



CON LA COLABORACIÓN DE ESTUDIOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

PROPUESTA DE NORMA TÉCNICA DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

INFORME FINAL

NOVIEMBRE 2018

ÍNDICE

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | INTRODUCCIÓN..... | 4 |
| 2 | REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL NUEVO RÉGIMEN DE SSCC Y CONTRASTE CON EL ACTUAL | 6 |
| 2.1 | RÉGIMEN ACTUAL. LEY N°19.940 DE 2004 Y SU REGLAMENTO | 6 |
| 2.2 | SÍNTESIS DE CONCEPTOS EN RÉGIMEN ACTUAL | 10 |
| 2.3 | NUEVO RÉGIMEN. LEY N°20.936 DE 2017 Y SU REGLAMENTO | 11 |
| 2.4 | SÍNTESIS DEL RÉGIMEN NUEVO | 15 |
| 2.5 | CONTRASTE ENTRE AMBOS REGÍMENES | 16 |
| 3 | CUERPOS NORMATIVOS ACTUALES..... | 21 |
| 3.1 | CONSIDERACIONES GENERALES | 21 |
| 3.2 | NORMATIVA DE REFERENCIA | 22 |
| 3.3 | REGLAMENTO DE SSCC | 23 |
| 3.4 | NORMA TÉCNICA DE SSCC VIGENTE | 23 |
| 3.5 | LA NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO (NTSYCS) | 24 |
| 4 | VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA LA PRESTACIÓN DE SSCC..... | 25 |
| 4.1 | INTRODUCCIÓN | 25 |
| 4.2 | ANÁLISIS DE LA NORMATIVA VIGENTE | 25 |
| 4.3 | EXPERIENCIAS INTERNACIONALES..... | 34 |
| 5 | DESEMPEÑO Y DISPONIBILIDAD DE SSCC..... | 36 |
| 5.1 | INTRODUCCIÓN | 36 |
| 5.2 | REVISIÓN DE LA NORMATIVA VIGENTE | 36 |
| 5.3 | COEFICIENTE DE DESEMPEÑO DEL SERVICIO DE NATIONAL GRID (REINO UNIDO)..... | 45 |
| 6 | DETERMINACIÓN DE LA CUANTÍA DE LOS SSCC | 48 |
| 6.1 | INTRODUCCIÓN | 48 |
| 6.2 | REVISIÓN NORMATIVA VIGENTE..... | 49 |
| 6.3 | DIMENSIONAMIENTO DE RESERVAS PARA CPF, CSF, CTF Y CARGAS INTERRUMPIBLES | 55 |
| 6.4 | DIMENSIONAMIENTO RESERVAS PARA CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA | 68 |
| 7 | RESTRICCIONES PARA LA PARTICIPACIÓN DE ENERGÍAS GESTIONABLES..... | 71 |
| 7.1 | CONSIDERACIONES GENERALES | 71 |
| 7.2 | TRATAMIENTO GENERAL PROPUESTO | 72 |
| 7.3 | EJERCICIO DE SIMULACIÓN CON MODELO SDDP..... | 74 |

| | | |
|-----------|--|------------|
| 8 | INCOMPATIBILIDADES DE LA PRESTACIÓN DE LOS SSCC..... | 74 |
| 8.1 | CONSIDERACIONES GENERALES | 74 |
| 8.2 | INCOMPATIBILIDADES DE ORDEN REGULATORIO | 75 |
| 8.3 | INCOMPATIBILIDADES COMERCIALES O DE PRODUCTO | 76 |
| 8.4 | ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA..... | 76 |
| 8.5 | CRITERIOS PARA EVALUAR INCOMPATIBILIDADES..... | 78 |
| 9 | GESTIÓN DE LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO..... | 79 |
| 9.1 | INTRODUCCIÓN | 79 |
| 9.2 | ANÁLISIS DE LA NORMATIVA VIGENTE | 79 |
| 9.3 | ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD..... | 80 |
| 10 | CRITERIOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN. CO-OPTIMIZACIÓN | 81 |
| 10.1 | CONSIDERACIONES GENERALES | 81 |
| 10.2 | TRATAMIENTO ACTUAL | 86 |
| 10.3 | CONSIDERACIONES RESPECTO A TRATAMIENTO A PROPONER | 87 |
| 11 | INSTRUCCIONES DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL PARA EL NUEVO RÉGIMEN DE SSCC | 96 |
| 11.1 | INTRODUCCIÓN..... | 96 |
| 11.2 | ANÁLISIS DE LA NORMATIVA VIGENTE | 96 |
| 11.3 | OBLIGATORIEDAD Y DESPACHO EN TIEMPO REAL | 99 |
| 12 | EVALUAR LA OPERACIÓN DEL AGC CONSIDERANDO LA SUBASTA DE RESERVAS..... | 102 |
| 12.1 | INTRODUCCIÓN..... | 102 |
| 12.2 | ANÁLISIS..... | 102 |
| 13 | CONSISTENCIA DE LA PROPUESTA DE NT SSCC CON LA NORMATIVA VIGENTE | 104 |
| 14 | CONCLUSIONES..... | 106 |

INFORME FINAL

1 INTRODUCCIÓN

Con la promulgación de la Ley N°19.940 en el año 2004, “Ley Corta I”, que introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), se estableció formalmente, y por primera vez en el país, el concepto de *servicios complementarios* (SSCC), identificando así la existencia de determinadas prestaciones efectuadas en un sistema eléctrico principalmente con la infraestructura de generación, valorables económicamente, y destinadas a lograr que la provisión de energía se efectúe en cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos¹.

Como cuerpo reglamentario se dictó en 2012 el DS N°130 del Ministerio de Energía, conteniendo disposiciones y procedimientos específicos orientados a la identificación de los diferentes tipos de servicio, los criterios de coordinación para su aplicación, y criterios de valoración y asignación de pagos.

En el año 2016, con la promulgación de la Ley N°20.936, y con el objeto de perfeccionar y robustecer el régimen de funcionamiento del esquema de SSCC, se introdujeron en la LGSE precisiones y conceptos adicionales², encontrándose actualmente la reglamentación correspondiente ya elaborada, y en trámite de control de legalidad en la CGR³.

Por su parte, la misma Ley N°20.936 incorporó en la LGSE una disposición que señala que la Comisión Nacional de Energía (CNE) debe analizar permanentemente los requerimientos normativos para el correcto funcionamiento del sector eléctrico, debiendo fijar, mediante resolución exenta, las normas que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento de dicho sector, esto es, las *normas técnicas*⁴. La ley añade que, para ello, y anualmente, la CNE debe establecer un plan de trabajo que permita proponer, facilitar y coordinar el desarrollo de estas normas.

En el contexto de este mandato, la CNE ha contratado los servicios de Synex Ingenieros Consultores para el desarrollo del estudio “*Propuesta de Norma Técnica de Servicios Complementarios*”, cuyo

¹ Lo señalado no significa que antes de la promulgación de la norma legal referida la provisión de energía se efectuara incumpliendo la normativa técnica aplicable, ni que una parte de la infraestructura de generación no fuera utilizada también para permitir un suministro dentro de rangos exigibles de seguridad y calidad. Lo que se señala es que sólo a partir de la puesta en vigencia de la Ley Corta I se formalizó el concepto de SSCC, con las implicancias técnicas, económicas, y jurídicas correspondientes.

² Las nuevas disposiciones quedaron contenidas, en general, en el Artículo 72-7° de la LGSE.

³ DS N°113, del Ministerio de Energía, de noviembre de 2017.

⁴ Artículo 72°-19 de la LGSE.

objetivo es la elaboración de una propuesta de contenidos, estructura, procedimientos, metodologías y exigencias a establecerse en una Norma Técnica de SSCC, en adelante NT SSCC, para la implementación y aplicación del nuevo régimen de servicios complementarios establecido en el artículo 72°-7 de la LGSE.

El presente documento constituye el Informe Final del estudio, el que contiene la totalidad del trabajo, y que recoge las observaciones de la CNE a las entregas anteriores. El presente informe contiene los correspondientes análisis técnicos en el cuerpo principal, incorporando la propuesta normativa en los anexos respectivos. Se incluye además una propuesta de modificación a la NTSyCS vigente, de modo de ponerla en consistencia con la propuesta de NT SSCC elaborada.

2 REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL NUEVO RÉGIMEN DE SSCC Y CONTRASTE CON EL ACTUAL

En el presente capítulo se efectúa un análisis de los conceptos que, de modo esencial o sustantivo⁵, caracterizan tanto el nuevo régimen de servicios complementarios como el régimen actualmente en vigencia⁶. El régimen nuevo queda definido por las disposiciones introducidas en la LGSE mediante la Ley N°20.936 de 2016, así como en el proyecto de reglamento contenido en el DS N°113 de 2017. El régimen actual, por su parte, se formalizó a través de las modificaciones introducidas en la LGSE a través de la Ley N°19.940 de 2004, y su reglamento específico, el DS N°130 de 2012.

Se analizan a continuación ambos regímenes, partiendo por el régimen actual en tanto éste introdujo los conceptos básicos que luego han sido complementados y/o modificados en el régimen nuevo. Posteriormente se efectúa el contraste entre ambos.

2.1 Régimen Actual. Ley N°19.940 de 2004 y su Reglamento

Como se señaló en el punto 1, con la promulgación de la Ley N°19.940 en el año 2004 -Ley Corta I- se estableció por primera vez en el país el concepto de servicios complementarios, dando cuenta así de la existencia de determinadas prestaciones efectuadas principalmente con la infraestructura de generación, valorables económicamente, y destinadas a apoyar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos para el suministro. Se resolvía de esta manera, y formalmente, la situación precedente, en la que no existía claridad en relación a qué agentes debían efectuar operaciones destinadas a apoyar la seguridad de servicio, si los correspondientes costos directos y de oportunidad serían remunerados a estos agentes, y quién debía solventarlos.

Si bien la Ley Corta I se limitó a establecer la existencia del esquema, sin ahondar en detalles de funcionamiento, sí señaló que:

⁵ El análisis se centra en los conceptos *esenciales* o *sustantivos*, pues son los que, en definitiva, diferencian los regímenes actual y nuevo a contrastar. Las normas y conceptos de orden más operativo, sólo están subordinados a los primeros y, dependiendo del procedimiento abordado, podrían perfectamente coincidir en ambos regímenes, no aportando entonces elementos de contraste.

⁶ A pesar de haberse establecido en 2016 un nuevo régimen de SSCC a través de la Ley N°20.936, el régimen precedente seguirá rigiendo hasta fines de 2019, por lo que constituye el régimen “actual” o actualmente vigente. En efecto, el artículo decimoctavo transitorio de la referida norma legal señala que “*Los servicios complementarios que se estén prestando a la fecha de publicación de la presente ley, se seguirán prestando y remunerando en conformidad a las normas que la presente ley deroga, hasta el 31 de diciembre de 2019*”.

- i) Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí⁷ debe prestar en el respectivo sistema eléctrico los servicios complementarios de que disponga a efectos de apoyar los objetivos de coordinación⁸ en cumplimiento de las normas de seguridad y calidad;
- ii) Las exigencias de seguridad y calidad de servicio serán establecidas en una norma técnica dictada al efecto por la autoridad;
- iii) El ente coordinador -el CDEC en ese entonces- debe definir, administrar y operar los servicios complementarios necesarios para garantizar la operación del sistema en cumplimiento de las normas, y minimizando el costo de operación del respectivo sistema eléctrico;
- iv) Los propietarios de las instalaciones interconectadas entre sí deben declarar los costos en que incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios con su debida justificación;
- v) El organismo coordinador debe establecer -con informe favorable de la CNE- los requisitos técnicos mínimos que debe cumplir toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, y que sean exigibles en términos de su aporte a los objetivos de seguridad y calidad de servicio.

A pesar de establecer las cuestiones esenciales, la norma legal no efectuó indicaciones respecto al mecanismo de pago de los costos incurridos por los prestadores, delegando al diseño reglamentario el sistema de precios de los servicios, e indicando sólo que el mismo debía ser compatible con los precios de energía y potencia que la propia ley establecía, y según las características de cada servicio definido.

Como reglamento de la ley se dictó en 2012 el DS N°130 del Ministerio de Energía, en adelante e indistintamente, Reglamento Actual de SSCC, conteniendo disposiciones y procedimientos específicos orientados a la identificación de los diferentes servicios, los criterios de coordinación para su aplicación, y criterios de valoración y asignación de pagos. La norma reglamentaria distinguió los siguientes tipos o categorías de servicio, estableciendo asimismo su respectiva forma de remuneración:

- a) **Los servicios relacionados con el control primario y secundario de frecuencia**, deben ser remunerados de acuerdo a sus costos de inversión y de mantenimiento asociados al servicio, monto que debe ser aportado por todas las empresas, que inyectaron energía al sistema durante el período de operación correspondiente, y a prorrata de sus inyecciones físicas de energía.

⁷ Incluyendo instalaciones de usuarios.

⁸ Objetivos de coordinación que no han experimentado variaciones con la promulgación de la Ley N°20.936, y que se encuentran establecidos en la LGSE en el Artículo 72°-1.

- b) **Los servicios relacionados con el control de tensión**, deben ser remunerados de acuerdo a sus costos de inversión y de mantenimiento asociados al servicio, monto que debe ser aportado por todas las empresas, que inyectaron energía al sistema durante el período de operación correspondiente, y a prorrata de sus inyecciones físicas de energía.
- c) **Los servicios cuya prestación supone la operación de unidades de generación a un costo variable de operación superior al costo marginal del sistema**, deben ser remunerados de manera de cubrir la parte no cubierta del costo variable, montos que deben ser aportados por todas las empresas que retiraron energía del sistema durante el período de operación, y a prorrata de los retiros físicos de energía destinados a clientes finales.
- d) **La instalación y/o habilitación de equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio**, deben ser remunerados en sus costos de inversión, remuneración que será aportada en doce cuotas mensuales por todas las empresas que participen en las transferencias de potencia y a prorrata de la potencia de suficiencia de sus unidades de generación.
- e) **Los servicios consistentes en la operación de instalaciones, componentes o equipos destinados exclusivamente para apoyar planes de recuperación de servicio**, deben ser remunerados conforme a sus costos de operación, los que deben ser aportados por todas las empresas que inyectaron energía durante la hora previa a la interrupción del suministro que ocasionó la operación de los equipos de recuperación de servicio y a prorrata de las inyecciones físicas de energía durante el período de una hora referido.
- f) **Los servicios de desprendimiento de carga automático o manual, a prestar por los usuarios**, deben ser remunerados al costo de falla de corta duración, monto a aportar por las empresas de generación eléctrica, a prorrata de sus inyecciones físicas de energía al sistema realizadas durante el período de control que defina la NTSyCS⁹.

Los preceptos reglamentarios enunciados constituyen un avance importante al complementar las indicaciones efectuadas por la ley, en tanto establecen categorías técnicas bien definidas dentro de las cuales se calificará cada servicio identificado, así como los criterios de remuneración. En efecto, se establecen tres categorías básicas, a saber:

- Servicios destinados a operaciones de control de frecuencia;
- Servicios destinados a operaciones de control de tensión;
- Servicios destinados a operaciones de recuperación del servicio;

⁹ Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

Al respecto, la referencia en el punto c) a *“la operación de unidades de generación a un costo variable de operación superior al costo marginal del sistema”*, o en el punto f) a operaciones de *“desprendimiento de carga automático o manual, a prestar por los usuarios”*, no debe entenderse, en el plano técnico, como apuntando a una categoría distinta a las tres enunciadas, pues tales operaciones están eventualmente contenidas en ellas, sino que deben entenderse incluidas en este nivel desde una perspectiva normativa que establece un tipo o forma de remuneración específica para ellas.

En efecto, una operación forzada¹⁰ -forzada por el ente coordinador y por tanto ineludible para el coordinado afecto- corresponde a una operación por seguridad, o incluso económica¹¹, que no puede entenderse adecuadamente remunerada por el régimen de precios normal, pues los costos variables correspondientes quedan, por definición, no cubiertos por dicho régimen.

Del mismo modo, la referencia al servicio de desprendimiento de carga -automático o manual- lo es a efectos de establecer, en lo esencial, que su remuneración será valorizada al *costo de falla de corta duración*, concepto que a la fecha de elaboración de esta norma reglamentaria sólo se utilizaba con objetivos de planificación, y no como concepto de pago.

Por otra parte, la distinción entre dos categorías de servicio vinculados a operaciones de recuperación de servicio señaladas en d) y f) -una con recursos a instalar y la otra con recursos existentes- es necesaria toda vez que el mecanismo de remuneración debe ser distinto en uno y otro caso. En efecto, al quedar habilitado el ente coordinador a instruir, en caso de ser insuficientes los recursos existentes en el sistema, la instalación de infraestructura dedicada exclusivamente a la provisión de energía y potencia para apoyar planes de recuperación de servicio -facultad otorgada en el Artículo 5° del DS N°130¹²- debe proveerse los recursos que aseguren la recuperación de la inversión.

Esta disposición reglamentaria es importante toda vez que el régimen de servicios complementarios establecido en la Ley Corta I no previó actuaciones del ente coordinador en términos de decidir la instalación -instruir la instalación- de determinada infraestructura para la provisión de un servicio complementario específico, sino que visualiza la acción del coordinador como decidiendo y coordinando la operación de la infraestructura de generación y transporte que aporta SSCC desde una

¹⁰ Se entiende por operación “forzada” de una unidad generadora a aquella instruida por el ente coordinador aun cuando su costo variable de operación es superior al costo marginal del sistema en la correspondiente barra de inyección.

¹¹ Por existir una restricción de mínimos técnicos, por ejemplo.

¹² El Artículo 5° señala *“...corresponderá al CDEC a través de la DO identificar los recursos existentes y disponibles en el sistema, a partir de lo cual deberá instruir, a quien determine, la instalación y/o habilitación obligatoria de los equipos con los que deberá contar el sistema eléctrico respectivo para la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 137º de la ley, a fin de establecer y preservar la seguridad y calidad de servicio definidos en la NTSyCS, en los casos que establezca el presente reglamento”*. El Artículo 13, por su parte, circunscribe esta obligación a los servicios vinculados al control primario y secundario de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio.

perspectiva de corto plazo, esto es, únicamente con los recursos instalados, tal como es su ámbito de acción en el mercado de energía principal.

Desde el punto de vista del esquema de remuneración, y con excepción de los servicios vinculados a operaciones forzadas¹³, la norma reglamentaria asigna indiscriminadamente los pagos de los servicios a los agentes que inyectan energía, es decir, no instruye la asignación de estos pagos utilizando criterios de causalidad, por ejemplo distinguiendo si las reservas dispuestas para el control de frecuencia se deben a la variabilidad observada en el aporte de generación o a la variabilidad observada en la demanda.

Finalmente, como complemento normativo del DS N°130, y a través de la Resolución Exenta N°114 de marzo de 2017, se dictó la “Norma Técnica de Homologación de las Materias Contenidas en Procedimientos DO y DP de Servicios Complementarios a los que se refiere el Decreto N° 130”, en adelante la NT SSCC Vigente, cuyo objetivo es establecer las exigencias, procedimientos, metodologías y condiciones de aplicación con las que se registrarán los servicios complementarios en conformidad a lo establecido en el DS N°130.

2.2 Síntesis de Conceptos en Régimen Actual

Del análisis de los contenidos legal y reglamentario del régimen vigente, se pueden extraer los siguientes conceptos esenciales:

- a. Los servicios complementarios existen y se prestan exclusivamente a efectos de que el suministro de energía se efectúe en condiciones de seguridad y calidad preestablecidas en una norma técnica diseñada al efecto, a saber, la NTS&CS.
- b. Los propietarios de instalaciones que operan interconectadas al sistema están obligados a prestar los servicios complementarios con la infraestructura disponible, de ser ésta suficiente, y también a desarrollar nueva infraestructura de ser requerida. La obligación de desarrollar nueva infraestructura está circunscrita a los servicios vinculados al control primario y secundario de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio.
- c. La definición, administración y operación de los servicios complementarios es de responsabilidad del ente coordinador, quien efectuará estas funciones de modo de cumplir los objetivos generales de coordinación.
- d. La prestación de servicios complementarios acarrea costos a sus prestadores, y deben por tanto serles remunerados.

¹³ Los costos derivados de la operación forzada de unidades han sido históricamente cargados a los agentes que retiran energía, posiblemente por entender que la fracción cubierta por el sistema de precios habitual -costo marginal de sistema- ya es solventada por estos agentes a través de los pagos por sus retiros comerciales de energía.

- e. La planificación de la operación considerará estos costos, los cuales son declarados por los prestadores, y con su debida justificación.
- f. El esquema de remuneración que se implante debe ser compatible con el sistema general de precios de energía y potencia establecido en la ley.
- g. Se establecen tres categorías técnicas básicas de servicio complementario, a saber, i) servicios destinados a operaciones de control de frecuencia; ii) servicios destinados a operaciones de control de tensión; y iii) servicios destinados a operaciones de recuperación del servicio.
- h. Los costos de los servicios son remunerados por los agentes que inyectan energía y potencia al sistema y a prorrata de los aportes correspondientes, con excepción de los pagos a efectuar por operación forzada de unidades, que son cargados a los agentes que retiran energía.

2.3 Nuevo Régimen. Ley N°20.936 de 2017 y su Reglamento¹⁴

En el año 2016, con la promulgación de la Ley N°20.936, y con objeto de perfeccionar y robustecer el régimen de funcionamiento del esquema de SSCC, se introdujeron en la LGSE precisiones y conceptos adicionales. La nueva ley mantiene conceptos esenciales de la norma legal precedente, pero innova en diversos aspectos, indicando, en lo sustantivo, que¹⁵:

- i) El Coordinador, con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, deberá instruir la prestación obligatoria de los servicios complementarios definidos conforme a las disposiciones legales¹⁶.
- ii) Los servicios complementarios son aquellos que permiten realizar la coordinación de la operación conforme a la normativa técnica que dicte la CNE.
- iii) Los coordinados¹⁷ deberán poner a disposición del Coordinador los recursos técnicos y/o infraestructura que dispongan para la prestación de los servicios complementarios, y en caso que estos recursos y/o infraestructura sean insuficientes, el Coordinador deberá instruir la implementación obligatoria de los recursos o infraestructura necesaria.

¹⁴ El reglamento de la LGSE en materia de SSCC está contenido en el DS N°113 de 2017. Si bien aún no se encuentra publicado por encontrarse en trámite de control de legalidad en la CGR, se ha considerado, a efectos de este estudio, y en su integridad, como la normativa reglamentaria que regirá el nuevo régimen de SSCC.

¹⁵ Con excepción del primero, los preceptos que se enuncian a continuación están contenidos en el Artículo 72°-7 de la LGSE.

¹⁶ Artículo 72°-6 de la LGSE.

¹⁷ Conforme al Artículo 72°-2 de la LGSE, "...quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema...".

- iv) La CNE definirá, mediante resolución exenta, previo informe del Coordinador, los servicios complementarios y sus categorías, considerando las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de dichos servicios.
- v) El Coordinador deberá analizar las condiciones de mercado existentes y la naturaleza de los servicios requeridos, en orden a establecer los mecanismos mediante los cuales se materializará la prestación, los cuales serán licitaciones, o subastas cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo, conforme lo determine el reglamento. De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, se podrá instruir la prestación y/o instalación en forma directa.
- vi) La Comisión podrá fijar el valor máximo de las ofertas de las licitaciones y subastas de servicios complementarios.
- vii) Los servicios que deban ser prestados o instalados directamente serán valorizados mediante un estudio de costos eficientes.
- viii) La remuneración por la prestación de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, es de cargo de la demanda¹⁸.
- ix) La remuneración de los servicios complementarios debe evitar en todo momento el doble pago de servicios o infraestructura.

Respecto a lo señalado en i), y en opinión del Consultor, la LGSE consagra expresamente, como cuestión básica para el cumplimiento de los principios de la coordinación, y en particular para preservar la seguridad de servicio, la prestación obligatoria de los servicios complementarios definidos por la CNE conforme el artículo 72°-7, sin más condicionantes. Así, las disposiciones del Artículo 72°-7, se entenderían a su turno apuntando a regular específicamente el régimen de funcionamiento de los SSCC referidos previamente en la norma, estableciendo una preferencia por su asignación mediante licitaciones o subastas, pero señalando las condiciones para la instrucción de prestación directa por parte del Coordinador, las que quedan calificadas de excepcionales.

¹⁸ La ley señala por un lado que “Las inversiones asociadas a nueva infraestructura, con sus costos anuales de mantenimiento eficiente...serán financiadas por los usuarios finales a través de un cargo de servicios complementarios”, y por otro que “La remuneración por la prestación de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, será de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales”. Desde el punto de vista regulatorio, y en condiciones de competencia en el mercado de comercialización de energía, no hacemos distinción entre recursos de inversión o de otro tipo, ni tampoco entre un gravamen efectuado sobre el generador que retira para abastecer a un usuario, o uno directamente aplicado sobre el usuario final. Lo esencial acá, a efectos de calificar al nuevo régimen de SSCC, es que los costos correspondientes a estos servicios son cargados a la demanda.

Como reglamento de la ley en materia de SSCC se dictó en 2017 el DS N°113 del Ministerio de Energía, en adelante e indistintamente, Reglamento Nuevo de SSCC, conteniendo disposiciones y procedimientos específicos para hacer operativa las nuevas disposiciones legales.

Antes de enunciar los preceptos reglamentarios esenciales, conviene apuntar desde ya que, bajo una perspectiva regulatoria conceptual, los contenidos incluidos en el Reglamento Nuevo de SSCC son de orden más operativo que los incorporados en la norma reglamentaria precedente¹⁹. Lo anterior se debe a que, a diferencia de la Ley Corta I, la Ley N°20.936 fue más exhaustiva en establecer los preceptos esenciales que dan origen a la nueva regulación, en cambio, y como se vio, la Ley N°19.940 delegó al diseño reglamentario materias que, por su relevancia conceptual en el orden regulatorio, bien pudieron haberse especificado en el rango legal. A lo anterior debe agregarse que en el régimen regulatorio general vigente a ese entonces, los conceptos técnicos y procedimientos operativos se circunscribían en su diseño al ámbito de los CDEC, quienes proponían las normas correspondientes con intervención del Panel de Expertos para resolver disputas, y con aprobación final de la CNE. En el régimen actual, con excepción de la normativa interna del Coordinador²⁰, todos los procedimientos quedan regulados en los reglamentos y normas técnicas elaboradas por la autoridad.

De lo anterior se desprende que el Reglamento Nuevo de SSCC no aporta elementos esenciales a efecto de la comparación y/o contraste entre ambos regímenes²¹. Con todo, el reglamento aporta los siguientes cuatro elementos:

- a) Son servicios complementarios, al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, sin perjuicio de que los servicios y sus respectivas categorías son materia de definición por parte de la CNE. Es decir, la norma no agrega servicios distintos a los establecidos como mínimos en el Artículo 225° de la LGSE.
- b) El Coordinador deberá realizar la programación de la operación del sistema eléctrico optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias para un adecuado control de frecuencia²².

¹⁹ En el caso de la asignación de pagos, por ejemplo, un tema regulatorio sustantivo, ésta se introdujo en el régimen vigente en la norma reglamentaria.

²⁰ Se refiere a los procedimientos señalados en el Artículo 72°-4 de la LGSE, norma que señala que “Para su funcionamiento el Coordinador podrá definir procedimientos internos, los que estarán destinados a determinar las normas internas que rijan su actuar, las comunicaciones con las autoridades competentes, los coordinados y con el público en general, y/o las metodologías de trabajo y requerimientos de detalle que sean necesarios para el adecuado cumplimiento y ejecución de sus funciones y obligaciones, los que deberán ajustarse a las disposiciones de la ley, el reglamento, normas técnicas que dicte la Comisión y demás normativa vigente”.

²¹ Lo anterior no significa que el nuevo reglamento no sea esencial para enmarcar el trabajo de elaboración de la NT de SSCC en estudio. Los lineamientos técnicos y operativos que éste aporta están considerados, en lo pertinente, en el los capítulo 4 a 6 de este informe.

²² El mismo precepto se encuentra en el Reglamento de Coordinación, norma también en trámite de control de legalidad.

- c) Para verificar y/o monitorear las condiciones de competencia en el caso de subastas por servicios de control de frecuencia, el Coordinador realizará una optimización base que considera los resultados de una optimización conjunta de la colocación de energía y de reservas.
- d) Cuando el requerimiento del servicio no sea de cortísimo plazo, o implique la instalación de nueva infraestructura para su prestación, la asignación del prestador se efectuará a través de una licitación.

Como se señaló, y a efectos de la comparación de ambos regímenes, el DS N°113 no añade elementos regulatorios esenciales a los ya enunciados en la ley para el régimen nuevo. Sin embargo, y al igual que el reglamento actual, establece para los servicios complementarios, como mínimo, las categorías correspondientes al control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, delimitando -y ratificando- de esta forma el ámbito técnico esencial para la regulación de estos servicios²³.

La norma agrega además un concepto importante al indicar que la programación de la operación deberá optimizar conjuntamente el despacho de energía y reservas, instruyendo así la *co-optimización* de los recursos. Si bien el Coordinador no requeriría, en principio, esta especificación por derivarse la misma de los principios de la coordinación enunciados en el Artículo 72°-1 de la LGSE, es claro que con la co-optimización de los recursos se alcanza mayores grados de eficiencia que con una optimización secuencial de los mismos, concepto este último que también puede considerarse enmarcado en la ley.

Adicionalmente, y como una forma de monitorear los niveles de competencia-eficiencia de las subastas en que se asignarán las reservas operativas, el reglamento instruye la utilización de una optimización base de referencia que, se entendería, se fundamenta o vincula con el procedimiento de co-optimización utilizado para la programación del despacho de energía.

La norma reglamentaria aclara además en qué caso el requerimiento del servicio debe ser asignado mediante una licitación, a saber, cuando el mismo no sea de cortísimo plazo, o cuando implique la instalación nueva infraestructura para su prestación. Al respecto debe notarse que la ley sólo estableció en qué caso considerar una subasta para la prestación correspondiente -cuando el servicio sea de cortísimo plazo- sin especificar en qué caso recurrir a la licitación. El reglamento entiende

²³ Debe notarse en todo caso que el Artículo 225° de la LGSE, que establece diversas definiciones para la aplicación general de la ley, define en su letra z) a los servicios complementarios como las *"...prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1. Son servicios complementarios al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias"*. Sin embargo, esta descripción legal, incluida en un cuerpo general de definiciones que abarca a otros segmentos y actividades del sector, se incluye con objeto de aclarar -y ejemplificar- la noción general de lo que debe entenderse por un "servicio complementario", debiendo entenderse asimismo que la delimitación de las categorías formales de servicios quedará establecida en el nivel reglamentario y de normas técnica, como efectivamente es el caso.

entonces que una licitación procede, complementariamente, cuando el servicio no es de cortísimo plazo, precisando además que la incorporación de nueva infraestructura debe, en caso de existir condiciones de competencia, efectuarse siempre mediante una licitación, por entenderse el requerimiento correspondiente no de cortísimo plazo. Se desprende de lo señalado que existirán, eventualmente, requerimientos que no impliquen la instalación de nueva infraestructura pero que, al no ser de cortísimo plazo, también deberán materializarse mediante una licitación, aunque se presten con recursos instalados.

Por último, el reglamento establece explícitamente que para prestar SSCC los recursos correspondientes deben someterse a un procedimiento de verificación y evaluación de desempeño como condición necesaria para materializar la prestación²⁴.

2.4 Síntesis del Régimen Nuevo

- a. Los servicios complementarios son aquellos que permiten realizar la coordinación de la operación conforme, en los términos del artículo 72°-1 de la LGSE, conforme a la normativa técnica que dicte la CNE.
- b. El Coordinador, con el fin de preservar la seguridad del servicio, deberá instruir la prestación obligatoria de los servicios complementarios²⁵.
- c. Los coordinados deberán poner a disposición del Coordinador los recursos técnicos y/o infraestructura que dispongan para la prestación de los servicios, y en caso que estos recursos y/o infraestructura resulten insuficientes, el Coordinador deberá instruir la implementación obligatoria de los recursos o infraestructura necesaria.
- d. La CNE define los servicios complementarios y sus categorías, previo informe del Coordinador²⁶.
- e. El mecanismo mediante el cual se materializará la prestación de los servicios será i) vía *licitaciones*, o ii) vía *subastas*, cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo, y siempre que las condiciones de mercado existentes lo permitan a juicio del Coordinador.

²⁴ Título VI del DS N°113. El DS N° 130, por su parte, no abordó explícitamente este punto, limitándose a señalar en su Artículo 36, y en lo específico, que corresponderá a los CDEC elaborar un procedimiento de verificación y seguimiento del cumplimiento efectivo de cada uno de los SSCC que deban ser prestado (Art.36, 4).

²⁵ Artículo 72°-6 de la LGSE, último inciso.

²⁶ Mediante la resolución a que se refiere el Artículo 72°-7.

- f. De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, se podrá instruir la prestación y/o instalación en forma directa.
- g. La Comisión podrá fijar el valor máximo de las ofertas de las licitaciones y subastas de servicios complementarios.
- h. Los servicios que deban ser prestados o instalados directamente serán valorizados mediante un estudio de costos eficientes²⁷.
- i. La remuneración por la prestación de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, es de cargo de demanda.
- j. La remuneración de los servicios complementarios debe evitar en todo momento el doble pago de servicios o infraestructura.
- k. Se establecen como tipos básicos de servicios complementarios a aquellos destinados al control de frecuencia, al control de tensión y a los planes de recuperación de servicio.
- l. Para monitorear las condiciones de competencia en el caso de subastas por servicios de control de frecuencia, el Coordinador realizará una optimización base que considera los resultados de una optimización conjunta de la colocación de energía y de reservas.
- m. Para la programación de la operación se instruye la optimización conjunta del despacho para abastecer la demanda y el despacho de las reservas operativas.
- n. Se establece como condición para la prestación de un servicio complementario que los recursos correspondientes se sometan a un procedimiento de verificación y evaluación de desempeño.

2.5 Contraste entre ambos Regímenes

De acuerdo a lo señalado en los puntos anteriores se puede establecer el siguiente contraste entre el régimen actual y el régimen nuevo en lo que a la regulación del esquema de servicios complementarios se refiere. Este contraste se efectúa en función de los conceptos regulatorios que se indican a continuación.

²⁷ El Artículo 56 del reglamento nuevo distingue el caso en que la prestación directa se origina en la declaración desierta de una subasta o licitación, del caso en que esta prestación directa se ha debido a la falta de competencia. La norma reglamentaria precisa que, en el primer caso, la remuneración corresponderá a los valores máximos fijados por la Comisión, mientras que el segundo a los contenidos en el estudio de costos.

a. Objetivo de la implantación del esquema

En ambos regímenes el esquema de servicios complementarios se instala -formalmente- con el objeto de apoyar mediante su prestación al cumplimiento de los estándares y exigencias de seguridad y calidad de servicio con los cuales han de prestarse el suministro de energía y potencia, y no a otros efectos.

En el caso del régimen actual tales estándares y exigencias quedan establecidos en un cuerpo normativo único y definido, a saber, la NTSyCS. En el régimen nuevo, en cambio, la normativa legal no hace referencia a una norma específica, sino que señala que tales exigencias se establecerán en las normas técnicas que corresponda. Es decir, las exigencias y estándares de calidad pudieren establecerse en uno o más cuerpos normativos con el solo requisito de que éstos tengan la calidad administrativa de *norma técnica*, entiéndase, aquella emitidas conforme lo prescrito en el Artículo 72°-19 de la LGSE²⁸.

b. Ente que define los servicios

En el régimen vigente, es el ente coordinador quien, en el marco de las categorías de servicio establecidos en el reglamento, define los servicios que le permitirán cumplir con las exigencias de seguridad y calidad, definición que debe contar con la aprobación de la CNE previo a su implantación. En el régimen nuevo, en cambio, es la CNE quien define los servicios, y lo hace con un informe previo del Coordinador.

Si bien ambos procedimientos son similares desde un punto de vista estrictamente técnico, esto es, el ente coordinador efectúa una definición inicial de los servicios que requiere para, en una segunda instancia, ser sancionados por la CNE, podría levantarse una interpretación jurídico-administrativa que señale que, en el régimen vigente, la CNE sólo podría aprobar o rechazar el informe del ente coordinador, no teniendo la facultad para incluir modificaciones a la definición. En el régimen nuevo, la CNE tiene la libertad para tomar íntegramente, o no, la propuesta del Coordinador, por ejemplo, modificando la definición de uno o más de los servicios propuestos, agregando servicios, o eliminando servicios de la propuesta.

²⁸ Este grado de libertad es importante para el presente estudio, toda vez que la NT SSCC en diseño, que pertenece efectivamente a la categoría de normas técnicas referidas en el artículo citado, podría incorporar parte de las exigencias de seguridad y calidad correspondientes o, incluso, todas ellas, dando lugar a una NT SSCC completamente autocontenida. La conveniencia de un diseño como éste es parte de los aspectos a evaluar en el presente estudio. En todo caso, y consistentemente además con los requerimientos de la contraparte, es importante que en la NTSyCS se mantengan las exigencias sistémicas, y en la NT SSCC sólo las que se refieran a esta materia, debiendo identificarse los límites en que se tocan ambas regulaciones. Los anexos 1 y 2 contienen respectivamente la propuesta de NT SSCC y la consistente propuesta de modificación de la NTSyCS.

c. Obligatoriedad

Si bien ambos regímenes son jurídicamente iguales en tanto los agentes sujetos a la coordinación deben prestar obligadamente los servicios de que dispongan, difieren en dos aspectos.

1. En el régimen actual la obligación de instalación de infraestructura adicional a la disponible en el corto plazo se incorporó a nivel reglamentario -Artículo 5° del DS N°130- según se señaló. En el régimen nuevo, esta obligación de instalación se elevó a una prescripción de rango legal.
2. El otro aspecto en que ambos regímenes difieren -si bien como un efecto del procedimiento de asignación de las prestaciones y prestadores- es que en el régimen nuevo, al otorgarse preferencia a la prestación por la vía de licitaciones o subastas, la obligatoriedad queda, en una primera instancia, supeditada a la participación de los agentes en estos procesos, en los que, por su naturaleza, no existiría obligación de ofertar. Lo anterior pudiere conducir a una asignación subóptima de los recursos por el sólo hecho de que el propietario del recurso más eficiente para una determinada prestación no efectuó ofertas en la subasta correspondiente, adjudicándose la prestación a un operador que sí se presentó una oferta, pero con un recurso menos eficiente. Con todo, la obligatoriedad subyacente²⁹ se recupera en caso de instruirse la prestación directa, sea por no existir condiciones de competencia en una subasta determinada, o por declararse ésta desierta³⁰.

d. Mecanismo de establecimiento de costos y remuneración

Para el establecimiento de los costos, y su correspondiente remuneración, el régimen vigente sigue el mismo esquema implantado en el mercado de energía principal, esto es, establece un esquema de declaración de costos, auditados por el ente coordinador. Los servicios son despachados y remunerados conforme a los *costos declarados* por los operadores correspondientes³¹. El régimen nuevo, en cambio, establece un esquema de *precios ofertados*, despejados de las subastas o licitaciones correspondientes. Los recursos son programados y remunerados conforme a los precios

²⁹ La establecida en último inciso del Artículo 72°-6 de la LGSE.

³⁰ Es importante en esta dinámica la forma en que se regulen las condiciones de las subastas, particularmente el efecto de contar con una optimización base de referencia -prescripción reglamentaria- y los precios máximos que se utilizarán si la CNE decide ejercer la facultad legal de establecerlos.

³¹ Si bien el DS N°130 establece el desarrollo de un estudio de costos para contrastar los costos declarados y, en definitiva, valorar y decidir el despacho de las prestaciones, la LGSE fue explícita en el Artículo 150°, inciso 5, en cuanto a que “Los propietarios de las instalaciones interconectadas entre sí deberán declarar los costos en que incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios con su debida justificación, conforme lo determine el reglamento”. Aquí se ha resaltado la idea de la *declaración de los costos* como contraste a la *oferta de precios*.

ofertados por quienes se adjudiquen las respectivas licitaciones o subastas³². En todo caso, se espera que las señales que se establezcan -en este ámbito específico y en el mercado de energía principal- permitan a los agentes adoptar decisiones que conduzcan al óptimo. Con todo, y en caso de determinarse que no hay condiciones de competencia para una determinada prestación, ésta será instruida por el Coordinador, y remunerada conforme a los valores de un estudio de costos desarrollado al efecto.

e. Agentes que solventan los costos

El régimen actual establece que los costos en que incurran los agentes por las prestaciones de servicios complementarios serán remunerados por los agentes que efectúan inyecciones de energía en el mercado principal, es decir, de cargo de la generación, asignación que obedece a una prescripción reglamentaria³³.

En el régimen nuevo, la remuneración de los agentes que prestan estos servicios es efectuada por la demanda.

f. Ámbito técnico de las prestaciones (CF, CT, PRS)

Sin perjuicio de que en el régimen nuevo los servicios complementarios serán definidos por la CNE, tanto en el régimen actual como en el régimen nuevo el ámbito técnico básico en que se desarrollará la definición y operación de los servicios será el de apoyar el control de frecuencia, el control de tensión y los planes de recuperación de servicio³⁴.

A continuación, se muestra un cuadro resumen comparando ambos regímenes.

³² El Artículo 56 del Reglamento Nuevo de SSCC señala que, “La valorización y remuneración de los Servicios Complementarios que sean licitados o subastados por el Coordinador, corresponderá al valor adjudicado en la respectiva licitación o subasta...”, es decir sigue un esquema *pay as bid*.

³³ Con excepción de los costos no cubiertos en operaciones forzadas, que son cargados al retiro.

³⁴ Como se señaló, sin perjuicio de que la Ley Corta I estableció estas categorías mínimas, esta categorización no fue complementada con conceptos adicionales en la respectiva reglamentación, ni fue modificada ni complementada en el régimen nuevo.

CUADRO RESUMEN
CONTRASTE RÉGIMEN DE SSCC ACTUAL Y NUEVO

| Concepto Regulatorio | Régimen Actual | Régimen Nuevo |
|--|---|---|
| Objetivo del esquema de SSCC | Cumplimiento de Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio | Cumplimiento de Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio |
| Ente que define los SSCC | Ente Coordinador, en el marco de las categorías de servicio establecidos en el reglamento | CNE |
| Obligatoriedad | Todos los agentes están obligados a prestar SSCC con recursos disponibles o a instalar | Todos los agentes están obligados a prestar SSCC con recursos disponibles o a instalar |
| Mecanismo de establecimiento de costos | Costos declarados auditados (estudio de costos) | Precios ofertados y, excepcionalmente, reconocimiento de costos eficientes vía Estudio de Costos o Precios Máximos. |
| Agentes que remuneran los costos | Agentes productores en mercado principal | Demanda en mercado principal |
| Ámbito técnico de las prestaciones | Control de frecuencia, control de tensión, planes de recuperación de servicio | Control de frecuencia, control de tensión, planes de recuperación de servicio |

3 CUERPOS NORMATIVOS ACTUALES

3.1 Consideraciones Generales

Se presenta en este capítulo una revisión de la normativa técnica vigente a efectos de su eventual incorporación en la NT SSCC. En efecto, dada la jerarquía de la norma técnica en diseño, a saber, de rango administrativo y entidad conceptual de tipo operativo, se verifica la existencia de variados desarrollos regulatorios en materia de SSCC, diseñados bajo la normativa legal y reglamentaria previa a la Ley N°20.936 -régimen actual- y que, en tanto de carácter eminentemente operativo, no contravendrían en principio las disposiciones contenidas en el régimen nuevo dado por la ley y su reglamento. De este modo, y visto que en su mayoría se trata de normativa ampliamente discutida, se constituyen en un referente importante para el diseño de la NT SSCC en estudio, sea esto como marco conceptual de referencia, o para la incorporación directa de sus disposiciones -total o parcial- en la norma nueva.

En esta categoría de normas se encuentran algunos de los contenidos de la propia normativa legal y del DS N°130 -en lo que proceda- y, fundamentalmente, los contenidos normativos de los procedimientos técnicos elaborados por el Coordinador -en su momento, los CDEC- a partir de la fecha de puesta en vigencia de la Ley N°19.940³⁵.

También en esta categoría de normativa de referencia se encuentran las disposiciones de la NT de SSCC Vigente, dictada ya promulgada la Ley 20.936, y que, por lo mismo contiene disposiciones que, en su mérito, deberán ser incorporadas en la norma técnica en diseño.

Finalmente, y como norma determinante del diseño del esquema de SSCC, se analizarán las disposiciones de la NTSyCS vigente³⁶, cuya última versión fue emitida por la CNE mediante la Resolución Exenta N°299 de abril de 2018.

El enfoque general seguido considera i) la tipificación y agrupación de las normativas analizadas en función del tipo de servicio complementario que regula -en términos de sus características técnicas y funcionalidad a los objetivos de seguridad y calidad establecidos en la NTSyCS- ii) un análisis de consistencia interna y completitud, y iii) el correspondiente análisis de consistencia con la normativa de rango superior legal y reglamentaria.

³⁵ Se entiende que normativa desarrollada por los CDEC SIC y SING antes de la entrada en vigencia de la Ley Corta I, fue rescatada y actualizada de modo de ser adaptada al ambiente de funcionamiento dado por el establecimiento formal del esquema de SSCC y de las exigencias de la NTSyCS.

³⁶ Con énfasis en los capítulos 6, 7 y 8 y el Anexo Técnico de "Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS, según se solicitó en los términos de referencia del presente estudio.

Como resultado del análisis señalado, se espera contar con sistema estructurado y consistente de disposiciones que, por ese hecho, puedan formar parte de la norma técnica en diseño.

Como siguiente etapa, y producto del análisis de completitud, se procederá a efectuar los diseños adicionales y/o perfeccionamientos que sea recomendable incorporar.

Finalmente, y sin perjuicio de las referencias generales a la normativa aplicable que se indica en el punto 3.2 y siguientes, para el presente Informe N°1, el análisis específico se centra en los cuerpos y disposiciones normativas que condicionan y/o entregan un marco de referencia para el diseño de los contenidos de la nueva NT SSCC en los ámbitos de *Verificación de Instalaciones para la Prestación de SSCC*, *Verificación de Desempeño y Disponibilidad de SSCC*, y *Determinación de la Cuantía de los SSCC*³⁷, análisis que se presenta en el punto 4 y siguientes de este informe.

3.2 Normativa de Referencia

Se presenta a continuación la normativa técnica de referencia que, en principio, orientará el trabajo de elaboración de la norma en diseño. Por consistencia jurídica, se ha incluido también en el listado siguiente a la normativa de rango superior a la NT SSCC, esto es, la normativa legal y reglamentaria.

a. Normas de Rango Superior al de la NT SSCC

- Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)
- Reglamento de SSCC (DS N°113 de 2017)

b. Normas de Igual Rango al de la NT SSCC

- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTS&CS) y sus Anexos Técnicos³⁸.
- Norma Técnica de SSCC Vigente (Resolución Exenta N°114 de la CNE de 2017)
- Proyecto de Norma Técnica de Programación de la Operación
- Proyecto de Norma Técnica de Declaración de Costos de Combustibles

c. Normas de Rango Inferior al de la NT SSCC³⁹

- Res. Ex. N°660 Verificación y Seguimiento SSCC, Procedimiento CDEC-SIC
- Res. Ex. N°661 Cuantificación Disponibilidad de SSCC, Procedimiento CDEC-SIC

³⁷ Según se establece y solicita en los términos de referencia del presente estudio.

³⁸ En particular el Anexo Técnico "Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS".

³⁹ A pesar de corresponder a un contexto de aplicación administrativa distinto, en que los procedimientos de los CDEC que se incorporan en el listado no co-existirán con la NT SSCC en diseño, hemos denominado normativa de "rango inferior" a estos procedimientos en tanto no condicionan administrativamente el diseño de la NT SSCC, correspondiendo en este caso a normativa de referencia meramente conceptual.

- Res. Ex. N°662 Declaración de Costos para SSCC, Procedimiento CDEC-SIC
- Res. Ex. N°663 Remuneración de SSCC, Procedimiento CDEC-SIC
- Res. Ex. N°664 Instrucciones de Operación de SSCC, Procedimiento CDEC-SIC
- Res. Ex. 655 2014 Instrucciones Operación, Procedimiento CDEC-SING
- Res. Ex. 656 2014 Cuantificación Recursos, Procedimiento CDEC-SING
- Res. Ex. 657 2014 Declaración Costos, Procedimiento CDEC-SING
- Res. Ex. 658 2014 Verificación Y Seguimiento, Procedimiento CDEC-SING

Entre la normativa referida, y como marco normativo más sustantivo, en términos de condicionar el diseño de la normativa en diseño, se encuentran el Reglamento de SSCC (DS N°113 de 2017), la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTS&CS), y la Norma Técnica de SSCC Vigente (Resolución Exenta N°114 de la CNE de 2017), respecto de las cuales se efectúa una referencia general en los puntos siguientes.

3.3 Reglamento de SSCC

Como cuerpo reglamentario de la Ley N°20.936 en materia de SSCC, se dictó en 2017 el DS N°113. La normativa abarca una diversidad de materias entre las que se encuentra la categorización de los servicios, el procedimiento de emisión y contenidos del informe de servicios complementarios, la normativa que regula las subastas y licitaciones, y las condiciones para la instrucción directa, el estudio de costos, y remuneración de servicios, entre otras materias. En lo atinente a los contenidos normativos a desarrollar en el presente informe, son especialmente relevantes las materias señaladas en el Título VI, el que contiene los siguientes dos capítulos:

- Capítulo 1: Verificación de Instalaciones para la Prestación de Servicios Complementarios
- Capítulo 2: Desempeño y Disponibilidad de Servicios Complementarios.

3.4 Norma Técnica de SSCC Vigente

Como referencia directa al diseño normativo en elaboración, está la NT de SSCC vigente mediante la Resolución Exenta N°114 de la CNE de 2017. La norma abarca un amplio contenido de rango normativo, y que es susceptible de ser trasladado en su integridad a la NT SSCC en elaboración. En los capítulos 4 a 6 del presente informe se efectúan las consideraciones correspondientes a esta normativa para su inclusión o no en la norma en diseño, cuya propuesta para los temas de verificación instalaciones, desempeño y disponibilidad, y determinación de la cuantía, se presenta en el anexo del presente documento.

3.5 La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)

3.5.1 Consideraciones Generales

El concepto de mantener las exigencias de seguridad y calidad de servicio en un cuerpo normativo único surgió a partir de la promulgación de la Ley N°19.940, en paralelo con la implantación formal del esquema de SSCC. La introducción del concepto de “servicio complementario” se veía facilitada al quedar éste definido como una prestación cuyo objetivo es permitir que la operación del sistema, siguiendo los principios de coordinación, se diera en cumplimiento de determinados estándares de calidad y seguridad de servicio establecidos en una norma técnica dictada especialmente a ese efecto⁴⁰. De esta forma, el esquema de SSCC y la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) han permanecido vinculados, siendo este cuerpo normativo quien caracteriza, tipifica y, en definitiva, “genera” técnicamente al conjunto de los servicios complementarios que deben materializarse.

Bajo esta concepción se analiza a continuación los contenidos de la NTSyCS vigente, esto es, como condicionante de los contenidos a proponer en la NT SSCC, y sin perjuicio de su inclusión directa en la norma en estudio.

3.5.2 Estructura General de la NTSyCS

La NTSyCS vigente⁴¹ está estructurada en ocho capítulos con disposiciones permanentes, y uno con disposiciones transitorias. Los capítulos con normas permanentes se refieren a:

- Capítulo N°1: Terminología y Abreviaciones
- Capítulo N°2: Funciones, Atribuciones y Obligaciones
- Capítulo N°3: Exigencias Mínimas para Diseño de Instalaciones
- Capítulo N°4: Exigencias Mínimas para Sistemas de Información y Comunicación
- Capítulo N°5: Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio
- Capítulo N°6: Estudios para Programación de la Seguridad y Calidad de Servicio

⁴⁰ La norma correspondiente señalaba: “Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, deberá prestar en el respectivo sistema eléctrico los servicios complementarios de que disponga, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio en dicho sistema. Las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con informe de la Comisión.

⁴¹ Res. Exta. N°299, CNE abril de 2018.

- Capítulo N°7: Gestión de la Seguridad y Calidad de Servicio
- Capítulo N°8: Habilitación y Monitoreo de Instalaciones

Desde el punto de vista del esquema de servicios complementarios -o del diseño de una norma que los regule- aparecen como esenciales, o directamente afectando a la materia, los capítulos 5 a 8. Los primeros cuatro, si bien también condicionantes⁴², otorgan un contexto más indirecto.

4 VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA LA PRESTACIÓN DE SSCC

4.1 Introducción

El objetivo de esta actividad es proponer la metodología y los requisitos del proceso de verificación al que se deberán someter las instalaciones con el fin de participar en la prestación de SSCC, en conformidad con lo requerido en el Título VI, Capítulo 1, Verificación de instalaciones para la prestación de servicios complementarios, del Reglamento SSCC.

La metodología de verificación de instalaciones considera al menos la revisión de información técnica y realización de pruebas en terreno. Del proceso de verificación se determina si el titular se encuentra habilitado para prestar el SSCC que corresponda, la cuantía del recurso técnico, la instalación o conjunto de instalaciones que entregan la prestación, y las condiciones específicas asociadas a la prestación de los servicios correspondientes.

En particular se revisaron el capítulo N°8 de la NTSyCS, sus anexos técnicos "Habilitación de Instalaciones para el Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS", documentos técnicos del Coordinador y la NT de Servicios Complementarios a los que se refiere el DS N°130.

4.2 Análisis de la normativa vigente

4.2.1 Reglamento SSCC

El Título VI del Capítulo 1 del Reglamento SSCC establece que toda instalación interconectada al sistema eléctrico destinada a la prestación de SSCC deberá someterse a la verificación de los recursos técnicos asociados a dicha infraestructura de acuerdo al modo que lo efectúe el Coordinador.

⁴² Particularmente si se apunta a una NT SSCC autocontenida. Por ejemplo, en una norma autocontenida deberán establecerse definiciones -que deberán corresponder a las del Capítulo N°1 de la NTSyCS o ser consistentes con ellas- y también las funciones del Coordinador -consistentes con el Capítulo N°2-.

4.2.2 NTSyCS

a) Capítulo 8: Habilitación y monitoreo de instalaciones

El Capítulo 8 de la NTSyCS define las características de la habilitación y supervisión de las instalaciones del SI destinadas a ejercer el Control de Frecuencia, Control de Tensión, PRS, entre otros. Adicionalmente, establece los términos y condiciones con los que se realizarán las Auditorías Técnicas requeridas por el Coordinador para las instalaciones de los Coordinados.

El Artículo 8-4 establece que el Anexo Técnico "Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS", contendrá las formalidades y descripción mínima de los ensayos y la metodología a seguir para la habilitación de las instalaciones que participen del Control de Frecuencia, Control de Tensión, y PRS con el objeto de cumplir con los requerimientos mínimos establecidos en el presente Capítulo.

| NTSyCS TÍTULO 8-2 ENSAYOS PARA HABILITACIÓN | |
|---|---|
| <p>Artículo 8-5</p> <ul style="list-style-type: none"> - La solicitud de habilitación deberá ser presentada por el Coordinado al Coordinador. - Solicitud de autorización de ensayo: 15 días de anticipación. - Plan de ensayos: <ul style="list-style-type: none"> a) Listado de los ensayos. b) Descripción de las operaciones y/o perturbaciones que se aplicarán sobre las instalaciones y el SI. c) Duración prevista. d) Medidas de seguridad. | <p>Artículo 8-6</p> <p>El Coordinador deberá:</p> <p>Coordinar con los CC que corresponda:</p> <ul style="list-style-type: none"> - las condiciones operativas - las medidas de seguridad - la fecha definitiva - las restricciones o modificaciones al plan de ensayos <p>Verificar el cumplimiento de las condiciones requeridas.</p> <p>Artículo 8-7</p> <p>El Coordinado deberá poner a disposición del Coordinador toda la documentación técnica que le sea requerida.</p> |

Por su parte, los requerimientos generales para cada tipo de instalación se especifican en títulos dedicados:

- **TÍTULO 8-3. HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN:** participación en los controles primario y secundario de frecuencia, y en la Partida Autónoma y Aislamiento Rápido del PRS, participación de Equipo de Compensación de Energía Activa en CPF, CSF y EDAC.
- **TÍTULO 8-4. HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN:** verificación de protecciones y ensayos para habilitar las instalaciones que participan en el PRS.
- **TÍTULO 8-5. HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DE CLIENTES:** participación en Sistemas de Protección Multiárea, EDAC y PRS,

Las características, requerimientos específicos y modelos de protocolos de ensayos para la habilitación de instalaciones se encuentran en el Anexo Técnico de Habilitación de Instalaciones.

b) Anexo Técnico “Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS”

El Anexo especifica las obligaciones y responsabilidades del Coordinador y los Coordinados. El Coordinador define los requerimientos y condiciones para realizar las pruebas y se expide respecto a la habilitación, y el Coordinado debe entregar toda la información relevante para efectuar las evaluaciones y presentar la solicitud de trabajo, acreditar la habilitación de sus instalaciones e informar de las modificaciones en su equipamiento luego de la habilitación.

Proceso de habilitación

El Título III del Anexo Técnico describe el proceso de habilitación y control de recursos técnicos para control de frecuencia, control de tensión, EDAC, sistema de protección multiárea y PRS. La presenta un diagrama conceptual simplificado del flujo de actividades involucradas en dicho proceso.

Los insumos de este proceso son los datos técnicos presentados por el Coordinado, consistentes en protocolos específicos de ensayos e informes técnicos requeridos por el Coordinador, necesarios para verificar la aptitud técnica de equipos, automatismos y protecciones. Una vez realizados los ensayos, el Coordinador analiza si los resultados cumplen con todas las condiciones y requerimientos contenidos en la NT, en cuyo caso determinará si el titular se encuentra habilitado para prestar el SSCC que corresponda, la cuantía del recurso técnico, la instalación o conjunto de instalaciones que entregan la prestación, y las condiciones específicas.

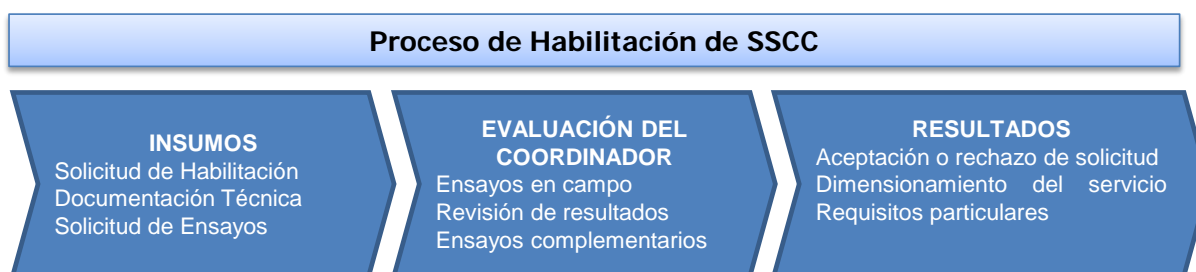


Figura 1. Diagrama conceptual del proceso de habilitación de SSCC.

La Guía de Aplicación⁴³ elaborada por el CDEC-SIC en 2016 presenta un diagrama de flujo de las actividades del proceso de habilitación de SSCC en conformidad con el Anexo Técnico Habilitación de

⁴³ CDEC-SIC, Guía de Aplicación: Habilitación de las Instalaciones de los Coordinados para participar en la Prestación de los SSCC, Dirección de Operación CDEC SIC, Marzo-2016. <https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2016/08/Gu%C3%ADa-de-Aplicaci%C3%B3n-Habilitaci%C3%B3n-Instalaciones-Coordinados-para-participar-en-la-prestaci%C3%B3n-de-SSCC.pdf>

Instalaciones de la NTSyCS y del Reglamento SSCC al que se refiere el Decreto Supremo N°130 del año 2011.

Instalaciones habilitadas

El Reglamento SSCC establece que la Comisión, previo informe del Coordinador, definirá los SSCC y sus respectivas categorías, y que son SSCC, al menos, los controles de frecuencia y tensión y el PRS.

Según el Art. 2 del Anexo Técnico de Habilitación de Instalaciones de la NTSyCS las instalaciones del SI que deben ser habilitadas son las que se señalan en la Tabla 1.

Equipos de control de potencia activa

- Si bien el Artículo 2 del Anexo señala que los equipos de compensación de energía activa deben habilitarse para participar del CPF, el CSF y del control de tensión, no se presentan las exigencias específicas para la habilitación de dichas instalaciones:
 - Los Títulos IV y V se refieren a la habilitación para participar en el CPF y CSF solo de generadores sincrónicos, eólicos y solares.
 - Los Títulos VI y VII se refieren a la habilitación para participar en el PRS solo de generadores sincrónicos con partida autónoma y aislamiento rápido.
- El Artículo 2 del ANEXO TÉCNICO DE HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DE LA NTSyCS se refiere a “equipos de compensación de energía activa” en el ítem b) y a “equipos de control de potencia activa y/o medios de almacenamiento” en el ítem c). Puede entenderse ambos términos se refieren a lo mismo, aunque solo el primero se encuentra definido en el glosario del Art. 1-7 de la NTSyCS.

Tabla 1. Instalaciones del SI que deben ser habilitadas.

| Servicio complementario | Instalación | Requerimientos Específicos del Anexo Técnico |
|--|--|---|
| Control de Frecuencia (CPF y CSF) | Unidades generadoras | - TÍTULO IV. HABILITACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS PARA CPF - TÍTULO V. HABILITACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS PARA CSF |
| | Equipos de compensación de energía activa | |
| Control de Tensión | Unidades generadoras sincrónicas | TÍTULO IX. VERIFICACIÓN DE LOS REQUISITOS TÉCNICOS DE LOS SISTEMAS DE EXCITACIÓN Y PSS |
| | Equipos de compensación de energía reactiva | TÍTULO X. INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PARA CONTROL DE TENSIÓN |
| PRS | Unidades generadoras con partida autónoma | TÍTULO VI. HABILITACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS PARA PARTIDA AUTÓNOMA |
| | Equipos de control de potencia activa y/o medios de almacenamiento | |
| | Unidades generadoras con aislamiento rápido | TÍTULO VII. HABILITACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS PARA AISLAMIENTO RÁPIDO |
| | Instalaciones del sistema de transmisión | TÍTULO VIII. HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PARA PRS |
| Sistemas de Protección Multiárea y EDAC | Las instalaciones o equipos que participen en ellos. | - TÍTULO XI. HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DE CLIENTES PARA EL EDAC - TÍTULO XII. HABILITACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN MULTIÁREA, EDAC, EDAG, ERAG |
| Las instalaciones o equipos que el Coordinador requiera para cumplir con las obligaciones normativas vigentes. | | |

Control de tensión

El Capítulo 3 de la NTSyCS (Exigencias Mínimas para Diseño de Instalaciones) establece que todas las unidades sincrónicas deben ser capaces de controlar tensión, pero es más flexible con la generación ERV. Los requerimientos para ambos tipos de centrales son los que siguen:

Generadores sincrónicos

- El Art. 3-5.d) de la NTSyCS dice que las unidades sincrónicas deberán disponer de los equipamientos requeridos para participar en el Control de Tensión y amortiguación de las oscilaciones electromecánicas.

- En consecuencia, el TÍTULO IX del Anexo presenta las exigencias para la certificación de los requisitos técnicos de los sistemas de excitación y PSS de una unidad generadora, y no para la habilitación.

Parques eólicos y fotovoltaicos

- El Art. 3-8 de la NTSyCS especifica los requerimientos de absorción e inyección de potencia reactiva en el punto de conexión.
- Mientras que el Art. 3-12 exige que los parques (de $P_n > 50$ MW) cuenten con un sistema de control que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión del parque a un valor ajustado por el operador.

Sin perjuicio de lo anterior, independiente de la potencia nominal individual de las centrales o parques, si los estudios específicos que realice el Coordinador lo justifican, se podrá exigir a cualquier central o parque la implementación de un control conjunto o individual de tensión para controlar la tensión en una barra que determine el Coordinador.

Por otro lado, en el Anexo Técnico de Habilitación de Instalaciones de la NTSyCS se observa lo siguiente:

- No se refiere a la “habilitación” sino a la “certificación” de los generadores sincrónicos para participar del Control de Tensión ya que el Artículo 3-5 d) de la NTSyCS establece que los generadores deben participar del Control de Tensión y por lo tanto deben certificar que cumplen los requisitos técnicos.
- No especifica los requisitos para habilitar a los generadores eólicos y fotovoltaicos para participar del Control de Tensión. Si bien los parques con $P_n > 50$ MW deben ser capaces de participar de un control conjunto, no están obligados a hacerlo por defecto.

Cuando se habla de “un control conjunto” puede entenderse que dicho control no pertenece al parque, sino que el parque sólo debe tener un control ser capaz de recibir su señal. Luego, se exige que el parque implemente un control conjunto o individual en función de estudios específicos del Coordinador, no siendo éste el tratamiento que se le da a los generadores convencionales.

En otros países, por ejemplo, en Argentina⁴⁴, los parques eólicos se clasifican en función de las variaciones de tensión que producen cambios rápidos (e.g. 40 % en 10 minutos) en su producción de potencia activa, y se exige el control de tensión cuando las variaciones exceden un umbral predefinido. Sin embargo, los límites de fluctuaciones de larga duración (más de un minuto) definidos en los Artículos 5-75 y Art. 5-73. b) de la NTSyCS parecen ser aplicables a perturbaciones, ya que contemplan variaciones de tensión mayores al 7,5% respecto a la nominal. En Europa, los parques de generación se

44 Anexo 40: “Generación eólica” de Los Procedimientos de CAMMESA, Argentina.

Online: <http://portalweb.cammesa.com/Pages/BackupBotoneraAnteriorIzquierda/Normativa/procedimientos.aspx>

clasifican según su potencia nominal⁴⁵, y en Brasil el modo normal de operación de plantas eólicas y solares es el de control de tensión⁴⁶.

En Gran Bretaña hay dos tipos de servicio de potencia reactiva⁴⁷. El servicio obligatorio de potencia reactiva⁴⁸ (ORPS) debe ser proporcionado por todas las centrales eléctricas conectadas a la Red de transmisión con una generación con una capacidad nominal de más de 50MW, tal como se establece en el Código de Red⁴⁹ (CC 6.3.2). El servicio de potencia reactiva mejorada⁵⁰ (ERPS) es un servicio comercial que se licita y es para proveedores que pueden entregar más potencia reactiva que la obligatoria también es para proveedores que no tienen que ofrecer ORPS pero pueden cumplir o exceder el estándar de rendimiento ORPS. Los requerimientos de desempeño del AVR de plantas ERV se especifican en el acuerdo bilateral de conexión entre las empresas generadora y transportista.

Del análisis presentado más arriba se concluye lo siguiente:

- Luego, si bien la NTSyCS no establece estándares mínimos de desempeño del Control de Tensión de parques eólicos o solares, se agregó en la propuesta de NT SSCC un Párrafo para certificar (como se hace con los generadores sincrónicos) por lo menos el cumplimiento de la curva de capacidad requerida y que cuenten con un control conjunto de tensión.
- Las exigencias de diseño de los controles de tensión de plantas de generación sincrónicas y ERV que pueden entenderse como exigencias mínimas de SyCS. Por lo tanto, se considera que las mismas deben permanecer en la NTSyCS.
- Por otro lado, para realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1 de la Ley, el Coordinador podría encontrar la necesidad de contar con recursos de compensación de potencia reactiva adicionales a los mínimos establecidos en la NTSyCS. Para ello, la Comisión podrá definir una nueva categoría de Control de Tensión, como en el caso de Gran Bretaña mencionado más arriba.

45 ENTSO-e “Requirements for Generators”, 14 April 2016. Online: https://www.entsoe.eu/network_codes/rfg/.

46 Procedimentos de rede, ONS, “Submódulo 3.6: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão”, 01/01/2017. Online: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>

47 National Grid, “Product Roadmap for Reactive Power”, May 2018. <https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/National%20Grid%20SO%20Product%20Roadmap%20for%20Reactive%20Power.pdf>

48 <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reactive-power-services/obligatory-reactive-power-service-orps?technical-requirements>

49 National Grid, “THE GRID CODE”, ISSUE 5, REVISION 26, 26 September 2018

50 <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reactive-power-services/enhanced-reactive-power-service-erps?technical-requirements>

Documento Técnico “Habilitación de Instalaciones”

El Anexo Técnico de Habilitación de Instalaciones indica que para habilitar los Equipos que prestarán los SSCC, el Coordinador deberá publicar un documento técnico denominado “Habilitación de Instalaciones”, en donde se establezcan las características de los ensayos a realizar (CDEC-SIC⁵¹ y CDEC-SING⁵²). Este documento contiene:

- a) Formato de la solicitud de habilitación.
- b) Guía indicativa de los ensayos, pruebas y mediciones requeridas para la habilitación de la instalación, considerando entre otros:
 - i. Metodología de cada uno de los ensayos y pruebas.
 - ii. Requerimientos básicos que deberán cumplir los sistemas de medición.
 - iii. Las magnitudes a registrar.
 - iv. Principales medidas de seguridad a adoptar durante las pruebas.
 - v. Instrumental requerido.
 - vi. Protocolos de ensayos.
- c) Formato del informe de ensayos.

Información Técnica

El Art. 5.b) del Anexo Técnico de Habilitación de Instalaciones de la NTSyCS especifica de manera general los requerimientos de información necesaria para el proceso de habilitación, incluyendo el conjunto de datos, protocolos específicos de ensayos e informes técnicos requeridos por el Coordinador, necesarios para verificar la aptitud técnica de equipos, automatismos y protecciones a efectos de la habilitación para el servicio.

El detalle de la información requerida se especifica en el Documento Técnico de Habilitación de Instalaciones elaborado por el Coordinador.

⁵¹ Documento Técnico denominado “Habilitación de Instalaciones” del CDEC-SIC. <https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2016/04/Documento-T%C3%A9cnico-Habilitaci%C3%B3n-de-Instalaciones.pdf>

⁵² Documento Técnico denominado “Habilitación de Instalaciones” del CDEC-SING. http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_pag_web_pub.get_file?p_file=Protocolo_de_Habilitacion_SING_SSCC_2016.pdf&p_tipo=A

Los Documentos Técnicos para Habilitación de Instalaciones de los CDEC SIC y SING elaborados en 2016 establecen que la documentación técnica requerida dependerá de la instalación y del servicio complementario que se quiere habilitar. La documentación técnica mínima deberá contener:

- Diagramas unilineales.
- Planos de control.
- Información Técnica proporcionada por el fabricante (manuales).
- Certificaciones.
- Parámetros de ajustes y configuración.
- Homologación de modelos de control en formato requerido por la DO (DigSilent u otro).
- Acta de pruebas FAT

4.2.3 NTSSCC a la que se refiere el DS N°130 de 2011

Información Técnica

El Título 3 del Capítulo 2 de la NTSSCC, detalla los antecedentes técnicos requeridos para cuantificar recursos y requerimientos. Dicha información complementa a la exigida de manera más general en el Art. 5.b) del Anexo Técnico de Habilitación de Instalaciones de la NTSyCS.

El Artículo 6-6 de la NTSyCS exige que cada Coordinado entregue al Coordinador la información para realizar los estudios para la Programación de la Seguridad y Calidad de Servicio en un formato estándar definido en el Anexo Técnico "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento". Algunos de dichos estudios se realizan para dimensionar SSCC pero otros no, como el ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN. Luego, algunos de los datos requeridos en la NTSSCC redundan con los del Anexo de Información Técnica. Se propone utilizar el formato de especificación de antecedentes técnicos definido en la NTSyCS para estudios de operación.

Los Artículos 30 y 31 de la NTSSCC requieren información sobre los consumos de característica fluctuante y cíclica (con períodos del orden de varios segundos a pocos minutos). Sin embargo, dichos artículos se refieren a variaciones de potencia mayores a ± 1 MW/s, que resultan muy rápidas para la potencia producida por centrales eólicas y solares típicas (es por ello que en general se desprecia la influencia de la variabilidad de la generación renovable en el CPF). No se considera necesario solicitar información respecto a la variabilidad de la generación renovable ser similar a la solicitada a los consumos en los Artículos 30 y 31 de la NTSSCC.

Proceso de habilitación

El Art. 237 del Título 15 de la NTSSCC establece que:

“Sin perjuicio de lo señalado en los artículos precedentes, las empresas coordinadas que participen en la prestación de un SC, deberán realizar pruebas de operatividad tendientes a verificar que las instalaciones mantienen las cualidades con las cuales fueron habilitadas para participar en la prestación del SC, conforme a lo indicado en el Anexo Técnico denominado “Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS” y con la periodicidad establecida en dicho Anexo.”

Luego, se entiende que la metodología para el proceso de habilitación es la definida en la NTSyCS y sus anexos.

La NTSSCC a la que se refiere el DS N°130 de 2011 no especifica un procedimiento para la habilitación de instalaciones para la prestación de SSCC. Por lo tanto, se propone traspasar el Anexo Técnico Habilitación de Instalaciones de la NTSyCS a la propuesta de NT SSCC y modificar su contenido para que tenga un alcance general y no cubra solo algunos SSCC. El traspaso del anexo y las modificaciones fueron implementados en la propuesta de NT SSCC que acompaña al presente informe.

4.3 Experiencias internacionales

4.3.1 Operador Independiente del Sistema de California (CAISO), USA

Para participar de la subasta de SSCC las instalaciones y recursos del sistema deben cumplir con los requerimientos de certificación y ensayos del Protocolo de Requerimientos de SSCC⁵³ (ASRP) y los procedimientos de Operación de CAISO⁵⁴.

En el ARSP se especifican separadamente los requerimientos para la certificación para:

- Regulación (reserva bajo AGC)
- Reserva rodante (para CPF)
- Reserva fría

Los requerimientos incluyen:

⁵³ California Independent System Operator Corporation, “Fifth Replacement Tariff, Appendix K Ancillary Service Requirements Protocol (ASRP)”, November 1, 2017.

⁵⁴ <http://www.caiso.com/rules/Pages/OperatingProcedures/Default.aspx>

- Características de operación: cantidad mínima de recurso disponible (500 kW en los tres casos), tiempo de respuesta, requerimientos de despacho y exactitud para seguir la consigna de control.
- Requerimientos Técnicos: control, monitoreamiento y comunicaciones.

Las pruebas deben ser realizadas por el CAISO, con la cooperación del Proveedor de servicios auxiliares. Dichas pruebas incluirán, entre otras, las siguientes:

- (a) confirmación del rendimiento del canal de comunicación de control;
- (b) confirmación del circuito de voz para recibir las instrucciones de envío;
- (c) confirmación del desempeño de control del recurso; y
- (d) confirmación del control EMS de CAISO, del desempeño del recurso o del rango de control del recurso, según se trate de Regulación, Reserva Rodante o Reserva Fría, respectivamente para incluir el cambio del nivel de operación del recurso en el rango Regulación propuesto para diferentes consignas, de mínimo a máximo, y a diferentes tasas de cambio del mínimo al máximo permitido por el diseño del recurso.

Adicionalmente, los Recursos Dinámicos que ofrezcan participar de la Regulación deben cumplir con el Protocolo de Programación Dinámica (Appendix M).

Para la Reserva Rodante se especifican requerimientos mínimos del control de la turbina (estatismo, banda muerta, tiempo de reacción y tiempo de respuesta).

Los ensayos de recursos y la verificación de su disponibilidad se especifican en los siguientes procedimientos de operación: y

- Guía para Ensayo de recursos (procedimiento 5330⁵⁵): es una guía para ensayar los recursos, similar a un protocolo de ensayos, en el que se especifican detalladamente las responsabilidades e informaciones a intercambiar entre los especialistas del operador del sistema (ISO), el coordinador del ensayo y el administrador del recurso. Especifica los pasos a seguir para el Ensayo de Recursos (potencias máxima y mínima y tasas de toma de carga), Ensayo de Demandas Interrumpibles de los tipos “Proxy” y “Reliability”, Ensayo de Recursos del Sistema (externos al ISO).

⁵⁵ Online: <https://www.caiso.com/Documents/5330.pdf> . Accedido el 06/11/2018.

- Guía para Verificación del desempeño del Recurso (procedimiento 5370⁵⁶): describe los roles, responsabilidades y acciones para ejecutar auditorías de desempeño y verificaciones sorpresivas de desempeño de recursos.

5 DESEMPEÑO Y DISPONIBILIDAD DE SSCC

5.1 Introducción

El objetivo de esta sección es definir la metodología y los requisitos para el proceso de verificación permanente de la activación, desempeño y disponibilidad de las instalaciones que presten SSCC, en conformidad con lo requerido en el Título VI, Capítulo 2, Desempeño y disponibilidad de servicios complementarios, del Reglamento SSCC.

Se establecen índices que permiten evaluar la prestación de los referidos servicios con el objetivo de verificar separadamente si el respectivo SSCC está disponible y si se entrega de manera adecuada. Se proponen criterios para revocar la verificación o certificación otorgada en base a deficiencias del desempeño o baja disponibilidad del recurso o la instalación.

Adicionalmente, se revisó la consistencia con el Anexo Técnico de Desempeño del Control de Frecuencia, Verificación de la activación óptima de los EDAC EDAG y ERAG y el capítulo 8 de la NTSyCS y el título 14 de la NT de Servicios Complementarios a los que se refiere el DS N° 130, determinando que aspectos deberán traspasarse a la propuesta de NT de SSCC.

5.2 Revisión de la normativa vigente

5.2.1 Verificación del desempeño

5.2.1.1 Reglamento SSCC

El Artículo 62 del Reglamento señala que la remuneración estará sujeta a la verificación de desempeño y disponibilidad de la prestación.

El Artículo 87 establece que el Coordinador deberá verificar permanentemente el desempeño y disponibilidad de las instalaciones del sistema eléctrico que presten SSCC mediante índices asociados al

⁵⁶ Online: <http://www.caiso.com/Documents/5370.pdf>. Accedido el 06/11/2018.

estándar de la prestación del servicio correspondiente, en conformidad a las disposiciones de la norma técnica respectiva.

5.2.1.2 NTSyCS

El Capítulo 8 de la NTSyCS especifica los requerimientos generales para la Habilitación y Monitoreo de Instalaciones y su TÍTULO 8-6 especifica los requerimientos generales de la ejecución de auditorías técnicas. El Anexo Técnico "Desarrollo de Auditorías Técnicas" establece los términos y condiciones para desarrollarlas.

Según el Art. 8-32, el Coordinador deberá decidir la ejecución de Auditorías Técnicas a los Coordinados en los siguientes casos:

- Cuando en la operación de alguna instalación o equipamiento sujeto a la coordinación, supervisión y control del Coordinador, se observe y registre un incumplimiento de los requisitos de la NTSyCS,
- Con el fin de verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente NT,
- Para verificar la información de las instalaciones proporcionada por los Coordinados.
- Ante el pedido debidamente justificado de otro Coordinado

Los siguientes títulos de la NTSyCS especifican las exigencias generales para la supervisión de los controles de frecuencia y de tensión:

- TÍTULO 8-7. SUPERVISIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA:
 - El Coordinador realizará mediciones de la frecuencia con el SITR para verificar las reservas disponibles de acuerdo a los valores programados, y comprobará el adecuado desempeño del CPF y del CSF realizados por las instalaciones que participan en dichos controles.
 - El Coordinador deberá monitorear las Instalaciones de Clientes, con el fin de comprobar que los equipamientos de los EDAC supervisados por subfrecuencia y de los Sistemas de Protección Multiárea cumplen con las exigencias establecidas en la NTSyCS
- TÍTULO 8-8. SUPERVISIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN:
 - el Coordinador supervisará el perfil de tensiones en los Sistemas de Transmisión, el factor de potencia en los Puntos de Control de Clientes, así como el estado operativo y suministro de potencia reactiva que efectúan las unidades generadoras y los elementos de compensación de potencia reactiva, verificando cumplimiento de la SyCS programada por el Coordinador.

- Monitoreo de las Instalaciones de Clientes, con el fin de comprobar que los equipamientos de los EDAC supervisados por subtensión
- Se listan los ensayos del sistema de excitación de una unidad generadora
- TÍTULO 8-9. SUPERVISIÓN DEL PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO:
 - Se requiere verificar:
 - la capacidad de Partida Autónoma de unidades generadoras
 - la capacidad de las instalaciones y equipamientos del ST habilitados a participar en el PRS

En general, los Títulos 8-7, 8-8 y 8-9 de la NTSyCS no especifican cómo se procede cuando el desempeño observado en la Auditoría Técnica no es satisfactorio. Por otro lado, sólo en el caso de los EDAC supervisados por subfrecuencia o subtensión, los Artículos 8-38 y Art. 8-45, respectivamente, establecen que si se observaran desvíos no justificados respecto a las respuestas programadas, el Coordinador deberá suspender la habilitación que corresponda, hasta que existan nuevos antecedentes o se realice la correspondiente Auditoría Técnica.

a) Periodicidad

De acuerdo al Art. 10 del Anexo Técnico de Habilitación de Instalaciones, las empresas coordinadas deberán realizar pruebas de operatividad tendientes a verificar que sus instalaciones mantienen la capacidad de prestación para las cuales fueron habilitadas, con la siguiente periodicidad:

a) CPF – CSF – Control de tensión – PRS - Una prueba cada 1 año coordinada por el Coordinador y una certificación cada 2 años con un ente externo a la empresa.

b) EDAC – Certificación anual con un ente externo a la empresa.

Cada vez que se realice una intervención y/o modificación en la instalación que puedan afectar su desempeño o cuando de conformidad al criterio del Coordinador, existan evidencias de mal funcionamiento de la instalación, se deberán realizar pruebas de operatividad para verificar la prestación para la cual fueron habilitadas.

En caso de no cumplirse con los ensayos periódicos o aquellos solicitados por el Coordinador, éste podrá suspender la habilitación de instalación para la prestación correspondiente.

El ANEXO TÉCNICO DE HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DE LA NTSYCS no especifica qué sucede ante el resultado no satisfactorio de la auditoría. Por otro lado, el Art. 90 del Reglamento SSCC establece que en caso que la prestación de un servicio complementario sea deficiente o las instalaciones se encuentren indisponibles, el Coordinador deberá dejar sin efecto temporal o definitivamente la verificación de recursos técnicos asociados a dicha estructura. Luego, los SSCC deben ser

dimensionados con la redundancia suficiente para conservar la SyCS del sistema ante la suspensión temporal o definitiva de la habilitación de una instalación para prestar un servicio complementario.

5.2.1.3 NTSSCC a la que se refiere el DS N°130 de 2011

El Artículo 234 del Título 15 establece que cada vez que el Coordinador no pueda verificar la prestación efectiva de un servicio complementario o que ésta haya exhibido un desempeño deficiente o insuficiente, podrá suspender la calidad de habilitado de las instalaciones responsables y notificar la realización de una Auditoría Técnica y/o de pruebas de operatividad de los recursos disponibles, para efectos de verificar si mantienen los requisitos de habilitación para participar en la prestación del correspondiente servicio.

5.2.1.4 Suspensión de la habilitación

Como se menciona en las Secciones 5.2.1.2 y 5.2.1.3 de este informe, tanto la NTSyCS como la NT SSCC a la que se refiere el DS 130 de 2011 contemplan la posibilidad de revocar o suspender la certificación de instalaciones para la prestación de SSCC en caso de observarse un desempeño deficiente o insuficiente. Sin embargo, no describen detalladamente las implicancias de tal revocación o suspensión. Luego, se propone incorporar disposiciones adicionales al respecto en la propuesta de articulado de la NT SSCC en base a las del Operador Independiente del Sistema de California (CAISO) en Estados Unidos, que establece lo siguiente⁵⁷:

Si un recurso que ofrece reserva rodante, no rodante, regulante o RUC⁵⁸ (residual unit commitment) falla una auditoría de desempeño o una prueba de cumplimiento no anunciada:

- *El ISO (operador independiente del sistema) emitirá un aviso de advertencia al Coordinador de Programación para el recurso y el propietario del recurso.*
- *Al recibir un aviso de advertencia, el propietario del recurso, a través de su Coordinador de Programación, puede solicitar al ISO que pruebe la capacidad del recurso.*
- *Una advertencia permanecerá vigente hasta que el recurso 1) pase una prueba de capacidad solicitada por el Coordinador de Programación respectivo, 2) pase una prueba de cumplimiento sin previo aviso administrada por el ISO, o 3) hayan transcurrido seis meses desde que se emitió la notificación. Una respuesta posterior y totalmente compatible con*

⁵⁷ CAISO, "Resource Performance Verification", Operating Procedure No. 5370, Version No. 6.1, 8/24/2017.

⁵⁸ El proceso de compromiso de unidad residual (RUC) designa plantas de generación adicionales que se necesitarán para el día siguiente y que deben estar listas para generar electricidad. Ver: <http://www.caiso.com/market/Pages/MarketProcesses.aspx>.

una instrucción de despacho del ISO no se considerará una prueba de capacidad o cumplimiento exitosa, y cualquier advertencia permanecerá vigente hasta que se resuelva como se describe anteriormente.

- Un recurso que no pasa una segunda auditoría de desempeño o una prueba de cumplimiento no anunciada durante el período en que una advertencia está vigente será descalificado inmediatamente de proporcionar Servicios Complementarios o Capacidad RUC hasta que el recurso complete con éxito el proceso de aprobación y certificación.*
- El ISO puede suspender el certificado técnico emitido por un Coordinador de Programación para un recurso que no cumple repetidamente los requerimientos de desempeño.*
- Un recurso que no pasa una prueba de disponibilidad (cumplimiento sin previo aviso) se considerará no disponible para proporcionar la Capacidad de RUC o el Servicio Auxiliar en cuestión durante todo el período en que el recurso se comprometió a proporcionar el servicio. El Coordinador de Programación para un recurso que no pasa una prueba de disponibilidad no tendrá derecho a un Pago de Disponibilidad de RUC o al pago del Servicio Complementario correspondiente por el período comprometido y se realizarán ajustes para reflejar esto en el cálculo de los pagos al Coordinador de Programación.*

5.2.2 Supervisión

5.2.2.1 ANEXO TÉCNICO: PROGRAMACIÓN DEL PERFIL DE TENSIONES Y GESTIÓN DE POTENCIA REACTIVA

El objetivo del Anexo Técnico es definir el proceso de programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva que debe realizar el Coordinador.

Artículo 21 Revisión de la Operación por parte del Coordinador

El Coordinador realizará una revisión de la operación en forma mensual, en relación al perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva y haciendo una comparación entre la operación real respecto de la programada.

Artículo 22 Acciones producto de desempeño insuficiente o incorrecto de las instalaciones que participan en el CT.

En caso que se detecte un desempeño insuficiente o incorrecto de las instalaciones que participan en el Control de Tensión, el Coordinador podrá realizar las siguientes acciones:

- a) Realizar las gestiones necesarias en la operación en tiempo real.
- b) Modificar la información para la programación de perfil de tensiones y gestión de potencia reactiva
- c) Solicitar a los Coordinados la justificación y regularización del desempeño insuficiente o incorrecto de las instalaciones que participan en el control de tensión.
- d) Solicitar la realización de Auditorías Técnicas.
- e) Informar a la Superintendencia.

5.2.3 Factores de desempeño

5.2.3.1 ANEXO TÉCNICO: DESEMPEÑO DEL CONTROL DE FRECUENCIA de la NTSyCS

El objetivo del ANEXO TÉCNICO “DESEMPEÑO DEL CONTROL DE FRECUENCIA” de la NTSyCS es definir la metodología para calcular el Factor de Eficiencia del Control de Frecuencia (FECF) que permite evaluar el desempeño del Control de Frecuencia del SI, de acuerdo a lo señalado en el TÍTULO 5-13 de la NTSyCS. Luego, el FECF mide el desempeño del control de frecuencia desde el punto de vista sistémico y no particular de cada Coordinado que en él participa. El factor FECF es una medida del desempeño de las reservas en el sistema más que la evaluación del desempeño de la prestación del servicio por parte de una instalación en particular.

Para determinar el factor de eficiencia horario de la k-ésima hora se sigue el siguiente procedimiento.

- a) Adquirir la señal de frecuencia cada 10 segundos.
- b) Filtrar la desviación de la frecuencia con un filtro pasabajos de promedio móvil de 6 minutos.
- c) Realizar el promedio horario de los valores absolutos de las desviaciones filtradas de la frecuencia para calcular $\Delta f_{m\acute{a}x}^*(k)$.
- d) Calcular el factor de eficiencia para una hora "h" con la siguiente fórmula.

$$FECF(k) = 1 - \frac{|\Delta f_{m\acute{a}x}^*(k)|}{|\Delta f_{M\acute{A}X}(k)|}$$

donde $\Delta f_{M\acute{A}X}(k)$ es la desviación de frecuencia que agota la reserva para RPF.

La NTSyCS no asocia el FECF a la RPF ni a la RSF, sino al Control de Frecuencia en general.

El coeficiente FECF es apropiado para medir el desempeño de la RSF, que posee el máximo de efectividad si las componentes lentas de la frecuencia están en todo momento en la frecuencia nominal, ya que en ese caso está siempre disponible el total de la reserva para RPF asignada. Cuando las componentes lentas de la frecuencia, en valores medios, se alejan del valor nominal se produce una disminución de la reserva para RPF. Cuando la desviación filtrada de la frecuencia iguala la desviación de frecuencia que agota la reserva para RPF, el FECF es nulo. En cambio, cuando la frecuencia media coincide con la nominal el factor de eficiencia es igual a uno.

5.2.3.2 NTSSCC

La NTSSCC a la que se refiere el DS 130 de 2011 apunta a los factores de desempeño desde el punto de vista sistémico de la prestación de SSCC definidos en la NTSyCS y sus anexos. Adicionalmente, en su Título 14 define factores para evaluar el desempeño individual de cada instalación que presta un servicio complementario.

Título 13. Comunicación y verificación del funcionamiento oportuno de aquellos servicios complementarios instruidos por el Coordinador

El Título 13 especifica que el Coordinador verificará el cumplimiento de los SSCC que se definan, mediante un sistema de muestreo periódico de señales de medidas y estados que se recibirán a través del SITR u otro medio que se especifique en el Informe SSCC.

Se dedican Párrafos específicos para los siguientes SSCC:

- Párrafo 2. Control primario de frecuencia: El Coordinador realizará la evaluación del desempeño del Control de Frecuencia en el SI según lo establecido en la NTSyCS, a través del Anexo Técnico denominado “Desempeño del Control de Frecuencia”.
- Párrafo 3. Control secundario de frecuencia: El Coordinador controlará y verificará la participación oportuna de cada unidad generadora y/o equipo de compensación de energía activa en el CSF a través de las señales correspondientes al AGC u otro sistema que realice dicho control, disponibles en el SITR.
- Párrafo 4. Control de tensión: Será responsabilidad del Coordinador efectuar el monitoreo y control del cumplimiento de los estándares asociados al Control de la Tensión en tiempo real, según lo establece la NTSyCS en el Título referido a la Supervisión del Control de Tensión y en el Anexo Técnico de Habilitación de Instalaciones.
- Párrafo 5. Plan de recuperación de servicio: Las instalaciones y/o equipos que participan del PRS, serán evaluadas de manera cualitativa respecto de su comportamiento durante el proceso de recuperación de servicio, de acuerdo a lo definido en el Estudio de PRS.
- Párrafo 6. Desprendimiento de carga: Ante cada contingencia que tenga como consecuencia la

interrupción de suministro, el Coordinador verificará el adecuado desempeño de estos esquemas, según lo establecido en el Anexo Técnico “Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG” y el Artículo 154 de la NTSSCC.

Título 14. Factores de desempeño

Anualmente el Coordinador deberá evaluar los estándares de desempeño mensual asociados a las prestaciones de control primario y secundario de frecuencia, control de tensión y planes de recuperación de servicio, en función de la estadística de operación de los SSCC. Estos índices combinan los siguientes atributos:

- la disponibilidad del equipamiento
- el cumplimiento de los requerimientos de la NTSyCS, y
- el cumplimiento de las instrucciones en tiempo real del Coordinador.

5.2.3.3 Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios

El Capítulo 6 del Informe SSCC elaborado por el CDEC-SING en 2016 define factores para verificar la disponibilidad y el desempeño de la prestación de los SSCC. Dichos factores son similares a los de la NTSSCC pero contienen definiciones adicionales, por ejemplo para diferenciar la operación del CPF en condiciones normales y de contingencia., y los controles de tensión de unidades generadoras y de instalaciones de transmisión. Adicionalmente, el Informe DPSCC 2016 del CDEC-SING define factores de desempeño para EDAC de subfrecuencia, subtensión y contingencia específica, y desconexión manual de carga.

5.2.4 Análisis compatibilidad

El Título 14 de la NTSSCC define factores para evaluar el desempeño de cada instalación y/o equipo que preste un servicio complementario.

Por otro lado, el Capítulo 8 de la NTSyCS establece que el Coordinador debe supervisar permanentemente el cumplimiento de los estándares de SyCS de la NTSyCS para lo cual deberá verificar el adecuado desempeño de las instalaciones que prestan SSCC, pero no define factores de desempeño específicos.

Algunos anexos técnicos de la NTSyCS definen criterios para evaluar la prestación de SSCC:

- El objetivo del ANEXO TÉCNICO: DESEMPEÑO DEL CONTROL DE FRECUENCIA de la NTSyCS es definir la metodología para calcular el Factor de Eficiencia del Control de Frecuencia (FECF) que permite evaluar el desempeño del Control de Frecuencia del SI, de acuerdo a lo señalado en el

TÍTULO 5-13 de la NTSyCS. Éste es un factor que mide el desempeño del Control de Frecuencia desde el punto de vista sistémico y no particular de cada instalación.

- El ANEXO TÉCNICO: VERIFICACIÓN DE LA ACTIVACIÓN ÓPTIMA DE LOS EDAC, EDAG Y ERAG de la NTSyCS en su Título IV establece una metodología para realizar la supervisión y control de la operación global de los esquemas EDAC/EDAG/ERAG. Para ello califica la activación del esquema para cada Coordinado cuyo esquema EDAC/EDAG/ERAG debió haber operado, de acuerdo a los siguientes criterios:
 - 1) Monto de desconexión
 - 2) Operación del Sistema de Protección
 - 3) Operación del Interruptor
 - 4) Tiempo de Actuación

Esta calificación no se utiliza para definir un factor de desempeño específico.

El Artículo 154 de la NTSSCC establece que el Coordinador verificará el desempeño de los esquemas de desconexión de carga según lo establecido en el Anexo Técnico “Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG”.

El Capítulo 8: Habilitación y Monitoreo de Instalaciones de la NTSyCS contiene requerimientos tanto para la habilitación y realización de auditorías en instalaciones como para la supervisión del desempeño en la prestación de SSCC. Algunos artículos de dicho capítulo redundan con los del Título 13 del Capítulo de la NT SSCC a la que se refiere el DS 130 de 2011, y que fue traspasado a la propuesta de NT SSCC.

Se concluye que los Anexos Técnicos de Desempeño del Control de Frecuencia y Verificación de la activación óptima de los EDAC EDAG y ERAG, y el Capítulo 8 de la NTSyCS, son consistentes con el Título 14 de la NT SSCC a los que se refiere el DS N° 130. Por lo tanto, con el objetivo de que todo lo relacionado a la prestación de SSCC quede contenido en la propuesta de NT SSCC, se propone traspasar a la propuesta de NT de SSCC:

- El Anexo Técnico Verificación de la activación óptima de los EDAC EDAG y ERAG, y el Capítulo 8 de la NTSyCS, excepto lo referente a índices de evaluación del desempeño de la prestación referidos al desempeño de los SSCC a nivel sistémico.
- El Título 14 de la NT SSCC a los que se refiere el DS N° 130, excepto lo referente a índices de evaluación del desempeño de la prestación referidos al desempeño de los SSCC a nivel sistémico.

Adicionalmente se propone traspasar a la Propuesta de NTSSCC el Capítulo 6. VERIFICACIÓN Y SEGUIMIENTO DEL CUMPLIMIENTO EFECTIVO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS de la NTSSCC a la que

se refiere el DS N°130 de 2011. Dicho Capítulo reproduce prácticamente de manera textual el Procedimiento DO de Verificación y Seguimiento del Cumplimiento de SSCC elaborado por el CDEC-SIC. Se propone incorporar el siguiente requerimiento para la definición de factores de desempeño de cualquier servicio complementario conforme a lo establecido en el Artículo 89 del Reglamento SSCC:

El factor de desempeño de una instalación y/o equipo que haya sido instruida para la prestación de un servicio complementario deberá ser el producto de un factor de disponibilidad que dependa del porcentaje del tiempo en el que el servicio se mantuvo disponible en el período de evaluación y un factor de activación que indique el cumplimiento de las especificaciones técnicas de la prestación del servicio. El factor de activación deberá ponderar la entrega del monto comprometido y el cumplimiento de los tiempos de activación y duración cuando corresponda.

Es oportuno dividir los factores de desempeño en componentes que midan la activación y disponibilidad ya que remuneración también distingue esos dos aspectos. En la revisión del informe se separan explícitamente ambas componentes de los factores de desempeño para que puedan ser utilizadas en el cálculo de la remuneración, cuando corresponda según el Artículo 59 del Reglamento SSCC.

5.3 Coeficiente de Desempeño del Servicio de National Grid (Reino Unido)

En el documento que describe el servicio de respuesta de frecuencia mejorada⁵⁹ (Enhanced Frequency Response o EHR) de National Grid se calcula el Coeficiente de Desempeño del Servicio (Service Performance Measure o SPM) por Período de Liquidación como el promedio de la relación segundo por segundo de Respuesta Normalizada contra una envolvente predefinida de servicio en un valor de frecuencia determinado (el SBSPM). La respuesta normalizada es la relación entre la respuesta real entregada en ese segundo y la capacidad contratada (que será el valor de MW recibido). Si la respuesta normalizada está dentro de la envolvente, la proporción se establece en 100%. Esto se ilustra en la siguiente figura.

⁵⁹ National Grid, "ENHANCED FREQUENCY RESPONSE, Invitation to tender for pre-qualified parties", v2.2, 8th July 2016.

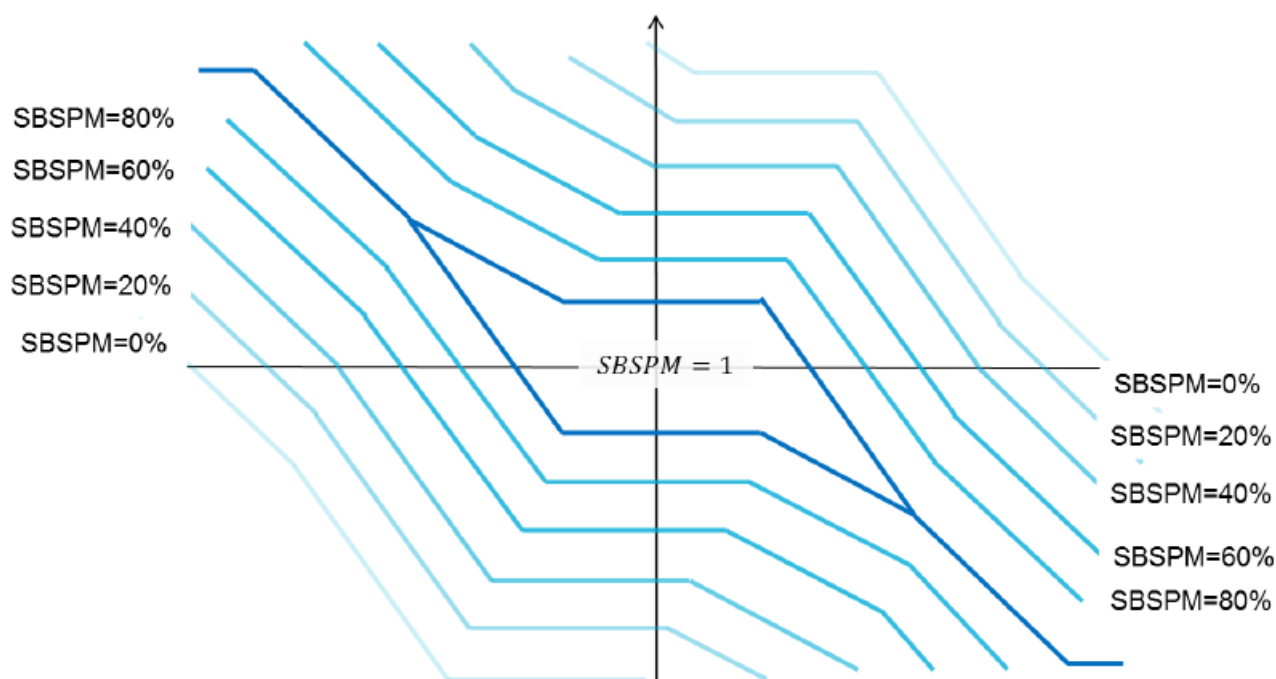


Figura 2. Medición del desempeño del servicio de respuesta mejorada a la frecuencia de National Grid, Gran Bretaña.

La reducción de pago se aplica a través de un Factor de Disponibilidad, que es una banda de rendimiento que se aplica a un rango de SPM. Por ejemplo, un desempeño en la banda 60% -95% tendrá una reducción de pago al 75%.

| Medida del Desempeño del Servicio | Factor de Disponibilidad |
|-----------------------------------|--------------------------|
| <10% | 0% |
| >10% <60% | 50% |
| >60% <95% | 75% |
| >95% | 100% |

El SPM también se utiliza para calcular un Coeficiente de Desempeño Anual (ASPM), que será el promedio de todos los SPM en un período de 12 meses consecutivos. Si el ASPM está por debajo del 95%, NGET buscará discutir el bajo rendimiento con el proveedor con el fin de identificar las causas subyacentes y las medidas de mitigación. En última instancia, este proceso podría resultar en la terminación del contrato si el ASPM está por debajo del 50%.

El Consultor recomienda a la CNE analizar la posibilidad de utilizar coeficientes similares a SPM y ASM en un futuro. Para ello, la definición del Control Rápido de Frecuencia en la Resolución SSCC debería incluir la envolvente de frecuencia versus potencia dentro de la cual se espera la contribución de las instalaciones al CRF. Esta envolvente debería definirse en función de los resultados de los estudios detallados que realice el Coordinador, que entre otros resultados debería definir a partir de qué valores de frecuencia (i.e. la banda muerta) debe activarse la contribución al CRF.

El título 2.2.1.1.a de la Resolución SSCC de Octubre 2018 establece que al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el mínimo de reserva requerido por oferente, banda muerta y estatismo. La banda muerta y el estatismo permitirían definir una curva de referencia (ver Figura 1 más abajo). Sin embargo, la Resolución SSCC no establece explícitamente que el Coordinador deba definir una envolvente en el plano potencia versus frecuencia, que adicionalmente requeriría definir un margen de tolerancia en torno a la curva de referencia.

Por lo tanto, se propone definir el factor de desempeño del CRF haciendo referencia al “Aporte esperado del CRF” (y no a la envolvente) que será establecido por la característica de aporte de potencia en función de la frecuencia definida por el Coordinador al diseñar el requerimiento del servicio. Luego, la respuesta de control rápido de frecuencia se calcularía como:

$$R_{CRF_j} = \frac{Aportereal_{CRF_j}}{Reserva\ comprometida\ para\ CRF_j} \times RTact_{CRF_j} \times RTdur_{CRF_j} \times 100.$$

La medida de desempeño MD_{CRF_j} se calcula como

$$MD_{CRF_j} = 1 - |Aporte\ normalizado\ CRF_j - Aporte\ esperado\ CRF_j|$$

en que

$$Aporte\ normalizado\ CRF_j = \frac{Aporte\ real\ CRF_j}{Reserva\ comprometida\ para\ CRF_j}$$

y el $Aporte\ esperado\ CRF_j$ será establecido por la característica de aporte de potencia en función de la frecuencia definido por el Coordinador al diseñar el requerimiento del servicio.

En relación al factor de desempeño del CRF, FD_{CRF} , hemos dejado la definición del informe preliminar en la que dicho factor puede asumir dos valores según el factor de desempeño mensual sea mayor o menor al umbral α_{CRF} determinado por la Comisión mediante resolución exenta. No

obstante ello, en la implementación definitiva de la NT SSCC la CNE puede definir más de dos valores para un mayor reconocimiento de la prestación.

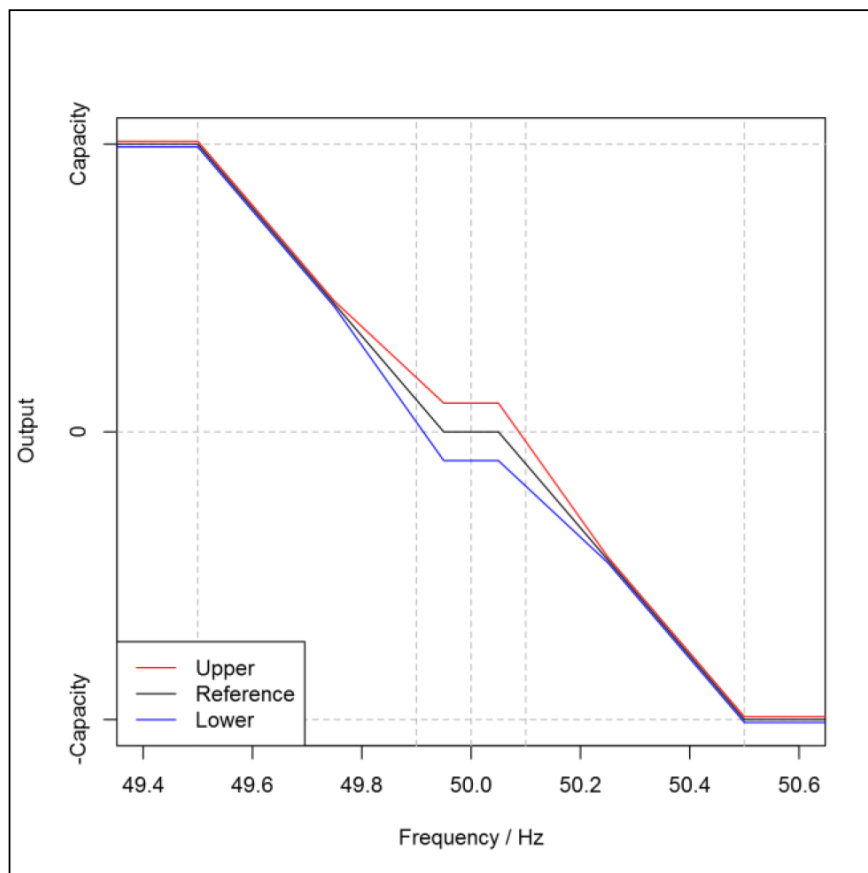


Figura 3. Envolventes del servicio EFR de National Grid.

6 DETERMINACIÓN DE LA CUANTÍA DE LOS SSCC

6.1 Introducción

El objetivo de esta actividad es establecer metodologías para la cuantificación de los SSCC requeridos. Para ello, se revisaron los estudios de determinación de reservas, requerimientos de potencia reactiva, desconexiones de carga y de PRS especificados en el Capítulo N° 6 de la NTSyCS. Asimismo, se proponen criterios y condiciones generales para cuantificar SSCC en los cuales no existan estudios mandados por norma técnica.

6.2 Revisión normativa vigente

6.2.1 LGSE

De acuerdo al Art. 72°-7 de la LGSE, “el Coordinador elaborará un informe de servicios complementarios, en el cual deberá señalar los servicios requeridos por el sistema eléctrico con su calendarización respectiva, indicando los recursos técnicos necesarios para la prestación de dichos servicios, la infraestructura que se deba instalar para su prestación y su vida útil, en caso de requerirse esta última, y el mantenimiento anual eficiente asociado a la infraestructura, según corresponda”.

De acuerdo al Art. 23 del Reglamento SSCC, el Informe SSCC que debe elaborar anualmente el Coordinador debe contener “la cuantificación de los recursos técnicos necesarios para la operación segura, de calidad y más económica del sistema eléctrico, identificando los recursos disponibles en el sistema y aquellos nuevos recursos técnicos que deberán ser incorporados en el Sistema Eléctrico Nacional”.

6.2.2 Reglamento SSCC

El Artículo 23 establece que el Informe SSCC deberá contener, entre otras cosas, la cuantificación de los recursos técnicos necesarios para la operación segura, de calidad y más económica del sistema eléctrico, identificando los recursos disponibles en el sistema y aquellos nuevos recursos técnicos que deberán ser incorporados en el Sistema Eléctrico Nacional.

6.2.3 NTSyCS

El Capítulo 6 de la NTSyCS describe los siguientes estudios para la programación de la seguridad y calidad de servicio que deberá realizar el Coordinador:

- TÍTULO 6-7. ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA
- TÍTULO 6-8. ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS
- TÍTULO 6-9. ESTUDIO DE ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA
- TÍTULO 6-10. ESTUDIO PARA PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS EXTREMAS
- TÍTULO 6-11. ESTUDIO PARA PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

Los estudios arriba mencionados comprenden análisis técnico-económicos para dimensionar los SSCC y especifican las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de SyCS.

En particular, el Estudio para PRS comprende Evaluar la calidad y cantidad de los medios disponibles para el PRS, y efectuar recomendaciones y exigencias respecto a la cantidad y localización de unidades generadoras con capacidad de Partida Autónoma y de Aislamiento rápido. Dicho estudio tiene una gran componente de análisis de procedimientos para identificar la condición de las instalaciones del SI cuando éste se encuentra en Estado de Recuperación y establecer las secuencias de maniobras necesarias para recomponer la estructura topológica del SI.

Luego, la propuesta de articulado de la NT SSCC es la siguiente:

- Con el objetivo de que lo referente a la determinación de la cuantía del SSCC se incorpore en la propuesta normativa, se propone traspasar los Títulos 6-7 a 6-11 de la NTSyCS a la propuesta de NT SSCC.
- Se propone incorporar los siguientes requerimientos en el Estudio para PRS:
 - Identificar las zonas y áreas del sistema en las que se cuente con una cantidad redundante de recursos de partida autónoma, aislamiento rápido y vinculación suficientes para iniciar el proceso de recuperación del servicio.
 - En dichos casos, el Estudio deberá establecer en qué zonas y áreas existen condiciones de mercado son competitivas y en cuáles se deber instruir la prestación y/o instalación en forma directa y obligatoria, conforme al Artículo 7 del Reglamento SSCC. Los cambios propuestos se incorporaron en el documento “PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL CAPÍTULO 6-11 DE LA NTSyCS” anexo al presente informe.

a) TÍTULO 6-7. ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA

Se consideran para el Control de Tensión los siguientes equipamientos:

- a) Unidades generadoras sincrónicas con despacho normal.
- b) Unidades generadoras sincrónicas con despacho forzado producto de exigencias de SyCS.
- c) Condensadores sincrónicos.
- d) Condensadores y reactores conectados en derivación, y Equipos de Compensación de Energía Reactiva.

e) SVC.

f) Cambiadores de taps bajo carga para transformadores.

g) Parques eólicos o fotovoltaicos equipados para proveer potencia reactiva.

En el estudio, los recursos y márgenes de control de potencia reactiva se definen de modo de mantener las tensiones del SI dentro de los límites establecidos en el CAPÍTULO N°5 de la NTSyCS tanto en Estado Normal como ante Contingencias Simples. Otros dos objetivos son minimizar la circulación de potencia reactiva por la red de transmisión y maximizar la distancia al colapso de tensión.

En el Anexo Técnico "Programación del Perfil de Tensiones y Gestión de Potencia Reactiva" se detallará el proceso de la programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva que deberá realizar.

a.1) Anexo Técnico "Programación del Perfil de Tensiones y Gestión de Potencia Reactiva"

En el Anexo Técnico se especifican las bases para la programación de mediano y corto plazo y la operación en tiempo real como sigue:

- Mediano plazo: Las bases metodológicas y conceptuales a utilizar en la elaboración de la programación del perfil de tensión y gestión de potencia reactiva, corresponden a las empleadas por el Coordinador en la realización del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva al que se refiere el Título 6-7 de la NT,
- Corto plazo: El Coordinador realizará la programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva, con la misma periodicidad que realiza el programa de operación de corto plazo, de forma que exista coincidencia entre ambos, y utilizando la información actualizada de la demanda y de las instalaciones de generación y transmisión disponibles para la elaboración de dicho programa.
- Tiempo real: En Estado Normal y de Alerta, el Coordinador deberá instruir las acciones necesarias para establecer los valores de consigna de la tensión en las barras del SI. En Estado de Emergencia, el Coordinador deberá ejercer las acciones de coordinación necesarias para restaurar la tensión a los valores límites establecidos en el Capítulo N° 5 de la NT, pudiendo comprender medidas extremas, tales como, modificaciones del despacho de generación, desconexión de líneas e instalaciones de Clientes.

Sólo participan parques eólicos o fotovoltaicos equipados para proveer potencia reactiva. Como se comenta en la Sección 2, los límites de fluctuaciones de larga duración (más de un minuto) para generadores eólicos y solares definidos en los Artículos 5-75 y Art. 5-73. b) de la NTSyCS parecen ser aplicables a perturbaciones, ya que contemplan variaciones de tensión mayores al 7,5% respecto a la nominal.

Luego, un objetivo adicional podría ser limitar las fluctuaciones de tensión debido a variaciones rápidas de generación ERNC de uno o un conjunto de parques geográficamente cercanos. Para ello, habría que definir límites más estrictos que los del Art. 5-75 de la NTSyCS, por ejemplo:

- 1% en las redes de tensión mayor a 154 kV y menor o igual a 500 kV.
- 2% en las redes de tensión menor o igual a 154 kV y mayor a 33 kV.
- 3% en las redes de tensión menores o iguales a 33 kV.

b) TÍTULO 6-8. ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

El Título 6-8 prácticamente completo se refiere a las reservas para control primario de frecuencia, para el cual define una metodología para su optimización técnico-económica.

El Art. 6-50 es el único referido al dimensionamiento de la reserva para CSF, y reza “La reserva para el CSF será establecida por el Coordinador en función del mayor error estadístico en la previsión de la demanda y de las contingencias más probables”.

Además del error estadístico en la previsión de la demanda debería ampliarse el alcance del Artículo 6 50 para considerar la variabilidad e incertidumbre de la demanda neta, que es la demanda total del sistema menos la generación eólica y solar. Si bien dicho artículo solo se refiere a los errores de previsión de la demanda, el Estudio de Control de Frecuencia 2017 del Coordinador tiene en cuenta la combinación de demanda y generación renovable variable. Luego, se propone que el método de determinación de reservas cuantifique separadamente las componentes debido a las fluctuaciones de la demanda y de la generación renovable, y luego las combine para obtener la cantidad total de reservas.

La definición del CSF en la NTSyCS dice que Control Secundario de Frecuencia debe corregir la desviación permanente de frecuencia resultante de la acción del CPF en no más de 15 minutos. Luego, la reserva secundaria debe necesariamente utilizar la reserva en giro para compensar la variabilidad de la demanda neta dentro de los 15 minutos. Sin embargo, para compensar la variabilidad e incertidumbre dentro de la hora, podría utilizarse reserva tanto rodante como fría. Sin perjuicio de lo anterior, se hace presente que la definición de los diversos tipos de reservas no es parte del alcance de la propuesta de NT SSCC y en otro proceso deberá evaluarse el mérito de incorporar dicha exigencia a los estándares de seguridad y calidad de servicio. Adicionalmente, se destaca que parte de la definición de los servicios mediante la Resolución SSCC serán los tiempos de actuación y su duración, por lo que la normativa no debería definir explícitamente dichos tiempos.

El Estudio de Control de Frecuencia del CDEC-SING de 2016 contempla estas diferencias definiendo tres categorías para las reservas para CSF:

Reserva en giro para CSF, R_{CSF} : compensa el error de previsión horario:

- Reserva en giro Bajo AGC, R_{AGC} : reserva rodante que compensa variaciones de la demanda neta dentro de los 15 minutos
- Reserva en giro fuera el AGC: $R_{fuera\ de\ AGC} = R_{CSF} - R_{AGC}$
- Reserva CSF para Contingencia para el fin de cubrir la contingencia de generación más probable:
- Reserva Pronta: capacidad de potencia disponible que puede ser inyectada al SING en un tiempo menor o igual a 15 minutos, de unidades fuera de servicio.
- Reserva Detenida de Corto Plazo: capacidad de potencia disponible que puede ser inyectada al SING en un tiempo mayor a 15 minutos y menor o igual a 120 minutos, de unidades fuera de servicio.

c) **TÍTULO 6-9. ESTUDIO DE ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA**

El Coordinador debe realizar el Estudio de EDAC, al menos cada dos años, contemplando la reserva óptima que resulta del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, que debe realizarse anualmente.

Se define la frecuencia mínima a partir de la cual se puede activar el EDAC, la cantidad mínima de etapas y la posibilidad de utilizar EDAC por tasa de variación de frecuencia y por subtensión para evitar colapsos de tensión.

d) **TÍTULO 6-11. ESTUDIO PARA PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO**

El Estudio para PRS debe analizar los procedimientos y medios disponibles para identificar la condición operacional de las diversas instalaciones del SI en Estado de Recuperación, evaluar la calidad y cantidad de los medios disponibles para el PRS y establecer las secuencias de maniobras necesarias para recomponer la estructura topológica del SI en el menor tiempo posible.

Debe efectuar recomendaciones y exigencias respecto a la cantidad y localización de unidades generadoras con capacidad de Partida Autónoma y unidades generadoras con capacidad de Aislamiento Rápido del SI. El dimensionamiento de dichos servicios auxiliares.

6.2.4 NTSSCC a la que se refiere el DS N°130 de 2011

El Capítulo 2 de la NTSSCC a la que se refiere el DS N°130 de 2011 establece los procedimientos necesarios para que el Coordinador recabe los antecedentes técnicos referidos a la disponibilidad de

recursos del sistema y para establecer las necesidades de instalación y/o habilitación de equipos con los que deberá contar el sistema eléctrico para la prestación de los SSCC. Dicho Capítulo se basa en el Procedimiento DO “Cuantificación, Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos...” elaborado por el CDEC-SIC, y se enfoca en la recopilación de información y no en la definición de metodologías para el dimensionamiento de SSCC, como sí lo hace el Procedimiento DO elaborado por el CDEC-SING.

Se propone traspasar a la Propuesta de NTSSCC el Capítulo 2 de la NTSSCC a la que se refiere el DS 130 de 2011, y complementarlo con requerimientos adicionales extraídos del Título 2 del Procedimiento de Cuantificación de SSCC del CDEC-SING, que a su vez hacen referencia a los estudios para la programación de la operación del Capítulo 6 de la NTSyCS.

Se propone incluir artículos generales que establezcan requerimientos para la elaboración de estudios de cuantificación de recursos para la prestación de cualquier servicio complementario que pudiera identificar el Coordinador, incluidos los SSCC mencionados en el Artículo 15 del Reglamento SSCC.

Los efectos de la intermitencia de la generación renovable variable sobre la operación del sistema son similares a los de la intermitencia de la demanda, y por lo tanto también deben contabilizarse dentro de las causas que originan estados del sistema que podrían requerir recursos para prestar SSCC. Por lo tanto, independientemente de la metodología utilizada para el cálculo de reservas, el Consultor sugiere mencionar explícitamente la variabilidad e incertidumbre de la generación ERV entre los factores que pueden requerir servicios complementarios dentro de las generalidades del Capítulo de Determinación de Requerimientos de SSCC de la propuesta de NT SSCC. Lo antedicho también tiende a dar un tratamiento igualitario a los factores de intermitencia, y no atribuirle a la demanda toda la responsabilidad de las reservas secundarias.

El orden de magnitud de las reservas requeridas en general es el siguiente (de mayor a menor): contingencia, errores de pronóstico, variabilidad. En un estudio recientes de integración de renovables en Guatemala⁶⁰ y Honduras⁶¹, por ejemplo en el cálculo de las reservas para compensar la variabilidad de la demanda neta, se elige en función de la mayor de las variabilidades asociadas a los distintos factores de intermitencia (demanda, generación eólica, o solar). Otras formas de tratar este problema es aplicar alguna forma de adición geométrica en lugar de una simple suma aritmética o incluir la reserva para solo una parte del evento máximo posible al resumir con otros eventos extremos. El operador del sistema eléctrico español, por ejemplo, considera la baja probabilidad de eventos simultáneos al tomar el 2% del valor de pronóstico de carga y la diferencia entre el nivel de producción

⁶⁰ Análisis Técnico-Económico sobre las Tasas Máximas de Penetración de la Energía Eólica y Solar en la Red Eléctrica de Guatemala Consorcio consultor: Ecofys, Energynautics, y Quantum para el Banco Mundial, Agosto 2016.

⁶¹ Análisis Técnico-Económico sobre las Tasas Máximas de Penetración de la Energía Eólica y Solar en la Red Eléctrica de Honduras Consorcio consultor: Ecofys, Energynautics, y Quantum para el Banco Mundial, Agosto 2016.

eólica esperado y un nivel de generación eólica más bajo con una probabilidad de excedencia del 85%. Estas variaciones representan los eventos instantáneos máximos posibles para la carga y el viento combinados con la pérdida máxima de generación [13].

Para permitir la asignación de SSCC a través de licitaciones o subastas, se propone incorporar en el capítulo “Cuantificación Disponibilidad De Recursos...” un artículo que establezca que en el Informe SSCC, además de la cuantía de recursos, el Coordinador debe especificar las condiciones de contorno para la subasta o licitación, como se menciona en la Sección 11.2.1 del presente informe. Por ejemplo, para el CSF, el Coordinador debe especificar la distribución de reservas entre las áreas del sistema; la asignación de reservas para CSF resultaría de la subasta o licitación.

6.3 Dimensionamiento de reservas para CPF, CSF, CTF y Cargas Interrumpibles

6.3.1 Contexto

Debido a la imprevisibilidad e intermitencia de los recursos de generación renovable variable (eólica, solar fotovoltaica -PV- e hidroeléctrica de pasada), gestionar estos recursos mantener al mismo tiempo la confiabilidad del sistema a un costo mínimo es un desafío importante. Este desafío debe abordarse desde múltiples puntos de vista, incluyendo la respuesta de la demanda, almacenamiento de energía y generación flexible. Desde el punto de vista del despacho, una de las formas de gestionar la incertidumbre y la variabilidad de los recursos renovables es planificar reservas operativas adicionales. Por otra parte, la introducción de despachos intradiarios más frecuentes con un tiempo más corto entre el predespacho y el despacho en tiempo real generalmente reduce las cantidades de reservas necesarias para compensar la variabilidad e incertidumbre de la generación de ERV y de la demanda.

En este contexto, la definición del nivel de reservas de potencia activa requiere un compromiso entre la calidad y la seguridad deseada del servicio y el costo de tener la capacidad de generación ociosa disponible, lo que le da una naturaleza técnico-económica al problema de optimización. El cálculo de las reservas para control primario de frecuencia y su dependencia del nivel de penetración ERV es el mismo para todas las áreas del sistema regional, ya que todas contribuyen automáticamente al control rápido a través de la acción proporcional de los reguladores de velocidad de los generadores convencionales. Por otro lado, las reservas secundarias y frías deben tratarse de acuerdo con la estructura de red y la matriz de generación de cada área, y la ubicación y concentración de los recursos ERV, sus impactos locales y las restricciones del sistema de transmisión, entre otros factores.

La integración de las fuentes de ERV requiere estudiar el impacto de su comportamiento en las reservas para la regulación de frecuencia y de potencia por las interconexiones. Un análisis exhaustivo debe considerar el efecto combinado de la variabilidad e incertidumbre del propio recurso de

generación ERV junto con las variaciones inherentes a la demanda respecto a los valores promedio y pronosticados.

Los operadores de los sistemas de potencia alrededor del mundo deben determinar las reservas operativas con anticipación y para ello utilizan metodologías que pueden variar de un sistema a otro. No existe una metodología universal para determinar la cantidad de reservas requeridas, y cada operador establece sus propios procedimientos. El advenimiento de las tecnologías de generación de ERV y su inherente variabilidad incontrolada y parcial incertidumbre impone la necesidad de cuantificar las diferentes formas de reserva tanto para subir como para bajar y la velocidad con la que deben entregarse estas reservas. Por lo tanto, el enfoque desarrollado en este proyecto para el cálculo dinámico de las reservas hace el mejor uso de los métodos disponibles para el cálculo de las reservas operativas.

Las plantas de generación ERV tienen una capacidad limitada de regulación de frecuencia por lo que el aumento de su penetración puede requerir mayores reservas de potencia activa, lo que produce costos adicionales para la operación del sistema para mantener constante el nivel de confiabilidad de la red. Adicionalmente, la conexión de grandes grupos de plantas de generación ERV exige aún más la red, y a menudo requiere reforzar el sistema de transmisión o introducir restricciones técnicas que pueden afectar el despacho económico. Por lo tanto, las soluciones eficientes deben considerar los avances tecnológicos en el diseño de generadores eólicos y solares y de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), que se asemejan cada vez más al desempeño de los generadores convencionales.

Actualmente, las definiciones de reserva de la NTSyCS no hacen una distinción clara entre los controles de generación secundaria y de seguimiento de carga (*load-following*). Se requiere reserva de generación para compensar los desvíos respecto a los programas de despacho mediante el control automático de generación (AGC) y el redespacho manual de generación cuando las desviaciones superan un umbral. En este sentido, la función de seguimiento de carga no está claramente separada de la regulación secundaria. El proceso de redespacho de generación (intradiario y manual) se aplica cuando es necesario y se puede considerar como un componente adicional de la regulación de frecuencia, que no está formalmente definido en la NTSyCS.

La reserva de seguimiento de carga se define en [1], [2] de la siguiente manera:

Reserva de seguimiento de carga: reserva de potencia activa requerida de las unidades generadoras en línea o fuera de línea para compensar la variabilidad y los errores de pronóstico en una ventana de tiempo de 60 minutos tanto de la demanda como de la generación de ERV

Puede considerarse que la intermitencia de la generación ERV no afecta esencialmente las reservas para CPF ante variaciones instantáneas de la demanda neta y ante la pérdida de generación.

6.3.2 Impacto de la generación de ERV en las reservas

Las fuentes de generación eólica, solar e hidroeléctrica de pasada son recursos de energía intermitente con un nivel variable de disponibilidad en el tiempo (variabilidad) cuya producción de electricidad no puede predecirse con exactitud (incertidumbre) ya que depende de la disponibilidad de recurso. A medida que aumenta la capacidad instalada de generación de ERV, la variabilidad e incertidumbre adicionales introducidas en el sistema tienden a aumentar la cantidad de reservas de potencia activa requeridas para equilibrar la oferta y la demanda en todo momento.

Dependiendo de la escala de tiempo de interés y la duración del intervalo de tiempo entre el predespacho de generación y la operación en tiempo real, la generación de VRE puede tener un impacto diferente en los requisitos de reserva. Como regla general, es ampliamente aceptado que las reservas primarias -desde un punto de vista de evento de contingencia- no se ven afectadas a medida que la generación de VRE aumenta, siempre que las plantas ERV no representen la mayor pérdida de generación en el sistema. Además, debido a las variaciones espaciales del viento y la radiación solar entre las unidades de una misma planta, la desconexión repentina y simultánea de todas las unidades debido a un cambio climático es un hecho de muy baja probabilidad de ocurrencia. Sin embargo, las plantas de energía solar suelen ser propensas a cambios repentinos de potencia activa debido a grandes nubes que se posan sobre varios paneles solares en la misma región geográfica.

Durante la operación normal, los impactos de las centrales de generación de ERV sobre las reservas generalmente se dividen en dos categorías principales: los impactos que surgen debido a la variabilidad natural del recurso (a corto plazo, dentro de una hora) y los causados por la incertidumbre de inyecciones de VRE (error de pronóstico horario):

- **Variabilidad:** se refiere a la fluctuación natural de la generación producida por la disponibilidad del recurso primario, incluso si el pronóstico fuera exacto. La variabilidad de la generación de ERV podría reducirse debido al efecto de suavización geográfica de varias plantas ubicadas en diferentes sitios, que se vuelve más fuerte cuanto más plantas de energía VRE están conectadas a la red y más amplia es su distribución geográfica. La variabilidad de la generación de ERV también disminuye a medida que la escala de tiempo en cuestión se reduce y, por lo general, tiene un impacto marginal sobre las reservas primarias.
- **Incetidumbre:** se refiere a la diferencia entre el pronóstico horario y el promedio horario de la generación real. La exactitud de las predicciones de generación de ERV depende de varios factores, incluyendo el horizonte de pronóstico, el tamaño de las plantas de generación y su distribución geográfica, la experiencia en la integración y operación de fuentes de ERV y la exactitud de los pronósticos para plantas individuales.

El apagado a gran escala de turbinas o inversores debido a tormentas también puede generar grandes errores de pronóstico. Los errores de pronóstico de generación de ERV aumentan a medida que el horizonte de pronóstico se alarga y tienen un gran impacto en las reservas del sistema de potencia en el intervalo de tiempo de 1 hora, que es el período en el que las reservas de seguimiento de la demanda pueden activarse manualmente.

La intermitencia de la generación de ERV idealmente requiere el cálculo de reservas dinámico, es decir, que no sea un monto constante para todas las horas del año sino una función de la cantidad de generación de VRE esperada, de la banda horaria y la estación. Esto se debe a que la variabilidad de la energía eólica y solar es mayor cuando el nivel de salida de los parques está en el rango medio (es decir, 40-60% de la capacidad total) debido a que las turbinas eólicas operan en las partes con mayor tasa de cambio de sus características de conversión de velocidad del viento a potencia generada, y las plantas solares fotovoltaicas se encuentran aumentando su generación hacia su potencia nominal. Por lo tanto, se espera que se necesiten más reservas durante los períodos en los que la generación de energía eólica y solar se encuentra en el rango medio en comparación con los períodos de generación muy baja o muy alta.

6.3.3 Metodologías de dimensionamiento de reservas

Las metodologías para dimensionar las reservas se pueden clasificar de acuerdo a las siguientes dos categorías: probabilística o determinista, y estática o dinámica [4].

La idea de los enfoques determinísticos es dimensionar la reserva según un evento específico, por ejemplo, la mayor contingencia creíble (criterio N-1). Estos enfoques, sin embargo, no tienen en cuenta los eventos menos graves, su probabilidad o la correlación entre fuentes de desequilibrio. La idea de los métodos probabilísticos es dimensionar la reserva de manera que se cumpla un cierto nivel predefinido de confiabilidad del sistema. Estos métodos estiman la función de densidad de probabilidad de los desequilibrios del sistema y usan el objetivo de confiabilidad para determinar el tamaño de la reserva. Los enfoques probabilísticos requieren un conocimiento detallado de las fuentes de desequilibrio, su distribución de probabilidad y su correlación.

En la literatura a veces se presentan separadamente los métodos estadísticos, que definen las reservas necesarias como un múltiplo de la desviación estándar de los desvíos que deben compensar, como el método n-sigma [13]. Los métodos determinístico y estadístico sí pueden combinarse en el cálculo de las reservas totales. Por ejemplo, las reservas para CPF para cubrir disparos de generación se pueden calcular de manera determinística (criterio N-1) y las reservas para cubrir variaciones instantáneas de la demanda de manera estadística.

Las reservas se pueden determinar para períodos de tiempo relativamente largos, como un año completo (dimensionamiento estático) o períodos más frecuentes, dependiendo del estado presente o esperado del sistema (dimensionamiento dinámico). El dimensionamiento determinístico de reservas suele ser estático, mientras que el dimensionamiento probabilístico puede ser estático o dinámico, dependiendo de la frecuencia con la que se calculan las reservas. Por ejemplo, si los requerimientos de reserva se calculan anualmente el método es estático, mientras que si se actualizan hora a hora el método es dinámico.

La frecuencia con la que se calculan los montos de reserva del método dinámico depende entre otras cosas de la resolución temporal de los pronósticos de generación ERV y demanda, y de la resolución del programa diario de despacho de generación. Los métodos dinámicos requieren de herramientas de asistencia a la operación relativamente complejas que combinan pronósticos de demanda y generación ERV con el cálculo de los requerimientos de reserva en tiempo real utilizando algoritmos como árboles de decisión o redes neuronales. Por ejemplo, ELIA de Bélgica realizó en 2017 un estudio⁶² para analizar la viabilidad y conveniencia de implementar el cálculo dinámico de reservas y estima que la implementación de una herramienta operativa demora de 9 a 12 meses y requiere una inversión inicial de desarrollo e implementación de 1 millón de euros.

6.3.4 Revisión de los requerimientos de ENTSO-E

ENTSO-e es la Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión y representa a 43 operadores de sistemas de transmisión de electricidad (TSO) de 36 países de Europa. En el año 2013 se publicó Código de Red sobre Control de Potencia-Frecuencia y Reservas⁶³ que en Mayo de 2016 fue incorporado al Código de Operación del Sistema⁶⁴. Las metodologías de cálculo de reservas se ilustran en un documento complementario⁶⁵ al Código de Red de 2013.

Dentro de los tipos de reserva definidos en el Código de Operación las reservas de recuperación de la frecuencia (RRF), resultan análogas a la reserva secundaria definida en la NTSyCS. Algunas de las reglas para dimensionar las RRF son las siguientes (Artículo 157):

- a) en las zonas síncronas CE (Europa Continental) y Nórdica, todos los GRT (gestores de redes de transporte) de cada bloque de CFP determinarán la capacidad de reserva en RRF requerida del

⁶² ELIA, DYNAMIC DIMENSIONING OF THE FRR NEEDS, 31/10/2017. <http://www.elia.be/en/users-group/Working-Group-Balancing/Projects-and-Publications/Dynamic-dimensioning-of-FRR-needs>

⁶³ ENTSO-E, “Network Code on Load-Frequency Control and Reserves”, 28 June 2013. https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes/The%20Network%20Code%20on%20Load-Frequency%20Control%20and%20Reserves%20submitted%20on%2028%20June%202013.pdf.

⁶⁴ REGLAMENTO (UE) 2017/1485 DE LA COMISIÓN de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad. https://www.entsoe.eu/network_codes/sys-ops/

⁶⁵ ENTSO-E, “Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves, 28.06.2013.

bloque de CFP (control frecuencia-potencia) sobre la base de registros históricos consecutivos que comprendan, como mínimo, los valores históricos de los desequilibrios del bloque de CFP. El muestreo de dichos registros históricos abarcará, al menos, el tiempo de recuperación de la frecuencia. El período considerado a efectos de esos registros será representativo y comprenderá, como mínimo, un período anual completo finalizado en una fecha no anterior a seis meses antes de la fecha del cálculo;

b) en las zonas síncronas CE y Nórdica, los GRT de cada bloque de CFP determinarán la capacidad de reserva en RRF suficiente del bloque de CFP para cumplir los parámetros objetivo actuales del ECRF con arreglo al artículo 128 respecto al período a que se refiere la letra a), sobre la base, como mínimo, de una metodología probabilística. Al aplicar dicha metodología probabilística, los GRT tendrán en cuenta las restricciones definidas en los acuerdos de reparto o intercambio de reservas que puedan derivarse de la vulneración de la seguridad de la operación y los requisitos de disponibilidad de RRF. Todos los GRT de un bloque de CFP tendrán en cuenta cualquier cambio significativo previsto en la distribución de los desequilibrios en el bloque de CFP u otros factores relevantes con influencia en el período considerado; c) al objeto de cumplir el requisito de la letra b), todos los GRT de un bloque de CFP determinarán la ratio de RRF automáticas y de RRF manuales, el tiempo de activación completa de las RRF automáticas y el tiempo de activación completa de las RRF manuales. A tal fin, el tiempo de activación completa de las RRF automáticas del bloque de CFP y el tiempo de activación completa de las RRF manuales del bloque de CFP no podrán exceder del tiempo necesario para recuperar la frecuencia;

d) los GRT de cada bloque de CFP determinarán el tamaño del incidente de referencia, que representará el mayor desequilibrio que podría derivarse de una variación instantánea de la potencia activa en un único módulo de generación de electricidad, una única instalación de demanda o un único interconector de HVDC, o de la desconexión de una línea de AC, en el bloque de CFP;

e) todos los GRT de cada bloque de CFP determinarán la capacidad de reserva positiva en RRF, que no será inferior al incidente de dimensionamiento positivo del bloque de CFP;

f) todos los GRT de cada bloque de CFP determinarán la capacidad de reserva negativa en RRF, que no será inferior al incidente de dimensionamiento negativo del bloque de CFP;

g) todos los GRT de cada bloque de CFP determinarán la capacidad de reserva en RRF del bloque de CFP, las posibles limitaciones geográficas para su distribución dentro del bloque de CFP y las posibles limitaciones geográficas para el intercambio o reparto de reservas con otros bloques de CFP, con el fin de garantizar la seguridad de la operación;

h) todos los GRT de cada bloque de CFP velarán por que la capacidad de reserva positiva en RRF, o una combinación de capacidad de reserva en RRF y RS (reserva de sustitución), sea suficiente para cubrir los desequilibrios positivos del bloque de CFP durante al menos el 99 % del tiempo, sobre la base de los registros históricos a que se refiere la letra a);

i) todos los GRT de cada bloque de CFP velarán por que la capacidad de reserva negativa en RRF, o una combinación de capacidad de reserva en RRF y RS, sea suficiente para cubrir los desequilibrios negativos del bloque de CFP durante al menos el 99 % del tiempo, sobre la base de los registros históricos a que se refiere la letra a);

Luego, al igual que en el dimensionamiento de FCR, los valores mínimos para RRF y RS requeridos para CE y NE se deben basar en una combinación de:

una evaluación determinista basada en el Incidente de Dimensionamiento positivo y negativo (Artículo 157 (2).e y Artículo 157 (2) .f); y

una evaluación probabilística de registros históricos durante al menos un año completo (Artículo 157 (2).a y el Artículo 157.2.b).

El enfoque determinista requiere que la Capacidad de RRF no sea menor que el Incidente de Dimensionamiento (separado para la dirección positiva y negativa). En general, este es el disparo de la unidad de generación más grande para la dirección positiva y la instalación de mayor demanda para la dirección negativa. En ciertos bloques LFC, una interconexión HVDC puede ser el elemento determinante del incidente de dimensionamiento.

Para la evaluación probabilística, el NC LFCR define un valor mínimo para la suma de la Capacidad de RRF y la Capacidad de RR (Artículo 46 (2).h y Artículo 46 (2).i), que se define mediante el cuantil del 99% de los desequilibrios de bloques de LFC (separar para dirección positiva y negativa).

Nótese que en general, no existe riesgo de energía no suministrada ante el disparo de generación en Europa continental.

6.3.5 Asignación de reservas

Los modelos de despacho de generación no solo deben considerar la cantidad total de reservas requeridas sino también la asignación de estas reservas a varias áreas del sistema dependiendo del estado operacional de la red. Esto es necesario para atender las limitaciones del sistema de transmisión y para permitir el intercambio de potencias a través de las interconexiones en los valores programados.

Con la tendencia hacia la integración de niveles más altos de recursos renovables intermitentes, la asignación de reservas aumenta en importancia. Los niveles más altos de generación renovables no solo aumentan la cantidad de reservas, sino también la dificultad para predecir los flujos de potencia y los cuellos de botella del sistema de transmisión. Es posible que se necesiten adquirir reservas adicionales, lo que obliga a los generadores a operar en niveles de producción inferiores a los óptimos. Por lo tanto, se vuelve más desafiante lograr la confiabilidad del sistema al menor costo.

El desafío se puede abordar definiendo zonas de reserva y produciendo expresiones matemáticas simples que se aproximen a las capacidades de transferencia de potencia activa entre regiones y en áreas críticas con restricciones de transmisión. Al dividir la red en zonas de reserva, se puede aplicar una política de reserva regional a cada zona para mejorar la capacidad de entrega de las reservas, garantizando que estén suficientemente dispersas en la red [5].

En el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas de 2017 las zonas de reserva corresponden a las áreas Norte/Sur, referidas a la SE Nogales. Por lo tanto, se espera el Coordinador aplique la metodología propuesta de dimensionamiento de las reservas desarrollada en este proyecto proporciona la cantidad total de reservas secundarias y de seguimiento para compensar la variabilidad e incertidumbre de la generación y demanda de VRE por zona. Luego, la asignación de reservas entre las instalaciones disponibles será la que resulte del proceso de subasta.

6.3.6 Cargas Interrumpibles

De acuerdo al Informe de Definición de SSCC del 18/10/2018, se entenderá por Cargas Interrumpibles a la reducción de demanda neta del Usuario Final, medida desde el punto de conexión de éstos al sistema eléctrico, bajo instrucción del Coordinador, con el objetivo de reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones, de responder ante emergencias sistémicas, entre otros. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica.

Dicha prestación deberá desconectar el total del monto de carga comprometido dentro de un tiempo máximo de 30 [min] luego de la instrucción del Coordinador, y deberá ser capaz de mantener su aporte por un periodo de al menos 2 [hrs].

La interrupción de demanda tiene un efecto sobre el comportamiento de la frecuencia análogo al aumento de generación de arranque rápido (GAR), que podrían ser unidades turbogas instaladas en puntos estratégicos de la red. La comparación es válida para cualquier tipo de generación que pueda inyectar el total del monto de generación comprometida dentro de un tiempo máximo de 30 [min] luego de la instrucción del operador de la red, siendo éste el plazo requerido para las cargas interrumpibles en la Resolución SSCC. Las siguientes son algunas diferencias entre las cargas interrumpibles y la GAR [16]:

- La carga interrumpible puede estar disponible en cualquier parte del sistema, mientras que la GAR solo se puede instalar en ubicaciones limitadas. Por lo tanto, la carga interrumpible proporciona a la ISO una amplia gama de selección en la red.
- Además de proporcionar una reducción de potencia activa, la carga interrumpible también proporciona al sistema un alivio de potencia reactiva "libre".
- La GAR implica una gran inversión de capital, mientras que para la carga interrumpible es mucho menor. Sin embargo, los servicios públicos tienen que pagar incentivos financieros para las cargas interrumpibles. Para un plan a largo plazo, se requiere un análisis económico detallado para identificar claramente la opción más barata.
- La GAR debe ejecutar más de un requisito de horas "obligatorias", mientras que la carga interrumpible solo puede ejecutarse dentro de algunas horas especificadas.

En Bélgica el Ministerio decide cada año el volumen de reservas “estratégicas” (dentro de las que se encuentran las cargas interrumpibles) que se contratará sobre la base de una evaluación detallada de la adecuación realizada por el TSO (evaluación de la adecuación probabilística) y una recomendación de la administración federal de energía (evaluación determinista de adecuación, que compara la demanda máxima con la capacidad de generación disponible), basada en un escenario de alto impacto y baja probabilidad [17]:

1. El primer paso para determinar el volumen de reserva estratégica para un invierno determinado consiste en modelar probabilísticamente las perspectivas de adecuación de recursos, lo que requiere una evaluación de la disponibilidad a futuro de las instalaciones de generación y la evolución de la demanda de electricidad. TSO establece esta evaluación probabilística sobre la base de datos históricos sobre las condiciones meteorológicas (que tienen un impacto en la disponibilidad esperada de la generación hidroeléctrica, eólica y solar, pero también en la carga esperada ya que la temperatura tiene un impacto en la demanda de electricidad) sobre la período comprendido entre 1975 y 2015 y la falta de disponibilidad de las centrales eléctricas en los últimos 10 años.
2. El segundo paso consiste en identificar los períodos de escasez estructural, es decir, cuando la generación de electricidad es insuficiente para satisfacer la demanda. Con este fin, se lleva a cabo una simulación de mercado por hora para el período de invierno.
3. El tercer paso consiste en determinar el volumen de reserva estratégica que se considera necesario para cumplir con los objetivos de adecuación establecidos por la ley. Un proceso iterativo y los estudios de sensibilidad se ejecutan para evaluar el impacto de algunos riesgos específicos.

En Alemania, las cargas interrumpibles se definen como unidades de consumo que pueden reducir de manera confiable su demanda por una capacidad fija a petición de los operadores de sistemas de transmisión alemanes (TSO). Los proveedores tienen la posibilidad de presentar una oferta individual de acuerdo con las características técnicas de sus cargas. Debido a los requisitos de precalificación modificados y al período de licitación semanal, el producto de cargas interrumpibles se diseña de manera más flexible. Los TSO emiten una licitación cada semana para 750 MW de cargas interrumpibles inmediatamente (SOL) y un volumen igual de cargas rápidamente interrumpibles (SNL) a través de la plataforma de licitación conjunta de los TSO⁶⁶: www.regelleistung.net.

Luego, este Consultor considera que las Cargas Interrumpibles son una alternativa a las reservas para CTF- para atender condiciones de subfrecuencia y por lo tanto ambos recursos deben dimensionarse simultáneamente, estableciendo requerimientos estacionales que dependan, por ejemplo, de la banda horaria. El Coordinador deberá utilizar un criterio técnico-económico para separar en reservas para CTF- y Cargas Interrumpibles los requerimientos para compensar las variaciones lentas y los errores de pronóstico de la generación ERNC y la demanda y los disparos de generación.

6.3.7 Propuesta de articulado

Para implementar un proceso de determinación de reservas para servicios de Control de Frecuencia que atienda la variabilidad e incertidumbre de la demanda y de la generación sería preciso modificar el Título 6-8 de la NTSyCS, que atiende fundamentalmente a la reserva para el CPF utilizada para compensar desconexiones de generación y grandes variaciones de demanda.

En línea con las metodologías utilizadas en los Estudios de Control de Frecuencia y determinación de Reservas de los CDEC SIC y SING en 2016 y del Coordinador en 2017, se propone establecer la necesidad de definir los siguientes tipos de reservas:

- Reserva para CPF
 - reserva para el CPF ante desconexiones intempestivas de unidades generadoras y demanda.
 - reserva para CPF ante variaciones instantáneas de los consumos.
- Reserva para CSF en función de las Variaciones rápidas de la demanda y de la generación eólica y solar, relacionadas con los desvíos naturales de los promedios minutales de potencia activa

⁶⁶ <https://www.transnetbw.com/en/energy-market/ancillary-services/interruptible-loads>

respecto del valor medio en la ventana de 15 minutos correspondiente, observados en los registros históricos correspondientes a los 12 meses previos al comienzo de la elaboración del estudio.

- Reserva para CTF en función de los siguientes factores:
 - Desvíos observados en los registros históricos correspondientes a los 12 meses previos al comienzo de la elaboración del estudio, distinguiendo los siguientes tipos:
 - Errores en la previsión de la demanda y de la generación renovable variable.
 - Variabilidad intrahoraria de la demanda y de la generación eólica y solar, que se relaciona con los desvíos naturales de potencia activa respecto del valor medio, aun cuando el error de pronóstico fuera nulo.
 - Las contingencias más probables en función de la estadística histórica de falla.

Se propone que las variaciones rápidas sean compensadas por la reserva para CSF y que las variaciones lentas y errores de previsión de la demanda y la generación renovable por las reservas para CTF y las Cargas Interrumpibles. En ambos casos, las centrales con producciones de potencia altamente correlacionadas deben considerarse como un único factor de variabilidad o incertidumbre. Adicionalmente, se propone que introducir los siguientes requerimientos:

- El Coordinador deberá determinar las reservas para CSF y para CTF separadamente para condiciones de subfrecuencia y de sobrefrecuencia.
- El Coordinador deberá determinar las proporciones de la reserva total en condiciones de subfrecuencia para cubrir las variaciones lentas y los errores de previsión de la demanda y la generación ERNC que serán asignadas a la Reserva para CTF- y a las Cargas Interrumpibles de modo de garantizar la SyCS y favorecer a competencia en la oferta de SSCC.
- En la definición de las Cargas Interrumpibles el Coordinador deberá considerar el número máximo de veces que puede ser requerida y la indisponibilidad de dicho servicio complementario luego de la activación.
- La reserva para CSF y CTF y las Cargas interrumpibles para compensar los errores en la previsión y la variabilidad intrahoraria se deberán definir en función de los siguientes atributos: banda horaria, estación del año y tipo de día (laborable, sábado, domingo/feriado) con el objeto de asegurar una operación más eficiente del sistema y minimizar las reservas requeridas. Dichas reservas deberán calcularse de manera probabilística en función del análisis de datos históricos y adoptando un nivel de confiabilidad que permita cumplir con los estándares de SyCS.

En el último punto se podría incluir el nivel de potencia pronosticado como atributo para el cálculo de reservas, lo que requeriría integrar el pronóstico de generación y demanda al cálculo de reservas para convertirlo en dinámico en el que las reservas se calculan típicamente con un día o menos de anticipación.

El nivel de confiabilidad utilizado para determinar las distintas componentes de reserva en base al análisis probabilístico de datos históricos debe ser determinado por el Coordinador en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas de modo de cumplir con los estándares de SyCS. Por ejemplo, en Estados Unidos el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Norteamérica (NERC) requiere cubrir los desvíos del promedio en 10 minutos error de control de área el 90 % de los casos [10] y la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) requiere cubrir el 99,9 % de los desbalances del control de frecuencia-potencia [11], [12]. Adicionalmente, cálculos probabilísticos similares que combinan las funciones de distribución de probabilidad de la variabilidad e incertidumbre de la demanda y generación renovable para el cálculo de las reservas totales se han aplicado en Alemania [4], España [14], y Portugal [15].

Se propone que el Coordinador defina el nivel de confianza de modo de garantizar el cumplimiento de los estándares de SyCS de la NTSyCS y establecer en la propuesta de NT SSCC que el nivel de confianza mínimo sea del 95%, siendo éste un valor similar al utilizado en los últimos Estudios de Control de Frecuencia del Coordinador y los CDEC. Por lo tanto, el nivel de confianza será el máximo entre el 95 % y el mínimo que garantiza la SyCS del sistema.

6.3.8 Referencias

[1] E. Ela, M. Milligan, and B. Kirby, "Operating Reserves and Variable Generation", National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-5500-51978, USA, Aug. 2011.

[2] E. Ibanez, I. Krad, and E. Ela, "A Systematic Comparison of Operating Reserve Methodologies", in Proc of IEEE Potencia and Energy Society General Meeting, Jul. 2014. <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61016.pdf>

[3] R. J. Bessa and M. A. Matos, "Comparison of Probabilistic and Deterministic Approaches for Setting Operating Reserve in Systems with High Penetration of Wind Power", in Proc. of 7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, Nov. 2010. <http://ieeexplore.ieee.org/document/5715945/>

[4] H. Lion and I. Ziegenhagen, "Balancing Power and Variable Renewables: Three Links", ELSEVIER Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 50, pp. 1035-1051, Oct. 2015.

- [5] M. Henderson, P. Wong, and J. Platts, "Power System Planning Process and Issues", in Proc. of IEEE PES General Meeting, Jul. 2009.
- [6] C. Rahmann, A. Heinemann, and R. Torres, "Quantifying operating reserves with wind Power: towards probabilistic–dynamic approaches", IET Gener. Transm. Distrib., ISSN 1751-8687, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0538, Sep. 2015.
- [7] Hodge B, Florita A, Orwig K, Lew D and Milligan, "A comparison of wind Power and load forecasting distributions", in Proc. of World Renewable Energy Forum, May 2012.
- [8] E. Ela, M. Milligan, and B. Kirby, "Operating Reserves and Variable Generation: A comprehensive review of current strategies, studies, and fundamental research on the impact that increased penetration of variable renewable generation has on Power system operating reserves", NREL Technical Report TP-5500-51978, USA, August 2011.
- [9] Enernex Corporation, "2006 Minnesota Wind Integration Study Volume I," November 2006. Available [online]: https://mn.gov/puc/assets/000664_tcm14-4689.pdf.
- [10] NERC Standard BAL-001-1 — Real Power Balancing Control Performance. http://www.nerc.com/_layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=BAL-001-1&title=Real%20Potencia%20Balancing%20Control%20Performance&jurisdiction=United%20States
- [11] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), "Network Code on Load-Frequency Control and Reserves", 28 June 2013. https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes/The%20Network%20Code%20on%20Load-Frequency%20Control%20and%20Reserves%20submitted%20on%2028%20June%202013.pdf
- [12] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), "Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves", 28.06.2013. https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes/ENTSO-E%E2%80%99s%20supporting%20document%20to%20the%20submitted%20Network%20Code%20on%20Load-Frequency%20Control%20and%20Reserves.pdf.
- [13] H. Holttinen, et.al., "Methodologies to Determine Operating Reserves Due to Increased Wind Power", IEEE Trans. on Sust. Energy, vol. 3, no. 4, pp. 713-723, Oct. 2012.
- [14] J. Dobschinski, et.al., "Uncertainty Forecasting in a Nutshell: Prediction Models Designed to Prevent Significant Errors", IEEE Power and Energy Magazine, vol. 15, no. 6, pp. 40-49, Nov.-Dec. 2017. <http://ieeexplore.ieee.org/document/8070538/>

[15] N. P. da Silva and R. Pestana, "Probabilistic dimensioning of tertiary control reserve driven by the intermittency of renewable generation in Portugal", in Proc. of 2016 Cigre Session, Paris, 2016. <http://digilib.monenco.com/documents/10157/8265699/C2-122.pdf>

[16] LE ANH TUAN, "INTERRUPTIBLE LOAD AS AN ANCILLARY SERVICE IN DEREGULATED ELECTRICITY MARKETS", Tesis de Doctorado, Chalmers University of Technology, Suecia, 2004.

[17] Comisión Europea, SA.48648 (2017/NN) - Belgium - Strategic Reserve, 07/02/2018. Online: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272020/272020_1964726_118_2.pdf

6.4 Dimensionamiento Reservas para Control Rápido de Frecuencia

6.4.1 Informe de Definición de SSCC

Según el Informe de Definición de SSCC publicado el 18/10/2018 por la CNE, el Control Rápido de Frecuencia corresponde a acciones de control automáticas que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico.

Los coordinados que participen del CRF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 1 [s], y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos 10 [s].

La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de bandas de regulación simétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

Al diseñar el requerimiento del servicio, el Coordinador podrá exigir, entre otros aspectos, el mínimo de reserva requerido por oferente, banda muerta y estatismo.

La lógica de control de las instalaciones que participen en el CRF deberá definirse de manera de contribuir con la recuperación de frecuencia y no provocar perturbaciones adicionales.

La oferta deberá realizarse para la mitad de la banda simétrica, entendiéndose que el total de la reserva para la prestación del servicio será el doble de dicho valor.

6.4.2 Comparación internacional

El tiempo de respuesta de FFR requerido y la duración especificada en cada mercado varían ampliamente, con tiempos que van desde 0.5 a 2 segundos, y duraciones de 8 segundos a 15 minutos, como muestra la figura de abajo [18]. La definición de CRF de la CNE se asemeja a las definiciones de EirGrid de Irlanda y Hydro Quebec en Canadá. El EFR de National Grid (UK) es un servicio de regulación rápida más que un servicio de respuesta de contingencia según lo proporciona FFR. Las duraciones de

descarga de más de 10 segundos excluirían la participación de plantas eólicas como proveedoras de servicios FFR (por ejemplo, ERCOT y National Grid).

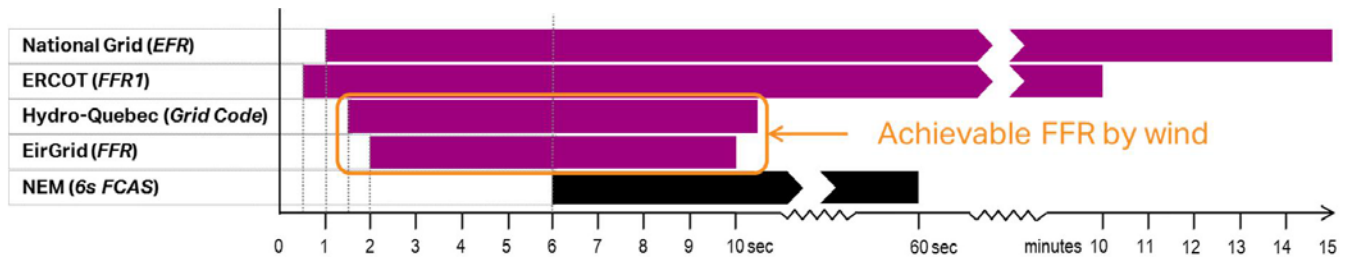


Figura 4. Servicios de respuesta de frecuencia rápida especificados en varias jurisdicciones [18].

6.4.3 Dimensionamiento

En general, el objetivo del CRF es mejorar el valor mínimo de frecuencia (*nadir*) luego de un disparo de generación y reducir la desconexión automática de demanda por subfrecuencia [19][20]. Un enfoque práctico sería utilizar la simulación de un CRF genérico para determinar cuánto se necesita para cumplir con los objetivos de desempeño. Esto puede simplificarse a determinar cuánto CRF genérico se necesita para elevar el nadir de frecuencia para la condición operativa específica (por ejemplo, según lo determinado por el despacho económico restringido por seguridad) para el evento de diseño a un nivel que cumpla con la frecuencia requerida por las normas más algún margen.

Se presentan en la Figura 4 y la Figura 5 los resultados de un análisis conceptual del efecto del CRF sobre el nadir de frecuencia utilizando un modelo simplificado del sistema del Sur de Australia (AESO) [19].

En la Figura 4 se muestran los valores de nadir de frecuencia en función de la cantidad de FFR proporcionada para eventos que implican el disparo de tres niveles distintos de generación. En estos casos, el FFR es un bloque genérico conmutado a 0,5 segundos. La cantidad de FFR requerida para lograr un nadir de frecuencia específica es bastante lineal: la pendiente de las tres trazas es esencialmente la misma. En la Figura 5, para las mismas condiciones, se grafica el FFR mínimo requerido para evitar la actuación del EDAC (es decir, mantener el nadir hasta 49Hz). La cantidad de FFR requerida es muy lineal con la cantidad de pérdida de alimentación. Pero la extrapolación de la curva (con puntos rojos) no pasa por cero. Este CPF particular aproximadamente los primeros ~ 165MW de pérdida.

Esta prueba es para un PFR fijo y un H fijo (9000 MW-seg) (y aún no tiene EDAC). El resultado sugiere que para una inercia (H) y CPF dadas, la cantidad de FFR requerida es igual a la entrada menos una cantidad de "cobertura" del CPF. También es interesante observar que el tiempo al nadir de frecuencia

se acorta a medida que aumenta el tamaño evento, pero para las inercias relativamente altas consideradas la diferencia en el tiempo es pequeña. Estos resultados son bastante lineales, pero las simulaciones en un modelo detallado de alta fidelidad podrían mostrar un mayor grado de no linealidad.

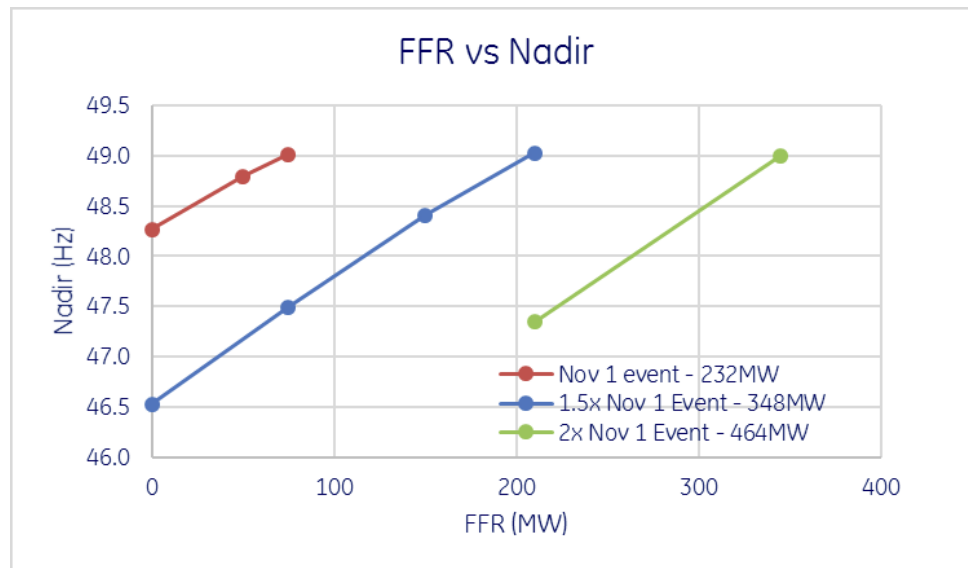


Figura 5. FFR vs. Frecuencia Nadir para diferentes tamaños de evento (CPF y H fijos) [19].

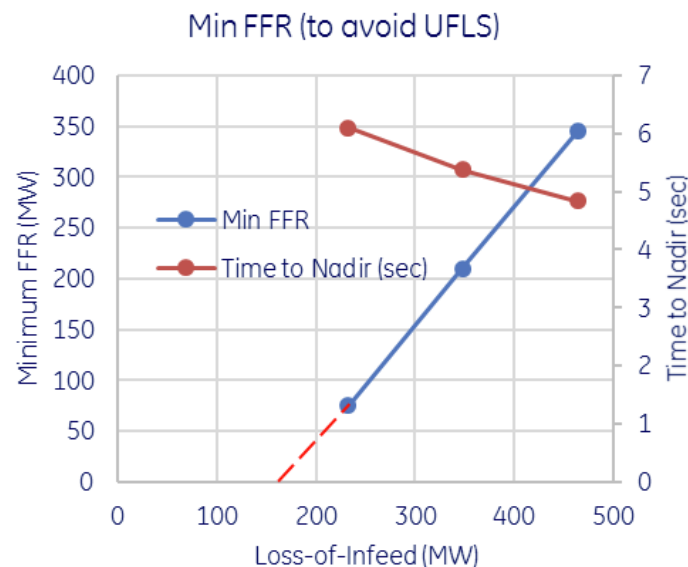


Figura 6. FFR mínimo necesario para evitar la actuación del EDAC (para una condición de inercia y PFR) [19].

6.4.4 Propuesta articulado

El CRF actúa más rápido que el CPF y su efecto se complementa con el del EDAC para contener la frecuencia luego de grandes desbalances de carga-generación, tanto en términos de tasa de cambio como de mínimo valor absoluto. Luego, se propone incorporar el dimensionamiento del CRF en el Estudio de EDAC, en el que el Coordinador deberá evaluar el desempeño del EDAC para distintos niveles de CRF y determinar el monto de CRF requerido utilizando un criterio técnico-económico. Para ello, es preciso traspasar el AT de Verificación de la Activación Óptima de EDAC, EDAG y ERAG a la propuesta de NTSSCC y requerir que se incorpore el monto de reserva para CRF dentro del análisis de sensibilidad de la optimización técnico-económica del EDAC. La propuesta de articulado se presenta en el Anexo “Propuesta modificación AT Propuesta modificación AT VERIFICACIÓN-DE-LA-ACTIVACIÓN-ÓPTIMA-DE-LOS-EDAC-EDAG-Y-ERAG” de este informe.

6.4.5 Referencias

[18] AECOM Australia Pty Ltd , “FEASIBILITY OF FAST FREQUENCY RESPONSE OBLIGATIONS OF NEW GENERATORS”, preparado para Australian Energy Market Commission (AEMC), 08 Jun. 2017.

[19] GE Energy Consultng, “Technology Capabilities for Fast Frequency Response”, Prepared for: Australian Energy Market Operator, Mar. 2017.

[20] C. Rahmann and A. Castillo, “Fast Frequency Response Capability of Photovoltaic Power Plants: The Necessity of New Grid Requirements and Definitions”, *Energies* 2014, 7, 6306-6322; doi:10.3390/en7106306.

7 RESTRICCIONES PARA LA PARTICIPACIÓN DE ENERGÍAS GESTIONABLES

7.1 Consideraciones Generales

Un tema a considerar en la normativa de servicios complementarios en elaboración es la eventual imposición de restricciones a la participación -o directamente al uso- de energías gestionables en la prestación de SSSC. Se trata aquí no de incompatibilidades del tipo de las que se analizan en Capítulo 8, ni de la aptitud técnica que la infraestructura de generación exhibe para determinada prestación, sino que más bien de restricciones recomendables de imponer al uso de la infraestructura observando aspectos de disponibilidad actual y futura de los recursos primarios correspondientes y de su gestión.

Si bien el tema puede plantearse en términos genéricos como apuntando al uso de *energías gestionables*, interesa acá el caso particular de los recursos hídricos embalsados, y cómo los mismos

son utilizados eficientemente en atención a la incertidumbre de su disponibilidad futura, y al riesgo de déficit.

Debe señalarse en primer lugar que la adecuada administración de los embalses para generación hidroeléctrica, compatibilizando aspectos de eficiencia de costos y de riesgos futuros, constituye un ámbito del quehacer sectorial ampliamente estudiado y desarrollado en el país, tanto en la normativa regulatoria como en los procedimientos de planificación y operación en tiempo real utilizados por el Coordinador⁶⁷.

En efecto, independientemente de la implantación formal un esquema de servicios complementarios, el coordinador de la operación debe -y ha debido- administrar los recursos hídricos del sistema, suministrando eficientemente la energía con sujeción al cumplimiento de estándares de seguridad y calidad de servicio y monitoreando y decidiendo el uso de los recursos hídricos conforme a su disponibilidad esperada futura, incluyendo en su valoración los costos de un eventual racionamiento.

La introducción de un esquema de SSCC para organizar económicamente las prestaciones destinadas a mantener los estándares de seguridad y calidad de servicio, no debe alterar el hecho de que la aplicación de los recursos es decidida por el ente coordinador conforme a determinadas reglas y exigencias con prescindencia de los mecanismos con los que se remunerará a los propietarios de la infraestructura involucrada.

7.2 Tratamiento General Propuesto

Señalado lo anterior, y considerando ahora lo distintivo del nuevo régimen de SSCC, que supone el desarrollo de subastas para asignar el uso de los recursos -incluidos los hídricos- condicionando, si no restringiendo, de alguna manera la libertad para decidir sobre el uso de los mismos que el coordinador presentaba antes del nuevo régimen, puede plantearse diversos tratamientos, todos destinados a administrar conservadoramente el uso de los recursos hídricos embalsados, a saber:

⁶⁷ El Sistema Interconectado Central (SIC) enfrentó una crisis profunda con la sequía de 1998-1999 y consecuente racionamiento eléctrico, experiencia que dejó muchas lecciones, las que, entre otros factores, permitieron superar con éxito una crisis similar producida en el año 2008 debido a la indisponibilidad de gas natural sumada a una sequía severa. En efecto, a partir del evento citado, se han sucedido perfeccionamientos regulatorios -en todo el orden institucional- así como un aprendizaje en los distintos actores tendientes a administrar de mejor forma situaciones de riesgo. En particular, y en lo que atañe a la NT de SSCC, podría señalarse a partir de la experiencia citada que en casos de riesgo respecto de la disponibilidad de los recursos gestionables -en este caso los recursos hídricos- los modelos, procedimientos y criterios de programación formales -técnica y económicamente consistentes en principio, y con valor jurídico vinculante- pueden conducir a programas de operación calificables eventualmente de poco conservadores, razón por lo que es recomendable que las normas otorguen ciertos márgenes de acción al Coordinador para cumplir los principios de coordinación y seguridad de servicio.

- a. Establecer en la norma las restricciones específicas, esto es, señalar expresamente en el texto de la norma qué infraestructura y en qué circunstancias quedará inhabilitada para presentarse a una subasta de servicio.
- b. Incluir en la norma una disposición que faculte al Coordinador para imponer restricciones a la participación en subastas, estableciendo los criterios generales bajo los cuales ejerce esta opción.
- c. Incluir en la norma una disposición que faculte al Coordinador para decidir la adjudicación o no de determinadas ofertas, con prescindencia del precio ofrecido, estableciendo los criterios generales bajo los cuales ejerce esta opción.
- d. Dar libertad al Coordinador para programar o no el uso de recursos subastados y adjudicados, estableciendo los criterios generales bajo los cuales ejerce esta opción.

En todos los casos se trata de evitar un uso poco conservador de los recursos hídricos, acción que deberá ejercitarse en consideración tanto al riesgo de déficit hídrico, como de los plazos en que se decide o no el uso de los recursos. En este sentido, desde un punto de vista conservador, y aunque los tratamientos expuestos no son necesariamente excluyentes, lo recomendable sería, en principio, descansar en el tratamiento propuesto en la letra “d”, si bien, a juicio del Consultor, las obligaciones y facultades correlativas que la normativa asigna al Coordinador del sistema no ameritarían la incorporación de condiciones adicionales y/o complementarias que pudieran restringir innecesariamente el ámbito de acción del operador del sistema en este aspecto. En efecto, y como se ha señalado, el esquema de SSCC, en tanto establece un régimen para la prestación de los servicios correspondientes que, en definitiva, corresponde a una determinada convención económico-comercial, no debe interferir con las facultades habituales que el Coordinador tiene para cumplir prioritariamente con los principios de coordinación, en particular, el principio de resguardar la seguridad de servicio.

Con todo, y desde un punto de vista general, se espera que la aplicación de un criterio de planificación de la operación que programa -y optimiza- en forma conjunta y diariamente la utilización de los recursos, como el instruido en la reglamentación en proyecto, debería conducir en forma natural -esto es sin imponer una condición forzada y/o adicional- hacia la condición “c”. Es decir, bajo un procedimiento de planificación que computa el costo de oportunidad de los recursos gestionables, y considerando las restricciones habituales de programación que pesan sobre su utilización, el Coordinador no adjudicará en una subasta el uso de los recursos respectivos si ello no es conveniente desde el punto de vista de los costos de operación y falla del sistema.

7.3 Ejercicio de Simulación con Modelo SDDP

Se realizó un ejercicio de simulación con el objeto de determinar la conveniencia de establecer, en la norma técnica en estudio, la posibilidad de que el Coordinador imponga restricciones a la participación en la provisión de servicios de reserva en giro, para las centrales de generación de energía gestionable, atendido el impacto que podrían tener esas energías en variables económicas en la operación del sistema⁶⁸.

El ejercicio realizado muestra que a corto y mediano plazo (2019 al 2023), el efecto económico de dejar una mayor cantidad de reserva rodante hidroeléctrica, medida respecto de un caso base, es poco significativo, tanto en el costo operativo térmico de abastecer la demanda del SEN, como en los costos marginales de energía promedio anual. Repetido el ejercicio para un año seco de final del período, el efecto, como resultado de ambas variables, sigue siendo poco significativo.

Si bien este resultado pudiere estar influido por la relativa holgura que presenta el parque generador en el período analizado, al considerar que permanentemente el Coordinador deberá co-optimizar la energía y las reservas, se verificaría, en principio, que no sería necesario poner restricciones a la participación de energías gestionables en los servicios de reserva en giro.

8 INCOMPATIBILIDADES DE LA PRESTACIÓN DE LOS SSCC

8.1 Consideraciones Generales

Se presenta a continuación un conjunto de consideraciones a tener en cuenta para la determinación de criterios a contener en la NT SSCC, y que permitan la evaluación de incompatibilidades para la prestación de SSCC con determinada infraestructura.

Por incompatibilidades entendemos, en principio, a aquéllas que eventualmente aparecen por la posibilidad que tiene una misma infraestructura eléctrica de participar tanto en el mercado principal -o de energía- como en el mercado de SSCC⁶⁹. Se trata entonces de incompatibilidades de orden técnico-comercial, que dicen relación con el concepto y/o naturaleza de los servicios prestados en los mercados señalados⁷⁰.

⁶⁸ El ejercicio se muestra en Anexo 4.

⁶⁹ Podría tratarse también de incompatibilidades entre el mercado de SSCC y el segmento de transmisión, por ejemplo.

⁷⁰ Excluimos de este tema el análisis de potenciales actuaciones anticompetitivas y/o de tipo especulativa de los agentes propietarios de la infraestructura, actuaciones que introducen distorsiones en la operación del mercado de corto plazo y que, por ese hecho pudieran dar lugar a determinadas “incompatibilidades”. Situaciones de este tipo deben manejarse por el Coordinador en el marco de sus facultades de monitoreo de la competencia.

Como primera cuestión debe señalarse que es de la naturaleza intrínseca de un esquema de SSCC el compartir con la infraestructura de generación, principalmente, las instalaciones con las que sus prestadores participan en el mercado de SSCC. En efecto, y sin perjuicio de la existencia de determinados dispositivos que pudieren entenderse dedicados a prestar SSCC en forma exclusiva⁷¹, los SSCC -control de frecuencia, control de tensión o PRS- se prestan principalmente con la infraestructura de generación, dando cuenta así de *modos de operación* de las centrales que les permiten abastecer el mercado de energía y simultáneamente apoyar la seguridad, inyectando potencia activa e inyectando y/o absorbiendo potencia reactiva según lo requerido⁷².

Señalado lo anterior, es que, en lo esencial, el Consultor no visualiza incompatibilidades evidentes, sino más bien la necesidad de que se extraiga el máximo provecho a los recursos presentes en el sistema, no imponiéndose sobre ellos restricciones innecesarias al uso compartido de los mismos.

Sin perjuicio de lo señalado, eventuales incompatibilidades pudieren darse en los siguientes ámbitos⁷³:

- a) Incompatibilidades de orden regulatorio;
- b) Incompatibilidades comerciales o de producto;

8.2 Incompatibilidades de Orden Regulatorio

Se trata de incompatibilidades de tipo formal y/o convencional como, por ejemplo, la que se impone a instalaciones reconocidas como infraestructura de transmisión, y que ayuda a mejorar el perfil de tensiones, como el caso de dispositivos de compensación reactiva. La incompatibilidad se produce por estar decidida la prestación y remunerado los activos correspondientes conforme a su ingreso de transmisión regulado ($VATT = AVI + COMA$), no debiendo entonces participar en el mercado de SSCC, ni menos percibir ingresos por esta vía⁷⁴.

⁷¹ El esquema de desprendimiento automático de cargas (EDAC), por ejemplo.

⁷² De hecho, antes de concebirse el esquema de SSCC que, en definitiva, apunta un tipo de organización económica, las unidades ejercían tales funciones o modos de funcionamiento, sin que se consideraran “prestaciones”. Al evolucionar la operación de corto plazo del sistema eléctrico hacia un mercado *spot* con múltiples operadores, emerge la necesidad de identificar tales prestaciones a efectos de su adecuada remuneración.

⁷³ Incompatibilidades técnicas, en el sentido de inaptitud de una determinada instalación para prestar un servicio también determinado, no forman parte de las incompatibilidades a que se refiere este análisis al no fundarse, por una parte, en una incompatibilidad por uso compartido, y por otra, por tener un tratamiento específico en la NT SSCC en lo que se refiere a verificación, evaluación y desempeño de la infraestructura correspondiente. Por la misma razón - de uso compartido- tampoco corresponden a *incompatibilidades* la que pudieren emerger por determinadas *restricciones* a la prestación de SSCC conforme se analiza en el capítulo 7.

⁷⁴ Si bien es similar, no pertenece a este ámbito de análisis la discusión de si un sistema de almacenamiento corresponde a *infraestructura de transmisión*, y por tanto su desarrollo sería decidible por esa vía, o si corresponde a *infraestructura de generación*, y por tanto desarrollable con las reglas de competencia de ese mercado. Más adelante en este capítulo se analiza el caso del almacenamiento, y sus potenciales incompatibilidades en la prestación conjunta en el mercado de energía y en el de SSCC, es decir, se trata en este informe como infraestructura de generación.

En este ámbito también pudiere encontrarse el esquema de desprendimiento automático de cargas (EDAC), si los costos que acarrea su operación, o parte de ellos, es retribuida económicamente a los usuarios afectados por la vía de compensaciones reguladas, por superarse o infringirse los índices de continuidad de suministro aplicables a clientes finales⁷⁵.

Nótese que, en ambos casos, la incompatibilidad se produce por “traslaparse” el ámbito de los SSCC con segmentos distintos al de generación. En todo caso, estas incompatibilidades deben quedar explícitas en la NT SSCC.

En todo caso, el DS N°113 reconoce este tipo de incompatibilidades cuando en el Artículo 79°, refiriéndose a la infraestructura de almacenamiento que preste SSCC por la vía de una licitación, no permite su participación en los balances de inyecciones y retiros, pero contabiliza y valora los movimientos de energía respectivos a efectos de descontarlos de los cargos únicos que financian la infraestructura.

8.3 Incompatibilidades Comerciales o de Producto

Más difíciles de caracterizar o configurar, dicen relación con las incompatibilidades que aparecen por la participación de una determinada infraestructura en el mercado de energía, participación que sería eventualmente inconsistente con las características del servicio prestado en el mercado SSCC con las mismas instalaciones. Si bien, y como se ha dicho, no deberían aparecer inconsistencias de ese tipo, debe examinarse el caso de determinadas tecnologías que, vistas sus características, pudieren dar cuenta de eventuales incompatibilidades. Un caso específico a analizar es el caso del almacenamiento, el que se trata a continuación.

8.4 Almacenamiento de Energía

El almacenamiento de energía, particularmente el que está en condiciones de ser proporcionado por bancos de baterías, presenta características que lo habilitan convenientemente para apoyar el control de frecuencia. En efecto, estos dispositivos pueden aportar o absorber potencia activa en tiempos muy reducidos dados sus ciclos de descarga y carga respectivamente.

Sin embargo, los sistemas de almacenamiento, en general -baterías, centrales de bombeo- presentan también una ventaja económica por la aptitud que exhiben para arbitrar precios en el mercado de corto plazo, aprovechando condiciones transitorias de precios *spot* reducidos para operar un ciclo de carga -baja demanda, o situaciones de sobre oferta debido a congestiones en la red de transmisión o vertimiento hidráulico- para luego descargar -vender- la energía almacenada en condiciones de precios

⁷⁵ Tratado en el Artículo 76° del DS N°113.

altos. La capacidad de almacenamiento, por su parte -comparativamente reducida en relación a la exhibida por la generación convencional con capacidad de regulación- conduce a que los ciclos de carga y descarga destinados al arbitraje de precios se produzcan en períodos cortos, por ejemplo, al interior de un día.

La cuestión aquí es entonces si resulta procedente -o en qué condiciones- permitir al operador de un sistema de almacenamiento participar del control de frecuencia, en circunstancias en que la consiguiente exigencia de aporte de potencia se puede producir en instantes en que el dispositivo se encuentra descargado, o simétricamente, la exigencia de absorción puede ocurrir cuando el dispositivo exhibe un 100% de carga, todo como consecuencia de las decisiones adoptadas con el objetivo de arbitraje de precios⁷⁶. Este concepto, además, ya está referido en el DS N°113, el que en su Artículo 78°, admitiendo la utilización compartida del recurso, señala que la prestación del servicio complementario se considera prioritaria respecto a cualquier otra prestación.

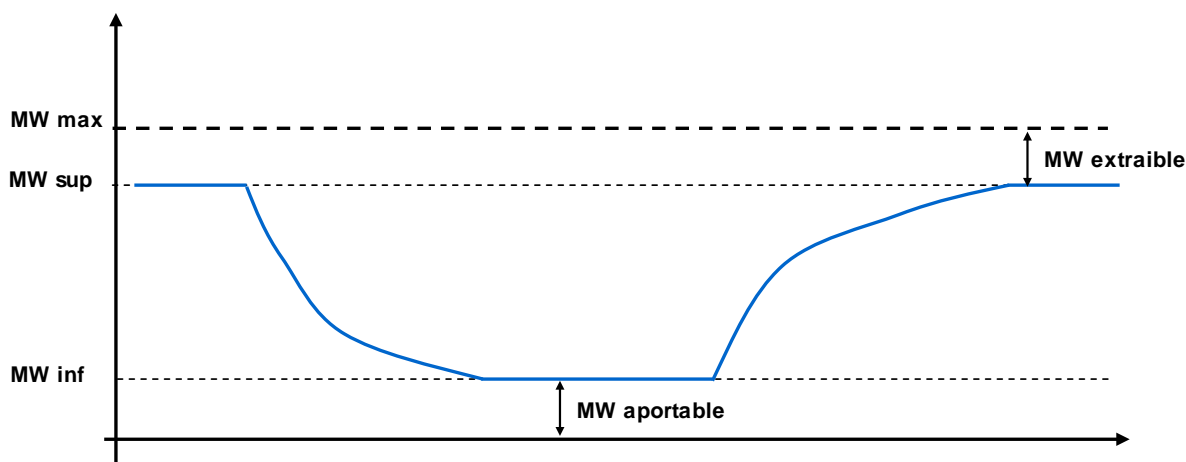
Para el problema anterior se pueden plantear diferentes alternativas de tratamiento. La primera es, obviamente, declarar incompatibles ambos tipos de funcionamiento, por entender prioritaria la habilidad de prestación continua del servicio de control de frecuencia vista su importancia en la seguridad del sistema⁷⁷. Lo anterior supone que infraestructura que se instaló para su participación en el mercado de corto plazo de energía, no podría participar en mercado de SSCC, como una central de bombeo, por ejemplo. Pero también supone que los bancos de baterías, cuya presencia sería deseable en un esquema de control de frecuencia, tendrían que rentabilizarse sólo por su operación como servicio complementario.

Una alternativa para permitir el uso compartido y por tanto eficiente -de verificarse eficaz, obviamente- es condicionar la participación en el esquema de SSCC a presentar una operación restringida en el mercado de arbitraje de precios, tal como una central cualquiera que participa en el mercado de energía, lo hace dejando márgenes para participar también del control de frecuencia. La idea en este caso es establecer para el sistema de almacenamiento un rango de operación destinada al mercado de energía, a saber, establecer que el proceso de entrega de energía, o descarga, lo sea hasta alcanzar un determinado nivel de potencia “piso” disponible, y también que el proceso de absorción, o carga, lo sea hasta alcanzar un determinado nivel por debajo de su máxima capacidad. Así, el dispositivo de almacenamiento podría participar en el mercado de arbitraje con la energía disponible dentro del rango señalado, y participar de control de frecuencia disponiendo permanentemente de capacidad de aportar o absorber potencia.

⁷⁶ Esta eventual condición de indisponibilidad para la prestación no tiene relación con la aptitud que tiene el dispositivo para prestar el servicio en términos de sus características técnicas, y que la NT SSCC debe abordar en el procedimiento de *verificación*. Podría plantearse que, admitida la participación en el servicio, sin restricciones, la situación específica quedara regulada en la etapa de evaluación del desempeño, sin embargo, esto no es lo que se propone en este informe.

⁷⁷ En todo caso el Reglamento de SSCC, en su Artículo 78° admite el uso compartido.

Lo anterior se muestra en la siguiente figura:



De esta forma, el dispositivo puede arbitrar precios efectuando ciclos de descarga y carga en el rango MW_{inf} a MW_{sup} , y mantiene permanentemente una potencia disponible para regulación. En el nivel de operación a MW_{inf} , la unidad puede absorber y aportar potencia, siendo el aporte máximo de $MW_{aportable}$. En el nivel de operación MW_{sup} , la unidad también puede absorber y aportar potencia, siendo la máxima capacidad de absorción $MW_{extraíble}$. Activado el servicio en cualquier sentido, la unidad debe recuperar sus márgenes de regulación.

Los costos por prestación del servicio complementario corresponden, entre otros, al costo de oportunidad en el mercado de energía -lucro cesante- pérdida de eficiencia y desgaste.

8.5 Criterios para Evaluar Incompatibilidades

Como se indicó, no se vislumbran claras incompatibilidades técnico-comerciales, o de producto, para la participación de una misma instalación en el mercado de energía principal y en el mercado de SSCC simultáneamente, siendo más bien la recomendación el que la normativa tienda a maximizar el uso compartido de los recursos disponibles.

La excepción está constituida por incompatibilidades de tipo regulatorio como las enunciadas en 8.2, en que parece no haber un criterio de exclusión integrador a incluir en la norma, y en donde se propone entonces un tratamiento por extensión de tipo explícito, cuya propuesta de tratamiento en la normativa se presenta en Anexo 3⁷⁸.

⁷⁸ Un criterio general para estos casos, puede ser uno del tipo “no podrá participar en la prestación de SSCC aquella infraestructura cuya instalación y remuneración se ha materializado en cumplimiento de disposiciones de la Ley General de

En el caso particular de infraestructura de almacenamiento un tratamiento como el propuesto no se regula como incompatibilidad *a priori*, sino que en la especificación del producto o servicio requerido en la subasta correspondiente.

9 GESTIÓN DE LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

9.1 Introducción

Se revisó la compatibilidad de los requisitos de la Propuesta de NT SSCC relacionados al Control de Frecuencia, Control de Tensión y Plan de Recuperación de Servicio con los de gestión de la seguridad y calidad de servicio a los que se refiere el Capítulo 7 de la NTSyCS.

9.2 Análisis de la Normativa Vigente

9.2.1 Reglamento SSCC

El Artículo 6 del Reglamento SSCC establece que el Coordinador deberá preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico a través de los SSCC y garantizar la operación más económica y de calidad para las instalaciones del sistema en conformidad a la normativa vigente. Según el Artículo 21, para la elaboración del Informe SSCC el Coordinador deberá analizar y determinar los requerimientos del sistema para su operación segura, de calidad y más económica del sistema.

9.2.2 NTSyCS

El objetivo del Capítulo 7 de la NTSyCS es definir la gestión que deberá aplicar el Coordinador para coordinar el Control de Frecuencia, Control de Tensión, y PRS, y los procedimientos operativos y funciones del propio Coordinador, los CC y los Coordinados, según corresponda. Asimismo, dicho capítulo define las jerarquías operativas, y los requisitos técnicos e informativos.

Servicios Eléctricos distintas a las señaladas en el Artículo 72°-7", dando lugar entonces a una delimitación *por comprensión*. Sin embargo, una mayor certeza jurídica se alcanza explicitando los casos, por lo que una disposición como la señalada debería ser complementada con un texto del tipo "tal como la infraestructura de transmisión que...", con lo que de todas formas se termina regulando *por extensión*.

9.2.2.1 Control de Frecuencia

El Título 7-3 requiere que los Coordinados que exploten centrales eólicas o solares fotovoltaicas elaboren y pongan a disposición del Coordinador sus Pronósticos de Producción de Energía, con la periodicidad y probabilidad de ocurrencia predefinidas.

Considerando que el efecto de la variabilidad e incertidumbre de la demanda sobre el Control de Frecuencia es similar al de la generación renovables variable, el Consultor entiende que la NTSyCS debería asimismo requerir que los Coordinados que exploten instalaciones de Clientes, o en su defecto el Coordinador, elaboren pronósticos de demanda total del sistema con una periodicidad y probabilidades de ocurrencia similares.

9.2.2.2 Control de Tensión

Los Artículos 7-18 y 7-22 establecen que los sistemas de control de excitación de las unidades generadoras y compensadores sincrónicos, así como aquellos sistemas que controlan la operación automática de los equipos de compensación de potencia reactiva en derivación, sean éstos fijos, seccionables o estáticos de regulación continua, deberán estar disponibles y con plena capacidad de controlar la tensión a los valores de consigna que establezca el Coordinador.

El Consultor considera que en la lista del párrafo anterior deberían considerarse los controles de tensión de parques eólicos y solares que participen del Control de Tensión.

En el Anexo Técnico "Programación del Perfil de Tensiones y Gestión de Potencia Reactiva" se detalla el proceso de la programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva que deberá realizar.

9.2.2.3 Estudios

La programación de la operación y la gestión de las reservas de potencias activa y reactiva y definición del PRS se harán en base a los estudios descritos en el Capítulo 6 de la NTSyCS. Asimismo, en los estudios de Control de Frecuencia y de Control de Tensión se deben especificar las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de SyCS (Artículos 6-37 y 6-43).

9.3 Análisis de compatibilidad

En general, el Capítulo 7 de la NTSyCS establece que el Coordinador deberá dar cumplimiento a los estándares de SyCS establecidos en el CAPÍTULO N°5 implementando las instrucciones que resulten de

los estudios para la Programación de la Seguridad y Calidad de Servicio descritos en el Capítulo 6, y a través de las instalaciones que cumplan con las exigencias establecidas en los Capítulos 3 y 8. Luego, el Consultor considera que los requisitos de la Propuesta de NT SSCC relacionados al Control de Frecuencia, Control de Tensión y Plan de Recuperación de Servicio son compatibles con los de la gestión de la seguridad y calidad de servicio a los que se refiere el Capítulo 7 de la NTSyCS.

10 CRITERIOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN. CO-OPTIMIZACIÓN

10.1 Consideraciones Generales

Se presentan a continuación las consideraciones generales para el desarrollo del algoritmo de programación de la operación, que apunta a la optimización conjunta del despacho de energía y de reservas.

1. En términos generales, el problema de optimización del despacho horario de la energía, sin considerar reservas admite una formulación del tipo⁷⁹:

$$\text{Min} \quad CT = \sum_i CV_i \times Q_i$$

s.a.

$$\sum_i Q_i = Q_T$$

Donde CV_i es el costo variable de despacho de la unidad i , Q_i su producción, y Q_T la demanda total.

2. Al incluir el despacho conjunto de las reservas, el problema general puede replantearse:

$$\text{Min} \quad CT = \sum_i CV_i \times Q_i + \sum_i CR_i \times R_i$$

s.a.

$$\sum_i Q_i = Q_T$$

⁷⁹ La expresión a continuación se incluye a efectos esquemáticos, no correspondiendo al planteamiento formal del problema.

$$\sum_i R_i = R_T$$

Donde R_i es la reserva de la central i despachada, R_T la reserva total, y CR_i costos de la central i que se entiendan variables o proporcionales a la energía no producida, distintos al lucro cesante de la unidad⁸⁰.

Se tiene entonces que:

$$R_i = (Q_i^m - Q_i)$$

Con i perteneciente al conjunto de las centrales que resultan despachadas, incluida la central que margina, y Q^m la capacidad máxima de producción de la i -ésima central.

3. En la práctica, bajo el supuesto de operación de un sistema hidrotérmico, como es el caso del sistema eléctrico nacional, el problema distingue la programación de corto plazo, en adelante programación diaria, de la programación de mediano a largo plazo. Tal distinción no sería necesaria en presencia de un sistema térmico, bastando con la programación diaria para asignar correctamente, y en forma conjunta, la producción de energía y las reservas entre las diferentes unidades generadoras disponibles.
4. Así, el tratamiento en la norma, debería considerar lo siguiente:
 - Para la programación de largo, instruir al Coordinador a la utilización de un modelo de optimización que agregue a las características de *multinodal* y *multi embalse*, la posibilidad de co-optimización de reservas. La norma debería especificar las características del modelo, así como la información a utilizar y criterios generales de modelación de las reservas. El objetivo de la etapa de optimización de largo plazo es, entre otros, entregar el costo de oportunidad de la energía embalsada considerando las restricciones de reserva total en el sistema (R_T).
 - Para la programación diaria establecer el algoritmo de co-optimización utilizando, entre otros, los costos de oportunidad de la energía embalsada dados por la programación de largo plazo. El algoritmo de optimización corresponderá a una secuencia de instrucciones en la forma en que actualmente se ejecuta para el despacho de la energía, esto es, considerando el orden de mérito conforme se analiza a continuación.

⁸⁰ Dependiendo del tipo de reserva, existirán costo del servicio de reserva que no varíen con la energía dejada de producir, sino que con las horas de operación controlando frecuencia. En principio, estos costos, de ser relevantes, deberán expresarse en función de la energía o potencia no producida de modo de ser considerados en la decisión de despacho.

5. Considerando despreciables -preliminarmente- los costos de prestar el servicio, distintos al lucro cesante, el criterio general a considerar para asignar energía y reservas simultáneamente se fundamenta en la idea de que es más barato mantener reservas en unidades de alto costo variable que en unidades de base. Así, en un nivel óptimo de operación, y para un nivel de reserva R en el sistema, el costo marginal de otorgar un aporte unitario de reserva adicional en la unidad marginal correspondería a:

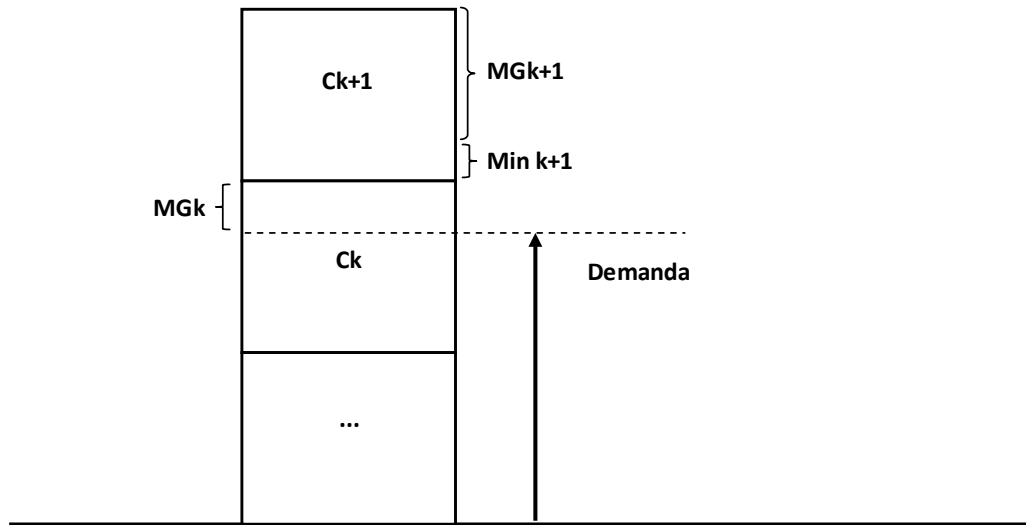
$$CMgR(R) = CVUR(R) - CMgE(R)$$

Donde $CMgE(R)$ es el costo marginal de energía para una reserva R del sistema dada, y $CVUR(R)$ el costo variable de la central más conveniente para aportar una unidad de energía adicional para compensar la menor generación de la unidad marginal de modo de mantener abastecido el mismo nivel de demanda⁸¹.

6. Los antecedentes a considerar en el algoritmo a utilizar en la programación de corto plazo serían los siguientes:
- La demanda horaria total prevista para el día que se programa;
 - La reserva total horaria establecida para el día que se programa;
 - Capacidad instalada de las unidades y sus mínimos técnicos;
 - Costos variables de despacho y costos de oportunidad del agua embalsada;
 - Unidades habilitadas para prestar servicio de reserva;
 - Costos ofrecidos en la subasta por el servicio de reserva, por bloque;
 - Demás restricciones consideradas en la programación habitual;
7. Considerando que una reducción de la capacidad despachada de la unidad marginal -si fuere requerido por ser insuficiente el margen que aporta- requiere, como se ha dicho, el despacho de la siguiente unidad supramarginal para compensar la menor generación, manteniendo así abastecido el nivel de demanda, se da lugar a un “nuevo margen” en esta unidad, que pudiera o no ser suficiente para completar la reserva del sistema.

La situación se muestra en la siguiente figura:

⁸¹ Se verifica que en un nivel cualquiera de operación, en que se ha asignado entre las centrales despachadas el nivel de energía a abastecer y el nivel de reservas a mantener -óptimamente o no- el incrementar la reserva requiere el despacho de unidades adicionales. Cuando se está en una óptima asignación de energía y reservas, un aumento en el nivel de reservas supone una reducción de la generación de la unidad marginal y un aumento de producción de igual magnitud en una unidad que no estaba despachada.



En la figura, la central marginal, en un despacho óptimo, pero sin reservas, es la central C_k . Si ahora se requiere asignar reservas, y de ser insuficiente el margen de despacho o reserva de C_k (MG_k), debe reducirse su aporte al menos en un monto equivalente al mínimo técnico de la supramarginal C_{k+1} (Min $k+1$), dando lugar a un mayor margen en C_k , y al emergente margen en C_{k+1} (MG_{k+1}).

El margen total resultante resulta:

$$MT = \text{Capacidad } k+1 - \text{Min } k+1 + MG_k + \Delta MG_k$$

Donde ΔMG_k es la reducción en el aporte de C_k . Como además $\text{Min } k+1 = \Delta MG_k$, el margen resultante no depende de cómo se asigne la reserva total entre las dos unidades. Es decir, una mayor reducción -arbitraria- del aporte de C_k , supone un despacho mayor de C_{k+1} por sobre su mínimo técnico en un monto equivalente a la reducción C_k , manteniéndose así el margen MT alcanzado en un valor constante.

Además, establecida la producción de C_{k+1} en su mínimo técnico, se alcanza la mejor combinación de costo, pues cualquier reducción en el aporte de C_k requeriría ser compensada con mayor

producción de Ck+1 -por sobre su mínimo técnico- con lo que se sustituye generación barata por generación más cara.

Como el redespacho de las unidades se estableció para otorgar más reservas al verificarse insuficiente la reserva original en Ck, cabe preguntarse si la reserva alcanzada (MT) es suficiente. Si lo fuera, se ha alcanzado el objetivo, obteniéndose un nivel de reserva eventualmente mayor al requerido.

Si la reserva MT fuera todavía insuficiente, debe recurrirse a la siguiente central supramarginal. En efecto, como se indicó, reducir nuevamente el aporte de Ck se traduciría en un aumento de igual magnitud en el aporte de Ck+1, manteniéndose constante el nivel de reserva. Alcanzar un mayor nivel de reservas sólo se lograría despachando otra central, esto es, la Ck+2 y en su respectivo mínimo técnico. La mayor generación de Ck+2 debe ser compensada con una reducción equivalente de Ck, pues Ck+1 ya opera en su respectivo mínimo técnico. Por su parte, la reserva total ha aumentado con la nueva reducción de Ck y con el margen emergente de Ck+2.

De requerirse más reserva, se repite el proceso, adicionando centrales supramarginales en orden de mérito, y aplicando reducciones en la central Ck, y de alcanzarse su respectivo mínimo técnico, reduciendo sucesivamente el aporte de Ck-1, Ck-2, etc, conforme el orden de mérito.

A continuación, se presenta un ejemplo numérico:

| Operación Óptima sin Reservas | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|----|---------|-------------|-------------|-----------|-------------|-----------|-------------|-----------|-------------|-----------|
| | CV | MW inst | G | G1 | R1 | G2 | R2 | G3 | R3 | G4 | R4 |
| Unidad 7 | 35 | 20 | 0 | 0 | - | 0 | - | 0 | - | 0 | - |
| Unidad 6 | 30 | 20 | 0 | 0 | - | 0 | - | 1 | 19 | 1 | 19 |
| Unidad 5 | 25 | 20 | 0 | 10 | 10 | 1 | 19 | 1 | 19 | 3 | 17 |
| Unidad 4 | 20 | 50 | 25 | 15 | 35 | 24 | 26 | 23 | 27 | 21 | 29 |
| Unidad 3 | 18 | 50 | 50 | 50 | 0 | 50 | 0 | 50 | 0 | 50 | 0 |
| Unidad 2 | 15 | 50 | 50 | 50 | 0 | 50 | 0 | 50 | 0 | 50 | 0 |
| Unidad 1 | 5 | 50 | 50 | 50 | 0 | 50 | 0 | 50 | 0 | 50 | 0 |
| Total | | | 175 | 175 | 45 | 175 | 45 | 175 | 65 | 175 | 65 |
| Costo Total | | | 2400 | 2450 | | 2405 | | 2415 | | 2425 | |

El cuadro anterior muestra, en color celeste, el despacho horario por orden de mérito de un parque destinado a abastecer una demanda horaria de 175 MW, sin considerar reservas (columna G). La central marginal es la Unidad 4, que opera con un margen de 25 MW. El costo de operación es 2400 US\$.

Si el margen señalado fuera insuficiente para el nivel de reserva total requerida, la única posibilidad es reducir el aporte de la Unidad 4, despachando más energía en la supramarginal Unidad 5. Si se considera una reducción arbitraria de 10 MW en la Unidad 4, de modo mejorar el margen, esto

debe compensarse con un aumento de 10 MW en la Unidad 5 (columna G1). Lo anterior da un margen de reserva de 35 MW en la Unidad 4 y uno de 10 MW en la Unidad 5 (columna R1), resultando un margen total de 45 MW. El costo es de 2450 US\$. Si en cambio, se considera que la Unidad 5 tiene un mínimo técnico de 1 MW, y se despacha en ese nivel, debe readecuarse la producción de la Unidad 4 a 24 MW, manteniéndose el margen total en 45 MW (columnas G2 y R2). El costo es 2405 US\$, pues se despachó la Unidad 5 en su aporte mínimo, aprovechando un mayor aporte de la Unidad 4, siendo éste el despacho con menor costo. Nótese que la Unidad 4 no puede aumentar su aporte de generación, pues la Unidad 5 no puede reducirse más, y la demanda a abastecer es siempre 175 MW.

Si el margen resultante de 45 MW se verifica de nuevo insuficiente, se repite la operación despachando ahora a la Unidad 6 en su mínimo técnico, supuesto también igual a 1 MW (columna G3). Nuevamente debe reducirse la generación de la Unidad 4, ahora a 23 MW para compensar el incremento en 1 MW de la Unidad 6. El margen total aumentó ahora a 65 MW. El costo es 2415 MW. En la columna G4 se muestra una reasignación arbitraria del despacho aumentando a 3 MW la generación de la Unidad 5, y disminuyendo consecuentemente el aporte de la Unidad 4 a 21 MW. El margen sigue siendo de 65 MW, pero el costo es de 2425 US\$.

En caso de requerirse más reserva, la operación se repite acudiendo a centrales supramarginales operando en mínimo técnico, y reduciendo el aporte de la central marginal, lo que sólo puede efectuarse hasta el nivel de su propio mínimo técnico, debiendo, si fuese necesario, recurrir a la siguiente inframarginal, la Unidad 3.

10.2 Tratamiento Actual

Actualmente el Coordinador efectúa el proceso de programación de la operación básicamente en dos fases, a saber, desarrolla en una primera fase la programación de largo plazo para lo cual utiliza el modelo multinodal y multiembalse PLP (Programación de Largo Plazo), el que entrega como resultado el costo de oportunidad de los recursos embalsados a través de curvas de costo en función de la cota del embalse. En una segunda fase utiliza el modelo Plexos, el que, considerando los costos del agua embalsada, y los demás costos variables de despacho de las unidades, entrega los antecedentes para la programación de la operación diaria. Ambos ejercicios son efectuados diariamente.

En relación a la asignación de reservas, su incorporación sólo se considera actualmente en el proceso de optimización desarrollado con el modelo Plexos, es decir, en la programación de corto plazo. No se modelan reservas en la programación de largo plazo efectuado con el modelo PLP. Asimismo, la consideración de las reservas se desarrolla en el modelo Plexos mediante la incorporación de una restricción adicional que da cuenta del total de la reserva a asignar, pero sin adicionar términos que den cuenta del costo correspondiente en la función objetivo. Es decir, aparte del costo por lucro

cesante o costo de oportunidad de la reserva, el que queda implícitamente recogido en la restricción correspondiente, no se considera la existencia de otros costos.

10.3 Consideraciones Respecto a Tratamiento a Proponer

10.3.1 Costo de Oportunidad o Lucro Cesante

En aquellos servicios que supongan la operación limitada de la infraestructura de generación - típicamente los servicios destinados a apoyar el control de frecuencia- el costo más relevante será el costo de oportunidad o lucro cesante asociado a la capacidad de reserva en giro. En efecto, y sin perjuicio de la existencia de otros costos evidenciados en las máquinas correspondientes por el hecho de estar constantemente modificando su aporte de potencia -disminución de la vida útil, mayor desgaste, menor rendimiento, por ejemplo- el costo de oportunidad incurrido por los respectivos operadores debido a la menor inyección de energía corresponderá a la mayor proporción de los costos derivados de la prestación, debiendo ser correctamente remunerados⁸².

Conforme las disposiciones reglamentarias que condicionan la norma técnica en diseño, estos costos - lucro cesante más los otros costos derivados de la prestación- deben ser informados en las subastas por los operadores correspondientes mediante la oferta de precio respectiva. En efecto, y si bien la norma reglamentaria distingue la existencia de costos de oportunidad de otros costos⁸³, también señala que la remuneración de SSCC materializados mediante procesos de licitación o subastas, “corresponderá al valor ofertado por cada uno de los oferentes”.⁸⁴ Es decir, todos los costos en que el oferente espere incurrir por la correspondiente prestación, incluidos los costos por efecto de lucro cesante, deben ser plasmados en su precio de oferta, el que dará cuenta de la remuneración a percibir.

A juicio del Consultor, y en el contexto de funcionamiento de un esquema de declaración de costos, como es el caso del mercado principal en Chile, la regulación señalada no sólo no constituye la forma

⁸² Debe notarse que en lo esencial, y en el contexto descentralizado de decisiones de inversión en infraestructura de generación que caracteriza al mercado eléctrico en Chile, las unidades generadoras que aportan o están en condiciones de aportar márgenes de regulación, se han desarrollado con la expectativa de percibir determinados ingresos en el mercado de energía de corto plazo supuesta una generación a plena carga -como es el caso de las centrales de base- y/o con un determinado factor de planta esperado. Esta expectativa de producción no sólo condiciona las decisiones de inversión, sino que también la participación de los operadores respectivos en el mercado de comercialización de energía con clientes finales.

⁸³ Artículo 59: “...Se remunerará la componente de disponibilidad de un servicio cuando existan, entre otros, costos de oportunidad y/o habilitación e implementación del servicio respectivo. Asimismo, se remunerará la componente de activación del servicio, cuando se identifiquen, entre otros, costos variables y/o costos de oportunidad, así como costos de mantenimiento adicionales, en que se incurrirían por la prestación del respectivo servicio...”

⁸⁴ Artículo 61: “La remuneración de Servicios Complementarios materializados mediante procesos de licitación o subastas, corresponderá al valor ofertado por cada uno de los Coordinados o aquellos que no teniendo dicha calidad cumplan los requisitos y exigencias definidas por el Coordinador, y que resulten efectivamente adjudicados en el respectivo proceso”.

más eficiente de regular esta materia, sino que puede introducir diversos problemas. Coincidiendo en que resulta razonable que costos como el mayor desgaste de las máquinas, u otros derivados del hecho de estar las unidades constantemente aumentando o reduciendo su aporte de potencia respecto al valor programado, pueden ser reportados por los oferentes sin incurrir en mayores riesgos, no es razonable en principio que el costo por lucro cesante sea internalizado también en las respectivas ofertas. Las razones son las siguientes:

- Determinar un costo por lucro cesante supone conocer -simular- la operación esperada de corto plazo del sistema eléctrico por parte del oferente. Sin embargo, el costo de oportunidad depende de las condiciones que se verificaran durante la operación diaria del sistema -nivel de demanda horaria, disponibilidad de las unidades generadoras, aporte de energía de centrales no gestionables- cuyo pronóstico será más incierto mientras mayor sea la anticipación de la fecha de la subasta en relación al despacho real, lo que hace que ofertar reservas incorporando el lucro cesante implique un riesgo que el oferente incorporará en su oferta.
- Por otra parte, pueden existir -o existen- empresas que no están en condiciones de efectuar las simulaciones correspondientes, o al menos no con un nivel de precisión suficiente para acotar el riesgo.
- Dependiendo del valor del costo marginal real -horario, por barra- el costo por lucro cesante puede representar un porcentaje muy elevado del costo de la prestación, lo que en un contexto de riesgo, llevará a sobreestimar el costo por este concepto en las ofertas correspondientes.
- Acotar el riesgo -que nunca se anula y que puede permanecer en niveles significativos para agentes con baja capacidad de predicción- conduciría a efectuar subastas con resolución diaria, o incluso intradiaria, lo que encarece el costo de desarrollar estos procesos, así como los costos de supervisión.
- La existencia de riesgo -minimizado o no- va a conducir a que agentes con costo variables de generación comparativamente reducidos participen en la subasta con un precio muy elevado, o simplemente, se inhiban de participar en ella.
- Agentes con costos variables de despacho elevados -y bajo factor de planta esperado- podrían tener incentivos a participar con valores especulativos.
- Los resultados de una programación de reservas utilizando precios declarados por concepto de lucro cesante, puede desalinearse en forma relevante de una programación que optimice en forma conjunta el despacho de la energía y de las reservas considerando sólo los costos de despacho habituales de la centrales -más otros que sea procedente incluir por mantención y activación de reservas- y que daría cuenta de la operación óptima.

Los costos distintos al lucro cesante, por su parte, corresponden a valores más estables -o derivarse de parámetros más estables- pudiendo los oferentes efectuar para su determinación estudios que no requieren actualización periódica.

De esta forma, al circunscribirse el esquema subastas sólo a la presentación de estos costos, se minimizan los problemas señalados anteriormente. Estos costos pueden asociarse y/o presentarse en las subastas en relación al nivel de producción de energía -variables con la producción de energía- y/o variables con el monto de reserva a aportar.

Así, la recomendación de tratamiento del tema sería excluir de la estructura de precio a ofertar la componente de lucro cesante, permitiendo que la programación de las reservas, y que el pago correspondiente, sea determinado por el Coordinador. Remunerar el costo por lucro cesante conforme los valores de la operación real, y en forma ex post, es decir, luego de ocurrida, corresponde a la forma habitual de operar hoy en día, es decir factible, y no presenta los problemas señalados. Por su parte, la exclusión de la componente de lucro cesante en las subastas -y supuestas competitivas- ocurriría por defecto al establecerse expresamente en la normativa que esta componente será remunerada, en forma adicional al valor ofertado por el agente adjudicado, al costo marginal de la reserva resultante del procedimiento de co-optimización de energía y reservas.

10.3.2 Consistencia y Simplificación del procedimiento de programación

El tratamiento señalado simplifica el procedimiento de optimización que programa conjuntamente la energía y las reservas al disponerse, para cada unidad, de un único valor para dar cuenta del costo por lucro cesante por cada megawatt-hora dejado de producir debido a la reserva que ella aporta pues, en este aspecto específico, sería un contrasentido que el ingreso marginal por producir una unidad adicional fuera distinto del costo marginal de no producirla. Como se señaló, esta desalineación se produce por programarse el despacho de energía con un esquema de costos declarados, y el valor declarado en subasta corresponder a un valor estimado incluyendo riesgo, que diferirá con alta probabilidad del valor resultante de la programación.

De esta forma, a juicio del Consultor, de adoptarse el tratamiento propuesto no sólo se alcanzaría un resultado consistente y más eficiente, sino que se simplifica el procedimiento de programación, el que requeriría en su función objetivo sólo la especificación de los costos que no corresponden al lucro cesante.

10.3.3 Costos de reserva distintos al lucro cesante

Como se ha indicado, los costos distintos al lucro cesante, que sí deberían ser despejados de los procesos de subastas, pueden tener su origen en diversos efectos derivados del hecho de estar la unidad aportando en forma permanente niveles variables de potencia -particularmente en CFP-. Conforme se establece y/o reconoce en la reglamentación⁸⁵, existirán costos de mantenimiento de las reservas y costos de activación para aumentar y para reducir las reservas. Sin embargo, y en términos generales, los costos de mantención, como se ha señalado, corresponderán esencialmente al lucro cesante. De igual manera, los costos de activación corresponden, también en lo esencial, al valor de la energía -o mayor energía- inyectada en caso de aumentos de generación, y al lucro cesante o mayor lucro cesante en presencia de reducciones. Así, en el contexto del tratamiento que se propone, al excluir los costos de lucro cesante como costo subastable, los costos relevantes de mantenimiento y de activación por subir y bajar quedarían correctamente incorporados en el procedimiento de optimización conjunta que programe energía y reservas, quedando en el ámbito subastable costos, en principio, de bastante menor cuantía.

Reconociendo por un lado que permanecerán todavía costos de mantención y de activación distintos al lucro cesante, aunque sean de importancia relativamente menor, y para simplificar el proceso de optimización conjunta de energía y reservas, se propone que las subastas se internalicen en las ofertas los costos de mantención y de activación en la forma de un único costo de mantención por unidad de potencia.

Lo anterior no sólo simplifica el proceso de optimización -el que de otro modo debería considerar, por ejemplo, costos distintos de aumentos y reducciones, que en principio podrían estimarse de ocurrencia intrahoraria- sino que también los procesos de facturación, que debería considerar esquemas de medición con resolución mayor al del balance horario.

En este caso, el esquema de subastas efectivamente permite efectuar esta simplificación, al permitir al oferente englobar estos costos, de menor relevancia relativa y, consecuentemente, de bajo riesgo de sub o sobre estimación, en una oferta única y simple. Dada la cuantía de estos costos, no se justificaría un tratamiento más sofisticado, pues éste encarecería innecesariamente los procesos de subastas, el proceso de programación conjunta de energía y los procesos de facturación.

10.3.4 Modelación de las Reservas

Conforme lo señalado, se propone el siguiente tratamiento para la programación de las reservas:

⁸⁵ Artículo 59 del DS N°113.

1. Mantener el procedimiento de programación en dos fases, es decir, considerando una programación de largo plazo, cuyos resultados alimentan una programación de corto plazo, ambas a efectuar diariamente⁸⁶.
2. Para la programación de largo plazo, utilizar un modelo multinodal y multiembalse, que permita la incorporación de una o más restricciones de reserva. Se considerará una restricción de reserva total, o más de una conforme a agrupaciones de unidades según un criterio y/o estudios previos a definir por el Coordinador que reflejen condiciones de seguridad en el mediano y largo plazo.
3. Considerando que el objetivo de la programación de largo plazo es entregar los costos de oportunidad del agua embalsada en un ejercicio de largo plazo, despreciar en esta programación el efecto de costos distintos a los del lucro cesante visto su valor comparativamente menor. Es decir, no incorporar en la función objetivo costos adicionales.
4. En la programación de corto plazo, y considerando los costos de oportunidad de los recursos embalsados dados por la programación de largo plazo y los demás costos variables de despacho, incorporar una o más restricciones de reserva. Se considerará una restricción de reserva total o más de una conforme a agrupaciones de unidades según un criterio y/o estudios previos a definir por el Coordinador que reflejen condiciones de seguridad en el corto plazo.
5. En la programación de corto plazo, además de las restricciones, debe incorporarse en la función objetivo los costos distintos al lucro cesante. Conforme a lo indicado en el punto anterior, se propone que para cada unidad candidata a aportar reserva se considere, por simplificación y visto el valor comparativamente bajo de estos costos, un costo único por unidad de potencia de reserva aportada. Este costo corresponderá al ofertado en las subastas por sus respectivos operadores.

10.3.5 Viabilidad Reglamentaria de la Propuesta

El tratamiento propuesto en los puntos anteriores no está previsto en la reglamentación de referencia para los diseños que debe abordar este estudio (DS N° 113 y DS° 125), por lo que su implementación requeriría eventualmente de una modificación reglamentaria. En el punto siguiente se desarrolla un procedimiento de co-optimización que considera que los oferentes en las subastas de reserva sólo obtendrán una remuneración por el valor ofrecido, enmarcándose así de mejor manera en los textos reglamentarios señalados.

⁸⁶ Esto es consistente además con lo señalado en el Reglamento de Coordinación de la Operación.

10.3.6 Co-optimización con oferta integrada de precio de reserva

1. Objetivo

Se plantea a continuación el modelo conceptual propuesto por el Consultor para la elaboración del programa diario que optimiza en forma conjunta el despacho de la energía y las reservas operacionales, bajo un esquema en que los costos de reserva corresponden a los precios ofertados en subastas por los diferentes agentes interesados en prestar los servicios complementarios correspondientes. Los oferentes no recibirían un pago adicional al derivado de los precios ofrecidos debiendo entonces internalizar todos los costos esperados por mantener reserva en la oferta respectiva.

2. Consideraciones Generales

Para la elaboración del modelo de optimización conjunta de energía y reservas, en adelante modelo de co-optimización, se ha tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Simplicidad: El modelo debe, en lo posible, resolver el problema en forma simple, de modo de optimizar los recursos computacionales y profesionales involucrados, considerando que su ejecución se efectuará diariamente⁸⁷.
- Eficiencia: El tratamiento propuesto apunta a la utilización de los recursos ya presentes y en utilización en el Coordinador, a saber, modelos PLP y Plexos. Es decir, su implementación supone efectuar determinadas modificaciones en el manejo de estos modelos.

3. Contexto de aplicación

El contexto de aplicación del modelo de optimización propuesto considera:

- El despacho de la energía se efectúa en un contexto de costos declarados auditados conforme al esquema habitual de programación de la operación.
- Los costos de mantención de reserva corresponden a precios ofertados en modalidad *pay-as-bid* en las subastas correspondientes, no existiendo otro tipo de remuneración por el servicio en caso de resultar programado.

⁸⁷ En una primera instancia se diseñó un algoritmo de trabajo sustentado en la operación coordinada de dos modelos de optimización independientes. El primero se estableció como operando exclusivamente en el ámbito de asignación de las reservas, sin consideración del costo de suministro de energía, mientras que el segundo se desarrolla en el ámbito del despacho de energía, en que las reservas obtenidas del primer modelo actúan en éste como restricciones. Esta dinámica, que en principio supone una asignación *secuencial* de todos los recursos, resuelve el problema de *optimización conjunta* al operarse en un esquema iterativo de realimentación entre ambos, produciendo la convergencia hacia un óptimo co-optimizado. Este tratamiento fue desechado en beneficio de un esquema más simple, como el presentado en este punto.

- La aplicación del modelo propuesto se da en la instancia de la programación diaria, es decir, ya efectuada la modelación de largo plazo con el modelo PLP, el cual debe ser ejecutado incorporando restricciones de reservas operativas totales como se señaló en puntos anteriores.

4. Descripción del modelo

a) Nomenclatura

Modelo C:

Denominamos Modelo C al que resuelve problema de despacho diario de corto plazo (incluyendo *unit commitment*), minimizando los costos de operación y falla⁸⁸. Se considera que este modelo incluye la asignación óptima de centrales que aportan a las reservas operativas que son establecidas por el Coordinador.

Función objetivo modelo C:

Minimizar los costos de operación y falla del parque generador

Variables:

| | | |
|-----------|---|---|
| $G1(i,h)$ | : | potencia generada por unidad i en hora h |
| $R1(i,h)$ | : | potencia aportada como reserva por unidad i en hora h |
| $Rreq(h)$ | : | nivel de reserva a satisfacer en hora h |
| $PMax(i)$ | : | potencia máxima disponible de unidad i |
| $PMin(i)$ | : | mínimo técnico de unidad i |

Restricciones Específicas:

| | | |
|---------------------|--------|-----------|
| $G1(i,h) + R1(i,h)$ | \leq | $PMax(i)$ |
| $G1(i,h)$ | \geq | $PMin(i)$ |
| $\sum R1(i,h)$ | \geq | $Rreq(h)$ |

Función objetivo: Min costo total operación y falla:

⁸⁸ Se trataría del Modelo Plexos, alimentado con resultados del modelo PLP.

$$\text{Min CT0} = \sum \sum \text{CV}(i) \times \text{G0}(i, h)$$

En que:

$$h = 1 \dots N$$

N: Número de horas del horizonte de programación de modelo de corto plazo.

Modelo C+S:

Modelo que resulta de incorporar en la formulación del modelo C un conjunto de condiciones que permiten determinar la solución de mínimo costo de operación y falla, considerando el abastecimiento de las reservas operativas de acuerdo a ofertas diarias realizadas por generadores en procesos de subastas.

Función objetivo modelo C + S:

Minimizar los costos de operación y falla del parque generador + costo de abastecer reservas valorado a las ofertas de la subasta.

b) Interpretación económica

El Modelo C determina el costo total de abastecer los consumos y las reservas operativas correspondientes con una solución de mínimo costo y sin considerar que los generadores que proveen las reservas deben recibir una remuneración explícita asociada. El costo de las reservas, en tanto costo sistema, está implícito en las restricciones de la formulación, correspondiendo así a una modelación habitual.

El Modelo C + S, por su parte, determina el costo total de abastecer los consumos y reservas operativas correspondientes con una solución de mínimo costo, en que los generadores adjudicados que proveen las reservas reciben una remuneración según su valor ofertado.

Debe notarse que:

- Para el caso particular en que todos los generadores habilitados presentan ofertas con precio cero en la subasta, la solución en el modelo C + S será idéntica a la del modelo C.
- La solución de C + S será siempre más cara que la solución de C.

- A partir de lo anterior, no es posible deducir que la solución de C + S sea de mayor costo que una solución en que los generadores adjudicados por el modelo C sean remunerados con un esquema de precios regulados (lucro cesante).

c) Paso desde el modelo C al modelo C + S

Modificación de la Función Objetivo:

Debe adicionarse en la función objetivo una función lineal de la forma:

$$\sum \sum PO(i,h) \times R(i,h)$$

en que

i : generador que presentó oferta válida

h : 1..24

PO(i,h) : precio ofertado por generador i en hora h

R(i,h) : reserva aportada por el generador i en hora h.

Modificación de las Restricciones:

Para todos los generadores j que no presentaron ofertas de reserva en la hora h, debe imponerse que:

$$R(j,h) = 0$$

Dependiendo del diseño de las subastas, podría ofertarse no sólo el precio de mantención de la reserva sino que también un monto máximo en MW mantener como reserva. En ese caso, para todos los generadores i que presentaron ofertas de reserva en la hora h, debe imponerse restricciones expresadas en la oferta, vía modificación de restricciones impuestas en el Modelo C, o incorporación de restricciones adicionales, del tipo:

$$R(i,h) \leq \text{Restricción(es) impuestas en su oferta por generador i en hora h.}$$

d) Solución obtenida

La solución del modelo C + S determina un set de valores $R^*(i,h) \geq 0$, los cuales permiten definir a los generadores que resultan adjudicados en la subasta y el correspondiente monto.

11 INSTRUCCIONES DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL PARA EL NUEVO RÉGIMEN DE SSCC

11.1 Introducción

El objetivo de esta actividad es establecer los criterios para la operación en tiempo real con reservas bajo el nuevo régimen de SSCC, en particular para reservas provistas por instalaciones con fuentes de energía gestionables. En ese sentido, se establecen criterios para la toma de decisiones en tiempo real por parte del operador del sistema en relación a la asignación de reservas entre las unidades bajo AGC y su distribución entre las distintas áreas del sistema en función de las cantidades adjudicadas en la subasta y los requerimientos del sistema potencia.

11.2 Análisis de la Normativa Vigente

11.2.1 NTSyCS

El Artículo 6-43 de la NTSyCS actual establece que el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas que debe realizar el Coordinador debe

- Definir de los requerimientos de las reservas para el CPF y el CSF, necesarias para cumplir con los estándares de SyCS de la NTSyCS.
- Asignar las reservas entre las diferentes unidades generadoras participantes del CPF y del CSF.

Si las reservas para CSF son asignadas a través de un proceso de subasta, la asignación de reservas entre unidades generadoras no debería definirse en el mencionado estudio, y consecuentemente en el Informe SSCC, sino que el Coordinador debería establecer las condiciones técnicas de contorno aplicables a la subasta, por ejemplo, definiendo los requerimientos de reserva por área del sistema.

11.2.1.1 ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS 2017

El Estudio de Control de Frecuencia⁸⁹ elaborado por el Coordinador en 2017 determina las reservas para CSF a partir del error estadístico de previsión de demanda – ERNC (curva pato) para el período de un año operación real, según lo establecido por la NT en el artículo 6-50.

⁸⁹ ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS, Informe Final Etapas 1 y 2, GERENCIA DE OPERACIÓN, noviembre 2017.

Asignación de reservas por área

Respecto la distribución de la reserva para CSF, no obstante las transferencias previstas en el sistema de transmisión Norte de 500 kV no se ven restringidas y con objeto de considerar la extensión y distribución del parque generador, el estudio recomienda considerar un 30/70% Norte/Sur referido a la S/E Nogales.

Asignación de las Reservas para el CSF en el estudio

En el estudio, la parte de la reserva secundaria que se activa de forma manual se utiliza para restituir la reserva para el AGC, por lo que en la operación real lo que se verifica es que la suma de la reserva en el AGC más la reserva manual cumpla con la reserva mínima requerida para CSF.

El estudio establece que las unidades que participen en el CSF durante la operación real para el SEN, ya sea como parte del AGC o mediante control manual, serán definidas por la programación de la operación, considerando las restricciones y condiciones operativas reales.

Cuando el proceso de subastas se encuentre implementado, el estudio debería mencionar adicionalmente que las unidades que participen en el CSF y el CTF durante la operación real serán definidas de acuerdo al resultado de la subasta de reservas. Luego, se propone incorporar en el capítulo “Cuantificación Disponibilidad De Recursos...” (tratado en la Sección 6 del presente informe) un artículo que establezca que en el Estudio de Control de Frecuencia el Coordinador debe definir no sólo la cuantía de las reservas para Control de Frecuencia sino también su distribución entre las áreas del sistema y la proporción de reservas bajo control automático y control manual. Estos valores de referencia establecerán las condiciones de contorno para la subasta de reservas. Como esto es aplicable a todos los SSCC materializados a través de subastas o licitaciones, se propone incluir un artículo como el siguiente:

El Informe SSCC elaborado por el Coordinador deberá establecer:

- *La asignación de los recursos disponibles entre los Coordinados y la identificación específica de los equipos del sistema a emplear para la prestación de los SSCC cuya prestación el Coordinador instruya materializar en forma directa.*
- *La asignación de los recursos disponibles a las áreas del sistema para materializar la prestación de los SSCC cuya prestación el Coordinador instruya materializar a través de licitaciones o subastas.*

Proporción CSF Automático vs Manual

Para definir la proporción recomendada para el CSF Automático y Manual, el estudio considera como aproximación una proporción de los errores que se cometen en la previsión de la demanda. Se consideran las siguientes dos componentes del error de previsión:

- El error de previsión de la demanda de la programación del día anterior
- Las desviaciones de carácter diario de la demanda

A partir de los tipos de errores, el estudio infiere que el primero determina una estimación de los requerimientos respecto los montos totales de reserva, mientras que el segundo entregaría una estimación de los requerimientos para la reserva que va realizando el seguimiento del comportamiento de la demanda a lo largo del día, que correspondería al AGC.

11.2.1.2 Propuesta Articulado

Cuando el proceso de subastas se encuentre implementado, el estudio debería mencionar adicionalmente que las unidades que participen en el CSF y el CTF durante la operación real serán definidas de acuerdo al resultado de la subasta de reservas. Luego, se propone incorporar en el capítulo “Cuantificación Disponibilidad De Recursos...” (tratado en la Sección 6 del presente informe) un artículo que establezca que en el Estudio de Control de Frecuencia el Coordinador debe definir no sólo la cuantía de las reservas para Control de Frecuencia sino también su distribución entre las áreas del sistema y la proporción de reservas bajo control automático y control manual. Estos valores de referencia establecerán las condiciones de contorno para la subasta de reservas.

La definición de zonas debe procurar no “eliminar” las condiciones de competencia. En caso que por seguridad sea necesario establecer una zona sin competencia, se entenderá que el Coordinador instruirá dicho servicio.

11.2.2 NTSSCC DS 130 2011

El Capítulo 4 de la NTSSCC a la que se refiere el DS 130 de 2011 establece los mecanismos técnicos a los cuales se sujetarán las instrucciones de operación de los SSCC, que deberá emitir el Coordinador, para activar y/o desactivar la operación de dichos servicios. Este Capítulo prácticamente transcribe el Procedimiento DO “Instrucciones de Operación SSCC” del CDEC-SIC, Res. Ex. 664, del 15 Dic. 2014.

Establece los procedimientos de comunicación para instruir la operación y programación de SSCC de activación manual, sea esto en la programación de la operación, como en la operación en tiempo real,

el manejo de la información, las responsabilidades entre los agentes y los criterios que el Coordinador utilizará para registrar las instrucciones de operación para efectos de remunerar dichos SSCC.

Dentro de las generalidades, establece que las instrucciones de operación de los SSCC relacionadas con el CPF, CSF, Control de Tensión y PRS deberán instruirse conforme al Informe DPSSCC o al Estudio de operatividad correspondiente elaborado conforme al Capítulo 6 de la NTSyCS. Luego, se propone incluir dentro del Título “Objetivo y Alcance” un artículo que establezca que las instrucciones de operación de los SSCC no mencionados deben definirse en el Informe SSCC, de manera similar al Artículo 3 del Procedimiento DO “Instrucciones de Operación” del CDEC-SIC.

Se propone traspasar los requerimientos de dicho Capítulo a la Propuesta de NTSSCC ya que los mismos atienden los objetivos de esta actividad.

Asignación de reservas

El Artículo 95 establece que para cada período de la programación el Coordinador debe informar a los Coordinados los montos asignados de reservas de potencia activa para las unidades generadoras o equipos de compensación de energía activa participantes del CPF y/o del CSF, en conjunto con la RG de cada una de ellas producto de la asignación del control primario y secundario de frecuencia. Los montos totales de reservas de potencia activa requeridos, se determinarán de acuerdo a lo establecido en el Informe DPSSCC.

Por otro lado, el Artículo 110 establece que una IODSSCC emitida por el Coordinador para activar la operación del CPF y CSF en unidades generadoras o en equipos de compensación de energía activa, deberá registrar la asignación de las reservas entre las unidades generadoras o equipos participantes del CPF y del CSF.

Los Artículos 95 y 110 antes mencionados no establecen el criterio para la asignación de reservas entre las unidades bajo AGC y su distribución entre las distintas áreas del sistema. El Consultor propone mencionar explícitamente que la distribución de reservas entre las unidades generadoras y/o equipos de compensación de energía activa para el CSF y el CTF se realizará de acuerdo al resultado de la respectiva subasta.

11.3 Obligatoriedad y Despacho en Tiempo Real

Una materia necesaria de abordar se relaciona con el concepto de obligatoriedad en la prestación de SSCC en el sentido de lo expuesto en capítulo 2.3 de este informe, referido aquí específicamente a la prestación de los servicios en tiempo real. En efecto, y conforme lo analizado en el capítulo señalado, el Consultor entiende lo siguiente:

1. El Coordinador dispone de facultades para despachar las unidades generadoras necesarias que resulten económicas para satisfacer la demanda, preservando la seguridad de servicio en el sistema eléctrico⁹⁰. Las unidades generadoras que resulten despachadas están obligadas a cumplir las instrucciones del Coordinador.⁹¹
2. Específicamente, de acuerdo con lo expresado en 1, el Coordinador dispone de facultades para instruir la prestación obligatoria de un determinado servicio complementario -la mantención de un determinado monto de reserva en una unidad determinada, por ejemplo- si lo anterior fuera necesario para hacer frente a contingencias en la operación en tiempo real. Del mismo modo, de ser necesario, durante el despacho en tiempo real, podrá ejercitar la misma instrucción.
3. El Coordinador está facultado para ejecutar tal instrucción, independiente del hecho de que la unidad estuviere programada a dichos efectos en la programación diaria, debiendo primar los principios de coordinación, en particular, el precepto que lo obliga preservar la seguridad de servicio.
4. El ejercicio de esta facultad, es independiente de la razón por la cual la unidad no fue programada.
5. El ejercicio de esta facultad corresponde al actuar básico y habitual del Coordinador, y no debería entenderse como de carácter excepcional desde un punto de vista jurídico.

Bajo este entendido, se desprende que si el Coordinador tiene facultades para despachar en tiempo real unidades no programadas, tiene, por la misma razón, facultades para programar unidades que, por cualquier motivo, no hubieran participado de las subastas correspondientes. Alternativamente -y en consistencia con el tratamiento propuesto como restricción a la participación de energías gestionables en el punto 7.1- el Coordinador puede inhibirse de programar y/o despachar energías cuyas ofertas prosperaron en la subasta correspondiente, si con esa decisión preserva de mejor forma la seguridad de servicio y la operación económica del sistema eléctrico.

Como de todas formas debe efectuarse una correcta remuneración a las unidades que, por ejemplo, aportaron reservas aun cuando no participaron de una subasta a estos efectos, necesariamente debe remunerárseles el lucro cesante determinado por el Coordinador.

Ante esta situación se verificaría que si en las subastas se admite ofertar un precio por lucro cesante, existirían dos tipos de pago por este concepto, el remunerado a unidades que participaron en subastas, y el que determine el Coordinador para los que no participaron, lo que puede resultar discriminatorio.

⁹⁰ Artículo 71-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

⁹¹ Artículo 71-2 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Si la situación se contrasta con las disposiciones legales, podría invocarse que en un *mercado intradiario*, calificación que podría otorgarse al ambiente de operación en tiempo real, no se dan condiciones de competencia -nunca se dan- por lo que el Coordinador queda facultado para instruir en forma directa toda prestación que verifique necesidad, y remunerándolas conforme al estudio de costos que la norma legal prevé a estos efectos. Esta situación no podría calificarse de excepcional en un sentido restrictivo, toda vez que sería una situación a observar y/o a practicar diariamente.

Siendo así, toda unidad -que hubiere aprobado el procedimiento de verificación- está sujeta a tener que dar reserva por instrucción directa, independientemente de su participación en subastas, lo que podría inhibir su participación en estos procesos si en ellos debe ofertar un lucro cesante incierto.

Los conceptos anteriores son, como se indicó, extensibles al caso de la programación diaria, pues basado en la misma facultad, el Coordinador podría programar una unidad para dar reserva, independientemente de su participación en la subasta respectiva, si con lo anterior cumple de mejor forma -más segura y económica- los objetivos de operación. Nótese que la ley no distingue -no podría- las responsabilidades y facultades del Coordinador en la instancia de programación y en la instancia de operación en tiempo real.

Por último, otro concepto que es consistente con los señalados, si bien se presenta como una variante, es estudiar la conveniencia de imponer la obligación de todos los agentes a participar en las subastas. Tal obligación es consistente también con lo indicado en el primer inciso del Artículo 72°-7, que señala que “Los coordinados deberán poner a disposición del Coordinador los recursos técnicos y/o infraestructura que dispongan para la prestación de los servicios complementarios, que permitan realizar la coordinación de la operación...”.

Con todo, debe analizarse jurídicamente estos conceptos pues los mismos pueden dar lugar a adecuaciones reglamentarias.

12 EVALUAR LA OPERACIÓN DEL AGC CONSIDERANDO LA SUBASTA DE RESERVAS

12.1 Introducción

El objetivo de esta actividad es evaluar los requerimientos para la operación satisfactoria del AGC considerando la subasta de reservas para regulación secundaria. En particular, se analiza si existen restricciones técnicas u operativas que una ventana mínima de tiempo entre la adjudicación de la subasta de reservas y el comienzo de la prestación del servicio complementario de control secundario de frecuencia.

12.2 Análisis

El AGC es un control automático centralizado que opera sobre las consignas de potencia de unidades generadoras o equipos de compensación de potencia activa con el objetivo de corregir los desvíos de frecuencia (y posiblemente potencia por las interconexiones entre áreas) respecto a los valores programados.

- a. Ajustes de los reguladores: En general, los ajustes de los controles de potencia/velocidad de las instalaciones controladas por un AGC no dependen de que las instalaciones efectivamente participen o no de dicho control. Por lo tanto, no sería necesario modificar ajustes en las instalaciones que participen del AGC una vez conocidos los resultados de la subasta de reservas. Como establece la propuesta de NTSSCC, el Coordinador debe emitir una instrucción de operación programada de SSCC indicando para cada unidad generadora o equipo de compensación de energía activa el tipo de control de frecuencia que realiza (CPF y/o CSF) y los montos asignados de reservas de potencia activa.
- b. Ajustes del propio AGC: el ajuste del control (proporcional-integral) del AGC no depende del resultado de la subasta de reservas. Sin embargo, el operador del sistema debe configurar al menos los siguientes parámetros de acuerdo al resultado de la subasta:
 - Participación del AGC (activación o desactivación de la señal de comando de las instalaciones que han sido verificadas para prestar el servicio de CSF)
 - Factor de participación de cada señal de salida: las salidas del AGC en general son afectadas por ganancias que tienen el objetivo de distribuir el esfuerzo de control, siendo esperable que a las unidades con mayor reserva se les asignen ganancias mayores.

Las modificaciones arriba listadas se realizan por software desde el centro de despacho y se estima que podrían demorar desde algunos minutos a una hora en total.

- c. Verificación de la disponibilidad: antes de implementar los cambios en el AGC, el Coordinador debería verificar el estado de las señales de salida del AGC y el estado de las instalaciones controladas. Adicionalmente, se debe verificar el correcto funcionamiento de los equipos de supervisión y sistemas de comunicaciones de manera de garantizar calidad en el servicio de información para monitoreo y control del AGC.

En función de las consideraciones presentadas, se considera necesario que exista una ventana de tiempo mínima de una hora controladas antes del comienzo de la prestación del servicio complementario de control secundario de frecuencia para implementar las modificaciones necesarias en los parámetros del AGC y verificar el estado de las señales de salida e instalaciones.

13 CONSISTENCIA DE LA PROPUESTA DE NT SSCC CON LA NORMATIVA VIGENTE

La propuesta de contenidos normativos elaboradas en el presente informe para la NT SSCC, presenta, a juicio del Consultor, una adecuada consistencia con la normativa vigente, toda vez que su diseño ha adoptado como premisa el adaptarse y/o seguir los lineamientos establecidos en la normativa señalada. Ayuda a lo anterior el que la norma técnica, por su carácter eminentemente técnico-operativo, difícilmente se toca con preceptos instruidos en normativa de mayor jerarquía, ésta última orientada a establecer conceptos regulatorios más sustantivos y esenciales.

En relación a la NTSyCS, la misma se ha adoptado como referencia conceptual no vinculante para el presente diseño, respecto de la cual se han adoptado en algunos casos sus disposiciones y en otros, se efectuado la correspondiente propuesta de modificación.

El único aspecto que, en principio, podría entrar en contravención con la normativa reglamentaria, en particular con algunas disposiciones del DS N°113, corresponde a la propuesta del Consultor en términos de no incluir en las subastas por reservas, ofertas de precio que incluyan los costos esperados por lucro cesante de los oferentes. Esta propuesta, que conforme a lo desarrollado en el capítulo 10 y en el punto 11.3 del presente informe, resulta altamente recomendable, podría contravenir lo señalado en el Artículo 61° del DS N°113, el que señala:

Artículo 61°:

La remuneración de Servicios Complementarios materializados mediante procesos de licitaciones o subastas, corresponderá al valor ofertado por cada uno de los Coordinados o aquellos que no teniendo dicha calidad cumplan con los requisitos y exigencias definidas por el Coordinador, y que resulten efectivamente adjudicados en el respectivo proceso.

Esta disposición reglamentaria es bastante más específica que el precepto legal que le da origen, y que señala:

Artículo 72°-7, inciso 6:

Los servicios que deban ser prestados o instalados directamente serán valorizados mediante un estudio de costos eficientes. Los resultados de dicho estudio podrán ser sometidos al dictamen del Panel dentro de los diez días siguientes a su comunicación por parte del Coordinador. Por su parte, la valorización de los servicios complementarios licitados o subastados corresponderá al valor adjudicado en la respectiva licitación o subasta.

En efecto, mientras el reglamento señala que los servicios subastados serán *remunerados* al valor ofertado por *cada uno* de los Coordinados, la ley señala que los servicios subastados serán *valorizados* al valor adjudicado en la respectiva subasta.

En opinión del Consultor, no existiría contravención legal si, en los servicios de reserva, por ejemplo, se estableciera reglamentariamente que la componente de lucro cesante, que sólo depende de un valor regulado único como el costo marginal, propio del sistema, y del costo variable de despacho, también derivado de un proceso reglado, se distinga de las componentes de costos directos propias de las características del servicio prestado de servicio -desgaste, pérdida de rendimiento, etc- éstas efectivamente valorizadas al precio ofertado en la subasta.

Debe notarse que respecto a los SSCC, la ley no hace mención a un costo de oportunidad o lucro cesante como costo de un servicio, y por otra, sí establece el derecho a vender la energía a CMg, derecho éste último que origina el derecho correlativo a percibir el lucro cesante ante una prestación de SSCC, o por cualquier otra instrucción de coordinación que obligue a operar limitado existiendo capacidad de transmisión y a un costo inferior al CMg.

Asimismo, y respecto a la obligatoriedad de las prestaciones, el Consultor es de la opinión que la norma técnica, e idealmente el reglamento, establezcan expresamente la obligación de la prestación según se analiza en los puntos 2.3 y 11.3 de este informe, y que deberían apuntar a:

1. Explicitar las facultades del Coordinador en cuanto a:

- Programar la operación considerando los valores subastados, así como otros costos de operación y valores de oportunidad del agua embalsada, de modo de cumplir los estándares de seguridad al menor costo.
- Instruir la operación directa de unidades en tiempo real, independientemente de los resultados de las subastas.

2. Establecer que en los servicios que conlleven a operaciones restringidas de las unidades, el costo por lucro cesante que corresponda será el que determine el Coordinador para todas las unidades que participaron de la prestación. En las subastas sólo se ofertará por los costos distintos al lucro cesante asociados a la prestación.

Se revisaron los requerimientos del Artículo 3-16 de la NTSyCS y se encontró lo siguiente:

- Los requerimientos relacionados a las centrales convencionales son típicos excepto el tiempo de establecimiento de unidades hidroeléctricas. La NTSyCS exige que tiempo máximo de establecimiento sea de 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas operando conectadas al SI. Sin embargo, en Argentina y en Perú se exige un tiempo de establecimiento

máximo de 60 s para las unidades hidroeléctricas. Por lo tanto, se recomienda reducir el tiempo máximo de establecimiento para unidades generadoras hidroeléctricas operando conectadas al SI de 120 a 60 segundos.

- Por otro lado, se recomienda exigir a las unidades de generación renovable variable que cuenten con un control de inercia sintética, que permita modificar la potencia activa de salida de la unidad proporcionalmente (y con signo opuesto) a la tasa de cambio de la frecuencia. Éste es un control que en general se encuentra incluido por defecto en las unidades de generación eólica modernas y que también puede implementarse en los inversores de las unidades de generación solar fotovoltaica, por lo que su inclusión esencialmente no modificaría el costo de capital de la central. El Coordinador luego tendría la posibilidad de requerir la habilitación de dichos controles en función del resultado de los estudios de control de frecuencia en condiciones de contingencia.

14 CONCLUSIONES

Se analizó la normativa vigente relacionada a la verificación, desempeño y disponibilidad de la prestación de SSCC y a la determinación de recursos técnicos de SSCC. Se identificaron los requerimientos de documentos existentes que se propone traspasar a la nueva NTSSCC y la necesidad de incorporar requerimientos adicionales.

Se presentan a continuación los principales resultados y contribuciones del análisis realizado:

- Se propone traspasar los Capítulos 1, 2 y 6 de la NTSSCC a la que se refiere el DS 130 de 2011 a la Propuesta de NTSSCC. Estos Capítulos reproducen prácticamente de manera textual los Procedimientos DO “Cuantificación, Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la Prestación de SSCC” y “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de SSCC” del CDEC-SIC, respectivamente. Luego, se propone complementarlos con algunos requerimientos adicionales extraídos del Procedimientos DO del CDEC-SING.
- En general, tanto la NTSyCS como la NTSSCC a la que se refiere el DS 130 se focalizan en los servicios complementarios de control de frecuencia, control de tensión, EDAC y PRS, que están dentro de los mínimos establecidos en el Artículo 15 del Reglamento SSCC. Luego, el articulado de una Propuesta de NTSSCC apuntaría a establecer requisitos mínimos aplicables a cualquier servicio complementario, incluidos los definidos en la NTSyCS y los nuevos que el Coordinador pudiera definir y proponer en el Informe SSCC.

- El proceso de habilitación de instalaciones para la prestación de SSCC se encuentra debidamente definido en el Anexo Técnico de Habilitación de Instalaciones de la NTSyCS. Luego, se propone actualizar el contenido de dicho anexo y traspasar sus requerimientos a la Propuesta de NTSSCC⁹². Se propone actualizar los requerimientos generales de dicho anexo para que sean aplicables a cualquier servicio complementario que el Coordinador identifique.
- La NTSyCS establece que todos los generadores convencionales deben participar del Control de Tensión por lo que directamente deben certificar mediante ensayos en campo su capacidad para prestar dicho servicio. En contrapartida, los generadores eólicos y solares no participan por defecto del Control de Tensión y no se define para ellos ensayos de habilitación. Luego, el Consultor propone incorporar requerimientos básicos para verificar las instalaciones de generadores eólicos y solares para la participación en el Control de Tensión en los que mínimamente verifiquen las exigencias de la NTSyCS. Debe discutirse con la CNE si deberían incluirse nuevas exigencias de control de tensión de los generadores renovables dentro de los requerimientos de diseño de la propia NTSyCS para dar tratamientos similares a los generadores convencionales y renovables en el Control de Tensión, en línea con las prácticas internacionales como, por ejemplo, las mencionadas en Argentina, Brasil y Europa.
- El Capítulo 2 del Reglamento SSCC establece que al identificar un servicio complementario el Coordinador debe señalar su calendarización, los mecanismos a través del cual se materializará su prestación y la cantidad de recursos técnicos necesarios. El Consultor propone que el Coordinador deba adicionalmente especificar lo siguiente para los servicios que no se encuentren en el Informe de Definición de SSCC:
 - Las pruebas mínimas requeridas para habilitación de instalaciones que presten el servicio complementario propuesto;
 - Factores de desempeño que permitan evaluar separadamente:
 - El desempeño del servicio complementario desde el punto de vista sistémico;
 - El desempeño particular de cada uno de los Coordinados en la prestación del servicio complementario.
 - Instrucciones de operación

⁹² Como se muestra en la propuesta de articulado en Anexo 1.

- El CRF actúa más rápido que el CPF y su efecto se complementa con el del EDAC para contener la frecuencia luego de grandes desbalances de carga-generación, tanto en términos de tasa de cambio como de mínimo valor absoluto. Luego, se propone incorporar el dimensionamiento del CRF en el Estudio de EDAC, en el que el Coordinador deberá evaluar el desempeño del EDAC para distintos niveles de CRF y determinar el monto de CRF requerido utilizando un criterio técnico-económico. Para ello, es preciso traspasar el AT de Verificación de la Activación Óptima de EDAC, EDAG y ERAG a la propuesta de NTSSCC y requerir que se incorpore el monto de reserva para CRF dentro del análisis de sensibilidad de la optimización técnico-económica del EDAC. La propuesta de articulado se presenta en el Anexo “Propuesta modificación AT Propuesta verificación AT VERIFICACIÓN-DE-LA-ACTIVACIÓN-ÓPTIMA-DE-LOS-EDAC-EDAG-Y-ERAG” de este informe.
- En relación a la información solicitada a los Coordinados para evaluar los requerimientos de SSCC se propone referirse al Anexo Técnico “Información Técnica De Instalaciones y Equipamiento” de la NTSyCS, y no crear un nuevo formato como lo establece la NTSSCC a la que se refiere el DS N°130, para hacer más eficiente el manejo de la información. De ser necesario, se podría modificar el mencionado anexo incorporando requerimientos adicionales de información.
- El Consultor considera que los requisitos de la Propuesta de NT SSCC relacionados al Control de Frecuencia, Control de Tensión y Plan de Recuperación de Servicio son compatibles con los de la gestión de la seguridad y calidad de servicio a los que se refiere el Capítulo 7 de la NTSyCS.
- Con el objetivo de que lo referente a la determinación de la cuantía del SSCC se incorpore en la propuesta normativa, se propone traspasar los Títulos 6-7, 6-8 y 6-9 de la NTSyCS a la propuesta de NT SSCC.
- Se propone mantener el Estudio de PRS dentro de la NTSyCS e incorporar los siguientes requerimientos:
 - Identificar las zonas y áreas del sistema en las que se cuente con una cantidad redundante de recursos para iniciar el PRS y establecer en cuáles de ellas existen condiciones de mercado son competitivas y en cuáles se deber instruir la prestación y/o instalación en forma directa y obligatoria. Los cambios propuestos se incorporaron en el documento “PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL CAPÍTULO 6-11 DE LA NTSyCS” anexo al presente informe.

- Introducir la posibilidad de que los equipos de compensación de potencia activa participen del PRS. Para ello, se propone actualizar la definición de Partida Autónoma, de la NTSyCS que actualmente aplica sólo a unidades generadoras.
- Se propone implementar un método probabilístico de dimensionamiento de las reservas secundarias que defina las reservas para compensar los errores de previsión y la variabilidad intrahoraria de la demanda y la generación renovable variable. Se propone que el Coordinador defina el nivel de confianza de modo de garantizar el cumplimiento de los estándares de SyCS de la NTSyCS y establecer en la propuesta de NT SSCC que el nivel de confianza deba ser superior al 95%, siendo éste un valor similar al utilizado en los últimos Estudios de Control de Frecuencia del Coordinador y los CDEC.
- En relación a la asignación de recursos para la prestación de SSCC, se propone diferenciar los SSCC cuya la instrucción es directa de aquellos instruidos a través de licitaciones o subastas. En el primer caso, el Coordinador debe definir en el Informe SSCC la asignación de recursos entre las instalaciones habilitadas, mientras que en el segundo el Informe DPSCC debería definir las condiciones de contorno para el proceso de subasta. Por ejemplo, para el CSF el Informe SSCC debería definir, además de la cuantía de las reservas para CSF, su distribución entre las áreas del sistema y la proporción de reservas bajo control automático y control manual.
- En función de las consideraciones presentadas, se considera necesario que exista una ventana de tiempo mínima de una hora antes del comienzo de la prestación del servicio complementario de control secundario de frecuencia para implementar las modificaciones necesarias en los parámetros del AGC y verificar el estado de las señales de salida e instalaciones.
- Se han analizado un conjunto de conceptos que podrían requerir modificaciones reglamentarias, en particular, la idea de que en las subastas de reserva sólo se oferte por los costos distintos al lucro cesante derivado de la prestación, éste último a determinar por el Coordinador.

Conforme al resultado del análisis realizado, se propone un conjunto de disposiciones específicas a incorporar en la nueva NT de SSCC en materia de Verificación de Instalaciones para la Prestación de SSCC, Verificación de Desempeño y Disponibilidad de SSCC, y Determinación de la Cuantía de los SSCC, las que recogen las observaciones efectuadas por la Comisión a la versión acompañada en el Informe de Avance N°2, y que incorporan disposiciones en materia de Instrucciones de Operación de SSCC. Éstas están contenidas en el Anexo 1. En Anexo 2, se incluye propuesta de modificación del Capítulo 6-11 de la NTSyCS: Estudio para Plan de Recuperación de Servicio. En Anexo 3 se encuentra un conjunto de disposiciones, a nivel conceptual, a incluir en la norma en materia de Criterios para la Programación e Incompatibilidades de la Prestación de SSCC. Finalmente, en Anexo 4 se incluye un ejercicio de

simulación desarrollado con objeto de estudiar la posibilidad de que el Coordinador imponga restricciones a la participación en la provisión de servicios de reserva en giro, para las centrales de generación de energía gestionable, atendido el impacto que podrían tener esas energías en variables económicas en la operación del sistema.