PUBLICACIÓN PARA CONSULTA PÚBLICA

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

PROYECTO DE DECRETO SUPREMO QUE APRUEBA DISPOSICIONES MODIFICATORIAS RELACIONADAS A IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE (SMI)

1. OBJETIVO

Presentar el proyecto de Resolución Ministerial que autoriza la publicación para consulta pública del proyecto de Decreto Supremo que tiene por objeto aprobar disposiciones modificatorias relacionadas a implementación de los Sistemas de Medición Inteligente (SMI), a fin de conseguir su despliegue y desarrollo eficiente.

2. ANTECEDENTES

2.1. El artículo 8 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, LCE) de fecha 19 de noviembre de 1992, se dispone que la Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios reconocidos en el Título V de la Ley.

2.2. Según el Artículo 163 del Reglamento de la LCE, aprobado por Decreto Supremo 009-93-EM (en adelante, RLCE) de fecha 25 de febrero de 1993, las empresas de distribución eléctrica (en adelante, EDEs) podrán instalar suministros con Sistemas de Medición Inteligente (en adelante, SMI), calificados como tal por OSINERGMIN. La propiedad de dichas instalaciones, serán de la empresa, y los respectivos costos de inversión, operación y mantenimiento de la conexión eléctrica formarán parte del Sistema Eléctrico de Distribución y considerados en el Valor Agregado de Distribución (en adelante, VAD).

2.3. Con fecha 24 de septiembre de 2015 se publicó el Decreto Legislativo 1221, que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú, por lo que se modificaron diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, LCE), a efectos de garantizar la ampliación efectiva de la frontera eléctrica en el ámbito nacional, y el suministro de energía eléctrica con estándares de calidad, seguridad, manteniendo la sostenibilidad del mercado eléctrico.

2.4. A efectos de dar cumplimiento a la Primera Disposición Complementaria Final del Decreto Legislativo 1221, el Ministerio de Energía y Minas emitirá las disposiciones reglamentarias correspondientes para adecuar el RLCE, por lo que el 24 de julio de 2016 se publicó el Decreto Supremo N° 018-2016-EM que modifica el RLCE, el Reglamento de Transmisión y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

2.5. Así, la Décima Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 018-2016-EM dispone que en el marco de la declaración de interés nacional de la promoción del Uso Eficiente de la Energía para asegurar el suministro de energía, proteger al consumidor, fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos, previsto en la Ley N° 27345, las EDEs propondrán a OSINERGMIN un plan gradual de reemplazo a SMI en el proceso de fijación tarifaria, sujetándose a lo dispuesto en el artículo 163 del RLCE y considerando un horizonte de hasta ocho (08) años de implementación.

2.6. Con Resolución del Osinergmin N° 225-2017-OS/CD, de fecha 27 de noviembre de 2017,

se aprueban los Términos de Referencia (en adelante, TDR) para la elaboración de los Estudios de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD) para los periodos de fijación de tarifas 2018-2022 y 2019-2023 (TDR). En los TDR, se estableció que todas las empresas concesionarias, deberán presentar un Plan de Adecuación y/o Cambio de los sistemas de medición actuales, por medidores o SMI. Asimismo, se dispuso que el plan de adecuación y/o cambio deberá contemplar todas las opciones tarifarias.

2.7. En los procesos regulatorios del VAD realizados en los años 2018 y 2019, se han aprobado proyectos pilotos de implementación de sistemas de medición inteligente para las EDEs.

2.8. Mediante el Oficio N° 184-2021-OS/PRES de fecha 21 de junio de 2021, el OSINERGMIN trasladó su Propuesta Normativa de Mejora del Plan Gradual de Reemplazo a SMI, establecido en la Décima Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo 018-2016-EM, para lo cual remitió el Informe Técnico 396-2021-GRT e Informe Legal 0395-2021-GRT.

3.1. SOBRE EL PLAN DE INVERSIONES EN DISTRIBUCIÓN

La actividad de distribución eléctrica en Perú comprende la inversión, operación, mantenimiento y reposición de las redes eléctricas de media y baja tensión (MT y BT) por parte de empresas con derechos monopólicos para realizar esta actividad dentro de sus zonas de concesión. La distribución eléctrica al ser actividad monopólica está sujeta a regulación por parte de la autoridad (Osinergmin) conforme a las disposiciones establecidas en el LCE y su Reglamento.

A continuación, se evidencia la necesidad de un mayor desarrollo normativo para efectos de integrar un Plan de Inversiones en Distribución Eléctrica (PIDE) en el modelo de retribución de la actividad de distribución de modo que resulte eficaz. Inicialmente se describen las metodologías usualmente aplicadas en la determinación de las tarifas de distribución, se describe posteriormente el caso peruano y algunas experiencias internacionales que involucran planes de inversión en la determinación de las tarifas. Finalmente se expone la problemática y recomendación sobre el particular.

3.1.1 LA RETRIBUCIÓN EN LA DISTRIBUCIÓN

3.1.1.1 Introducción

Los modelos básicos de retribución con el objetivo de regular la actividad de distribución son tres: i) por tasa de retorno, ii) mediante ingresos límite, y iii) mediante precios límite. En todos los casos es necesario establecer primero lo que se conoce como la base tarifaria (o "rate base" en inglés) que es la valorización de los activos de propiedad de la empresa sujeta a regulación, esta base tarifaria se puede obtener ya sea por uno o por la combinación de métodos distintos como por ejemplo el valor eficiente (o justo) de los activos, la inversión razonable en activos, el valor de reemplazo, o el valor de libros.

Adicionalmente, se requiere de determinar los costos de explotación (costos operativos) de los activos con la finalidad de prestar el servicio también mediante algún método de valorización, así como la tasa de remuneración razonable sobre el capital invertido.

En el caso de la regulación por tasa de retorno ("Rate Of Return" en inglés) es necesario llevar la cuenta de los activos que integran la base tarifaria, considerando tanto los activos que se ponen en operación en el tiempo, como aquellos que se van dando de baja. Al distribuidor se le garantiza que recuperará los costos de explotación y la base tarifaria

reconocidas más una ganancia anual igual a la tasa de retorno permitida multiplicada por el valor de la base tarifaria no depreciada. Esta forma de regulación tiene la desventaja de incentivar a que el distribuidor promueva el incremento de la base tarifaria en lugar de posibles soluciones mejores que afecten sus costos de explotación, debido a que solo se genera mayor utilidad conforme mayor sea la base tarifaria que se le apruebe. Este tipo de regulación incluye una componente de liquidación que permite asegurar la remuneración en caso de desajustes entre la demanda proyectada y la efectivamente producida. Este tipo de regulación traslada el riesgo de decisiones ineficientes a los consumidores.

La regulación por ingresos límite ("Revenue Cap" en inglés) consiste en determinar los ingresos que como máximo la empresa distribuidora puede percibir por su actividad, dejándola en libertad establecer los precios que aplicará a sus clientes. El ingreso límite se obtiene de manera similar al caso de la regulación por tasa de retorno, es decir como la anualidad de la inversión más los costos de explotación. En este caso se traslada el riesgo de recaudación (por la demanda) a la empresa por lo que el incentivo para el distribuidor es a proveer menos que el servicio requerido, pero a un precio mayor para minimizar este riesgo.

Este tipo de regulación incluye una componente de liquidación que permite asegurar que la empresa no retenga ingresos más allá de los permitidos. Para mitigar sus efectos en las decisiones de la empresa se puede incluir también una liquidación que compense el ingreso mínimo anual si no es percibido, así como restricciones en el valor de los precios que la empresa puede aplicar.

La regulación por precio límite ("Price Cap" en inglés) consiste en determinar el precio máximo que la empresa puede cargar a sus clientes por el servicio prestado, de modo tal que se espera la empresa haga el esfuerzo de tratar de llegar a la mayor cantidad de usuarios para de ese modo incrementar sus ingresos. El precio máximo se determina de manera similar al caso de ingresos límite, pero dividiéndolo entre la demanda esperada que debiera atender el distribuidor. En este caso, también se traslada el riesgo de demanda a la empresa, razón por la cual si bien puede tratar de incrementar sus ventas tiene el incentivo a reducir sus costos de explotación lo que puede afectar la calidad del servicio. En este caso, no se prevé mecanismo de liquidación alguno.

Tanto en el caso de la regulación por precios límite, como por ingresos límite, se suele establecer un periodo regulatorio suficientemente largo que incentive a las empresas a tomar decisiones para reducir sus costos de prestación del servicio, información que luego de revelada es tomada en cuenta en el siguiente periodo regulatorio. Debido a estos plazos (que suelen variar por lo general entre 4 y 6 años) se incluye en la formulación de los ingresos y precios variables que reconocen el crecimiento de la demanda, la variación en la inflación y la mejora en la productividad esperada de la empresa. Asimismo, con la finalidad de procurar que no se erosione la calidad del servicio prestado se pueden incluir también factores que premien y penalicen el cumplimiento o no de ciertos indicadores de calidad.

3.1.1.2 El modelo peruano: Precio Límite en base de empresa modelo eficiente

En el caso de Perú, el modelo instrumentado mediante la Ley de Concesiones Eléctricas (1992) es el de precio límite (Price Cap) con un periodo de revisión de cuatro años. El valor de la base tarifaria se determina a partir de la valorización como nuevo (Valor Nuevo de Reemplazo o VNR) de una empresa ideal eficiente que preste el servicio de distribución considerando las características de sus sistemas (caracterizados como sectores típicos) y una base de datos de costos reportados por el conjunto de empresas de distribución. Posteriormente se determinan los costos de explotación como los costos eficientes asociados a la empresa ideal. La suma de la anualidad de la base tarifaria más los costos de explotación es lo que se conoce como Valor Agregado de Distribución o VAD.

En este caso, debido a que la empresa real es remunerada en base de ("compite con") una empresa ideal, se previó un mecanismo para validar que el precio límite obtenido garantizase que al comparar los ingresos que le generarían a los distribuidores a lo largo de la vida útil de las instalaciones, produzca una utilidad razonable respecto de la valorización de los activos reales de las empresas con tecnología y precios vigentes (lo que se conoce como Valor Nuevo de Reemplazo de la empresa real). Para ello se determina la Tasa Interna de Retorno o TIR correspondiente y se evalúa que no difiere en más, ni menos, de 4% respecto de la tasa que remunera la base tarifaria (hoy en día igual al 12% anual).

Inicialmente el modelo se aplicó a cada empresa a partir de la ponderación de la anualidad de la base tarifaria y los costos de explotación determinados por cada sector típico que integraba a cada empresa. Estos sectores típicos eran únicos y se aplicaban a todas las empresas distribuidoras por igual.

Libro Blanco de la Distribución (año 2009)

En al año 2009, Osinergmin elaboró una propuesta de reforma denominada "Libro Blanco del Marco Regulatorio de la Distribución Eléctrica en el Perú" con la finalidad de mejorar la efectividad del modelo regulatorio de la distribución eléctrica. La propuesta consistió en mantener el modelo en lo esencial; es decir, determinar la base tarifaria y los costos de explotación en base una empresa ideal cada cuatro años y proceder a validar el precio límite mediante la determinación de la TIR; no obstante, este cálculo por sectores típicos y validación de la TIR se debía efectuar de manera individual por empresa considerando sus particularidades cuando se tratase de empresas con más de 100 000 clientes.

En concreto se señaló que *"Para realizar estos estudios se podrá seguir utilizando el concepto de sectores típicos pero aplicados dentro de la empresa, de tal forma que para cada sector se consideren unos costos estándares de las instalaciones y unos costos unitarios de operación y mantenimiento.".* Asimismo, se propuso incorporar un término que incentivase a mantener la calidad de suministro.

Esta recomendación se basó en la opinión que *"…, el mecanismo de la anualidad del VNR ha mostrado un buen funcionamiento en el país y ni el regulador ni las empresas distribuidoras lo cuestionan como método para remunerar la inversión."*, así como que *"La regulación actual por precios máximos ha obtenido buenos resultados y ni el regulador ni las empresas distribuidoras están por adoptar un esquema de ingresos máximos. Aunque se tratase más de un cambio conceptual que operativo, la percepción de las empresas distribuidoras (ya acostumbradas al esquema de precios máximos) podría ser de que se aumenta la incertidumbre regulatoria, lo que no resulta conveniente para el sector."*

En el año 2015, mediante Decreto Legislativo N° 1221 se implementaron estas recomendaciones mediante la modificación de los artículos 66°, 67° y 70° de la LCE, de modo que a partir de los años 2018 y 2019 se inició la determinación de precios límite de manera individualizada por empresa distribuidora con al menos 50 000 suministros.

Complementariamente, en el año 2009 también se propuso también que las empresas distribuidoras tuvieran la obligación de planificar el desarrollo de sus redes eléctricas dentro de ciertas áreas geográficas específicamente otorgadas a ellas para su explotación. No obstante, no se recomendó que esta planificación fuera incorporada como parte de la base tarifaria durante el proceso de determinación de los precios máximos de distribución por el VAD. Esto resultaba completamente razonable, toda vez que la planificación se debe efectuar sobre los activos de la empresa real, mientras que en contraste el proceso de determinación del precio límite se efectúa sobre activos de una empresa ficticia.

En el año 2015, mediante Decretos Legislativos N° 1207 y N° 1221 se implementaron estas modificaciones al introducir en el artículo 30° de la LCE las denominadas Zonas de Responsabilidad Técnica para los concesionarios de distribución, mientras que mediante Decreto Legislativo N° 1208 se ordenó la elaboración de Planes de Inversión en Distribución a las empresas de distribución eléctrica bajo el ámbito del FONAFE; no obstante, esta última norma (como se explica más adelante) introdujo un recargo en la determinación del VAD para financiar los mencionados planes de inversión; aspecto no contemplado en las recomendaciones del Libro Blanco.

Modernización del Sistema Eléctrico Peruano (año 2021)

Mediante Resolución Suprema N° 006-2019-EM se creó la Comisión Multisectorial para la reforma del Subsector Electricidad (CRSE). Esta Comisión elaboró, entre otros, el Informe "Modernization of the Peruvian electricity system. Pillar 3: Innovation in distribution and retail", orientado a proponer mejoras para el desarrollo futuro de la actividad de distribución eléctrica considerando la disponibilidad de nuevas tecnologías y la futura disponibilidad de recursos distribuidos a ser gestionados como parte de los sistemas de distribución eléctrica.

Sobre la metodología regulatoria de precio límite en base de una empresa modelo eficiente concluye que *"Esta aproximación ha brindado resultados razonables a la fecha, pero no es adecuada para un nuevo contexto cambiante y más incierto. Ello incrementaría extremadamente la exposición al riesgo para los distribuidores."*, y en ese sentido, propone que lo más conveniente es abandonar la metodología regulatoria vigente e introducir un sistema que implemente bajo la forma de menú de contratos una regulación por ingresos límite.

Esta nueva forma de regulación requiere de restablecer la base tarifaria considerando *"En particular, la fórmula de remuneración del gasto en inversión (CAPEX) inicia con una estimación ex-ante de los gastos permitidos sobre la base del plan de inversiones remitido por la empresa y del escrutinio de eficiencia que realiza el regulador"*, asimismo los costos de explotación se determinarían sobre la base de estudios de costos eficientes con ajustes por inflación y mejoras en la productividad.

De este modo, a través de un proceso de planificación se determina el nivel de remuneración permitido como máximo a la empresa distribuidora, el cual tomaría en cuenta los activos y acciones de explotación reales adoptadas por la misma, dejando de lado por completo la utilización de la empresa modelo ideal. Este modelo de retribución que es referido como de gastos totales o TOTEX y se ajusta conforme al cumplimiento de ciertos objetivos o resultados a lograr, requeridos a la empresa distribuidora, durante el plazo de vigencia de la regulación.

3.1.1.3 Experiencia Internacional: Implementaciones del modelo de Ingresos Límite

Como se describe a continuación, la implementación de planes de inversión en la distribución eléctrica se ha instrumentado a nivel internacional asociado con un mecanismo regulatorio del tipo de ingresos límite, de manera consistente con las recomendaciones realizadas por la CRSE para reformar la actividad de distribución eléctrica.

El caso de España

En el año 2013 se estableció el nuevo modelo regulatorio de la distribución eléctrica conforme se describe en el Real Decreto 1048/2013, cuya aplicación inició en el año 2015. Dicho modelo supone lo siguiente:

i. Ordena que las empresas distribuidoras anualmente deben entregar al Ministerio sectorial y al regulador un inventario actualizado de sus instalaciones, indicando montos de inversión y características técnicas. Asimismo, deben entregar una proyección de la demanda atendida por sus redes para los próximos cuatros año, indicando las capacidades y márgenes de reserva de sus redes de distribución.

ii. La tarifa de distribución se revisa cada cuatro años y considera la remuneración de: i) los activos existentes al expedirse el Real Decreto valorizadas, por única vez, mediante la aplicación de valores unitarios de referencia, ii) las inversiones ejecutadas de acuerdo con un plan de inversiones aprobado por el Ministerio sectorial valorizadas con el promedio de su valor auditado y valor con costos unitarios de referencia, iii) OyM sujeto a criterios de eficiencia, iv) incentivos al incremento de calidad, v) incentivos a la reducción de pérdidas técnicas, vi) incentivos s la reducción de fraudes, y vii) retribución de otras tareas reguladas.

iii. Solo se paga la inversión mientras las instalaciones no superen su vida útil regulatoria y estén operando; por ello se llevará un control de la vida útil regulatoria de los activos en servicio para efectos de su pago en el VAD. Posteriormente solo se paga OyM.

iv. La anualidad de la inversión es la suma del equivalente de la depreciación de los activos inventariados más el retorno que genera el valor residual no depreciado con una tasa de retribución financiera. El valor de los activos no es el de libros sino regulatorio sujeto a factores de eficiencia.

v. El pago de las instalaciones aprobadas en el plan de inversiones se carga en la tarifa de distribución luego de dos años de su ingreso en operación, reconociendo una liquidación por este rezago.

vi. Las empresas deben presentar un plan de inversiones al Ministerio sectorial y al regulador, cuyo costo de implementación remunerable por la tarifa no puede superar de un límite máximo vinculado a la tasa de crecimiento de la economía. Este plan puede ser aprobado parcialmente o denegado, sin que ello no implique que la empresa no debe expandir sus redes. En caso de no aprobarse se reduce el límite de la inversión remunerable por la tarifa; lo mismo se aplica si durante 3 años consecutivos el distribuidor no ejecute el plan aprobado.

vii. El plan de inversiones debe cubrir tres años, pero se aprueban las ejecuciones anualmente. Para su aprobación se requiere de informes favorables de las comunidades autónomas (gobiernos regionales) en cuya jurisdicción se ejecutarán las obras. Se permite desviarse del plan si se sustenta ello en base a crecimiento de la demanda o generación no previsibles al momento de elaborar el plan.

viii. En caso de excederse del límite de inversión aprobado, este exceso reduce el límite de inversión remunerable de los futuros planes.

ix. El incentivo a la calidad de suministro de otorga sobre la base del control de los indicadores de número y duración de interrupciones de los últimos tres años. Su valor es propuesto anualmente por el regulador al Ministerio sectorial.

En abril de 2014, se establecieron el contenido y formato para la presentación de los planes de inversión anual y plurianual por parte de las empresas propietarias de instalaciones de distribución de energía eléctrica, considerando los siguientes criterios generales:

1. Los planes de inversión deberán incluir las hipótesis sobre las que se realizan los mismos: i) Resumen de los objetivos básicos que se pretenden cubrir, ii) Estimación del volumen total de inversión anual de la empresa distribuidora cuya puesta en servicio se vaya a realizar y el desglose de las inversiones previstas y descripción de los proyectos.

2. La información para instalaciones con tensión de funcionamiento igual o superior a 36 kV se dará de forma individualizada y para instalaciones con tensión de funcionamiento inferior a 36 kV se dará agrupada por tipologías de instalaciones.
3. Debe indicarse qué porcentaje de la inversión de cada instalación o agrupación de éstas, según el caso, está prevista que sea financiada por terceros o recibe ayudas.

En el año 2019, mediante Circular 6/2019 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se dispuso que se podían incluir como parte de la tarifa de distribución las inversiones efectuadas por las empresas en proyectos piloto; sin embargo, no se contabilizan como parte del límite de inversión regulatorio.

El caso del Reino Unido

En el año 2010 se estableció el nuevo marco de regulatorio para la remuneración de los activos energéticos de industrias de redes, entre ellas la distribución eléctrica, previéndose el inicio de su aplicación para el año 2015. El nuevo modelo se denomina RIIO (Revenue using Incentives to deliver Innovation and Outputs) y se orienta a promover que las empresas distribuidoras cuentan con incentivos para actuar en el largo plazo, y no solo durante la vigencia de cada revisión regulatoria. De este modo, se espera logar un sistema sostenible que brinde valor a los consumidores por el dinero pagado por los servicios de red (value for money) y se concentre en las inversiones de largo plazo y no en reducir costos a corto plazo.

Bajo RIIO se permite inclusive que en caso el distribuidor no cumpla sistemáticamente con sus compromisos, se pueda recurrir a terceros para levantar estas deficiencias.

RIIO se sustenta en compromisos generados por las propias empresas distribuidoras a través de la elaboración de Planes de Negocios que son sometidos a la aprobación de la autoridad y cuyo cumplimiento genera las bonificaciones o penalidades a aplicar al distribuidor.

El enfoque se basa en la metodología de elaboración y gestión de proyectos, mediante la cual el Plan de Negocios se elabora a partir de una serie de objetivos de largo plazo y cuyo cumplimiento es el fin del servicio (p.e. satisfacción del cliente, seguridad, confiabilidad y disponibilidad, condiciones para conexión de usuarios, impacto ambiental, objetivos de suministro universal). Una vez definidos estos objetivos se definen los medios para alcanzarlos progresivamente y que se ejecutarán durante la vigencia de las tarifas (8 años); estos medios son resultados intermedios que pueden o no ser inversiones en instalaciones eléctricas (p.e. pueden ser compromisos de implementación de sistemas de gestión remota, o proyectos de innovación tecnológica).

Este plan de negocios incluye las inversiones que implica efectuar durante los 8 años de su vigencia y su inclusión en la tarifa se efectúa luego de puestas en servicio las instalaciones o, en algunos casos, conforme se vayan cumpliendo ciertos hitos en su implementación.

La elaboración del Plan de Negocios es dinámica y se efectúa necesariamente con la participación de los diferentes interesados en los servicios de la red: usuarios distribuidores, generadores distribuidos, proveedores de soluciones técnicas, empresas de servicios energéticos, etc.; debiendo el distribuidor demostrar que efectivamente las opiniones de los interesados han sido tomadas en la elaboración del Plan de Negocios, inclusive indicando cómo.

El Plan de Negocios es objeto de revisión en el cuarto año luego de aprobado, pudiendo ajustarse los resultados intermedios del Plan de Negocios siempre que sea justificado.

El regulador durante el proceso de aprobación y revisión del Plan de Negocios puede efectuar inspecciones o auditorias sobre ciertas áreas del Plan de Negocios, estando sujeta a penalización la empresa en caso de encontrarse un incumplimiento o falsedad en el mismo.

El regulador aprueba las tarifas anuales en la medida de lo posible ajustándola al perfil de gastos totales anuales del Plan de Negocios; no obstante, si ello supone variaciones importantes entre años, puede modificar este perfil.

La revisión de las tarifas, entendida como los ajustes por lograr o no los objetivos de largo plazo sin embargo se efectuará cada 2 años. En estas revisiones se establecen los incentivos a la calidad, pérdidas y demás aspectos vinculados a la gestión de la empresa.

RIIO incorpora además un sistema de incentivo a la innovación tecnológica que implica la subvención parcial de proyectos que prometan brindar valor al usuario por el dinero pagado; pudiendo subvencionarse proyectos no solo propuestos por las distribuidoras sino también por terceros.

No promueve la subvención total, pues de no percibir riesgo el promotor del proyecto, no se preocupará de que el mismo sea llevado de manera adecuada. La asignación de subvenciones se da por concurso de proyectos conducido por un panel de expertos. Todos los resultados de los proyectos subvencionados son de dominio público y no aplica secreto comercial.

3.1.2 PIDE: PLAN DE INVERSIONES EN DISTRIBUCIÓN

El PIDE (señala el DL 1208) responde a la necesidad de facilitar el financiamiento de la inversión por parte de las empresas de distribución eléctrica estatales para la ampliación y remodelación de redes eléctricas a fin de satisfacer los requerimientos de demanda eléctrica y de calidad de servicio respectivamente.

De la lectura sistemática del DL y de su Reglamento, aprobado por DS 023-2016-EM, se observa lo siguiente:

1. El distribuidor debe presentar al Osinergmin, antes del inicio de cada fijación tarifaria del VAD, el PIDE para el periodo de fijación tarifaria del VAD que corresponda. El referido estudio de planeamiento debe ser presentado conforme a los lineamientos aprobados por el FONAFE dentro de sus competencias. De acuerdo con estos lineamientos, se debe remitir el PIDE a la Dirección Ejecutiva del FONAFE para su aprobación, pudiendo ésta realizar modificaciones a los referidos Planes de Inversión de acuerdo con la priorización de los recursos con los que cuente la cartera de empresas distribuidoras. Finalmente, se establece que el PIDE serán remitidos al Osinergmin solo cuando cuenten con opinión favorable de la Dirección Ejecutiva de FONAFE.
2. El PIDE considera las inversiones destinadas a la expansión del sistema eléctrico, los cuales podrán incluir los reforzamientos o ampliaciones de la capacidad de las redes existentes, así como el reforzamiento, ampliación, remodelación, ahorro energético, mejora de la calidad del servicio, seguridad eléctrica, seguridad de suministro, innovación tecnológica y cualquier otra medida que mejore la eficiencia o eficacia de las redes existentes.
3. Osinergmin debe aprobar los criterios y metodologías de planificación a ser utilizados en la elaboración del Plan de Inversiones en distribución. Estos criterios y metodologías deben incluir, como mínimo, el cumplimiento de las normas de calidad de servicio eléctrico, nivel de desempeño, los horizontes de planificación y los modelos a emplear.

Mediante la Segunda Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 027-2018-EM se dispuso que en tanto no se establezcan los criterios y metodologías de planificación, no será exigible a las empresas del FONAFE la aprobación del PIDE previamente al inicio de la fijación del VAD. Cabe señalar que a la fecha no se han aprobado los mencionados lineamientos.

4. Osinergmin aprueba el PIDE y lo incorpora en las anualidades de inversión reconocidas en el proceso de fijación tarifaria del VAD que corresponda, para ello se seguirá el procedimiento aprobado por Osinergmin mediante la Resolución N° 080-2012-OS/CD, por la que se aprueba la Norma "Procedimiento para fijación de precios regulados", que fue modificada por la Resolución N° 264-2016-OS/CD, a fin de incorporar las innovaciones introducidas por DL 1208 y el DL 1221 y sus respectivos reglamentos.

Particularmente, para el caso del DL 1208, Osinergmin incorporó en la Resolución N° 080-2012-OS/CD el Anexo B.1.2 denominado "Procedimiento de aprobación de planes de inversión en distribución eléctrica de las empresas bajo el ámbito del FONAFE"; estableciendo que el PIDE debe presentarse a más tardar el primer día hábil del mes de octubre del segundo año anterior al que le corresponda la fijación del VAD.

Los Términos de Referencia del VAD aplicables a las regulaciones 2018-2022 y 2019-2023 señalaban que la incorporación de las anualidades de inversión y los costos de operación y mantenimiento asociados al PIDE se efectuarían mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$VAD_{NT} = \frac{aVNR_{NT-0} + OyM_{NT-0} + \sum_{n=1}^{n=4} \frac{a\Delta VNR_{NT\,(n)} + \Delta OyM_{NT\,(n)}}{(1+i)^{n-1}}}{POT_{NT-0} + \sum_{n=1}^{n=4} \frac{\Delta POT_{NT\,(n)}}{(1+i)^{n-1}}}$$

Donde:

- VAD_{NT}: es el VAD en el nivel de tensión (NT) que corresponda
- $aVNR_{NT-0}$: es la anualidad del VNR en el nivel de tensión que corresponda
- OyM_{NT-0}: costo de operación y mantenimiento en el nivel de tensión que corresponda
- POT_{NT-0} : potencia máxima demandada en el nivel de tensión que corresponda
- a_n : anualidad calculada para la tasa de actualización establecida en el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (12% real anual) y la vida útil de 30 años
- $a\Delta VNR_{NT\,(n)}$: anualidad del VNR adicional del año n en el nivel de tensión que corresponda
- $\Delta OyM_{NT\,(n)}$:costo de operación y mantenimiento adicional del año n del nivel de tensión que corresponda
- $\Delta POT_{NT\,(n)}$: demanda adicional del año n del nivel de tensión que corresponda
- i : Tasa de interés anual según el Artículo 79 de la LCE.
- n : Número de años a considerar, igual a 4.

En tanto, el proyecto de Términos de Referencia del VAD aplicable a las regulaciones de los años 2022 y 2023 propone modificar la fórmula previa en lo referido a los costos incrementales de operación y mantenimiento de acuerdo con lo siguiente:

$$VAD_{NT} = \frac{aVNR_{NT-0} + OyM_{NT-0} + \sum_{n=1}^{n=4}\left(\frac{a\Delta VNR_{NT\,(n)}}{(1+i)^{n-1}} + \frac{\Delta OyM_{NT\,(n)}}{4}\right)}{POT_{NT-0} + \sum_{n=1}^{n=4}\frac{\Delta POT_{NT\,(n)}}{(1+i)^{n-1}}}$$

Al respecto, durante el proceso tarifario del periodo 2019-2023, correspondiente a las empresas del FONAFE, no se incluyó las anualidades por concepto de PIDE debido a que los planes de inversión no fueron aprobados previamente al proceso regulatorio ante la falta de aprobación por parte de la autoridad de los criterios y metodologías de planificación.

Finalmente, de acuerdo con el DL 1208, las anualidades que correspondan a las inversiones que hubieran sido aprobadas por Osinergmin como parte del PIDE se destinarán a un fideicomiso cuya finalidad es el financiamiento de estas inversiones, disponiendo incluso que en caso estos recursos fueran insuficientes para los pagos comprometidos, FONAFE podrá financiarlos con las utilidades distribuibles que perciba la empresa distribuidora bajo su ámbito. Asimismo, el Reglamento del DL 1208 señala que FONAFE aprueba la estructura y condiciones particulares de cada Fideicomiso para el Financiamiento de los PIDE considerando como el límite de dicho financiamiento las anualidades futuras derivadas de la remuneración tarifaría.

3.1.3 CONCLUSIÓN

3.1.3.1 Problemática

Conforme se ha analizado tanto en los análisis para la mejora del marco regulatorio en distribución del año 2009 (Libro Blanco), como en la del año 2021 (CRSE), en general el modelo regulatorio de precios máximos obtenidos a partir de los costos anuales de una empresa modelo eficiente ha brindado resultados razonables a la fecha para efectos del desarrollo de la actividad de distribución, siendo la mayor ventaja su simplicidad en cuanto a que evita la necesidad de contar con un sistema de control detallado de las inversiones y gastos en que incurre cada empresa de distribución, pues se deja a la empresa distribuidora la libertad de decidir las inversiones que efectuará en redes, así como la gestión de los costos en que incurra para su explotación, introduciendo las mejoras tecnológicas y las mejores prácticas que le permitan ampliar su margen de ganancia respecto del precio máximo (la tarifa del VAD) mediante la reducción de sus costos totales.

Por ello es innecesario e incluso inconveniente que el regulador apruebe los planes de desarrollo de la red de distribución de las EDE como parte del proceso de determinación del precio máximo, puesto que el precio determinado se orienta a enviar una señal que persigue el costo medio mínimo a largo plazo, y tanto todos los riesgos como todos los beneficios producto de una gestión eficiente se colocan sobre la EDE.

Asimismo, si bien este tipo de modelo retributivo resulta útil en el caso de la operación de sistemas de distribución se efectúe de la manera tradicional, es decir como una red pasiva cuyo único objetivo es transferir la energía eléctrica desde las redes de transmisión hacia el consumidor final, también es cierto que será necesario abandonar este modelo tarifario en un contexto futuro en el cual las redes de distribución albergarán instalaciones de generación y los consumidores podrán también autoabastecerse o gestionar su demanda aprovechando nuevas tecnologías como sistemas de almacenamiento o hacer uso de la electromovilidad.

El nuevo modelo retributivo que se implemente se debe orientar a minimizar los riesgos que el futuro contexto plantea en cuanto a la capacidad de las EDE de recuperar las inversiones realizadas, así como hacer uso de nuevos servicios distintos de las inversiones en redes para

mantener la seguridad y calidad de suministro de los consumidores. Por ejemplo, el riesgo de demanda puede ser significativo para la EDE cuya tarifa se puede determinar con una expectativa de consumo muy por encima de aquella que finalmente se materialice como resultado de acciones tomadas por los consumidores para su autoabastecimiento, o asimismo el riesgo que la tarifa puede resultar insuficiente para remunerar gastos en inversión incurridos como resultado de la inyección de energía en la red de distribución.

En la actualidad, tal como lo recomienda la CRSE, el consenso determina que debe migrarse a un modelo retributivo de ingresos límite basada en una mayor proximidad a la empresa real, según el cual el regulador proceda a reducir el riesgo que la metodología de precio máximo genera en un entorno sujeto a mayor incertidumbre.

De este modo se le garantizaría a la EDE una retribución anual que dependería de su nivel de cumplimiento de ciertos objetivos específicos durante el periodo de vigencia de la regulación. En estos casos, se requiere que el regulador se involucre en mayor medida dentro de la dinámica de gestión de la EDE, de modo que por ejemplo con el objeto de garantizar el cumplimiento de metas de cobertura con calidad debe evaluar y aprobar los planes de desarrollo y reposición de las redes eléctricas.

Asimismo, para poder aprobar estos planes de inversión, es necesario llevar a cabo el seguimiento de la vida útil de los elementos que componen el sistema de distribución y tomar en cuenta que sólo debe generar renta económica la parte de los activos no depreciados. De este modo, se brinda certeza a la EDE de que recuperará razonablemente sus costos en tanto cumpla con lo planificado y con los objetivos que se le hayan impuesto; ello a través del reajuste tarifario que el regulador autorizaría transfiriendo parte de los riesgos a los consumidores bajo el entendido de que el beneficio que reciben es mucho mayor.

Como puede apreciarse la introducción de los planes de inversión en un mecanismo de regulación de precios máximos basada en una empresa modelo, en principio no es deseable, puesto que distorsiona las señales de largo plazo en las que dicha metodología se sustenta, puesto que permanentemente se está determinando una tarifa considerando todos los activos como nuevos (sin depreciación alguna).

En particular, si se pretende implementar esta posibilidad manteniendo el modelo de valorización por empresa modelo eficiente (no recomendable), resulta relevante en este caso la forma cómo los costos asociados a los planes de inversión se incorporarán como parte del precio máximo.

De hecho, si se toma en cuenta que la forma como hoy en día se ha implementado la inclusión de los costos asociados al PIDE en la determinación del VAD, se observa que sólo se "aseguraría" la retribución de las anualidades de las instalaciones planificadas por un periodo de 4 años, procediendo luego a integrarse estas instalaciones como parte de la empresa modelo eficiente en el siguiente periodo regulatorio, para luego nuevamente solo brindar el reconocimiento de las anualidades del siguiente plan por 4 años, y así sucesivamente.

Este mecanismo, en consecuencia, no permite asegurar de manera alguna que las inversiones que se le exija realizar a la EDE serán retribuidas, ni posiblemente recuperadas, durante su vida útil, por lo que difícilmente se cumpliría con el objeto del DL 1208 en cuanto a asegurar un flujo de dinero que sirva de respaldo para promover el desarrollo de la red.

Una alternativa para introducir adecuadamente el plan de inversiones en una metodología de regulación basada en precio máximo sería que éste se determinase sobre la base del inventario de activos existentes no depreciados valorizados eficientemente más la valorización de las inversiones adicionales según lo previsto en el plan.

No obstante, ello implicaría no utilizar el modelo de empresa eficiente (ideal) que la LCE mantiene vigente, a la vez que con la finalidad de reducir el riesgo de demanda se podría incluir un término de liquidación para asegurar el pago de los montos anuales a partir de los cuales se determinó la tarifa. Esta alternativa, aunque en teoría posible, requeriría de realizar estudios detallados para garantizar su correcta aplicación.

Cabe tener en cuenta, que la inclusión de un cargo adicional por concepto de plan de inversiones por sobre los costos de la empresa modelo eficiente, expone a los usuarios de las empresas públicas al pago de un cargo tarifario adicional que no es aplicable a las empresas privadas, por estar éstas fuera de los alcances del DL 1208, y que no está previamente condicionado a la ejecución del plan aprobado, sino solo a su aprobación.

Considerando lo anterior, es recomendable que la forma como se implemente finalmente el tratamiento de los planes de inversión en distribución eléctrica sea uniforme y no discrimine entre usuarios del servicio eléctrico, considerando para ello los ajustes al modelo tarifario como los recomendados por la CRSE, los cuales son de alcance general a todas las empresas distribuidoras independientemente de su régimen de propiedad (pública, privada o mixta).

Finalmente, la normatividad vigente no ha previsto el tratamiento de los incumplimientos en la implementación del plan aprobado, de modo que exponen al usuario eléctrico a pagar por instalaciones inexistentes. Para evitar ello, por ejemplo, se observa en la experiencia internacional que ya sea el pago se efectúa luego de puesta en servicio la instalación, o en proporción del cumplimiento de ciertos hitos durante su construcción.

3.1.3.2 Recomendación

Debido a que la determinación de precios máximos considerando planes de inversión en distribución requiere de un mayor desarrollo normativo, e inclusive de acuerdo con las recomendaciones de la CRSE sería deseable modificar la metodología regulatoria de la actividad de distribución, se recomienda que se posponga la inclusión del PIDE en la determinación del VAD en tanto no se elabore la normatividad de detalle para su correcto tratamiento tarifario que asegure su posterior implementación de manera no discriminatoria entre todas las empresas distribuidoras independientemente de su propiedad, considerando las recomendaciones de la CRSE. Esta recomendación no requiere de la modificación del DS 023-2016.

3.2. LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE (SMI)

En este acápite, se muestra la necesidad de un mayor desarrollo normativo para efectos del despliegue adecuado de los SMI. En primer lugar, se describen los aspectos a tomar en cuenta para un adecuado aprovechamiento de esta tecnología, posteriormente se describe la experiencia peruana y algunas experiencias internacionales con distintos grados de avance. Finalmente se expone la problemática y recomendación sobre el particular.

3.2.1 REGULACIÓN ASOCIADA PARA LA INTEGRACIÓN ADECUADA DE LOS SMI

La Comisión de Reforma del Subsector Electricidad (CRSE) en su informe "Modernization of the Peruvian electricity system. Pillar 3: Innovation in distribution and retail" destaca que una evaluación de costos y beneficios es fundamental para el despliegue eficiente de los SMI.

Además, su implementación eficiente se debe enmarcar dentro un conjunto de reformas más amplias, referidas al diseño de las tarifas eléctricas, el desarrollo de mercados de

comercialización y la reforma de la retribución de la actividad de distribución tal como se muestra en la Figura 1.

Asimismo, refiere la necesidad de incluir como parte de la estrategia de implementación de los SMI el desarrollo de aspectos asociados a análisis costo/beneficio periódicos, aprobación de planes de despliegue, manejo de la información y seguridad cibernética, retribución de la inversión y aspectos sobre la funcionalidad de los equipos.

Figura 1: Implementación de los SMI dentro de la reforma de distribución

	Restructuring distribution	Advanced metering infrastructure	Distribution revenue setting	Tariff redesign	Retail markets
Short-term (< 4 years)	Functional & legal unbundling of distribution and retail (>50.000 customers)	Cost/Benefit analysis by customer categories	From VAD to building blocks (CAPEX + OPEX) Key elements: - Legacy RAB - Investment plans - Menu of contracts - Quality of service	Redesign residual cost charges	Well-designed default tariff
	Functional & legal unbundling of distribution and DER (DG, Storage, EV charging)	Deployment plan (functionalities/ interoperability; ownership & cost recovery)		Redesign subsidies	Allocate legacy costs based on historical cost causality
	Publishing basic hosting capacity maps	Data management legislation		Avoid net-metering	Unbundling of the retail activity to free consumers
					Regulate switching procedures
Medium-term (4-8 years)	Long-term auctions for procuring local flexibility services from DER	Continue with deployment		More time granular tariffs and market prices	Expand the retail free market eligibility to other consumer segments
	Develop the role of distributor as a market facilitator				Complete the unbundling of distribution and retail in all segments (both for free and regulated customers)
Long-term (> 8 years)	Advanced hosting capacity maps	Evaluate implementation of a data hub	Moving to a TOTEX approach with gradual capitalization rates		Maintain the default tariff for domestic customers & eliminate it for the rest of customer categories
	Short-term local flexibility markets				
	Real-time coordination between TSO & DSOs				

Fuente: Comisión de Reforma del Subsector Electricidad (Innovation in distribution and retail)

Complementariamente, la CRSE alerta sobre la necesidad de subsidiar la instalación de los sistemas de medición en el caso de usuarios de bajos recursos e inclusive el subsidio para el acceso a equipos eficientes e inteligentes como medio para que puedan realmente beneficiarse de la información que proveen los SMI.

Asimismo, refiere que existen diversas estrategias para efectos de cargar en las tarifas el costo de los SMI, entre ellos su mera inclusión como parte de la base tarifaria o mediante un cargo independiente; no recomendando que se incluya en la base tarifaria debido a que la metodología de costos como nuevo por empresa eficiente resultaría muy riesgoso debido a lo novedoso de la tecnología.
El informe de la CRSE establece sobre el particular las siguientes recomendaciones para efectos de una integración adecuada de los SMI:

2.1.1.1 Análisis de costo-beneficio

– Categorizar a los consumidores mediante una evaluación de costos y beneficios a nivel nacional debido a que los beneficios de los SMI no son uniformes.

– Diferenciar dos tipos de beneficios de los SMI de acuerdo a las categorías de los consumidores: Ahorros por una operación eficiente de la red (reducción de interrupciones, reducción pérdidas no técnicas, entre otros) y por la gestión de la demanda.

– Definir el despliegue de SMI de acuerdo a los costos y beneficios obtenidos en cada categoría de consumidor.

– Presentar un conjunto de inversiones de SMI por cada categoría de consumidor.

– Incluir opciones para que los consumidores puedan solicitar voluntariamente la instalación de SMS a pesar de no ser considerado en el plan de despliegue resultante de evaluación costo - beneficio.

– Desarrollar evaluaciones periódicas del análisis de costos y beneficios para incorporar las modificaciones tecnológicas, regulatorias y la variación del comportamiento del consumidor.

2.1.1.2 Desarrollo del plan de despliegue SMI

– Establecer metas intermedias para alcanzar los objetivos de los planes de despliegue de SMI.

– Osinergmin debe supervisar el cumplimiento de los objetivos del plan de despliegue.

2.1.1.3 Funcionalidad de los SMI e Interoperabilidad

– Las funciones requeridas para los SMI deben ser determinadas mediante una evaluación de costos y beneficios.

– Estandarizar equipos, protocolos de comunicación y sistemas de gestión de la información.

– Garantizar la comunicación efectiva entre todos los agentes del mercado.

– Promover la competencia entre los fabricantes para obtener menores precios.

– Facilitar el acceso de los datos y asegurar las mismas condiciones a los consumidores.

– Establecer sistemas de protección de la información.

2.1.1.4 Propiedad y recuperación del costo

– SMI deber ser de propiedad de las EDE.

– En general, no compensar el remplazo del medidor convencional a SMI; no obstante, en casos particulares como medidores recientemente instalados o consumidores con bajo nivel adquisitivo instalados puede establecerse un mecanismo de compensación.

– Fomentar la innovación tecnológica mediante la modificación del régimen regulatorio de la distribución eléctrica tomando como referencia que el CAPEX debe incluir las nuevas inversiones de SMI y el OPEX debe abordar los ahorros para las EDE.

2.1.1.5 Gestión de los datos

– Inicialmente establecer una gestión de descentralizada de los datos recolectados por las EDE mediante los SMI, con una posterior centralización de los mismos.

2.1.1.6 Aceptación de los SMI

– Desarrollar campañas de comunicación para informar de los beneficios a pesar de posibles incrementos en las tarifas por la nueva tecnología.

– Desarrollar campañas de enseñanza respecto a la utilización de la información de los SMI para maximizar los ahorros energéticos y económicos.

3.2.2 EXPERIENCIAS DE IMPLEMENTACIÓN DE LOS SMI

3.2.2.1 Experiencia en Perú

3.2.2.1.1 Marco Normativo

Mediante la Décima Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 018-2016-EM se dispuso que las EDE propongan a Osinergmin un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente en el proceso de fijación tarifaria, sujetándose a lo dispuesto en el artículo 163° del RLCE y considerando un horizonte de hasta ocho (08) años de implementación.

Al respecto, el artículo 163° del RLCE inicialmente disponía que todos los sistemas de medición formaban parte del presupuesto de instalación para la obtención del suministro de energía eléctrica, quedando la acometida, el medidor, la protección y la caja de instalación registradas a favor del usuario. Asimismo, dispone que mensualmente el usuario pague a la EDE un monto que cubra el mantenimiento y que permita la reposición de estos equipos a futuro. El Decreto Supremo N° 018-2016-EM modificó el Artículo 163 del RLCE, precisando que en aquellos casos en que se instalen suministros con SMI, las instalaciones serán de propiedad de la EDE, incorporándose los costos de inversión, operación y mantenimiento de la conexión eléctrica como parte del VAD.

Para efectos de los procesos de fijación del VAD 2018-2022 y 2019-2023, Osinergmin mediante Resolución N° 225-2017-OS/CD aprobó los siguientes aspectos respecto a los Sistemas de Medición Inteligente como parte de los Términos de Referencia del VAD:

- El plan gradual de reemplazo a SMI debe considerar dos etapas. En una primera etapa se desarrolla el proyecto piloto en el periodo de regulación con una duración no menor a 18 meses y la segunda etapa, el reemplazo total a SMI.
- El plan gradual de reemplazo debe contemplar todas las opciones tarifarias. Las empresas podrán proponer la simplificación de las opciones y sistemas de medición, que justifiquen técnica y económicamente.
- Cada proyecto piloto debe detallar los costos y sus sustentos, el mercado objetivo, el esquema del sistema de medición inteligente y su justificación y sustento, las características de los medidores, concentradores y sistemas de comunicación y el programa de ejecución. Adicionalmente debe incluir las referencias de uso de los sistemas de medición propuestos, en otros países y/o sistemas eléctricos.
- Deberá indicarse y cuantificarse las ventajas y las ganancias de eficiencia y beneficios obtenibles para los usuarios.

Asimismo, de acuerdo con la Resolución N° 180-2021-OS/CD que publicó el Proyecto de Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costo del VAD 2022-2026 y 2023-2027 se propone agregar los siguientes criterios a ser considerados en el plan gradual de reemplazo a SMI o proyecto pilotos:

- Se precisa que la aprobación del plan gradual de reemplazo a SMI de cada concesionario de distribución requiere de la culminación total de los proyectos piloto aprobados por Osinergmin.
- El plan gradual de reemplazo a SMI debe sustentarse en el resultado de la evaluación costos-beneficio positivo para el usuario final del servicio eléctrico considerado en el alcance de los proyectos.
- Para los proyectos piloto, el reconocimiento de los costos de los medidores inteligentes que se instalen se realizará al final de cada año regulatorio (periodo comprendido entre mayo y abril del año siguiente), con base al número final de cambio de medidores efectivamente realizados. Asimismo, Osinergmin realizará la verificación del número de medidores instalados, así como solicitará periódicamente la información necesaria para el seguimiento de la ejecución del proyecto.
- De acuerdo con los Términos de Referencias del VAD 2018-2022 y 2019-2023, y el Proyecto de Términos de Referencia del VAD 2022-2026 y 2023-207, los medidores a ser consideradores en el plan de reemplazo deben cumplir las siguientes características y funcionalidades mínimas:
- Registro de energía y potencia en periodos que no superen el lapso de 15 minutos, adecuándose a las condiciones de intervalos de medida utilizados por el COES-SINAC.
- Medición bidireccional. La componente reactiva deberá ser considerada en ambas direcciones.
- El canal de comunicación debe permitir obtener lectura de la demanda y eventualmente emitir órdenes al medidor.
- El medidor debe estar conectado a un sistema que permita informar al cliente en tiempo real sobre su uso actual u otra información que ayude al cliente a gestionar el costo y uso de la electricidad.
- Corte y reposición remota.
- Posibilidad de limitación de potencia consumida por el usuario.
- Posibilidad que el usuario pueda optar en línea por distintas opciones tarifarias.
- Alerta de ausencia de tensión.

Respecto a la remuneración de los SMI, los Términos de Referencia del VAD 2018-2022 y 2019-2023 señalaban que el plan gradual de reemplazo sería remunerado mediante un cargo adicional al VAD resultante de dividir cuatro anualidades (aVNR + OyM) llevadas al valor presente entre la potencia máxima demanda al año inicial (año 0) en cada nivel de tensión (MT y BT). Esta metodología se está proponiendo sea modificada en los Términos de Referencia del VAD 2022-2026 y 2023-2027 estableciendo que el cargo sería el resultado de dividir la suma de cuatro aVNR llevadas al valor presente más la cuarta parte de la OyM anual de cada año entre la potencia máxima demanda al año inicial en cada nivel de tensión (MT y BT). El detalle se muestra en la siguiente Tabla.

Tabla 1 Metodología para determinar cargo por SMI en el VAD

Cargo Adicional por Reemplazo Gradual a SMI	
TDRs VAD 2018-2022 y 2019-2023	Proyecto de TDRs VAD 2022-2026 y 2023-2027
$\mathbf{V_{PRA}} = \sum_{n=1}^{n=4} \frac{\mathbf{aVNR_n + OyM_n}}{(1+i)^{n-1}}$	$V_{PRA} = \sum_{n=1}^{n=4} \left(\frac{aVNR_n}{(1+i)^{n-1}} + \frac{OyM_n}{4} \right)$
$\mathbf{Cargo} = \frac{\mathbf{V_{PRA}}}{\mathbf{POT_{NT-0}}}$	$Cargo = \frac{V_{PRA}}{POT_{NT-0}}$
$\mathbf{V_{PRA}}$: Valor presente de la remuneración adicional. $\mathbf{aVNR_n}$: Anualidad del VNR para proyectos en el año n, determinada considerando una vida útil de 30 años. $\mathbf{OyM_n}$: Costos de operación y mantenimiento directo para **los proyectos en el año n.** **i : Tasa de interés anual según el Artículo 79 de la LCE.** **n : Número de años a considerar, igual a 4.**	

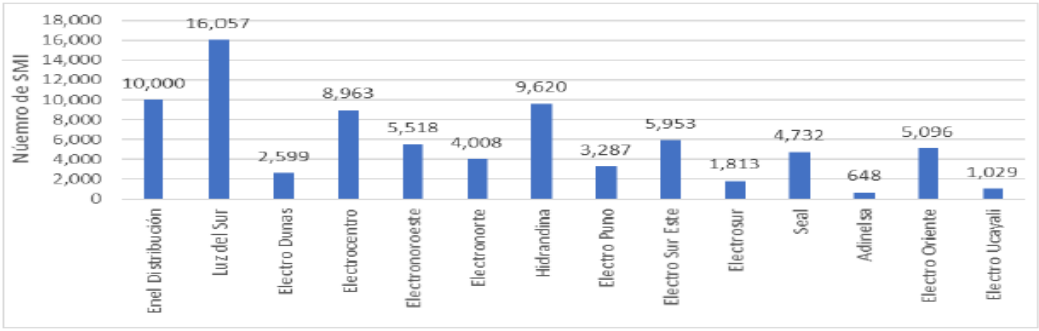
Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.

De este modo, se ha dispuesto que una vez aprobado por Osinergmin el plan de reemplazo de medidores a sistemas SMI como parte del proceso de fijación del VAD, las empresas distribuidoras tendrán (en la actualidad) un plazo máximo de 8 años para realizar el completo reemplazo de los sistemas de medición por SMI; con la restricción de que ello sea realizado únicamente luego de que la empresa haya concluido su correspondiente proyecto piloto.

3.2.2.1.2 Despliegue de SMI: Proyectos Piloto

Durante el periodo de fijación del VAD 2018-2022 y 2019-2023, Osinergmin aprobó para 14 Empresas Distribuidoras de Electricidad la elaboración de proyectos piloto en sus concesiones.

Figura 2 Cantidad de SMI para Proyectos Piloto por EDE



Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.

Las EDE detallaron cuál era el objetivo de instalar los SMI. Así, por ejemplo, en el caso de la empresa Luz del Sur consideró que el reemplazo de medidores a SMI es el primer paso hacia la implementación de redes Inteligentes (Smart Grid) en todas sus instalaciones, así como, alcanzar los siguientes objetivos:

- Ofrecer a sus clientes una cartera de nuevas soluciones y servicios relacionados con la energía, adecuados a sus necesidades y patrones de consumo.
- Alcanzar los mayores niveles de excelencia operativa de su red de media y baja tensión, aumentando la calidad de suministro y minimizando los costos asociados.

Por otro lado, la empresa Enel Distribución señaló lograr, con la instalación de SMI, una mayor y mejor calidad de información que mejorará la facturación y liquidación debido a que se evitaría las estimaciones y aplicaciones de perfiles no ajustados a su consumo reales, asimismo, con esta nueva información se podría diseñar y aplicar nuevas tarifas que incentiven al cliente a seguir hábitos de consumo más eficientes. Adicionalmente, Enel Distribución señaló que la instalación de SMI reduciría el número de reclamos y mejoraría la atención de los clientes debido a que podría realizar las operaciones de forma remota, eliminando la necesidad de la presencia de los clientes durante la realización de diversas actividades como lecturas, reconexiones, modificaciones de contrato, etc.

Luz del Sur y Enel Distribución señalaron que la implementación de los proyectos piloto tiene como objetivo el despliegue de la solución sobre un entorno real de alcance limitado (muestras del parque de suministros). Además, señalaron que estos proyectos permitirían probar la organización, procesos y tecnologías; y corregir los errores incurridos en el diseño teórico de la fase de preparación antes de la implementación masiva de los SMI.

Por otro lado, los principales criterios aplicados por las EDE para la selección de la muestra a la cual se le realizaría el reemplazo a SMI fueron los siguientes:

1. Una aproximación cuantitativa de muestreo estadístico, centrada en las características de los clientes tipo de la EDE, y principalmente, a la tarifa en la que pertenecen, que está directamente relacionada con su tipología: clientes industriales, comerciales, urbanos/residenciales y Rurales.
2. Una aproximación cualitativa, centrada en verificar que se incluyeron en la muestra aleatoria elementos de especial interés para la observación del impacto de la medición inteligente, por características especiales que puedan tener, ya sea de tipo tecnológico, ya sea de tipo operacional.

   Desde una perspectiva de complejidad tecnológica, se busca validar con una muestra representativa los posibles "casos extremos" que impliquen un nivel mayor de complejidad, como puede ser:

   - Subestaciones con un gran número de clientes conectados.
   - Subestaciones con un pequeño número de clientes conectados.
   - Redes de gran longitud.
   - Redes con niveles apreciables de ruidos /armónicos.
   - Redes de mayor antigüedad.
   - Distintos tipos de acometidas de red.
   - Subestaciones de difícil acceso.

   En lo que se refiere a la complejidad operativa, existen factores que son importantes para validar las operaciones de instalación de medidores:

   - Complejidad de acceso a los medidores (medidores internos).
   - Zonas que presentan actualmente problemas en la lectura.
   - Zonas de peligrosidad en el acceso.

Las EDE consideraban que esta aproximación como adecuada para establecer la población sujeta al piloto ya que garantizaría que los resultados del mismo serán representativos desde la perspectiva estadística (y podrán ser considerados a efectos de definir nuevos modelos tarifarios, por ejemplo) pero también desde la perspectiva tecnológica y operacional, cubriendo todos los posibles casos que se pueden presentar en campo, y proporcionando así una confirmación empírica de los costes y soluciones que deben ser tenidos en cuenta en el posterior de despliegue integral.

De acuerdo con Osinergmin, el número de clientes sobre los cuales se efectuarían los proyectos piloto representa el 1.09% del total de clientes de las 14 concesionarias, siendo Enel Distribución quien propuso el menor tamaño de muestra, como se detalla en la Tabla siguiente.

Tabla 2 Proporción de usuarios bajo proyectos piloto aprobados

Empresa	Clientes	Medidores Proyecto Piloto	% Medidores vs. Clientes
Enel Distribución	1,404,073	10,000	0.71%
Luz del Sur	1,101,588	16,057	1.46%
Electro Dunas	233,806	2,599	1.11%
Electrocentro	807,541	8,963	1.11%
Electronoroeste	497,230	5,518	1.11%
Electronorte	361,200	4,008	1.11%
Hidrandina	866,579	9,620	1.11%
Electro Puno	296,130	3,287	1.11%
Electro Sur Este	536,315	5,953	1.11%
Electrosur	163,395	1,813	1.11%
Seal	426,395	4,732	1.11%
Adinelsa	58,951	648	1.10%
Electro Oriente	459,153	5,096	1.11%
Electro Ucayali	92,734	1,029	1.11%

Fuente: Osinergmin. Elaboración propia.

De acuerdo con Osinergmin a febrero del 2021, ninguno de los proyectos piloto aprobados había sido implementados por completo, argumentándose que la demora se debió a las restricciones impuestas por la pandemia del COVID-19. Asimismo, a dicha fecha, ninguna de las empresas bajo el ámbito del FONAFE y Electro Dunas habían comunicado la adquisición de los SMI; en tanto si bien tanto Enel Distribución como Luz del Sur habían adquirido la totalidad de los SMI, el primero no había instalado ninguno, en tanto el segundo había instalado solo el 41%. No obstante, ello, los consumidores han venido pagando en el VAD el cargo tarifario establecido para fines de la elaboración de los proyectos piloto de SMI.

Complementariamente es de notar que los costos presupuestados para llevar adelante los proyectos piloto se recuperarían en un plazo máximo de 8 años, tomando en cuenta la recaudación promedio anual que genera el cargo el Cargo por Implementación de Sistemas de Medición Inteligente adicionado al VAD de acuerdo con las Resoluciones tarifarias de Osinergmin.

Figura 3 Estado situacional Proyectos Piloto SMI aprobados en VAD 2018-2022 y 2019-2023

Empresa	% Medidores Adquiridos	% Medidores Instalados	Presupuesto S/	Recaudado a Feb2021 S/	Recaudado a Feb2021 %	Meses	Recaudado Promedio por Mes S/
Enel Distribución	100%	0%	8,852,980.00	3,987,484.44	45%	28	142,410.16
Luz del Sur	100%	41%	15,351,709.33	7,101,207.00	46%	28	253,614.54

Empresa	% Medidores Adquiridos	% Medidores Instalados	Presupuesto S/	Recaudado a Feb2021 S/	Recaudado a Feb2021 %	Meses	Recaudado Promedio por Mes S/
Electro Oriente	0%	0%	3,290,303.62	623,261.00	19%	16	38,953.81
Adinelsa	0%	0%	602,164.83	119,201.20	20%	16	7,450.08

Fuente: Informe N° 396-2021-GRT. Osinergmin.

3.2.2.2 Experiencia en la Unión Europa

3.2.2.2.1 Marco Normativo

La Directiva 2009/72/CE de 13 de julio de 2009 estableció la participación activa de los usuarios del mercado de electricidad mediante la implementación de SMI. Al respecto, esta directiva sugiere que se realice una evaluación económica de todos los costes y beneficios (ACB) a largo plazo para el usuario y para el mercado antes de una implementación masiva

de los SMI. Para tal fin, la Directiva 2009/72/CE, estableció que la elaboración del primer análisis de costos y beneficios se debía realizar hasta el 03 de setiembre de 2012.

Asimismo, esta directiva estableció la implementación al 100% de los SMI en un plazo máximo 10 años posterior a la evaluación ACB y una cobertura del 80% de los consumidores hacia el año 2020 en caso de obtener una evaluación satisfactoria.

Complementariamente, la recomendación de la Comisión Europea 2012/148/UE de 9 de marzo de 2012 señala los siguientes requerimientos funcionales mínimos de los SMI:

- Proporcionar lecturas directamente al usuario y un tercero designado.
- Permitir lecturas de manera frecuente para facilitar la gestión eficiente del consumo y mejorar la planificación de la red.
- Permitir lecturas a distancia por parte del operador de los SMI.
- Proporcionar comunicación en ambos sentidos entre el SMI y las redes externas.
- Aceptar diferentes opciones tarifarias.
- Permitir el control a distancia del encendido/apagado del suministro y/o la limitación de la potencia.
- Proporcionar la comunicación segura de los datos entre los SMI y sus operadores.
- Prevenir el acceso de terceros y fraudes.
- Facilitar la importación/exportación de energía y la medición de energía reactiva.

Asimismo, recomienda que, al llevar a cabo la evaluación económica del despliegue de la medición inteligente, se debería examinar y tener en cuenta los programas piloto adecuados que hayan implantado SMI.

En las Tablas 3 y 4 se muestran los principales costos y beneficios que la autoridad regulatoria debe considerar en la evaluación económica ACB para el despliegue de los SMI de acuerdo con la Recomendación 2012/148/UE.

Finalmente, el numeral 2 del artículo 19 de la Directiva 2019/944 de 5 de junio de 2019 precisa el mecanismo que debe adoptar los estados miembros en caso los resultados de la evaluación de costos y beneficios fuese negativo. En ese sentido, esta directiva sostiene el desarrollo de una nueva evaluación de costos y beneficios dentro de un periodo máximo de 4 años considerando la evolución de la tecnología y el mercado.

Sobre la base de la evaluación de costos y beneficios, la Directiva 2019/944 de 5 de junio de 2019 señala el despliegue total de los SMI en un horizonte de 10 años con una cobertura de 80% de los usuarios finales en 7 años en caso de estados miembros no han iniciado el desligue de los SMI ante de 2019 y presenten de una evaluación de costos y beneficios satisfactoria.

Tabla 3 Costos de implementación de los SMI

Categoría	Tipos de costos
CAPEX	Inversión en los SMI.
	Inversión en infraestructura de información tecnológica.
	Inversión en telecomunicaciones.
	Inversión en visualizadores en el hogar.
	Inversión evitada de medidores convencionales.
OPEX	Lectura de medición.
	Mantenimiento de la infraestructura de información tecnológica.
	Mantenimiento en telecomunicaciones.
	Centro de llamadas y atención al cliente.
	Reducción de ingresos.
Fiabilidad	Restauración.
Medio ambiente	Equipos de control de emisiones.

Fuente: Recomendación 2012/148/UE. Elaboración propia.

Tabla 4 Beneficios de la implementación de los SMI

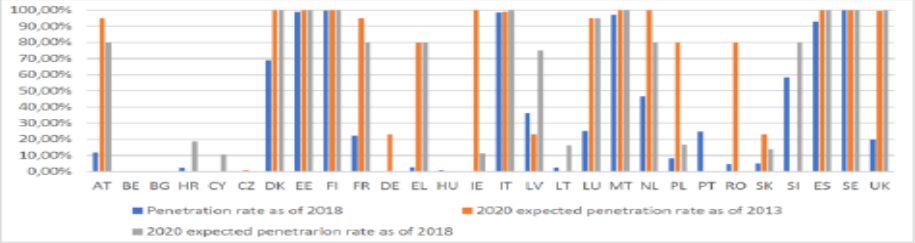
Beneficios	Sub - beneficios
Reducción de costos de operación y lectura	Reducción de los costes de operación de los contadores.
	Reducción de los costes de lectura de los contadores.
	Reducción de los costes de facturación.
	Reducción de los costes de centro de llamadas/atención al cliente.
Reducción de pérdidas comerciales (no técnicas)	Reducción de fraudes.
Ahorro de costos de electricidad	Reducción del consumo.
	Transferencia de la carga.
Reducción de costos operativos y mantenimiento	Reducción de los costes de mantenimiento de los activos.
	Reducción de los costes por avería de los equipos.
Reducción de pérdidas técnicas	Reducción de las pérdidas técnicas por eficiencia energética, control de tensión y gestión eficiente de la transmisión.
Inversiones evitadas	Inversiones diferidas en capacidad de generación, transmisión y distribución.

Fuente: Recomendación 2012/148/UE. Elaboración propia.

3.2.2.2.2 Despliegue de los SMI

En principio, la mayoría de los estados miembros de la Unión Europea que han desplegado SMI en sus sistemas eléctricos han desarrollado evaluaciones de costo y beneficio de los mismos. Es importante resaltar la presencia de estados miembros como España que han desarrollado un despliegue masivo de SMI (92% hasta el año 2018) a pesar de que no desarrollaron un análisis de costo – beneficio; y que los resultados de las evaluaciones de costos y beneficios de los SMI pueden variar en tiempo tal como es caso de Latvia e Irlanda como muestra la Tabla 5, no siempre siendo positivos.

Figura 4 Despliegue de los SMI en la Unión Europea



Fuente: Comisión Europea (Benchmarking smart metering deployment in the EU-28,2019)

Tabla 5 Resultado de Costo – Beneficio en Unión Europa

Estado	Resultado de ACB (A Julio 2013)	Resultado de ACB (A Julio 2018)	Fecha de último análisis costo - beneficio
Alemania	Negativo	Negativo	2013
España	No realizado	No realizado	No realizado
Latvia	Negativo	Positivo	2017
Luxemburgo	Positivo	Positivo	2016
Irlanda	Positivo	Negativo	2017
Italia	No realizado	Positivo	2014

Fuente: Comisión Europea (Benchmarking smart metering deployment in the EU-28,2019). Elaboración propia.

3.2.2.3 Experiencia en otros países de la región

3.2.2.3.1 Chile

3.2.2.3.1.1 Marco Legal

Los SMI fueron introducidos en el año 2012 con la Ley 20.571 mediante la cual se habilitó la inyección de excedentes de energía por parte de usuarios regulados y su posterior descuento en sus respectivas facturaciones. Por otro lado, los parámetros técnicos necesarios para viabilizar la implementación de los SMI son abordadas en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (NTD).

Tabla 6 Costos y Beneficios de los SMMC

Costo/Beneficio	Descripción
Costos	Unidades de Medida – UM monofásicos. – UM trifásicos. – UM para monitoreo del sistema de distribución.
	Unidades Concentradoras o Colectores
	Comunicación y Seguridad – Hardware, software y licencias.
	Mantenimiento – Medidores. Operación y Mantenimiento – Centro de Telemedida.
Beneficios	Ahorro de costo de lectura (reducción del gasto de la empresa).

Fuente: CNE. VAD 2018 – 2020 (Anexo Planes de Inversión y Costos SMMC). Elaboración propia.

Durante el año 2018 se aprobó la Ley 21.076, que modificó el artículo 139 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), estableciendo que los empalmes y medidores de energía formen parte de la red distribución y, por tanto, sean de propiedad y responsabilidad de las EDE. Esta modificación fue motivada en que las EDE debían asumir íntegramente los costos de retiro, reposición e instalación de los empalmes y medidores en caso de eventos de fuerza mayor, como por ejemplo terremotos.

En concordancia, la Ley 21.076 estableció la modificación de las tarifas de distribución eléctrica con el objetivo de reconocer los costos de los medidores y empalmes, así como, todos los costos necesarios para mantener la calidad y seguridad del suministro de acuerdo a la NTD.

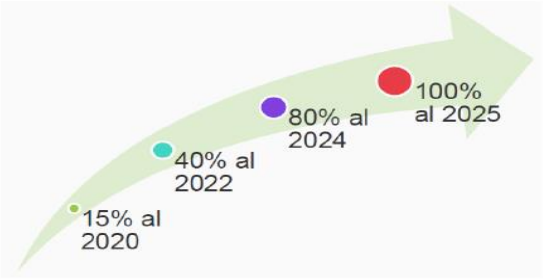
La NTD de 2017 aprobó un cronograma para una implementación obligatoria y progresiva de los SMI por parte de las EDE; sin embargo, debido a los reclamos de los usuarios de electricidad, motivados por la pérdida de la propiedad de los medidores debido al cambio obligatorio a SMI y el correspondiente recargo en las tarifas eléctricas asociado por aplicación de la Ley 21.076, la Comisión Nacional de Energía (el regulador) en el año 2019 modificó la NTD dejando sin efecto la obligatoriedad de cambio a SMI.

Con motivo del recálculo de las tarifas de distribución, de manera que incorporasen el cronograma de implementación de SMI establecido por la NTD de 2017, se identificó los siguiente costos y beneficios respecto a los SMI.

3.2.2.3.1.2 Despliegue de los SMI

La NTD del año 2017 estableció un cronograma de 7 años (con plazo de termino en el año 2025) para lograr la implementación completa de los Sistemas de Medición Inteligente dentro de los denominados Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (SMMC). El cronograma consideraba las siguientes metas anuales.

Figura 5 Implementación SMMC – NTD 2017

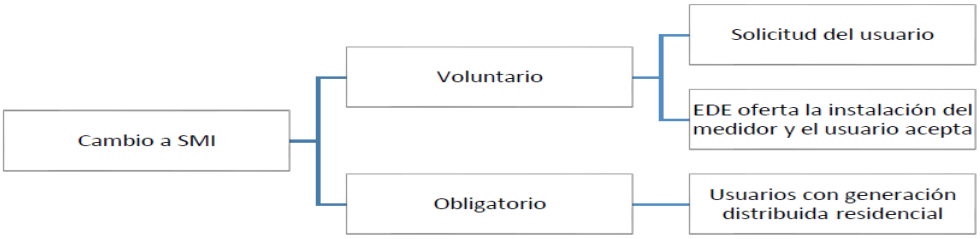


Fuente: CNE. Modificación de la NTD (Sesión 3)

Durante el año 2019 la NTD fue modificada, eliminándose el cronograma obligatorio de adecuación de medidores de energía al SMMC y estableciendo nuevas condiciones necesarias para la instalación de SMI incorporados al Sistema de Medición, Monitoreo y Control, considerando la siguiente división:

- Implementación obligatoria de Sistemas de Gestión y Calidad con objetivo de mejorar la gestión de la calidad del servicio. Orientada a usuarios con generación distribuida.
- Plan voluntario para la instalación de medidores o unidades de energía. Orientado al resto de usuarios.

Figura 6 Implementación SMMC – NTD 2019



Fuente: CNE. NTD 2019. Elaboración propia.

No obstante, esta modificación de la NTD, ha sido declarada ilegal por la Tercera Sala de la Corte Suprema-Rol N° 50.520-2020 ante el reclamo de la Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Limitada sentenció que contravenía la obligatoriedad.

3.2.2.3.1.3 Características de los SMI

De acuerdo a la NTD de 2019, los Sistema de Medición, Monitoreo y Control deben estar conformados por unidades de medida, concentradores de información, sistemas de gestión de la información, de comunicaciones y de seguridad. El detalle de los componentes de una SMMC se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 7 Componentes del Sistema de Medición, Monitoreo y Control

Componente	Descripción
Unidad de Medida	Conformado por los medidores de energía con registro horario, transformadores de medida, unidad de comunicaciones, visualizador de registros, dispositivos de conexión, desconexión y limitación de potencia.
Unidad Concentradora	Recolector de datos de medición de múltiples unidades de medida para reportes de gestión y operación.
Sistema de Gestión y Operación	Administra, controla y gestionarla información, datos y comandos relacionados con la medición y control del suministro de las Unidades de Medida o Unidades Concentradoras.
Almacén de Datos y Reportes	Almacén descentralizado que contiene los datos e información procesada y agregada.
Sistema de Comunicaciones	Componentes que permiten la transferencia de datos entre los diferentes componentes del SMMC.
Sistema de Seguridad	Asegura la confidencialidad, disponibilidad, trazabilidad e integridad de las comunicaciones y la información prohibiendo accesos no autorizados y evitando manipulación de la información.

Fuente: CNE. NTD 2019. Elaboración propia.

3.2.2.3.2 Colombia

3.2.2.3.2.1 Marco Legal

La Ley 1955 de 2019 incorpora los SMI mediante la modificación de la cadena de valor del sector de eléctrico agregando "la definición de las reglas sobre la gobernanza de datos e información" a las actividades del sector. Por otro lado, la resolución 40483 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía señala que las inversiones de los SMI y la infraestructura asociada para su funcionamiento serán remuneradas a través de ajustes tarifarios.

3.2.2.3.2.2 Despliegue de SMI

La Resolución 40483 de 2019 Ministerio de Minas y Energía establece un plan progresivo de implementación de los SMI con el objetivo de cubrir al 75%22 de los usuarios en el Sistema Interconectado Nacional en el año 2030.

De acuerdo a la resolución CREG 2019 de 2020 (en etapa de proyecto), los planes de despliegue de los SMI deben sustentarse en un análisis de eficiencia económica que permita reconocer los costos y beneficios de la implementación de los SMI. Cabe precisar que el despliegue de los SMI requiere de la formulación y resultados de un plan piloto con una duración mínima de 6 meses con el objetivo de identificar la tecnología más eficiente para la situación particular de cada tipo de usuario. El plan de despliegue de los SMI aborda los siguientes requerimientos:

- Característica del mercado de comercialización.
- Diagnóstico del parque de medidores instalado.
- Resultados del plan piloto.
- Descripción de las tecnologías apropiadas para el mercado y su justificación.
- Estrategias de divulgación.
- Cronograma de instalación.
- Estrategia de atención de inquietudes y reclamos.
- Estructura contable.
- Análisis de costos y beneficios.
- Objetivo anual y total hasta 2030.

En principio, el horizonte de planeamiento del despliegue de SMI alcanza el año 2030; sin embargo, el plan aprobado solo aborda los primeros 5 años. Es de resaltar que un plan de despliegue desaprobado debe actualizarse como máximo en 24 meses y que los planes aprobados pueden actualizarse cada 2 años, con metas para los siguiente 5 años, previa solicitud.

Otro punto importante, es que el plan de despliegue de SMI no aborda necesariamente a todos los usuarios, por lo que, los usuarios pueden anticipar y solicitar la instalación de los SMI.

Tabla 8 Etapas de despliegue del plan de SMI

Desarrollo del plan	Tiempo de ejecución	Objetivo
Fase 1	18 meses como máximo	Remplazo de medidores en usuarios con consumo mayor a 1000 kWh/mes y en autogeneración a pequeña escala.
Fase 2	60 meses como máximo	Reemplazo de 100% de los medidores aprobados

Fuente: CREG. Resolución CREG 2019 de 2020. Elaboración propia.

Adicionalmente, la Resolución CREG 2019 de 2020 incorpora un Gestor de Datos e Información (GIDI) encargado de recibir la información de los Operadores de Red de manera que asegure la integridad, confidencialidad y disponibilidad de la información de los usuarios. Respecto al GIDI, el plan de despliegue de los SMI considera un plazo máximo de 24 meses para interoperar con el GIDI.

3.2.2.3.2.3 Características de los SMI

La Resolución 40072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía y la resolución CREG 2019 de 2020 señala que los SMI deben proporcionar las siguientes funcionalidades mínimas:

Tabla 9 Funciones mínimas de los SMI

Función	Descripción
Almacenamiento	Almacenamiento de datos.
Comunicación bidireccional	Comunicación en dos direcciones entre el usuario y los elementos del SMI.
Ciberseguridad	Mantener datos seguros.
Sincronización	Sincronización automática y remota de tiempos.
Actualización y configuración	Actualización y configuración local y remota de los softwares, intervalos de lectura y tarifas.
Acceso al usuario	Brindar información al usuario en medio de visualización normalizado (telefonía, plataforma web, etc.)
Lectura	Permitir lectura local y remota.
Medición horaria	Aceptar opciones tarifarias horarias.
Conexión, desconexión y limitación	Conectar, desconectar y limitar el suministro de manera local y remota.
Antifraudes	Prevenir y detectar fraudes
Medición bidireccional	Medición y registro de flujo de energía en dos direcciones (desde y hacia la red eléctrica)
Calidad del servicio	Medición de la duración de las indisponibilidades en el servicio de energía eléctrica

Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Resolución 40072 de 2018. Elaboración propia.

3.2.2.3.2.4 Costos y Beneficios de los SMI

La resolución CREG 2019 de 2020 señala la operación del plan de despliegue de los SMI requiere de una evaluación basada en costos y beneficios. Al respecto, los principales costos y beneficios que ofrece los SMI son identificados en la resolución CREG 2019 de 2020. Adicionalmente, se presenta un aspecto importante que debe incorporarse entre los costos debido a la compensación económica a los usuarios que instalaron sistemas de medición tradicional de manera reciente al despliegue de los SMI.

Así, la compensación por medidores tradicionales instalados como máximo durante los 8 años previos al inicio de la implementación del plan deben ser incorporados entre los costos considerando que la compensación es igual al 50% del valor pagado por el medidor tradicional.

Tabla 10 Costos y Beneficios de los SMI

Componente	Descripción
Costos	– Elementos físicos. – Software. – Gestión de información. – Divulgación y estrategias de empoderamiento del usuario.
Beneficios	– Monitoreo en tiempo real. – Disminución de tiempos de respuesta en fallas. – Planeación de la red. – Aplazamiento de inversiones. – Optimización de la operación. – Gestión de cartera. – Lectura remota. – Facturación. – Conexión/Desconexión remota. – Gestión de pérdidas.

Fuente: CREG. Resolución CREG 2019 de 2020. Elaboración propia.

3.2.3 Análisis y propuesta de OSINERGMIN

Osinergmin mediante el Informe N° 395-2021-GRT "Propuesta de Mejora del Decreto Supremo 018-2016-EM y Decreto Supremo 009-93-EM, en relación a la implementación de los sistemas de medición inteligente (SMI)" propone un conjunto de recomendaciones sobre artículo de 163 del Decreto Supremo 009-93-EM y la Décima Disposición Complementaria Transitoria de Decreto Supremo 018-2016-EM.

En principio, Osinergmin señala que el plazo de 8 años para la implementación de SMI de acuerdo a lo establecido por el Decreto Supremo 018-2016-EM es insuficiente debido a que los planes piloto de SMI aprobados durante el VAD 2018 – 2022 y VAD 2019 – 2023 han presentado dificultades de implementación motivadas por una carencia de estándares técnicos que dificultan el cumplimiento de los equipos de medición inteligente en el mercado a todas las funcionalidades requeridas por Osinergmin y la presencia de un número reducido de empresas proveedoras de ingeniería, equipos y tecnologías necesarias para la implementación de los proyectos piloto.

Precisa además que las dificultades provistas por la pandemia del COVID-19 han ocasionado un retraso adicional para alcanzar los objetivos de los proyectos piloto, especialmente, durante las etapas de certificación de los equipos y la gestión de las compras de los medidores inteligentes.

Otro aspecto importante desarrollado por Osinergmin es la carencia de evaluación técnica – económica como mecanismo de identificación de los beneficios que los SMI proveen a los usuarios. En particular, Osinergmin señala que una evaluación costo – beneficio es el mecanismo óptimo para justificar los despliegues masivos de los SMI; no obstante, precisa que regulación vigente limita los potenciales beneficios que bridan los SMI a los usuarios como, por ejemplo, la carencia de precios diferenciados por bloques horarios en los contratos de suministro o la limitación del traslado de los beneficios de los SMI a los usuarios debido a que el mecanismo de formación del Precio a Nivel Generación absorbe y diluye los ahorros obtenidos de un EDE entre todos. Así, el Osinergmin señala que la implementación masiva de los SMI requiere de reformas adicionales para maximizar los beneficios a los usuarios.

Osinergmin expresa que los beneficios de los SMI no son homogéneos entre todos los usuarios de Perú, estimando que son los usuarios regulados en zonas urbanas los que con mayor probabilidad se beneficiarían de esta tecnología. En ese sentido, Osinergmin, señala que el alcance de los planes de implementación de los SMI igual al 100% según lo establecido por el DS 018-2016 debe modificarse hacia una implementación progresiva y parcial enfocándose en los usuarios de las zonas urbanas, los cuales representan el 70% del total de usuarios eléctricos.

Adicionalmente, Osinergmin precisa que en la actualidad el costo de implementación de los SMI es significativamente mayor al costo de las conexiones convencionales debido principalmente al costo del medidor inteligente. Así, debido a la falta de una evaluación de beneficios que proporcionarían los SMI, Osinergmin plantea la voluntariedad de la instalación de los medidores inteligentes con el objetivo de evitar rechazos masivos por estas tecnológicas como el caso presentado en Chile. En ese punto, Osinergmin señala que se debe fortalecer los mecanismos de comunicación con los consumidores de manera que estos se informen sobre los costos y beneficios esperados por el cambio de medidores convencionales a SMI.

Finalmente, Osinergmin mantiene que los SMI deben ser propiedad de los EDE tal como se desarrolla en el artículo de 163 del Reglamento de la LCE, modificado por el DS 018-2016. En esa línea, Osinergmin manifiesta la necesidad de precisar que los medidores convencionales cambiados por SMI deben devolverse a sus respectivos propietarios, además, sostiene que el reemplazo del medidor a SMI debe originar la devolución del monto total abonado a la EDE respecto al concepto de reposición del medidor convencional.

A continuación, se presentan las recomendaciones de Osinergmin.

Tabla 11 Recomendación de Osinergmin

Recomendación de Osinergmin	Descripción
Sobre el artículo de 163 del DS 009-93-EM	– Precisar que los medidores inteligentes instalados por el plan de despliegue de SMI deben ser propiedad de las EDE con la devolución del medidor convencional al titular del predio luego de su reemplazo por un SMI. – Establecer que el reemplazo del medidor convencional por un SMI debe originar la devolución del total abonado la EDE para la reposición del medidor convencional. – Necesidad de criterios, metodologías y procedimientos para determinar los costos de reposición y mantenimiento de la conexión del SMI (sin considerar el equipo de medición inteligente).
Sobre la Décima Disposición Complementaria Transitoria DS 018-2016-EM	– Establecer criterios, metodologías y procedimientos para desarrollar una evaluación de costos y beneficios antes del despliegue masivo de los SMI de manera que permitan identificar y cuantificar los beneficios hacia los usuarios, identificar a los sistemas eléctricos con las condiciones más favorables para la implementación de SMI e identificar los problemas en caso de una evaluación negativa. – La implementación del SMI debe requerir del consentimiento del consumidor.
	– Fortalecer la comunicación hacia los consumidores respecto a los costos y beneficios esperados del cambio de medidores a SMI. – Establecer estándares técnicos y tecnológicos para la implementación de los SMI de acuerdo con las condiciones geográficas, condiciones técnicas de los sistemas de distribución o el nivel de consumo de los usuarios. – Precisar que Osinergmin debe aprobar los planes de despliegue de los SMI con posibles actualizaciones en cada proceso de fijación del VAD. – Extender el plazo de implementación del plan de despliegue total de los SMI de 8 a 12 años. – Evitar el despliegue total de los planes de despliegue de los SMI sin alcanzar beneficios tangibles hacia el total de los usuarios regulados del país.

Fuente: Osinergmin. Informe N° 396-2021-GRT. Elaboración propia.

3.2.4 CONCLUSIÓN

3.2.4.1 Problemática

La experiencia internacional muestra que el despliegue de los SMI es solo una parte de un conjunto de acciones de política energética orientadas a incrementar la eficiencia en la utilización de la energía eléctrica y el mejor uso de la infraestructura para su provisión; ello por cuanto los SMI se constituyen en elementos que proveen información más detallada al gestor de la red de distribución sobre lo que ocurre en su sistema, información necesaria como parte del proceso de migración hacia lo que se ha denominado como Redes Inteligentes o Smart Grids en inglés, es decir sistemas eléctricos que al disponer mayor información sobre lo que ocurre en ellos son pasibles de nuevas acciones de control sobre la infraestructura y los usuarios que incrementan la calidad y seguridad de suministro.

Por esta razón, la CRSE claramente ha expresado que el despliegue de los SMI se debe complementar con reformas en cuanto a la operatividad del mercado eléctrico, el desarrollo de nuevas estructuras tarifarias y la gestión y tratamiento de los datos recolectados de los consumidores.

También se ha observado que debido a que se trata de tecnologías cuyo balance sobre el sistema eléctrico aún es incierto, es prudente realizar evaluaciones beneficio-costo periódicas conforme se avanza en el entendimiento de los requisitos técnicos y nuevas oportunidades de servicios que los SMI pueden ayudar a proveer a los consumidores.

Estas evaluaciones pueden irse generando como resultado de la realización de proyectos piloto, los cuales justamente brindan la oportunidad de evaluar el desempeño de diversas tecnologías, diseños tarifarios y nuevos posibles servicios que pueden ser provistos tanto al sistema como a los usuarios eléctricos.

De este modo se pueden ir corrigiendo aquellos aspectos que puedan inicialmente causar un resultado negativo, para que en futuras evaluaciones se revierta dicha situación conforme se avanza en el despliegue de los SMI. En ese sentido, es acertada la recomendación de Osinergmin en cuanto a realizar análisis beneficio/costo periódicos durante el despliegue de los SMI; no obstante, dicho análisis debe tener un carácter sistémico y no orientado sólo a la decisión propia de cada individuo como propone Osinergmin al delegar al usuario la decisión de sustituir o no su sistema de medición, pues en ese caso se está privilegiando el beneficio individual por sobre el colectivo.

Cabe tener en cuenta que la regulación peruana ha previsto la realización de proyectos piloto y que el plan de despliegue solo se realizaría cuando éste se apruebe como parte de un proceso de fijación tarifaria, para lo cual Osinergmin ha propuesto que previamente se cuente con una evaluación beneficio/costo positiva. Al respecto, si bien se han aprobado la ejecución de 14 proyectos piloto, por los cuales los usuarios vienen pagando en sus tarifas, como ha señalado Osinergmin, debido a diversas razones motivadas por las medidas adoptadas por la pandemia del COVID-19 dichos proyectos aún no han sido ejecutados y en consecuencia no se dispondrá aún de los resultados para efectos de proponer un plan de despliegue adecuado.

De otro lado, la experiencia internacional también muestra que el nuevo sistema de medición y toda la conexión efectivamente viene siendo integrada como parte de los costos de servicio de la EDE, tendencia también recogida en la normativa peruana. Dicha tendencia se entiende procuraría evitar al usuario incurrir en el costo a suma alzada de sustituir la conexión y el medidor hoy en día de su propiedad aun cuando desde su punto de vista no requeriría de incurrir en dicho gasto por no esperar ningún beneficio inmediato por ello, además de asumir los costos de disponer de la conexión y el equipo de medición que se retire.

Esta es la situación producida en Chile que ha llevado a que en el caso de usuarios sólo consumidores de electricidad evalúen la aceptación o no de los costos de sustitución de la medición, y que en Colombia se busca atenuar mediante la devolución de parte del costo del medidor cuando éste no tiene una antigüedad mayor de 8 años. En este sentido, es correcto lo expresado por Osinergmin en cuanto a que se debe establecer algún mecanismo que permita al consumidor reducir los costos que le implique la migración hacia SMI.

Finalmente, la metodología para compensar los costos de los SMI adoptada por Osinergmin, consistente en repartir los costos totales del plan de reemplazo entre todos los consumidores, ocasiona que se genere un subsidio entre aquellos clientes que además de seguir pagando la reposición de sus medidores convencionales, contribuirán a pagar el costo de instalación

de aquellos clientes elegidos para migrar a SMI, los cuales además se entiende dejarían de pagar los costos de reposición del sistema de medición tradicional.

Este tipo de subsidio puede generar problemas distributivos puesto que inicialmente será más atractivo (como bien señala Osinergmin) sustituir los medidores de los consumidores ubicados en zona urbana, pagando por ellos los consumidores de zonas rurales; además inclusive dentro de una zona urbana contribuirán al subsidio en muchos casos los consumidores de menores recursos económicos.

3.2.4.2 Recomendación

Conforme se ha identificado, para que el despliegue de los SMI sea efectivo en términos de promover la mejora del sistema eléctrico en beneficio del usuario, es necesario que se desarrollen una serie de acciones complementarias, entre ellas la elaboración de análisis beneficio/costo periódicos a nivel sistémico.

Para ello es prudente que se institucionalice la ejecución de proyectos piloto y que en base de los resultados obtenidos en ellos se pueda ir progresivamente decidiendo sobre las oportunidades de despliegue de SMI que otorguen un mayor beneficio. En ese sentido, si bien en muchos casos se han establecido plazos máximos para la integración de los SMI en las redes, es prudente que se refuerce el mecanismo actualmente aplicado por Osinergmin consistente en aprobar el despliegue de los planes en base de los resultados de los proyectos piloto.

Respecto de los proyectos piloto que están siendo ya pagados pero que aún no han sido culminados, se recomienda disponer que la EDE podrá por única vez solicitar la ejecución del piloto durante el siguiente procedimiento de fijación de tarifas, proponiendo las modificaciones que al mismo sean necesarias; no obstante, se debiera proceder a efectuar la liquidación correspondiente de los montos aportados por los consumidores durante el cálculo tarifario.

En cuanto a los requisitos técnicos que deben cumplir los SMI, Osinergmin ha podido establecerlos como parte de los criterios incluidos en los Términos de Referencia del VAD, lo que brinda flexibilidad para su futura modificación conforme se gane más experiencia sobre los SMI y la infraestructura que los soporta. Por ello no se recomienda que sea el MINEM quien elabore los estándares técnicos asociados a los SMI, sino que estos sigan siendo elaborados directamente por Osinergmin en base de los resultados de los proyectos piloto.

Respecto de los costos asociados al reemplazo de los medidores convencionales por SMI, es recomendable que se autorice a Osinergmin a determinar la forma como se compensará al usuario por los pagos efectuados por su sistema de medición vigente.

Asimismo, la inclusión de los costos de reemplazo de los SMI debiera precisarse que, si bien se incorporan como un cargo en el VAD, dicho cargo no debiera ser aplicable a todos los usuarios por igual, sino solo a aquellos cuya migración se haya efectuado, estableciéndose que el costo del medidor y la conexión forme parte del cargo fijo que compone el VAD y disponiéndose a la vez la inaplicación del cargo por sustitución previsto en el artículo 163 del RLCE para el caso de medidores convencionales. De este modo quienes aún cuenten con el sistema de medición tradicional no subsidiarían un costo claramente atribuible a quienes migren a SMI.

Esta recomendación no requiere de la modificación del artículo 163 del Reglamento de la LCE, pero sí de la Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo 018-2016-EM, así como de establecer algunas disposiciones normativas complementarias a nivel reglamentario.

3.3. RESPECTO A LA NECESIDAD DE MODIFICACIÓN DEL MARCO LEGAL

Conforme a lo señalado en los numerales 3.1. y 3.2., es necesario actuar en dos aspectos claramente distintos:

a) La consideración de planes de inversión en distribución dentro de un mecanismo de regulación de precios máximos basada en una empresa modelo eficiente no es adecuada. Para introducir este tipo de planes de modo que resulte beneficioso, tanto a los usuarios de las empresas públicas y privadas, como a las propias empresas, es necesario efectuar modificaciones al mecanismo regulatorio. Por esta razón es conveniente diferir la aprobación de los criterios y metodología de planificación, en tanto se define el nuevo modelo regulatorio.

b) La implementación y despliegue de los sistemas de medición inteligente requiere de incorporar dentro de la normativa una serie de consideraciones adicionales que permitan que la planificación del reemplazo de la medición convencional se produzca de manera adecuada con la supervisión de Osinergmin y sobre la base de valoraciones obtenidas de manera progresiva, primero mediante los resultados de proyectos piloto y posteriormente conforme se avance en la implementación. Asimismo, se debe evitar que la migración al nuevo sistema de medición origine subsidios cruzados desde usuarios que mantengan la medición convencional a aquellos que migren a los sistemas inteligentes, y especialmente desde usuarios en situación de desventaja hacia usuarios de altos ingresos.

Las modificaciones normativas vinculadas a los SMI se proponen se efectúen en la Décima Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 018-2016-EM.

De manera complementaria, se propone que mediante nuevas disposiciones se precise la extensión de los plazos para realizar los proyectos piloto de SMI, así como el diferimiento de la aprobación de los criterios y metodología de planificación del Plan de Inversiones en Distribución Eléctrica luego de culminados los procedimientos tarifarios del VAD inmediatos (periodos 2022-2026 y 2023-2027).

4. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL TEXTO DEL DECRETO SUPREMO N° 018-2016-EM Y ESTABLECIMIENTO DE DISPOSICIONES COMPLENTARIAS FINALES

Por las razones expuestas en el numeral 3 del presente informe, se propone la siguiente propuesta normativa:

4.1. Modificación de la Décima Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 018-2016-EM

Se propone la modificación de la Décima Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 018-2016-EM sobre implementación de los SMI, conforme al siguiente cuadro, donde el texto con fuente tachada es lo eliminado y en formato negrita y subrayado es el texto agregado.

PUBLICACIÓN PARA CONSULTA PÚBLICA

Cuadro de comparación entre el texto vigente y el texto propuesto de la Décima Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 018-2016-EM

VIGENTE	TEXTO PROPUESTO
"**DÉCIMA.- IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE** ~~En el marco de la declaración de interés nacional de la promoción del Uso Eficiente de la Energía para asegurar el suministro de energía, proteger al consumidor, fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos, previsto en la Ley Nº 27345, las EDEs propondrán a OSINERGMIN un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente en el proceso de fijación tarifaria, sujetándose a lo dispuesto en el artículo 163 del presente Reglamento y considerando un horizonte de hasta ocho (08) años de implementación.~~"	"***DÉCIMA. - IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE*** *En el marco de la declaración de interés nacional de la promoción del Uso Eficiente de la Energía para asegurar el suministro de energía, proteger al consumidor, fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos, previsto en la Ley Nº 27345,* ***las EDEs propondrán a Osinergmin*** *un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente* ***en cada proceso*** *de fijación tarifaria, sujetándose a lo dispuesto en el artículo 163 del presente Reglamento* ***de acuerdo con las siguientes directrices:*** ***a) La recuperación en un plazo de treinta (30) años de la acometida, del equipo de medición y protección y su respectiva caja, más sus respectivos costos de operación y mantenimiento y descontado los abonos por reposición y mantenimiento que se hubieran efectuado por los sistemas de medición convencional, se establecerá como costos asociados al usuario que cuenta con sistemas de medición inteligente en la determinación del VAD.*** ***b) La recuperación en un plazo de treinta (30) años de los costos de la infraestructura y servicios necesarios para la implementación de los sistemas de medición inteligente se incorpora como parte de los costos estándares de inversión mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.*** ***c) El usuario que cuenta con sistemas de medición inteligente no abonará el cargo por reposición y mantenimiento.*** ***El plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente será actualizado en cada proceso de fijación tarifaria en base de un análisis beneficio-costo que lo justifique e incluirá una etapa inicial de realización de experiencias piloto que no excederá dos (02) periodos tarifarios***

	de fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) de las EDEs públicas y privadas, incluyendo el periodo tarifario inmediatamente anterior a la vigencia del presente Decreto Supremo; y, otra etapa de despliegue luego de culminados los proyectos piloto. ***Para las experiencias piloto aprobadas con posterioridad a la vigencia del presente Decreto Supremo, la Empresa de Distribución Eléctrica debe presentar la justificación de los usuarios escogidos para dicho piloto, excluyendo de los mismos a aquellos que se encuentran en situación de vulnerabilidad.*** ***Osinergmin sobre la base de todas las experiencias piloto desarrollará los aspectos que serán tomados en cuenta en la elaboración de la etapa de despliegue del plan gradual de reemplazo, considerando lo siguiente:*** ***i. Especificaciones técnicas y estándares tecnológicos.*** ***ii. Lineamientos para el análisis beneficio-costo periódico del plan propuesto, para lo cual las EDEs deben presentar su propuesta, de acuerdo a la oportunidad y medios que defina Osinergmin.*** ***iii. Sanciones por incumplimiento de los planes de despliegue.*** ***iv. Otros que considere necesarios.*** ***Osinergmin considerará en el VAD un cargo adicional para la ejecución de los proyectos piloto.*** ***Para todas las etapas del plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente, la Empresa de Distribución Eléctrica debe considerar una estrategia suficiente, clara y objetiva de divulgación de la información relativa a los sistemas de medición inteligente, incluyendo los casos en que se presenten reclamos asociados a su instalación y operación."***

4.2. Establecimiento de Disposiciones Complementarias Finales
4.3.

Asimismo, se proponen las siguientes 5 Disposiciones Complementarias Finales:

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

Primera.- Primer proyecto piloto de sistemas de medición inteligente aprobados en la fijación del VAD 2018-2022 y 2019-2023

Las Empresas de Distribución Eléctrica que no hayan concluido los proyectos de sistemas de medición inteligente que fueron aprobados en las resoluciones de Osinergmin de fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) de los periodos regulatorios 2018-2022 y 2019-2023, deben culminarlos como máximo durante el periodo de vigencia de los periodos regulatorios del VAD 2022-2026 y 2023-2027, respectivamente.

En la determinación de los cargos del VAD 2022-2026 y 2023-2027 asociados a estos proyectos se debe considerar lo recaudado de los usuarios durante los periodos regulatorios 2018-2022 y 2019-2023, además de las disposiciones que establece la Décima Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo 018-2016-EM, así como, una liquidación en base a lo requerido para el proyecto o lo ejecutado en caso se hayan culminado con dichos proyectos.

Segunda.- Nuevos proyectos piloto de sistemas de medición inteligentes

La Empresa de Distribución Eléctrica solo puede solicitar el reconocimiento tarifario de un nuevo proyecto piloto de sistemas de medición inteligente, siempre que acredite en el estudio de costos del Valor Agregado de Distribución (VAD) que ha culminado con instalar al menos el 50% de todos los proyectos de sistemas de medición inteligente aprobados en el anterior periodo regulatorio de fijación del VAD.

Tercera.- Verificación de la ejecución de proyectos pilotos de sistemas de medición inteligente

Osinergmin, dentro de un plazo de seis (6) meses de aprobado el presente Decreto Supremo, aprueba los lineamientos para efectuar el seguimiento y verificación de la ejecución de los proyectos piloto de sistemas de medición inteligente, cuyo reconocimiento tarifario haya sido aprobado por Osinergmin.

La información presentada por las Empresas de Distribución Eléctrica debe publicarse en el portal web del Osinergmin.

Cuarta.- Aprobación de criterios y metodología de planificación del Plan de Inversiones en Distribución

La aprobación de los criterios y metodología a que se refiere el artículo 3° del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1208, aprobado por Decreto Supremo N° 023-2016-EM, se publican en un plazo de seis (6) meses, contados a partir de la conclusión de forma definitiva del procedimiento regulatorio de fijación del VAD periodo 2023-2027.

5. ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO

La presente norma no genera costos adicionales, por el contrario, evita afectar la tarifa de los Usuarios por el servicio de distribución sin tener aún claridad sobre los beneficios esperados como resultado de la implementación de los SMI, ni la ejecución de las obras que se puedan aprobar como parte del Plan de Inversiones en Distribución.

En lo que respecta a los beneficios que conllevaría la aprobación de la presente norma, se encuentran: i) Evita generar subsidios cruzados como resultado de la implementación de los SMI, especialmente en el caso de usuarios de bajos recursos económicos, ii) Se asegura que los SMI se desarrollarán conforme se evidencien los beneficios que pueden brindar al sistema eléctrico, iii) Se asegura que los planes de inversión en distribución no distorsionen la señal de precios estructurada sobre la base de la empresa modelo eficiente.

6. ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA VIGENCIA DE LA NORMA EN LA LEGISLACIÓN NACIONAL

Este proyecto normativo no se contrapone a ninguna norma vigente, y se propone al amparo de la Constitución Política del Perú; el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, el Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Decreto Legislativo N° 1221, que mejora la regulación de la Distribución en Electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú, el Decreto Supremo N° 018-2016-EM, que modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Reglamento de Transmisión y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

Mediante el presente proyecto normativo se modifica la Décima Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo 018-2016-EM, Decreto Supremo que modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Reglamento de Transmisión y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, con la finalidad de contar con un despliegue masivo de SMI sostenibles en el tiempo.

7. DE LA PUBLICACIÓN PARA CONSULTA PÚBLICA

De acuerdo al numeral 1 del artículo 14 del Reglamento que establece disposiciones relativas a la publicidad, publicación de Proyectos Normativos y difusión de Normas Legales de Carácter General, aprobado por Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, las entidades dispondrán la publicación de los proyectos de normas de carácter general que sean de su competencia, en el Diario Oficial "El Peruano", en sus portales electrónicos o mediante cualquier otro medio, en un plazo no menor de treinta (30) días antes de la fecha prevista para su entrada en vigencia, salvo casos excepcionales, con la finalidad de permitir que las personas interesadas formulen comentarios sobre las medidas propuestas.

Sobre el particular, es necesario considerar que el Osinergmin ya ha iniciado el proceso de aprobación de los Términos de Referencia para la elaboración del VAD, con lo que corresponde establecer un plazo razonable y que no sea demasiado extenso para recibir los comentarios al presente proyecto normativo.

En ese sentido, corresponde disponer la publicación en el Portal Institucional del Ministerio de Energía y Minas y en el Diario Oficial "El Peruano" del proyecto de Decreto Supremo que modifica el Decreto Supremo 018-2016-EM sobre implementación de los SMI, otorgando a los interesados un plazo de cinco (5) días calendario para la remisión, por vía electrónica, de los comentarios y sugerencias respecto a dicho proyecto.

De esta manera, las opiniones, comentarios y/o sugerencias sobre el presente proyecto normativo tienen que ser remitidas por vía electrónica, con atención a la Dirección General de Electricidad, a la siguiente dirección de correo electrónico: Prepublicaciones_DGE@minem.gob.pe.