

Normas Generales

PODER EJECUTIVO

Ministerio de Economía,
Fomento y Reconstrucción

SUBSECRETARIA DE ECONOMIA,
FOMENTO Y RECONSTRUCCION

APRUEBA REGLAMENTO DE TRANSFERENCIAS DE
POTENCIA ENTRE EMPRESAS GENERADORAS ES-
TABLECIDAS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS
ELECTRICOS

Núm. 62.- Santiago, 1 de febrero de 2006.- Vistos:

- 1) Lo dispuesto en el Decreto con Fuerza de Ley Nº 1 de 1982, del Ministerio de Minería, que establece la Ley General de Servicios Eléctricos, y las modificaciones introducidas por las Leyes Nº 19.940 de 2004 y Nº 20.018 de 2005;
- 2) Lo dispuesto en el Decreto Supremo Nº 327, de 12 de diciembre de 1997, del Ministerio de Minería, que establece el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, y
- 3) En ejercicio de las facultades que me confiere el artículo 32 número 6 de la Constitución Política de la República,

Considerando:

1) Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 81 del D.F.L. Nº 1 de Minería, de 1982, que establece la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, la "Ley"), la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberán coordinarse para preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y para garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, en conformidad a la Ley;

2) Que el artículo 150 de la Ley contiene diversas definiciones aplicables a las transferencias de potencia entre empresas generadoras que operan en sincronismo en un sistema eléctrico, las que conviene desarrollar para efectos de su adecuación a los cambios introducidos por las leyes Nº 19.940, de 2004, y Nº 20.018, de 2005;

3) Que, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley, los reglamentos que se dicten para su aplicación indicarán los pliegos de normas técnicas que se deben dictar, para lo cual es conveniente desarrollar los procedimientos y materias que sean necesarios para ejecutar las disposiciones legales aplicables a las transferencias de potencia entre empresas generadoras que den lugar a la dictación de las normas referidas, y

4) Que, los cambios introducidos por las referidas Leyes Nº 19.940 y Nº 20.018 y las disposiciones del presente reglamento requieren introducir ciertas adecuaciones en las normas pertinentes del Decreto Supremo Nº 327, de Minería, de 1997, para su correcta comprensión y coherencia.

Decreto:

Artículo primero.- Apruébase el siguiente reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley:

TITULO I DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1º: Las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el Artículo 81 de la Ley, se determinarán a partir de la capacidad de generación compatible con la suficiencia (en adelante, "Potencia de Suficiencia") y los compromisos de demanda de punta existentes (en adelante, "Demanda de Punta"), que se asignen a cada generador.

Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o por subsistemas conforme a los subsistemas que se identi-

caren en los correspondientes informes técnicos de precio de nudo según se establece en el Artículo 99 de la Ley, a partir de la Potencia de Suficiencia y Demanda de Punta de cada generador.

Artículo 2º: Las empresas que posean medios de generación operados en sincronismo tendrán derecho a vender los excedentes de potencia, que resulten de los balances señalados en el artículo precedente, al precio de nudo de la potencia.

Los procedimientos para la determinación de los precios que corresponda, cuando los medios de generación se conecten directamente a instalaciones del Sistema de Transmisión o Distribución, deberán sujetarse a las disposiciones de la reglamentación vigente y a lo que se establezca en el decreto tarifario a que se refiere el Artículo 103º de la Ley.

Las inyecciones y retiros de potencia mediante los cuales se determinen las transferencias de potencia, serán valorizados utilizando el precio de nudo de la potencia, de acuerdo a lo establecido en el TITULO V del presente reglamento.

Artículo 3º: Cada propietario de medios de generación operados en sincronismo podrá participar de las transferencias de potencia a que se refiere el presente reglamento mediante unidades generadoras propias o contratadas.

De este modo, cada propietario de medios de generación operados en sincronismo deberá estar en condiciones de satisfacer, en cada año, sus compromisos para la Demanda de Punta, considerando la Potencia de Suficiencia propia y la adquirida a otras empresas que posean medios de generación. Para cada generador, la Dirección de Operación (en adelante, "DO") de cada Centro de Despacho Económico de Carga (en adelante, "CDEC"), verificará el cumplimiento de lo anterior, realizando un balance de inyecciones y retiros de potencia.

Artículo 4º: El balance de inyecciones y retiros de potencia constará de un cálculo preliminar, el cual se efectuará dentro del mes que precede al del inicio del año de cálculo, considerando las demandas previstas para cada propietario de medios de generación operados en sincronismo. La DO comunicará, a más tardar el último día del mes que precede al del inicio del año de cálculo, los correspondientes pagos que deban efectuarse entre empresas propietarias de medios de generación operados en sincronismo durante el año siguiente. Estos pagos se efectuarán en doce mensualidades, durante el año al cual correspondan.

Una vez transcurrido el año de cálculo, la DO deberá realizar el cálculo definitivo de las transferencias de potencia, a más tardar el último día del mes siguiente al año indicado. La DO deberá actualizar del cálculo preliminar toda la información y supuestos que no se ajusten a lo observado en el año de cálculo, conforme se establece en el Artículo 15 del presente reglamento.

Las diferencias que surjan entre los pagos determinados por el cálculo definitivo y los pagos realizados según el cálculo preliminar del año respectivo, darán origen a una reliquidación. Estas diferencias serán pagadas en una sola cuota, incluyendo los intereses, que se facturará a más tardar de 20 días corridos después que la DO realice el cálculo definitivo, y que se pagará a más tardar 10 días corridos después de emitidas las correspondientes facturas.

Artículo 5º: Las reliquidaciones a que se refiere el artículo anterior deberán ser pagadas aplicando la tasa de interés corriente para operaciones no reajustables de menos o más de 90 días, según sea la fecha de devengo en relación con la del pago de las deudas.

El interés se entenderá devengado a partir del término que expiraba el día 22 de cada mes siguiente a aquel en que se efectuaron las transferencias de potencia.

En el caso de atraso o mora en los pagos correspondientes tanto al cálculo preliminar como definitivo, se utilizará el interés corriente para operaciones no reajustables a menos o más de 90 días, según corresponda, incrementado en un 50%.

Artículo 6º: Los cálculos y pagos definitivos que determine la DO deberán ser realizados en los plazos que se señalan en el presente reglamento, sin perjuicio de las instancias de reclamación pertinentes, las que en ningún caso podrán interrumpir la cadena de pagos entre las empresas que participan de las transferencias de potencia.

Artículo 7º: De acuerdo a las disposiciones establecidas en el presente reglamento, a cada unidad generadora se le asignará una Potencia de Suficiencia definitiva, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación que se utilice y la indisponibilidad forzada de la unidad generadora e instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, caracterizadas por la Potencia Inicial y Potencia de Suficiencia preliminar, respectivamente. Para el caso de centrales hidroeléctricas, la incerti-

dumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación será considerada de acuerdo a las disposiciones establecidas en el Artículo 38 y siguientes del presente reglamento.

Por otra parte, a cada propietario de medios de generación operados en sincronismo, y para cada cliente del mismo, se le asignará un Retiro de Potencia.

Del balance que resulte entre la Potencia de Suficiencia definitiva y los Retiros de Potencia de cada generador, la DO determinará las transferencias de potencia entre las empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo.

Artículo 8º: Aquellas empresas que posean medios de generación operados en sincronismo y que no estén sujetos a la coordinación del CDEC respectivo, podrán solicitar a la DO ser incluidos en las transferencias de potencia, en cuyo caso deberán aportar todos los antecedentes e información que les solicite el CDEC a efectos que la DO lleve a cabo los cálculos y balances de inyecciones y retiros pertinentes.

Una vez entregada la solicitud y antecedentes pertinentes, la DO deberá incorporar en las transferencias de potencia, a los medios de generación que soliciten lo indicado en el inciso precedente. Dichos medios de generación serán considerados como puntos de inyección de potencia conforme a las disposiciones del presente reglamento.

Los mecanismos y procedimientos de acreditación que corresponda aplicar a los medios de generación a que se refiere el presente artículo, serán definidos conforme las disposiciones que se establezcan en la norma técnica que dicte el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (en adelante, el "Ministerio"), previo informe de la Comisión Nacional de Energía (en adelante, la "Comisión").

Artículo 9º: Para efectos del cálculo de la Potencia Inicial, Potencia de Suficiencia preliminar y definitiva de los medios de generación no sujetos a la coordinación del CDEC, se deberá aplicar un tratamiento metodológico equivalente al que se aplica a las unidades generadoras sujetas a la coordinación del CDEC. No obstante lo anterior, la DO podrá adoptar simplificaciones o agrupaciones, tal que no exista perjuicio individual ni colectivo en las transferencias de potencia de los medios de generación señalados.

Las simplificaciones o agrupaciones que la DO aplique a los medios de generación de las empresas no integrantes del CDEC, podrán ser realizadas para unidades generadoras de similar tecnología, o bien, para unidades generadoras con similar punto de conexión al sistema o subsistema.

Artículo 10: Las discrepancias que pudieren surgir en relación a la aplicación del presente reglamento y que susciten al interior de un CDEC, serán sometidas al dictamen del Panel de Expertos establecido en el Título VI de la Ley, y su procedimiento se sujetará a lo dispuesto en el Artículo 32 del Decreto Supremo Nº 181 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2004.

Artículo 11: Tanto el cálculo preliminar como el cálculo definitivo serán realizados por la DO. Los procedimientos metodológicos que resulten necesarios para dar cumplimiento a lo dispuesto en el presente reglamento, serán establecidos en la norma técnica que el Ministerio dicte, previo informe de la Comisión, conforme a la reglamentación vigente.

La DO deberá entregar toda la información que la Comisión requiera, en la forma y oportunidad que ésta disponga, a efectos de incorporar en la norma técnica los procedimientos y condiciones de aplicación que este reglamento requiera.

Artículo 12: A más tardar 60 días corridos después de realizado el cálculo definitivo de cada año, la DO deberá hacer pública las bases de cálculo y antecedentes utilizados para determinar la Potencia de Suficiencia y el balance de inyecciones y retiros a que se refieren el Título III, Título IV y Título V del presente reglamento.

Para tal efecto, las bases de cálculo y antecedentes que hayan sido puestos a disposición de las empresas que participan de las transferencias de potencia a que se refiere este reglamento, deberán ser publicados en el sitio de dominio electrónico de cada CDEC, sin ningún tipo de costo para acceder a dicha información.

TITULO II DEFINICIONES

Artículo 13: Para efectos de la aplicación y comprensión del presente reglamento se establecen las siguientes definiciones:

- a) Barra de Transferencia: Barra o punto del Sistema de Transmisión en el cual se producen transferencias de potencia entre empresas eléctricas.

- b) Demanda de Punta: Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema.
- c) Energía de Regulación: Energía afuente anual para condición hidrológica definida en Artículo 39 del presente reglamento; más la energía acumulada al 1 de Abril, promedio de los últimos 20 años, en centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación diaria o superior, conforme a lo indicado en el Artículo 40 del presente reglamento; más la proporción de recursos de unidades con capacidad de regulación, generados por centrales sin capacidad de regulación, conforme a lo establecido en el Artículo 42 del presente reglamento.
- d) Estado Deteriorado: Condición de operación de una unidad generadora en la cual se limita su Potencia Máxima producto de restricciones en sus componentes o instalaciones, independiente de la disponibilidad de su Insumo Principal.
- e) Insumo Principal: Insumo o combustible con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua, a un menor costo variable promedio durante el año anterior al año de cálculo, para una determinada Potencia Máxima.
- f) Insumo Alternativo: Insumo o combustible distinto al Insumo Principal, con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua por al menos 24 horas, para la Potencia Máxima correspondiente a ese combustible.
- g) LOLPdm: Probabilidad de pérdida de carga para la Demanda de Punta del sistema o subsistema.
- h) Margen de Potencia: Cuociente entre la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras y la Demanda de Punta, para cada subsistema o sistema, según corresponda.
- i) Potencia de Suficiencia: Potencia que una unidad generadora aporta a la Suficiencia de Potencia del sistema o subsistema. A partir de dicha potencia, se determina la remuneración que resulte de las transferencias de potencia para cada generador.
- j) Potencia Máxima: Máximo valor que puede sostener una unidad generadora, de acuerdo a la norma técnica y la verificación que realice la DO a través de pruebas destinadas especialmente para este fin.
- k) Retiro de Potencia: Compromiso de potencia de un generador con un cliente final sometido o no a regulación de precios, el cual se determina a partir del promedio de potencia consumida por el cliente durante las horas que determinan la Demanda de Punta del sistema o subsistema.
- l) Sistema de Distribución: Conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 [kV], que se encuentran fuera de la subestación primaria de distribución, destinadas a dar suministro a usuarios finales ubicados en zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros, o a instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 kV que utilicen bienes nacionales de uso público.
- m) Sistema de Transmisión: Sistema compuesto por instalaciones de transmisión troncal, de subtransmisión y de transmisión adicional.
- n) Subperíodo: Período dentro de un año de cálculo en el cual se produce un cambio relevante en la oferta de potencia de un determinado sistema o subsistema, a partir de la incorporación o exclusión de unidades generadoras.
- o) Suficiencia de Potencia: Capacidad de un sistema o subsistema para abastecer la Demanda de Punta, considerando para cada unidad generadora una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y Alternativo, la indisponibilidad forzada de las unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al Sistema de Transmisión o Distribución. Se expresa como una probabilidad y es igual a uno menos LOLPdm.
- p) Unidad Generadora: Equipo generador eléctrico que posee equipos de accionamiento propios, sin elementos en común con otros equipos generadores.

TITULO III ANTECEDENTES E INFORMACION A UTILIZAR

CAPITULO 1: ANTECEDENTES GENERALES

Artículo 14: Para efectos del cálculo preliminar a que se refiere el Artículo 4°, las empresas propietarias de medios de generación que participen de las transferencias de potencia deberán proporcionar a la DO, en la oportunidad y modalidad

que ésta señale, sus proyecciones e información que a continuación se indica:

- a) Demandas de potencia horarias para cada cliente, con detalle mensual, indicando magnitud, fecha y hora.
- b) Punto de suministro y punto efectivo donde se realiza la transacción comercial entre cliente y suministrador.
- c) Cambios en los contratos de suministro a clientes, que alteren o modifiquen las transferencias de potencia a que se refiere el presente reglamento.
- d) Fecha de entrada, retiro y traslado de unidades generadoras e instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, según corresponda.
- e) Períodos de puesta en servicio para las unidades en prueba.
- f) Mantenimiento mayor de unidades generadoras, e instalaciones del Sistema de Transmisión.
- g) Potencia contratada con otras empresas que participan de las transferencias de potencia.

Artículo 15: Para efectos del cálculo definitivo a que se refiere el Artículo 4°, las empresas señaladas en el artículo anterior deberán proporcionar a la DO, en la oportunidad y modalidad que ésta señale, la información que a continuación se indica, en carácter de definitiva:

- a) Registro horario de demanda de potencia de cada cliente.
- b) Valores definitivos para las proyecciones informadas según el artículo precedente.

Artículo 16: Para incluir en las transferencias de potencia unidades generadoras no sujetas a la coordinación del CDEC que corresponda, los propietarios de dichas unidades deberán entregar a la DO la información estadística disponible, la cual será procesada en forma consistente con las metodologías utilizadas para unidades generadoras sujetas a la coordinación del CDEC.

En el caso de que dichas empresas posean contratos de suministro con clientes finales sometidos o no a regulación de precios, éstas deberán entregar a la DO información equivalente a la requerida en el Artículo 14 y Artículo 15 precedentes.

Artículo 17: En el caso de medios de generación operados en sincronismo que se incorporen o excluyan durante un año, en el cálculo de las transferencias de potencia se considerarán tantos Subperíodos como incorporaciones o exclusiones correspondan, a fin de promediarlos y obtener valores únicos para cada unidad generadora durante todo el año. Se entenderá que una unidad generadora se incorpora o excluye, cuando tal situación es comunicada oficialmente al CDEC para efectos del despacho y demás labores de coordinación que debe realizar este organismo.

Artículo 18: Todos los antecedentes que entreguen los propietarios de medios de generación a la DO, conforme a lo indicado en el presente reglamento, deberán ser enviados con copia a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (en adelante, la "Superintendencia"), a fin de verificar el cumplimiento de la normativa vigente y la validez de los antecedentes entregados.

Artículo 19: Para efectos de la determinación de las transferencias de potencia, con la debida justificación y mediante un informe técnico, la DO podrá solicitar las inspecciones, mediciones y pruebas de operación de las unidades generadoras que permitan verificar los antecedentes proporcionados por ellas, las cuales deberán ser realizadas por un tercero, con cargo a la respectiva empresa propietaria. El tercero que realice tales tareas, deberá ser escogido de común acuerdo entre la DO y la empresa propietaria. Los valores a utilizar en la determinación de las transferencias de potencia serán los que resulten de este procedimiento.

Artículo 20: Si una unidad generadora, sus componentes, o las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, según corresponda, presentan una falla técnica prolongada o siniestro que anule o disminuya su potencia por un periodo comprendido entre 15 y 60 días corridos, la empresa propietaria o titular podrá solicitar a la DO, que este evento sea tratado de forma tal que durante dicho periodo se anule o disminuya la potencia de la unidad. Tal solicitud podrá ser presentada a más tardar 15 días corridos después de ocurrida la falla o siniestro.

En caso que la falla o siniestro se prolongue por más de 60 días corridos, la DO deberá anular o disminuir la potencia de la unidad generadora durante el periodo respectivo.

Si el propietario o titular decide ejercer la opción señalada en el inciso primero del presente artículo, éste deberá enviar una comunicación a la DO, con copia a la Comisión y a la

Superintendencia. Dicha comunicación deberá acompañarse de al menos los siguientes antecedentes:

- a) Identificación de los elementos fallados o siniestrados.
- b) Descripción de las causas de la falla o siniestro.
- c) Descripción del plan de trabajo para su reparación.

Una vez reparada la falla, el propietario deberá informar a la DO los cambios en los parámetros de la unidad generadora o componente que deban ser actualizados.

Artículo 21: En caso que el propietario o titular de una unidad generadora decida ejercer la opción señalada en el inciso primero del artículo precedente, el tratamiento para dicha unidad generadora o componente será el siguiente:

- a) La unidad generadora no acumula indisponibilidad forzada en todas las horas del periodo de falla.
- b) La unidad generadora no es remunerada durante el periodo de la falla, es decir, se excluye temporalmente de las transferencias de potencia.
- c) Para efectos del cálculo de la Potencia de Suficiencia del resto de las unidades generadoras del sistema, se reconocerá un Subperíodo durante el periodo de la falla.

CAPITULO 2: POTENCIA MAXIMA Y CONTROL ESTADISTICO

Artículo 22: Durante cada año, la DO realizará una verificación de la Potencia Máxima a todas las unidades generadoras del sistema o subsistema. Los costos en que se incurra serán de cargo del propietario o titular de cada unidad generadora.

Artículo 23: Los criterios y condiciones bajo los cuales se debe realizar tal verificación deberán ser transparentes, no discriminatorios e informados con la debida antelación al propietario de la unidad generadora respectiva.

Restricciones tales como bajo nivel del embalse o estancamiento de regulación, restricciones o congestiones en el Sistema de Transmisión, compromisos de riego, caudales afluentes deprimidos, interrupción en el suministro del Insumo Principal o Alternativo, u otras restricciones equivalentes, impedirán la ejecución de la referida verificación.

Artículo 24: En caso que una unidad generadora no sea programada para operar y por ende no sea posible verificar la Potencia Máxima por parte de la DO durante un año, para dicha unidad generadora se deberá emplear el valor utilizado en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia.

Artículo 25: La DO deberá llevar un control estadístico de los estados operativos de las unidades generadoras con el fin de representar los diversos estados y/o limitaciones que presenta la oferta de potencia de las mismas.

Para tal efecto, se establecerá un Estado Disponible, un Estado No Disponible y los Estados Deteriorados que correspondan, en función de las características de cada unidad generadora, a fin de dar cumplimiento a lo señalado en el Título IV, Capítulo 2, del presente reglamento.

A partir de los estados en que cada unidad estuvo en operación e indisponible, se deberá construir la indisponibilidad forzada a que se refiere el Artículo 52 y siguientes del presente reglamento.

Artículo 26: Además del control estadístico señalado en el artículo anterior, la DO deberá llevar un control estadístico de la disponibilidad de cualquier Insumo Principal suministrado desde redes o sistemas de transporte internacional como gasoductos o poliductos, para cada unidad generadora en forma independiente, en base al nivel diario de restricción.

A partir de lo anterior, la DO establecerá el año de menor disponibilidad media anual a que se refiere el Artículo 29 y siguientes del presente reglamento, para cada unidad generadora en forma independiente.

Artículo 27: Los procedimientos y condiciones de aplicación que resulten necesarios para dar cumplimiento al control estadístico y verificaciones citadas precedentemente, serán establecidos en la norma técnica respectiva.

TITULO IV ASIGNACION DE POTENCIA DE SUFICIENCIA

CAPITULO 1: POTENCIA INICIAL

Artículo 28: A cada unidad generadora se le asignará una Potencia Inicial, menor o igual a su Potencia Máxima, la cual caracterizará la potencia que cada unidad puede aportar al

sistema, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación.

En caso que un Insumo Principal de generación presente incertidumbre respecto de su disponibilidad futura, la Potencia Inicial de cada unidad generadora deberá considerar los niveles de restricción observados para dicho insumo.

Artículo 29: En caso que un Insumo Principal de generación sea suministrado desde redes o sistemas de transporte internacional como gasoductos o poliductos, la Potencia Inicial se determinará en base a la menor disponibilidad media anual observada, para los últimos 5 años anteriores al año de cálculo, para cada unidad generadora en forma independiente.

Para tal efecto, la DO deberá implementar un control estadístico de la disponibilidad de los insumos indicados en el inciso precedente, conforme a lo indicado en el Artículo 26 del presente reglamento.

Artículo 30: Las unidades generadoras que declaren capacidad de respaldo a través de la operación con Insumo Alternativo, serán representadas como una unidad generadora equivalente a partir de las características de operación que posee cada unidad con el Insumo Principal y Alternativo, según corresponda.

La declaración de capacidad de respaldo con Insumo Alternativo deberá ser acompañada de una certificación emitida por una empresa de prestigio y experiencia en la materia. La declaración y certificación indicada deberá contar con la conformidad de la DO antes que sea aceptada como antecedente válido para las transferencias de potencia que corresponda.

Se entenderá que una unidad generadora posee capacidad de respaldo y está en condiciones de operar con Insumo Alternativo cuando ésta certifique que puede operar en forma continua. Para tal efecto se deberá acreditar que la unidad generadora puede operar continuamente por al menos 24 horas, a una Potencia Máxima que se debe verificar en los mismos términos que la del Insumo Principal, sujeto a la normativa ambiental vigente y demostrando factibilidad en el suministro permanente del Insumo Alternativo correspondiente.

Artículo 31: A las unidades generadoras que estén afectas a la menor disponibilidad a que se refieren los artículos precedentes, y que no posean capacidad de respaldo, se les determinará la Potencia Inicial como la Potencia Máxima asociada al Insumo Principal, ponderada por la disponibilidad de dicho insumo.

A las unidades generadoras que estén afectas a la menor disponibilidad señalada, pero que posean capacidad de respaldo, se les determinará la Potencia Inicial, igual a la Potencia Máxima asociada al Insumo Principal ponderada por la disponibilidad de dicho insumo, más la Potencia Máxima asociada al Insumo Alternativo ponderada por uno menos la disponibilidad del Insumo Principal antes indicada.

Artículo 32: Las unidades generadoras que se incorporen al sistema, y cuyo abastecimiento de su Insumo Principal se efectúa a través de redes de transporte internacionales como gasoductos o poliductos, serán representadas en el primer año de cálculo considerando una disponibilidad media anual para su Insumo Principal, igual al promedio de las disponibilidades medias anuales del Insumo Principal de las unidades existentes en el sistema, con características de abastecimiento similares a la unidad incorporada al sistema.

Para los años siguientes, la disponibilidad media anual señalada se obtendrá reemplazando sucesivamente la información anual más antigua de las unidades existentes referidas, por la información de la disponibilidad media anual efectiva del Insumo Principal de la unidad generadora incorporada al sistema, manteniendo siempre un periodo de control de 5 años. A partir del quinto año de ingreso de una unidad generadora, se le aplicará lo indicado en el Artículo 29 de este reglamento.

El reconocimiento de la capacidad de respaldo de las unidades generadoras que se incorporan al sistema se realizará en los mismos términos establecidos en el Artículo 30 y Artículo 31 del presente reglamento.

Artículo 33: Aquellos insumos de generación que se transan en mercados internacionales y que tienen más de un origen, tales como los derivados del petróleo, carbón térmico, petcoke y gas natural licuado, deberán considerarse de amplia disponibilidad y que, por ende, no presentan incertidumbre respecto de su disponibilidad futura. En virtud de lo anterior, la Potencia Inicial de las unidades generadoras que utilicen alguno de los insumos antes indicados se considerará igual a su Potencia Máxima.

Artículo 34: Los autoproducidos deberán demostrar a la DO que están en condiciones de aportar excedentes obtenidos de capacidad instalada y demanda, de procesos dependien-

tes e integrados, para ser representados como una central de potencia igual a su excedente de potencia.

A partir de la Potencia Inicial del inciso precedente, cada autoproducido se incorporará al procedimiento de cálculo de las transferencias de potencia de manera equivalente al resto de las unidades generadoras, conforme a las disposiciones que se establecen en el presente reglamento.

Artículo 35: La Potencia Inicial de unidades generadoras cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración, será determinada conforme a los mismos procedimientos de las unidades generadoras convencionales, en función del tipo de insumo que utilice.

Para tal efecto, se utilizará la información estadística que aporte cada propietario, la cual será procesada en forma consistente con las metodologías utilizadas por la DO para unidades generadoras convencionales, esto es, considerando el peor escenario de disponibilidad media anual del Insumo Principal que corresponda. Las características y detalle de dicha información estadística deberá ser acorde con el Insumo Principal de que se trate.

Artículo 36: En el caso de las unidades generadoras señaladas en el artículo precedente, cuando no se disponga de información estadística suficiente, se deberá hacer uso de la información disponible para la zona o región en la cual se encuentra la unidad, de acuerdo a los procedimientos y condiciones que se especifiquen en la norma técnica. La Potencia Inicial de estas unidades será determinada conforme al peor escenario de disponibilidad media anual del Insumo Principal en la zona o región, de acuerdo a la información estadística disponible.

Artículo 37: En sistemas con capacidad instalada de generación hidroeléctrica menor o igual a 20 %, para cada año de cálculo la Potencia Inicial de cada unidad generadora hidroeléctrica será determinada como el promedio de la potencia inyectada al sistema durante las horas de control tarifario de la potencia a clientes sometidos a regulación de precios.

Artículo 38: En sistemas con capacidad instalada de generación hidroeléctrica mayor a 20 %, la Potencia Inicial de cada unidad generadora hidroeléctrica será determinada conforme a las disposiciones establecidas en los artículos siguientes.

Artículo 39: En el caso de unidades generadoras hidroeléctricas, con o sin capacidad de regulación, se deberá utilizar la estadística de caudales afluentes correspondiente al promedio de los dos años hidrológicos de menor energía afluente de la estadística disponible con anterioridad al año de cálculo. Se entenderá como estadística disponible para efectos de la determinación de las transferencias de potencia, la utilizada por el respectivo CDEC en la programación de la operación de las unidades generadoras hidroeléctricas.

Artículo 40: A las unidades generadoras pertenecientes a centrales con capacidad de regulación diaria o superior se les considerará una energía inicial igual al promedio de la energía embalsada al 1 de abril, durante los últimos 20 años, incluido el año de cálculo.

Se entenderá que una unidad generadora hidroeléctrica posee capacidad de regulación diaria o superior, cuando la capacidad máxima de su embalse y el caudal afluente promedio anual para la condición hidrológica establecida en el Artículo 39 del presente reglamento, permiten que la unidad generadora opere a Potencia Máxima por al menos 24 horas.

Artículo 41: Las centrales cuya capacidad de regulación sea insuficiente para generar su Potencia Máxima por al menos 24 horas, se denominarán centrales con capacidad de regulación intra diaria. Se entenderá que una unidad generadora hidroeléctrica posee capacidad de regulación intra diaria cuando la capacidad máxima de su estanque más la potencia afluente promedio anual para la condición hidrológica establecida en el Artículo 39 del presente reglamento, es suficiente para que la unidad generadora opere por al menos 5 horas consecutivas con una potencia igual o menor a su Potencia Máxima.

En caso que, para contar con capacidad de regulación intra diaria al momento del cálculo, una unidad requiera una potencia menor a su Potencia Máxima, para efectos del presente reglamento su Potencia Máxima será reducida a la menor potencia antes mencionada.

A las unidades generadoras pertenecientes a centrales con capacidad de regulación intra diaria se les considerará su capacidad de regulación, pero no se les considerará la energía inicial indicada en el artículo precedente.

Artículo 42: Para determinar la Potencia Inicial de unidades generadoras que no poseen capacidad de regulación intra diaria, diaria o superior, determinada conforme a los artículos precedentes, pero que hacen uso de recursos hidroeléctricos de unidades generadoras con capacidad de regulación ubicadas aguas arriba, se les reconocerá capacidad de regulación en serie, por el porcentaje del caudal afluente equivalente que es aportado por las referidas centrales con capacidad de regulación.

Artículo 43: La Potencia Inicial de las unidades generadoras hidroeléctricas sin capacidad de regulación será determinada en función de la potencia equivalente al caudal afluente generable promedio anual de la condición hidrológica indicada en el Artículo 39 del presente reglamento.

Artículo 44: A los efectos de calcular la Potencia Inicial de las unidades generadoras que posean capacidad de regulación, se deberá comprobar que la Energía de Regulación de cada unidad generadora es suficiente para colocar en la curva de duración de la demanda, preliminar o definitiva, según corresponda, la Potencia Máxima de la unidad. En caso que de la colocación de la Energía de Regulación se obtenga una potencia menor a la Potencia Máxima, para efectos del presente reglamento, la Potencia Máxima será reducida a la menor potencia antes mencionada. Esta comprobación se realizará separadamente para cada una de las unidades generadoras hidroeléctricas con capacidad de regulación.

A efectos de determinar la Potencia Inicial del conjunto de unidades generadoras que poseen capacidad de regulación, se deberá colocar la Energía de Regulación del conjunto de dichas unidades en la curva de duración de la demanda, preliminar o definitiva, según corresponda.

Artículo 45: De la colocación de la Energía de Regulación de las unidades generadoras que poseen capacidad de regulación, incluidas las unidades con capacidad de regulación en serie, se obtendrá la Potencia Inicial del conjunto de dichas unidades, a distribuir entre las unidades que contribuyen con Energía de Regulación. La señalada Potencia Inicial será prorrateada en función de la Energía de Regulación individual de cada unidad.

Artículo 46: Si como resultado de la prorrata indicada en el artículo precedente, la Potencia Inicial de alguna unidad generadora fuese mayor a su Potencia Máxima, se computará una Potencia Inicial igual a la Potencia Máxima y el resto de las unidades generadoras aumentarán su Potencia Inicial de manera proporcional.

Artículo 47: A las unidades generadoras que se encuentren en serie hidráulica se les aplicarán los mismos procedimientos indicados en los artículos precedentes, correspondientes a una Potencia Inicial igual a la Potencia Máxima de la unidad generadora respectiva que se encuentra aguas arriba, convertida a caudal afluente equivalente promedio anual.

Artículo 48: Por otra parte, el caudal afluente de cada unidad generadora hidroeléctrica, además del caudal de régimen natural, deberá considerar adecuadamente los caudales de filtraciones, hoyas intermedias, evaporación, caudales ecológicos y los compromisos de riego, según corresponda.

CAPITULO 2: POTENCIA DE SUFICIENCIA PRELIMINAR

Artículo 49: Para el cálculo de la Potencia de Suficiencia preliminar se deberá utilizar el modelo probabilístico que determine cada CDEC, el cual deberá considerar para cada unidad generadora, su Potencia Inicial, indisponibilidad, periodo de mantenimiento y consumos propios.

En el caso de unidades que hayan acumulado información estadística de Estados Deteriorados, conforme a lo indicado en el Artículo 25 del presente reglamento, para determinar la Potencia de Suficiencia preliminar, éstas serán representadas por el mínimo valor entre la Potencia Inicial determinada conforme al Capítulo 1 del presente Título, y la potencia equivalente obtenida a partir del promedio ponderado de los Estados Deteriorados y estado disponible que corresponda. El mínimo valor anterior, será la nueva Potencia Inicial de la unidad generadora correspondiente.

Artículo 50: Para iniciar la determinación de la Potencia de Suficiencia preliminar, la Potencia Inicial determinada conforme al presente reglamento, será reducida en un factor proporcional a los consumos propios de cada unidad generadora.

Los consumos propios de una unidad generadora corresponden a la porción de su potencia bruta utilizada para el abastecimiento exclusivo de sus servicios auxiliares.

Los consumos que no estén dedicados exclusivamente a los servicios auxiliares de una unidad generadora, deberán ser considerados como un Retiro de Potencia y por ende deberán ser reconocidos por la empresa que corresponda, conforme al presente Título.

Artículo 51: El valor resultante conforme a la reducción indicada en el artículo precedente, será reducido en un factor proporcional al periodo de mantenimiento mayor, proyectado o realizado en cada unidad generadora, para efectos del cálculo preliminar o definitivo, según corresponda.

Los mantenimientos mayores, sean éstos parciales o totales, podrán realizarse en cualquier periodo del año y no afectarán la indisponibilidad forzada de la unidad, siempre y cuando se realicen dentro de los plazos establecidos en el programa de mantenimiento mayor vigente al comienzo de cada año. Si los mantenimientos se efectúan en un tiempo mayor a lo programado, las diferencias serán acumuladas en el índice de indisponibilidad forzada. Si los mantenimientos se efectúan en un tiempo menor a lo programado, el factor proporcional a que se refiere el inciso anterior sólo contabilizará el periodo efectivamente utilizado.

Artículo 52: La indisponibilidad forzada será calculada en base al tiempo en que la unidad generadora estuvo en operación y el tiempo en que la unidad generadora estuvo indisponible, para una ventana móvil de 5 años consecutivos, durante todas las horas de cada año.

Artículo 53: La indisponibilidad forzada será determinada a partir del siguiente cociente:

$$IFOR = \frac{T_{OFF}}{T_{ON} + T_{OFF}}$$

donde,

- IFOR : Indisponibilidad forzada.
T_{OFF} : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra indisponible, ya sea por desconexión forzada o programada para una ventana móvil de 5 años. Considera el tiempo acumulado en los periodos de mantenimiento que excedan al periodo definido en el programa de mantenimiento mayor vigente al comienzo de cada año.
T_{ON} : Tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra en operación, independiente del nivel de despacho, para una ventana móvil de 5 años.

La DO podrá verificar, en los términos establecidos en el presente reglamento y la norma técnica, la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras, efectuando las pruebas correspondientes a dichas unidades.

Artículo 54: La indisponibilidad forzada de una unidad generadora incorporará todos aquellos eventos en que la unidad generadora no esté disponible debido a la indisponibilidad de las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, según corresponda.

Del mismo modo, la indisponibilidad técnica de las instalaciones dedicadas al abastecimiento del Insumo Principal o Alternativo, internas o externas a las instalaciones de cada unidad generadora, así como la indisponibilidad de las instalaciones hidráulicas, se imputarán a la indisponibilidad forzada de la unidad generadora. En virtud de lo anterior, las instalaciones antes mencionadas deberán entenderse parte integral de la unidad generadora para efectos de computar la indisponibilidad forzada.

Aquellos eventos o contingencias externas que se produzcan en las instalaciones de generación o transmisión que no sean atribuibles a la unidad generadora, no se computarán con cargo a la indisponibilidad forzada de la unidad.

Artículo 55: Para el caso de unidades generadoras que sean consideradas por primera vez a las transferencias de potencia que debe determinar la respectiva DO, la indisponibilidad forzada de estas unidades será estimada en base estadísticas internacionales aplicables al tipo de tecnología que en cada caso corresponda, o las que garantice el fabricante.

Entre el segundo y cuarto año de incorporada la unidad generadora respectiva, la indisponibilidad forzada se obtendrá como el promedio ponderado entre los valores observados para cada año transcurrido y el valor proveniente de las estadísticas internacionales. Luego del quinto año de incorporada la unidad generadora respectiva deberá aplicarse lo indicado en el Artículo 52 y siguientes del presente Reglamento.

Artículo 56: La Potencia de Suficiencia preliminar de cada unidad generadora se obtendrá mediante un análisis probabilístico, evaluando en valor esperado de la potencia que ella aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta, considerando el conjunto de las unidades generadoras, su Potencia Inicial, afectada por las reducciones indicadas en el Artículo 50 y Artículo 51 del presente reglamento, y la indisponibilidad forzada de cada unidad.

La Suficiencia de Potencia del sistema se entenderá igual a uno menos LOLPdm.

Artículo 57: En aquellos periodos en donde se produce un cambio en la oferta de potencia de un determinado sistema o subsistema eléctrico, producto de la incorporación o exclusión de unidades generadoras, incluida la declaración de siniestro señalada en el Artículo 20 del presente reglamento, se entenderá que existe un Subperiodo de cálculo.

En tal caso se deberán utilizar criterios de proporcionalidad, a fin de determinar la Potencia de Suficiencia preliminar para cada Subperiodo por separado, recalculando la oferta de potencia de todas las unidades generadoras.

Artículo 58: La Potencia de Suficiencia preliminar de unidades generadoras pertenecientes a subsistemas deberá calcularse con el mismo tratamiento descrito en el Artículo 49 y siguientes, pero considerando la Demanda de Punta de cada subsistema.

Para determinar la potencia que se transmite a través de las instalaciones del Sistema de Transmisión que interconectan ambos subsistemas, en cada año de cálculo se deberá determinar la condición de exportador o importador de cada subsistema. Para tal efecto, se considerará como subsistema exportador al subsistema que posea el mayor Margen de Potencia. El subsistema que presente el menor Margen de Potencia se considerará importador.

La potencia transmitida entre subsistemas será igual al menor valor entre la capacidad total de las instalaciones antes indicadas y la transmisión de potencia que iguala el Margen de Potencia de cada subsistema.

CAPITULO 3: POTENCIA DE SUFICIENCIA DEFINITIVA

Artículo 59: La Potencia de Suficiencia definitiva de una unidad generadora corresponderá a la Potencia de Suficiencia preliminar, obtenida conforme al Capítulo 2 del presente Título, escalada por un factor único para todas las unidades generadoras, de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia definitiva de las unidades generadoras de cada sistema o subsistema sea igual a la Demanda de Punta de cada subsistema o sistema, según corresponda.

Artículo 60: Se deberá verificar que la Potencia de Suficiencia definitiva resultante pueda transitar por las instalaciones del Sistema de Transmisión que corresponda. En caso que esta potencia no pueda transitar por alguna de dichas instalaciones, ésta será reducida tal que desaparezca la saturación o congestión identificada, aumentando de manera proporcional la Potencia de Suficiencia definitiva de las restantes unidades generadoras que participan del cálculo.

CAPITULO 4: MARGEN DE RESERVA TEORICO

Artículo 61: El margen de reserva teórico o mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico, será determinado conforme a lo establecido en este reglamento.

Artículo 62: A partir del Margen de Potencia correspondiente al cálculo definitivo de cada año, la Comisión determinará el margen de reserva teórico (en adelante, "MRT"), de cada subsistema o sistema, según corresponda. Dicho MRT será incluido por la Comisión en el informe técnico correspondiente a la fijación de precios de nudo más próxima.

Artículo 63: El MRT se fijará en función de los valores que adopte el Margen de Potencia de cada sistema o subsistema.

En caso que el Margen de Potencia sea mayor a 1,25, el MRT será igual a 10%. En caso que el Margen de Potencia sea menor o igual a 1,25, el MRT será determinado conforme a la siguiente expresión:

$$MRT = 15\% - \left[\frac{\text{Margen de Potencia} - 1}{0,05} \right] \%$$

TITULO V BALANCE DE INYECCIONES Y RETIROS

CAPITULO 1: COMPROMISOS DE DEMANDA

Artículo 64: Cada DO deberá llevar un registro de la potencia promedio horaria de cada uno de los clientes de las empresas propietarias u operadoras de medios de generación que participan de las transferencias de potencia en cada sistema o subsistema.

Artículo 65: A partir de la Demanda de Punta del sistema o subsistema, y para cada una de las horas que determinan la señalada Demanda de Punta, se deberá determinar el Retiro de Potencia que se debe asignar a cada generador.

Dicho Retiro de Potencia será determinado como el promedio de la demanda de potencia horaria consumida durante las horas que determinan la Demanda de Punta del sistema o subsistema, según corresponda.

CAPITULO 2: BALANCE FISICO DE INYECCIONES Y RETIROS

Artículo 66: A partir de la Potencia de Suficiencia definitiva, o inyecciones, y los compromisos de Demanda de Punta, o retiros, la DO deberá establecer un balance físico entre las inyecciones y retiros de todas las empresas propietarias de medios de generación operados en sincronismo que participan del cálculo, para cada sistema o subsistema.

Artículo 67: El balance físico señalado en el artículo precedente deberá contemplar los siguientes aspectos:

- Inyecciones de las unidades generadoras igual a la Potencia de Suficiencia definitiva;
- Retiros de cada propietario de medios de generación operados en sincronismo, igual a los compromisos de Demanda de Punta;
- Transmisión de potencia entre subsistemas pertenecientes a un mismo sistema eléctrico, según corresponda; y
- Pérdidas en instalaciones del Sistema de Transmisión.

Artículo 68: Las empresas propietarias de medios de generación que hayan solicitado participar de las transferencias de potencia, conforme al Artículo 8° del presente reglamento, serán incluidas en el balance físico de inyecciones y retiros conforme al mismo procedimiento indicado en los artículos precedentes.

Artículo 69: La determinación del balance físico indicado se alcanzará considerando las inyecciones fijas. Sólo podrán ser modificados, proporcionalmente y de manera sucesiva hasta alcanzar el ajuste, todos los Retiros de Potencia contemplados en el balance señalado.

El procedimiento iterativo de modificación proporcional de los retiros deberá aceptar una tolerancia adecuada a la representación o modelación que se utilice.

CAPITULO 3: BALANCE VALORIZADO DE INYECCIONES Y RETIROS

Artículo 70: A partir del balance físico a que se refiere el Artículo 66 y siguientes del presente reglamento, se considerarán inyecciones de potencia, las provenientes de unidades generadoras y/o de líneas de transmisión. Del mismo modo, se considerarán retiros de potencia, los destinados a clientes o a ser transmitidos por líneas de transmisión.

Artículo 71: El precio al cual serán valorizadas todas las inyecciones y retiros de potencia corresponderá al precio de nudo de la potencia en cada Barra de Transferencia.

Tal valorización deberá considerar las variaciones que experimente el precio de nudo de la potencia mes a mes, según corresponda, conforme lo establezcan los decretos tarifarios pertinentes y sus indexaciones.

Del mismo modo, en los casos que corresponda una aplicación retroactiva de dichos decretos tarifarios, las valorizaciones deberán sujetarse a tal condición.

Artículo 72: El precio de nudo de la potencia en cada Barra de Transferencia deberá ser calculado conforme a los procedimientos y condiciones de aplicación que se establezcan en los decretos tarifarios pertinentes.

Artículo 73: Las unidades generadoras que se conecten en el Sistema de Distribución deberán considerarse inyectando potencia en la barra de más alta tensión de la subestación de distribución primaria asociada a dicha unidad.

Artículo 74: La valorización de las transferencias de potencia será determinada conforme a las siguientes consideraciones:

- a) En cada Barra de Transferencia, se determinarán las inyecciones y retiros de potencia de cada generador, las que serán valorizadas de acuerdo a las disposiciones del presente reglamento.
- b) Para cada generador, se sumarán algebraicamente todas las inyecciones y retiros de potencia valorizados.
- c) La valorización de las inyecciones se considerará con signo positivo y la valorización de los retiros con signo negativo.
- d) El valor resultante, con su signo, constituirá el saldo neto de cada generador.
- e) Para los efectos del procedimiento anterior, se considerarán inyecciones las provenientes de centrales o de líneas de transporte, y retiros, los destinados a clientes o a ser transmitidos por otras líneas de transmisión.

Artículo 75: A partir de la valorización de las inyecciones y retiros indicada en el Artículo 70 y siguientes del presente reglamento, la DO deberá determinar el balance valorizado de inyecciones y retiros. De tal balance, para cada generador, se obtendrán las empresas que resulten con saldo neto positivo y negativo.

Las empresas con saldo neto negativo pagarán dicha cantidad en doce mensualidades, durante el año al cual correspondan, a todas las empresas que tengan saldo neto positivo en la proporción en que cada uno de estos últimos participe del saldo neto positivo total.

La valorización de las transferencias de potencia deberá hacer explícitos los respectivos ingresos por tramos que se originan por tales transferencias a favor de los respectivos propietarios de instalaciones del Sistema de Transmisión, según corresponda.

Artículo segundo.- Introdúcense las siguientes modificaciones al decreto supremo Nº 327 del Ministerio de Minería, de 1997:

Primero: Derógase los artículos 258, 259, 260, 261 y 262, contenidos en el Capítulo 3, bajo el epígrafe "Precios", del Título VI, intitulado "Calidad de Servicio y Precios".

Segundo: Reemplácese el texto del literal f) del Artículo 181, por el siguiente:

"Calcular la Potencia de Suficiencia de cada unidad generadora y verificar los balances correspondientes para cada una de las empresas propietarias de medios de generación conforme a la reglamentación vigente;"

Tercero: Reemplácese el texto del inciso tercero del Artículo 201, por el siguiente:

"El CDEC deberá enviar anualmente a la Comisión, un informe conteniendo los antecedentes a que se refieren las letras c), g) y h) del artículo 182, el programa del artículo 194 y el balance de las transferencias de potencia, para cada empresa propietaria de medios de generación."

Disposiciones Transitorias

Artículo 1º transitorio: La primera aplicación de las transferencias de potencia conforme a las disposiciones del presente reglamento será realizada con motivo del cálculo preliminar correspondiente al año de cálculo siguiente al de la publicación del presente reglamento, para todos los sistemas o subsistemas que corresponda, aplicándose para el año de cálculo en curso la metodología vigente.

Artículo 2º transitorio: Para el cálculo de la indisponibilidad forzada a que se refiere el presente reglamento y mientras no se acumulen 5 años de observación para las unidades que se encuentren en operación a la fecha de publicación del presente reglamento, la indisponibilidad forzada equivalente será calculada como el promedio, ponderado por los años de vigencia, entre la indisponibilidad forzada vigente hasta el año de publicación del presente reglamento y la indisponibilidad forzada vigente a partir del año siguiente a la publicación del presente reglamento.

Artículo 3º transitorio: Para el primer año en que comiencen a regir las transferencias de potencia conforme al presente reglamento, la verificación de Potencia Máxima a que se refiere el Título III, Capítulo 2, de este reglamento, será obligatoria para todas las unidades generadoras de cada sistema. Los costos en que se incurra serán de cargo del propietario o titular de cada unidad generadora.

Artículo 4º transitorio: En tanto no esté disponible el primer cálculo definitivo de transferencias de potencia conforme a las disposiciones del presente reglamento, el MRT de cada sistema o subsistema será igual al informado por la Comisión en el informe técnico definitivo, correspondiente a la última fijación de precios de nudo vigente al momento de la publicación del presente reglamento.

Una vez que dicho cálculo definitivo esté disponible y aceptado por el CDEC, éste será informado a la Comisión para que el MRT sea actualizado por primera vez en la fijación de precios de nudo más próxima.

Artículo 5º transitorio: Para efectos de lo dispuesto en el Artículo 29 del presente reglamento, a más tardar 90 días después de que se publique el presente reglamento en el Diario Oficial, la DO deberá determinar la disponibilidad media anual observada durante el año 2004 y 2005 e informar los resultados a la Comisión y a la Superintendencia.

Anótese, tómese razón y publíquese.- RICARDO LAGOS ESCOBAR, Presidente de la República.- Jorge Rodríguez Grossi, Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción y de Energía.

Lo que transcribe para su conocimiento.- Saluda atentamente a usted.- José Tomás Morel Jara, Subsecretario de Economía, Fomento y Reconstrucción (S).

SUBSECRETARIA DE PESCA

MODIFICA DECRETO Nº 1554 EXENTO, DE 2005

Núm. 731 exento.- Santiago, 8 de junio de 2006.- Visto: Lo informado por la División de Administración Pesquera de la Subsecretaría de Pesca en Informes Técnicos (R.PESQ.) Nº 52, de fecha 15 de mayo de 2006, y Nº 56, de fecha 19 de mayo de 2006; lo informado por el Consejo Zonal de Pesca de la I y II Regiones mediante Oficio ORD./Z.1/Nº 380008606, de fecha 30 de mayo de 2006 y por el Consejo Zonal de Pesca de la III y IV Regiones mediante oficio ORD./Z.2/Nº 450006206, de fecha 1 de junio de 2006; lo informado por el Consejo Nacional de Pesca mediante Cartas (CNP) Nº 20 y Nº 21, ambas de fecha 7 de junio de 2006; lo dispuesto en el artículo 32 Nº 6 de la Constitución Política del Estado; el D.F.L. Nº 5 de 1983; la Ley General de Pesca y Acuicultura Nº 18.892 y sus modificaciones cuyo texto refundido fue fijado por el D.S. Nº 430 de 1991, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; las Leyes Nº 19.713, Nº 19.822 y Nº 19.849; los decretos exentos Nº 1554 de 2005, Nº 272, Nº 373 y Nº 499, todos de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; el D.S. Nº 19 de 2001, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia; la Resolución Nº 520 de 1996, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

Que mediante decreto exento Nº 1554 de 2005, modificado mediante decretos exentos Nº 272, Nº 373 y Nº 499, todos de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, se fijaron para el año 2006 las cuotas globales anuales de captura en las unidades de pesquería de Jurel en el área marítima de la I a la X Regiones.

Que el artículo 3º de la Ley Nº 19.713 permite modificar más de una vez al año, de acuerdo con el procedimiento respectivo, las cuotas globales anuales de captura de las unidades de pesquería que se encuentren sometidas a la medida de administración denominada Límite Máximo de Captura por Armador.

Que el artículo 26 de la Ley General de Pesca y Acuicultura establece la facultad y el procedimiento para modificar las cuotas globales anuales de captura.

Que por una parte, el Informe Técnico (R.Pesq.) Nº 56, de fecha 19 de mayo de 2006, de la División de Administración Pesquera de esta Subsecretaría, ha recomendado modificar la distribución temporal de la fracción industrial de la cuota global anual de Jurel establecida para la unidad de pesquería de la I y II Regiones.

Que asimismo, de conformidad con la información de desembarques entregada por el Servicio Nacional de Pesca, la fracción artesanal de la cuota global anual de captura establecida para la III Región para el período enero-octubre de 2006 se ha agotado anticipadamente, razón por la cual el Informe Técnico (R.Pesq.) Nº 52, de fecha 15 de mayo de 2006, de la División de Administración Pesquera de esta Subsecretaría, ha recomendado modificar la fracción artesanal de la cuota global anual de Jurel establecida para la unidad de pesquería de la III y IV Regiones, disminuyendo en 1.000 toneladas la fracción correspondiente a la IV Región y aumentando en igual cantidad la fracción asignada a la III Región.

Que se ha consultado previamente esta medida de conservación a los Consejos Zonales de Pesca respectivos y se ha obtenido la aprobación del Consejo Nacional de Pesca.

Decreto:

Artículo 1º.- Modifícase el decreto exento Nº 1554 de 2005, modificado por decretos exentos Nº 272, Nº 373 y Nº 499, todos de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fijaron para el año 2006 las cuotas globales anuales de captura en las unidades de pesquería de Jurel *Trachurus murphyi*, en el área marítima de la I a la X Regiones, en los siguientes términos:

- 1) En su artículo 2º, en el sentido de sustituir la fracción industrial asignada a la unidad de pesquería I y II Regiones, por la siguiente:

"1.- Unidad de pesquería de la I y II Regiones: 126.338 toneladas, subdivididas de la siguiente manera:

- 61.280 toneladas a ser extraídas entre el 1º de enero y 31 de marzo, ambas fechas inclusive, y
- 65.070 toneladas a ser extraídas entre el 1º de abril y 31 de diciembre, ambas fechas inclusive."

- 2) En su artículo 3º, en el sentido de sustituir la fracción artesanal asignada a la unidad de pesquería III y IV Regiones, por la siguiente:

"2.- 59.990 toneladas a ser extraídas en el área marítima de la III a la X Regiones, fraccionadas de la siguiente manera:

8.576 toneladas a ser extraídas en el área marítima de la III Región, divididas en:

- 7.918 toneladas a ser extraídas entre el 1º de enero y 31 de octubre, ambas fechas inclusive; y
- 658 toneladas a ser extraídas entre el 1º de noviembre y el 31 de diciembre, ambas fechas inclusive."

14.344 toneladas a ser extraídas en el área marítima de la IV Región, divididas en:

- 12.810 toneladas a ser extraídas entre el 1º de enero y 31 de octubre, ambas fechas inclusive; y
- 1.534 toneladas a ser extraídas entre el 1º de noviembre y el 31 de diciembre, ambas fechas inclusive."

Anótese, comuníquese y publíquese.- Por orden de Sra. Presidenta de la República.- Ingrid Antonijevich Hladik, Ministra de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Lo que transcribe, para su conocimiento.- Saluda atentamente a usted, Carlos Hernández Salas, Subsecretario de Pesca.

DETE
ENITI
REFIE
GO DE
SION,

N
Lo esta
la resol
loría Ge
lo dispu

C
Nº 20.0
Aguas,
Que, el
cación
costa d
radiales
establec
de Agu
donde c

1º
PRIVA

L
requisi
acuerdo

Ofer

Nº 1

Nº 2

Requisi

1.
2.
3.
4.

Plazos:

Pe

Pe

Postulac

Co

Nu
Bi
Ar

An
regional