**Resultados de la gestión, periodo 2018-2021**

**Plan de Expansión de la Transmisión**

Durante el período comprendido entre los años 2018 y 2021 la Comisión Nacional de Energía (en adelante CNE) ha publicado los siguientes planes de expansión de la transmisión:

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Año** | **N° de Obras de Expansión** | | | **Inversión aproximada**  **(USD Millones)** | | |
|  | **Total** | **Nacional** | **Zonal** | **Total** | **Nacional** | **Zonal** |
| 2018 | 67 | 13 | 54 | 1.456 | 1.264 | 192 |
| 2019 | 61 | 17 | 44 | 379 | 132 | 247 |
| 2020 | 47 | 14 | 33 | 494 | 301 | 193 |
| 2021 (\*) | 38 | 10 | 28 | 537 | 305 | 231 |

(\*) Información correspondiente al Informe Técnico Preliminar emitido el 12 de enero de 2022.

Cabe señalar que desde el año 2020 se comenzó a aplicar un nuevo mecanismo para el desarrollo de los planes de obras de generación de la transmisión, pasando de un proceso iterativo discreto mediante el uso de un software no especializado de optimización, a un proceso de optimización de recursos mediante el uso de un software que permite la optimización de generación – Transmisión. Dicha mejora permite obtener resultados (planes de obras de generación) que se adaptan óptimamente al proceso de la planificación y que consideran de forma más certera los antecedentes presentados por el Ministerio de Energía al Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo.

Por otra parte, el 25 de mayo del 2021 se publicó el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, el que permite ampliar y mejorar las metodologías de análisis otorgando mayores certezas en materias de Acceso Abierto a las instalaciones de Transmisión, Planificación de la Transmisión y Licitación de Obras de Expansión.

**En el Ámbito de Desarrollo de Propuestas de Normativas**

La CNE tiene, dentro de sus funciones, la fijación de normas que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento del sector eléctrico. Estas normas serán fijadas mediante resolución exenta, de conformidad a lo señalado en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, siguiendo procedimiento público y participativo de elaboración.

En este contexto, durante el período comprendido entre los años 2018 y 2021, se han dictado las siguientes orientadas en 4 grandes ejes que se indican a continuación:

Eje N°1: Mayores exigencias en calidad de servicio y modernización de los sistemas de distribución y fomento a la generación distribuida:

* Modificación a la Norma Técnica de Conexión y Operación de equipamiento de generación en baja tensión aprobada con fecha 31 de mayo de 2019

Establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de Equipamientos de Generación (EG), cuya capacidad instalada total no supere el límite que se establece en la Ley N°20.571, conectados en redes de concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, en ejecución de lo dispuesto en el artículo 149° bis del Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y de lo previsto en el Decreto N°71, del 4 de Junio 2014, modificado por el Decreto N°103, ambos del Ministerio de Energía, que aprobó el Reglamento para regular el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales, y que se dispongan para el consumo propio de Usuarios Finales sujetos a fijación de precios, con derecho a inyectar sus excedentes a la red de distribución.

* Modificación de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión aprobada con fecha 22 de julio de 2019

Establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD), en redes de media tensión de concesionarios de servicio público de distribución de electricidad o de aquellas empresas que posean instalaciones de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

* Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución aprobada con fecha 12 de agosto de 2019

Establece las exigencias técnicas mínimas que permiten asegurar un nivel de calidad, seguridad, escalabilidad e interoperabilidad para los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control que deben implementar las Empresas Distribuidoras, de acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución y demás normativa aplicable.

* Modificación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, aprobada con fecha 18 de diciembre de 2019

Establece las exigencias que deberán cumplir los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad y las empresas que sean propietarias, arrendatarias, usufructuarias o que operen, a cualquier título, instalaciones de distribución de energía eléctrica.

Eje N°2: Perfeccionamiento del Mercado de Corto Plazo:

* Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Regasificado, aprobada con fecha 21 de junio de 2019

Establece las exigencias de información, procedimientos, metodologías, mecanismos y condiciones de aplicación que resulten necesarias para la programación y coordinación de Unidades GNL.

* Norma Técnica de Servicios Complementarios aprobada con fecha 18 de diciembre de 2019

Establece las exigencias, procedimientos, metodologías y condiciones de aplicación con las que se regirá la prestación de Servicios Complementarios, la determinación de los requerimientos de los mismos, y sus procesos de verificación de instalaciones, y de evaluación de disponibilidad y desempeño, de conformidad a lo establecido en el Reglamento de SSCC y la Ley.

* Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, capítulos “de Costos Marginales” y “de las Transferencias Económicas y la Coordinación de Mercado aprobada con fecha 2 de agosto de 2021

Establece las exigencias, procedimientos, metodologías y condiciones de aplicación con las que se regirá el proceso de coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, en conformidad al Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico, a la Ley General de Servicios Eléctricos y a la restante normativa aplicable.

* Modificación de la Norma Técnica para programación de la operación de unidades que utilicen gas natural regasificado aprobada con fecha 13 de octubre de 2021

Establece las exigencias de información, procedimientos, metodologías, mecanismos y condiciones de aplicación que resulten necesarias para la programación y coordinación de Unidades GNL, con el objeto de modernizar la regulación energética y adaptarla a los nuevos escenarios de la matriz energética nacional.

Eje N°3: Incremento de los estándares técnicos en seguridad y calidad de servicio de los sistemas eléctricos de Chile:

* Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos aprobada con fecha 8 de marzo de 2018

Esta norma es aplicable a Instalaciones de Generación, de Almacenamiento de Energía, líneas e Instalaciones de Transmisión e Instalaciones de Clientes abastecidos directamente desde Instalaciones de Transmisión o Generación en Sistemas Medianos que se encuentren sujetos a la tarificación señalada en el artículo 178° de la Ley. También aplica a funciones y actividades que deberá cumplir la Operadora Principal, los Integrantes, Grandes Clientes y el Coordinador en cuanto a la operación y coordinación del sistema.

* Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio aprobada con fecha 8 de septiembre de 2020

Se trabajó en una modificación normativa que finalizó con el Anexo Técnico “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión” de la Norma Seguridad y Calidad de Servicio, y cuyo objetivo es el de definir las exigencias mínimas de diseño de las instalaciones de los Sistemas de Transmisión, a efectos de que éstas garanticen el cumplimiento de los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Cabe señalar que el alcance de esta modificación circunscribe a las instalaciones de todos los sistemas de transmisión, es decir, del Sistema de Transmisión Nacional, Sistema de Transmisión Zonal, Sistema de Transmisión Dedicada, y Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo.

Eje N°4: Compensaciones a clientes por indisponibilidad de suministro

* Norma Técnica de Indisponibilidad de Suministro y Compensaciones aprobada con fecha 28 de diciembre de 2020

Establece los requisitos, procedimientos, metodologías y condiciones de aplicación para la determinación y el pago de compensaciones a usuarios finales por indisponibilidad de suministro eléctrico de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 72°-20 de la Ley y el Reglamento para la Determinación y Pago de las Compensaciones por Indisponibilidad de Suministro Eléctrico.

**En el Ámbito de Fijaciones de Precios de los Segmentos del Sector Eléctrico**

En el marco de los procesos tarifarios regulares desarrollados por la CNE, durante este período fueron publicados:

* El “Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional” correspondientes al 1° y 2° semestre de cada año.
* El “Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional y de Ajuste y Recargos por Aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial” correspondientes al 1° y 2° semestre de cada año. No obstante, los niveles de precios establecidos en el referido informe fueron derogados con la vigencia de la Ley N°21.185 publicada en noviembre de 2019, la cual crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas.

En el ámbito del servicio concesionado de distribución, en marzo de 2018 se aprobó mediante un nuevo informe técnico “Actualización de Fórmulas Tarifarias para Concesionarias de Servicio Público de Distribución”, en atención a recoger las inversiones y costos necesarios para el cumplimiento de las exigencias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución y que no fueron incluidas en el Valor Agregado de Distribución, correspondiente al cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020, el cual fue utilizado para las tarifas de suministro de electricidad fijadas en el Decreto Supremo N°11T del año 2016. La actualización de costos se enmarca en lo establecido en el Artículo 187° de La Ley General de Servicios Eléctricos, bajo el cual las empresas concesionarias del servicio público de distribución y la CNE suscribieron un acuerdo unánime para efectuar un nuevo estudio de tarifas.

En el ámbito de la tarificación del segmento de distribución, durante junio de 2020, se aprobaron las Bases Técnicas Definitivas para el “Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2020-2024” y del “Estudio de Costos de los Servicios Asociados a Suministro de Electricidad de Distribución”, incorporando por primera vez los preceptos de la Ley N°21.194 que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica.

Por otra parte, en virtud del Decreto N°88 del 2020 del Ministerio de Energía, a contar del año 2021, la CNE incorpora como parte de sus procesos tarifarios regulares, la elaboración del Informe Técnico de Precios Estabilizados.

**En el ámbito de Determinación de Nivel, Estructura y Estabilidad de Precios de los combustibles**

Desde su creación en el año 2013 el Aporte Compensatorio por el Menor Valor del Precio de Gas que vende ENAP en Magallanes, establecido anualmente en la Ley de presupuesto ha permitido no incrementar sustancialmente los precios del gas en Magallanes, combustible esencial para la vida y el desarrollo de la región.

En el periodo 2018 – 2021 el Estado a través de la Ley de Presupuesto estableció un monto total de Aporte Compensatorio de 230,79 miles de millones de pesos.

Al respecto la Comisión, por expresa instrucción de la Ley de Presupuestos ha debido para cada año en cuestión establecer mediante Resolución, la que debe ser visada por la Dirección de Presupuestos, el Costo Unitario de Producción de ENAP y la metodología que debe ceñirse el cálculo del Aporte Compensatorio mensual.

Para ello la CNE estableció un total de seis actos administrativos, cuatro corresponden al establecimiento del CUP y la metodología del Aporte compensatorio mensual en el mes de enero de cada año y los dos restantes a modificaciones interanuales en el Costo Unitario de Producción con ocasión de información relevante que ameritó algún tipo de cambio en ese valor o la forma de determinarlo, con el fin de precaver el mejor uso de los recursos fiscales.

Por su parte, el Proceso de Tarificación del Valor Agregado de Distribución del Gas y Servicios Afines para la Región de Magallanes y la Antártica Chilena se encuentra establecido en el artículo 38 y siguientes de la Ley de Servicios de Gas.

Este proceso se inicia en el año 2017, y a partir de 2018 se constituye el Comité de Licitación, Evaluación y Seguimiento del Estudio; se desarrolló las Bases Administrativas y Técnicas del Estudio de Costos, la que estuvieron sometidas a un proceso de discrepancias ante Panel de Expertos.

Posteriormente la CNE elaboró los Informes Técnicos correspondientes y se recibieron observaciones de la empresa concesionaria, así como de algunos participantes. Dicho proceso también fue sometido a resolución de discrepancias ante el Panel de Expertos.

Finalmente, en julio de 2019, previo Informe de la CNE, el Ministerio de Energía dictó el Decreto tarifario 8T que luego de la revisión de Contraloría General de la República, fue publicado en el Diario Oficial el 23 marzo de 2020, convirtiéndose en el primer decreto que tarificó los servicios de gas de gas y servicios afines en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena.

Desde la fecha de publicación en el Diario Oficial y hasta febrero de 2022, la CNE ha monitoreado las tarifas y su indexación elaborando un total de 23 reportes de seguimiento, que han verificado la correcta indexación de tarifas y en aquellos casos que no ha sido así, se ha informado a la empresa concesionaria para que realice corrección en sus cálculos.

**En el Ámbito de Competitividad del Mercado**

En atención a lo dispuesto en el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos, la CNE publica anualmente el “Informe de Licitaciones”. En este informe se determina la proyección de demanda eléctrica de los clientes regulados del Sistema Eléctrico Nacional, para un horizonte de 20 años, el nivel de contratación de las empresas distribuidoras y la proyección de necesidades de suministro y de licitaciones resultantes para los próximos años. El proceso de elaboración del informe considera una etapa de observaciones de parte de las empresas y actores interesadas, e incluso la posibilidad de recurrir ante el Panel de Expertos en caso de discrepancia respecto de los valores contenidos en el Informe Final de Licitaciones. Cabe mencionar que en el período 2018-2021 no se presentó ninguna discrepancia sobre los resultados de dicho Informe.

Los resultados de estos informes permitieron a la CNE realizar el diseño e implementación del proceso de licitación de suministro 2021/01 por 2.310 GWh-año, con inicio de suministro para el año 2026. A su vez, el informe de Licitaciones 2021, previó la necesidad de realizar un nuevo proceso de licitación por 5.000 GWh-año para ser llevado a cabo durante el año 2022, con inicio de suministro para el año 2027.

De conformidad a lo establecido en La Ley General de Servicios Eléctricos, las concesionaras de distribución eléctrica deben disponer permanentemente de suministro contratado para el abastecimiento de sus clientes regulados (residenciales, comerciales y pequeñas industrias). Para ello, dichos contratos deberán ser resultado de licitaciones públicas, las cuales son diseñadas y dirigidas por la CNE.

Desde la publicación de la Ley N° 20.805, que perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico, estas licitaciones se han convertido en un importante instrumento para reducir precios de largo plazo de los clientes regulados, para atraer a nuevos actores al mercado eléctrico y para viabilizar la incorporación de nuevos proyectos de generación en base a energías renovables.

Las licitaciones de diseñan anualmente en base a las necesidades de nuevo suministro contratado, determinado por la CNE en sus Informes de Licitación. Durante el año 2018 no se efectuaron licitaciones de suministro, debido a reducciones en las proyecciones de demanda. En el año 2019 se realizó el llamado a licitación 2019/01, por un monto de energía de 5.880 GWh-año a partir de 2026, sin embargo, cambios en las expectativas económicas que impactan en las proyecciones de demanda llevaron a postergar la realización del proceso para 2020 y posteriormente las consecuencias de la pandemia de Covid-19 implicaron suspender definitivamente el proceso. De esta manera, en diciembre de 2020 se da inicio a un nuevo proceso de licitación, denominado licitación 2021/01, por un monto de 2.310 GWh-año a partir de 2026. Dicha licitación incorporó cambios destinados a reducir algunos riesgos de modo de incentivar la participación de los distintos suministradores de energía, lograr precios competitivos que beneficien a los clientes regulados y dar más acceso a distintos tipos de energía, incluido el almacenamiento. Entre tales cambios, se incluye la posibilidad opcional de extensión del contrato en caso de no facturarse toda la energía comprometida, la habilitación para que ante un cambio legal que incorpore nuevas condiciones de facturación para futuras licitaciones, ellas puedan ser acogidas opcionalmente por los contratos adjudicados en la presente Licitación, y permitir y facilitar la participación de Sistemas de Almacenamiento puros.

La adjudicación de este proceso de licitación se realizó en septiembre de 2021, permitiendo abastecer la totalidad del suministro licitado a un precio promedio de 23,8 US$/MWh, el valor más bajo obtenido en un proceso de licitación. Destaca adicionalmente que la totalidad de las ofertas adjudicadas corresponden a proyectos nuevos de energías renovables y sistemas de almacenamiento.

**En el Ámbito de Proyección de la Demanda**

En el mes de diciembre de cada año, la CNE publica el “Informe Preliminar de Previsión de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”. En dicho informe se distinguen las proyecciones de consumo de los grupos de consumo de clientes regulados y clientes libres. Para su elaboración, se utiliza los antecedentes entregados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución y del Coordinador. Los resultados de estos informes sirven para la realización de distintos procesos tarifarios, tales como la planificación de la expansión de la transmisión, fijación semestral de los precios de nudo de corto plazo, los procesos cuatrienales de valorización de la transmisión, del valor agregado de distribución y de valorización de sistemas medianos, entre otros. El proceso de elaboración del informe considera una etapa de observaciones de parte de las empresas y actores interesadas, los cuales son consideradas en la elaboración del informe final que se emite en el mes de enero siguiente.

Las situaciones de convulsión social de 2019, las importantes variaciones de las expectativas económicas y la pandemia de Covid-19 han originado importantes variaciones en las proyecciones de crecimiento de la demanda energética a lo largo del período 2018-2021. En su último Informe preliminar de diciembre de 2021, los resultados estiman un crecimiento promedio de la demanda de largo plazo de un 3,80% anual para el Sistema Eléctrico Nacional.

**En el Ámbito de la Estabilización de Precios**

El año 2019, se dicta la ley N°21.185, la cual estableció un mecanismo transitorio que congeló las tarifas para los clientes regulados, el que permitiría evitar las alzas en el precio de la energía producto de importantes alzas de los precios de combustibles y del dólar, bajo un contexto de convulsión social, que originó la necesidad de un acuerdo nacional por una Nueva Agenda Social.

Este mecanismo mantiene estabilizados los precios a clientes mientras se contabilizan los montos adeudados a los suministradores, los cuales serían pagados manteniendo el precio estabilizado al cliente a medida que los precios de la energía de los suministradores fueran disminuyendo. El mecanismo tiene vigencia hasta el año 2027 y considera un máximo de 1.350 millones de dólares en montos adeudados a los suministradores. La CNE participó activamente en el diseño del mecanismo y del proyecto de ley correspondiente.

Durante el período 2020-2021 la CNE lleva a cabo la implementación del mecanismo de estabilización de precios. En marzo de 2020 dicta la Resolución Exenta N°72, que establece disposiciones técnicas para la implementación de la Ley N° 21.185. A su vez, semestralmente, a través de los Informes Técnicos de Precio de Nudo Promedio, la CNE fija las actualizaciones de los precios a clientes regulados y contabiliza los montos adeudados a los suministradores, de conformidad a las disposiciones de la Ley N° 21.185 y la Resolución Exenta N°72.

La aplicación del señalado mecanismo ha logrado su objetivo hasta el momento de impedir el traspaso de alzas de tarifas durante el período 2018-2021 a raíz del alza en precios de los combustibles y del precio del dólar. De conformidad con el informe técnico elaborado por la CNE de noviembre de 2021, los saldos adeudados acumulan un monto de 1.138,6 millones de dólares y se estima que el fondo se verá agotado para fines del primer semestre de 2022, debido principalmente a las mayores alzas experimentadas por el precio del dólar durante este período.

**En el Ámbito del Monitoreo de Mercado**

A partir de la modificación de la Ley de Servicios de Gas, ley 21.999 promulgada en febrero de 2017, se establecieron las bases del Proceso de Chequeo Anual de Rentabilidad para las Empresas Concesionarias de Distribución de Gas, sujetas a una tasa de rentabilidad económica máxima para una determinada zona de concesión.

La Ley señala que las bases de dicho proceso quedarán establecidas en un reglamento, en el que además se indicaran los plazos y la forma de cómo deben informar las empresas. Como dicho reglamento aun no estaba elaborado en el momento de promulgar la Ley, se dictaron resoluciones exentas, que fueron las bases de los chequeos de rentabilidad efectuados entre los años 2017 – 2021, mientras se elaboraba el “Reglamento de Chequeo de Rentabilidad y Tarificación”, reglamento que a fines de 2021 se encuentra en su etapa final de revisión por parte de Contraloría General de República.

Por otra parte, es necesario señalar que durante los procesos del chequeo de rentabilidad efectuados entre los años 2018-2021, se han ido perfeccionando los manuales de Sistema de Cuentas, documento que establece la información que deben entregar las empresas concesionarias, así como la plataforma de recepción de la información.

La Ley de Servicios de Gas establece libertad tarifaria para las concesionarias de distribución, no obstante, se encuentran sometidas a una rentabilidad máxima permitida con el fin de no caer en un régimen de tarificación, revisión que realiza anualmente la Comisión a través del proceso de Chequeo de Rentabilidad. Dicho límite de rentabilidad establecido en la Ley es la tasa de costo de capital más un spread de 3%, régimen que fue transitorio ya que el límite previo del spread era de 5%, lo que se consiguió rebajando de forma escalonada el spread en 0,5% anual, entrando en el régimen definitivo de spread de 3% el año 2021, la que fue aplicable a la rentabilidad de la empresa del año calendario 2020.

Para llevar a cabo el proceso, la información de ingresos y costos de explotación, así como los costos de inversión remitida por las empresas, son revisados y corregidos con criterios de eficiencia. Para ello cada cuatro años se establecen los bienes considerados eficientes, para efectos de chequeo de rentabilidad, su vida útil, el valor nuevo de reemplazo (VNR) de éstos y su fórmula de indexación, junto con los indicadores de eficiencia para la actividad de distribución y el plazo de amortización de los gastos de comercialización eficientes que se aplicarán durante lo que reste del cuatrienio.

El primer proceso de determinación de VNR se realizó el año 2017, mientras que, en el año 2021, se realizó el segundo estudio cuatrienal de Valor Nuevo de Reemplazo que será aplicable a los procesos de Chequeo de Rentabilidad correspondientes a los años calendario 2022-2025. Respecto de la versión anterior (estudio cuatrienal de VNR de 2017), en el desarrollo de este estudio de VNR se contó con una mayor cantidad y calidad de información, así como con información histórica de la materialidad de rotura y reposición de pavimentos y costos de distintos activos, e información georreferenciada de las instalaciones de gas, pudiendo en consecuencia efectuarse un análisis de eficiencia en mayor profundidad y calidad.

Con respecto los resultados obtenidos, las rentabilidades promedio a partir del año 2018, son:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Empresa** | **ZC** | **Rentabilidad** | **Promedio** | | |
| **2016 - 2018** | **2017 - 2019** | **2018 - 2020** |
| Metrogas | RM | Rentabilidades | 8,82% | 8,71% | 8,47% |
| Max. Permitida | 10,00% | 9,50% | 9,00% |
| Gasvalpo | V | Rentabilidades | 4,97% | 5,42% | 5,62% |
| Max. Permitida | 10,16% | 9,83% | 9,33% |
| Gassur | VIII | Rentabilidades | 1,94% | 1,96% | 1,96% |
| Max. Permitida | 10,17% | 9,84% | 9,34% |
| Intergas | IX | Rentabilidades | 4,02% | 4,21% | 4,79% |
| Max. Permitida | 10,27% | 10,06% | 9,55% |
| Lipigas | II | Rentabilidades | 5,61% | 7,35% | 8,93% |
| Max. Permitida | 10,05% | 9,61% | 9,11% |

Nota: se omiten las rentabilidades indeterminadas y negativa.

Respecto del monitoreo del sector eléctrico, en particular, de la comercialización entre generadores y clientes (clientes libres y distribuidoras) en el Sistema Eléctrico Nacional, durante el período comprendido entre los años 2018 y 2021, se realizaron 48 publicaciones mensuales del indicador de Precio Medio de Mercado, disponibles en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Adicionalmente, se concluyó el desarrollo de la Plataforma de Monitoreo de Mercado posteriormente nombrada GEMA – Gestión para el Monitoreo de Energía cuyo desarrollo se fundamenta en la continuidad del proceso de modernización de las labores de monitoreo del segmento generación, y el mercado de contratos bilaterales que arroje, rápida y eficazmente, una visión global del comportamiento del mercado. Culmina este desarrollo en el año 2021 cuando se presenta a todas las empresas participantes del mercado energético chileno.

En lo que respecta a desarrollo de proyectos de infraestructura eléctrica, la CNE tiene como responsabilidad los procesos de Declaración de Proyectos en Construcción, Modificaciones Relevantes y la interconexión de instalaciones de transmisión al sistema eléctrico sin que estas formen parte de la planificación de que trata el artículo 87°, en conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 102° de la Ley, conocido como “Obras Urgentes”.

Respecto de las solicitudes de Declaración de Proyectos en Construcción, en el siguiente cuadro se muestra la cantidad de solicitudes presentadas ante la CNE en el período, y el incremento anual de las mismas:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Año** | **Solicitudes Ingresadas** | **Aumento respecto del año anterior** | |
| **Cantidad** | **Porcentaje** |
| 2018 | 95 | - | - |
| 2019 | 143 | 48 | 50,5 |
| 2020 | 192 | 49 | 34,3 |
| 2021 | 235 | 43 | 22,4 |

La alta cantidad de solicitudes presentadas, así como su alza, se pueden explicar entre otros factores por:

* El alto interés de los desarrolladores de proyectos de Medios de Generación de Pequeña Escala (o MGPE), entre los cuales se encuentran los Pequeños Medios de Generación (o PMG) y los Pequeños Medios de Generación Distribuida (o PMGD), en ser declarados en construcción y así contar con la posibilidad de optar al régimen de precios estabilizados determinados por el Precio de Nudo de Corto Plazo, en atención a las disposiciones introducidas por el Decreto Supremo N°88 del Ministerio de Energía, cuyo plazo vence el 8 de abril de 2022.
* La declaración en construcción de proyectos comprometidos en las licitaciones de suministro.
* El avance de los programas de descarbonización que han requerido del reemplazo de fuentes de generación convencionales por otras renovables, y
* El mayor conocimiento de las empresas del procedimiento.

Para afrontar de mejor manera las solicitudes de las empresas, a fines del segundo trimestre de 2021 se comenzó a utilizar una Plataforma Digital para el proceso de Declaración de Proyectos en Construcción, la cual da origen a Resoluciones Exentas individuales, dotando así, de mayor transparencia, trazabilidad y agilidad al proceso. Los proyectos declarados en dichas resoluciones individuales son sistematizados en una única resolución mensual que se emite dentro de los últimos 5 días hábiles del mes.

En tanto, para el proceso de Modificaciones Relevantes, durante estos últimos años se ha observado un aumento importante de estas solicitudes, lo cual se puede explicar mediante por factores tales como:

* Cambios significativos en las redes de transmisión producto de la ejecución de diversos proyectos bajo la nueva legislación,
* Incremento de solicitudes de retiro de centrales favoreciendo el recambio tecnológico, en particular los procesos de descarbonización,
* Incremento de proyectos declarados en construcción que implican el desarrollo de modificaciones relevantes,
* El mayor conocimiento de las empresas del procedimiento y
* La contingencia sanitaria que ha impulsado la ejecución de distintas tareas ejecutables de manera remota (como lo son la obtención de los permisos).

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Año** | **Solicitudes Ingresadas** | **Aumento respecto del año anterior** | |
| **Cantidad** | **Porcentaje** |
| 2018 | 13 | - | - |
| 2019 | 19 | 6 | 46,2 |
| 2020 | 42 | 23 | 121,1 |
| 2021 | 30 | -12 | -28,6 |

En lo que respecta al proceso de Obras Urgentes, el crecimiento de solicitudes por este mecanismo se puede explicar en varios factores como lo son:

* Planificación centralizada rígida y con plazos muy extensos para el desarrollo de proyectos,
* Declaraciones desiertas de obras de expansión en licitaciones del Coordinador Eléctrico Nacional
* Cambio regulatorio que permitió el desarrollo de obras de transmisión para la conexión de proyectos dedicados (generación, demanda libre, entre otros) y
* Crecimientos explosivos de algunos consumos (electromovilidad, sector agrícola, entre otros).

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Año** | **Solicitudes Ingresadas** | **Aumento respecto del año anterior** | |
| **Cantidad** | **Porcentaje** |
| 2018 | 13 | - | - |
| 2019 | 19 | 3 | 75,0 |
| 2020 | 42 | 6 | 85,7 |
| 2021 | 30 | -4 | -30,8 |

**En el Ámbito de Valorización de Instalaciones de Transmisión**

Durante el periodo comprendido entre los años 2018 y 2021 la CNE llevó adelante el primer proceso de Valorización de las Instalaciones de Transmisión 2020 – 2023 de manera conjunta de los sistemas de Transmisión Nacional, Zonal, del Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo y de las Instalaciones de Transmisión Dedicada utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios.

Durante los años 2018 y 2019, la CNE aprobó las “Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la Realización de los Estudios de Valorización de los Sistemas de Transmisión”, junto a las cuales realizó el llamado a licitación pública internacional para el desarrollo de los estudios de valorización de instalaciones de transmisión, al que se refiere el artículo 108° de la Ley. Constituyéndose además el Comité para la adjudicación y supervisión de los estudios de valorización.

En el año 2020 se desarrollaron los Estudios de Valorización de las instalaciones de Transmisión, donde los informes de avance y finales fueron revisados, observados y aprobados por el Comité. Pudiendo, los participantes y usuarios e instituciones interesadas inscritos en el registro al que se refiere el artículo 90° de la Ley, realizar observaciones a dichos informes. Los estudios culminaron con la correspondiente audiencia pública, donde los consultores expusieron las metodologías y resultados obtenidos.

Durante el año 2021, en virtud de lo señalado en el artículo 112° de la Ley, la CNE desarrolló su Informe Técnico Preliminar, el cual fue aprobado mediante la Resolución Exenta N°95 de 6 de abril de 2021. Posteriormente, dicho informe recibió las observaciones de los distintos actores de la industria que se encuentran en el registro de participación ciudadana. Con ello, la CNE emitió su Informe Técnico Final, aprobado mediante la Resolución Exenta N°251 de 2 de agosto de 2021, respecto del cual distintas empresas transmisoras presentaron sus discrepancias frente al Panel de Expertos. Al término del año 2021, la CNE se encuentra a la espera del Dictamen de dicho Panel, a fin de proceder a su implementación y a desarrollar su Informe Técnico Definitivo.

**En el Ámbito de la Calificación de Instalaciones de Transmisión**

De acuerdo a lo establecido en los Artículos 100° y 101° de la Ley de Servicios Eléctricos, la Comisión Nacional de Energía aprobó en el mes de noviembre el “Informe Técnico Final de Calificaciones de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Período 2020 – 2023”, el cual mediante la utilización de una metodología propuesta, establece la identificación de pertenencia, para efecto de su valorización, de las instalaciones de transmisión en los segmentos Sistema Nacional, Sistema Zonal o Sistema Dedicado.

El referido Informe Final, de acuerdo con lo señalado en el inciso tercero del artículo 101° de Ley, fue objeto de la presentación de discrepancias ante el Panel de Expertos por parte de 9 entidades. Con fecha 19 de marzo de 2019 el Panel de Expertos emitió el Dictamen N°15-2018, el que fue comunicado a la CNE y a los participantes, usuarios e instituciones interesadas.

Finalmente, la CNE emitió la Resolución Exenta N°244 del 09 de abril de 2019 en la que, “Aprueba Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Periodo 2020 – 2023”.

**En el Ámbito de la Definición de Servicios Complementarios**

En el mes de diciembre de 2018, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72°-7 de Ley N°20.936, se aprobó el Informe de Definición de Servicios Complementarios. Dicha definición establece servicios tales como: Control de Frecuencia, Control de Tensión, Control de Contingencias y Plan de Recuperación de Servicio y sus categorías, en atención a las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de dichos servicios. Adicionalmente, se incluyeron las prestaciones específicas y atributos que se deberán considerar para efectos de remunerar cada uno de los Servicios Complementarios y su calificación sistémica o local.

Un año después, en diciembre de 2019, se aprueban, algunas modificaciones al Informe de Definición de Servicios Complementarios, incorporándose, entre otros, los conceptos de Error de Control de Área, Tiempo de Inicio de Activación, Tiempo Total de Activación, Tiempo de Entrega y Recurso Técnico Comprometido. Se realizaron, igualmente, modificaciones en los tiempos de respuesta asociados a los servicios de Control de Frecuencia y sus distintas categorías.

Adicionalmente, ese mismo mes, se aprobó la Norma Técnica de Servicios Complementarios, que regula las materias asociadas al detalle de la implementación y puesta en operación de los mecanismos de materialización del nuevo régimen de Servicios Complementarios que mandata la Ley N°20.936. Adicionalmente, esta resolución aprueba modificaciones a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y a algunos de sus Anexos Técnicos, así como el texto refundido y sistematizado de la NTSyCS y sus anexos, a efectos de incorporar las actualizaciones necesarias a propósito de la puesta en vigencia del nuevo régimen de SSCC.

Durante el año 2019 la CNE ejecutó el “Estudio de Determinación de precios máximos para licitaciones y subastas de Servicios Complementarios”, cuyo objetivo era establecer una metodología que permitiera fijar los valores máximos o los mecanismos de determinación de los valores máximos de las ofertas de las subastas y licitaciones de los SSCC, sus categorías y subcategorías según lo establecido en la Resolución SSCC de la CNE. Sobre la base de los resultados del citado estudio, la CNE emitió la Resolución Exenta que fijó y comunicó los mecanismos de determinación de los valores máximos para las ofertas de subasta de Servicios Complementarios de Control Secundario y Terciario de Frecuencia.

Un nuevo régimen de SSCC comenzó a operar a partir del 1° de enero de 2020, en donde el Coordinador estableció que la materialización de los servicios de control de frecuencia secundario y terciario fuese a través de subastas diarias. El resto de los SSCC se materializaría mediante instrucción directa. En dicho contexto, se llevó un monitoreo continuo del mercado de SSCC, de los precios adjudicados y la participación por empresa, entre otra información.

Posteriormente, en noviembre de 2020, mediante Resolución Exenta, se modifica y reemplaza el Informe de Definición de Servicios Complementarios. Esta resolución establece la asimetría del Control Primario de Frecuencia y define las componentes que deberán ofertar las empresas participantes de las subastas y las que deberá calcular el Coordinador para su remuneración.

**En el Ámbito de los Mecanismos de Gestión**

Durante el período 2018 – 2021 la Comisión Nacional de Energía obtuvo el 100% de los bonos asociados a los distintos mecanismos en los que le toca participar.

Esto es:

* Programa de Mejoramiento de la Gestión (PMG), suscrito con la Dirección de Presupuestos
* Convenio de Desempeño Colectivo (CDC), suscrito con el Ministerio de Energía
* Convenio Desempeño Alta Dirección Pública I Nivel, correspondiente al Secretario Ejecutivo de la Institución, suscrito con el Ministro de Energía
* Convenio Desempeño Alta Dirección Pública II Nivel, suscritos con el Secretario Ejecutivo, correspondientes a:
  + Jefe Departamento Eléctrico
  + Jefe Departamento Hidrocarburos
  + Jefe Departamento Jurídico

La cantidad de indicadores por instrumento y año se presenta a continuación.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Instrumento/ Año** | **2018** | **2019** | **2020** | **2021** |
| Programa de Mejoramiento de la Gestión (PMG) - Indicadores de desempeño de los productos estratégicos (bienes y/o servicios) | 6 | 6 | 6 | 5 |
| Programa de Mejoramiento de la Gestión (PMG) - Indicadores de desempeño transversales | 4 | 4 | 5 | 5 |
| Convenio de Desempeño Colectivo (CDC) | 21 | 28 | 32 | 33 |
| Convenio de Desempeño ADP I Nivel - Secretario Ejecutivo | 8 | 8 | 7 | 9 |
| Convenio de Desempeño ADP II Nivel - Jefe Depto. Hidrocarburos | 4 | 4 | 5 | 5 |
| Convenio de Desempeño ADP II Nivel - Jefe Depto. Eléctrico | - | - | 5 | 5 |
| Convenio de Desempeño ADP II Nivel - Jefe Depto. Jurídico | 6 | - | 7 | 7 |
| **TOTAL** | **49** | **50** | **67** | **69** |