

Análisis de Impacto Regulatorio (Mini RIA):

“Propuesta del Procedimiento de Supervisión de las inflexibilidades operativas de las unidades de generación del SEIN”

Documento de Consulta N° 001-2019-RIA/OS.V3



Gerencia de Políticas y Análisis Económico

con la colaboración de: Gerencia de Supervisión de Energía – División de Supervisión de Electricidad



Lima, julio de 2019

RESUMEN

El 8 de diciembre de 2014 el Estado peruano firmó un acuerdo con la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) para contar con el apoyo en el diseño de reformas y en el fortalecimiento de nuestras políticas públicas. En el marco de este acuerdo, conocido como Programa País, la OCDE recomienda la implementación del Análisis de Impacto Regulatorio (RIA) durante el proceso de elaboración de propuestas normativas de las instituciones públicas, así como de los Organismos Reguladores Económicos.

El RIA es una herramienta para la toma de decisiones de política pública, de tal forma que permite a los hacedores de política formular regulaciones y evaluar los beneficios y costos de las políticas que se quiere establecer antes de la implementación de las mismas.

En ese sentido, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) con la visión de ser un regulador de clase mundial y dando cumplimiento a su Plan Estratégico Institucional 2015-2021, el 12 de abril de 2016 aprobó mediante Acuerdo del Consejo Directivo N° 13-2016 la “Guía de Política Regulatoria N° 1: Guía para la realización del RIA en Osinergmin” (Guía RIA).

El presente documento trata de la propuesta denominada: “**Propuesta del Procedimiento de Supervisión de las inflexibilidades operativas de las unidades de generación del SEIN**”, el cual se desarrollará siguiendo los lineamientos de la Guía RIA y la normativa RIA establecida en Osinergmin.

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	4
2.	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	5
2.1	Elementos básicos sobre los parámetros de las inflexibilidades operativas	5
2.2	¿Cuál es el marco regulatorio existente?	6
2.3	¿Cuál es la evidencia acerca de la naturaleza del problema?	9
2.4	Análisis de las causas, efectos e identificación problema	12
3.	OBJETIVOS	14
3.1	Objetivo general	14
3.2	Objetivos específicos	14
4.	OPCIONES DE POLÍTICA	14
4.1	Opción 1: Supervisión del regulador en base a valores referenciales.....	15
4.2	Opción 2: Supervisión en base a auditoria o ensayos de un tercero independiente ..	16
4.3	Opción 3: Supervisión en base a autorregulación y auditor independiente	19
5.	EVALUACIÓN DE LAS OPCIONES DE POLÍTICA.....	22
5.1	Viabilidad técnica de implementación y compatibilidad con el marco normativo	23
5.2	Efectividad de la intervención	23
5.3	Duración del plazo de la intervención	23
5.4	Costo – eficacia de la intervención.	24
5.5	Simplicidad regulatoria.	24
6.	MONITOREO Y EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA SELECCIONADA	24
7.	REFERENCIAS	25

1. INTRODUCCIÓN

El Análisis de Impacto Regulatorio (RIA, por sus siglas en inglés) se define como un análisis sistemático, realizable de manera ex-ante y ex-post, del impacto costo-beneficio de todas las alternativas posibles de solución de un problema regulatorio. La evaluación de nuevas propuestas regulatorias o de las vigentes, empleando el procedimiento y los principios planteados en el RIA, permiten que las decisiones del regulador sean de mejor calidad.

Tal como lo menciona la OCDE¹, "... la contribución más importante del RIA a la calidad de las decisiones no es la precisión de los cálculos utilizados, sino la acción de analizar-cuestionar, comprender los impactos en el mundo real y la exploración de los supuestos...".

El RIA comprende la identificación de una problemática y el establecimiento de objetivos relacionados con la solución al problema. Asimismo, involucra el análisis de distintas opciones para alcanzar los objetivos y el análisis de los distintos efectos de las mismas. El enfoque analítico que sigue el RIA busca identificar las distintas opciones de política que se puedan considerar para alcanzar los objetivos de una institución reguladora, incluyendo la opción de no intervención.

¹ Regulatory Policies in OECD Countries: From interventionism to Regulatory Governance, OECD (2002), p47.

2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

2.1 Elementos básicos sobre los parámetros de las inflexibilidades operativas

De acuerdo con los artículos 92², 96 y 97³ del Reglamento de la Ley de Concesiones (RLCE), las Generadoras tienen la obligación de entregar al Comité de Operación Económica del Sistema (COES), para propósito de programación de la operación del sistema (POS), información sobre las inflexibilidades operativas (en adelante “IO”) de sus unidades de generación.

Las IO se definen como la “*restricción operativa de una central o unidad de generación derivada de sus características estructurales de diseño*”.⁴ Las restricciones consideradas como IO son aquellas que se señalan en las fichas técnicas aprobadas por el COES e incluye a la Generación Mínima Técnica definida en la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NTCOTR), aprobada por Resolución Directoral N° 014-2005-DGE. Específicamente, las IO reconocidas son: i) tiempo de arranque (TA), ii) potencia mínima (PM), iii) tiempo mínimo de operación (TMO), y iv) tiempo mínimo entre arranques (TMA), las mismas que se incluirán en la propuesta del Procedimiento, y se definen a continuación (ver **Gráfico N° 1**):

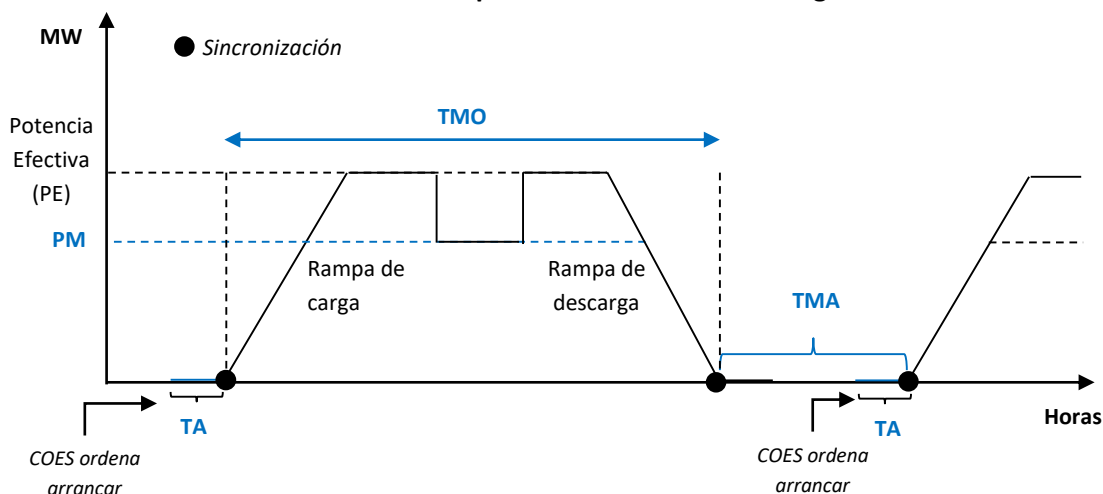
- 1) Tiempo de Arranque (TA):** Es el intervalo de tiempo, medido en horas, desde el inicio efectivo de la secuencia de arranque de la unidad de generación hasta que la unidad se pone en sincronismo con el sistema.
- 2) Potencia Mínima (PM):** Conforme a lo indicado en el ítem 16 del Anexo N° 1 de la NTCOTR, se refiere a la potencia mínima que puede generar una unidad en condiciones de operación normal.
- 3) Tiempo Mínimo de Operación (TMO):** Es el intervalo de tiempo, medido en horas, referida al tiempo mínimo que una unidad de generación debe operar en forma continua, desde el momento en que la unidad entra en sincronismo con el sistema hasta el momento en que sale de servicio.
- 4) Tiempo Mínimo entre Arranques (TMA):** Es el intervalo de tiempo, medido en horas referida al tiempo medido desde que la unidad de generación sale de servicio y la próxima vez que la unidad de generación se pone en sincronismo con el sistema.

² En el artículo 92 del RLCE se refiere a la operación en tiempo real de las unidades de generadoras y sistemas de transmisión, y que en este contexto se emitió, mediante Resolución Directoral N° 014-2005-EM-DGE, la Norma Técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados que en su numeral 1.4.5 señala que “*los Integrantes del Sistema están obligados a entregar al Coordinador con copia a la DOCOES, en los plazos que éste establezca, las características técnicas y los modelos matemáticos de sus equipos e instalaciones de acuerdo a los formatos que el Coordinador o la DOCOES señale. De ser el caso dicha información será sustentada con los ensayos pertinentes, y cada cuatro (4) años o cuando se realice alguna modificación y/o ampliación de equipos y/o instalaciones se realizarán ensayos para actualizar las características técnicas y los modelos matemáticos mencionados.*”

³ El texto sin modificación de los artículos 96 del RLCE señalaba que “*La información que se utilice para efectuar la programación de la operación, que se señala en el artículo siguiente, será actualizada con la periodicidad que establezca el Estatuto.*”; mientras que el artículo 97 señalaba “*Las empresas integrantes del COES entregarán a la Dirección de Operaciones, en los plazos a fijarse en el Estatuto, la siguiente información: ... d) operatividad y rendimiento de las unidades generadoras; ...*”

⁴ Mediante Resolución de Consejo Directivo del Osinergmin N° 245-2014-OS/CD, del 24 de noviembre de 2014, se incorporó la definición de “Inflexibilidad Operativa” al “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC” aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME.

Gráfico N° 1. Inflexibilidades operativas de una unidad de generación



Fuente: COES. Elaboración: Osinergmin.

Las IO de las unidades de generación, además de influir en el despacho de mínimo costo⁵, impactan en los costos operativos, los mismos que son recuperados mediante la transferencia de ingresos a los titulares de dichas unidades de generación. El criterio para determinar los costos asociados a las IO es que se *“debe garantizar que los Agentes involucrados en la operación recuperen sus costos variables totales”*⁶.

Inicialmente, el costo de las IO era asumido por los Generadores⁷, pero a partir de julio de 2016, con la aprobación del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad –MME–, aprobado por Decreto Supremo N° 026-2016-EM (en adelante, el Reglamento del MME), dicho costo sería asumido por los compradores en el MME. Los participantes compradores son los Generadores que retiran energía, los Distribuidores y los Grandes Usuarios. Efectivamente, en el artículo 7 del Reglamento del MME se señala que *“los Participantes compradores en el MME pagan los costos derivados de las IO en proporción a los Retiros efectuados”*.

En este contexto, por el impacto que las IO tienen en la POS y el monto a compensar por los compradores del MME, resulta relevante la necesidad de supervisar la información de los valores de los parámetros de las IO que reportan los Generadores al COES.

2.2 ¿Cuál es el marco regulatorio existente?

La obligación de presentar la información a ser utilizada en la POS, y en particular sobre los parámetros de las IO, se implementó a través del Procedimiento Técnico N° 20 del COES (“Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”, en adelante PR-20). Actualmente,

⁵ En la sección 5.3 del Informe Técnico N° 87-2017/MEM-DGE-DEPE, en referencia a las IO, se señala que *“al contar con información de parámetros técnicos que no se ajusten a la realidad, o que introduzcan inflexibilidades innecesarias no contribuye a efectuar una operación al mínimo costo que es uno de los aspectos fundamentales que se establecen en la Ley N° 28832.”*

⁶ Numeral 7.1 del DS N° 026-2016-EM.

⁷ Numeral 8.1.6. del Procedimiento Técnico COES PR 10 “Valorización de las Transferencias de Energía Activa entre los Generadores Integrantes del COES”, aprobado mediante Resolución N° 142-2014-OS/CD. Enlace: <https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>

en dicho procedimiento se establece que los titulares de las unidades de generación deben de informar al COES las características técnicas (incluido las IO) de acuerdo a lo especificado en las fichas técnicas, como parte de los requisitos para obtener el Certificado de Operación Comercial.⁸

De manera resumida y tal como se ilustra en el **Anexo 1**, el PR-20 establece que los titulares de las unidades de generación⁹ presentan al COES, entre otros¹⁰, información sobre los parámetros de las inflexibilidades operativas; de acuerdo las fichas técnicas establecidas en el PR-20 del COES¹¹ en el caso de las IO. El COES¹² es el responsable de la verificación de la presentación de las fichas técnicas.

Posteriormente, siguiendo el PR-20, el COES verifica el “cumplimiento de requisitos y el levantamiento de observación”¹³, que en caso de cumplir, se le otorga¹⁴ el Certificado de Operación Comercial. Asimismo, se señala que el COES podrá disponer la cancelación de la Operación Comercial de la unidad o central de generación cuando la documentación y/o información remitida por la empresa titular sea incorrecta¹⁵ o “la empresa titular no realice las pruebas de potencia efectiva y rendimiento en los plazos establecidos”.

En relación a la vigencia de la información de las IO, el PR-20 establece que ésta tendrá un “periodo mínimo de vigencia de 4 años” y “podrá ser modificada antes de este plazo únicamente cuando la unidad de generación entre en servicio después de un mantenimiento mayor (*overhaul*) o de una repotenciación, o después de una conversión a ciclo combinado, o en general cuando las premisas técnicas que sustentan dichas IO varíen en forma relevante”. Asimismo, señala que “los integrantes estarán obligados a informar al COES cualquier cambio que modifique dichas IO”.¹⁶

Asimismo, el PR-20 menciona que el COES podrá disponer la suspensión de la Operación Comercial de la unidad de generación cuando la documentación y/o información remitida por la empresa titular sea incorrecta y/o la empresa titular no realice las pruebas de potencia efectiva y rendimiento en los plazos establecidos. La suspensión concluirá cuando la empresa titular remita la información veraz o correcta, o realice las pruebas de potencia efectiva y rendimiento.

⁸ De acuerdo al numeral 12 del PR-20. Enlace:

<https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>

⁹ Tanto para las unidades de generación existentes como nuevas. En efecto las titulares de las nuevas unidades de generación presentarán la información descrita en el Anexo 5; mientras que los titulares de las unidades de generación existentes presentarán la información descrita en los numerales 4.4, 4.6, 4.7, 4.8, 4.9 y 4.12 del Anexo 4.

¹⁰ Al respecto, la información requerida mediante las fichas técnicas del Anexo A del PR-20 comprende información sobre: los datos de la central (Número de unidades de generación, tipo de central, potencia efectiva de la central en MW, etc.), datos de las unidades de generación (Datos de placa, de pruebas de fábrica, etc.), entre otros.

¹¹ Fichas técnicas del Anexo A del PR-20.

¹² Numerales 6.1.2 y 12.1 del PR-20.

¹³ De acuerdo al numeral 12.4 del PR-20.

¹⁴ Ídem.

¹⁵ El numeral 12.5 del PR-20.

¹⁶ Numeral 12.1 del PR-20.

En cuanto a la supervisión de las IO, esta función se encuentra asignada al Osinergmin y se ejerce de forma posterior a la remisión del Certificado de Operación Comercial, según lo establecido en el numeral 12.4 del PR-20.¹⁷ Sin embargo, a la fecha, no existe un adecuado procedimiento de supervisión y/o fiscalización de las IO.

En este contexto, el Decreto Supremo N° 040-2017-EM introdujo modificaciones y disposiciones en relación a las IO (ver **Ilustración N° 1**). Las modificaciones y disposiciones más relevantes son las siguientes:

a) Artículo 96

- La información de las unidades de generación correspondiente a: i) tiempo de arranque, ii) potencia mínima, iii) tiempo mínimo de operación y iv) tiempo mínimo entre arranques, a ser usada en la programación de la operación, así como cualquier otra de naturaleza similar que implique una IO de la unidad, será entregada con el respectivo sustento técnico al COES y a Osinergmin, pudiendo este último disponer las acciones de supervisión y/o fiscalización correspondiente.
- De no remitir el Generador la información señalada anteriormente, o si Osinergmin determina su inconsistencia, las IO del Generador serán comunicadas por Osinergmin al COES, sin perjuicio de las acciones legales que correspondan.
- En los casos que estime pertinente Osinergmin, podrá solicitar la opinión sustentada del COES a los valores propuestos por el Generador.

b) Artículo 7

- La regulación sobre IO debe garantizar que los Agentes involucrados en la operación recuperen sus costos variables totales.
- Los Participantes compradores en el MME pagan los costos derivados de las IO en proporción a los Retiros efectuados.
- Para ser consideradas en el MME las IO deben cumplir lo dispuesto en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- En caso exista negativa a operar una unidad de generación alegando restricciones técnicas que no hayan sido entregadas conforme a lo señalado en el numeral anterior, el COES informa dicho incumplimiento a Osinergmin para que inicie el procedimiento sancionador correspondiente e imponga las multas que resulten aplicables.”

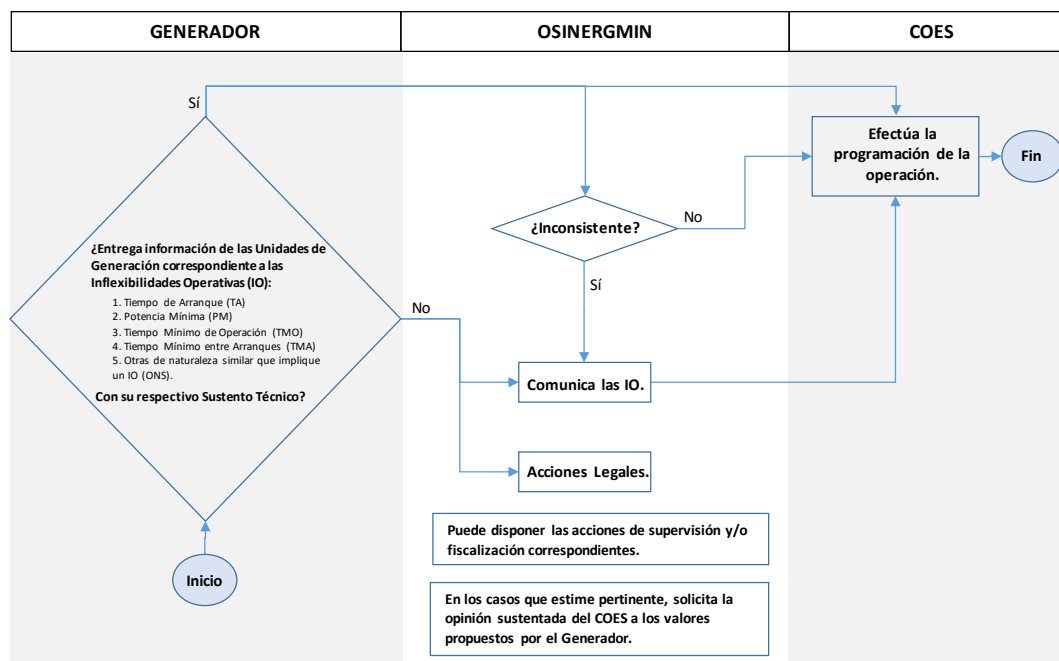
c) Disposiciones complementarias transitorias

- En un plazo de 15 días calendarios contados a partir de la entrada en vigencia de la presente norma, los Generadores del SEIN entregan al COES y a Osinergmin, la información a que se refiere el segundo párrafo del artículo 96 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM.

¹⁷ Según el numeral 12.4 del PR20, “Luego de verificado el cumplimiento de los requisitos y el levantamiento de observaciones, el COES emitirá el Certificado de Inicio de Operación Comercial de la unidad o central de generación, cuya fecha de Inicio de Operación Comercial será posterior a la emisión de este certificado. Una copia del Certificado de Inicio de Operación Comercial de la unidad o central de generación, será remitida al OSINERGMIN, para sus fines de supervisión, en la misma fecha que al Titular del Proyecto.”

- Osinergmin aprueba el procedimiento para la aplicación de lo dispuesto en el segundo párrafo del artículo 96 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Éste punto es el motivo por el que se elabora la presente propuesta con la finalidad de encontrar la mejor opción del procedimiento.

Ilustración N° 1. Proceso de verificación de las IO de acuerdo al D.S. N° 040-2017-EM



Fuente: DS N° 040-2017-EM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

2.3 ¿Cuál es la evidencia acerca de la naturaleza del problema?

1) Compensaciones por Inflexibilidades Operativas (IO)

El costo de las IO, que se traducen por ejemplo en mayores costos de combustibles, es asumido en pagos mensuales por los compradores en el MME, compuesto por los generadores, distribuidores y grandes usuarios, en la proporción a los retiros efectuados¹⁸ dentro del mes en evaluación.

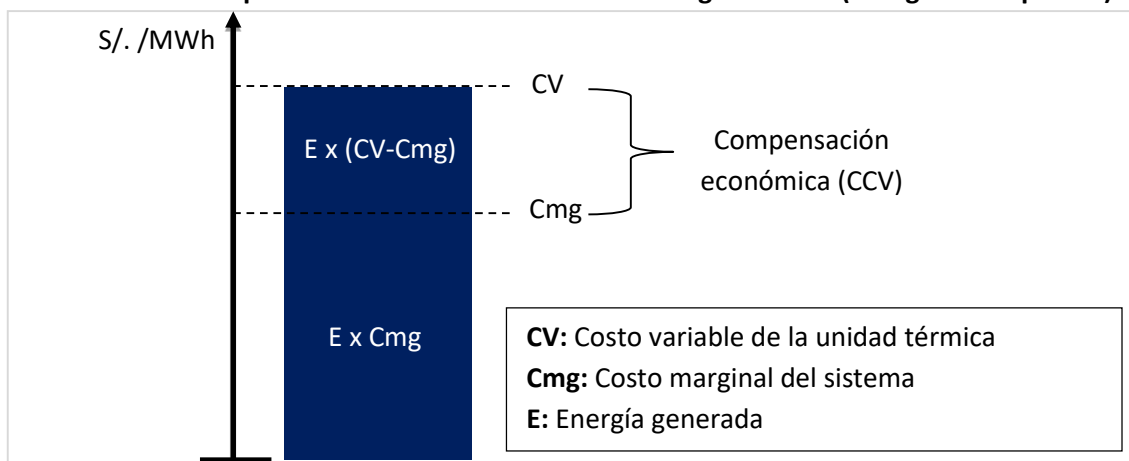
Los costos operativos adicionales producto de las IO en los que incurren las unidades de generación se encuentran establecidos en el PR-33 "Compensaciones de Costos Operativos Adicionales de las Unidades de Generación Térmica", y son los siguientes:

- **Costos de arranque – parada y de baja eficiencia en Rampas Incremento y Disminución de Generación (CCbef).** Comprende los costos por consumo de combustible dentro del proceso de arranque-parada y de baja eficiencia en las Rampas de Incremento y Disminución de generación.

¹⁸ Artículo 7.2 del DS N° 026-2016-EM.

- **Compensación por el Costo de mantenimiento por arranque-parada (CCMarr)**
- **Costo por Consumos de Combustibles Adicionales en las Rampas de Incremento y Disminución de Generación (CCCadíc).** Se refieren a los costos por consumo de combustible dentro de la rampa de carga a partir de la generación mínima técnica hasta la potencia efectiva.
- **Compensación de Costos Variables de Unidades de Generación no Cubiertos por el Costo Marginal de Corto Plazo (CCV).** Comprende los costos variables no cubiertos de una unidad de generación, ya que a pesar de que sus costos variables son mayores que los costos marginales, esta unidad tienen que seguir operando a su potencia mínima hasta que culmine su TMO. En ese sentido, mayores valores de TMO conllevaran a mayores compensaciones económicas por CCV. Una ilustración del CVV se muestra en el **Gráfico N° 2.**

Gráfico N° 2. Compensación de CVV de las unidades de generación (energía a compensar)

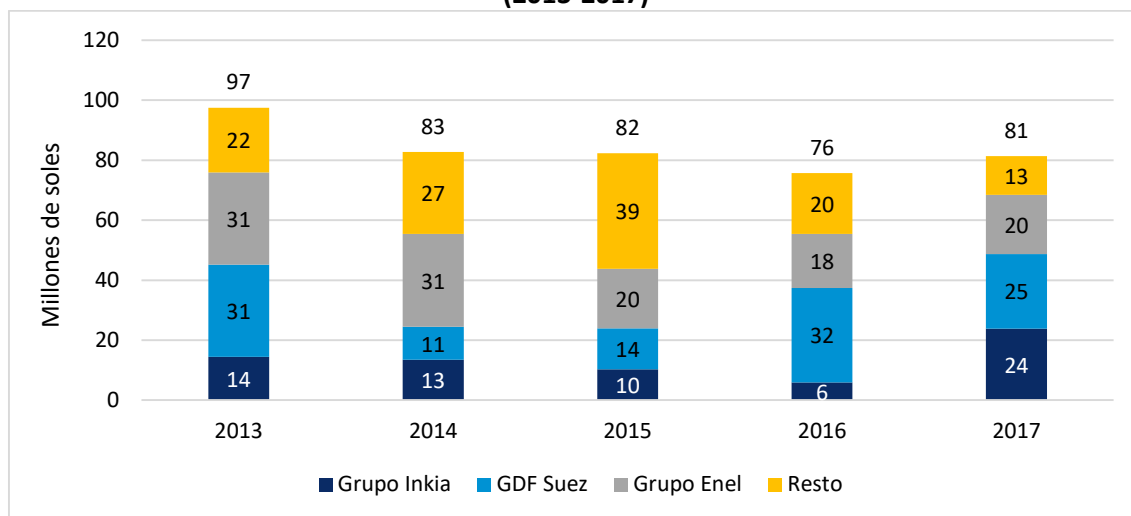


Fuente: Coes. Elaboración: Osinergmin.

2) Importantes montos por compensación por operación a mínima carga

La compensación anual por operación a mínima carga fluctuó entre 97 y 76 millones de soles entre el 2013 y 2017 (ver **Gráfico N° 3**). Asimismo, el 71%, en promedio, del total del monto por compensaciones para dicho periodo perteneció a tres Grupos (Inkia, GDF Suez y Enel). Finalmente, el 2017, la compensación ascendió a 81 millones de soles; de los cuales, el 84% del total perteneció a los tres grupos mencionados.

Gráfico N° 3. Compensación por operación a mínima carga, por grupos de Generadoras (2013-2017)

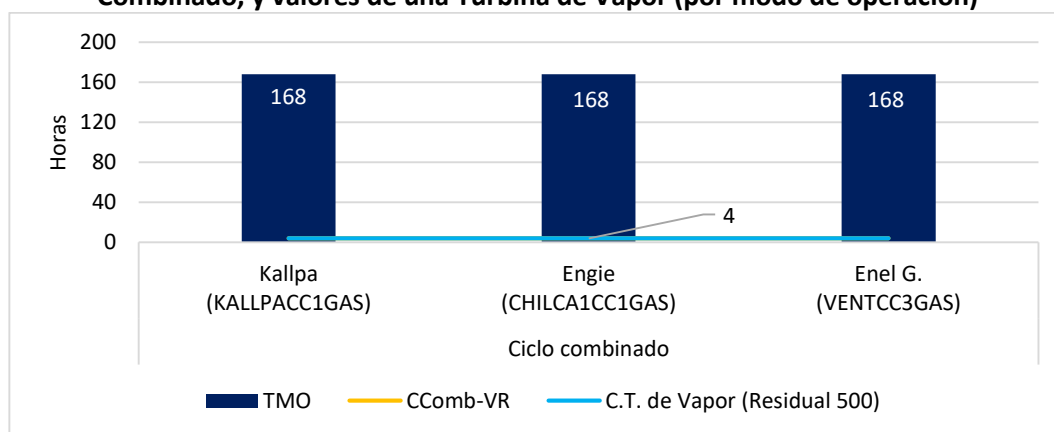


Fuente: COES. Elaboración: Osinergmin.

3) Declaraciones de IO por encima de los valores referenciales a nivel mundial

Los valores de las IO declarados para unidades de generación de cierto tipo de tecnología son más de 40 veces los parámetros de las IO aprobados por la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC).¹⁹ El **Gráfico N° 4** muestra que el TMO declarado por Generadores de algunas unidades de ciclo combinado es de 168 horas, el cual es bastante mayor que el valor de 4 horas aprobado por la FERC para unidades de la misma tecnología. Asimismo, el **Gráfico N° 4** muestra que los valores declarados del TMO para las unidades de ciclo combinado supera ampliamente a los valores de las unidades de vapor, que consumen combustible residual caracterizadas por una alta IO (superior que las unidades de ciclo combinado).

Gráfico N° 4. TMO declarado y valores referenciales de unidades de generación de Ciclo Combinado, y valores de una Turbina de Vapor (por modo de operación)



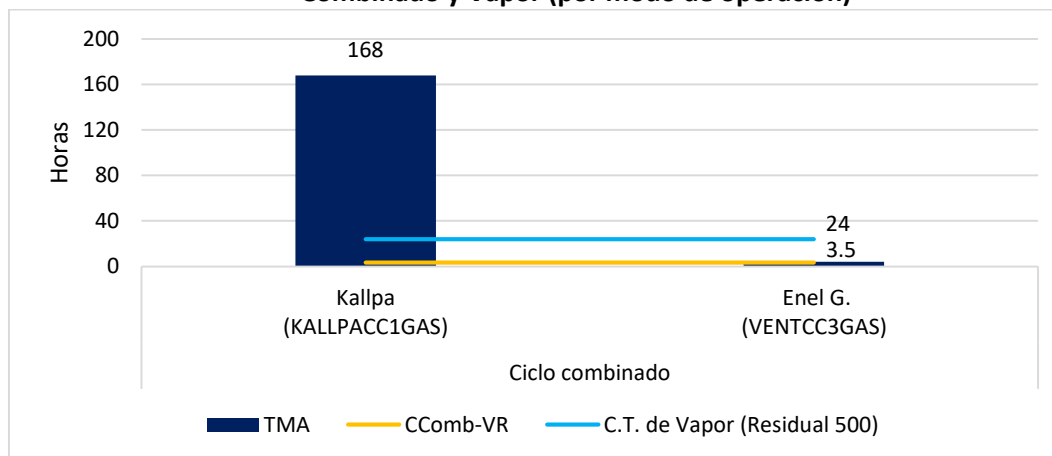
Nota: El valor del TMO de la unidad térmica de vapor fue tomado de la C.T. San Nicolás de la empresa SHOUGESA, del turbogenerador TV1 que consume combustible Residual 500.

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/FichaTecnica/FichaTecnica/>. Elaboración: Osinergmin

¹⁹ Federal Energy Regulatory Commission (FERC), <https://www.ferc.gov/>

De igual forma, en cuanto al TMA se han declarado valores mayores a los referenciales de las unidades de generación de ciclo combinado, aunque de forma menos generalizada (ver **Gráfico N° 5**). Asimismo, los valores declarados por los Generadores para las unidades de ciclo combinado son ampliamente superiores a las de vapor que consume combustible residual y que están caracterizadas por una alta IO (superior que las unidades de ciclo combinado).

Gráfico N° 5. TMA declarado y valores referenciales de las unidades de generación de Ciclo Combinado y Vapor (por modo de operación)



Nota: El valor del TMO de la unidad térmica de vapor fue tomado de la C.T. San Nicolás de la empresa SHOUGESA, del turbogenerador TV1 que consume combustible Residual 500.

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/FichaTecnica/FichaTecnica/>. Elaboración: Osinergmin.

2.4 Análisis de las causas, efectos e identificación problema

Como consecuencia de la situación antes descrita y debido a la asimetría de información para determinar los parámetros de las IO, el **problema identificado** es:

- Alto riesgo de no detectar oportunamente que los Generadores presenten valores de los parámetros de las IO de sus unidades de generación diferentes que a sus valores reales.

Las principales **causas** del problema identificado son:

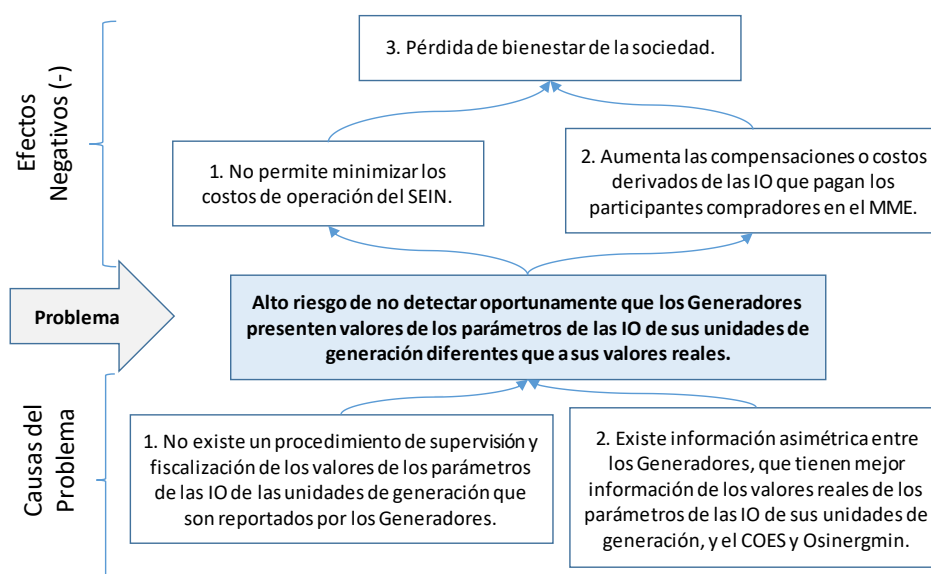
1. No existe un procedimiento de supervisión y fiscalización de los valores de los parámetros de las IO de las unidades de generación que son reportados por los Generadores.
2. Existe información asimétrica entre los Generadores, que tienen mejor información de los valores reales de los parámetros de las IO de sus unidades de generación, y el COES y Osinergmin.

Asimismo, cuando se materializa el problema identificado –y hay indicios de que se ha materializado– genera un inapropiado funcionamiento del SEIN, cuyos **efectos** son los siguientes:

1. No permite minimizar los costos de operación del SEIN. Es decir, existe distorsión de los criterios de despacho económico de las unidades de generación eléctricas, ya que las IO reportadas más allá de sus valores reales hacen que unidades de generación de menor costo de producción no ingresen a despachar energía. Producto de esta situación se genera una variación del precio spot y un uso ineficiente de los recursos.
2. Aumenta las compensaciones o costos derivados de las IO que pagan los participantes compradores en el MME. Es decir, hay un incremento en las compensaciones por el reconocimiento de las IO más allá de lo estrictamente necesario que está asociado a los valores de las IO reales de las unidades de generación. Debido a que esta compensación va a ser pagada por los participantes compradores en el MME en proporción a los retiros efectuados.
3. Pérdida de bienestar de la sociedad. Es decir, generaría controversias entre los Generadores, lo cual significará asignación de recursos que pueden ser reasignados a otras actividades productivas, y alteración de los precios de energía eléctrica afectando a los usuarios.

La **Ilustración N° 2** presenta el árbol del problema identificado, el cual resume sus causas y efectos negativos referido al alto riesgo de que los Generadores declaren al COES y Osinergmin valores de los parámetros de las IO de sus unidades de generación muy diferente a sus valores reales.

Ilustración N° 2. Árbol del Problema identificado



Fuentes: COES y GSE-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

3. OBJETIVOS

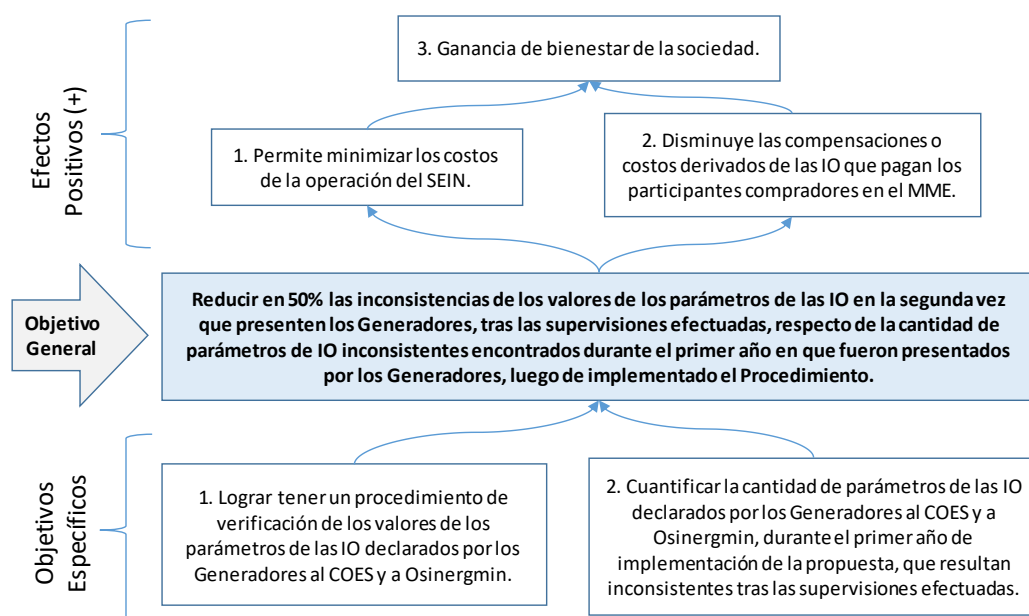
3.1 Objetivo general

- Reducir en 50% las inconsistencias de los valores de los parámetros de las IO en la segunda vez que presenten los Generadores,²⁰ tras las supervisiones efectuadas, respecto de la cantidad de parámetros de IO inconsistentes encontrados durante el primer año en que fueron presentados por los Generadores, luego de implementado el Procedimiento (ver la **Ilustración N° 3**).

3.2 Objetivos específicos

- Disponer de un procedimiento de verificación de los valores de los parámetros de las IO declarados por los Generadores al COES y a Osinergmin.
- Cuantificar la cantidad de parámetros de las IO declarados por los Generadores al COES y a Osinergmin, durante el primer año de implementación de la propuesta, que resultan inconsistentes tras las supervisiones efectuadas.

Ilustración N° 3. Árbol del Objetivo



Fuentes: COES y GSE-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

4. OPCIONES DE POLÍTICA

Como se mencionó anteriormente, en el Decreto Supremo N° 040-2017-EM se establece que los generadores entregarán, tanto al COES como a Osinergmin, información sobre las IO de sus

²⁰ De acuerdo al PR-20 del COES, numeral 12.1: luego de los 4 años de vigencia de los valores de las IO o cuando las premisas técnicas que sustentan la IO varíen en forma relevante.

unidades de generación, con su respectivo Informe de Sustento Técnico. Asimismo, se señala que cuando la unidad de generación no remita la información correspondiente o el Osinergmin determine que la información remitida por la empresa operadora es inconsistente, las IO serán comunicadas por Osinergmin al COES.

Sobre la base de estos grandes lineamientos establecidos en el DS N° 040-2017-EM, a continuación, se plantean diferentes propuestas de procedimientos para la supervisión y/o fiscalización de la verificación de los valores de las inflexibilidades operativas reportados por los titulares de las unidades de generación.

4.1 Opción 1: Supervisión del regulador en base a valores referenciales

Las principales características de esta opción de supervisión son las siguientes:

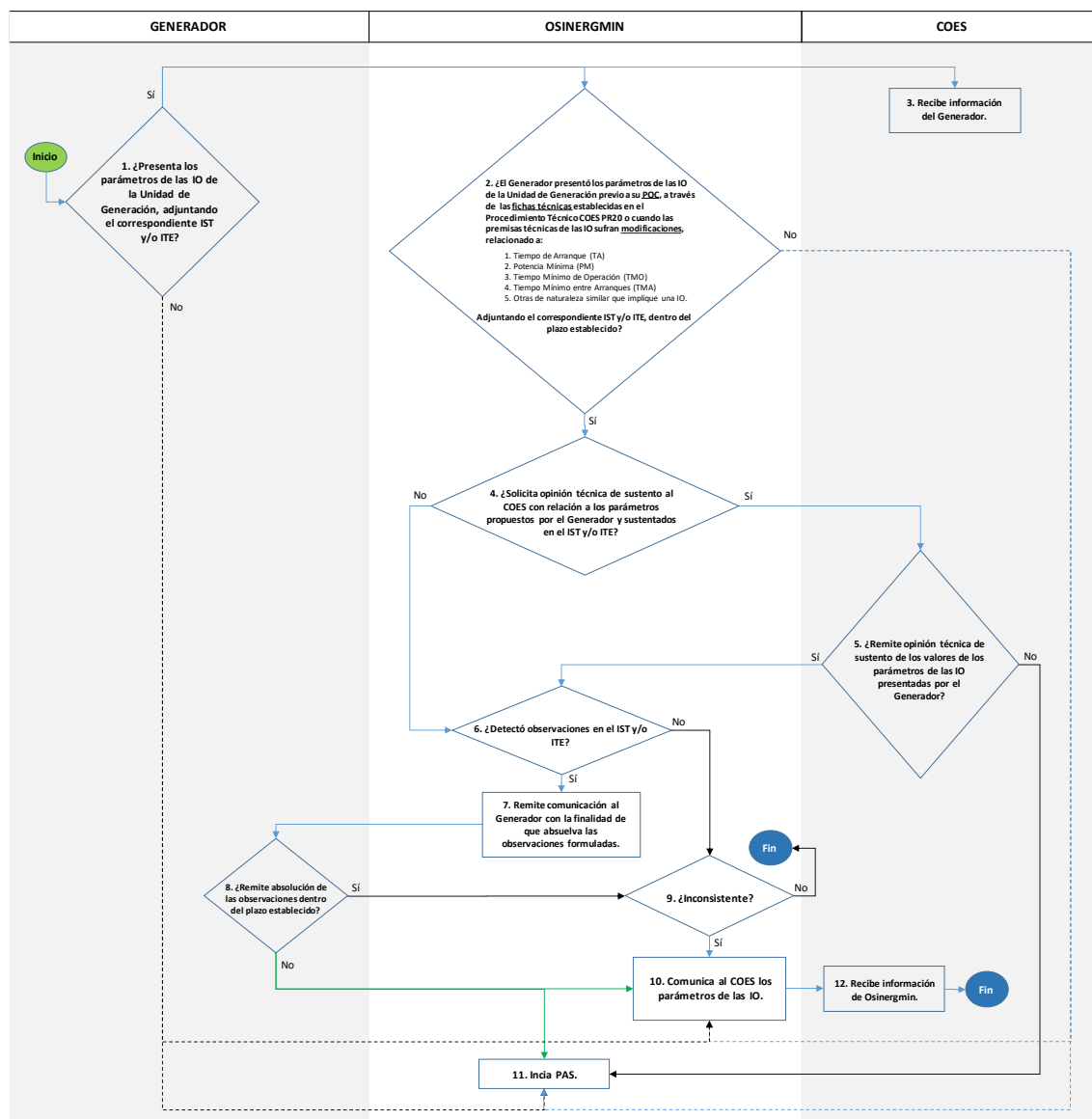
- Osinergmin establece las obligaciones y los lineamientos de los sustentos técnicos de los valores de las IO que debe presentar el Generador al COES y a Osinergmin. Dadas las características de las IO, hay dos tipos de sustento técnico: el Informe de Sustento Técnico (IST), aplicable para la sustentación del Tiempo Mínimo de Arranque, Tiempo Mínimo entre Arranque y Tiempo Mínimo de Operación, y el Informe Técnico de Ensayos (ITE), aplicable para la sustentación de la Potencia Mínima.
- Los Generadores envían los valores de los parámetros de las IO sustentados con el IST y/o ITE materia de supervisión.
- El nivel de análisis requerido de los IST depende de la diferencia entre los valores reportados y los valores referenciales de la IO. Las desviaciones en los parámetros de las IO que excedan el más o menos 10% respecto de los parámetros referenciales, requieren un sustento técnico más riguroso y detallado.
- Los valores adoptados como referencia, son los aprobados por la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC)²¹ clasificados por tecnología, los cuales se encuentran especificados en el documento “*Unit-Specific Minimum Operating Parameters for Capacity Performance and Base Capacity Resources*” (actualizado el 9/16/2016), que aplica PJM²² para la gestión de su mercado eléctrico.
- Osinergmin verifica que el Generador presentó, dentro del plazo establecido, los valores de los parámetros de las IO con el nivel de sustento especificado en el procedimiento para el IST y/o ITE. Si el Generador no cumple con esta obligación: (i) Osinergmin comunica al COES los valores adoptados como referencia de los parámetros de las IO y (ii) inicia un procedimiento administrativo sancionador (PAS).
- Si el Generador cumple con la obligación mencionada en el párrafo anterior, Osinergmin analiza si hay observaciones, para lo cual puede pedir opinión técnica al COES y, en su caso, solicitar al Generador la subsanación.
- Con la información recibida, Osinergmin determina la inconsistencia. Si son inconsistentes, Osinergmin comunica los valores de los parámetros de las IO al COES. Si no son inconsistentes, Osinergmin concluye su proceso de supervisión y/o fiscalización.
- Osinergmin establece la tipificación de las infracciones.

²¹ Federal Energy Regulatory Commission (FERC): <https://www.ferc.gov>

²² PJM (www.pjm.com) es una organización privada de Estados Unidos encargada de la operación del sistema y el mercado eléctrico, correspondiente al sistema eléctrico de transporte que conecta Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el distrito de Columbia.

- El flujo de proceso para la supervisión de las IO, comprende las acciones que se muestran en la **Ilustración N° 4**.

Ilustración N° 4. Procedimiento de verificación de los valores de los parámetros de las Inflexibilidades Operativas presentado por los Generadores al COES y a Osinergmin



Elaboración: GPAE-Osinergmin.

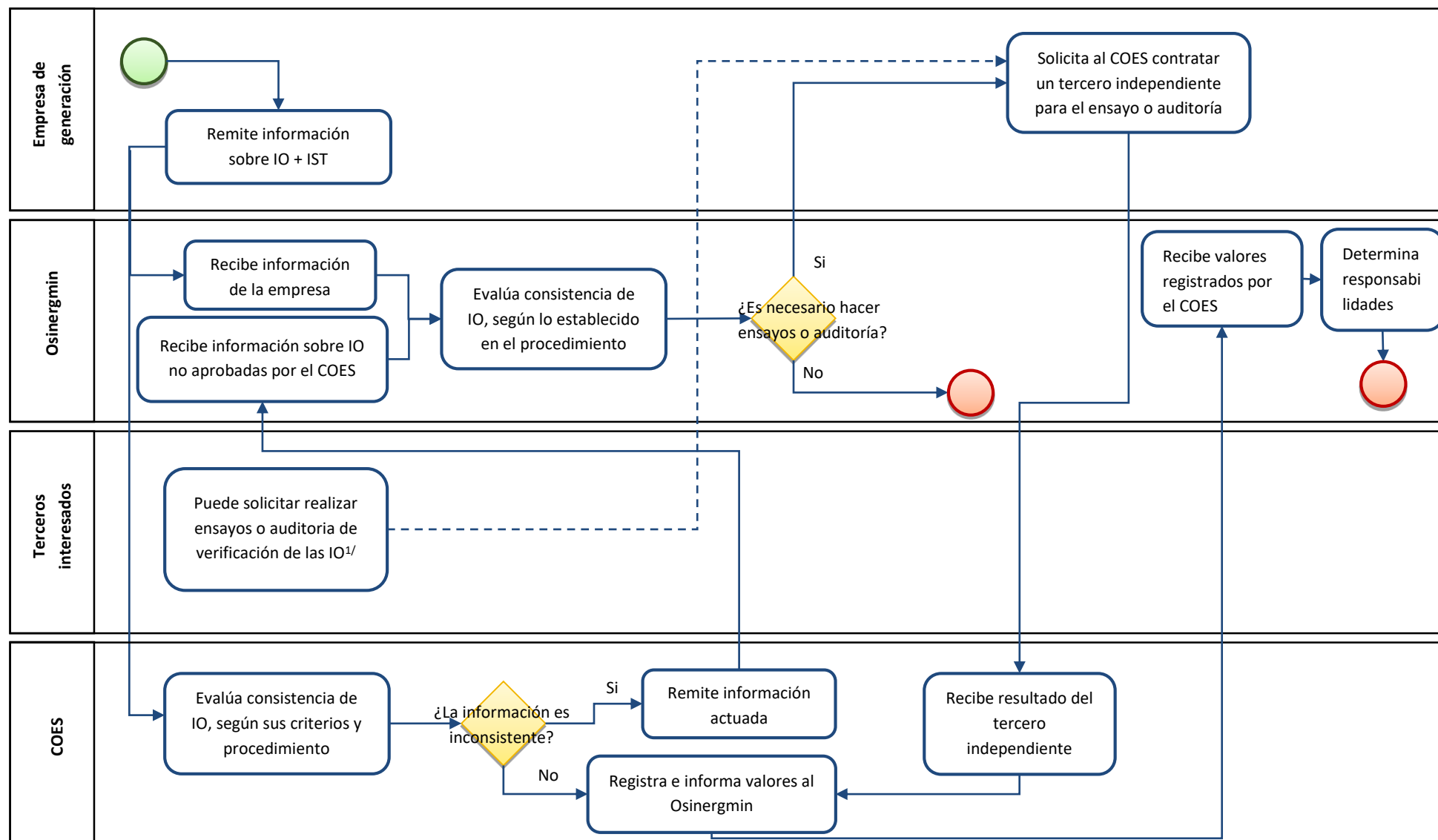
4.2 Opción 2: Supervisión en base a auditoria o ensayos de un tercero independiente

Las principales características de esta opción de supervisión, basado en el modelo de Colombia, son las siguientes:

- Osinergmin emite lineamientos para elaborar los Informes de sustento. Hay dos tipos de informes: el Informe de Sustento Técnico (aplicable para la sustentación del Tiempo Mínimo de Arranque, Tiempo Mínimo entre Arranque y Tiempo Mínimo de Operación) y el Informe Final de los Ensayos (aplicable para la sustentación de la Potencia Mínima).

- Osinergmin establece la tipificación de las infracciones con sus respectivas escalas de sanciones.
- El flujo de procesos para la supervisión de las IO comprende las siguientes acciones (ver **Ilustración N° 5**):
 1. La empresa remite información de las IO y el Informe Técnico de Sustento (IST) al COES y Osinergmin. La presentación de la información se da en dos momentos. Antes de la Puesta en Operación Comercial y cuando hay causal de modificación de la IO.
 2. El COES revisa y evalúa la información en base a sus criterios y procedimientos. En caso tenga observaciones, las remite a la empresa; caso contrario, aprueba la IO y/o modifica las fichas técnicas, para posteriormente registrar los valores de la IO y remitir toda la información que sustenta la aprobación al Osinergmin. En caso persistan las observaciones, el COES remitirá al Osinergmin toda la información actuada sobre la unidad de generación bajo análisis.
 3. Posteriormente, el Osinergmin, para cada unidad de generación, realizará la supervisión utilizando la información que recibe de la empresa y del COES. Si Osinergmin, en base a los valores referenciales, detecta que el IST presenta valores diferentes a los referenciales sin dar el sustento adecuado, podrá solicitar la realización de auditoría o ensayos por un tercero independiente, cuyo costo será asumido por el titular. Asimismo, un tercero interesado (participantes del mercado mayorista), podrá solicitar la realización de auditorías o ensayos que verifiquen el valor de los parámetros de las IO.
 4. El auditor o experto técnico lo selecciona el COES mediante licitación, en la cual participan las empresas acreditadas ante Osinergmin.
 5. No se podrán solicitar más de dos pruebas para una misma unidad de generación cada año, excepto cuando el Generador falle en las dos primeras pruebas.
 6. En caso se verifique diferencias entre el valor de la IO resultante de las pruebas y los valores declarados, los valores definitivos que se tome serán los resultantes de las pruebas.
 7. En el caso que la solicitud sea presentada por un tercero interesado, si no hay diferencia entre los valores obtenidos por el auditor y lo reportado por la empresa, el que solicita la realización de pruebas o ensayos asumirá el costo del auditor, caso contrario lo asumirá la empresa titular de la unidad de generación. Asimismo, la solicitud se realizará de forma posterior al registro de los valores de IO por parte del COES.
 8. Finalmente, el Osinergmin determinará las responsabilidades e impondrá sanciones en caso corresponda.

Ilustración N° 5. Procedimiento de supervisión de los parámetros de IO en base a un auditor independiente



Nota:

1/ La solicitud se realizará de forma posterior al registro de los valores de IO por parte del COES.

Fuente: CREG-Colombia. Elaboración: Osinergmin

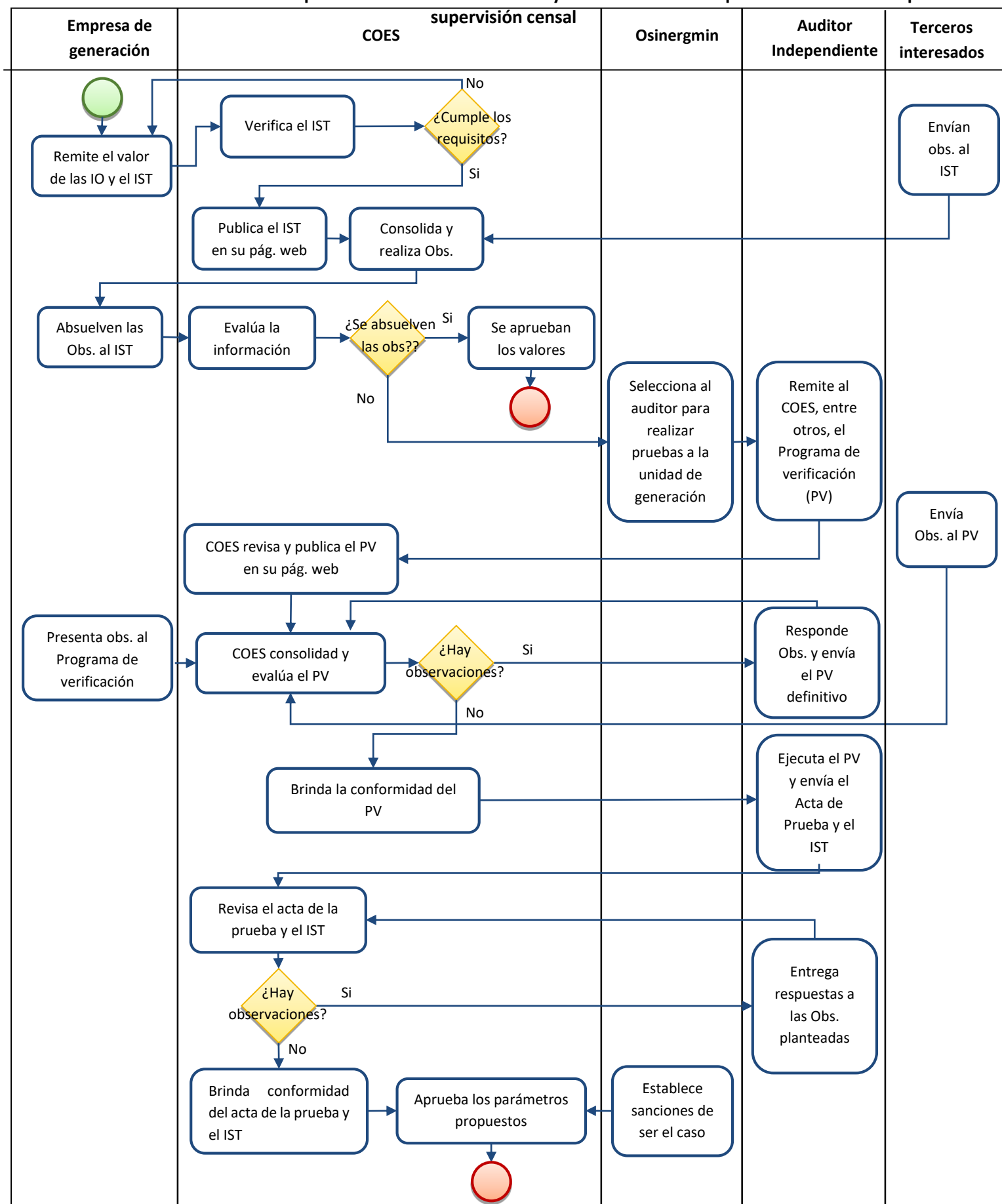
4.3 Opción 3: Supervisión en base a autorregulación y auditor independiente

Las principales características de esta opción de supervisión, basado en el modelo de Chile, son las siguientes:

- Osinergmin emite lineamientos para elaborar los Informes de sustento. Hay dos tipos de informes: el Informe de Sustento Técnico (aplicable para la sustentación del Tiempo Mínimo de Arranque, Tiempo Mínimo entre Arranque y Tiempo Mínimo de Operación) y el Informe Final de los Ensayos (aplicable para la sustentación de la Potencia Mínima).
- Osinergmin establece la tipificación de las infracciones con sus respectivas escalas de sanciones.
- El flujo de procesos para la supervisión de las IO comprende las siguientes acciones (ver **Ilustración N° 6**):
 1. La empresa remite el valor de las IO y su respectivo Informe de Sustento Técnico (IST) de las IO, tanto al COES como a Osinergmin. La presentación de la información se da en dos momentos. Antes de la Puesta en Operación Comercial y cuando hay causal de modificación de las IO.
 2. El COES, luego de verificar que la solicitud cumple con todos los requisitos de admisibilidad, publica en su portal Web el IST para que terceros interesados, incluido Osinergmin, puedan realizar observaciones. El COES consolida las observaciones y emite las propias, y las remite al titular de la unidad de generación para que las absuelva. En el caso que, a criterio del COES, las observaciones se absuelvan a satisfacción, aprueba los valores; caso contrario, el COES inicia el proceso para realizar ensayos a la unidad de generación mediante la contratación de un auditor independiente. El COES deberá elaborar un procedimiento técnico referido a estos ensayos.
 3. Osinergmin realizará la supervisión de la consistencia de la información de las IO, que remitirá como observaciones señalado en el numeral anterior, en base a los valores referenciales que apruebe y, en caso se disponga de información, en función de los registros de operación real disponibles. Osinergmin podrá solicitar información al COES o empresas.
 4. Osinergmin selecciona, de una lista propia complementada con una lista propuesta por el titular de la unidad de generación, el auditor independiente.
 5. El auditor independiente remite al COES, entre otros, el Programa de Verificación de las IO. El COES lo revisa y lo publica en la Web para que terceros interesados puedan realizar observaciones. El COES consolida las observaciones y las remite al auditor independiente seleccionado para que las absuelva. En el caso que, a criterio del COES, las observaciones se absuelvan a satisfacción, se aprueba el Programa de Verificación.
 6. El auditor independiente ejecuta el Programa de Verificación aprobado y remite al COES el acta de prueba y el Informe Técnico de Sustento.

7. El COES revisa el acta de la prueba y el IST, y realiza observaciones correspondientes, las cuales son remitidas al consultor para su absolución. El COES da conformidad al acta de prueba y al Informe Técnico de Sustento. Los valores de las IO resultantes son aprobados y remitidos al Osinergmin y al titular de la unidad de generación.
8. Posteriormente, el Osinergmin determinará las responsabilidades e impondrá sanciones en caso corresponda.
9. Finalmente, en caso de no remitir el titular de la empresa de generación la información de IO (valor de las IO + IST), o si el Osinergmin, determina su inconsistencia, las IO del Generador serán comunicadas por el Osinergmin al COES, sin perjuicio de las acciones legales que correspondan. Para ello, el Osinergmin utilizará los valores referenciales que apruebe.

Ilustración N° 6. Procedimiento del procedimiento de información y actualización de los parámetros de IO - Propuesta de



5. EVALUACIÓN DE LAS OPCIONES DE POLÍTICA

En esta sección, se evalúan, desde un enfoque cualitativo, los principales efectos de las opciones de política propuestas. No fue posible cuantificar los beneficios y costos de cada una de las propuestas debido a la complejidad e incertidumbre asociada a cada una de las variables a analizar en el despacho económico.

Los criterios cualitativos considerados para la evaluación de las opciones de política son los siguientes:

- **Viabilidad técnica de implementación**, entendiéndose con este criterio a la factibilidad técnica de implementar la opción de política bajo análisis.
- **Compatibilidad con el marco normativo**; es decir, que el procedimiento guarde los criterios y grandes lineamientos establecidos en el marco normativo vigente.
- **Efectividad de la intervención**; es decir, la capacidad de la opción de política para alcanzar el objetivo de generar los incentivos para que los titulares de las unidades de generación presenten los valores reales de las IO.
- **Duración del plazo de la intervención**; es decir, el tiempo que transcurre desde que el titular de la unidad de generación remite al COES y Osinergmin la información de las IO, con su respectivo Informe de Sustento Técnico, hasta que se aprueba el valor de los parámetros técnicos.
- **Costos – eficacia de la intervención**; es decir, que los titulares de las unidades de generación incurran en costos mínimos para implementar las acciones necesarias para cumplir con el procedimiento de supervisión de IO.
- **Simplicidad regulatoria**; es decir, reducir al mínimo las actividades de administración, coordinación u otras que complique de manera innecesaria el desarrollo de las acciones señaladas en el procedimiento de supervisión.

Para la evaluación de cada criterio, se va a utilizar la siguiente tabla.

Cuadro N° 1						
Escala de criterios de evaluación						
-3	-2	-1	0	1	2	3
Alto costo respecto al escenario base	Moderado costo respecto al escenario base	Bajo costo respecto al escenario base	No presenta cambio sustancial respecto al escenario base	Bajo beneficio respecto al escenario base	Moderado beneficio respecto al escenario base	Alto beneficio respecto al escenario base

La evaluación que se realiza a continuación para cada uno de los parámetros, se basa en la opinión y experiencia del equipo técnico de la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin.

5.1 Viabilidad técnica de implementación y compatibilidad con el marco normativo

Las tres opciones de política propuestas cumplen con el criterio de viabilidad técnica de implementación, ya que cada una de ellas viene siendo aplicadas en otros países. La opción 1 se basa en la forma de supervisión que se aplica en México, la opción 2 se basa en el proceso de supervisión que se aplica en Colombia y, finalmente, la opción 3 se basa en el modelo de supervisión y definición de las IO aplicable en Chile.

Asimismo, respecto al criterio de compatibilidad con el marco normativo vigente, las tres opciones de política propuestas fueron adaptadas, de los modelos aplicables en los otros países, para que cumplan con los criterios y lineamientos establecidos en el Decreto Supremo N° 040-2017-EM.

5.2 Efectividad de la intervención

En relación a la capacidad de las opciones de política para alcanzar el objetivo de generar los incentivos para que los titulares de las unidades de generación presenten los valores reales de las IO, ésta es diferente entre las mismas. En el caso de la opción 1, se espera que el incentivo que enfrentarían los titulares de las unidades de generación es alto, debido a que se introduce un mayor grado de regulación y Osinergmin tendrá un mayor control de todas las actividades del proceso.

En el caso de la opción 2, el incentivo que enfrenta el generador es algo más que moderado ya que, además del mismo esquema de supervisión descrito en la opción 1, algún tercero interesado puede presentar observaciones a la información sobre IO e inclusive se puede solicitar la participación de un auditor para que realice auditorías o ensayos, todo lo cual reduce la asimetría de información y daría mayor incentivo al generador a reportar valores razonables.

Finalmente, para el caso de la opción 3, el incentivo que enfrenta el titular de generación es bajo, ya que, sobre la base de la experiencia de la supervisión técnica, se aprecia una insuficiente autorregulación del mercado, y una muy escasa participación del COES en la mitigación de las asimetrías de la información de las IO observadas, registrándose discrepancias entre los agentes, las cuales no se han solventado en su correspondiente instancia, además de su escasa existencia de auditores independientes en el medio para realizar las auditorías y/o ensayos a fin de determinar los valores finales de IO.

5.3 Duración del plazo de la intervención

En relación al tiempo que transcurre desde que el titular de la unidad de generación remite al COES y Osinergmin la información de las IO (con su respectivo Informe de Sustento Técnico), hasta que se aprueba el valor de los parámetros técnicos, éste es diferenciado por opción de política. En el caso de la opción 1 y opción 2, el tiempo es moderado ya que, de un lado, los valores referenciales ayudan a agilizar la evaluación y aprobación de las IO, y de otro lado, el tiempo asociado al tratamiento y respuesta a las observaciones de terceros interesados y, cuando es necesario, el tiempo del auditor serían menores. Finalmente, en el caso de la opción 3, el tiempo es alto ya que involucra más actividades a realizar como parte del procedimiento y participan muchos agentes.

5.4 Costo – eficacia de la intervención.

En relación a los costos que deben incurrir los titulares de las unidades de generación para implementar las acciones necesarias para cumplir con el procedimiento de supervisión de IO, éstos son variados. En el caso de la opción 1, las empresas enfrentan bajo costos y que están asociados a acopiar la información necesaria o hacer pruebas y elaborar el Informe de Sustento Técnico. En el caso de la opción 2, las empresas enfrentan un costo moderado ya que pueden enfrentar el costo del auditor. Finalmente, en el caso de la opción 3, el costo es moderado ya que enfrentaría los mismos costos que la opción 2.

5.5 Simplicidad regulatoria.

En relación al número de actividades requeridas en el procedimiento de supervisión, la opción 1 tiene un número bajo de actividades, mientras que la opción 2 tendría un número moderado y la opción 3 un número alto de actividades.

Los valores asignados para las diferentes opciones de política en cada uno de los criterios se resumen en el siguiente cuadro. Luego, para encontrar el valor de la evaluación se pondera cada uno de los criterios, asignando un peso de 50% para la efectividad de la intervención ya que el objetivo es dar incentivos a declarar las IO más cercanas a los valores reales. El 50% restante se distribuye de manera proporcional entre los otros criterios.

Cuadro N° 2
Resultado de la evaluación cualitativa de las opciones de política

CRITERIO	Opción 1: Supervisión del regulador en base a valores referenciales	Opción 2: Supervisión en base a auditoria y ensayos de un tercero independiente	Opción 3: Supervisión en base a autorregulación y auditor independiente
Viabilidad técnica de implementación	3	3	3
Compatible con la norma	3	3	3
Efectividad de la intervención	3	2	1
Duración del plazo de la intervención	-2	-2	-3
Costo – eficacia de la intervención	-1	-2	-2
Simplicidad regulatoria	-1	-2	-3
Resultado de la evaluación	1.70	1.00	0.3

Del cuadro anterior se observa que **la mejor opción de política es** la que tiene el mayor valor del resultado de la evaluación, que en este caso corresponde a **la opción 1**.

6. MONITOREO Y EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA SELECCIONADA

Para el monitoreo de la opción elegida se considera como indicador a la cantidad de parámetros de las IO de las unidades de generación, declarado por los Generadores al Osinergmin, que

resulten inconsistentes tras las supervisiones efectuadas. El cálculo de este indicador se realizará a partir de las supervisiones que realice Osinergmin y la información entregada por el Generador:

$$p = \frac{N_s}{N_t},$$

donde:

N_s: Número de parámetros de IO supervisadas que resulten inconsistentes.

N_t: Número total de parámetros de IO supervisadas.

El éxito de la implementación se dará cuando, luego de implementado el Procedimiento, en la segunda vez que presenten los Generadores los valores de los parámetros de las IO,²³ se reduzca en un 50% la cantidad de parámetros de IO inconsistentes, tras las supervisiones efectuadas, respecto de la cantidad total de parámetros de IO inconsistentes del primer año en el que fueron declarados por los Generadores.

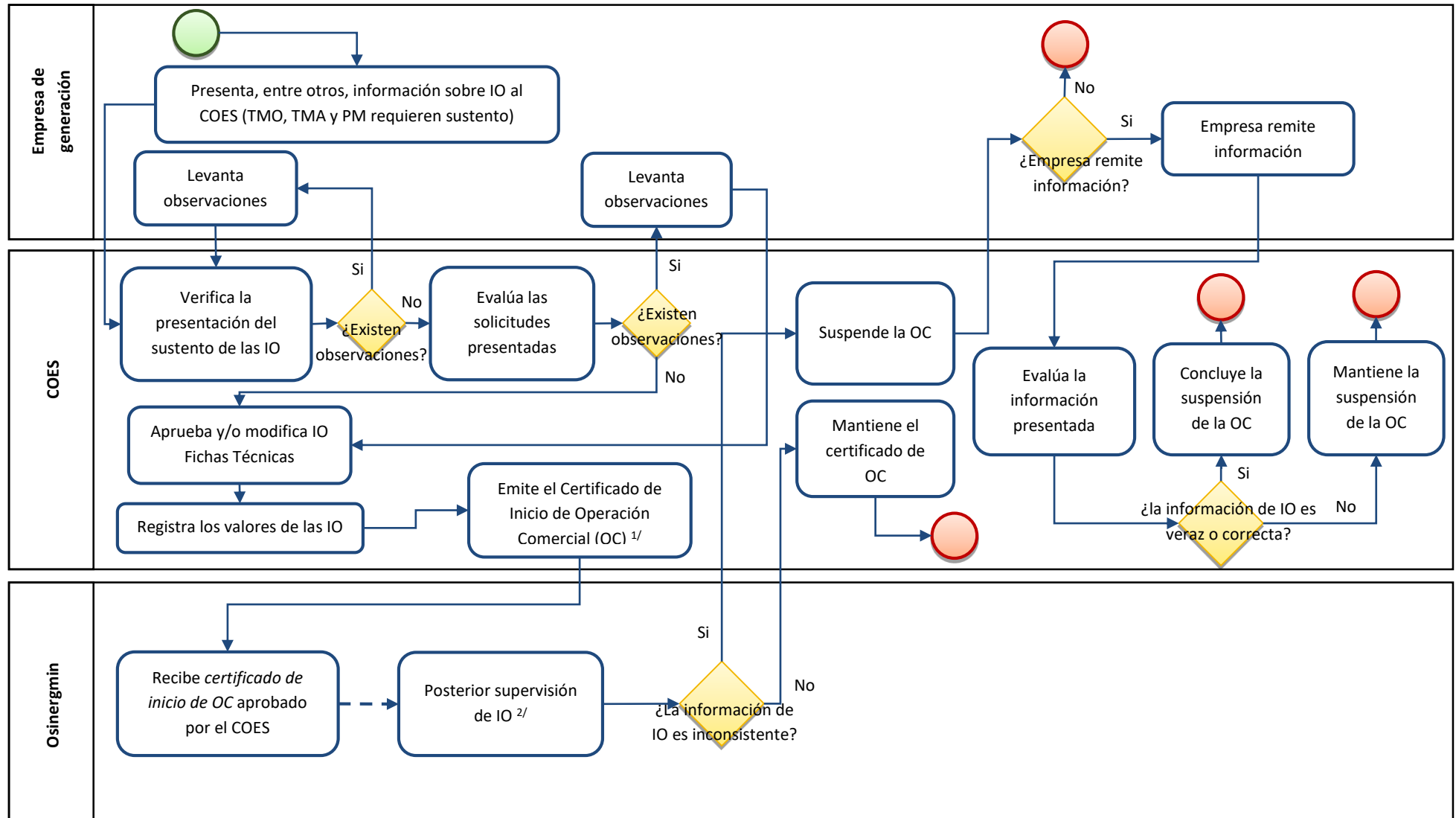
7. REFERENCIAS

- OECD (2002), Regulatory Policies in OECD Countries: From Interventionism to Regulatory Governance, OECD Reviews of Regulatory Reform, Publicaciones de la OECD, Paris.

8. ANEXOS

²³ De acuerdo al PR-20 del COES, numeral 12.1: luego de los 4 años de vigencia de los valores de las IO o cuando las premisas técnicas que sustentan la IO varíen en forma relevante.

Anexo I. Verificación de las IO antes del D.S. N° 040-2017-EM



Notas

1/ La emisión del certificado de OC se realiza luego de verificado el cumplimiento de los requisitos y el levantamiento de observaciones, siendo la información de IO una parte del total de la información presentada por las empresas de generación para la obtención del certificado de Operación Comercial.

2/ El numeral 12.4 del PR-20 establece que el Osinergrmin recibirá una copia del Certificado de Inicio de Operación Comercial, para sus fines de supervisión. Sin embargo, no establece cuando se llevará a cabo la supervisión, ni la periodicidad de la misma.

Fuente: COES. Elaboración: Osinergrmin