

AGENDA TEMPRANA, PERIODO 2026 - 2027

La Agenda Temprana tiene como objetivo informar a las partes interesadas y a los ciudadanos en general sobre la evaluación preliminar de problemas públicos que serán materia del Análisis de Impacto Regulatorio Ex Ante (AIR Ex Ante). Esta Agenda les permite proporcionar retroalimentación y participar más efectivamente en futuras consultas públicas relacionadas con un AIR Ex Ante. El público en general se encuentra invitado a proveer puntos de vista respecto a la visión preliminar del problema por parte de la entidad pública. Asimismo, podrán aportar sugerencias sobre posibles soluciones o impactos, así como compartir información pertinente y relevante en relación con el problema público para robustecer un futuro AIR Ex Ante.

El contenido de esta Agenda podría cambiar. Asimismo, lo expuesto en esta Agenda no determina la aproximación final que se le dará al planteamiento del problema público o a la solución.

ENTIDAD: MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

| N° | Unidad Responsable | Materia | Problema público | | | | AIR Ex Ante | | Consulta pública | | | | Fecha tentativa para emitir una solución | Preguntas y/o solicitud de sugerencias e información a las partes interesadas | Fecha de recepción de sugerencias y/o información | Información adicional |
|----|--|---|--|--|-------------------------------------|--|--------------------------------|--|--------------------|-------------------------------|--|-------------------------------|--|---|---|-----------------------|
| | | | Denominación | Sustento | Identificación de grupo afectado | Identificación del grupo objetivo | Fecha tentativa de elaboración | Fecha tentativa de presentación del expediente a la CMCR (De corresponder) | Temprana | | Regulatoria | | | | | |
| | | | | | | | | | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | | | | |
| 1 | Dirección General de Asuntos Ambientales de Electricidad | Evaluación del impacto ambiental de proyectos del subsector Electricidad | Demora en la puesta en ejecución de proyectos de inversión eléctricos con una inversión anual aproximada de \$ 3,237'112,425.956 (tres mil doscientos treinta y siete millones ciento doce mil cuatrocientos veinticinco con 95/100 dólares americanos), asociada a la dilación de plazos y a desaprobaciones en los procedimientos de evaluación del impacto ambiental. | A partir de los archivos de gestión de la DGAAE, se ha construido una línea base para cuantificar la demora en la puesta en ejecución de proyectos de inversión eléctrica en el periodo 2020–2024. En dicho periodo, los estudios ambientales y sus modificaciones fueron aprobados, pero a través de procedimientos que excedieron el plazo establecido, concentran un monto de inversión aproximado de USD 14,264'573,780.08, lo que equivale a un promedio anual de USD 2,852'914,756.016. De manera complementaria, los estudios ambientales y las modificaciones que fueron desaprobados en el mismo periodo representan un monto de inversión aproximado de USD 1,920'988,349.70, correspondiente a una afectación anual aproximada de USD 384'197,669.94. En conjunto, estos resultados permiten estimar una afectación anual aproximada de USD 3,237'112,425.956, asociada a inversiones que se postergan, se paralizan o quedan en riesgo de ejecución debido a la prolongación de plazos y/o resultados desaprobatorios en la obtención de la certificación ambiental. Fuente: Archivos de gestión de la DGAAE. | Empresas del subsector Electricidad | Empresas del subsector Electricidad Usuarios del servicio público de electricidad | 16/02/2026 | 1/05/2026 | - | - | Publicación del proyecto Normativo Taller | Ejecutado | 1/07/2026 | ¿Qué circunstancias generan la necesidad de presentar información complementaria al levantamiento de observaciones? ¿Qué dificultades existen para la elaboración de instrumentos de gestión ambiental y para atender las observaciones que se formulan durante los procedimientos de evaluación? ¿Qué soluciones podrían implementarse para reducir los tiempos de evaluación y la cantidad de desaprobaciones en los procedimientos de evaluación de estudios ambientales e instrumentos de gestión ambiental complementarios? Agradeceremos su contribución con sugerencias e información actualizadas, relevantes y pertinentes, sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos al correo electrónico consultas_dgaee@minem.gob.pe | 15/02/2026 | Ninguna |
| 2 | Dirección General de Asuntos Ambientales de Electricidad | Proceso de participación ciudadana en la evaluación del impacto ambiental en las actividades eléctricas | Afectación anual aproximada de US\$ 829'299,043.15 (ochocientos veintinueve millones doscientos noventa y nueve mil cuarenta y tres con 15/100 dólares americanos) de inversión en proyectos eléctricos sometidos a evaluación del impacto ambiental, debido a la coexistencia de marcos normativos sectoriales distintos para el proceso de participación ciudadana. | Del análisis de los procedimientos de evaluación de impacto ambiental de proyectos eléctricos tramitados entre los años 2020 y 2025, se ha identificado que coexisten marcos normativos sectoriales distintos para regular el proceso de participación ciudadana, según la autoridad competente. En los procedimientos tramitados ante el Ministerio de Energía y Minas se aplica el Reglamento de Participación Ciudadana para la realización de Actividades Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 013-2023-EM. Mientras que en los procedimientos bajo la competencia del Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (SENACE) se aplican las disposiciones contenidas en el Decreto Supremo N° 013-2024-MINAM o los lineamientos de participación ciudadana aprobados mediante Resolución Ministerial N° 223-2010-MEM/DM. En ese periodo se registraron 77 procedimientos de evaluación de impacto ambiental de proyectos eléctricos ante el SENACE (EIA-d, MEIA-d e ITS) que tuvieron un pronunciamiento sobre el fondo o se encuentran en evaluación. De ellos, 75 procedimientos tienen como administrados a empresas y/o consultoras ambientales que también han presentado al menos un expediente de evaluación ambiental ante el MINEM en este mismo periodo, es decir, un 97% de los casos. Estos proyectos sometidos a evaluación de impacto ambiental representan, en promedio anual, una inversión aproximada de US\$ 829'299,043.15 (ochocientos veintinueve millones doscientos noventa y nueve mil cuarenta y tres con 15/100 dólares americanos). Lo dicho evidencia que en el sector eléctrico existe una orientación a que los administrados deban aplicar esquemas normativos distintos para una misma materia. La coexistencia de estos marcos normativos sectoriales diferenciados implica que en un mismo sector existan reglas, requisitos y procedimientos sustantivamente distintos para los procesos de participación ciudadana. Esta situación introduce complejidad y heterogeneidad en el cumplimiento regulatorio por parte de los administrados recurrentes del subsector eléctrico y afecta la previsibilidad del proceso de evaluación de impacto ambiental sobre una cartera significativa de inversión. Fuente: Archivos de gestión de la DGAAE. Plataforma de Consulta Ciudadana de Proyectos del Senace: https://consultaciudadana.senace.gob.pe/#/home | Empresas del subsector Electricidad | Empresas del subsector Electricidad | 16/02/2026 | 1/04/2026 | Encuesta | 1/03/2026 | Taller | 15/03/2026 | 1/05/2026 | ¿Qué consecuencias puede generar la coexistencia de marcos normativos sectoriales distintos para el proceso de participación ciudadana? Agradeceremos su contribución con sugerencias e información actualizadas, relevantes y pertinentes, sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos al correo electrónico consultas_dgaee@minem.gob.pe | 15/02/2026 | Ninguna |

| N° | Unidad Responsable | Materia | Problema público | | | | AIR Ex Ante | | Consulta pública | | | | Fecha tentativa para emitir una solución | Preguntas y/o solicitud de sugerencias e información a las partes interesadas | Fecha de recepción de sugerencias y/o información | Información adicional |
|----|--|--|--|--|--|--|--------------------------------|--|--|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|--|--|---|---|
| | | | Denominación | Sustento | Identificación de grupo afectado | Identificación del grupo objetivo | Fecha tentativa de elaboración | Fecha tentativa de presentación del expediente a la CMCR (De corresponder) | Temprana | | Regulatoria | | | | | |
| | | | | | | | | | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | | | | |
| 3 | Dirección General de Eficiencia Energética | Auditorías Energéticas al sector privado | Ineficiencia en el uso de la energía en el sector productivo y de servicios | <p>En el Perú, aunque la matriz eléctrica es relativamente limpia, el sector productivo (minería, industria, pesca) consume energía de manera ineficiente en comparación con estándares de la OCDE. Esto es debido a que en el Perú aún se tiene tecnología obsoleta, debido a que gran parte del parque motor industrial peruano tiene más de 20 años de antigüedad. Un motor de alta eficiencia (IE3 o IE4) consume hasta un 15% menos que uno estándar, pero la falta de auditorías impide que las empresas visualicen el retorno de inversión.</p> <p>Así también, se estima que en la industria peruana, las fugas en sistemas de vapor y aire comprimido pueden representar hasta un 30% de desperdicio de la energía comprada.</p> <p>Esto genera que los costos de producción que incluye el costo energético eleve el precio final de los productos peruanos, haciéndolos menos competitivos frente a importaciones. De otro lado, estas empresas al consumir más de lo necesario genera que se proyecten más inversiones en generación que podrían postergarse si se aplicaran medidas de eficiencia, ahorrando al Estado.</p> | Las propias empresas del sector productivo y servicios. Sociedad (GEI) | Gerencias de Operaciones y Mantenimiento de las empresas o las que hagan sus veces Directores y dueños de las empresas Auditores Energéticos Empresas de servicios Energéticos | 30/04/2027 | 30/07/2027 | - | - | Publicación del proyecto normativo | 31/08/2027 | 31/12/2027 | Agradeceremos su contribución con sugerencias e información actualizadas, relevantes y pertinentes sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, a los correos: cespinoza@minem.gob.pe, jcampos@minem.gob.pe | 15/03/2026 | Ninguna |
| 4 | Dirección General de Hidrocarburos | Promoción y Sostenibilidad en la producción de hidrocarburos | Disminución sostenida de las Reservas de hidrocarburos debido a la insuficiente actividad exploratoria y a la ausencia de nuevos Contratos de Exploración, lo que compromete la seguridad energética y los ingresos fiscales del país. | <p>- De acuerdo al Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2023 MINEM, se advierte que las reservas probadas de hidrocarburos han venido disminuyendo de manera sostenida en el periodo 2017 -2023. Contando al cierre del año del 2023 con reservas probadas de petróleo alrededor de 325 MMSTB, de gas natural 7.9 TCF y LGN 348 MMSTB. Asimismo, advertimos que desde el 2019, las reservas probadas de petróleo han caído casi 6.9%, asimismo, para el gas natural y LGN, sus reservas probadas han caído 22.0% y 29.4%, respectivamente.</p> <p>- La disminución del desarrollo de las reservas de hidrocarburos en el país, trae como consecuencia una mayor dependencia en la importación de petróleo y sus derivados y un continuo déficit de la balanza comercial de hidrocarburos en términos monetarios, la cual para el año 2023 fue negativa en -4 745 millones de dólares (MM US\$).</p> <p>- Esta situación configura un problema de seguridad energética, en la medida que el país pierde su capacidad de autoabastecimiento, aumenta la dependencia de importaciones y se vuelve vulnerable a shocks externos (precios, conflictos geopolíticos).</p> <p>- De manera concurrente, la disminución de la producción y de las reservas impacta negativamente en la renta hidrocarburiífera, afectando la recaudación fiscal y la disponibilidad de recursos para el financiamiento de servicios públicos esenciales, como salud, educación e infraestructura, especialmente en las regiones productoras.</p> <p>- La problemática planteada está alineada plenamente a diversos problemas específicos de carácter estructural, los cuales inciden directamente en la limitada actividad exploratoria, la reducción de la producción de hidrocarburos y la menor generación de ingresos para el Estado y las regiones.</p> <p>- En conclusión, la disminución sostenida de las reservas de hidrocarburos evidencia una problemática estructural y multidimensional que compromete la seguridad energética del país, incrementa la dependencia de importaciones y debilita la sostenibilidad fiscal asociada a la renta hidrocarburiífera. De no adoptarse medidas orientadas a reactivar la exploración y promover la suscripción de nuevos contratos, esta tendencia podría profundizarse en el mediano y largo plazo, afectando la capacidad del Estado para garantizar el abastecimiento energético y financiar políticas públicas prioritarias.</p> | Empresas interesadas en suscribir Contratos de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos. El Estado a través de la recaudación de ingresos para el tesoro público. Ciudadanía y población en general Comercio e industrias y servicios públicos. | Empresas interesadas y contratistas de exploración y explotación de hidrocarburos. Gobiernos regionales y locales en zonas con potencial hidrocarburiífero Comunidades locales en áreas de influencia. | 1/07/2026 | 15/12/2026 | Mesas de trabajo técnicas Reuniones técnicas interinstitucionales Entrevistas técnicas focalizadas | 15/05/2026 | Mesas de trabajo técnicas | 15/10/2026 | 30/06/2027 | Agradeceremos su contribución con sugerencias e información actualizadas, relevantes y pertinentes, sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al correo institucional prepublicacionesdgh@minem.gob.pe | 5/06/2026 | Se incluye información adicional sobre el problema público en el Anexo adjunto. |
| 5 | Dirección General de Hidrocarburos | Industria de Gas Natural | Tarifas de gas natural menos accesibles para los usuarios ubicados en concesiones de distribución distintas de Lima y Callao | <p>Actualmente, a las empresas concesionarias no les es rentable invertir en captar la demanda de gas natural en el sector residencial a nivel nacional. Como, por ejemplo, en el caso de Lima y Callao, los usuarios residenciales solo representan el 2.7% de la demanda de gas natural y es apalancada por el 93.3% de la demanda no residencial (industrial, Generadores eléctricos). De otro lado, las tarifas de las actuales concesiones de distribución por redes Norte, Suroeste son altas y de la misma manera serán para las futuras concesiones para las demás regiones del país, como Huancavelica, Ayacucho, Cusco, Junín, Ucayali, Apurímac y Puno, debido a la ausencia de grandes consumidores, quienes por sus mayores volúmenes de consumo permiten obtener tarifas más bajas en beneficio de toda la concesión, por lo que los precios que pagarían los usuarios finales podrían resultar más altos respecto de los combustibles sustitutos en las regiones del interior del país. De acuerdo a lo reportado por el Osinergmin, la tarifa de un usuario residencial en Lima y Callao equivale a 14.87 USD/MMBTU, mientras que en la concesión de Ica 15.05 USD/MMBTU, en la concesión Norte 18.06 USD/MMBTU y en la concesión Suroeste 27.4 USD/MMBTU, lo cual evidencia que las diferencias marcadas en los precios del gas natural, siendo la de Lima y Callao la más económica.</p> <p>Asimismo, el precio del GNV de las estaciones que se suministran mediante comercializadores de GNC o GNL es libre, lo cual agrava la problemática actual sobre la falta de consumidores de las concesiones, como es el caso de las Concesiones Norte y Sur Oeste, ya que sus potenciales consumidores prefieren ser abastecidos por comercializadores GNC o GNL; esto a su vez impide que estas concesiones así como las futuras concesiones en las regiones del país, no puedan brindar el servicio público de gas natural a los usuarios residenciales, ya que no cuentan ni contarán con una demanda que apalanque la construcción de redes de distribución para aumentar sus conexiones domiciliarias (cabe precisar que los comercializadores de GNC y GNL no llevan el gas natural a los usuarios residenciales, ya que ellos solo buscan grandes consumidores). En ese sentido, como resultado del desarrollo de distintas actividades en la composición tarifaria de las concesiones, existen tarifas de distribución de gas natural muy diferenciadas a lo largo del territorio nacional, creando desigualdad y un potencial desincentivo del consumo por parte de los usuarios finales ubicados en las regiones de aquellas concesiones que ofrecen precios más altos en comparación con Lima y Callao donde, además, los precios son más bajos producto de un mayor desarrollo o madurez del mercado.</p> | Concesionarios de distribución de gas natural por red de ductos Usuarios del servicio de gas natural | Concesionarios de distribución de gas natural por red de ductos Usuarios del servicio de gas natural OSINERGMIN Sociedad civil y empresas interesadas en proyectos de gas natural. | 1/09/2026 | 1/10/2026 | Mesas de trabajo | 1/07/2026 | Publicación del proyecto normativo | 30/08/2026 | 30/11/2026 | Agradeceremos su contribución con sugerencias e información actualizadas, relevantes y pertinentes, sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al correo institucional prepublicacionesdgh@minem.gob.pe | 30/03/2026 | Ninguna |

| N° | Unidad Responsable | Materia | Problema público | | | | AIR Ex Ante | | Consulta pública | | | | Fecha tentativa para emitir una solución | Preguntas y/o solicitud de sugerencias e información a las partes interesadas | Fecha de recepción de sugerencias y/o información | Información adicional |
|----|------------------------------------|---|--|---|---|--|--------------------------------|--|--------------------|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|--|--|---|---|
| | | | Denominación | Sustento | Identificación de grupo afectado | Identificación del grupo objetivo | Fecha tentativa de elaboración | Fecha tentativa de presentación del expediente a la CMCR (De corresponder) | Temprana | | Regulatoria | | | | | |
| | | | | | | | | | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | | | | |
| 6 | Dirección General de Hidrocarburos | Atención de emergencias en las actividades de hidrocarburos | Riesgo de incrementar los niveles de contaminación y afectación a la salud ocasionadas por las emergencias en las actividades de hidrocarburos dada a la limitada directrices de comunicación. | Mediante Oficio N° 359-2023-OS/PRES, el Osinergmin remite el informe N° 1997-2023-OS-GSE/DSHL, donde señala lo siguiente: a) Las actividades de hidrocarburos son calificadas como de alto riesgo y una emergencia puede ocasionar daños de intensa gravedad, por lo que resulta necesario que las autoridades tomen conocimiento oportuno de la ocurrencia de cualquier emergencia en las instalaciones en las que se desarrollan, con la finalidad de tomar acciones eficaces en salvaguarda de la seguridad pública y resguardo de la seguridad energética nacional. b) Considerando los adelantos tecnológicos que permiten una mayor inmediatez en las comunicaciones y la necesidad de mejoras constantes en la atención de los problemas que impactan directamente en la ciudadanía, resulta pertinente que los agentes que realizan Actividades de Hidrocarburos comuniquen las emergencias en sus actividades en un plazo muy breve, lo que permitirá mejorar la eficacia de las fiscalizaciones aminorando el tiempo de arribo del fiscalizador al lugar de la ocurrencia; dicha información deberá incluir los datos mínimos necesarios para que Osinergmin pueda desplegar su labor fiscalizadora de forma celerada conforme a sus facultades, en los casos que corresponda. c) Tal comunicación de la emergencia debe realizarse en adición a la obligación del reporte de emergencias que existe, el cual exige para su cumplimiento el acopio de determinada información precisa sobre el evento. d) Complementariamente, deben actualizarse las vías de presentación del reporte de emergencias a Osinergmin, considerando que la modalidad vía fax se encuentra en desuso, y que existen otras vías más idóneas y de mayor uso por los administrados. e) Se debe facultar a Osinergmin a establecer los mecanismos tecnológicos y medios necesarios para el cumplimiento de la obligación de las Empresas Autorizadas que realicen Actividades de Hidrocarburos de comunicar cualquier emergencia. f) Estos cambios permitirán también alimentar de información relevante al Centro de Monitoreo implementado por Osinergmin a fin de realizar un seguimiento en tiempo real de las emergencias ocurridas en el subsector hidrocarburos. Asimismo, a través del Oficio N° 016-2024-OS/PRES, el Osinergmin remite a este Ministerio una propuesta de modificación para la comunicación de emergencias por parte de los Concesionarios de distribución de gas natural y electricidad; con la finalidad de establecer una mayor inmediatez en las comunicaciones de las emergencias y contar con información relevante en el Centro de Monitoreo que permita realizar un seguimiento en tiempo real de las emergencias ocurridas. Cabe indicar que, además, el avance significativo de la tecnología ha creado nuevas herramientas tecnológicas que permiten a las Empresas Autorizadas que realicen Actividades de Hidrocarburos, comunicar con mayor inmediatez las emergencias, lo cual a su vez permitirá al organismo fiscalizador llegar en menor tiempo al lugar de la ocurrencia y realizar las acciones necesarias para reducir o mitigar el impacto del evento, así como identificar las causas y responsable, según corresponda. Por consiguiente, el problema público radica en la falta de medios adecuados y plazos cortos que permitan una comunicación celerada al Osinergmin respecto a la ocurrencia de una emergencia, a efectos de que dicho organismo, en el ámbito de sus competencias y facultades establecidas por ley, realice las acciones correspondientes. Por otro lado, actualmente, no existe una regulación sectorial para la recepción, respuesta y publicación de resultados de supervisión de denuncias presentadas por los ciudadanos y/o autoridades, relacionadas con las Actividades de Hidrocarburos; asimismo, tampoco existe normativa que regule la publicación de los resultados de supervisión de los agentes que realizan tales actividades; y la regulación del reporte de emergencias no aplica para los agentes que realizan actividades de comercialización de hidrocarburos, con la cual se aprecia la necesidad de transparentar las acciones de supervisión y fiscalización de hidrocarburos y optimizar la seguridad en beneficio de la población y del subsector de hidrocarburos. | Agentes que realizan actividades de hidrocarburos Ciudadanos Entidades públicas (OSINERGMIN, OEFA, MINEM) | Agentes que realizan actividades de hidrocarburos Ciudadanos Entidades públicas (OSINERGMIN, OEFA, MINEM) Sociedad civil | 30/04/2026 | 30/05/2026 | - | - | Publicación del proyecto normativo | Ejecutado | 30/06/2026 | Agradeceremos su contribución con sugerencias e información actualizadas, relevantes y pertinentes, sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al correo institucional prepublicacionesdgh@minem.go.b.pe | 30/03/2026 | Ninguna |
| 7 | Dirección General de Hidrocarburos | Industria de Gas Natural | Reducción de la disponibilidad de Gas Natural Vehicular, GNC y GNL, que impide la promoción del gas natural en zonas alejadas de los sistemas de distribución o transporte de gas natural. | De acuerdo a lo señalado por el Osinergmin en su Informe Técnico Legal N° 1163-2023-OS/DSR/DSGN/DSHL, durante los últimos años, se tuvieron situaciones de conflicto social que generaron bloqueos de carretera en las principales vías del país entre ellas las carreteras Panamericana Norte y Sur por lo que se reportaron restricciones en el tránsito de los camiones transportadores de Gas Natural Licuado (GNL) que abastecen las diversas localidades de las concesiones de masificación norte y suroeste; así como también podría generar restricciones a los Agentes Habilitados que comercializan GNL a sus clientes. Del 2021 al 2023, el MINEM ha emitido siete (07) Resoluciones Ministeriales de declaratoria de emergencia debido a restricciones de tránsito de camiones cisterna de GNL. Las situaciones antes descritas ocasionaron reducción de la disponibilidad de GNL a los usuarios que son abastecidos por este combustible, entre otros, también a las Concesiones de Masificación Norte y Suroeste, afectando principalmente a los usuarios industriales debido a que en algunos casos se tuvieron que efectuar cortes para garantizar el suministro a los usuarios residenciales, en los cuales también se albergaba el riesgo de desabastecimiento. Asimismo, el Osinergmin indicó que, debido a los bloqueos, se tomó conocimiento que cisternas de GNL cargadas se encontraban varadas en la carretera Panamericana y ello configuraba una situación de riesgo para la población; debido a que en dichas protestas solían llevarse a cabo ataques a unidades de transporte y a sus conductores de forma indiscriminada. Cabe precisar que cuando se terminan estas emergencias, no hay disponibilidad suficiente para el abastecimiento a los camiones cisterna en la Estación de Carga de PLNG, dado su capacidad actual y el tiempo de enfriamiento requerido para las cisternas que estuvieron paradas por tiempo prolongado; en ese orden de ideas, en atención a la propuesta remitida por el Osinergmin en el Informe Técnico Legal N° 1163-2023-OS/DSR/DSGN/DSHL, se propone como alternativa adicional para el transporte de GNL, el uso de ISO Tanques de GNL, los cuales pueden ser transportados por camiones, barcos y trenes, brindando alternativas a las empresas del sector. | Concesionarios de distribución de gas natural por red de ductos, agentes que realizan actividades de hidrocarburos, usuarios del servicio de gas natural. | Empresas interesadas en proyectos de gas natural, Concesionarios de distribución de gas natural por red de ductos, agentes que realizan actividades de hidrocarburos, usuarios del servicio de gas natural, OSINERGMIN, sociedad civil | 1/09/2026 | 1/10/2026 | Mesas de trabajo | 1/07/2026 | Publicación del proyecto normativo | 30/08/2026 | 30/11/2026 | Agradeceremos su contribución con sugerencias e información actualizadas, relevantes y pertinentes, sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al correo institucional prepublicacionesdgh@minem.go.b.pe | 30/03/2026 | Se incluye información adicional sobre el problema público en el Anexo adjunto. |

| N° | Unidad Responsable | Materia | Problema público | | | | AIR Ex Ante | | Consulta pública | | | | Fecha tentativa para emitir una solución | Preguntas y/o solicitud de sugerencias e información a las partes interesadas | Fecha de recepción de sugerencias y/o información | Información adicional |
|----|------------------------------------|--|--|--|--|--|--------------------------------|--|--------------------|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|--|--|---|-----------------------|
| | | | Denominación | Sustento | Identificación de grupo afectado | Identificación del grupo objetivo | Fecha tentativa de elaboración | Fecha tentativa de presentación del expediente a la CMCR (De corresponder) | Temprana | | Regulatoria | | | | | |
| | | | | | | | | | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | | | | |
| 8 | Dirección General de Hidrocarburos | Promoción y Sostenibilidad en la producción de hidrocarburos | Asimetría de información sobre la procedencia de los Combustibles Líquidos que comercializan en los Establecimientos de Venta al Público de Combustibles | <p>La asimetría de información en el mercado de combustibles líquidos constituye una falla de mercado que afecta la eficiencia asignativa y bienestar del consumidor, en consecuencia, los consumidores no cuentan con información relevante sobre la procedencia del Combustible adquirido en los Establecimientos de Venta al Público de Combustibles, situación que compromete el bienestar del consumidor.</p> <p>Dicha situación se sustenta en las siguientes evidencias:</p> <p>-A la fecha se verifica que existe gran diversidad de agentes registrados como Distribuidores Mayoristas, quienes comercializan combustibles, y pueden agregar aditivos en los Combustibles Líquidos adquiridos en el mercado nacional y/o internacional, según lo dispuesto en el artículo 64 del Reglamento para la comercialización de combustibles líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 030-98-EM; generando que, a su vez exista heterogeneidad en la calidad los Combustibles Líquidos que se comercializan en el mercado nacional.</p> <p>-Asimismo, se evidencia la gran diversidad de agentes registrados como Establecimientos de Venta al Público de Combustibles, quienes adquieren combustibles de algún Distribuidor Mayorista registrado ante el Osinergmin, y además en ocasiones suscriben contratos de distribución exclusiva de combustibles con el Distribuidor Mayorista, a fin de adquirir exclusivamente combustibles para su comercialización en los Establecimientos de Venta al Público; lo cual genera que en el mercado de combustibles exista Establecimientos de Venta al Público con contratos de distribución exclusiva (con monomarca)..</p> <p>-En ese sentido, considerando la gran diversidad de agentes, la heterogeneidad de los Combustibles Líquidos y las operaciones que realizan entre sí los agentes del mercado, se evidencia un problema de asimetría de información dado que los consumidores finales desconocen la procedencia del combustible que se expende en los Establecimiento de Venta al Público de Combustibles, incluso si el establecimiento es monomarca o no, ocasionando como consecuencia que los consumidores finales estén adquiriendo combustibles que no necesariamente buscan y están dispuestos a comprar.</p> <p>-Colantoni, Davis & Swaminathan (2016) señalan que, cuando los consumidores no tienen información sobre los productos en disposición, estos pueden tomar decisiones diferentes a un contexto donde las condiciones hubiesen sido ideales, trayendo consecuencias como la pérdida de bienestar e ineficiencia económica. Einav, Finkelstein & Schrimpf (2007) también afirman que la asimetría de información reduce el bienestar en comparación a tener información completa.</p> <p>-La ausencia de información sobre la procedencia del combustible también genera externalidades negativas sobre la confianza del consumidor y sobre el funcionamiento del mercado, los consumidores que perciben que no existe diferencia entre Establecimientos de Venta al Público pueden dejar de valorar las marcas, la cual podrían desincentivar la innovación en mejoras continuas, buenas prácticas y diferenciación positiva.</p> | Consumidores finales de Combustibles (transportistas de pasajeros y/o carga). | Agentes de la cadena de comercialización de hidrocarburos (Mayoristas y Minoristas). | 31/01/2026 | 28/02/2026 | - | - | Publicación del proyecto normativo | 13/02/2026 | 31/03/2026 | Agradeceremos su contribución con sugerencias e información actualizadas, relevantes y pertinentes, sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al correo institucional prepublicacionesdgh@minem.gov.pe | 28/02/2026 | Ninguna |
| 9 | Dirección General de Hidrocarburos | Eficiencia y Competitividad de los Hidrocarburos | Afectación a la competencia en el mercado de Combustibles Líquidos y GLP en zonas de la Amazonía | <p>El mercado de combustibles líquidos en el Perú presenta altos niveles de concentración y relaciones verticales en los segmentos de producción, importación, abastecimiento y comercialización mayorista, conforme al Estudio de INDECOPI (2016–2021). Estas condiciones, junto con barreras de entrada y expansión, limitan la competencia efectiva y pueden distorsionar la formación de precios, afectando a los consumidores finales. Esta situación se acentúa en las regiones amazónicas, donde la baja presencia de Distribuidores Mayoristas incrementa los costos logísticos y eleva el riesgo de desabastecimiento, evidenciando una falla estructural del mercado.</p> <p>Frente a este contexto, el Estado ha debido adoptar mecanismos regulatorios diferenciados para garantizar el abastecimiento en zonas de especial vulnerabilidad. Un ejemplo es el Decreto Supremo N.º 048-2005-EM, que otorgó a Petroperú una exoneración excepcional y transitoria del requisito de contar con Planta de Abastecimiento para operar en Madre de Dios, reconociendo que, en determinadas áreas de la Amazonía, el mercado no asegura por sí solo un suministro adecuado y continuo.</p> <p>Esta problemática se ve agravada por el crecimiento sostenido de la demanda de combustibles líquidos en la Amazonía. Entre 2015 y noviembre de 2025, Madre de Dios incrementó su demanda de 2,95 a 8,8 MBPD y Loreto de 4,42 a 6,23 MBPD, en un contexto asociado tanto al crecimiento poblacional como a un mayor consumo per cápita. Fuente: OSINERGMIN – SCOP.</p> <p>Adicionalmente, la composición de la demanda por tipo de combustible en 2025 muestra una marcada heterogeneidad regional, reflejando diferencias en disponibilidad, condiciones logísticas y acceso al abastecimiento en territorios geográficamente aislados. En el caso del diésel, la demanda promedio amazónica alcanzó 14,94 MBPD, concentrándose principalmente en Madre de Dios (50 %), seguido por Ucayali, Loreto y Amazonas, lo que confirma la alta dependencia regional de este combustible y la necesidad de asegurar un abastecimiento oportuno y seguro. Fuente: Dirección General de Hidrocarburos.</p> | Usuarios finales: hogares, industrias, comercios, transportistas, generadores eléctricos | Agentes de la cadena de comercialización de hidrocarburos (Mayoristas y Minoristas) | 31/07/2026 | 31/08/2026 | - | - | Mesa de Trabajo | Ejecutado | 30/09/2026 | Agradeceremos su contribución con sugerencias e información actualizadas, relevantes y pertinentes, sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al correo institucional prepublicacionesdgh@minem.gov.pe | 28/02/2026 | Ninguna |

| N° | Unidad Responsable | Materia | Problema público | | | | AIR Ex Ante | | Consulta pública | | | | Fecha tentativa para emitir una solución | Preguntas y/o solicitud de sugerencias e información a las partes interesadas | Fecha de recepción de sugerencias y/o información | Información adicional |
|----|--|--|--|---|--|---|--------------------------------|--|--------------------|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|--|--|---|---|
| | | | Denominación | Sustento | Identificación de grupo afectado | Identificación del grupo objetivo | Fecha tentativa de elaboración | Fecha tentativa de presentación del expediente a la CMCR (De corresponder) | Temprana | | Regulatoria | | | | | |
| | | | | | | | | | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | | | | |
| 10 | Dirección General de Hidrocarburos/Dirección General de Asuntos Ambientales de Hidrocarburos | Promoción y Sostenibilidad en la producción de hidrocarburos | Inexistencia de producción de urea y otros productos petroquímicos a partir de gas natural mediante infraestructura petroquímica, para atender el mercado nacional con visión de largo plazo | <p>El Perú no cuenta actualmente con infraestructura petroquímica destinada a la producción de fertilizantes y otros productos derivados del gas natural, tales como urea, nitrato de amonio y petroquímicos básicos e intermedios, los cuales son insumos estratégicos para diversas actividades económicas, en particular la agricultura, la agroindustria y la minería. Esta ausencia de desarrollo industrial obliga al país a depender casi exclusivamente de las importaciones, exponiendo al mercado interno a la volatilidad de los precios internacionales y a riesgos geopolíticos externos.</p> <p>- Dicha vulnerabilidad quedó evidenciada durante el inicio del conflicto bélico entre Rusia y Ucrania en marzo de 2022, cuando el precio internacional de la urea se incrementó abruptamente de aproximadamente USD 400 a USD 900 por tonelada, generando impactos directos en los costos de producción agrícola, la canasta básica familiar y la disponibilidad de alimentos. Este contexto, sumado a los efectos del cambio climático, incrementa la presión sobre la eficiencia productiva del sector agrícola y configura un riesgo estructural para la seguridad alimentaria nacional, especialmente en el corto y mediano plazo.</p> <p>- Desde una perspectiva de desarrollo industrial, la falta de una industria petroquímica nacional priva al país de beneficios económicos, fiscales, laborales y territoriales significativos, al impedir la generación de valor agregado a partir de sus recursos de gas natural. En este sentido, la Ley N.° 29163, Ley de Promoción para el Desarrollo de la Industria Petroquímica, define a esta industria como aquella orientada a transformar químicamente el gas natural, condensados y otros hidrocarburos líquidos en productos petroquímicos básicos, intermedios y finales, con el objetivo de generar valor agregado y dinamizar la economía nacional; objetivo que, a la fecha, no ha sido materializado.</p> <p>- Cabe precisar que los proyectos petroquímicos de fertilizantes requieren escalas industriales relevantes para lograr su cierre económico y financiero, con capacidades instaladas superiores al millón de toneladas por año, inversiones que superan los USD 1 000 millones, y plazos de construcción que oscilan entre 3 y 5 años, sin considerar los tiempos asociados a la permisología ambiental, municipal y de seguridad industrial. En este contexto, y en cumplimiento de su rol promotor de la inversión, el Ministerio de Energía y Minas viene impulsando condiciones que permitan viabilizar la participación de inversionistas privados en el desarrollo de plantas petroquímicas en el país.</p> <p>- Asimismo, bajo el régimen económico de libre mercado, los inversionistas petroquímicos orientan su portafolio de producción hacia aquellos productos que permitan asegurar la rentabilidad de sus inversiones. En ese marco, además de la urea, uno de los subproductos relevantes de estas plantas es el nitrato de amonio, insumo clave tanto para fertilizantes como para la fabricación de explosivos de uso minero, contribuyendo a dinamizar sectores estratégicos como la minería. Al respecto, según información de la SUNAT (2024), el Perú importó aproximadamente 664 mil toneladas de nitrato de amonio y 442 mil toneladas de urea, lo que evidencia la magnitud de la dependencia externa y el potencial de sustitución de importaciones.</p> <p>- El desarrollo de la industria petroquímica permitiría disponer localmente de urea, nitrato de amonio y otros productos petroquímicos a precios competitivos, incrementando la oferta nacional y generando un excedente del consumidor, con impactos positivos directos en los agricultores, la agroindustria y la actividad minera, así como efectos indirectos en el empleo, la recaudación fiscal y el desarrollo territorial sostenible. Cabe destacar que la vida útil de las plantas petroquímicas supera los 25 años, lo que refuerza su contribución estratégica de largo plazo a la seguridad alimentaria y al crecimiento económico del país.</p> | - Sector económico dedicado a la agricultura, minería. - Comercios, Industria, Ollas Comunes, Hogares en zonas rurales y urbanas. | -Inversionistas privados actuales y potenciales en la industria petroquímica basada en gas natural. | 31/03/2026 | 30/06/2026 | Mesas de Trabajo | 17/02/2025 | Publicación del proyecto normativo | Ejecutado | 31/07/2026 | Agradeceremos su contribución con sugerencias e información actualizadas, relevantes y pertinentes, sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al correo institucional prepublicacionesdgh@minem.gob.pe | 28/02/2026 | El Sector ha elaborado el Proyecto de Decreto Supremo que modifica el Anexo 1 del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos respecto a la Clasificación Anticipada de Estudios Ambientales para la Actividad de Petroquímica, el cual se encuentra en trámite para su aprobación. |
| 11 | Dirección General de Hidrocarburos | Seguridad Energética | Vulnerabilidad del abastecimiento de Combustibles Líquidos al mercado nacional | <p>El mercado peruano de combustibles líquidos presenta una vulnerabilidad estructural del abastecimiento debido a la limitada capacidad de almacenamiento, baja redundancia logística e incumplimiento de existencias mínimas y asimetrías regulatorias que generan riesgos de desabastecimiento, especialmente en zonas alejadas.</p> <p>Esta fragilidad afecta la seguridad energética nacional, comprometiendo la continuidad de necesidades básicas del transporte, la industria, los servicios públicos y con ello el bienestar ciudadano.</p> <p>Dicha situación se sustenta en las siguientes evidencias:</p> <p>- El MINEM ha venido aprobando senda normativa que exonera del cumplimiento de la obligación de mantener existencias de combustibles debido al alto riesgo de desabastecimiento de Combustibles, por factores exógenos (mal tiempo, interrupción del suministro, fenómenos naturales):</p> <p>- Resolución Ministerial N° 114-2017-MINEM/DM - Resolución Ministerial N° 338-2017-MINEM/DM - Resolución Ministerial N° 222-2019-MINEM/DM - Resolución Ministerial N° 356-2020-MINEM/DM - Resolución Ministerial N° 235-2021-MINEM/DM - Resolución Ministerial N° 095-2022-MINEM/DM - Resolución Ministerial N° 211-2022-MINEM/DM - Resolución Ministerial N° 377-2022-MINEM/DM - Resolución Ministerial N° 026-2023-MINEM/DM - Resolución Ministerial N° 111-2023-MINEM/DM - Resolución Directoral N° 059-2024-MINEM/DGH - Resolución Directoral N° 291-2024-MINEM/DGH</p> <p>- Se verifica una falta de inversiones para la ampliación de infraestructura de almacenamiento para asegurar el</p> | Usuarios finales de combustibles líquidos Sectores económicos intensivos en el uso de combustibles Prestadores de servicios públicos y esenciales Agentes de la cadena de comercialización de combustibles (importadores, refinadores, almacenadores, distribuidores y comercializadores) El Estado y la sociedad en su conjunto | Sector Privado y Público Hogares | 30/07/2026 | 31/08/2026 | - | - | Publicación de proyecto normativo | 30/10/2026 | 31/11/2026 | Agradeceremos su contribución con sugerencias e información actualizadas, relevantes y pertinentes, sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al correo institucional prepublicacionesdgh@minem.gob.pe | 28/02/2026 | Ninguna |

| N° | Unidad Responsable | Materia | Problema público | | | | AIR Ex Ante | | Consulta pública | | | | Fecha tentativa para emitir una solución | Preguntas y/o solicitud de sugerencias e información a las partes interesadas | Fecha de recepción de sugerencias y/o información | Información adicional |
|----|------------------------------------|--|---|--|---|---|--------------------------------|--|--------------------|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|--|--|---|-----------------------|
| | | | Denominación | Sustento | Identificación de grupo afectado | Identificación del grupo objetivo | Fecha tentativa de elaboración | Fecha tentativa de presentación del expediente a la CMCR (De corresponder) | Temprana | | Regulatoria | | | | | |
| | | | | | | | | | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | | | | |
| 12 | Dirección General de Hidrocarburos | Eficiencia y Competitividad de los Hidrocarburos | Afectación la comercialización de Biocombustibles en el subsector Hidrocarburos, a nivel nacional, desde la entrada en vigencia de la Ley Nº 32276, Ley de promoción del mercado de biocombustibles, a fin de fortalecer la producción de biocombustibles y promover su consumo | <p>La comercialización de biocombustibles en el país se desarrolla bajo un reglamento —Decreto Supremo N.º 021-2007-EM— que debe ser actualizado conforme a lo dispuesto por la Ley N.º 32276, la cual modificó la Ley 28054 redefiniendo conceptos, alcances y políticas vinculadas a la producción, uso y promoción de biocombustibles. Esta desactualización genera inseguridad jurídica, falta de precisión sobre el alcance de la comercialización en el subsector hidrocarburos, y dificultades para la fiscalización de calidad, mezclas y registros por parte de las autoridades competentes.</p> <p>Asimismo, la normativa vigente contiene definiciones, normas técnicas, procedimientos y competencias institucionales que no coinciden con la regulación sectorial actualizada sobre combustibles líquidos, calidad, mezcla y nomenclatura (gasolinas, gasoholes y diésel), afectando la predictibilidad necesaria para el desarrollo eficiente del mercado.</p> <p>Como resultado, se limita la producción nacional, se restringe el consumo de Gasohol y Diesel BX, se frena la diversificación energética y se afecta la predictibilidad requerida por los agentes económicos para invertir y operar en el mercado de biocombustibles.</p> <p>Desde una perspectiva comparativa, el Perú mantiene porcentajes de mezcla de 7,8 % de alcohol carburante en gasolinas y 5 % de biodiésel en diésel, niveles inferiores a los observados en varios países de la región, donde las mezclas alcanzan entre 10 % y 30 %. Considerando que el sector transporte concentra alrededor del 42 % del consumo energético, esta brecha evidencia que la falta de actualización del marco regulatorio limita el aprovechamiento del potencial de los biocombustibles, reforzando la necesidad de adecuar el Reglamento para la Comercialización de Biocombustibles en concordancia con la Ley N.º 32276 y la normativa sectorial vigente.</p> <p>El Balance Energético Nacional 2023 evidencia que la demanda de biodiésel y etanol para mezclas se mantuvo relevante entre 2010 y 2023, con una alta dependencia de importaciones, especialmente en el biodiésel B100. En 2023, el consumo de biodiésel alcanzó aproximadamente 1 729 miles de barriles, de los cuales cerca de la mitad fue importado, mientras que el etanol registró una demanda cercana a 1 390 miles de barriles, también con predominio del suministro externo. La producción nacional presenta una participación limitada y variable y el abastecimiento se concentra en pocos agentes. En conjunto, estos datos confirman que, pese a la obligatoriedad de las mezclas, el mercado peruano de biocombustibles sigue dependiendo de fuentes externas, reforzando la necesidad de fortalecer la producción local y actualizar el marco regulatorio para mejorar la seguridad energética.</p> <p>Fuente: Balance Nacional de Energía 2023 (https://www.gob.pe/institucion/minem/infomes-publicaciones/7375557-balance-nacional-de-energia-2023)</p> | Productores nacionales de biocombustibles | Productores de biocombustibles (Alcohol Carburante y Biodiesel B100) | 28/02/2026 | 31/03/2026 | - | - | Mesa de Trabajo | Ejecutado | 31/4/2026 | Agradeceremos su contribución con sugerencias e información actualizadas, relevantes y pertinentes, sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al correo institucional prepublicacionesdgh@minem.gob.pe | 28/02/2026 | Ninguna |
| 13 | Dirección General de Hidrocarburos | Seguridad de los Hidrocarburos | Ocurrencia de accidentes y desastres que afectan a la población donde se genera el hecho, durante el desarrollo de las actividades de Combustibles Líquidos y GLP, entre 2020 y 2026 | <p>Con fecha 23 de enero de 2020, la unidad vehicular de placa de rodaje N° A2X-847, producto de una fuga de GLP generó una deflagración e incendio que ocasionó la muerte de 34 personas, así como graves daños a la vida y a la salud de varias personas, y daños materiales a la propiedad privada.</p> <p>- De acuerdo con las estadísticas del Cuerpo General de Bomberos Voluntarios del Perú – CGBVP durante los años 2022 al 2024, han persistido las emergencias por fugas de Gas Licuado de Petróleo, asimismo, durante el 2024 se registraron 5,787 emergencias por fugas de GLP a nivel nacional, y en lo que va del año 2025, se registran 4,219 fugas.</p> <p>- El 15 de enero de 2022, a las 17:18 horas, se produjo un derrame de petróleo en la zona litoral marina de la Refinería La Pampilla, lo cual afectó gravemente el litoral peruano, así como consecuencias nefastas para la biodiversidad de esta zona.</p> <p>- Los constantes atentados al Oleoducto Nor Peruano, que ocasionaría un impacto ambiental alto, en caso de derrame causaría impactos al suelo, ríos (Río Marañón) y Reservas Naturales. Cabe señalar que, en los últimos 05 años se suscitaron 40 eventos de derrames de petróleo crudo en el ONP, de los cuales 37 fueron producto de atentados en contra de la infraestructura del ONP.</p> <p>- Desde los eventos ocurridos (Villa El Salvador, Derrame de Petróleo en Refinería La Pampilla y los distintos atentados al Oleoducto Norperuano) es necesario mantener el perfeccionamiento optimización de los dispositivos legales que atiendan estos hechos y de la misma forma, coadyuven a reducir las actividades denominadas ilegales del mercado de los hidrocarburos que derivan en problemas de seguridad pública tales como: Minería Ilegal, Elaboración de Drogas Ilícitas, Contrabando a nivel fronterizo y evasión de impuestos la Ley de Promoción de la Amazonía.</p> <p>-Mediante el Decreto Supremo N.º 002-2025-EM se fortaleció la seguridad de las líneas submarinas, líneas hacia terminales marítimos y sistemas de recolección e inyección ubicados en el litoral y frente a la costa peruana, a través de fiscalizaciones orientativas a cargo del Osinergmin que permitirán identificar y evaluar el estado de dichas</p> | Población y comunidades expuestas | Agentes de la cadena de comercialización de hidrocarburos, Usuarios finales (Hogares, industrias, comercio, generadores eléctricos y transportistas de pasajeros y/o carga), potenciales inversionistas y demás instituciones públicas. | 31/08/2026 | 30/09/2026 | - | - | Publicación del proyecto normativo | Ejecutado | 31/10/2026 | Agradeceremos su contribución con sugerencias e información actualizadas, relevantes y pertinentes, sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al correo institucional prepublicacionesdgh@minem.gob.pe | 28/02/2026 | Ninguna |

| N° | Unidad Responsable | Materia | Problema público | | | | AIR Ex Ante | | Consulta pública | | | | Fecha tentativa para emitir una solución | Preguntas y/o solicitud de sugerencias e información a las partes interesadas | Fecha de recepción de sugerencias y/o información | Información adicional |
|----|---|--|---|---|---|---|--------------------------------|--|--------------------|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|--|---|---|-----------------------|
| | | | Denominación | Sustento | Identificación de grupo afectado | Identificación del grupo objetivo | Fecha tentativa de elaboración | Fecha tentativa de presentación del expediente a la CMCR (De corresponder) | Temprana | | Regulatoria | | | | | |
| | | | | | | | | | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | | | | |
| | | | | <p>instalaciones y disponer las acciones correctivas necesarias, orientadas a prevenir y reducir el riesgo de fugas y derrames; por lo cual una vez finalizada la fiscalización por parte del Osinergmin y en base a los resultados y hallazgos encontrados corresponderá disponer las acciones correctivas que correspondan; la observaciones que se identifiquen deben prevenir y/o reducir el riesgo a eventos como fugas y derrames.</p> <p>-Por otro lado, el marco normativo vigente del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N.° 043-2007-EM, no incorpora de manera expresa los avances tecnológicos disponibles para la comunicación inmediata de emergencias ni establece plazos suficientemente breves para su notificación al Osinergmin, lo que limita la capacidad de respuesta temprana del Estado y retrasa las acciones de fiscalización, control y mitigación de impactos sobre la seguridad de las personas, el ambiente y la continuidad del suministro energético, por lo cual, resulta necesario que las autoridades tomen conocimiento oportuno de la ocurrencia de cualquier emergencia en las instalaciones en las que se desarrollan, con la finalidad de tomar acciones eficaces en salvaguarda de la seguridad pública y resguardo de la seguridad energética nacional.</p> <p>-Asimismo, los plazos de adecuación previstos en la Primera Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N.° 013-2021-EM y en el cronograma aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N.° 216-2021-OS/CD han evidenciado dificultades prácticas para su cumplimiento por parte de determinadas Plantas de Abastecimiento, Plantas de Abastecimiento en Aeropuertos y Terminales, lo que podría afectar la implementación segura de los sistemas de quemado o procesamiento de gases combustibles. En tal sentido, resulta necesario evaluar técnicamente la ampliación de dichos plazos, a fin de asegurar una adecuación progresiva y segura que reduzca riesgos operativos y contribuya a la protección de la vida, la salud y las instalaciones del subsector hidrocarburos.</p> | | | | | | | | | | | | |
| 14 | Dirección General de Asuntos Ambientales de Hidrocarburos | Evaluación de estudios e instrumentos de gestión ambiental | Costos adicionales en que incurrir los administrados en la tramitación de instrumentos de gestión ambiental complementarios en hidrocarburos cuyos requisitos y plazos se encuentran diferenciados respecto a otras normas ambientales. | <p>La admisibilidad de los Estudios Ambientales e Instrumentos de Gestión Ambiental Complementarios en las actividades de hidrocarburos esta regulada en los artículos 19 y 19-A del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (RPAAH). En dichos artículos, se advierten requisitos y plazos de admisión diferenciados. Así, por ejemplo, se tiene que para Estudios Ambientales se exige "Dos (02) ejemplares impresos y en medio electrónico del Estudio Ambiental", mientras que para Instrumentos de Gestión Ambiental se exige "Un ejemplar impreso y/o en medio electrónico editable y no editable del Instrumento de Gestión Ambiental Complementario". Asimismo, para que la Autoridad Ambiental Competente declare la admisión o no de un Estudio Ambiental tiene como plazo diez (10) días hábiles, mientras que, para los Instrumentos de Gestión Ambiental, tiene siete (07) días hábiles. Adicionalmente, el RPAAH no establece un plazo determinado para que la Autoridad Ambiental Competente revise el levantamiento de observaciones en los Estudios Ambientales e Instrumento de Gestión Ambiental Complementarios, lo cual podría generar incertidumbre al titular de la Actividad de Hidrocarburos sobre el tiempo que le tomaría a la entidad para pronunciarse sobre el cumplimiento de los requisitos de la solicitud. Finalmente, en cuanto a la emisión de opiniones técnicas en los Estudios Ambientales e Instrumentos de Gestión Ambiental Complementarios, el RPAAH establece un plazo de dieciocho (18) días hábiles para que la autoridad opinante emita opinión técnica y siete (07) días hábiles para que emita el pronunciamiento final. No obstante, en la práctica, existen retrasos en la emisión de la opinión técnica, situación que afecta no solo el tiempo de evaluación por la Autoridad Ambiental Competente, sino también el tiempo planificado por los titulares de actividades de hidrocarburos para la ejecución de los proyectos de inversión. Asimismo, el referido Reglamento no ha previsto la posibilidad de que el titular de la Actividad de Hidrocarburos solicite las opiniones técnicas que las autoridades opinantes hayan emitido oportunamente, lo que podría generar mayor retraso en el levantamiento de las observaciones.</p> <p>En los últimos años ha disminuido la inversión en exploración de hidrocarburos (2020: USD 61.1 millones; 2021: USD 3.2 millones; 2022: USD 2.3 millones; 2023: USD 2.3 millones. Fuente: Perupetro). Al respecto, el tiempo adicional a lo establecido para la evaluación de los estudios ambientales genera una postergación de las inversiones en exploración de hidrocarburos, entre otras actividades. Así por ejemplo, el "Estudio de Impacto Ambiental Detallado del Proyecto de Prospección Sísmica 2D del Lote 95", que contempló una inversión de USD 22.9 millones, fue presentado el 17.11.2023 y fue aprobado el 13.10.2025, tomando 23 meses, pese a que el plazo legal es de 120 días hábiles.</p> | Titulares de actividades de hidrocarburos | Titulares de actividades de hidrocarburos | 30/03/2026 | 27/04/2026 | | | Publicación del proyecto normativo | Ejecutado | 2/07/2026 | Se recibirán las contribuciones, sugerencias, información actualizada, relevante y pertinente sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al siguiente correo: prepublicacionesdgaah@minem.gob.pe | 28/02/2026 | Ninguna |

| N° | Unidad Responsable | Materia | Problema público | | | | AIR Ex Ante | | Consulta pública | | | | Fecha tentativa para emitir una solución | Preguntas y/o solicitud de sugerencias e información a las partes interesadas | Fecha de recepción de sugerencias y/o información | Información adicional |
|----|---|------------------------------------|--|--|---|--|--------------------------------|--|--------------------|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|--|---|---|---|
| | | | Denominación | Sustento | Identificación de grupo afectado | Identificación del grupo objetivo | Fecha tentativa de elaboración | Fecha tentativa de presentación del expediente a la CMCR (De corresponder) | Temprana | | Regulatoria | | | | | |
| | | | | | | | | | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | | | | |
| 15 | Dirección General de Minería/Dirección General de Asuntos Ambientales Mineros | Pasivos ambientales mineros | Afectación a la salud de la población y al ambiente producto de la existencia de pasivos ambientales mineros identificados desde el año 2006 en Cusco, Ancash, Apurímac, Arequipa, Ayacucho, Cajamarca, Huancavelica, Huánuco, Ica, Junín, Ica, la Libertad, Lima, Moquegua, Pasco, Puno, Piura y Tacna. | De acuerdo al Inventario de Pasivos Ambientales Mineros, existen 759 PAM de alto y muy alto riesgo, de los cuales 496 se encuentran gestionados, mientras que 263 PAM no han sido gestionados. Respecto de los 496 PAM gestionados, se han otorgado 33 derechos de reaprovechamiento, de los cuales únicamente 3 remediadores han cumplido con presentar sus instrumentos de gestión ambiental, y el resto no ha cumplido su obligación, sin que existiese la posibilidad respecto a estos últimos de que el Estado pueda revertir el derecho otorgado para dárselo a un tercero interesado e imponer sanciones disuasivas frente al incumplimiento. Asimismo, de los 263 PAM no gestionados, se han identificado solo a los responsables generadores de 20 PAM. Siendo Ancash departamento con el mayor número de PAM de alto y muy alto riesgo sin gestionar. Finalmente, respecto al total de PAM del Inventario, en el año 2024 (Inventario 2024) se ha determinado que existieron un 32.16% de PAM de muy alto riesgo sin gestionar, mientras que, en el año 2025, hubo un 34.65% de PAM de alto riesgo sin gestionar. (Fuente Inventario 2025 y Base de datos de PAM de la Dirección Técnica Minera-DTM) | Población del área del PAM | Remediadores de pasivos ambientales mineros Empresas encargadas de la remediación de PAM por encargo del Estado Población del área del PAM | 27/03/2026 | 29/05/2026 | - | - | Publicación del proyecto normativo | 30/04/2026 | 31/06/2026 | Se recibirán las contribuciones, sugerencias, información actualizada relevante y pertinente sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos al correo atemprama@minem.gob.pe | 28/02/2026 | Ninguna |
| 16 | Dirección General de Electricidad | Generación eléctrica | Alta probabilidad de incremento tarifario por falta de oferta eficiente para el abastecimiento del mercado regulado de electricidad, que afecta 8.4 millones usuarios (suministros). | Con fecha 19 de febrero de 2025 se publicó en el diario oficial El Peruano la Ley N° 32249, Ley que modifica la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, a Fin de Garantizar el Abastecimiento Seguro, Confiable y Eficiente del Suministro Eléctrico y Promover la Diversificación de la Matriz Energética" (Ley 32249). Los cambios aprobados en la referida Ley están orientados a incrementar la competencia en la generación eléctrica, a través del mecanismo de licitaciones, que garantice una oferta eficiente para el suministro eléctrico en el mercado regulado; los cuales comprenden medidas tales como: (i) la realización de las licitaciones de suministro eléctrico que deben convocar los distribuidores para abastecer a sus usuarios regulados, (ii) establecimiento de plazos de convocatorias y duración de contratos de largo, mediano y corto plazo; así como, los porcentajes máximo de requerimientos para cubrir la demanda total de los usuarios regulados de los distribuidores con estas licitaciones, (iii) determinación de los límites de participación y las condiciones para la suscripción de los contratos sin licitación; (iv) realización de licitaciones de suministro para nueva generación en sistemas aislados; entre otros. Los cambios aprobados en la Ley 28832 y que van a requerir una adecuación normativa están sustentados en lo siguiente: -Con la finalidad de incrementar la participación de más proyectos de generación eléctrica en las licitaciones establecidas mediante la Ley N° 28832, es necesario precisar que la forma de contratación debe sustentarse en la segmentación de la demanda en bloques y separando los productos potencia firme y energía. -El abastecimiento oportuno y eficiente de la demanda de los usuarios regulados se consigue primero a través de los procesos de licitación, tanto de largo y corto plazo, y luego, subsidiariamente, se debe recurrir a contratos no licitados, pues de acuerdo a la Ley N° 28832, la licitación es el vehículo reservado legalmente para garantizar el abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para los usuarios regulados mediante procesos competitivos que sustituyen al proceso administrativo que conduce a los Precios en Barra.; asimismo, es el instrumento para facilitar y promover el desarrollo de nuevas inversiones en generación, aprovechar las economías de escala, promover la competencia por el mercado y asegurar el abastecimiento de los usuarios regulados, conforme a los objetivos señalados en el artículo 2 de la Ley N° 28832. -En la actualidad, los Sistemas Aislados, es decir los sistemas eléctricos no interconectados con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), cubren toda o parte de su demanda de electricidad mediante generación termoeléctrica que utiliza combustibles líquidos derivados del petróleo; asimismo, por economías de escala, todos sus consumidores son servidos por una única empresa de distribución eléctrica que, en términos casi generales, integra activos de transmisión y generación eléctrica, así como la labor de operación del sistema eléctrico. En estos sistemas, actualmente todos los consumidores son usuarios regulados. | Usuarios finales del servicio eléctrico Agentes del sector eléctrico | Distribuidores, Generadores COES Osinergmin Usuarios | 1/02/2026 | 28/02/2026 | - | - | Publicación de proyecto normativo | Ejecutado | 30/05/2026 | Se recibirán las contribuciones, sugerencias, información actualizada, relevante y pertinente sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al siguiente correo: Prepublicaciones_DGE@minem.gob.pe . En este caso, las contribuciones están limitadas a información correspondiente al problema público enunciado. | 15/02/2026 | Ninguna |
| 17 | Dirección General de Electricidad | Seguridad del suministro eléctrico | Riesgo de inestabilidad y pérdida de seguridad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) debido a la limitada capacidad de regulación de frecuencia y la reducción de la inercia del sistema, ocasionadas por el aumento de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionables (solar eólica), afectando la confiabilidad del suministro eléctrico para todos los usuarios finales en el Perú | Para la operación estable, confiable y eficiente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN, se debe mantener el equilibrio dinámico entre la oferta y la demanda, es decir, un equilibrio entre la generación de energía y la demanda de los usuarios finales durante las 24 horas del día. Cualquier desequilibrio entre la oferta y la demanda provocará una variación de la frecuencia de operación del sistema con respecto a su valor nominal (60 Hz para el caso peruano). Para poder contrarrestar los desequilibrios no previstos y lograr mantener la frecuencia dentro de márgenes aceptables y así evitar un mal funcionamiento de los equipos y el colapso del sistema, existen distintas etapas de control que permiten mantener el equilibrio de la frecuencia. Se tiene así la inercia de los generadores síncronos, que es la capacidad natural de resistir variaciones repentinas en la frecuencia, es la primera línea de defensa ante desequilibrios no previstos, y en un siguiente nivel los servicios de control de frecuencia, como la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), que entra en servicio como una respuesta inmediata para restablecer el equilibrio del sistema dentro de los estándares de calidad. La RPF es uno de los denominados Servicios Complementarios, que son servicios requeridos para apoyar la operación eficiente del SEIN, de modo que el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales se efectúe con seguridad, confiabilidad y calidad. En el SEIN todas las centrales de generación brindan el servicio de RPF, reservando parte de su capacidad de generación, o a través de terceros; no obstante, existe un grupo de centrales de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no convencionales que, de acuerdo a la normativa vigente, están exoneradas de brindar dicho servicio, como las centrales cuya fuente de energía primaria es eólica, solar o mareomotriz. Debido a su naturaleza intrínseca, las centrales RER no convencionales como las solares o eólicas, introducen mayor variabilidad e incertidumbre al SEIN porque dependen de la disponibilidad del recurso energético (radiación solar y viento, respectivamente). Además, las centrales solares fotovoltaicas no poseen inercia por sí mismas; mientras que las centrales eólicas, pese a poseer masas rotatorias, su interconexión al SEIN se hace a través de convertidores/inversores electrónicos, lo cual provoca un desacoplamiento de manera total o parcial de la inercia de dichas masas rotatorias con el sistema eléctrico. Por lo anterior, la inserción de dichas centrales representa un desafío para la operación del SEIN, más aún si, conforme a la normativa vigente, dichas centrales se encuentran | Usuarios finales del servicio eléctrico Agentes del sector eléctrico | Distribuidores Generadores Transmisores Usuarios Libres COES Osinergmin Inversionistas interesados en ser proveedores de servicios complementarios | 1/02/2026 | 1/08/2026 | - | - | Publicación del proyecto normativo | 28/02/2026 | 31/10/2026 | Se recibirán las contribuciones, sugerencias, información actualizada, relevante y pertinente sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al siguiente correo: Prepublicaciones_DGE@minem.gob.pe . | 15/02/2026 | Se cuenta con un estudio técnico, que ha comprendido la realización de Workshop Experiencias internacionales en Servicios Complementarios para un sistema eléctrico resiliente y moderno, cuyas ponencias y video del mismo son de libre acceso en el enlace web siguiente: https://goo.su/vMG9 |

| N° | Unidad Responsable | Materia | Problema público | | | | AIR Ex Ante | | Consulta pública | | | | Fecha tentativa para emitir una solución | Preguntas y/o solicitud de sugerencias e información a las partes interesadas | Fecha de recepción de sugerencias y/o información | Información adicional |
|----|-----------------------------------|-------------------|---|---|---|---|--------------------------------|--|--------------------|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|--|---|---|-----------------------|
| | | | Denominación | Sustento | Identificación de grupo afectado | Identificación del grupo objetivo | Fecha tentativa de elaboración | Fecha tentativa de presentación del expediente a la CMCR (De corresponder) | Temprana | | Regulatoria | | | | | |
| | | | | | | | | | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | | | | |
| | | | | exoneradas de brindar el servicio de RPF. Con fecha 19 de enero de 2025, se publicó en el Diario Oficial El Peruano la Ley N° 32249, "Ley que modifica la Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, a fin de garantizar el abastecimiento seguro, confiable y eficiente del suministro eléctrico y promover la diversificación de la matriz energética"; norma que introdujo en la Ley N° 28832 un artículo 33, comprendido en su Capítulo Octavo, a través del cual se creó el Mercado de Servicios Complementarios, para la provisión de servicios necesarios para asegurar la calidad y confiabilidad del suministro de electricidad desde la generación hasta la demanda y que permita la oferta y demanda de estos servicios en un entorno competitivo que no excluya a ningún agente y asigne la responsabilidad de pago del servicio utilizado a quien genere la inestabilidad del SEIN. En dicho artículo también se ha determinado que debe ser el MINEM quien debe diseñar el marco normativo que establezca disposiciones que permitan generar y promover dicho mercado, así como establecer disposiciones sobre su operación y administración. | | | | | | | | | | | | |
| 18 | Dirección General de Electricidad | Alumbrado público | Bajos niveles de luminosidad en zonas con alta incidencia delictiva y escasa regulación que incentive inversiones para incrementar niveles de luminosidad en el parque de alumbrado público | Diversos estudios empíricos internacionales han demostrado que la mejora de los niveles de luminosidad en los espacios públicos mejora la sensación de seguridad ciudadana y contribuyen, dado su efecto disuasivo en la comisión de los denominados delitos oportunistas. A nivel nacional no se han realizado estudios empíricos; no obstante, la preocupación por los niveles de iluminación con fines de seguridad ciudadana en las vías públicas es una preocupación por la mayor parte de las autoridades municipales y el Osinergmin. Para alcanzar los niveles adecuados de iluminación adecuados en las vías públicas se requiere un régimen que permita reconocer el mayor consumo de energía asociado al incremento de los niveles de iluminación cuando ello sea requerido por razones de seguridad ciudadana. En ausencia de reglas que contemplen dichos supuestos excepcionales, la aplicación estricta de los límites máximos de facturación por alumbrado público puede constituir un factor que desincentive la adopción de medidas orientadas a mejorar la iluminación en zonas con alta incidencia delictiva, aun cuando estas respondan a finalidades de interés público. Del análisis de la normativa vigente, se advierte que existen escenarios y supuestos no previstos por la LCE, el RLCE o la Norma Técnica de Alumbrado Público, referidos al incremento excepcional de los niveles de iluminación del alumbrado público por razones de seguridad ciudadana. La ausencia de reglas que permitan reconocer el mayor consumo de energía asociado a dichos supuestos genera incertidumbre en la aplicación del régimen de facturación por alumbrado público, lo que limita la adopción de medidas orientadas a mejorar los niveles de iluminación en vías con alta incidencia delictiva. Un primer escenario no previsto por la normativa vigente se presenta cuando resulta necesario incrementar los niveles de iluminación o ampliar los puntos de alumbrado público en vías con alta incidencia delictiva, por razones de seguridad ciudadana. En estos supuestos, el marco normativo actual no contempla mecanismos que permitan reconocer el mayor consumo de energía asociado a dicho incremento, en la medida en que el artículo 94 de la Ley de Concesiones Eléctricas únicamente regula el supuesto en que las municipalidades ejecuten instalaciones especiales de iluminación a su costo, sin prever escenarios excepcionales vinculados a la seguridad ciudadana. Otro escenario detectado es la falta de mecanismos predecibles y transparentes sobre cómo liquidar los saldos anuales positivos o negativos que se generen entre el monto mensual que deriva de la valorización del consumo real del parque de alumbrado público con la tarifa regulada y la facturación aplicado por la distribuidora a sus usuarios. Dichos saldos son aplicables según lo ha normado Osinergmin para alumbrado público mediante un proceso tarifario sobre la base de la facturación mensual que proyecta la distribuidora. De llegarse a no reconocer de forma transparente y precisa los saldos históricos generados, se genera el riesgo de no reconocer parte de las inversiones efectivamente ejecutadas por la distribuidora en el parque de alumbrado públicos. Uno de los problemas que señala la industria es que la facturación máxima por alumbrado público no se exceda o se supere el límite máximo de facturación anual que es del 5% del monto de total facturado por cada una de las concesiones de distribución eléctrica o a los factores KALP que se han venido incrementado para algunas concesiones eléctricas, los cuales generan incremento en la facturación real aplicada por la distribuidora a sus usuarios, sin que se considere los escenarios que podrían estar asociados al incremento de los niveles de seguridad ciudadana a nivel nacional. Para el fin anterior se propone fomentar la implementación de nuevas tecnologías de iluminación (LED), o nuevos puntos de iluminación que puedan ser declaradas por el Ministerio de Energía y Minas en coordinación con el Ministerio del Interior, los cuales son los que mayor inseguridad ciudadana perciben en vías con poca o nula iluminación. Fuente: - Ley N° 32527, Ley que delega en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar en materias de seguridad ciudadana y lucha contra la criminalidad organizada, crecimiento económico responsable y fortalecimiento institucional. - Oficio N° 307-2025-PR la Presidencia de la República presenta al Congreso de la República el Proyecto de Ley que delega en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar en materia de seguridad ciudadana y lucha contra la criminalidad organizada, crecimiento responsable y fortalecimiento institucional, el cual fue numerado como el Proyecto de Ley 13280/2025-PE. - Dictamen en Mayoría de la Comisión de Constitución y Reglamento sobre el Proyecto de Ley N° 13280/2025-PE. | Usuarios finales del servicio eléctrico Distribuidoras | Usuarios finales del servicio eléctrico Distribuidoras Ministerio del Interior y Osinergmin | 1/02/2026 | 5/02/2026 | - | - | Publicación del proyecto normativo | Ejecutado | 13/02/2026 | Se recibirán las contribuciones, sugerencias, información actualizada, relevante y pertinente sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al siguiente correo: Prepublicaciones_DGE@minem.gob.pe. | 5/02/2026 | Ninguna |

| N° | Unidad Responsable | Materia | Problema público | | | | AIR Ex Ante | | Consulta pública | | | | Fecha tentativa para emitir una solución | Preguntas y/o solicitud de sugerencias e información a las partes interesadas | Fecha de recepción de sugerencias y/o información | Información adicional |
|----|-----------------------------------|---|---|---|---|--|--------------------------------|--|--------------------|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|--|---|---|-----------------------|
| | | | Denominación | Sustento | Identificación de grupo afectado | Identificación del grupo objetivo | Fecha tentativa de elaboración | Fecha tentativa de presentación del expediente a la CMCR (De corresponder) | Temprana | | Regulatoria | | | | | |
| | | | | | | | | | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | | | | |
| 19 | Dirección General de Electricidad | Generación Distribuida regulada en la Ley 28832 | Barreras regulatorias y técnicas que desincentivan la inversión en proyectos de generación distribuida de mediana escala, que limita diversificar matriz energética y modernizar redes eléctricas | <p>El problema público tiene como principal sustento la identificación de un marco legal incompleto sobre la Generación Distribuida. Así, de la revisión del marco jurídico, se advierte que se han establecido definiciones, características y criterios regulatorios que requieren de una reglamentación para el desarrollo de la Generación Distribuida en el Perú. Concretamente se ha establecido el mandato legal de emitir el reglamento de Generación Distribuida en los siguientes dispositivos normativos:</p> <p>o Mandato legal de reglamentar la Generación Distribuida de la Ley 28832.</p> <p>En la Décima Disposición Complementaria de la Ley 28832 se ha establecido de forma expresa que el Poder Ejecutivo debe emitir el reglamento necesario para la aplicación de la Ley, lo cual implica establecer el reglamento correspondiente a la Generación Distribuida que se encuentra definida en el inciso 11 del artículo 1 de la Ley 28832.</p> <p>A tal efecto, se determinó como un lineamiento de esta política el "promover el uso intensivo y eficiente de las fuentes de energías renovables convencionales y no convencionales; así como la Generación Distribuida".</p> <p>Adicionalmente, a través de la Resolución Ministerial N° 278-2023-MINEM/DM, se aprobó la Hoja de Ruta de Redes Eléctricas (Smart Grids) en la Distribución 2023-2030. Dicha resolución establece como visión para el 2030 seis (06) objetivos estratégicos donde la Generación Distribuida toma especial protagonismo. Evidencia de ello, es que la Generación Distribuida ha sido considerada como una acción transversal que coadyuva a lograr el despliegue de nuevas tecnologías para el uso eficiente de los DERs .</p> <p>A pesar de que se ha reconocido de forma expresa la importancia de desarrollar la Generación Distribuida en el Perú, conforme consta en la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040 y en la Hoja de Ruta de Redes Eléctricas en la Distribución 2023-2030. Consecuentemente, se identifica como una causa de la poca participación en la actividad de Generación Distribuida, la falta de emisión del reglamento correspondiente.</p> <p>Información de sustento: - Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica - Resolución Ministerial N° 278-2023-MINEM/DM, se aprobó la Hoja de Ruta de Redes Eléctricas (Smart Grids) en la Distribución 2023-2030.</p> | Empresas concesionarias del sector eléctrico Usuarios del servicio de electricidad Agentes del sector eléctrico | Generadores Distribuidores COES Osinermin | 1/02/2026 | 31/08/2026 | - | - | Publicación del proyecto normativo | 31/03/2027 | 31/12/2027 | Se recibirán las contribuciones, sugerencias, información actualizada, relevante y pertinente sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al siguiente correo: Prepublicaciones_DGE@minem.gob.pe. | 27/02/2026 | N.A. |
| 20 | Dirección General de Electricidad | Almacenamiento de energía | Limitados niveles de inversión y aprovechamiento en sistemas de almacenamiento de Energía - SAE por escasa regulación en la materia | <p>Los últimos años algunos agentes han incorporado Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) de forma aislada y vinculada solo a la actividad de generación eléctrica, para prestar servicios de regulación de frecuencia, sin reglas claras de su participación autónoma en el mercado eléctrico; por cuanto aún no existe una regulación explícita sobre los SAE.</p> <p>En junio de 2022 el MINEM publicó el proyecto de ley para modificar la Ley N° 28832, dentro del cual, entre otros, se propuso incorporar una definición de SAE, bajo el reconocimiento de que ni la Ley de Concesiones Eléctricas, ni la Ley N° 28832, definen lo que se debe entender por almacenamiento eléctrico, ni las reglas básicas para su participación como proveedor de servicios eléctricos en el mercado de electricidad, lo que dificulta aprovechar los beneficios que brinda esta tecnología, especialmente en la prestación de servicios complementarios como un complemento que permite enfrentar la incertidumbre que introducen los recursos renovables variables .</p> <p>Dicho intento de regulación de los SAE no prosperó, si consideramos que la modificatoria de la Ley 28832 aprobada con la Ley 32249 no la consideró. Al revisar, la referida propuesta se aprecia que ésta era insuficiente, por estar enfocada solo en constituirse en un mecanismo para la provisión de servicios complementarios; sin evaluar otros aspectos relevantes que últimos estudios vienen recomendando. Estos aspectos, comprenden, entre otros, lo siguiente: (i) precisar si el SAE será considerado un activo de generación (para arbitraje), de transmisión (como activo de red para evitar congestión) o una actividad independiente; (ii) las obligaciones y derechos del titular de un SAE, (iii) el título habilitante, su tratamiento respecto de otros agentes del subsector electricidad y participación en el mercado eléctrico, (iv) promoción de la actividad a través de libre iniciativa privada o por iniciativas públicas para su adjudicación por procesos competitivos; (v) marco de retribución, esto es el esquema de ingresos bajo el cual puede operar un almacenamiento; (iv) roles de las entidades del sector, tales como el COES y el Osinermin.</p> <p>A la fecha existen mecanismos indirectos de la regulación del almacenamiento, según se advierte a partir de la exigencia de inercia sintética en las renovables a partir del 2028, vía el Procedimiento Técnico COES N° 20 (PR-20) , la cual – se entiende – que propone la incorporación de baterías para integrar estas tecnologías al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), aunque dicho marco podría ser insuficiente por no considerar otros aspectos complementarios que se requieren para un mayor desarrollo de inversiones en el almacenamiento.</p> <p>En ese sentido, considerando el cada vez mayor crecimiento de la generación con recursos energéticos no convencionales en el SEIN, debe evaluarse la necesidad de establecer la regulación de los SAE, a fin de eliminar posibles barreras regulatorias y crear las condiciones habilitantes para inversiones en SAE, a través de reglas claras, mecanismos de remuneración y promoviendo la competencia y eficiencia económica.</p> <p>Información de sustento: - Proyecto de ley publicado con Resolución Ministerial N° 227-2022-MINEM/DM, de libre acceso en el enlace siguiente: https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/4726651-proyecto-de-ley-que-modifica-la-ley-n-28832-ley-para-asegurar-el-desarrollo-eficiente-de-la-generacion-electrica - Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Incorporación de almacenamiento de energía en los sistemas eléctricos, noviembre 2023. Revisado el 23 de diciembre de 2024 en: - https://publications.iadb.org/es/publications/spanish/viewer/Incorporacion-de-almacenamiento-de-energia-en-los-sistemas-electricos-experiencias-internacionales-en-modelos-normativos.pdf - Resolución de Consejo Directivo Osinermin N° 173-2024-OS/CD, que aprueba el Nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiros de Instalaciones del SEIN", entre otros.</p> | Empresas concesionarias del sector eléctrico Usuarios Agentes del sector eléctrico | Agentes del subsector electricidad e inversionistas en desarrollo de actividad de almacenamiento de energía Osinermin COES | 1/02/2026 | 31/08/2026 | - | - | Publicación del proyecto normativo | 31/03/2027 | 27/02/2026 | Se recibirán las contribuciones, sugerencias, información actualizada, relevante y pertinente sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al siguiente correo: Prepublicaciones_DGE@minem.gob.pe. | 27/02/2026 | Ninguna |

| N° | Unidad Responsable | Materia | Problema público | | | | AIR Ex Ante | | Consulta pública | | | | Fecha tentativa para emitir una solución | Preguntas y/o solicitud de sugerencias e información a las partes interesadas | Fecha de recepción de sugerencias y/o información | Información adicional |
|----|-----------------------------------|---------------------------------------|--|--|--|--|--------------------------------|--|--------------------|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|--|---|---|-----------------------|
| | | | Denominación | Sustento | Identificación de grupo afectado | Identificación del grupo objetivo | Fecha tentativa de elaboración | Fecha tentativa de presentación del expediente a la CMCR (De corresponder) | Temprana | | Regulatoria | | | | | |
| | | | | | | | | | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | | | | |
| 21 | Dirección General de Electricidad | Retiros No Declarados (RND) | Incremento de consumos de electricidad sin respaldo contractual (Retiros No Declarados) en el Mercado Mayorista de Electricidad que compromete la cadena de pagos y la eficiencia del SEIN | La Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, establece en su artículo 3 numeral 3.1 que ningún generador puede contratar con usuarios libres y distribuidores más potencia firme o energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros. Con dicha disposición se prohíbe explícitamente contratar más energía o potencia de la que se dispone o tiene respaldada. Dentro de la regulación del subsector electricidad, los Retiros No Declarados (RND) constituye una situación crítica, que a su vez puede generar una situación negativa en el desarrollo eficiente del Mercado Mayorista de Electricidad con impactos no deseados en la cadena de pagos y en la promoción de nuevas inversiones. De acuerdo al Glosario de Términos del COES, el "Retiro No declarado", corresponde a un consumo en el mercado de corto plazo (MCP) no cubierto. Entonces, se puede decir que un Retiro No Declarado se presenta cuando un agente del Mercado Mayorista de Electricidad (por ejemplo: un Gran Usuario, un Generador o incluso un Distribuidor, consume energía o potencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN sin un respaldo contractual o cuando excede la potencia contratada declarada. En este caso, se toma energía de la red, pero sin comprarla formalmente a un generador y en tal caso su valorización queda sujeto a las reglas del MCP, sin que esté asegurado su pago correspondiente. Al respecto, según el numeral 9.3 del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 026-2016-EM), el COES asigna entre los Generadores Participantes del MME los RND efectuados por las empresas Distribuidoras y Usuarios Libres, conforme a los factores de proporción correspondientes. Asimismo, Osinergmin tiene el encargo de fijar un Factor de Incentivo (FI) que ajuste el precio con el cual los generadores asignados facturarán los RND a las Distribuidoras y Usuarios Libres que efectuaron dichos consumos. El referido FI tiene por finalidad desincentivar en el MCP los retiros de energía sin respaldo contractual. Osinergmin, a través de la Resolución N° 170-2025-OS/CD ha actualizado el FI, que entra en vigor a partir del 1 de diciembre de 2025, el cual, según el Informe Técnico N° 846-2025-GRT, advierte que para el periodo de diciembre 2021- noviembre 2023, vigente la resolución 090-2019-OS/CD, la cantidad promedio de los clientes con RND es cerca de 7,7 clientes; y en el periodo de diciembre 2023 a la fecha (setiembre 2025), vigente la Resolución 212-2023-OS/CD, se tiene cerca de 22,6 clientes, lo que representa una variación cerca del 2 veces de incremento de los clientes con RND. En ese sentido, refiere que este incremento expone al sistema a mayores riesgos, pudiendo comprometer la cadena de pagos. No obstante, la actualización del FI que se ha realizado recientemente se constituye en un mecanismo de desincentivo para el RND, su aplicación podría ser insuficiente ante el incremento que se ha venido reportando; por lo que, es necesario evaluar mecanismos operativos más eficientes e inmediatos para evitar que esta situación anómala se siga incrementando, por el grave impacto que podría derivar en la cadena de pagos y en el desarrollo eficiente de las actividades eléctricas. Información de sustento: - Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC, revisado el 24 de diciembre de 2025 en: https://www.coes.org.pe/Portal/browser/download?url=Marco%20Normativo/Procedimientos/Glosario%20de%20Terminos/Glosario%20de%20T%C3%A9rminos.pdf - Resolución N° 170-2025-OS/CD que actualiza el FI, a partir del 1 de diciembre de 2025 y el Informe Técnico N° 846-2025-GRT. | Empresas concesionarias del sector eléctrico | Agentes que participan de la cadena de pagos de las actividades eléctricas | 1/02/2026 | 31/08/2026 | - | - | Publicación del proyecto normativo | 30/05/2026 | 31/12/2026 | Se recibirán las contribuciones, sugerencias, información actualizada, relevante y pertinente sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al siguiente correo: Prepublicaciones_DGE@minem.gob.pe. | 27/02/2026 | Ninguna |
| 22 | Dirección General de Electricidad | Inversión en proyectos de transmisión | Demora recurrente y excesiva en la ejecución y puesta en operación de los proyectos del Sistema Complementario de Transmisión (SCT) a cargo de las empresas del FONAFE | El Decreto Supremo N° 018-2021-EM (DS 018) estableció un marco excepcional para reactivar proyectos de transmisión de los Planes de Inversión (PIT) de los periodos regulatorios 2013-2017, 2017-2021 y 2021-2025, correspondientes a las empresas bajo el ámbito del FONAFE que no califican como Obras en Curso, según lo señalado en la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", o la que la sustituya; mediante el Mecanismo de Reasignación. Este instrumento permite transferir la responsabilidad de ejecución de empresas con bajo nivel de cumplimiento (principalmente bajo el ámbito de FONAFE) hacia nuevos inversionistas con capacidad técnica y financiera inmediata. Si bien el primer proceso resultó desierto (valorizado en US\$ 102.7 millones), el segundo proceso implementado en 2024 demostró la viabilidad del modelo al adjudicar proyectos por US\$ 66 millones (aprox. 85% del monto convocado). Esta competencia mediante factores de descuento no solo asegura la infraestructura, sino que protege la tarifa del usuario al introducir eficiencia en costos en la ejecución de este tipo de proyectos. A pesar de estos avances, el carácter "excepcional" y "temporal" del actual decreto genera incertidumbre y respuestas reactivas. La demora persistente en la puesta en operación de proyectos del Sistema Complementario de Transmisión genera un elevado costo de oportunidad con los efectos siguientes: - Riesgo operativo, debido a la saturación de líneas y posibles cortes por falta de redundancia - Impacto económico, porque genera sobrecostos por despacho forzado de generación más cara debido a restricciones de transmisión. - Ineficiencia administrativa, por la necesidad de emitir normas ad-hoc de forma periódica (aprobación de lineamientos para el mecanismo de reasignación, sus modificatorias, resoluciones directorales con los proyectos candidatos para el mecanismo de reasignación, entre otros). Cabe precisar que el DS 018 no establece de forma mandatoria que las empresas eléctricas bajo el ámbito del FONAFE puedan proponer la convocatoria a posteriores procesos de reasignación que no hayan sido reasignados oportunamente; al ser un mecanismo excepcional y temporal tampoco tiene previsto que ante la falta de ejecución de los proyectos el MINEM cuente con la facultad de activar el mecanismo de reasignación y/o de forma permanente. Osinergmin, en su Informe Técnico N° DSE-SIE-314-2025, revela que los retrasos en la ejecución de los Planes de Inversiones en Transmisión (PIT) han dejado 1 000 millones de USD en inversiones pendientes, generando 50 millones de USD anuales en costos adicionales por medidas de emergencia. Estos retrasos también afectan la confiabilidad del SEIN, con indicadores SAIFI (2.5 eventos/año) y SAIDI (5 horas/año) fuera de estándares óptimos, y un 55.32% de proyectos sin avance en el PIT 2021-2025. Por lo tanto, se requiere una revisión normativa que institucionalice el mecanismo de reasignación con un enfoque preventivo y permanente, asegurando que los planes de inversión aprobados por OSINERGMIN se traduzcan en obras tangibles en los plazos previstos. Información de sustento: - Primer proceso de reasignación: https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/4732160-primer-proceso-de-reasignacion - Segundo proceso de reasignación: https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/5126079-segundo-proceso-de-reasignacion - Informe Técnico N° DSE-SIE-314-2025. | Empresas concesionarias del sector eléctrico | Concesionarios e inversionistas en actividad de transmisión eléctrica | 1/02/2026 | 31/08/2026 | - | - | Publicación del proyecto normativo | 15/07/2026 | 31/03/2027 | Se recibirán las contribuciones, sugerencias, información actualizada, relevante y pertinente sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al siguiente correo: Prepublicaciones_DGE@minem.gob.pe. | 27/02/2026 | Ninguna |

| N° | Unidad Responsable | Materia | Problema público | | | | AIR Ex Ante | | Consulta pública | | | | Fecha tentativa para emitir una solución | Preguntas y/o solicitud de sugerencias e información a las partes interesadas | Fecha de recepción de sugerencias y/o información | Información adicional |
|----|-----------------------------------|--|--|---|--|---|--------------------------------|--|--------------------|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|--|---|---|-----------------------|
| | | | Denominación | Sustento | Identificación de grupo afectado | Identificación del grupo objetivo | Fecha tentativa de elaboración | Fecha tentativa de presentación del expediente a la CMCR (De corresponder) | Temprana | | Regulatoria | | | | | |
| | | | | | | | | | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | Mecanismo empleado | Fecha tentativa de desarrollo | | | | |
| 23 | Dirección General de Electricidad | Tarifa eléctrica en sistema eléctrico aislado | Limitado crecimiento de parque de generación en los Sistemas Eléctricos Aislados debido a la falta de predictibilidad financiera en el cálculo tarifario, lo que impide la adopción de nuevas tecnologías y posterga la reducción de costos en beneficios de los Usuarios | De acuerdo con la Ley 28832, los precios asociados a las ventas de electricidad de Generador a Distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, que se hagan a través de Contratos sin Licitación no podrán ser superiores a los Precios en Barra a que se refiere el artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE). El Artículo 130° del Reglamento de la LCE (RLCE) establece que Osinergmin fijará las Tarifas en Barra destinada a los usuarios del Servicio Público; observando en lo pertinente los criterios señalados en el Título V de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. El problema público radica en que la fórmula de la Tarifa en Barra efectuado bajo los criterios señalados en el referido Título V de la LCE y RLCE no fue diseñada para reflejar adecuadamente la dinámica de costos de las nuevas tecnologías de generación (p.ej. la solar fotovoltaica) que, aunque más eficientes, presentan ciclos de obsolescencia muy cortos y reducciones aceleradas en sus costos de inversión (CAPEX). Esta desalineación entre la metodología tarifaria y la evolución tecnológica, genera un riesgo regulatorio ya que existe la posibilidad de que Osinergmin recalcule el CAPEX anualmente en cada revisión tarifaria, afectando la viabilidad económica y la bancabilidad de los proyectos en los Sistemas Aislados y desincentivando su implementación. | Empresas concesionarias del sector eléctrico Usuarios Agentes del sector eléctrico | Nuevos inversionistas y agentes de sistemas aislados Osinergmin COES | 1/02/2026 | 31/08/2026 | - | - | Publicación del proyecto normativo | 15/07/2026 | 31/12/2026 | Se recibirán las contribuciones, sugerencias, información actualizada, relevante y pertinente sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al siguiente correo: Prepublicaciones_DGE@minem.gob.pe. | 27/02/2026 | Ninguna |
| 24 | Dirección General de Electricidad | Manifestación de interés para ejecución de Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión | Baja participación de inversionistas en ejecución directa de proyectos de transmisión mediante el mecanismo de manifestación de interés, derivado de condiciones regulatorias imprecisas y rígidas, que impide mitigar posibles retrasos en la expansión de infraestructura de transmisión | El Artículo 4 del Reglamento de Transmisión regula el procedimiento para que los agentes interesados manifiesten su voluntad de ejecutar proyectos de transmisión eléctrica dentro del Sistema Complementario de Transmisión (SCT). Dicha disposición tiene los alcances siguientes: - Una vez vigente el Plan de Transmisión, los interesados tienen un plazo improrrogable de treinta (30) días calendario para comunicar por escrito a la Dirección su interés en construir y operar proyectos vinculantes. Esta comunicación debe incluir una carta fianza equivalente al 10% del presupuesto estimado del proyecto, con una validez de 180 días. - Si múltiples agentes presentan interés en un mismo proyecto dentro del plazo legal, el Ministerio aplicará un procedimiento de selección para determinar quién quedará habilitado para solicitar la Concesión Definitiva. - El agente seleccionado dispone de un plazo de ciento ochenta (180) días calendario para formalizar la solicitud de Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica. - Si el agente no solicita la concesión en el plazo establecido, el Ministerio ejecutará la carta fianza presentada inicialmente, a menos que se demuestre la existencia de caso fortuito o fuerza mayor. - En caso de abandono del trámite o denegatoria de la concesión, el Ministerio o PROINVERSIÓN procederán a licitar la instalación. En este escenario, el Estado queda autorizado a utilizar los estudios y permisos ya presentados por el solicitante original, quien deberá ser reembolsado por el nuevo adjudicatario según lo establezcan las bases de la licitación. Dicho mecanismo de manifestación de interés no ha sido utilizado desde su creación, a pesar de que fue previsto como una vía alternativa y expedita para ejecutar los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión. Esto no se debe a la ausencia de agentes interesados, sino a que el propio mecanismo presenta deficiencias regulatorias estructurales que han impedido que cumpla su finalidad. Como resultado, los agentes han optado por no usar el mecanismo, lo que ha generado una dependencia casi absoluta del esquema de APPs conducido por ProInversión. En este contexto, el mecanismo de manifestación de interés no ha funcionado como una vía alternativa viable que permita acelerar la ejecución de proyectos del Plan de Transmisión. La insuficiente regulación del mecanismo, por tanto, es un factor estructural que impide que este instrumento opere. Al no existir un procedimiento regulatorio claro y completo que permita ejecutar obras de transmisión fuera del esquema APP, ello no contribuye a acelerar la entrega de los proyectos del Plan de Transmisión a los agentes interesados a ejecutarlo, y, con ello mitigar los retrasos que se podrían suscitarse en su ejecución. | Empresas concesionarias del sector eléctrico Usuarios Agentes del sector eléctrico | Concesionarios e Inversionistas en actividad de transmisión eléctrica Osinergmin COES | 1/02/2026 | 31/08/2006 | - | - | Publicación del proyecto normativo | 15/07/2026 | 31/12/2026 | Se recibirán las contribuciones, sugerencias, información actualizada, relevante y pertinente sobre el problema y sus posibles soluciones e impactos, al siguiente correo: Prepublicaciones_DGE@minem.gob.pe. | 27/02/2026 | Ninguna |