

POWER PURCHASE AGREEMENTS en Argentina



Content

1. Resumen Ejecutivo	4	5. Términos claves de los PPAs	25
2. Nueva regulación para la compra de energía renovable	6	Objeto del contrato	26
Objetivos de Consumo de energía eléctrica de fuente renovable	7	Plazo. Habilitación Comercial (COD)	26
Tratamiento regulatorio de los grandes usuarios	7	Solicitud de Prioridad de Despacho	27
3. Opciones para cumplir con los Objetivos de Consumo para los Grandes Usuarios	13	Precio	27
Contratación con un generador o comercializador	14	Facturación, pago e interés moratorio	28
Autogeneración y cogeneración	18	Terminación anticipada	28
Compras conjuntas	19	Incumplimientos y Penalidades	28
Síntesis de opciones disponibles	20	Garantías	29
Principales Ventajas y desventajas de las opciones disponibles	21	Cambio en la legislación	29
4. Pasos a seguir por los compradores para obtener un PPA entre privados	22	Fuerza mayor	29
Curso de acción para celebrar un PPA conforme el marco regulatorio	23	6. Perspectivas del Mercado a Término de Energías Renovables en la Argentina	31
		7. English Summary	33
		Glosario	38



1. Resumen Ejecutivo

El presente Informe tiene por objeto proporcionar los lineamientos del marco regulatorio y contractual de los PPAs (Power Purchase Agreements) dentro del Mercado a Término de la República Argentina, conforme la nueva regulación vigente desde agosto de 2017.

El Informe está dirigido tanto al sector público como al sector privado, consumidores, desarrolladores o inversionistas, que tengan interés en participar en este mercado.

El Capítulo 2 se refiere a los Objetivos de Consumo a los que están obligados los Grandes Usuarios conforme la Legislación Argentina (leyes 26.190 y 27.191). Asimismo, detalla los incentivos que establece el régimen de fomento de EERR (Energías Renovables), tales como los beneficios fiscales y el FODER (Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables). Por último, caracteriza a los Grandes Usuarios y aborda las diferentes alternativas con las cuáles éstos cuentan para cumplir con los Objetivos de Consumo.

El Capítulo 3 profundiza sobre las referidas alternativas de los Grandes Usuarios para dar cumplimiento con los Objetivos de Consumo, a saber: (i) la contratación con un generador o comercializador de forma privada, (ii) autogeneración y cogeneración; y (iii) el mecanismo de compras conjuntas. En este capítulo se abordan las

características generales, modalidades de liquidación, forma de cumplimiento de los Objetivos de Consumo, y otros temas, respecto de cada una de las alternativas indicadas.

En el Capítulo 4 se desarrollan los pasos que, según la regulación aplicable, deben cumplir los Grandes Usuarios para contratar energía mediante un PPA entre privados. En tal sentido, se detalla de qué manera los Grandes Usuarios deben ejercer la opción de quedar excluidos del mecanismo de compras conjuntas, los plazos a observar a esos efectos, el procedimiento para ser reincorporados al mecanismo de compras conjuntas y los deberes de información que tienen las Partes respecto de los organismos públicos.

El Capítulo 5 enumera las principales cláusulas cuya inclusión en los PPAs se recomienda negociar, atendiendo a la regulación en esta materia. Aspectos tales como el objeto del PPA, plazos, precios, desbalances en la provisión de energía, terminación anticipada, penalidades y garantías, son algunas de las cuestiones especialmente tratadas.

El Capítulo 6 hace un análisis de dos casos emblemáticos de PPAs en la región latinoamericana, cuya experiencia podría ser reproducida en los PPAs del Mercado a Término de la Argentina.

Por último, en el Capítulo 7 se analiza brevemente el estado actual del Mercado a Término y las expectativas de desarrollo del mismo.

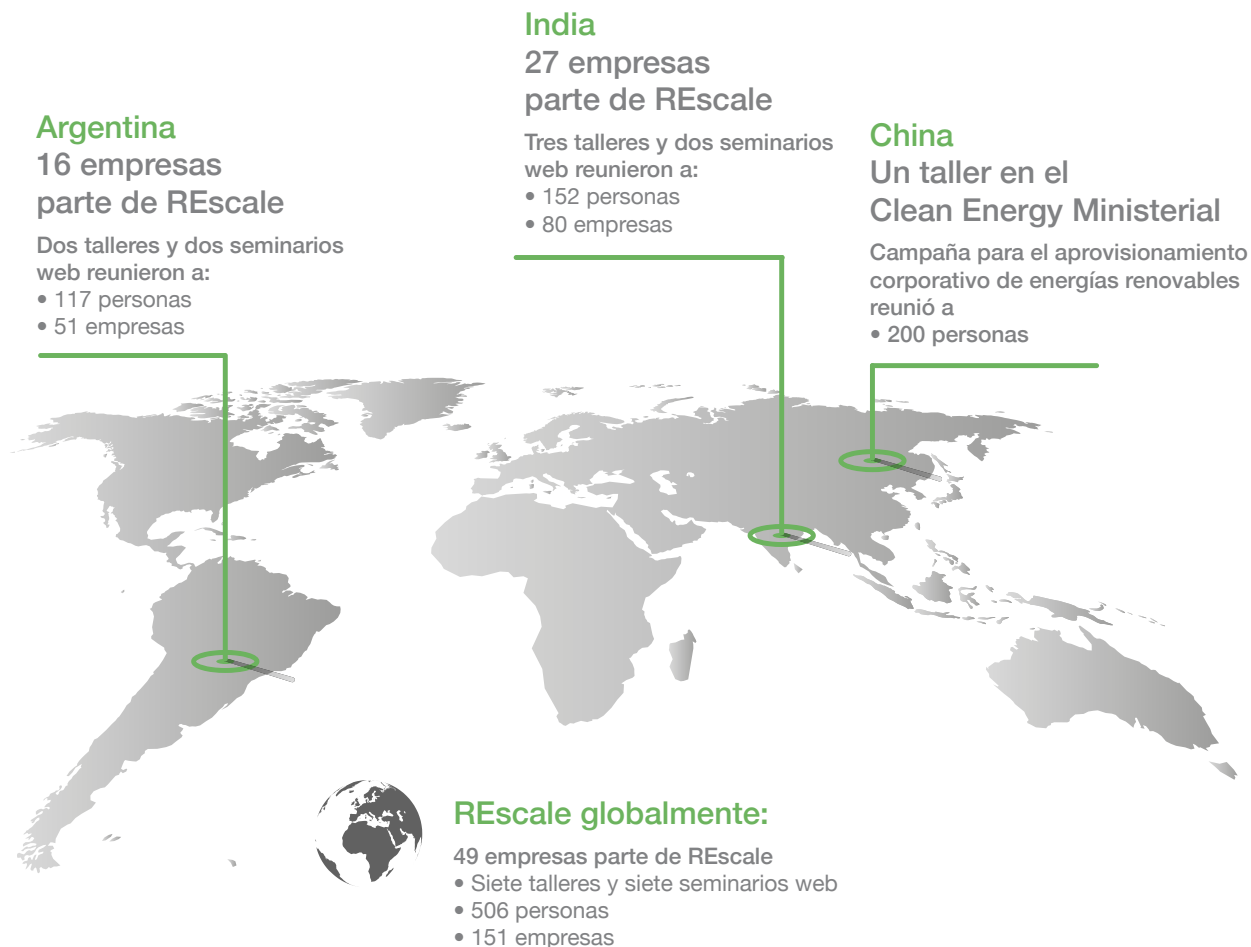
Acuerdos corporativos de compra de energía renovable a escala mundial

Las organizaciones buscan cada vez más reducir su huella ambiental y los costos energéticos. Si bien la reducción del consumo de energía suele ser la forma más obvia de reducir el impacto en el clima, las empresas deben mantener la continuidad operativa del negocio. Como resultado, muchas empresas privadas están adquiriendo energía de fuentes renovables como parte de sus planes para reducir emisiones de carbono como parte de su estrategia de sostenibilidad. El papel que juegan las energías renovables en la estrategia energética de una empresa escala rápidamente de un ejercicio operativo y técnico a una prioridad estratégica y comercial.

Existen diversas formas de adoptar una estrategia de energías renovables en las empresas, por ejemplo, a través de electricidad, calefacción o transporte, los cuales tienen beneficios asociados. Las soluciones más accesibles en términos de reducción de emisiones de carbono para muchas industrias se centran actualmente en la electricidad de fuentes renovables.

Las estrategias de electricidad renovable varían desde la inversión directa en un activo de generación, la compra de energía de un proyecto de terceros hasta la compra de certificados de energías renovables. El informe global de WBCSD sobre "Acuerdos corporativos de compra de energía renovable: impulso a escala mundial" se enfoca en empresas que adquieren su electricidad de un proyecto de generación renovable fuera de su sitio a través de un PPA. Los PPA corporativos son un instrumento adecuado para abordar el riesgo de compra para desarrolladores y entidades financieras y, por lo tanto, pueden contribuir significativamente a incrementar y acelerar el desarrollo de energías renovables - el objetivo de la iniciativa REscale de WBCSD.

Figura 1: Actividades regionales REscale



Source: http://www.wbcsd.org/Clusters/Climate-Energy/Resources/Corporate_Renewable_PPAs_Scaling_up_globally

2. Nueva regulación para la compra de energía renovable



Objetivos de Consumo de energía eléctrica de fuente renovable

La legislación argentina (Leyes 26.190 y 27.191) establece las siguientes metas de consumo de energía eléctrica de fuente renovable:

- un objetivo de corto plazo que es alcanzar el 8% al 31 de diciembre de 2017 (Primera Etapa)
- un objetivo de largo plazo de alcanzar una contribución del 20% al 31 de diciembre de 2025 (Segunda Etapa).

A tal fin la legislación ha introducido distintas medidas entre las que destacan:

- un objetivo de corto plazo que es alcanzar el 8% al 31 de diciembre de 2017 (Primera Etapa)
- un objetivo de largo plazo de alcanzar una contribución del 20% al 31 de diciembre de 2025 (Segunda Etapa).

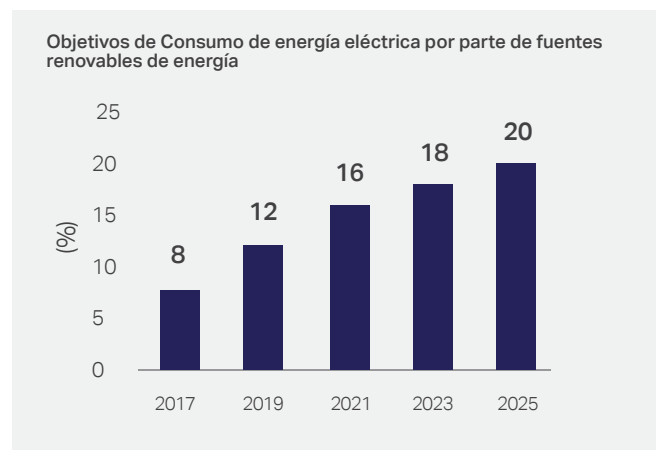
Según la legislación, todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina deberán contribuir al cumplimiento de los Objetivos de Consumo de energía eléctrica por parte de fuentes renovables de energía

A tal fin, se establece una escala de contribución creciente en forma gradual que es la siguiente: 8% al

31 de diciembre de 2017; 12% al 31 de diciembre de 2019; 16% al 31 de diciembre de 2021; 18% al 31 de diciembre de 2023 y 20% al 31 de diciembre de 2025.

A partir del año 2025 y, de no mediar la adopción de nuevas normas, el porcentaje obligatorio de consumo de energía eléctrica de fuente renovable permanecerá en el 20%.

Los Grandes Usuarios con demandas de potencia mayores a 300 kW deberán cumplir individualmente con estos objetivos y a tal fin podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables, pudiendo efectuarse dicha compra al generador, mediante un distribuidor, a un comercializador o a CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.).



Tratamiento regulatorio de los grandes usuarios

La Ley 24.065 segmentó el sector eléctrico en cuatro categorías, una de ellas, se trata de la demanda, referida como "Grandes Usuarios", habilitados a contratar su suministro eléctrico en forma directa a generadores y comercializadores.

Los Grandes Usuarios están divididos, según su consumo de energía eléctrica, en tres (3) categorías: (i) GUMA (Grandes Usuarios Mayores); (ii) GUME (Grandes Usuarios Menores); y (iii) GUPA (Grandes Usuarios Particulares).

En el diseño original de la Ley 24.065, la generalidad de los Grandes Usuarios de energía eléctrica tenía el derecho de optar por:

- adquirir directamente su suministro eléctrico a un generador o comercializador privado mediante la celebración de un contrato libremente pactado entre las partes; u
- obtener su suministro a través del distribuidor de su área.

De optar por la primera alternativa, el gran usuario debe cumplir con las condiciones requeridas para ingresar al MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) como agente gran usuario y abonar a la compañía distribuidora la tarifa llamada de peaje o función técnica de transporte por la utilización de sus redes. En el segundo escenario, recibía su suministro con la

distribuidora, por lo que se lo denomina GUDI (Gran Usuario de Distribución).

Tal diseño original fue alterado por las Resoluciones de la ex Secretaría de Energía 1281/06 y 95/13. La primera de las normas introdujo los contratos de energía plus y limitó la posibilidad de los Grandes Usuarios de optar por permanecer como usuario de distribución o ser usuario del MEM debiendo conservar el carácter detentado a la publicación de esa norma, la última de las normas mencionadas suspendió la posibilidad de ejecutar contratos en el mercado a término con excepción de contratos de energía plus y obligó a los Grandes Usuarios agentes del MEM a adquirir su energía eléctrica a CAMMESA.

Mientras que para la energía eléctrica convencional esta restricción continúa, para la energía eléctrica de fuente renovable a partir de la Resolución 281 se ha habilitado la contratación entre privados, como se explica en este capítulo y en el capítulo 4.

Marco específico de las energías renovables para los Grandes Usuarios

Como se anticipó, los usuarios con una demanda mayor a 300 kW deben cumplir efectiva e individualmente con los Objetivos de Consumo, bajo pena de ser pasibles de las sanciones previstas en su artículo 11 de esa Ley 27.191.

- (i) A tal fin, la reglamentación del Decreto 531 (la "Reglamentación") precisó que tales usuarios pueden optar entre: participación del mecanismo de compra conjunta que lleva a cabo CAMMESA, a través de licitaciones públicas;
- (ii) contratación individual de energía eléctrica a través de contratos entre privados (generadores, comercializadores); y
- (iii) autogeneración o por cogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables.

Mientras que la energía contratada en el marco del programa RenovAr y la Resolución 202 están destinadas al cumplimiento en la primera de las formas individualizadas, la Resolución 281 y su Anexo regularon el cumplimiento de la obligación de consumo en cuanto

a las otras dos opciones, es decir, por (ii) contratación individual en el Mercado a Término o (iii) autogeneración o cogeneración.

En cuanto a la contratación individual, refiere a lo que la Ley 27.191 identifica como compras directas a un generador, o a través de un comercializador. Sin embargo, no resulta claro si este concepto también incluye la compra a través de una distribuidora que la adquiera en nombre del generador, lo que podría requerir nueva regulación.

La autogeneración y cogeneración, refiere a lo que la Ley 27.191 identifica como "autogenerar", ampliándolo a instalaciones de cogeneración (según la regulación eléctrica, aquellas que además de electricidad producen energía térmica para un proceso industrial).

El siguiente cuadro sintetiza las distintas situaciones y opciones que se presentan para los Grandes Usuarios en relación al cumplimiento de los Objetivos de Consumo:

Tabla 1:
Opciones para los Grandes Usuarios en relación al cumplimiento de los Objetivos de Consumo

Usuario	Mecanismos de cumplimiento	Normativa de implementación
Usuarios individuales ≥ 300 kW (GUMA, GUME, GUDI)	a. Contratación con generador o comercializador (*) requiere aclaración regulatoria sobre cumplimiento por contrato a través del distribuidor	Régimen del MATER (Mercado a Término) (Resolución 281)
	b. Autogeneración y/o cogeneración	• Régimen del MATER (Resolución 281) • Anexo 12 de "Los Procedimientos " • Resolución 269/2008 ex Secretaría de Energía
	c. Compras conjuntas CAMMESA	• Programa RenovAr • Régimen del MATER (Resolución 281)
Usuarios individuales ≥ a 30 kW y menores a 300 kW	a. Compras conjuntas de CAMMESA. Posibilidad de celebrar contratos en el mercado a término en forma adicional al cumplimiento de la obligación por la vía de la compra conjunta	• Programa RenovAr • Régimen del MATER (Resolución 281)
Usuarios con demanda agregada ≥ 300 kW y consumos individuales menores	a. Compras conjuntas CAMMESA (RenovAr) (*) pendiente reglamentación para otras alternativas	Programa RenovAr
Usuarios individuales < 30 kW	a. Compras conjuntas CAMMESA (RenovAr) (*) posible desarrollo de nuevos mecanismos por normativa de generación distribuida y "net metering"	Programa RenovAr

Cumplimiento de las obligaciones por parte de los usuarios

La Reglamentación había determinado que los usuarios alcanzados por la obligación individual, eran aquellos que cuenten con uno o múltiples puntos de demanda de energía eléctrica con medidores independientes, todos registrados bajo la misma CUIT (Clave Única de Identificación Tributaria) en el MEM o ante los Agentes Distribuidores o Prestadores del Servicio Público de Distribución, en la medida en que la sumatoria de todos los puntos de demanda, alcancen o superen los 300 kW de potencia media consumida en el año calendario anterior, aun en el caso que, en todos o algunos de los puntos de demanda considerados individualmente, no alcancen el nivel indicado precedentemente.

Sin perjuicio de ello, la Resolución 281, por su parte, aclaró que no regula el supuesto en el que los usuarios cuenten con uno o múltiples puntos de demanda de

energía eléctrica con medidores independientes, todos registrados bajo la misma CUIT en el MEM o ante los agentes distribuidores o prestadores del servicio público de distribución, en tanto su situación será objeto de tratamiento por parte de una futura reglamentación a dictarse.

Ello, sumado a las comunicaciones realizadas por CAMMESA, ha implicado que, en la práctica, se deje completamente de lado el cómputo de la demanda por CUIT y se aplique el criterio de considerar a cada demanda según su punto individual de suministro. Es decir, se considera, a los efectos de la obligación individual de consumo, únicamente a las demandas cuyos puntos de suministro tengan cada uno de ellos una demanda media en el último año calendario anterior que se trate, igual o mayor a trescientos kilovatios (300 kW), considerándose, a tales efectos, que la demanda media se determina como la suma de la

energía consumida en el año dividido por el número de horas del año.

Los Grandes Usuarios así considerados son los "Grandes Usuarios Habilitados" o "GUH"

El Anexo estipula que, a los efectos de la determinación de los GUH, CAMMESA publicará un listado en el mes de febrero de cada año. Además, se previó la publicación de un listado inicial dentro de los 30 días del dictado de la Resolución 281 para los consumos correspondientes al año 2016, el cual fue publicado por CAMMESA en su sitio web en forma reciente.¹

No obstante, en virtud de lo establecido en el artículo 25 in fine del Anexo, los GUME que, por su bajo módulo de consumo no estén incluidos entre los Grandes Usuarios Habilitados, podrán también celebrar contratos en el Mercado a Término.



¹ Informe publicado en la página web de CAMMESA <http://portalweb.cammesa.com/Pages/Mater.aspx> (Informe Renovables, agosto 2017).

Este último supuesto refiere a aquellos usuarios con una demanda mayor a 30 kW y menor a 300 kW. Estos usuarios deberán cumplir su obligación en el marco del mecanismo de compras conjuntas por lo que su cumplimiento individual no será fiscalizado. Sin perjuicio de ello, pueden, adicionalmente, celebrar contratos en el mercado a término que no serán fiscalizados en el marco del MATER y que únicamente estarán sujetos al cumplimiento de las reglamentaciones generales en materia de contratos del MEM.

De acuerdo con el artículo 23 del Anexo, los GUDI que decidan ejercer la opción de exclusión de las compras conjuntas de CAMMESA, deberán convertirse en agentes del MEM, como GUMA o GUME o auto-generadores, de conformidad con Los Procedimientos.

Finalmente, aquellas demandas que individualmente sean inferiores a 30 kW no podrán celebrar contratos en el Mercado a Término en virtud del establecido en el anexo 17 de Los Procedimientos.

Como se mencionó anteriormente la Res. 281 ha implicado la imposibilidad de agrupar demandas y solo será considerado un GUH aquella demanda que individualmente considera cumpla el requisito mínimo de consumo de 300 kW, según los criterios antes mencionados.

Opción

La Resolución 281 regula el régimen para que los GUH puedan optar por salir del régimen de compra conjunta de CAMMESA en los plazos y conforme se describe en el Capítulo 4 de este reporte.

Efectos de la exclusión del mecanismo de compras conjuntas

Una vez que el GUH ha ejercido la opción y queda excluido del mecanismo de compras conjuntas:

- a. Quedará sujeto a la fiscalización del cumplimiento de los Objetivos de Consumo de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables.
- b. No tendrá incluido en la documentación comercial recibida por sus transacciones económicas en el MEM el impacto correspondiente a la generación de fuente renovable adquirida por CAMMESA - cargos de comercialización y de administración -, es decir que no deberá pagar dichos cargos.
- c. Obtendrá un descuento en el cargo de reserva de potencia, tal como se explica en el Capítulo 3, ["Contratación con un generador o comercializador"](#).
- d. No podrá retornar al mecanismo de compras conjuntas por un plazo de cinco años.

Fiscalización

Si bien la Ley 27.191 alude a un objetivo de consumo del 8% al 31 de diciembre de 2017, la Reglamentación prevé que la fiscalización del cumplimiento por contratación individual, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, se realizará anualmente, a partir del 31 de diciembre de 2018 y en los plazos y la forma que establezca el MEyM (Ministerio de Energía y Minería de la Argentina).

En esa línea, la Resolución 281 prevé que la fiscalización del cumplimiento de los Objetivos de Consumo es anual y por año vencido y sobre la base de los resultados acumulados de las transacciones mensuales. A tales efectos, se comparará el porcentaje de la obligación a cumplir en el año fiscalizado sobre la demanda anual de ese año con la sumatoria de energía cubierta por contratos pactados en el MATER en el mismo período. Para mayor detalle, remitirse al Capítulo 3, ["Contratación con un generador o comercializador"](#).

Cabe destacar que quienes están sujetos a fiscalización son aquellos que hayan ejercido la opción de exclusión de las compras conjuntas.

Penalizaciones

En primer lugar, la Resolución 281 prevé el incumplimiento por falta de información de los PPAs y proyectos, que serán penalizados en los términos del artículo 11 de la Ley 27.191 que se describe a continuación. Sin perjuicio de ello, la penalidad quedará en suspenso hasta tanto se realice la fiscalización individual sobre el efectivo cumplimiento por parte del Gran Usuario.

En segundo lugar, CAMMESA verificará el cumplimiento del Objetivo de Consumo que corresponda y, en caso de existir faltantes, informará al MEyM. Se emplazará a los Grandes Usuarios afectados a formular descargos dentro de los 15 días de la notificación. Se prevé una tolerancia del 10% que podrá ser compensada al año siguiente.

La penalidad establecida en el artículo 11 de la Ley 27.191 y el artículo 43 del Anexo de la Resolución 281 será calculada en dólares estadounidenses, como el producto de la cantidad de energía obligatoria y no abastecida por los mecanismos previstos en los artículos anteriores (en MWh) y el Costo de Gasoil Equivalente (CGOEQ), en US\$/MWh, equivalente al costo variable de producción de energía eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los 12 meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento. CAMMESA calculará la fórmula respectiva antes del 31 de enero de cada año, determinando:

- a. el Precio Medio de Gasoil Importado (PMGOI) utilizado por generación térmica
- b. el Consumo Específico Medio (CEM)
- c. el Poder Calorífico (PC), que fijará en ocho mil quinientas ochenta kilocalorías por metro cúbico (8.580 kcal/m³), correspondiente al valor de referencia del poder calorífico inferior típico del gasoil destinado a centrales de generación
- d. el costo de operación y mantenimiento, en US\$/MWh
- e. Al día de la fecha no se conoce una estimación pública sobre el monto al que ascenderá tal penalidad.

Prioridad de despacho

El Artículo 7 de la Resolución 281 aprobó un orden de prioridad de despacho para la generación renovable aplicable para congestión en los nodos de interconexión y sus corredores asociados. De acuerdo con el Anexo, a partir del 1° de septiembre de 2017, los proyectos habilitados podrán solicitar la asignación de prioridad de despacho. Para mayor detalle sobre el mecanismo de asignación de prioridad de despacho, remitirse al Capítulo 3, [“RENPER”](#).



3. Opciones para cumplir con los Objetivos de Consumo para los Grandes Usuarios



Contratación con un generador o comercializador

Características generales y liquidación

En esta alternativa el Gran Usuario Habilitado firma con un generador renovable, o un comercializador, uno o varios contratos bilaterales de suministro, por el total de su demanda o por una fracción de la misma, la que no podrá ser menor a los Objetivos de Consumo. El proyecto de generación renovable que se contrate debe cumplir determinados requisitos, los que se indican más abajo.

Como la regulación establece que el “mecanismo por default” para que cada Gran Usuario cumpla con su obligación de suministro renovable son las compras conjuntas que realiza CAMMESA, al optar por un contrato bilateral con generación renovable, parcial o total, el usuario debe expresamente ejercer la opción de retirarse de ese mecanismo. Al hacerlo, en caso de ser un GUDI, debe convertirse en GUMA o GUME según corresponda a su nivel de demanda, abandonado el suministro por parte del distribuidor.

La regulación establece que, en principio, los PPAs no relevan al usuario de sus obligaciones de compra de potencia. Son contratos de “sólo energía”. Sin embargo, se establece un descuento de los cargos de potencia mensuales por la potencia media mensual abastecida con generación renovable, hecho efectivo como una reducción del requerimiento de potencia en el MEM. Este descuento depende del año en que se ejerza la opción de salida del mecanismo de las compras conjuntas², tal como se observa en la tabla siguiente:

Tabla 2:
Descuento de los cargos de potencia mensuales

Ejercicio de la opción en:	Descuento que se aplica en forma permanente desde el año de ejercicio de la opción de exclusión de las compras conjuntas				
	2017 - 2018	2019 - 2020	2021 - 2022	2023 - 2024	2025 - 2030
Factor de ajuste del descuento por potencia media mensual renovable abastecida	100%	100%	75%	50%	25%

² Artículo 20 del Anexo.

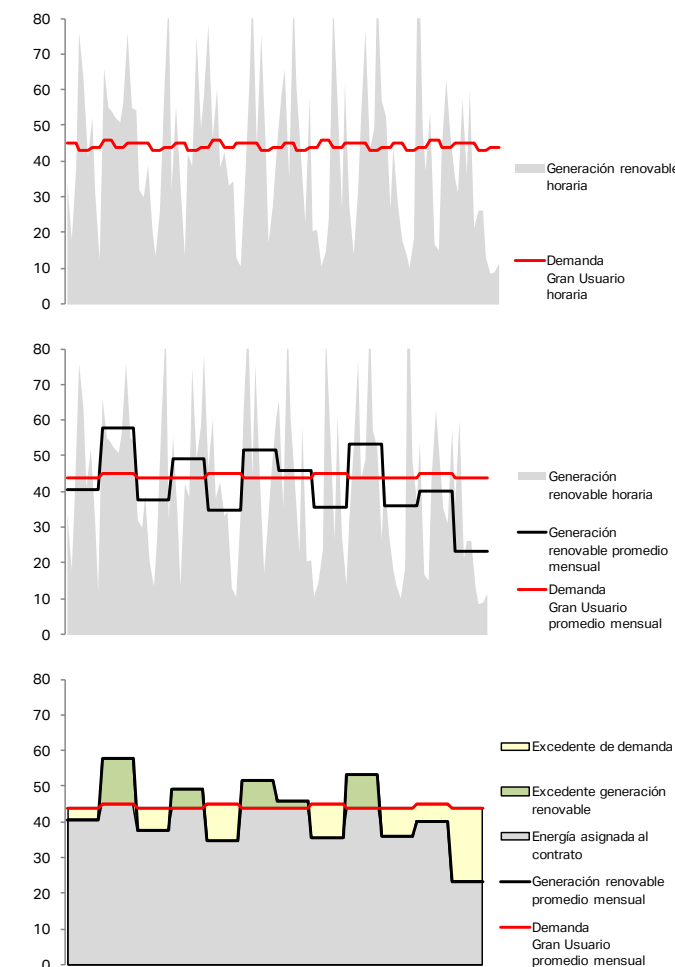
Los volúmenes de energía entregados bajo el PPA, y los correspondientes excedentes o faltantes respecto del volumen de energía demandada por el Gran Usuario, se determinan comparando la energía generada a nivel mensual. En las siguientes figuras se ilustra el mecanismo para definir las cantidades asignadas al PPA: la primera de ellas (figura "A") muestra simplificada un perfil horario de la energía producida por el generador renovable y demandada por el Gran Usuario a lo largo de un año; La segunda de ellas (figura "B") compara los valores de potencia promedio medidos sobre cada mes calendario, tanto de la generación renovable como de la demanda del Gran Usuario; y la tercera (figura "C") muestra la energía asignada efectivamente al contrato, los excedentes de energía renovable generada que deben comercializarse en el mercado, y los déficits de abastecimiento que deben adquirirse en el mercado.

Los excedentes de generación renovable no asignados a contrato se liquidan en el mercado spot valorizando la energía a un precio regulado fijado en Dólares, establecido por la Resolución SEE 19/2017, o la que eventualmente la sustituya en el futuro. Opcionalmente, el generador puede optar por vender prioritariamente a CAMMESA, hasta un 10% de energía excedente respecto de lo contratado, al menor precio de compra vigente entre todos los contratos que CAMMESA administre en cada momento para la misma tecnología.

Los excedentes de demanda deben ser pagados por el Gran Usuario al precio de energía que CAMMESA aplica actualmente a los Grandes Usuarios por aplicación de la Resolución 95/2013 de la ex Secretaría de Energía, una vez que finalizaron los contratos de suministro que el mismo tuviera vigentes al momento de implementarse tal resolución. En efecto, si un Gran Usuario decide contratar sólo una porción de su demanda con generación renovable, el total de la demanda restante no abastecida bajo el contrato será facturada por CAMMESA al precio que se aplica a los Grandes Usuarios sin contratos, no pudiendo optar por abastecer esa energía a la tarifa del distribuidor al que se vincula físicamente.

La alternativa de contratación puede ser combinada con autogeneración, alternativa descripta más abajo, o entre varios PPAs.

Figura 2A, B y C:



³ Anexo IV numeral 2 de la Resolución 19 - E/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica. Fija para centrales eólicas un precio de energía base de 7,5 US\$/MWh, y un precio adicional de 17,5 US\$/MWh; y para centrales solares fotovoltaicas eólicas un precio de energía base de 8,5 US\$/MWh, y un precio adicional de 18,5 US\$/MWh. El precio adicional está vinculado a la disponibilidad de equipamiento instalado que declaren dichos agentes con un tiempo de permanencia operativa de tales instalaciones superior a los 12 meses contados al inicio de la Programación Estacional de verano en que realicen dicha declaración

Cumplimiento de los Objetivos de Consumo

El cumplimiento de los Objetivos de Consumo tiene dos instancias en cada año:

- a. **Cumplimiento preliminar⁴:** antes de la finalización de cada año se debe demostrar la existencia de los compromisos contractuales para garantizar el abastecimiento de la obligación del año entrante. En caso de ingreso al régimen del MATER durante un año calendario, el cumplimiento preliminar debe verificarse previo al comienzo de la ejecución del PPA. En todos los casos la información para la verificación del cumplimiento preliminar debe ser suministrada con al menos tres meses de anticipación. En caso que el compromiso de suministro inicial sea suficiente para cubrir la obligación inicial, pero es menor a las obligaciones de años futuros, se deberá sucesivamente ir presentando la información con la anticipación mínima de tres meses que verifique que se ha contratado como mínimo la nueva obligación cuando ésta se incrementa.
- b. **Fiscalización⁵:** una vez finalizado el año, CAMMESA verificará el total de la energía generada por el generador renovable asignada al contrato en el año (si el Gran Usuario tiene más de un contrato, se

sumarán los volúmenes asignados a cada uno de ellos), y lo comparará con la demanda total anual del Gran Usuario, debiendo el cociente entre ambos ser igual o superior a la obligación correspondiente al año.

- c. La fiscalización de la obligación es independiente del proceso de determinación de excedentes y faltantes que se realiza para permitir la liquidación mensual de esos desbalances en el MEM.

Penalidad: en el caso de no alcanzarse el mínimo, se aplica una penalidad por la energía faltante para cumplirlo, valorizada al costo variable promedio de la generación del MEM que emplea gas oil como combustible⁶. Para mayor detalle sobre el cálculo de la penalidad, remitirse al Capítulo 2, "[Penalizaciones](#)".

Otros aspectos relevantes para la toma de decisión

A la hora de firmar un PPA, es relevante conocer qué otros costos del mercado pueden estar asociados, en los que eventualmente se incurriría de no firmarse el mismo. El Gran Usuario Habilitado podrá reemplazar con el contrato con un generador renovable tanto demanda base como demanda excedente.

En este sentido, la regulación establece⁷ que los cargos fijos de transporte en el MEM serán reintegrados a los

generadores renovables que se desarrollen bajo el régimen del MATER, así como también los cargos que pudieren resultar por el servicio de regulación primaria de frecuencia. De eliminarse en el futuro la Resolución 19 - E/2017 y retornarse al pleno funcionamiento del mercado spot, las partes del contrato deberían asumir las diferencias de precios nodales entre punto de inyección y retiro.

La redacción de la normativa no incluye la devolución de otros cargos de naturaleza administrativa que pudieren corresponder al generador como agente del MEM, tales como los correspondientes al financiamiento de CAMMESA y del ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad), los que deberán ser abonados en todos los casos.



⁴ Capítulo IV del Anexo (Artículos 26 a 29).

⁵ Capítulo VI del Anexo (Artículos 35 a 40).

⁶ Capítulo VIII del Anexo (Artículo 43).

⁷ Capítulo II del Anexo (Artículo 13).

Registro Nacional de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (RENPER) y mecanismo para solicitar la prioridad de despacho

Para cumplir con la obligación impuesta por la Ley 27.191, el generador contratado debe necesariamente estar incluido en el RENPER, y haber comenzado su operación comercial con posterioridad al 1° de enero de 2017.

Asimismo, para poder participar del régimen del MATER, el generador renovable deberá ser incluido en el RENPER. Aquellos proyectos que tengan el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables⁸ se considerarán automáticamente registrados en el RENPER. Complementariamente, se podrá solicitar ante CAMMESA la denominada “prioridad de despacho”

Si bien la solicitud de inclusión del proyecto de generación en el RENPER y el requerimiento de la prioridad de despacho se pueden hacer en cualquier momento, las instancias de decisión sobre el segundo aspecto son cada tres meses⁹. A estos efectos, CAMMESA realiza una validación de la capacidad de transporte en el punto de interconexión al sistema solicitado, de manera tal de verificar que en las condiciones esperadas no habrá restricciones al despacho.

En caso de presentarse más de un proyecto para un mismo punto con capacidad de transporte insuficiente para todos, se dará prioridad¹⁰:

- a. Al proyecto que prevea una entrada en operación más temprana, siempre que esta sea mayor en 60 días al siguiente proyecto. Esta fecha no puede ser posterior a 24 meses contados la asignación de la prioridad.
- b. En caso de diferir la fecha de entrada en operación de dos proyectos en menos de 60 días, se priorizará al proyecto de mayor factor de capacidad, determinado en base a previsiones de producción de energía actualizadas, certificadas por un consultor independiente calificado.

Al quedar aceptada la solicitud de prioridad de despacho, el proyecto renovable tendrá la mismas condiciones de despacho que los proyectos contratados bajo el régimen de compras conjuntas, u otros que hayan obtenido también la prioridad de despacho, sin prioridades relativas entre ellos.

La inclusión en el régimen de prioridad de despacho exige asimismo una caución¹¹.



⁸ De acuerdo a lo establecido en los artículos 1 y 2 del Anexo I de la Res. 72.

⁹ Capítulo II del Anexo. (Artículo 8).

¹⁰ El procedimiento de selección se describe en el Capítulo II del Anexo (Artículo 9).

¹¹ Capítulo II del Anexo a la Resolución 281 (Artículo 12). Establece una caución de 250.000 USD/MW.

Autogeneración y cogeneración

Características generales y liquidación

El anexo 12 de Los Procedimientos regula en términos generales los conceptos de autogeneración y cogeneración, definiendo a tales actividades de la siguiente manera:

1. Se considera Autogenerador a un consumidor de electricidad, que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios.
2. Se considera Cogenerador a aquel que genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento.

Debe notarse que sólo el concepto de autogeneración implica el consumo de electricidad para uso propio, siendo el concepto de cogeneración relativo a un tipo particular de generador, que, además de producir energía eléctrica, produce vapor u otra forma de energía. Cuando se compara esta definición de cogeneración con otras a nivel internacional, se observa que la regulación la restringe a un caso particular, no estando considerada en principio la generación de electricidad para consumo propio.

Consecuentemente, la situación en la que un Gran Usuario instala facilidades de generación renovable destinadas total o parcialmente a su propio abastecimiento, incluso si produce además otro tipo de energía, debe encuadrarse como autogenerador, quedando el concepto cogenerador en principio restringido al caso de un generador, localizado en un punto del sistema distinto al del consumidor, con el cual se puede hacer un PPA, tal como se describe en punto 1 precedente. Por esa razón, el desarrollo de esta sección continuará refiriéndose exclusivamente al concepto autogeneración. No obstante, en recientes casos de cogeneradores térmicos convencionales adjudicados en la licitación pública llamada mediante la Resolución 287 – E/2017, se han realizado interpretaciones menos restrictivas de la actividad de cogeneración, por lo que se recomienda seguir la evolución futura del tratamiento regulatorio de esa actividad.

En cuanto al concepto de autogenerador, existe además la posibilidad de que las instalaciones de generación se ubiquen en un punto del SADI (Sistema Argentino de Interconexión) diferente al de los consumos. En ese caso, la figura que aplica se denomina Autogenerador Distribuido¹²

Se establece específicamente que no existen para la autogeneración renovable un valor mínimo de capacidad instalada ni de energía producida para ser considerada como tal.

A los efectos de liquidación de excedentes y faltantes para el caso de autogeneración, y del tratamiento de los cargos de potencia que le corresponden como Gran Usuario, los criterios que define la Resolución 281 son los mismos que para el caso de PPA, por lo que aplica plenamente lo descrito en el punto 1 precedente.

De la misma manera, el Gran Usuario que opte por la opción de autogeneración deberá declarar su exclusión del régimen de compras conjuntas de CAMMESA, en los mismos términos que si lo hiciera bajo la modalidad de contratación bilateral.

La alternativa de autogeneración puede ser combinada con PPAs, la celebración de tal como se refiere en el punto 1 precedente.



¹² Figura implementada mediante la Resolución 269/2008 de la ex Secretaría de Energía.

Autogeneración: Cumplimiento de los Objetivos de Consumo en la autogeneración

En el caso de autogeneración, rigen los mismos conceptos desarrollados en el ["Cumplimiento de los Objetivos de Consumo"](#) del presente Capítulo para PPAs en cuanto a Cumplimiento Preliminar y Fiscalización.

Sin embargo, la implementación de ambos conceptos requiere de exigencias específicas:

- Necesidad de instalar una doble medición: se debe medir, además del intercambio neto de energía entre el autogenerador y el SADI, la energía total generada por las instalaciones de generación propia.
- La generación propia debe estar sujeta a auditoría.

Asimismo, la información que debe presentarse para el Cumplimiento Preliminar varía respecto de la contratación bilateral, estando en este caso relacionada al proyecto físico que se va a desarrollar.

Autogeneración: Otros aspectos relevantes para la toma de decisión

Para el caso de autogeneradores, incluyendo el caso de Autogenerador Distribuido como caso particular de autogenerador, también rige el reintegro de cargos de transporte y por regulación primaria de frecuencia que se aplica a generadores (y, por extensión, a cogeneradores).

La redacción de la normativa no incluye la devolución de otros cargos de naturaleza administrativa que pudieren corresponder al autogenerador y al cogenerador como agentes del MEM, tales como los correspondientes al financiamiento de CAMMESA y del ENRE.

Autogeneración: Registro Nacional de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (RENPER)

Rigen las mismas condiciones que aplican para un generador con PPAs (["RENPER"](#)). Consecuentemente la generación propia del autogenerador está sujeta al despacho centralizado por parte de CAMMESA, no existiendo la posibilidad de "autodespacho".

Compras conjuntas

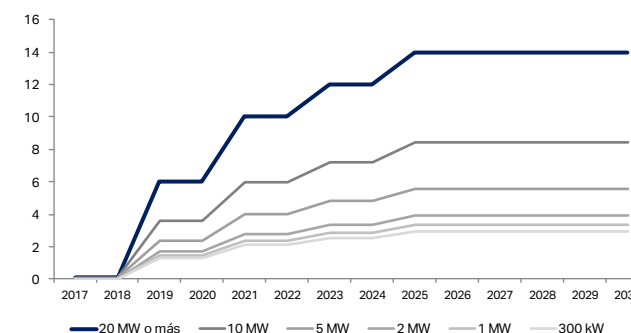
Las Compras Conjuntas son la opción por "default" para todos aquellos usuarios sujetos a cumplimiento individual de las obligaciones impuestas por la Ley 27.191.

Cada año, CAMMESA publicará el listado de Grandes Usuarios que pueden optar por las opciones de contratación bilateral y autogeneración. En caso de no haber una manifestación explícita de migrar hacia esos esquemas, el Gran Usuario se considerará comprendido en el mecanismo de compras conjuntas.

En este caso, el precio que deberá pagar por la energía renovable abastecida surgirá del costo medio resultante para CAMMESA de las compras realizadas mediante contratos del programa RenovAr (o asimilados), a los que se adicionarán dos cargos a partir de las transacciones económicas del año 2019 : un cargo por comercialización, y un cargo por administración, de valores diferentes según el año de aplicación :

- El cargo por comercialización varía según la demanda del Gran Usuario. Para demandas medias mensuales de 20 MW o más varía entre 6 US\$/MWh en 2019-2020 y 14 US\$/MWh desde 2025 en adelante. Para demandas menores decrece en forma lineal, tomando para una demanda media mensual de 300 kW valores que varían entre 1,3 US\$/MWh en 2019-2020 y 3 US\$/MWh desde 2025 en adelante. La siguiente figura ejemplifica el valor del cargo por comercialización para distintas escalas de Gran Usuario:

Figura 3:
Carga por comercialización



a. El cargo por administración es independiente de la demanda del Gran Usuario, y se indica en la siguiente tabla:

Table 3:
Cargo por administración

	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024	2025-2030
Obligación Ley 27.191	8%	12%	16%	18%	20%
Cargo Administración (US\$/MWh)	0,00	0,05	0,05	0,05	0,00

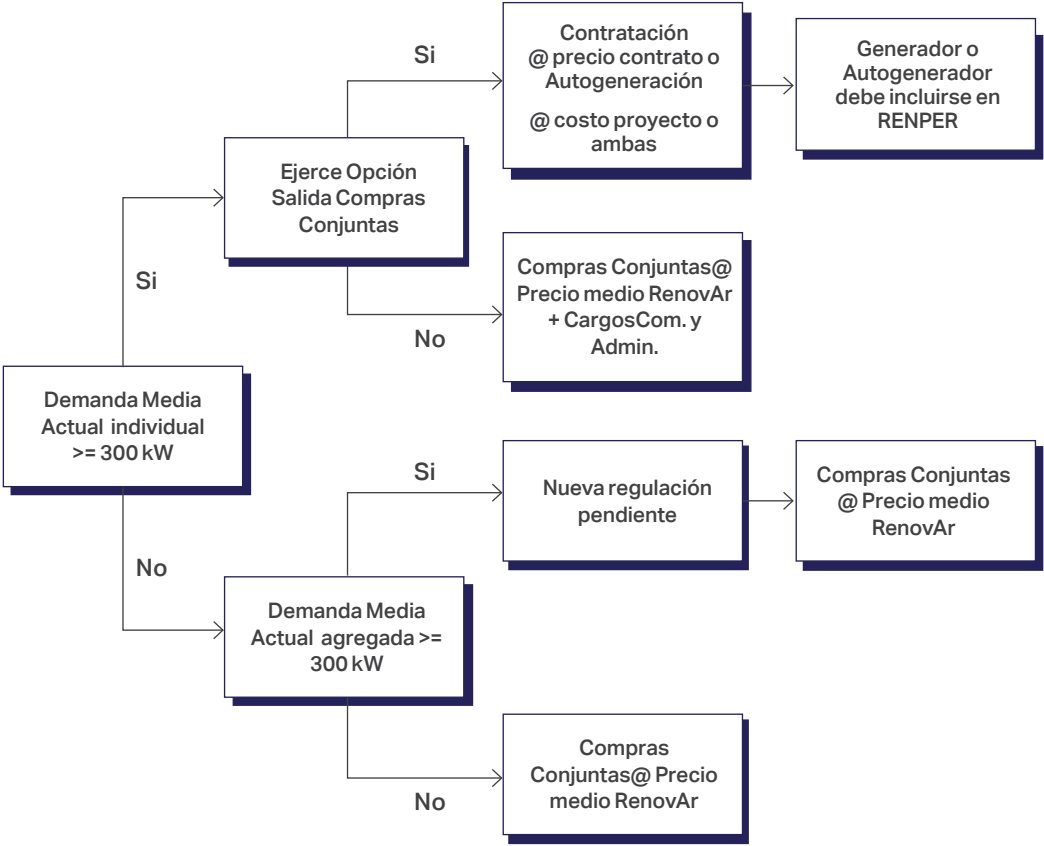
Consecuentemente, y de acuerdo a la demanda del Gran Usuario, el costo de abastecimiento mediante esta alternativa se incrementará en el futuro por aplicación de los cargos mencionados.

Como contrapartida, los usuarios que permanezcan en este régimen no serán auditados, y no deberán enfrentar penalidades en caso de no cumplimiento de la obligación.

Síntesis de opciones disponibles

El siguiente esquema sintetiza las opciones existentes a la fecha para cumplir con la obligación de suministro eléctrico en base a generación de fuente renovable descritas en este capítulo.

Figura 4:
Síntesis de opciones disponibles



¹³ Artículo 5 de la Resolución 281
¹⁴ La regulación vigente no aclara qué cargos aplicarían luego del año 2030.

Principales Ventajas y desventajas de las opciones disponibles

Mediante el cuadro que a continuación se detalla describimos las ventajas y desventajas de las opciones de cumplimiento de los Objetivos de Consumo que tienen los Grandes Usuarios.

Tabla 4:
Principales Ventajas y desventajas

Usuarios individuales ≥ 300 kW (GUMA, GUME, GUDI)			
Opción	Contrato bilateral con generador o comercializador	Autogeneración	Compras conjuntas CAMMESA
Estatus en el mercado	GUMA o GUME según nivel de demanda	AUTOGENERADOR	GUDI
Ventajas	• Precio de energía por la obligación de energía renovable puede ser más competitivo que el de compra a CAMMESA (licitaciones RenovAr) • Precio de energía por sobre la obligación de energía renovable puede ser más competitivo que el de compra a CAMMESA (costo medio del costo de adquisición del total de la generación por parte de CAMMESA sin incluir RenovAr) • Se bonifica compra de potencia a CAMMESA, con descuentos decrecientes según el año en que se ejerza esta opción • No aplican cargos por administración y comercialización	• Costo propio de inversión y producción por la obligación de energía renovable puede ser más competitivo que el de compra a CAMMESA (licitaciones RenovAr) • Costo propio de inversión y producción sobre la obligación de energía renovable puede ser más competitivo que el de compra a CAMMESA (costo medio de generación de CAMMESA sin incluir RenovAr) • Se bonifica compra de potencia a CAMMESA, con descuentos decrecientes según el año en que se ejerza esta opción • Rentabilidad del proyecto de generación renovable puede ser capturada parcial o totalmente por el Gran Usuario • No aplican cargos por administración y comercialización	• No se paga penalidad si no se cumple la obligación de energía renovable • No hay que realizar gestiones específicas para cumplir la obligación (mecanismo "por default") • No se deben asumir desbalances mensuales (excedentes o faltantes)
Desventajas	• Se paga penalidad si no se cumple objetivo de energía renovable • Inflexibilidad: se debe permanecer en este régimen por al menos 5 años seguidos • Se deben asumir desbalances a nivel mensual con precios diferentes para venta de excedentes y compra de faltantes	• Se paga penalidad si no se cumple objetivo de energía renovable • Inflexibilidad: se debe permanecer en este régimen por al menos 5 años seguidos • Se deben asumir desbalances a nivel mensual, con precios diferentes para venta de excedentes y compra de faltantes • Requiere gestionar el desarrollo de un proyecto propio	• Se pagan cargos de comercialización (crecientes a lo largo del tiempo) y administración (varían según el año)

4. Pasos a seguir por los compradores para obtener un PPA entre privados



Curso de acción para celebrar un PPA conforme el marco regulatorio

El sistema de la Resolución 281

La Resolución 281 asume que si un GUH no manifiesta expresamente su voluntad de ser excluido del régimen de compra conjunta de CAMMESA, en consecuencia, se considerará incluido dicho régimen. En otras palabras, se establece al régimen de compra conjunta como la regla general o por default, y al de PPAs como la excepción que debe ser solicitada por el GUH interesado.

En este sentido, la Resolución 281 regula el mecanismo mediante el cual los GUH pueden optar por salir de régimen de compra conjunta de CAMMESA.

La Resolución 281 no establece la posibilidad de ejercer la opción parcialmente, por lo que un GUH no podría proveerse de energía renovable en parte a través del régimen de compras conjuntas y en la parte restante en el Mercado a Término, o mediante autogeneración o cogeneración. Sin embargo, aquellos GUH y Autogeneradores podrán suscribir PPAs en el mercado a término o desarrollar proyectos de autogeneración sin ejercer la opción de exclusión de las compras conjuntas.

El ejercicio de la opción será para aquellos GUHs incluidos como tales en un listado anual que publicará CAMMESA a partir de febrero de 2018. CAMMESA está actualmente confeccionando dicho listado. De todas formas, preliminarmente CAMMESA realizó un listado inicial teniendo en cuenta los consumos del año 2016 que fue publicado recientemente en su sitio web.

La Opción

Plazos de ejercicio de la opción.

- a. Los GUH podrán notificar el ejercicio de su opción de quedar excluidos del régimen de compra conjunta al OED (Organismo Encargado de Despacho) dos veces al año en las fechas que coincidan con el inicio de las programaciones estacionales del MEM (1 de mayo y 1 de octubre).
- b. La notificación debe indicar en forma fehaciente la fecha a partir de la cual el GUH va a quedar excluido del régimen de compras conjuntas. Esa fecha debe ser al menos tres (3) meses posteriores a la de ejercicio de la opción.
- c. El GUH podrá modificar su decisión en un plazo que no puede superar la fecha elegida de exclusión del régimen de compras conjuntas o seis (6) meses, lo que suceda primero. En caso de no informar nada, la decisión de quedar excluido quedará firme.

Reingreso a compras conjuntas.

- d. La exclusión del régimen de compras conjuntas tendrá una duración mínima de 5 años contados desde la fecha de exclusión declarada. Luego de ese período el GUH continuará excluido del régimen de compras conjuntas, a menos que manifieste fehacientemente su decisión de reingresar a dicho régimen, comunicando su decisión en ese sentido al menos 3 meses antes de la fecha de reingreso que declare.

Características de los PPAs

Conforme a la Resolución 281, las condiciones contractuales -duración, prioridades de asignación, precios y demás condiciones, sin perjuicio del precio máximo de US\$ 113/MWh establecido en el artículo 9° de la Ley N° 27.191- podrán ser pactadas libremente entre las partes.

Sin embargo, los volúmenes de energía comprometidos estarán limitados por la energía eléctrica de fuentes renovables (i) producida por el generador, o (ii) aquella aportada por otros generadores o comercializadores con los cuales aquél posea acuerdos de comercialización.

Deberes de información contratos y proyectos

Al ejercer la opción o con posterioridad, pero siempre con una antelación mínima de 3 meses a la fecha de exclusión declarada, el GUH deberá informar a la SSER (Subsecretaría de Energía Renovable) (i) la suscripción del PPA; o (ii) referenciar el proyecto de autogeneración o cogeneración a desarrollar, por los cuales obtendrá en cada caso -como mínimo- el abastecimiento de la energía eléctrica de fuente renovable necesaria para cumplir el objetivo que corresponda al año en que se produzca la exclusión, y los años calendarios siguientes que tengan el mismo objetivo a alcanzar.

En caso que la presentación realizada no contemple los incrementos porcentuales de los Objetivos de Consumo de energía de fuentes renovables a cumplir según la Ley N° 27.191, el GUH deberá presentar, con una antelación mínima de tres (3) meses al 31 de diciembre de los años 2017, 2019, 2021, 2023 y 2025, la documentación que acredite la cobertura necesaria para cumplir con dichos objetivos, sea por PPAs, o por proyectos de autogeneración o cogeneración.

La SSER podrá dar como aprobado preliminarmente el proyecto relacionado al PPA o proyecto de cogeneración o autogeneración en la medida que (i) se verifique su inscripción en el RENPER, (ii) no sean proyectos comprometidos bajo otro régimen; y (iii) el abastecimiento de energía eléctrica de fuente renovable comprometida sea suficiente para cubrir el porcentaje de consumo que corresponda.

En caso de no cumplirse con alguno de los requisitos mencionados, se aplicará el procedimiento de aplicación de sanciones, conforme se describe en el Capítulo 2, "Penalidades".

Acreditación de la celebración del PPA

La acreditación de la celebración del PPA respectivo se efectuará mediante la presentación de un formulario que la SSER aprobará (a la fecha de esta publicación este formulario aún no ha sido realizado). El formulario deberá ser suscripto por representantes del GUH y del Generador o del Comercializador con el que el GUH celebró el PPA.

En el formulario deberán consignarse los datos básicos que permitan identificar el PPA y evaluar su idoneidad para el cumplimiento de los objetivos de consumo de energía renovable para los años calendario que correspondan, mediante la indicación de la energía a suministrar por año calendario. No se incluirá la información económica del contrato, como el precio y penalidades por incumplimiento.

En los casos de PPAs celebrados entre GUH y comercializadores, estos últimos también deberán brindar la información que requiera la SSER respecto de los contratos que hubieren celebrado con generadores, cogeneradores o autogeneradores que respalden las obligaciones asumidas frente a los GUH. Para los proyectos de autogeneración deberá declararse la cantidad de energía eléctrica a autogenerar por año calendario.

Por último, respecto del PPA el GUH deberá cumplir con el Anexo XVII de los Procedimientos, especialmente el punto 5 sobre administración de transacciones en el MEM.

Acreditación del proyecto

El proyecto relacionado con el PPA y/o el proyecto de cogeneración o autogeneración presentados deberán estar inscriptos en el RENPER mediante: (i) la obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables (el cual implica la registración automática en el RENPER); o (ii) por su simple inscripción definitiva o provisoria en dicho registro. A esos efectos, el GUH deberá indicar el código de inscripción en el RENPER o el número de expediente en trámite, de manera de permitir su correcta identificación.

5. Términos claves de los PPAs



Conforme mencionamos en el Capítulo 2, los Grandes Usuarios que resolvieron ejercer la opción de salirse del mecanismo de compras conjuntas, para cumplir con los Objetivos de Consumo, pueden lograr dicho cometido mediante la autogeneración o cogeneración, o bien, mediante la contratación individual en el Mercado a Término.

A continuación expondremos los principales términos y condiciones que serían conveniente incluir en los PPAs, en los casos de contratación con un generador en el Mercado a Término. Conforme establece la Resolución 281, los términos y condiciones de los PPAs pueden ser negociados libremente por las partes.

Estos términos y condiciones pueden aplicarse también a casos de cogeneración, dado que, conforme expusimos en el Capítulo 3, "[Autogeneración y cogeneración](#)", la regulación los asimila a un contrato bilateral.

Objeto del contrato

El principal objeto del PPA es la puesta a disposición del Gran Usuario de cierta cantidad anual de energía, durante el plazo de vigencia del acuerdo, a fin de que el Gran Usuario pueda dar cumplimiento a los Objetivos de Consumo. Por su parte, el Gran Usuario deberá pagar un precio como contraprestación por la energía suministrada.

Plazo. Habilitación Comercial (COD)

El plazo de vigencia de los PPAs puede ser analizado mediante su división en dos instancias:

(i) Un plazo hasta la obtención del COD

Los PPAs podrán incluir el cumplimiento por parte del generador de los siguientes hitos antes del COD: (i) obtención del financiamiento del proyecto; (ii) construcción e instalación de la central de generación; (iii) obtención del certificado de inclusión al Régimen de Fomento de EERR, establecido por la Res. 72, a los fines de obtener los beneficios fiscales establecidos en la Ley 27.191; (iv) obtención del acceso a la capacidad de transporte ante el ENRE; (v) inscripción del proyecto en el RENPER y obtención de la prioridad de despacho para los casos de congestión por limitación a la capacidad de transporte disponible en el punto de interconexión; y (vii) obtención de la habilitación comercial conforme los Procedimientos.

El COD debe ser anterior o coincidir con la fecha informada por el GUH al OED a partir de la cual el GUH quedará excluido del régimen de compras conjuntas. Un retraso en el plazo para la obtención del COD podría derivar en penalidades para el Gran Usuario.

Las partes podrán acordar una extensión del plazo para el COD en caso de retrasos en el cumplimiento de los hitos previos al COD por culpa de terceros (tales como Organismos Públicos) o por razones de caso fortuito o fuerza mayor.

Sin embargo, el generador deberá informar con suficiente anticipación que va a incumplir con el COD

a los fines de que el GUH pueda modificar la fecha de exclusión a tiempo (ver Capítulo 4, "[La Opción](#)").

(ii) Un plazo de generación y abastecimiento de energía

Este plazo debe ser suficientemente extenso como para que el alto financiamiento invertido en el proyecto, los costos de operación y mantenimiento y una eventual ganancia, sean cubiertos con los flujos de fondos del PPA. Por esta razón los PPAs deberían tener un plazo de vigencia no inferior a 10 años.

Los PPAs podrán contemplar extensiones a este plazo en caso de que el suministro de energía sea interrumpido por razones de caso fortuito o fuerza mayor.

Desde el punto de vista del Gran Usuario, debe tenerse presente que el plazo de vigencia de los PPAs debe ser de al menos 5 años, dado que, conforme el art. 21 de la Resolución 281, una vez que el Gran Usuario opte por el MATER, no podrá reingresar al mecanismo de compras conjuntas hasta que no transcurra dicho período de tiempo. Si bien este plazo carecería de relevancia en la contratación de un PPA respecto de un proyecto para un único Gran Usuario (dado que el generador va a tener interés de contratar por un plazo mayor de 5 años), deberá ser tenido en cuenta cuando el proyecto se desarrolla para abastecer múltiples Grandes Usuarios con distintos plazos.

Solicitud de Prioridad de Despacho

El generador deberá solicitar al OED la asignación de la prioridad de despacho para los casos de congestión en el punto de interconexión donde se conecte el proyecto. Como se estableció en el Capítulo 3 “[RENPER](#)”, la prioridad será asignada teniendo en cuenta el plazo de COD más corto, y, en caso de empate entre generadores, definirá el factor de capacidad mayor.

Una vez asignada la prioridad del proyecto, el generador deberá constituir una caución equivalente a la suma de USD 250.000 por cada MW de potencia del proyecto, la cual estará vigente hasta el COD. Dicha caución, deberá estar reflejada en el precio de los PPAs.



Sin perjuicio de la asignación de capacidad del proyecto, es aconsejable establecer en los PPAs qué parte va a asumir los costos derivados de los cortes de energía o si son asumidos por ambas partes, y en ese caso, en qué proporción. Estas provisiones, redundarán principalmente en el pago de penalidades por incumplimiento en los Objetivos de Consumo.

Por otro lado, en caso que un mismo proyecto abastezca a más de un Gran Usuario, deberá regularse en cada uno de los PPAs la prioridad de despacho entre dichos Grandes Usuarios. Si bien la prioridad de despacho puede pactarse libremente, ésta quedará limitada al volumen de energía provista por el generador o aportada por otros generadores o comercializadores con los cuales el Gran Usuario posea acuerdos de comercialización.

Precio

A cambio de la energía suministrada, el Gran Usuario deberá pagar un precio por ella, el cual suele ser fijado en un valor en USD por MW. Debe tenerse en cuenta que conforme al art. 9 de la ley 27.191, el precio no puede ser mayor a USD 113/MWh.

En términos generales, puede haber dos tipos de cláusulas de pago:

- (i) Cláusula Tome o pague o “Take or pay”, mediante la cual el GUH se compromete a comprar un volumen mínimo de energía y abonar un precio, el cual podrá ser fijo o variable, durante el período

de vigencia del contrato, independientemente de si la energía generada es efectivamente consumida.

- (ii) Cláusula de pago por la energía efectivamente generada o “Pago por lo Generado”, sistema en el cual se paga un precio por cada MWh de energía efectivamente producida por el generador, sin perjuicio del volumen que consuma el Gran Usuario.

Teniendo en cuenta que según la Resolución 281 el generador puede vender como máximo su generación mensual, en caso de un faltante de energía en un mes determinado, será el Gran Usuario el que quedará en posición de comprador y, por ende, deudor por los desbalances frente a CAMMESA.

En tal sentido, en ambos supuestos, las partes deberán acordar quién deberá asumir los costos de estos déficits de energía o si son asumidos por ambas partes en forma proporcional.

El precio debe reflejar los siguientes incentivos a favor del generador: (i) beneficios fiscales otorgados por la ley 27.191; (ii) el descuento en el cargo de reserva de potencia; y (iii) el reconocimiento al generador de los cargos fijos de transporte y de regulación primaria de frecuencia asociados a la generación y cogeneración.

Asimismo, el precio deberá reflejar la eximición del pago a CAMMESA de los cargos de Administración y Comercialización a favor del Gran Usuario.

El precio deberá contemplar otros cargos de naturaleza administrativa que pudieren corresponder al generador como agente del MEM, tales como los correspondientes al financiamiento de CAMMESA y del ENRE.

Por último, el precio deberá reflejar otros cargos menores necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de la central de generación y la provisión de energía, tales como la aprobación del estudio de impacto ambiental, permisos para la construcción, transporte e instalación de los equipos del parque, permisos de uso del suelo, permisos aéreos (para el caso de los proyectos eólicos), costos variables de transporte, entre otros.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que en la Argentina la indexación está prohibida. Por tal razón, las variaciones del precio por los cargos variables deberán definirse al momento de la firma del PPA.

Facturación, pago e interés moratorio

El valor de la energía suministrada será el que las partes pacten en los PPAs y será facturado directamente por el proveedor al consumidor. La factura a ser enviada debe incluir el IVA.

Siendo que una porción importante de estos proyectos se financian con deuda financiera (a través de project finance, emisión de títulos, préstamos sindicados, u otros), la facturación y fecha de pago debe estar

acorde con las fechas de cancelación de los préstamos. La penalidad por retraso de pago debe ser al menos equivalente al interés moratorio de dichos préstamos.

Terminación anticipada

Es importante regular los términos conforme a los cuales los PPAs puedan quedar sin efecto. La rescisión unilateral del contrato por parte del GUH puede dejar al proyecto sin acceso al mercado, mientras que una rescisión unilateral por parte del generador puede derivar en la imposibilidad de ingreso del Gran Usuario al mecanismo de compras conjuntas (si no transcurrió un lustro desde que ejerció la opción de salida de dicho mecanismo) y por lo tanto, sin la posibilidad de cumplir con los Objetivos de Consumo. Es por ello que se aconseja limitar esa posibilidad a supuestos puntuales determinados en que la terminación sea justificada, tales como el evento de incumplimiento del contrato de una parte.

Incumplimientos y Penalidades

Los PPAs deben prever y regular los posibles eventos de incumplimientos o demoras por parte del generador o del Gran Usuario. En este sentido, pueden fijarse sanciones o cláusulas penales para el caso en que el generador no entregue la energía anual comprometida, o bien, no cumpla con los plazos previstos para el COD del proyecto o determinados hitos del mismo. Debe tenerse presente que un retraso o incumplimiento por parte del generador trae aparejada la imposición de penalidades contra el Gran Usuario como consecuencia de no alcanzarse los Objetivos de Consumo. Dichas penalidades pueden trasladarse total o parcialmente al generador y afectar su capacidad de repago de la deuda financiera existente.

Asimismo se podrían incluir penalidades al Gran Usuario en caso de que el consumo mensual o anual sea menor a un monto pre-acordado entre las partes o en el supuesto en que aquel no pague por la energía entregada.

La Resolución 281 otorga el derecho a los Granes Usuarios de formular un descargo y presentar la documentación correspondiente, una vez notificado el incumplimiento por parte de la Dirección Nacional de Energías Renovables. En tal sentido, los PPAs deberán contemplar un deber de colaboración al respecto.

Garantías

Las garantías pueden ser consideradas desde tres perspectivas relevantes:

- (i) Garantías de pago de la penalidad: Esta garantía tiene por finalidad asegurar el pago de penalidades en caso de terminación anticipada por incumplimiento del contrato.
- (ii) Garantías por cumplimiento de la entrega de energía anual comprometida: Se garantiza la provisión de la energía comprometida necesaria para dar cumplimiento con los Objetivos de Consumo. Las partes podrán pactar esquemas de seguros (como seguros de caución) para mitigar el impacto de dichos incumplimientos.
- (iii) Garantías de cumplimiento de obligaciones pago por la energía: Los pagos son de vital importancia dado que el flujo de fondos del PPA es lo que le otorga bancabilidad al proyecto. Los pagos pueden ser garantizados por avales bancarios ("Stand by Letter of Credits") o incluso por organismos multilaterales como la Corporación Andina de Fomento (CAF).
- (iv) Garantías por financiamiento: Ejemplo de estas garantías son los project finance, los cuales en caso de default la entidad tiene opción de quedarse con el proyecto, o la constitución de un fideicomiso en garantía donde se transferirán los flujos de fondos del proyecto. Si bien las partes directamente involucradas son la/las entidad/

es que otorgan el financiamiento y el generador, existen obligaciones que incumben al Gran Usuario y que deben quedar establecidas en el PPA, tales como la autorización de cesión del PPA a la/s entidad/es en caso de default del project finance o la obligación de depositar los pagos por el suministro de energía en una cuenta a nombre del fiduciario, en el caso del fideicomiso en garantía.

Cambio en la legislación

Los PPAs deben regular qué parte asumirá los riesgos derivados de cambios normativos, incluso respecto de regulaciones en materia de impuestos, laborales o de seguridad social, o bien si ambas absorberán eventuales mayores costos y de qué manera. Otra alternativa es que las partes acuerden reunirse a negociar en buena fe en casos justificados o recurrir a un arbitraje imparcial en casos de controversias.

Fuerza mayor

Debe preverse y regularse asimismo cómo se asignarán los costos y riesgos que puedan derivarse de eventos de fuerza mayor, más aún en vistas a las penalidades que pudieran ser impuestas al Gran Usuario por no cumplimentar los Objetivos de Consumo.

CASO DE ESTUDIO INTERNACIONAL: Proyecto eólico Dominica de Enel Green Power suministrando 4 off-takers

Highlights:

El proyecto eólico Dominica fue desarrollado en 2 etapas de 100 MW cada una, las que alcanzaron su operación comercial en Noviembre del 2014 y Julio del 2015 respectivamente. El proyecto vende su producción a 4 clientes de diversa naturaleza. Desde fabricas para la industria automotriz, embotelladoras de Coca Cola FEMSA, 300 sucursales del banco Banamex (subsidiaria Mexicana del grupo Citi) hasta cientos de farmacias y tiendas (OXXO) del grupo FEMSA. Dado que las características, ciclos de negocio y necesidades de energía son particulares a cada uno de los clientes, la estructura de suministro de los PPA se adaptó a cada cliente individualmente y se negoció independientemente, con lo que se eliminó la necesidad de cláusulas de cross-default entre ellos.



Información PPA	
Nombre del Proyecto	Dominica I y II
Ubicación	Santo Domingo y Charcas, San Luis Potosí, Mexico
Fecha	11/2014 y 7/2015
Comprador(s)	Coca-Cola FEMSA; Banamex (Citi Group); OXXO (Grupo FEMSA); Industria automotriz
Vendedor(s)	Enel Green Power
Tecnología	Turbinas eólicas
Capacidad	200 MW
Energía	510 GWh / año
Duración	10 años

Mediante la ejecución de diversos PPAs simultáneos, Enel Green Power (EGP) redujo su exposición al riesgo. El valor generado por el efecto portfolio permitió a EGP ofrecer a sus clientes el beneficio de flexibilidades específicas que de otra forma hubieran sido difíciles de lograr. Sin embargo, las dos etapas de desarrollo del proyecto tuvieron como objetivo reducir el riesgo de ejecutar muchos PPAs a la vez, lo que habría sido

necesario para tomar la decisión de inversión sobre los 200 MW completos. Evidentemente la confianza de EGP en su capacidad para ejecutar todos los PPAs de manera oportuna durante la ejecución de la segunda etapa del proyecto era esencial para proporcionar sinergias de construcción y, por lo tanto, valor adicional.

6. Perspectivas del Mercado a Término de Energías Renovables en la Argentina



La generación de energías renovables en Argentina es una actividad reciente. No obstante, manifiesta un rápido crecimiento debido a la regulación de fomento de esta industria y al impulso que le está dando las políticas de la actual administración, que busca ampliar la matriz energética incorporando esta fuente de energía para lograr recuperar el autoabastecimiento.

Basta para prueba de ello la adjudicación de los 2.423,5 MW en la ronda 1.0 y 1,5 de la licitación RenovAr y al hecho de que las ofertas que se recibieron en la ronda 2.0 fueran ocho veces superiores a la potencia ofertada.

No obstante, uno de los puntos que todavía falta desarrollar es el Mercado a Término de Energías Renovables. Ello obedece principalmente a que la Resolución 281 se encuentra vigente hace poco tiempo y que los Grandes Usuarios aún parecen preferir el mecanismo de compras conjuntas.

Tal como se desarrolló en el Capítulo 2 del presente Informe, la regulación del Mercado a Término habilitó a los Grandes Usuarios a cumplir con las Obligaciones de Consumo mediante la autogeneración o cogeneración, es decir, mediante la construcción, operación y mantenimiento de un proyecto propio o a través de la contratación de energía directamente a un generador privado mediante la firma de un PPA.

Respecto de la contratación de energía con un privado a través de los PPAs, los Grandes Usuarios y los generadores, deberán focalizar la negociación en los siguientes puntos:

- (i) El precio de los PPAs, el cual va a estar atado principalmente a los resultados de las licitaciones RenovAr y al costo de los equipos tecnológicos, que tienen una tendencia decreciente y con mayores niveles de eficiencia;
- (ii) Los problemas en limitación de la capacidad de transporte, dado que la reglamentación no especifica nada respecto de quien asume las penalidades en caso de un incumplimiento por estos motivos.;
- (iii) El plazo de los PPAs, dado que el plazo mínimo de 5 años que establece la Resolución 281 es escaso para recuperar la inversión por parte del generador y amplio para el Gran Usuario, quien para cumplir con las Obligaciones de Consumo estará sujeto únicamente al cumplimiento por parte del generador del suministro de la energía; y
- (iv) Las garantías sobre el cumplimiento de las obligaciones contractuales de ambas partes, a fin de otorgar seguridad a los PPAs.

Este mercado incipiente se puede presentar dentro del menú de inversiones financieras potenciales, tanto locales como extranjeras. Un ejemplo de ello son los inversores institucionales, que pueden adquirir para su portfolio instrumentos de deuda emitidos por empresas generadoras.

Sin embargo, debe tenerse presente que la disponibilidad de capacidad a futuro podría convertirse en una limitante relevante a la hora de encontrar proyectos con precios atractivos.

Sin perjuicio de que todavía los agentes del Mercado a Término están expectantes, hay buenas proyecciones sobre este mercado. Según surge de un informe publicado por CAMMESA recientemente, el listado de Grandes Usuarios durante el año 2016 asciende a 2.078 y es de esperarse que gran parte de dichos agentes opten en el mediano plazo por abastecerse de energía de fuente renovable a través del Mercado a Término.

7. English Summary



New Regulations for renewable power purchasing (Chapter 2)

By means of laws 26,190 and 27,191, the Argentine legislation establishes the following consumption goals for every consumer of energy in the Republic of Argentina: (i) the short-term purpose is that 8% of the energy consumption be generated by renewable sources at the end of 2017; and (ii) long-term purpose, is to reach an energy consumption of 20% originated in renewable sources at the end of 2025. The projection is to reach this goal through a gradual increase of the contribution of the renewable energy sources (the "Consumption Goals").

Some of the most remarkable features of the renewable energy regulations are the tax incentives' regime and the creation of a Trust Fund for the Development of Renewable Energy (the "FODER").

The bigger users are the ones whose medium demands during the last calendar year are higher than 300 kW (hereinafter, the "Big Users"). Big Users shall have to meet the Consumption Goals individually. The compliance control on the individual achievement of the Consumption Goals shall be performed on an annual basis as from December 31, 2018.

The choices in order reach the Consumption Goals are the following: (i) to participate in the joint purchasing mechanism conducted by the Company that Administrates the Wholesale Electric Market Management Company (CAMMESA); (ii) to individually contract electric energy by entering into agreements

with private parties (developers, traders and big users); or (iii) to self-generates or co-generates.

Bigger Users shall be subject to penalties in case of failure to provide information to CAMMESA regarding the PPAs and the Projects; or in case of failure to meet the Consumption Goals. In addition, the Big Users will have to release disclaimers within 15 days of the notification of the breach. It is however foreseen a tolerance of the 10% of the consumption goal established for said year that can be compensated on the following year.

The Regulation also provides for a dispatch priority order for the renewable energy generation applicable for the congestion cases on the interconnection nodes and its associate corridors.

Options for companies to fulfil the legal obligation (Chapter 3)

The options for the Big Users in order to fulfil the Consumption Goals are the following:

(a) Contracting with a generator or trader

In this scenario, the user enters into an agreement with a renewable energy developer or trader that represents him at the Wholesale Electric Market ("MEM"). This bilateral supply agreement must provide for the total demand of energy or a material portion, which in no event should be lower to the mandatory minimum set forth by law 27,191. The amounts of delivered energy as per the user's request under the agreement, and its relevant

surpluses and deficits, shall be established by comparing the generated energy on a monthly basis.

The fulfilment of the Consumption Goals has two stages to consider each year: (i) the preliminary compliance stage, taking place before the end of each year, and during which the existence of contractual commitments to guarantee the following year's obligation must be demonstrated; and (ii) a supervision stage, which takes place after the year ends, in which CAMMESA shall verify the total amount of generated energy by the contracted renewable developer such year, and compare such production with the total annual demand of the Big User. The quotient of both figures shall be equal or higher than the Consumption Goals for the relevant year.

The supervision referred above differs from the process by means of which the surpluses and deficits are determined in order to allow the monthly liquidation of such imbalances with the MEM.

In the event more than one project is filed for the same interconnection point, and the transport capacity is not enough for all of them, the regulation provides for an order of priority depending on: (i) the earliest beginning of the operation; and (ii) the biggest factor capacity project, fixed in accordance to the updated provisions of the production of energy, which shall be duly certified by a qualified independent consultant. Granted such priority, the renewable project will have the same priority as the joint purchasing mechanism's projects.

(b) Self-generation and Co-generation

A self-generator is an electricity consumer that generates electric energy as a byproduct, since its main purpose is the production of goods and/or services. A co-generator is a subject who generates electric energy and steam or other type of energy for industrial, marketing, heating or cooling purposes jointly with a third party.

As to the self-generator, in some cases the generation facilities are located at a different interconnection point than the electric system for the consumptions' interconnection point, known as "distributed self-generator".

There are no minimum values given for the installed capacity or generated energy in order to be considered a self-generator subject. Regarding the liquidation of the surpluses and deficits of energy, the above mentioned guidelines for the bilateral agreements shall also apply, as well as the requirement of exclusion from the Joint Purchasing Mechanism.

In connection with the achievement of the Consumption Goals, the same consideration given for the bilateral agreements shall apply except for the following specific features: (i) the need to install double measurement, meaning the measurement of the energy net exchange among the self-generator and the system, and the total generated energy by the self-generation facilities; and (ii) the mandatory audit of the self-generation.

Self-generators are subject to the refund of transport and to the primary frequency regulation that applies to the generators.

(c) Joint Purchasing Mechanism

In this case, the price payable for the supplied renewable energy shall be the CAMMESA's average cost of the purchase agreements appointed by the RenovAr program (or similar), with the addition of two specific fees: a fee for trading and a fee for administration.

On the other hand, the users that remain in this mechanism will not be audited and shall not be subject to penalties in case of non-compliance of the obligation.



Steps corporate buyers have to take to achieve private PPAs (Chapter 4)

The PPAs among private parties are an exception. In fact, the Big Users interested in entering into a PPA must previously execute their option to be excluded from the joint purchasing mechanism to such end.

CAMMESA will publish the list of those Big Users who shall be entitled to execute such option as from February 2018. This option cannot be executed partially, since the Consumption Goals cannot be accomplished by using simultaneously both mechanisms.

The execution of the option can be notified twice a year, at the beginning of the seasonal schedules of the MEM. The notification of the option execution must be performed by a reliable written mean and must provide for the date as from which the Big User shall be excluded from the joint purchasing mechanism. The Big User is also entitled to modify its decision within the following 6 months or no further than the chosen date for the exclusion, whichever event occurs first.

The exclusion shall last at least 5 (five) years. After such term elapses, the Big User will remain excluded unless a prior reliable statement deciding its reincorporation is issued by said Big User.

The PPAs' terms and conditions are to be freely agreed by the parties. However, there is a restriction regarding as to the price which cannot exceed USD 113/MWh.

After the execution of the option, the Big Users must inform to the Sub-secretary of Renewable Energy ("SSER") the subscription of the PPA and/or the self-generation or co-generation project to be developed, as the case may be.

The SSER should issue a preliminary approval of the project related to the PPA or the self-generation or co-generation project if the following conditions are met: (i) the registration with the National Registry of Renewable Energy's Project ("RENPER") has been performed; (ii) there are not projects committed to another regime; and (iii) the renewable energy supply is enough in order to meet the consumption's mandatory percentage.

The registration with the RENPER might be performed by means of: (i) the obtainment of the Inclusion Certificate of the Regime of Promotion of Renewable Energy, which implies the automatic registration with the RENPER; or (ii) a simple registration, either definitive or temporal, in such register.



Key terms of PPAs in Argentina (Chapter 5)

The parties are free to agree on the terms and conditions of the PPAs. However, there are certain material subjects on which they should focus their attention and negotiation. In this respect, some of the issues to consider are:

- (i) The PPAs' term. In this respect, the agreement' term can be considered as to two different stages: (a) the term until the Commercial Operation Date ("COD"); and (b) the term for the generation and supply of energy. Regarding the second stage of the term, it is important that the term be long enough in order to allow the developer to recover the investment in the project and also have a potential profit. Moreover, considering this term as from the Big User's standpoint, the minimum shall be of 5 years. The Parties shall agree the extension of both terms by specific reasons.
- (ii) Expenses. The PPA's shall determinate which party shall bear the expenses arising from the limitation of the transport capacity or if both parties shall bear the expenses by halves or in a different percentage.
- (iii) Price. The off-taker shall pay a price in consideration for the supplied energy. Such price cannot exceed USD 113/MWh. There are two payment alternatives: (a) the "Take or pay" clause, by means of which the off-taker undertakes to pay a fix price during the agreement's validity term, regardless of whether the generated energy is effectively consumed and, on the other hand, the

developer undertakes to make available certain amount of energy; and (b) the "take and pay" clause or payment for the effectively supplied energy, in which case, the Big User pays a price for each MW of energy effectively consumed. Furthermore, the parties can also agree on a mixed payment structure. Moreover, the excess energy that is not consumed by the off-taker can be sold to CAMMESA up to 10% and, should there still exist a remaining, such remaining can be sold within the Spot Market. This distinction is also important in order to determinate who will be in charge of the imbalances costs.

It must be remarked that the price shall reflect: (i) tax benefits granted by Law 27,191; (ii) a benefit/ discount in the power reserve fees; (iii) the recognition to the developer of the transport fixed fees; (iv) the release of the payments of fees to CAMMESA for the administration and commercialization services; and (v) the developers' administrative fees as a MEM Agent.

(iv) Early termination. Regarding the incorporation of an early termination clause, it is advisable to bear in mind that a unilateral termination by the developer might trigger the Big Users' impossibility to join the joint purchasing mechanism if five years have not elapsed as from its exclusion. Furthermore, the unilateral termination by the Big User might affect the project by leaving it without access to the market. Therefore, it is advisable to limit such possibility in the agreement to certain specific cases of major importance.

(v) Guarantees. The following guarantees might be considered when negotiating the PPA agreement: (a) a guarantee to assure an adequate fulfilment of the provision of energy; (b) a guarantee to assure the payments for the energy; and (c) the financing guarantees, that, even though they are agreements among the developer and the entity that grants the financing, certain liabilities that matters to the Big User may arise.

Outlook for PPAs in Argentina (Chapter 6)

Considering the recent creation of the MATER, the agents of this market are anxious and there are good perspectives for the mid-term. According to a report issued by CAMMESA on August 2017, the Big Users list rises up to 2,078. This figure considers the consumptions verified during year 2016. Moreover, it is expected that good part of such agents will choose the MATER.

Glosario

Anexo

Anexo a la Resolución MEyM 281/17.

Autoridades Gubernamentales

Cualquier gobierno de la República Argentina, ya sea federal, provincial, municipal o del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires y sus dependencias.

CAMMESA

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

CEADS

Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible.

COD

Fecha de habilitación comercial o "Commercial Operation Date".

CUIT

Clave Única de Identificación Tributaria.

Decreto 531

Decreto 531/2016.

EERR

Energías Renovables.

ENRE

Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

FODER

Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables.

GUDI

Gran Usuario de Distribución.

GUMA

Grandes Usuarios Mayores.

GUPA

Grandes Usuarios Particulares.

kW

KiloWatt o kilovatio.

Los Procedimientos

Los procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios del MEM, establecido por la ex Secretaría de Energía en la Resolución 61/92.

MATER o Mercado a Término

Mercado a término de energías renovables.

MEM

Mercado Eléctrico Mayorista.

MEyM o MINEM

Ministerio de Energía y Minería de la Argentina.

MW

Mega Watt o megavatio.

MW/h

MW por hora.

Objetivos de Consumo

Objetivos de consumo establecidos en los artículos 8 y 9 de la Ley 27.191.

OED

Organismo Encargado de Despacho.

Off-taker

Comprador de energía renovable en un PPA.

PPA o PPAs

Contrato/s de Provisión de Energía Eléctrica de Fuente Renovable.

RENPER

Registro Nacional de Proyectos de Energías Renovables.

RenovAr

Licitaciones Públicas llamadas mediante Resoluciones MEyM 136/2016, 252/2016 y 275/2017.

Res. 72

Resolución 72/2016 del MEyM.

Resolución 202 o Res. 202

Resolución 202/2017 del MEyM..

Resolución 281 o Res. 281

Resolución 281/2017 del MEyM.

SSER

Subsecretaría de Energía Renovable.

SADI

Sistema Argentino de Interconexión.

U\$/MWh

Dólares Estadounidenses por MW/h.

Grandes Usuarios Habilitados, Gran Usuario, GUH

Grandes usuarios con demandas de potencia mayor a 300 kW, conforme Ley 27.191.

WBCSD

World Business Council for Sustainable Development.

Iniciativa REscale del WBCSD

A través de REscale, las principales empresas trabajan juntas en soluciones para acelerar el desarrollo de energías renovables y la transición a un sistema eléctrico bajo en carbono. El grupo comparte la visión de que la energía renovable es confiable y cada vez más competitiva, y que 3.5 TW de capacidad pueden desplegarse en 2025.¹

En 2016, REscale publicó el informe 'Acuerdos de compra de energía renovable corporativos: ampliación global' que guía a las empresas a través del proceso de adquisición de energía renovable a través de Acuerdos de Compra de Energía (PPA). Este informe continúa nuestro trabajo, junto con el Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible (CEADS), centrándose en las condiciones del mercado argentino para los PPA para aumentar la conciencia, la comprensión y el uso de las PPA renovables corporativas. La plataforma que lleva a cabo este trabajo se llama Foro de PPA Privados de Energías Renovables en Argentina.

Para obtener más información acerca de REscale, el Foro Corporativo de PPA Renovables en Argentina e informes anteriores, visite nuestro sitio web.

¹ El dato de 3.5 TW se basa en el escenario 2° de la Agencia Internacional de Energía

Consejo Empresarial Mundial para el Desarrollo Sostenible (World Business Council for Sustainable Development - WBCSD)

El World Business Council for Sustainable Development es una organización liderada por CEOs de compañías con visión de futuro que se dedica a impulsar a la comunidad empresarial mundial a crear un porvenir sostenible para las empresas, la sociedad y el medio ambiente. Junto a sus miembros, el Consejo, desde un liderazgo intelectual a la vez que activo, aboga por generar soluciones constructivas y tomar medidas compartidas. Sacando provecho de sus sólidas relaciones con los stakeholders en su condición de representante líder del mundo empresario, esta institución ayuda a impulsar el debate y el cambio de políticas a favor de soluciones basadas en el desarrollo sostenible. El WBCSD brinda un foro para que sus 200 empresas miembros (que representan a todos los sectores de la industria y a todos los continentes, y que suman un ingreso combinado de más de US\$ 7 billones) compartan las mejores prácticas en materia de desarrollo sostenible, y desarrollen herramientas innovadoras para modificar el status quo.

El Consejo también cuenta con una red de 65 organizaciones asociadas y consejos nacionales y regionales, la mayoría de los cuales tienen sede en países en desarrollo.

www.wbcsd.org

Follow us on [Twitter](#) and [LinkedIn](#)

Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible (CEADS)

El Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible (CEADS) es el capítulo local del WBCSD. CEADS es la organización en sustentabilidad ciento por ciento empresarial, que conjuga la agenda global con la realidad local.

El CEADS es una organización empresarial, no sectorial que nuclea a ochenta y seis compañías de primer nivel pertenecientes a los principales sectores de la economía argentina, sumando esfuerzos para el logro de sociedades sostenibles. Su misión es proveer liderazgo empresarial para catalizar el cambio hacia el desarrollo sostenible y facilitar a las empresas procesos para la obtención de la licencia social para operar, innovar y crecer.

Brinda a sus miembros diferentes plataformas para explorar el desarrollo sostenible, compartir conocimientos y experiencias, difundir mejores prácticas y desarrollar herramientas de vanguardia. Es también el foro por excelencia para alinear posiciones empresariales en estas cuestiones ante las principales instancias, tanto locales como internacionales, interactuando con gobiernos, sociedad civil, academia y organismos intergubernamentales, en busca de alianzas estratégicas y espacios de confianza.

El CEADS desarrolla su trabajo a través de seis Áreas Focales (Energía & Clima, Legal & Compliance, Responsabilidad Social Empresarial, Negocios Inclusivos, Enlace Ambiental y Comunicación) que con sus sus grupos de trabajo interdisciplinarios, involucran a diferentes áreas gerenciales de las empresas miembro.

www.ceads.org.ar

Disclaimer

Esta publicación se realiza en nombre del Consejo Empresario Mundial para el Desarrollo Sostenible (WBCSD) y el Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible (CEADS). Este documento es el resultado de un esfuerzo colaborativo entre WBCSD, CEADS, EY Argentina, Tavarone, Rovelli, Salim y Miani Abogados (TRSyM), Mercados Energéticos, Baker & McKenzie y representantes de empresas que participan en el Foro de PPA Privados de Energías Renovables en Argentina.

Una amplia gama de miembros del WBCSD y CEADS revisó el material, lo que garantiza que el documento represente ampliamente la opinión mayoritaria del Foro. Sin embargo, no significa que cada empresa miembro de CEADS esté de acuerdo con cada palabra que se incluye en la publicación.

El presente informe ha sido realizado en base a la regulación Argentina en general y la regulación Argentina en materia energética en particular vigente al día de la fecha. WBCSD, CEADS y los participantes en la redacción del presente informe, no garantizan que lo expuesto y afirmado en el mismo no pueda ser modificado por nuevas regulaciones que se dicten con posterioridad a la fecha de emisión del presente.

El informe ha sido preparado solo con fines informativos generales y no pretende ser considerado un asesoramiento profesional contable, impositivo, legal o de otro tipo.

Credits

Copyright © WBCSD Diciembre 2017

Agradecemos a los siguientes coautores:

EY Argentina: Jorge L. Garnier, Fernando Acevedo and Pablo Sola
Tavarone, Rovelli, Salim & Miani Abogados (TRSyM): Nicolás Eliashev
Mercados Energéticos: Carlos Skerk
Baker McKenzie: Ezequiel Artola

Para contactar a WBCSD sobre este reporte:

Mariana Heinrich

Manager, Climate & Energy
heinrich@wbcسد.org

Para consultas generales a WBCSD: **Rasmus**

Valanko

Director, Climate & Energy
valanko@wbcسد.org

Para contactar a CEADS sobre este reporte:

Virginia Vilariño

Climate & Energy Manager
mvilarino@ceads.org.ar

Reconocimientos

El Foro de PPA Privados de Energías Renovables en Argentina ha reunido a empresas de diferentes industrias y mercados para desarrollar colaborativamente este informe. Queremos agradecer a las siguientes personas por sus contribuciones y liderazgo:

- Acciona S.A.: Alberto Enrique Cardenas Moraga
- Enel: Diego Medel
- LafargeHolcim: Emmanuil Karavias
- Ledesma Renovables S.A.: Marcelo Lando
- Unilever: Maria Belen Lopez

El Foro de PPA Privados de Energías Renovables en Argentina, liderado por CEADS y WBCSD, establece una plataforma de colaboración para incrementar el entendimiento y el uso de PPA de energías renovables entre privados y aumentar la demanda de energía renovable de compradores corporativos, con foco en el mercado Argentino. El Foro convoca a grandes usuarios de electricidad, desarrolladores y utilities, así como actores del área legal y financiera para abordar el marco regulatorio, las barreras y oportunidades para firmar un PPA en Argentina, formando una red que ayude a superar dichos retos, compartir conocimiento del mercado, contribuir y aprender de otras empresas y grupos de interés. Un grupo de trabajo de 16 empresas nacionales e internacionales lidera el Foro en Argentina.

**World Business Council
for Sustainable Development**

Maison de la Paix
Chemin Eugène-Rigot 2B
CP 2075, 1211 Geneva 1 Switzerland
www.wbcsd.org

**Consejo Empresario Argentino
para el Desarrollo Sostenible**

Suipacha 531, Piso 5 (C1008AAK)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina
www.ceads.org.ar

