

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA
Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

**ANÁLISIS DE IMPACTO REGULATORIO
LIMITADA PARTICIPACIÓN PRIVADA EN LA
ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN**

**PROYECTO DE REGULACIÓN SOBRE 'MARCO
REGULATORIO PARA LA PARTICIPACIÓN
PRIVADA EN LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN'**

INFORME Nro. INF.DRTSE.2023.051

**DIRECCIÓN DE REGULACIÓN
TÉCNICA DEL SECTOR
ELÉCTRICO**

Enero 2024

CONTENIDO

1.	DATOS GENERALES	3
2.	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	3
2.1.	Introducción.....	3
2.2.	Identificación del problema	4
2.3.	Sujetos afectados.....	6
2.4.	Estimación de la magnitud del problema	6
2.5.	Consecuencias subyacentes	6
2.6.	Evolución esperada del problema en caso de no intervención	7
3.	DEFINICIÓN DE OBJETIVOS DE LA PROPUESTA DE REGULACIÓN	7
3.1.	Objetivo general	7
3.2.	Objetivos específicos	7
4.	IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.....	7
4.1.	Alternativa 1 (Mantener la normativa actual)	7
4.2.	Alternativa 2 (Autorregulación).....	8
4.3.	Alternativa 3 (Nueva normativa).....	8
5.	ANÁLISIS Y VALORACIÓN DE IMPACTOS DE LAS ALTERNATIVAS	8
5.1.	Elaboración de la matriz de impactos	8
5.2.	Valoración de impactos.....	9
6.	COMPARACIÓN Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS	10
7.	IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN DE LA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN	12
8.	Consulta pública (<i>en proceso</i>).....	13
9.	ANEXOS	14
10.	FIRMAS DE RESPONSABILIDAD.....	14

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Longitud de líneas del SNT.....	3
Tabla 2.	Plan de Expansión de la Transmisión – PET.	5
Tabla 3.	Matriz de impactos potenciales de las acciones regulatorias (AR) sobre los factores cualitativos (FC).....	9
Tabla 4.	Puntuaciones de los parámetros considerados para el análisis cualitativo.....	10
Tabla 5.	Puntaje total de cada impacto (matriz de puntajes).....	10
Tabla 6.	Nivel de significancia de impactos regulatorios.	10
Tabla 7.	Nivel de significancia de impactos de las alternativas regulatorias en los factores cualitativos (FC).....	11
Tabla 8.	Impacto Total e Impacto Promedio de las Acciones Regulatorias.	11
Tabla 9.	Impactos relativos de las acciones regulatorias con respecto a la acción regulatoria de mayor impacto.....	12

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1.	Sistema Nacional de Transmisión (2022).	4
Ilustración 2.	Diagrama del proceso de emisión normativo del sector eléctrico.....	13

Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables	INFORME DE ANÁLISIS DE IMPACTO REGULATORIO LIMITADA PARTICIPACIÓN PRIVADA EN LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN Informe Nro. INF.DRTSE.2023.051	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01 Versión: 03
--	--	---

1. DATOS GENERALES

Nombre de la entidad: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR)

Título del Análisis de Impacto Regulatorio (AIR): ANÁLISIS DE IMPACTO REGULATORIO LIMITADA PARTICIPACIÓN PRIVADA EN LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN¹

Responsables:

- Magíster Diego Aníbal Arias Cazco. Director de Regulación Técnica del Sector Eléctrico, ARCERNNR.
- Dr. Istvan Hervás Játiva. Profesional 2, ARCERNNR.
- Magíster Edison Walter Intriago Ponce. Profesional de convenio EEQ-ARCERNNR.

Contactos:

diego.arias@controlrecursosyenergia.gob.ec

02 244 2850, extensión 4210

2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

2.1. Introducción

Para transportar la electricidad producida por centrales de generación hacia los consumidores de energía eléctrica se requiere de un sistema de transmisión. En el Ecuador, se define como Sistema Nacional de Transmisión (SNT) al conjunto de instalaciones eléctricas que comprende las líneas de transmisión, las subestaciones principales de elevación y de reducción, las instalaciones y bienes en general, directamente relacionados con la transmisión de energía eléctrica; incluyendo los equipamientos de: compensación, transformación, protección, maniobra, conexión, medición, control y comunicaciones. De forma adicional, la infraestructura que sirve para la generación y para la transmisión de electricidad se la conoce como Sistema Nacional Interconectado (SNI). El SNI también es utilizado para interconectar el sistema eléctrico de Ecuador con los sistemas eléctricos de Colombia y Perú, con la finalidad de importar y exportar energía eléctrica según los requerimientos de cada país. En la Ilustración 1 muestra un diagrama del SNT en el cual se observa las líneas de transmisión de 138, 230 y 500 kV, y subestaciones, a las cuales están conectadas las centrales de generación del país.

La infraestructura que actualmente es parte del SNT, respecto a líneas de transmisión se resume en la Tabla 1.

Descripción	Líneas a 500 kV (km)	Líneas a 230 kV (km)	Líneas a 138 kV (km)
Simple circuito	613,3	1588,64	1496,76
Doble circuito	-	1426,89	692,53
Total	460,8	3.015,53	2.189,29

Tabla 1. Longitud de líneas del SNT.

De acuerdo con la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), artículo 42, sobre la trasmisión dispone lo siguiente:

¹ Proyecto de regulación contemplado en el PRI de la ARCERNNR 2023, que continuará en el 2024. Según memorando Nro. ARCERNNR-CTRCE-2024-0003-ME, de 05 de enero de 2024.

La actividad de transmisión de electricidad a nivel nacional será realizada por el Estado a través de la respectiva empresa pública. Su operación se sujetará a lo previsto en su respectivo título habilitante, así como a las normas constitucionales, legales, reglamentarias y regulatorias que se expidan. Será obligación de la empresa pública encargada de la transmisión, expandir el Sistema Nacional de Transmisión, sobre la base de los planes elaborados por el Ministerio de Electricidad y energía Renovable.

Un sistema de transmisión debe ser un sistema seguro, es decir, debe ser capaz de soportar fallas o desconexiones de equipos y de continuar operando correctamente sin interrupciones del suministro de energía eléctrica².

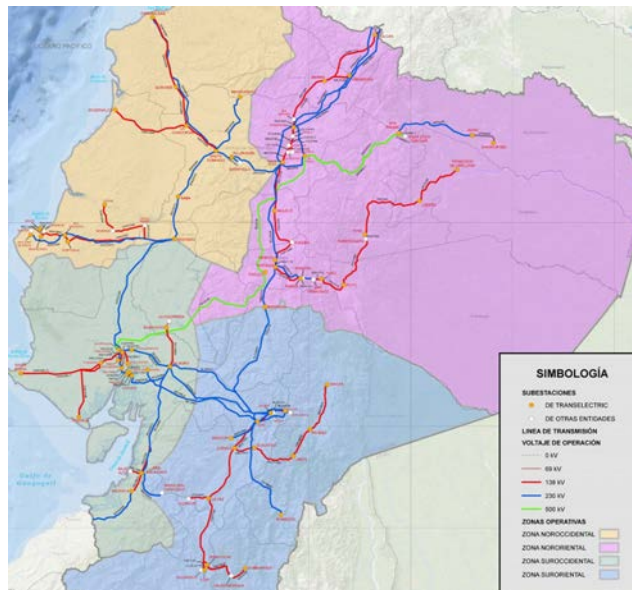


Ilustración 1. Sistema Nacional de Transmisión (2022).

2.2. Identificación del problema

El artículo 25 de la LOSPEE, expedida en el 2015 y reformada el 11 de enero 2024, establece en el artículo 42 que: “La actividad de transmisión de electricidad a nivel nacional será realizada por el Estado a través de la respectiva empresa pública, pudiendo autorizar a empresas mixtas donde el estado tenga participación mayoritaria y de forma excepcional la participación de la empresa privada, empresa estatal extranjera y de economía popular y solidaria, para nuevos proyectos de transmisión mediante concesión, para lo cual se aplicará lo establecido en esta Ley y su Reglamento.”.

El Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (RGLOSPEE), reformado mediante Decreto Ejecutivo Nro. 540, de 23 de agosto de 2022, introdujo la participación de la empresa privada en la actividad de transmisión. La participación se instrumentará mediante un Contrato de Gestión Comercial, en el que se establecerían los derechos y obligaciones del concesionario, siendo la parte central de este contrato, el mecanismo de remuneración a los sistemas de transmisión privados, el cual sería mediante el reconocimiento de un *canon mensualizado* resultado del Proceso Público de Selección, el cual se pagaría al concesionario en función de la disponibilidad y confiabilidad de la infraestructura de transmisión puesta a disposición.

La falta del marco normativo que regule para la participación de empresas privadas en la actividad de transmisión ocasionaría, por un lado, retrasos la expansión del SNT y del desarrollo de proyectos de

² Daniel S. Kirschen, *Power system security*, Power Engineering Journal, October 2002.

transmisión de electricidad; y por otro, dificultad para la interconexión de nuevas centrales de generación. que demanda el país para garantizar el suministro creciente de energía.

El Ministerio de Energía y Minas, podrá autorizar a empresas mixtas, y de manera excepcional a empresas privadas o de economía popular y solidaria, especializadas en transmisión eléctrica, la construcción y operación de los sistemas de transporte de electricidad que consten en el PME.

Las inversiones previstas para el desarrollo del Plan de Expansión de Transmisión 2018 – 2027, que permiten concluir la construcción de un enlace de 500 kV entre los principales centros de consumo del país, al igual que la construcción de otras obras que reforzarán el sistema de transmisión, asciende a 1.793,09 millones de dólares: En el Corto Plazo 981,62 millones de dólares; y, en el Largo Plazo 811,47 millones de dólares, según se muestra en la Tabla 2³.

De este total, se requieren financiar obras por un total de 1224,74 millones de dólares. Si el Estado a través de la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), no dispone de los recursos necesarios y oportunos para realizar estas obras de expansión del SNT, únicamente queda como alternativa que empresas privadas nacionales o extranjeras, realicen estas inversiones mediante la figura de concesión.

Descripción	Años anteriores	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total (MUSD)
Corto Plazo	1,81	28,59	148,05	146,58	361,79	245,93	48,86	-	-	-	-	981,62
Zona Noroccidental	0,72	4,17	40,45	42,16	7,43	2,53	0,45	-	-	-	-	97,92
Zona Nororiental	0,61	13,45	82,75	57,60	206,37	116,28	0,96	-	-	-	-	478,03
Zona Suroccidental	0,49	10,97	24,20	38,96	123,04	113,03	47,46	-	-	-	-	358,14
Zona Suroriental	-	-	0,59	5,27	23,82	14,09	-	-	-	-	-	43,77
Zona Nacional	-	-	0,06	2,57	1,13	-	-	-	-	-	-	3,76
Largo Plazo	0,75	-	2,51	1,42	4,13	19,72	139,77	108,83	61,78	285,17	187,40	811,47
Zona Suroccidental	-	-	-	-	-	-	0,06	2,99	4,21	1,28	-	8,56
Zona Suroriental	-	-	0,38	0,64	0,03	-	0,37	8,25	17,81	3,05	-	30,54
Zona Nacional	0,75	-	2,13	0,78	4,10	19,72	139,34	97,58	39,75	280,84	187,40	772,38
Total	2,56	28,59	150,56	148,00	365,93	265,65	188,63	108,83	61,78	285,17	187,40	1.793,09

Tabla 2. Plan de Expansión de la Transmisión – PET.

Con el fin de dar cumplimiento al Plan de Expansión de Transmisión, el MEM mediante Acuerdo Ministerial Nro. MERNNR-MERNNR-2021-0027-AM de fecha 10 de diciembre de 2021, lanzó un proceso público de selección para el diseño, financiamiento, construcción, procura, instalación, montaje, puesta en servicio, operación, mantenimiento y administración del Proyecto de Sistema de Transmisión Nororiental (STNO).

³ MEM, Plan de Expansión de la Transmisión (PET), 2018 – 2027.

Posteriormente, en el 2023, las empresas precalificadas no presentaron ofertas; y, el proceso **fue declarado desierto** por el MEM en julio 2023⁴. Entre los factores que pudieron afectar este proceso estuvieron: 1) La falta de un marco regulatorio apropiado para este tipo de inversiones en el sector de la transmisión, y, 2) El riesgo político del país, el cual se encontraba en medio de una transición política y nuevas elecciones.

Las obras del Sistema de Transmisión Nororiental quedaron diferidas, hasta que la ARCERNNR expida el marco regulatorio para la participación del sector privado en la actividad de transmisor.

2.3. Sujetos afectados

Con base a lo expuesto anteriormente, los principales sujetos afectados por el problema identificado serían los siguientes:

- Estado Ecuatoriano
- Ministerio de Energía y Minas
- ARCERNNR
- Empresa de Transmisión
- Consumidores de energía eléctrica (residenciales, comerciales e industriales).

2.4. Estimación de la magnitud del problema

El déficit fiscal previsto para el 2023, según cifras del MEF fue de 2980 millones de dólares. Sin embargo, expertos externos prevén que esta brecha fiscal cerró en 5000 millones esto es, un 4% del PIB⁵. Adicionalmente, la crisis de seguridad que vive el país, la declaratoria de guerra interna realizada por el Gobierno Nacional mediante Decreto Ejecutivo Nro. 111 de 9 de enero de 2024, implica la necesidad adicional de recursos adicionales para sostener el combate al terrorismo, estimados en 1000 millones de dólares anuales⁶.

Para cubrir este déficit fiscal y la crisis de seguridad y económica, el Gobierno Nacional ha propuesto subir el IVA al 15%, mediante un proyecto de ley económico urgente enviado a la Asamblea Nacional⁷.

Este déficit fiscal que se avizora se agravará en el 2024, dificulta seriamente que, en los próximos años, el Estado ecuatoriano financie a través del presupuesto general del Estado, las obras de infraestructura eléctrica requeridas por CELEC EP, para garantizar la expansión del SNT, por lo que la participación privada es indispensable.

2.5. Consecuencias subyacentes

El Plan de Expansión de la Transmisión (PET) responde a una visión integral del sistema eléctrico ecuatoriano (generación, transmisión y distribución), priorizando la atención al crecimiento de los diversos sectores de la demanda, la incorporación de nuevas centrales de generación, la incorporación de cargas especiales, el cambio de la matriz energética y productiva del país, la interconexión del sector petrolero con el SNT y la futura demanda del sector minero que están en pleno crecimiento en el país.

⁴ Resolución Nro. MEM-MEM-2023-002-RM de 6 de julio de 2023.

⁵ <https://www.eluniverso.com/noticias/economia/deficit-fiscal-del-2023-cerrara-en-2819-millones-asegura-ministro-aro-semena-y-contradice-cifras-de-analistas-nota/>

⁶ <https://www.expreso.ec/actualidad/economia/finanzas-guerra-interna-cuesta-1-020-millones-dolares-186115.html>

⁷ <https://www.primicias.ec/noticias/economia/ley-economica-urgente-iva-conflicto/>

La cartera vencida por concepto de pago de energía de las empresa distribuidoras a CELEC EP, con corte hasta noviembre de 2023, está estimado en 456 millones de dólares, según informe del Dirección Financiera de CELEC EP⁸, lo que le imposibilitaría cubrir con sus obligaciones operativas actuales y de los recursos necesarios para cumplir con las inversiones requeridas para el PET. Esta difícil situación financiera de CELEC EP, ocasionaría que las obras de expansión del sistema de transmisión requeridas para atender la demanda creciente del país y la conexión de nuevas centrales de generación se difieran o retrasen. Por tanto, la ausencia de un marco regulatorio apropiado, para el desarrollo de la actividad de transmisión por parte del sector privado, pueden agravar la crisis energética que vive el país para los siguientes años, ya que no permitirían la expansión oportuna del SNT, de acuerdo con las crecientes necesidades de suministro de energía del país.

2.6. Evolución esperada del problema en caso de no intervención

El déficit fiscal agravado para crisis de seguridad del país, el déficit de CELEC EP para cubrir nuevas inversiones en el SNT; y, la ausencia de un marco regulatorio apropiado para el desarrollo de la actividad de transmisión por parte del sector privado, ocasionaría: 1) El incumplimiento del PET y la expansión oportuna del SNT; 2) Retrasos en la interconexión de nuevas centrales de generación eléctrica contempladas en el PME; y, 3) No se garantizaría en los siguientes años, el suministro creciente de energía, para garantizar el desarrollo de las actividades productivas y comerciales del país⁹.

3. DEFINICIÓN DE OBJETIVOS DE LA PROPUESTA DE REGULACIÓN

3.1. Objetivo general

Establecer disposiciones técnicas, administrativas y comerciales que normen la participación privada en la actividad de transmisión de electricidad como parte del Sistema Nacional de Transmisión, considerando las disposiciones establecidas en la LOSPEE y su Reglamento General.

3.2. Objetivos específicos

- a) Participantes en la prestación del servicio de transmisión;
- b) Establecer las condiciones técnicas de conexión al SNT;
- c) Establecer el mecanismo económico de remuneración;
- d) Establecer el Régimen de Sanciones; y,
- e) Definir el Modelo de Contrato de Gestión Comercial para la participación privada en la actividad de transmisión.

4. IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

En conformidad con lo establecido en la Guía para la Elaboración de Análisis de Impacto Regulatorio Ex Ante, expedida por la Secretaría General de la Presidencia de la República del Ecuador, a continuación, se presentan varias alternativas que serán estudiadas a fin de determinar aquellas que permitirían, de manera más efectiva, solucionar la problemática identificada, así como alcanzar los objetivos descritos en el presente informe:

4.1. Alternativa 1 (Mantener la normativa actual)

Esta alternativa propone mantener la condición actual, es decir, no expedir el marco regulatorio requerido de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo Nro. 540, que reformó el RGLOSPEE en

⁸ Análisis de Liquidez de la Corporación Eléctrica del Ecuador, Dirección Financiera, octubre 2023.

⁹ <https://www.primicias.ec/noticias/economia/luz-rationamiento-apagones-comercios-turismo/>

relación a los aspectos técnicos y económicos para la participación de empresa privadas en la actividad de transmisión.

4.2. Alternativa 2 (Autorregulación)

La autorregulación se refiere a códigos y estándares de adopción voluntaria desarrollados exclusivamente por la industria, para resolver problemas que pueden ser solucionados por el mercado mismo, sin la participación del Estado. La creación del marco regulatorio para la participación del sector privado en la actividad de transmisión es una función de la ARCERNNR como ente regulador y las empresas privadas de transmisión, pueden contribuir con la experiencia acumulada en otros países, para contribuir al desarrollo de la normativa requerida en el Ecuador.

4.3. Alternativa 3 (Nueva normativa)

Esta alternativa se sustenta, en lo dispuesto en la reforma del artículo 42 de la LOSPEE publicada en el Segundo Suplemento Nro. 475 - Registro Oficial de 11 de enero de 2024, dispone:

“Artículo 42.- De la transmisión.- La actividad de transmisión de electricidad a nivel nacional será realizada por el Estado a través de la respectiva empresa pública, pudiendo autorizar a empresas mixtas donde el estado tenga participación mayoritaria y de forma excepcional la participación de la empresa privada, empresa estatal extranjera y de economía popular y solidaria, para nuevos proyectos de transmisión mediante concesión, para lo cual se aplicará lo establecido en esta Ley y su Reglamento.

Su operación se sujetará a lo previsto en su respectivo título habilitante, así como a las normas constitucionales, legales, reglamentarias y regulatorias que se expidan (...).”

Adicionalmente, de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo Nro. 540, que reformó el RGLOSPEE en relación a los aspectos técnicos y económicos para la participación de empresa privadas en la actividad de transmisión.

Sobre la base de estos antecedentes legales y reglamentarios, le corresponde a la Agencia, desarrollar el marco regulatorio que incorpore los aspectos técnicos y económicos necesarios para permitir la participación de empresas privadas en la actividad de transmisión eléctrica, con el fin de solventar la problemática descrita en el numeral 2.2 y evitar la evolución del problema expuesto en el numeral 2.6.

5. ANÁLISIS Y VALORACIÓN DE IMPACTOS DE LAS ALTERNATIVAS

Para la evaluación de las alternativas de solución propuestas en el presente AIR, se plantea un análisis que considera el impacto que cada una de estas alternativas causaría en distintos factores cualitativos, los cuales han sido definidos considerando los objetivos que se persigue para coadyuvar a resolver la problemática identificada en el numeral 2.1, contribuir a mitigar las consecuencias identificadas en el numeral 2.5 y evitar la evolución del problema en caso de no intervención explicada en el numeral 2.6.

5.1. Elaboración de la matriz de impactos

Los impactos de las alternativas de solución fueron analizados usando el método descrito en la *Guía para evaluar el impacto de la regulación*¹⁰.

¹⁰ Guía para evaluar el impacto de la regulación (capítulo 3, página 90), Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER), México, 2014.

Uno de los pasos principales del método es la elaboración de la matriz de impactos, para lo cual se requiere lo siguiente: identificación de las acciones (alternativas) regulatorias e identificación de los factores cualitativos afectados por las acciones regulatorias.

Los factores cualitativos son elementos que pueden ser afectados por las acciones regulatorias. Considerando esta definición, los factores cualitativos (FC) que pueden ser afectados, directa o indirectamente, por las acciones regulatorias identificadas en la Sección 4, son los siguientes:

- Seguridad jurídica para la participación del sector privado en la actividad de transmisión;
- Expansión de la capacidad del SNT para tender la demanda;
- Creación de puestos de trabajo requeridos en la expansión del SNT.

La matriz de impactos resultante se muestra en la Tabla 3. Las filas de la matriz corresponden a las acciones regulatorias (Alternativas 1-3), mientras que las columnas de la matriz corresponden a los factores cualitativos previamente descritos. Los elementos de la matriz son los impactos potenciales de las acciones regulatorias sobre cada factor cualitativo; todos los impactos descritos en la matriz son impactos positivos.

Acciones Regulatorias (ARi)	Factores Cualitativos en que inciden las Acciones Regulatorias (FCj)		
	Seguridad jurídica para la inversión privada en la actividad de transmisión. (FC1)	Creación de puestos de trabajo para la expansión del SNT. (FC2)	Expansión oportuna del SNT para atender la demanda. (FC3)
Mantener la normativa actual (AR1)	Reducida seguridad jurídica (IP11)	Bajo o ninguna creación de empleos (IP12)	Limitada o ninguna Inversión privada en la actividad de transmisión de energía eléctrica (IP13)
Autorregulación (AR2)	Reducida seguridad jurídica (IP11)	Bajo o ninguna creación de empleos (IP12)	Limitada o ninguna Inversión privada en la actividad de transmisión de energía eléctrica (IP13)
Elaborar el marco normativo para la participación privada en la actividad de transmisión (AR3)	Incrementa la seguridad jurídica (IP31)	Incremento en la creación de empleos (IP12)	Mayor Inversión privada en la actividad de transmisión de energía eléctrica (IP33)

Tabla 3. Matriz de impactos potenciales de las acciones regulatorias (AR) sobre los factores cualitativos (FC).

5.2. Valoración de impactos

- Los impactos descritos en la 3 se valoran considerando cada uno de los siguientes parámetros: intensidad (In), extensión (Ex), plazo de manifestación (Ma), persistencia (Pe), acumulación (Ac), relación causa-efecto (Ef) y periodicidad (Pr); para cada uno de los cuales se establecen ponderaciones en función de su relevancia cualitativa, conforme lo establecido en la *Guía para evaluar el impacto de la regulación*.
- La Tabla 4 muestra las posibles puntuaciones de los parámetros y su puntaje máximo, su puntaje se pondera triple (3In) en la puntuación global.
- Para el caso de la Extensión, su puntaje se pondera doble (2Ex), también, debido a la importancia de este criterio de valoración.
- La puntuación global máxima posible es 100 puntos.

El detalle de la valoración de todos los impactos se presenta en el documento adjunto (*Matriz de Alternativas Regulatorias-Impactos-Factores.xlsx*). Los resultados finales de la valoración se muestran en la Tabla 5.

Parámetro de impacto	Puntaje	Parámetro de impacto	Puntaje
Intensidad (In)	Max=39	Extensión (Ex)	Max=20
Muy baja	1	Puntual	1
Baja	2	Parcial	2
Media	4	Extensa	4
Alta	8	Muy Extensa	8
Muy Alta	12	Crítica	10
Extra (3In)		Extra (2Ex)	
Plazo de manifestación (Ma)	Max=12	Persistencia (Pe)	Max=12
Largo (> 5 años)	1	Fugaz (< 1 año)	3
Mediano (de 1 - 5 años)	3	Temporal (de 1 - 3 años)	6
Corto (<1 año)	6	Permanente (> 3 años)	12
Inmediato	12		
Acumulación (Ac)	Max=6	Relación Causa-Efecto (Ef)	Max=6
Simple	1	Indirecto	1
Acumulativo	6	Directo	6
Periodicidad (Pr)	Max=5		
Irregular	1		
Periódico	3		
Continuo	5		

Tabla 4. Puntuaciones de los parámetros considerados para el análisis cualitativo.

Acciones Regulatorias (ARi)	Factores Cualitativos en que inciden las Acciones Regulatorias (FCj)		
	Seguridad jurídica para la inversión privada en la actividad de transmisión. (FC1)	Creación de empleos para la expansión del SNT. (FC2)	Expansión del SNT debido a la participación privada en la actividad de transmisión de energía eléctrica. (FC3)
Mantener la normativa actual (AR1)	24	24	24
Autorregulación (AR2)	24	24	24
Elaborar el marco normativo para la participación privada en la actividad de transmisión (AR3)	90	90	90

Tabla 5. Puntaje total de cada impacto (matriz de puntajes).

6. COMPARACIÓN Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

A partir del puntaje alcanzado por cada uno de los impactos se determina, de manera cualitativa, el nivel de significancia del impacto que cada acción regulatoria causaría en los distintos factores cualitativos, conforme se propone en la Tabla 6:

Puntaje del impacto IPIj	13-25	26-50	51-75	76-100
Nivel de significancia	Irrelevante	Moderado	Significativo	Altamente significativo
Código de color	Azul	Verde	Amarillo	Rojo

Tabla 6. Nivel de significancia de impactos regulatorios.

Considerando los criterios de la Tabla 6, se determinan los niveles de significancia de las alternativas regulatorias propuestas en el presente análisis, resultado de lo cual se obtiene la Tabla 7.

Acción regulatoria	Factor cualitativo		Impacto	Puntaje	Nivel de significancia de impacto
Mantener la normativa actual (AR1)	FC1	Seguridad jurídica	IP11	24	Irrelevante
	FC2	Creación de empleo	IP12	24	Irrelevante
	FC3	Expansión del SNT debido a la participación privada en la actividad de transmisión de energía eléctrica.	IP13	24	Irrelevante
Autorregulación (AR2)	FC1	Seguridad jurídica	IP21	24	Irrelevante
	FC2	Creación de empleo	IP22	24	Irrelevante
	FC3	Expansión del SNT debido a la participación privada en la actividad de transmisión de energía eléctrica.	IP23	24	Irrelevante
Elaborar el marco normativo para la participación privada en la actividad de transmisión (AR3)	FC1	Seguridad jurídica	IP31	90	Altamente significativo
	FC2	Creación de empleo	IP32	90	Altamente significativo
	FC3	Expansión del SNT debido a la participación privada en la actividad de transmisión de energía eléctrica.	IP33	90	Altamente significativo

Tabla 7. Nivel de significancia de impactos de las alternativas regulatorias en los factores cualitativos (FC).

Por otra parte, de la matriz de puntajes se calculó el impacto total de cada una de las alternativas regulatorias para efectos de comparación los cuales constan en la Tabla 8.

Acciones Regulatorias (AR _i)	Impacto total de la acción regulatoria (AR1) con respecto al impacto total de la acción regulatoria (AR3)
Mantener la normativa actual (AR1)	72
Autorregulación (AR2)	72
Elaborar el marco normativo para la participación privada en la actividad de transmisión (AR3)	270

Tabla 8. Impacto Total e Impacto Promedio de las Acciones Regulatorias.

Como se ve en la Tabla 7 y en la Tabla 8, la acción regulatoria *Reformar y actualizar la normativa vigente (AR3)* es la que generaría los mayores impactos positivos para la resolución del problema y la consecución de los objetivos planteados en el presente AIR, y a la vez, se observa que dichos impactos serían altamente significativos.

Considerando que la acción regulatoria AR3 producirá mayores impactos positivos, se ha procedido a calcular los impactos relativos respecto a la otra acción regulatoria (AR1), con respecto a la acción regulatoria AR3, los cuales se presentan en la Tabla 9.

Acciones Regulatorias (ARi)	Impacto relativo con respecto al impacto total de la acción regulatoria (AR3)
Mantener la normativa actual (AR1)	27%
Autorregulación (AR2)	27%
Elaborar el marco normativo para la participación privada en la actividad de transmisión (AR3)	100%

Tabla 9. Impactos relativos de las acciones regulatorias con respecto a la acción regulatoria de mayor impacto.

De la Tabla 9 se infiere que los impactos significativamente positivos que causaría la acción regulatoria (AR3) *Elaborar el marco regulatorio para la participación privada en la actividad de transmisión*, para la resolución de la problemática identificada y la consecución de los objetivos planteados en el presente AIR, estarían muy por encima de los impactos que causarían las acciones regulatorias *Mantener la normativa actual (AR1)* y *Autorregulación (AR2)*.

De los análisis realizados, se concluye que la mejor alternativa regulatoria para resolver el problema y la consecución de los objetivos señalados en el presente AIR, es elaborar el marco regulatorio para la participación privada en la actividad de transmisión, que abordaría en principio los siguientes temas: 1) Participantes en la prestación del servicio de transmisión, 2) Establecer las condiciones técnicas de conexión al SNT, 3) Establecer el mecanismo económico de remuneración al concesionario; y, 4) Definir el Modelo de Contrato de Gestión Comercial para la participación privada en la actividad de transmisión.

7. IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN DE LA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN

Según el artículo 15 de la LOSPEE se establece, entre otras atribuciones de la ARCERNNR, que debe regular los aspectos técnico-económicos y operativos de las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica; y, dictar las regulaciones a las cuales deben ajustarse las empresas eléctricas, el CENACE y los consumidores o usuarios finales.

Considerando que, de acuerdo al análisis efectuado en el presente AIR se concluyó que lo pertinente es necesario elaborar el marco regulatorio para la participación privada en la actividad de transmisión. Esta actividad estará a cargo de la Dirección de Regulación Técnica del Sector Eléctrico de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), sobre la base a lo establecido en la Regulación Nro. ARCERNNR-004/21¹¹, *Procedimiento para la elaboración y difusión de proyectos de regulación del sector eléctrico*. En la Figura Nro. 2 se muestra el diagrama de flujo simplificado que muestra el proceso regulatorio que seguiría la ARCERNNR para la expedición de la regulación denominada marco regulatorio para la participación privada en la actividad de transmisión, la cual está prevista su desarrollo dentro del PRI 2024.

Una vez que el Directorio expida la referida regulación, su aplicación le corresponde al MEM quien es el responsable de organizar y llevar a cabo los diferentes procesos públicos de selección para expansión del SNT; y, los participantes serán las empresas privadas interesadas. El control de su cumplimiento estará a cargo de la ARCERNNR con base a sus atribuciones establecidas en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Estatuto Orgánico Funcional, para el efecto no se requiere de recursos técnicos y económicos adicionales.

¹¹ Se puede acceder a la Regulación Nro. ARCERNNR-004/21 usando el siguiente enlace:

https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/10/regulaci%C3%B3n_nro_arcernnr-004-21.pdf

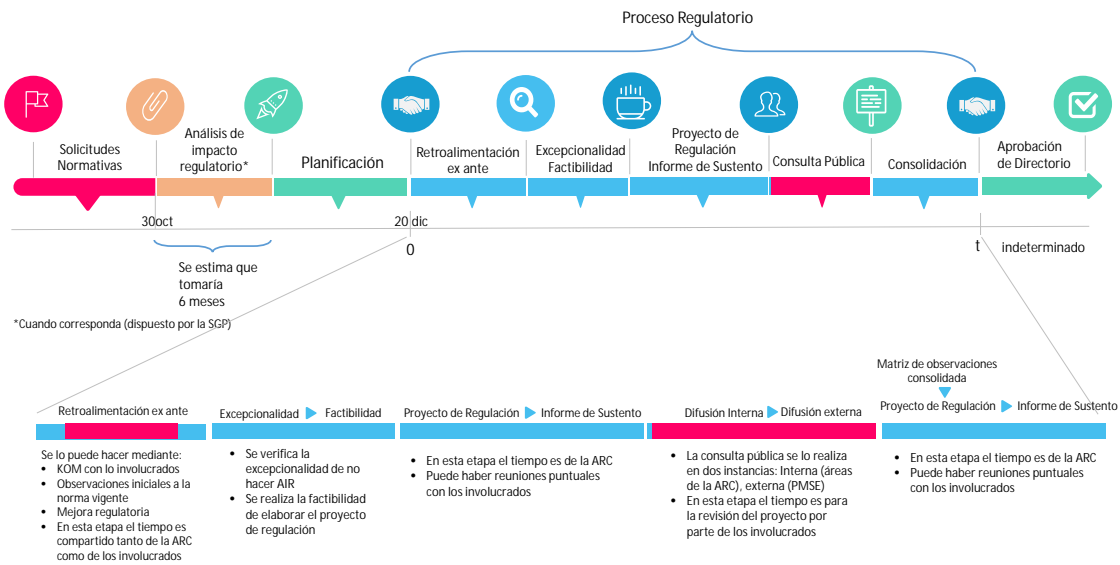


Ilustración 2. Diagrama del proceso de emisión normativo del sector eléctrico¹².

Adicionalmente, a futuro se evaluará los resultados de la aplicación de la nueva normativa para fomentar la participación privada en la actividad de transmisión, sobre la base de los indicadores que se proponen a continuación, los cuales están relacionados directamente con los objetivos específicos descritos en la Sección 3:

Indicador 1: Número de Procesos Públicos de Selección organizados por el MEM, para Sistemas de Transmisión.¹³

Indicador 2: Número de empresas precalificadas para cada Proceso Público de Selección para Sistemas de Transmisión¹⁴.

8. CONSULTA PÚBLICA (EN PROCESO)

¹² ARCERNNR, Plan Regulatorio Institucional – PRI 2024, memorando Nro. ARCERNNR-CTRCE-2024-0003-ME, de 05 de enero de 2024.

¹³ Esta actividad es responsabilidad del MEM, según el Art. 52 de la LOSPEE **De los procesos públicos de selección.** - Para la construcción, operación y mantenimiento de proyectos prioritarios, según el orden de ejecución previsto en el PME, que podrían ser concesionados a empresas privadas o de economía popular y solidaria, el Ministerio de Energía y Minas efectuará, procesos públicos de selección.

¹⁴ Esta actividad es responsabilidad del MEM, según el Art. 52 de la LOSPEE.

9. ANEXOS

Anexo 1: *Matriz de Alternativas Regulatorias-Impactos-Factores.xlsx* contiene la información sobre la cual se elaboraron las Tablas que constan en los capítulos 5 y 6 del presente informe.

10. FIRMAS DE RESPONSABILIDAD

	Responsable	Fecha	Firma
Elaborado por:	Dr. Istvan Hervás Játiva Profesional 2 - DRTSE	17-01-2023	
	Magister Edison Walter Intriago Ponce Profesional convenio EEQ-ARCERNNR	17-01-2023	
Aprobado por:	Magister Diego Aníbal Arias Cazco Director - DRTSE	17-01-2023	