivas y preventivas que deriven. Se citan, de forma enunciativa, las siguientes metodologías sin ser limitativas: Factores Causales, Análisis Causa – Efecto, Árbol de Fallas, entre otras.
- c) Para disturbios de alta relevancia, extensos o complejos que pudiesen exceder los tiempos establecidos en la Tabla 1, se deberá notificar a la CRE, especificando la causa y la extensión del tiempo requerido.
- d) Dada la controversia entre las entidades involucradas en el disturbio, estas entidades deben enviar sus Reportes de Disturbios a la Gerencia de Control Regional en la que tuvo lugar el disturbio y a su vez se reunirán y deben asentar en la minuta las razones motivadas y fundamentadas de sus posicionamientos.
- e) Para la asignación de responsabilidades, se procederá a la elaboración y formalización de los documentos establecidos en el punto 1 de estos lineamientos, cargando cada una de las partes involucradas en el disturbio su respectiva información en el SRD, apegándose a los tiempos especificados en la Tabla 1.

- f) Una vez identificada la Causa Raíz por el Grupo de Trabajo, este determinará las acciones correctivas y preventivas, que formarán el Plan de Acción, teniendo en cuenta la opinión de implementación por parte de las entidades involucradas, y un seguimiento permanente hasta que todas estas acciones se hayan concluido.
- g) El Grupo de Trabajo deberá de agotar todos los recursos para determinar la Causa Raíz y establecer los acuerdos que deriven para la realización de las acciones correctivas y preventivas, y la asignación de responsabilidades consecuentes del disturbio en alcance de este procedimiento. No está permitido que, en caso de controversia en el Grupo de Trabajo, el reporte del evento sea enviado para su resolución a un nivel jerárquico superior.
- h) De acuerdo a lo establecido en las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica, publicadas en el DOF el 16 de febrero de 2016, cada entidad participante, deberá enviar a la CRE un informe de interrupciones de manera trimestral.

RESPONSABLE	TIEMPO MÁXIMO DE EJECUCIÓN	ACCIÓN A REALIZAR
Un solo Integrante de la Industria Eléctrica involucrado en el disturbio.	1 día natural desde que ocurre el disturbio.	En el mismo momento que realiza el registro en el SRD del Disturbio, o máximo antes del final de un día natural desde que este ocurre y por el mismo medio, informar de la auto asignación de responsabilidad.
	2 días hábiles desde que ocurre el disturbio.	Elaborar e ingresar al SRD documentos que detallen la causa-raíz del Disturbio, las acciones preventivas y correctivas para que este no sea recurrente y un plan de acción para implementar estas acciones.
Dos o más Integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en el disturbio y que no presentan controversia, con respecto a las responsabilidades en el mismo .	1 día natural desde que ocurre el disturbio.	. En el mismo momento que realizan el registro en el SRD del Disturbio o dentro del periodo de un día natural desde que este ocurre, informar por el mismo medio de las responsabilidades del mismo.
	3 días hábiles desde que ocurre el disturbio.	Llevar a cabo una reunión y elaborar e ingresar al SRD documentos que detallen la causa-raíz del Disturbio, las acciones preventivas y correctivas para que este no sea recurrente y un plan de acción para implementar estas acciones.

Dos o más Integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en el disturbio y que presentan controversia, con respecto a las responsabilidades en el mismo.	1 día natural desde que ocurre el disturbio.	En el mismo momento que realizan el registro en el SRD del Disturbio o dentro del periodo de un día natural desde que este ocurre, informar por el mismo medio de las responsabilidades del mismo y la controversia con el otro/s Integrantes de la Industria Eléctrica involucrado/s.
	3 días hábiles desde que ocurre el disturbio.	Llevar a cabo una reunión con las otras partes involucradas en el disturbio y elaborar e ingresar al SRD documentos que detallen sus puntos de discrepancia, así como informar a la GCR correspondiente.
Cenace	4 días naturales después de ocurrido el evento	Emitir un reporte sobre el Disturbio y compartirlo en el SDR a las partes involucradas.

Tabla 1.1 Responsable, tiempo de máximo de ejecución y acciones a realizar

Nota: Para disturbios de alta relevancia, extensos o complejos se pueden exceder los tiempos establecidos en la Tabla 1.1, se debe notificar a la CRE de esta necesidad y la interrupción será registrada a responsabilidad propia de cada entidad, la cual será reclasificada una vez emitido el Informe Final del Disturbio.

2. Integración y operación del Grupo de Trabajo

El Grupo de Trabajo será convocado por el Centro de Control de mayor jerarquía en el ámbito donde tuvo lugar el disturbio. Este estará conformado por:

- Comisión Reguladora de Energía (invitado permanente)
- Cenace
- Transportista (cuando haya estado involucrado en el disturbio)
- Distribuidor (cuando haya estado involucrado en el disturbio)
- Suministrador (cuando el disturbio involucre un Centro de Carga)
- Generador (cuando haya estado involucrado en el disturbio)

Las funciones a realizar por el Grupo de Trabajo son: realizar el **Análisis Causa Raíz**, determinar las **acciones correctivas y preventivas y plan de acción** que las implemente y así se eviten su recurrencia y la **asignación de responsabilidades** de la interrupción. Para ello, se debe elaborar una minuta y la integración del **Informe Final del disturbio** conforme a lo definido en el apartado 7 de los Lineamientos de este Procedimiento.

3. Clasificación de las interrupciones del suministro eléctrico

Las interrupciones del suministro eléctrico causadas por un disturbio se clasifican de manera enunciativa pero no limitativa de la siguiente manera:

A. Atribuibles a los Integrantes de la Industria Eléctrica.

- Transportista
- Distribuidor
- CENACE
- Suministrador
- Centros de Carga
- Generador

B. Atribuibles a las funciones inherentes a cada participante de la Industria Eléctrica.

- Mantenimiento
- Operación
- Modernización
- Ampliación
- Planeación
- Factor Humano

C. Por tipo de Evento

- Disparo de equipo
- Apertura de equipo
- Libranza de Emergencia
- Libranza Programada con interrupción no notificada de acuerdo con la legislación vigente.

D. Por tipo de disturbio.

De acuerdo a las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, los disturbios se clasifican en:

- Disturbios de alta relevancia
- Disturbios de media relevancia

E. Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor.

De acuerdo a las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, Caso Fortuito o de

Fuerza Mayor incluirá de manera enunciativa pero no limitativa los siguientes actos o eventos:

- Fenómenos de la naturaleza tales como tsunamis, terremotos.
- Actos de terrorismo, sabotajes, actos de vandalismo y disturbios civiles.
- Guerras (sean declaradas o no), insurrecciones y embargos comerciales entre países.
- Desastres de transportación y de producción, ya sean marítimos, ferroviarios, terrestres o aéreos.
- Huelgas u otras disputas laborales en los Estados Unidos Mexicanos que no sean motivadas por el incumplimiento de algún contrato y/o relación laboral por parte de la parte afectada.
- Incendios.
- Actos de una autoridad gubernamental que no hayan sido inducidos voluntariamente por la parte afectada o cualquiera de sus filiales (en el entendido que ninguna de las partes será considerada como filial de la otra parte), y que no sean resultado del incumplimiento de las obligaciones de la parte afectada.
- Cambio en el Marco Regulatorio.
- Interrupciones no intencionales provocadas por un tercero tales como: choque a estructura, derribo de antenas, de anuncios espectaculares, contactos eléctricos accidentales por trabajos en instalaciones cercanas a las instalaciones eléctricas, etc.

F. Casos Excepcionales

Las interrupciones por disturbios en los activos de la RNT y RGD que no sean atribuibles a sus funciones de operación o mantenimiento serán tipificadas como excepcionales, enunciándose de manera no limitativa las siguientes:

- Falla de equipo por Diseño dentro de su periodo de garantía, debiéndose contar con un dictamen del fabricante, proveedor autorizado por el fabricante o laboratorio reconocido.
- Falta de infraestructura eléctrica para soportar la primera contingencia (N-1), de acuerdo con los criterios establecidos en el Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional, que no sea atribuible al Transportista o Distribuidor establecidas en la legislación vigente, siempre y cuando esta haya sido gestionada en el PRODESEN o en el Manual Regulatorio de Planeación.
- Falta de infraestructura eléctrica para soportar la demanda máxima, que no sea atribuible al Transportista o Distribuidor establecidas en la legislación vigente, siempre y cuando esta haya sido gestionada en el PRODESEN o en el manual de planeación.
- Operación de Esquemas de Acción Remedial (EAR) instruidos por el CENACE como medida suplementaria por falta de red.

- Falta de capacidad en la infraestructura eléctrica derivado del diferimiento de las obras programadas en el PRODESEN por causas no atribuibles al Transportista o Distribuidor establecidas en la legislación vigente.
- Afectación de carga por modernización, ampliación, mantenimiento, sustitución o modificaciones derivadas de inversiones para mejorar la RNT o RGD, siempre y cuando se de aviso a los usuarios finales afectados en apego a lo establecido en el artículo 41 fracción II de la LIE y lo correspondiente al capítulo VIII de Título Segundo del RLIE.
- Interrupciones al suministro eléctrico originadas por disturbios fuera del territorio nacional y que afecten instalaciones de la RNT y/o RGD.
-

Las interrupciones por disturbios en los activos de los integrantes de la industria eléctrica ocasionados por casos fortuitos o de fuerza mayor y excepcionales deberán ser notificados a la CRE de acuerdo con la normatividad vigente y no se considerarán para la evaluación de los indicadores de los integrantes de la Industria Eléctrica.

Para casos fortuitos o excepcionales, cada entidad integrante del Grupo de Trabajo deberá integrar Comité(s) conforme a su ámbito operativo para la clasificación y documentación de estos casos.

- Operadas.
- Montos y tiempos de afectación de carga.
- Análisis del disturbio.
- Medidas Correctivas inmediatas.
- Anexos: Diagramas Unifilares de la Zona afectada, Registros de Eventos, etc.

Este reporte será la base para continuar con el Análisis Causa Raíz que originó el disturbio.

4. Identificación de la causa raíz del disturbio (Segundo documento del Análisis final del disturbio)

Las metodologías usadas para el Análisis Causa Raíz partirá de una investigación estructurada en apego al sistema de calidad de cada entidad en alcance de este procedimiento, que identifique la causa real del disturbio y con base a esto se deben determinar las acciones correctivas y preventivas necesarias para evitar su recurrencia.

Para llevar a cabo este análisis causa raíz se tiene que tener en cuenta el **Reporte Definitivo** del Disturbio, emitido por el Cenace.

El responsable y sus especialistas de trabajo invitados en el alcance de este procedimiento que se encuentren involucradas en el disturbio deberán:

- participar en la reunión para el análisis;
- aportar las evidencias técnicas;

- desarrollar la secuencia de los hechos;
- analizar las causas aparentes;
- determinar la causa raíz;
- determinar la asignación de responsabilidades y llenar la cédula correspondiente.

5. Generación del informe final del disturbio

Una vez concluido el Análisis Causa Raíz, determinada y validada la causa raíz y propuestas las acciones correctivas y preventivas correspondientes, se debe organizar la información que sirvió como soporte para el desarrollo del análisis y utilizarla para generar el informe final del disturbio.

Las hojas de trabajo de la metodología de análisis causa raíz aplicada, se debe agregar a este informe final, según el punto **Identificación de la causa raíz del disturbio**.

Deben de firmar este informe el responsable de la especialidad o especialidades involucradas en el disturbio y los participantes en la realización del análisis causa raíz, a los que se refiere el punto **Identificación de la causa raíz del disturbio**.

6. Asignación de las responsabilidades de interrupción del suministro eléctrico

6.1 Criterios generales para la asignación de responsabilidades de las interrupciones en el SEN

La asignación de responsabilidades de interrupción del suministro eléctrico podrá ser total o parcial, dependiendo de la causa del disturbio, su ubicación, la evolución del libramiento y las contribuciones a la duración de la interrupción.

La interrupción del suministro eléctrico debe ser registrada en el sistema informático establecido por la CRE y formar parte del Informe Final del Disturbio, para el análisis y la estadística de las diferentes entidades enunciadas en el alcance de este procedimiento que intervinieron con sus procesos en el o disturbio.

La responsabilidad de la interrupción ocasionada por un disturbio en el Sistema Eléctrico Nacional será con responsabilidad para el dueño del activo donde se originó la falla, excepto para los casos en el que un Centro de Control haya ejecutado o instruido una maniobra física indebida, debiéndose cargar a esta entidad dicha responsabilidad.

La asignación de responsabilidades ocasionada por falla de estructuras multicircuitos pertenecientes a diferentes entidades debe ser con cargo al responsable del activo que dio origen a la falla.

La responsabilidad de la interrupción del suministro eléctrico ocasionada por un disturbio en el Sistema Eléctrico Nacional, provocado por contratistas, prestadores

de servicios o particulares en asociación, será con cargo a la entidad dueña del activo que formalizó el contrato o convenio o a la entidad que recibirá dicho activo, dejando sin efecto el punto 1.3 del presente procedimiento.

La responsabilidad por el retraso en el restablecimiento del suministro eléctrico por elementos no afectados por falla permanente y que no se puedan energizar debido a anomalías, fallas o por estar fuera de servicio los Sistemas de Comunicación y Control necesarios para ejercer su Control Físico, así como fallas en sus equipos asociados; será con cargo a la entidad dueña del elemento no afectado que no es posible restablecer.

La responsabilidad de interrupción del suministro eléctrico ocasionada por operación de Esquemas de Acción Remedial (EAR) y/o Esquemas de Protección del Sistema (EPS), será con cargo a la entidad que generó el disturbio.

En caso de que se realice una si la libranza y esta modifique las condiciones normales de operación de la RNT o RGD y ante la ocurrencia de una falla, se viera afectada la carga, la afectación será con cargo dueño del activo que falló, siempre y cuando el Centro del Control que autorizó dicha libranza haya informado de este riesgo, en caso contrario la responsabilidad será para el Centro de Control que autorizó la libranza, dejando sin efecto el punto 1.3 del presente procedimiento.

6.2. Responsabilidades de interrupción del suministro eléctrico originado por disturbios.

Cuando la Interrupción sea causada por disturbios en la RNT y/o RGD, la responsabilidad de interrupción del suministro eléctrico será asignada al responsable del equipo donde se generó el disturbio. En caso de evolución del disturbio por libramiento incorrecto de la falla, las afectaciones adicionales deberán ser responsabilidad de los propietarios de los elementos que operaron incorrectamente.

Cuando la interrupción del suministro eléctrico sea causada por disturbios en las instalaciones de particulares, la responsabilidad de la interrupción será del propietario de la instalación.

6.3. Criterios específicos para la asignación de responsabilidades de interrupción del suministro eléctrico a cada entidad de las enunciadas en el alcance de este procedimiento

La Responsabilidad de Interrupción del suministro eléctrico es asignada a los Transportistas

- a) Por el incumplimiento en la fecha de entrega de las obras comprometidas con el Integrante de la Industria Eléctrica

correspondiente, salvo las excepciones establecidas en el código de red como caso fortuito o de fuerza mayor.

- b) Por fallas en las instalaciones a cargo del Transportista, salvo que se compruebe que la causa de la interrupción fue originada por otro Integrante de la Industria Eléctrica.
- c) Por fallas en las instalaciones a cargo del Transportista, que interrumpa el suministro de energía eléctrica a la RGD.
- d) Cuando se genere una interrupción o se retrase su restablecimiento por una instrucción y/o maniobra indebida, tardía u omisión del operador de los Centros de Control del Transportista.
- e) Cuando se genere una interrupción o se retrase su restablecimiento por la ejecución de una maniobra indebida, tardía u omisión del personal de campo del Transportista.
- f) Por retraso en el restablecimiento de la RNT por estar fuera de servicio la estación maestra de alguno de sus Centros de Control.

La Responsabilidad de Interrupción del suministro eléctrico es asignada al Distribuidor

- a) Por fallas en las instalaciones a cargo del Distribuidor, salvo que se compruebe que la causa de la interrupción fue originada por otro Integrante de la Industria Eléctrica.
- b) Por disturbios en la RGD que evolucionen en afectaciones a instalaciones que estén a cargo de Transportista, siempre y cuando las operaciones de respaldo operen correctamente.
- c) Por retraso en el restablecimiento de la RGD por estar fuera de servicio alguna estación maestra de sus Centros de Control.
- d) Por retraso en el restablecimiento de la RNT y/o RGD por estar fuera de servicio los Sistemas de Comunicación y Control que estén dentro de los activos del Distribuidor.
- e) Cuando se genere una interrupción o se retrase su restablecimiento por una instrucción y/o maniobra indebida, tardía u omisión del operador de alguno de los Centros de Control del Distribuidor.
- f) Cuando se genere una interrupción o se retrase su restablecimiento por la ejecución de una maniobra indebida, tardía u omisión del personal de campo perteneciente al Distribuidor.

Interrupción del suministro eléctrico debido al Cenace

- a) Cuando la interrupción del servicio sea causada por eventos operativos o disturbios de la RNT y/o RGD, cuyo origen pueda demostrarse que fue generado por la planeación inadecuada del Control Operativo del Sistema.
- b) Cuando se genere una interrupción o se retrase su restablecimiento por una instrucción incorrecta, tardía u omisión del operador del Cenace.
- c) Si la interrupción se origina por una falla provocada por omisión o deficiencia en la programación de licencias en la RNT y/o RGD, administradas por el Cenace.
- d) Si el retraso en el restablecimiento del suministro eléctrico es ocasionado por estar fuera de servicio la estación maestra del Cenace.
- e) Cuando la interrupción del suministro eléctrico sea causada por eventos operativos o disturbios en el SEN, cuyo origen fue generado por deficiencias en el despacho de las unidades disponibles del sistema.

Interrupción del suministro eléctrico debido al Generador

- a) Si por salida forzada y/o disparo originado por falla propia de una o varias unidades de generación se causa un disturbio que implique tiro de carga manual o la operación de un EPS y/o EAR.
- b) Por retraso durante el arranque y sincronización de una o varias unidades generadoras especificadas para arranque negro con el sistema eléctrico listo para iniciar el proceso de restablecimiento.
- c) Por retraso en el restablecimiento del suministro eléctrico debido a los tiempos de maniobra para restituir las instalaciones de las unidades de Generación a su condición normal de operación después de un disturbio.
- d) Por retraso en la entrada de generación, una vez emitida la instrucción del Cenace.
- e) Si se ocasiona la interrupción del suministro eléctrico por la ocurrencia de deficiencias en el suministro de los energéticos.

Interrupción del suministro eléctrico debido a los Centros de Carga o Suministradores.

- a) Si la Interrupción del suministro eléctrico es originada dentro de sus instalaciones y afecta la RNT y/o RGD, a menos que se compruebe que la causa de la interrupción fue originada por otro Integrante de la Industria Eléctrica.
- b) Por retraso debido a la ejecución inadecuada y/o inoportuna de maniobras por los Centros de Carga instruidas por el Centro de Control.

Elaboración de la cédula de asignación de responsabilidades (cuarto documento del análisis final del disturbio). Con base a los criterios de asignación establecidos se concilian las responsabilidades y se elabora y formaliza la cédula de asignación correspondiente con el siguiente formato:

CÉDULA DE ANÁLISIS Y ACUERDOS DE LOS CARGOS DEL SAIDI EN LA QUE INTERVIENEN DOS O MAS ENTIDADES

ZONA DE DISTRIBUCIÓN: _____ FECHA DEL EVENTO: _____
 ZONA DE TRANSMISIÓN: _____ INSTALACIÓN: _____

EVENTO	INTERRUPCIÓN	HORARIO		DURACIÓN TOTAL EN MINUTOS	PROTECCIÓN OPERADA	SERVICIOS IMPORTANTES AFECTADOS	CARGA AFECTADA EN MW	USUARIOS AFECTADOS	MINUTOS USUARIO	CARGO A LA ENTIDAD
		SALE	ENTRA							
								TOTAL	-	

CAUSAS DE LA INTERRUPCIÓN DE ACUERDO AL ANÁLISIS CAUSA RAÍZ

MEDIDAS CORRECTIVAS Y COMENTARIOS	FECHA		RESPONSABLE	
	PROGRAMADA	REALIZADA	NOMBRE	ENTIDAD

ASIGNACIÓN DE LAS APORTACIONES EN MINUTOS USUARIO Y SAIDI

CARGO A DISTRIBUCIÓN: Demua: _____ CARGO A TRANSMISIÓN: Demua: _____
 CARGO A GENERACIÓN: Demua: _____ CARGO A CENACE: Demua: _____

VISTO BUENO DE LAS PARTES

<p>POR DISTRIBUCIÓN</p> <hr/> <p>Nombre: XX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX Puesto: XX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX</p>	<p>POR TRANSMISIÓN</p> <hr/> <p>Nombre: XX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX Puesto: XX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX</p>
<p>POR GENERACIÓN</p> <hr/> <p>Nombre: XX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX Puesto: XX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX</p>	<p>POR CENACE</p> <hr/> <p>Nombre: XX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX Puesto: XX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX</p>
<p>POR CENTRO DE CARGA</p> <hr/> <p>Nombre: XX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX Puesto: XX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX</p>	<p>POR SUMINISTRADOR</p> <hr/> <p>Nombre: XX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX Puesto: XX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX XXXX</p>

LUGAR Y FECHA DE ELABORACIÓN: _____

MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Objetivo

El presente Manual Regulatorio tiene como objetivo definir los requerimientos técnicos para la interconexión de las Centrales Eléctricas al SEN, manteniendo en todo momento la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, así como garantizar condiciones justas de competencia en el MEM.

Aspectos regulatorios

Los requerimientos de aplicación general que debe establecer el Cenace de conformidad con el presente Manual Regulatorio están sujetos a la aprobación de la CRE.

En la aplicación del presente Manual Regulatorio, se buscan alcanzar los siguientes objetivos específicos:

- a. Aplicar los principios de proporcionalidad y no discriminación;
- b. Garantizar la transparencia;
- c. Aplicar el principio de optimización entre la mayor eficiencia general y el menor costo total para todas las partes implicadas;
- d. Respetar la responsabilidad asignada al Cenace para garantizar la seguridad de la red, incluidas las disposiciones requeridas por la legislación nacional;
- e. Consultar al Transportista o Distribuidor y tener en cuenta el posible impacto en sus redes; y
- f. Tener en cuenta las especificaciones y las normas técnicas aplicables.

Obligaciones de confidencialidad

Cualquier información recibida, intercambiada o transmitida en virtud del presente Manual Regulatorio estará sujeta a las obligaciones de confidencialidad y secreto profesional.

La obligación de secreto profesional será aplicable a toda persona, la CRE o entidad sujeta a las disposiciones del presente Manual Regulatorio.

La información confidencial recibida por las personas, la CRE o entidades mencionadas en el apartado anterior durante el ejercicio de sus deberes no podrá divulgarse a ninguna otra persona u autoridad, sin perjuicio de los casos cubiertos por el derecho nacional, el resto de disposiciones del presente Manual Regulatorio u otra legislación nacional pertinente.

Sin perjuicio de los casos cubiertos por el derecho nacional, la CRE, las entidades o las personas que reciban información confidencial con arreglo al presente Manual Regulatorio podrán utilizarla únicamente a efectos del ejercicio de sus deberes.

Estructura

Este Manual Regulatorio consta de 9 capítulos referidos en este orden:

Capítulo 1: Alcance y aplicación

Capítulo 2: Requerimientos de interconexión ante variaciones de frecuencia de la red y regulación primaria.

Capítulo 3: Requerimientos de interconexión ante variaciones de tensión de la red

Capítulo 4: Requerimientos de interconexión para control de tensión en condiciones dinámicas o de falla

Capítulo 5: Requerimientos de interconexión para restauración del SEN

Capítulo 6: Requerimientos de interconexión para administración del SEN

Capítulo 7: Requerimientos de interconexión relativos a la Calidad de la Potencia

Capítulo 8: Monitorio de Conformidad

Capítulo 9: Tecnologías Emergentes

Capítulo 1. Alcance y aplicación

1.1 Aplicabilidad de los requerimientos

Los requerimientos del presente Manual Regulatorio son de aplicación para todas las Centrales Eléctricas que pretendan la interconexión al SEN.

Las Centrales Eléctricas que, a la fecha de la publicación en el DOF del presente Código de Red, hayan sido notificadas por el Cenace de los resultados de su Estudio de Instalaciones, no estarán sujetas a los requerimientos establecidos en este Manual Regulatorio.

La Central Eléctrica de tipo A, que se define en el punto 1.2 de este Manual Regulatorio, debe cumplir con los requerimientos de interconexión ante variaciones de frecuencia, además de cualquier requerimiento que le aplique conforme a la “*Ley de la Industria Eléctrica*” publicada en el DOF del 11/08/2014, las “*Bases del Mercado*” publicadas en el DOF del 08/09/2015, el “*Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW*” publicado en el DOF del 15/12/2016 y la Resolución RES/142/2017 publicada en el DOF del 07/03/2017. Por lo tanto, los requerimientos de este Manual Regulatorio son de obligación para las Centrales Eléctricas de tipo B, C y D.

Finalmente, las Centrales Eléctricas por contar con tecnología limitada y deberá estar justificado al Cenace y tecnologías emergentes, a las que se refiere el Título 2 de este Manual Regulatorio.

1.2 Clasificación de las Centrales Eléctricas

La Central Eléctrica debe cumplir los requerimientos según su Capacidad Instalada Neta de conformidad con las categorías mostradas en la Tabla 1.2, y según sea síncrona o asíncrona.

Áreas síncronas	Central Eléctrica tipo A	Central Eléctrica tipo B	Central Eléctrica tipo C	Central Eléctrica tipo D
Sistema Interconectado Nacional	$P < 0.5 \text{ MW}$	$0.5 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$10 \text{ MW} \leq P < 30 \text{ MW}$	$P \geq 30 \text{ MW}$
Sistema Baja California	$P < 0.5 \text{ MW}$	$0.5 \text{ MW} \leq P < 5 \text{ MW}$	$5 \text{ MW} \leq P < 20 \text{ MW}$	$P \geq 20 \text{ MW}$
Sistema Baja California Sur	$P < 0.5 \text{ MW}$	$0.5 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$3 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$
Sistema Interconectado Mulegé	$P < 0.5 \text{ MW}$	$0.5 \text{ MW} \leq P < 1 \text{ MW}$	$1 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$P \geq 3 \text{ MW}$

Tabla 1.2: Clasificación de una Central Eléctrica según su Capacidad Instalada Neta

A modo de aclaración, se distingue entre Capacidad Instalada Neta (capacidad máxima en el punto de interconexión) y la Capacidad de Generación Máxima Bruta (MW), a la salida de los bornes de la Central Eléctrica, que se requiere en el Permiso de Generación de la CRE (RES/182/2015).

Capítulo 2 Requerimientos de interconexión ante variaciones de frecuencia de la red y regulación primaria

2.1 Definición de las zonas de frecuencia con requerimiento mínimo de operación sin desconexión de la red

Por área síncrona, distinguiendo 2 áreas síncronas, la primera conformada por los sistemas SIN y SIBCA, y la segunda por los sistemas SIBCS y SIM, se determinan los tiempos mínimos que la Central Eléctrica debe de permanecer en operación, sin desconectarse, según la Tabla 2.1:

Área síncrona	Rango de frecuencias	Tiempo mínimo de operación	Zona
Sistema Interconectado Nacional y Sistema Baja California	$61.2 \text{ Hz} \leq f < 62 \text{ Hz}$	10 minutos	Zona 2
	$f1= 58.8 \text{ Hz} \leq f < f2=61.2 \text{ Hz}$	Ilimitado	Zona 1
	$57.5 \text{ Hz} \leq f < 58.8 \text{ Hz}$	10 minutos	Zona 2
Sistema Baja California Sur y Pequeño Sistema Mulegé	$61.8 \text{ Hz} \leq f < 63.0 \text{ Hz}$	15 minutos	Zona 3
	$61.3 \text{ Hz} \leq f < 61.8 \text{ Hz}$	30 minutos	Zona 2
	$58.8 \text{ Hz} \leq f < 61.2 \text{ Hz}$	Ilimitado	Zona 1
	$58.2 \text{ Hz} \leq f < 58.8 \text{ Hz}$	30 minutos	Zona 2
	$57.0 \text{ Hz} \leq f < 58.2 \text{ Hz}$	15 minutos	Zona 3

Tabla 2.1: Tiempos mínimos en los que una Central Eléctrica debe operar con frecuencias de red diferentes del valor nominal, sin desconectarse

- i. Los tiempos especificados son acumulativos e independientes en cada rango de frecuencia;
- ii. Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica, son económica y técnicamente factibles rangos más amplios de frecuencia o tiempo, a los indicados en la Tabla 2.1, estos no deberán limitarse y podrán ser solicitados por el Cenace para preservar o restablecer la seguridad del sistema; y

Los rangos de frecuencia y tiempo por evento en los que las Centrales Eléctricas deberán mantenerse interconectadas a la red, serán definidos por el Cenace mediante sus esquemas de baja y alta frecuencia, los cuales respetarán los rangos especificados en la Tabla 2.1.

2.2 Requerimientos generales de interconexión ante variaciones de frecuencia de la red para Centrales Eléctricas tipo B

2.2.1 Respuesta ante rapidez de cambio de frecuencia:

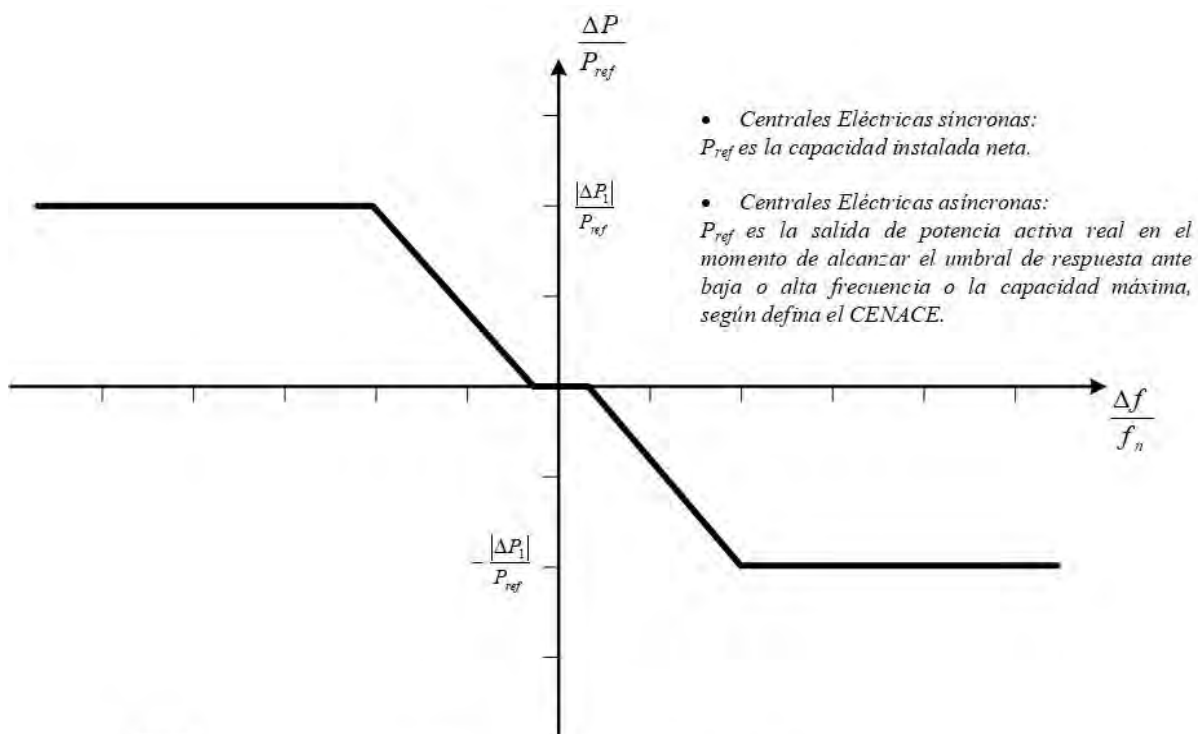
- i. En relación a la variación de la frecuencia eléctrica en el punto de interconexión, las Centrales Eléctricas deberán mantenerse interconectadas a la red y operando con normalidad aun cuando la frecuencia presente cambios con rapidez (ROCOF, por sus siglas en inglés) de hasta **2 Hz/s** para Centrales Eléctricas síncronas y **de 2.5 Hz/s** para Centrales Eléctricas asíncronas, determinada por diferencia en

mediciones de 1 segundo. Este requerimiento se podrá adecuar en el caso de alguna Central Eléctrica particular que tecnológicamente lo justifique de manera satisfactoria; y

- ii. Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica, es económica y técnicamente factible operar ante razones de cambio de la frecuencia respecto al tiempo más amplias, éstas no deberán limitarse y podrán ser solicitadas por el Cenace para preservar o restablecer la seguridad del sistema.

2.2.2 Control primario de frecuencia

- i. La Central Eléctrica debe proveer una respuesta de potencia activa a la frecuencia de acuerdo a la Figura 2.2.2.A y con los parámetros especificados por el Cenace dentro de los rangos de la Tabla 2.2.2.A.
- ii. Los rangos definidos en la Tabla 2.2.2.A deben ser configurables o ajustables a solicitud del Cenace; la elección de los parámetros especificados durante los Estudios de Impacto por el Cenace debe tomar en cuenta las posibles limitaciones de las tecnologías;



Donde:

P_{ref} es la potencia activa de referencia con la que se relaciona ΔP .

ΔP es el cambio en la salida de potencia activa de la Central Eléctrica.

f_n es la frecuencia nominal (60 Hz) de la red, y

Δf es la desviación de frecuencia de la red.

Figura 2.2.2.A Control primario de frecuencia de la Central Eléctrica

Parámetros		Rangos
Intervalo de potencia activa en relación con la P_{ref}	$\frac{ \Delta P_1 }{P_{ref}}$	3 - 10 %
Insensibilidad propia del control de respuesta a la frecuencia	$ \Delta f_1 $	5 - 15 mHz
	$\frac{ \Delta f_1 }{f_n}$	0.008 - 0.025 %
Banda muerta de respuesta a la frecuencia		±30 mHz
Característica de regulación		3 - 8 %
Tiempo máximo de retardo a la respuesta (CE Sincronas)		2 segundos
Tiempo máximo de retardo a la respuesta (CE Asíncronas)		< 2 segundos
Tiempo máximo de respuesta		30 segundos

Tabla 2.2.2.A: Parámetros de respuesta de la potencia activa del control primario de frecuencia

- iii. En caso de alta frecuencia, la respuesta de la potencia activa está restringida por el límite mínimo de regulación para cada tecnología, de acuerdo a la Tabla 2.2.2.B.

Tecnología de la Central Eléctrica y su tipo principal de combustible	Rango de regulación de potencia activa en relación a la potencia de referencia (%)
Carboeléctrica a base de carbón pulverizado	35 - 100
Termoeléctrica a base de combustóleo	20 - 100
Termoeléctrica a base de gas	20 - 100
Termoeléctrica a base de biogás	35 - 100
Termoeléctrica a base de paja o madera	50 - 100
Carboeléctrica a base de carbón sólido	50 - 100
Termoeléctrica a base de biomasa	70 - 100
Motor de gas	50 (35 % al menos 5 minutos) - 100
Turbina de gas	50 - 95
Ciclo combinado ^{1/}	50 - 95

Tecnología de la Central Eléctrica y su tipo principal de combustible	Rango de regulación de potencia activa en relación a la potencia de referencia (%)
	(no contribuye a la respuesta ante variaciones de frecuencia por ser dependiente de la producción de vapor de los recuperadores de calor, se propone eliminar)
Motor Diésel	50 (20 % al menos 5 <i>minutos</i>) - 100
Central Geotérmica	50 - 100
Central eólica	0 - 100
Central fotovoltaica	0 - 100
Hidroeléctrica	0 - 100
Nucleoeléctrica	50 - 100

¹⁷ Los Rangos de Regulación de Potencia Activa cuando la Central Eléctrica esté operando con medio ciclo, serán acordados entre la Central Eléctrica y el CENACE.

Tabla 2.2.2.B: Rango de Regulación de Potencia Activa referido a la potencia de referencia de la Central Eléctrica.

- iv. En caso de baja frecuencia, la respuesta de potencia activa está limitada por la Capacidad Instalada Neta de la Central Eléctrica. La entrega real de potencia activa dependerá de las condiciones ambientales y operativas, en particular ante limitaciones cerca de la Capacidad Instalada Neta ante baja frecuencia y la disponibilidad de la fuente primaria de energía;
- v. Para asegurar una adecuada regulación de la frecuencia, la Central Eléctrica debe mantener la respuesta de potencia activa, al menos por encima de la línea sólida que se define en la Figura 2.2.2 A, de acuerdo con los parámetros especificados por el Cenace dentro de los rangos definidos por la Tabla 2.2.2.A. La combinación de la elección de los parámetros especificados por el Cenace debe tomar en cuenta las posibles limitaciones de las tecnologías;
- vi. Si algunas tecnologías tienen una capacidad de respuesta menor a 2 *segundos*, el Cenace solicitará este tiempo de respuesta para beneficio del SEN; y

2.2.3 Respuesta ante alta frecuencia:

- i. La Central Eléctrica debe activar su control sobre la potencia activa en respuesta a una condición de alta frecuencia como se muestra en la Figura 2.2.2A. Este control debe activarse a partir de que exista una variación positiva de frecuencia que sobrepase la insensibilidad propia del control definida en la Tabla 2.2.2 A como en 60.2 *Hz*, con una

característica de regulación seleccionable entre 3 % y 8 %. El ajuste de la característica de regulación lo definirá el Cenace conforme a la necesidad del sistema. La respuesta de potencia activa debe ser activada en menos de 2 *segundos*, en caso de no ser técnicamente factible este tiempo debe ser razonablemente justificado.

- ii. La Central Eléctrica debe operar en forma estable durante el modo de respuesta a alta frecuencia. Cuando dicho modo este activo, su valor de consigna debe prevalecer sobre cualquier otro valor de consigna.

2.2.4 Respuesta ante baja frecuencia

- i. La Central Eléctrica debe activar su control de la potencia activa en respuesta a una condición de baja frecuencia como se muestra en la Figura 2.2.2.A. Este control debe activarse a partir de que exista una variación negativa de frecuencia que sobrepase la insensibilidad propia del control definida en la Tabla 2.2.2.A, con una característica de regulación en el rango de 3 % a 8 %. El ajuste de la característica de regulación lo definirá el Cenace de acuerdo a la necesidad del SEN y cuando la Central Eléctrica no esté en línea, por ejemplo, en la siguiente salida por mantenimiento. La Central Eléctrica debe proveer un incremento de potencia activa hasta su Capacidad Instalada Neta. La entrega real de potencia activa dependerá de las condiciones ambientales y operativas, en particular ante limitaciones cerca de la Capacidad instalada ante baja frecuencia y la disponibilidad en tiempo real de la fuente primaria de energía o a la Capacidad instalada de la Central Eléctrica. La respuesta de potencia activa debe ser activada en menos de 2 *segundos*, en caso de no ser técnicamente factible este tiempo debe ser razonablemente justificado; y
- ii. Dado que la entrega real de potencia activa dependerá de las condiciones ambientales y operativas, en particular ante limitaciones cerca de la Capacidad instalada y la disponibilidad en tiempo real de la fuente primaria de energía ante baja frecuencia, las Centrales Eléctricas Asíncronas deberán participar en la regulación primaria ante baja frecuencia entregando potencia activa en el punto de interconexión en tanto las condiciones ambientales como operativas lo permitan, entendiéndose como condición ambiental aquella en que la generación de energía es posible de conformidad con la disponibilidad de la fuente primaria de energía, y entendiéndose como condición operativa, aquella en que este tipo de Centrales hayan recibido previamente una instrucción por parte del Cenace de generar por debajo de su potencia de referencia. Dicha instrucción solo podrá emitirse en los momentos de declaratoria de estado operativo de Alerta y Emergencia del sistema; y
- iii. Una operación estable durante condiciones de baja frecuencia debe ser asegurada por la Central Eléctrica. Cuando dicho modo este activo, su valor de consigna debe prevalecer sobre cualquier otro valor de consigna.

2.2.5 Restricción parcial o total de potencia activa a solicitud del Cenace

- i. La Central Eléctrica debe estar equipada con una interfaz lógica (puerto de entrada) que permita recibir instrucciones para detener la aportación total de potencia activa en menos de 5 *segundos*. Esta restricción prevalecerá mientras no exista una confirmación del Cenace para reactivar la aportación de potencia activa a la red. Las condiciones de aportación se ajustarán al apartado 2.2.8 de este Manual Regulatorio.

2.2.6 Control de potencia activa y su rango de control:

- i. La Central Eléctrica debe ajustar el valor de consigna de potencia activa como le sea instruido por el Cenace. La Central Eléctrica implementará el valor de consigna con una rampa previamente definida entre el Cenace y la Central Eléctrica, durante los Estudios de Impacto.

2.2.7 Mantener la potencia activa constante respecto a cambios de frecuencia:

- i. La Central Eléctrica debe mantener constante su aportación de potencia activa, sin importar los cambios en la frecuencia, a menos que la salida de potencia siga los cambios definidos en términos del apartado 2.2.3.

2.2.8 Condiciones para reconexión automática

- i. La Central Eléctrica podrá interconectarse automáticamente a la red bajo las siguientes condiciones:
 - A. Frecuencia en el rango de 58.8 *Hz* a 60.2 *Hz* y tensión en el rango de ± 10 % del valor nominal al menos durante 5 *minutos*; y
 - B. Una rampa admisible máxima de incremento de potencia de 10 % de la Capacidad Instalada Neta de la Central Eléctrica por minuto.
- ii. La interconexión automática es permitida bajo las condiciones anteriores a menos que el Cenace especifique lo contrario.

2.2.9 Desconexión ante baja frecuencia

- i. La Central Eléctrica que no esté alimentando carga crítica, por ejemplo, plantas con rebombeo, debe desconectar su carga en caso de baja frecuencia de red cumpliendo con los ajustes definidos por el Cenace. El requerimiento mencionado en este inciso no se extiende a sus servicios auxiliares.

2.2.10 Tiempo máximo de respuesta por regulación de frecuencia entre su rango de regulación de potencia activa

La Central Eléctrica debe responder a la frecuencia desde el límite máximo de al límite mínimo de regulación de potencia activa mostrados en la Tabla 2.2.2.A, o viceversa, en un tiempo máximo de 15 minutos. Al especificar el tiempo, el Cenace tomará en cuenta el margen de potencia activa y la fuente primaria de energía de la Central Eléctrica. Dentro de los límites de tiempo especificados, el control de potencia activa no debe tener ningún impacto adverso en la respuesta a la frecuencia de la Central Eléctrica.

2.3 Requerimientos generales de interconexión ante variaciones de frecuencia de la red para Centrales Eléctricas tipo C

Aplican los requerimientos de interconexión para Centrales Eléctricas tipo B, excepto los apartados 2.2.5 y 2.2.8, que se refieren a mantener la potencia activa constante antes variaciones de frecuencia y la restricción total y parcial de la potencia activa a solicitud del Cenace, respectivamente.

2.3.1 Control secundario de frecuencia

- i. La Central Eléctrica tipo C debe contar con el equipamiento necesario para participar en la regulación secundaria de acuerdo a las características especificadas en el Manual del TIC, y la regulación aplicable en materia de la información.

2.3.2 Monitoreo de tiempo real del control primario y secundario de frecuencia

- i. En base a los estudios de interconexión o los requerimientos del Mercado Eléctrico Mayorista, el Cenace podrá solicitar el monitoreo de tiempo real del control primario y secundario de la frecuencia para supervisar la operación de respuesta de potencia activa a la frecuencia, supervisando las siguientes señales:
 - A. Señal de estado del control primario (activo/inactivo);
 - B. Consigna de potencia activa;
 - C. Valor actual de potencia activa;
 - D. Parámetros de ajuste actuales de respuesta de potencia activa a la frecuencia;
 - E. Rango de potencia activa en relación con la Capacidad instalada;
 - F. Característica de regulación;
 - G. Ajuste de insensibilidad de respuesta a la frecuencia;
 - H. Banda muerta de frecuencia;
 - I. Umbrales de desactivación de respuesta de potencia activa ante baja o alta frecuencia;

2.4 Requerimientos generales de interconexión ante variaciones de frecuencia de la red para Centrales Eléctricas tipo D

Aplican los requerimientos de interconexión para las Centrales Eléctricas tipo C), excepto el apartado 2.3.2, relativo al monitoreo en tiempo real del control primario y secundario de frecuencia.

2.4.1 Monitoreo de tiempo real del control primario y secundario de frecuencia:

- i. La Central Eléctrica tipo D deberá contar con el equipamiento necesario para el monitoreo y envío en tiempo real y de manera segura al Cenace la información correspondiente a la regulación primaria y secundaria de acuerdo a las características especificadas en el Manual de TIC. Al menos se requieren las señales definidas en el apartado 2.3.2 de este Manual Regulatorio.
- ii. En caso de ser necesario, el Cenace especificará señales adicionales y dispositivos de registro de fallas y monitoreo del comportamiento dinámico del sistema que debe proporcionar la Central Eléctrica tipo D, de acuerdo con las condiciones del SEN, durante el desarrollo de los Estudios de Impacto.

Capítulo 3 Requerimientos de interconexión ante variaciones de tensión de la red

3.1 Requerimientos generales de interconexión ante variaciones de tensión en la red para Centrales Eléctricas tipo B, C y D

Para las Centrales Eléctricas de tipo B, C y D aplican los especificados en las Tablas 3.1.A y 3.1.B:

- a. Rangos de tensión:
 - i. La Central Eléctrica debe mantenerse interconectada a la red y operar dentro de los rangos de tensión, en los tiempos, por evento, especificados en las Tablas 3.1.A y 3.1.B;
 - ii. Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica son económica y técnicamente factibles rangos más amplios de tensión o tiempos a los indicados en las Tablas 3.1.A y 3.1.B, estos no deberán limitarse y podrán ser solicitados por el Cenace para preservar o restablecer la seguridad del SEN, asegurando el mejor aprovechamiento de las capacidades técnicas de algunas tecnologías, siempre y cuando el Cenace durante el Estudio de Impacto.

Área síncrona	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación
----------------------	--	-----------------------------------

Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$V_{\max} \leq V < V_2$	30 minutos*
	$V_{\min} \leq V < V_{\max}$	Ilimitado
	$V_1 \leq V < V_{\min}$	30 minutos*

Tabla 3.1.A Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en SIN y SBC

Área síncrona	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación
Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$V_{\max} \leq V < V_2$	30 minutos*
	$V_{\min} \leq V < V_{\max}$	Ilimitado
	$V_1 \leq V < V_{\min}$	30 minutos*

Tabla 3.1.B Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en el SBCS y SIM (*) podría ser 15 minutos, si tenemos en cuenta la restricción de frecuencia de la Figura 1

$$V_{\max} = 1.05 V_{\text{nominal}}$$

$$V_{\min} = 0.95 V_{\text{nominal}}$$

3.2 Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas Síncronas tipo B

La Central Eléctrica Síncrona tipo B debe cumplir con los siguientes requerimientos relacionados con el control de tensión y potencia reactiva.

3.2.1 Capacidad de potencia reactiva para Centrales Eléctricas Síncrona tipo B

- i. La Central Eléctrica Síncrona tipo B debe tener la capacidad de mantener su potencia reactiva en un rango de factor de potencia de al menos 0.95 en atraso y 0.95 en adelante.

3.2.2 Sistema de control de tensión para Centrales Eléctricas Síncrona tipo B

- i. En relación con el sistema de control de tensión, la Central Eléctrica Síncrona tipo B debe estar equipada con un sistema de control automático de excitación permanente que pueda proporcionar una tensión constante en el punto de interconexión a una consigna seleccionable, sin causar inestabilidad en todo el rango de operación.

3.3 Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C

Aplican los requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas Síncronas de tipo B, más los siguientes:

3.3.1 Capacidad de potencia reactiva para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C

- i. Además de que la Central Eléctrica Síncrona tipo C deba tener la capacidad de mantener su potencia reactiva en un rango de factor de potencia de al menos 0.95 en atraso y adelanto en el punto de interconexión, durante la solicitud del Estudio de Impacto la Central Eléctrica podrán proponer aumentar este rango de potencia reactiva, teniendo en cuenta su interés en ofertar este Servicio Conexo al MEM. También el Cenace podrá proponer aumentar este rango teniendo en cuenta los requerimientos del MEM.

3.3.2 Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C

- i. La Central Eléctrica Síncrona tipo C debe cumplir el perfil $V-Q/P_{m\acute{a}x}$ de conformidad con la Figura 3.3.2 y la Tabla 3.3.2.
- ii. La Central Eléctrica Síncrona tipo C debe moverse a cualquier punto de operación dentro de su perfil $V-Q/P_{m\acute{a}x}$ en el tiempo definido por el Cenace durante los Estudios de Impacto.

Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	Rango máximo de $Q/P_{m\acute{a}x}$	Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente en (ρu)
Límite del Área Gris (opcional y no limitativo)	± 0.5	($V_{m\acute{a}x}$, $V_{m\acute{m}n}$)
Área Blanca (requerimiento mínimo obligatorio)	± 0.33	($V_{m\acute{a}x}$, $V_{m\acute{m}n}$)

Tabla 3.3.2: Parámetros del Área Blanca o Requerimiento Mínimo para Centrales Eléctricas Síncronas y Asíncronas

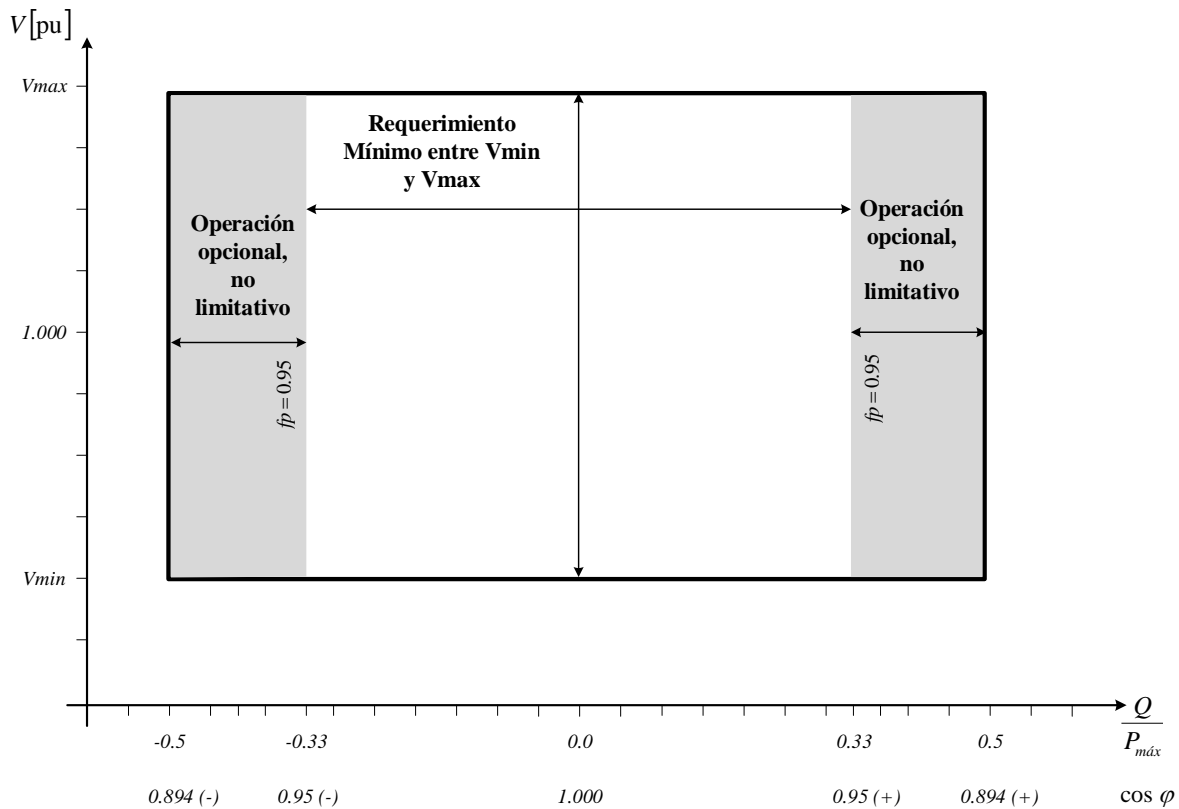


Figura 3.3.2 Diagrama V-Q/ $P_{máx}$ de una Central Eléctrica Síncrona

3.3.3 Capacidad de potencia reactiva cuando la potencia activa es menor a la potencia activa máxima para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C

- i. Cuando se opera la Central Eléctrica Síncrona tipo C a una salida de potencia activa por debajo de la potencia máxima ($P < P_{máx}$), esta debe operar en cada punto dentro de la curva de Capacidad P-Q de la Central Eléctrica, por lo menos hasta el nivel mínimo de la potencia activa (P_{min}).

La Figura 3.3.3 ejemplifica el requerimiento de potencia reactiva para una Central Eléctrica Síncrona tipo C tanto para la potencia máxima $P_{máx}$, como para una potencia activa menor a $P_{máx}$ y hasta P_{min} . La zona obligatoria se encuentra en blanco, acotada por los valores máximos y mínimos del rango de tensión. La zona gris no es obligatoria, sin embargo, si para alguna tecnología resulta factible no debe limitarse.

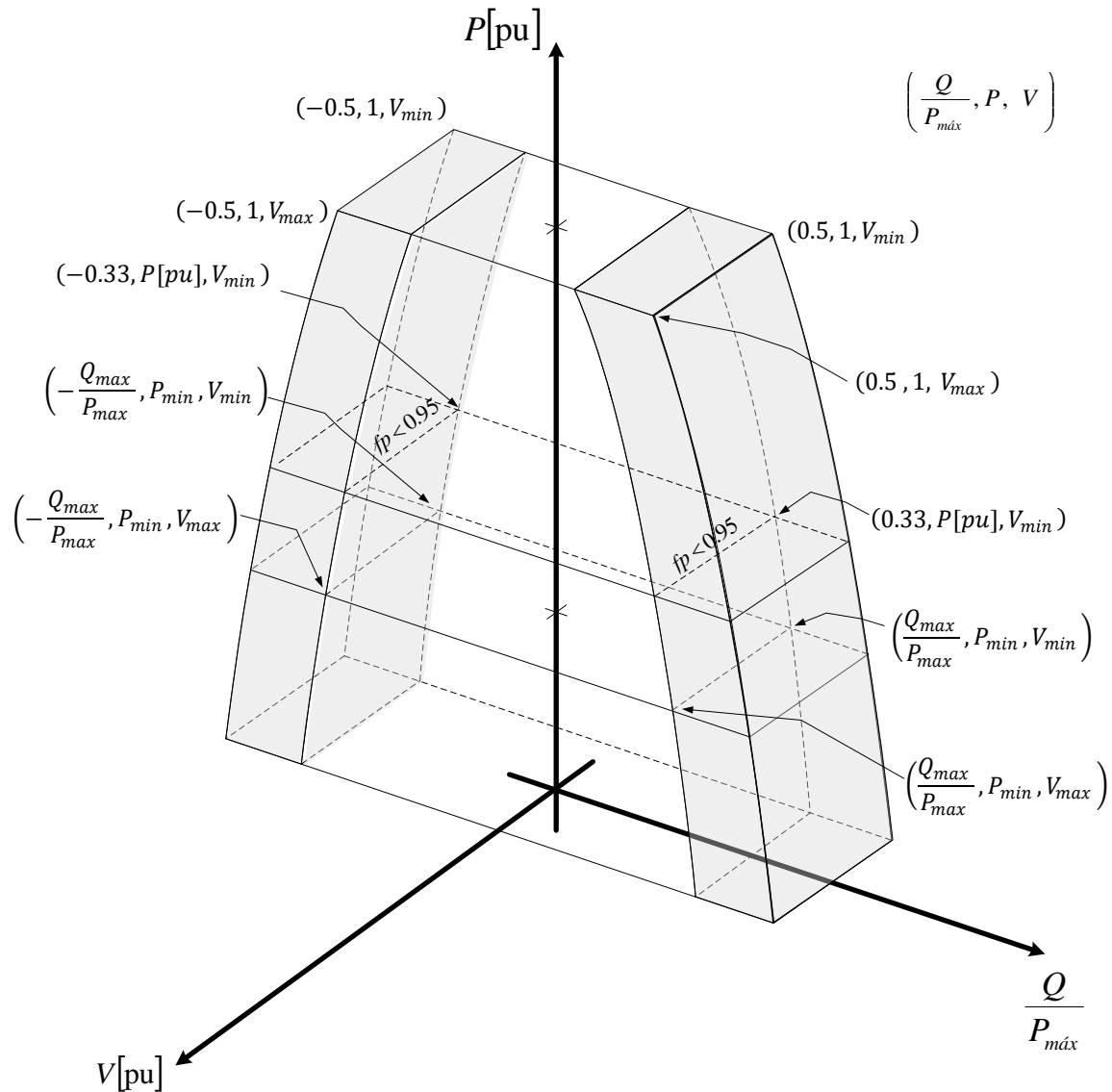


Figura 3.3.3: Diagrama V-P-Q/ $P_{m\acute{a}x}$ de una Central Eléctrica Síncrona.

3.3.4 Sistema de control de tensión para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C

- i. Los parámetros y ajustes de los componentes del sistema de control de tensión se acordarán entre la Central Eléctrica y el Cenace;
- ii. El acuerdo mencionado en el subinciso anterior se referirá a las especificaciones y el rendimiento del regulador automático de tensión (AVR) con respecto al comportamiento en régimen permanente y transitorio, así como las especificaciones y el rendimiento del sistema de control de excitación. Este último debe incluir:
 - A. Limitación de ancho de banda de la señal de salida, para asegurar que la respuesta de mayor frecuencia no pueda excitar oscilaciones torsionales en otras Centrales Eléctricas interconectadas a la red;

- B. Un limitador de baja excitación, para evitar que el *AVR* reduzca la excitación de la Central Eléctrica Síncrona tipo C a un nivel que podría poner en peligro la estabilidad síncrona;
 - C. Un limitador de sobreexcitación, que asegure que la Central Eléctrica Síncrona tipo C está funcionando dentro de sus límites de diseño (curva de Capacidad *P-Q*); y
 - D. La funcionalidad del sistema de estabilización de potencia (*PSS*), para atenuar las oscilaciones de potencia.
- iii. El Cenace y el propietario de la Central Eléctrica celebrarán un acuerdo con respecto a las capacidades técnicas de la Central Eléctrica Síncrona tipo C para ayudar a la estabilidad angular en condiciones de falla.

3.4 Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas Síncronas tipo D

Aplican los requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C, más los siguientes:

3.4.1 Sistema de control de tensión para Centrales Eléctricas Síncronas tipo D

La Central Eléctrica debe contar con los siguientes sistemas que permitan el funcionamiento continuo en caso de falla del dispositivo principal:

- i. Un regulador automático de tensión de respaldo (*AVR* respaldo); y
- ii. Sistema estabilizador de potencia de doble señal (*PSS* doble señal).

3.5 Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B

La Central Eléctrica Asíncrona de tipo B debe cumplir con los siguientes requerimientos relacionados con el control de tensión y potencia reactiva.

3.5.1 Capacidad de potencia reactiva para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B

- i. La Central Eléctrica Asíncrona tipo B debe tener la capacidad de mantener su potencia reactiva en un rango de factor de potencia de al menos 0.95 en atraso y 0.95 adelante.

3.5.2 Respuesta de corriente ante fallas simétricas para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B

- i. En caso de ser necesario, durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión el Cenace especificará que una Central Eléctrica Asíncrona

- tipo B proporcione respuesta rápida de soporte de tensión ante fallas simétricas (3 fases).
- ii. En base a los Estudios de Interconexión y los requerimientos del MEM, el Cenace especificará:
 - A. Cómo y cuándo se debe determinar una desviación de tensión, así como el valor final de la desviación de tensión;
 - B. Las características de la corriente de falla transitoria, incluido el dominio de tiempo para medir la desviación de tensión y la corriente de falla transitoria; y
 - C. La sincronización y precisión de la corriente de falla transitoria, que puede incluir varias etapas durante una falla y tras liberarla.

3.5.3 Respuesta de corriente ante fallas asimétricas para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B

- i. En caso de ser necesario, durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión, el Cenace especificará que una Central Eléctrica Asíncrona tipo B proporcione respuesta rápida de soporte de tensión ante fallas asimétricas (1 fase o 2 fases).

3.6 Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D

Aplican los requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas Asíncronas de tipo B, más los siguientes:

3.6.1 Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D

- i. La Central Eléctrica síncrona debe tener la capacidad de mantener su potencia reactiva en un rango de factor de potencia de al menos 0.95 en atraso y 0.95 en adelante en el punto de interconexión.
- ii. La Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D debe cumplir el perfil $V-Q/P_{máx}$ de conformidad con la Tabla 3.3.2 y Figura 3.3.3.
- iii. La Central Eléctrica Asíncrona de tipo C o D debe moverse a cualquier punto de operación dentro de su perfil $V-Q/P_{máx}$ en el tiempo definido por el Cenace durante los Estudios de Interconexión.

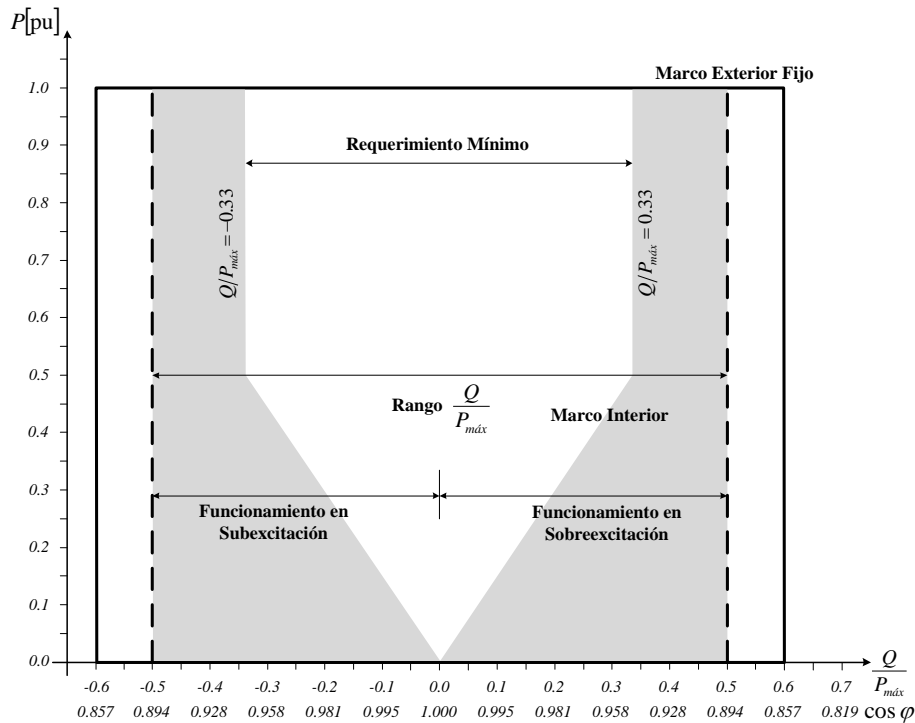


Figura 3.3.4: Diagrama P-Q/ $P_{m\acute{a}x}$ de una Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D

3.6.2 Capacidad de potencia reactiva debajo de la potencia máxima para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D

- i. La Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D debe moverse a cualquier punto de operación dentro de su perfil P - $Q/P_{m\acute{a}x}$ (Figura 3.3.5), en el tiempo definido por el Cenace; y
- ii. Cuando se opere a potencia activa por debajo de la potencia máxima ($P < P_{m\acute{a}x}$) y hasta la P_{min} la Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D debe proporcionar la potencia reactiva en cualquier punto de operación dentro la zona blanca de su perfil P - $Q/P_{m\acute{a}x}$ (Figura 3.3.5). En caso de que alguna de las Unidades de la Central Eléctrica no esté técnicamente disponible, es decir, que estén fuera de servicio por mantenimiento u otra indisponibilidad, se permite una capacidad reducida de potencia reactiva, teniendo en cuenta las disponibilidades técnicas.
- iii. La zona gris no es obligatoria, sin embargo, si para alguna tecnología resulta factible no deberá limitarse.

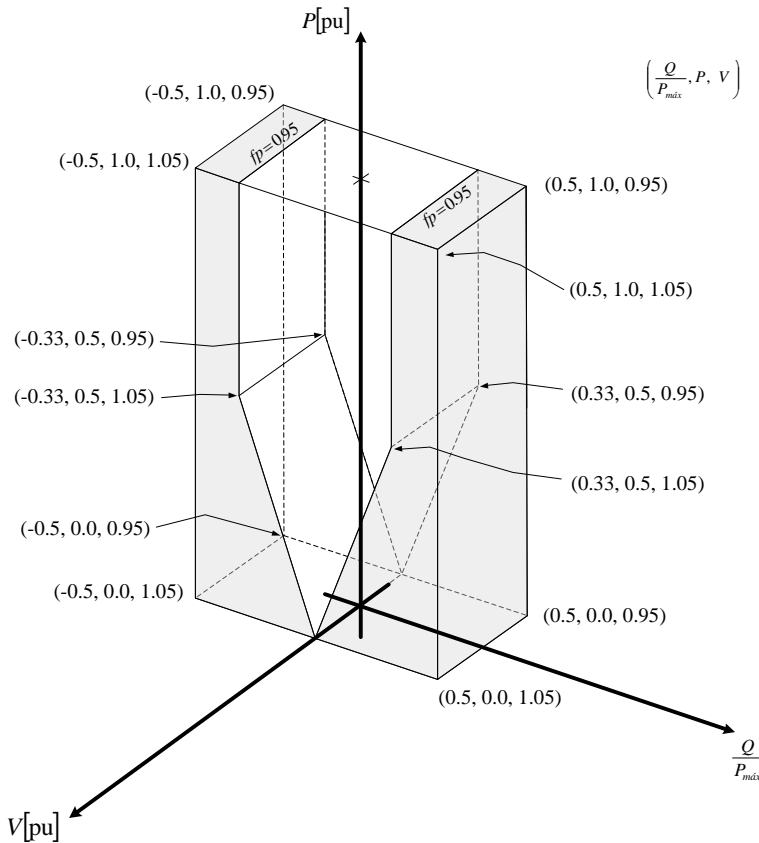


Figura 3.3.5: Diagrama V-P-Q/ $P_{\text{máx}}$ de una Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D.

3.6.3 Modos de control de potencia reactiva automático para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D

- i. La Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D debe regular la potencia reactiva automáticamente por cualquiera de los modos de control: control de tensión, control de potencia reactiva o control de factor de potencia. El Cenace durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión definirá la prioridad de regulación automática en uno de los 3 modos de control; A efectos del modo de control de tensión, la Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D debe contribuir al control automático de la tensión mediante la entrega de potencia reactiva a la red con un rango de consigna de tensión de al menos 0.95 a 1.05 pu, en pasos no superiores a 0.01 pu, con una pendiente definida por el Cenace, durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión, en pasos no mayores que 0.5 %, La consigna puede ser operada con o sin una banda muerta definida por el Cenace en un rango de 0 a $\pm 5\%$ de la tensión nominal de la red en pasos no mayores de 0.5 %;
- ii. A efectos del modo de control de potencia reactiva, la Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D debe alcanzar la consigna solicitada por el Cenace

con una configuración de pasos no mayores de 10 *MVAR* o 5% (lo que sea menor) de la potencia reactiva máxima;

- iii. A efectos del modo de control de factor de potencia, la Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D debe controlar el factor de potencia automáticamente dentro del rango de potencia reactiva requerida, especificada y acotada por la zona blanca de la Figura 8 con un factor de potencia objetivo en pasos no mayores que 0.01; e
- iv. Tras una variación de tensión, la Central Eléctrica Asíncrona deberá, cuando lo requiera el Cenace, cumplir con un 90 % de la variación de la salida de potencia reactiva en un tiempo t_1 entre 1 y 5 segundos, además de estabilizarse en el valor definido por la pendiente dentro de un tiempo t_2 entre 5 y 60 segundos, con una tolerancia de la potencia reactiva en régimen permanente no superior al 5 % de la potencia reactiva máxima. Si no es posible cumplir con estos parámetros de operación se podrá entregar una justificación técnica para revisión del Cenace donde se demuestre el impacto de la topología y componentes que integren la Central Eléctrica, y a aprobación de excepción de cumplimiento de la CRE.

3.6.4 Prioridad del modo de control de potencia reactiva para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D

- i. El Cenace especificará el modo de control prioritario durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión. Los modos de control especificados deben estar disponibles y deben ser seleccionables a petición del Cenace.

3.6.5 Prioridad del control de potencia activa y potencia reactiva durante fallas para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D

- i. El Cenace especificará durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión si la contribución de potencia activa o la contribución de potencia reactiva tiene prioridad durante fallas. Si se da prioridad a la contribución de la potencia activa, esta disposición ha de establecerse a más tardar 0.25 *segundos* desde el inicio de la falla.

3.6.6 Amortiguamiento de oscilaciones de potencia para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D

- i. En base a los Estudios de Interconexión y los requerimientos del MEM, si es requerido por el Cenace, la Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D contribuirá a amortiguar las oscilaciones de potencia, en los tiempos definidos en la Tabla 2.2.2.A.

Capítulo 4 Requerimientos de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla

4.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B

La Central Eléctrica tipo B debe cumplir con los requerimientos relacionados con el control de tensión en condiciones dinámicas o de falla.

4.1.1 Respuesta ante fallas para Centrales Eléctricas tipo B

- i. En cuanto a la respuesta ante condiciones dinámicas o de falla, la Central Eléctrica tipo B debe permanecer interconectada y en operación estable mientras la tensión permanezca dentro la zona permitida (Zona A o zona gris) mostrada en la Figura 4.1.1 A (Tabla 4.1.1 A):

Punto de operación	Parámetros de tiempo t [segundos]	Parámetros de tensión V[pu]
P _{B1}	0.00	0.00
P _{B2}	0.25	0.00
P _{B3}	0.25	0.70
P _{B4}	0.70	0.70
P _{B5}	1.50	0.90
P _{A1}	0.00	1.20
P _{A2}	0.20	1.20
P _{A3}	0.20	1.10

Tabla 4.1.1.A: Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.1.1.A para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas Síncronas de tipo B y C, respectivamente, ante condiciones dinámicas o de falla.

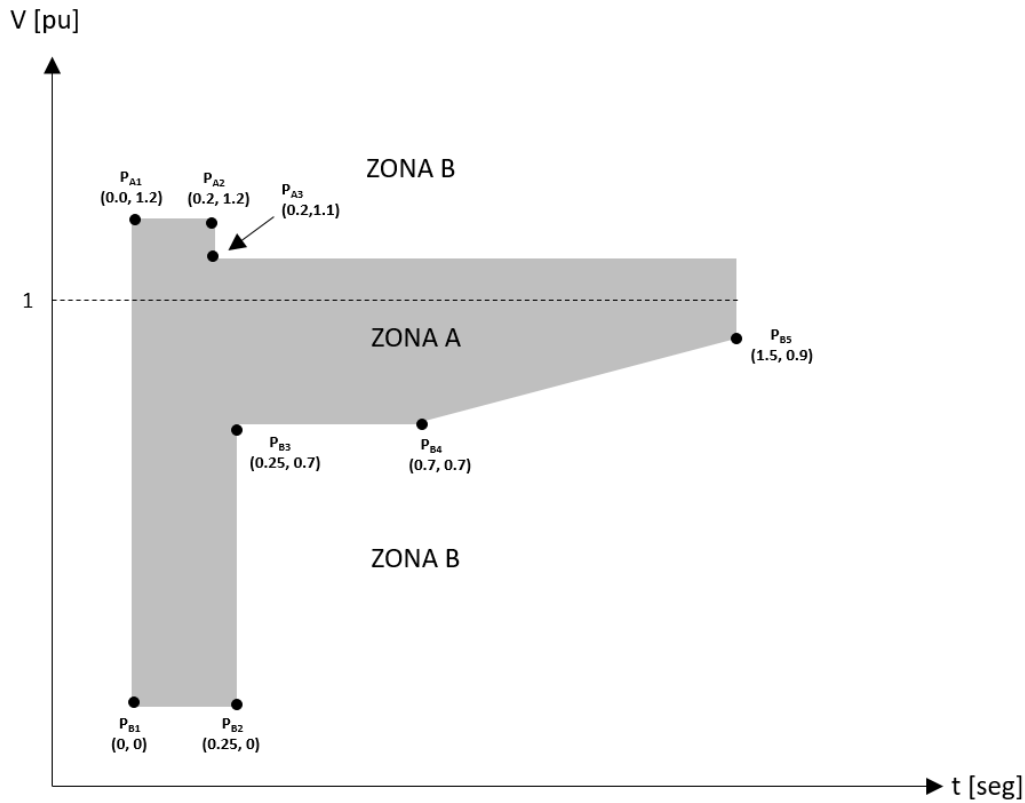


Figura 4.1.1.A: Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Sincronas tipo B y C (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla).

Punto de operación	Parámetros de tiempo t [segundos]	Parámetros de tensión V [pu]
P_{B1}	0.00	0.00
P_{B2}	0.40	0.00
P_{B3}	0.55	0.35
P_{B4}	0.70	0.70
P_{B5}	1.50	0.90
P_{A1}	0.00	1.20
P_{A2}	0.20	1.20
P_{A3}	0.20	1.10

Tabla 4.1.1.B: Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.1.1.B para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas Asíncronas de tipo B y C ante condiciones dinámicas o de falla.

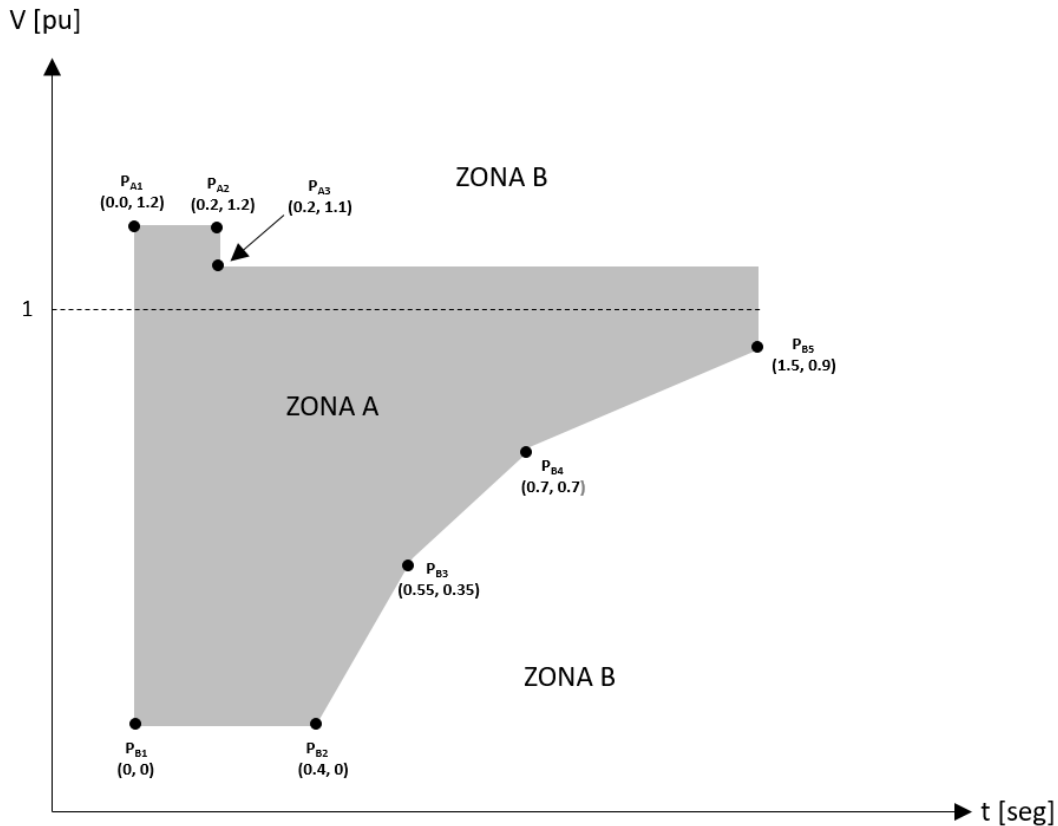


Figura 4.1.1.B: Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B y C (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla).

- ii. La zona de operación permitida (Zona A) debe estar expresada entre el límite inferior y superior de las tensiones de fase a fase del SEN, durante una falla, en función del tiempo, antes, durante y después de la falla;
- iii. Los esquemas de protección y sus ajustes para fallas internas deben ser diseñados para asegurar la continuidad y no comprometer la respuesta de la Central Eléctrica ante condiciones dinámicas o de falla; y
- iv. Tanto la protección de baja tensión como la zona de operación permitida deben ser ajustadas por la Central Eléctrica en el rango más amplio que sea técnicamente factible para la Central Eléctrica, a menos que el Cenace requiera un rango menor. Los ajustes definidos deben ser justificados técnicamente por la Central Eléctrica.

4.1.2 Recuperación de potencia activa post falla para Centrales Eléctricas tipo B

- i. La Central Eléctrica tipo B deberá contar con equipo de control para ajustar los tiempos y rampas para la entrega de potencia activa post falla, y cumplir con los siguientes requerimientos determinados por el Cenace durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión:

A. El comienzo de la entrega de potencia activa post falla,

- B. La magnitud y precisión para la entrega de potencia activa; y
- C. El tiempo máximo permitido para la entrega de potencia activa.

4.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C

Aplican los requerimientos de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla para Centrales Eléctricas tipo B, más los siguientes:

4.2.1 Estabilidad en estado estable para Centrales Eléctricas tipo C

- i. En caso de oscilaciones de potencia, la Central Eléctrica tipo C debe mantener la estabilidad de estado estable cuando opere en cualquier punto operativo de la curva de Capacidad; y
- ii. La Central Eléctrica tipo C debe permanecer interconectada a la red y funcionar sin reducción de potencia, siempre que la tensión y la frecuencia permanezcan dentro de los límites especificados, sujeto a la disponibilidad en tiempo real de la fuente primaria de energía.

4.2.2 Capacidad de aportación de corriente para Centrales Eléctricas tipo C

- i. La Central Eléctrica Síncrona tipo C interconectada en tensiones mayores a 69 kV debe tener capacidad de corto circuito ante fallas cercanas al punto de interconexión mayor a 2 veces la corriente nominal de la Central. En caso que de no ser económica técnicamente factible esta capacidad de corto circuito para alguna tecnología debe ser razonablemente justificada.

La Central Eléctrica Asíncrona tipo C interconectada en tensiones mayores a 69 kV debe tener capacidad de corto circuito ante fallas cercanas al punto de interconexión de al menos la corriente previa al cortocircuito respecto a la Potencia de referencia. Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica, son económica y técnicamente factibles aportaciones mayores a la corriente de cortocircuito respecto a lo indicado en este requerimiento, éstos no deberán limitarse y podrán ser solicitados por el Cenace.

4.3 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo D

Aplican los requerimientos generales de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla para Centrales Eléctricas tipo C, excepto la respuesta de falla de las Centrales Eléctricas tipo B, más los siguientes:

4.3.1 Respuesta ante fallas para Centrales Eléctricas tipo D

En cuanto a la respuesta ante condiciones dinámicas o de falla, la Central Eléctrica tipo D debe permanecer interconectada y en operación estable

mientras la tensión permanezca dentro la zona permitida (Zona A) mostrada en la Figura 4.3.1.A (Tabla 4.3.1.A) y Figura 4.3.1.B (Tabla 4.3.1.B), para Síncrona o Asíncrona, respectivamente).

Punto de operación	Parámetros de tiempo t [segundos]	Parámetros de tensión V [pu]
P_{B1}	0.00	0.00
P_{B2}	0.25	0.00
P_{B3}	0.25	0.25
P_{B4}	0.45	0.25
P_{B5}	0.70	0.50
P_{B6}	1.50	0.90
P_{A1}	0.00	1.20
P_{A2}	0.20	1.20
P_{A3}	0.20	1.10

Tabla 4.3.1.A: Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.3.1.A para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas Síncronas de tipo D ante condiciones dinámicas o de falla

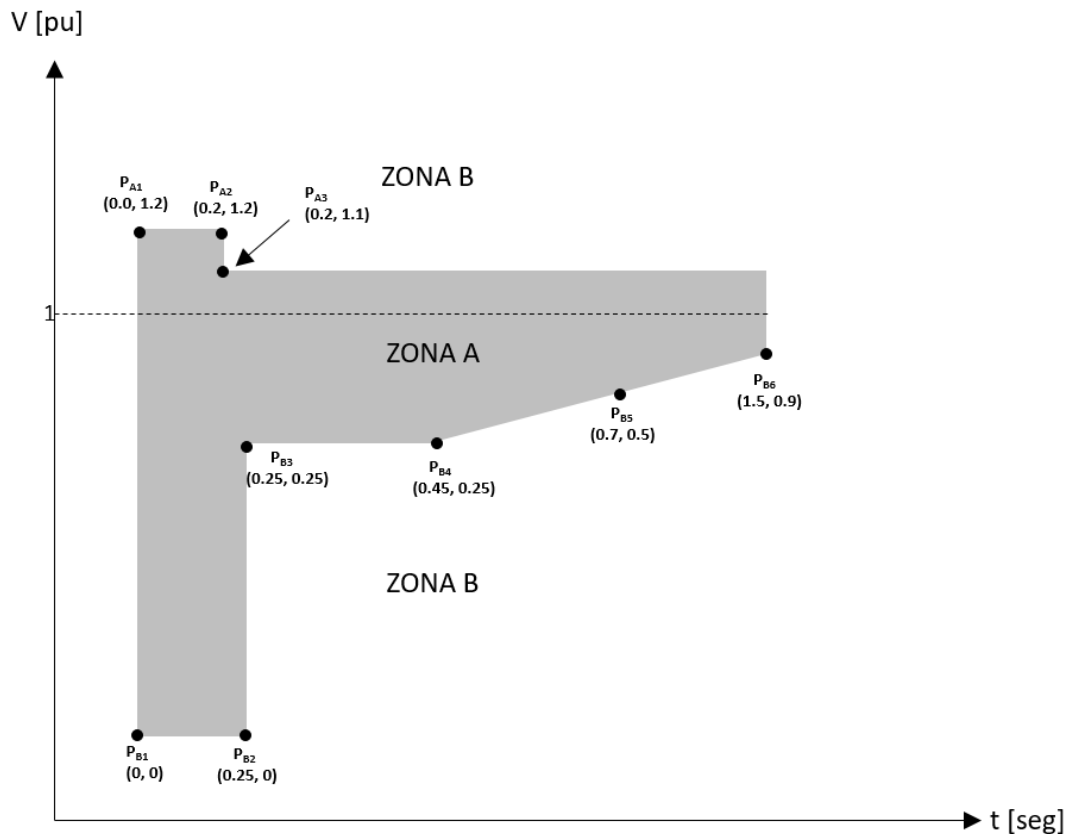


Figura 4.3.1.A: Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Síncronas tipo D (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla).

Punto de operación	Parámetros de tiempo t [segundos]	Parámetros de tensión V [pu]
P_{B1}	0.00	0.00
P_{B2}	0.25	0.00
P_{B3}	0.35	0.00
P_{B4}	0.45	0.00
P_{B5}	1.05	0.45
P_{B6}	1.50	0.90
P_{A1}	0.00	1.20
P_{A2}	0.20	1.20
P_{A3}	0.20	1.10

Tabla 4.3.1.B: Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.3.1.B para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas Síncronas de tipo D ante condiciones dinámicas o de falla

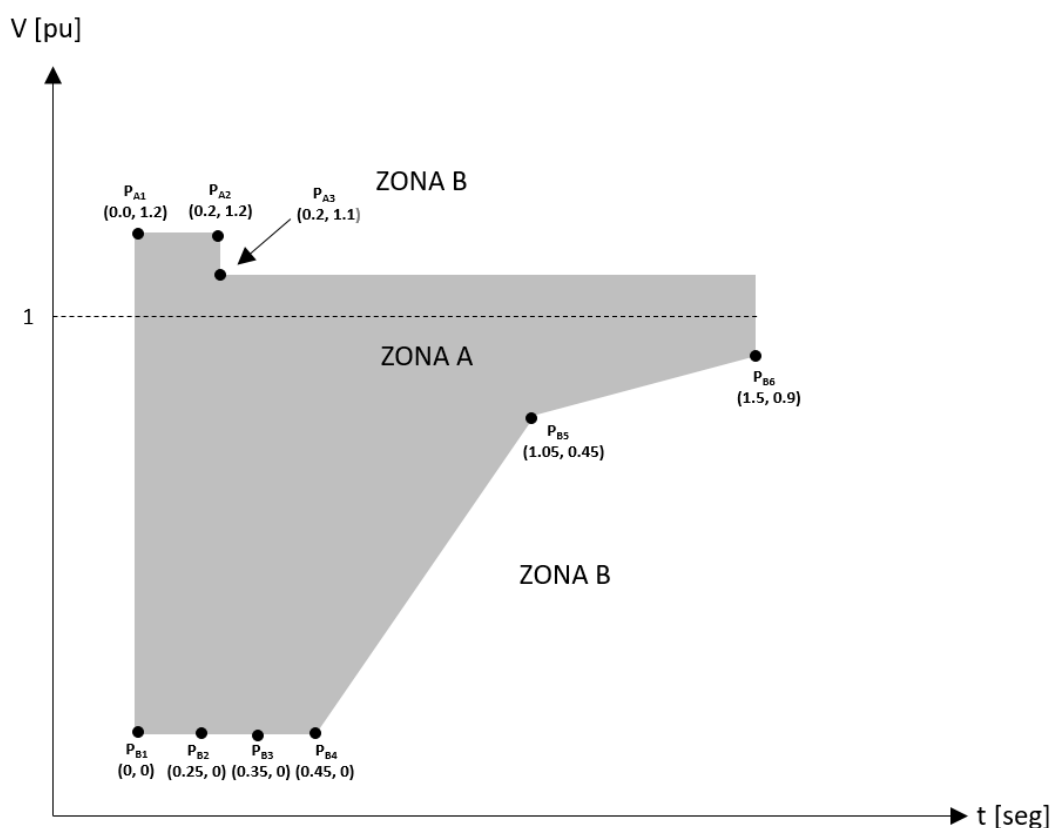


Figura 4.3.1.B Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Asíncronas tipo D (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla).

4.4 Requerimientos específicos para Centrales Eléctricas Síncronas tipo D

Aplican los requerimientos de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla para Centrales Eléctricas de tipo B, C y D, excepto la respuesta ante falla de las Centrales tipo B, y además:

4.4.1 Estabilidad de la Unidad de Central Eléctrica para Centrales Eléctricas Síncronas tipo D

- i. En virtud de los estudios que realice el Cenace, podrá solicitar a la Central Eléctrica requerimientos específicos (valores mínimos y máximos) de reactancia de las Unidades de la Central Eléctrica, reactancia del transformador, razón de corto circuito, así como otras variables que limiten la respuesta de la Central Eléctrica ante condiciones dinámicas o de falla que pongan en riesgo la estabilidad del sistema.

Capítulo 5 Requerimientos generales de restauración del SEN

5.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas Síncronas tipo B

La Central Eléctrica Síncrona tipo B debe cumplir con los siguientes requerimientos en relación a la restauración del SEN.

5.1.1 Reconexión después de un evento para Centrales Eléctricas Síncronas tipo B

- i. El Cenace especificará las condiciones bajo las cuales la Central Eléctrica debe reconectarse, después de una desconexión del SEN.

5.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C y D

Aplican los requerimientos de restauración del SEN para Centrales Eléctricas Síncronas de tipo B, más los siguientes:

5.2.1 Arranque de emergencia para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C y D

- i. La capacidad de arranque de emergencia no es obligatoria;
- ii. El Cenace podrá realizar una solicitud de capacidad de arranque para una región del SEN si considera que la seguridad de este podría estar en riesgo; la Central Eléctrica podrá ofrecer la capacidad de arranque de emergencia;
- iii. La Central Eléctrica con capacidad de arranque de emergencia debe estar lista para tomar carga, sin suministro de energía eléctrica externa (con sus propios medios), dentro de un tiempo no mayor a 30 *minutos*;
- iv. La Central Eléctrica con capacidad de arranque de emergencia debe estar en condiciones para regular dentro de los límites de frecuencia establecidos en la Tabla 2.2.2A y, en su caso, dentro de los límites de tensión aplicables especificados por el Cenace en la Tabla 3.3.2; dentro de todo el rango de potencia activa entre el nivel de regulación mínimo y máximo, así como, a nivel de operación para auxiliares;

- v. La Central Eléctrica con capacidad de arranque de emergencia debe regular automáticamente la tensión durante el proceso de restauración; y
- vi. La Central Eléctrica con capacidad de arranque de emergencia debe:
 - A. Ser capaz de alimentar los bloques de carga previamente acordados con el Cenace;
 - B. Operar en modo de respuesta a la frecuencia, tanto en alta frecuencia, como en baja frecuencia; y
 - C. Funcionar en paralelo con otras Centrales Eléctricas dentro de una isla.

5.2.2 Operación en isla eléctrica para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C y D:

- i. La Central Eléctrica debe participar en la operación en isla eléctrica si le es requerido por el Cenace y anteriormente la Central Eléctrica ha manifestado ser apto para ello y el Cenace haberlo comprobado;
- ii. Los límites de frecuencia para la operación en isla serán las establecidas de conformidad con la Tabla 2.1;
- iii. Los límites de tensión para la operación en isla serán los establecidos de conformidad con las Tablas 3.1 A y 3.1B;
- iv. La Central Eléctrica debe poder operar en control primario de frecuencia durante la operación en isla;
- v. La Central Eléctrica debe reducir la potencia activa desde su punto operativo actual a cualquier nuevo punto de funcionamiento dentro de su curva de Capacidad (diagrama P - Q). La Central Eléctrica debe reducir la producción de potencia activa tanto como le sea inherentemente y técnicamente factible;
- vi. El método para la detección de un cambio en la operación de sistema interconectado a operación en isla eléctrica, se acordará entre la Central Eléctrica y el Cenace. El método convenido no debe basarse únicamente en señales de posición de equipo de seccionamiento o interrupción; y
- vii. La Central Eléctrica debe operar en respuesta a la frecuencia, tanto en alta frecuencia, como en baja frecuencia.

5.2.3 Resincronización rápida para Centrales Eléctricas Síncronas tipo C y D

- i. La Central Eléctrica, con un tiempo máximo de resincronización de 15 *minutos* debe ser capaz de una resincronización rápida de acuerdo con la estrategia de definida entre el Cenace y la Central Eléctrica;
- ii. La Central Eléctrica, con un tiempo de resincronización mayor a 15 *minutos*, debe estar diseñada para cambiar desde cualquier punto de operación dentro de su curva de Capacidad (diagrama P - Q) a una condición de operación alimentando solo sus servicios auxiliares o carga local. Para esta condición, la identificación de la operación solo alimentando servicios auxiliares o carga local, no debe basarse

- únicamente en señales de posición de equipo de seccionamiento o interrupción; y
- iii. La Central Eléctrica después de cambiar al modo para alimentar solo sus servicios auxiliares o carga local debe continuar operando de forma estable, independientemente de la fuente de alimentación de sus servicios auxiliares. El tiempo de operación mínimo en este modo será acordado entre la Central Eléctrica y el Cenace, tomando en cuenta las características específicas de la fuente primaria de energía.

Capítulo 6 Requerimientos generales de administración del SEN

6.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B

La Central Eléctrica de tipo B debe cumplir con los siguientes requerimientos en relación a la administración general del SEN.

6.1.1 Esquemas de control y ajustes para Centrales Eléctricas tipo B

- i. Los esquemas y ajustes de los equipos de control de la Central Eléctrica que tienen impacto en la estabilidad del sistema, así como aquellos necesarios para emprender acciones de emergencia, tales como Esquemas de Acción Remedial (*EAR*), deben ser acordadas por el Cenace y la Central Eléctrica; y
- ii. cualquier cambio en los esquemas y ajustes mencionados en el subinciso anterior debe ser coordinado entre el Cenace y la Central Eléctrica.

6.1.2 Esquemas de protección y ajustes para Centrales Eléctricas tipo B

- i. El Cenace debe definir los esquemas y ajustes necesarios para proteger el SEN tomando en cuenta las características de la Central Eléctrica. Los Esquemas de Protección del Sistema (*EPS*) y la Central Eléctrica, deben ser coordinados y acordados entre el Cenace y la Central Eléctrica. Los ajustes y esquemas de protección para fallas internas que defina la Central Eléctrica deben ser diseñados para no comprometer el desempeño del sistema;
- ii. Las protecciones de la Central Eléctrica deberán estar priorizadas de la siguiente forma:
 - A. Preservar la seguridad del personal, visitantes y de las poblaciones cercanas a la Central Eléctrica;
 - B. Reducción de un posible daño al equipo de la misma; y
 - C. Preservar la seguridad del sistema;
- iii. Los esquemas de protección, que apliquen por tipo de tecnología, podrán cubrir al menos contra las siguientes perturbaciones:

- A. Cortocircuito externo e interno;
 - B. Carga asimétrica (secuencia de fase negativa);
 - C. Sobrecarga del estator o del rotor;
 - D. Sobre o baja excitación;
 - E. Sobretensión o baja tensión en terminales de la Central Eléctrica;
 - F. Sobretensión o baja tensión en el punto de interconexión;
 - G. Sobretensión o baja tensión en servicios auxiliares;
 - H. Oscilaciones de potencia entre áreas;
 - I. Corriente de energización (inrush);
 - J. Operación asíncrona;
 - K. Protección contra esfuerzos torsionales inadmisibles (por ejemplo, resonancia subsíncrona);
 - L. Protección de la línea de interconexión entre la Central Eléctrica y la red;
 - M. Protección del transformador de Unidad de Central Eléctrica;
 - N. Esquemas de protección de respaldo y ante falla de equipo de seccionamiento;
 - O. Sobreflujo magnético (V/f);
 - P. Potencia inversa;
 - Q. Razón de cambio de la frecuencia;
 - R. Desplazamiento de tensión del neutro; y
 - S. Verificación de sincronismo.
 - T. Pérdida de campo
- iv. La Central Eléctrica deberá realizar las modificaciones a los equipos, controles y protecciones que se requieran en el punto de interconexión y en las Subestaciones Eléctricas adyacentes, que definirá el Cenace con base en los Estudios de Interconexión; y
 - v. Cualquier cambio a los esquemas de protección relevantes para la Central Eléctrica y para el SEN deben ser acordados entre el Cenace y la Central Eléctrica, antes de que cualquier cambio se realice.

6.1.3 Prioridad de protección y control para Centrales Eléctricas tipo B

- i. La Central Eléctrica debe organizar sus protecciones y equipos de control en conformidad con la siguiente prioridad de actuación, organizados en orden decreciente de importancia:
 - A. Protecciones del sistema y protecciones de la Central Eléctrica;
 - B. Control de frecuencia (ajuste de potencia activa);
 - C. Restricción de potencia activa; y
 - D. Limitación de rampa de potencia activa.

6.1.4 Intercambio de información para Centrales Eléctricas tipo B:

- i. En relación a la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y TIC, la Central Eléctrica debe intercambiar información de tiempo real o bajo demanda con el Cenace con una estampa de tiempo. El contenido de la información a ser intercambiada con la Central Eléctrica, la definirá el Cenace durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión.

6.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C

Aplican los requerimientos generales de administración del SEN para Centrales Eléctricas de tipo B, y además:

6.2.1 Pérdida de estabilidad o control angular para Centrales Eléctricas tipo C

- i. La Central Eléctrica debe ser capaz de desconectarse automáticamente de la red con el fin de ayudar a preservar la seguridad del SEN o para evitar que la Central Eléctrica sufra daños. La Central Eléctrica y el Cenace acordarán los criterios para la detección de pérdida de estabilidad angular;

6.2.2 Instrumentación para Centrales Eléctricas tipo C

- i. La Central Eléctrica, a solicitud del Cenace, debe estar equipada con dispositivos de registro de fallas y monitoreo del comportamiento dinámico del sistema. La Central Eléctrica debe registrar al menos los siguientes parámetros:
 - A. Tensión;
 - B. Potencia activa;
 - C. Potencia reactiva; y
 - D. Frecuencia.
- ii. La configuración de los dispositivos de registro de fallas, incluidos los criterios de activación y las frecuencias de muestreo serán acordados entre la Central Eléctrica y el Cenace;
- iii. El dispositivo de monitoreo de comportamiento dinámico del SEN incluirá un criterio de activación especificado por el Cenace, durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión;
Los dispositivos para calidad de suministro y monitoreo de comportamiento dinámico del SEN deben incluir los medios para que el Cenace pueda acceder a la información. Los protocolos de comunicación para los datos registrados serán definidos en el Manual de TIC.
- iv. El analizador de Calidad de la Energía debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- A. Un registro de datos de forma continua en el punto de interconexión que cumpla con la especificación o normativa aplicable;
- B. La información generada debe estar disponible para el Cenace para su explotación a través de las funcionalidades de consulta y/o envío remoto automático; y
- C. El paquete de software será entregado para la visualización de los archivos nativos que se generen por eventos del analizador.

6.2.3 Modelos de simulación para Centrales Eléctricas tipo C

- i. A petición del Cenace, la Central Eléctrica debe proporcionar modelos de simulación que reflejen adecuadamente el comportamiento de la Central Eléctrica en las simulaciones tanto en estado estacionario y dinámico o en simulaciones de transitorios electromagnéticos y de conformidad con el Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga;
- ii. La Central Eléctrica asegurará que los modelos provistos se han verificado contra los resultados de las pruebas de conformidad contempladas y comunicarán los resultados de la verificación al Cenace.
- iii. Los modelos proporcionados por la Central Eléctrica deben contener al menos los siguientes submodelos, dependiendo de la existencia de los componentes individuales:
 - A. Central Eléctrica y fuente primaria de energía;
 - B. Control de velocidad y control de potencia activa;
 - C. El sistema de control de tensión, incluyendo si es aplicable, el sistema estabilizador de potencia para Centrales Eléctricas síncronas (*PSS*) o amortiguador de oscilaciones de potencia para Centrales Eléctricas asíncronas (*POD*);
 - D. Modelos de protección de la Central Eléctrica; y
 - E. Modelos de convertidores/inversores, controladores de planta, sistemas de compensación de potencia activa y reactiva para centrales basadas en inversores.
- iv. La solicitud del Cenace correspondiente a los modelos incluirá:
 - A. El formato en el que la Central Eléctrica proporcionará los modelos;
y
 - B. Documentación adicional necesaria tal como diagramas de bloques, código fuente (en caso de no ser librería de usuario o modelo estandarizado) y manuales de operación.
- v. La Central Eléctrica proveerá de registros del comportamiento real al Cenace cuando este lo solicite. El Cenace podrá hacer una solicitud de

- este tipo, con el fin de comparar la respuesta de los modelos con esos registros; y
- vi. De acuerdo a la Especificación Técnica General que emita la CRE, los modelos proporcionados por la Central Eléctrica deben ser validados mediante pruebas en campo, la conformidad de este requerimiento es indispensable para la declaratoria de entrada en operación normal.

6.2.4 Equipos para operación o seguridad de sistema Centrales Eléctricas tipo C

- i. Si el Cenace considera necesaria la instalación de dispositivos adicionales en una Central Eléctrica con el fin de preservar o restaurar la seguridad operativa del sistema, el Cenace y la Central Eléctrica deben investigar la problemática y acordar una solución apropiada.

6.2.5 Tasas de cambio de la potencia activa para Centrales Eléctricas tipo C

- i. El Cenace debe especificar, los límites mínimos y máximos de las tasas de cambio de potencia activa (límites de rampa) tanto en dirección hacia arriba y hacia abajo para las Centrales Eléctricas, teniendo en cuenta las características específicas de la fuente primaria de energía, y durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión;

6.2.6 Método de aterrizado del neutro para Centrales Eléctricas tipo C

- i. La disposición de puesta a tierra del punto neutro en el lado de la red, de los transformadores elevadores de la Central Eléctrica debe cumplir con las especificaciones técnicas emitidas por la CRE.

6.3 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo D

Aplican los requerimientos generales de administración del SEN para Centrales Eléctricas de Tipo C, más los siguientes:

6.3.1 Sincronización para Centrales Eléctricas tipo D

- i. La sincronización de la Central Eléctrica se realizará sólo después de que se hayan completado las obras especificadas por el Cenace, se haya certificado por una Unidad de Inspección, según corresponda, y con la autorización del Cenace,
- ii. La Central Eléctrica debe estar equipada con las instalaciones necesarias para sincronización; y
- iii. Previo a la puesta en servicio, el Cenace y la Central Eléctrica acordarán la configuración de los dispositivos de sincronización.

Capítulo 7 Requerimientos generales de Calidad de la Potencia

Los requerimientos generales de Calidad de la Potencia se definen en la regulación de medición vigente.

7.1 Requerimientos generales de desbalance máximo

7.1.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B

La Central Eléctrica de tipo B debe cumplir los siguientes requerimientos de desbalance máximo:

- a. Los valores máximos permitidos de desbalance en estado estable no deben exceder el 1.8 % para desbalance máximo en la tensión (componente de desbalance de secuencia negativa).

7.1.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C y D

La Central Eléctrica de tipo C y D debe cumplir los siguientes requerimientos de desbalance máximo:

- a. Los valores máximos permitidos de desbalance en estado estable no deben exceder el 1.4 % para desbalance máximo en la tensión (componente de desbalance de secuencia negativa).

7.2 Requerimientos generales de variaciones máximas de tensión

7.2.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo A

La Central Eléctrica de tipo A debe cumplir los siguientes requerimientos de variaciones máximas en la tensión:

- a. La interconexión de la Central Eléctrica con la red no debe causar variaciones de tensión que se encuentren fuera de los límites establecidos en la Tabla 7.2.1.

Variaciones/minuto	Variación ($\Delta V/V$) Máxima de Tensión en (%)
	Baja Tensión ($V \leq 1$ kV)
0.0 – 0.0083	3.50
0.0084-0.0667	3.00
0.0668 – 0.5	2.50
0.501 – 2.0	2.00
2.001 – 10.0	1.75

10.001 – 30.0	1.25
30.001 – 60.0	1.00
60.001 – 240.0	0.75
240.001 – 600.0	0.50
600.001 – 1800.0	0.25

Tabla 7.2.1: Variación máxima de tensión permitida.

7.3 Requerimientos generales de severidad del parpadeo

La Severidad del parpadeo será evaluada mediante los siguientes indicadores:

- P_{sti} , P_{lti} : son los límites de emisión permisibles para los usuarios de la instalación i directamente suministrados.
- La combinación para severidad de variaciones periódicas de amplitud de la tensión causadas por varias instalaciones puede encontrarse en la siguiente forma:

$$P_{st} = \sqrt[3]{\sum_i P_{sti}^3}$$

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_i P_{lti}^3}$$

- Las expresiones anteriores permitirán encontrar el nivel de variaciones periódicas de amplitud de la tensión resultante de varias fuentes, como es el caso de una Central Eléctrica formada por varias unidades.

7.3.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B

La Central Eléctrica de tipo B debe cumplir los siguientes requerimientos de severidad del parpadeo:

- La Central Eléctrica de tipo B no debe causar niveles de emisión de variaciones periódicas de amplitud de la tensión individuales que se encuentren fuera de los límites establecidos permisibles en la Tabla 7.3.1:

Indicador	Límite
P_{st}	0.90
P_{lt}	0.70

Tabla 7.3.1: Límites permisibles de severidad de parpadeo

7.3.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C y D

La Central Eléctrica de tipo C y D debe cumplir los siguientes requerimientos de severidad del parpadeo:

- a. La Central Eléctrica de tipo C no debe causar niveles de emisión de variaciones periódicas de amplitud de la tensión individuales que se encuentren fuera de los límites establecidos permisibles en la Tabla 7.3.2:

Indicador	Límite
P_{st}	0.80
P_{it}	0.60

Tabla 7.3.2: Límites permisibles de severidad de parpadeo

7.4 Requerimientos generales de variaciones rápidas en la tensión

Las variaciones rápidas en la tensión se calculan de acuerdo a la siguiente formulación:

$$\text{Variación rápida en la tensión} = \frac{\Delta V}{V_{\text{máx}}}, \%$$

7.4.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B

La Central Eléctrica de tipo B debe cumplir los siguientes requerimientos de variaciones rápidas en la tensión:

- a. La interconexión de una Central Eléctrica no debe ocasionar más de 5 variaciones rápidas por día en la tensión superiores al |5%|.

7.4.2 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo C y D

La Central Eléctrica de tipo C y D debe cumplir los siguientes requerimientos de variaciones rápidas en la tensión:

- a. La interconexión de una Central Eléctrica no debe ocasionar más de 5 variaciones rápidas por día en la tensión superiores al |4%|.

7.5 Requerimientos generales de contenido armónico máximo

La distorsión armónica se calcula con la siguiente formulación:

$$THD = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots + V_n^2}}{V_1}$$

Donde,

THD : Distorsión Armónica Total;

V_n : Magnitud de cada componente armónica;

V_1 : Magnitud de la componente fundamental.

Los límites indicados en las Tablas siguientes consideran la aportación de todas las instalaciones interconectadas que causan distorsión a la onda de tensión, por tanto, estos límites deben cumplirse de manera proporcional para cada Central Eléctrica con base en su capacidad de generación (*MVA*), la capacidad del punto de interconexión (*MVA*) y el impacto de las subestaciones interconectadas al punto de interconexión.

La operación e interconexión de la Central Eléctrica al SEN no debe ocasionar la circulación de corrientes armónicas que ocasionen violaciones a los límites de distorsión armónica en la tensión determinados como se indica en el párrafo anterior.

En caso de no cumplir con estos requerimientos, se deben agregar filtros sintonizados para mitigar el efecto adverso hacia la red eléctrica.

Asimismo, en caso de que, con anterioridad a la interconexión de la Central Eléctrica, los límites de distorsión armónica en la tensión sean superiores a los definidos en los apartados siguientes, solamente se considerará los límites de distorsión armónica en la corriente. En caso de no cumplir con estos requerimientos, se deben llevar a cabo las acciones necesarias para subsanarlo. El Cenace enviará a las Centrales Eléctricas durante los Estudios de Interconexión, la siguiente información correspondiente del punto de interconexión, o en su caso de la ubicación más representativa del mismo:

- a) corriente de cortocircuito en el periodo de 1 año (máximo, mínimo y promedio);
- b) relación R/X periódicas; y
- c) barrido de frecuencia (impedancia y frecuencia).

7.5.1 Requerimientos generales de contenido de armónico máximo para Centrales Eléctricas tipo B

La Central Eléctrica de tipo B debe cumplir los siguientes requerimientos de contenido armónico máximo.

- a. Los valores máximos permitidos de distorsión armónica total en la forma de onda de corriente es de 5 %, considerando hasta la 50ª armónica.
- b. Cada armónico individual se debe limitar a los porcentajes mostrados en la Tabla 7.5.1 A Los armónicos pares en estos rangos deben ser en magnitud menor que el 25% que el armónico impar correspondiente.

Armónicas Impares	Límite de distorsión
3ª a 9ª	Menos del 4.0 %
11ª a 15ª	Menos del 2.0 %
17ª a 21ª	Menos del 1.5 %
23ª a 33ª	Menos del 0.6 %

Armónicas Pares	Límite de distorsión
2ª a 8ª	Menos del 1.0 %
10ª a 32ª	Menos del 0.5 %

Tabla 7.5.1 A Límites máximos de distorsión de corriente

- c. Los valores máximos permitidos de distorsión armónica total en la forma de onda de la tensión es de 5 %, considerando hasta la 50ª armónica;
- d. Los límites de distorsión armónica de la tensión individual se indican en la Tabla 7.5.1 B; y
- e. El valor máximo de interarmónicos individuales de tensión no debe exceder el 0.2% respecto de la fundamental.

Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)	Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)
3	4.00	2	1.80
5	5.00	4	1.00
7	4.00	6	0.50
9	1.20	8	0.50
11	3.00	10	0.47
13	2.50	12	0.43
15	0.30	14	0.40
17	1.70	16	0.38
19	1.50	18	0.36
21	0.20	20	0.35
23	1.20	22	0.33
25	1.09	24	0.32
27	0.20	26	0.32
29	0.91	28	0.31
31	0.84	30	0.30
33	0.20	32	0.30
35	0.72	34	0.29
37	0.67	36	0.29
39	0.20	38	0.29
41	0.59	40	0.28
43	0.55	42	0.28
45	0.20	44	0.28
47	0.49	46	0.27
49	0.46	48	0.27

Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)	Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)
		50	0.27

Tabla 7.5.1 B Niveles armónicos en la Tensión para Centrales Eléctricas de tipo B

7.5.2 Requerimientos generales de contenido armónico máximo para Centrales Eléctricas tipo C y D

La Central Eléctrica de tipo C y D debe cumplir los siguientes requerimientos de contenido armónico máximo:

- Los valores máximos permitidos de distorsión armónica total en la forma de onda de la tensión es de 3.0 %, considerando hasta la 50ª armónica;
- Los límites de distorsión armónica de la tensión individual se indican en la Tabla 7.5.2; y
- El valor máximo de interarmónicos individuales de tensión no debe exceder el 0.2 % respecto de la fundamental.

Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)	Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)
3	2.00	2	1.40
5	2.00	4	0.80
7	2.00	6	0.40
9	1.00	8	0.40
11	1.50	10	0.35
13	1.50	12	0.32
15	0.30	14	0.30
17	1.20	16	0.28
19	1.07	18	0.27
21	0.20	20	0.26
23	0.89	22	0.25
25	0.82	24	0.24
27	0.20	26	0.23
29	0.70	28	0.23
31	0.66	30	0.22
33	0.20	32	0.22
35	0.58	34	0.22

Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)	Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)
37	0.55	36	0.21
39	0.20	38	0.21
41	0.50	40	0.21
43	0.47	42	0.21
45	0.20	44	0.20
47	0.43	46	0.20
49	0.42	48	0.20
		50	0.20

Tabla 7.5.2: Niveles armónicos en la tensión para Centrales Eléctricas de tipo C y D.

d. Armónicos de corriente según el 7.5.1 a) y b).

7.6 Requerimientos generales de inyección de corriente directa

La Central Eléctrica de tipo A, B, C y D debe cumplir el requerimiento de inyección de corriente directa:

- a. En ningún caso se permitirá la inyección de corriente directa en el punto de interconexión.

Capítulo 8 Monitoreo de Conformidad

Para la interconexión de las Centrales Eléctricas, se deberá atender lo previsto en el Procedimiento de Operación para la Declaración de Entrada en Operación Comercial de Centrales Eléctricas y Centros de Carga, publicado por el Cenace en el Sistema de Información del Mercado (SIM).

Una vez realizada la interconexión, con la información de la telemetría (SCADA), de las unidades de medición fasorial (PMU, por sus siglas en inglés) y de registradores, el Cenace podrá evaluar el comportamiento de las Centrales Eléctricas y verificar su conformidad respecto a los requerimientos de este Manual.

Sin menoscabo de lo anterior, la CRE podrá apoyarse del Cenace, Transportista y Distribuidor para llevar a cabo los actos de monitoreo y vigilancia del cumplimiento de los requerimientos de este Manual. Asimismo, la CRE podrá llevar a cabo los actos de inspección que determine necesarios por conducto de los servidores públicos que tenga adscritos o mediante Unidades de Inspección.

Capítulo 9 Arreglos transicionales para Tecnologías emergentes

9.1 Tecnologías emergentes

- a. Los requisitos establecidos en el Título 1 del presente Manual Regulatorio no se aplicarán a las Centrales Eléctricas clasificadas como tecnologías emergentes, de conformidad con los lineamientos establecidos en el presente Título.
- b. Una Central Eléctrica podrá clasificarse como tecnología emergente cuando cumpla las siguientes condiciones:
 - i. Sea de tipo A;
 - ii. Sea una tecnología de Central Eléctrica disponible comercialmente;
- c. El fabricante de la tecnología compruebe que las ventas acumuladas de la tecnología de la Central Eléctrica en una Área Síncrona, al momento de la solicitud de clasificación como tecnología emergente, no superen el 25 % del nivel máximo de la Capacidad instalada neta.
- d. No se considerarán tecnologías emergentes las siguientes:
 - i. Centrales Solares
 - ii. Centrales Eólicas;
 - iii. Centrales Geotérmicas;
 - iv. Centrales Mini-hidroeléctricas.

9.2 Establecimiento de umbrales para calificar como Tecnología emergente

El nivel máximo de la Capacidad instalada acumulada de las Centrales Eléctricas clasificadas como tecnologías emergentes en una Área Síncrona será del 0.1 % de la carga máxima anual en dicha Área.

9.3 Aplicación para calificar como Tecnología emergente

- a. En un plazo de seis meses a partir de la entrada en vigor del presente documento, los fabricantes de Centrales Eléctricas de tipo A podrán enviar a la CRE, mediante escrito simple, una solicitud de clasificación de su tecnología como tecnología emergente.
- b. De conformidad con el inciso anterior, para realizar una solicitud el fabricante deberá informar a la CRE sobre las ventas acumuladas de la tecnología correspondiente dentro de cada Área Síncrona en el momento de la solicitud.
- c. Para la solicitud de tecnología emergente se deberá considerar el nivel máximo de la Capacidad instalada acumulada de cada Área Síncrona, correspondiente al año anterior en el que se presenta la solicitud.

9.4 Evaluación y aprobación de solicitudes para calificar como Tecnología emergente

- a. En un plazo de 3 meses contados a partir de la admisión de la solicitud, la CRE determinará si dichas Centrales se deben clasificar como tecnologías emergentes.
- b. La CRE debe publicar una lista de las tecnologías clasificadas como tecnologías emergentes.

9.5 Revisión de clasificación como Tecnología emergente

- a. A partir de la fecha de la clasificación como tecnología emergente, el fabricante de la tecnología de generación de electricidad clasificada como tecnología emergente, deberá enviar cada 6 meses a la CRE una actualización de las ventas de dicha tecnología.
- b. La CRE publicará información relacionada con la Capacidad instalada acumulada de las tecnologías de generación de electricidad clasificadas como tecnologías emergentes.
- c. En caso de que la Capacidad instalada acumulada de la nueva tecnología de generación de electricidad clasificada como tecnología emergente interconectada supere el umbral establecido en el apartado 2) del presente título, la CRE retirará la clasificación de tecnología emergente.
- d. Sin perjuicio de las disposiciones anteriores, el Cenace podrá proponer a la CRE, la revocación de una clasificación de tecnología emergente con fundamento en las condiciones y necesidades del SEN.
- e. Una vez que se retire la clasificación como tecnología emergente, aquellas Centrales Eléctricas que utilicen esa tecnología y que previamente se encuentren interconectadas a la red, deberán de cumplir, en un plazo no mayor a 12 meses, con los requerimientos que les apliquen de conformidad con el presente Manual Regulatorio.

MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SEN

Objetivo

Establecer los requerimientos técnicos que deben cumplir los Centros de Carga que se conecten al SEN en Alta Tensión o en Media Tensión, para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN y del Suministro Eléctrico.

Capítulo 1. Alcance y aplicación

Los requerimientos del presente Manual Regulatorio son de aplicación para todos los Centros de Carga que pretendan la conexión al SEN.

Los Centros de Carga que, a la fecha de la publicación en el DOF del presente Código de Red, hayan sido notificados por el Cenace de los resultados de su Estudio de Instalaciones, no estarán sujetos a los requerimientos establecidos en el presente Manual, salvo en los casos en los que expresamente se especifique otra cosa.

Por otro lado, para los Centros de Carga sujetos a la obligación prevista en el capítulo 1 del Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga del Código de Red publicado en el DOF el 8 de abril de 2016, que, a la letra, señala lo siguiente:

“Los Centros de Carga que emanen o se relacionan a las actividades de suministro (calificado, básico o último recurso), usuarios calificados o generación de intermediación, que estén conectados en Alta o Media Tensión cumplirán con los requerimientos de este Manual, en un plazo que no podrá exceder de 3 años, debiendo presentar a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) un plan de trabajo detallando las acciones que serán implementadas, considerando los tiempos y prácticas prudentes de la industria eléctrica, para asegurar el cumplimiento de lo establecido en este Manual. En caso de prevalecer el incumplimiento a los requerimientos especificados en el Manual, se aplicarán las sanciones de conformidad con la normativa vigente.”.

Se deberá entender que la obligación referida para Centros de Carga en Media y Alta Tensión sigue siendo exigible por la CRE, en los plazos señalados, y, por tanto, en caso de que se observe el incumplimiento con dicha obligación, la CRE podrá aplicar las sanciones que correspondan, de conformidad con la normativa vigente.

Los Centros de Carga en Baja Tensión deberán cumplir la NOM-001-SEDE/2012 o la que la sustituya, y, por lo tanto, no son objeto de este Manual Regulatorio.

Finalmente, los Centros de Carga que se encuentren conectados en Media Tensión, y que tengan una demanda contratada mayor o igual a 1 MW, contarán con un plazo no mayor a 2 años, contados a partir de la publicación en el DOF de la presente versión del Código de Red, para asegurar el cumplimiento con los requerimientos técnicos señalados en los numerales 3.4 y 3.8 del presente Manual, referidos a factor de potencia y Calidad de la Potencia.

Los Centros de Carga a los que se hace referencia en el párrafo anterior, y que prevean el no cumplimiento con los requerimientos mencionados en el plazo citado de 2 años, , deberán presentar a la CRE dentro del mismo plazo o posterior al mismo, en formato libre, un Plan de Trabajo que deberá incluir, al menos, la siguiente información:

1. Información básica sobre el Centro de Carga, con respecto a:
 - a. Nombre o razón social,
 - b. Representante legal acreditado,
 - c. Ubicación (municipio y estado),
 - d. Nivel de tensión a la que recibe el suministro de energía eléctrica,
 - e. Actividad industrial (manufactura, minería, etc.),
 - f. Demanda contratada,
 - g. RMU o RPU, según corresponda.
2. Resultados de analizar la Calidad de la Potencia (estudio diagnóstico o estudios eléctricos).
3. Parámetros del Código de Red que no se están cumpliendo (fuera de rango) en las condiciones actuales del Centro de Carga.
4. Estrategia prevista o análisis por parte del Centro de Carga para asegurar el cumplimiento del Código de Red. La estrategia deberá incluir la siguiente información:
 - a. Acciones previstas o en análisis a implementar para asegurar el cumplimiento.
 - i. Análisis de alternativas, en las que se señalen los equipos evaluados, así como los principales retos técnicos y económicos asociados a cada alternativa,
 - b. Cronograma que incluya el plazo de implementación previsto, con base en las mejores prácticas de la industria eléctrica. Este plazo no

deberá finalizar después de la entrada en cumplimiento de los requerimientos correspondientes.

No se omite señalar que, en caso de que los escritos que sean remitidos a la CRE no incluyan, al menos, la información previamente referida, éstos no serán considerados como Planes de Trabajo para los efectos legales a los que haya lugar.

La entrega del Plan de Trabajo no exime al Centro de Carga del cumplimiento en tiempo y forma a las obligaciones del Código de Red. En su caso, los Planes de Trabajo podrán ser considerados por la CRE al momento de determinar la sanción correspondiente, de conformidad con la normativa vigente.

Los Centros de Carga que, derivado de sus estudios eléctricos (Calidad de la Potencia), identifiquen que cumplen a cabalidad con los requerimientos técnicos establecidos en el presente Manual, deberán informar a la CRE mediante escrito libre, el cual debe acompañarse de la documentación que acredite su dicho. Una vez se realice la recepción del escrito libre y su documentación soporte, la CRE analizará la misma con la finalidad de determinar y notificar si cumple con los requerimientos o, en su caso, la obligación de presentar el Plan de Trabajo.

Todos los escritos que sean remitidos a la CRE deberán ser dirigidos a la Secretaría Ejecutiva y deberán cumplir con los requerimientos mínimos establecidos en los artículos 15 y 19 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (LFPA), o aquellos que los sustituyan.

Capítulo 2. Criterios de Conexión

Como se menciona en el apartado anterior, el Manual Regulatorio regulará las responsabilidades de los Centros de Carga conectados al SEN en Alta Tensión y en Media Tensión. Los criterios contenidos en el siguiente apartado serán referidos al Punto de Conexión, a menos que se especifique algo distinto.

Capítulo 3. Requerimientos

3.1 Tensión

- a. En Estado Operativo Normal, los Centros de Carga deberán soportar variaciones de tensión de manera permanente y seguir conectados de acuerdo a los valores de la Tabla 3.1.A.

Tensión nominal [kV]	Tensión máxima [kV]	Tensión mínima [kV]
400.0	420.0	380.0
230.0	245.0	218.5

161.0	170.0	152.9
138.0	145.0	131.1
115.0	123.0	109.2
85.0	92.0	80.7
69.0	72.5	65.5
34.5	38.0	32.7
23.0	25.0	21.8
13.8	15.0	13.1

Tabla 3.1.A. Valores máximos y mínimos de tensión que deben soportar los Centros de Carga de manera permanente.

Nota 1. Se toma como tensión máxima, el valor que soporta el aislamiento de los equipos del Centro de Carga.

Nota 2. Se toma como tensión mínima, el 95% de la tensión nominal.

- b. En condiciones distintas al Estado Operativo Normal, los Centros de Carga deberán soportar variaciones de tensión de manera temporal hasta por 20 minutos y seguir conectados de acuerdo a los valores de la Tabla 3.1.B.

Tensión Nominal [kV]	Tensión Máxima [kV]	Tensión Mínima [kV]
400.0	440.0	360.0
230.0	253.0	207.0
161.0	177.1	144.9
138.0	151.8	124.2
115.0	126.5	103.5
85.0	93.5	76.5
69.0	75.9	62.1
34.5	37.9	31.0
23.0	25.3	20.7
13.8	15.1	12.4

Tabla 3.1.B. Valores máximos y mínimos de tensión que deben soportar los Centros de Carga hasta por 20 minutos.

Nota 1. Se toma como tensión temporal máxima, el 110% del valor nominal de tensión.

Nota 2. Se toma como tensión temporal mínima, el 90% del valor nominal de tensión.

- c. Los equipos de los Centros de Carga deberán permanecer conectados ante condiciones transitorias de variación de tensión, siempre que se encuentren dentro de la “Región de funcionamiento sin interrupción” de acuerdo a la Figura 3.1.A.

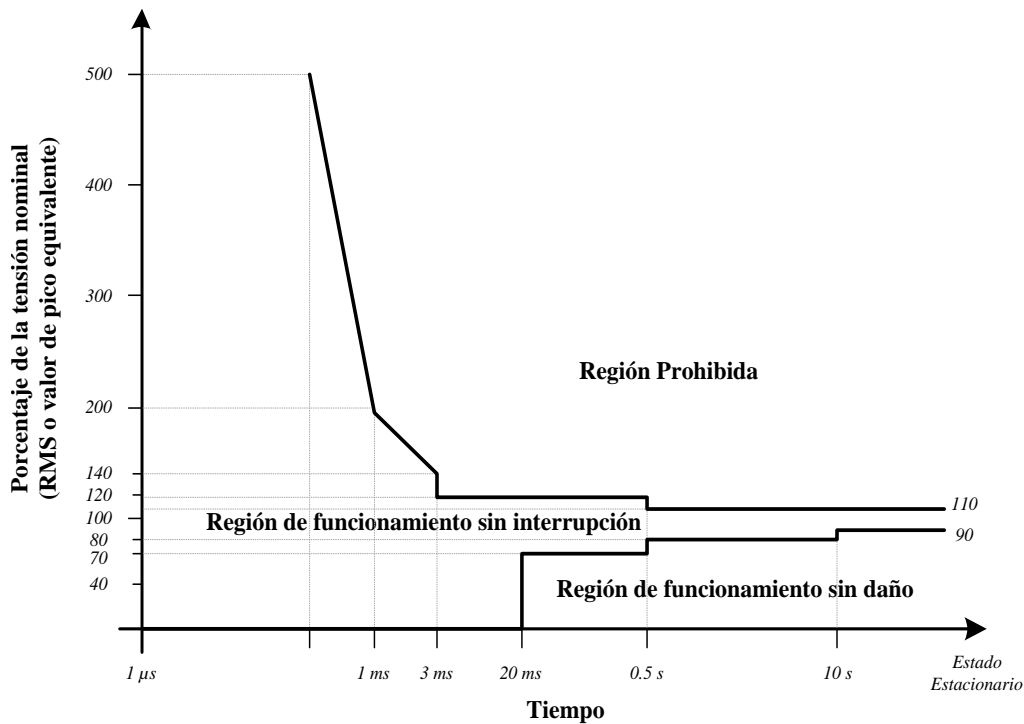


Figura 3.1.A. Curva ITIC o ITI (desarrollada por el Consejo Industrial de Tecnología de la Información, en inglés *Information Technology Industry Council*)

- d. Si las variaciones transitorias de la tensión se encuentran fuera de la región de funcionamiento sin interrupción, los equipos de los Centros de Carga deberán estar compensados con equipamiento acondicionador para incrementar el nivel de inmunidad ante estas variaciones.

3.2 Frecuencia

- a. Los Centros de Carga deberán ser capaces de soportar variaciones de frecuencia y permanecer conectados, de acuerdo a lo establecido en la Tabla 3.2.A.

Tiempo	Frecuencia máxima [Hz]	Frecuencia mínima [Hz]
Permanente	61.0	59.0
30 minutos	62.5	58.0

Tabla 3.2.A Valores de frecuencia máxima y mínima que debe soportar el Centro de Carga.

- b. La conexión o desconexión de carga no deberá causar variaciones de frecuencia mayores a ± 0.1 Hz en el SEN, por lo que se deberán considerar los refuerzos de red necesarios que resulten de los estudios que realice el Cenace, así como el cambio en la operación y control de la carga para evitar dicha variación.

3.3 Corto Circuito

- a. El Cenace deberá calcular e informar a los Centros de Carga a conectarse en Alta Tensión, la corriente máxima y mínima de corto circuito, trifásica y monofásica, en el Punto de Conexión.
- b. El Distribuidor deberá calcular e informar a los Centros de Carga a conectarse en su red de Media Tensión, la corriente máxima y mínima de corto circuito, trifásica y monofásica, en el Punto de Conexión.
- c. Los niveles de corto circuito proporcionados por el CENACE y por el Distribuidor se deben calcular tanto para dimensionar equipo eléctrico como para la coordinación de protecciones.
- d. Los niveles de corto circuito se deberán entregar a todo Centro de Carga que se conecte a la red del Transportista y a todo Centro de Carga que se conecte a la red del Distribuidor en Media Tensión.
- e. El CENACE publicará de manera anual a más tardar en el mes de mayo, los valores de corto circuito en los Puntos de Conexión para la red de Alta Tensión, con un horizonte de 6 años en base al PRODESEN publicado por la Sener.
- f. El Distribuidor publicará los valores de corto circuito de manera anual y a más tardar 60 días después de que el Cenace haya publicado los valores de corto circuito en Alta Tensión. Los valores de corto circuito que publique el Distribuidor deben comprender los Puntos de Conexión para la red de Media Tensión, con un horizonte de 6 años en base al PRODESEN publicado por la SENER.

3.4 Requerimiento de factor de potencia

- a. En Estado Operativo Normal, los Centros de Carga conectados en niveles de Media Tensión con una demanda contratada mayor o igual a 1 MW y los Centros de Carga conectados en niveles de Alta Tensión deberán mantener un factor de potencia entre 0.95 en atraso y 1.0 en el punto de conexión, con medición cinco-minutal. Dichos Centros de Carga deberán cumplir con este requerimiento al menos el 95% del tiempo durante un periodo mensual. Este requerimiento tendrá una vigencia de 10 años a partir de la publicación del Código de Red en el DOF.

Posterior a este periodo, el requerimiento del factor de potencia será de 0.97 en atraso y 1.0 en el punto de conexión, con medición cinco-minutal. Los Centros de Carga deberán cumplir con este requerimiento al menos el 97% del tiempo durante un periodo mensual.

Los Centros de Carga que se encuentren conectados en Media Tensión con una demanda contratada igual o superior a 1 MW, a la entrada en vigor de las presentes disposiciones, tendrán un plazo máximo de 3 años, contados a partir de la publicación del presente documento en el DOF, para asegurar el cumplimiento con el requerimiento de factor de potencia.

3.5 Protecciones

- a. Los Puntos de Conexión de Centros de Carga en la RNT y en las RGD deben contar con esquemas de protección. En tanto no se cuente con Norma Oficial Mexicana o especificación técnica aprobada por la CRE, todos los esquemas de protección de los Centros de Carga en los Puntos de Conexión deben cumplir conforme a lo que le requiera el Cenace, durante los estudios de conexión.
- b. El Transportista y/o Distribuidor deberán verificar los sistemas de protección para asegurar su adecuada coordinación de protecciones para liberar fallas atendiendo los siguientes criterios y durante los estudios de conexión:
 - i. Detección de fallas internas y externas a la Red Particular;
 - ii. Operación ante baja y alta tensión;
 - iii. Operación ante baja y alta frecuencia;
 - iv. Operación ante sobrecarga de circuitos;
 - v. Operación ante sobrecarga de transformadores, y
 - vi. Operación de protecciones de respaldo.
- c. Los Centros de Carga deberán instalar los equipos necesarios para los Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema, de acuerdo a lo determinado en los estudios elaborados por el Cenace.
- d. Los Centros de Carga se deberán coordinar con el Transportista y/o Distribuidor para el ajuste de las protecciones en el Punto de Conexión para la puesta en servicio atendiendo los siguientes criterios:
 - i. Cualquier cambio que el Centro de Carga desee realizar a los sistemas de protección de la Subestación Eléctrica principal deberá notificarlo de conformidad con el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa;
 - ii. En caso de ajuste a las protecciones de la Subestación Eléctrica principal se deberá notificar previamente al CENACE de conformidad con el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, y
 - iii. Los tiempos máximos de liberación de falla por las protecciones primarias en función del nivel de tensión de operación deberán acordarse entre el Centro de Carga, Transportista y Distribuidor.

3.6 Control

- a. El Cenace deberá establecer las características del registro de instrucciones de despacho. A su vez, el responsable de la Demanda Controlable deberá adaptar sus sistemas para recibir la instrucción, de conformidad con la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y TIC.

3.7 Intercambio de información

- a. La información de telemetría en tiempo real del Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA, por sus siglas en inglés) y las características de ésta serán definidas en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y TIC.
- b. Las características del protocolo de comunicación para el intercambio de información con los Centros de Carga serán definidas en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y TIC.
- c. Las características de los equipos y medios de comunicación requeridos para el envío de información de telemetría en tiempo real hacia el CENACE, así como las responsabilidades de mantenimiento y modernización de los mismos serán definidas en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y TIC.
- d. El CENACE podrá solicitar al Transportista o al Distribuidor la información de Calidad de la energía de los sistemas de medición bajo su responsabilidad. El Transportista o Distribuidor entregará esta información en los formatos previamente establecidos y a través de los medios que al respecto se definan en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y TIC.

3.8 Calidad de la potencia

En tanto no se cuente con una Norma Oficial Mexicana sobre calidad de la potencia, se deberá cumplir con los siguientes criterios:

- a. Todos los Centros de Carga conectados en niveles de Media Tensión con una demanda contratada igual o superior a 1 MW y los Centros de Carga conectados en niveles de Alta Tensión deberán asegurarse de que en los puntos de conexión a la red no existan distorsiones armónicas en corriente, desbalance de corriente, ni fluctuaciones en la tensión de suministro causadas por sus instalaciones más allá de lo especificado en las tablas 3.8.A, 3.8.B y 3.8.C que se muestran en este apartado.
- b. Los Centros de Carga que se encuentren conectados en Media Tensión con una demanda contratada igual o superior a 1 MW, a la entrada en vigor de las presentes disposiciones, tendrán un plazo máximo de 3 años, contados a partir de la publicación del presente documento en el DOF, para asegurar el cumplimiento con el requerimiento de Calidad de la Potencia.

Impedancia Relativa o razón de corto circuito (I_{cc}/I_L)	Límites para componentes armónicas impares en % de I_L					Distorsión armónica total de demanda en % (%DATD)
	Armónicas <11	Armónicas 11 a 16	Armónicas 17 a 22	Armónicas 23 a 34	Armónicas >34	
$I_{cc}/I_L < 20$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 \leq I_{cc}/I_L < 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
$50 \leq I_{cc}/I_L < 100$	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
$100 \leq I_{cc}/I_L < 1000$	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
$I_{cc}/I_L \geq 1000$	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Tabla 3.8.A. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones menores o iguales a 69 kV

Impedancia Relativa o razón de corto circuito (I_{cc}/I_L)	Límites para componentes armónicas impares en % de I_L					Distorsión armónica total de demanda en % (%DATD)
	Armónicas <11	Armónicas 11 a 16	Armónicas 17 a 22	Armónicas 23 a 34	Armónicas >34	
$I_{cc}/I_L < 20$	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
$20 \leq I_{cc}/I_L < 50$	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
$50 \leq I_{cc}/I_L < 100$	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
$100 \leq I_{cc}/I_L < 1000$	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
$I_{cc}/I_L \geq 1000$	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

Tabla 3.8.B. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones mayores de 69 kV a 161 kV

Impedancia Relativa o razón de corto circuito (I_{cc}/I_L)	Límites para componentes armónicas impares en % de I_L					Distorsión armónica total de demanda en % (%DATD)
	Armónicas <11	Armónicas 11 a 16	Armónicas 17 a 22	Armónicas 23 a 34	Armónicas >34	
$I_{cc}/I_L < 50$	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
$I_{cc}/I_L \geq 50$	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Tabla 3.8.C. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones mayores a 161 kV
Donde:

I_L = Corriente Máxima de Carga, correspondiente al promedio de las corrientes de demanda máxima de los últimos 12 meses. Si no se dispone de este valor, se asume la corriente nominal de los transformadores de corriente del equipo de medición del suministrador.

I_{cc} = Corriente de Corto Circuito en el punto de acometida.

%DATD = Porcentaje de distorsión armónica total de demanda.

Notas para las tablas:

Nota 1. En el caso de armónicas pares, los límites se reducen al 25% de los correspondientes a armónicas impares.

Nota 2. Los límites mostrados en las tablas anteriores deben ser utilizados como el caso más desfavorable de operación normal. Para arranque de hornos eléctricos de arco, que toman un tiempo máximo de un minuto, se permite exceder los límites de la tabla en 50%.

Nota 3. En ningún caso se permiten corrientes de carga con componentes de corriente directa.

Referencia: Especificación CFE L0000-45 "Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica" (IEEE-519)

- c. Variaciones periódicas de amplitud de la tensión (fluctuación de tensión o *flicker*). El número de variaciones por minuto, en acometidas de Media Tensión y Alta Tensión en estado estacionario, debe limitarse de acuerdo a Tabla 3.8.D:

Indicador	Límite
P_{st}	≤ 1
P_{lt}	≤ 0.65
d_t	$\leq 3.3\%$ Durante el cambio de tensión para más de 500 ms.
d_c	$\leq 3.3\%$
$d_{m\acute{a}x}$	$\leq 4\%$ Sin condiciones adicionales. $\leq 6\%$ Para equipo que es conmutado manualmente o con una frecuencia mayor a 2 veces por día y también con arranque retardado de más de 10 segundos, o arranque manual después de una interrupción en el suministro de energía. $\leq 7\%$ Para equipo que es conmutado hasta dos veces al día.

Tabla 3.8.D Límites de fluctuaciones de tensión

Nota 1. P_{st} y P_{lt} no aplica para cambios de tensión por conmutación manual que ocurre una vez cada día y los límites d_t , d_c y $d_{m\acute{a}x}$ deben aplicarse con las tensiones previas multiplicadas por el factor 1.33.

Nota 2. Los límites no aplican a conmutaciones por interrupciones de emergencia.

Referencia: Especificación CFE L0000-45 "Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica" (IEEE-519)

Nota 3. Descripción de indicadores:

P_{st} – Indicador de variación de tensión de corto plazo. Expresa la severidad de la fluctuación durante un período de 10 min, siendo $P_{st}=1$ el umbral de irritabilidad.

P_{lt} – Indicador de variaciones de tensión de largo plazo. Expresa la severidad de la fluctuación durante un periodo largo de 2 horas, empleando valores sucesivos de P_{st} .

d_t – Característica de cambio de tensión, $\Delta U(t)$. Es el cambio de tensión rcm evaluado de fase a tierra como un valor simple para cada medio periodo sucesivo entre cruces por cero de la fuente de tensión entre intervalos de tiempo en los cuales la tensión está en condiciones de estado estacionario hasta 1 segundo.

d_c – Cambio de tensión en estado estacionario, ΔU_c . Es la diferencia entre dos tensiones medidas de fase a tierra y en estado estacionario separados por una característica de cambio de tensión.

$d_{m\acute{a}x}$ – Característica de cambio de tensión máxima ΔU_{max} . Es la diferencia entre los valores máximos y mínimos de la característica de cambio de tensión.

Los Centros de Carga son los responsables de no provocar fluctuaciones de tensión fuera de los rangos que indica la Tabla 3.8.D. Los valores de P_{st} y P_{lt} serán monitoreados. En caso de que el Cenace observe indicios de incumplimiento del requerimiento de flicker, el Cenace evaluará (Protocolo de Evaluación) qué Centro de Carga está provocando dicha fluctuación de la tensión, de acuerdo con la formulación establecida en la sección 7 del estándar IEC-61000-3-7, referente a la regla de la sumatoria de fuentes.

Previo a que el Cenace lleve a cabo el Protocolo de Evaluación, deberá informar a la CRE para su conformidad con respecto a los indicios de incumplimiento, presentando la información técnica que justifique la evaluación.

Para llevar a cabo la evaluación mencionada en el párrafo anterior, el Cenace solicitará a la Entidad Responsable de Carga que el Centro de Carga se apegue al Protocolo de Evaluación y acciones solicitadas sobre la operación de su carga y/o elementos de compensación reactiva durante la evaluación.

Debido a que este análisis solo se llevará a cabo cuando se identifique un posible incumplimiento del Código de Red, el Centro de Carga deberá seguir las instrucciones pertinentes, de lo contrario se aplicarán las sanciones de conformidad con la normativa vigente.

Impedancia Relativa o razón de corto circuito (I_{cc}/I_L)	Desbalance (%)		
	Menor a 1 kV	De 1 kV a 35 kV	Mayor a 35 kV
$I_{cc}/I_L < 20$	5.0	2.5	2.5
$20 \leq I_{cc}/I_L < 50$	8.0	4.0	3.0
$50 \leq I_{cc}/I_L < 100$	12.0	6.0	3.75
$100 \leq I_{cc}/I_L < 1000$	15.0	7.5	4.0
$I_{cc}/I_L \geq 1000$	20.0	10.0	5.0

Tabla 3.8.E. Desbalance máximo permitido en la corriente en el punto de acometida

Referencia: Especificación CFE L0000-45 “Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica” (IEEE-519)

d) Desbalance de tensiones

Tensión [kV]	Desbalance [%]
Menor de 1	3
Mayor o igual de 1	2

Tabla 3.8.F Desbalance máximo permitido en la tensión en el punto de acometida

Referencia: Especificación CFE L0000-45 “Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica” (IEEE-519).

Capítulo 4 Monitoreo de Conformidad

Para la conexión de los Centros de Carga, se deberá atender lo previsto en el Procedimiento de Operación para la Declaración de Entrada en Operación Comercial de Centrales Eléctricas y Centros de Carga, publicado por el Cenace en el Sistema de Información del Mercado (SIM).

Una vez realizada la conexión, con la información de la telemetría (SCADA), de las unidades de medición fasorial (PMU, por sus siglas en inglés) y de registradores, el Cenace podrá evaluar el comportamiento de los Centros de Carga y verificar su conformidad respecto a los requerimientos de este Manual.

Sin menoscabo de lo anterior, la CRE podrá apoyarse del Cenace, Transportista y Distribuidor para llevar a cabo los actos de monitoreo y vigilancia del cumplimiento

de los requerimientos de este Manual. Asimismo, la CRE podrá llevar a cabo los actos de inspección que determine necesarios por conducto de los servidores públicos que tenga adscritos o mediante Unidades de Inspección.