

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC	PR – 09
COORDINACION DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL		
<ul style="list-style-type: none"> ❑ Aprobado en S.D. N°10 del 02 de mayo de 1995 ❑ Modificación aprobada en S.D. N°128 del 25 de agosto de 2000 ❑ Aprobado según RM N°143-2001-EM/VME del 26 de marzo de 2001. ❑ Modificado según RM N°232-2001-EM/VME del 29 de mayo del 2001. ❑ Modificado según R.M. N°009-2009-MEM/DM del 13 de enero de 2009 		

1. OBJETIVO

Reglamentar las coordinaciones de la Operación en Tiempo Real del SINAC, en los estados de operación normal, alerta, emergencia y recuperación, considerando lo dispuesto en las Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y la Norma de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTOTR).

2. BASE LEGAL

- 2.1. Decreto Ley N°25844.- Ley de Concesiones Eléctricas Decreto (Artículos 39°, 40° Inciso c, 41° Incisos a y b)
- 2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 91° Incisos a y b, 92°, 93°, 95°, 97°, 201°)
- 2.3. Decreto Supremo N° 009-99-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Títulos Tercero, Quinto y Sexto)
- 2.4. Resolución Directoral N° 049-99-EM/DGE.- Norma Técnica para la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
- 2.5. Decreto Supremo N°037-2006-EM – Reglamento de Cogeneración (Artículo 7°)

3. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones.

4. RESPONSABILIDADES

4.1. De la DOCOES

- 4.1.1. Remitir al Coordinador y a los Miembros del COES los programas de operación: PSO, PDO y Reprogramación de la Operación, de acuerdo a los plazos, horarios y medios establecidos en los procedimientos PR-N° 01, PR-N° 02 y PR-N° 06.
- 4.1.2. Atender los requerimientos de reprogramación solicitados por el Coordinador en los términos, formas y plazos establecidos en el procedimiento PR-N° 06.
- 4.1.3. Enlazar su sistema informático con el del Coordinador, a través de un sistema de comunicación confiable y compatible. El sistema de la DOCOES debe adaptarse al protocolo de comunicaciones del Coordinador.

- 4.1.4. Efectuar el seguimiento de la evolución de las variables de control del sistema en tiempo real, a fin de tomar decisiones sobre la reprogramación de la operación del Sistema.
- 4.1.5. Recopilar en tiempo real y/o diferido la información del Coordinador y de los Miembros del COES, los datos necesarios para elaborar los programas de operación de corto plazo (PSO, PDO y Reprogramación de la operación).
- 4.1.6. Realizar una evaluación del despacho ejecutado, considerando el PDO, su reprogramación y, según el caso, un despacho idealizado en los casos que se requiera según acuerdos y procedimientos vigentes. Es responsable de elaborar el IEOD utilizando la información disponible de la ejecución de la operación en tiempo real.
- 4.1.7. Convocar a reuniones a los Miembros del COES para el análisis de fallas de los eventos más resaltantes del sistema, cuyos resultados serán comunicados al OSINERG dentro de los plazos establecidos por la NTCSE.
- 4.1.8. Programar y evaluar el cumplimiento de la asignación, la distribución y el uso óptimo de los recursos destinados para la reserva rotante del sistema o áreas responsables de los subsistemas aislados.
- 4.1.9. Está obligado a reconocer la referencia horaria establecida por el Coordinador utilizando el sistema de información de tipo satelital, y sincronizar esta referencia para la información de uso interno de la DOCOES y de las empresas Miembros del COES.
- 4.1.10. Elevar un informe ampliado y sustentado en relación al informe preliminar emitido por el Coordinador, de los hechos que originen interrupciones de más del 5 por ciento (5%) de la demanda del sistema, al Ministerio de Energía y Minas (la Dirección General de Electricidad) y al OSINERG, dentro de las 48 horas de producido el evento.
- 4.1.11. Establecer las tensiones de operación a ser controladas en barras del sistema de transmisión del SINAC, derivados de los estudios especializados que realiza la DPP.
- 4.1.12. Evaluar el trato equitativo y la calidad de servicio eléctrico que el Coordinador brinde a los clientes de los Miembros del COES del Sistema en general.
- 4.1.13. Establecer las prioridades y los procedimientos para controlar manualmente las tensiones de barras del SINAC, previo estudio especializado.
- 4.1.14. Establecer de acuerdo con los Miembros del COES y el Coordinador el uso del código fonético internacional, para comunicaciones verbales en medios alternativos de comunicación.
- 4.1.15. Establecer la secuencia de conexión y desconexión de líneas y los correspondientes procedimientos de coordinación entre el Coordinador y los Miembros del COES, previo estudio especializado.
- 4.1.16. Incluir los programas de racionamiento en los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario, en caso se prevea déficit de oferta en el sistema, y verificar el cumplimiento con la información que el coordinador proporcione acerca de la ejecución de los mismos.

- 4.1.17. Pre-establecer los esquemas de rechazo automático de carga antes del 30 de setiembre de cada año, o en fecha que la Autoridad determine.
 - 4.1.18. Pre-establecer rechazos manuales de carga y/o desconexión de generadores u otros equipos para preservar la estabilidad y seguridad del sistema, basado en estudios del Sistema.
 - 4.1.19. Informar de los casos de incumplimientos y trasgresiones de las normas NTCSE y NTOTR a OSINERG y la DGE.
 - 4.1.20. Establecer la forma y plazos en que los titulares de generación, redes de transmisión, redes de distribución y clientes libres deben presentar la información técnica en tiempo diferido.
 - 4.1.21. Solicitar a través del Coordinador la forma en que los titulares de generación, redes de transmisión, redes de distribución y clientes libres deben presentar la información en tiempo real y diferido, requerida para el cumplimiento de sus funciones.
 - 4.1.22. Desarrollar los estudios eléctricos que garanticen la seguridad, calidad y economía de la operación.
 - 4.1.23. Revisar y aprobar los estudios de operatividad de las instalaciones existentes o nuevas del Sistema, que son necesarios para garantizar la confiabilidad y operatividad del Sistema.
 - 4.1.24. Evaluar los reclamos que hubiere a la reprogramación de la operación del sistema y a las disposiciones operativas del Coordinador.
 - 4.1.25. Realizar estudios para definir el plan de restablecimiento del Sistema.
- 4.2. Del Coordinador
- 4.2.1. Coordinar la operación en tiempo real del sistema, a que se refiere el Artículo 92º del Reglamento, e informar permanentemente al Director de Operaciones. La actividad de coordinación se desarrolla las 24 horas de todos los días del año.
 - 4.2.2. Disponer en todo momento de un Ingeniero Coordinador de turno, encargado de ejecutar la operación en tiempo real de las instalaciones del sistema en coordinación con los Miembros del COES. El Coordinador debe suministrar, oportunamente a la DOCOES, toda la información que ésta requiera para evaluar, programar o reprogramar la operación del sistema. Asimismo, está obligado a poner a disposición de la DOCOES, en tiempo real, la información relacionada con la operación del sistema que se le solicite.
 - 4.2.3. Para la transferencia de información de tiempo real con la DOCOES, proporcionar los puertos de comunicación necesarios dentro de sus instalaciones.
 - 4.2.4. Proporcionar a la DOCOES y a los Miembros del COES el acceso a la siguiente información:
 - a El despacho real de las unidades de generación: potencia activa y reactiva.
 - b Los costos marginales, costos diarios de operación/raционamiento del sistema.
 - c Las perturbaciones ocurridas

- d Las horas de salida y reconexión de equipos por mantenimiento/falla.
 - e Las horas de orden de arranque/parada y las de ingreso/salida de unidades.
 - f Las disposiciones de la reprogramación de la operación del sistema.
 - g Las disposiciones de regulación de tensión, frecuencia, etc.
 - h El registro de la frecuencia.
 - i Otra información técnica adicional que sea requerida por la DOCOES.
- 4.2.5. Elevar un informe preliminar de los hechos que origine interrupciones de suministro a más del 5 por ciento (5%) de la demanda del sistema al Ministerio de Energía y Minas, y al OSINERG, con copia a la DOCOES, dentro de las dos (2) horas de ocurrido el hecho. Este informe será ampliado y sustentado ante dichos organismos, por la DOCOES, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de producido el evento.
 - 4.2.6. Supervisar y coordinar la operación en tiempo real del SINAC, siguiendo el PDO o su reprogramación e informa a la DPP su ejecución en los IDCOP.
 - 4.2.7. Solicitar a la DPP de la DOCOES la reprogramación de la operación en tiempo real del SINAC.
 - 4.2.8. Superar el cambio del estado de "ALERTA" al estado "NORMAL", mediante la adecuada utilización y restitución de la reserva rotante, reduciendo el riesgo de que el sistema pase al estado de "EMERGENCIA".
 - 4.2.9. Disponer la operación de la(s) unidad(es) de reserva no sincronizada de emergencia, si las condiciones del sistema lo ameritan.
 - 4.2.10. Adecuar la configuración del SINAC preservando la seguridad y calidad del servicio eléctrico, logrando minimizar los costos de operación y de racionamiento.
 - 4.2.11. Supervisar en tiempo real la reserva rotante asignada para RPF y RSF, la frecuencia, el perfil de tensiones, los flujos de potencia activa y reactiva, etc., en instalaciones y equipos vinculados al COES.
 - 4.2.12. Registrar, evaluar y difundir la información de la operación en tiempo real. Por ejemplo: los caudales de operación, los niveles de los embalses de regulación para las centrales hidráulicas y el volumen de combustible almacenado para las centrales térmicas, etc.
 - 4.2.13. Supervisar la ejecución de toda actividad que conlleve a un cambio de estado de los equipos y dispositivos del sistema eléctrico vinculado al COES.
 - 4.2.14. Dirigir en coordinación con los CC de los Miembros del COES, el restablecimiento del sistema luego de una perturbación e informa a la DPP las coordinaciones y acciones tomadas, que permitan el análisis de fallas. La referida debe contener entre otros: la relación de la actuación de los sistemas de protección, señalizaciones, oscilogramas, actuación

de los equipos de maniobras, valores de los parámetros de control pre y post falla, entre otros.

- 4.2.15. Por razones de mantenimiento o falla en el sistema u otras causas justificadas, el Coordinador podrá delegar a un integrante, la coordinación de la operación en tiempo real de un área, por un período determinado, manteniendo la supervisión periódica. La delegación debe quedar claramente registrada por el emisor y los receptores (si son varias áreas de coordinación) y será comunicada oportunamente a la DPP.
- 4.2.16. En ausencia de la reprogramación elaborada por la DPP, reformular el programa de operación, considerando los criterios de seguridad, calidad y mínimo costo operativo y de acuerdo a los procedimientos vigentes.
- 4.2.17. Mantener una adecuada comunicación con los CC de los Miembros del COES del sistema para conducir la operación durante las 24 horas del día y en cualquier circunstancia, a fin de preservar la seguridad y calidad del suministro eléctrico del SINAC. Por otro lado el Coordinador establecerá la referencia horaria para el registro de todos los eventos y actividades vinculados con la operación en tiempo real del sistema utilizando referencia de tiempo de tipo satelital (GPS).
- 4.2.18. La empresa o empresas en cuya representación actúa el Coordinador, son pasibles de las sanciones a que hubiere lugar por el mal servicio y/o el incumplimiento por parte del Coordinador, en aplicación de la ley, el reglamento, la norma y los procedimientos operativos aprobados por el COES. Las sanciones a que hubiere lugar se ejecutarán de acuerdo a la NTOTR.
- 4.2.19. Establecer el detalle de la información en tiempo real de las señales de alarma de generadores, subestaciones, líneas, transformadores y equipos de compensación reactiva que le deben ser presentadas.
- 4.2.20. Informar las características técnicas del protocolo de comunicación de su sistema SCADA para llevar a cabo la transferencia de información en tiempo real.
- 4.2.21. Evaluar cuándo se considera que un sistema de comunicaciones es confiable y compatible con el del Coordinador.
- 4.2.22. Disponer las medidas necesarias en caso de que las empresas Miembros del COES o algún otro Integrante del SINAC informen de sobrecargas de sus equipos.
- 4.2.23. Supervisar y controlar los niveles de tensión en barras de transmisión del SINAC.
- 4.2.24. Disponer la puesta en servicio de las unidades de generación de emergencia cuando la tensión está por debajo del 97,5% de la tensión de operación y el rechazo de carga para valores inferiores al 95%.
- 4.2.25. Instruir a los CC de generación las directivas para regular la frecuencia del sistema mediante la RPF y RSF.
- 4.2.26. Cuando las variaciones sostenidas de frecuencia exceden tolerancias, disponer las medidas correctivas necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias establecidas.

- 4.2.27. Cuando el error acumulado de frecuencia excede la tolerancia de IVDF, establecer una estrategia de recuperación e implementarla.
 - 4.2.28. Llevar el registro de la IVDF semanal, mensual y anual.
 - 4.2.29. Disponer la ejecución de maniobras que involucren equipos de generación y transmisión, así como aquellos de distribución o de clientes libres que considere necesarios.
 - 4.2.30. Definir, en la ejecución del programa de operación la secuencia de maniobras en las instalaciones de los Miembros del COES, en coordinación con éstos y la DOCOES.
 - 4.2.31. Evaluar los reclamos que hubiere a la reprogramación de la operación del sistema y a las disposiciones operativas del Coordinador, pudiendo rechazarlas o aceptarlas.
 - 4.2.32. Evaluar los déficit por desconexión intempestiva de equipos, variación de la demanda y/o los caudales respecto a la programación diaria, tomando las medidas correctivas correspondientes y coordinando la reprogramación de la operación con la DPP.
 - 4.2.33. Supervisar el cumplimiento de los programas de racionamiento incluidos en el Programa de Operación Diario, tomando las medidas necesarias e informando a la DOCOES de su ejecución.
 - 4.2.34. Disponer las acciones necesarias para restablecer la operación del sistema a su estado normal, después de producida una perturbación.
 - 4.2.35. Cuando sucede una falla general en el Sistema, aplicar el plan de restablecimiento del Sistema, en coordinación con los Miembros del COES.
 - 4.2.36. Otorgar autonomía a los Miembros del COES para ejecutar maniobras, cuando las circunstancias lo justifiquen.
 - 4.2.37. Elaborar el informe de perturbaciones, remitiéndolo a los Miembros del COES y a la DOCOES.
 - 4.2.38. Informar los casos de incumplimiento y/o transgresiones a la norma al OSINERG con copia a la DOCOES.
 - 4.2.39. El requerimiento de la presencia de la(s) unidad(es) no sincronizada(s) de emergencia podrá(n) ser utilizada(s) en los despachos en tiempo real para evitar el cambio de estado del sistema a situaciones de emergencia.
 - 4.2.40. De estar en vigencia un modelo de programación de cálculo multinodal y multiembalse, coordinar de acuerdo al orden de despacho establecido por el VAS para cada embalse.
 - 4.2.41. Definir el plan de restablecimiento del Sistema, basado en estudios del sistema, elaborado por el COES.
- 4.3. De los Miembros del COES
- 4.3.1. En un sistema interconectado, todos los titulares de generación que operen conectados eléctricamente al sistema, así como los titulares de redes de transmisión, titulares de redes de distribución, los clientes libres del sistema, están obligados a operar sus instalaciones y a suministrar la información necesaria para coordinar la operación del sistema en la oportunidad, manera y forma que se señalan en la NTOTR.

- 4.3.2. Contar con un Centro de Control (CC) para la operación en tiempo real de sus instalaciones.
- 4.3.3. Cumplir con las disposiciones del Coordinador y disponer de los recursos humanos y materiales necesarios para operar físicamente sus instalaciones.
- 4.3.4. Los Miembros del COES, titulares de los sistemas principales de transmisión designan a su representante y éste al Jefe de Coordinación.
- 4.3.5. El CC de cada integrante, debe contar con una persona responsable de la operación, en calidad de Jefe nombrado ante el Coordinador.
- 4.3.6. A través de sus respectivos CC, son responsables de la seguridad de las personas y de sus instalaciones.
- 4.3.7. La información de las restricciones operativas o cambios en la disponibilidad que afecten a la operación presente o futura, será proporcionada al Coordinador y a la DPP de preferencia por medios electrónicos, vía fax, teléfono u otros análogos.
- 4.3.8. A través de su respectivo CC, emitir y enviar los IDCC de sus correspondientes empresas, a la DPP y al Coordinador dentro de los plazos establecidos en el PR-Nº 05.
- 4.3.9. Mantener actualizados los Manuales de Instrucciones de "Operación" correspondientes para el proceso de maniobras y la conexión o desconexión de circuitos del sistema, remitiéndolo a la DOCOES para su aprobación.
- 4.3.10. Los titulares de redes de distribución y los clientes libres presentarán al Coordinador, en tiempo real y, en la forma que éste lo establezca, la información sobre la operación de sus instalaciones que el Coordinador considere que puedan afectar la calidad del servicio o la seguridad del sistema.
- 4.3.11. Para llevar a cabo la transferencia de información a que se refiere esta acción, los Miembros del COES del sistema deben enlazar sus respectivos Centros de Control, a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el del Coordinador, adaptándose a su protocolo de comunicaciones.
- 4.3.12. Dirigir, por disposición del Coordinador o por cuenta propia (dependiendo de la circunstancia y magnitud de la perturbación), el restablecimiento del suministro eléctrico de su subsistema o área, luego de producida una perturbación, e informará al Coordinador y a la DPP de las coordinaciones y acciones tomadas, que permitan el análisis de fallas. Los datos que deben contener entre otros es la relación de la actuación de los sistemas de protección, señalizaciones, oscilogramas, actuación de los equipos de maniobras, valor de los parámetros de control pre y post falla, etc.
- 4.3.13. Contar con los recursos para operar sus instalaciones e intercambiar información con el Coordinador. Para la transferencia de información en tiempo real sus Centros de Control deben enlazarse, a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el del Coordinador, adaptándose a su protocolo de comunicaciones.

- 4.3.14. Presentar a la DPP con copia al Coordinador, la información técnica en tiempo diferido, de acuerdo a la forma y plazos establecidos por los Procedimientos, incluyendo los cambios previstos.
- 4.3.15. Presentar la información operativa de sus instalaciones en tiempo real al Coordinador de acuerdo a la forma establecida por la NTOTR.
- 4.3.16. Utilizar la referencia horaria del Coordinador para el registro de eventos y actividades vinculadas con la operación en tiempo real.
- 4.3.17. Supervisar que sus equipos operen dentro de los límites de carga declarados al COES y al Coordinador; en caso contrario los Miembros del COES deberán informar al Coordinador inmediatamente sobre estas desviaciones. En cada caso informará la sobrecarga admisible y el tiempo máximo admitido.
- 4.3.18. Los niveles de tensión de las barras de distribución serán regulados por sus respectivos titulares.
- 4.3.19. En la operación en tiempo real, suministrar la potencia reactiva solicitada a despachar por el Coordinador, considerando los límites operativos de sus instalaciones.
- 4.3.20. Los Miembros del COES de generación regularán la frecuencia del sistema dentro de los márgenes permitidos por las normas NTCSE y NTOTR, bajo las directivas del Coordinador.
- 4.3.21. Ejecutar las maniobras dispuestas y/o autorizadas por el Coordinador en tiempo real.
- 4.3.22. Verificar que la reprogramación de la operación del sistema y las disposiciones operativas del Coordinador no vulneren las normas de seguridad, calidad, economía ni limiten la operación de sus equipos e instalaciones, en caso contrario deberán comunicar al Coordinador de inmediato para su corrección respectiva.
- 4.3.23. Los Miembros del COES de generación comunicarán a sus clientes los programas de racionamiento establecidos en los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario, en caso se prevea déficit de oferta.
- 4.3.24. Disponer e implementar los esquemas pre-establecidos por el COES para situaciones de rechazo automático de carga, antes del 31 de diciembre de cada año.
- 4.3.25. Elaborar el diagnóstico de las perturbaciones y presenta las observaciones mediante informe al Coordinador con copia a la DPP.
- 4.3.26. En caso se integren nuevas unidades al Sistema, éstas serán equipadas de sistemas de comunicación y control según lo requerido por la norma.
- 4.3.27. Informar los casos de incumplimiento de la norma por parte de los Miembros del COES y/o el Coordinador al OSINERG con copia a la DOCOES.
- 4.3.28. Aceptar la delegación de responsabilidad de coordinación, en caso así lo disponga el Coordinador, asumiendo las responsabilidades derivadas del cargo. Esta delegación quedará claramente registrada por el remitente y el receptor.

4.3.29. Los Miembros del COES, bajo su responsabilidad deben informar al Coordinador, previo a la ejecución, las maniobras que signifiquen variaciones de generación o consumo que representen variaciones de la demanda mayores a 1%, posibles transgresiones a la NTCSE y maniobras en equipos de compensación reactiva.

5. PERIODICIDAD

- 5.1. El PDO (de ser el caso la actualización del PSO) será entregado antes de las 14:00 horas de cada día y, en caso necesario, un ajuste a dicho programa antes de las 22:00 horas, incluyendo el resultado de la operación del mismo día en horas de máxima demanda. Este programa comprende el período de 00:00 - 24:00 del día siguiente.
- 5.2. Es obligación de las empresas Miembros del COES, enviar permanentemente la información de la operación de sus instalaciones en Tiempo real al Coordinador, quien a su vez retransmitirá la información a la DPP.
- 5.3. El IDCC será emitido y enviado por cada uno de los CC de los Miembros del COES al Coordinador y a la DPP, a más tardar a las 02:00 horas de cada día.
- 5.4. El IDCOS será emitido y enviado por el Coordinador a la DPP y a los CC de los Miembros del COES a más tardar a las 06:00 horas de cada día.
- 5.5. El IEOD será emitido y enviado por la DPP a los Miembros del COES y al Coordinador, a más tardar a las 10:00 horas de cada día.

6. VIGENCIA

Las 24 horas de todos los días del año.

7. INFORMACION REQUERIDA

7.1. Medios

Correo Electrónico u otros medios magnéticos, vía fax ó teléfono en caso de desperfecto del medio electrónico.

7.2. Requerimientos

7.2.1. Características generales del equipamiento del sistema de generación

- a La potencia efectiva por unidad y consumo propio por central.
- b La configuración de las subestaciones y redes que posean.
- c Las características técnicas de las unidades de generación, líneas, transformadores y equipos de medición.
- d Las características de los sistemas de protección y maniobras, incluido los rechazos de carga.
- e Programas de generación y/o pronóstico de la demanda mensual de potencia y energía en cada barra de compra, para los próximos doce meses.
- f El tiempo de arranque entre la parada fría y el sincronismo, el tiempo entre el sincronismo y la plena carga, el tiempo mínimo requerido entre la parada y el re-arranque para cada unidad de generación, en condiciones normales y de emergencia.
- g En caso de centrales térmicas: las características del sistema de aprovisionamiento y almacenamiento de combustibles, los

consumos específicos promedios y los consumos específicos para distintos niveles de carga para cada unidad.

- h En caso de centrales hidráulicas: las características de los embalses, los tiempos de desplazamiento del agua en los hidrodutos principales, la relación de conversión m³/kWh en función al nivel de las presas, niveles mínimo y máximo de los embalses, caudales mínimo y máximo turbinables, series históricas de los caudales, etc.
- i Las curvas de capacidad de los generadores.
- j Características técnicas de las unidades asignadas para las RR y RNSE del sistema.
- k Característica de los sistemas de desconexión automática de generación (DAG).
- l Sobrecargas admisibles de los equipos del sistema de generación y transmisión.

Reporte : Anual y en tiempo diferido.

Emisores : Miembros del COES.

Receptores : Coordinador(original) y la DPP(copia).

7.2.2. Programas de Mantenimiento y programas de operación previstos

- a Programa de mantenimiento mayor y anual de equipos e instalaciones de las centrales de generación, líneas de transmisión y sus componentes principales, equipos de distribución y de clientes libres.
- b Los programas de carga prevista.
- c La información técnica adicional a solicitud de la DPP y el Coordinador.

Reporte : Anual, mensual y en tiempo diferido.

Emisores : Miembros del COES.

Receptores : DPP(original) y el Coordinador(copia).

7.2.3. La configuración del sistema para mediano plazo.

- a La configuración de las subestaciones.
- b Las características de las líneas, transformadores, equipos de compensación reactiva y equipos de medición, etc., que posean.
- c Las características de los sistemas de protección, control y maniobra (lógica local, enclavamientos, sincronización, etc.)
- d Características técnicas y operativas de nuevos equipos que se incorporan al sistema.
- e La información técnica adicional a solicitud de la DPP y el Coordinador.

Reporte : Anual, mensual y en tiempo diferido.

Emisores : Miembros del COES.

Receptores : DPP(original) y el Coordinador(copia).

7.2.4. La configuración del sistema de generación y transmisión para corto plazo

- a Confirmación de los mantenimientos aprobados en la Programación de la Operación Mensual y/o previsión de mantenimientos correctivos de las unidades de generación y de las instalaciones complementarias así como de las líneas de transmisión y de los equipos complementarios de las Subestaciones (protección, mando y servicios auxiliares), equipos de compensación reactiva y de transformación.
- b La variación horaria de los embalses de las centrales de generación hidráulicas.
- c Restricciones operativas y/o pruebas (de generación, transmisión, reserva de combustible entre otros).
- d La variación de los caudales promedios de operación de las principales cuencas del sistema de generación hidráulica.
- e Información técnica adicional que el Coordinador y la DOCOES requieran.

Reporte : Semanal, diario, diferido o en tiempo real.

Emisores : Miembros del COES.

Receptores : DPP(original) y el Coordinador(copia).

7.2.5. Mediante el protocolo de comunicaciones del Coordinador, se transmitirá de los titulares de generación, la siguiente información en tiempo real:

- a La posición de los seccionadores de las subestaciones.
- b La posición de los interruptores de potencia.
- c Los caudales promedios y los niveles de las presas.
- d Los niveles de tensión en bornes de generación y en barras de alta tensión.
- e Las potencias activa y reactiva de cada generador y transformador.
- f Las señales y alarmas principales de las centrales de generación, transformadores, las cuales serán concentradas en dos niveles: alarmas de alerta y alarmas de emergencia.
- g La información técnica adicional a requerimiento de la DPP o el Coordinador.

Reporte : En Tiempo real.

Emisores : Todos los Miembros del COES del sistema de : generación.

Receptor : El Coordinador, quien retransmitirá a la DPP.

7.2.6. Mediante el protocolo de comunicaciones del Coordinador, se transmitirá de los titulares de transmisión, la siguiente información en tiempo real:

- a La posición de los seccionadores de las subestaciones.

- b La posición de los interruptores de potencia.
- c La posición de los taps de los transformadores con regulación bajo carga o manual.
- d Los niveles de tensión en barras.
- e Las potencias activa y reactiva de las líneas y transformadores.
- f La potencia reactiva de equipos de compensación reactiva inductiva/capacitiva.
- g Las señales y alarmas principales de las subestaciones: líneas, transformadores, equipos de protección y equipos de compensación reactiva, las cuales serán concentradas en dos niveles: alarmas de alerta y alarma de emergencia.
- h La información técnica adicional a requerimiento del Coordinador o de la DPP.

Reporte : En tiempo real.

Emisores : Todos los Miembros del COES del sistema de transmisión.

Receptor : El Coordinador quien retransmitirá a la DPP.

7.2.7. Mediante el protocolo de comunicaciones del Coordinador se transmitirá de los titulares de distribución, la siguiente información en tiempo real:

- a La operación de sus circuitos principales y complementarios de alta tensión o con cargas mayores al 1% de la demanda, así como de sus equipos de compensación reactiva de capacidad mayor a 10 MVAR.
- b La información técnica adicional a requerimiento del Coordinador o de la DPP.

Reporte : En tiempo real.

Emisores : Los titulares de distribución y clientes libres.

Receptor : Coordinador quien retransmitirá a la DPP.

7.2.8. Mediante el protocolo de comunicaciones del Coordinador se transmitirá la siguiente información en tiempo real:

- a Información de la potencia activa y reactiva: el perfil de tensiones, flujo de potencia activa y reactiva del sistema de generación, transmisión y distribución del SINAC.
- b Pronóstico de los caudales de operación (naturales y regulados) y el estado de los embalses, que se están ejecutando en las centrales hidráulicas de los miembros del COES.
- c Estado operativo de las unidades calificadas y habilitadas como reserva no sincronizada de emergencia, como se indica en el Procedimiento relativo a la Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional.
- d Actualización de la base de datos: demanda horaria de potencia activa de las unidades generadoras miembros del COES.

e Actualización de la base de datos: producción horaria de potencia activa de las unidades generadoras.

Reporte : En tiempo real.

Emisor : Integrantes del SINAC que no sean miembros del COES.

Receptor : El Coordinador quien retransmitirá a la DPP.

8. CRITERIOS BASICOS DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL

La ejecución de la operación se basa fundamentalmente en el criterio de seguridad, calidad y mínimo costo de la operación del servicio eléctrico, para el cual se requiere:

- 8.1. El control del balance de la demanda y la oferta de generación en cada instante, manteniendo la frecuencia y la tensión dentro de los valores nominales establecidos por la NTCSE y la NTOTR.
- 8.2. El PDO y la reprogramación de la operación optimiza el costo de operación diaria del SINAC, teniendo en cuenta los costos futuros del agua y los costos variables totales, sin afectar las restricciones operativas de los equipos, la seguridad y la calidad del suministro eléctrico, así como las obligaciones con terceros (compañías del agua potable, Ministerio de Agricultura y otros). Sin embargo en la operación en tiempo real del sistema, hay que tener en cuenta además las siguiente consideraciones:

8.2.1. Operación en estado normal

El Coordinador, acordará la operación del SINAC con los CC de los Miembros del COES, siguiendo en lo posible el PDO o la reprogramación de la operación cuando haya sido emitido, con el objeto de mantener el Sistema en estado normal, el cual se caracteriza por las siguientes condiciones:

- a Los niveles de tensión de operación deben estar en el rango del $\pm 2.5\%$ del valor de la tensión de operación.
- b La frecuencia del sistema debe regularse a 60 Hz aceptándose variaciones sostenidas en el rango de 60 Hz $\pm 0.6\%$ (entre 59.64 y 60.36 Hz), variación súbita de la frecuencia para $\Delta f = \pm 1.0$ Hz (59.0 Hz y 61.0 Hz), e integral de variación diaria de frecuencia para ± 600 ciclos/día.
- c Los transformadores de potencia y líneas de transmisión serán operados hasta los valores indicados en el Anexo 04.
- d La magnitud de la reserva rotante del SINAC es al menos el valor calculado por la DPP de la DOCOES, considerados en el PDO o de carácter extraordinario para los casos que en tiempo real ocurra la salida intempestiva de una unidad de generación o variaciones significativas de la oferta/demanda del sistema.
- e El Coordinador verificará que las demandas, combustibles disponibles en las centrales térmicas, caudales y embalses de las cuencas de los ríos de las centrales hidráulicas y, la disponibilidad de los equipos del SINAC estén dentro de los márgenes previstos en el PDO.

De producirse variaciones significativas de éstas magnitudes con relación a lo considerado en el PDO, o se produjera cambios forzados en la disponibilidad de equipos principales, se efectuará la reprogramación de la operación con la finalidad de que la operación del resto del día mantenga los criterios de seguridad, calidad y economía del suministro.

8.2.2. Operación en estado de alerta

- a En este estado, el Coordinador debe disponer las acciones necesarias para restablecer el estado normal de operación, o en caso de serias limitaciones de las condiciones operativas, tratar que éstas no decaigan y conduzcan al SINAC al estado de emergencia.
- b Cuando los niveles de tensión y/o frecuencia se encuentren en los límites establecidos para el estado de alerta, el Coordinador, dispondrá con los CC de los Miembros del COES, las acciones correctivas para recuperarlas al estado normal y si es posible coordinará el ingreso de la(s) unidad(es) no sincronizadas de emergencia.
 - 1 Para una tensión nominal en barras AT(alta tensión) de carga, la variación de tensión debe oscilar en valores inferiores al $\pm 5\%$ de la tensión de operación.
 - 2 Para tensiones nominales menores que la AT en barras de carga, la variación de tensión no excederá a $\pm 2.5\%$ o $\pm 5.0\%$ de la tensión de operación
- c Evitar la desconexión automática de carga de los relés de mínima frecuencia ajustados para actuar en la primera etapa.
- d Evitar el descenso de la frecuencia a valores inferiores a 58.5 Hz para no perder la estabilidad del sistema y la reducción de la vida útil de las unidades térmicas. Por lo tanto, el nivel mínimo de la frecuencia del sistema lo determina la capacidad de las unidades térmicas las que siempre se encuentran fijadas por debajo de 58 Hz.
- e Evitar que la frecuencia del sistema ascienda a valores superiores a 61 Hz.

Cuando los niveles de tensión y/o frecuencia se encuentren en los límites establecidos para el estado de alerta, el Coordinador establecerá conjuntamente con los CC de los Miembros del COES, las acciones correctivas para recuperarlas al estado normal o en situaciones extremas solicitará a la DPP la reprogramación de la Operación del Sistema.

8.2.3. Operación en estado de emergencia

Producido un estado de emergencia en el SINAC, el Coordinador deberá concertar con los CC de los Miembros del COES las siguientes acciones:

- a Previa confirmación o verificación de la falla, se tratará de seguir operando con las líneas de interconexión entre áreas operativas o entre zonas geográficas, si las condiciones de la configuración de

la red lo permiten, manteniendo la frecuencia y tensión lo más cercano posible a los valores del estado normal.

Una vez lograda la estabilidad o las condiciones normales de operación del Sistema, el Coordinador informará a los CC el estado de la red y de las restricciones existentes, así mismo coordinará con la DPP la reprogramación de la operación, si las condiciones del sistema lo exigen.

- b Producida una contingencia que afecte la capacidad de generación y/o de transmisión del SINAC y a fin de lograr estabilizar la totalidad del sistema o parte del mismo, sobre la base del nivel de frecuencia y los niveles de tensión de la red, se tomarán las siguientes medidas:

b.1 Para estabilizar la frecuencia:

- Usar la reserva rotante hidráulica y/o térmica.
- Usar la reserva no sincronizada de emergencia.
- Usar la reserva fría hidráulica.
- Usar la reserva fría térmica.
- Conectar o desconectar cargas.
- Desconectar unidades de generación.
- Efectuar rechazos de carga si fuera posible.

b.2 Para estabilizar los niveles de tensión:

- Usar al máximo las reservas de potencia reactiva de las unidades de generación en función a las curvas de capacidad de cada unidad disponible en dicha zona o áreas del sistema.
- Usar los equipos de compensación reactiva.
- Redistribuir la generación de energía reactiva.
- Usar la reserva fría hidráulica.
- Usar la reserva fría térmica.
- Conectar o desconectar líneas.
- Conectar o desconectar cargas.
- Efectuar rechazos de carga si fuera posible.

8.2.4. Operación en estado de recuperación

El Coordinador procederá a las coordinaciones de las maniobras de normalización de la red de acuerdo a las siguientes fases:

a Fase de reconocimiento:

Luego de ocurrida una falla severa, cada CC inicia las acciones de reconocimiento e identificación del tipo de falla que ha provocado la interrupción parcial o total de la red, basado en la determinación de los siguientes datos:

a.1 Configuración pre y post - falla

El personal de turno de los CC registrará y recolectará la cronología, magnitud y probables causas de la ocurrencia de la(s) desconexión(es). A continuación procederán a recopilar la información del estado en que se encuentren sus equipos y la configuración pre y post falla, para confirmar la disponibilidad de los mismos e informar al Coordinador de la operación.

a.2 Causa Probable

Para determinar la causa probable, los CC recolectarán de las instalaciones que controlan, la siguiente información:

a.2.1. Actuación de los sistemas de protección y aperturas de los interruptores.

a.2.2. Señalizaciones y alarmas.

a.2.3. Condiciones climáticas.

a.3 Indicaciones de los registradores y localizadores de fallas.

a.4 Probables causas de la falla (equipo, error humano, mal ajuste de la protección, calidad de materiales, falta o mal mantenimiento, condiciones atmosféricas, etc.)

a.5 Consecuencias

Los CC, comunicarán al Coordinador la relación de suministros afectados, información que se anotará en magnitud y duración (tiempo estimado de la duración de la restricción del suministro) en el Libro de Ocurrencias. Asimismo la relación de las pérdidas y daños ocasionados a los equipos y/o instalaciones a consecuencia de la falla.

a.6 Evaluación de la falla y medidas adoptadas

Con la información proporcionada por los CC, incluyendo las medidas tomadas, el Coordinador determinará lo siguiente:

a.6.1. Tipo de falla (transitoria, permanente, etc.).

a.6.2. Evaluación de la magnitud. (MW y MWh).

a.6.3. Equipos afectados.

a.6.4. Pronóstico de la causa de la falla y equipos comprometidos

Una vez reconocida y aislada la falla, el Coordinador procederá a disponer con los CC, la realización de la secuencia de maniobras de recuperación.

En el proceso de recuperación los equipos probables causantes de la falla serán evaluados antes de su energización.

b. Fases del proceso de recuperación

Después de la fase de reconocimiento, las acciones de recuperación pueden dividirse en dos fases:

b.1 Fase de autorestablecimiento:

Transcurrido un máximo de 15 minutos desde la ocurrencia de una falla y habiendo verificado la configuración actual del sistema, el CC responsable de la(s) zona(s) afectada(s) iniciará las maniobras de auto restablecimiento.

En esta fase, las acciones de recuperación previamente definidas, permitirán la recuperación de las zonas de autorestablecimiento. Para que esta etapa se cumpla exitosamente, es necesario que en los CC de los Miembros del COES, existan “Manuales de Operación” detallados que brinden autonomía a los operadores para aplicarlos.

En caso que la reposición del suministro eléctrico dependa de varias empresas, los CC responsables coordinarán la normalización en función al manual de “Procedimientos Interempresas”.

b.2 Fase coordinada:

En esta fase de recuperación el Coordinador y CC deben dar continuidad al proceso, sincronizando las zonas de autorestablecimiento y recuperando las cargas del resto del sistema.

En el caso de encontrarse impedido para continuar con el proceso principal de recuperación, en las zonas de autorestablecimiento, los respectivos CC coordinarán la reformulación del proceso de restablecimiento de la operación del sistema. Conforme a lo estipulado en el Manual de Procedimiento de cada CC.

Si las etapas de autorestablecimiento se cumplieron exitosamente, los CC del Sistema, bajo la directiva del Coordinador, sincronizarán y restablecerán el COES.

9. METODOLOGIA PARA LA OPERACION EN TIEMPO REAL

Durante la ejecución de la operación en tiempo real, las actividades del Coordinador se limitarán a seguir el PDO o su Reprogramación, dando origen a los Despachos en tiempo real con la aplicación de las acciones correctivas del caso, para mantener el sistema en estado normal, pero expuestos permanentemente a la presencia de las desviaciones significativas al programa tal como:

- La desviación de la demanda que origina un cambio en el programa de operación.
- La indisponibilidad forzada en el despacho económico del sistema del equipo de una empresa integrante que altere la ejecución del programa diario de operación.
- Las variaciones de los caudales naturales de los ríos y el estado de los embalses, que afecten la capacidad de generación de las centrales hidráulicas de pasada o con regulación diaria y semanal.

- La variación de los niveles de tensión cuando se prevé exceder los límites permisibles considerados en la NTCSE ó NTOTR.
- Exceder el límite de capacidad de transporte de los sistemas de transmisión y de sus componentes principales.
- Indisponibilidad o restricción total o parcial del suministro de combustible para las plantas térmicas.
- Variaciones de la frecuencia.

El despacho económico en tiempo real será ejecutado por el Coordinador tal como se indica a continuación:

9.1. Por desviación de la demanda

La demanda debe ser registrada en tiempo real o cuando menos cada media hora, y se comparará con la demanda programada en el PDO. Esto permitirá verificar, cuantificar y determinar en lo posible la(s) causa(s) de la desviación de la demanda de manera que se pueda estimar la tendencia de la carga en las siguientes horas del día.

Cuando la demanda real es mayor o menor que la programada y como consecuencia se prevé que afectará los límites establecidos como reserva de frecuencia (RPF, RSF), el Coordinador dispondrá variar el despacho de generación considerando criterios de seguridad y calidad, teniendo en cuenta en lo posible, los procedimientos operativos del COES sobre la operación al mínimo costo total del SINAC.

9.1.1. Despacho por presencia de mayor demanda que la prevista

Se incrementará la generación del sistema, de preferencia de acuerdo a la siguiente prioridad:

- a Centrales hidráulicas con capacidad de regulación. El valor límite de generación adicional estará dado por los máximos y mínimos niveles permisibles de los embalses, considerando las restricciones operativas de cada central o del sistema según sea el caso.
- b Con centrales térmicas: en función al menor costo operativo total para el Sistema.

9.1.2. Despacho por presencia de menor demanda a la prevista

Se disminuirá la generación, de preferencia de acuerdo a la siguiente prioridad:

- a Las centrales térmicas: empezando por la de mayor costo operativo total. Se exceptúan las que estén programadas por necesidad de energía o por restricciones operativas (tensión, seguridad, calidad, etc.) o por requerimiento propio de un generador con sus clientes o las unidades de las Centrales de Cogeneración Calificadas cuando estén operando para producir calor útil.
- b Las centrales hidráulicas con capacidad de regulación: El valor límite de la menor generación estará dado por los niveles máximos y mínimos permisibles en los embalses, considerando

las restricciones operativas de cada central o del sistema según sea el caso.

- c Centrales hidráulicas sin capacidad de regulación: La disminución de generación de las unidades hidráulicas se efectuará en forma proporcional a sus potencias efectivas, considerando sus restricciones operativas y del sistema.

En caso de producirse la variación sostenida que afecte a las reservas asignadas del sistema, el Coordinador solicitará la reprogramación de la operación.

9.2. Despacho por indisponibilidad forzada de equipos y/o sus componentes principales

9.2.1. Indisponibilidad forzada de una unidad de generación

Cuando se produce la repentina indisponibilidad de una unidad de generación, el Coordinador evaluará el déficit y dispondrá incrementar en esa magnitud, la generación de las unidades de reserva rotante de menor costo variable preferentemente o, en su defecto dispondrá la operación de la unidad o unidades de emergencia con menor costo operativo total para el sistema.

9.2.2. Indisponibilidad de una línea de transmisión

Cuando se indisponde repentinamente una línea de transmisión que enlaza centros de generación, ocasionando un déficit o exceso de generación, las acciones correctivas serán:

- a De producirse un déficit de generación: el Coordinador decidirá se incremente la oferta con unidades de la reserva rotante de menor costo variable o, en su defecto, dispondrá la operación de unidades de emergencia, siempre en función al menor costo operativo total para el sistema.
- b De producirse un exceso de generación, el Coordinador decidirá se disminuya la oferta con unidades de mayor costo variable, quedando exceptuadas las unidades térmicas que están operando por cuota de energía o, por restricciones operativas de cada central o del sistema, según sea el caso, manteniendo como objetivo el menor costo total de operación del sistema.

9.2.3. Indisponibilidad de un generador y una línea simultáneamente

De producirse la indisponibilidad de un generador y una línea simultáneamente, el miembro del COES cuyo equipo salga de operación, comunicará al Coordinador el tiempo previsto de la indisponibilidad, pudiendo presentarse uno de los siguientes casos:

- a Si la disponibilidad es inmediata, el Coordinador dispondrá la reconexión e informará a la DPP de las medidas adoptadas.
- b Si no lo es, el Coordinador tomará las medidas correctivas que el caso amerite, informando sobre el hecho y las medidas adoptadas inmediatamente a la DPP, quien evaluará el estado del sistema y, de ser necesario, realizará la reprogramación.

9.2.4. Indisponibilidad de la línea de transmisión y sus componentes

En caso necesario, deberá ser cubierta por el incremento de la generación de las centrales hidráulicas con regulación diaria y semanal, o con unidades de la reserva rotante de menor costo variable o, en su defecto, se dispondrá la operación de las unidades de emergencia.

Si la indisponibilidad provocara variaciones de los parámetros de control del sistema en forma sostenida, el Coordinador solicitará a la DPP la Reprogramación de la Operación del SINAC.

9.3. Despacho por variación de los caudales naturales

9.3.1. Incremento de caudales

Se tomarán las siguientes acciones correctivas:

a En caso de centrales hidráulicas y térmicas:

De producirse el incremento de los caudales naturales, el Coordinador decidirá incrementar la generación de las centrales hidráulicas de pasada, en cuyas cuencas se presentaron los incrementos de caudales naturales y por otro lado la disminución y/o la salida de servicio de la generación térmica, exceptuando a las unidades de las Centrales de Cogeneración Calificadas cuando estén operando para producir calor útil, empezando por la de mayor costo operativo total, manteniendo como objetivo el menor costo de operación del sistema.

b Si solo operan centrales hidráulicas:

El Coordinador dispondrá incrementar la generación de centrales de pasada y disminuir aquellas con regulación diaria y semanal hasta que alcancen la condición de vertimiento.

9.3.2. En caso de sobre oferta hidráulica:

a En caso de sobre-oferta hidráulica, el Coordinador disminuirá la generación de todas las unidades hidráulicas en forma proporcional a sus potencias efectivas, considerando sus restricciones operativas.

b En lo posible minimizar el vertimiento de las centrales hidroeléctricas.

9.3.3. Disminución de caudales naturales:

Se tomarán las siguientes acciones correctivas:

a Evaluar si resulta óptimo para la operación económica del sistema, el incrementar la generación con centrales hidráulicas con regulación semanal y diaria.

b Dependiendo de la magnitud y la persistencia de la disminución de los caudales, se evaluará la RSF del SINAC, en caso llegará a los límites de regulación aprobados ($RSF \pm \Delta RSF$), el Coordinador solicitará a la DPP la Reprogramación de la Operación.

9.4. Despacho por variación de la tensión en barras del SINAC

Tanto para la operación del sistema integrado como para la operación en sub sistemas:

9.4.1. Caída de Tensión

a Acciones correctivas

Se procederán inicialmente a monitorear los equipos de compensación reactiva, conexión de líneas, se despachará la reserva de energía reactiva local de las unidades de generación, maniobras sobre los equipos de compensación reactiva, y en casos extremos disponer la operación de unidades térmicas por tensión.

De continuar las limitaciones de tensión en barras del SINAC, se dispondrá la reprogramación de la operación de las unidades generadoras de acuerdo a la disponibilidad y a la necesidad de energía reactiva del sistema, considerando las restricciones operativas correspondientes y manteniendo como objetivo la seguridad, la calidad y el menor costo total de operación del sistema para las condiciones existentes.

b Acciones extremas

En situaciones extremas el Coordinador puede disponer la puesta en servicio de las unidades de reserva fría (no-sincronizadas) para elevar la tensión de una barra de carga, cuando ésta es inferior al 97.5 % de la tensión de operación y puede disponer el rechazo de la misma, cuando la barra opere con tensiones inferiores al 95% de la tensión de operación.

9.4.2. Incremento de Tensión

En caso del incremento de la tensión en barras del SINAC, se procederá a reducir la generación de energía reactiva dentro de los límites de operación dadas por las curvas de capacidad de la unidad respectiva hasta conseguir las tensiones nominales de operación, teniendo en cuenta las restricciones operativas correspondientes. De persistir con tensiones elevadas en las barras del sistema, se operarán los equipos de compensación reactiva y en casos extremos se procederá a la desconexión de líneas y transformadores de potencia, preservando la confiabilidad, seguridad y calidad del suministro eléctrico.

9.4.3. Regulación de Tensión

- a. Todos los Miembros del COES del sistema están obligados a proveer de equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones.
- b. Los niveles de tensión en las barras de los sistemas de distribución serán regulados directamente por sus titulares.
- c. Los Miembros del COES del sistema están obligados a suministrar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el Coordinador, hasta los límites de capacidad de sus equipos para mantener los niveles adecuados de tensión.

- d. El Coordinador es responsable de supervisar y controlar los niveles de tensión en barras del sistema de transmisión. En el estado normal la tensión de barras de carga se mantiene dentro del ± 2.5 % de la tensión de operación.
- e. El COES establecerá las tensiones de operación a ser controladas en las barras de los sistemas de transmisión sobre la base de estudios especializados. Estas tensiones no deben exceder los rangos de operación especificados para el estado normal. Transitoriamente hasta el año 2009 la tensión de operación será la estipulada en los contratos entre el suministrador y el cliente.
- f. El COES mediante un estudio, establecerá las prioridades y los procedimientos para reducir o elevar manualmente la tensión de barras.
- g. El Coordinador puede disponer la puesta en servicio de las unidades de reserva no sincronizada para elevar la tensión de una barra de carga, cuando ésta es inferior al 97.5% de la tensión de operación y puede disponer el rechazo de carga para elevar tensiones cuando la barra de carga opere a tensiones inferiores al 95% de la tensión de operación.
- h. Tratándose de una barra de entrega, la tensión se ajusta a las tolerancias especificadas en la NTCSE.

A partir de la evaluación de las medidas correctivas adoptadas en el Despacho, el Coordinador solicitará a la DPP una reprogramación de la operación del SINAC.

9.5. Despacho por límite de capacidad de transporte de la línea de transmisión y equipos de transformación

- 9.5.1. En tiempo real, los Miembros del COES a través de sus CC supervisarán que sus equipos operen dentro de los límites de carga informados al Coordinador y a la DOCOES.
- 9.5.2. Si se presentaran sobrecargas fuera de los límites de tolerancia admisible en las líneas y equipos de alta tensión del sistema, en coordinación con los CC, el Coordinador decidirá la modificación del flujo de carga del sistema, variando los parámetros de control (tensión y frecuencia) en los sistemas de generación, transmisión y transformación del SINAC, respetando en lo posible las disposiciones dadas por la NTCSE y la NTOTR.
- 9.5.3. En caso de detectarse una sobrecarga que exceda los límites fijados para un equipo determinado de un integrante, éste le comunicará al Coordinador, quien dispondrá las medidas necesarias para reducir la carga del equipo. El integrante informará en cada caso, el valor de la sobrecarga admisible y el tiempo máximo admitido en las coordinaciones existentes en ese momento.

A partir de la evaluación de las medidas correctivas adoptadas en el despacho en tiempo real el Coordinador solicitará a la DPP la Reprogramación de la Operación.

9.6. Despacho por variación de frecuencia del sistema

Tanto para la operación integrada del sistema u operación en sub sistemas aislados:

- 9.6.1. Los Miembros de generación del COES son responsables por la regulación de la frecuencia del SINAC bajo la directiva del Coordinador.
- 9.6.2. Frente a una variación sostenida ó súbita de la frecuencia, en primera instancia será controlada y regulada automáticamente por la(s) central(es) calificada(s) para ejercer la RPF. Sin embargo, el Coordinador dispondrá la RSF con la central o centrales calificadas para ejercer dicha función de acuerdo al Procedimiento relativo a la Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional.

Para los casos de separación del sistema, en la etapa de la programación de la operación se preverá asignar a la central o centrales habilitadas por la DOCOES que ejercerán la RPF y RSF de acuerdo al Procedimiento relativo a la Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional.
- 9.6.3. De contarse con un Sistema de Control Automático de Generación, éste efectuará la RSF.
- 9.6.4. La frecuencia del Sistema se ajustará a las tolerancias especificadas en las NTCSE, para los siguientes indicadores:
 - Variaciones Sostenidas de Frecuencia.
 - Variaciones Súbitas de Frecuencia.
 - Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia.
- 9.6.5. Las unidades asignadas para la RPF y RSF operarán de acuerdo a los procedimientos establecidos por el COES, a los cuales se sujetan las disposiciones del Coordinador.
- 9.6.6. Si las variaciones sostenidas de frecuencia exceden tolerancias establecidas por la NTCSE en un momento dado, el Coordinador dispondrá inmediatamente las medidas correctivas necesarias para mantener la frecuencia dentro de los límites permitidos.
- 9.6.7. Si la integral de Variación Diaria de Frecuencia (IVDF), en un momento determinado del día excede las tolerancias especificadas, el Coordinador establecerá una estrategia de recuperación y la implementará. En ningún caso la frecuencia de recuperación, establecidas como parte de esta estrategia, determinará que las tolerancias para los otros indicadores sean excedidas. En todo caso debe mantenerse el criterio de mínimo costo operativo.
- 9.6.8. El Coordinador registrará, adicionalmente, la IVDF semanal, mensual y anual del sistema integrado y de los subsistemas.
- 9.6.9. Diariamente la DOCOES enviará al OSINERG según formato establecido, la información de frecuencia y sus indicadores de calidad de los puntos de control establecidos.

El control de la RPF será continuo, en caso llegara a los límites de regulación aprobados, el Coordinador dispondrá devolver la capacidad de regulación mediante una RSF con la central o centrales calificadas para ejercer dicha función, en casos extremos el Coordinador solicitará a la DPP la Reprogramación de la Operación.

El Coordinador deberá indicar claramente todas las incidencias ocurridas durante la operación en tiempo real del sistema en los respectivos IDCOP y a su vez esta misma información será transmitida a la DPP.

9.7. Coordinación de maniobras

- 9.7.1. El Coordinador dispondrá la ejecución de toda maniobra que involucre equipos de generación y transmisión, así como de aquellos equipos de distribución o de clientes libres que el Coordinador considere necesario.
- 9.7.2. Las maniobras requeridas por los Miembros del COES, por mantenimiento o pruebas, se ajustaran a las incluidas en el PDO. Así mismo se efectúan las maniobras necesarias para mantenimientos correctivos de fuerza mayor.
- 9.7.3. El Coordinador definirá la secuencia de maniobras de las instalaciones del sistema, en coordinación con los Miembros del COES. Por otro lado los Miembros del COES son responsables de ejecutar las maniobras dispuestas y/o autorizadas por el Coordinador. Toda maniobra se efectuará considerando la seguridad de las personas y del equipo.
- 9.7.4. La comunicación entre el Coordinador y los Miembros del COES, o viceversa, debe contener, en forma explícita lo siguiente:
 - a. El nombre de la entidad y persona que emite la comunicación;
 - b. La identificación del equipo involucrado, si es el caso;
 - c. La disposición correspondiente;
 - d. La hora en que debe ejecutarse;
 - e. La hora en que se imparte la comunicación;
 - f. La hora de entrega del equipo o instalación;
 - g. La hora que se incorpora al sistema; y,
 - h. La confirmación de parte del CC responsable, la conformidad de puesta en servicio del equipo o instalación.
- 9.7.5. Toda disposición o información operativa se emitirá principalmente a través de teléfono siempre con grabación permanente. De ser requerida se emitirá la disposición o su confirmación por escrito.
- 9.7.6. El supervisor de turno de un Miembro del COES que reciba oralmente una disposición del Coordinador, la repetirá para asegurar al emisor la recepción clara del mensaje. Tratándose de códigos, siglas u otras instrucciones similares, en un mensaje hablado, se utilizará el código fonético internacional.
- 9.7.7. Mediante un estudio, el COES establecerá la secuencia para la conexión o desconexión de las líneas y los correspondientes procedimientos de coordinación entre el Coordinador y los Miembros del COES.
- 9.7.8. Si ingresan nuevos equipos o instalaciones al Sistema, las coordinaciones de las maniobras se efectuarán bajo los procedimientos establecidos para el caso entre los Miembros del COES, el Coordinador y la DOCOES.

9.8. Reprogramación por coordinaciones defectuosas

- 9.8.1. La reprogramación, operación del sistema y las disposiciones operativas del Coordinador deben considerar: la seguridad de la persona, las limitaciones propias de equipos e instalaciones, la seguridad del sistema y la integridad tanto de las instalaciones como la propiedad de terceros; por lo que los Miembros del COES deben verificar inmediatamente que la reprogramación o tales disposiciones, no vulneren dichas consideraciones.
- 9.8.2. De comprobarse inminentes vulneraciones, cualquier Miembro del COES deberá comunicarlo inmediatamente al Coordinador para su corrección con copia a la DOCOES, por vía electrónica o fax en caso excepcional. Simultáneamente remitirán copia del reclamo a los demás Miembros del COES por el mismo medio.
- 9.8.3. El Coordinador evaluará inmediatamente el reclamo, aceptándolo o rechazándolo, debiendo sustentar su decisión; luego hará de conocimiento a todos los Miembros del COES por vía electrónica o fax. De aceptarla corregirá inmediatamente sus disposiciones y/o requerirá la reprogramación a la DOCOES.

10. RACIONAMIENTO Y RECHAZO DE CARGA

10.1. Racionamiento

- 10.1.1. El servicio eléctrico se raciona cuando, en un momento determinado la oferta eléctrica es inferior a la demanda en el sistema, como consecuencia de salidas programadas o forzadas del equipo, caudales bajos, escasez de combustible, etc.
- 10.1.2. Los programas de operación anual, mensual, semanal y diario incluirán el plan de racionamiento, si se prevén déficit de oferta. El cumplimiento de estos programas es obligatorio para todos los Miembros del COES del sistema interconectado. Los titulares de generación comunicarán a sus clientes todo racionamiento programado inmediatamente después de conocerse los programas de operación. El Coordinador supervisará el cumplimiento de los programas incluidos en los PDO.
- 10.1.3. El racionamiento se efectuará en proporción a las demandas máximas de los Miembros del COES, de este modo se determinará el porcentaje de racionamiento que le corresponde a cada titular de generación y distribución, estos a su vez distribuirán dicho porcentaje entre sus clientes de acuerdo a las prioridades y/o compromisos adquiridos con ellos. Para evaluar la demanda a ser racionada en el sistema o en un área, la DOCOES pronosticará la demanda de las empresas distribuidoras y clientes libres en cada barra del sistema de transmisión, tomando en cuenta sus consumos históricos. Así mismo las empresas distribuidoras pronosticarán la demanda de cada circuito de la red primaria de distribución.
- 10.1.4. Las cargas esenciales tienen prioridad en el servicio. El racionamiento debe ser distribuido en forma rotativa y equitativa entre las cargas restantes. Se entiende por cargas esenciales a hospitales y a otras instalaciones para las cuales el servicio eléctrico es de vital importancia. OSINERG calificará cuales son las cargas esenciales.

- 10.1.5. Si una empresa distribuidora o un cliente libre excediera su potencia asignada según el programa de racionamiento, el Coordinador le notificará para que, en un plazo máximo de quince(15) minutos, se sujete al programa. De persistir el exceso, transcurrido el plazo, el Coordinador puede disponer la desconexión de sus cargas en coordinación con sus suministradores.
- 10.1.6. El Coordinador informará diariamente a la DOCOES sobre la ejecución de los programas de racionamiento, sustentando los cambios realizados. La DOCOES evaluará su cumplimiento, y basado en estos resultados, establecerá los planes de racionamiento de los PDO siguientes.

10.2. Rechazos automáticos de carga

- 10.2.1. El COES encargará o efectuará anualmente los estudios necesarios para pre-establecer los esquemas de rechazo automático de carga y hacer frente a situaciones de inestabilidad del sistema. Estos esquemas de rechazo de carga son de cumplimiento obligatorio y son comunicados a todos los Miembros del COES antes del 30 de setiembre de cada año, y éstos los implantarán antes del 31 de diciembre del mismo año.
- 10.2.2. El COES definirá mediante un estudio los esquemas de rechazo de carga para evitar inestabilidad angular y/o de tensión, dicho estudio tomará en cuenta por lo menos los siguientes criterios:
 - a. Nivel máximo y mínimo de frecuencia;
 - b. Valores máximos y mínimos de tensión;
 - c. Etapas de desconexión automática y temporizaciones;
 - d. Se dará prioridad de desconexión de carga;
 - e. Porcentaje de carga de cada titular incluido en los esquemas de rechazo de carga;
 - f. Segmentación del sistema en áreas de operación aislada;
 - g. Características del equipamiento a ser utilizado.

Los titulares de generación y distribución establecerán un orden de prioridad para la demanda de sus clientes según el porcentaje de participación que les corresponda.

Los criterios iniciales para el esquema de rechazo de carga serán los que se fijan en la tercera disposición transitoria de la NTOTR.

ANEXO Nº 01

CONFIGURACION DEL SISTEMA: AREAS OPERATIVAS DE LA RED

Actualmente en el Sistema Interconectado Nacional se pueden distinguir las siguientes Areas Operativas, las cuales pueden operar independientemente:

- Area 1:** Conformada por las centrales térmicas: Nueva Central Térmica de Tumbes y Las Mercedes y las subestaciones Zorritos y Tumbes.
- Area 2:** Conformada por las centrales térmicas de Malacas, Talara y Verdún y las subestaciones Talara y Malacas.
- Area 3:** Conformada por la central hidráulica Curumuy y las centrales térmicas de Piura, Sullana y Paita y las subestaciones de Piura Oeste y Piura Centro.
- Area 4:** Conformada por la central hidráulica de Carhuaquero y la central térmica de Chiclayo y la subestación Chiclayo Oeste.
- Area 5:** Integrada por la central hidráulica Gallito Ciego y la central térmica de Pacasmayo, y las subestaciones de Gallito Ciego y Guadalupe.
- Area 6:** Integrada por la central térmica de Trujillo Sur y la subestación Trujillo Sur.
- Area 7 :** Integrada por las centrales hidráulicas Cañón del Pato y Pariac, la central térmica de Chimbote y las subestaciones de Chimbote 1, Chimbote 2 y Huallanca.
- Area 8:** Integrada por la central hidráulica Cahua, la central térmica de Paramonga y las subestaciones de Paramonga Nueva y Paramonga Existente.
- Area 9:** Integrada por las centrales hidráulicas Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa y Huampani, las centrales térmicas de Santa Rosa y Ventanilla y las subestaciones de Ventanillas, Chavarria, Santa Rosa, San Juan y Callahuanca.
- Area 10:** Integrada por la central térmica de San Nicolás y las subestaciones de San Nicolás y Marcona.
- Area 11:** Integrada por las centrales hidráulicas de Yaupi, Malpaso, Pachachaca y Oroya, la central térmica de Aguaytía y las subestaciones de Tingo María, Vizcarra, Paragsha II, Huánuco, Carhuamayo y Oroya Nueva.
- Area 12:** Integrada por las centrales hidráulicas de Mantaro, Restitución, Yanango y Chimay, y las subestaciones de Campo Armiño, Huancavelica, Huayucachi, Pachachaca, Pomacocha, Independencia, Ica, Ayacucho y Socabaya.
- Area 13:** Integrada por las centrales hidráulicas de San Gaban, Dolorespata, Bellavista y las subestaciones asociadas.
- Area 14:** Integrada por la central hidráulica de Charcani I, II, III, IV, V y VI, y las centrales térmicas de Chilina, Mollendo y las subestaciones asociadas.

Area 15: Integrada por las centrales térmicas de Ilo y Moquegua y las subestaciones asociadas.

Area 16: Integrada por las centrales hidráulicas de Aricota 1, 2, las centrales térmicas de Calana y Para y las subestaciones asociadas.

- Aún cuando se han previsto acciones para evitar la desintegración total del sistema, eventualmente se pueden aislar áreas operativas en una o más áreas geográficas, en casos específicos de mantenimiento o por circunstancias de fuerza mayor.
- Los integrantes del sistema son encargados de mantener actualizados sus propios Manuales de Operaciones y/o Manual de Procedimientos Interempresas, según sea el caso, con el objeto de facilitar el proceso de maniobras de desconexión o reposición de circuitos del sistema.

ANEXO N° 02 – A
CARACTERISTICA DE OPERACION DEL SISTEMA HIDRAULICO DEL SINAC

CENTRALES HIDRAULICAS DEL SINAC	POTENCIA EFECTIVA (Mw)	RENDIMIENTO PROM.		CAUDALES DE OPERACIÓN		
		POTENCIA Mw/m3/seg	ENERGIA Mwh/mils m3	MINIMO m3/seg	MAXIMO m3/seg	PROMEDIO m3/seg

ANEXO N° 02 – B
CARACTERISTICAS DE OPERACIÓN DE LOS RESERVIOS DEL SINAC

EMBALSES DE REGULACION	VOLUMEN UTIL miles m3	EMBALSE MINIMO miles m3	EMBALSE MAXIMO miles m3	VOLUMEN MUERTO miles m3	RESERVORIO O CENTRALES QUE ALIMENTA AGUAS ABAJO

**ANEXO Nº 03
NIVELES DE CARGA PERMISIBLES EN LAS LINEAS DEL SINAC**

Nº	Empresa	Línea de Transmisión	Código Actual	Tensión Nominal (kV)	Longitud (Km)	Capacidad Nominal T. Corriente (A)	Capacidad Nominal Conductor (A)	Capacidad Máxima (A)	Factor Limitante	Número de Circuitos

**ANEXO Nº 04
NIVELES DE CARGA PERMISIBLES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

Nº	EMPRESA	SUBESTACIÓN	CODIGO ACTUAL	RELACION DE TRANSFORMACION NOMINAL (PLACA) (kV)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION NOMINAL (PLACA) (MVA)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION SOBRECARGA (2 HORAS) (MVA)