

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
ESCUELA DE POSGRADO



**IDENTIFICACIÓN DE MEJORAS EN EL PROCESO DE
DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN DE
LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL ESTADO**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAGÍSTER EN REGULACIÓN DE
SERVICIOS PÚBLICOS**

AUTORA

CARLA VANESSA CUEVA ESPINOZA

ASESOR

RAÚL LIZARDO GARCÍA CARPIO

OCTUBRE

2020

RESUMEN

El presente trabajo busca analizar, a través de un estudio de caso, el procedimiento administrativo aplicado para la fijación de la retribución económica de la actividad de la distribución eléctrica en el Perú y la determinación más adecuada de los costos que serán reconocidos a través de las tarifas que son cobradas a los clientes finales, considerando que, dichos costos son calculados por el regulador sobre la base de la información que es reportada por las mismas concesionarias del servicio. El análisis se centra en las empresas públicas bajo el ámbito del Fondo Nacional del Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado que prestan el servicio de Distribución Eléctrica, debido a que éstas se enfrentan a mayores restricciones de naturaleza estatal.

Al respecto, dicho procedimiento suele ser complejo, debido a que los resultados dependen, en su mayoría, de la calidad y cantidad de información con la que cuente el regulador para estimar los costos mínimos eficientes con los que una empresa distribuidora debe de operar sus sistemas, sin embargo, estas últimas no tendrían incentivos para revelar toda su información. Es por ello que, para reducir la asimetría de información existente y los posibles efectos asociados, se requiere incorporar nuevas etapas y precisiones en el proceso de la estimación de los costos de inversión, operación y mantenimiento eficientes.

Bajo la situación expuesta, en la presente tesis se identifican los problemas y oportunidades de mejora del proceso de determinación de los costos mencionados y se proponen las modificaciones necesarias para el proceso de recopilación de información, adicionando etapas a las ya existentes, las cuales permitirán reducir la asimetría de información, incrementar la confiabilidad de los resultados y el cumplimiento de los diversos principios básicos para el buen desempeño de un procedimiento regulatorio.

ÍNDICE

RESUMEN	i
ÍNDICE DE TABLAS	iv
ÍNDICE DE FIGURAS	iv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO Y REVISIÓN DE LA LITERATURA	4
1.1. Aspectos conceptuales	4
1.1.1. La regulación del servicio público de electricidad	4
1.1.2. Definición de la Empresa Modelo Eficiente.....	6
1.1.3. Los costos de una empresa de distribución eléctrica	7
1.1.4. La retribución económica del servicio de distribución eléctrica	9
1.2. Estudios y recomendaciones realizadas sobre la regulación de la Distribución Eléctrica en Perú y en Chile	18
1.2.1. Libro Blanco del Marco Regulatorio de la Distribución Eléctrica en el Perú	18
1.2.2. Análisis de la Regulación por empresa eficiente en Chile	20
1.3. Principios de los Procesos Regulatorios Tarifarios	22
1.3.1. Principios regulatorios de la OCDE.....	24
1.3.2. Principios de procedimientos administrativos en Perú.....	27
1.4. Mecanismos e instancias resolutorias de impugnaciones presentadas en los procesos administrativos	27
CAPÍTULO II: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE TARIFAS DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ.	30
2.1. Entidades y agentes involucrados en la actividad de Distribución Eléctrica en el Perú	30
2.1.1. Funciones del Ministerio de Energía y Minas	30
2.1.2. Funciones del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.....	31
2.1.3. Las Empresas de Distribución Eléctrica	31
2.2. Dificultades de las empresas distribuidoras de titularidad estatal	33
2.2.1. Mayores áreas de concesión y dispersión de clientes	34
2.2.2. Fuente de financiamiento de inversiones.....	37
2.2.3. Cobertura del Servicio	39
2.3. ¿Cómo se fija el Valor Agregado de Distribución en el Perú?	42
2.4. Problemas identificados en el proceso regulatorio	46

2.4.1.	Diagnóstico de la OCDE	46
2.4.2.	Problemas presentados durante el último proceso tarifario – Estudio de Caso..	47
2.4.3.	La tasa de retorno de las inversiones	62
2.4.4.	Comparación de costos reconocidos para las Empresas de Distribución Eléctrica del Estado	63
2.4.5.	Mecanismos de impugnación del proceso de fijación VAD.....	71
2.5.	Medidas tomadas por el Gobierno para reducir la asimetría de información.....	76
2.6.	Conclusiones del diagnóstico del procedimiento para la determinación del VAD de las empresas Públicas y oportunidades de mejora.....	80
CAPÍTULO III: IDENTIFICACIÓN DE BUENAS PRÁCTICAS, OTRAS ALTERNATIVAS DE REGULACIÓN Y PROPUESTAS DE MEJORA.....		83
1.1.	Análisis de los procesos de determinación de costos en otros sectores del Perú	83
1.1.1.	Respecto a la Recopilación de información.....	83
1.1.2.	Instancias de resolución de recursos.....	85
1.2.	Análisis de los procesos de determinación del VAD en Chile.....	87
1.2.1.	Proceso de determinación de la remuneración de la distribución.....	87
1.2.2.	Instancias de resolución de recursos de reconsideración.....	88
1.3.	Propuesta de modificación en el proceso de determinación VAD y recomendaciones	92
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		97
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		101
ANEXOS		105

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1: Cantidad de clientes 2018 – Empresas de Distribución Eléctrica Estatal.....	33
Tabla N° 2: Cantidad de clientes 2018 – Empresas de Distribución Eléctrica Privadas.	33
Tabla N° 3: Sectores Típicos de Distribución.....	35
Tabla N° 4: Densidad de las empresas de distribución eléctrica 2018.	37
Tabla N° 5: Procedimiento para la fijación del VAD.	45
Tabla N° 6: Comparación de VAD determinados en las empresas privadas.....	48
Tabla N° 7: Fuentes de costos horas / hombre por empresa.....	53
Tabla N° 8: Cantidad de personal por empresas.....	54
Tabla N° 9: VAD 2018 vs VAD pre publicado (S/ / Kw mes).....	65
Tabla N° 10: Comparación de resultados del proceso de determinación VAD.	69
Tabla N° 11: Comparación de determinación de costos de operación y mantenimiento	69
Tabla N° 12: Comparación de determinación del VNR.....	70
Tabla N° 13: Propuestas presentadas para la consideración de una segunda instancia administrativa.	73
Tabla N° 14: Oportunidades de mejora identificadas.....	82
Tabla N° 15: Propuestas para atender las oportunidades de mejora y reducir la subjetividad del proceso.....	93

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1: Componentes del Valor Agregado de Distribución.....	7
Figura N° 2: Principios para la gobernanza de los reguladores.	25
Figura N° 3: Entidades y agentes involucrados – Distribución Eléctrica del Perú.....	30
Figura N° 4: Participación en el mercado de las empresas privadas y públicas.	32
Figura N° 5: Comportamiento de costos de distribución eléctrica por Sector Típico.	35
Figura N° 6: Ratio 2018 - obligaciones financieras/Propiedad Planta y Equipo	38
Figura N° 7: Brecha en la evolución del coeficiente de electrificación a nivel nacional.....	40
Figura N° 8: Brecha en la evolución del coeficiente de electrificación rural.....	40
Figura N° 9: Niveles de electrificación de los países de la Región.....	41
Figura N° 10: Etapas para la determinación del VAD de las empresas de distribución eléctrica del Estado.	44
Figura N° 11: Impacto de la propuesta de las tarifas en el usuario final – Proyecto de Resolución Fijación VAD 2018-2022.....	49
Figura N° 12: Impacto de la propuesta de las tarifas en el usuario final – Resolución de Fijación VAD 2018-2022.....	50
Figura N° 13: Impacto de la propuesta de las tarifas en el usuario final – Reconsideración de Fijación VAD 2018 – 2022.....	50
Figura N° 14: Objetivos de la Encuesta de Demanda Ocupacional – Ministerio de Trabajo.....	52
Figura N° 15: Evolución de los costos de mano de obra reconocidos en la remuneración de la actividad de distribución eléctrica.	53
Figura N° 16: Seguimiento al proyecto de Ley N° 13425-2005-CR.....	75
Figura N° 17: Seguimiento al Proyecto de Ley N° 1467/2006-CR.....	75
Figura N° 18: Parámetros identificados para reducir la subjetividad e influencia en el proceso VAD.	81
Figura N° 19: Propuesta de mejora al procedimiento de determinación del VAD.....	96

INTRODUCCIÓN

Las tarifas máximas que son cobradas a los usuarios regulados del servicio eléctrico, están compuestas por la remuneración de 03 subsectores que conforman la cadena de abastecimiento: i) la generación eléctrica, que corresponde a los centros donde se produce la energía, ii) la transmisión, encargada de transportar la energía desde los centros de producción hacia los centros de consumo y iii) la distribución eléctrica, encargada de recibir la energía y hacerla llegar a los hogares; está última, es el ente recaudador de toda la cadena del sector eléctrico.

La remuneración que perciben las empresas de Distribución Eléctrica en el Perú, es determinada por OSINERGMIN cada 04 años y está representada por el Valor Agregado de Distribución – VAD, el cual es calculado bajo la metodología de la empresa modelo eficiente; es decir, los costos reconocidos para éstas concesionarias no son los costos efectivamente incurridos para operar, sino, que son calculados sobre la base de una empresa teórica que opera con los costos indispensables para proveer el servicio en el largo plazo. Al respecto, la Ley de Concesiones Eléctricas establece que la determinación de los costos eficientes, deben de ser calculados teniendo en cuenta estudios de costos que son presentados por las mismas concesionarias con su información operativa y financiera; por lo que el regulador depende de esta información para estimarlos.

Sin embargo, uno de los principales problemas a los cuales se enfrenta el Estado en este procedimiento, es el nivel de asimetría de información que existe entre el regulador y las empresas reguladas, considerando que las concesionarias no tienen incentivos para relevar toda su información, o no se tiene la certeza de que la misma se enfoque en la eficiencia, lo que resulta riesgoso, porque el regulador se ve en la necesidad de tomar decisiones con información incompleta o bajo criterios no objetivos, lo que podría originar una sub o sobre estimación de los mismos.

Una estimación errónea de costos, podría poner en peligro la sostenibilidad de las concesionarias, impactar negativamente en la calidad del servicio o poner en riesgo

la reducción de la brecha de cobertura, sobre todo en las empresas de titularidad del Estado, dado que estas se enfrentan a más restricciones de naturaleza estatal y operan en zonas geográficas con características distintas a las de las empresas privadas, lo que dificulta, en cierto grado, la prestación del servicios.

Recientemente se han implementado y propuesto modificaciones al marco regulatorio para la fijación del VAD, con el objetivo de mejorar el proceso regulatorio y promover el acceso a la energía eléctrica en nuestro país, sin embargo, pese a los esfuerzos, en el procedimiento de determinación del VAD 2018-2022 (empresas privadas) y 2019-2023 (empresas públicas), surgieron discrepancias en los valores calculado por el regulador respecto a los costos eficientes de cada sistema de distribución eléctrica de las concesionarias, dado que estos estaban muy por debajo de los propuestos, incluso, resultaban siendo menores a los que se encontraban vigentes, aunado a discusiones entre los interesados respecto a las fuentes y bases de datos utilizadas por el regulador para definir la eficiencia de los sistemas.

Por tanto, en los siguientes capítulos se abordará e identificará los problemas que existen en este procedimiento administrativo, que podrían generar dudas respecto a la confiabilidad y consistencia de la información y resultados, ello bajo una metodología de investigación de estudio de caso, enfocado en el procedimiento de determinación del VAD, especialmente, de las empresas públicas bajo el ámbito de FONAFE, realizado durante el año 2019.

En el Capítulo I, se expondrá la metodología usada para la determinación de los costos de los sistemas de distribución eléctrica, los estudios realizados en el Perú y Chile sobre la regulación de la actividad eléctrica y su remuneración, los principios asociados que aseguran un proceso confiable y los problemas a los cuales se enfrenta el Estado en este procedimiento administrativo.

En el Capítulo II, se presentará el diagnóstico realizado al proceso vigente de determinación del VAD en el Perú y a los problemas que se generaron durante su ejecución, tanto para las empresas privadas como para las empresas públicas, especificando cuáles son los problemas adicionales a los que se enfrentan, en

específico, las concesionarias públicas. Asimismo, se expondrán las medidas tomadas por el gobierno con el objetivo de mejorar el proceso.

Finalmente, en el Capítulo III se hará una descripción de otras alternativas regulatorias y buenas prácticas aplicadas en otros países de la región y en otros sectores nacionales para la determinación de las tarifas y/o costos que deben de ser reconocidos por ellas y, se tomará conocimiento de los recursos administrativos al que se acceden en caso de controversias o desacuerdos contra las resoluciones emitidas por el regulador, para con ello proponer las mejoras que pueden realizarse al proceso que es seguido en el Perú para la fijación del VAD.

Objetivos e Hipótesis

Hipótesis: Para reducir la asimetría de información y los posibles efectos asociados sobre el procedimiento regulatorio seguido para la fijación del VAD, se requiere incorporar nuevas etapas y precisiones en el proceso de determinación de los costos de inversión, operación y mantenimiento eficientes, pero que a su vez reflejen las condiciones de operación y restricciones de las empresas públicas de distribución eléctrica.

Objetivo general: Identificar, a través de un estudio de caso, problemas en el proceso de determinación del VAD, así como sus posibles causas a fin de proponer las modificaciones necesarias para mejorar el proceso de recopilación de información y así reducir la asimetría existente. Ello conllevará a una mejor estimación de costos eficientes para la determinación de la remuneración de la actividad de distribución eléctrica y mejorará la confiabilidad de los resultados, considerando el cumplimiento de los objetivos nacionales en cuanto a la necesidad de incrementar el acceso de los usuarios al servicio y el cumplimiento de los principios regulatorios relacionados.

CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO Y REVISIÓN DE LA LITERATURA

1.1. Aspectos conceptuales

1.1.1. La regulación del servicio público de electricidad

Los servicios públicos desempeñan un papel muy importante en el desarrollo económico y social de un país, y el responsable de su suministro es el gobierno, ya sea a través de empresas estatales¹ o privadas, buscando asegurar el acceso a los mismos de manera confiable y con la calidad esperada. En el caso de aquellos servicios públicos que para ser suministrados requieren de infraestructuras de redes, como es el caso de la actividad de distribución eléctrica a usuarios finales, tienen condición de monopolio natural con carácter de exclusividad en un área de concesión definida previamente y, por tanto, los clientes son cautivos, es decir, no pueden elegir a otro proveedor mientras su domicilio o lugar de actividades se encuentre dentro del área de concesión que fue definida para la empresa.

El negocio de la distribución eléctrica, está caracterizado por el uso intensivo de capital que se emplea para su operación, y es por ello que el retorno permitido sobre el capital invertido, cobra mucha importancia para las empresas que proveen el servicio (Bitu, 1993), dado que buscarán obtener la mayor rentabilidad posible. Es por ello que, debido a estas características específicas, se requiere de la intervención del Estado en su función reguladora, de manera que pueda evitarse el poder monopólico de la concesionaria, evitando, entre otros, un comportamiento poco eficiente, lo cual se trasladaría a los precios que son cobrados a los usuarios finales a través de las denominadas “Tarifas”, las que deberían ser asequibles y a la vez, deben de permitir el financiamiento de los costos en los cuales las concesionarias incurren para proveer el servicio de manera ininterrumpida.

¹ El artículo 60° de la Constitución Política del Perú, establece que, únicamente por Ley expresa, el Estado puede ejecutar actividad empresarial por razones de interés público o en caso de declaración de conveniencia nacional, lo cual puede ejercerse de manera directa o indirecta.

Para cumplir con el objetivo descrito, en la teoría, existen varios esquemas regulatorios, entre ellos, y los más comunes, se encuentran: i) Regulación por tasa de retorno², ii) Regulación por price cap y iii) Regulación por yardstick competition/empresa eficiente. En el caso peruano, la remuneración realizada de la distribución eléctrica, es calculada bajo la metodología de la empresa “modelo eficiente”.

En relación a la regulación por tasa de retorno, esta consiste en fijar las tarifas que le garanticen a las empresas que prestan el servicio, obtener los ingresos suficientes para cubrir los costos en los cuales incurren para operar y además, obtener un retorno sobre el activo en el que se invirtió, sobre la base de una tasa de retorno que es calculada ponderando los costos de capital y el nivel de deuda razonable (Galetovic & Bustos, 2002). Para poder determinar los costos, se hace uso de, fundamentalmente, información histórica de la empresa, lo cual podría no estimular la eficiencia en la gestión, dado que podría existir un incentivo a la sobreinversión en capital, es por ello que son importantes los procedimientos de recolección de información por parte del regulador.

Respecto a la regulación por Price Cap, las tarifas fijadas bajo esta metodología tienen un tope máximo y no buscan cubrir los costos operacionales en los cuales se incurrieron, más bien, busca generar los ingresos suficientes para cubrir los costos que se proyectan durante el periodo tarifario bajo un enfoque de gestión eficiente, además de un retorno de capital determinado, con ello, la empresa podrá aumentar

2 Regulación por tasa de retorno: Dicha metodología consiste en fijar tarifas iguales al costo medio, estimando los costos en los que incurre la empresa regulada para su operación dado un nivel de demanda, considerando también los gastos de capital.

Regulación por Price Cap: Es un esquema de regulación basado en la fijación de precios máximos, que provee de incentivos para que las empresas reduzcan sus costos para que puedan obtener mayor rentabilidad; para ello se busca fijar niveles iniciales de tarifas con una tasa de reajuste periódico (tasa de inflación) y un factor de productividad.

sus ganancias mientras más eficiente sea. Esta metodología busca, además, ajustar las tarifas de acuerdo a la inflación y a un factor de productividad establecido.

Por lo expuesto, para ambos modelos descritos en los párrafos anteriores, se requiere contar con información de los costos reales de las empresas concesionarias para poder determinar las tarifas del servicio, lo cual resulta deseable, dado que uno de los problemas a los que se enfrenta el regulador al momento de determinar tarifas, como ya se mencionó anteriormente, es la asimetría de información y, por tanto, la falta de incentivos que tienen las empresas reguladas para revelar sus costos eficientes. Sin embargo, si bien, por ejemplo, la metodología Price Cap, tiene ciertas ventajas sobre la metodología aplicada en Perú, la cual será descrita en la siguiente sección, de acuerdo a lo indicado en la tesis de Bustos y Galetovic (2002), el Price Cap, tiene algunos problemas que la metodología de empresa modelo eficiente resuelve.

En ese sentido se deduce que las metodologías teóricas que pueden aplicarse para fijar tarifas, suponen que el regulador cuenta con la información real de la empresa para iniciar con el proceso de determinación de sus costos eficientes. Es por ello que, el presente trabajo pone énfasis en mejorar los procedimientos para regular bajo el modelo de la empresa eficiente y, específicamente, para la recopilación de la información necesaria, mas no sustituir este mecanismo de regulación, dado que, de acuerdo a la práctica, la determinación de estos costos eficientes en el Perú, cuenta con un nivel alto de discrecionalidad de la regulación, lo que hace que los costos reconocidos, no sean los necesariamente adecuados.

1.1.2. Definición de la Empresa Modelo Eficiente

El concepto que describe a una empresa Modelo Eficiente, fue desarrollado en Chile a inicios de los años 80, y con su aplicación, se buscó evitar que las tarifas de los servicios públicos estuvieran influidas por ineficiencias de las concesionarias o la sobreinversión. Al hablar de una empresa modelo eficiente, nos referimos a:

“Empresa que opera con los costos indispensables para proveer los servicios, sujetos a regulación tarifaria de forma eficiente, de acuerdo a la tecnología disponible y manteniendo la calidad establecida para dichos servicios, adaptándose a la geografía y la demanda en cada área en la que se opera”. (Dammert, García, & Molinelli, 2008, p. 222).

Por tanto, el concepto descrito, hace referencia a una empresa idealizada o teórica, la cual es creada por el regulador bajo el supuesto de que cuenta con la información suficiente y necesaria para determinar los costos considerados eficientes. Al respecto, las empresas que operan bajo esta condición tendrán rentabilidad, siempre y cuando sean capaces de operar como la empresa “eficiente”, de lo contrario, asumirán los costos de su ineficiencia. (Bustos & Galetovic, 2002).

1.1.3. Los costos de una empresa de distribución eléctrica

En el caso peruano, la Ley de Concesiones Eléctricas señala que, en el servicio de distribución de energía eléctrica, los costos están representados en el denominado Valor Agregado de Distribución (en adelante VAD), el cual está compuesto por: i) Los costos asociados a los usuarios, ii) Pérdidas estándar de energía eléctrica y iii) Costos estándar de inversión, operación y mantenimiento, los que deben de ser cubiertos con la tarifa que es cobrada a los usuarios finales.

Figura N° 1: Componentes del Valor Agregado de Distribución.



Fuente: OSINERGMIN (2019)

En cuanto a los costos de inversión, mantenimiento y operación, sobre los cuales estará enfocado el presente estudio, corresponden a aquellos costos que resultan necesarios para mantener disponible el servicio para la distribución de electricidad, cumpliendo con estándares de calidad exigidos. Dichos costos incluyen, entre otros, los costos de renovar las obras y la infraestructura física necesaria para la instalación del sistema de distribución, así como costos de explotación técnica (materiales, costos de mano de obra, equipos para el transporte para las actividades de operación y mantenimiento); costos de explotación comercial (costos generados por las actividades de atención al usuario) y costos indirectos (costos de gestión, administración, contabilidad y otros).

El nivel de costos en los que incurre una concesionaria, dependerá del área en la que opera, de manera que se tome en cuenta ciertos parámetros y características de las zonas; por ejemplo, en caso la concesionaria opere en zonas urbanas, requerirían de una estructura organizacional robusta que soporte la totalidad de la carga administrativa y operacional para atender a un mayor número de clientes, mientras que en las zonas rurales, al contarse con una cantidad de clientes reducida, se necesita una estructura más simplificada. Por otro lado, el costo de inversión por cliente en áreas rurales, es mayor que el costo de inversión por cliente en áreas urbanas.

Al respecto, en una tesis presentada en el año 1999 para la Pontificia Universidad Católica de Chile sobre la Regulación en el Sector de Distribución Eléctrica, se advierte que el cálculo de los costos operacionales de las empresas distribuidoras, revisten mayor subjetividad que el cálculo de sus costos de inversión, debido a que la contabilidad llevada por la concesionaria no es separada, y podría considerar actividades de negocios no sujetos a regulación, y para regular este sector, se requiere determinar cuales son los costos mínimamente necesarios para realizar la actividad que sí está regulada, de manera que la tarifa que es trasladada al cliente final, no subsidie los negocios no regulados (Bernstein, 1999).

1.1.4. La retribución económica del servicio de distribución eléctrica

1.1.4.1. Concepto e importancia

De acuerdo a lo descrito en la publicación de Eduardo Quintana Sánchez, Naturaleza de los efectos de los subsidios en Servicios Públicos (2002), las tarifas de los servicios públicos, se precisan, en general, como la compensación que se paga por tener el servicio, y se trata de un precio público porque es fijada por la autoridad reguladora y no es determinado por el mercado. La determinación del VAD, que corresponde a los costos solo de la distribución eléctrica, que es uno de los componentes de la tarifa final, constituye una de las más importantes tareas de la actividad regulatoria del sector y suele ser un procedimiento complejo, no solo por las cuestiones técnicas que implica, sino porque puede estar influenciado por criterios políticos, intereses públicos o sectoriales, presiones de la población, entre otros.

En un procedimiento de regulación de tarifas, se encuentran involucrados diversos interesados con objetivos distintos y, en muchos casos, contrapuestos, lo que podría ocasionar conflicto de intereses entre los siguientes agentes:

- La empresa prestadora del servicio, que procurará obtener tarifas que le permitan maximizar sus beneficios.
- Los usuarios del servicio, que buscarán obtener los mejores niveles de prestación posible, a los precios más bajos y con la calidad esperada.
- Los agentes políticos, que pueden analizar la situación, de acuerdo a los diversos objetivos planteados para el sector.
- Los organismos reguladores, que buscarán maximizar el bienestar de la sociedad al mínimo costo posible.

De acuerdo a Perry³ (1983), en su publicación Las Tarifas de los Servicios Públicos, el debate público relacionado con la fijación de las tarifas de servicios públicos, se resume en los siguientes cuestionamientos:

¿Son o no excesivas las tarifas?; ¿Es adecuada su estructura?; ¿Cómo se debe de financiar la expansión de la prestación de los servicios públicos?.

Por tanto, es indispensable tener estructurado el proceso que el regulador seguirá para determinar los costos con los que deberá operar una empresa eficiente.

1.1.4.2. Principales problemas en la determinación de costos reconocidos por las tarifas

Uno de los principales problemas a los cuales se enfrenta la regulación de los servicios públicos, en general, es la asimetría de información, dado que uno de los agentes, en este caso, las empresas reguladas, son las que conocen con mayor precisión los parámetros de costos, la tecnología, la demanda, las necesidades de inversión y otros, que se requieren para proveer el servicio. En ese sentido, considerando que el regulador requiere contar con información suficiente para la estructuración de una “empresa eficiente”, depende, de una u otra manera, de la empresa que es regulada; sin embargo, como se mencionó en la sección anterior, existen conflictos de intereses, lo que llevaría a las empresas distribuidoras a no informar los menores costos de su operación.

Lo desarrollado a continuación, tendrá como principal fuente, publicaciones realizadas Galetovic y Sanhueza (2002), Galetovic y Bustos (2002) y Jouravlev (2003)⁴, quienes se pronuncian respecto a los problemas que enfrentan los organismos reguladores en Chile en los procesos que desarrollan para la determinación de tarifas de los servicios públicos y, por tanto, en la retribución del sistema de distribución eléctrica. Los autores mencionan que existen múltiples

³ Guillermo Perry Rubio, economista y político colombiano.

⁴ Alexander Galetovic, Ricardo Sanhueza, Álvaro Bustos - Universidad de Chile.

Andrei Jouravlev, de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de Comisión Económica para América Latina y el Caribe - CEPAL

razones que explicarían la debilidad de los marcos regulatorios aplicados para la determinación de costos y tarifas, entre ellos, la falta de transparencia del procedimiento y los procedimientos usados para acceder a la información de las empresas reguladas, los cuales no estarían pensados para enfrentar las asimetrías.

i) Asimetría de información

Conforme a lo descrito por Jouravlev (2003), la información resulta siendo un requisito muy indispensable para un proceso regulatorio eficaz, y describe a la regulación como un juego de estrategia, en la que la empresa regulada busca maximizar sus beneficios, mientras que el regulador trata de inducirla a que su actuación esté en función a la maximización del bienestar general de la población; sin embargo, el regulador se ve limitado, porque no puede observar su conducta con la precisión que se requiere para poder tomar decisiones.

Sin embargo, lo que si se sabe es que, y conforme a lo expuesto en el libro “La Industria de la Electricidad en el Perú”, publicado por OSINERGMIN en el año 2016: “el cálculo de la tarifa debe permitir que el monopolista recupere los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento necesarios para realizar la actividad” (Tamayo, Salvador, Vásquez, Vilches 2016); teniendo en cuenta parámetros de eficiencia, calidad y continuidad, previamente establecidos; pero, debido a la asimetría de información y a la existencia de conflictos de intereses, no basta con solo recopilar la información suministrada por las empresas, sino, esta debe de ser evaluada para discutir su exactitud y calidad, dado que las empresas podrían estar actuando de forma estratégica y entregar información incompleta o sesgada.

A causa de la existencia de dicha asimetría de información, el regulador estima los costos con la información que tiene disponible y con grado de incertidumbre, usando un alto nivel de discrecionalidad y subjetividad al momento de tomar decisiones. Por ello, resulta necesario que el regulador aplique incentivos para que las empresas prestadoras revelen sus verdaderos costos y sus condiciones de demanda en el proceso de fijación tarifaria y actúen de la manera más eficiente posible, para de

esa manera, reducir al máximo el riesgo del criterio subjetivo en la definición de qué costos son necesarios y qué gastos de operación son los adecuados, de lo contrario, conllevaría a que se fijen tarifas eléctricas inadecuadas, lo que podría ocasionar efectos poco positivos en el sistema eléctrico.

Cuanto menor sea la intensidad de la asimetría de la información entre el regulador y la empresa regulada, tanto más eficaz será la regulación y tanto más cercana la prestación de los servicios a las condiciones de eficiencia. Inversamente, cuanto mayor la intensidad de la asimetría de la información, ceteris paribus, tanto menos eficaz será la regulación. (Jouravlev, 2004, p. 12)

Jouravlev señala que, la intensidad de la asimetría de información es más elevada en las empresas privadas que en las empresas públicas, por los siguientes factores:

- Se pierde acceso directo a la información, porque la visión del operador es más económica que social, en cambio las empresas públicas están acostumbradas a remitir información y atender los requerimientos del gobierno.
- Las empresas privadas tienen negocios más diversificados y hay existencia de transferencia de costos operaciones y de capital.
- Las empresas estatales no declaran costos mayores para incrementar el precio, sino para que estos sean más altos que los eficientes.

ii) Mecanismos para reducir la asimetría de la información

Jouravlev (2003), señala que existen diversos mecanismos para reducir, pero no eliminar por completo, la asimetría de información, entre ellos, los mecanismos que implican acceder a la información de las empresas reguladas.

a. Procedimiento para asegurar el acceso a la información interna:

Para que el regulador logre acceder a la información de las empresas reguladas, es primordial determinar **primero, qué es lo que se necesita conocer y de qué manera quiere que se lo presenten**, y de esa manera poder establecer criterios estandarizados para recopilar la información (el resaltado es propio); para luego hacer de obligación legal que las empresas reguladas, remitan al regulador de manera periódica la información solicitada a través de formatos que deben de ser previamente aprobados, y que esta práctica no solo sea en la etapa de revisión tarifaria y; en casos de incumplimientos, correspondería la aplicación de multas.

Asimismo, expresa que se deben de crear redes de comunicación con otros organismos de la administración pública, a fin de efectuar las tareas de manera coordinada, lo cual resulta una necesidad absoluta en países como el Perú⁵.

“Esta información debería acopiarse continuamente con criterios estándar para todas las empresas del sector respectivo”. (Galetovic & Sanhueza, 2002)

Se recomienda que la información no solo corresponda a datos financieros, sino también a datos técnicos; por ejemplo, en Inglaterra, los indicadores que son exigidos de manera permanente a las empresas que prestan el servicio de agua potable y saneamiento, son los siguientes:

- Indicadores de niveles de servicio: Interrupciones del servicio, desbordamiento de alcantarillados, respuestas a las llamadas telefónicas, respuestas a las consultas de facturación y quejas, frecuencia de la lectura de medidores, otros.

⁵⁵Jouravlev (2003), señala que en países como Chile, Bolivia, Argentina y Perú, existe una necesidad absoluta de asegurar tanto la colaboración como la coherencia entre los reguladores del sector, en particular en los siguientes aspectos: i) Procedimiento para la presentación de información por parte de las empresas y sistemas de contabilidad regulatoria, ii) asignación de costos y procedimientos por actividades reguladas y no reguladas, iii) Procedimientos de fijación tarifaria, especialmente para la estimación de costos de capital y tratamiento de las ganancias de eficiencia.

- Indicadores no financieros: Cantidad de clientes residenciales y no residenciales, nuevas conexiones, instalación de medidores, pérdidas, extensión de las cañerías inspeccionadas, reparadas y renovadas, necesidades de tratamiento, etc)
- Cuentas regulatorias: Cuentas de ganancias y pérdidas de las actividades principales (costos operativos, costos directos, costos de mantenimiento, movimientos de capital y otros)
- Indicadores financieros: Tales como la incorporación de activos, indicadores de mantenimiento y depreciación, gastos por concepto de servicios básicos, otros.

La información de las empresas debe de ser recopilada a través de auditorías técnicas y contables, realizadas por especialistas, de manera que pueda proporcionarse una opinión profesional y con criterios técnicos. Dado que las empresas reguladas son conscientes de que las decisiones que tome el regulador afectarán directamente a sus niveles de ingresos, resultaría común que estas utilicen diversas maniobras para no facilitar el acceso que esperan tener los reguladores a su información, por lo que corresponde contar con el apoyo de personal autónomo que emitan opinión luego de la evaluación realizada a la información⁶.

b. Contabilidad Regulatoria:

Los resultados que se obtienen de la contabilidad regulatoria no se limitan a los aspectos patrimoniales, sino que reflejan, a su vez, el desempeño técnico operativo, la gestión comercial, la administración de bienes y la calidad de las decisiones económico – financieras, y, además, le permite al regulador contar

⁶ En el sector de saneamiento y agua potable de Inglaterra y Gales, la información que proporcionan las empresas reguladas a sus reguladores es examinada por profesionales autónomos, quienes proceden al análisis correspondiente y emiten opinión sobre su nivel de confianza e informan sus conclusiones respecto a calidad de los servicios, evaluación de las actividades que realiza la empresa, costos, otros (Jouravlev, 2003).

con información estandarizada y consistente, de manera que la misma pueda ser desagregada por actividad, por etapa, localidad e instalaciones de infraestructura, lo que permitiría realizar comparaciones con las demás empresas de un mismo sector (SUNASS, 2012, p.3).

Jouravlev señala que, el objetivo de la aplicación de este mecanismo, es contar con una base de datos confiable de las empresas para poder determinar los costos eficientes, haciendo uso también de la aplicación criterios previamente definidos, estándares e indicadores que respalden a la empresa modelo (SUNASS, 2019) y contribuir a la reducción de la asimetría de la información⁷. Para la aplicación óptima de este procedimiento, las empresas deben de llevar una contabilidad separada, de manera que pueda diferenciarse las actividades reguladas de las no reguladas.

“Para moderar las asimetrías, se debería acopiar continuamente la información necesaria para regular, desarrollando un sistema de contabilidad regulatoria” (Galetovic & Sanhueza, 2002)

Es importante resaltar que esta teoría implica que, en caso las empresas operen en distintas áreas geográficas, el regulador tendría que identificar cuales son los aspectos que alteran las condiciones operativas de todas ellas e identificar las correcciones que deban ser introducidas en el modelo propuesto; para ello, y como ejemplo de su aplicación en el sector de agua potable de Inglaterra, se deben de desarrollar una serie de indicadores que puedan compararse entre las empresas y poder evaluar su eficiencia y los factores exógenos que podrían afectarlas, clasificándolas en tres tipos de costos:

⁷ En Argentina, la implementación desde el año 2015 de la contabilidad regulatoria en los servicios de agua y saneamiento, buscaba alcanzar los siguientes objetivos (Jouravlev, 2003, pg.59):

- Mejorar la transparencia de los procesos regulatorios existentes.
- Homogeneizar distintos instrumentos regulatorios existentes.
- Monitorear el desempeño de las empresas y monitorear el control de los costos por unidad de negocios y los gastos de capital.
- Proveer información para el cálculo tarifario

- i) Factores que afectan los costos de operación que financian la prestación de los servicios.
- ii) Factores que afectan las inversiones para el mantenimiento y renovación de infraestructura.
- iii) Factores que afectan las inversiones para la expansión de la infraestructura.

iii) Consecuencias de una mala estimación de costos por asimetría de información

Tomar decisiones con información limitada, podría conllevar a un reconocimiento de costos inadecuados, atendiendo con los objetivos de fomento de eficiencia, dado que podrían determinarse costos muy por encima del punto óptimo (lo cual afecta directamente a los consumidores), o muy por debajo del punto óptimo (lo cual afecta directamente a las empresas que proveen el servicio).

Referente a ello, los autores Bitu y Born (1993), autores del libro, Tarifas de Energía Eléctrica: Aspectos conceptuales y metodológicos, señalan que, una regulación inadecuada, y por tanto, una mala definición de la remuneración de la distribución eléctrica, puede provocar distorsiones en el empleo de los recursos económicos. En este sistema, las tarifas deben de cubrir los costos de inversión, explotación, mantenimiento y conservación de las instalaciones, y una mala determinación de estos, podría ocasionar los siguientes efectos:

- a) Los costos considerados pueden encubrir la ineficiencia en la gestión de las empresas.
- b) Se puede originar un sistema de subvenciones poco eficiente y en algunos casos injustificadas.
- c) Riesgo de sostenibilidad económica de las concesionarias, debido a que no obtienen los ingresos suficientes que les permitan cubrir los costos de inversión,

de operación y mantenimiento necesarios para proveer el servicio sin interrupciones, lo cual pone, a su vez, en riesgo los objetivos de la industria. De acuerdo a lo señalado por Bitu y Born, en varios países de América Latina y el Caribe, las tarifas del servicio de energía eléctrica han sido establecidas por debajo de los niveles que demanda la eficiencia del sector, lo cual ha ocasionado crisis financiera en las empresas eléctricas (Bitu & Born, 1993, p. 11).

- d) Deterioro en la calidad del servicio, por menor asignación de los costos para el cumplimiento de estos objetivos, lo que perjudica también directamente a los consumidores.

Respecto al primer punto sobre las ineficiencias en la gestión de las empresas, los autores señalan que una de las más intensas controversias en el proceso de reconocimiento de costos, es que las empresas que tienen sus precios regulados por costo de servicio, tendrían una tendencia a invertir en exceso, buscando un mayor margen de rentabilidad, reduciendo la eficiencia, lo que se conoce como efecto Averch-Johnson.

En relación a ello, Bonifaz (1999), director de la Maestría de Regulación de Servicios Públicos de la Universidad del Pacífico, expresó que, una forma más conveniente de fijar las tarifas, de manera que las mismas reconozca las inversiones que puedan realizar las empresas concesionarias, sin considerar una sobreinversión, es hacerlo en función de los **costos incrementales⁸ de desarrollo, que son parte de planes de expansión que cada empresa debería de presentar antes del inicio del proceso de determinación de tarifas** (en resaltado es propio). Del mismo modo, en el libro Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico, se reconoce la importancia de incentivar la expansión del servicio y se indica que puede ser necesario calcular

⁸ “El costo incremental se define como el valor equivalente a un precio unitario constante, que, aplicado a la demanda incremental proyectada, genera los ingresos requeridos que cubran los costos de explotación eficiente y de inversión de un proyecto de expansión optimizado del prestador, de tal forma que sea consistente con un valor actualizado neto del proyecto de expansión igual a cero” (San Martín, Fuentes, & Held, 2001. pg.8)

los costos incrementales cuando existe un proyecto de expansión del suministro eléctrico (Dammert, García, & Molinelli, 2013, p. 223), situación en la cual, la tarifa debería de considerar todos los costos de los proyectos nuevos que sean ejecutados por las concesionarias y la expansión del servicio; pero para ello, se requeriría que las concesionarias remita información suficiente al regulador.

1.2. Estudios y recomendaciones realizadas sobre la regulación de la Distribución Eléctrica en Perú y en Chile

1.2.1. Libro Blanco del Marco Regulatorio de la Distribución Eléctrica en el Perú

El Libro Blanco del Marco Regulatorio de la Distribución Eléctrica (en adelante Libro Blanco), que fue trabajado por Mercados Energéticos Consultores y la Universidad Pontificia Comillas de España, publicado en el año 2009, señala que, luego de haber pasado varias años de su aplicación, la calidad y cantidad de información que venía siendo suministrada por las empresas reguladas ha ido mejorando de manera progresiva; pero revela, a su vez, que varios aspectos no estarían funcionando de la manera más adecuada y deben mejorarse.

Previo a la identificación de las oportunidades de mejora, tanto la consultora como la universidad española, analizaron, entre otros, la situación financiera de las empresas distribuidoras, los índices de calidad del servicio, y la situación de las tarifas; y han propuesto medidas concretas de mejora al marco normativo, que conlleven a lograr lo que se espera del servicio integral de electricidad y muchas de ellas ya han sido implementadas desde entonces, como es el caso de analizar los costos por cada una de las empresas⁹ y no, por sector típico para extrapolar los resultados a las demás empresas con características similares, como se hacía anteriormente, lo que evidentemente contribuyó a reducir las brechas de información asimétrica y representar, de una mejor manera, la realidad de las empresas. Es así

⁹ De acuerdo a lo establecido en el artículo 64° de la LCE, la remuneración de las distribuidoras es calculado de manera individual para cada una de las empresas concesionarias, para aquellas que superen los 50,000 clientes.

que, conforme a lo desarrollado en el Libro Blanco, se proponen las siguientes acciones para una mejora en el proceso de determinación de la remuneración de la distribución:

- Para determinar de una manera más realista el desempeño por cada una de las concesionarias y su evolución en el tiempo, se debe de iniciar un proceso de **contabilidad regulatoria**¹⁰, con la finalidad de que las empresas estén obligadas a reportar periódicamente sus costos operativos, desagregados por actividad, para que luego de una evaluación de los mismos, se determinen los **costos estándares eficientes** (el resaltado es propio), considerando, a su vez, los niveles de calidad de servicio que estos tengan que proporcionar, medidos a través de los indicadores de interrupción SAIDI y SAIFI¹¹.
- Se recomienda que la normativa de establecimiento de la remuneración de la distribución, considere, entre otros, lo siguiente:
 - La información de los costos relativos a los activos eléctricos de las empresas y los costos de explotación, sean suministrados periódicamente por las empresas reguladas, de manera que al momento del proceso de determinación de tarifas, se conozcan ya los costos reales de operación y en base a ellos, se establezcan los mínimos eficientes.

10 Los resultados que se obtienen de la contabilidad regulatoria, no se limitan a los aspectos patrimoniales, sino que, reflejan, a su vez, el desempeño tanto operativo como técnico, la forma de gestión comercial de la empresa, la forma de la administración de los bienes y la calidad de las decisiones económico – financieras y le permite al regulador contar con información estandarizada y consistente de manera que pueda realizar comparaciones con las demás empresas de un mismo sector, y estas pueden ser desagregadas por actividad, por etapa, localidad e instalaciones de infraestructura. (SUNASS, 2019)

¹¹ SAIDI (Duración de las interrupciones) y SAIFI (Frecuencia de las Interrupciones)

- Definir las actividades que serán utilizadas en la revisión tarifaria, de manera que compatibilicen con la información que ha sido suministrada por las empresas, a través de un manual de costos.
 - Debe fijarse de una manera clara y precisa en la normativa, lo referente a los *inductores de costos*¹² una vez que se hayan definido las diferentes actividades operativas que realizan las empresas eléctricas.
- Respecto a los incentivos para la expansión del servicio, se declara que las empresas concesionarias deben de realizar esfuerzos considerables para lograr el incremento del grado de electrificación de sus zonas de concesión, pero ello conllevaría también, a un mayor reconocimiento de costos de inversión, operación y mantenimiento en el proceso de determinación del VAD. Concluye que es fundamental proporcionar incentivos a las empresas de distribución eléctrica para que adopten un papel predominante en la expansión del suministro (Universidad Pontificia Comillas, 2009, p.10)

1.2.2. Análisis de la Regulación por empresa eficiente en Chile

En Chile, la Ley del sector eléctrico, en específico, lo referido a la regulación de tarifas, es muy similar a la peruana y se han generado similares controversias por la aplicación de tarifas a través de la empresa modelo eficiente. Es así que, en el año 2002, el Ministerio de Economía de este país encargó a Álvaro Bustos y Alexander Galetovic¹³ la realización de un análisis de los fundamentos de la regulación por “empresa eficiente” y las fórmulas aplicadas para la fijación de las tarifas de, entre otros, las distribuidoras eléctricas, y los procedimientos que se siguen, dado que, en Chile, históricamente, las tarifas se fijaban por debajo de los costos.

¹² **Inductores de costos:** Corresponde a cualquier factor que afecta en el consumo de los recursos, los cuales no están relacionados directamente con el volumen de los productos. Para determinarlos, primero se debe de analizar el comportamiento de las actividades y de los costos asociados.

¹³ Álvaro Bustos: Profesor de la Escuela de Administración de la Universidad Católica de Chile; Alexander Galetovic: Experto en economía de las industrias, con investigaciones en energía e infraestructura que han influenciado a las políticas públicas de muchos países.

En el estudio se señala que la aplicación de la metodología de la empresa modelo, supone que el regulador, si bien no posee la información de operación de una empresa real, tiene la información suficientemente y precisa para que pueda determinar los costos de una empresa “eficiente”, sin embargo, hace énfasis en que, **en la práctica, se evidencia que los precios de los servicios públicos, no podrían ser fijados, si no se conoce la información de operación de una empresa real** (el resaltado es propio). Por tanto, el objetivo de los autores fue proponer mejoras en los procedimientos que se siguen para regular este sector, manifestando que, los defectos de la regulación bajo la metodología de la empresa modelo eficiente, no son conceptuales, si no, prácticos.¹⁴

“Si bien en teoría el punto de referencia para las fijaciones tarifarias es una empresa modelo independiente de la empresa real, en la práctica el punto de referencia es la empresa real menos las ineficiencias más evidentes” (Galetovic, 2002, pg.4)

Galetovic y Bustos, reconocen la existencia de problemas en el proceso para recabar la información real de las empresas, toda vez que existen, como ya se explicó, conflictos de intereses en ellas, porque la empresa no tiene incentivos para anunciar que sus costos son bajos, dado a que eso conllevaría a una remuneración baja, por lo que resulta necesaria la evaluación y aplicación de incentivos, que deben de permitir a las empresas a revelar su información, o de lo contrario, acceder a ella haciendo de obligación su reporte de manera periódica.

Asimismo, por lo evaluado, los autores concluyen que la regulación por empresa eficiente aplicada en Chile, reiterando que fue la base para la regulación del sector eléctrico en Perú, no ha sido estructurada de manera efectiva, y se presume que el problema se encuentra en los procedimientos que se usan para recolectar la

¹⁴ El estudio muestra que la regulación por empresa modelo eficiente es óptima y los conceptos microeconómicos que lo sustentan, son aplicados consistentemente por las leyes de cada sector. (Galetovic, 2002, Pg. 5)

información real de la tecnología, costos y demanda de las empresas reguladas, dado que **no existen mecanismos sistemáticos y continuos de recolección de información, y en cada proceso tarifario, se diseña la empresa modelo eficiente desde cero**, lo cual vendría replicándose para el caso peruano (el resaltado es propio).

Por otro lado, y en relación a la expansión del suministro eléctrico para los sectores de telecomunicaciones y agua, Galetovic y Bustos (2002) señalan que, si hubiera un proyecto de expansión, los costos deberían de ser calculados bajo la metodología de costos incrementales de desarrollo, de manera que se obtengan los ingresos necesarios para que el Valor Actual Neto de los proyectos, sean igual a cero (0), buscando que estas sean autofinanciadas por las mismas concesionarias, y no a través de subvenciones del Estado.

En el caso de las empresas de distribución eléctrica, para los proyectos de expansión, no se calculan los costos incrementales, sino, los costos medios de la empresa eficiente. Galetovic menciona que, la premisa es que dos distribuidoras que sirven en áreas de densidad parecidas, debería de incurrir en costos parecidos, aun cuando los tamaños de estas empresas sean distintas; es decir, una vez ajustado por la densidad, los retornos a escala en distribución debería de ser constantes (Galetovic & Bustos, 2002, p.25)

1.3. Principios de los Procesos Regulatorios Tarifarios

A fin de complementar lo relacionado con los procesos para la determinación de costos eficientes, es importante también apelar a la teoría de la aplicación de principios básicos para el buen desempeño de un procedimiento regulatorio, los cuales permiten construir mejores sistemas de gobierno y crear confianza de los agentes, ante las decisiones que se toman, asegurando que estas se hagan de manera objetiva, imparcial y consistente, sin conflicto de intereses o algún tipo de sesgo o influencia.

José Miguel Sánchez, profesor de la Pontificia Universidad Católica de Chile, en un estudio elaborado sobre los procedimientos tarifarios aplicados en los servicios públicos regulados en Chile en el año 2006, señala que la importancia de los procedimientos regulatorios, radican en que “proveen un marco lógico, que permite a los agentes involucrados en dicho proceso, entender las bases sobre las cuales se toman las decisiones regulatorias, la naturaleza de la información que se requiere para tomar dichas decisiones y el tipo de análisis que las sustentan, así como la distribución de los derechos y obligaciones” (Sánchez, 2006). Del mismo modo, en dicha publicación se señala que dentro de lo que es un procedimiento regulatorio, es importante definir, al menos, los siguientes pasos, los cuales se adecuan de acuerdo al marco legal en cada país e industria.

1) Recopilación de información.

Es la etapa en la que se define los instrumentos que el regulador utilizará para realizar el análisis de la información disponible. Asimismo, el regulador debe definir cuáles serán los mecanismos de transferencia de información, con procedimientos claros, expeditos y regulares, que permitan obtener información confiable.

Lo expuesto por el autor, nos hace evidenciar que lo desarrollado en la sección de “mecanismos para reducir la asimetría de la información”, respecto a la definición previa de los procedimientos para obtener la información confiable, resulta siendo imprescindible dentro del proceso de determinación de tarifas, dado que se hace mención a que la información debe de ser reportada de manera regular con mecanismos previamente definidos, como es el caso de formatos de reportes estandarizados.

2) Análisis.

Se debe de evaluar la consistencia de la información de las empresas, comparada con otras de la misma industria con características similares, de manera que pueda sustentarse el nivel de costos necesarios y las necesidades de inversión que atiendan la proyección de la demanda futura.

Por tanto, este paso, corresponde también a uno de los mecanismos para reducir la asimetría de información, dado que es equivalente al procedimiento de contabilidad regulatoria, toda vez que dicho mecanismo nos permite evaluar los costos por actividades y facilita su comparación con las demás empresas de la industria, tomando en consideración las características particulares de cada una.

3) Adopción de decisiones.

En esta etapa se definen los mecanismos que serán utilizados para la toma de decisiones (medios de comunicación, declaraciones, documentos), donde debe detallarse la explicación de la decisión.

4) Mecanismos de apelación.

Esta penúltima etapa señala que las decisiones tomadas por el regulador, deben de ser apelables, de forma que pueda garantizarse que no se cometan abusos en contra de las empresas concesionarias y se garantice la legitimidad del proceso. **Se requiere un organismo independiente para el análisis de la apelación** (El resaltado es propio).

5) Seguimiento e Implementación.

En esta etapa se deben de definir los instrumentos a utilizar, que aseguren el cumplimiento de todas las decisiones que surjan durante los procedimientos regulatorios.

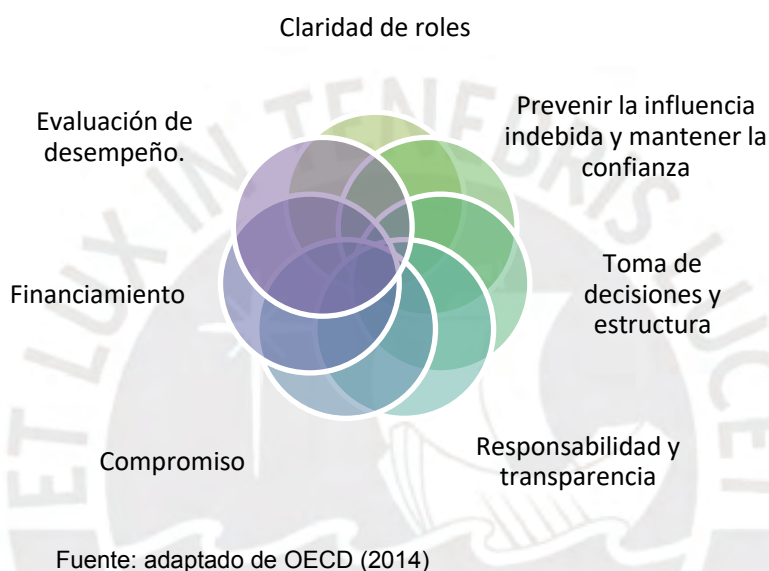
1.3.1. Principios regulatorios de la OCDE

La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), es la organización encargada de evaluar las instituciones, políticas, y herramientas empleadas por los diferentes países miembros, para aplicar regulaciones de alta calidad y para ello, provee de herramientas de gestión regulatoria, precisando que, los buenos resultados de un proceso regulatorio, dependen de la cooperación que exista entre el gobierno, los reguladores y las empresas reguladas. Es por ello que,

toda propuesta de mejora que se realice, debería de involucrar a estos tres agentes a través de la distribución de sus responsabilidades (OECD, 2014).

En ese sentido, el libro publicado en el 2014 por la OCDE, *Best practice principles for regulatory policy*, identifica 07 principios que se deben de tener en cuenta en los procesos regulatorios.

Figura N° 2: Principios para la gobernanza de los reguladores.



- ❖ Claridad de roles: Este principio se enfoca en la existencia de un marco legal/normativo que guíe al regulador en la ejecución de sus funciones y la necesidad de existencia de **mecanismos formales de cooperación, protocolos y comunicación para coordinar con los otros agentes del Gobierno** y, de esa manera, cumplir con los objetivos nacionales de manera integral, de forma que exista un equilibrio entre proteger y velar por los derechos de los consumidores y velar por el desarrollo de la industria (el resaltado es propio).
- ❖ Prevenir la influencia indebida y mantener la confianza: Este principio reconoce la independencia y autonomía del regulador y la importancia de sus funciones y de que estas se realicen con la máxima integridad, dado que

todas las decisiones que toma el regulador deben de ser “*objetivas, imparciales, consistentes y de expertos*”, para garantizar el Estado de Derecho y fomentar la inversión.

- ❖ Toma de decisiones y estructura del órgano rector para reguladores independientes: Este principio busca que la estructura organizacional de las agencias reguladoras, permita una asignación clara de las tomas de decisiones y las responsabilidades.
- ❖ Responsabilidad y transparencia: El principio está orientado a la estructura ideal para la rendición de cuentas de los reguladores y mecanismos de transparencia que deberían de estar definidos para la efectividad de sus funciones, de manera que todas las decisiones importantes que haya tomado el regulador deban de ir acompañadas de declaraciones públicas.
- ❖ Compromiso: Se refiere a que los reguladores deben de tener el compromiso de mejorar la operación y los resultados del marco o esquema regulatorio y tomar medidas para evitar su capura o conflicto de interés.
- ❖ Fondos: En cuanto al financiamiento para la organización y operación de los reguladores, estos deben de ser adecuados para permitir que el regulador cumpla con los objetivos establecidos por el gobierno y las obligaciones impuestas por otra legislación.
- ❖ Evaluación de desempeño: Este principio señala la importancia de que los reguladores sean conscientes de los impactos de sus acciones y decisiones, por tanto, deben de mejorar los sistemas y procesos internos y posteriormente medir el desempeño de su aplicación, a través de, entre otros, la definición de indicadores.

1.3.2. Principios de procedimientos administrativos en Perú

La Ley N° 27444 – Ley del Procedimiento Administrativo General (en adelante La LPAG), en su artículo 4, establece cuales son los 16 principios por los cuales debe regirse cualquier procedimiento administrativo en el Perú, dentro de ellos, el proceso de determinación de tarifas. Al respecto, para efectos del presente trabajo, se ha identificado a 03 de ellos, que servirán como sustento al momento de proponer mejoras en los procesos de determinación de costos eficiente:

➤ Principio de uniformidad:

Dispone que la autoridad administrativa debe de implantar requisitos que sean similares para aquellos trámites similares, de manera que se garantice que las excepciones no serán convertidas en regla general. En caso exista necesidad de aplicación de alguna diferenciación, deberá estar sustentado con criterios objetivos.

➤ Principio de predictibilidad:

Establece que la autoridad administrativa debe de brindar a las empresas reguladas, información veráz, completa y confiable sobre cada uno de los trámites, de forma que al inicio de todo procedimiento, las empresas sepan cuales son los criterios que serán aplicados, y por tanto, cual es el resultado final que se obtendrá.

➤ Principio de legalidad:

Establece que las autoridades administrativas, como el organismos regulador, deben de actuar con respecto a la Constitución Política del Perú, la Ley y al derecho, dentro de las facultades que le han sido atribuidas.

1.4. Mecanismos e instancias resolutorias de impugnaciones presentadas en los procesos administrativos

Los actos administrativos pueden ser impugnados a través de recursos interpuestos por los interesados de un determinado proceso, con la finalidad de solicitar la

revisión o la reconsideración de una decisión adoptada por la administración pública, o para enmendar posibles errores o vicios, el cual se constituye como un requisito obligatorio, antes de que se decida elevar la solicitud a la vía judicial; es decir, los recursos administrativos son definidos como actos que realiza el administrado en el ejercicio de su derecho a la defensa, con la finalidad de que el resultado, que considera va en contra de sus intereses legítimos, sea sustituido o eliminado (Martín Tirado, 2010).

Considerando que el proceso de determinación del VAD, genera algunas discrepancias entre las empresas reguladas y el regulador producto del problema de asimetría de información preexistente, es importante contar con un procedimiento estructurado que permita darles solución, y que la determinación del fallo y/o de las correcciones, se hagan a través de una evaluación técnica y especializada autónoma, y con ello, se puede evitar las decisiones sesgadas. Este es uno de los pasos descritos por el profesor Sánchez (2006), quien especifica **que el mismo, debe de ser seguido por un organismo independiente** (el resaltado es propio).

La autoridad, que para el caso de este trabajo es el regulador, después de cumplir con el proceso de fijación de tarifas, emite la resolución final, la cual puede ser impugnada en primera instancia mediante un recurso de reconsideración, el que es presentado por la empresa ante el mismo órgano que dictó el acto impugnado, con la finalidad de que se haga una nueva evaluación (Martín Tirado, 2010).

Sobre el tema expuesto, Agustín Gordillo, abogado y profesor de la Universidad de Buenos Aires, expresa que este recurso administrativo no funciona realmente como un medio de impugnación, debido a que, en la práctica, el término “reconsiderar” termina siendo “ratificar enfáticamente”, a menos que los administrados le presenten nuevos elementos, bajo los cuales tengan que rectificar su decisión. Sin embargo, se enfatiza que no tiene sentido pedirle a la propia autoridad que emitió la resolución que se rectifique, a menos que corresponda a un error material (2016).

En Chile, en el año 2003, de acuerdo a lo descrito por Jouravlev, en el sistema de resolución de conflictos del sector de agua potable y saneamiento, luego de no conseguir la reconsideración en primera instancia administrativa, cuando no se lograba un acuerdo con el regulador, se constituía una comisión que era conformada por tres (03) expertos, de los cuales, uno era elegido por la empresa, otro por el regulador, y el tercero, era elegido de una lista de expertos previamente acordada entre las partes, cuyo dictamen resulta de obligatorio cumplimiento. Los miembros de la comisión, debían de ser personas reconocidas por su prestigio y actuar de manera imparcial, de manera que solo se enfoquen en un análisis objetivo técnico; y estos no deben de tener algún tipo de vínculo con el regulador ni con la empresa (Jouravlev, 2003).

Al respecto, este recurso administrativo, hacía que las empresas tengan que revelar su información real, dado que es con ella con la que sustentarán su posición, y la comisión debe de pronunciarse por cada uno de los parámetros en que exista discrepancia, pero, según lo declarado por Jouravlev, la comisión debe de optar por una de las dos posiciones, es decir, por la del regulador que emitió la resolución o la de la empresa, y no evaluar una propuesta intermedia.

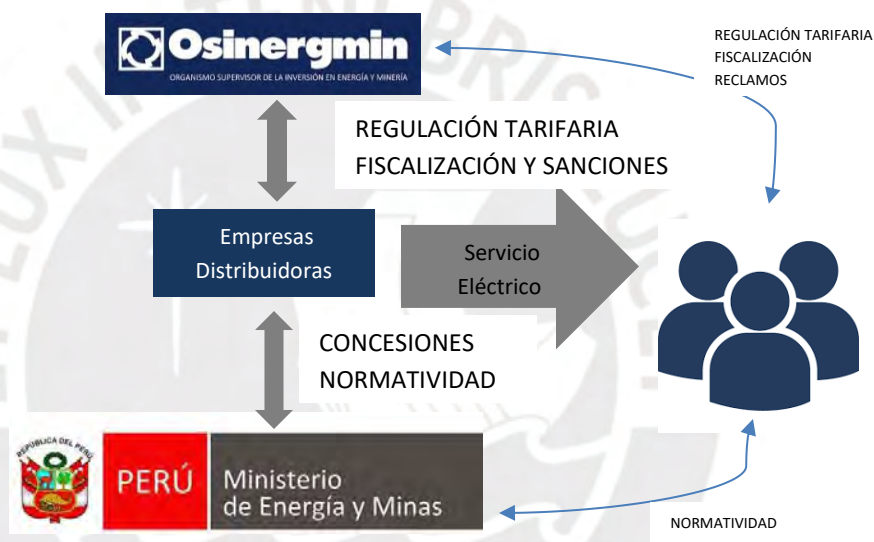
Sin embargo, en el año 2006, el profesor Sánchez señaló que el hecho de que los miembros que son elegidos, actúan como representante de la parte que lo nominó, y por tanto, el tercero nombrado por común acuerdo, termina actuando como juez y árbitro, se pierde la riqueza de tener tres expertos independientes opinando sobre un tema, por lo que se recomendó que se establezca un Comité permanente que se encargue de velar por todas las controversias generadas en un sector específico.

CAPÍTULO II: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE TARIFAS DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ.

Previo a la descripción del procedimiento regulatorio aplicado en el Perú para fijar el VAD, es pertinente describir, primero, el funcionamiento y las características del sistema de este subsector.

2.1. Entidades y agentes involucrados en la actividad de Distribución Eléctrica en el Perú.

Figura N° 3: Entidades y agentes involucrados – Distribución Eléctrica del Perú.



Fuente: Adaptado de Alberto Muñante Aquije – ISA REP 2010.

2.1.1. Funciones del Ministerio de Energía y Minas (en adelante MINEM):

De acuerdo a la Ley N° 30705¹⁵, el MINEM es el órgano competente para coordinar y planificar las actividades en el sector energía, entre ellos, establecer políticas sectoriales y la promulgación de las normas correspondientes. Asimismo, es responsable de otorgar concesiones, aprobar procedimientos para la operación del sistema, entre otros; es decir, establece los objetivos estratégicos para el sector y debe de asegurarse que exista un marco adecuado para lograrlo y es así que, actualmente existen herramientas de gestión, en los cuales se establecen dichos

¹⁵ Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas.

objetivos (Plan Estratégico Sectorial Multianual, Plan Nacional de Energía, Política Energética Nacional).

2.1.2. Funciones del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante OSINERGMIN).

Es el órgano encargado de regular el sector energía y minería en el Perú, el cual, de acuerdo a la Ley N° 27332, goza de autonomía¹⁶; del mismo modo, considera también entre sus funciones, velar por que las distribuidoras del sector energía, ya sean públicas o privadas, consigan la rentabilidad adecuada que les permita remunerar las inversiones y la operación y mantenimiento de la infraestructura, para de esa manera, asegurar la operatividad del servicio de forma eficiente. Asimismo, se consigna como el responsable de gestionar la adecuada supervisión del cumplimiento de todas las obligaciones normativas asociadas, las cuales permiten asegurar un servicio confiable, seguro y con la calidad esperada, velando por el cumplimiento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante LCE) y buscando un equilibrio entre los intereses de los agentes económicos que participan en este sector (Tamayo, Salvador, Vásquez, Vilches. 2016, p.19).

Por otro lado, la Ley N° 27332, faculta a OSINERGMIN, como regulador, a cumplir, también, una función de solución de controversias¹⁷. Es así que, en el Reglamento de Organización y Funciones de dicha entidad, se establece que es su Consejo Directivo el encargado de resolver, como única instancia administrativa, los recursos de reconsideración que sean interpuestas por las empresas, en materia tarifaria.

2.1.3. Las Empresas de Distribución Eléctrica

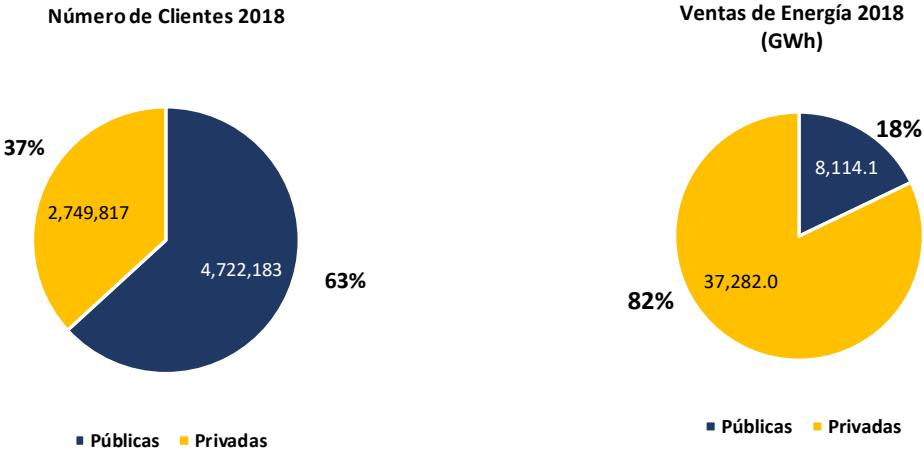
Las empresas distribuidoras hacen que la electricidad que es producida por las empresas generadoras de electricidad, llegue a los consumidores finales, a través de redes de distribución por medio de acometidas, aéreas o subterráneas. La LCE

¹⁶ Artículos 1°, 2° de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos.

¹⁷ Artículo 3° de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos.

del Perú establece que esta actividad se desarrolle bajo un sistema concesiones o autorizaciones que son otorgadas por el MINEM, las mismas que pueden ser temporales o definitivas y; de acuerdo a los estipulado en su artículo 3°, la concesión será considerada definitiva, en caso que la demanda de los usuarios del área atendida, haya superado los 500 kW. Actualmente, en el Perú, esta actividad es ejecutada por empresas privadas, en los departamentos de Ica y Lima, y 11 empresas estatales en el resto del país, las cuales se encuentran bajo el ámbito de Fondo Nacional del Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE, y atienden a aproximadamente el 63% del total de usuarios a nivel nacional, lo que representó 4.7 millones de clientes en el año 2018.

Figura N° 4: Participación en el mercado de las empresas privadas y públicas.



Fuente: Datos reportados por las EDES (Reportes de Gestión – FONAFE 2018, extraído de la página web de FONAFE el 20.05.2020)

Es importante señalar que, a diferencia de las empresas privadas, quienes operan en un mercado concentrado y cuyos usuarios tienen mayores consumos por estar ubicados en zonas urbanas, las empresas públicas atienden a clientes dispersos geográficamente (especialmente en la sierra y en la selva del país), y aquellos más alejados, con consumos reducidos que no hacen atractivo la inversión privada en proyectos de electrificación, lo que justifica lo mostrado en la figura N° 04.

Tabla N° 1: Cantidad de clientes 2018 – Empresas de Distribución Eléctrica Estatal.

N°	EMPRESAS	Departamentos atendidos	Clientes Diciembre 2018
1	Empresa de Administración de Infraestructura No Eléctrica S.A. - ADINELSA	Provincias de Lima y SER en varias regiones del país	70,132
2	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A. - ELECTRO ORIENTE S.A.	Loreto, San Martín, Amazonas	459,171
3	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A. - ELECTRO PUNO S.A.A.	Puno	384,258
4	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Este - ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	Cusco, Apurímac, Madre de Dios	536,285
5	Empresa Concesionaria de Electricidad de Ucayali S.A. - ELECTRO UCAYALI S.A.	Ucayali	93,509
6	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO S.A.	Huancayo, Huánuco, Huancavelica, Cerro de Pasco, Ayacucho	807,499
7	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad - ELECTRONOROESTE S.A.	Tumbes, Piura	497,278
8	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. – ELECTRONORTE S.A.	Lambayeque, parte de Cajamarca	382,709
9	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur S.A. - ELECTROSUR S.A.	Tacna, Moquegua	163,092
10	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A.-HIDRANDINA S.A.	Trujillo, Cajamarca, Ancash	901,819
11	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. – SEAL S.A.	Arequipa	426,431
	TOTAL		4,722,183

SER: Sistema Eléctrico Rural

Fuente: Revista Energía (abril 2019)

Tabla N° 2: Cantidad de clientes 2018 – Empresas de Distribución Eléctrica Privadas.

N°	EMPRESAS	Clientes Diciembre 2018
1	ENEL Distribución Perú S.A.A.	1,422,740
2	Luz del Sur S.A.A.	1,134,288
3	Electro Dunas S.A.A.	240,981

Fuente: Memorias Anuales 2018 – Superintendencia del Mercado de Valores (2018)

2.2. Dificultades de las empresas distribuidoras de titularidad estatal

Las siguientes dificultades por las que atraviesan las empresas públicas de distribución eléctrica, resaltan la importancia del reconocimiento de los costos que les son aprobados a través del VAD, dado que, las concesionarias realizan sus actividades de operación, mantenimiento y su ejecución de inversiones a través de

los recursos que son directamente recaudados por éstas, sobre la base del VAD previamente definido.

2.2.1. Mayores áreas de concesión y dispersión de clientes

Las distribuidoras eléctricas, tanto privadas como públicas, además de operar en las zonas de concesión que les fueron asignadas, tienen ahora la prioridad¹⁸ de ampliar su cobertura a aquellas zonas que todavía no tienen acceso al servicio; sin embargo, para el caso de las empresas públicas, que operan a nivel nacional, a excepción de Lima e Ica, las zonas de operación se ubican generalmente en áreas, alejadas donde la población tiene un bajo poder adquisitivo y consumos reducidos, del mismo modo, atienden a menos clientes por kilómetro de infraestructura, por lo que resulta siendo poco rentable para ellas.

Es importante precisar que, aplicando el concepto de las economías de densidad, los costos de distribución son mayores para áreas menos densas (Bernstein, 1999, p. 20)¹⁹. Es así que, de acuerdo a lo descrito en el libro de Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano, publicado en el año 2011, para el caso de las empresas de distribución eléctrica, prestar el servicio en una zona con un nivel alto de densidad, permite una reducción de los costos medios o unitarios, mientras que proveer el servicio en zonas de baja densidad, hace que dichos costos se incrementen, dado que el costo total por prestar el servicio, se divide entre pocos usuarios.

Al respecto, en el Perú, para considerar estos parámetros dentro del proceso tarifario, se dividen las áreas que son operadas por las concesionarias en Sectores

¹⁸ Con el Decreto Legislativo N° 1221 “Decreto Legislativo que Mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad para Promover el Acceso a la Energía Eléctrica en el Perú, se crean las Zonas de Responsabilidad Técnica (ZRT), que son áreas adicionales al de la concesión que tienen las distribuidoras, dentro del límite del ámbito de las regiones donde operan, donde las concesionarias tienen la prioridad y la responsabilidad de la ejecución de inversiones.

¹⁹ Economía de densidad: La industria de distribución eléctrica en su condición de monopolio natural, en términos económicos, no presenta economías de escala, pero si, economías de densidad, pues la reducción de sus costos medios depende del nivel de clientes atendidos por kilómetro de red. (Bernstein Llon, 1999)

Típicos de Distribución, los cuales son establecidos por el MINEM sobre la base de una metodología propuesta por OSINERGMIN²⁰. La determinación de los mencionados sectores, se usan como base en el proceso de evaluación de los costos eficientes, teniendo en cuenta las características y criterios de optimización definidos para cada sector, cuyo parámetro más importante para su definición es la densidad de carga. Para el reciente proceso regulatorio, los sectores típicos considerados, fueron los siguientes:

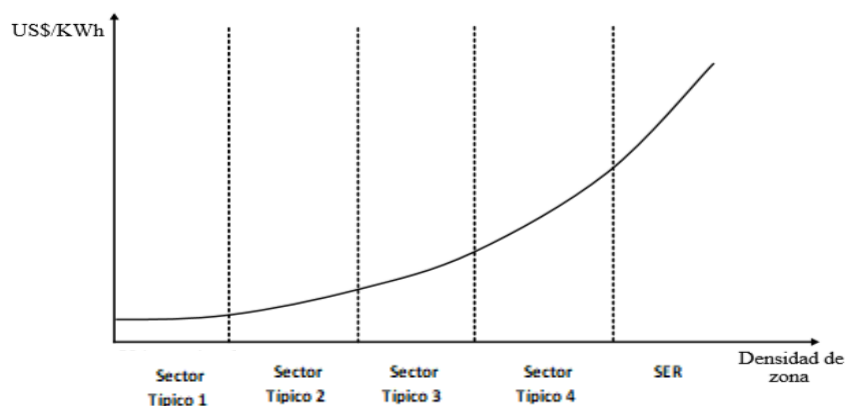
Tabla N° 3: Sectores Típicos de Distribución.

- Sector típico 1: Sector urbano de alta densidad de carga.
- Sector típico 2: Sector urbano de media y baja densidad de carga.
- Sector típico 3: Sector urbano rural de baja densidad de carga.
- Sector típico 4: Sector rural de baja densidad de carga.
- Sector típico Sistemas Eléctricos Rurales (SER).

Fuente: Resolución Directoral N° 0292-2017-MEM/DGE (2017).

Por tanto, conforme a la teoría expuesta en párrafos anteriores, el comportamiento de los costos medios, de acuerdo a la clasificación de sectores típicos en el Perú, es el siguiente:

Figura N° 5: Comportamiento de costos de distribución eléctrica por Sector Típico.



Fuente: (Dammert, García, & Molinelli, 2013, pg. 216)
Adaptación propia.

²⁰ En Anexo N° 01, se muestra el procedimiento para la determinación de los Sectores Típicos de Distribución en el Perú, así como los parámetros considerados para su determinación.

En ese sentido y considerando que las zonas con menor densidad no resultan rentables, la cobertura para dichas zonas y, por tanto, la expansión de las redes y crecimiento de la frontera eléctrica, ha sido financiada principalmente por el Estado, que es quien ejecuta la obra y luego se la entrega al concesionario para su operación; sin embargo, las empresas públicas han manifestado en varias ocasiones que muchas de esas obras tendrían deficiencias técnicas, por lo que éstas, tienden a hacer inversiones adicionales para levantar las distintas observaciones.

Por lo expuesto, el Libro Blanco señala que las concesionarias deberían de tomar mayor protagonismo en los objetivos del gobierno nacional respecto a la ampliación del servicio eléctrico, sin embargo, advierte que ello conllevaría a que la tarifa reconozca los mayores costos que se generen, por lo que, en opinión propia, debe evaluarse si dichas inversiones deben de seguir siendo ejecutadas por el Estado, o que dicha responsabilidad sea trasladada a las concesionarias, considerando dentro del proceso de determinación del VAD los planes de expansión que se presenten para su aprobación, lo cual se vería reflejado en un mejor uso de los recursos y por tanto, en un servicio más eficiente.

De manera adicional, debe de tenerse en cuenta lo señalado por Bernstein (1999) que indica que, entre los parámetros de densidad más corrientes en el sistema de distribución eléctrica, están el cociente entre el número de clientes y los kilómetros de red de la concesionaria y que, además, que aquellas concesionarias que cubren áreas de similar densidad, tendrían el mismo comportamiento en cuanto a los costos. En el siguiente cuadro se presenta la relación que existe entre el número de clientes de las concesionarias y la infraestructura de redes que opera, en la que se aprecia que las empresas públicas presentan menor densidad que las empresas privadas.

Tabla N° 4: Densidad de las empresas de distribución eléctrica 2018.

Empresa	Clientes	Área de Concesión (km ²)	Redes de Distribución en MT y BT (Km)	Clientes/ Km redes
Hidrandina	901,819	2,141	31,533	28.60
Electrocentro	807,376	6,528	41,895	19.27
Electronoroeste	497,277	668	18,603	26.73
Electronorte	360,522	4,311	14,381	25.07
Seal	326,432	1,027	14,760	22.12
Electro Sur Este	533,310	8,092	36,034	14.80
Electrosur	159,036	1,659	4,985	31.90
Electro Puno	296,079	4,244	22,180	13.35
Electro Oriente	454,776	467	11,761	38.67
Electro Ucayali	93,508	74	3,894	24.01
Luz del Sur	1,101,596	3,500	22,282	49.44
Enel	1,396,850	1,550	28,225	49.49
Electro Dunas	233,762	5,402	8,022	29.14

Fuente:

Área de concesión: Memorias Anuales 2018

Infraestructura de redes y número de clientes: Estudios de costos VAD de los periodos tarifarios 2018-2022 y 2019-2023

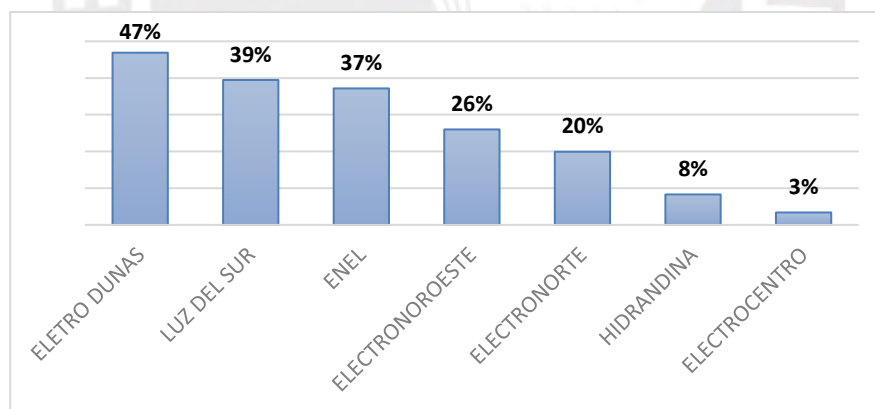
2.2.2. Fuente de financiamiento de inversiones

Las empresas de titularidad pública, no presentan condiciones igualitarias de endeudamiento respecto a las empresas privadas, dado que se ven limitadas en el proceso de toma de deudas con la banca comercial. La Directiva Corporativa del FONAFE, accionista mayoritario de las empresas de distribución eléctrica del Estado, señala en su artículo 7°, que las empresas podrán financiar sus programas y proyectos operativos de inversión, a través de, entre otros, un endeudamiento de largo plazo, pero de acuerdo a lo dispuesto en la Ley de Endeudamiento Público; respecto a ello, el Decreto Legislativo del Sistema Nacional de Endeudamiento Público (Decreto Legislativo N° 1437), en su artículo 61°, señala que las Empresas Públicas no Financieras puede concertar este tipo de operaciones de endeudamiento, previa autorización del Ministerio de Economía y Finanzas a través de una Resolución Ministerial.

Bajo la condición expuesta, las empresas públicas sí acceden a deudas con la banca comercial, pero con plazos de pago iguales o menores a un año, lo que no es consistente con el plazo establecido en el mecanismo que remunera sus inversiones, el cual está diseñado para que las mismas sean recuperadas en un plazo de 30 años, resultando poco eficiente financiarse con deudas cortoplacistas. Al respecto, de acuerdo a lo analizado en la Tesis de Parra (2012)²¹, la capacidad de endeudamiento que demanda el negocio de distribución eléctrica, requiere apalancar los activos en un ratio de 50% a 60%, sin embargo, las empresas estatales estarían en el rango del 20% al 30%.

Sobre la base de lo señalado en el párrafo anterior, conforme se muestra en el cuadro siguiente, las empresas del grupo Distriluz (Electrocentro, Electronorte, Electronoroeste e Hidrandina), que son las que mayores financiamientos han adquirido en los últimos años, al año 2018 presenta un ratio de Deuda/Activos²² menor a la de las empresas privadas.

Figura N° 6: Ratio 2018 - Obligaciones Financieras/Propiedad Planta y Equipo



Fuente: datos de los Estados Financieros Auditados 2018

Por tanto, el mayor porcentaje de las inversiones ejecutadas por las concesionarias, son financiadas con los recursos que son directamente recaudados por éstas, lo que

²¹ Carlos Eduardo Parra Sánchez, Magíster en Regulación de Servicios Públicos de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

²² Se considera como activos el importa reconocido como Propiedad, Planta y Equipo de las distribuidoras y como deuda, las obligaciones financieras que mantienen.

hace que los costos que le sean reconocidos para su ejecución, cobren mayor importancia. En ese sentido, el proceso aplicado para la evaluación del reconocimiento de sus inversiones, debe de considerar estas características que aquejan a las empresas públicas, independientemente de si los costos son trasladados al cliente final o financiados a través de otros mecanismos.

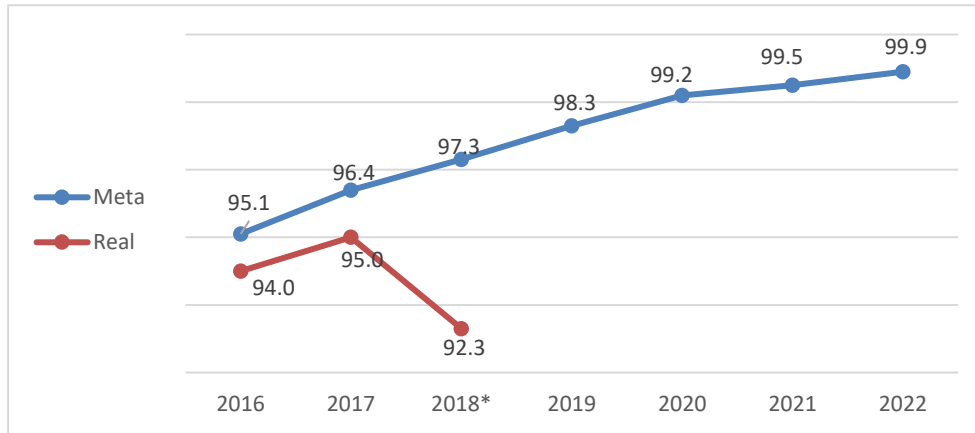
2.2.3. Cobertura del Servicio

De acuerdo a lo publicado por la Gerencia de Políticas Regulatorias de OSIPTEL en el año 2006, en el Perú, la poca concentración poblacional en ciertos sectores y la accidentada realidad geográfica del país, contribuyen al incremento de los costos para la provisión de los servicios que dependen de infraestructura de redes, por lo que “se hace cada vez menos rentable expandir la cobertura del servicio”, “debido a que el costo marginal de dar acceso, supera el ingreso marginal derivado de la venta de una unidad adicional a un nuevo usuario” (Gallardo, Quiso, & Mart, 2006, pp.5-14).

De acuerdo al Plan Estratégico Sectorial Multianual del MINEM - PESEM²³, para el periodo 2016-2022, actualizado con Resolución Ministerial N° 098-2019-MEM/DM, la meta para el año 2022, es alcanzar una cobertura de electrificación nacional de 99.9%, sin embargo, en la evaluación de los primeros tres años, se verifica un incremento de la brecha de acceso a la electricidad, lo cual se hace más pronunciado en el año 2018, lo que podría deberse a la aplicación del censo poblacional realizado en el año 2017.

²³ El PESEM es un documento elaborado por los Ministerios del Poder Ejecutivo para cada sector, en el cual se presentan y establecen las estrategias que serán ejecutadas por el sector para el logro de los objetivos nacionales.

Figura N° 7: Brecha en la evolución del coeficiente de electrificación a nivel nacional.

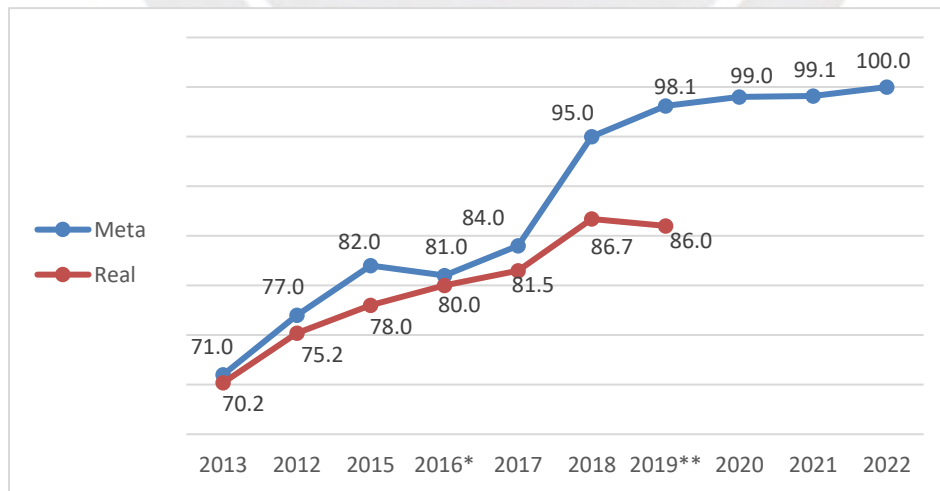


(*) Corresponde los resultados obtenidos al I trimestre del año 2018.

Fuente: Plan Estratégico Sectorial Multianual – Ministerio de Energía y Minas (2012-2016; 2016-2022). Elaboración propia.

Asimismo, la meta que el gobierno espera cumplir para el año 2022, respecto a la electrificación rural, es del 100% de viviendas electrificadas, sin embargo, el coeficiente de electrificación alcanzando al año 2018 fue de 86.7%, frente un 95% esperado. Formando parte del coeficiente nacional, la brecha de la electrificación rural aún está alrededor del 8%.

Figura N° 8: Brecha en la evolución del coeficiente de electrificación rural.



(*) Meta actualizada mediante Resolución Ministerial N° 297-2016-MEM/DM

(**) Corresponde a los resultados obtenidos al I trimestre del año 2019.

Fuente: Plan Estratégico Sectorial Multianual – Ministerio de Energía y Minas (2012-2016; 2016-2022)

De acuerdo a lo publicado en el año 2019 por el Instituto Nacional de Estadística e Informática – INEI, en su publicación “Acceso a los servicios básicos en el Perú 2013-2018”, para el año 2018, a nivel nacional existen al menos 11 departamentos con un porcentaje de acceso al servicio de energía eléctrica mediante red pública menor al 90%, entre rural y urbana: Loreto (83.2%), Huánuco (83.6%), Tumbes (84.1%), Amazonas (85.4%), Ucayali (86.1%), Huancavelica (86.2%), Puno (86.3%), Pasco (86.8%), Ayacucho (87.9%), Cusco (89%), Apurímac (89.7%), los cuales son atendidos por las empresas de distribución públicas. En anexo N° 02, se muestra el detalle de los resultados presentados por el INEI.

Por otro lado, la Comisión de Integración Energética Nacional (CIER), a través de su publicación Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER (2019), presentó el nivel de electrificación de los países de la Región para el año 2017, en el cual se muestra que, luego de Bolivia, Perú es uno de los países con menor porcentaje de hogares con disponibilidad de electricidad, por lo que es evidente, que se requiere buscar algún incentivo que le permita a las empresas ejecutar inversiones en sus áreas de concesión y/o zonas de responsabilidad técnica y buscar mecanismos de financiamiento que reconozcan los costos en los cuales incurren para este fin.

Figura N° 9: Niveles de electrificación de los países de la Región.

PAIS	Población Total Año 2017 (en miles)	Clientes Servidos Año 2017 (en miles)	Hogares con disponibilidad de electricidad en 2017 %
Argentina	43.937	14.280	97,7
Bolivia	11.193	2.681	91,8
Brasil	207.834	82.468	99,8
Chile	18.470	s/d	99,5
Colombia	48.910	13.931	97,0
Ecuador	16.785	5.072	97,3
Paraguay	6.867	1.578	99,9
Perú	31.444	7.168	96,4
Uruguay	3.437	1.460	99,8

Fuente: Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER-datos 2017 (2019)

2.3. ¿Cómo se fija el Valor Agregado de Distribución en el Perú?

La LCE, en su artículo 63°, señala que las tarifas del servicio eléctrico regulado, cobradas a los clientes finales, comprende i) los precios a nivel de generación, ii) los peajes del sistema de transmisión y iii) el VAD. El procedimiento, metodología y los mecanismos del cálculo del VAD, se encuentra regulados por los parámetros pre establecidos en los artículos 64°, 66°, 67°, 68°, 70°, 71°, 74°, 79° de la LCE.

- ▶ El artículo 66° señala que el VAD se calcula individualmente para cada empresa de distribución, siempre y cuando preste el servicio a más de 50 mil clientes o suministros. Respecto a este punto, para la elaboración de los estudios de costos VAD y posterior aplicación de tarifas, es necesario que OSINERGMIN califique cada uno de los sistemas de distribución eléctrica de las empresas en los Sectores Típicos que son previamente establecidos por el MINEM²⁴, a excepción de los Sistemas Eléctricos Rurales, cuya calificación corresponde al Ministerio. Los Sectores Típicos de Distribución vigentes, fueron desarrollados en la sección 2.2. del presente trabajo.
- ▶ El artículo 67° señala que los componentes del VAD son evaluados por el regulador sobre la base de estudios de costos que son presentados por los concesionarios, tomando en cuenta los Términos de Referencia Estandarizados, que son elaborados y aprobados por OSINERGMIN, los cuales son previamente publicados para recibir comentarios u opiniones de los interesados, por un plazo de 45 días hábiles, debiendo ser aprobados a los 90 días desde su publicación.

En este mismo artículo, se especifica que OSINERGMIN realiza la evaluación de los estudios de costos, considerando criterios de eficiencia de las inversiones y de la gestión de cada empresa, debiendo tener en cuenta, también, el

²⁴ Mediante Resolución de Consejo Directivo N° 042-2018-OS/CD, publicado el 06 de marzo de 2018, se califican cada uno de los sistemas de distribución eléctrica de las concesionarias públicas, las cuales fueron tomadas en cuenta en el reciente proceso de determinación del VAD.

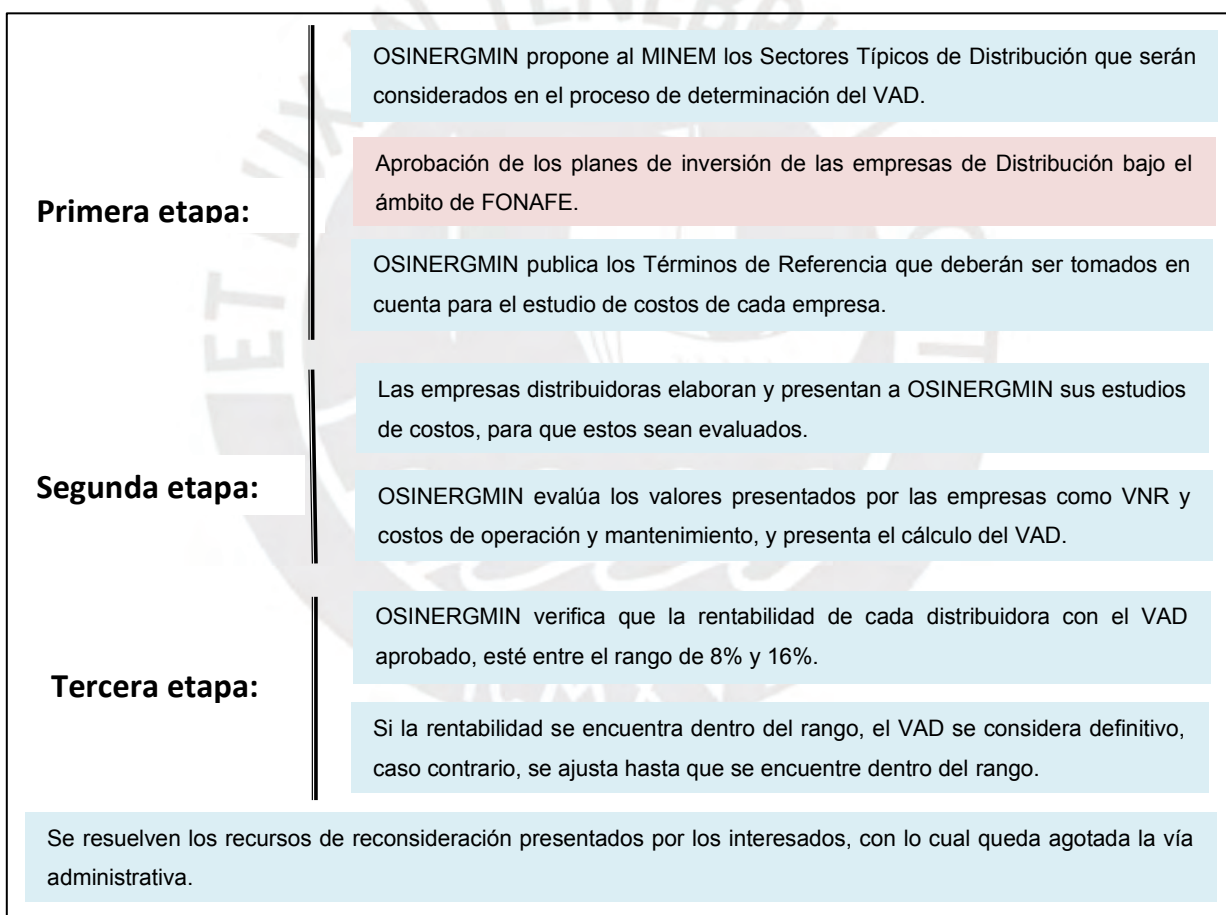
cumplimiento del ordenamiento jurídico en general, las normas ambientales, normas de seguridad y salud en el trabajo, normas laborales, normas de transporte; así como normas municipales que se aplican en las zonas de concesión de las distribuidoras. Finalmente, dispone que OSINERGMIN puede modificar aspectos de los estudios de costos presentados por las empresas, siempre y cuando hayan sido oportunamente observadas y las distribuidoras no hayan levantado las observaciones que el regulador haya hecho en su oportunidad.

- ▶ En el artículo 70°, 71° y 79°, se indica que, una vez que se hayan determinado los valores VAD para cada concesionaria, OSINERGMIN calcula la Tasa Interna de Retorno – TIR, teniendo en cuenta un periodo de 25 años para su análisis, a fin de determinar si esta tasa, les permitirá a las empresas obtener un retorno de la inversión que sea aceptable, el cual deberá estar entre 8% y 16%. El artículo 79°, señala que la tasa de actualización vigente es de 12% anual, la cual podrá ser modificada únicamente por el MINEM, previa realización de un estudio que debe ser encargado por OSINERGMIN a consultores especializados, proceso en el cual debe de determinarse que la tasa sea diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el Riesgo País. Es preciso indicar que la tasa mencionada, se ha mantenido fija desde el año 1992.
- ▶ Finalmente, el artículo 74°, establece que, las partes interesadas podrán interponer recursos de reconsideración contra la resolución que emite OSINERGMIN fijando el VAD para el próximo periodo tarifario, y, una vez resuelto, quedará agotada la vía administrativa del proceso.

Adicionalmente a los pasos descritos, en el caso de las concesionarias públicas, en el año 2015, a través del Decreto Legislativo N° 1208, el cual será desarrollado en una sección posterior, se dictaron disposiciones para que se incorpore un Plan de Inversiones de Distribución Eléctrica de largo plazo (PIDE) en las anualidades que son reconocidas en proceso de fijación del VAD, buscando la ejecución de un mayor monto de inversiones que contribuya, entre otros, a obtener una mayor cobertura.

El Decreto Legislativo mencionado, dispone que el PIDE debe de ser aprobado por el regulador antes de iniciar el procedimiento para la fijación del VAD, para ello, el MINEM debía de desarrollar y aprobar criterios y la metodología de aplicación para su elaboración, los cuales deben de incluir mínimamente el cumplimiento de las normas vigentes de calidad, nivel de desempeño, horizontes de planificación y modelos específicos. Enlazando lo descrito en cada uno de los artículos de la LCE mencionados, la metodología para la determinación del VAD, se resume en las siguientes 3 etapas:

Figura N° 10: Etapas para la determinación del VAD de las empresas de distribución eléctrica del Estado.



Fuente: Elaboración propia.

En relación a la segunda etapa del proceso, ésta se encuentra descrito y detallado en el anexo B.1.1 del Procedimiento para Fijación de Precios Regulados, aprobado por OSINERGMIN.

Tabla N° 5: Procedimiento para la fijación del VAD.

Plazos Máximos (días hábiles)	OSINERGMIN	Empresas de Distribución Eléctrica	Interesados Recurrentes
1er día de marzo del año de fijación		Presentación del Estudio de Costos VAD	
5	Publicación del Estudio de Costos VAD y Convocatoria a Audiencias Públicas		
10	Audiencias Públicas de las Empresas (organización)	Audiencias Públicas de las Empresas (Exposición y Sustentación)	
30	Observaciones al Estudio de Costos VAD		
10		Absolución de observaciones y presentación del estudio de costos del VAD definitivo	
5	Publicación de la absolución de observaciones y del Estudio de costos VAD definitivo		
30	Publicación del proyecto de Resolución de fijación y de la información que lo sustenta y convocatoria a audiencia pública		
10	Audiencia Pública del OSINERGMIN		
25		Opiniones y sugerencias de los interesados respecto al Proyecto de Resolución de Fijación	
30	Publicación de la Resolución de Fijación		
15		Interposición de recursos de reconsideración.	
5	Publicación de los recursos de reconsideración y convocatoria a audiencia		
10	Audiencias Públicas de los recursos (organización)	Audiencia pública de los recursos (exposición y sustentación)	
10		Opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración	
Hasta 30 días desde la interposición	Resolución de los recursos de reconsideración		
3	Publicación de las Resoluciones que resuelven los recursos de reconsideración		

Fuente: Resolución de Consejo Directivo N° 080-2012-OS/CD "Procedimiento para la Fijación del Valor Agregado de Distribución".

2.4. Problemas identificados en el proceso regulatorio

2.4.1. Diagnóstico de la OCDE

En el año 2016, la OCDE presentó un estudio que realizó sobre Política Regulatoria del Perú y sobre el rol del regulador, en el cual se identifican diversos hallazgos en las herramientas que son empleadas por el gobierno peruano para diseñar e implementar procesos regulatorios en el país y se proponen acciones que deben de tener en cuenta para implementar una regulación de calidad. Entre los principales hallazgos relacionados con el tema principal del presente trabajo, se señalan los siguientes (Querbach & Arndt, 2017):

- En el Perú no se precisa ni se conoce un sistema completo, o proceso sistemático, para evaluar ex ante si aquellos proyectos de regulación nuevos o modificaciones, generarán beneficios a la sociedad y, si a la vez, son coherentes con la política del gobierno.
- Se recomienda emitir una declaración sobre política regulatoria, donde se establezcan los objetivos claros y se detallen todas las estrategias y herramientas específicas para una gestión eficaz del proceso.
- Se señala que el Perú actualmente se encuentra en el proceso de integrar las políticas planteadas para mejorar la calidad de la regulación con las políticas del gobierno. Por tanto, se debería de crear un organismo supervisor de los procesos regulatorios.
- No hay mecanismos estructurados de coordinación con otros organismos de la administración pública. Las interacciones entre el regulador y otras autoridades son complejas y con frecuencia se basan en mecanismos informales de coordinación.

Se percibe que las observaciones realizadas por la OCDE, se enfocan, entre otros, en las deficiencias de coordinación que existen a nivel de estado, considerando que las decisiones que se tomen a cualquier nivel, deben de estar enfocadas en las políticas y objetivos nacionales, los cuales deben de servir como base para determinar las herramientas que se requieren para una gestión óptima, o las modificaciones normativas que se deben de hacer para conseguirlo, respetando siempre la independencia de cada uno de los niveles.

2.4.2. Problemas presentados durante el último proceso tarifario – Estudio de Caso

2.4.2.1. Problemas de Asimetría de información para la determinación de los costos eficientes

Los conflictos y controversias que han surgido en los últimos procesos tarifarios, se han dado, básicamente, por la impugnación realizada por las empresas concesionarias que prestan el servicio de distribución eléctrica en el Perú (públicas y privadas) a las tarifas propuestas por OSINERGMIN, argumentando que en el proceso de determinación, se habrían vulnerado diversos principios de políticas regulatorias, principios del procedimiento administrativo, exigencias legales y normativas, lo cual haría que los costos reconocidos no sean precisamente los mínimos necesarios para la continuidad del servicio, dado que la discrecionalidad empleada, sin una buena planificación, ocasiona que el nivel de costos sea sobre estimado o sub estimado para cumplir con los objetivos del gobierno.

Al respecto, en el proceso aplicado para la determinación del VAD del periodo 2018 – 2022 de las empresas privadas, que es el primer grupo seleccionado para la determinación del VAD, los resultados preliminares propuestos por OSINERGMIN a través de la Resolución N° 134-2018-OS/CD (agosto 2018), resultaron muy por debajo de la propuesta planteada por las concesionarias, quienes se mostraron contrariadas por este hecho, solicitando su reformulación, al haberse percatado de inconsistencias de nivel técnico, legal y errores materiales, aduciendo una falta de rigurosidad en la evaluación realizada por parte del regulador. Adicional a ello,

señalan que la propuesta preliminar del VAD, no era sustentada con algún expediente que justifique que los costos de los materiales y recursos empleados, correspondían a costos “eficientes”.

Del mismo modo, las empresas privadas indicaron, entre otros, que el regulador había modificado aspectos que no fueron observados en su oportunidad, por lo que no se les habría dado opción de efectuar comentarios técnicos, económicos o jurídicos que sustenten la posición y propuesta de las empresas, lo que podría ir en contra de lo establecido en el artículo 67° de la LCE. Es posible que estas modificaciones se hayan realizado debido al reconocimiento de errores materiales que debieron de ser corregidos; por ejemplo, conforme se muestra en la tabla siguiente, y de acuerdo a lo mencionado por la empresa ENEL, el VAD en media tensión (MT) determinado para esta empresa en la resolución pre publicada, han mostrado cambios dramáticos respecto al VAD MT determinado en la resolución que aprobó el VAD.

Tabla 6: Comparación de VAD determinados en las empresas privadas.

Empresas	Fijación VAD Pre publicado - (S/ / Kw-mes)			Fijación Vad (S/ / Kw-mes)			Fijación Vad reconsiderado (S/ / Kw-mes)			% Variación (Pre publicación - Reconsiderado)		
	VAD MT	VAD BT	VAD SED	VAD MT	VAD BT	VAD SED	VAD MT	VAD BT	VAD SED	VAD MT	VAD BT	VAD SED
Enel	14,100	39,995	6,276	11,627	46,559	5,932	13,614	52,477	6,134	-3.45%	31.21%	-2.26%
Luz del Sur	10,222	38,946	7,778	11,062	45,576	8,392	12,031	46,793	6,905	17.70%	20.15%	-11.22%
Electro Dunas	15,373	54,500	7,616	15,673	61,464	7,136	19,337	64,876	7,119	25.79%	19.04%	-6.53%

Fuente: Adaptado de OSINERGMIN (2018)

Sobre este caso, las empresas privadas, en conjunto, expresaron su intención de elevar sus reclamos a la vía judicial, por el presunto quebrantamiento de las principales normas relacionadas y vulneración de los principales principios regulatorios, lo que los llevaría, incluso a solicitar la nulidad del proceso.

“La resolución que fijó el VAD, publicada el 16 de octubre de 2018, ha modificado criterios no observados en la etapa de pre publicación, ni en ninguna etapa del proceso tarifario” (ENEL, 2018, p.2)

“OSINERGMIN debe de tener presente que según sus propios Términos de Referencia, “Eficiencia”, no puede identificarse únicamente con el menor costo, sino que este es un concepto que debe de considerar de manera global el cumplimiento de los estándares de calidad y cumplimiento de normativa vigente”(Luz del Sur, 2018, p. 15)

“Advertimos que, de aprobarse el proyecto VAD, este estará afectado por diversos vicios que determinarán su nulidad” (Electro Dunas, 2018, p.2)

Es así que, durante el proceso de determinación, aún cuando no se había identificado los errores materiales que existían en las herramientas de trabajo, se confirmó y declaró en los medios, de manera muy temprana, una posible reducción de un 6% en el pago que realizan los clientes finales, lo cual generó expectativas en los agentes interesados y en la población en general, considerando que hablar de las tarifas de un servicio esencial, como lo es el servicio eléctrico, es muy sensible. Sin embargo, luego de las observaciones presentadas por las concesionarias privadas, OSINERGMIN emitió una nueva Resolución, en la cual se fijaba el VAD para los años 2018-2022, y con el que se anunciaba una reducción aproximada de un 2.8%.

Finalmente, luego de los recursos de reconsideración presentado por estas empresas, se determinaron los costos que serán reconocidos para los próximos 04 años, los cuales tendrían un impacto en el usuario final de **-0.8%**.

Figura N° 11: Impacto de la propuesta de las tarifas en el usuario final – Proyecto de Resolución Fijación VAD 2018-2022 (expresado en S/ millones).

Empresa	Dic-2017	Propuesta	Variación
Luz del Sur	230,97	217,44	-5,9%
Enel Distribución Perú	197,56	184,44	-6,6%
Electro Dunas	26,83	24,91	-7,2%
Empresas con hasta 50 000 suministros	9,08	8,51	-6,3%
Total	464,45	435,30	-6,3%

Fuente: Informe N° 0376-2018-GRT-OSINERGMIN
Resolución OSINERGMIN N° 134-2018-OS/CD (agosto 2018)

Figura N° 12: Impacto de la propuesta de las tarifas en el usuario final – Resolución de Fijación VAD 2018-2022 (expresado en S/ millones)

Empresa	Dic-2017	Propuesta	Variación
Luz del Sur	231,0	226,6	-1,9%
Enel Distribución Perú	197,6	190,4	-3,6%
Electro Dunas	26,8	25,7	-4,3%
Empresas con hasta 50 000 suministros	9,1	8,8	-3,6%
Total	464,5	451,4	-2,8%

Fuente: Informe N° 0450-2018-GRT-OSINERGMIN
Resolución OSINERGMIN N° 158-2018-OS/CD (octubre 2018)

Figura N° 13: Impacto de la propuesta de las tarifas en el usuario final – Reconsideración de Fijación VAD 2018 – 2022 (expresado en S/ millones)

Empresa	Dic-2017	Propuesta	Variación
Luz del Sur	231,0	229,1	-0,8%
Enel Distribución Perú	197,6	196,3	-0,6%
Electro Dunas	26,8	26,4	-1,5%
Empresas con hasta 50 000 suministros	9,1	9,0	-0,9%
Total	464,5	460,8	-0,8%

Fuente: Informe N° 0594-2018-GRT-OSINERGMIN
Resolución OSINERGMIN N° 210-2018-OS/CD (diciembre 2018)

Por otro lado, respecto al proceso de las empresas públicas, de la revisión de las observaciones, sugerencias, comentarios y recursos de reconsideración presentados a la determinación del VAD realizado por OSINERGMIN, se identifican aspectos comunes observados por las concesionarias en general, los cuales demostrarían debilidades en ciertas etapas del proceso y en los criterios establecidos en los términos de referencia que se usan de base para los estudios de costos que son presentados por las distribuidoras, los cuales no especificarían cómo obtener los costos eficientes o qué bases de datos deben de usarse como referencia.

► **Determinación de los costos de mano de obra de actividades realizadas por contratistas**

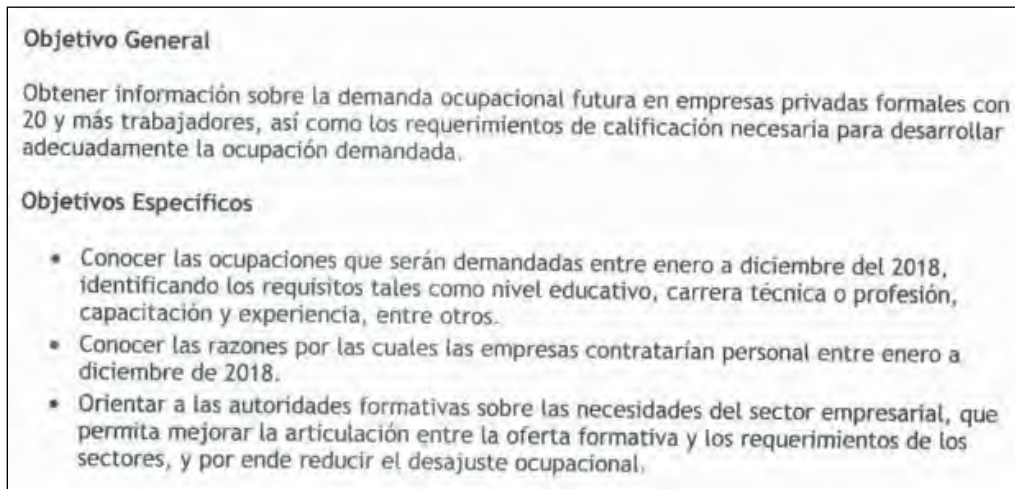
Para la evaluación y valorización de los costos de mano de obra en los que se incurre para operar y mantener el sistema, en los últimos procesos de fijación tarifaria, se ha tenido como referencia la tabla salarial hora-hombre publicada por la Cámara Peruana de la Construcción (CAPECO)²⁵, que corresponde a los resultados de una negociación colectiva entre empleadores de construcción civil y la Federación de Trabajadores de Construcción Civil, por tanto, los valores fijados obedecen a valores cosensuados entre la empresa y el gremio, contando con el respaldo del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (en adelante MINTRA). Sin embargo, en el proceso tarifario para el periodo 2018 – 2022 (empresas privadas) y 2019-2023 (empresas públicas), OSINERGMIN ha considerado los costos horas-hombre de una encuesta realizada por el MINTRA denominada Encuesta de Demanda Ocupacional - EDO²⁶.

En cuanto a ello, la empresa privada Luz del Sur, presentó ante OSINERGMIN una revisión realizada por la consultora DATUM Internacional respecto a la EDO, en la cual se muestran cuales son los objetivos de la encuesta y para que fue aplicada, los que, en resumen, se muestran en la figura N° 13. Asimismo, la consultora subraya que la EDO, no es una encuesta salarial.

²⁵**CAPECO:** Los costos de mano de obra CAPECO, son aquellos que corresponden a las actividades de construcción civil, el cual puede verse incrementado por los convenios colectivos suscritos con los sindicatos a través de sus pliegos de reclamos y por tanto, son reajustados cada año. De acuerdo a datos publicados por el Ministerio de Energía y Minas, estos se habrían incrementado en un 20% en los últimos 5 años.

²⁶ **Encuesta de Demanda Ocupacional:** Los costos publicados por el Ministerio de Trabajo, corresponden a una encuesta realizada a empresas privadas ubicadas en Lima y Callao, Arequipa, La Libertad y Piura y otras regiones, con más de 20 trabajadores. Esta encuesta tiene como finalidad estimar la demanda futura de puestos laborales y obtener información de la remuneración promedio mensual que perciben estos trabajadores, dentro de los cuales, se encuentran los técnicos en electricidad, electrónica y telecomunicaciones. Esta encuesta, no es una encuesta salarial y no diferencia las categorías laborales que utiliza OSINERGMIN al momento de establecer los sueldos modelo, por lo que es necesario a extrapolar la encuesta del Ministerio de Trabajo a los valores de la encuesta CAPECO.

Figura N° 14: Objetivos de la Encuesta de Demanda Ocupacional – Ministerio de Trabajo.



Fuente: Anexo N° 1-F – Recursos de Reconsideración empresa Luz del Sur (noviembre 2018)

Es importante tomar en cuenta que, la EDO fue desestimada por el regulador en periodos tarifarios anteriores, debido a que, de acuerdo a lo señalado por OSINERGMIN en su momento, no habrían sido una fuente fiable para determinar los costos horas/hombres de la actividad.

Independientemente de señalar cual es la fuente más idónea para establecer los costos de mano de obra que deben de ser reconocidas en la retribución de las distribuidoras, se identifica que no existen criterios definidos para establecer los salarios de la mano de obra del sector, y que incluso, las fuentes tomadas en cuenta para dicho establecimiento, fueron o son elaboradas para otros fines distintos a las actividades eléctricas. Esta falta de definición, lleva a que se use un criterio discrecional tanto por parte del órgano regulador, como de las empresas reguladas, lo que no resultaría eficiente para uno de los procesos administrativos más importantes del sector y que puede tener un impacto importante en el ámbito social (para el caso de la población y los trabajadores técnicos) como para el ámbito económico (en el caso de la solvencia de las empresas de distribución eléctrica). Es así que, las empresas Estatales, aun perteneciendo al mismo rubro, han usado fuentes diversas.

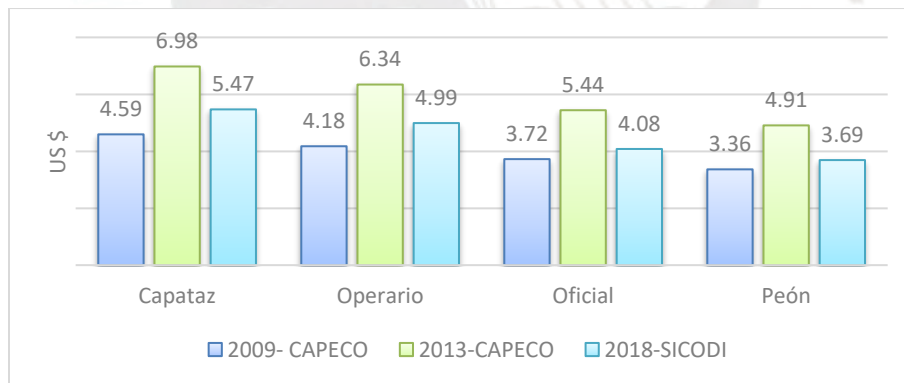
Tabla N° 7: Fuentes de costos horas / hombre por empresa.

Empresa	Fuente: costo Horas/ Hombre
Electronoroeste	CAPECO
Electronorte	CAPECO
Electrocentro	CAPECO
Hidrandina	CAPECO
Electro Puno	CAPECO
Seal	SICODI
Electrosur	Información de la empresa
Electro Sur Este	CAPECO
Electro Oriente	SICODI
Electro Ucayali	Información de la empresa
Adinelsa	Información de la empresa

Fuente: Estudios de costos presentados por las empresas públicas – proceso de fijación VAD 2019-2023

El siguiente gráfico, representa la diferencia, en valores, que existen entre ambas fuentes de remuneración de horas-hombre en los tres últimos periodos tarifarios del sector.

Figura N° 15: Evolución de los costos de mano de obra reconocidos en la remuneración de la actividad de distribución eléctrica.



Fuente: Presentación MINEM – Octubre 2018

Es importante mencionar que, los términos de referencia aprobados para el estudio de costos, no señalan cual es la fuente de información que la empresa debe de considerar para estimar sus costos de mano de obra eficiente, es por ello que, se asume, que los concesionarios han informado a OSINERGMIN los costos de mano de obra que les permitan maximizar sus beneficios. En ese sentido, al solicitar el regulador la información real de las empresas para atender las observaciones

presentadas por estas para el cambio de fuente de costos de mano de obra, las empresas no tenían incentivos para revelar su información, y bajo ese marco, OSINERGMIN tomó decisiones con la información disponible e incompleta.

► **Determinación de las estructuras organizacionales y remuneraciones eficientes**

Los estudios presentados por las concesionarias no tienen criterios uniformizados para sustentar las estructuras organizacionales que se requieren para brindar un servicio con la calidad especificada en la normativa; la mayoría de las empresas se han basado en su Manual de Organización y Funciones (vigente y proyectado), lo que no necesariamente corresponde a una estructura organizacional eficiente, por lo que el regulador se ve en la necesidad de introducir modificaciones, incluso ha realizado recortes de personal y de áreas completas. Sin embargo, no se ha tomado decisiones en base a un estudio de carga laboral, sino, criterios y metodología de determinación, que no han sido establecidos inicialmente.

Tabla N° 8: Cantidad de personal por empresas.

Empresa	Propuesta original	Fijación VAD	Diferencia
Hidrandina	549	510	-39
Electrocentro	501	391	-110
Electronoroeste	325	236	-89
Electronorte	262	191	-71
Seal	271	245	-26
Electro Sur Este	390	253	-137
Electrosur	163	132	-31
Electro Puno	194	169	-25
Electro Oriente	-	421	-
Electro Ucayali	126	126	0

Fuente: Estudios de costos presentados por las empresas públicas – proceso de fijación VAD 2019-2023 y Contrapropuesta

Al respecto, los sustentos presentados por OSINERGMIN respecto a la reducción de personal para obtener una estructura óptima y eficiente, son diversos, y van de acuerdo al estudio que ha presentado cada empresa, sin embargo, OSINERGMIN en la mayoría de los casos señala que las empresas no han presentado estudios que contengan la información suficiente para justificar el modelo presentado y que, a fin de considerar una estructura eficiente, se ha tomado en consideración la

similitud con otras empresas del sector y en algunos casos, si se ha tomado como referencia la información real de la empresa. En relación al primer sustento de las modificaciones realizadas en el cual se realizan comparaciones con la práctica de otras empresas, podría vulnerar lo establecido en el artículo 67° de la LCE, que señala que el VAD se calcula individualmente para cada concesionario, en base a estudios presentados por estos.

Del mismo modo, para el cálculo de las remuneraciones eficientes del personal propio de las empresas, algunas de las concesionaria han empleado los sueldos del mercado, algunas información real de sus planillas de años anteriores, y otros estudios realizados por consultoras contradas; adicional a ello, se tienen criterios distintos para definir que es lo que debe de considerarse dentro de la remuneración de su personal que debe de ser reconocida en la retribución económica.

Por ejemplo, en algunas empresas han tomado en cuenta la participación de sus trabajadores en las utilidades (en adelante PTU) de la empresa para modelar la empresa eficiente, amparándose en lo descrito en el artículo 69° de la LCE, que señala que la evaluación de los estudios de costos deben de considerar, también, el cumplimiento del ordenamiento jurídico, entre otros, laboral; así como el reglamento de la LCE, que en su artículo 150° establece que el procedimiento de cálculo tarifario, debe de considerar los gastos de personal que incluya los beneficios sociales y lo dispuesto en el artículo 29° de la Constitución Política del Perú, que reconoce el derecho de los trabajadores a participar en las utilidades de las empresas.

Sin embargo, OSINERGMIN expresa que el PTU, no es un concepto vinculado a la prestación del servicio al usuario y que dicho beneficio se encuentra reconocido en la tasa de rentabilidad que es fijada para cada concesionaria, aunado a ello, señala que ni siquiera se sabe de antemano si se generarán o no dichas utilidades, lo que no ocurre con la CTS, vacaciones y similares en lo que las empresas necesariamente deben incurrir para realizar su actividad eléctrica (como costo

laboral), ello independientemente de que el negocio eléctrico les arroje ganancias o pérdidas.

► **Determinación de los costos estándar de inversión**

La mayoría de las empresas públicas, han presentado observaciones y sugerencias similares, relacionadas con los costos unitarios estándar de materiales y equipos que han sido reconocidos para las inversiones, cuya fuente corresponde a la base de datos del Sistema de Información de los Costos Estándar de Inversión de los Sistemas de Distribución – SICODI.

El SICODI es una base de datos que toma como referencia la información reportada por las empresas distribuidoras, los costos de los materiales y equipos de las compras corporativas que son realizadas a través del FONAFE y otra información recopilada del mercado nacional e internacional, los cuales se encontrarían sustentados con facturas, órdenes de servicio, contratos, licitaciones, y, de acuerdo a lo descrito por OSINERGMIN en uno de sus informes que sustentan la fijación del VAD, “en los casos en los que la empresa no ha remitido información de los costos de inversión de sus instalaciones de distribución, para completar los precios de ítems faltantes dentro de una familia específica, se ha utilizado el método de regresión lineal” (GART OSINERGMIN, 2019, p.4)

Al respecto, si bien el SICODI considera, a su vez, costos de inversión por sector típico, lo que recogería las particularidades de los sistemas de distribución de las concesionarias, esta base de datos no ha sido formalmente aprobada para que sea usada como base del proceso de determinación tarifaria, y no hay un manual del proceso de su aprobación, como lo es, por ejemplo, la base de datos aprobada para la determinación de tarifas del sector de transmisión eléctrica, que será descrito en el capítulo siguiente.

El sustento presentado por el regulador, referente a la decisión de considerar esta base de datos para el cálculo de los costos eficientes de inversión, señala que se ha considerado la Resolución de Consejo Directivo N° 123-2019-OS/CD, publicada

en el mes de julio del 2019, con la cual se fija el VNR al 31 de diciembre del 2018, conjuntamente con el SICODI; sin embargo, esta decisión tampoco ha sido especificada previo al inicio del proceso regulatorio.

Por tanto, sin evaluar si los costos corresponden o no a costos eficientes del sistema de distribución eléctrica, este concepto no era conocido de manera previa por las distribuidoras y, no se cuenta con un manual o documento, donde se exponga el proceso aprobatorio de cada costo unitario que es considerado como eficiente, el cual es realizado por OSINERGMIN sobre la base de la información que es presentada de manera regular por las empresas, pero, no existe una etapa conciliatoria para su determinación final, por lo que resulta importante que esta base de datos sea aprobada de manera previa al proceso y que sea de conocimiento público.

Comentarios

El artículo 67° de la LCE indica que, los estudios de costos que son contratados y presentados por cada concesionaria, deben realizarse de acuerdo a los Términos de Referencia Estandarizados que son elaborados por OSINERGMIN. En los Términos de Referencia, en su numeral 6.1. se instruye que el estudio debe de estructurar la empresa modelo eficiente, detallando cuáles son los componentes de su estructura, sin embargo, no se precisa bajo qué estándares deben de ser determinados los “costos eficientes”, aunado a ello, en este documento no se establece que los costos SICODI son la fuente base de costos unitarios eficientes, lo que hace que las empresas, bajo criterios propios, estructuren su empresa modelo.

No obstante, es preciso señalar también, que las empresas concesionarias habrían tenido cierta negatividad para entregar información de sus costos reales, las cuales han sido solicitadas por el regulador en el proceso de levantamiento de observaciones a los estudios y en la etapa de evaluación de los recursos de reconsideración presentados por las concesionarias, por lo que el regulador a tomado decisiones bajo fuentes distintas a los costos reales de las empresas.

Por ello, a fin de evitar diversas interpretaciones de las reglas fijadas para el establecimiento de la empresa modelo eficiente y se cuente previamente con la información necesaria y suficiente para la toma de decisiones por parte del regulador, resulta conveniente definir una etapa previa en la cual se establezcan de manera clara y precisa el procedimiento para determinar los costos “eficientes”, en base a la información de la empresa y los componentes que dichos costos deben de considerar, así como la relación de actividades que serán evaluadas y consideradas en la estructura modelo, teniendo en cuenta que el regulador debe de contar con la mayor información posible para la toma de decisiones.

2.4.2.2. Problemas en el cumplimiento de los principios relacionados

Conforme a las diversas observaciones realizadas por las distribuidoras de energía, durante el proceso de determinación del VAD, se habrían vulnerado diversos principios de políticas regulatorias, principios del procedimiento administrativo, exigencias legales y normativas. Del análisis de los problemas descritos en secciones anteriores, respecto a lo sucedido recientemente, y la aplicación de la teoría desarrollada en la sección del Marco Teórico, se pueden identificar algunos de estos principios, relacionados con el objeto de la presente investigación, tales como:

Principios del Procedimiento Administrativo – Ley 27444.

- Principio de Predictibilidad.
Este principio establece que, entre otros, en un proceso regulatorio, la autoridad debe de emplear información veraz, completa y confiable, además de no poder variar la interpretación de las normas aplicadas, de un momento a otro, o sin la motivación correspondiente. Al respecto, y de acuerdo a los problemas descritos anteriormente, este principio se habría visto vulnerado al utilizar una fuente de información distinta para la determinación de los costos de recursos humanos, a la usada en procesos anteriores, pasando de costos CAPECO a costos de una encuesta realizada y trabajada por el MINTRA, sin una comunicación previa y alejándose de la práctica habitual. independientemente de cuál sea la base

más confiable, un alejamiento de las decisiones adoptadas para casos similares, debe de encontrarse justificado con causas objetivas y jurídicas.

- Principio de Uniformidad.

Esta regla expone que la autoridad debe establecer y aplicar requisitos similares para los trámites similares, sin embargo, de acuerdo a varias de las observaciones realizadas por los concesionarios, los costos CAPECO, aún son utilizados como fuente de información en otros procedimientos que forman parte de la fijación de precios, tales como los costos de conexión y reconexión, pese a que no ha sido reconocida como una fuente oficial que represente los costos eficientes de esta actividad.

Por otro lado, como ya se ha mencionado, el regulador, debido a la falta de información para la toma de decisiones, ha optado por criterios distintos al momento de definir cual es la mejor base de datos para determinar los costos eficientes de diversas actividades. Por ejemplo, las estructuras organizacionales no fueron modeladas sobre la misma perspectiva, dado que para algunos casos, se dictaminó como eficiente la estructura real de la empresa, en otros se hicieron comparaciones para determinar la estructura eficiente de una empresa similar sin especificar a que empresa hacen referencia, lo que puede conllevar a impugnaciones de las empresas, sustentando en que la metodología aplicada a una, no es la misma que ha sido aplicada para otra.

- Principio de Legalidad.

Las modificaciones y mejoras realizadas al marco normativo para la ejecución del proceso de determinación del VAD 2019 - 2023 de las empresas públicas de distribución eléctrica, no habrían sido implementadas en un 100%, en vista que no se habrían tomado en cuenta los parámetros establecidos en el artículo N° 67° de la LCE.

- Los componentes del VAD deben de ser calculados para cada empresa concesionaria sobre la base de los estudios de costos presentados por éstas, lo cual podría verse desvirtuado al haber considerado información de otra empresa similar a la evaluada para determinar costos eficientes o estructuras organizacionales eficientes.

Del mismo modo, no se habrían considerado las particularidades de cada empresa en todas las evaluaciones que se hicieron a las concesionarias, al momento de aplicar una fuente de datos no aprobada para la fijación de los costos de horas hombre, que corresponde a una encuesta de demanda futura de distintos sectores económicos y no necesariamente representan las áreas de operación de las distribuidoras.

- OSINERGMIN, de acuerdo a la normativa vigente, no tiene la facultad para modificar cualquier aspecto de los estudios de costos presentados por las empresas concesionarias, sino, solo aquellos que hayan sido observados de forma oportuna y que no fueron absueltos por las empresas. Sin embargo, el regulador tuvo que optar por modificar ciertos aspectos que significaban incrementos en los costos reconocidos en la Resolución N° 124-2019-OS/CD, que representaba la pre publicación de los resultados VAD, por lo que éstas modificaciones no responden a observaciones que hayan sido emitidas por las distribuidoras, lo cual puede evidenciarse en la Tabla N° 10.

Principios para la gobernanza de los reguladores

- Claridad de roles.

En relación a este principio, el cual está relacionado con la calidad regulatoria promovida por la OCDE, se enfoca en la existencia de mecanismos formales y normativas que promuevan la cooperación entre las autoridades involucradas e interesados del proceso regulatorio, el cual, estaría siendo vulnerado, dado que, si bien, el MINEM no tiene competencias para intervenir en el proceso de determinación de tarifas, es la entidad que establece los objetivos estratégicos

para el sector y debe asegurarse que exista un marco adecuado para lograrlo, y pese a ello, no existen protocolos ni procedimientos pre establecidos, que acrediten que se han evaluado previamente los objetivos nacionales antes de proponer modificaciones normativas en el proceso de determinación del VAD; asimismo, no hay mecanismos estructurados de coordinación con otros organismos de la administración pública, tal como ha sido evidenciado en el diagnóstico realizado por la OCDE en el año 2016.

Adicional a lo descrito en el párrafo anterior, un ejemplo representativo que quebrantaría este principio, es el percance producido en el año 2018 en el ejercicio de la determinación tarifaria, entre el Organismo Regulador y el MINEM, debido a que este último, a través del Decreto Supremo N° 027-2018, incorporó una etapa adicional en el proceso de determinación del VAD que se encontraba en curso, con la finalidad de perfeccionar el marco regulatorio y obtener mejores resultados.

Sin embargo, días después de su publicación, dicha disposición fue derogada, debido a declaraciones realizadas por el regulador, las cuales estuvieron acompañadas por el pronunciamiento de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (en adelante ARIAE), sobre la presunta interferencia del MINEM en la autonomía de los organismos reguladores, al cambiar las reglas que regían el proceso de determinación del VAD, señalando que dicho Decreto no era de conocimiento de la organización y pre publicado para ser sometido a comentarios de la opinión pública. Este caso será expuesto con mayor detalle en una sección posterior.

- Evaluación de desempeño.

De acuerdo a la definición proporcionada por la OCDE, es importante que los reguladores conozcan los impactos de sus acciones y decisiones, por lo que resulta necesario medir el desempeño y resultados de la aplicación. Respecto a ello, la misma OCDE se ha pronunciado sobre el cumplimiento de este

principio en la evaluación que realizó en el año 2016, a través de uno de los hallazgos expuesto en la sección 2.4.1., en el cual se expresa que Perú carece de un proceso sistemático para evaluar, si los proyectos regulatorios implementados, son coherentes, entre otros, con la política del gobierno.

Por tanto, es importante que antes de proponer modificaciones con el objetivo de mejorar el proceso regulatorio, se conozcan las metas nacionales y se expongan las estrategias de consecución; así como definir los mecanismos formales de coordinación y cooperación.

2.4.3. La tasa de retorno de las inversiones.

Si bien el presente trabajo se centra en los problemas asociados a la asimetría de información que existe entre el regulador y la empresa regulada, que no permite una estimación adecuada de los costos eficientes, es importante mencionar también que existen otros problemas relacionados con el proceso de determinación del VAD, como es el caso de la tasa de actualización, o tasa de retorno, que permite el cálculo de las anualidades de inversión que serán reconocidas a las empresas distribuidoras durante el periodo tarifario, es decir, los ingresos que perciben las concesionarias como retorno de su inversión.

Como se mencionó en la sección 2.3., la tasa de retorno que se mantiene vigente, 12%, no ha sido actualizada desde la culminación de las reformas realizadas a las actividades estructurales del sector eléctrico en el año 1992. Por otro lado, si bien la LCE establece que la tasa puede ser actualizada sobre la base de un estudio realizado por consultores especializados, y que su variación no debe diferir en más de cuatro (04) puntos porcentuales, no especifica cuál es la metodología que debe aplicarse para su cálculo o con qué periodicidad esta debería de ser revisada, lo cual ha generado diversos pronunciamientos de los agentes involucrados, quienes sostienen que dicha tasa debe de ser reducida.

Por tanto, sobre este aspecto, se identifica la existencia de un alto grado de discrecionalidad para la definición de estos parámetros que afectan el cálculo del

VAD. En ese sentido, considerando que las condiciones políticas, económicas y sociales del país no son perpetuas, se requiere que, con cierta periodicidad, esta tasa de retorno sea evaluada, independientemente de si es modificada o no, dado que las condiciones y necesidades del sector, varían en el tiempo y los parámetros para su cálculo, como el nivel de riesgo país, también.

2.4.4. Comparación de costos reconocidos para las Empresas de Distribución Eléctrica del Estado

Conforme a la interpretación de lo señalado en el procedimiento para la fijación del VAD, existen 04 propuestas de costos “eficientes”, tanto para el VNR como para la operación y mantenimiento del servicio, elaborados bajo el concepto de la empresa modelo, siendo estas las siguientes:

- 1° Estudios de costos presentados por las empresas concesionarias.
- 2° Proyecto de resolución de fijación y de la información que lo sustenta.
- 3° Resolución de fijación.
- 4° Resolución que resuelven los recursos de reconsideración (propuesta final)

1° Estudios de costos presentados por las empresas concesionarias: La propuesta de costos presentada por cada una de las empresas públicas, sustentadas en estudios de costos contratados con empresas consultoras, representaba un impacto en la facturación al usuarios final de 19% más respecto a la facturación vigente ²⁷ (OSINERGMIN, julio 2019)

2° Proyecto de resolución de fijación y de la información que lo sustenta: Las empresas consultoras que son contratadas por el regulador, han propuesto resultados preliminares en base a la información disponible con la que contaban, la cual resulta siendo insuficiente, dado que, como ya se expuso anteriormente, se

²⁷ El impacto de la propuesta de costos presentada por las empresas, de acuerdo al Informe N° 0330-2019-GRT (julio 2019), presentado como uno de los sustentos del proyecto de Resolución de la Fijación del Valor Agregado de Distribución 2019-2023, se muestra como anexo N° 03.

habría tenido que recurrir a información de otras empresas para poder determinar los costos eficientes de una, teniendo en cuenta las características que las hacen similares; sin embargo, no se evalúan aquellas que las hacen distintas. Asimismo, tuvieron que hacer uso de bases de datos de fuentes no establecidas de manera previa, teniendo que ir en contra de lo establecido en el artículo 67° de la LCE y de el principio de Predictibilidad de la LPAG.

Es así que, mediante Resolución de Consejo Directivo N° 124-2019-OS/CD, OSINERGMIN prepublicó la determinación de los costos de operación, mantenimiento y VNR que serían reconocidos en el VAD para los próximos 4 años. En relación a ello, y en concordancia con la siguiente etapa a la “publicación del proyecto de Resolución de fijación”, en la cual se da opción a la presentación de sugerencias y observaciones, a través de un documento emitido por FONAFE a OSINERGMIN²⁸, se expresa la preocupación respecto a los valores que han sido aprobados en esta etapa, toda vez que, la misma significaba un impacto en los ingresos anuales de S/ 142 MM a nivel corporativo, debido a que , entre otros, los costos estándar de inversión, operación y mantenimiento, resultaron, en varios casos menores a los reconocidos en las tarifas que se encontraban vigentes a diciembre 2018. (FONAFE, 2019^a - OSINERGMIN).

Asimismo, en el documento señalado, se comenta que, las empresas habrían identificado errores en las hojas de cálculo base del VAD, tanto por vínculos que no corresponden, valores cero o equivocaciones al realizar los enlaces, lo que habría afectado el resultado obtenido para la pre publicación de la resolución de fijación del VAD.

²⁸ Oficio N° 380-2019/DE-FONAFE, de fecha 04 de setiembre de 2019, extraído de la página de OSINERGMIN el 26 de abril del 2020, – Proceso Regulatorio VAD 2019-2023 - Sección “Observaciones al Proyecto de Resolución de Fijación del VAD 2019-2023”.

Tabla N° 9: VAD 2018 vs VAD pre publicado (S/ / Kw mes)

Empresas	VADMT Dic 2018	VADMT 2019	Diferencia	Empresas	VADBT Dic 2018	VADBT 2019	Diferencia
Hidrandina	19.24	16.05	-16.6%	Hidrandina	63.14	62.39	-1.2%
Electrocentro	27.60	30.59	10.8%	Electrocentro	78.92	86.36	9.4%
Electro Sur Este	22.35	23.28	4.2%	Electro Sur Este	70.66	76.08	7.7%
Electronoroeste	19.45	17.67	-9.2%	Electronoroeste	67.48	66.24	-1.8%
Seal	16.76	14.85	-11.4%	Seal	58.01	49.03	-15.5%
Electro Oriente	21.79	26.02	19.4%	Electro Oriente	69.55	61.84	-11.1%
Electro Puno	24.71	24.78	0.3%	Electro Puno	72.00	72.60	0.8%
Electronorte	16.90	21.69	28.3%	Electronorte	58.86	53.42	-9.2%
Electrosur	17.95	15.54	-13.4%	Electrosur	59.33	66.19	11.6%
Electro Ucayali	18.07	15.60	-13.7%	Electro Ucayali	62.52	58.27	-6.8%
Adinelsa	93.50	92.40	-1.2%	Adinelsa	173.53	132.51	-23.6%

Empresas	VADSED Dic 2018	VADSED 2019	Diferencia
Hidrandina	13.63	7.77	-43.0%
Electrocentro	17.19	11.99	-30.2%
Electro Sur Este	14.26	13.12	-8.0%
Electronoroeste	14.55	11.26	-22.6%
Seal	11.93	11.77	-1.4%
Electro Oriente	14.65	10.70	-27.0%
Electro Puno	14.83	11.58	-21.9%
Electronorte	13.04	11.51	-11.8%
Electrosur	13.66	9.19	-32.7%
Electro Ucayali	13.33	13.35	0.1%
Adinelsa	45.58	30.11	-33.9%

Fuente: Informe N° 0330-2019-GRT-OSINERGMIN (julio 2019)

Al respecto, en el Informe Técnico N° 0330-2019-GRT, presentado como sustento del proyecto de Resolución de Fijación del VAD 2019 – 2023 para las empresas públicas, dió un primer mensaje de reducción de las tarifas en 3.41%²⁹ (OSINERGMIN, julio 2019)

²⁹ El impacto de la propuesta de tarifas, de acuerdo al Informe N° 0330-2019-GRT-OSINERGMIN (julio 2019), presentado como uno de los sustentos del proyecto de Resolución de la Fijación del Valor Agregado de Distribución 2019-2023, se muestra como anexo N° 04.

3° Resolución de fijación VAD: Los nuevos costos reconocidos en esta etapa del proceso, los cuales fueron publicados mediante Resolución de Consejo Directivo N° 168-2019-OS/CD, del 16 de octubre del 2019, considera el análisis de las observaciones presentadas por las 11 empresas públicas y FONAFE, entre ellas, las descritas en la sección 2.2.4 de la presente investigación.

De acuerdo a lo expuesto por las empresas consultoras contratadas por OSINERGMIN, muchas de las observaciones realizadas por las distribuidoras, no cuentan con el sustento suficiente que permita verificar los valores obtenidos ni la metodología empleada por estas para el cálculo de los costos o para la cantidad de personal que requieren. Asimismo, en muchos casos, las concesionarias no habrían presentado su información real, la cual fue solicitada por el regulador, por el contrario, usaron estimaciones o diversas bases de datos. Por tanto, con esas limitaciones, se efectuaron algunos ajustes a la propuesta inicial publicada y OSINERGMIN presentó los valores VAD fijados para el periodo 2019-2023, los cuales, en la mayoría de los casos, reconocen mayores costos respecto a las cifras pre publicadas, sin embargo, en algunos de ellos, resulta menores, conforme se muestra en el anexo N° 05 del presente estudio.

Al respecto, en el Informe Técnico N° 0503-2019-GRT, presentado como sustento de la Resolución de Fijación del VAD 2019 – 2023, dió un segundo mensaje de reducción de las tarifas en 2.26%³⁰ (OSINERGMIN, octubre 2019b)

4° Resolución que resuelven los recursos de reconsideración: En esta etapa del proceso, que considera el derecho de las empresas de impugnar la Resolución de Consejo Directivo, se ha evaluado 190 recursos de reconsideración presentados entre las 11 concesionarias públicas, de los cuales el 45% corresponde a los costos de operación y mantenimiento y 42% a los costos del VNR, referidos, principalmente, al dimensionamiento de la empresa, errores materiales, las

³⁰ El impacto de la propuesta de tarifas, de acuerdo al Informe N° 0503-2019-GRT-OSINERGMIN (octubre 2019), presentado como uno de los sustentos de la Resolución de la Fijación del Valor Agregado de Distribución 2019-2023, se muestra como anexo N° 06.

frecuencias tomadas en cuenta para la operación y mantenimiento, la estructuras organizacionales reconocidas, las actividades que han sido reconocidas dentro de la operación y mantenimiento (FONAFE, 2019b - OSINERGMIN).

Al respecto, en la comunicación remitida por FONAFE³¹, a través del cual se expresa la preocupación que tiene el Holding sobre la gran cantidad de reconsideraciones presentadas por las distribuidoras bajo su ámbito, se señala que, entre otros, los motivos de reconsideración que se repiten con mayor frecuencia, referente a la determinación de costos, son:

- No se habría considerado el dimensionamiento adecuado según la magnitud de las actividades para la determinación del número de cuadrillas, tomando en cuenta el Código Nacional de Electricidad, así como la cantidad necesaria de personal según dispersión de clientes, ni la distancia entre oficinas.
- No se habría incorporado en los análisis de OSINERGMIN, las condiciones climáticas y geográficas propias de cada zona del país.
- Se reclasificaron cargos de acuerdo al perfil de puestos que aplican en empresas similares, sin brindar mayor sustento.

De acuerdo a los informes técnicos elaborados por OSINERGMIN como sustento de las Resoluciones de los recursos de reconsideración interpuestos por las concesionarias, del total de los recursos de reconsideración presentados, entre ellos varios correspondientes a errores materiales, 20 habrían sido declarados fundados (11%), 47 parcialmente fundados (25%), y la diferencia, fueron desestimados (64%). En ese sentido, mediante Resolución N° 224-2019-OS/CD, del 17 de diciembre de 2019, se modifican los VAD propuestos, considerando el nuevo reconocimiento de

³¹ Oficio N° 085-2019/GDC-FONAFE del 13 de diciembre del 2019, extraído de la página de OSINERGMIN el 26.04.2020. – Proceso Regulatorio VAD 2019-2023-Sección “Recursos de Reconsideración interpuestos contra la Resolución de Fijación VAD 2019-2023.

costos de operación y mantenimiento y VNR derivado de las últimas revisiones realizadas por el regulador a los recursos de reconsideración.

Al respecto, en el Informe Técnico N° 651-2019-GRT, presentado como sustento de la Resolución final de Fijación del VAD 2019 – 2023, el regulador realizó una última comunicación de una reducción del pago que realizan los clientes finales en 0.99%³²

Es importante mencionar que los recursos de reconsideración presentados por algunas de las empresas públicas, entre ellas las que se mencionan a continuación, señalan en su contenido que en el VAD fijado por OSINERGMIN a través de la Resolución de Consejo Directivo N° 168-2019-OS/CD – Resolución de fijación VAD, presenta diferencias respecto a la propuesta preliminar, las cuales no responderían a observaciones emitidas por las distribuidoras ni que hayan sido observadas por el regulador anteriormente, aduciendo la ausencia de razones claras y objetivas de dichas modificaciones y vulnerando, entre otros, el principio de predictibilidad definido en secciones anteriores.

“Osinergmin, sin mayor sustento, ha reducido de manera notoria y sustancial el costo estándar inicialmente previsto en la etapa de pre publicación” (Hidrandina, 2019, p.8)

“Estos valores actuales fueron comparados con lo que el Osinergmin había publicado previamente, y se observan algunas diferencias que no tienen razón de ser, dado que no responden a observaciones que hayan sido emitidas por la distribuidora ni tampoco son errores de la versión previa que hayan sido corregidos en la actual publicación” (Electro Oriente, 2019, p.3)

Comentarios:

Teniendo en cuenta la información expuesta, en el siguiente cuadro se muestra las desviaciones que han existido durante el proceso de determinación de los costos que deben de ser reconocidos en las tarifas VAD por cada una de las empresas, en

³² El impacto de la propuesta de tarifas, de acuerdo al Informe N° 651-2019-GRT-OSINERGMIN (diciembre 2019), presentado como uno de los sustentos de la Resolución de la Fijación final del Valor Agregado de Distribución 2019-2023, se muestra como anexo N° 07.

el cual se puede concluir que, al inicio del proceso, se han sobre y sub estimado los costos que deben de ser reconocidos a las distribuidoras, y en algunos casos, esta brecha es muy significativa (mayor al 5%), lo que cuestiona la confiabilidad de los resultados y genera un problema de predictibilidad del proceso de determinación de costos.

Tabla N° 10: Comparación de resultados del proceso de determinación VAD.

Empresas	Fijación VAD Pre publicado (S/ / Kw-mes)			Fijación Vad (S/ / Kw-mes)			% Variación		
	VAD MT	VAD BT	VAD SED	VAD MT	VAD BT	VAD SED	VAD MT	VAD BT	VAD SED
Hidrandina	16.052	62.386	7.772	15.621	63.575	7.201	-2.69%	1.91%	-7.35%
Electrocentro	30.589	86.360	11.992	30.197	84.811	13.083	-1.28%	-1.79%	9.10%
Electro Sur Este	23.280	76.082	13.116	23.771	81.092	13.624	2.11%	6.59%	3.87%
Electronoroeste	17.669	66.237	11.259	16.939	66.905	11.735	-4.13%	1.01%	4.23%
Seal	14.847	49.029	11.768	16.560	63.556	12.401	11.54%	29.63%	5.38%
Electro Oriente	26.017	61.835	10.698	24.699	66.646	11.928	-5.07%	7.78%	11.50%
Electro Puno	24.777	72.598	11.575	29.983	72.109	14.670	21.01%	-0.67%	26.74%
Electronorte	21.690	53.423	11.505	22.096	52.972	11.201	1.87%	-0.84%	-2.64%
Electrosur	15.540	66.189	9.194	15.795	66.192	9.296	1.64%	0.00%	1.11%
Electro Ucayali	15.602	58.274	13.348	18.214	62.966	11.469	16.74%	8.05%	-14.08%
Adinelsa	92.398	132.508	30.107	129.204	123.345	32.632	39.83%	-6.92%	8.39%

Fuente: OSINERGMIN (2019)

Tabla N° 11: Comparación de determinación de costos de operación y mantenimiento (expresado en miles de US\$.)

Empresas	Proyecto VAD	Fijación VAD	variación
Hidrandina	33,288	37,229	12%
Electrocentro	28,019	32,995	18%
Electro Sur Este	16,504	19,225	16%
Electronoroeste	17,336	20,420	18%
Seal	11,582	13,501	17%
Electro Oriente	14,961	16,812	12%
Electro Puno	11,888	12,634	6%
Electronorte	13,046	14,644	12%
Electrosur	6,313	6,907	9%
Electro Ucayali	5,573	6,841	23%
Adinelsa	4,755	5,022	6%
Total Empresas Públicas	163,265	186,230	14%

Fuente: OSINERGMIN (2019)

Tabla N° 12: Comparación de determinación del VNR (expresado en miles de US\$)

Empresas	Proyecto VAD	Fijación VAD	variación
Hidrandina	380,795	402,337	6%
Electrocentro	312,299	324,975	4%
Electro Sur Este	372,120	392,081	5%
Electronoroeste	218,690	238,690	9%
Seal	214,763	265,238	24%
Electro Oriente	217,239	217,403	0%
Electro Puno	201,228	199,996	-1%
Electronorte	166,048	175,694	6%
Electrosur	84,905	83,581	-2%
Electro Ucayali	48,333	47,303	-2%
Adinelsa	39,313	41,102	5%
Total Empresas Públicas	2,216,420	2,388,401	8%

Fuente: OSINERGMIN (2019)

En el reciente proceso de determinación del VAD 2019-2023 para el grupo de las empresas públicas, las propuestas finales de OSINERGMIN para los costos VNR y de operación y mantenimiento que serán reconocidas, son menores en un 27% y 36%, respectivamente, que hacen un total de US\$ 901.1 MM y US\$ 105,8 MM de diferencia con lo propuesto inicialmente a nivel de las empresas de FONAFE, por lo que se podría concluir que, el regulador infiere que el modelo y los valores que las empresas consideran eficientes, son realmente ineficientes.

Por tanto, existen aun elementos y directrices que no están bien definidas para el diseño de la empresa modelo, lo que hace que la brecha entre lo propuesto por las empresas y lo resuelto por OSINERGMIN, sea grande, lo que nos lleva a determinar que es necesario establecer las variables principales que serán consideradas para su diseño, las fuentes de datos válidas para su construcción, la relación de actividades que serán evaluadas y definir previamente los tiempos de ejecución, entre otros.

Adicional a ello, de la revisión realizada a las propuestas emitidas por OSINERGMIN, se deduce que, al no ser un mismo consultor quien procesa toda la

información de todas las empresas públicas, aun con la existencias de lineamientos base, se presentarían problemas de estandarización de criterios de manejo de información, e incluso se hace uso de formatos distintos para la presentación de los resultados, lo que dificulta la evaluación integral de las diversas etapas del proceso y el incremento de probabilidades de incurrir en errores materiales.

2.4.5. Mecanismos de impugnación del proceso de fijación VAD

Los recursos administrativos en el Perú, se encuentran desarrollados en el Capítulo II de la LPAG, y orienta sobre las modalidades para la revisión de las decisiones que son emitidas por las diferentes entidades administrativas, ello, a pedido de los interesados de alguno de los procedimientos administrativos que se siguen bajo el marco de la Ley. Es así que, dicha Ley reconoce los siguientes actos impugnatorios:

- Recursos de reconsideración.
- Recursos de apelación.
- Recursos de revisión.

Respecto a ello, el artículo 208° de la LPAG, describe que los recursos de reconsideración son interpuestos ante la autoridad que emite el acto a impugnar, a fin de que ésta evalúe nuevamente lo resuelto en base a una nueva prueba que es aportada por el administrado; sin embargo, se especifica que en caso que el acto administrativo constituya solo una única instancia, no se requerirán nuevas pruebas. De acuerdo a Morón Urbina (2009 citado en Martín Tirado 2010), la presentación de este recurso tiene como fin permitir que sea la misma autoridad quien pueda revisar y corregir posibles equivocaciones de criterios aplicados o de análisis.

Por otro lado, los recursos de apelación, de acuerdo a lo establecido en el artículo 209° de la LPAG, pueden ser interpuestos cuando el administrado requiera de una nueva interpretación de las pruebas producidas o ante cuestiones de puro derecho, por lo que este recurso debe estar dirigido a la misma autoridad que emitió el acto impugnado para que este pedido sea elevado al superior jerárquico. Según lo

indicado por Morón Urbina (2009 citado en Tirado 2010), la finalidad de la apelación es que el órgano jerárquicamente superior al cual se elevó la impugnación, controle, revise y modifique la resolución, sobre la base de una segunda interpretación jurídica, pero sobre los mismos hechos del procedimiento previo, con fundamentos exclusivos de derecho.

En cuanto a los recursos de revisión, estos son de carácter excepcional y opera como una tercera instancia administrativa y su interposición agota la vía administrativa e implica el ejercicio previo del recurso de apelación.

Referente a la doble instancia, las ventajas de su implementación permitiría, entre otros, asegurar el cumplimiento del principio de legalidad descrito en la LPAG, dado que la resolución emitida por el regulador, sería evaluada en aspectos legales, tema que fue reclamado y expuesto como una vulneración a dicho principio en las etapas de observación y presentación de recursos de reconsideración de las concesionarias.

En relación al procedimiento vigente para la determinación del VAD en el Perú, de acuerdo a la Resolución N° 080-2012-OS/CD y el artículo 74 de la LCE°, las empresas pueden interponer recursos de reconsideración contra la Resolución que es emitida por OSINERGMIN y solicitar la modificación de algunos aspectos no compartidos dentro de los quince (15) días de emitida, y en dicho recurso administrativo, las concesionarias detallan los fundamentos de hecho y de derecho que sustentan su petición impugnatoria, el cual deberá de ser resuelto dentro de los 30 días hábiles posteriores, con lo cual queda agotada la vía administrativa del proceso.

En relación a ello, los autores Sánchez (2006) y Gordillo (2016)³³, coinciden en que, la mejor opción para validar la confiabilidad de un recurso administrativo presentado,

³³ José Miguel Sánchez, profesor de la Pontificia Universidad Católica de Chile; y Agustín Gordillo, profesor de la Universidad de Buenos Aires.

es a través de organismos independientes, quienes determinen si dichas impugnaciones son consideradas o no. En el Perú, como se expuso en el párrafo anterior, la normativa vigente establece que este recurso administrativo, aplicado al sector eléctrico, es dirigido a la misma autoridad que dictó el acto impugnado y en una única instancia, no dando posibilidad de acceder a una segunda instancia administrativa, en la cual podría evaluarse la legalidad de las decisiones tomadas.

Referente a ello, como precedente, entre los años 2005 y 2006, los entonces congresistas Pedro Morales Mansilla e Isaac Fredy Serna Guzman, presentaron proyectos de Ley para la creación de una Superintendencia de los Organismos Reguladores de los Servicios Públicos, buscando la existencia de una instancia que evalúe el desempeño de los reguladores y que actúe como segunda instancia de solución de las impugnaciones que son presentados por las empresas contra las resoluciones emitidas por los reguladores. Los mencionados proyectos, en resumen, propusieron lo siguiente.

Tabla N° 13: Propuestas presentadas para la consideración de una segunda instancia administrativa.

Proyecto de Ley	Objetivo	Presupuesto
13425-2005	<p>Creación de una Superintendencia de los Organismos Reguladores de los Servicios Públicos, buscando la existencia de una instancia que evalúe el desempeño de los reguladores y que actúe como <u>segunda instancia</u> de solución de controversias y tendría, entre otros, las siguientes funciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Revisar y dictaminar los proyectos de fijación de tarifas de los servicios públicos, teniendo en cuenta las observaciones y oposiciones sustentadas en las audiencias públicas. - Resolver, en última instancia administrativa, las impugnaciones interpuestas contra las resoluciones expedidas por el Tribunal de Resolución de Controversias. <p>Asimismo, se proponía que sea el Congreso de la República quien nombre al funcionario de mayor nivel jerárquico de dicha Superintendencia, quien tendría que cumplir requisitos profesionales previos y verificando que no existan conflictos de intereses ni con los organismos reguladores ni con las empresas reguladas.</p>	Cubierto mediante aportes a cargo de las empresas supervisadas, equivalente al 0.35% del valor de su facturación anual, deducido del impuesto general a las ventas y el impuesto de promoción municipal de las empresas.

1467-2006	<p>Creación de la Superintendencia Nacional de Organismos Reguladores de los Servicios Públicos, que tendría como función, entre otros, revisar, dictaminar y publicar los proyectos de fijación de tarifas, teniendo en cuenta las observaciones u oposiciones sustentados en las disposiciones sobre transparencia y procedimientos de consulta pública establecida en las leyes y reglamentos de fijación de tarifas.</p> <p>Sin embargo, menciona que, otros de los objetivos, es resolver a través del Tribunal de Solución de Controversias y en última instancia administrativa, aquellas impugnaciones que se hagan en contra de aquellas resoluciones de determinación de multas, pero no menciona que ello alcance a las resoluciones de fijación de tarifas.</p> <p>Asimismo, se proponía que el funcionario de mayor nivel jerárquico de la Superintendencia, sea nombrado por el Congreso de la República, quien tendría que cumplir requisitos profesionales previos y verificando que no existan conflictos de intereses ni con los organismos reguladores ni con las empresas reguladas.</p>	Cubierto mediante aportes a cargo de las empresas prestatarias de servicios públicos, equivalente al 1% del valor toda la facturación anual, deducido del impuesto general a las ventas y el impuesto de promoción municipal de dichas empresas.
-----------	--	--

Fuente: Proyecto de Ley N° 12425-2005 y Proyecto de Ley N° 1467-2006 – Congreso de la República del Perú.

Acerca de los presupuestos, en ambos proyectos se propuso que este sería cubierto mediante aportes a cargo de las empresas supervisadas, equivalente al 0.35% y 1% del valor de su facturación anual, deducido del impuesto general a las ventas y el impuesto de promoción municipal de las empresas. Sobre este último punto, en caso de respetara el porcentaje señalado, el presupuesto anual alcanzaría en promedio, aproximadamente, más de S/ 20 millones en la primera propuesta y más de S/ 80 millones en la segunda, considerando solamente los ingresos por actividades ordinarias 2018 y 2019 de las 11 empresas públicas y las 3 empresas privadas con más de 500 mil usuarios, cuyo detalle se muestra en el anexo N° 08 del presente documento.

Ambos proyectos de Ley fueron derivado a la Comisión de Defensa del Consumidor y Organismos Reguladores de los Servicios Públicos del Congreso de la República, quienes, a su vez, solicitaron la opinión de, entre otros agentes, de los Organismos

Reguladores, entre ellos, OSINERGMIN³⁴, pero no se tiene mayor registro sobre el proceso que se siguió posterior a ello durante el periodo anual.

Figura N° 16: Seguimiento al proyecto de Ley N° 13425-2005-CR.

Período:	Periodo de Gobierno 2001- 2006.	Legislatura:	Primera Legislatura Ordinaria 2005
Número:	13425/2005-CR	Fecha Presentación:	27/07/2005
Proponente:	Congreso		
Grupo Parlamentario:	Somos Perú-Acción Popular-Unión por el Perú		
Título:	LEY QUE CREA LA SUPERINTENDENCIA DE LOS ORGANISMOS REGULADORES DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS		
Sumilla:	Propone crear la Superintendencia de los Organismos Reguladores de los Servicios Públicos.		
Autores (*):	Morales Mansilla Pedro		
Seguimiento:	08/08/2005 Decretado a... Defensa del Consumidor y Organismos Reguladores de los Servicios Públicos 22/08/2005 En comisión Defensa del Consumidor y Organismos Reguladores de los Servicios Públicos		

Fuente: Página del Congreso de la República, Recuperado el 24 de junio de 2020, de <http://www.congreso.gob.pe/pley-2001-2006/>

Figura N° 17: Seguimiento al Proyecto de Ley N° 1467/2006-CR

Período:	Periodo de Gobierno 2006- 2011.	Legislatura.:	Segunda Legislatura Ordinaria 2006
Número:	01467/2006-CR	Fecha Presentación:	16/07/2007
Proponente:	Congreso		
Grupo Parlamentario:	Nacionalista Unión por el Perú		
Título:	SERVICIOS:PÚBL./CREAR SUPERINTENDENCIA NAC.ORGANISMOS REGULAD....		
Sumilla:	Propone crear la Superintendencia Nacional de Organismos Reguladores de los Servicios Públicos.		
Autores (*):	Serna Guzmán Isaac Fredy, Anaya Oropeza José Oriol, Mayorga Miranda Víctor Ricardo, Saldaña Tovar José, Reymundo Mercado Edgard Cornelio, Vega Antonio José Alejandro, Estrada Choque Aldo Vladimiro, Cánepa la Cotería Carlos Alberto		
Adherentes(**):			
Seguimiento.:	14/08/2007 Decretado a... Defensa del Consumidor y Organismos Reguladores de los Servicios Públicos 29/08/2007 En comisión Defensa del Consumidor y Organismos Reguladores de los Servicios Públicos		

Fuente: Página del Congreso de la República, Recuperado el 24 de junio de 2020, de <http://www.congreso.gob.pe/pley-2006-2011/>

³⁴ Agenda de la Sesión Ordinaria N° 01 de la Comisión de Defensa del Consumidor y Organismos Reguladores de los Servicios Públicos del Congreso de la República del 28 de setiembre de 2005 (Congreso de la República, 2005)

Sobre esto, si bien, los diversos autores descritos en el capítulo anterior, coinciden en que es recomendado que los procesos administrativos para resolver las impugnaciones presentadas por las empresas reguladas, debe de ser supervisada o, en su defecto, seguida por organismos independientes, de haberse aprobado bajo las condiciones propuestas, se habría vulnerado la autonomía de los reguladores, descrita en la Ley N° 27332, y uno de los principios de la OCDE sobre prevención de la influencias de agentes externos, dado que, al ser la Superintendencia presidida por alguien nombrado por el Congreso de la República, el proceso no estaría exento de influencia política.

Sin embargo, dicha propuesta está alineada a las recomendaciones de contar con una segunda instancia para la resolución de las observaciones que son presentadas por las empresas reguladas, cuando estas últimas no están de acuerdo con las decisiones tomadas por el regulador, que para el caso del presente estudio, es la determinación de los niveles VAD reconocidos en la tarifa.

2.5. Medidas tomadas por el Gobierno para reducir la asimetría de información

I. Decreto Legislativo N° 1221

Decreto Legislativo que Mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad para Promover el Acceso a la Energía Eléctrica en el Perú, publicado en setiembre del año 2015, mediante el cual se modifican diversos artículos de la LCE relacionados con el cálculo y estudios de los costos VAD, las facultades de OSINERGMIN, verificación de la rentabilidad de las concesionarias, inclusión del reconocimiento de los costos en innovación tecnológica y calidad del servicio, entre otros. Una de las modificaciones más relevantes, fue la disposición de que el cálculo del VAD, es calculado ahora para cada empresa concesionaria que cuente con mas de 50,000 usuarios; y no como se determinada anteriormente, para una sola empresa modelo por sector típico, cuyos resultados eran extrapolados a las demás.

Al respecto, estos cambios normativos permitirían al regulador tomar decisiones con una menor intensidad de asimetría de información, las cuales permitirían a su vez, determinar aquellos factores exógenos que afecta a las empresas en su operación y mantenimiento de acuerdo a la zona geográfica donde operan. Sin embargo, aun cuando las empresas presenten la información con la que ellas cuentan al regulador, no asegura que esta corresponda a la información real de la empresa o a proyecciones, dado que aun no existen criterios base sobre los cuales las empresas deban regirse para reportan toda esta información, o una base de datos estándares que apliquen para todas las empresas sin distinción, sobre las cuales se evaluaría las particularidades de cada una; por tanto, aun se toman decisiones con criterios subjetivos.

II. Decreto Supremo N° 027-2018-EM

Luego de la pre publicación del proyecto de Resolución de fijación del VAD 2018 – 2022 (empresas privadas), se desató una controversia entre el regulador y las concesionarias privadas, dado que las tarifas propuestas por OSINERGMIN, en base a lo estudios de costos realizados por estas concesionarias y observaciones del regulador, generaban inicialmente, una disminución del 20% de los ingresos de las concesionarias. Frente a ello, el MINEM, antes de la culminación del procedimiento, publicó el Decreto Supremo N° 027-2018-EM (setiembre 2018), con el objetivo de incorporar etapas previas a la determinación de los costos que serían considerados para el cálculo del VAD, a fin de perfeccionar el marco regulatorio, establecer lineamientos para el procesamiento de información y que se conozcan con anticipación las reglas de los costos estándares que serán considerados en el procedimiento.

En la exposición de motivos del Decreto en mención, se señala que, durante las etapas del procedimiento regulatorio que se ha ejecutado sobre la base del nuevo Decreto Legislativo N° 1221, recién se han identificado las oportunidades de mejora que debían de introducirse en el marco regulatorio, sustentado en la revisión de

experiencias internacionales que son aplicadas a la actividad de distribución eléctrica, otras buenas prácticas regulatorias, y los comentarios y observaciones recibidas durante las audiencias públicas realizadas en las primeras etapas del proceso.

Es así que, se identificó la necesidad de contar con una etapa previa para para la determinación de costos estándares y la definición de criterios y metodologías para los cálculos tarifarios del VAD de las empresas privadas y públicas, lo que permitiría un mayor espacio de discusión entre la Administración Pública, las empresas y los usuarios respecto a los costos unitarios para la prestación de este servicio público. Para ello, se estableció modificar el literal c) del artículo 146° del Reglamento de la LCE, para incluir las dos siguientes etapas en el proceso tario (Ministerio de Energías y Minas, 2018):

1° Recopilar información antes del inicio del proceso y aprobar una Base de Datos de Costos Estándares de Distribución, con lo necesario para la estructuración de la empresa modelo eficiente, teniendo en consideración los costos del mercado los rendimientos óptimos asociados, y, a su vez, las condiciones operativas de las redes y la gestión de los concesionarios que operan; para ello, los concesionarios estarían obligados a presentar la información requerida por OSINERGMIN, salvo los casos de información confidencial.

2° Una vez aprobada la base de datos, las concesionarias presentarían a OSINERGMIN sus estudios y análisis adicionales, conjuntamente con sus propuestas de VAD de sus sistemas de distribución eléctrica.

Si bien la consideración de estas dos etapas adicionales, hubiera permitido contar con una base de datos aprobada para ser aplicada a los estudios de costos VAD, lo establecido a través del Decreto descrito, fue derogado una semana después por el MINEM a través del Decreto Supremo N° 028-2018-EM, luego de que OSINERGMIN emitiera una declaración pública argumentando que dicho Decreto

afectaba la independencia del regulador, aunado a un pronunciamiento emitido por la Junta Directiva de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía³⁵ (ARIAE), en el cual manifestaba su preocupación por la incorporación de nuevas reglas a los procedimientos regulatorios que se encontraban en pleno desarrollo y sin previo proceso de discusión pública, toda vez que ello no coincide con las buenas prácticas de regulación económica e insta a que se adopten medidas que fortalezcan la autonomía de los reguladores.

III. Decreto Legislativo 1208

Tal como se mencionara en el desarrollo del procedimiento de la determinación del VAD, este Decreto, publicado en el año 2015, busca establecer mecanismos que permitan un mayor nivel de inversiones por parte de las empresas de distribución eléctrica estatales, con la finalidad de incrementar la cobertura del suministro eléctrico a nivel nacional y la calidad del mismo, ello, a través del reconocimiento de un Plan de Inversiones en el proceso de determinación del VAD.

A través del Decreto Supremo N° 023-2016-EM, del 27 de julio de 2016, se aprobó en Reglamento del Decreto Legislativo 1208, en el cual se señala que, OSINERGMIN debe de realizar los estudios correspondientes para la determinación de los criterios y metodologías de los PIDE de las empresas, los que posteriormente debían de ser aprobados por el MINEM; sin embargo, a la fecha del inicio del proceso de determinación del VAD 2019-2023, dichos criterios no habían sido aprobados, por tanto, no ha sido posible considerar los proyectos de inversión para la fijación del VAD de las empresas bajo el ámbito de FONAFE, aun cuando varias de ellas ya habían contratado estudios para la elaboración de sus respectivos planes.

³⁵ La ARIAE es una organización que agrupa 25 organismos reguladores de electricidad, hidrocarburos líquidos y gas natural pertenecientes a España, Portugal y América Latina. Su finalidad es la promoción y desarrollo de las mejores prácticas regulatorias en energía, a través del intercambio de conocimiento y experiencia. Esta organización está al tanto del procedimiento de fijación de tarifas de distribución eléctrica y otros procesos regulatorios que se llevan a cabo en sus países miembros, entre ellos, Perú. (ARIAE, 2018)

Con la publicación del Decreto Supremo N° 027-2018, se buscó establecer que sea OSINERGMIN quien también apruebe que los criterios y metodología de planificación a ser utilizados en la elaboración del PIDE, sustentando que al ser OSINERGMIN quien realiza los estudios necesarios para definir dichos criterios y metodologías carece de sentido que sea el MINEM quien apruebe la norma respectiva.

IV. Decreto Legislativo 1207

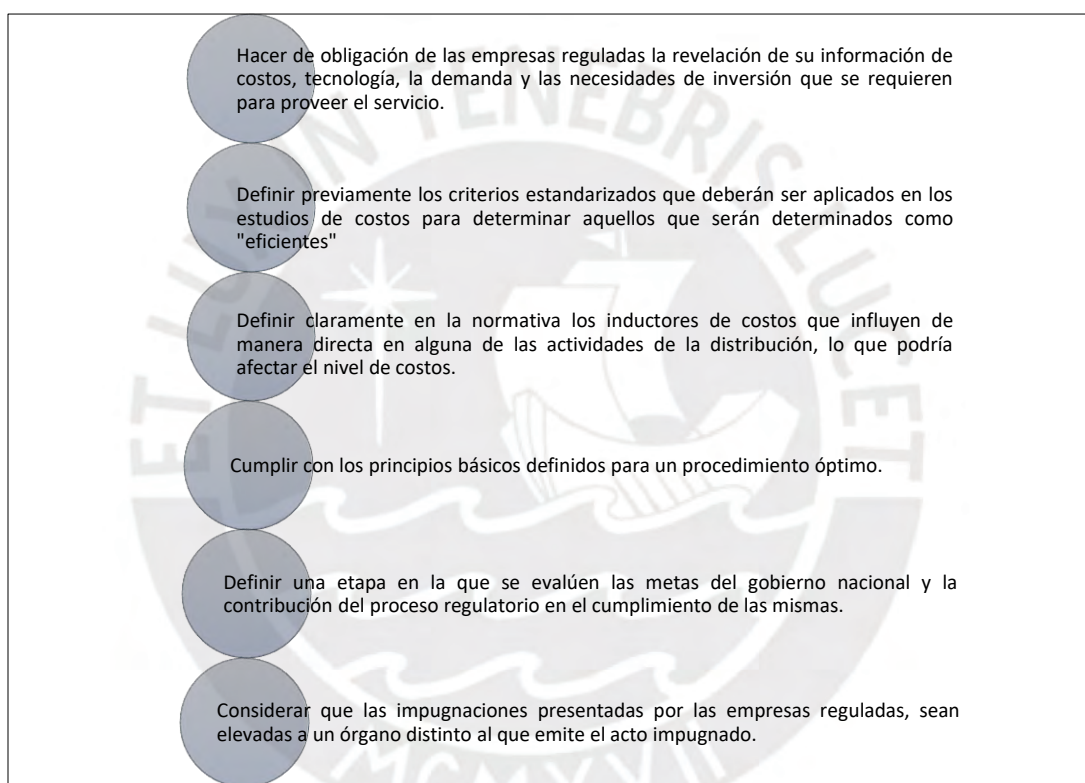
A través de este Decreto publicado en el año 2015, el cual modifica la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, se estableció que los costos de operación y mantenimiento de los Sistemas Eléctricos Rurales que forman parte del VAD, corresponden a costos reales auditados, sujetos a un valor máximo que será establecido por OSINERGMIN en base a mediciones de eficiencia. Respecto a ello, el nuevo Reglamento de la Ley N° 28749, aprobado mediante Decreto Supremo N° 018-2020-EM el 13 de julio de 2020, dispone en su capítulo VI, que las distribuidoras eléctricas deben de implementar un sistema de costos por actividades para los Sistemas Eléctricos Rurales, sobre la base de un procedimiento que apruebe el regulador y considerando los formatos establecidos para tal fin.

2.6. Conclusiones del diagnóstico del procedimiento para la determinación del VAD de las empresas Públicas y oportunidades de mejora

Luego de la evaluación del marco teórico presentado y la evaluación realizada al reciente proceso de determinación del VAD de las empresas públicas para el periodo 2019-2023, se identifica que la normativa vigente no permite que las decisiones que son tomadas por el regulador se realicen sobre la base de un análisis de información suficiente y confiable, debido al nivel de intensidad de asimetría de información que enfrenta, lo que hizo que los resultados VAD preliminarmente presentados, disten mucho de los resultados VAD finalmente aprobados. Al respecto, considerando que los precios que son cobrados a los usuarios finales, es un tema sensible en la población, es importante no crear falsas expectativas, dado que resultaría riesgoso porque podría generar conflictos sociales.

Por tanto, resulta necesario que la estructura de este procedimiento, que suele ser complejo por no estar exento de influencia política, intereses públicos, sectoriales o de la misma población, considere los siguientes parámetros, los cuales, de acuerdo a lo expuesto por los autores descritos en la sección del marco teórico, permitirán reducir fuentes de subjetividad en el desarrollo del proceso, tanto por parte del regulador, como de las empresas reguladas.

Figura N° 18: Parámetros identificados para reducir la subjetividad e influencia en el proceso VAD.



Fuente: Elaboración propia.

En ese sentido, y sobre la base del diagnóstico realizado en el proceso de determinación del VAD de las empresas públicas, se requiere impulsar una modificación normativa que permita incorporar mejoras en el proceso de determinación del VAD, atendiendo las siguientes oportunidades de mejora.

Tabla N° 14: Oportunidades de mejora identificadas

- ❖ Los Términos de Referencia elaborados y aprobados por el regulador, que sirven como base para la elaboración de los estudios de costos que deben de ser presentados por las concesionarias, menciona que se deben de considerar “costos eficientes”, pero no se precisa que se debe de entender por “eficiente”, ni se emiten disposiciones específicas sobre las bases de datos oficiales o criterios de eficiencia (costos estándares de distribución), o inductores de costos. Esta falta de definición genera incertidumbre en el proceso de determinación de los costos de operación y mantenimiento y VNR.
- ❖ No se cuenta con información histórica de la evaluación de costos de operación y mantenimiento e inversiones, ni resultados generados tras su determinación en otros indicadores no financieros (indicadores de interrupción, indicadores de calidad, incremento de la cobertura, otros), lo que hace que el diseño de la empresa modelo eficiente parta desde cero en cada proceso de determinación del VAD, cuando podrían evaluarse solamente actualizaciones o, de ser el caso, factores que hayan influido en su desviación.
- ❖ No se cuenta con un protocolo de colaboración y coordinación entre el regulador y la instancia encargada de la definición de políticas sectoriales y el establecimiento de los objetivos estratégicos para el sector; por tanto, no se estaría evaluando la contribución de los resultados de este procedimiento regulatorio en la consecución de las metas y objetivos estratégicos nacionales.
- ❖ El proceso de determinación de la remuneración de la actividad de distribución eléctrica, no considera el concepto específico de proyectos de expansión de desarrollo, lo que constituye una importante deficiencia, que se ve reflejado en la brecha de cobertura del servicio eléctrico a nivel nacional, debido a la falta de incentivos para la inversión.
- ❖ El proceso no considera un organismo independiente que supervise y evalúe las impugnaciones que las concesionarias interponen contra la Resolución de fijación VAD, dado que este recurso administrativo, actualmente, es dirigido a la misma autoridad que dictó el acto impugnado, y no se cuenta con una segunda instancia que evalúe la legalidad de las decisiones tomadas por el regulador.

Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO III: IDENTIFICACIÓN DE BUENAS PRÁCTICAS, OTRAS ALTERNATIVAS DE REGULACIÓN Y PROPUESTAS DE MEJORA

1.1. Análisis de los procesos de determinación de costos en otros sectores del Perú

1.1.1. Respecto a la Recopilación de información

Regulación tarifaria de la distribución de Gas Natural

Conforme a lo estipulado en el Decreto Supremo N° 042-99-EM y sus modificatorias, en el Perú, para el caso de las empresas concesionarias de la actividad de distribución de gas natural por red de ductos, se establece una obligación para que las mismas mantengan una contabilidad regulatoria con cuentas separadas y presenten a OSINERGMIN, en forma trimestral, su a) Balance General, b) Estado de Ganancias y Pérdidas por naturaleza y destino, c) Flujo de fondos y, d) Otra información que OSINERGMIN considere conveniente, de acuerdo a formatos y medios tecnológicos previamente aprobados³⁶, ello, con la finalidad de que el regulador cuente con la información económica y financiera de las concesionarias, la cual resulta necesaria para el establecimiento de políticas regulatorias adecuadas, entre ellas, la fijación de tarifas.

Al respecto, con esta disposición, el regulador se permite contar con información actualizada de manera periódica sobre, entre otros, los gastos directos que deben imputarse a cada centro de costo, costos por concepto de inversión en ampliación, instalaciones, gastos de comercialización por tipo de mercado, detalle de muebles, inmuebles, maquinarias y equipos, detalle de activos intangibles y otros.

³⁶ Artículo 46° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos – Decreto Supremo N° 042-99-EM.

Regulación del sector saneamiento

La Superintendencia Nacional de Servicios de Saneamiento (SUNASS)³⁷, cuenta con un manual del plan contable regulatorio para ser aplicado a la regulación tarifaria del sector saneamiento, debido a que los servicios de agua potable y saneamiento, por estar catalogados también como un monopolio natural, presenta problemas de asimetría de información.

La contabilidad regulatoria, según lo descrito en dicho manual, le permite a la SUNASS contar con información homogénea, de manera permanente y estandarizada, de los costos y gastos que están sujetos a regulación y la demanda del servicio, lo que le permite, a su vez, hacer comparaciones y también validaciones para que los costos eficientes de la prestación del servicio de agua sean estimados, así como los servicios de alcantarillado y tratamiento de aguas residuales, lo que contribuye a una reducción de los riesgos regulatorios.

El manual especifica la periodicidad y fechas del reporte de información, como los estados financieros de las empresas y otros reportes definidos por el regulador, en formatos que aprobados formalmente. Asimismo, se establece que la SUNASS podrá solicitar información complementaria como respaldo, cuando lo considere necesario.

Regulación de la transmisión eléctrica

El artículo 139° del Reglamento de la LCE, señala que la valorización de la inversión de las instalaciones del sistema de transmisión del sector energía, que no conforman los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST), los cuales son remunerados de forma exclusiva por la demanda y aquellos que se derivan de los contratos de concesión del Sistema Complementario de Transmisión, se efectúan sobre la base de costos estándares de mercado y se dispone que OSINERGMIN

³⁷ SUNASS: Es el organismo público descentralizado, creado por Decreto Ley N° 25965, cuya función es normar, regular, supervisar y fiscalizar la prestación de los servicios de saneamiento.

establecerá y realizará las actualizaciones que correspondan de dicha base de datos.

Es así que, mediante Resolución N° 343-2008-OS/CD, OSINERGMIN aprobó la primera base de datos de módulos de transmisión que se exige en el artículo 139° del reglamento y posterior a ello, mediante Resolución N° 171-2014-OS/CD, OSINERGMIN aprobó el “Procedimiento para la Actualización de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Transmisión”, en el cual se establecen los formatos, plazos y fuentes de información que serán utilizados por el regulador en el proceso de determinación y aprobación de los costos estándares que serán considerados por las empresas de distribución eléctrica para la elaboración de sus Planes de Inversión en Transmisión (PIT), así como para determinar las tarifas y compensaciones aplicables a sus usuarios.

Esta Base de Datos contiene la relación de elementos que son utilizados en la actividad de transmisión eléctrica, valorizados a su respectivo costo estándar y, según lo dispuesto en el procedimiento, su actualización es aprobada anualmente por OSINERGMIN, considerando información del año anterior, remitida por las empresas, quienes están obligadas a presentarla.

1.1.2. Instancias de resolución de recursos

Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual - INDECOPI

En el Título V del Decreto Legislativo N° 1033, el cual aprueba la Ley de Organización y Funciones del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección del Consumidor – INDECOPI, se establecen dos Órganos Resolutivos que tienen competencias en dicha entidad. Al respecto, independientemente de los plazos o procedimientos seguidos, son dos las instancias que resuelven conflictos

o desacuerdos que existen en los diversos procedimientos seguidos, competencia de INDECOPI.

1° Comisiones del área de Competencia.

Las Comisiones³⁸, son órganos colegiados, que cuentan con autonomía técnica y funcional y está integrada por cuatro (04) miembros con jerarquías, encargados, entre otros, de resolver, en primera instancia administrativa, los procesos de su competencia. Las resoluciones de las Comisiones son apelables, en segunda y última instancia, ante la Sala del Tribunal que tenga competencia en la materia.

2° El Tribunal de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual.

Es un Órgano que cuenta con autonomía técnica y funcional y se encuentra constituido por salas especializadas en tramitar y resolver diversos procedimientos relacionados de competencia resolutoria del INDECOPI³⁹ que se integran por cinco (05) vocales con jerarquías. Las salas en mención tienen como función conocer y resolver en segunda y última instancia administrativa las apelaciones que son interpuestas contra resoluciones emitidas por, entre otros, las Comisiones.

Las resoluciones que expide el Tribunal tienen fuerza obligatoria a partir del día siguiente de su notificación y con ellas, se agota la vía administrativa; sin embargo, pueden ser impugnadas por la vía judicial, de acuerdo a las normas que regulan el proceso contencioso administrativo.

³⁸ i) Comisión de Eliminación de Barreras Burocráticas, ii) Comisión de Defensa de Libre Competencia, iii) Comisión de Fiscalización de la Competencia Desleal, iv) Comisión de Fiscalización de Dumping y Subsidios y Eliminación de Barreras Comerciales no Arancelarias, v) Comisión de Protección al Consumidor, vi) Comisión de Procedimientos Concursales. Recuperado el 24 de junio de 2020, de <https://indecopi.gob.pe/comisiones1>

³⁹ i) Sala Especializada en Defensa de la Competencia, ii) Sala Especializada en Protección del Consumidor, iii) Sala Especializada en Propiedad Intelectual, iv) Sala Especializada en Procedimientos Concursales, iv) Sala Especializada en Eliminación de Barreras Burocráticas. Recuperado el 24 de junio de 2020, de <https://indecopi.gob.pe/tribunal2>

1.2. Análisis de los procesos de determinación del VAD en Chile

1.2.1. Proceso de determinación de la remuneración de la distribución

Chile

En Chile, un reciente estudio realizado por el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería – ISCI (2020), en el cual se presenta una propuesta de cambios regulatorios en la distribución de energía eléctrica, entre ellos, para la valorización y remuneración de las inversiones, la que señala que, si no se considera ninguna información real de las empresas para concebir la empresa modelo eficiente, y que en cada proceso regulatorio se inicia la evaluación de costos desde cero, podría originar que, ante cambios tecnológicos relevantes, se agudicen los riesgos del tipo de obsolescencia tecnológica y por tanto, de las inversiones de las empresas.

Asimismo, expresa que la metodología de cálculo de la remuneración de las inversiones, realizada sobre la base de planes de negocio de las empresas reales, facilita la incorporación de exigencias vigentes de diversas autoridades involucradas, como las autoridades Regionales, además de considerar otros aspectos relevantes del sistema. Sin embargo, advierten que aplicar esta metodología, podría resultar en un desincentivo a la eficiencia en la ejecución de las inversiones, producto de que las empresas considerarían que, a menores costos ejecutados, menor será la remuneración que perciban (efecto Averch-Johnson), pero este riesgo puede atenuarse considerando tiempos más prologados en la regulación de precios, ya que con un tiempo más largo, se permite a las empresas capitalizar por más tiempo las mejoras de eficiencia con respecto a los resultados de valorización vigente.

En ese sentido, el ISCI, sugiere, como alternativa, implementar un esquema híbrido que considere los elementos positivos del esquema de valorización bajo la metodología de empresa modelo eficiente, pero alineándolo con un paradigma tecnológico esperado.

Por otro lado, se sugiere que, la realización del estudio oficial del VAD, el cual está encargado a su regulador, sea supervisado por un Comité Directivo, compuesto por representantes de las empresas distribuidoras, el Ministerio y el regulador, y con ello, se vela por la transparencia del proceso de valorización y al mismo tiempo, se reduce la asimetría de información que se enfrenta y para ello, propone, entre otras, las siguientes medidas:

1. Las concesionarias reportarán, en la forma y plazo que se establezcan, los costos de inversión, operación y mantenimiento para alimentar la base de datos de los costos, con el fin de contar con la mejor información disponible para el siguiente periodo tarifario.
2. Previo al inicio de la nueva determinación del VAD, la Comisión puede encargar un estudio de actualización de los parámetros empleados para determinar la vida útil de los activos.
3. Respecto a la aprobación de un plan de obras estratégicas, refieren que, una vez que estos sean aprobados por la Comisión, estos se vuelven vinculantes para la empresa distribuidora.

1.2.2. Instancias de resolución de recursos de reconsideración

Chile:

La Ley General de Servicios Eléctricos de Chile, señala en su artículo 183° que, en caso se presenten discrepancias, entre otros, en alguna etapa del proceso de determinación del VAD, las empresas concesionarias y los participantes podrán solicitar a un Panel de Expertos⁴⁰ que dirima todas o algunas de las observaciones presentadas que no hayan sido acogidas por los encargados del proceso, o hayan sido acogidas de manera parcial. Respecto a su organización, en dicha Ley se dispone lo siguiente:

⁴⁰ El **Panel de Expertos**, creado en el año 2004, es un órgano colegiado autónomo que tiene como función pronunciarse sobre aquellas discrepancias y conflictos que se generen en los diversos procesos de aplicación de la legislación eléctrica del país. (Ministerio de Economía - Chile, 2019)

- **Integración:** El Panel está conformado por siete (07) profesionales, cinco de los cuales deberán ser profesionales en ingeniería o licenciados en ciencias económicas, y podrán tener nacionalidad chilena o extranjera; así como dos abogados con trayectoria profesional, que puedan acreditar al menos tres (03) años de experiencia laboral en materias económicas, técnicas o jurídicas relacionadas con el sector energía. Los integrantes no deben de tener algún vínculo con la condición de funcionario público o tener relación con alguna con las empresas, para el caso, de energía eléctrica. Por tanto, no deben de tener algún interés personal en los asuntos tratados, caso contrario, estarán en calidad de inhabilitados.
- **Designación y Organización:** Los miembros del Panel, son designados mediante Concurso Público, nombrados mediante Resolución del Ministerio de Energía por un periodo de seis (06) años. Quien presida el Panel será elegido por la mayoría de sus integrantes y los acuerdos son adoptados por mayoría; en caso haya algún empate, la decisión será tomada por el presidente.
- **Procedimiento:** Independientemente de los plazos establecidos en la ley chilena para la aplicación del procedimiento de solución de conflictos a través del pronunciamiento del Panel, las etapas que se siguen, en resumen, son las siguientes:
 1. Los conflictos y discrepancias son presentados al Panel de Expertos.
 2. Una vez que las empresas requieren la intervención del Panel de Expertos, se notifica a las partes, a la Comisión Nacional de Energía⁴¹ y a la

⁴¹ **Comisión Nacional de Energía (CNE):** Organismo público descentralizado en Chile, encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben de ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer un servicio suficiente, seguro y de calidad. La CNE es quien dictamina las bases técnicas para los estudios VAD en Chile y realiza las tipificaciones de las áreas típicas y presenta una propuesta de fijación de tarifas al Ministerio de Energía.

Superintendencia de Electricidad y Combustible de Chile: Es un Organismo fiscalizador que tiene por misión la vigilancia de las operaciones de los servicios de electricidad, gas y combustible y la fiscalización del cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas que buscan asegurar la calidad de los servicios que

Superintendencia de Electricidad y Combustible de Chile, y se publican en su página web.

3. Para que dichas observaciones sean admitidas a trámite, deben de reunir una serie de requisitos previamente establecidos. (plazos, formatos, evaluación de competencias, etc.)
4. La evaluación de admisibilidad es realizada en sesión especial del Panel de Expertos.
5. En caso de declararse admisible, el Panel acuerda un plan para el estudio y resolución de la discrepancia expuesta, en el cual se contempla la comunicación a las demás empresas, personas o entidades interesadas, dándoles un plazo para que puedan emitir opinión. Asimismo, se considera una etapa de audiencias públicas con la participación de las partes e interesados, dejando constancia escrita de su realización.
6. El Panel de expertos se pronuncia sobre los aspectos en los cuales se hayan presentado las discrepancias, optando solo por una u otra alternativa, no dando opción a una posición intermedia.
7. El Dictamen emitido es público, y se notifica formalmente a las partes, a la Superintendencia, a la Comisión y a los interesados del proceso, en un plazo que no exceda del día siguiente de su firma.
8. Todos los antecedentes, salvo aquellos que sean datos sensibles, se consideran públicos.

son prestados a los usuarios. De acuerdo al artículo 194° de la Ley General de Electricidad de Chile, la Superintendencia, sobre la base de información presentada por las distribuidoras, tiene competencias para efectuar la primera fijación del VNR de las instalaciones de estas empresas. Si no existiera un acuerdo entre el concesionario de distribución eléctrica y la Superintendencia respecto a dicho VNR estimado, este es determinado por el Panel de Expertos.

9. Los dictámenes emitidos por el Panel tienen carácter vinculante, y no procede ninguna clase de recursos jurisdiccionales o administrativos.
 10. El Ministerio de Energía, puede declarar la inaplicabilidad del trámite, en caso se considere que son materias ajenas a las señaladas en el artículo 208° de la Ley General de Servicios Eléctricos.⁴²
- **Financiamiento:** El artículo 20° del reglamento del Panel de Expertos, establece que el presupuesto que financia este organismo, proviene de cargos aplicados a los usuarios regulados del servicio y los clientes libres. Dicho presupuesto es anual, y debe de ser presentado por el Panel ante la Subsecretaría, quien finalmente lo aprueba.

Al respecto, en el estudio presentado por el profesor Sánchez (2006), sobre los procedimientos usados en Chile para la determinación de tarifas de servicios públicos, señala que, una de las principales ventajas de mantener un Panel de Expertos permanente, es decir, no solo para la solución de controversias del proceso de determinación de costos eficientes del VAD, sino, para resolver todas las controversias derivadas de la aplicación de la Ley del sector eléctrico, es que favorece la consistencia y la predictibilidad de las decisiones tomadas, y resulta más eficiente contar con un grupo permanente, que conformar una comisión nueva en cada proceso. Sin embargo, reconoce como una de las principales desventajas de su implementación, el costo de mantenerlo, dado que este podría ser muy alto, por ser permanente.

⁴² El artículo 208 de la Ley Chilena, señala expresamente que serán sometidas al dictamen del Panel de Expertos aquellas discrepancias en materia energética. Del mismo modo, aquellas que se susciten entre el Coordinador y las empresas sujetas a su coordinación en relación a los procedimientos internos, instrucciones y cualquier otro acto de coordinación de la operación del sistema y del mercado eléctrico. Adicionalmente, se someterse al dictamen del Panel de Expertos, las discrepancias que las empresas eléctricas tengan entre sí, técnicas o económicas de la normativa del sector eléctrico, o por común acuerdo. (Ministerio de Economía de Chile, 2019)

1.3. Propuesta de modificación en el proceso de determinación VAD y recomendaciones

Considerando las oportunidades de mejora identificadas y descritas en la sección 2.6) del presente trabajo, se propone incluir en el proceso de determinación del VAD, las siguientes etapas o precisiones.



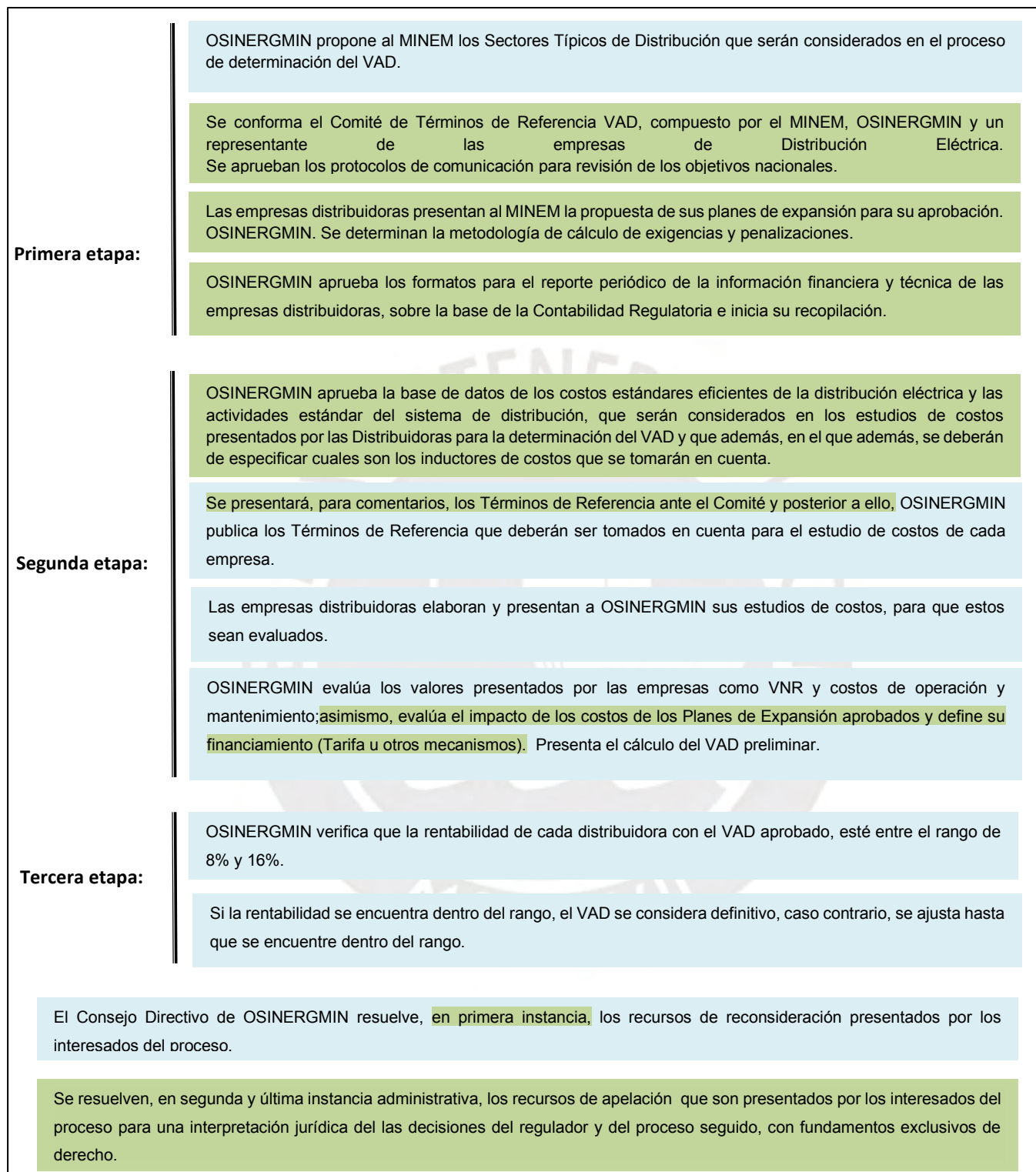
Tabla N° 15: Propuestas para atender las oportunidades de mejora y reducir la subjetividad del proceso.

Oportunidad de Mejora	Propuesta y base que la sustenta	Objetivo
<p>Los Términos de Referencia elaborados y aprobados por el regulador, que sirven como base para la elaboración de los estudios de costos que deben de ser presentados por las concesionarias, menciona que se deben de considerar “costos eficientes”, pero no se precisa que se debe de entender por “eficiente”, ni se emiten disposiciones específicas sobre las bases de datos oficiales o criterios de eficiencia (costos estándares de distribución), o inductores de costos. Esta falta de definición genera incertidumbre en el proceso de determinación de los costos de operación y mantenimiento y VNR.</p>	<p>✓ <u>Propuesta de mejora Chile (2020)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Conformar un Comité de Términos de Referencia VAD, que este compuesto por un representante de las concesionarias, un representante del MINEM y representantes de OSINERGMIN, en el cual puedan ser discutidas las definiciones o criterios propuestos por el regulador para el establecimiento de los términos de referencia, previos a su aprobación, ello sin vulnerar la autonomía que por Ley se le ha otorgado al regulador. 	<p>Las empresas son las que conocen con mayor detalle cuáles son los aspectos que alteran sus condiciones operativas, por lo que su participación en el proceso de elaboración de los Términos de Referencia, contribuiría a la definición de los inductores de los costos y otras variables que tendrían que ser consideradas en los estudios de costos.</p> <p>Por otro lado, el MINEM conoce las metas y objetivos que se esperan conseguir en el mediano plazo, y puede plantear o proponer criterios y metodologías para la presentación, evaluación y aprobación de los Planes de Expansión que contribuyan al cierre de brechas de cobertura.</p> <p>En ese sentido, la conformación del Comité, generaría un mayor espacio de discusión y debate de la información, fuentes y criterios que deberían ser considerados para el cálculo del VAD y que esta se conozca previo al inicio del proceso regulatorio.</p>
	<p>✓ <u>Decreto Supremo 027-2018-EM</u></p> <p>✓ <u>Regulación de Transmisión Eléctrica Perú</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Aprobación de una base de datos de los costos estándares eficientes de la distribución eléctrica, elaborados específicamente para el proceso de determinación del VAD. <p>✓ <u>Libro Blanco.</u></p> <p>Definir previamente, las actividades del sistema de distribución eléctrica que serán remuneradas y consideradas en el proceso de determinación del VAD, así como los inductores de costos que podrían alterar sus costos.</p>	<p>Permitirá contar con una base de datos de costos unitarios predeterminados, calculados mediante procedimientos estructurados y transparentes, los cuales representarían los costos eficientes del sistema de distribución eléctrica.</p> <p>Contar con esta base de datos, con costos de un rendimiento eficiente del sistema, facilitará su comparación con costos reales de las empresas, en una posterior etapa de evaluación o próximo periodo tarifario.</p> <p>Asimismo, dicha base de datos, deberá considerar los costos por las actividades que han sido previamente definidas para ser remuneradas y sus respectivos inductores, lo cual contribuirá con la predictibilidad del proceso administrativo.</p>

Oportunidad de Mejora	Propuesta y base que la sustenta	Objetivo
No se cuenta con información histórica de la evaluación de costos de operación y mantenimiento e inversiones, ni de los resultados generados tras su determinación, lo que hace que el diseño de la empresa modelo eficiente parta desde cero en cada proceso de determinación del VAD, cuando podrían evaluarse solamente actualizaciones o, de ser el caso, factores que hayan influido en su desviación.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ <u>Jouravlev (2003)</u> ✓ <u>Álvaro Bustos y Alexander Galetovic. (2002)</u> ✓ <u>Propuesta de mejora Chile. (2020)</u> <ul style="list-style-type: none"> • Aprobación de formatos para reportes periódicos obligatorios de datos financieros y técnicos de calidad, de interrupción, de atención al cliente, de cobertura eléctrica, otros; así como la determinación de los plazos de su remisión. 	<p>Los reportes obligatorios permitirán proporcionar información relevante para la elaboración de la base de datos de costos estándar de inversión, operación y mantenimiento, con el objetivo de contar con la mejor información disponible para la realización del estudio de valorización para el siguiente proceso de determinación del VAD.</p> <p>Asimismo, permitirá mejorar los procedimientos de recolección de información, con mecanismos previamente definidos y con formatos estandarizados, lo que facilita las comparaciones necesarias con las demás empresas y la determinación de los costos eficientes. Es importante no solo conocer información en unidades monetarias, si no, el impacto generado en indicadores técnicos, tales como: SAIDI y SAIFI, Satisfacción de clientes, cobertura, número de clientes, instalación de medidores, pérdidas de energía.</p>
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ <u>Jouravlev (2003)</u> ✓ <u>Libro Blanco.</u> ✓ <u>Regulación del sector de Gas Natural Perú.</u> <ul style="list-style-type: none"> • Recopilar información de costos por actividad del sistema de distribución eléctrica, con el apoyo de la Implementación de la contabilidad regulatoria. 	<p>Su aplicación permitirá conocer el desempeño técnico y operativo de las empresas reguladas, desagregado por actividad, por etapa, localidad e instalaciones de infraestructura, lo que contribuirá a la confiabilidad de la información reduciendo los riesgos regulatorios y permitirá mejorar la transparencia del proceso.</p>
No se cuenta con un protocolo de colaboración y coordinación entre el regulador y la instancia encargada de la definición de políticas sectoriales y el establecimiento de los objetivos estratégicos para el sector; por tanto, no se estaría evaluando la contribución de los resultados de este procedimiento regulatorio en la consecución de las metas y objetivos estratégicos nacionales.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ <u>OCDE (2014)</u> ✓ <u>Jouravlev (2003)</u> <ul style="list-style-type: none"> • Aprobación de mecanismos y protocolos de comunicación con el Gobierno, para la revisión de los objetivos nacionales y la contribución de los resultados esperados del proceso de determinación del VAD. 	<p>Considerar, dentro del marco del proceso participativo, un mecanismo formal para la intervención del MINEM en la etapa de aprobación de los Planes de Expansión que serán presentados por las distribuidoras, lo cual permitirá contar con una visión de futuro consensuada, y, por tanto, cumplir con los objetivos del mediano y largo plazo de una manera eficiente y coordinada.</p>

Oportunidad de Mejora	Propuesta y base que la sustenta.	Objetivo
<p>El proceso de determinación de la remuneración de la actividad de distribución eléctrica, no considera el concepto específico de proyectos de expansión de desarrollo, lo que constituye una importante deficiencia, que se ve reflejado en la brecha de cobertura del servicio eléctrico a nivel nacional, debido a la falta de incentivos para la inversión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ <u>Bonifaz (1999)</u> ✓ <u>Decreto Legislativo N° 1208.</u> <ul style="list-style-type: none"> • Presentación de planes de expansión de cada empresa antes del inicio del proceso de determinación de tarifas. 	<p>Contar con la información de los proyectos de expansión que serán financiados a través de la tarifa o con otros mecanismos de financiamiento, por ejemplo, la reinversión de las propias utilidades generadas por las empresas o, de ser el caso, recursos de electrificación rural.</p> <p>Los planes deberán de ser propuestos por las empresas y evaluados y aprobados por el MINEM sobre la base de los objetivos nacionales. Una vez aprobados, se volverán vinculantes para la empresa distribuidora.</p> <p>Posterior a la aprobación, OSINERGMIN evaluará el impacto de los costos en el VAD y se determinará aquellos que deben de ser financiados por la tarifa o a través de otros mecanismos legales.</p> <p>Se pueden establecer las exigencias y una base de cálculo para las penalizaciones, en casos de incumplimiento.</p> <p>El proceso descrito deberá de formar parte de los términos de referencia aprobados para la determinación del VAD.</p>
<p>El proceso no considera un organismo independiente que supervise y evalúe las impugnaciones que las concesionarias interponen contra la Resolución de fijación VAD, dado que este recurso administrativo, actualmente, es dirigido a la misma autoridad que dictó el acto impugnado, y no se cuenta con una segunda instancia que evalúe la legalidad de las decisiones tomadas por el regulador.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ <u>Sánchez. (2006)</u> ✓ <u>Jouravlev. (2003)</u> ✓ <u>Gordillo (2006)</u> ✓ <u>Tirado (2010)</u> <ul style="list-style-type: none"> • Contar con una segunda instancia administrativa para la interpretación de cuestiones de puro derecho del proceso de determinación del VAD, la cual deberá ser elevada a un nivel jerárquico superior. 	<p>La finalidad de lo propuesto es que el órgano jerárquicamente superior al cual se eleva la impugnación, haga una interpretación jurídica de las decisiones tomadas por el regulador, con fundamentos exclusivos de derecho, lo que permitirá reforzar el principio de legalidad de este proceso administrativos, dado que se tendrá un análisis del cumplimiento del debido procedimiento, de acuerdo al pedido de revisión presentado por las empresas.</p> <p>Contribuye a la validación de la confiabilidad del proceso.</p>

Figura N° 19: Propuesta de mejora al procedimiento de determinación del VAD



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD), es un procedimiento administrativo complejo, dado que no está exento de influencia política, intereses públicos, de las empresas, incluso presiones de la población, debido a que estos actores tienen objetivos distintos y en algunos casos, contrapuestos. Aunado a ello, el problema de asimetría de información que existe entre el regulador y las empresas reguladas para establecer los costos mínimos eficientes del servicio, conlleva a que la toma de decisiones se haga con información limitada y, por tanto, se haga uso de criterios subjetivos, no estructurados o sin planificación previa, que podrían originar, como consecuencia, una sub o sobre estimación de estos costos que son reconocidos en el VAD y un posible cuestionamiento de los resultados.

De acuerdo al estudio de caso realizado en la presente tesis, relacionado con el reciente procedimiento de determinación del VAD en el Perú ejecutado durante los años 2018 y 2019, se ha identificado que los mecanismos implementados a la fecha por el Estado, si bien han permitido mejorar algunos aspectos para acceder a la información de costos reales de las empresas reguladas, que es la información con la que finalmente se calculan los costos eficientes, no han sido suficientes para reducir el nivel de asimetría de información, lo que ha llevado al regulador a estimar costos con información incompleta, y ello se ha visto reflejado en los resultados que se han ido anunciando durante el proceso, que distan mucho de los finalmente aprobados, lo cual resulta riesgoso porque las tarifas de los servicios públicos son un tema sensible para la sociedad.

Por lo expuesto, en la presente tesis se ha mostrado, en base al diagnóstico realizado y al análisis de las opiniones y estudios de otros autores, que en el proceso de determinación del VAD en el Perú, se requiere implementar mejoras en los siguientes aspectos:

- Los mecanismos empleados actualmente por el regulador para la obtención de la información técnica y financiera, no son los adecuados, dado que no permiten recabar los datos necesarios para una evaluación adecuada de los costos eficientes del sistema de distribución de las empresas públicas, lo que conlleva a determinarlos con estimaciones realizadas con información incompleta y sobre bases de datos que han sido elaboradas para fines distintos.
- Los términos de referencia base para estructurar la empresa eficiente, no precisan qué debe de entenderse por “costos eficientes”, por lo que las empresas concesionarias, como responsables de la realización de los estudios de costos de sus sistemas de distribución, usen criterios distintos para evaluar su empresa modelo, generando distorsiones en el cálculo del VAD durante su proceso de determinación.
- El proceso de determinación del VAD, no considera el concepto específico de planes de expansión de desarrollo, lo que constituye una importante deficiencia que se ve reflejada en la brecha de cobertura del servicio eléctrico a nivel nacional, debido a la falta de incentivos para la inversión. Del mismo modo, no se evidencia un proceso estructurado de cooperación y comunicación entre el regulador y el órgano encargado de la fijación de metas y objetivos sectoriales (MINEM), de modo que las políticas regulatorias implementadas, sean consensuadas con una visión al futuro.
- Sobre la base de opiniones que coinciden respecto a los organismos e instancias que deben de evaluar los recursos de impugnación que presenten las concesionarias sobre las resoluciones emitidas por el regulador, debe de considerarse la posibilidad de permitir la existencia de recursos de apelación como segunda instancia, los cuales deberán ser dirigidos a OSINERGMIN, pero evaluados por un nivel jerárquico mayor.

En ese sentido, considerando que el VAD es un componente importante de la tarifa cobrada a los usuarios finales del servicio eléctrico, una estimación inicial inadecuada y publicada, genera expectativas en los agentes interesados al anunciar una posible reducción de costos tras un análisis preliminar de dicha información, tal como pasó en el reciente proceso VAD de las empresas privadas y públicas; por consiguiente, es necesario implementar medidas que permitan reducir estos riesgos regulatorios, como, por ejemplo, haciendo de obligación el reporte periódico de información técnica y financiera de las concesionarias, la cual será analizada para la aprobación de un manual de costos unitarios eficientes de la operación de distribución eléctrica, para evitar distorsiones durante las etapas de determinación del VAD.

Por tanto, es importante definir las reglas del proceso, los criterios para crear la empresa modelo, así como las fuentes válidas para tal fin, antes del inicio de dicho proceso, de manera que pueda protegerse el cumplimiento de los principios de predictibilidad, uniformidad y legalidad, establecidos en la Ley del Procedimiento Administrativo General.

En resumen, y tal como se resumió en la hipótesis de la presente tesis, resulta necesario adicionar etapas al proceso que actualmente está definido, que tengan como objetivo recaudar la mayor información posible y confiable de las empresas reguladas, para poder realizar un análisis más certero en un próximo procedimiento tarifario, en especial, de las empresas públicas de distribución eléctrica, dado que las mismas se enfrentan a mayores restricciones de naturaleza estatal y operan en zonas geográficas con características que dificultan la prestación del servicio y lo hacen más costoso y, por esta razón, el reconocimiento de estos costos en estas empresas, cobra importancia, recalcando que requieren de incentivos para incrementar el nivel de inversiones y operar en las zonas con menor cobertura.

Finalmente, es conveniente tomar en consideración las propuestas de implementación de una segunda instancia administrativa que evalúe, a través de

una interpretación jurídica y con fundamentos exclusivos de derecho, las observaciones presentadas por las concesionarias respecto a las decisiones, cumplimiento de etapas y normas vinculadas del procedimiento, con el propósito de velar por la legalidad del mismo y evitar poner en riesgo su confiabilidad o posibles declaraciones de nulidad, acción que debería ser llevada por un nivel jerárquico superior a OSINERGMIN, como es el caso de las salas especializadas de competencia resolutoria de INDECOPI, dado que, de lo contrario podría pasar a la vía judicial, y se podrían tomar decisiones no especializadas o no predecibles.

De manera complementaria, se recomienda considerar una evaluación de la aplicación de Módulos Estándar de Inversión en la determinación de costos de las empresas de distribución eléctrica, sobre la base de un análisis a los resultados obtenidos en la regulación de las empresas de Transmisión Eléctrica. Asimismo, se debe de evaluar los parámetros considerados para la determinación de los Sectores Típicos de Distribución, los cuales están vinculados solo a la Densidad de Carga y no a otras características que afectan, sobre todo, a las concesionarias públicas, haciendo que varios sistemas eléctricos sean considerados urbanos, cuando, por sus características geográficas, tendrían que haber sido calificadas como rurales.

Adicional a ello, se recomienda evaluar, y de ser el caso, actualizar, la tasa de retorno de las inversiones que son ejecutadas por las distribuidoras estatales, de manera que estas se ajusten a las condicionales actuales del sector eléctrico y de las empresas que prestan los servicios correspondientes, toda vez que, la misma no ha sido evaluada y/o actualizada desde el año 1992, en el cual el entorno económico era distinto al de ahora y las necesidades de estas empresas, también. Asimismo, se considera necesario definir en la LCE, la metodología que será aplicada para su cálculo, sobre la base de estudios especializados, y la periodicidad de evaluación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- Dammert, A., García, R., & Molinelli, F. (2008b). *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico* (1ra edición, pp 213-239). Perú: Fondo Editorial de la PUCP.
- Galetovic, A. & Bustos, A (2002). Regulación Por Empresa Eficiente: ¿Quién es Realmente Usted?. *Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile*.
- Galetovic, A., & Sanhueza, R. (2002). Regulación de Servicios Públicos: Más transparencia para emular la competencia. *Centros de Estudios Públicos*, (pp 229–236).
- Mercados Energéticos Consultores. (2009). *Libro blanco del marco regulatorio de la distribución eléctrica en el Perú*. Universidad Pontificia Comillas. Recuperado de http://www2.osinerg.gob.pe/Novedades/20091126_Libro_Blanco_CD_ME-IIT.PDF
- Jouravlev, A. (2004). Acceso a la información: una tarea pendiente para la regulación latinoamericana. *Los Servicios de Agua Potable Y Saneamiento En El Umbral Del Siglo XXI*. Recuperado de <https://doi.org/10.3989/arbor.2000.i653.1000>.
- Bernstein Llona, J. S. (1999). Regulación en el sector distribución eléctrica (Tesis de grado, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile). Recuperado de <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/bernstein.pdf>.
- Bitu, R., Born, P. (1993). *Tarifas de energía eléctrica: aspectos conceptuales y metodológicos*. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).
- Decreto Legislativo N° 25884. Ley de Concesiones Eléctricas (1992) y modificatorias.
- Decreto Legislativo N° 1221. Mejora la regulación de la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú (2015).
- Decreto Supremo N° 027-2018-EM. Perfecciona el marco regulatorio aplicable a la distribución de energía eléctrica (2018).

Sánchez, J. M. (2006). Los procedimientos tarifarios en los servicios públicos regulados. Propuesta de Reformas a los Procedimientos Vigentes. *Pontificia Universidad Católica de Chile*, 1–41.

Ley N°27444. Ley del Procedimiento Administrativo General. *Diario Oficial El Peruano* (2001).

SUNASS (2012). Manual del Plan Contable Regulatorio para ser aplicado a la regulación tarifaria del sector saneamiento. Recuperado de <https://www.sunass.gob.pe>.

Perry, G. (1983). Las tarifas de los servicios públicos - El caso de la energía eléctrica (pp. 183). Recuperado de <http://hdl.handle.net/11445/2546>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN. (2019a). Informe Técnico N° 330-2019-GRT. Recuperado de <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad/fijacion-vad-2019-2023>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN. (2019b). Informe Técnico N° 503-2019-GRT. Recuperado de <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad/fijacion-vad-2019-2023>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN. (2019). Informe Técnico N° 651-2019-GRT. Recuperado de <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad/fijacion-vad-2019-2023>

Luz del Sur. (2018). Carta que Interpone Recurso de Reconsideración contra Resolución N° 158-2018-OS/CD. Recuperado de <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad/fijacion-vad-2018-2022>.

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Ley General de Servicios Eléctricos y sus modificatorias, Biblioteca del Congreso Nacional (2019). Chile.

Gallardo, J., Quiso, L., & Mart, M. (2006). Precios Tope, Cobertura y Bienestar. Documento de Trabajo N° 07. Gerencia de Políticas Regulatorias – OSIPTEL. Recuperado de <https://www.osiptel.gob.pe/articulo/documento-de-trabajo-n-7-precios-tope-cobertura-y-bienest>

Electro Dunas. (2018). Carta N° GG-041-2018. Opiniones y sugerencias al proyecto de resolución que aprueban las Tarifas de Distribución Eléctrica 2018-2022. Recuperado de <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad/fijacion-vad-2018-2022>.

ENEL. (2018). Carta que interpone recurso de reconsideración contra la Resolución de Consejo Directivo N° 158-2018-OS/CD. Recuperado de <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad/fijacion-vad-2018-2022>

FONAFE (2019). Oficio N° 380-2019/DE-FONAFE. Observaciones al proyecto de Resolución que aprueba los Valores Agregados de Distribución Aplicables al Periodo Comprendido entre el 2019 – 2023. Recuperado de <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad/fijacion-vad-2019-2023>

FONAFE. (2019b). Oficio N° 085-2019/GDC-FONAFE. Recursos de Reconsideración presentados por las empresas de distribución eléctrica Recuperado de <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad/fijacion-vad-2019-2023>.

Asociación Iberoamericana de entidades reguladoras de la Energía (2018). Pronunciamiento de la Junta Directiva de ARIAE de Apoyo a OSINERGMIN.

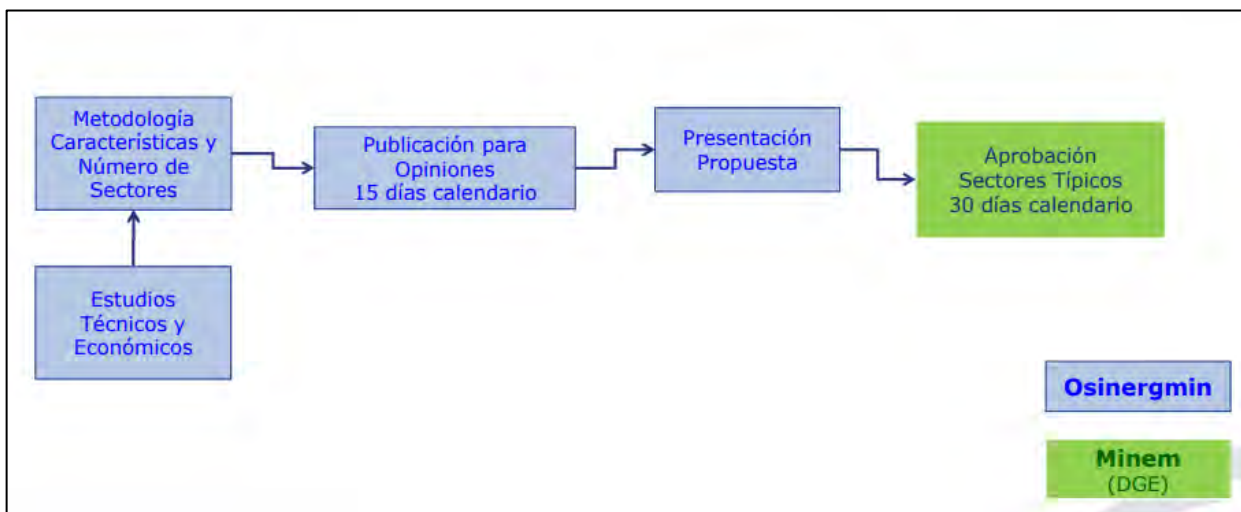
Gordillo, A. (2016). Los Recursos de Reconsideración. *En Tratado de Derecho Administrativo y obras selectas* (1ª ed., pp. 441-472). Buenos Aires.

- OECD. (2014). Best Practice Principles for Regulatory Policy: *The Governance of Regulators*. <https://doi.org/10.1787/9789264209015-en>.
- Querbach, T. & Arndt, C. (2017). Política regulatoria en América Latina : Un análisis de la situación actual. Documento de Trabajo de Política Regulatoria de la OCDE.
- San Martín, G., Fuentes, F., & Held, G. (2001). Estudio de Análisis y Aplicación del Concepto de Empresa Modelo en los Procesos de Tarificación de Servicios Sanitarios, Eléctricos y de Telecomunicaciones - Informe Final. (p. 8)
- Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A. & Vilchez, C. (2016). La industria de la electricidad en el Perú. 25 años de aportes al crecimiento económico del país. (1ra edición). Perú.
- Martín, R. (2010). Los Recursos Administrativos y el Control Difuso en la Administración Pública. *Revista de Derecho Administrativo* (9), 215-231. Recuperado de <http://prola.aps.org.ezproxybib.pucp.edu.pe/ojs/index.php/derechoadministrativo/artic/e/view/13715>



Anexo N° 01

Proceso para la determinación de los Sectores Típicos de Distribución



Fuente: Presentación del Gerente de División de Distribución Eléctrica de OSINERGMIN en la VIII Convención de Empresas de Distribución Eléctrica (2016)

Criterios y parámetros para la determinación de los sectores

- A1: Longitud de redes de media tensión (MT) en km.
- A2: Longitud de redes de baja tensión (BT) del servicio particular (SP) en km.
- B1: Cantidad de clientes en MT (Dic-2016).
- B2: Cantidad de clientes en BT (Dic-2016).
- C1: Consumo de energía en MT del mercado regulado en MW.h (Año 2016).
- C2: Consumo de energía en BT del mercado regulado en MW.h (Año 2016).
- D1: Máxima demanda en MW (Año 2016).

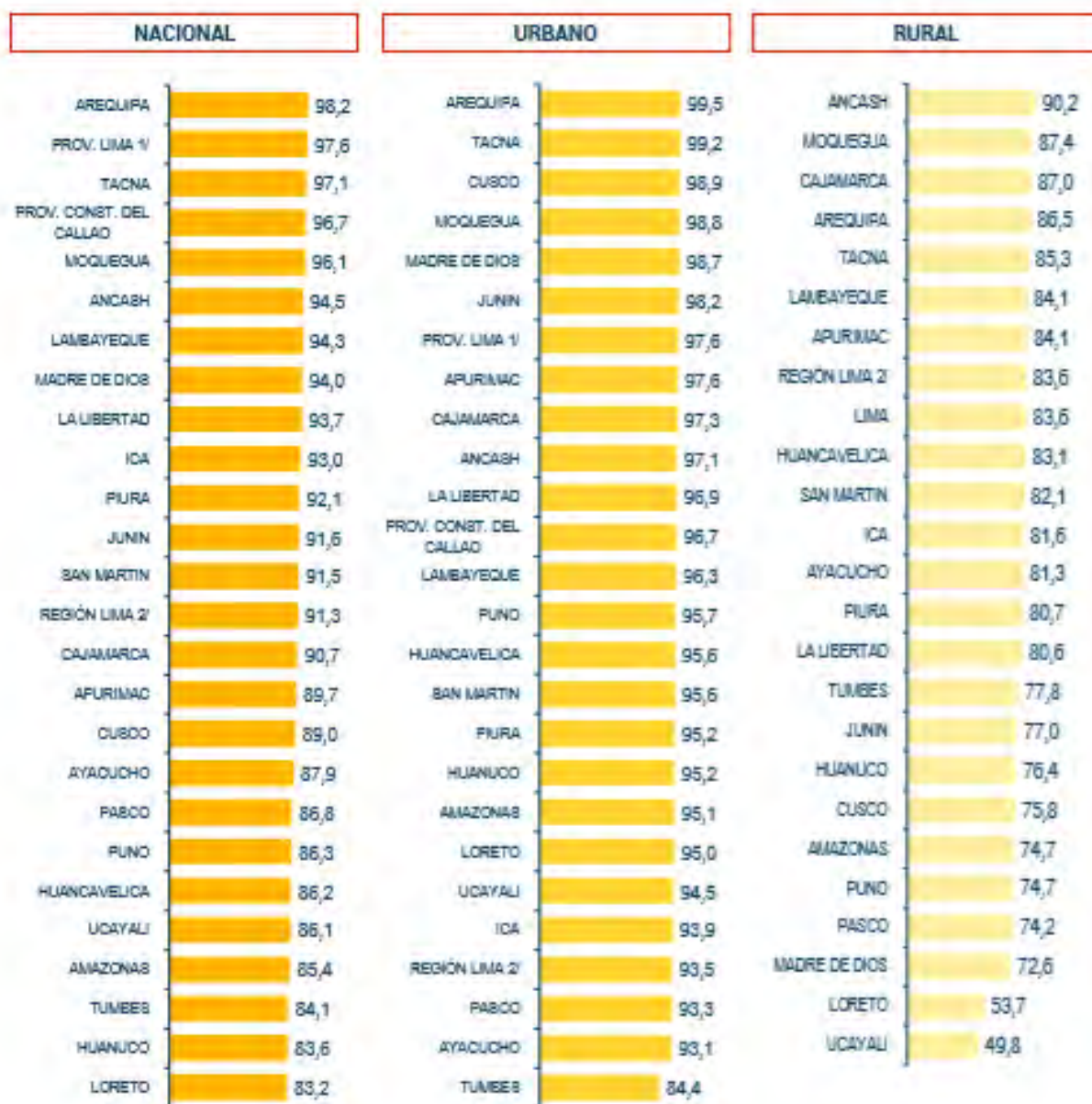
A partir de estas variables se pueden establecer los indicadores de densidad de carga de cada sistema eléctrico según los siguientes indicadores:

- $I_1 = \text{km redes MT} / \text{MW máxima demanda} = A1 / D1.$
- $I_2 = \text{km redes BT-SP} / \text{cantidad clientes BT} = A2 / B2.$
- $I_3 = \text{cantidad clientes MT+BT} / \text{consumo de energía MT+BT} = (B1+B2) / (C1+C2).$

Fuente: Exposición de motivos de la Resolución Directoral que aprueba la metodología y propuesta de determinación de los Sectores Típicos de Distribución. (2017)

Anexo N° 02

Hogares con acceso al servicio de energía eléctrica mediante red pública, según departamento 2018. (expresado en porcentaje)



Fuente: Publicación INEI – 2019 “Acceso a los servicios básicos en el Perú 2013-2018”

Anexo N° 03.

Impacto del VAD en la propuesta de tarifas
(Estudios de Costos de las Empresas Públicas – Julio 2019)

Vigente Dic-2018	Propuesta Definitiva Empresa
MM S//mes	

Empresa	Facturación a Usuario Final	Facturación a Usuario Final	Variación
Adinelsa	3,08	3,82	24%
Electro Oriente	39,62	40,61	2%
Electro Puno	16,66	24,92	50%
Electro Sur Este	32,51	51,95	60%
Electro Ucayali	13,94	14,90	7%
Electrocentro	50,94	58,94	16%
Electronoroeste	41,58	48,69	17%
Electronorte	28,42	33,98	20%
Electrosur	15,21	18,98	25%
Hidrandina	68,43	71,91	5%
Seal	38,23	44,85	17%
Total	348,60	413,56	19%

Fuente: Informe N° 0330-2019-GRT-OSINERGMIN (Julio 2019)

Anexo N° 04.

Impacto del VAD en la propuesta de tarifas 2019-2023
(Proyecto de Resolución – Julio 2019)

Empresa	Facturación Mensual (MM S/)		Variación a Usuario Final
	Dic-18	Propuesta Osinermin	
Adinelsa	3,08	2,77	-9,99%
Electro Oriente	39,62	38,53	-2,75%
Electro Puno	16,66	16,78	0,75%
Electro Sur Este	32,51	32,98	1,47%
Electro Ucayali	13,94	13,40	-3,86%
Electrocentro	50,94	49,34	-3,14%
Electronoroeste	41,58	39,00	-6,19%
Electronorte	28,42	27,73	-2,43%
Electrosur	15,21	15,46	1,68%
Hidrandina	68,43	63,80	-6,77%
Seal	38,23	36,92	-3,43%
Total	348,60	336,72	-3,41%

Fuente: Informe N° 0330-2019-GRT-OSINERGMIN (Julio 2019)

Anexo N° 05.

VAD pre publicado Vs Fijación VAD

VAD MT (S/ / Kw-mes)			
Empresas	Fijación VAD (Pre publicado)	Fijación VAD	Diferencia
Hidrandina	16.05	14.87	-7.3%
Electrocentro	30.59	28.52	-6.8%
Electro Sur Este	23.28	24.11	3.6%
Electronoroeste	17.67	16.00	-9.5%
Seal	14.85	15.47	4.2%
Electro Oriente	26.02	24.64	-5.3%
Electro Puno	24.78	29.36	18.5%
Electronorte	21.69	21.05	-2.9%
Electrosur	15.54	16.34	5.1%
Electro Ucayali	15.60	18.00	15.4%
Adinelsa	92.40	116.48	26.1%

VAD BT (S/ Kw – mes)			
Empresas	Fijación VAD (Pre publicado)	Fijación VAD	Diferencia
Hidrandina	62.39	61.48	-1.4%
Electrocentro	86.36	81.59	-5.5%
Electro Sur Este	76.08	78.70	3.4%
Electronoroeste	66.24	63.70	-3.8%
Seal	49.03	57.55	17.4%
Electro Oriente	61.84	66.58	7.7%
Electro Puno	72.60	70.83	-2.4%
Electronorte	53.42	49.75	-6.9%
Electrosur	66.19	64.29	-2.9%
Electro Ucayali	58.27	62.44	7.2%
Adinelsa	132.51	134.27	1.3%

SED (S/ /Kw-mes)			
Empresas	Fijación VAD (Pre publicado)	Fijación VAD	Diferencia
Hidrandina	7.77	6.63	-14.7%
Electrocentro	11.99	12.61	5.1%
Electro Sur Este	13.12	13.89	5.9%
Electronoroeste	11.26	11.04	-2.0%
Seal	11.77	13.22	12.3%
Electro Oriente	10.70	11.92	11.4%
Electro Puno	11.58	14.35	24.0%
Electronorte	11.51	9.26	-19.5%
Electrosur	9.19	9.65	4.9%
Electro Ucayali	13.35	11.61	-13.0%
Adinelsa	30.11	35.32	17.3%

Fuente: Informe N° 0503-2019-GRT-OSINERGMIN (octubre 2019)

Anexo N° 06.

Impacto del VAD en la propuesta de tarifas 2019-2023
(Resolución de fijación VAD)

Empresa	Facturación Mensual (MM S/)		Variación a Usuario Final
	Dic-18	Fijación Osinergmin	
Electrocentro	50,94	49,48	-2,86%
Electronoroeste	41,58	40,32	-3,03%
Electronorte	28,42	27,82	-2,10%
Hidrandina	68,43	66,63	-2,63%
Electro Puno	16,66	16,76	0,62%
Electro Sur Este	32,51	31,92	-1,80%
Electrosur	15,21	15,14	-0,43%
Seal	38,23	37,58	-1,70%
Adinelsa	3,08	3,02	-1,92%
Electro Oriente	39,62	38,55	-2,71%
Electro Ucayali	13,94	13,49	-3,22%
Total	348,60	340,71	-2,26%

Fuente: Informe N° 0503-2019-GRT-OSINERGMIN (octubre 2019)

Anexo N° 07.

Impacto del VAD en la propuesta de tarifas
(Resolución – diciembre 2019)

Empresa	Facturación Mensual (MM S/)		Variación a Usuario Final
	Dic-18	Recursos	
Electrocentro	50,9	50,4	-1,09%
Electronoroeste	41,6	41,1	-1,22%
Electronorte	28,4	28,0	-1,42%
Hidrandina	68,4	67,3	-1,60%
Electro Puno	16,7	16,8	1,11%
Electro Sur Este	32,5	32,1	-1,15%
Electrosur	15,2	15,2	-0,07%
Seal	38,2	38,0	-0,48%
Adinelsa	3,1	3,1	-0,59%
Electro Oriente	39,6	39,3	-0,70%
Electro Ucayali	13,9	13,7	-1,59%
Total	348,6	345,1	-0,99%

Anexo N° 08.

Ingresos por actividades ordinarias de las empresas de distribución eléctrica (expresado en S/ millones)

Empresa		2018	2019
1	Hidrandina	931.5	978.7
2	Electrocentro	620.6	656.4
3	Electronoroeste	622.5	679.4
4	Electronorte	367.4	389.7
5	Seal	532.9	560.4
6	Electro Sur Este	426.1	459.8
7	Electrosur	194.6	202.1
8	Electro Puno	216.0	231.1
9	Electro Oriente	530.1	581.8
10	Electro Ucayali	171.9	183.1
11	Adinelsa	56.3	66.2
12	Luz del Sur	3,033.2	3,194.7
13	Enel	2,960.4	3,145.7
14	Electro Dunas	355.0	373.1
TOTAL		11,018.8	11,702.2
0.35%		38.6	41.0
1.00%		110.2	117.0

Fuente: Reportes de Gestión – FONAFE. Recuperado de <https://www.fonafe.gob.pe/centrocorporativo/reportesdegestion> (junio 2020)

Anexo N° 09.

Modificaciones realizadas a través del Decreto Supremo N° 027-2018-EM

Artículo 146.- Para la elaboración de los estudios de costos destinados a la determinación del Valor Agregado de Distribución, en cada fijación tarifaria, se tomarán las siguientes provisiones:

Decreto Supremo N° 018-2016-EM

c. *En los Términos de Referencia del VAD y de acuerdo a lo señalado en el artículo 67 de la Ley, para cada Sector de Distribución Típico se establecen los criterios de adaptación económica del VAD que se aplican a los Estudios de Costos de los sistemas eléctricos de la EDE, a fin de determinar los costos de inversión, operación y mantenimiento para la fijación de tarifas en distribución eléctrica. Los estudios de costos incluirán la caracterización de la carga.”*

Decreto Supremo N° 027-2018-EM

c. *Los Términos de Referencia del VAD, de acuerdo con lo señalado en el artículo 67 de la Ley, dispondrán que el estudio de costos del VAD comprenderá las siguientes etapas:*

i) **Primera etapa:** *Recopilación de información y aprobación de Base de Datos de Costos Estándares de Distribución.*

Osinerghmin deberá contemplar una etapa de recopilación de información necesaria para la determinación de las tarifas de distribución, y aprobar la Base de Datos de Costos Estándares de Distribución que contendrá los costos que se utilizarán en la determinación del VAD, tales como los costos de inversión, operación y mantenimiento, de gestión comercial y otros que determine Osinerghmin como necesarios para la estructuración de la empresa modelo eficiente.

La Base de Datos de Costos Estándares de Distribución se determinará tomando en cuenta costos estándar de mercado y considerando rendimientos óptimos. Dichos costos serán clasificados de acuerdo con su nivel de tensión y otros criterios que establezca Osinerghmin, tales como las condiciones operativas de las redes de distribución y la gestión de los concesionarios operando en el país. La estructuración de la base de datos se realizará de acuerdo con los armados a ser considerados en el VAD para las tecnologías adaptadas que defina Osinerghmin.

Los Distribuidores están obligados a presentar la información requerida por Osinerghmin, salvo los casos de información confidencial que serán objeto de aclaración, tratamiento y conservación conforme a la normatividad de la materia.

ii) Segunda etapa: Estudios de Costos del VAD:

Haciendo uso de la Base de Datos de Costos Estándares de Distribución, los Distribuidores presentarán a Osinergmin sus propuestas de tarifas de distribución eléctrica, a efectos de continuar con el desarrollo de las demás actividades del proceso regulatorio.

Para cada Sector de Distribución Típico se establecen los criterios de adaptación económica del VAD que se aplican a los Estudios de Costos de los sistemas eléctricos de las EDE. Los estudios de costos incluirán la caracterización de la carga.

Para ambas etapas, incluyendo la definición de criterios y metodologías correspondiente a cada una de ellas, son aplicables, en lo que corresponda, los mecanismos de transparencia y participación establecidos en la normativa vigente, tales como la prepublicación, la realización de audiencias, entre otros.”

