



Central Puerto S.A.

Conferencia telefónica sobre resultados del
tercer trimestre de 2023

Lunes, 13 de noviembre de 2023, 09 A.M.
Hora del Este

PARTICIPANTES

Fernando Bonnet - *Gerente General*

Enrique Terraneo - *Director Financiero*

Pablo Calderone - *Gerente de Finanzas Corporativas y Relaciones con Inversores*

PARTICIPANTES

Fernando Bonnet - *Gerente General*

Enrique Terraneo - *Director Financiero*

Pablo Calderone - *Gerente de Finanzas Corporativas y Relaciones con Inversores*

PARTICIPANTES EN LA CONFERENCIA TELEFÓNICA

Rodrigo Nistor, *Latin Securities*

Martin Arancet, *Balanz Capital*

PRESENTACIÓN

Operador

"Buenos días, señoras y señores bienvenidos a la llamada telefónica de los resultados del tercer trimestre de 2023 de Central Puerto. Todos los participantes estarán en modo de sólo escucha. Si necesitan ayuda, por favor avisen a un especialista en conferencias pulsando la tecla asterisco seguida de cero.

Tras la presentación de hoy, habrá oportunidad de formular preguntas. Tenga en cuenta que este acto se está grabando.

Si no dispone de una copia del comunicado de prensa, consulte la sección de Relaciones con el Inversor en la página web corporativa de la empresa: www.centralpuerto.com. Además, puede acceder a una repetición de la llamada de hoy accediendo al enlace Webcast en la misma sección de la web de Central Puerto.

Antes de proseguir, les informamos de que todas las cifras financieras se han elaborado de conformidad con las NIIF y se han convertido de pesos argentinos a dólares estadounidenses únicamente a efectos comparativos. El tipo de cambio utilizado para convertir pesos argentinos a dólares estadounidenses fue el tipo de cambio de referencia informado por el Banco Central para dólares estadounidenses al final de cada período. La información presentada en dólares estadounidenses es sólo para comodidad del lector y usted no debe considerar estas conversiones como representaciones de que los importes en pesos argentinos representan realmente estos importes en dólares estadounidenses o que podrían convertirse en dólares estadounidenses al tipo de cambio indicado.

Por último, cabe señalar que los estados financieros correspondientes al **tercer trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2023** incluyen los efectos del ajuste por inflación.

Asimismo, le rogamos que tenga en cuenta que determinadas afirmaciones realizadas por la Compañía durante esta llamada y la respuesta a sus preguntas pueden incluir afirmaciones de carácter prospectivo, que están sujetas a riesgos e incertidumbres que podrían hacer que los resultados reales difieran sustancialmente de las expectativas contempladas en los comentarios del sector, por lo que le remitimos a la sección de afirmaciones de carácter prospectivo de nuestra nota de resultados y de los documentos recientemente presentados ante la SEC. Central Puerto no asume obligación alguna de actualizar las declaraciones prospectivas, salvo que así lo exija la legislación aplicable en materia de valores.

Para seguir mejor el debate, descargue la presentación disponible en el sitio web de la empresa. Tenga en cuenta que algunas de las cifras mencionadas durante la llamada pueden estar redondeadas para simplificar el debate.

En la llamada de hoy desde Central Puerto se encuentran Fernando Bonnet, Gerente General, Enrique Terraneo, Director Financiero y Pablo Calderone Director de Finanzas Corporativas y Relaciones con Inversores.

Y ahora, cedo la palabra a Pablo Calderone. Por favor, Pablo, puedes empezar".

Pablo Calderone - Gerente de Finanzas Corporativas y Relaciones con Inversores

Diapositiva 3 - Agenda

Muchas gracias, y buenos días a todos.

Nos reunimos hoy con nuestro equipo directivo desde Buenos Aires, Argentina, para comentar nuestros resultados del 3er trimestre de 2023.

Tomando un momento de su atención para repasar la agenda de hoy, quisiera comenzar la presentación abordando brevemente las principales cifras del trimestre, seguido de una rápida actualización del marco regulatorio del sector energético argentino, para luego, pasar a analizar la evolución de nuestros resultados financieros. Finalmente, al cierre de mi presentación, estaremos encantados de atender cualquier pregunta que puedan tener.

Diapositiva 4 - Cifras clave

Antes de entrar en un análisis más exhaustivo de la evolución de nuestros principales datos financieros y operativos, permítanme repasar brevemente las principales cifras del grupo Central Puerto durante el tercer trimestre de 2023.

Como sabrán, con la adquisición de Central Costanera realizada a principios de este año, la capacidad instalada del grupo ha aumentado un 48% interanual hasta alcanzar los 7.113 MW.

Además, la generación de energía ascendió a 5.721 GWh, lo que supone un aumento del 46% respecto al mismo periodo de 2022.

Cabe destacar que con la adquisición de Central Costanera, y la más reciente de la parque solar, Guañizul II A, el grupo se ha convertido en la mayor empresa de generación de energía en Argentina, tanto en términos de capacidad instalada como de generación de energía, con una cartera diversificada de activos en todas las tecnologías de generación de energía.

En cuanto a nuestros datos financieros del trimestre, los ingresos ascendieron a 166 millones de dólares, un 21% más que en el mismo periodo del año anterior, mientras que el EBITDA ajustado ascendió a 89 millones de dólares, un 5% menos que hace un año.

El resultado neto del periodo fue positivo en 11 millones de dólares, registrando un descenso del 66% respecto al mismo periodo de 2022.

Finalmente, mientras continuamos entregando la compañía durante el trimestre y la deuda neta se ha reducido sustancialmente, el pasado 2 de noviembre, el Consejo de Administración de la compañía aprobó una distribución de dividendos de 29,7 pesos por acción ordinaria a pagarse el 16 de noviembre. De esta manera, al excluir el monto del dividendo de nuestro Efectivo y equivalentes en una base proforma, nuestra deuda neta resultaría en un ligero incremento de 21 millones de dólares con respecto a diciembre de 2022.

Diapositiva 5 - Actualización normativa

Pasando ahora a la actualización reglamentaria más reciente, cabe mencionar las siguientes Resoluciones:

El 6 de septiembre de 2023, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 750/2023, que actualizó los precios de remuneración de la generación de energía y potencia para unidades no comprometidas en un

Contrato de Compraventa de Energía (CCE), incrementando en un 23% los valores de remuneración desde septiembre de 2023.

Además, el 2 de noviembre de 2023, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 869/2023, que actualiza los precios de remuneración para las mismas unidades de generación que no están comprometidas en un PPA. Esta resolución incrementa los valores de remuneración en un 28%, desde noviembre de 2023.

El 26 de julio de 2023, la Secretaría de Energía de la Nación, a través de la Resolución 621/2023, anunció la llamada abierta nacional e internacional "Terconf" para la presentación de ofertas de centrales térmicas nuevas o usadas con determinadas características, con el objetivo de incorporar aproximadamente 3.000 MW de generación térmica firme y confiable al sistema interconectado nacional. Los adjudicatarios de esta licitación celebrarán un PPA con CAMMESA.

La presentación de ofertas tuvo lugar el 26 de septiembre, mientras que la calificación técnica se llevó a cabo el 25 de octubre y la apertura de las ofertas económicas el 27 de octubre.

CAMMESA evaluará las ofertas económicas en base a distintos factores como: eficiencia de la planta, precio ofertado, nodo donde se conectará y antigüedad de la máquina. La combinación de estos factores definirá el precio final con el que competirán los proyectos. Hasta la fecha, CAMMESA no ha emitido ninguna resolución sobre la adjudicación de los proyectos.

Como parte de este proceso de licitación, el grupo presentó proyectos en Central Puerto por 312 MW y en Central Costanera por 516 MW.

Diapositiva 6 - Noticias de expansión del 3T23

Continuando con nuestra estrategia de diversificar nuestra matriz energética y consolidarnos en el mercado de las energías renovables, el 18 de octubre de 2023, Proener, una de nuestras filiales, adquirió directamente el 100% de los votos y acciones del capital de Cordillera Solar y Scatec Equinor Solutions, propietaria y operadora respectivamente de la planta solar "Guañizuil II A".

La planta solar está situada en la provincia de San Juan y tiene una capacidad nominal de 105 MW, generando aproximadamente 300 GWh/año. La planta cuenta con más de 358 mil paneles solares y cubre una superficie total de 270 hectáreas, siendo el tercer parque solar más grande de Argentina.

El parque solar tiene un factor de capacidad en torno al 33%, superando la media de la región y situándose como uno de los parques con mejor factor de capacidad del mundo, lo que le permite producir energía para abastecer la demanda de aproximadamente 86.000 hogares.

El esquema de remuneración de la central es un PPA con CAMMESA de unos 20 años de vencimiento bajo el Programa Renov.ar 2.5.

Con esta adquisición, Central Puerto generará aproximadamente el 10% de la capacidad solar total del país, alcanzando una capacidad total de energía renovable de 475 MW, de los cuales el 80% corresponde a energía eólica y el 20% a energía solar.

Diapositiva 7 - Panorama del mercado Capacidad instalada

Utilicemos ahora las dos diapositivas siguientes para analizar la evolución del mercado energético argentino durante este trimestre.

Como podemos observar en la diapositiva 7, la capacidad instalada de generación del país ha aumentado un 1% o 554 MW alcanzando un total de 43.453 MW, frente a los 42.889 MW del 3T22. Este incremento en la capacidad se debió principalmente a la incorporación de 424 nuevos MW provenientes de fuentes renovables, aumentando un 8% vis a vis el mismo periodo 2022, de los cuales 236 MW corresponden a proyectos solares fotovoltaicos, 183 MW a parques eólicos, 3 MW a biomasa y finalmente, 2 MW de unidades de generación de biogás.

Por su parte, las fuentes de capacidad térmica registraron un aumento neto del 0,5% o 130 MW, como combinación de la incorporación al sistema de 735 MW de nuevos ciclos combinados y la baja de 567 MW y 38 MW de turbinas de gas y motores diésel, respectivamente.

Diapositiva 8 - Panorama del mercado Demanda y generación

Pasemos ahora al análisis de la generación y la demanda de energía del periodo.

En el tercer trimestre del año, la generación de energía aumentó un 7% hasta los 35.861 GWh, frente a los 33.454 GWh del 3T22, debido principalmente a un fuerte incremento del 63% en la generación hidroeléctrica, seguido de un aumento del 6% en el suministro de energías renovables, lo que se tradujo en una menor necesidad de generación térmica y nuclear, con descensos del 12% y del 6%, respectivamente.

La mayor generación de electricidad en el 3T23 *con respecto* al 3T22 fue consecuencia directa de un aumento del 1% en la demanda de energía, impulsada esencialmente por un aumento del 4% en el consumo residencial. Cabe mencionar que la demanda residencial disminuyó durante julio y se mantuvo casi plana durante agosto debido a las temperaturas más suaves. Sin embargo, las temperaturas más bajas registradas durante septiembre de 2023 impulsaron el consumo residencial en un 14% sobre una base interanual, siendo parcialmente compensado por una contracción del 6% en la demanda industrial debido a una caída en el consumo de los grandes usuarios a través de las redes de distribución.

Esta demanda ligeramente superior se cubrió principalmente con una mayor generación de origen hidroeléctrico y renovable, como ya se ha indicado. En el primer caso, el aumento de la generación fue consecuencia directa de mayores caudales, principalmente en la región del Comahue de las provincias de Neuquén y Río Negro. Comparando el 3T23 con el 3T22, los caudales de los ríos Collón Curá, Futaleufú, Limay y Neuquén aumentaron un 86%, 83%, 64% y 167%, respectivamente. Los caudales de los ríos Uruguay y Paraná también aumentaron, pero los incrementos fueron mucho menores en comparación. Cabe mencionar que durante el 3T23 el caudal del río Collón Curá fue superior a la media histórica para ese período, con picos incluso superiores al caudal máximo histórico registrado para septiembre (más de 2.000 m³ /s). En el segundo caso, el crecimiento de la generación fue consecuencia de la nueva capacidad agregada al sistema, como se detalló anteriormente.

La mayor generación hidroeléctrica y renovable propició un menor despacho térmico, que también se vio afectado por menores niveles de disponibilidad (73,4% en el 3T23 frente a 77,6% en el 3T22), principalmente de las turbinas de vapor y gas (61,2% en el 3T23 frente a 67,9% en el 3T22). Esto se tradujo en una disminución del consumo de combustible, esencialmente de fueloil (-69% interanual) y gasoil (-16% interanual). La mayor oferta de generación hidroeléctrica y renovable también propició un menor despacho nuclear, principalmente para las centrales Emabalse y Atucha I, ya que Atucha II se encontraba en obras de mantenimiento.

Diapositiva 9 - Métricas operativas de Central Puerto

Pasando ahora a nuestros indicadores clave de rendimiento para el trimestre, en la diapositiva 9, podemos ver que la energía generada por Central Puerto aumentó un 46% hasta 5.721 GWh, frente a 3.932 GWh en el 3T22.

Cabe destacar que este incremento incluye la incorporación de 767 GWh generados por Central Costanera, la cual fue adquirida a fines del primer trimestre de este año y no está incluida en las cifras del 3T22. De esta manera, al analizar la energía generada en el 3T23 excluyendo los datos de Central Costanera, en la comparación trimestre a trimestre, el incremento alcanza al 26% llegando a 4.953 GWh.

La generación hidroeléctrica explicó la mayor parte del aumento del 46% en la producción de GWh del trimestre. La central hidroeléctrica Piedra del Águila aumentó 248% su producción de energía, resultado directo del aumento de los caudales de los ríos Collón Curá y Limay en comparación con el mismo período de 2022 (+86,3% y +64,2%, respectivamente), como se mencionó anteriormente. El caudal del río Collón Curá fue superior a su promedio histórico para el período, con picos incluso superiores a su caudal máximo histórico registrado para el mes de septiembre.

El conjunto de las energías renovables aumentó un 1% entre el 3T22 y el 3T23, explicado principalmente por La Castellana II y Genoveva I (menor recurso eólico compensado por mayor disponibilidad de aerogeneradores) y, en menor medida, Manque y Los Olivos (mayor recurso eólico y disponibilidad de aerogeneradores).

En cuanto a la generación térmica, aumentó 9% entre el 3T22 y el 3T23, lo que incluye la energía producida por Central Costanera. Si se excluye esta generación, la generación térmica en realidad disminuyó 17% en el 3T23 en comparación con el 3T22. Esta situación se explica básicamente por la mucho mayor generación hidroeléctrica del período, como se señaló anteriormente, lo que motivó un menor despacho térmico, particularmente en el sitio Puerto. Algunas turbinas a vapor, principalmente en las centrales Puerto, Costanera y Mendoza, también estuvieron indisponibles durante el trimestre mientras que, por otro lado, algunas turbinas a gas de Mendoza y la de la central Brigadier López incrementaron sustancialmente su generación de energía durante el período. La generación de la planta San Lorenzo se contrajo en este período debido a la escasez de gas. En términos de disponibilidad, el desempeño de Central Puerto continuó siendo mejor que el del mercado si excluimos a Central Costanera ya que esta central viene realizando varios programas de mantenimiento. Finalmente, la producción de vapor disminuyó 12% durante el 3T23, lo que se explica por una contracción de 28% en la central San Lorenzo. Este desempeño fue parcialmente compensado por un incremento de 16% en la planta de cogeneración Mendoza.

Diapositiva 10 - Ingresos

Ahora, haciendo zoom en nuestro análisis de ingresos, como pueden ver en la diapositiva 10, estos ascendieron a 166,5 millones de dólares en el trimestre, frente a 137,7 millones de dólares en el mismo periodo de 2022.

En primer lugar, cabe señalar que en este trimestre, los ingresos del Grupo Central Puerto incluyen los correspondientes a las adquisiciones de Central Costanera y de las empresas forestales, que aportaron 21,2 y 8,2 millones de dólares respectivamente. Así, al excluir estos efectos, la variación en los ingresos sería de una ligera disminución de 0,4% o 0,6 millones de dólares, como combinaciones de los siguientes factores:

- (i) Un aumento del 23% o 11,5 millones de dólares en las ventas de energía Spot/Legacy, que ascendieron a 62,2 millones de dólares en el 3T23 frente a 50,7 millones de dólares en el 3T22, 22,7 millones de dólares en el 3T22, esto fue impulsado por un mayor despacho de energía de la central hidroeléctrica Piedra del Águila, una mayor disponibilidad térmica de los ciclos combinados de Central Puerto, y, la finalización del contrato PPA de la turbina de gas Brigadier López en agosto de 2022 cuando comenzó a ser remunerado en el mercado Spot, siendo todo esto parcialmente compensado por una menor generación de las unidades térmicas en la parte posterior de un mayor recurso hidroeléctrico y una menor remuneración en dólares.
- (ii) Un aumento del 28% o 1,9 millones de dólares en las ventas de vapor, que totalizaron 8,5 millones de dólares en el trimestre frente a 6,6 millones de dólares en el mismo periodo de 2022, esto se debió a una combinación de mejores precios en dólares, un descenso del 12% en los volúmenes producidos y un ajuste de ingresos con un impacto negativo en los ingresos del 3T 2022.
- (iii) Una reducción del 17% o 12,7 millones de dólares en las ventas bajo contrato, que ascendieron a 63,6 millones de dólares en el trimestre frente a 76,3 millones de dólares en el 3T 2022, principalmente como consecuencia de la finalización del contrato PPA de Brigadier López en agosto de 2022 como se ha mencionado anteriormente.

Diapositiva 11 - EBITDA AJ.

Saltando ahora a la diapositiva 11, para una mejor comprensión de la evolución de nuestro EBITDA Ajustado. Durante el tercer trimestre 2023, el EBITDA Ajustado del grupo ascendió a 88,8 millones de dólares, incluyendo el EBITDA Ajustado de Central Costanera y de las empresas forestales de 6,6 y 4,0 millones de dólares, respectivamente. Así, sobre una base consolidada, el EBITDA ajustado del trimestre registró una contracción del 5% en comparación con los 93,8 millones de dólares del 3T2022.

Al analizar el EBITDA ajustado excluyendo las adquisiciones, podemos observar que la variación se explica principalmente por:

- (i) la mencionada caída de los ingresos,
- (ii) un aumento del 21% o 10,3 millones de dólares en el costo de ventas, explicado principalmente por un mayor consumo de materiales y repuestos debido al mantenimiento continuo realizado en las turbinas de gas de la Planta de Luján de Cuyo,
- (iii) un aumento del 13%, o 1,3 millones de dólares, de los gastos de administración y comercialización, debido principalmente al incremento de los costos de personal, las actividades de mantenimiento y los impuestos sobre la cuenta bancaria,
- (iv) y, por último, un aumento del 22% o 3,3 millones de dólares en otros resultados de explotación netos, debido principalmente a mayores intereses de actividades de explotación.

Diapositiva 12 - Ingresos netos

Pasando a la siguiente diapositiva, el Resultado neto Consolidado del trimestre ascendió a 10,6 millones de dólares, lo que supone una disminución del 66% en términos interanuales. Además del menor EBITDA Ajustado del periodo, el resultado neto se vio afectado por una combinación de los siguientes factores:

- (i) una mayor pérdida por posición monetaria neta de 40 millones de dólares parcialmente compensada por los mejores resultados de las empresas asociadas.
- (ii) una disminución de 18 millones de dólares en los resultados financieros netos debida principalmente al aumento de las diferencias negativas de cambio, compensada en parte por una ganancia en el valor de los activos financieros medidos al valor razonable.

Todo esto, siendo parcialmente compensado por:

- (iii) Mayores diferencias positivas de cambio e intereses relacionados con los créditos del FONI, por 25 millones de dólares; y
- (iv) Mayores resultados positivos por un aumento en la variación del Valor Razonable de los Activos Biológicos de nuestro segmento forestal por 16 millones de dólares.
- (v) Y, por último, un menor impuesto a las ganancias de 2 millones de dólares debido a los menores beneficios antes de impuestos del periodo.

Diapositiva 13 - Flujo de caja

Por último, pasando a la diapositiva 13, podemos ver la evolución de nuestro Flujo de Caja durante los nueve primeros meses del año.

El flujo de caja proveniente de las actividades operativas ascendió a US\$170,8 millones, proveniente principalmente de (i) el EBITDA Ajustado generado en el período y, (ii) US\$42,1 millones en cobranza de intereses de clientes, incluyendo los del programa FONI, siendo todo parcialmente

compensado por (iv) pagos de impuesto a las ganancias por US\$54,3 millones y (v) US\$6,2 millones en variaciones negativas de capital de trabajo.

El efectivo neto utilizado en actividades de inversión ascendió a 77,9 millones de dólares, debido principalmente a las adquisiciones de empresas realizadas a lo largo del año; junto con 11,5 millones de dólares en inversiones en propiedades, planta y equipo, 1,8 millones de dólares procedentes de la venta de activos financieros a corto plazo y 1,7 millones de dólares del programa de recompra de acciones implementado en el trimestre, todo ello parcialmente compensado por el cobro de 2,2 millones de dólares en dividendos durante el periodo.

La financiación neta fue negativa en US\$85,0 millones, básicamente como resultado de (i) casi US\$78 millones en amortizaciones del servicio de la deuda, principalmente relacionadas con el préstamo sindicado Brigadier López y el vencimiento de capital del bono vinculado al dólar de Manque y Olivos; (ii) junto con US\$28.3 millones en intereses y otros costos financieros relacionados con préstamos a largo plazo; (iii) US\$12,1 millones relacionados con recompras de bonos, y (iv) la cancelación de descubiertos en cuentas corrientes por US\$2,4 millones, que fueron parcialmente compensados por US\$41,4 millones en financiamiento obtenido en el período, principalmente por la emisión de nuestros bonos Clase A por US\$37,2 millones.

En consecuencia, nuestra posición de tesorería a 30 de septiembre de 2023, ascendía a 58,2 millones de dólares, que si se incluyen las inversiones corrientes en activos financieros, nuestra liquidez corriente total asciende a 317 millones de dólares.

Diapositiva 14 - Calendario de vencimiento de la deuda

Para concluir con la presentación, en esta diapositiva me gustaría acercarles nuestro calendario de vencimientos de deuda, pero en particular, me gustaría destacar la exitosa gestión del pasivo llevada a cabo durante los meses de septiembre y octubre que aliviará considerablemente nuestros vencimientos de deuda para el año 2024.

En este sentido, el 17 de octubre de 2023 la Compañía emitió su primer bono internacional por un importe total de 50 millones de dólares a un plazo de 2 años a un tipo del 10%. Esto nos permitió prepagar parcialmente, sólo dos días después, US\$ 49 mm de los US\$ 55 millones pendientes del préstamo Sindicado firmado con Citibank, JP Morgan y Morgan Stanley, quedando ahora sólo US\$ 6,0 mm por pagar el 24 de enero. Esto no sólo nos permitió refinanciar vencimientos de deuda a corto plazo, alargando su vida y reduciendo el costo financiero, sino que también nos ayudó a levantar las restricciones de pago de dividendos que estaban impuestas como covenants del préstamo sindicado.

En ese sentido, y como se explicó anteriormente la empresa ha anunciado que estará distribuyendo dividendos a nuestros accionistas con una combinación de pesos argentinos y títulos el 16 de noviembre. De esta manera los vencimientos para 2024 ascienden ahora a sólo 38 millones de dólares, siendo manejables y despejando incertidumbres de corto plazo.

Cabe mencionar también que el 14 de septiembre, la Compañía emitió los pagarés Clase A, denominados, integrados y pagaderos en dólares estadounidenses, por un monto de 37,2 millones de dólares a una tasa de 7% con vencimiento en 2025, los cuales fueron reabiertos el 20 de octubre por 10 millones de dólares adicionales emitidos a un precio de 102.9 dólares.

Con esto me gustaría concluir la presentación y ahora les invitamos a hacer cualquier pregunta a nuestro equipo. Gracias por su atención.

Operador

"Ahora comenzaremos la sesión de preguntas y respuestas. Para hacer una pregunta puede pulsar * (tecla asterisco) y luego 1 en su teléfono de tonos. Si utiliza un altavoz, descuelgue el auricular antes de pulsar las teclas. Para retirar su pregunta, pulse * (tecla asterisco) y luego 2. En este momento, haremos una pausa momentánea para reunir nuestra lista".

La primera pregunta es de Rodrigo Nistor, de Latin Securities. Por favor, plantee su pregunta. Su línea está activa.

Rodrigo Nistor - Latin Securities

Bienvenidos y buenos días a todos. Gracias por esta oportunidad. Así que dado el cambio en el gobierno en 2024, ¿cómo estás modelando el impacto en la remuneración de la energía legacy, qué escenarios se están considerando en términos de cambios regulatorios y cómo esto podría afectar a su estrategia para su proyecto térmico? Gracias.

Fernando Bonnet - Gerente General

Hola, Rodrigo. Gracias por tu pregunta. No te oigo muy bien. Supongo que estás preguntando por el Marco Retributivo Base de Energía para 2024, ¿es correcto?

Rodrigo Nistor - Latin Securities

Sí. ¿Puedes oírme mejor ahora?

Fernando Bonnet - Gerente General

Sí. Bueno, como ustedes saben, este Marco Remunerativo Base de Energía es un marco en el cual nosotros recibimos los montos en pesos y la Secretaría de Energía establece la tarifa y hace el ajuste de esa tarifa en función de la inflación. En este momento estamos llegando con el último aumento de noviembre, estamos llegando a un aumento este año del 150% para este año. Estamos tratando de impulsar otro aumento en diciembre, tratando de capturar toda la inflación de este año, pero no sabemos ahora si podemos conseguirlo o no porque, por supuesto, tenemos que esperar hasta las elecciones si tenemos el mismo Secretario de Energía o el mismo gobierno o tenemos que discutir con uno nuevo. Pero confiamos en que al menos podamos limitar la inflación este año.

El próximo depende de la nueva administración que viene, si van a establecer un ajuste de base regular, que es lo que queremos, tratando de tener un ajuste automático en tratar de cubrir la inflación, no ir paso a paso, discutiendo cada tres meses el ajuste es lo que tenemos en este momento. Así que estamos seguros de tratar de establecer un esquema de ajuste, establecer de forma automática, tratando de atrapar la inflación, como he mencionado, de forma automática. Hablamos con el posible ministerio de Milei o Secretario de Energía, y son conscientes de ello. Ellos saben que necesitamos tener eso. Hablamos con la actual Secretaria de Energía, y ella sabe lo mismo, que necesitamos un ajuste más automático que el que tenemos ahora. Y creo que este será el reto para el próximo trimestre.

Por supuesto, en primer lugar, tienen que ajustar la tarifa, la tarifa de usuario final, y tenemos que tener lo mismo, como o un esquema que está en orden con eso. Así que, en primer lugar, tienen que resolver, creo que los problemas para establecer una nueva tarifa, el régimen de tarifa de usuario final, y luego podemos discutir cómo podemos entrar en ese régimen y tener un ajuste automático. Esa es nuestra idea sobre cómo podemos discutir el futuro en términos de energía legacy.

Rodrigo Nistor - Latin Securities

De acuerdo. Y tengo una segunda pregunta, si se me permite. Si pudiera resumir los planes de inversión de Central Puerto para 2024, incluidos los posibles objetivos de adquisición, el progreso en la transición al ciclo combinado y sus expectativas para las próximas opciones energéticas y su impacto en la posición y el rendimiento de la empresa. Muchas gracias.

Fernando Bonnet - Gerente General

Bien. Lo primero que tenemos listo para empezar es el ciclo combinado de cierre de Brigadier López, que está en fase de acabado. Estamos terminando la discusión con el constructor EPC este mes, creo, y vamos a empezar la construcción tal vez a principios de enero. Así que esta es la primera inversión más clara en CapEx, nueva inversión en CapEx. No está cerrado del todo, pero supondrá entre 140 y 150 millones de dólares de inversión y unos 20 meses de construcción. Alcanzaremos una producción de 400 MW en este ciclo combinado que tenemos en Santa Fe.

Y luego, en cuanto a nuevos proyectos, como sabéis, estamos participando en un proceso de licitación, y quizá proceso térmico, subasta térmica, y confiamos en poder alcanzar al menos dos proyectos allí. No está totalmente terminado. Esperamos que para tener un anuncio tal vez esta semana o la próxima. Pero, por supuesto, eso dependerá también, creo que el final del resultado de las elecciones. Y en términos de adquisiciones, todavía estamos buscando en términos de nueva capacidad en energías renovables. Estamos viendo varios proyectos allí, pero no tenemos una visión clara sobre cómo podemos continuar el proceso porque estamos en las primeras etapas. Seguimos estudiando posibilidades en minería, pero también en fases tempranas. Por lo tanto, ahora mismo no tenemos otras posibilidades cercanas. Por lo tanto, creo que el brigadier López es la más clara, y en segundo lugar, las opciones térmicas que vienen es otra posibilidad clara.

Rodrigo Nistor - Latin Securities

Ha sido muy útil. Muchas gracias.

Operador

Su siguiente pregunta viene de Martin Arancet con Balance Capital. Por favor, plantee su pregunta. Su línea está activa.

Martin Arancet - Balanz Capital

Hola, muchas gracias por los materiales y por aceptar mis preguntas. Tengo tres preguntas. También me gustaría hacerlas una a una, si les parece bien. En primer lugar, ahora que han pagado el préstamo sindicado, ¿qué podemos esperar en dividendos o recompra de acciones para el próximo año?

Fernando Bonnet - Gerente General

Bueno, como has mencionado, ahora mismo no tenemos ninguna limitación para pagar dividendos, así que queremos volver a los pagos regulares como hemos hecho en el pasado. Por tanto, la cantidad dependerá, por supuesto, del ajuste de tarifas, de cuántos MW nos adjudiquen en la subasta térmica y, por supuesto, de la posibilidad de recibir financiación en el futuro. Pero dicho esto, queremos volver a los pagos regulares.

Martin Arancet - Balanz Capital

Muy claro. Gracias. Y luego ya has mencionado algo al respecto, pero me preguntaba si tienes alguna noticia sobre la evaluación de proyectos mineros, si crees que Central Puerto podría cerrar un acuerdo el próximo año.

Fernando Bonnet - Gerente General

Por supuesto, vamos a centrarnos en ello. Como he dicho, estamos en las primeras etapas, así que no puedo comentar cómo o cuándo podemos conseguir el cierre, pero queremos poner el foco y ver alternativas en ese sector, sí.

Martin Arancet - Balanz Capital

Bien, gracias. Y mi última pregunta, bueno, usted fue uno de los principales líderes en la reciente subasta térmica, y por supuesto, todavía estamos esperando los resultados, ¿qué TIR tenía como objetivo, y ve un riesgo en las tasas de financiación para el próximo año si el nuevo gobierno elimina los controles de capital?

Fernando Bonnet - Gerente General

Vale, bueno, como sabes, ahora mismo es un proceso abierto. Así que no puedo comentar específicamente las TIR que estamos viendo, pero puedo decir, sí, que por supuesto están relacionadas con el riesgo argentino y el riesgo que has mencionado de la financiación tal vez limitaciones de la situación de financiación que podemos enfrentar en un futuro próximo. Así que las rentabilidades están en función de eso, pero no puedo adelantar nada porque es un proceso abierto.

Martin Arancet - Balanz Capital

Muy bien. Muy útil. Muchas gracias.

Fernando Bonnet - Gerente General

Gracias por su interés

Operador

Gracias, señor. De nuevo, si tiene alguna pregunta, por favor presione *luego 1.

Con esto concluye nuestra sesión de preguntas y respuestas. Me gustaría ceder la palabra al Sr. Bonnet para que cierre la conferencia.

Fernando Bonnet - Gerente General

Gracias a todos por su interés en Central Puerto. Los animamos a que nos llamen por cualquier información que necesiten. Que tengan un buen día.

Operador

Gracias, señoras y señores. Esto concluye la conferencia telefónica de hoy. Que tengan un buen día.