



Informe de regulación

IR-UT-01-2021

Informe sobre la aplicación de las normas del ROBCP del periodo
enero – junio de 2021

31 de agosto de 2021

Contenido

Introducción.....	2
Desempeño de las reglas vigentes	4
A) INCONVENIENTES DETECTADOS	4
I. Demanda reconocida en contratos firmes regionales.....	5
II. Factores que influyen el costo de arranque y detención (CAyD) de las unidades generadoras pertenecientes al mercado mayorista de electricidad.	10
B) CONFLICTOS CON PM EN CUANTO A LA INTERPRETACIÓN Y/O APLICACIÓN DE LAS REGLAS VIGENTES.	19

Introducción

El presente informe contiene el análisis sobre la aplicación de las normas del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) durante el período de enero a junio de 2021, de acuerdo con lo indicado en el numeral 3.5.4. Capítulo 3 - MANEJO DE LA INFORMACIÓN, del referido reglamento.

Incluye los criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en el reglamento y el desempeño de las reglas vigentes, identificando los inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado.

En caso de existir, en este informe se detallarán los conflictos surgidos con los PM en cuanto a interpretación y/o aplicación de las reglas vigentes.

Generalidades sobre el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

Antecedente histórico del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

- El 23 de octubre de 2008, SIGET, mediante **Acuerdo No. 232-E-2008**, aprobó el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.
- Por medio del **Acuerdo 222-E-2009** del 31 de julio de 2009, la SIGET acordó publicar el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción a fin de conceder a la UT el tiempo necesario para el desarrollo e implementación del nuevo Reglamento, como se estableció en el Acuerdo 232-E-2008.
- El 8 de julio de 2011, mediante **Acuerdo 335-E-2011**, la SIGET establece el uno de agosto de dos mil once como fecha de inicio de la aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP).
- El 29 de julio de 2011, la SIGET, emitió el **Acuerdo 370-E-2011**, mediante el cual aprobó disposiciones transitorias y modificaciones de carácter permanente en el ROBCP para el inicio de aplicación de este, el 01 de agosto de 2011.

Desempeño de las reglas vigentes

A) INCONVENIENTES DETECTADOS

Se identifican los inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado, y se detallan los criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en el ROBCP para el análisis de cada caso en particular.

I. DEMANDA RECONOCIDA EN CONTRATOS FIRMES REGIONALES.

Criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en el marco regulatorio aplicable al mercado mayorista de electricidad.

Para la interpretación de la normativa aplicable al caso en mención se tienen las siguientes consideraciones:

- i) Según literal d) del artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus protocolos, dentro de los compromisos aceptados por los gobiernos firmantes del mismo, está la realización de las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con las regionales, permitiendo la coexistencia normativa del mercado eléctrico regional y los mercados nacionales para el funcionamiento armonioso del MER.
- ii) Según el numeral 1.5.1 del libro I del RMER, “Estructura e Instituciones Regionales”, la estructura institucional del MER comprende: a) La Regulación Regional, formada por el Tratado Marco, sus Protocolos, reglamentos y resoluciones de la CRIE, incluyendo el referido Libro; (...) c) La regulación y organismos nacionales, incluyendo los OS/OM de cada uno de los países miembros, en la medida que estén relacionados con la operación del MER e interactúen con la Regulación y Organismos Regionales.
- iii) Que según lo establecido en el numeral 11.1.3. del capítulo 11 del ROBCP para la coordinación de las operaciones de inyección y retiro regionales, la UT utilizará la reglamentación regional.
- iv) Que según lo establecido en el numeral 11.1.5. del capítulo 11 del ROBCP, en caso de existir contradicciones entre las normas de la regulación regional y las del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción, la UT analizará la situación específica y propondrá a la SIGET, de ser necesario, las adecuaciones a este último reglamento para la armonización de la norma nacional respecto a la regional.

Teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas y en cumplimiento del numeral 3.5.4. Capítulo 3 - MANEJO DE LA INFORMACIÓN, del ROBCP, se desarrolla la interpretación normativa y análisis siguiente:

1. ANTECEDENTES

- A partir del 1 de enero de 2021 entraron en vigencia los contratos firmes regionales asociados a la asignación de derechos firmes A2101, con un monto máximo de derechos firmes de 110 MW en contratos de retiro regional y 5MW en un contrato de inyección regional.
- El contrato firme de inyección regional CF12A0000290 asociado al agente Comercializadora de Energía para América S.A. de C.V., (CEPAM) con código nacional c29, con un monto máximo establecido en los derechos firmes de 5MW, es el primero de este tipo en ser aprobado por la SIGET y registrado en el EOR y por tanto

es la primera vez que se ha incluido un contrato de inyección regional en el cálculo de Capacidad Firme y Demanda Reconocida según la reglamentación nacional.

2. Normativa aplicable.

Conforme a lo establecido en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), se tiene:

Glosario. Definiciones (libro I)

Energía Declarada. Energía de los contratos regionales que se informa diariamente, por período de mercado, para el predespacho regional.

Energía Firme Contratada Energía informada durante el proceso de registro de Contratos Firmes en el MER conforme al Libro I del RMER.

Energía Firme Requerida o Energía Requerida Parte de la energía declarada en un Contrato Firme para la cual el comprador requiere su entrega física en el nodo de retiro correspondiente.

1.3.2 Tipos de Contratos (libro II)

1.3.2.1 De acuerdo con la firmeza de entrega de la energía comprometida existen dos (2) tipos de contratos en el MER: (i) los Contratos Firmes, que establecen prioridad de suministro para la parte compradora de conformidad con lo establecido en el numeral 1.3.4.1 d) y e); y (ii) los Contratos No Firmes que no establecen prioridad de suministro para la parte compradora.

Conforme a lo establecido en el Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción (ROBCP), se tiene:

1.1 Definiciones. (Capítulo 1- Glosario).

Demanda Comprometida: Energía que tiene derecho a retirar en un nodo de la red un Participante del Mercado, por compromisos comerciales nacionales o regionales.

Demanda Máxima del Sistema en el Periodo de Control de la Capacidad Firme: Máxima generación neta horaria, más Retiros Regionales y menos Inyecciones Regionales, más las potencias máximas comprometidas en contratos firmes de Inyección Regionales, del periodo de control del año para el cual se determina la capacidad firme.

Energía Inyectada: Aquella que un PM entrega a la red de transmisión, distribución o que ingresa a la red a través de un nodo de la Red de Transmisión Regional.

Energía Retirada de la red: Aquella que un PM retira de la red, o que es extraída de la red a través de un nodo de la Red de Transmisión Regional.

Inyección Regional: Transacción en el Mercado Eléctrico Regional donde un PM entrega energía al MER proveniente de recursos del Mercado Mayorista.

Asimismo, para el caso en análisis se aplica lo estipulado en los siguientes capítulos y anexos del ROBCP:

Capítulo 6 – Capacidad Firme. El cual establece, junto con su respectivo anexo, el procedimiento para el cálculo de la Capacidad Firme Inicial, Provisoria, Definitiva, Demanda Máxima, Demanda Reconocida, Protocolo de Pruebas y Estadísticas de Disponibilidad.

Anexo 15 – Determinación de la capacidad firme. Establece los procedimientos de cálculo de la capacidad firme y de la potencia máxima inyectable al sistema, según lo indicado en el capítulo 6 “Capacidad firme” del ROBCP.

Capítulo 18 – Transacciones económicas. En donde se estipula que la UT es la responsable de administrar el sistema de conciliaciones y liquidaciones del Mercado Mayorista, incluyendo transacciones en los mercados, cargos y penalidades. A estos efectos se contará con el Sistema de Medición Comercial.

3. Análisis del inconveniente detectado

Para el análisis del presente inconveniente, se tiene que, a efectos del cálculo de la demanda reconocida de los contratos firmes regionales de inyección, se emplea lo establecido en el numeral 6.11 del capítulo 6 del ROBCP y numeral 6 del anexo 15 del ROBCP, el cual establece:

“Las demandas regionales abastecidas mediante contratos firmes de Inyección Regional suplidos por PMs nacionales se agregan a la demanda máxima mensual y se consideran como retiros de dichos PMs siempre y cuando la inyección cumpla con los requisitos de contratación firme en la Regulación Regional vigente.”

Y en el numeral 6.11.3 del capítulo 6, sobre contratos firmes de inyección regional, se establece que:

“Se considera que sólo tienen efecto en la determinación de la capacidad firme del sistema aquellas Inyecciones Regionales a través de contratos firmes aprobados por la SIGET y cuya vigencia cubra un período mínimo de doce meses. Los contratos firmes de Inyección Regional que impliquen compromisos de duración inferiores a dicho período no serán considerados en el cálculo de la capacidad firme”

Para la **demanda máxima del sistema y la demanda reconocida, ambas en su etapa definitiva**, el anexo 15 del ROBCP establece en los numerales 6.2 y 6.5 b) lo siguiente:

6.2 “La demanda máxima real del sistema en el período de control ($D_{max SR}$) se calcula con base en la información registrada en el SIMEC, como la demanda máxima de potencia medida como energía por intervalo de mercado definido en el numeral 2 del anexo 09 al presente reglamento; y es igual a la suma de inyecciones de generación

más Retiro Regionales menos Inyecciones Regionales, más las potencias máximas registradas durante el período de control comprometidas en contratos firmes de Inyección Regionales que cumplan con la condición establecida en el numeral 6.11.3 del capítulo 6 del presente reglamento.

6.5 “El procedimiento para determinar la Participación Definitiva de cada PM “p” en el requerimiento de capacidad firme es el siguiente:

b) Se determinarán las potencias máximas comprometidas en contratos firmes de Inyecciones Regionales, identificando para los mismos la potencia máxima comprometida por cada PM “p” con este tipo de contratos para cada mes “m” durante el último Período de Control medidas como energía por Intervalo de Mercado definido en el numeral 2 del Anexo 09 al presente reglamento.”

Al calcular la demanda máxima definitiva real del sistema, se utiliza el valor máximo asignado en los contratos según se indica en el numeral 6.2 del anexo 15, “(...) las potencias máximas registradas durante el período de control comprometidas en contratos firmes de Inyección Regionales (...)”.

Inconvenientes detectados

Al hacer el análisis de la normativa aplicable se tiene que, para la demanda reconocida definitiva referida en el numeral 6.5 literal b) del anexo 15 mencionado, se tiene mal relacionado el dato a tomar, ya que debería corresponder al de la inyección regional real y no la comprometida en contrato. Por lo anterior, se detecta que lo descrito actualmente en este numeral podría prestarse a una interpretación incorrecta.

4. Mejoras regulatorias detectadas

Para solventar los inconvenientes detectados, se identifica la siguiente modificación al ROBCP:

- El literal b) del numeral 6.5 del anexo 15 del ROBCP, debe modificarse en el sentido de cambiar “(...)potencias máximas comprometidas (...)” por “(...) potencia máxima publicada por el EOR en el despacho real del contrato (...)”, quedando redactado de la siguiente forma:

- 6.5 “El procedimiento para determinar la Participación Definitiva de cada PM “p” en el requerimiento de capacidad firme es el siguiente:

(...)

b) Se determinarán las potencias máximas comprometidas en contratos firmes de Inyecciones Regionales, identificando para los mismos la potencia máxima publicada por el EOR en el despacho real del contrato por cada PM “p” con este tipo de contratos para cada mes “m” durante el último Período de Control medidas como energía por Intervalo de Mercado definido en el numeral 2 del Anexo 09 al presente reglamento.”

5. Acciones tomadas por UT

Para el caso de la comercializadora CEPAM con relación a su contrato firme de inyección regional CF12A0000290, con un monto máximo de derechos firmes de 5MW, se calculó su demanda reconocida definitiva con el monto del despacho real del contrato publicado por el EOR y no con el monto máximo establecido en el contrato.

En línea con lo anterior y debido a que el comercializador no ha operativizado su contrato, le corresponde la devolución de los cargos realizados por dicho contrato en el mes de julio.

6. Solicitud a SIGET

Por lo planteado en este informe, la UT solicita a SIGET que, para tener claridad en la interpretación de la norma sobre el dato a utilizar para el cálculo de la demanda reconocida definitiva, se realice la modificación sugerida en el numeral 4 del presente análisis.

II. FACTORES QUE INFLUYEN EL COSTO DE ARRANQUE Y DETENCIÓN (CAyD) DE LAS UNIDADES GENERADORAS PERTENECIENTES AL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD.

Criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en el marco regulatorio aplicable al mercado mayorista de electricidad.

- i. Que desde la entrada en vigor del reglamento del mercado mayorista “Reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista basado en costos de producción”, y conforme a lo establecido en el mismo, se han llevado a cabo las auditorías estipuladas en el numeral 3.1 y siguientes del Anexo 17, Costos variables de operación y mantenimiento no combustibles (CVNC) y costos variables de arranque y detención (CAyD) -A17-.
- ii. Que se identifican como factores que influyen en el costo de arranque y detención (CAyD) de las unidades generadoras los siguientes: el costo variable de mantenimiento con arranques y detenciones por régimen de despacho (CVMad,ci) y el costo variable de mantenimiento (CVMci).
- iii. Que el ROBCP, numeral 5 del Anexo 17 se establece la metodología y criterios aplicables para el cálculo de los CAyD.
- iv. Que en el ROBCP, numeral 8 del Anexo 17, se determina el procedimiento a aplicar para el cálculo de los CAyD
- v. Que en el ROBCP, numeral 9 del Anexo 17, se determinan las fórmulas de actualización y ajuste de los CVNC y CAyD

Teniendo en consideración los criterios mencionados y en cumplimiento al numeral 3.5.4. Capítulo 3 - MANEJO DE LA INFORMACIÓN, del ROBCP, se desarrolla la interpretación normativa y análisis siguiente:

1. Antecedentes.

- En cumplimiento con el A17 del ROBCP, en abril del 2021 se realizó la auditoría para la Central térmica Acajutla en sus generadores a turbina de vapor (unidades 1 y 2) y a turbina de gas (unidades 4 y 5).
- En los resultados de esta auditoría se observaron incrementos significativos en los valores de CAyD para todas estas unidades, respecto a la última auditoría realizada a los mismos generadores en el año 2018, como lo muestra la tabla 1.

Informe de regulación
Enero - junio 2021

Generador	CAyD 2018 USD/MWh	CAyD 2021 USD/MWh	Incremento %
acaj-u1	39.08	96.76	147.57
acaj-u2	44.95	88.45	96.76
acaj-u4	156.61	395.12	152.29
acaj-u5	56.52	177.54	214.12

Tabla 1: Resultados de auditorías para CAyD de los generadores a turbina de vapor y gas de la central térmica Acajutla.

Debido a los resultados de esta auditoría, la UT se cuestiona sobre esos incrementos significativos, lo que conlleva a la realización del siguiente análisis del comportamiento del CAyD a lo largo del tiempo, desde la entrada en vigor de la reglamentación del mercado eléctrico mayorista basado en costos de producción.

2. Normativa aplicable

Conforme a lo establecido en el Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción (ROBCP), se tiene:

Anexo 9 – Cálculo del precio en el MRS. Se establecen las normas para compensar la parte variable asociada a costo de Arranque y Detención, estipulando que, el costo variable de todas las unidades generadoras en línea se incrementará en la parte variable asociada al Costo de Arranque y Detención (CAyD, US\$/MWh) calculado de acuerdo con la metodología descrita en el Anexo 17. Aquellos generadores cuyo Costo Variable, incluyendo la parte variable de CAyD, sea mayor que el Costo Marginal de Operación, recibirán una compensación por la diferencia, tal como se indica en el numeral 3.2.2.9.

Anexo 17 - Costos variables de operación y mantenimiento no combustibles (CVNC) y costos de Arranque y Detención. Se establecen los procedimientos para la determinación de los costos variables no combustible (CVNC) y los costos de arranque y detención (CAyD) así como la validación de los datos técnicos operativos de las unidades generadoras estableciendo los mecanismos de intercambio de información entre la UT y los Participantes de Mercado (PMs) según lo establecido en el ROBCP.

3. Análisis del inconveniente detectado

Para analizar el comportamiento del CAyD, se toma como muestra la unidad 4 (U4) de la Central térmica Acajutla, por ser el generador con mayores costos variables de operación y mantenimiento no combustibles y de arranque y detención, convirtiéndolo en la unidad con mayor costo en lista de mérito.

La figura 1, ilustra el comportamiento histórico del CAyD en el mercado basado en costos de producción para la unidad 4 de la central térmica Acajutla, en la cual se identifican las entradas en vigor de las nuevas auditorías que se ha realizado, siendo estas en los meses de mayo del

2014, agosto del 2016, julio del 2018 y la última es la de abril del 2021. Además, se presentan los componentes que conforme a la metodología del A17, tienen influencia en el cálculo del CAyD, siendo estos el costo variable de mantenimiento con arranques y detenciones por régimen de despacho (CVMad,ci) y el costo variable de mantenimiento (CVMci).

De la figura 1 se puede concluir que el componente CVMad,ci es el de mayor influencia y quien marca los cambios en los valores que resultan en las auditorías.

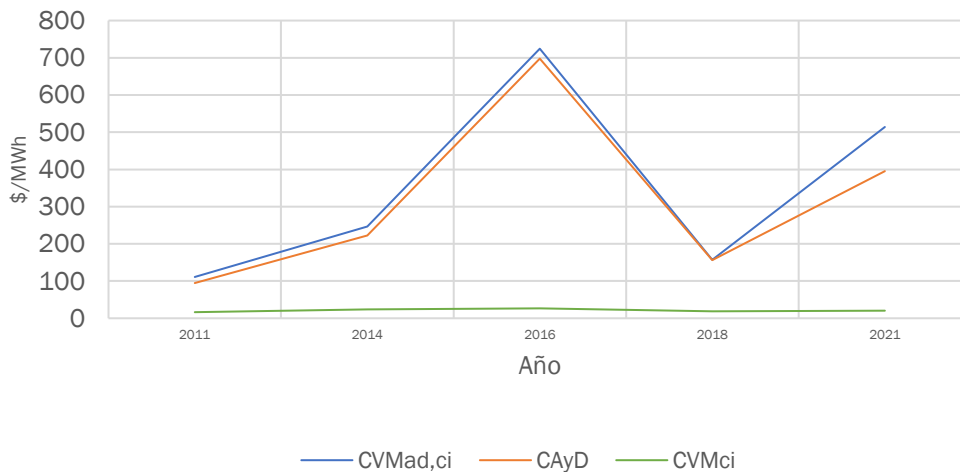


Figura 1: Costo de arranque y detención de la unidad 4 de la central térmica Acajutla resultado de cada auditoría, a lo largo del tiempo desde la entrada en vigor del mercado basado en costos.

En la componente CVMad,ci tienen incidencia el comportamiento de las horas de operación y energía inyectada durante el año base, produciéndose en algunos casos el efecto de necesitar, bajo ese esquema de generación, recaudar importantes montos de dinero para los mantenimientos que al variabilizarlo con poca energía, eleva desde la misma ejecución de auditoría los valores finales.

Adicionalmente, y de forma específica para las turbinas de Acajutla influye el factor de envejecimiento por cada arranque, el cual afecta de forma directa el CVMad,ci, tal efecto que no se presenta en los motores instalados en el mercado mayorista. Este valor también está influenciado, como en todos los generadores térmicos, por los precios de combustible (Cci) utilizados durante el proceso de arranque y detención. En las figuras 2 y 3, se puede apreciar este efecto.

Informe de regulación
Enero - junio 2021

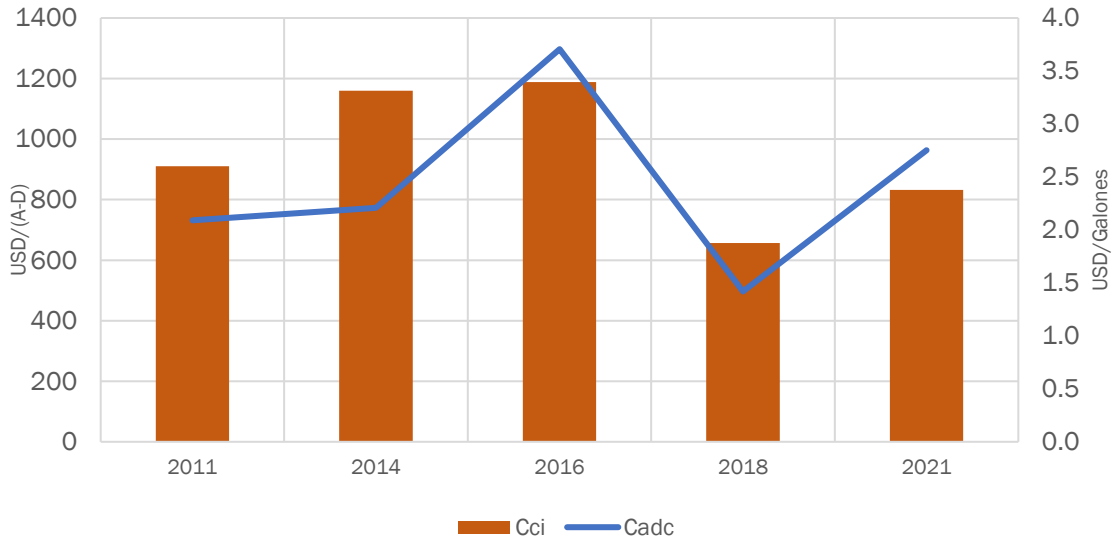


Figura 2: Costos adicionales de combustible y precios de combustible utilizados para las auditorias de la unidad 4 de Acajutla.

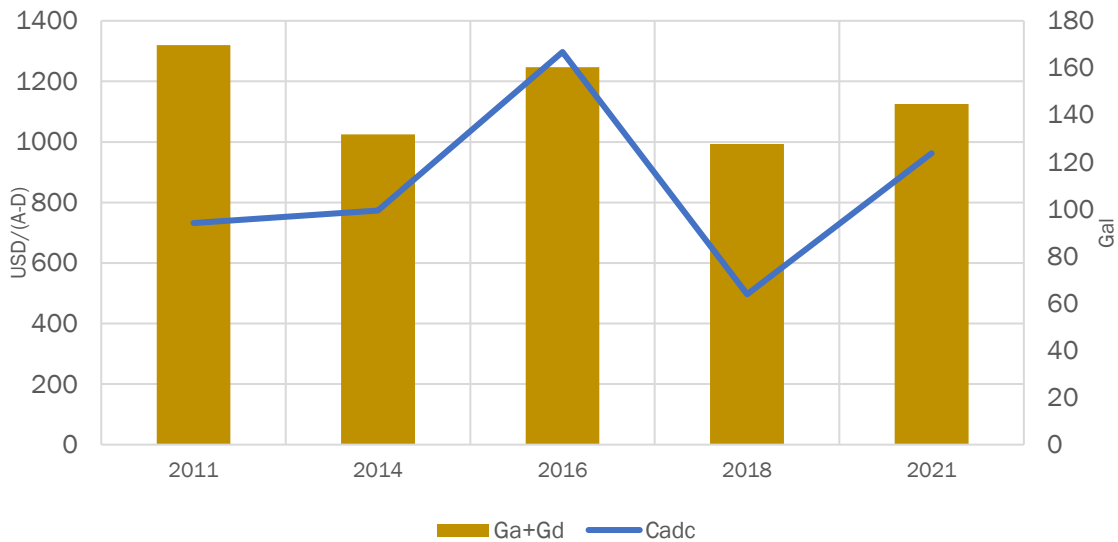


Figura 3: Costos adicionales de combustible y consumo de combustible en el arranque y detención utilizados para las auditorias de la unidad 4 de Acajutla.

Habiendo determinado los factores con mayor contribución en el cálculo del CAyD, resultante de las auditorias, se procede a identificar la influencia que tienen tanto las indexaciones como el factor de ajuste, que resultan de los procedimientos descritos del A17. Para ilustrar la influencia que tienen los procesos de actualización del CAyD, se presenta la figura 4, donde se grafican los CAyD obtenidos de la auditoria y los mismos valores solo que ahora indexados y ajustados CAyDpaj.

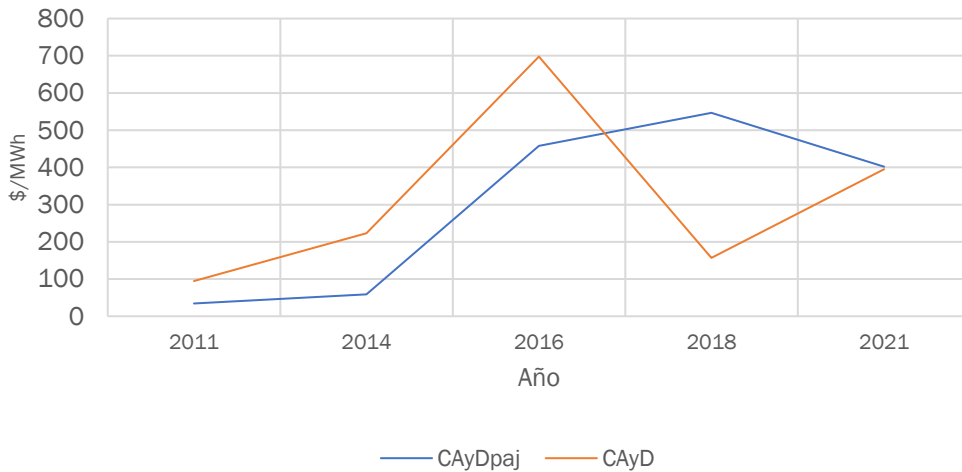


Figura 4: Costos de arranque y detención calculados de auditoría y costos de arranque y detención indexados y ajustados, para la unidad 4 de Acajutla.

En la figura 4 se observa que las indexaciones y ajustes alteran significativamente el valor del CAYD en la mayoría de los años en los que hubo auditoría, percibiéndose el resultado más notorio en el 2018. Como parte del análisis, a continuación, se muestra la figura 5, donde se grafican mes a mes todos los valores que se han utilizado en las actualizaciones del CAYD.

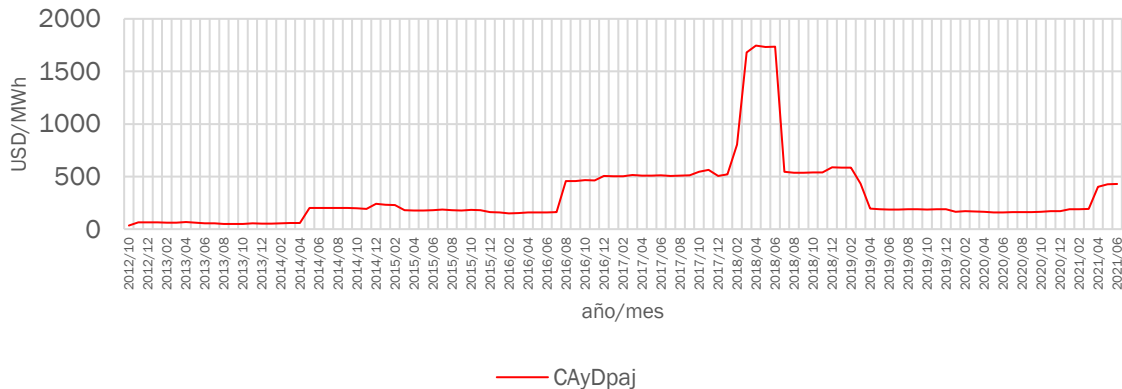


Figura 5: Costo de arranque y detención de la unidad 4 de la central térmica Acajutla, indexado y ajustado (CAYDpaj) a lo largo del tiempo desde la entrada en vigor del mercado basado en costos.

En el histórico del CAYD para la unidad 4 de la central térmica Acajutla, presentado en la figura 5, se observa que además de los cambios por las entradas en vigor de cada auditoría, existen dos grandes deflexiones en los valores, siendo estas en el mes de marzo del 2018 y en febrero del 2019. Para poder identificar con mayor claridad la causa de estos cambios marcados, se muestra la figura 6, donde se incluyen junto al CAYDpaj los factores que lo afectan, como son el

CAYD_(i) y el factor de ajuste $\frac{E_a}{E_{12}} \times \frac{HO_{12}}{HO_a}$. Además, en la misma gráfica se identifican con una X todas las auditorías realizadas. Es clara la influencia del factor de ajuste para las dos fechas mencionadas de grandes cambios.

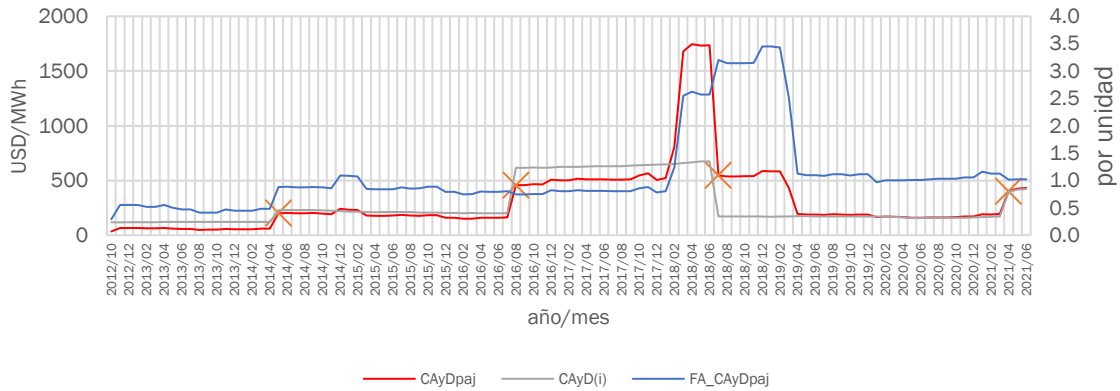


Figura 6: CAyDpaj y la afectación del CAyD indexado y el factor de ajuste, para la U4 de Acajutla.

En la actualización del factor de ajuste se consideran la energía neta anual total despachada registrada en el SIMEC en los últimos 12 meses y la cantidad anual total de horas de operación de los últimos 12 meses. En los gráficos 7 y 8 se desglosan la energía y las horas de operación y su influencia en el factor de ajuste, para la unidad 4 de la central térmica Acajutla. De esta gráfica se tiene que el incremento de marzo del 2018, lo provoca el aumento del factor de ajuste por el incremento de horas de operación y energía dentro de los términos HO₁₂ y E₁₂, y para el mes de febrero del 2019 es la exclusión de valores altos de horas de operación y energía del cálculo del factor, después de los 12 meses de haberse producido.

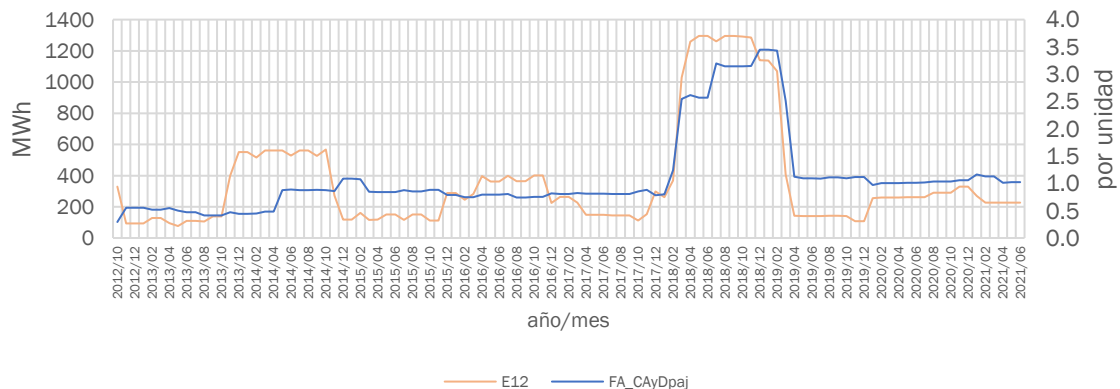


Figura 7: Factor de ajuste y la energía usada para el cálculo, de la U4 de Acajutla.

Informe de regulación
Enero - junio 2021

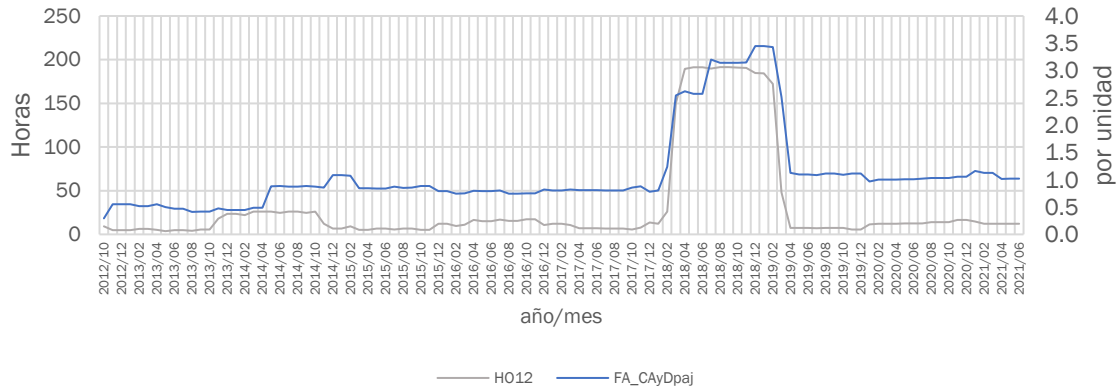


Figura 8: Factor de ajuste y las horas de operación usadas para el cálculo, de la U4 de Acajutla.

En la tabla 2 se exponen las causas de entrada en línea para la unidad 4 de la central térmica Acajutla en marzo del 2018, presentándose tanto las fechas como la energía inyectada. En la tabla se identifica que las inyecciones no fueron requeridas por el sistema, sino que son por solicitud del PM generador para la realización de pruebas en la unidad generadora, además, las inyecciones se realizan en el mínimo técnico de la unidad generadora, provocando que el factor de ajuste se eleve debido a la relación $\frac{HO_{12}}{E_{12}}$. Esta falta de proporcionalidad entre las horas de operación y la energía inyectada, por ejemplo, cuando hay muchas horas de generación al mínimo técnico, ya sea en pruebas o en operación normal son las que producen los efectos indicados.

Día	Hora												Comentario	
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		20
1	1.8	6.2	6.1	5.9	6.1	5.8	5.5	5.7	5.5	5.5	5.5	5.7	5.5	PRUEBAS EN EL SISTEMA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO
7	1.6	5.9	5.8	5.7	5.5	5.6	5.7	5.5	5.5	5.4	5.3	5.3	5.3	PRUEBAS EN EL SISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO DEL SISTEMA DE VIBRACIONES
8	1.5	5.6	5.5	5.5	5.5	5.6	5.7	5.6	5.6	5.5	5.4	5.3	5.4	PRUEBAS EN EL SISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO DEL SISTEMA DE VIBRACIONES
9	1.7	5.8	5.7	5.5	5.2	5.4	5.6	5.4	5.4	5.5	5.7	5.7	5.5	PRUEBAS EN EL SISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO DEL SISTEMA DE VIBRACIONES
13	2.9	5.6	5.4	5.7	5.7	5.8	5.6	5.6	5.4	5.6	5.6	5.6	5.6	PRUEBAS EN EL SISTEMA DE COMBUSTIBLE
14	2.9	5.7	5.6	5.4	5.4	5.6	5.5	5.5	5.5	5.4	5.4	5.4	5.4	PRUEBAS EN EL SISTEMA DE COMBUSTIBLE
15	2.8	5.6	5.6	5.6	5.7	5.5	5.4	5.4	5.6	5.7	5.6	5.4	5.4	PRUEBAS EN EL SISTEMA DE COMBUSTIBLE
20	2.6	5.6	5.6	5.5	5.3	5.6	5.6	5.6	5.7	6.0	5.9	5.5	5.4	PRUEBAS EN EL SISTEMA DE LUBRICACIÓN
21	2.8	5.5	5.5	5.4	5.6	5.4	5.5	5.5	5.6	5.7	5.8	5.7	5.4	PRUEBAS EN EL SISTEMA DE LUBRICACIÓN
22	3.0	5.4	5.4	5.5	5.6	5.3	5.6	5.5	5.8	5.4	5.6	5.5	5.4	PRUEBAS EN EL SISTEMA DE LUBRICACIÓN

Tabla 2: Detalle de inyección de energía en MWh de la unidad 4 de Acajutla para el mes de marzo del 2018.

Inconvenientes detectados

A partir del análisis presentado, se considera que es necesario estudiar la representatividad de estos cambios pronunciados del CAYDpaj en los meses de marzo del 2018 y febrero de 2019, para el mercado de costos. Para marzo de 2018 se tiene un incremento del 109% con respecto al mes inmediato anterior, que ya había experimentado un aumento del 55% respecto a enero, esto provocado por las pruebas de disponibilidad de capacidad firme que se requieren según el capítulo 6 del ROBCP. Los porcentajes de variación mencionados hicieron que el CAYD pasara de 520.78 \$/MWh a 804.621 \$/MWh por la prueba reglamentaria; y a 1,679.299 \$/MWh debido a pruebas no requeridas por el sistema, sino que solicitadas por el PM generador. Las inyecciones del mes de marzo del 2018 tuvieron influencia en el cálculo del CAYDpaj hasta

febrero del 2019, ya que el procedimiento describe que se deben usar las inyecciones de los últimos 12 meses para determinar el factor de ajuste.

4. Mejoras regulatorias detectadas.

La situación expuesta puede ser extendida para las demás unidades de la central térmica Acajutla o cualquier generador de la matriz energética que participa del mercado eléctrico mayorista.

Se debe prestar atención en que los inconvenientes detectados para el cálculo del CAyD, especialmente para sus indexaciones y ajustes, pueden presentarse con mayor frecuencia en otros generadores térmicos que actualmente sí participan del mercado regulador del sistema, pero que al incrementarse la capacidad instalada del sistema eléctrico de potencia sean desplazados y sus inyecciones de energía disminuidas, siendo más susceptibles los ajustes del CAyD a la eficiencia de la energía inyectada. Además, consideramos que se debe analizar la conformación del parque generador, y así evaluar si es necesario realizar modificaciones reglamentarias en función de los recursos disponibles, o algún mecanismo de estabilización de los costos de arranque y detención.

Asimismo, como parte de las propuestas de modificación que la junta directiva de la UT está preparando para los anexos 16 y 17, se propone que los consumos adicionales de arranque y detención sean contabilizados hasta alcanzar el mínimo técnico (arranque) y desde el mínimo técnico (detención), bajo el entendido que la ineficiencia en la generación entre el mínimo técnico y la generación a potencia máxima menos reserva es recuperada por medio de los mecanismos de compensación por eficiencia, contemplados en el Anexo 9 del ROBCP.

5. Acciones tomadas por UT para el caso analizado

Conforme a las normas establecidas en el marco regulatorio vigente, para el caso analizado, la UT aplicó lo establecido actualmente en el Anexo 17 Costos variables de operación y mantenimiento no combustibles (CVNC) y costos variables de arranque y detención (CAyD) del ROBCP, en el cálculo de los valores correspondientes al costo de arranque y detención y sus correspondientes actualizaciones mensuales para las unidades generadoras.

6. Solicitud a Siget.

Habiendo expuesto los hallazgos considerados para una mejor regulatoria, sobre los cálculos del costo de arranque y detención y sus actualizaciones de frecuencia mensual, se solicita a la SIGET:

- Estudiar el caso planteado, pese a que aun cuando la afectación a la demanda es mínima (o nula) por no requerir el sistema la entrada de estas unidades generadoras, si se están incrementando los costos pagados por el resto de los generadores durante las pruebas de disponibilidad requeridas en el ROBCP.

Informe de regulación
Enero - junio 2021

- Analizar la influencia de esta misma problemática hacia otros generadores en el caso supuesto de un mayor crecimiento del parque generador respecto a la demanda, tal como es esperado cuando entre en operación la planta de EDP.
- De identificarse oportuno, incorporar al ROBCP las modificaciones necesarias para corregir estos inconvenientes.

B) CONFLICTOS CON PM EN CUANTO A LA INTERPRETACIÓN Y/O APLICACIÓN DE LAS REGLAS VIGENTES.

Durante el primer semestre de 2021, la Unidad de Transacciones no registró ningún conflicto entre Participantes del Mercado en cuanto a interpretación o aplicación de las reglas vigentes, referentes al Mercado Mayorista de Electricidad.