

## RESOLUCIÓN CNEE-287-2024

Guatemala, 10 de diciembre de 2024

### LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

#### CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad establece que, entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- cumplir y hacer cumplir dicha ley y sus reglamentos en materia de su competencia, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios; proteger los derechos de los usuarios; así como definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo a la ley.

#### CONSIDERANDO:

Que el artículo 53 de la Ley General de Electricidad preceptúa que, los adjudicatarios de servicio de distribución final están obligados a tener contratos vigentes con empresas generadoras, que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía; asimismo el artículo 62 de la misma Ley señala que las compras de electricidad por parte de los distribuidores de Servicio de Distribución Final se efectuarán mediante licitación abierta y que toda la información relativa a la licitación y adjudicación de la oferta será de acceso público. Por su parte, el artículo 71 señala que los precios de compra de energía de parte del Distribuidor que se reconozcan en las tarifas deben reflejar en forma estricta las condiciones obtenidas en las licitaciones.

#### CONSIDERANDO:

Que la CNEE, mediante la Resolución CNEE-45-2024, aprobó los Términos de Referencia para que Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima -EEGSA- elaborara las Bases de Licitación Abierta, para la contratación de potencia y energía eléctrica, según el requerimiento que determine la Distribuidora, que le permita cubrir la totalidad de su Demanda Firme por la prestación de servicio de Distribución Final y las necesidades horarias de energía. En cumplimiento a lo establecido en dicha Resolución, EEGSA presentó las Bases de Licitación Abierta a la cual denominó "EEGSA-1-2024" y el respectivo Manual para la Evaluación Económica de las Ofertas, mismas que fueron aprobadas con modificaciones mediante la Resolución CNEE-65-2024. Posteriormente, el 23 de abril de 2024, la CNEE emitió la Resolución CNEE-85-2024, mediante la cual se informó a EEGSA la no objeción sobre la

adjudicación realizada por la Junta de Licitación, correspondiente únicamente al Bloque A. Asimismo, mediante las Resoluciones CNEE-76-2024, CNEE-138-2024, CNEE-214-2024 y CNEE-256-2024 se aprobaron las Adendas 1, 2, 3 y 4 que contienen modificaciones a dichas Bases de Licitación Abierta, respectivamente.

**CONSIDERANDO:**

Que en el contexto del proceso de la Licitación Abierta EEGSA-1-2024, el 4 de diciembre de 2024, EEGSA remitió el informe técnico que contiene los resultados de la evaluación económica de las ofertas y el dictamen con la adjudicación realizada para los Bloques B y C; por lo que, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en cumplimiento a lo establecido en la Resolución CNEE-45-2024 debe pronunciarse respecto a la objeción o no de la adjudicación realizada por la Junta de Licitación.

**CONSIDERANDO:**

Que en virtud de lo constatado mediante el dictamen técnico y jurídico emitidos por la Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos y la Gerencia Jurídica de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, respectivamente; se pudo determinar que es procedente que se emita la no objeción por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de la adjudicación realizada por la Junta de Licitación, contenida en el dictamen de adjudicación.

**POR TANTO:**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en ejercicio de las funciones que le confiere el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, Decreto Número 93-96, del Congreso de la República y con base en lo considerado,

**RESUELVE:**

- I. Indicar a Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica no tiene objeción sobre la adjudicación realizada por la Junta de Licitación nombrada dentro del proceso de la Licitación Abierta EEGSA-1-2024, correspondiente al Bloque B y al Bloque C, contenida en el informe técnico remitido a esta Comisión el cuatro de diciembre de dos mil veinticuatro, mismo que se adjunta como Anexo a la presente resolución. Asimismo, la Distribuidora deberá





proceder a la adjudicación y firma de los contratos conforme al cronograma contenido en las Bases de la Licitación Abierta EEGSA-1-2024.

- II. Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, deberá emitir la comunicación de la decisión tomada por la Junta de Licitación a los oferentes; notificarles oficialmente el informe de evaluación económica y adjudicación de las ofertas de la Junta de Licitación correspondientes a la Licitación Abierta EEGSA-1-2024, y la presente resolución con su Anexo.
- III. Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, deberá remitir a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, copia impresa y digital de las ofertas técnicas y económicas presentadas y copia legalizada de los contratos de abastecimiento suscritos con los adjudicados, dentro del plazo de diez (10) días de firmados los mismos. Dichos contratos deberán ser elaborados y suscritos con apego a la minuta aprobada en las Bases de la Licitación Abierta EEGSA-1-2024.

**NOTIFÍQUESE. -**

---

**Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez**  
Presidente

**Ingeniera Cláudia Marcela Peláez Petz**  
Directora



**Licenciado Jorge Guillermo Araúz Aguilar**  
Director

**Jorge Miguel Retolaza Alvarado**  
Secretario General



**Jorge Miguel Retolaza Alvarado**  
Secretario General



ANEXO  
RESOLUCIÓN  
CNEE-287-2024

51008  
epm®  
Guatemala

Guatemala, 04 de diciembre de 2024  
REF. SGIRT-348-EEGSA-2024

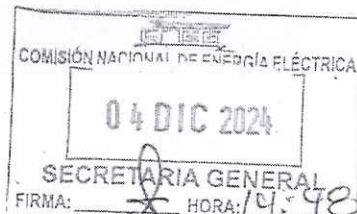
Ing. Luis Romeo Ortiz Peláez  
Ing. Claudia Marcela Peláez Petz  
Lic. Jorge Guillermo Aráuz Aguilar

**Directores**

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA**

4º. Avenida 15-70, Zona 10 Edif. Paladium Nivel 12  
Ciudad de Guatemala

Estimados directores:



Reciban un cordial saludo. Por este medio, informamos que de acuerdo con los procedimientos establecidos en las bases de la Licitación Abierta-1-2024 y el Manual para la Evaluación Económica de las Ofertas, la Junta de Licitación de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., -EEGSA- procedió a la evaluación económica de las ofertas presentadas por seis oferentes de un total de nueve interesados que retiraron las bases de licitación en el proceso. Las seis ofertas presentadas participaron por potencia y energía eléctrica para la contratación por el Bloque B y C respectivamente.

Las evaluaciones económicas para los Bloques B y C se efectuaron por medio de rondas sucesivas descendentes ejecutando las evaluaciones el veinte y veintisiete de noviembre del dos mil veinticuatro según el cronograma previsto para dichas actividades y, para tal fin, se contrató a la empresa QUANTUM, quien fungió como Administrador del sistema informático utilizado, garantizando el cumplimiento de la totalidad de las restricciones que la solución de optimización de las ofertas debía satisfacer para la evaluación económica de las ofertas.

Durante el proceso de la evaluación económica de las ofertas del día veinte de noviembre se efectuaron once (11) rondas sucesivas y para el proceso de evaluación económica de las ofertas del día veintisiete de noviembre se efectuaron diecisiete (17) rondas sucesivas, para mayor detalle e información del desarrollo de dichas rondas en anexo a esta nota, se adjunta los informes que describen los resultados de cada una de las rondas, detalles de la condiciones de cada oferta, los parámetros utilizados definidos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de acuerdo a las Bases de Licitación y Manual para Evaluación de las Ofertas así como las variables que fueron conformando el precio de la potencia y energía eléctrica durante los dos procesos de evaluación.



Derivado de lo anterior, solicito la aprobación del presente dictamen de adjudicación de las Ofertas seleccionadas con el resultado que se muestra a continuación para el Bloque B y C respectivamente:

1. DICTAMEN DE ADJUDICACIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA BLOQUE B

OFERENTE	Potencia Garantizada Máxima ofertada (MW)	Potencia Asignada (MW)	PRECIO MONÓMICO US\$/MWH*
Alternativa de Energía Renovable, S.A.	5.00	5.00	227.84
Orazul Energy Guatemala y Compañía Sociedad en Comandita por Acciones (Planta Arizona)	20.00	20.00	181.23
Orazul Energy Guatemala y Compañía Sociedad en Comandita por Acciones (Planta Las Palmas II)	10.00	10.00	200.63

\*Corresponde al valor de referencia que se visualiza en el sistema de subasta, con las condiciones y parámetros utilizados conforme las bases de licitación y manual para evaluación económica de las ofertas.

2. DICTAMEN DE ADJUDICACIÓN POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA BLOQUE C

OFERENTE	POTENCIA ASIGNADA may25/abr26 en MW	POTENCIA ASIGNADA may26/abr27 en MW	POTENCIA ASIGNADA may27/abr28 en MW	POTENCIA ASIGNADA may28/abr29 en MW	POTENCIA ASIGNADA may29/abr30 en MW	Monómico US\$/MWH*
BIOMASS ENERGY, S.A.	1.00	1.00	1.00	10.00	10.00	130.34
ESI, S.A.	0.00	25.00	25.00	25.00	25.00	138.83
Orazul Energy Guatemala y Compañía Sociedad en Comandita por Acciones (Planta Arizona)	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	143.89
Orazul Energy Guatemala y Compañía Sociedad en Comandita por Acciones (Planta Las Palmas II)	10.00	40.00	40.00	40.00	40.00	126.8
SAN DIEGO, S.A.	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	124.98
ENERGÍAS SAN JOSÉ, S.A.	30.00	40.00	40.00	40.00	40.00	128.51

\*Corresponde al valor de referencia que se visualiza en el sistema de subasta, con las condiciones y parámetros utilizados conforme las bases de licitación y manual para evaluación económica de las ofertas.

Sin otro particular, me suscribo de ustedes.

Atentamente,



**Ing. Jósué Figueroa**  
**Junta de Licitación**  
**Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.**

Adj. Lo indicado  
CC. Lic. Edgar Grotewold (Área legal EEGSA)



NOVIEMBRE 2024



Preparado para:

EEGSA

Apoyo para la contratación de  
Energía y Potencia - Licitación  
Abierta LA-1-2024 Bloque B

---

Informe de Adjudicación

## Contenido

<b>1</b>	<b>Introducción</b> .....	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>Antecedentes</b> .....	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Sistema</b> .....	<b>4</b>
3.1	Programación mixta .....	4
3.2	Función Objetivo .....	5
3.3	Restricciones .....	6
3.4	Tipos de contrato Presentados en la licitación .....	7
3.5	Oferente Virtual .....	10
3.6	Costos monómicos de referencia.....	11
<b>4</b>	<b>Ofertas Evaluadas</b> .....	<b>11</b>
4.1	Ofertas Presentadas .....	11
4.2	Ofertas economicas Ronda final .....	11
<b>5</b>	<b>Resultados</b> .....	<b>12</b>
5.1	Oferta adjudicada.....	12
5.2	Selección del oferente virtual .....	12
5.3	Información de soporte.....	13



# 1 Introducción

El presente documento contiene el informe de adjudicación del proceso de compra de energía y potencia de la Empresa EEGSA.

Se describen a continuación los objetivos de la Licitación:

- a. La contratación de hasta 107 MW de Potencia Garantizada como oferta firme eficiente para el cubrimiento de la Demanda Firme de los Usuarios del Servicio de Distribución Final de Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A., conforme los contratos por Diferencias con Curva de Carga y Contrato de Opción de Compra de Energía establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 13 del Administrador del Mercado Mayorista -AMM-. El inicio de suministro será el uno (1) de mayo de dos mil veinticinco (2025), finalizando hasta el treinta (30) de abril de dos mil veintiséis (2026).
- b. La Distribuidora podrá ajustar la potencia que se contrate en función de los valores de Demanda Firme establecidos por el AMM, dado que se debe garantizar que la suma de toda la potencia contratada, en anteriores licitaciones abiertas y este proceso de licitación, cubra y no sea mayor a la Demanda Firme de la Distribuidora.
- c. La contratación del suministro de energía eléctrica que garantice al menos el requerimiento de La Distribuidora, específicamente el asociado para la prestación del Servicio de Distribución Final, conforme los contratos por Diferencia con Curva de Carga y Contrato de Opción de Compra de Energía establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 13 del Administrador del Mercado Mayorista durante el período que se contrate la Potencia, de acuerdo a las condiciones establecidas en los Contratos de Abastecimiento suscritos conforme a las Bases de Licitación.
- d. Adjudicar la Oferta o el conjunto de Ofertas que minimicen el costo total de compra de potencia y energía eléctrica.
- e. Adjudicar la cantidad de Potencia y Energía Eléctrica con el cual se obtengan precios de suministro en beneficio de las tarifas de los Usuarios del Servicio de Distribución Final.
- f. Buscar la mayor participación en el proceso de licitación.

La curva de demanda a cubrir fue la siguiente:

Período estacional mayo 2025 – abril 2026.

HORA	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL
00:00 a 00:59	2.84%	2.84%	2.84%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.84%	2.84%	2.84%
01:00 a 01:59	2.84%	2.84%	2.84%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.84%	2.84%	2.84%
02:00 a 02:59	2.84%	2.84%	2.84%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.84%	2.84%	2.84%
03:00 a 03:59	2.84%	2.84%	2.84%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.84%	2.84%	2.84%
04:00 a 04:59	2.84%	2.84%	2.84%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.84%	2.84%	2.84%
05:00 a 05:59	2.84%	2.84%	2.84%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.38%	2.84%	2.84%	2.84%
06:00 a 06:59	3.91%	3.91%	3.91%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.91%	3.91%	3.91%
07:00 a 07:59	3.91%	3.91%	3.91%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.91%	3.91%	3.91%
08:00 a 08:59	3.91%	3.91%	3.91%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.91%	3.91%	3.91%
09:00 a 09:59	3.91%	3.91%	3.91%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.91%	3.91%	3.91%
10:00 a 10:59	3.91%	3.91%	3.91%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.91%	3.91%	3.91%
11:00 a 11:59	3.91%	3.91%	3.91%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.91%	3.91%	3.91%
12:00 a 12:59	3.91%	3.91%	3.91%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.91%	3.91%	3.91%
13:00 a 13:59	3.91%	3.91%	3.91%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.91%	3.91%	3.91%
14:00 a 14:59	3.91%	3.91%	3.91%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.91%	3.91%	3.91%
15:00 a 15:59	3.91%	3.91%	3.91%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.91%	3.91%	3.91%
16:00 a 16:59	3.91%	3.91%	3.91%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.91%	3.91%	3.91%
17:00 a 17:59	3.91%	3.91%	3.91%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.91%	3.91%	3.91%
18:00 a 18:59	7.60%	7.60%	7.60%	8.10%	8.10%	8.10%	8.10%	8.10%	8.10%	7.60%	7.60%	7.60%
19:50 a 19:59	7.60%	7.60%	7.60%	8.10%	8.10%	8.10%	8.10%	8.10%	8.10%	7.60%	7.60%	7.60%
20:00 a 20:59	7.60%	7.60%	7.60%	8.10%	8.10%	8.10%	8.10%	8.10%	8.10%	7.60%	7.60%	7.60%
21:00 a 21:59	7.60%	7.60%	7.60%	8.10%	8.10%	8.10%	8.10%	8.10%	8.10%	7.60%	7.60%	7.60%
22:00 a 22:59	2.84%	2.84%	2.84%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	2.84%	2.84%	2.84%
23:00 a 23:59	2.84%	2.84%	2.84%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	2.84%	2.84%	2.84%
Energía mensual [MWh]	43648	42240	43648	32550	31500	32550	31500	32550	32550	39424	43648	42240
Energía Diaria [MWh]	1408	1408	1408	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1408	1408	1408



## 2 Antecedentes

El artículo 53 de la Ley General de Electricidad, establece que los adjudicatarios del servicio de distribución final están obligados a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía y el artículo 62 de la misma ley, señala que las compras de electricidad por parte de los distribuidores del Servicio de Distribución Final se efectuarán mediante licitación abierta y que toda la información relativa a la licitación y adjudicación de la oferta será de acceso público.

Adicionalmente en el artículo 71 establece que los precios de compra de energía por parte del distribuidor que se reconozcan en las tarifas deben reflejar en forma estricta las condiciones obtenidas en las licitaciones a que se refiere el artículo 62.

La Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, establece también en su artículo 2 que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, el artículo 3 indica que las empresas Distribuidoras deberán realizar licitación abierta para adquisición de potencia y energía, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuyo destino será abastecer a los consumidores de Tarifa Social, conforme los términos de referencia que elaborará la Comisión, y el artículo 4 preceptúa que el precio de compra de energía por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de la citada ley.

Las Distribuidoras deberán adjudicar la Oferta o el conjunto de Ofertas que minimicen el costo total de suministro para sus Usuarios del Servicio de Distribución Final, de acuerdo a las condiciones establecidas en las Bases de Licitación.

## 3 Sistema

Se utilizó el sistema Optime para la evaluación de ofertas de energía y potencia previamente utilizado en Guatemala. Dicho sistema, fue configurado acorde a los pliegos de la licitación.

### 3.1 PROGRAMACIÓN MIXTA

La programación lineal es una técnica matemática utilizada en investigación de operaciones que permite optimizar una función objetivo a través de restricciones aplicadas a sus variables. En la programación lineal entera, todas las variables solo pueden ser valores enteros. Los problemas totalmente enteros requieren que tanto las variables como los coeficientes en el problema sean enteros. La programación mixta tiene tanto variables continuas como variables enteras.

Para la subasta, se utilizó la programación mixta para minimizar el costo de compra de energía y potencia a los oferentes. Las variables enteras representaban la adjudicación o no de los oferentes, mientras que las variables continuas representaban las cantidades de energía y potencia asignadas a cada oferente

seleccionado. Hay miles de millones de alternativas para cubrir el requerimiento de potencia y energía de la distribuidora, pero la aplicación de la programación mixta permitió obtener la alternativa de mínimo costo, lo que significa que no hay una alternativa con costos totales más reducidos. Para alcanzar este objetivo, se utilizó Gurobi, líder mundial en software de programación lineal y mixta. Con este software, se puede obtener una solución en pocos segundos

### 3.2 FUNCIÓN OBJETIVO

La función objetivo que se minimizó, fue la siguiente:

$$\text{Minimizar } \left\{ \sum_{i=1}^l \sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^n [(PG_{ik} \times PPG_{ik}) + (EG_{jk} \times PEO_{jk})] \right\}$$

En donde:

- $PG_{ik}$  = Potencia Garantizada (MW) para el período "i" y la Central ofrecida "k", de acuerdo al formato establecido en las Bases de Licitación.
- $PPG_{ik}$  = Precio de la Potencia ofertado en USD/kW-mes para la Central ofrecida "k", para el período "i", de acuerdo al formato establecido en las Bases de Licitación.
- $EG_{jk}$  = Energía eléctrica mensual (MWh) del mes "j" para la Central ofrecida "k", de acuerdo al formato establecido en las Bases de Licitación y tomando en cuenta el tipo de contrato.
- $PEO_{jk}$  = Precio de la Energía en USD/MWh del mes "j" para la Central ofrecida "k", de acuerdo al formato establecido en las Bases de Licitación.
- $n$  = número de Centrales ofrecidas.
- $m$  = número de meses de la evaluación de las ofertas en la componente de energía.
- $l$  = número de años de la evaluación de las ofertas en la componente de potencia.

La energía mensual, se vincula con los perfiles horarios, con la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} \forall j: 1 \dots J & \quad (\text{meses}) \\ \forall k: 1 \dots K & \end{aligned}$$

$$EG_{j,k} = \sum_h^H EGH_{j,h,k} * \text{Días}_j$$

Donde:



- $J$ : 12 meses de la licitación (1 de mayo 2025 a 30 abril 2026);
- $K$ : cantidad de oferentes;
- $H$ : horas del perfil horario 1...24;
- $EGH_{j,h,k}$ : Energía garantizada horaria para el mes "j" y hora "h", del oferente "k";
- $Días_j$ : Cantidad de días del mes "j";

Mediante la minimización de esta función objetivo, se obtiene la compra de energía y potencia a mínimo costo posible, sujeta a las restricciones establecidas en las bases de la licitación. Es decir, se considera en forma simultánea el costo de la energía y el costo de la potencia de la combinación de oferentes adjudicados y se obtiene el mínimo costo conjunto. Este resultado óptimo, no es posible de lograr considerando los costos monómicos de los oferentes.

### 3.3 RESTRICCIONES

#### 3.3.1 Restricción de potencia total

$\forall i: 2025$  (año estacional)

$$\sum_k^K PG_{i,k} + PotenciaOV_i = 107 MW$$

Donde:

- $K$ : cantidad de oferentes;
- $PG_{j,k}$ : Potencia Garantizada resultante para el año estacional "i", del oferente "k". Es una variable del modelo;
- $PotenciaOV_i$ : Potencia del oferente virtual para el año estacional "i";

#### 3.3.2 Restricción de energía total

$\forall j: 1 \dots J$  (meses)

$\forall h: 1 \dots 24$

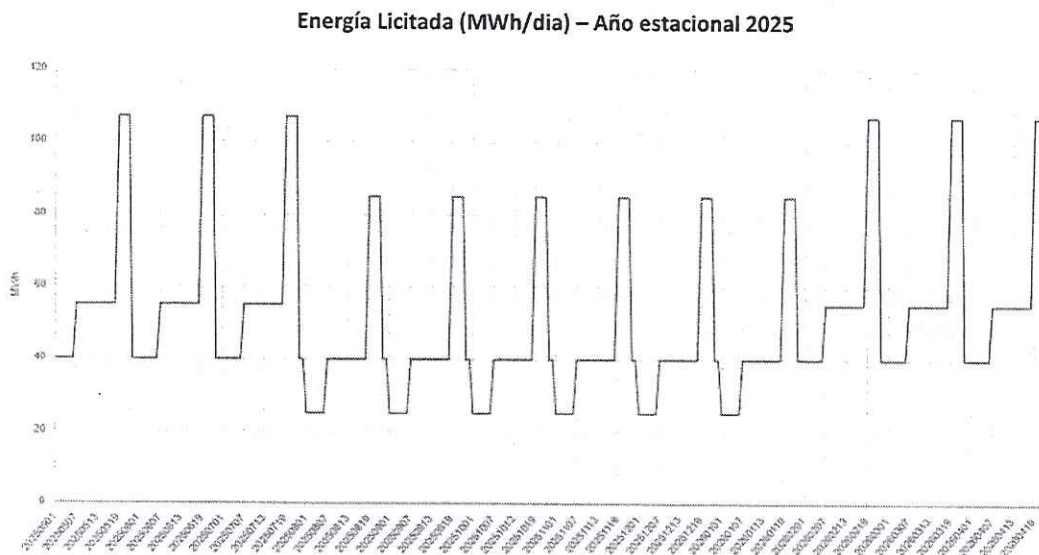
$$\sum_k^K EGH_{j,h,k} + EnergíaOV_{j,h} \geq EnergíaLicitada_{j,h}$$

Donde:

- $J$ : cantidad de meses de la licitación = 12;
- $H$ : horas del perfil horario 1...24;

- $K$ : cantidad de oferentes;
- $EGH_{j,h,k}$ : Energía garantizada horaria para el mes "j" y hora "h", del oferente "k";
- $EnergíaOV_{j,h}$ : Energía del oferente virtual para el mes "j", en la hora "h";
- $EnergíaLicitada_{j,h}$ : Energía licitada por la distribuidora para el mes "j", en la hora "h";

El siguiente gráfico, presenta la energía licitada



### 3.4 TIPOS DE CONTRATO PRESENTADOS EN LA LICITACIÓN

#### 3.4.1 Contratos tipo DCC

Los contratos del tipo DCC, presentan en su oferta técnica: una potencia máxima y una potencia mínima para el periodo de año estacional 2025 de 12 meses (mayo 2025 hasta abril 2026), como así también un perfil horario de energía garantizada para cada mes, para el periodo de año estacional 2025 (mayo 2025 hasta abril 2026).

Asimismo, debe presentar una oferta económica, indicando finalmente para el modelo un precio de energía y un precio de potencia.

Al aplicar la minimización de costos, el modelo podrá o no seleccionar a dicho oferente. En caso de seleccionarlo, le asigna una potencia entre el mínimo y el máximo ofertado cumpliendo siempre con el perfil horario de energía ofertado, el cual se reducirá proporcionalmente con la potencia seleccionada respecto a la potencia máxima.



Matemáticamente, las restricciones que aplican a estos contratos, fueron las siguientes:

---

#### 3.4.1.1 POTENCIA

$\forall i: 2025$  (año estacional)

$\forall x: 1 \dots X$  (contratos DCC)

$$PG_{i,x} \leq PGmax_x \times VE_x$$

$$PG_{i,x} \geq PGmin_x \times VE_x$$

Donde:

- $X$ : Cantidad de oferentes con contratos tipo Diferencia de Curva de Carga;
- $PG_{i,x}$ : Potencia Garantizada resultante para cada año estacional "i", del oferente "x". Es una variable del modelo. Esta potencia debe tomar el mismo valor para todos los meses;
- $PGmax_x$ : Potencia máxima Garantizada para el año estacional 2025 de 12 meses, del oferente "x". Es una constante del modelo;
- $PGmin_x$ : Potencia mínima Garantizada para el año estacional 2025 de 12 meses, del oferente "x". Es una constante del modelo;
- $VE_x$ : Variable entera (0/1) del modelo para el oferente "x". Según pliegos, esta variable entera, debe tomar el mismo valor para los meses del año estacional 2025;

---

#### 3.4.1.2 ENERGÍA

$\forall j: 1 \dots 12$  (meses)

$\forall h: 1 \dots 24$  (horas)

$\forall x: 1 \dots X$  (contratos DCC)

$$EGH_{j,h,x} = \frac{PG_x}{PGmax_x} \times PerfilOfertado_{j,h,x}$$

Donde:

- $j$ : meses de la licitación (mayo 2025 a abril 2026);
- $h$ : horas del día;
- $X$ : Cantidad de oferentes con contratos tipo DCC;
- $E_{x,j,h}$ : Es la energía del oferente "x", para el mes "m" y la hora "h";
- $PG_{x,j}$ : Es la potencia garantizada del oferente "x" en el mes "j";
- $PGmax_x$ : Potencia máxima Garantizada Ofertada del oferente "x". Es una constante del modelo;
- $EGH_{j,h,x}$ : Energía garantizada resultante del año estacional "i", mes "m", hora "h" y oferente "x" (MW equivalentes);

- **PerfilOfertado<sub>j,h,x</sub>**: Perfil ofertado para el mes "j", hora "h" y oferente "x", referido a la potencia instalada máxima (MW equivalentes);

### 3.4.2 Contratos tipo OC

Los contratos del tipo OC, presentan en su oferta técnica: una potencia máxima y una potencia mínima para el periodo de año estacional 2025 de 12 meses (mayo 2025 hasta abril 2026).

Asimismo, debe presentar una oferta económica, indicando finalmente para el modelo un precio de energía y un precio de potencia.

Al aplicar la minimización de costos, el modelo podrá o no seleccionar a dicho oferente. En caso de seleccionarlo, le asigna una potencia entre el mínimo y el máximo ofertado.

Matemáticamente, las restricciones que aplican a estos contratos, fueron las siguientes:

---

#### 3.4.2.1 POTENCIA

$\forall i: 2025$  (año estacional)

$\forall x: 1 \dots X$  (contratos OC)

$$PG_{i,x} \leq PGmax_x \times VE_x$$

$$PG_{i,x} \geq PGmin_x \times VE_x$$

Donde:

- X: Cantidad de oferentes con contratos tipo Opción de Compra;
- **PG<sub>i,x</sub>**: Potencia Garantizada resultante para cada año estacional "i", del oferente "x". Es una variable del modelo. Esta potencia debe tomar el mismo valor para todos los meses;
- **PGmax<sub>x</sub>**: Potencia máxima Garantizada para el año estacional 2025 de 12 meses, del oferente "x". Es una constante del modelo;
- **PGmin<sub>x</sub>**: Potencia mínima Garantizada para el año estacional 2025 de 12 meses, del oferente "x". Es una constante del modelo;
- **VE<sub>x</sub>**: Variable entera (0/1) del modelo para el oferente "x". Según pliegos, esta variable entera, debe tomar el mismo valor para los meses del año estacional 2025;

---

#### 3.4.2.2 ENERGÍA

$\forall j: 1 \dots 12$  (meses)

$\forall h: 1 \dots 24$  (horas)

$\forall x: 1 \dots X$  (contratos OC)



$$EGH_{j,h,x} \leq PG_{j,x}$$

$$EGH_{j,h,x} \leq \frac{PG_x}{PG_{max_x}} \times PerfilOfertado_{j,h,x}$$

Donde:

- *j*: meses de la licitación (mayo 2025 a abril 2026);
- *h*: horas del día;
- *X*: Cantidad de oferentes con contratos tipo OC;
- *PG<sub>x</sub>*: Potencia Garantizada resultante para el año estacional 2025 de 12 meses, del oferente “x”. Es una variable del modelo;
- *PG<sub>max\_x</sub>*: Potencia máxima Garantizada para el año estacional 2025 de 12 meses, del oferente “x”. Es una constante del modelo;
- *EGH<sub>i,m,h,x</sub>*: Energía garantizada resultante del año estacional “i”, mes “m”, hora “h” y oferente “x” (MW equivalentes);
- *PerfilOfertado<sub>j,h,x</sub>*: Perfil ofertado para el mes “j”, hora “h” y oferente “x”, referido a la potencia garantizada máxima (MW equivalentes);

Para este contrato, el modelo puede seleccionar cualquier perfil por debajo del perfil ofertado.

### 3.5 OFERENTE VIRTUAL

La licitación incluyó dos tipos de oferentes virtuales: uno de ajuste y otro límite. Cada uno tiene objetivos distintos en el proceso.

- El oferente virtual de ajuste busca acoplarse con otros contratos según sea necesario o cubrir demandas de energía y potencia que no puedan ser atendidas por oferentes reales, es decir permitir una solución matemática en todo momento. Se introduce al modelo como un oferente con energía y potencia no acopladas.
- El oferente virtual límite tiene como meta controlar el precio de contratación en la subasta, y se agrega al modelo con una energía acoplada a la potencia, funcionando de manera similar a un oferente con contrato OC.

Los precios de los oferentes virtuales involucrados en la licitación, fueron los siguientes:

- Oferente Virtual de ajuste:
  - Precio de potencia: 50 USD/kW-mes
  - Precio de energía: 500 USD/MWh
- Oferente Virtual Límite:
  - Precio de potencia: 20 USD/kW-mes
  - Precio de energía: 130 USD/MWh

### 3.6 COSTOS MONÓMICOS DE REFERENCIA

Según sea el tipo de contrato y el tipo de combustible utilizado, se calcula un costo monómico. Dicho costo monómico, sirve solamente como un punto de referencia al momento en el que el postor debe realizar una puja. En aquellos casos que el oferente no resulta adjudicado, para seguir participando, se le exige que realice una nueva puja de modo tal que el monómico de referencia nuevo sea inferior al monómico de referencia de la ronda anterior, en un porcentaje dado.

Nótese que el modelo no considera bajo ninguna circunstancia el monómico de referencia. Como ha sido explicado y en un todo de acuerdo a los pliegos de la licitación, el modelo minimiza costos totales de energía y de potencia para cubrir el requerimiento de la distribuidora. Este costo total a ser minimizado, está descrito en el punto 3.2 **Función Objetivo**.

## 4 Ofertas Evaluadas

### 4.1 OFERTAS PRESENTADAS

En la licitación participaron dos oferentes con un total de tres ofertas. Orazul presentó dos ofertas, cada una asociada a una planta, mientras que AER presentó una oferta. A continuación, se detalla cada una de las ofertas recibidas.

Nombre	ID_Contrato	ID_Combustible1	Pot Maxima MW	Pot Minima MW
AER-El-Manantial	DCCR	Renovable	5	1
Orazul-Arizona	OCBK	Bunker	20	1
Orazul-Las-Palmas	OCC1	Carbon	10	1

### 4.2 OFERTAS ECONOMICAS RONDA FINAL

A continuación, se muestran los precios ofertados por cada planta de generación en la última ronda de evaluación.

Nombre	CTUNG (*)	O&MNoRen (USD/Mwh)	O&Mren (USD/Mwh)	CI (USD/Mwh)	PEOnr (US\$/MWh)	PEOr (US\$/MWh)	PEOr Total (US\$/MWh)	PPO (USD/MW)	Monomico (USD/Mwh) **
AER-El-Manantial	-	-	13,18	-	-	131,80	144,98	10,08	227,84
Orazul-Arizona	1,448	17,600	-	12,31	124,20	-	-	19,90	181,23
Orazul-Las-Palmas	12.500,000	13,820	-	-	86,28	-	-	39,90	200,63

\* Bunker: BBL/Mwh , Carbón: BTU/Kwh , Gas Natural: BTU/Kwh

\*\* Monomico calculado con un factor de planta igual a 0.478, según lo establecido por las bases de licitación



## 5 Resultados

### 5.1 OFERTA ADJUDICADA

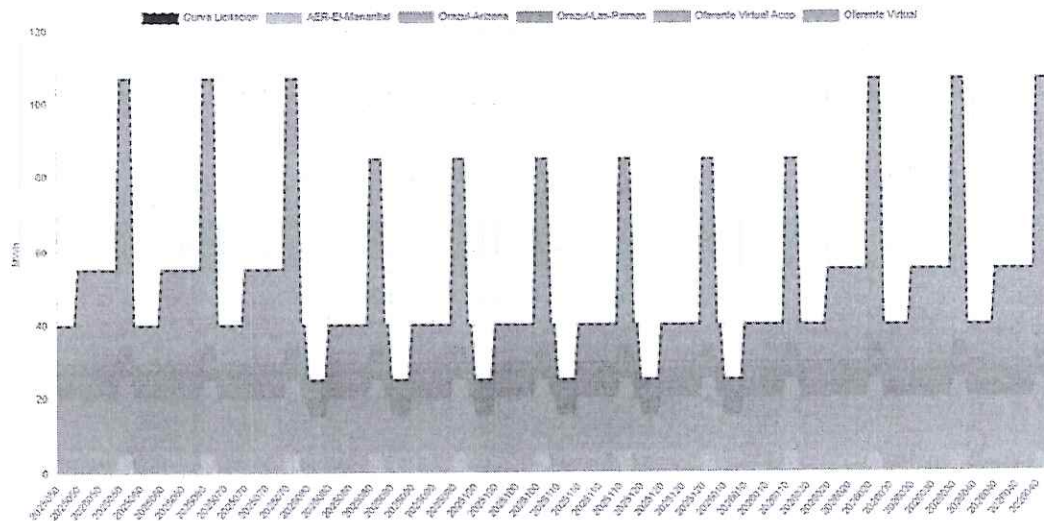
Luego de 11 rondas sucesivas, que duró aproximadamente 2 horas, llevado a cabo el día 20/11/2024, se obtuvieron los siguientes resultados de adjudicación:

Nombre	ID_Contrato	ID_Combustible1	PEO (US\$/MWh)	PPO (USD/MW)	Potencia Adjudicada MW
AER-El-Manantial	DCCR	Renovable	144,990	10,080	5
Orazul-Arizona	OCBK	Bunker	124,200	19,900	20
Orazul-Las-Palmas	OCC1	Carbon	86,280	39,900	10

De los 107 MW licitados, 35 MW fueron adjudicados. El resto del requerimiento fue cubierto por el Oferente Virtual, lo que equivale a dejar desierta la contratación de dicho requerimiento.

El siguiente gráfico, presenta la energía licitada y el cubrimiento por parte de los oferentes para la ronda final:

Energía Adjudicada (MWh/día) – Año estacional 2025



### 5.2 SELECCIÓN DEL OFERENTE VIRTUAL

En el proceso de evaluación de la licitación, se adjudicaron 35 MW a las ofertas de AER El Manantial y Orazul, mientras que los 72 MW restantes quedaron desiertos y fueron asignados al Oferente Virtual, basándose principalmente en criterios de precio que determinaron el resultado final.

Nombre	PEOTotal (US\$/MWh)	PPO (USD/MW)	Monomico (USD/Mwh) **
AER-El-Manantial	144,99	10,08	227,84
Orazul-Arizona	124,20	19,90	181,23
Orazul-Las-Palmas	86,28	39,90	200,63

\*\* Monomico calculado con un factor de planta igual a 0.478, según lo establecido por las bases de licitación

En el caso de AER El Manantial, el precio de la potencia ofertado fue inferior al del Oferente Virtual (10,08 USD/MW frente a 20 USD/MW), aunque el precio de la energía fue ligeramente superior (144,99 USD/MWh frente a 130 USD/MWh). Estas condiciones permitieron la adjudicación de 5 MW a AER El Manantial.

Por su parte, Orazul presentó dos ofertas. La primera correspondió a la planta de generación a base de búnker denominada Arizona, donde tanto el precio de la potencia como el de la energía resultaron más bajos que los del Oferente Virtual (19,9 USD/MW frente a 20 USD/MW en potencia y 124,2 USD/MWh frente a 130 USD/MWh en energía). Esto llevó a la adjudicación de la totalidad de la oferta presentada, equivalente a 20 MW de potencia.

La segunda oferta de Orazul correspondió a la planta Las Palmas, de generación térmica a base de carbón. En este caso, aunque el precio de la potencia ofertada fue superior al del Oferente Virtual (39,9 USD/MW frente a 20 USD/MW), el precio de la energía fue significativamente inferior (86,28 USD/MWh frente a 130 USD/MWh), lo que permitió la adjudicación completa de la oferta.

En total, se adjudicó la potencia ofertada por los participantes, mientras que la licitación de 72 MW quedó desierta. Esta potencia fue asignada al Oferente Virtual.

### 5.3 INFORMACIÓN DE SOPORTE

Se adjunta la información de soporte para cada una de las rondas en formato PDF con información de cada planta, para cada año con todas sus variables económicas y resultados de asignación energética y potencia.











# RONDA 3

Produk	Precedo PUA	Condu. m. / Responsible / N/A	Contract	PGAL (MW)	PGAL (MW)	CIURG (%)	OTTC (USD/MWh)	CIITP (USD/MWh)	FCP (%)	D (USD/MWh)	FRGN (%)	Insidiosa (USD/MWh)	FFO (USD/MWh)	FECAZ (USD/MWh)	COLLEY (USD/MWh)	FNRG (%)	Hubstar (%)	Comets (MW)	PRO-TGA (USD/MWh)	FEW (USD/MWh)	CALL (USD/MWh)	FPR (%)	How B (%)	Age Estimated	Precedo (MW)	Final (MW)	Sh	
Ases B1 - Munisipal	B1	Responsible / N/A		5.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	227.440	10.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1	144.99	131.81	0.17	8,760.00	2025	5.9	2360.0	X	
Granal - Arizona	B1	Bunker / N/A		20.00	1.00	1.45	0.00	0.00	0.00	17.11	0.00	221.400	34.13	325.41	18.81	0.48	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2025	0.5	0.0		
Granal - Las-Falcaes	B1	Carbon / N/A		10.00	1.00	12,600.00	25.13	0.00	0.00	0.00	0.00	238.240	51.00	87.59	14.43	0.48	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2025	0.5	0.0		
																		R1		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				

\* Base: B1/Alm. - Carbon/Carbon, GHI/Carbon/Carbon

\*\* Alameda 1: B1/Carbon/Carbon, Alameda 2: US\$/MWh



# RONDA 4

Pada	Penero Pile	Conda tipe	Conda	PALU (UV)	POLU (UV)	TLUNG (°)	CITTE (USK/NO)	CITTE (REG/NO)	FCP (P)	CI (USCA/NO)	FASR (°)	MOJONO (PUS/NO)	PRO (RUSA/NO)	REGU (USK/NO)	COLU (USK/NO)	PPR (P)	HSA/IR (P)	Dama der	FAS/Red (USD/NO)	PRE (USD/NO)	QAK (USD/NO)	PK (P)	Kepr (P)	Ma Easera	Hema (M)	Chas (NO)	Se	
ARE-33- Parancial	31	Hemoyale / 3/A	30CR	5.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	227.840	10.01	0.00	0.00	0.00	0.00	1	141.93	131.31	13.18	0.17	8.760.00	2028	5.0	7100.0	X	
Orsul- Sudusa	31	Kuher / N/A	0CR	20.00	1.00	1.45	0.00	0.00	0.00	12.31	0.00	212.230	10.33	121.29	18.79	0.18	8.760.00	1	6.00			0.00	8700	2035	0.0	0.0		
Orsul- Lae-Pelusa	31	Carton / N/A	0CCL	10.00	1.00	12.500.00	25.13	0.00	0.00	0.00	0.00	237.030	49.11	86.29	13.83	0.48	8.760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2025	10.0	87000.0	X	
																		31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					

\*Borneo BUKAH, Canda-BUKAH, Gsa Nela-BUKAH  
 \*\* Abaniva L-BUKAHBITU / Abaniva 2 LUS-BUKAH

# RONDA 5

Parti	Pembi- ngan	Carby- sisi	Coverab-	REDA (mm)	RUWA (mm)	GTAKG (°)	GTTC (kustive)	GTTP (kustive)	FZP (PI)	GI (USD/MT)	FACH (°)	Alcolordo (US\$/MT)	PRO (USD/MT)	PECOY (USD/MT)	COMU/ (USD/MT)	FPN (PI)	MOSTAB (M)	Com- set	PRO (ref) (USD/MT)	PRO (USD/MT)	COM/ (USD/MT)	FPN (PI)	Moat H (M)	Mo- Entozou	Moat H (M)	Moat H (M)	Moat H (M)	
AER-21- Manserial	51	Minovable / N/A	UCCR	5.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.00	0.00	227.840	10.03	0.00	0.00	0.00	0.00	1	144.39			0.00	0.00	2.760.00	2025	2.760.00		
Orasul- Arjona	51	Banker / N/A	CCBK	20.00	1.00	1.45	0.00	0.00	0.00	20.31	0.00	201.410	27.00	124.21	27.63	0.48	8.760.00	1	0.00			0.00	0.00	8760.00	2025	8760.00		
Orasul- Lus-Tulana	51	Carbon / N/A	CCCL	10.00	1.00	11.800.00	25.13	0.00	0.00	0.00	0.00	227.030	49.11	86.29	13.83	0.44	8.760.00	1	0.00			0.00	0.00	8760.00	2025	8760.00		

\* Untuk BEMAH, Ceratid, BTUKH, GSN, NURAN, BUKAH  
 \*\* Alumnus I BBUKUBTU, Alumnus 2 US SAMBU



# RONDA 6

Pinis	Prinsipy P.K.	Cooby abx	Cooby	Cooby P/P	RENA (P/P)	ST/UC (P)	CITTA (RUBA/AN)	CITTA (UBA/AN)	REP (R)	CI (RUBA/AN)	FACH (P)	Mooyico (RUBA/AN)	RPO (RUBA/AN)	ESOR (RUBA/AN)	COMAY (RUBA/AN)	FRIR (P)	Mooyico (P)	Mooyico (P)	Genya car	FEO Tind (RUBA/AN)	FEO (RUBA/AN)	COM (RUBA/AN)	FPR (P)	Mooyico (P)	Mooyico (P)	Mooyico (P)	Mooyico (P)		
ASP-21 Municipal	SI	Renovable / H/A	OCCE	5.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	237.440	10.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1	144.39	331.41	33.10	0.17	8.760.00	8760	2025	5.0	7300.0	X
Gratul- Arifona	SI	Bunker / H/A	OCBK	20.00	1.00	1.45	0.00	0.00	0.00	12.31	0.60	191.520	21.49	124.20	17.40	0.48	8.760.00	8760	1	0.00			0.00	0.00	0.00	2025	20.0	16964.7	X
Gratul- Lar-Palau	SI	Carbon / H/A	OCCL	10.00	1.00	32,650.00	25.33	0.00	0.00	0.00	0.60	227.030	49.11	86.39	13.81	0.48	8.760.00	8760	1	0.00			0.00	0.00	0.00	2025	10.0	87600.0	X
																			RL		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0			

"Bunker BLA/AN - Carbon H/AN, Carbon H/AN, Carbon H/AN"  
 "Arifona H/AN, Carbon H/AN, Carbon H/AN"

# RONDA 7

Rupa	Prinsip	Genbu	Corrup	RSK (M)	AGUS (M)	CTVLS (°)	CTTR (USD/MT)	CTTP (USD/MT)	PCP (M)	CI (USD/MT)	FAGR (°)	Machua (USD/MT)	PRO (USD/MT)	FEDx (USD/MT)	CCM/MT (USD/MT)	FFAR (M)	RCH/RS (M)	Dama op	FEDy (USD/MT)	QAC (USD/MT)	FPR (M)	Neto R (M)	Mx EAB/RS	Neto (M)	Sa	
AEF-E1- Hambalik	52	Reservable / N/A	SCCR	5.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	227.840	30.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	144.93	321.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
OPM02- ACTIONS	61	Banker / N/A	SCCR	20.00	1.00	3.46	0.00	0.00	0.00	32.31	0.00	351.550	23.49	124.20	17.60	0.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
OPM01- LAW POLINA	61	Custom / N/A	SCCL	10.00	1.00	12.506.00	25.11	0.00	0.00	0.00	0.00	227.030	49.11	86.29	13.83	0.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	

\*Rendah Bilik, Cakupan BTK, dan Harga BTK

- Alternatif 1: BELUMBU - Alternatif 2: US SW/RTU







# RONDA 10

País	Presente / Abs.	Genus / Sub.	Genus	FEAR (Y/Y)	FCU (Y/Y)	OTUS (Y)	OTTE (Y)	CITP (Y)	FCP (Y)	CI (Y)	TACH (Y)	Novencia (Y)	POD (Y)	FEQ (Y)	COADP (Y)	FPKR (Y)	HVALHR (Y)	Genus (Y)	PLAT (Y)	FEA (Y)	DIAV (Y)	FPR (Y)	HVALR (Y)	As (Y)	Edad (Y)	Edad (Y)	Emp (Y)	SE
ARG-21- Buenos Aires	SI	Monoclonal / N/A	32CE	5.00	1.00	6.00	0.00	0.00	0.00	5.00	0.00	237.840	12.08	0.00	0.00	0.00	0.00	1	344.93	311.81	13.18	0.12	9.760.00	2025	5.0	7390.0	X	
Brasil- Arlona	SI	Buena / N/A	OCBK	20.00	1.00	1.45	0.00	0.00	0.00	12.21	0.00	191.520	21.43	124.20	17.60	0.48	8.760.00	1	0.00			0.27	0.00	2025	30.0	14460.0	X	
Brasil- Cas-Palmar	SI	Cuñen / N/A	OCCL	15.00	1.00	12,500.00	25.13	0.00	0.00	0.00	0.00	213.670	45.15	82.28	13.82	0.48	9.760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2025	10.0	8760.0	X	

\* Buenos Aires, Cas-Palmar, Cas-Palmar, Cas-Palmar, Cas-Palmar

\*\* Argentina, Brasil, Brasil, Brasil, Brasil

# RONDA 11

Perda	Proyek	Kejuruan	Estimasi	Luas (M <sup>2</sup> )	PCN (Bm)	UTUS (P)	CTIC (Rp/ha)	CTIS (Rp/ha)	PDP (Rp)	CI (Rp/ha)	FGR (P)	Investor (Rp/ha)	FPO (Rp/ha)	PCOF (Rp/ha)	Costo (Rp/ha)	FFR (Rp)	Investor (Rp)	Denpas (Rp)	PER TCU (Rp/ha)	REC (Rp/ha)	DAWP (Rp/ha)	FFR (Rp)	Investor (Rp)	Ma' Edukasi	Partisa (%)	Empah (MWh)	SH		
ASAP-RI- Ruralisat	SI	Renewable / B/A	ZCCR	4.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	227.410	10.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1	144.95	131.51	31.18	0.17	8.760.00	2024	5.0	7180.0	X	
Orasul- Arizana	SI	Renewable / B/A	CCBK	20.00	1.00	1.45	0.00	0.00	0.00	12.13	0.00	382.230	19.80	224.20	37.00	0.48	8.760.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2025	20.0	34974.7	X	
Orasul- las Pallas	SI	Renewable / B/A	CCBK	10.00	1.00	12.500.00	25.23	0.00	0.00	0.00	0.00	205.630	19.30	86.28	31.22	0.48	8.760.00	0.00	0.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2025	10.0	87600.0	X

\*Bentuk BELAJAR, Cara BELAJAR, dan NALAR BELAJAR

\*\* Alternatif 1: BELAJAR, Alternatif 2: US SARI



NOVIEMBRE 2024



Preparado para:

EEGSA

Apoyo para la contratación de  
Energía y Potencia - Licitación  
Abierta LA-1-2024 Bloque C

---

Informe de Adjudicación

## Contenido

<b>1</b>	<b>Introducción</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>Antecedentes</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Sistema</b>	<b>4</b>
3.1	Programación mixta	4
3.2	Función Objetivo	5
3.3	Restricciones	6
3.4	Tipos de contrato Presentados en la licitación	7
3.5	Oferente Virtual	9
3.6	Costos monómicos de referencia	9
<b>4</b>	<b>Ofertas Evaluadas</b>	<b>9</b>
4.1	Ofertas Presentadas	9
4.2	Ofertas economicas Ronda final	10
<b>5</b>	<b>Resultados</b>	<b>10</b>
5.1	Oferta adjudicada	10
5.2	Selección del oferente virtual	11
5.3	Información de soporte	13

# 1 Introducción

El presente documento contiene el informe de adjudicación del proceso de compra de energía y potencia de la Empresa EEGSA.

Se describen a continuación los objetivos de la Licitación:

- a. La contratación de hasta 155 MW de Potencia Garantizada como oferta firme eficiente para el cubrimiento de la Demanda Firme de los Usuarios del Servicio de Distribución Final de Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A., conforme los contratos por Diferencias con Curva de Carga y Contrato de Opción de Compra de Energía establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 13 del Administrador del Mercado Mayorista -AMM-. El inicio de suministro será el uno (1) de mayo de dos mil veinticinco (2025), finalizando hasta el treinta (30) de abril de dos mil treinta (2030).
- b. La Distribuidora podrá ajustar la potencia que se contrate en función de los valores de Demanda Firme establecidos por el AMM, dado que se debe garantizar que la suma de toda la potencia contratada, en anteriores licitaciones abiertas y este proceso de licitación, cubra y no sea mayor a la Demanda Firme de la Distribuidora.
- c. La contratación del suministro de energía eléctrica que garantice al menos el requerimiento de La Distribuidora, específicamente el asociado para la prestación del Servicio de Distribución Final, conforme los contratos por Diferencia con Curva de Carga y Contrato de Opción de Compra de Energía establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 13 del Administrador del Mercado Mayorista durante el período que se contrate la Potencia, de acuerdo a las condiciones establecidas en los Contratos de Abastecimiento suscritos conforme a las Bases de Licitación.
- d. Adjudicar la Oferta o el conjunto de Ofertas que minimicen el costo total de compra de potencia y energía eléctrica.
- e. Adjudicar la cantidad de Potencia y Energía Eléctrica con el cual se obtengan precios de suministro en beneficio de las tarifas de los Usuarios del Servicio de Distribución Final.
- f. Buscar la mayor participación en el proceso de licitación.



La curva de demanda a cubrir fue la siguiente:

**Período estacional mayo 2025 – abril 2030.**

La energía eléctrica asociada a la potencia garantizada.

## 2 Antecedentes

El artículo 53 de la Ley General de Electricidad, establece que los adjudicatarios del servicio de distribución final están obligados a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía y el artículo 62 de la misma ley, señala que las compras de electricidad por parte de los distribuidores del Servicio de Distribución Final se efectuarán mediante licitación abierta y que toda la información relativa a la licitación y adjudicación de la oferta será de acceso público.

Adicionalmente en el artículo 71 establece que los precios de compra de energía por parte del distribuidor que se reconozcan en las tarifas deben reflejar en forma estricta las condiciones obtenidas en las licitaciones a que se refiere el artículo 62.

La Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, establece también en su artículo 2 que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, el artículo 3 indica que las empresas Distribuidoras deberán realizar licitación abierta para adquisición de potencia y energía, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuyo destino será abastecer a los consumidores de Tarifa Social, conforme los términos de referencia que elaborará la Comisión, y el artículo 4 preceptúa que el precio de compra de energía por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de la citada ley.

Las Distribuidoras deberán adjudicar la Oferta o el conjunto de Ofertas que minimicen el costo total de suministro para sus Usuarios del Servicio de Distribución Final, de acuerdo a las condiciones establecidas en las Bases de Licitación.

## 3 Sistema

Se utilizó el sistema Optime para la evaluación de ofertas de energía y potencia previamente utilizado en Guatemala. Dicho sistema, fue configurado acorde a los pliegos de la licitación.

### 3.1 PROGRAMACIÓN MIXTA

La programación lineal es una técnica matemática utilizada en investigación de operaciones que permite optimizar una función objetivo a través de restricciones aplicadas a sus variables. En la programación lineal entera, todas las variables solo pueden ser valores enteros. Los problemas totalmente enteros requieren que tanto las variables como los coeficientes en el problema sean enteros. La programación mixta tiene tanto variables continuas como variables enteras.

Para la subasta, se utilizó la programación mixta para minimizar el costo de compra de energía y potencia a los oferentes. Las variables enteras representaban la adjudicación o no de los oferentes, mientras que las variables continuas representaban las cantidades de energía y potencia asignadas a cada oferente

seleccionado. Hay miles de millones de alternativas para cubrir el requerimiento de potencia y energía de la distribuidora, pero la aplicación de la programación mixta permitió obtener la alternativa de mínimo costo, lo que significa que no hay una alternativa con costos totales más reducidos. Para alcanzar este objetivo, se utilizó Gurobi, líder mundial en software de programación lineal y mixta. Con este software, se puede obtener una solución en pocos segundos

### 3.2 FUNCIÓN OBJETIVO

La función objetivo que se minimizó, fue la siguiente:

$$\text{Minimizar } \left\{ \sum_{i=1}^l \sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^n [(PG_{ik} \times PPG_{ik}) + (EG_{jk} \times PEO_{jk})] \right\}$$

En donde:

- $PG_{ik}$  = Potencia Garantizada (MW) para el período "i" y la Central ofrecida "k", de acuerdo al formato establecido en las Bases de Licitación.
- $PPG_{ik}$  = Precio de la Potencia ofertado en USD/kW-mes para la Central ofrecida "k", para el período "i", de acuerdo al formato establecido en las Bases de Licitación.
- $EG_{jk}$  = Energía eléctrica mensual (MWh) del mes "j" para la Central ofrecida "k", de acuerdo al formato establecido en las Bases de Licitación y tomando en cuenta el tipo de contrato.
- $PEO_{jk}$  = Precio de la Energía en USD/MWh del mes "j" para la Central ofrecida "k", de acuerdo al formato establecido en las Bases de Licitación.
- $n$  = número de Centrales ofrecidas.
- $m$  = número de meses de la evaluación de las ofertas en la componente de energía.
- $l$  = número de años de la evaluación de las ofertas en la componente de potencia.

La energía mensual, se vincula con los perfiles horarios, con la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} \forall j: 1 \dots J & \quad (\text{meses}) \\ \forall k: 1 \dots K & \end{aligned}$$

$$EG_{j,k} = \sum_h^H EGH_{j,h,k} * \text{Días}_j$$

Donde:



- $J$ : 60 meses de la licitación (1 de mayo 2025 a 30 abril 2030);
- $K$ : cantidad de oferentes;
- $H$ : horas del perfil horario 1...24;
- $EGH_{j,h,k}$ : Energía garantizada horaria para el mes "j" y hora "h", del oferente "k";
- $Días_j$ : Cantidad de días del mes "j";

Mediante la minimización de esta función objetivo, se obtiene la compra de energía y potencia a mínimo costo posible, sujeta a las restricciones establecidas en las bases de la licitación. Es decir, se considera en forma simultánea el costo de la energía y el costo de la potencia de la combinación de oferentes adjudicados y se obtiene el mínimo costo conjunto. Este resultado óptimo, no es posible de lograr considerando los costos monómicos de los oferentes.

### 3.3 RESTRICCIONES

#### 3.3.1 Restricción de potencia total

$\forall i: 2025, 2026, 2027, 2028, 2029$  (año estacional)

$$\sum_k^K PG_{i,k} + PotenciaOV_i = 155 MW$$

Donde:

- $K$ : cantidad de oferentes;
- $PG_{j,k}$ : Potencia Garantizada resultante para el año estacional "i", del oferente "k". Es una variable del modelo;
- $PotenciaOV_i$ : Potencia del oferente virtual para el año estacional "i";

#### 3.3.2 Restricción de energía total

$\forall j: 1 \dots J$  (meses)

$\forall h: 1 \dots 24$

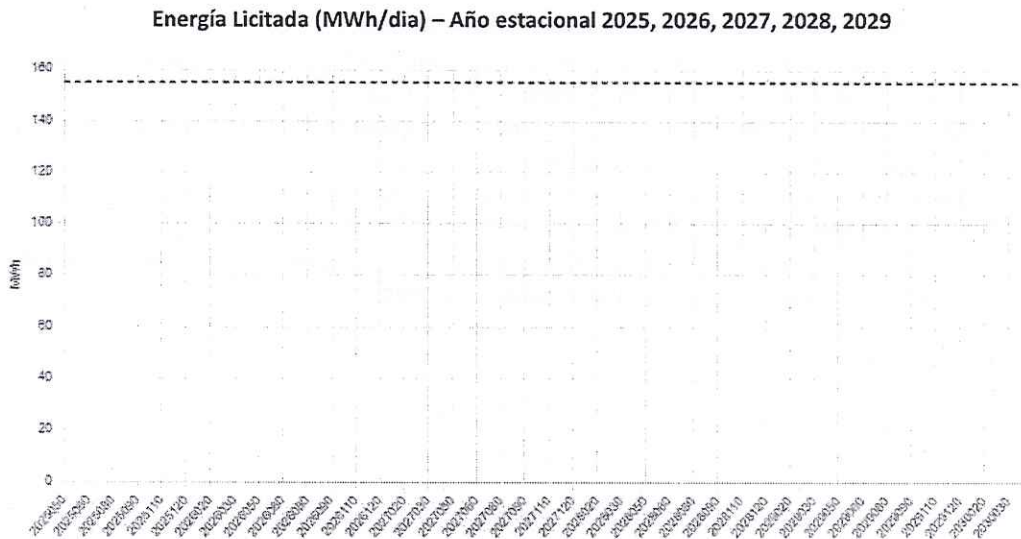
$$\sum_k^K EGH_{j,h,k} + EnergíaOV_{j,h} \geq EnergíaLicitada_{j,h}$$

Donde:

- $J$ : cantidad de meses de la licitación = 60;
- $H$ : horas del perfil horario 1...24;

- $K$ : cantidad de oferentes;
- $EGH_{j,h,k}$ : Energía garantizada horaria para el mes "j" y hora "h", del oferente "k";
- $EnergíaOV_{j,h}$ : Energía del oferente virtual para el mes "j", en la hora "h";
- $EnergíaLicitada_{j,h}$ : Energía licitada por la distribuidora para el mes "j", en la hora "h";

El siguiente gráfico, presenta la energía licitada



### 3.4 TIPOS DE CONTRATO PRESENTADOS EN LA LICITACIÓN

#### 3.4.1 Contratos tipo OC

Los contratos del tipo OC, presentan en su oferta técnica: una potencia máxima y una potencia mínima para cada año estacional 2025, 2026, 2027, 2028, 2029; cada uno de 12 meses (desde mayo 2025 hasta abril 2030).

Asimismo, debe presentar una oferta económica, indicando finalmente para el modelo un precio de energía y un precio de potencia.

Al aplicar la minimización de costos, el modelo podrá o no seleccionar a dicho oferente. En caso de seleccionarlo, le asigna una potencia entre el mínimo y el máximo ofertado.

Matemáticamente, las restricciones que aplican a estos contratos, fueron las siguientes:

##### 3.4.1.1 POTENCIA

$$\forall i: 2025, 2026, 2027, 2028, 2029 \text{ (año estacional)}$$

$\forall x: 1 \dots X$  (contratos OC)

$$PG_{i,x} \leq PG_{max_x} \times VE_x$$

$$PG_{i,x} \geq PG_{min_x} \times VE_x$$

Donde:

- $X$ : Cantidad de oferentes con contratos tipo Opción de Compra;
- $PG_{i,x}$ : Potencia Garantizada resultante para cada año estacional "i", del oferente "x". Es una variable del modelo. Esta potencia debe tomar el mismo valor para todos los meses;
- $PG_{max_x}$ : Potencia máxima Garantizada para cada año estacional 2025, 2026, 2027, 2028, 2029 de 12 meses, del oferente "x". Es una constante del modelo;
- $PG_{min_x}$ : Potencia mínima Garantizada para cada año estacional 2025, 2026, 2027, 2028, 2029 de 12 meses, del oferente "x". Es una constante del modelo;
- $VE_x$ : Variable entera (0/1) del modelo para el oferente "x". Según pliegos, esta variable entera, debe tomar el mismo valor para los meses del año estacional 2025;

#### 3.4.1.2 ENERGÍA

$\forall j: 1 \dots 60$  (meses)

$\forall h: 1 \dots 24$  (horas)

$\forall x: 1 \dots X$  (contratos OC)

$$EGH_{j,h,x} \leq PG_{j,x}$$

$$EGH_{j,h,x} \leq \frac{PG_x}{PG_{max_x}} \times PerfilOfertado_{j,h,x}$$

Donde:

- $j$ : meses de la licitación (mayo 2025 a abril 2030);
- $h$ : horas del día;
- $X$ : Cantidad de oferentes con contratos tipo OC;
- $PG_x$ : Potencia Garantizada resultante para el año estacional 2025, 2026, 2027, 2028, 2029 de 12 meses, del oferente "x". Es una variable del modelo;
- $PG_{max_x}$ : Potencia máxima Garantizada para el año estacional 2025, 2026, 2027, 2028, 2029 de 12 meses, del oferente "x". Es una constante del modelo;
- $EGH_{i,m,h,x}$ : Energía garantizada resultante del año estacional "i", mes "m", hora "h" y oferente "x" (MW equivalentes);
- $PerfilOfertado_{j,h,x}$ : Perfil ofertado para el mes "j", hora "h" y oferente "x", referido a la potencia garantizada máxima (MW equivalentes);



Para este contrato, el modelo puede seleccionar cualquier perfil por debajo del perfil ofertado.

### 3.5 OFERENTE VIRTUAL

La licitación incluyó dos tipos de oferentes virtuales: uno de ajuste y otro límite. Cada uno tiene objetivos distintos en el proceso.

- El oferente virtual de ajuste busca acoplarse con otros contratos según sea necesario o cubrir demandas de energía y potencia que no puedan ser atendidas por oferentes reales, es decir permitir una solución matemática en todo momento. Se introduce al modelo como un oferente con energía y potencia no acopladas.
- El oferente virtual límite tiene como meta controlar el precio de contratación en la subasta, y se agrega al modelo con una energía acoplada a la potencia, funcionando de manera similar a un oferente con contrato OC.

Los precios de los oferentes virtuales involucrados en la licitación, fueron los siguientes:

- Oferente Virtual de ajuste:
  - Precio de potencia: 50 USD/kW-mes
  - Precio de energía: 500 USD/MWh
- Oferente Virtual límite:
  - Precio de potencia: 15 USD/kW-mes
  - Precio de energía: 130 USD/MWh

### 3.6 COSTOS MONÓMICOS DE REFERENCIA

Según sea el tipo de contrato y el tipo de combustible utilizado, se calcula un costo monómico. Dicho costo monómico, sirve solamente como un punto de referencia al momento en el que el postor debe realizar una puja. En aquellos casos que el oferente no resulta adjudicado, para seguir participando, se le exige que realice una nueva puja de modo tal que el monómico de referencia nuevo sea inferior al monómico de referencia de la ronda anterior, en un porcentaje dado.

Nótese que el modelo no considera bajo ninguna circunstancia el monómico de referencia. Como ha sido explicado y en un todo de acuerdo a los pliegos de la licitación, el modelo minimiza costos totales de energía y de potencia para cubrir el requerimiento de la distribuidora. Este costo total a ser minimizado, está descrito en el punto 3.2 **Función Objetivo**.

## 4 Ofertas Evaluadas

### 4.1 OFERTAS PRESENTADAS

En la licitación participaron cinco oferentes con un total de seis ofertas. Orazul presentó dos ofertas con una planta de bunker y otra de carbón, mientras que ESI, Biomass, San Diego y San José se presentan con

generadoras térmicas de carbón. A continuación, se detalla cada una de las ofertas recibidas para cada año estacional.

Nombre ID_Contrato ID_Combustible1	Año Estacional		2025		2026		2027		2028		2029	
	Pot	Pot	Pot	Pot	Pot	Pot	Pot	Pot	Pot	Pot	Pot	
	Maxima (MW)	Minima (MW)	Maxima (MW)	Minima (MW)	Maxima (MW)	Minima (MW)	Maxima (MW)	Minima (MW)	Maxima (MW)	Minima (MW)	Maxima (MW)	Minima (MW)
ESI_2026_2030_25MW OCC1 Carbon	-	-	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Magdalena_2025_2030_10MW OCC2 Carbon	1	1	1	1	1	1	1	1	10	10	10	10
Orazul_2025_2030_15MW_BK OCBK Bunker	15	1	15	1	15	1	15	1	15	1	15	1
Orazul_2025_2030_40MW OCC1 Carbon	10	1	40	1	40	1	40	1	40	1	40	1
San_Diego_2025_2030_20MW OCC1 Carbon	20	5	20	5	20	5	20	5	20	5	20	5
San_Jose_2025_2030_40MW OCC1 Carbon	30	25	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30

## 4.2 OFERTAS ECONOMICAS RONDA FINAL

A continuación, se muestran los precios ofertados por cada planta de generación en la última ronda de evaluación.

Nombre	CTUNG (*)	O&MNoRen (USD/Mwh)	CI (USD/Mwh)	PEOnr (US\$/MWh)	PPO (USD/MWh)	Monomico (USD/Mwh)
ESI_2026_2030_25MW	14.000,00	10,000	-	89,04	36,35	138,83
Magdalena_2025_2030_10MW	12.500,00	4,500	-	86,50	32,00	130,34
Orazul_2025_2030_15MW_BK	1,45	14,000	12,31	120,60	17,00	143,89
Orazul_2025_2030_40MW	12.500,00	10,500	-	82,96	32,00	126,80
San_Diego_2025_2030_20MW	12.910,00	6,750	-	79,43	33,25	124,98
San_Jose_2025_2030_40MW	11.750,00	10,000	-	77,82	37,00	128,51

\* Bunker: BBL/Mwh , Carbón: BTU/Kwh , Gas Natural: BTU/Kwh

\*\* Monomico calculado con un factor de planta igual a 1, según lo establecido por las bases de licitación

# 5 Resultados

## 5.1 OFERTA ADJUDICADA

Luego de 17 rondas sucesivas, que duró aproximadamente 2,5 horas, llevado a cabo el día 27/11/2024, se obtuvieron los siguientes resultados de adjudicación:

Nombre ID_Contrato ID_Combustible1	PEO (US\$/MWh)	PPO (USD/MWh)	Potencia	Potencia	Potencia	Potencia	Potencia
			Adjudicada 2025 (MW)	Adjudicada 2026 (MW)	Adjudicada 2027 (MW)	Adjudicada 2028 (MW)	Adjudicada 2029 (MW)
ESI_2026_2030_25MW OCC1 Carbon	89,04	36,35	-	25,00	25,00	25,00	25,00
Magdalena_2025_2030_10MW OCC2 Carbon	86,50	32,00	1,00	1,00	1,00	10,00	10,00
Orazul_2025_2030_15MW_BK OCBK Bunker	120,60	17,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Orazul_2025_2030_40MW OCC1 Carbon	82,96	32,00	10,00	40,00	40,00	40,00	40,00
San_Diego_2025_2030_20MW OCC1 Carbon	79,43	33,25	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
San_Jose_2025_2030_40MW OCC1 Carbon	77,82	37,00	30,00	40,00	40,00	40,00	40,00

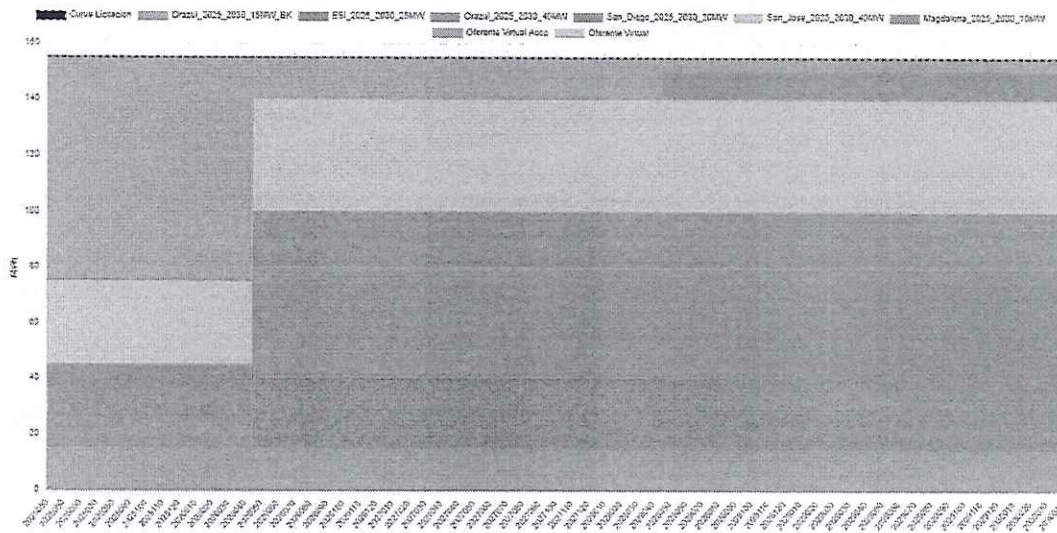
De los 155 MW licitados, 76 MW fueron adjudicados en el año estacional 2025, 141 MW fueron adjudicados en los años estacionarios 2026 y 2027 y por último en los años estacionales 2028 y 2029 se adjudicaron



150MW. El resto del requerimiento fue cubierto por el Oferente Virtual, lo que equivale a dejar desierta la contratación de dicho requerimiento.

El siguiente gráfico, presenta la energía licitada y el cubrimiento por parte de los oferentes para la ronda final:

**Energía Adjudicada (MWh/día) – Año estacional 2025, 2026, 2027, 2028, 2029.**



## 5.2 SELECCIÓN DEL OFERENTE VIRTUAL

Durante el proceso de evaluación de la licitación, se asignaron los siguientes niveles de potencia en función de los años estacionales:

- 2025: Se adjudicaron 76 MW.
- 2026 y 2027: Se adjudicaron 141 MW en cada año estacional.
- 2028 y 2029: Se adjudicaron 150 MW en cada año estacional.

En cada uno de estos periodos, la totalidad de las ofertas presentadas por Orazul, San Diego, ESI, Biomass y San José fueron adjudicadas. La potencia restante, que no recibió ofertas, quedó desierta y fue asignada al Oferente Virtual.

El proceso de adjudicación se basó principalmente en criterios de precio, priorizando aquellas ofertas con precios de energía más competitivos en comparación con el Oferente Virtual. Esto aseguró que los recursos disponibles fueran asignados de manera eficiente, cumpliendo con los objetivos de la licitación.



Nombre	PEO (US\$/MWh)	PPO (USD/MW)	Monomico (USD/Mwh) **
ESI_2026_2030_25MW	89,04	36,35	138,83
Magdalena_2025_2030_10MW	86,50	32,00	130,34
Orazul_2025_2030_15MW_BK	120,60	17,00	143,89
Orazul_2025_2030_40MW	82,96	32,00	126,80
San_Diego_2025_2030_20MW	79,43	33,25	124,98
San_Jose_2025_2030_40MW	77,82	37,00	128,51

\*\* Monomico calculado con un factor de planta igual a 1, según lo establecido por las bases de licitación

En todas las ofertas el precio de la potencia se presento fue mayor que el del oferente virtual, pero los mismos fueron adjudicados porque el precio de la energía fue menor a la del oferente virtual.

En el caso de ESI, el precio de la potencia ofertado fue mayor al del Oferente Virtual (36,35 USD/MW frente a 15 USD/MW) y el precio de la energía fue menor (89,04 USD/MWh frente a 130 USD/MWh). Estas condiciones permitieron la adjudicación de 25 MW a la Central Generadora Costa Sur.

Luego, Biomass oferto con su planta Magdalena, con un precio de potencia mayor al Oferente Virtual (32 MW frente a 15 USD/MW), pero al ofertar un precio de energía de 86,5 USD/MWh menor que al del oferente virtual de 130 USD/MWh. Por ello, se le adjudico el total de la energía ofertada.

Por su parte, Orazul presentó dos ofertas. La primera correspondió a la planta de generación a base de búnker denominada Arizona, donde el precio de la potencia fue mayor que el del oferente virtual y el de la energía resulto más bajo que el del Oferente Virtual (17 USD/MW frente a 15 USD/MW en potencia y 120,6 USD/MWh frente a 130 USD/MWh en energía). Esto llevó a la adjudicación de la totalidad de la oferta presentada, equivalente a 15 MW de potencia en todos los años estacionarios de la presente licitación.

La segunda oferta de Orazul correspondió a la planta Las Palmas, de generación térmica a base de carbón. En este caso, aunque el precio de la potencia ofertada fue superior al del Oferente Virtual (32 USD/MW frente a 15 USD/MW), el precio de la energía fue significativamente inferior (82,96 USD/MWh frente a 130 USD/MWh), lo que permitió la adjudicación completa de la oferta.

Como también, San Diego se presentó con una planta de generación térmica de carbón denominada Trinidad, la oferta fue de 33,25 USD/MW en el caso de la potencia por lo que fue mayor al del oferente virtual de 15 USD/MW. En cambio, el precio de la energía fue considerablemente menor el ofertado (79,43 USD/MWh frente a 130 USD/MWh).

Por último, la planta generadora de carbón San José, oferto en potencia un valor mayor que el del oferente virtual pero el precio de la energía de la correspondiente oferta fue considerablemente menor que el ofertado, por lo tanto, el mismo fue adjudicado en su totalidad (37 USD/MW frente a 15 USD/MW en potencia y 77,82 USD/MWh frente a 130 USD/MWh en energía).

En total, se adjudicó la potencia ofertada por los participantes, mientras que la licitación de 5 MW quedó desierta. Esta potencia fue asignada al Oferente Virtual.

### 5.3 INFORMACIÓN DE SOPORTE

Se adjunta la información de soporte para cada una de las rondas en formato PDF con información de cada planta, para cada año con todas sus variables económicas y resultados de asignación energética y potencia.















# RONDA 5

File	Presub_Pop	Objeto_PBE	Contra	POA (Rp)	PMU (Rp)	CTDNG (T)	CTIC (Rp/2019)	CITY (Rp/2019)	POP (T)	CI (Rp/2019)	FACN (T)	Mudico (Rp/2019)	PTD (Rp/2019)	FCOV (Rp/2019)	DAVIT (Rp/2019)	FPFR (T)	Moza (Rp)	Demca (Rp)	REO TAD (Rp/2019)	FED (Rp/2019)	OLM (Rp/2019)	PPH (P)	Popul R (P)	JAB (Rp/2019)	Polarisa (Rp/2019)	Emaym (Rp/2019)	Sf		
BA_2019_2019_2019	SI	Carbon / N/A	OCCI	25.00	25.00	25.00	14.000.00	24.01	0.00	0.00	0.00	0.00	131.130	59.97	89.01	10.00	1.00	8.746.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2025	0.0	0.0		
Magdalen_2019_2019_1000	SI	Carbon / N/A	OCCI	30.00	30.00	30.00	13.000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	334.450	35.00	86.40	4.00	1.00	8.746.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2025	1.0	87600.0	X	
Orani_2019_2019_1000	SI	Carbon / N/A	OCCI	15.00	15.00	15.00	1.45	0.00	0.00	0.00	12.31	0.00	351.260	39.96	176.00	30.00	1.00	8.746.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2025	1.0	87600.0	X	
Orani_2019_2019_1000	SI	Carbon / N/A	OCCI	40.00	40.00	40.00	12.500.00	25.33	0.00	0.00	0.00	0.00	141.860	44.68	87.85	15.39	1.00	8.746.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2025	10.0	87600.0	X	
SA_2019_2019_2019	SI	Carbon / N/A	OCCI	20.00	20.00	20.00	12.913.00	23.80	0.00	0.00	0.00	0.00	141.820	45.90	80.18	7.80	1.00	8.746.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2025	40.0	350000.0	X	
SA_2019_2019_2019	SI	Carbon / N/A	OCCI	40.00	40.00	40.00	11.753.00	23.33	0.00	0.00	0.00	0.00	149.530	50.00	91.01	13.22	1.00	8.746.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2025	30.0	242000.0	X	

\* Sumber: BUA/Ank, Carbon, BUKAH, Gas, Hutan, BUKAH

\*\* Asumsi: 1) BUA/AMTU, Asumsi 2) US\$4000/TU

























RONDA 15

Form	Formasi / Psk	Compu (MWh)	Concreto	Fluck (MWh)	Fibus (MWh)	CIUWS (T)	CTTC (USD/MWh)	CTTP (USD/MWh)	PCP (M)	CI (USD/MWh)	FASN (T)	Wastaban (USD/MWh)	FNO (USD/MWh)	REDR (USD/MWh)	COMINA (USD/MWh)	PNR (M)	NAPR (M)	Gesak (M)	FECT (M)	REC (USD/MWh)	OLU (USD/MWh)	TFR (M)	HADR (M)	AG (M)	FABOS (MWh)	EMPA (MWh)	Sal
2021_2022_2023_2024	SI	25.00	Carbon / N/A	0CC1	25.00	25.00	14,400.00	26.03	0.00	0.00	0.00	0.00	142,230	37.27	39.61	30.00	1.00	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0	0.0
2021_2022_2023_2024	SI	30.00	Carbon / N/A	0CC2	30.00	1.00	12,500.00	0.00	0.00	0.00	0.00	374,450	35.00	86.10	6.10	4.10	1.00	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0	0.0
2021_2022_2023_2024	SI	35.00	Carbon / N/A	0CC3	35.00	1.00	1.45	0.00	0.00	0.00	12.31	0.00	145,140	37.00	323.81	11.25	1.00	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0	0.0
2021_2022_2023_2024	SI	40.00	Carbon / N/A	0CC4	40.00	1.00	12,500.00	26.13	0.00	0.00	0.00	140,200	40.00	86.00	31.57	1.00	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0	0.0
2021_2022_2023_2024	SI	45.00	Carbon / N/A	0CC5	45.00	5.00	12,500.00	21.40	0.00	0.00	0.00	141,820	45.00	80.18	7.50	1.00	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0	0.0
2021_2022_2023_2024	SI	46.00	Carbon / N/A	0CC6	46.00	25.00	11,750.00	21.33	0.00	0.00	0.00	144,230	47.00	79.42	12.60	1.00	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0	0.0

\*Bentuk BEMDAK, Carbon BUKAN, Gas NIKAR, BUKAN

\*\* Alamatnya di BELUMBUHU, Kecamatan LUSIMABU



RONDA 16

Puerta	Numero Esp	County Code	Service	ESDR (MW)	AGM (MW)	GTRE (CI)	GITE (USD/MWh)	CHP (USD/MWh)	FCP (M)	CI (USD/MWh)	FAEN (°)	Intensio (MW/m²)	PFO (USD/MWh)	FCO (USD/MWh)	CDM/F (MW/m²)	PRR (M)	HosHR (M)	Genex (M)	FEGR (M)	FEZ (USD/MWh)	COJ (USD/MWh)	FPR (M)	NonR (M)	Aso (M)	Manda (M)	Empis (M)	SP		
251_2026_2010_230R		51	Carbon / N/A	0CC1	35.00	35.00	14,000.00	26.03	0.00	0.00	0.00	0.00	118.010	16.35	89.04	10.00	1.00	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0	X	
Magdalena_2025_2010_100R	51		Carbon / N/A	0CC2	10.00	1.00	12,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	134.400	36.00	86.50	6.00	1.00	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	25.0	21980.0	X	
Granul_2025_2010_110W_51_300			Bunkar / N/A	0CC8K	15.00	1.00	1.45	0.00	0.00	0.00	12.31	0.00	165.140	17.00	121.85	15.75	1.00	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	1.0	8740.0	X	
Granul_2025_2010_100R	51		Carbon / N/A	0CC1	40.00	1.00	12,000.00	28.13	0.00	0.00	0.00	0.00	160.000	40.00	86.03	33.57	1.00	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0	X	
San_Diego_2025_2010_200R	51		Carbon / N/A	0CC1	20.00	5.00	12,915.00	21.00	0.00	0.00	0.00	0.00	161.400	45.00	80.18	7.50	1.00	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	0.0	0.0	X	
San_Diego_2025_2010_100R	51		Carbon / N/A	0CC1	40.00	25.00	11,750.00	21.33	0.00	0.00	0.00	0.00	160.000	44.00	77.42	12.00	1.00	8,760.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2024	30.0	24800.0	X	

\* Bunker BILAHAN - Carbon BILAHAN - Gas Natural BILAHAN

\* Alternativa CEBU/AMBITU - Amman 2 US\$000000



**CÉDULA DE NOTIFICACIÓN**

Siendo las 12 horas con 32 minutos del día 12 de diciembre de 2024, en **6a. Avenida 8-14 zona 1, Segundo Nivel, Ciudad de Guatemala**, NOTIFIQUÉ la Resolución **CNEE-287-2024** de fecha **10 de diciembre de 2024**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima -EEGSA-**, por medio de cédula de notificación que entrego a

Estuardo Lopez, quien de enterado SI () – NO () firma. DOY FE.

f. [Signature]

f. [Signature]

Notificador

**CNEE**  
Carlos Soyos  
Mensajero Notificador

**RECIBIDO**  
Notificado  
12 DIC 2024  
**AREA REGULATORIA**

Res. GJ-ProyResolDir-4809  
Exp. GTM-24-40  
Adjunto: 31 folios

WV