

Reporte
Identificación de impacto económico
Indicaciones del Ejecutivo – Boletín N° 17064-08

En el contexto de la discusión del proyecto de ley Boletín N° 17064-08, en particular sobre la materia referida a la ampliación de la cobertura del subsidio eléctrico, el Ministerio de Energía ha evaluado diversas modificaciones a los pilares de recaudación con el objeto de morigerar los impactos en la industria de pequeños medios de generación (PMGD).

Esta minuta describe la metodología utilizada para evaluar el impacto económico de las indicaciones presentadas por el Ejecutivo que se indican a continuación:

1. Reducción y diferenciación de los guarismos anuales del cargo FET.
2. Exención de imputación del cargo FET para PMGD categorizados como MiPyme.
3. Diferimiento de imputación del cargo FET para PMGD con menos de 12 meses de operación.
4. Creación de crédito a partir del 2028, para que empresas/holdings recuperen los montos imputados a su compensación durante el periodo del subsidio.
5. Traspaso de excedentes de recursos destinados para el financiamiento del subsidio a ejecución de proyectos fotovoltaicos conjuntos o individuales.

1 Antecedentes

Considerando que parte de las indicaciones plantean reglas diferenciadas en función de la entrada de operación de las centrales, es necesario evaluar la operación del sistema eléctrico por todo el periodo del subsidio y el transitorio asociado al artículo segundo transitorio del Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía, de 2019, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala (en adelante, “DS88”). Para ello, se utilizó la proyección del precio estabilizado solicitada a SPEC (en adelante, “Consultor”) y las compensaciones del sistema hasta el año 2035, lo que constituye un perfeccionamiento respecto de la metodología utilizada en el boletín original¹ que consideró la operación real del sistema en una ventana de 12 meses (jul23-jun24).

Se utilizaron dos escenarios de evaluación, cuyas consideraciones son:

- Escenario hidrológico seco y otro húmedo.
- Sólo se consideran unidades solares PV.
- No se considera que las unidades participen de la prorrata de recortes de generación.
- No se consideran efectos en la degradación de los activos.
- Todos los proyectos declarados en construcción optan al régimen de precio del artículo segundo transitorio del DS88.
- Todos los proyectos declarados en construcción (incluidos los con retraso) se consideran con entrada en operación en 2024.

Todos los supuestos utilizados se encuentran detalladas en el informe adjunto “2024Q3 Proyección PNCP”.

¹ IIR de Boletín 17064-08. [Enlace](#)

Adicionalmente, la División de Energías Sostenibles del Ministerio de Energía, estimó que el excedente de recaudación de los años 2025, 2026 y 2027², podría financiar como máximo los siguientes proyectos fotovoltaicos, categorizados en viviendas de propiedad conjunta y en viviendas urbanas y rurales:

Tabla 1: Número de proyectos con excedentes por año

Año excedente generado	Proyecto	kWp	Nº proyectos
2025	Propiedad conjunta	300	280
2025	Vivienda urbana	2	11.143
2025	Vivienda rural	2	5.200
2026	Propiedad conjunta	300	122
2026	Vivienda urbana	2	4.875
2026	Vivienda rural	2	2.275
2027	Propiedad conjunta	300	78
2027	Vivienda urbana	2	3.134
2027	Vivienda rural	2	1.463
Total			28.570

2 Metodología

A partir de los antecedentes expuestos en el apartado anterior, y dado que algunas de las consideraciones requeridas al Consultor fueron conservadoras en la definición del estudio, los resultados fueron ajustados de tal manera de representar adecuadamente las condiciones particulares de los proyectos presentados por la CNE en la Resolución Exenta N° 578³. Estas condiciones son:

- Retrasos en la interconexión de los proyectos, y prórrogas solicitadas.
- En función de la fecha de obtención de la declaración en construcción de la central, se evalúa si efectivamente pueden acceder al precio estabilizado del artículo segundo transitorio del DS88.

Estos ajustes consideran que la modificación de las inyecciones de ciertas centrales no alterará significativamente la operación del sistema como para generar cambios en los costos marginales presentados por el Consultor en los antecedentes.

A partir de lo anterior, es posible enumerar los datos de entrada para la evaluación de las medidas, tal como se indica a continuación:

1. **Proyecto:** individualización de cada central PMGD presente en el sistema, y proyectos por conectar.
2. **Generación ajustada [MWh]:** generación mensual por proyecto, modificada de acuerdo con las consideraciones mencionadas anteriormente.
3. **CMg Equivalente [USD/MWh]:** costo marginal en barra de inyección del proyecto.
4. **Precio Estabilizado [USD/MWh]:** precio estabilizado para la valorización de las inyecciones de centrales PMGD.

² La estimación de excedentes se realizó en función del modelo de canastas del subsidio, los ingresos proyectados en base a los pilares, y postulaciones acumulativas anuales equivalentes a la segunda convocatoria. Con ello se estimó excedentes equivalentes a 275.000 MMCLP entre 2025 y 2028.

³ Resolución que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. [Enlace](#)

Considerando la estructura de datos de entrada, se determinó la modificación en la recaudación de las centrales PMGD, de acuerdo con las indicaciones individualizadas en el primer apartado de este reporte. Para ello, se definieron y calcularon los siguientes conceptos:

- a. **Tag 12 meses:** Indicador binario mensual que permite identificar si el proyecto ha operado al menos 12 meses desde su entrada en operación. A partir de 2026 se considera 1 para todas las centrales, independiente de su entrada en operación.
- b. **Tag Pyme:** Indicador binario que permite identificar si el proyecto es considerado Pyme, en función de los antecedentes.
- c. **Prorrata de Iny [%]:** para el mes en cálculo, y para todas las centrales que optaron al régimen de precio del artículo segundo transitorio del DS88, se obtiene el porcentaje de participación sobre la totalidad de inyecciones PMGD en dicho mes.
- d. **Energía Pyme [MWh]:** porción de la energía inyectada por un proyecto que será destinada para el abastecimiento del precio preferente Pyme.
- e. **Valorizado Cmg [USD]:** valorización de energía del proyecto, sin considerar Energía Pyme, valorizada al costo marginal asignado.
- f. **Valorizado Pe [USD]:** valorización de energía del proyecto, sin considerar Energía Pyme, valorizada al precio estabilizado asignado.
- g. **Ingreso Bolsa Pyme [USD]:** valorización de Energía Pyme al precio estabilizado.
- h. **Compensación [USD]:** compensación que debe recibir el proyecto por aquella energía no considerada en el abastecimiento del precio preferente Pyme.
- i. **Prorrata de compensaciones [%]:** porcentaje de participación del proyecto en la totalidad de las compensaciones mensuales del sistema. No se consideran centrales que deban abonar dicho mes.
- j. **Cargo base imputable [USD]:** cargo que los PMGD soportarán, equivalente al monto recaudado por cargo el FET mensual⁴, y calculado de acuerdo con el porcentaje de participación en la prorrata de compensaciones de dicho mes.
- k. **Cargo y Saldo imputable [USD]:** En aquellos meses donde el cargo base no pueda ser imputado en su totalidad a la compensación del proyecto, la diferencia podrá ser imputada en los meses siguientes. Este concepto contempla el cargo base más el saldo remanente del mes anterior.
- l. **Imputación [USD]:** monto efectivamente imputado a la central. Se debe considerar que:
 - I. Centrales Pyme (Tag Pyme) estarán exentas de la imputación del cargo base.
 - II. Centrales con menos de 12 meses de operación: no se le imputará cargo alguno hasta el cumplimiento del tiempo requerido en operación.
- m. **Saldo Mensual [USD]:** Diferencia, en caso de existir, entre la compensación y el valor imputado. Se debe considerar que:
 - I. Centrales Pyme (Tag Pyme) al estar exentas de la imputación del cargo base, no generan saldo.
 - II. Centrales con menos de 12 meses de operación: acumularán un saldo equivalente a la suma de los cargos base, hasta el cumplimiento del tiempo en operación.

2.1 Exenciones centrales MiPyme

Aquellos medios de generación de pequeña escala que sean micro, pequeñas y medianas empresas deberán acreditar estar sujetas a alguno de los regímenes establecidos en la letra D del artículo 14 de la Ley de Impuesto a la Renta contenida en el artículo primero del Decreto Ley N° 824, de

⁴ Recaudación del FET se calcula a partir de la proyección de demanda de la CNE y los guarismos propuestos en el PdL. [Enlace CNE](#)

1974, del Ministerio de Hacienda. Con dicha acreditación podrán eximirse de la imputación del cargo a su compensación por precio estabilizado.

Dado que el régimen de tributación no es público, se solicitó al Servicio de Impuestos Internos información agregada del listado de empresas con giro asociado a PMGD⁵ que cumplieran con los requisitos antes descritos. Los resultados facilitados por el servicio se observan en la Tabla 2.

*Tabla 2: Régimen tributario del conjunto de empresas asociadas al giro de pequeños medios de generación.
Fuente: SII*

Régimen tributario	Cantidad	% Ventas Anuales
Régimen General (Semi integrado)	490	98.45%
Pro Pyme General	83	1.54%
Contribuyentes no sujetos al 14 de la LIR	1	0.01%
Término de giro 31-12-2023	1	0.00%
Total general	575	100.00%

Entendiendo que la relación entre el número de empresas y el número de centrales no es uno a uno, se tomó como aproximación adecuada aplicar el porcentaje de empresas adscritas al régimen tributario ProPyme, a la totalidad de centrales en el horizonte de proyección. Dado que no se tiene la individualización específica de las centrales adscritas a este régimen, se optó por evaluar 100 vectores aleatorios de centrales (coherentes con el porcentaje informado por el SII), y con ello evaluar el impacto promedio de la exención.

Este enfoque de vectores aleatorios de centrales también es considerado en la evaluación completa de las medidas, ya que, aplicar la exención del cargo a ciertas centrales, afecta el resultado agregado sobre las centrales restantes.

2.2 Traspaso de excedentes del subsidio al desarrollo de proyectos fotovoltaicos

Con los antecedentes presentados por la División de Energías Sostenibles del Ministerio de Energía, y considerando un factor de planta de 0,3⁶, la energía mensual y anual que podrían generar los sistemas fotovoltaicos se presenta a continuación:

Tabla 3: Energía de los proyectos por año

Año excedente generado	Proyecto	kWp	N° proyectos nuevos	Energía [kWh-mes]	Energía [kWh-año]
2025	Propiedad conjunta	300	280	18.144.000	217.728.000
2025	Vivienda urbana	2	11.143	4.813.776	57.765.312
2025	Vivienda rural	2	5.200	2.246.400	26.956.800
2026	Propiedad conjunta	300	122	7.905.600	94.867.200
2026	Vivienda urbana	2	4.875	2.106.000	25.272.000
2026	Vivienda rural	2	2.275	982.800	11.793.600
2027	Propiedad conjunta	300	78	5.054.400	60.652.800
2027	Vivienda urbana	2	3.134	1.353.888	16.246.656

⁵ Listado de empresas del Coordinador, Infotécnica. [Enlace](#)

⁶ Se consideró un Factor de Planta conservador para evaluar la afectación en los retiros de clientes regulados.

Año excedente generado	Proyecto	kWp	N° proyectos nuevos	Energía [kWh-mes]	Energía [kWh-año]
2027	Vivienda rural	2	1.463	632.016	7.584.192
Total			28.570	43.238.880	518.866.560

3 Resultados

Considerando los antecedentes y la metodología expuesta previamente, se presentan los impactos de las indicaciones individualizadas en el primer apartado de este reporte.

3.1 Generales

El impacto que se observa sobre las centrales PMGD que participan del cargo imputable a su compensación por precio estabilizado es una reducción del 12% de sus ingresos (valores nominales), respecto del escenario regulatorio actual. El desglose anual de los resultados se presenta en la Tabla 4.

Tabla 4: Impactos generales en los ingresos de centrales PMGD

Año	Escenario Seco		Escenario Húmedo	
	Impacto [MMUSD]	Impacto %	Impacto [MMUSD]	Impacto %
2025	63,2	15,3%	63,1	15,2%
2026	58,5	11,8%	58,3	11,8%
2027	40,4	8,4%	39,7	8,3%
Total	162,0	11,7%	161,1	11,6%

Los resultados obtenidos para ambos escenarios hidrológicos son muy similares dado que la compensación esperada para los pequeños medios de generación es suficiente para imputar la totalidad del cargo FET, independiente de la hidrología.

3.2 Exención de imputación del cargo FET para PMGD categorizados MiPyme

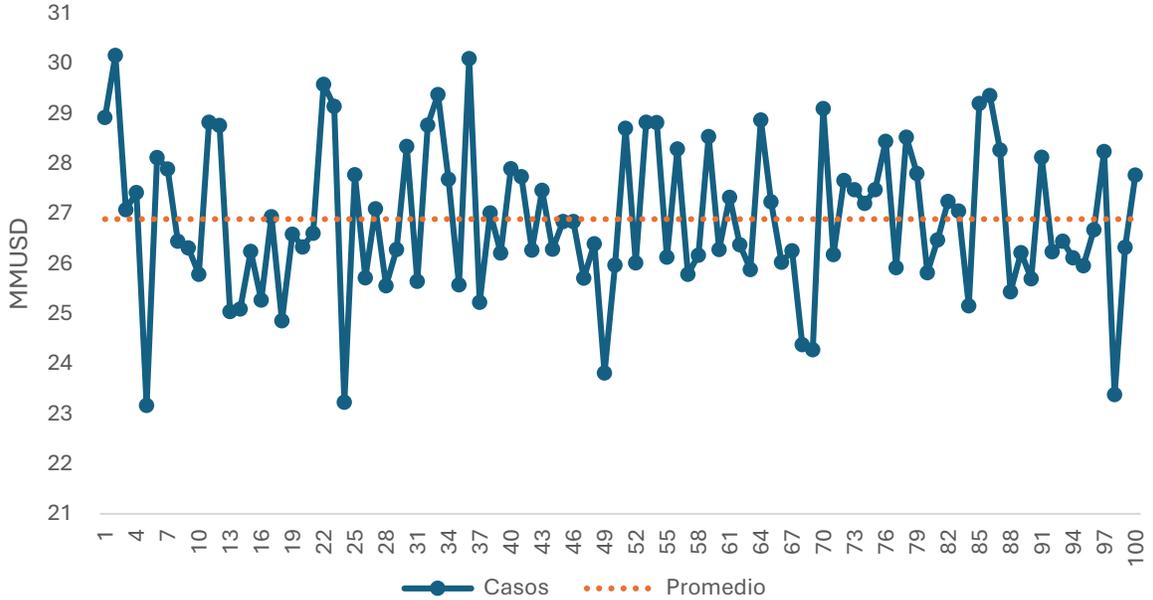
Dado que las centrales que califiquen como micro, pequeñas y medianas empresas podrán eximirse de la imputación sobre su compensación, su porción del cargo será asumida indirectamente por los retiros del sistema. Los resultados promedios obtenidos se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5: Cuantificación de montos asociados a la exención de imputación para PMGD Pyme. Escenario hidrológico seco

Concepto	2025	2026	2027	Total
Exención [MMUSD]	11,5	8,8	6,6	26,9
Demanda [GWh]	79.898	81.895	82.556	244.349
Cargo equivalente [USD/MWh]	0,14	0,11	0,08	0,11

El monto total que deberán asumir los retiros del sistema será de 26,9 [MMUSD], equivalente a un cargo promedio anual de 0,11 [USD/MWh]. Esta conclusión es similar bajo una condición hidrológica húmeda.

Adicionalmente, en la Figura 1 se observa la dispersión de los resultados obtenidos para los 100 casos evaluados de vectores aleatorios de centrales Pyme. El valor promedio de impacto para la ventana de duración del subsidio es de 26,9 [MMUSD].



3.3 Figura 1: Representación de impacto total de exención Pyme para 100 casos aleatorios evaluados. Escenario hidrológico seco. Diferimiento de imputación del cargo FET para PMGD con menos de 12 meses de operación

El diferimiento del cargo para centrales que no posean 12 meses de operaciones, acotado a la operación del año 2025, repercutirá en que los retiros deberán soportar indirecta y temporalmente su porción del cargo. Este diferimiento es registrado en el saldo acumulado de las centrales, por lo que a partir de 2026 deberán comenzar a pagar los montos diferidos. Los resultados obtenidos se observan en la Tabla 6.

Tabla 6: Cuantificación de montos asociados al diferimiento de pago por 12 meses de operación de centrales PMGD. Escenario hidrológico seco

Concepto	2025
Diferimiento [MMUSD]	11,5
Demanda [GWh]	79.898
Cargo temporal [USD/MWh]	0,14

El monto total que deberán asumir temporalmente los retiros del sistema durante el 2025 será de 11,5 [MMUSD], equivalente a un cargo promedio de 0,14 [USD/MWh]. A partir de 2026 este monto deberá ser incluido en las imputaciones, desagregado por las centrales respectivas.

Al igual que el impacto de la exención Pyme, la conclusión para el diferimiento es similar bajo una condición hidrológica húmeda.

3.4 Crédito PMGD a partir de 2028

Finalmente, a partir de los antecedentes entregados por el Consultor, es posible evaluar la efectividad o impacto del reconocimiento de un crédito a partir del 2028, para que las centrales puedan retener los abonos al sistema y mitigar el impacto del cargo vigente durante el subsidio eléctrico.

- Del análisis presentado por el Consultor es posible verificar que, de todos los meses proyectados para las centrales, en un escenario hidrológico seco, solo en el 0,7% (686/98040) de los casos⁷ existen devoluciones al sistema.
- De las 816 centrales fotovoltaicas proyectadas, 523 en algún momento deberán abonar al sistema. Estas devoluciones se encuentran concentradas en el año 2034, bajo una condición particular⁸ de operación del sistema. Las devoluciones ascienden a un monto total de 1,5 [MMUSD], aproximadamente un 1% del cargo total que deberán soportar las centrales PMGD.

Es decir, la medida no mitiga el impacto en las centrales PMGD, si se considera solo un universo de tecnologías fotovoltaicas. Ahora bien, si se considera que los créditos son considerados a nivel de Holding, entonces la afectación variará en función del portafolio de proyectos y tecnologías de cada grupo.

3.5 Desarrollo de proyectos fotovoltaicos con excedentes del subsidio

A continuación, se detallan los impactos esperados de la inclusión de esta indicación en la recaudación del FET⁹ por concepto de la componente adicional por Cargo por Servicio Público definida en la ley N° 21.472 y por el Cargo MPC determinado en la ley N° 21.667.

Adicionalmente, se describen los efectos que se observarían en los montos de energía facturada por los suministradores con contratos regulados a contar de la entrada en operación de los proyectos fotovoltaicos asociados a esta indicación.

3.5.1 Efecto en recaudación de recursos destinados al FET por concepto de componente adicional al Cargo por Servicio Público (CSP) y Cargo MPC

Se consideró lo siguiente:

- La medida va dirigida a hogares clase media que consumen en promedio 360 kWh, que de acuerdo con lo establecido en la Ley N°21.472, deben asumir un cargo CSP adicional base de 0,8 \$/kWh.
- La energía generada por los paneles fotovoltaicos corresponde a 70% inyección y 30% autoconsumo.
- Los proyectos asociados a propiedad conjunta corresponden a 100% inyección y 0% autoconsumo.
- El tiempo de implementación de esta medida, desde que se generan los excedentes de recaudación de recursos destinados al subsidio eléctrico, es de 1 año. Es decir, con el excedente disponible al final del año 2025 se desarrollarán proyectos fotovoltaicos que estarían operando en enero de 2027, y así consecutivamente.
- Se utiliza la proyección de IPC proveniente del Modelo MPC de la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) publicado en el Informe Técnico Preliminar de la Fijación de Precios de Nudo Promedio de enero de 2025.
- Se utiliza un dólar de \$1.050, utilizado en el Modelo MPC de la CNE como supuesto para determinar la recaudación esperada en el FET.

Con las consideraciones anteriores, el monto no recaudado por la instalación de proyectos fotovoltaicos y cuánto representan en la recaudación que se proyecta para el periodo, se indica en la tabla siguiente:

⁷ Cada caso es la evaluación de una central por un mes, es decir, para una central en un año de evaluación hay 12 casos.

⁸ Condición hidrológica seca, y todas las consideraciones adicionales presentadas en la sección Antecedentes.

⁹ Fondo de Estabilización de Tarifas creado por ley N° 21.472.

Tabla 7: Montos no recaudado por CSP y Cargo MPC

Efecto	Año de aplicación	Menor recaudación por inclusión de proyectos solares [USD]	Recaudación proyectada base ¹⁰ [USD]	% Representación
Componente FET Cargo CSP	2027	22.475	212.282.216	0,01%
	2028	33.276	225.910.038	0,01%
	2029	40.981	241.103.651	0,02%
	2030	42.211	266.991.014	0,02%
	2031	43.477	282.703.557	0,02%
	2032	44.781	306.806.932	0,01%
Cargo MPC	2027	584.599	707.236.872	0,08%
	2028	313.942	270.430.740	0,12%
	2029	384.743	285.573.485	0,13%
	2030	396.285	301.012.541	0,13%
	2031	408.174	320.320.100	0,13%
	2032	420.419	342.049.930	0,12%
	2033	433.031	365.787.026	0,12%
	2034	446.022	390.866.945	0,11%
2035	459.403	417.412.408	0,11%	
Total CSP+MPC	2027-2035	4.073.819	4.936.487.456	0,08%

El efecto a nivel global para el periodo 2027 – 2035 representa un 0,08% de la recaudación proyectada para este periodo.

Se debe hacer presente que en el caso que se focalice el beneficio a hogares de menores consumos, el efecto en el cargo CSP sería nulo.

Por otro lado, si se considera que los destinatarios del beneficio corresponden a hogares residenciales de mayor rango de consumo (entre 500 kWh y 1000 kWh), el efecto de menor recaudación sería mayor puesto que aquellos hogares contribuyen con un cargo CSP adicional de 1,8 \$/kWh. El dimensionamiento de aquel escenario incrementaría el efecto a nivel global a 0,09%.

Alternativamente, si se considera que la totalidad de los proyectos financiados por la presente medida corresponden a viviendas rurales y urbanas, con una proporción de inyección y autoconsumo de 60% y 40%, respectivamente, el impacto esperado se incrementaría a un 0,39% de la recaudación del FET en el periodo de vigencia del mecanismo.

Ninguno de los efectos anteriormente descritos arriesga los compromisos de pago de la deuda PEC ni de los Documentos de Pago asociados a las leyes N° 21.472 y N° 21.667.

3.5.2 Efecto en los montos suministrados por empresas con contratos destinados a clientes regulados

Se consideró lo siguiente:

¹⁰ Proyección de recaudación del FET elaborada por la CNE en el ITP PNP 2025-1.

- Demanda en subestación primaria proyectada en el Estudio de Previsión de Demanda 2023 – 2043.
- Energía de proyectos fotovoltaicos indicadas en el punto 2.2.
- A efectos de referenciar las inyecciones fotovoltaicas a nivel de subestación primaria, se utilizó el promedio simple de las pérdidas de distribución del año 2024 del Decreto 5T/2024 que fija fórmulas tarifarias para clientes regulados.

Con lo anterior, respecto del caso sin proyectos solares, el porcentaje de demanda que dejará de ser suministrada por los contratos regulados alcanzará los 595 GWh-año el 2029, lo cual representa un 1,9% de la demanda regulada de dicho año. Este efecto se encuentra del orden de lo que dejará de ser suministrada por la medida de Bolsa Pyme, la cual contempla 500 GWh-año.

4 Conclusiones

En función de los antecedentes mencionados y la metodología descrita es posible concluir:

- La aplicación de los mecanismos planteados en el proyecto de ley, y las indicaciones presentadas, generarían una reducción de los ingresos de los PMGD cercano al 12% durante toda la vigencia del subsidio eléctrico. Este valor es un promedio de la afectación de todas las centrales proyectadas en operación del sistema, por tanto, dependiendo de la localización geográfica y la realidad operacional de cada central, este porcentaje de afectación podrá variar.
- La exención de imputación del cargo FET para PMGD categorizados como MiPyme, significa un cargo equivalente de 0,11 [USD/MWh], equivalente a 26,9 MMUSD que deberán asumir los retiros al no poder imputarlo a la compensación PMGD.
- El diferimiento de la imputación para centrales que no posean 12 meses de operación supone un recargo temporal de 11,5 MMUSD a los retiros durante 2025, equivalente a un cargo temporal de 0,14 [USD/MWh].
- Se observa que la creación de un crédito a partir del 2028, para que empresas/holdings recuperen los montos imputados a su compensación durante el periodo del subsidio, no conduce a una mitigación del impacto si solo se consideran centrales solares fotovoltaicas. Este es un resultado predecible dado las condiciones para recuperar dicho crédito, por tanto, es esperable que aquellos participantes del mercado con portafolios PMGD diversos en tecnología, se vean beneficiados por esta medida.
- El efecto de la implementación de esta medida en términos de recaudación del FET corresponde a aproximadamente 4,07 MMUSD, que equivale a un 0,08% de la recaudación proyectada en el horizonte de operación mecanismo de estabilización de la ley N° 21.667. Se considera que los equipamientos de generación conjunta no contemplan autoconsumo y que en los hogares urbanos y rurales se autoconsume un 30% de la generación. En este contexto, no existirían riesgos en los compromisos de pago de la deuda PEC ni de los Documentos de Pago asociados a las leyes N° 21.472 y N° 21.667.
- Respecto de los contratos regulados, se observa un efecto que corresponde a la menor demanda suministrada, la cual alcanza alrededor de 595 GWh-año, representando un 1,9% de la demanda proyectada para el año 2029. Como se puede observar, esta medida tiene una magnitud similar -en términos de energía- a la propuesta de Bolsa Pyme (500 GWh-año). Así, ambas medidas en conjunto significarían una disminución de alrededor de 1095 GWh-año en la demanda abastecida por los suministradores regulados, que corresponde a un 3,4% de la demanda regulada proyectada al 2029.